



DEVAL

Progetto Smart Grid

DEVAL S.p.A. a s.u.

Cabina Primaria di VILLENEUVE (AO)

RELAZIONE FINALE



Gruppo CVA

SOMMARIO

1. Descrizione generale del progetto dimostrativo	4
1.1 Descrizione sintetica.....	4
1.2 Inquadramento del Progetto nel contesto di sviluppo della rete di distribuzione	5
1.3 Obiettivi funzionali e gestionali del progetto, con evidenza delle differenze rispetto a quanto effettivamente realizzato	6
1.4 Sviluppo temporale effettivo del progetto, con commenti relativi ad eventuali disallineamenti rispetto a quanto inizialmente previsto.....	8
1.5 Eventuale inquadramento del progetto nel contesto di altre iniziative, finanziate da soggetti terzi, aventi come finalità lo sviluppo di Smart Grid.....	9
2. Caratteristiche tecniche del progetto pilota	10
2.1 La rete di distribuzione interessata dal Progetto	10
2.2 Il coinvolgimento degli utenti	14
2.3 L'architettura Smart Grid	17
2.4 Il sistema di comunicazione per il controllo di rete	32
3. Verifiche e misure in campo.....	38
3.1 Verifiche.....	38
3.2 Misure.....	56
3.3 Generazione intenzionale di eventi in campo.....	59
4. Analisi critica relativa ai costi del progetto	63
4.1 Peculiarità del Progetto e problematiche di economicità della soluzione adottata	63
4.2 Investimenti ammessi all'incentivazione	63
4.3 Costi di gestione del nuovo sistema (opex) legati alle nuove applicazioni/servizi, con evidenza separata relativa al sistema di telecomunicazione.	65
4.4 Possibili azioni per migliorare la sostenibilità	66
5. Valutazioni conclusive	69
5.1 Livello di raggiungimento degli obiettivi del Progetto	69
5.2 Valutazione qualitativa dei benefici (attesi vs effettivi).....	70

5.3	Standardizzazione delle soluzioni sperimentate.....	71
5.4	Diffusione su più ampia scala e replicabilità: sinergie e criticità.....	72
5.5	Valutazione critica dei vettori/protocolli impiegati rispetto alle funzionalità da conseguire	74
5.6	Impatto della sperimentazione sulle attività del Distributore.....	75
5.7	Accordi in essere con gli Utenti Attivi.....	76
5.8	Conclusioni in merito alla sperimentazione	76
6.	Allegati	78
6.1	Regolamento di esercizio con gli utenti attivi coinvolti nel progetto.....	78
6.2	Eventuali pubblicazioni tecniche.....	78
6.3	Scheda sintetica del progetto.....	78

1. DESCRIZIONE GENERALE DEL PROGETTO DIMOSTRATIVO

Il primo capitolo della presente relazione è atto a fornire una descrizione generale del progetto Smart Grid DEVAL (nel seguito identificato come “Progetto”) Delibera ARG/elt 39/10 ammesso al trattamento incentivante l’8 febbraio 2011 con Delibera ARG/elt 12/11.

1.1 Descrizione sintetica

Il Progetto rappresenta 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, nell’ottica di sviluppare un prototipo di Smart Grid basato sull’uso di tecnologie di comunicazione, capace di favorire la diffusione della produzione da Fonti Energetiche Rinnovabili (FER) e l’uso efficiente delle risorse.

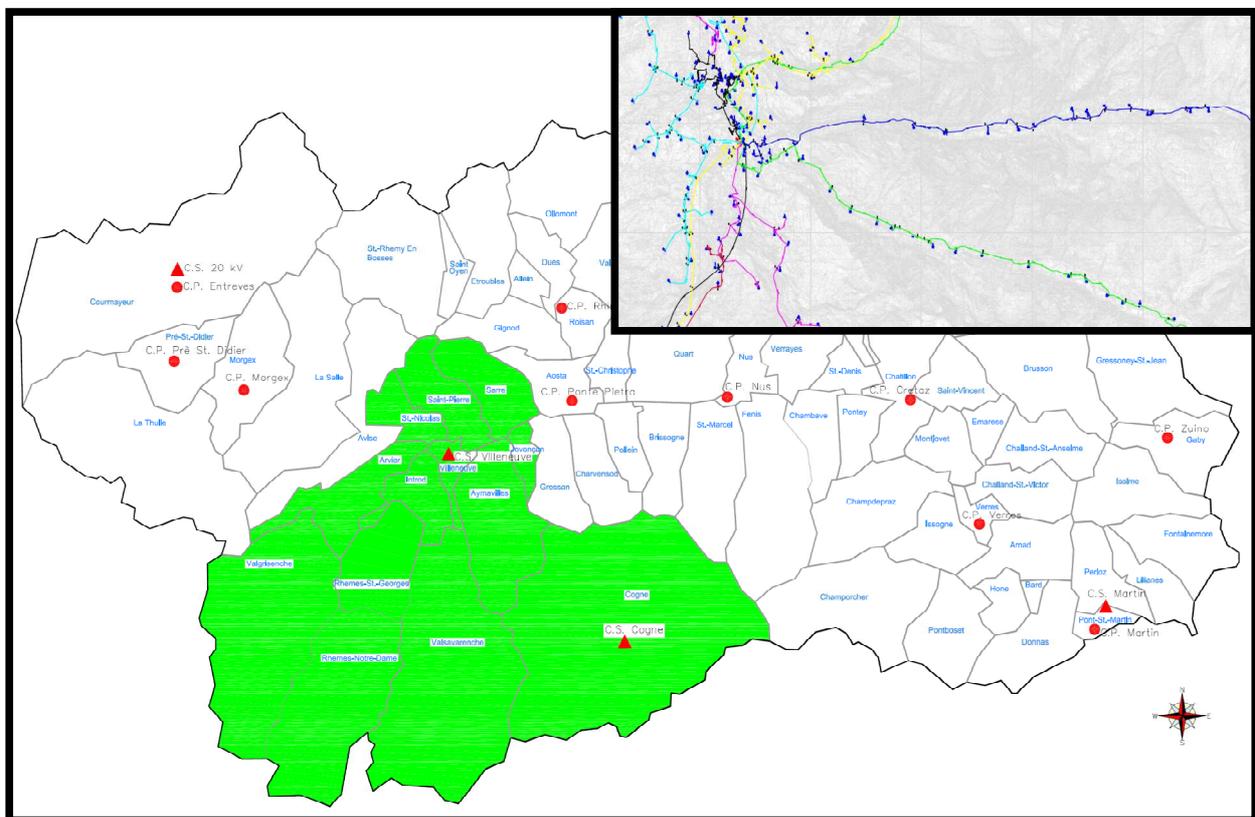


Figura 1. CP VILLENEUVE, area territoriale servita e dettaglio della topologia di rete

1.2 Inquadramento del Progetto nel contesto di sviluppo della rete di distribuzione

I principali investimenti, di tipo convenzionale, in uso da parte di DEVAL, riguardano interventi per la connessione di Utenti finali, interventi funzionali al miglioramento della qualità del servizio (soprattutto in determinate zone) e interventi finalizzati all'adeguamento a normative ambientali e standard tecnici di riferimento. In particolare, il territorio Valdostano ha caratteristiche atipiche rispetto al contesto medio nazionale in ragione della natura montana e della ricchezza di risorse idroelettriche; queste ultime sono sfruttate da centrali idroelettriche di grande taglia ma anche, con particolare sviluppo negli anni recenti, di media taglia, appunto connesse alla rete di distribuzione esercita da DEVAL. La taglia di tali centrali (da qualche centinaia di kW ad una decina di MW) comporta un impatto significativo su una rete elettrica che, in relazione agli Utenti passivi, sarebbe invece chiamata a gestire dei flussi energetici marcatamente inferiori; in termini energetici si registra infatti una elevata frequenza di inversione di flusso (ossia di flusso energetico dalla rete di distribuzione verso la rete di trasmissione) in diverse CP DEVAL.

In ragione di tali caratteristiche, la programmazione degli sviluppi della rete di distribuzione, sia per consistenza sia per logiche di monitoraggio e controllo, è strettamente correlata con gli sviluppi del parco di generazione (cfr. nuove richieste di connessione).

In tale contesto si sottolinea, nell'ambito delle aree interessate dal Progetto (Val di Rhemes, alimentata per tramite della linea 15 kV Rhemes, e Valsavarenche, alimentata per tramite della linea 15 kV Introd), la richiesta a DEVAL per altre due centrali di produzione da fonte idrica.

- Centrale di VOIX, di potenza nominale pari a 3.5 MW: la rilevante potenza di produzione ha motivato degli studi di dettaglio ed una serie di potenziamenti di rete. In particolare, la soluzione di connessione identificata ha previsto la realizzazione di una linea dedicata (per circa 4.5 km) a collegare la centrale al nodo di Bullet, sito sul feeder 15 kV di alimentazione della Valsavarenche (linea INTROD).

Si evince quindi come la centrale, pur essendo realizzata nel territorio della Val di Rhemes, viene ad essere connessa al feeder 15 kV dedicato alla Valsavarenche, che risulta essere meno congestionato e quindi in grado di meglio vettoriare la produzione (in Figura 2 si riporta lo schema di connessione previsto per la nuova centrale idroelettrica, in particolare è riportata con tratto verde la linea 15 kV Rhemes asservita alla distribuzione MT della Val di Rhemes, e in tratto blu la linea 15 kV Introd asservita alla distribuzione MT della Valsavarenche, infine, con tratto rosso sono evidenziati i nuovi tronchi di linea realizzati ai fini della connessione della centrale VOIX).

In prospettiva il nodo di Bullet, punto di riconfigurazione fra i due feeder interessati nel Progetto Smart Grid (linea Rhemes e linea Introd), dovrà essere aggiornato al fine di meglio gestire gli assetti di rete. Tale aggiornamento beneficerà sicuramente degli apparati e delle logiche di controllo ad oggi installate in relazione al Progetto Smart Grid.

I lavori di realizzazione della centrale sono stati avviati nel giugno 2014, il parallelo rete è previsto per la i primi mesi dell'anno 2016.

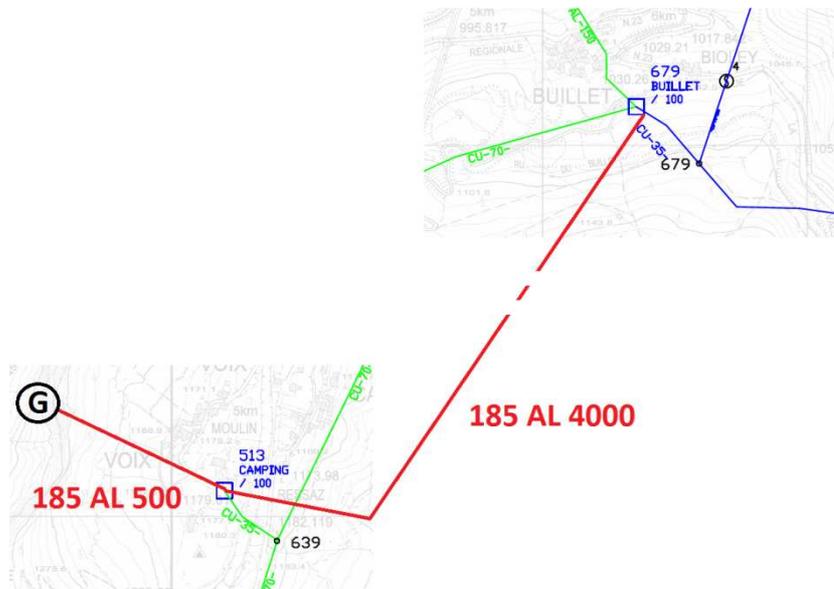


Figura 2. Soluzione di connessione alla rete DEVAL della centrale di VOIX

- Centrale LES ENERGIES (in località Cascade), di una potenza nominale pari a 210 kW: la centrale verrà connessa alla cabina secondaria denominata Thumel, nel feeder 15 kV esercito da DEVAL in Val di Rhemes (linea Rhemes).

Il parallelo con la rete e il collaudo dell'impianto si è avuto nei primi mesi dell'anno 2015.

Tali due nuove centrali di produzione andranno a rendere ancora più frequente la condizione di inversione di flusso della CP VILLENEUVE, rafforzando quindi la valenza del Progetto Smart Grid.

1.3 Obiettivi funzionali e gestionali del progetto, con evidenza delle differenze rispetto a quanto effettivamente realizzato

Obiettivo del Progetto è l'implementazione di una modalità di gestione attiva della rete di distribuzione, impiegando sistemi di comunicazione e controllo in grado di trasferire dalla CP

opportuni segnali ai singoli generatori, così da consentirne una reale integrazione nella rete di distribuzione e, più in ampio, nel sistema elettrico.

Risulta quindi di interesse introdurre un sistema di comunicazione tra la CP e ciascun Utente Attivo. Inoltre, il coinvolgimento dell'operatore di rete nazionale, Terna, risulta un elemento rilevante al fine di concordare eventuali segnali da scambiare fra la rete di trasmissione e la CP (come, per esempio, misure aggregate di tutto il carico e, separatamente, misure aggregate di tutta la generazione sottesa) e nuove modalità di esercizio della rete di distribuzione a seguito della ricezione di eventuali comandi da Terna stessa. L'obiettivo di comunicare a Terna valori distinti per la misura aggregata dei carichi e per la misura aggregata delle iniezioni attive sottese alla CP può essere assolto solo a mezzo di una infrastruttura che sia in grado, per quanto attiene alla rete MT (ed eventualmente BT) sottesa, di rilevare, con opportune tempistiche, le iniezioni da parte della GD.

Si evidenzia come, rispetto a quanto specificato inizialmente nella proposta di Progetto, alcune delle funzioni abbiano richiesto integrazioni e/o parziali revisioni al fine di consentirne il pieno coordinamento con i disposti degli ultimi aggiornamenti tecnico-normativi (Delibera 84/2012/R/eel, norme CEI 0-16 e CEI 0-21, Allegati A70 e A72 al Codice di Rete Terna).

Nel dettaglio, il Progetto si è posto l'obiettivo di implementare le seguenti funzionalità.

1. Teledistacco degli impianti di Generazione Diffusa mediante segnale di telestacco inviato da remoto dalle protezioni di linea al Sistema di Protezione di Interfaccia (SPI) della generazione, con la finalità di prevenire fenomeni indesiderati, quali l'isola non intenzionale, e migliorare la continuità del servizio (evitare scatti intempestivi della GD).
2. Telecomando delle Cabine Secondarie con sistema di comunicazione always-on. Il telecomando delle Cabine Secondarie lungo-linea ha l'obiettivo di migliorare la continuità di esercizio degli Utenti e l'efficienza di gestione della rete.

Circa gli apparati di protezione, la rete in media tensione di DEVAL, al fine di elevare ulteriormente la continuità della fornitura approvvigionata ai propri Utenti, nell'ambito del progetto è stata evoluta rispetto allo stato di esercizio del neutro (tramite bobina di Petersen). In merito ai livelli di qualità del servizio fornita agli Utenti, è anche opportuno segnalare come la natura del territorio ponga delle sfide non convenzionali al Distributore, che deve organizzarsi ed adottare pratiche utili a gestire efficacemente anche fenomeni naturali (allagamenti, smottamenti, slavine) che hanno, nel caso Valdostano, una frequenza regolare e una intensità critica.

3. Regolazione della tensione mediante modulazione della potenza reattiva immessa in rete da ciascuna unità di GD sulla base di una logica centralizzata. Si prospetta che la regolazione della tensione permetterà di incrementare la producibilità da fonti rinnovabili, di migliorare la qualità della tensione e l'efficienza della rete di distribuzione MT.
In particolare nel progetto, come meglio dettagliato nel seguito, sono state sviluppate due diverse logiche di regolazione, una centralizzata, implementata nelle centrali di produzione site in Val di Rhemes, ed una di regolazione locale, identificata come soluzione di compromesso per le centrali site in Valsavarenche (centrali di potenza modesta e/o connesse molto vicine alla CP, quindi con scarse possibilità di regolazione). Il setpoint calcolato dagli algoritmi di controllo viene impostato direttamente nei regolatori di tensione ad oggi già presenti presso gli Utenti Attivi, e sarà coordinato con i setpoint dei variatori sotto-carico dei trasformatori in CP.
4. Limitazione/modulazione in emergenza della potenza attiva immessa in rete da ciascuna unità di GD, finalizzata a ridurre l'impatto delle fonti rinnovabili sul sistema elettrico, sia a livello AT che a livello MT, durante particolari criticità di rete.
5. Monitoraggio delle iniezioni della GD, con scambio di segnali verso Terna. Il sistema di monitoraggio delle iniezioni della GD consente una più efficiente conduzione della rete elettrica (ad es., al fine di gestire condizioni di contingenza che richiedono il riassetto della rete). Inoltre, l'architettura permette l'invio di dati a Terna (soddisfacendo i disposti dell'Allegato A70 al Codice di Rete) ed il teledistacco della generazione secondo i disposti dell'Allegato A72, nel verso di una migliore conduzione della rete di trasmissione.
6. Realizzazione di una infrastruttura utile alla gestione di apparati per la ricarica di auto elettriche, sia in termini di punti di ricarica sia in termini di architettura di monitoraggio e controllo.

Non si rilevano scostamenti significativi tra gli obiettivi inizialmente delineati e quanto effettivamente realizzato, se non un adattamento/ampliamento delle funzionalità previste per far fronte alle evoluzioni tecnico-regolatorie succedutesi nel corso della sperimentazione.

1.4 Sviluppo temporale effettivo del progetto, con commenti relativi ad eventuali disallineamenti rispetto a quanto inizialmente previsto

L'intero Progetto presentato è stato proposto su un arco temporale di 3 anni, dal 1° gennaio 2011 fino al 31 dicembre 2013. A seguito della comunicazione ricevuta dall'Autorità per l'Energia

Elettrica il Gas ed il Sistema Idrico (Prot: [P] 035361 del: 05/11/2013), la sperimentazione è stata prolungata fino al 31 dicembre 2014.

La natura sperimentale del Progetto, le recenti evoluzioni tecnico-normative (Del. AEEGSI 84/2012/R/eel, norme CEI 0-16 e CEI 0-21, Allegati A70 e A72 al Codice di Rete Terna), nonché la necessità di interfacciarsi presso gli Utenti Attivi ad apparati esistenti, hanno infatti determinato uno slittamento delle tempistiche inizialmente ipotizzate.

In particolare, in merito ai ritardi della sperimentazione, si osserva come l'integrazione dell'architettura Smart Grid e del sistema di comunicazione sia un elemento che ha fortemente inciso sulle tempistiche realizzative del Progetto, specie nei casi di vettore di comunicazione condiviso con altre applicazioni e gestito da un operatore terzo (ad es., rete mobile). In quanto, per il corretto funzionamento della Smart Grid, la rete di comunicazione richiede personalizzazioni, che rendono indispensabili opportuni accordi tra l'operatore di telecomunicazioni ed il system integrator.

Ad oggi la totalità delle apparecchiature è stata installata in campo e l'architettura Smart Grid è, seppur parzialmente, attiva. Permangono dei punti che richiedono lo svolgimento di attività di setup e di correzione di criticità, a completamento del progetto sperimentale:

- interventi di setup e test relativi al vettore di comunicazione (GRPS, HSDPA, Fibra ottica);
- interventi di aggiornamento degli apparati (in particolare degli apparati per la comunicazione SELTA SNN110 che, come dettagliato nel seguito, stanno tuttora manifestando dei malfunzionamenti, probabilmente, legati alle temperature di esercizio);
- prosecuzione verifiche delle prestazioni e dell'affidabilità della rete dati;
- setup dell'algoritmo di regolazione centralizzata della tensione;
- setup degli algoritmi per la ricerca guasto automatizzata;
- setup della procedura di contro-alimentazione relativa al Centro Satellite Thumel;
- prosecuzione dell'acquisizione dei dati e dello svolgimento delle prove sull'architettura sperimentale.

1.5 Eventuale inquadramento del progetto nel contesto di altre iniziative, finanziate da soggetti terzi, aventi come finalità lo sviluppo di Smart Grid

Sulla rete DEVAL non sono attualmente in corso altre iniziative finanziate da soggetti terzi aventi come finalità lo sviluppo di Smart Grid.

2. CARATTERISTICHE TECNICHE DEL PROGETTO PILOTA

Scopo di questa sezione è di fornire i necessari dettagli tecnici sulle principali caratteristiche del Progetto.

2.1 La rete di distribuzione interessata dal Progetto

2.1.1 *Caratteristiche principali*

Come già introdotto, il Progetto prevede investimenti da realizzare sulla CP di VILLENEUVE (AO) e sulla rete MT da essa alimentata, nonché sullo SCADA e sul DMS in esercizio sulla rete di DEVAL (operativo presso il centro di controllo sito in Aosta cui fa capo la CP in questione), coinvolgendo gli Utenti Attivi ad essa collegati nell'ottica di sviluppare un prototipo di Smart Grid basato sull'uso di tecnologie di comunicazione.

Circa il Progetto, si evidenzia la particolare orografia del territorio interessato ed il suo valore paesaggistico e naturalistico (si ha un diretto interessamento del parco naturale del Gran Paradiso), caratteristiche che portano a forti complicazioni circa la disponibilità e/o l'installazione di un vettore di comunicazione ad "alta velocità" (complicazioni tecniche ed economiche), ed, in generale, ad interventi che richiedano azioni invasive sul territorio.

Relativamente alle connessioni in MT, gli impianti sottesi alla CP VILLENEUVE sono tutti di natura idroelettrica, in particolare si registrano quattro utenze attive connesse alla linea Introd, due utenze attive connesse alla linea Moline (derivazione della linea Cogne), e una singola utenza attiva sia per la linea Thumel che per la linea Rhemes, come da Tabella 1.

Si sottolinea come la CP fornisce distribuzione elettrica ad un'area molto vasta (circa 770 km²) dalle caratteristiche geografiche molto particolari, che motivano criticità in termini di esercizio, manutenzione e telecontrollo: diversi apparati sono installati in località non sempre raggiungibili durante i mesi invernali.

Trasformatore AT/MT V	16 MVA
N° linee 15 kV in uscita	7
Unità di GD connesse in MT	8
Trasformatore AT/MT R	25 MVA
N° linee 15 kV in uscita	4
Unità di GD connesse in MT	5

Tabella 1. Dati GD collegata alla CP di VILLENEUVE, , aggiornati all'anno 2014.

Al fine di sintetizzare le informazioni relative alla rete di distribuzione, in Tabella 2 si riportano in modo aggregato le caratteristiche principali dei feeder afferenti alla CP VILLENEUVE.

La taglia di tali centrali afferenti alla CP VILLENEUVE (da qualche centinaia di kW ad una decina di MW) comporta un impatto significativo su una rete elettrica che, in relazione agli Utenti passivi, sarebbe invece chiamata a gestire dei flussi energetici marcatamente inferiori; in termini energetici si registra infatti una elevata frequenza di inversione di flusso (ossia di flusso energetico dalla rete di distribuzione verso la rete di trasmissione) in diverse CP esercite da DEVAL (Tabella 3).

In tale contesto, DEVAL ha definito negli anni delle procedure atte a favorire la concertazione sia verso le autorità politiche che verso le società di generazione, è infatti evidente come la programmazione dello sviluppo della rete di distribuzione (nel contesto in analisi) non possa essere confinata alla sola realtà della società di Distribuzione. L'efficacia delle pratiche DEVAL è testimoniata dai livelli di qualità del servizio raggiunti e consolidati negli anni e dalla capacità della rete di gestire livelli di penetrazione della Generazione Diffusa (GD) ben superiori alla soglia di attenzione definita dalla normativa CEI 0-16 (pari al 5% delle ore/anno). In particolare, circa il fenomeno dell'inversione di flusso, si rileva un sensibile incremento fra la situazione in essere (ovvero i dati relativi all'anno 2014, riportati in Tabella 3) e la situazione relativa all'anno 2009, anno di proposizione ed ideazione del Progetto.

LINEA	Estensione complessiva [km]	Capacità di trasformazione MT/bt sottesa [kVA]	GD installata [MW]
224 - St. Pierre	18.8	3963	248
225 - St. Nicolas	29.4	3762	0
226 - Mecosse	11.3	1100	0
227- Autostrada Aosta	21.2	2380	0
230 - Rhemes	24.1	3300	5060
231- Thumel	0.3	160	6600
221 - Avise	26.9	3933	1600
222 - Introd	24.6	2310	2300
223 - Aymavilles	37.3	4660	0
228 - Autost. Morgex	9.7	0	0
229 - Cogne	20.3	1370	3880

Tabella 2. Caratteristiche delle linee MT afferenti alla CP di VILLENEUVE, aggiornati all'anno 2014.

Codice Nodo	Cabina Denominazione	TR	Anno 2014	TR AT/MT
			Inv. Flusso %	kVA
AV001400507	GRESSONEY CVA	VE	0,1	35
AV001400507	GRESSONEY CVA	RO	0,0	35
VV001380290	VERRES	RO	60,4	25
VV001380290	VERRES	VE	56,7	25
VV001380291	RHINS	RO	42,6	16
VV001380291	RHINS	VE	89,8	16
VV001380292	NUS	VE	41,8	16
VV001380293	COVALOU	RO	43,7	16
VV001380294	ZUINO	RO	69,7	16
VV001380295	P.S.DIDIER	RO	4,9	25
VV001380295	P.S.DIDIER	VE	0,0	30
VV001380296	PONTE PIETRA	RO	0,0	25
VV001380296	PONTE PIETRA	VE	0,0	25
VV001380297	CRETAZ	RO	1,9	16
VV001380297	CRETAZ	VE	0,0	16
VV001380298	PERRERES	RO	0,0	16
VV001380298	PERRERES	VE	9,4	16
VV001380299	AYAS	RO	21,6	16
VV001380300	PTS.MARTIN	RO	0,0	16
VV001380300	PTS.MARTIN	VE	54,9	16
VV001380394	MORGEX	RO	37,9	25
VV001390293	ENTREVES	RO	56,8	16
VV001400504	VILLENEUVE	VE	58,8	16
VV001400504	VILLENEUVE	RO	39,5	25
VV001400505	P.S.MARTIN	RO	1,6	16

Tabella 3. Condizione di “inversione di flusso” nelle CP presenti sul sistema di distribuzione di DEVAL nell’anno 2014.

2.1.2 Caratteristiche tecniche delle cabine primarie, smistamento e secondarie interessate dal Progetto

La CP oggetto del Progetto è collegata alla RTN 132 kV attraverso il nodo di VILLENEUVE. In particolare è implementato uno schema di alimentazione tramite connessione alle sbarre 132 kV della stazione RTN, a cui afferiscono anche le linee 132 kV 5046 (CHAVONNE - VILLENEUVE), 5051 (MORGEX ALL. - VILLENEUVE) e 506 (PRE S.DIDIER - VILLENEUVE). A loro volta le sbarre RTN a 132 kV sono collegate, tramite sezione di trasformazione, al nodo 220 kV di VILLENEUVE a cui afferiscono le linee 2091 (DELTAC. ALL - VILLENEUVE), 212 (VILLA - VILLENEUVE), 219 (AVISE – VILLENEUVE). La sezione in media tensione (MT) è alimentata a 15 kV, lo schema di connessione è realizzato con sistema a doppia sbarra (Sbarra Verde e Sbarra Rossa) con un trasformatore AT/MT da 25 MVA (trasformatore ROSSO) e un trasformatore AT/MT da 16 MVA (trasformatore VERDE): le due sbarre alimentano poi 11 linee MT (224 “St. Pierre”, 225 “St. Nicolas”, 226 “Mecosse”, 227 “Autostrada Aosta”, 230 “Rhemes” e 231 “Thumel” Sbarra Verde 221 “Avise”, 222 “Introd”, 223 “Aymavilles”, 228 “Autostrada Morgex” e 229 “Cogne” Sbarra Rossa).

Il punto di separazione funzionale fra le attività di competenza di Terna e quelle di DEVAL coincide con la sbarra MT dei trasformatori posti in CP.

Nel seguito si sintetizzano le principali caratteristiche della rete sottesa alla CP VILLENEUVE, con riferimento allo status quo alla data di inizio del Progetto.

Dal punto di vista dell'automazione di rete, allo stato precedente alla realizzazione del Progetto, in CP era presente un telecomando (unificato ENEL DISTRIBUZIONE) denominato TPT, con protocollo di comunicazione TIC 1000. Per quanto riguarda il sistema SCADA, l'apparato già disponibile presso il centro operativo DEVAL è denominato STU-X e STM (realizzato su specifica ENEL DISTRIBUZIONE).

La regolazione della tensione è effettuata mediante la variazione del rapporto di trasformazione dei trasformatori AT/MT ed è coordinata con le azioni di Terna, che ha facoltà di richiedere interventi di controllo sui regolatori di tensione sotto-carico dei trasformatori nel caso di condizioni di esercizio prossime al collasso di tensione. Il fattore di potenza imposto nel punto di scambio ai fini della qualità della tensione e per la minimizzazione delle perdite di rete è pari a 0.9.

Non sono viceversa presenti batterie di condensatori a compensazione della potenza reattiva.

Il sistema di regolazione sotto-carico del trasformatore AT/MT è del tipo FIR – DV29331A impostato ad una tensione standard di 15.2 kV.

Per consentire l'interoperabilità tra la RTN e la rete MT alimentata dalla CP di VILLENEUVE sono presenti sistemi di comunicazione che in condizioni di esercizio ordinario della RTN trasmettono:

segnalazioni di posizioni degli organi di manovra, misure di tensione e misure di potenza attiva e reattiva. Possono essere trasmesse anche informazioni necessarie per la rapida ripresa del servizio e per la ricostruzione dei disservizi, sincronizzate tramite GPS e rilevate da: registratori cronologici degli eventi, oscillografici e segnalazioni locali.

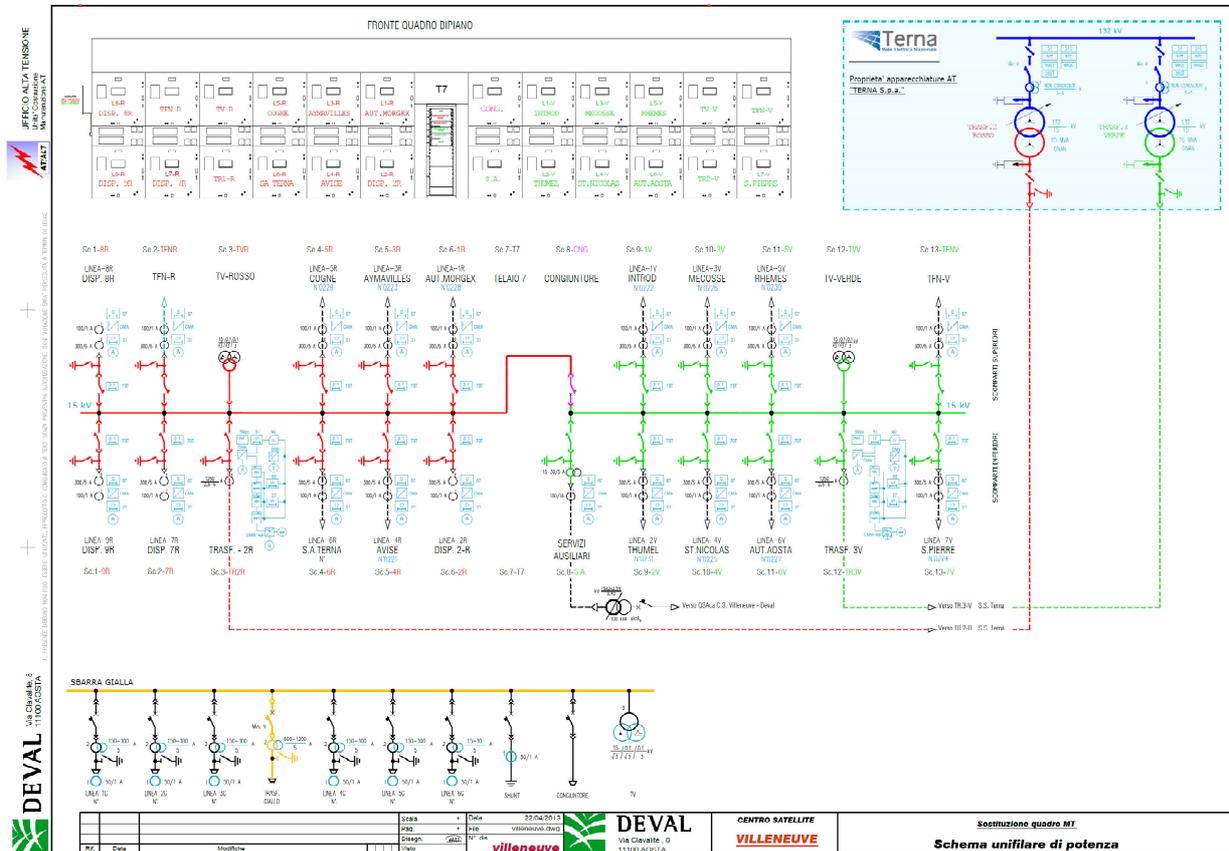


Figura 3. Cabina Primaria di VILLENEUVE – Schema unifilare.

2.2 Il coinvolgimento degli utenti

2.2.1 Caratteristiche delle utenze attive e passive coinvolte nel Progetto

Il Progetto è attivo rispetto al sistema di distribuzione MT in essere in due vallate: Valsavaranche (feeder Introd) e Val di Rhemes (feeder Rhemes e feeder Thumel, quest'ultimo dedicato alla connessione in CP di un UA); nel seguito si dettagliano le caratteristiche delle utenze rispetto a tali aree geografiche.

La linea Introd fornisce l'alimentazione elettrica della valle Valsavarenche, percorrendola per la sua intera estensione; il feeder presenta una lunghezza pari a 24.5 km, di cui 23.33 km in posa aerea. La capacità di trasformazione MT/bt sottesa alla linea è quantificabile in 1350 kVA, suddivisa in 14 trasformatori, a cui si aggiungono 5 utenze in media tensione per una potenza impegnata complessivamente pari a 255 kVA. Relativamente alle utenze attive si registrano due impianti di

proprietà della società Meyes S.r.l. (realizzate negli anni 2004 e 2005) di potenza pari a 320 e 195 kW identificati in ragione della località in cui sono installate: rispettivamente Valsavarenche località Pont e Valsavarenche località Pont du Grand Clapey. Tali centrali (acqua fluente basate su generatori asincroni) sono poste sull'asta principale dell'acquedotto del Grand Paradis, laddove esigenze di carattere idraulico hanno imposto l'inserimento di vasche di rottura della pressione.

Un terzo impianto, sempre di tipologia ad acqua fluente ma basato su un generatore sincrono di taglia pari a 210 kW, è installato presso il comune di Valsavarenche (realizzato nell'anno 1996), di proprietà dell'omonimo consorzio comunale. L'impianto è associato ad una turbina idraulica Pelton ed è totalmente automatizzato tramite controllo PLC. La quarta, e più rilevante, centrale elettrica (Les Ecureuils, posta in località Condy, realizzata nell'anno 1992) connessa alla linea Introd è di proprietà della società F.Ili Ronc S.r.l. di taglia pari a 934 kW. L'impianto sfrutta turbine Pelton (di tagli pari a 700 e 300 kW) su dislivelli pari a 200 e 300 m.

La linea Rhemes fornisce alimentazione elettrica alla valle omonima, percorrendola per la sua intera estensione; il feeder presenta una lunghezza pari a 24.5 km, di cui 17.1 km in posa aerea. La capacità di trasformazione MT/bt sottesa alla linea è quantificabile in 2070 kVA, suddivisa in 22 trasformatori, a cui si aggiungono 2 Utenti MT per una potenza impegnata complessiva pari a 66 kVA. Relativamente alle utenze attive si registra un impianto di proprietà della società F.Ili Ronc S.r.l. di potenza nominale pari a 3.56 MW. La centrale è stata realizzata nel 1986 completamente in galleria in località Proussaz, nel comune di Rhemes St.George, sul torrente omonimo. È costituita da due gruppi sincroni mossi da turbine Francis che sfruttano un dislivello di circa 140 metri. Il funzionamento è automatico e non presidiato.

Al nodo Champagne della linea Rhemes è infine collegata, tramite linea dedicata di 20 km circa, una utenza attiva di potenza nominale interessante: 5 MW. La linea collega il nodo di Champagne con il generatore posto nella parte superiore della vallata, percorrendola quindi per tutta la lunghezza secondo un tracciato, di fatto, parallelo alla linea Rhemes. Tale connessione, di tensione nominale pari a 20 kV, è di proprietà, così come la centrale idroelettrica ad essa connessa, della società Electrorhemes S.r.l., e risulta di rilevante interesse in prospettiva di nuove modalità di gestione del sistema di distribuzione in MT nella val di Rhemes, con finalità di massimizzazione della qualità dell'alimentazione di sfruttamento delle fonti rinnovabili.

La centrale Thumel è posta nella parte più alta della val di Rhemes e sfrutta due gruppi turbina Pelton/alternatore sincrono: l'impianto (terminato nell'anno 2006) non è presidiato e sfrutta un elevato livello di automazione anche in ragione della difficoltà nell'accedere al sito durante i mesi invernali.

2.2.2 *Comunicazione bidirezionale con i clienti finali anche per la sperimentazione di modalità di demand response*

Nel progetto Smart Grid DEVAL non sono impiegate comunicazioni bidirezionali con gli utenti per la sperimentazione di strategie di demand response.

2.3 L'architettura Smart Grid

Il Progetto ha per obiettivo principale l'installazione di un sistema di monitoraggio, controllo, regolazione e protezione nella CP di VILLENEUVE, in particolare a servizio delle semisbarre MT, e nelle Cabine Secondarie (CS), nelle Cabine di Consegna (CCO), siano esse asservite a Utenti di rete Passivi (URP) o a siti di GD (Unità GD, UGD), 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. L'architettura generale proposta dal Progetto viene identificata in letteratura con il termine sottostazione estesa, ad indicare l'estensione del sistema di supervisione e protezione dalla sola CP alle unità remote (Utenze attive, Cabine Lungo Linea), distribuite lungo le linee di distribuzione MT.

La planimetria generale delle linee, delle CS e delle CCO coinvolte nel progetto è riportata nella seguente figura 4.

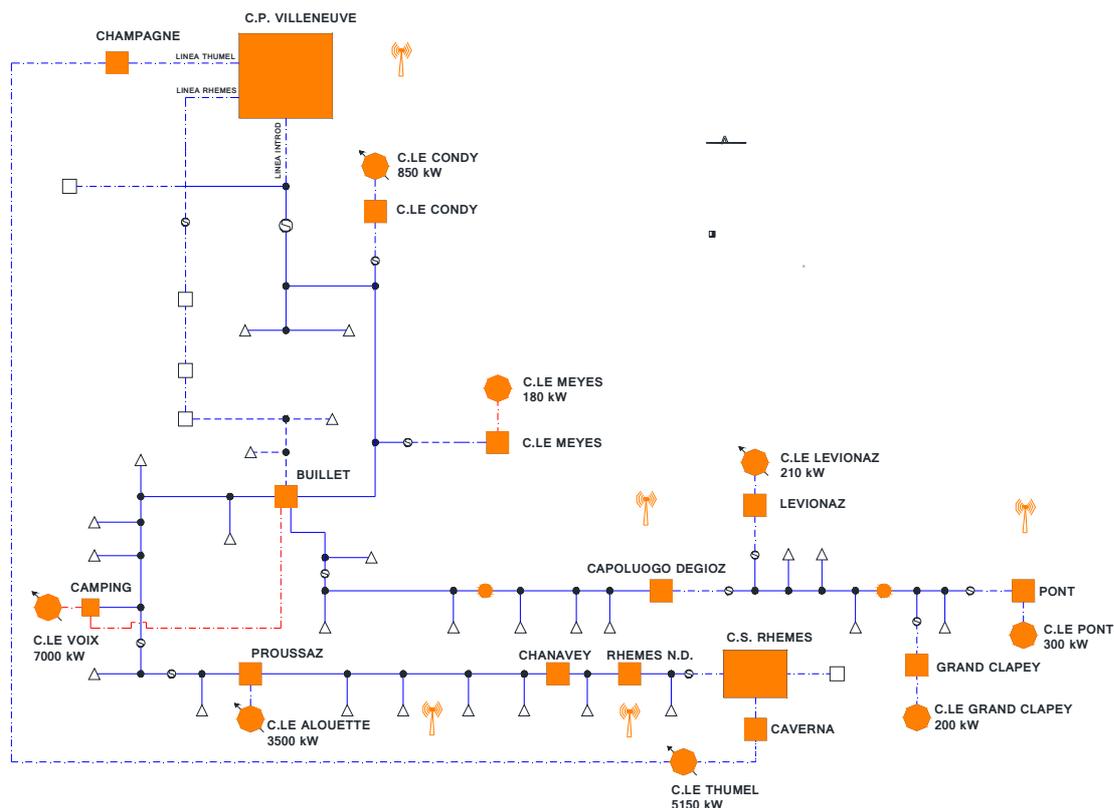


Figura 4. Planimetria generale degli apparati coinvolti nel Progetto

2.3.1 Numero di cabine primarie, smistamento e secondarie interessate dal progetto pilota

Il Progetto è sviluppato nei seguenti siti:

- Centro di controllo DEVAL
- Cabina Primaria VILLENEUVE
- Centro Satellite THUMEL
- Centro Satellite BUILLET
- Cabine Secondarie:
 - o Buillet
 - o Champagne
 - o Proussaz
 - o Chanavey
 - o Rhemes N.D.
 - o Caverna
 - o Cap.Degioz
 - o C.le Condy
 - o Levionaz
 - o Grand Clapey
 - o Pont

Nel dettaglio, si riporta nella seguente Figura 5 lo schema unifilare del Centro Satellite Thumel, realizzato nell'ambito del Progetto.

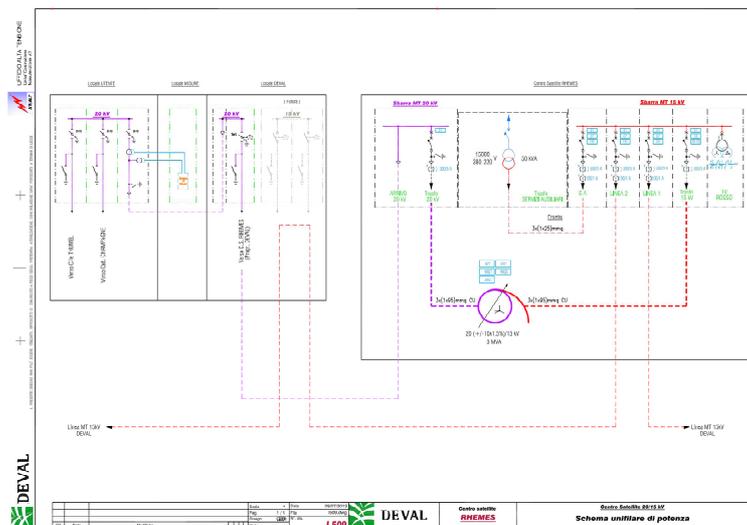


Figura 5. Centro satellite Thumel, schema unifilare

2.3.2 Funzioni previste dall'architettura Smart Grid

Si illustrano le funzionalità innovative previste nel Progetto. Si evidenzia come, rispetto a quanto specificato inizialmente in fase di istanza progettuale, alcune delle funzioni abbiano richiesto integrazioni e/o parziali revisioni, al fine di consentirne il pieno coordinamento con i disposti degli ultimi aggiornamenti tecnico-normativi (Del. AEEGSI 84/2012/R/eel, norme CEI 0-16 e CEI 0-21, Allegati A70 e A72 al Codice di Rete Terna).

2.3.2.1 Funzionamento innovativo del SPI: telescatto

Nel Progetto è previsto l'invio, in caso di intervento di un Sistema di Protezione di Linea (SPL; sia esso ubicato in CP o nella Cabina Smistamento del Distributore), per tramite del Router di CP, del sistema di telecomunicazione (fibra ottica o rete mobile) e del Router di Utente Attivo, di un segnale di telescatto alle protezioni di interfaccia della GD sottesa (SPI), scongiurando il rischio che i generatori possano continuare ad alimentare la porzione di rete rimasta in isola (in Figura 6).

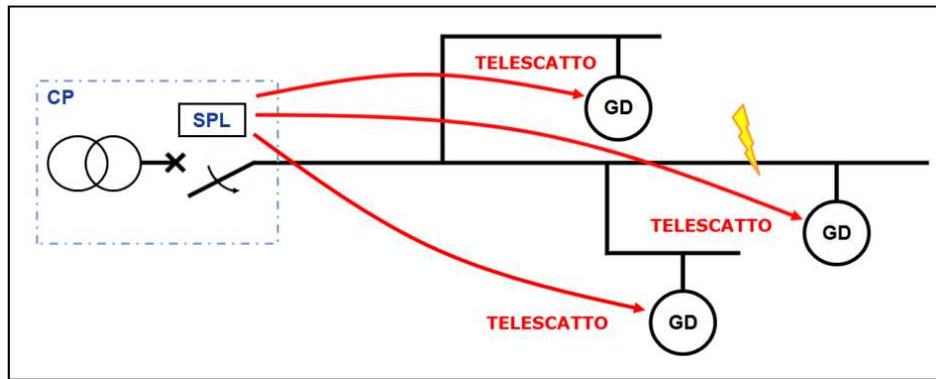


Figura 6. Invio del segnale di teleseccato dai sistemi di Protezione di Linea (SPL) in CP alla GD sottesa.

La logica di funzionamento del SPI prevista nell'ambito del Progetto opera sulla base sia di logiche locali che di segnali provenienti da remoto, ed è stata sviluppata in accordo alle più recenti evoluzioni tecnico-normative (CEI 0-16; CEI 0-21; Figura 7).

In particolare, quando in CP si ha l'apertura dell'interruttore MT della linea di connessione, in presenza di comunicazione, il sistema agisce in funzione delle informazioni provenienti da remoto (LCP) finalizzate allo scatto diretto del SPI (teleseccato). Il sistema deve presentare anche un corretto funzionamento in assenza di comunicazione, implementando soluzioni tecniche per la discriminazione degli eventi locali rispetto agli eventi di sistema basate sul rilievo di informazioni legate alla tensione. A questo fine, in assenza del segnale di keep-alive del vettore di comunicazione verrà abilitata la logica di sblocco voltmetrico per il passaggio alle soglie restrittive (49,7 – 50,3 Hz) in luogo di quelle permissive (47,5 – 51,5 Hz).

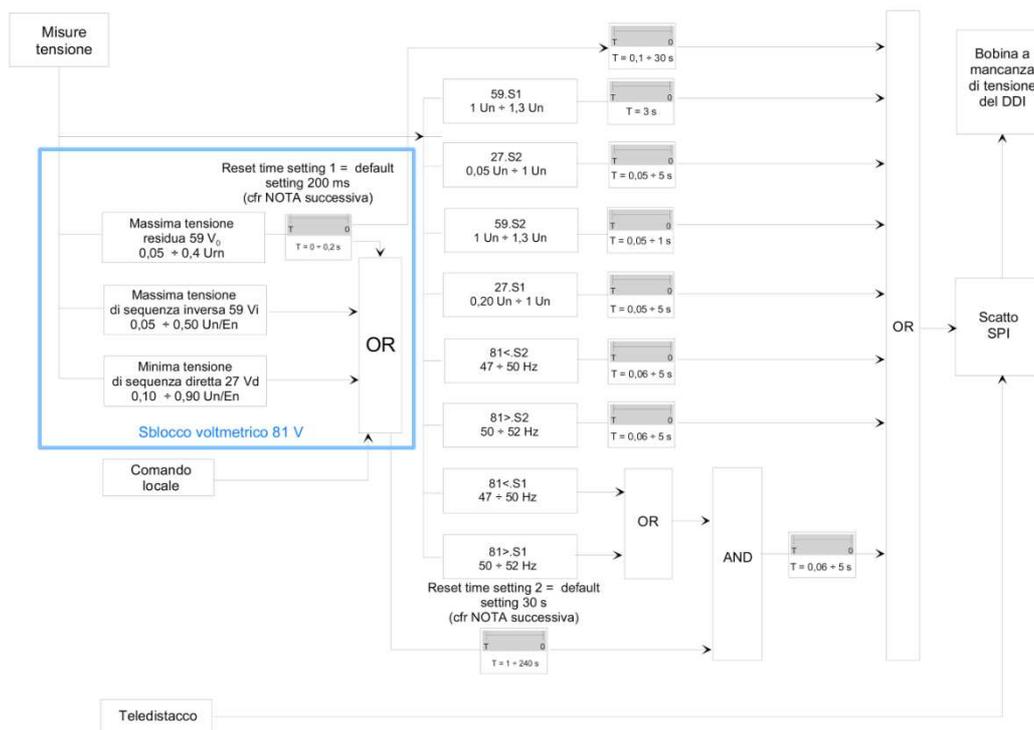


Figura 7. Schema della logica funzionale del SPI (CEI 0-16 ed. III).

2.3.2.2 Ricerca Guasto evoluta

Come sviluppo ulteriore delle possibilità di gestione avanzata della rete di distribuzione consentite dall'innovativo sistema di SPI con telescatto, il Progetto ha visto l'implementazione di una logica evoluta di ricerca guasto, utile ad identificare e sezionare il tronco di linea oggetto di contingency entro alcuni secondi, quindi con un miglioramento rilevante rispetto alle pratiche attuali che richiedono minuti o decine di minuti.

La logica implementata prevede due punti di monitoraggio e sezionamento in val di Rhemes (presso la CS Proussaz e presso la CS Chanavey), ed un punto di monitoraggio e sezionamento in Valsavarenche (presso CS Cap. Degioz).

In corrispondenza di un guasto, la logica implementata si attiva come di seguito elencato:

- apertura interruttore CP con invio segnale di telescatto;
- apertura SPI UA;
- si procede all'autorichiusura rapida in CP;
- se l'autorichiusura risulta positiva, si termina la procedura di Ricerca Tronco Guasto (RTG);
- durante la richiusura gli automi preposti nei punti di osservazione (CP, Proussaz e Chanavey, per la val di Rhemes, CP e Cap. Degioz, per la Valsavarenche) attivano i rivelatori di guasto (RG);

- se si rileva il guasto, le RTU dei sopracitati punti di osservazione si scambiano (tramite segnale GOOSE) informazioni sullo stato degli IMS e sulle rilevazioni degli apparati RG;
- la logica RTG, utilizzando le informazioni di cui al punto precedente, individua la porzione di rete guasta ed ogni automa, se rilevante, opera l'apertura degli IMS ai capi della porzione di rete guasta;
- la protezione di montante opera quindi una richiusura temporizzata in CP, alimentando la porzione esente da guasto;
- in ragione delle prestazioni del vettore di comunicazione e delle specifiche degli interruttori in CP, la richiusura temporizzata è stata prevista con un ritardo pari a 5 secondi.

2.3.2.3 *Regolazione della tensione MT con logica centralizzata*

Al fine di evitare alterazioni del profilo di tensione della rete di distribuzione oltre i limiti consentiti dalla normativa (CEI EN 50160), nel Progetto si è implementato un coordinamento delle risorse reattive. Nel dettaglio, la struttura di regolazione è di tipo gerarchico, così da massimizzarne la robustezza e semplificare una sua evoluzione futura.

A livello di intera 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, sia rispetto a quelle dei feeder passivi. La logica di gestione del Tap Changer è quindi atta ad ottimizzare il punto di funzionamento di tutti i feeder afferenti alla CP VILLENEUVE, la funzione obiettivo adottata è la minimizzazione delle perdite di potenza sulla rete, nel rispetto di opportuni vincoli di tensione (impostati al $\pm 5\%$ della tensione nominale). Inoltre, a livello di regolatore di centrale, è implementata una legge di controllo “non lineare” progettata per minimizzare gli interventi del variatore di rapporto (la legge di controllo filtra la retroazione a quelle condizioni in cui l'errore di tensione rilevato supera una predefinita soglia).

Circa invece le linee Rhemes e Thumel, a cui sono connessi due Utenti Attivi (centrale Alouette e centrale Thumel) interfacciati con l'architettura smart, una seconda logica è preposta a regolare la produzione di potenza reattiva a livello di GD. In tale ottica, si è sviluppato un algoritmo atto alla definizione il setpoint ottimo di centrale rispetto a diverse possibili funzioni obiettivo:

- 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.

Il set point calcolato viene impostato direttamente nei regolatori di tensione ad oggi già presenti presso gli Utenti Attivi.

Circa infine la linea Introd, si rileva la presenza di due UA basati su generatori sincroni (centrale Condy, centrale Levionaz), ma di potenza modesta, e di diverse unità minori basate su generatori asincroni.

Limitatamente alle prime due utenze (basate su macchine sincrone) si è implementata una logica locale di controllo della tensione secondo una caratteristica $\cos\phi = f(V)$, del tutto conforme a quanto oggi previsto dalla norma CEI 0-16. Tale logica di controllo è volta a regolarizzare il profilo di tensione del feeder

2.3.2.4 Limitazione/regolazione della potenza attiva

Nel Progetto è prevista la possibilità di limitare la potenza attiva prodotta dalla GD, secondo un comando di limitazione trasmesso da remoto dal DSO, per far fronte a particolari condizioni della rete MT (ad es. legate a valori di tensione elevati o a temporanee limitazioni al transito sulla rete/linea di distribuzione cui la GD è sottesa).

La funzione di limitazione/regolazione della potenza attiva ha, nel Progetto, una applicazione particolare relativa alle esigenze di controllo dei flussi di potenza in particolari condizioni di rete. Nello specifico, il Progetto prevede l'installazione di un trasformatore 15/20 kV fra i due feeder siti lungo la Val di Rhemes (linea Rhemes e linea Thumel), il primo (a tensione nominale pari a 15 kV) asservito alla rete di distribuzione e alla connessione di un'utenza attiva nel comune di Proussaz, il secondo (a tensione nominale pari a 20 kV) dedicato alla connessione del generatore Thumel alla CP VILLENEUVE (con passaggio intermedio alla cabina di Champagne). In caso di disservizio o indisponibilità di uno dei due feeder, il trasformatore verrà utilizzato al fine di massimizzare la continuità di servizio sia alle utenze attive sia a quelle passive, andando a contro-alimentare la porzione di rete non soggetta a manutenzione/guasto. La logica di funzionamento implementata prevede una regolazione (limitazione) della potenza iniettata dall'UA Thumel basata su un segnale esterno proveniente dal Centro Operativo DEVAL. Tale limitazione è utile a consentire di esercire il generatore nel rispetto dei limiti operativi della linea Rhemes.

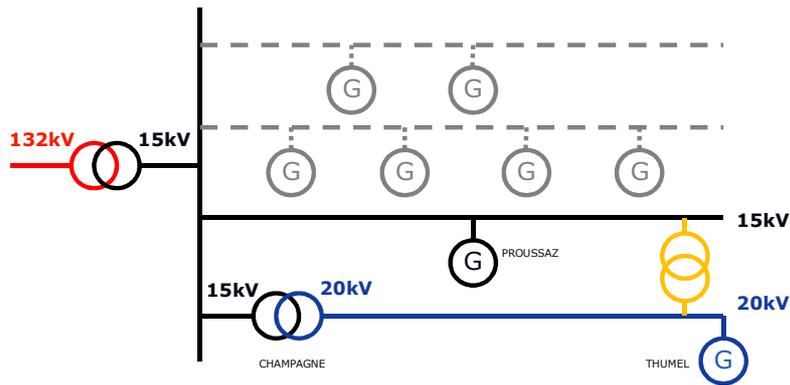


Figura 8. Dettaglio di rete circa l'installazione di un trasformatore 15/20 kV per la contro alimentazione della rete MT in val di Rhemes

2.3.2.5 Monitoraggio in tempo reale delle iniezioni della Generazione Diffusa

La possibilità di comunicare con i produttori, per i fini già esaminati, consente anche l'acquisizione delle misure di produzione di ciascuna unità di GD. I dati di produzione, opportunamente aggregati per linea di alimentazione MT e, successivamente, per trasformatore AT/MT, entreranno a far parte delle informazioni che il Distributore potrà trasmettere ciclicamente al TSO per il controllo della RTN, monitorando in tempo reale alcuni parametri caratteristici dalla GD connessa alla rete di distribuzione.

La possibilità di effettuare il monitoraggio della GD sottesa alla CP è congruente con quanto richiesto dall'Allegato A70 di Terna, cap. 6, dove si specifica che il controllo della RTN presuppone la fedele conoscenza della GD in MT e BT, sia in fase di pianificazione che in tempo reale, e che pertanto risultano necessari al Gestore di rete, per ogni CP (attraverso lo 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).

2.3.2.6 Infrastruttura per la gestione del sistema di ricarica per mobilità elettrica

Il Progetto ha previsto l'implementazione e la gestione di una innovativa infrastruttura di ricarica per veicoli elettrici basata sulla tecnologia del contatore elettronico. In particolare, l'infrastruttura è stata 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 per il relativo addebito dei consumi energetici, consentendo inoltre al cliente di poter usufruire in futuro di eventuali tariffe dedicate. L'infrastruttura prevede anche, un connettore e un protocollo di comunicazione capaci di

gestire automaticamente la fase di riconoscimento/autenticazione, le procedure di billing, il profilo di ricarica (anche in funzione delle tariffe e della disponibilità della rete).

Ad oggi il sistema è operativo e regolarmente in uso. Si sottolinea come il sistema sia ad oggi integrato nell'infrastruttura di monitoraggio e telecontrollo di DEVAL, tramite la quale vengono veicolate non solo le informazioni commerciali (autorizzazione e fatturazione della ricarica) ma anche la abilitazione o meno del singolo sistema di ricarica (si ha cioè la possibilità di interrompere selettivamente l'alimentazione, in caso di condizioni critiche della rete, agli apparati per la mobilità elettrica).

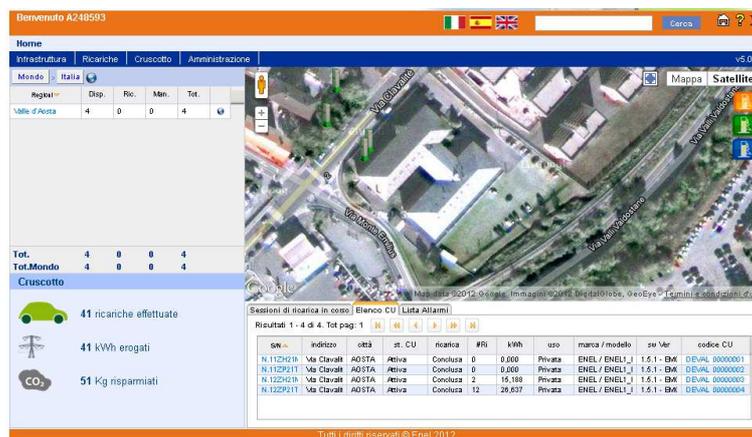


Figura 9. Schermata di interfaccia del nuovo centro di controllo dei sistemi di ricarica per la mobilità elettrica.

2.3.3 Caratteristiche dell'architettura di automazione presso i siti della sperimentazione

Nel seguito si dettagliano gli apparati installati presso la Cabina Primaria, le Cabine Secondarie e gli Utenti Attivi con indicazione delle principali funzionalità assolte.

2.3.3.1 Centro di controllo DEVAL

Il centro di controllo di DEVAL, nell'ambito del Progetto, è stato potenziato tramite un nuovo apparato DMS con funzionalità di calcolo innovative.

Il sistema prevede la possibilità di distribuire sia le funzionalità d'interfacciamento verso il campo (I/O Server per acquisire informazioni dagli apparati periferici) che quelle d'accesso da parte degli operatori per la gestione della rete, di analisi dei dati e di generazione dei report. In particolare il sistema DMS, in connessione diretta con il sistema di telecontrollo STM, mette a disposizione in modalità real-time e/o off-line innovative funzioni di analisi.

Nell'architettura sperimentale, tale DMS esegue la gestione del profilo di tensione dell'intera CP tramite calcolo del set point del variatore di rapporto.

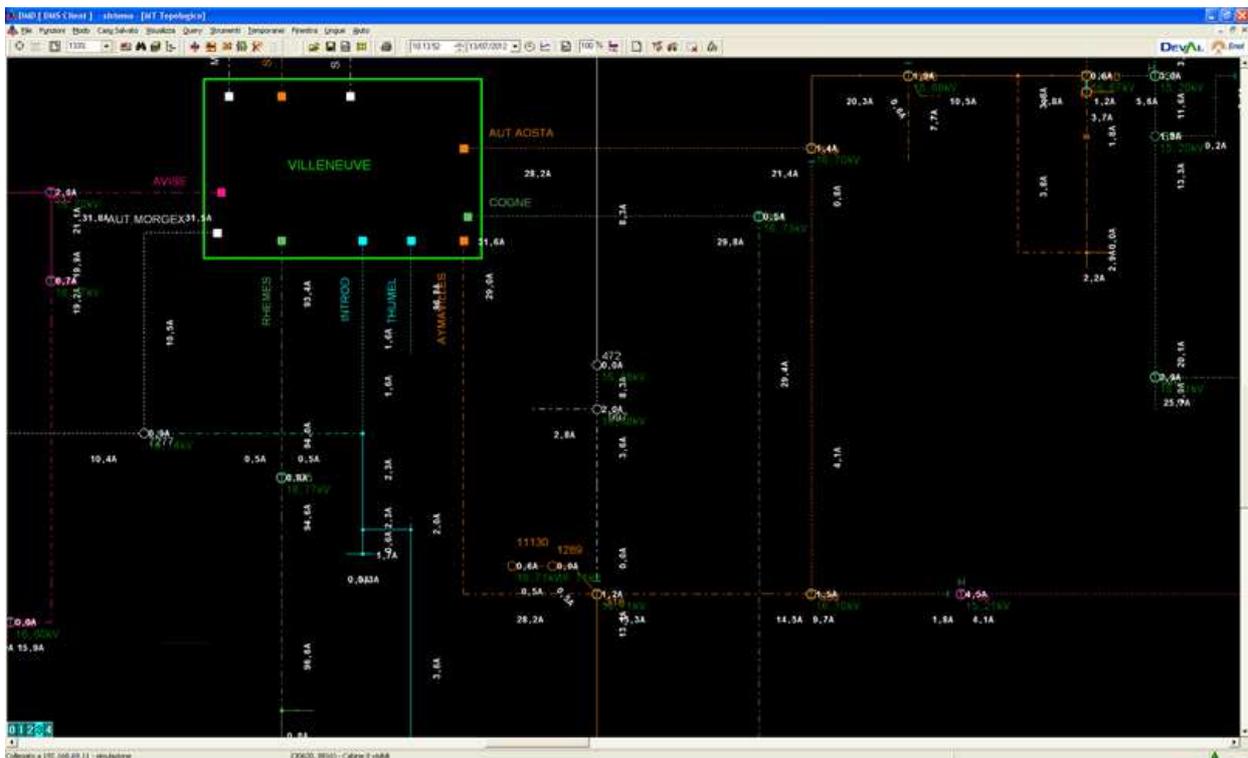


Figura 10. Schermata di interfaccia del nuovo sistema DMS installato presso il Centro Operativo di Aosta.

2.3.3.2 Cabina Primaria VILLENEUVE

La Figura 11 illustra l'architettura Smart Grid realizzata presso la VILLENEUVE, al fine di realizzare le funzioni di protezione, regolazione e monitoraggio richieste dalla sperimentazione.

Nel dettaglio, in Cabina Primaria si è provveduto alla installazione della seguente architettura:

- elaboratore (SCADA) che realizza la logica di Cabina Primaria LCP interagendo in via protocollare con le apparecchiature innovative tramite l'infrastruttura di rete;
- protezioni innovative Thytronic NA80 funzionanti con protocollo IEC 61850;
- apparato Bay Control Unit (BCU) funzionante con protocollo IEC 61850 impiegato per l'acquisizione delle misure di tensione e corrente della sbarra rossa e per l'interfacciamento cablato ai pannelli DV ed all'apparato TPT2000;
- regolatore di tensione innovativo funzionante con protocollo IEC 61850;
- sistema di sincronizzazione oraria NTP per la sincronizzazione di tutte le apparecchiature presenti sulla WAN 61850.

Rispetto a tale disegno, le funzionalità proprie della Logica di Cabina Primaria (LCP) possono essere riassunte come nel seguito elencate:

- interfacciamento, tramite protocollo IEC 61850, dei dispositivi innovativi presenti in CP, in particolare i dispositivi innovativi sono rappresentati dalle protezioni di linea (SPL), dalla BCU, dalla protezione del trasformatore lato MT (SPS-MT) e dal regolatore di tensione (RAT);
- 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 grafica/alfanumerica delle informazioni acquisite/imposte alle linee smart;
- esecuzione dell'algoritmo di regolazione della tensione;
- calcolo del valore della potenza che transita lungo la direttrice, evidenziando carico ed energia prodotta suddivisa per tipologia.

Circa invece la gestione delle protezioni di linea gli apparati attualmente presenti, MT DV901 A2 NCI, verranno affiancate da protezioni multifunzione dotate di protocollo IEC 61850, Thytronic modello NA80, equipaggiate con modulo di espansione I/O.

I nuovi apparati operano al fine di:

- rendere disponibili alla LCP, attraverso la WAN 61850, le informazioni relative agli scatti per intervento, alle anomalie e alle misure;
- eseguire le funzioni di protezione della linea (massima corrente e direzionale di terra) comandando l'apertura dell'interruttore a seguito di intervento;
- eseguire le funzioni di richiusura della linea dopo guasto;
- inviare il segnale di teledistacco al sistema SPI posto presso gli UA interrompendo, in caso di guasto, la generazione distribuita lungo la direttrice.

Le protezioni di linea sono sincronizzate tramite protocollo SNTP fornito da apposito server.

Completano l'architettura Smart Grid in Cabina Primaria gli apparati di comunicazione: router, switch, media converter, atti a consentire l'interfacciamento alla LAN di stazione.

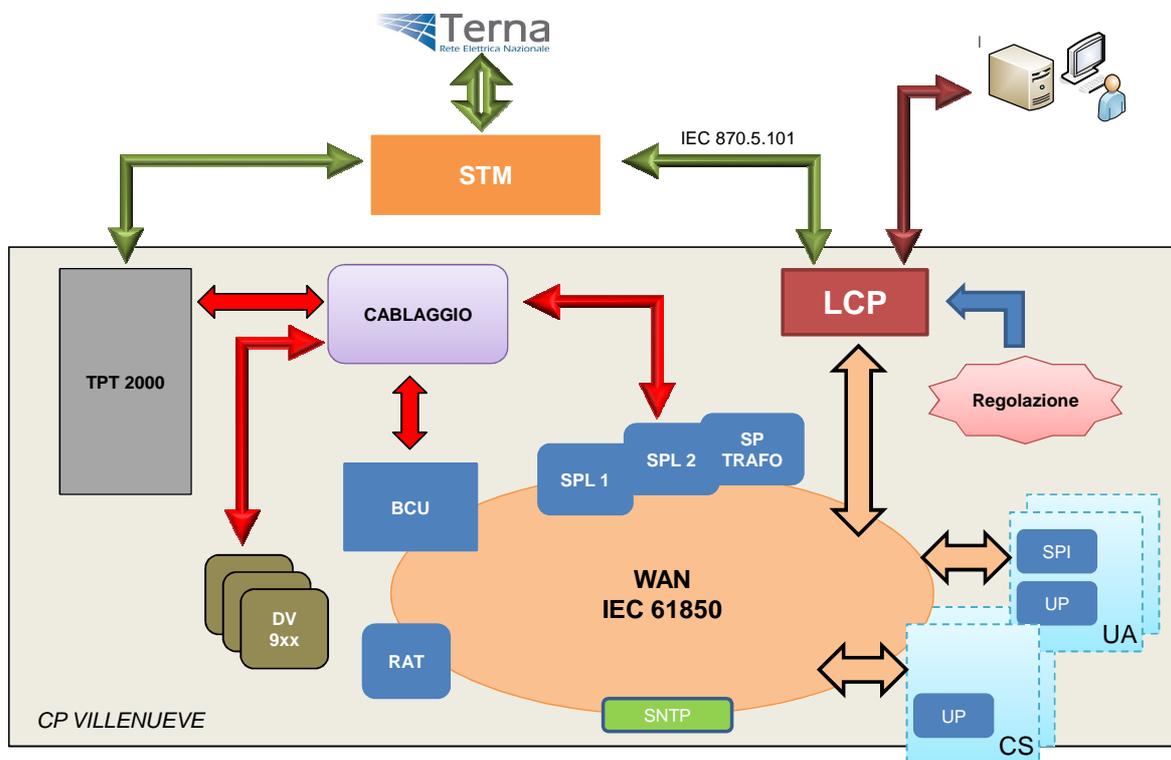


Figura 11. Architettura generale della soluzione smart realizzata nella CP VILLENEUVE.

2.3.3.3 Cabine Secondarie ed Utenti Attici

Cabine Secondarie (CS) e gli Utenti Attivi (UA), anch'esse operanti in protocollo IEC 61850, sono interfacciate alla CP tramite un sistema di comunicazione basato su router (SNN-110), in particolare in tale siti l'architettura Smart Grid prevede:

- Sistema di Protezione di Interfaccia (THYTRONIC NV10P)

È implementato attraverso i relè di protezione innovativi in protocollo IEC 61850. Il nuovo relè si occupa di eseguire la funzione di distacco della generazione a seguito della ricezione del segnale di telescatto da parte del SPL presente in CP.

- PLC di interfaccia (SCHNEIDER M340)
Apparato utile alla connessione dell'architettura smart con il PLC di centrale degli UA. L'architettura prevede, rispetto ai segnali di regolazione di tensione e/o di regolazione della potenza attiva, il passaggio dei set point direttamente al PLC di centrale che poi, in modo automatico procede alla loro implementazione.
- Analizzatore di rete (SATEC EM133)
In alcune CS è previsto un analizzatore di rete atto a misurare le grandezze nel punto di scambio dell'utente piuttosto che lungo linea (tensione, corrente, potenza attiva/reattiva). La misura è utile sia ai fini degli algoritmi di regolazione sia ai fini delle logiche di ricerca guasto evoluta.
- Fault Passage Indicator (FPI)
La Cabina Secondaria è equipaggiata con Fault Passage Indicator, che supportano l'operatore nel centro di controllo nelle operazioni di individuazione del tronco di linea guasta e nel successivo ripristino del servizio.

Per l'ottimizzazione dei costi, l'interfaccia verso il sistema di comunicazione è unica per CS e UA (router/switch).

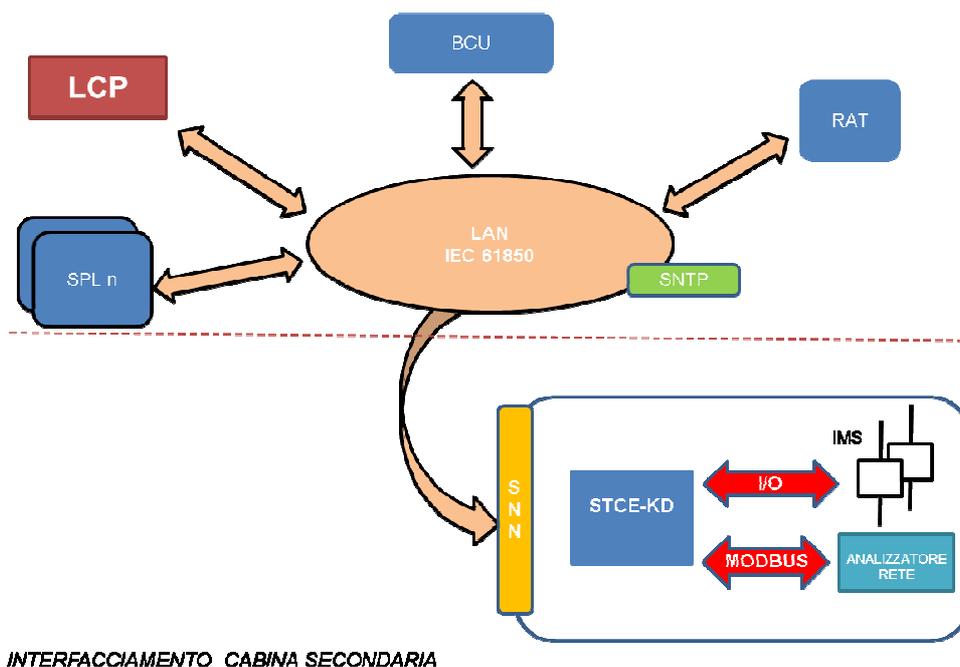


Figura 12. Dettaglio degli apparati e dello scambio di segnali presso le Cabine Secondarie.

2.3.3.4 *Sincronizzazione degli apparati*

La sincronizzazione degli apparati è realizzata via NTP da un apposito dispositivo collocato presso il centro di supervisione; tramite la rete IP sono sincronizzati via NTP gli apparati BCU e le protezioni in rete.

2.3.4 *Sistema di acquisizione dati (SCADA)*

Il sistema di acquisizione si basa su un sistema eXPert di fornitura Selta. Tale apparato consente la supervisione e gestione della rete di distribuzione, implementando le funzionalità Smart Grid previste dalla sperimentazione. L'apparato è dualizzato a caldo, in modo da garantire un'elevata continuità di funzionamento.

Il sistema di acquisizione dati supporta, oltre al protocollo IEC 61850, gli altri protocolli di più comune utilizzo nelle sottostazioni elettriche (IEC 60870-5-101, IEC 60870-5-104).

2.3.5 *Caratteristiche del sistema di misura e monitoraggio impiegato per la refertazione*

Il sistema di misura è realizzato mediante una serie di punti di misura installati presso i diversi siti della sperimentazione.

Nel dettaglio, la Cabina Primaria è equipaggiata con:

- TV in corrispondenza delle sbarre AT di CP (TV 132kV = 30VA 0,2-3PT);
- TA sul lato AT di ciascun trasformatore AT/MT di CP (TA 132 kV = 1° circuito 30VA/0.2 50VA/0.5 2° circuito 30VA 5P30);
- TA sul lato MT di ciascun trasformatore AT/MT di CP (TA 15Kv = 10VA 5P 30);
- TV su ciascuna semisbarra MT (TV 15 kV = 50VA 3P);
- TA installati in partenza di ciascuna linea MT (TA 15Kv = 10VA 5P 30).

Presso le CS Champagne, Proussaz, Chanavey, Caverna sono presenti i seguenti ulteriori punti di misura:

- TV nel punto di scambio dell'utente con la rete (classe 1);
- TA nel punto di scambio dell'utente con la rete (classe 0.5).

Presso ciascun UA sono presenti i seguenti ulteriori punti di misura:

- TV nel punto di scambio dell'utente con la rete (classe 0.5);
- TA nel punto di scambio dell'utente con la rete (classe 0.5).

L'acquisizione delle grandezze elettriche (tensione, corrente, potenza attiva/reattiva) è effettuata dallo SCADA con cadenza di una lettura ogni minuto. Tale prestazione può essere

2.3.6 *Interfacciamento e gestione del punto di scambio TSO-DSO*

L'interfaccia verso Terna è realizzata mediante il canale di comunicazione predisposto nel centro di controllo DEVAL.

L'attività di configurazione della stessa per lo scambio degli opportuni segnali (dati di potenza prodotta dagli UA, segnale di distacco in conformità all'Allegato A72, ecc.) è tuttora in corso. In tal senso si osserva come l'interfacciamento e la gestione del punto di scambio TSO-DSO sia uno degli elementi che più è stato soggetto a margini di incertezza, le cui esigenze sono più mutate nel corso della sperimentazione, per effetto di alcune disposizioni normative e regolatorie, come l'Allegato A70 (approvato dalla Del. AEEGSI 84/12/R/eel) o, appunto, l'Allegato 72 al Codice di Rete.

A regime, l'interfaccia consentirà di ottemperare pienamente ai disposti dell'Allegato A70 e A72 del Codice di Rete.

2.4 Il sistema di comunicazione per il controllo di rete

2.4.1 Architettura generale del sistema di comunicazione

Nel Progetto è prevista la realizzazione di un sistema di comunicazione basato su tre distinti vettori trasmissivi: fibra ottica, rete mobile HSDPA e ponte radio (quest'ultimo già esistente e dedicato alla CP VILLENUVE, per una banda di 2 Mbps).

La rete HSDPA, in particolare, è stata realizzata installando nuove BTS piuttosto che potenziando BTS esistenti.

Rispetto al vettore fibra ottica, si registra un accordo con la società Electrorhemes srl, proprietaria dell'impianto Thumel, per l'utilizzo di un tratto in fibra ottica (della lunghezza indicativa di 10 km: dalla CS Proussaz alla centrale stessa) ad oggi già posato dalla sopracitata società. Tale accordo ha consentito il raggiungimento della Centrale Thumel, realizzata a 1900 metri slm., con prestazioni marcatamente superiori alla connessione radio, originariamente prevista, risultata essere piuttosto critica in ragione delle caratteristiche orografiche del sito. La soluzione impiantistica vede quindi una configurazione mista fra rete radio HSDPA e fibra ottica.

In termini tecnologici, l'architettura della rete di comunicazione implementata è di tipo IP/MPLS, 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 Cabina Primaria 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 CS.

In Figura 13 e Figura 14 si schematizza la rete di comunicazione, rispettivamente per gli apparati siti in Val di Rhemes ed in Valsavaranche.

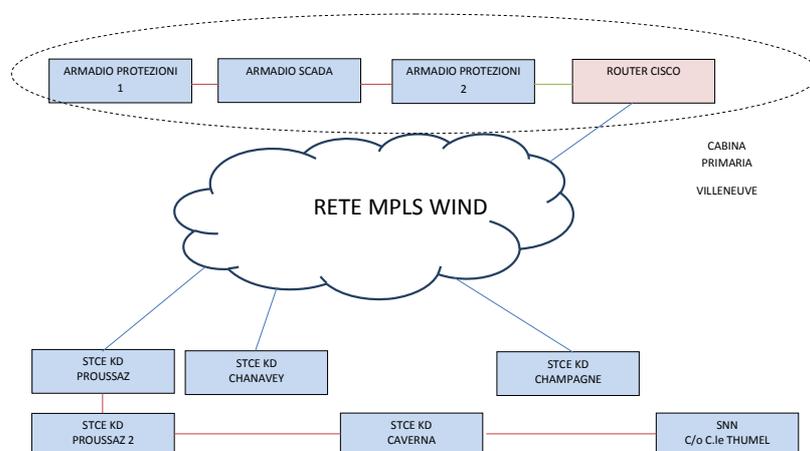


Figura 13. Architettura della rete di comunicazione per gli apparati siti in Val di Rhemes

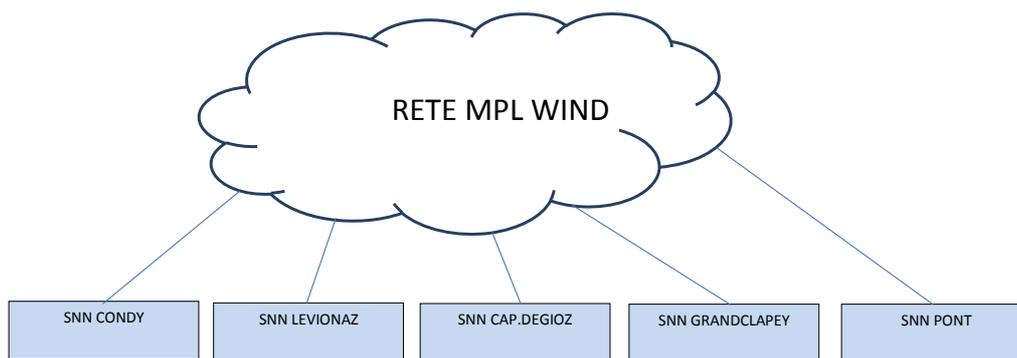


Figura 14. Architettura della rete di comunicazione per gli apparati siti in Valsavaranche

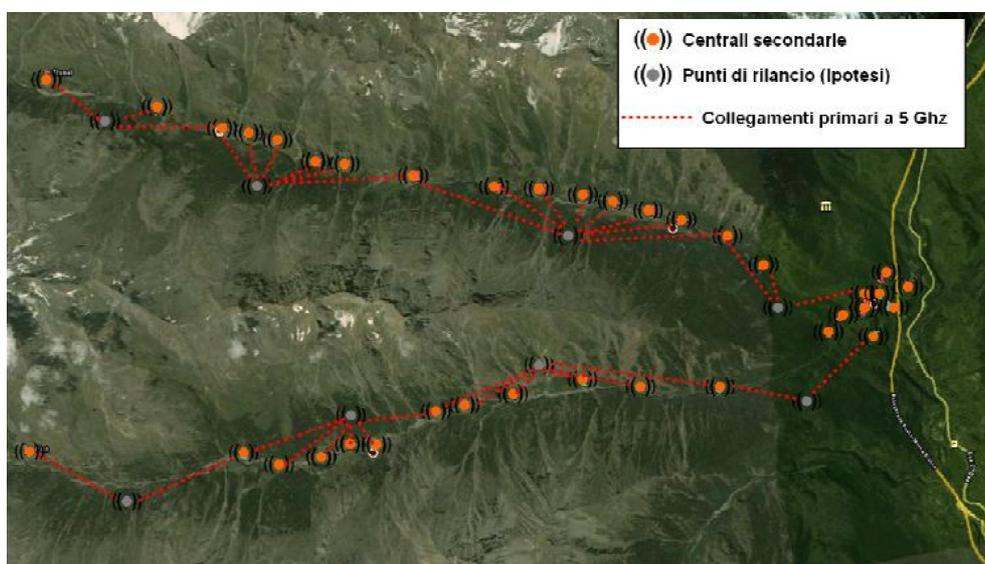


Figura 15. Schema di progetto di una nuova Rete HSDPA nell'area interessata dal Progetto (Val di Rhemes, parte superiore della figura, e Valsavaranche, parte inferiore della figura)

Nella seguente tabella si riportano i riferimenti di tutti i siti raggiunti dalla rete di telecomunicazione. Nel dettaglio, per garantire lo scambio di comunicazione a più livelli tra i siti coinvolti (nelle direttrici CS-CP e CS-CS) è stata implementata un'architettura di rete di tipo IP/MPLS estesa alla CP di Villeneuve. Si tratta di una rete 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 Cabina Primaria di afferenza. Il servizio presenta tutte le modalità di accesso incluse le connessioni dirette mobili via HSDPA (576 Kbps-upload / 14.4 Mbps-download) alla rete IP di Wind (società che ha fornito il servizio). La configurazione di default delle VPN IP consente il routing del traffico tra le sedi senza la necessità di effettuare il routing sulla sede Centro Stella. Tale caratteristica è appunto legata alla scelta di configurare una rete piatta any-to-any in cui

ciascuna sede può comunicare con tutte le altre. Il routing del traffico della VPN IP è interamente gestito dalla rete MPLS Wind. Rispetto a tale architettura, nell'ambito del progetto, si sono realizzate una serie di prove di comunicazione e misura dei tempi di risposta dei vari siti, come descritto nel paragrafo 3.1.7.

Le esigenze relative alle funzioni smart, e le prestazioni rilevate da test preliminari, hanno motivato una evoluzione della rete, utile a migliorarne l'affidabilità e a ridurre le latenze, in particolare l'architettura è stata integrata come nel seguito descritto:

- su ogni CS sono state configurate più VLAN associate ai vari servizi configurati;
- ogni CS è stata configurata per veicolare due tipologie di pacchetti applicativi:
 - pacchetti GOOSE (multicast ethernet) che devono essere veicolati secondo le direttrici CS-CP e CS-CS su tunnel L2TPv3;
 - pacchetti di controllo livello 3 che devono essere veicolati su tunnel L3;
- i tunnel L2TPv3 si chiudono sui router di Centro Stella preposto a mettere in comunicazione i vari tunnel, mediante funzionalità di bridge domain;
- tutte le CS sono quindi paritetiche (non c'è necessità di configurare più gruppi multicast).

Rispetto a tali specifiche, a livello di rete MPLS, sono quindi stati previsti due nuovi accessi a 10 Mbps presso la sede CO di Aosta Via Monte Emilius e presso la sede DR di Via Clavalitè, in modo che vengano configurati all'interno della stessa VPN "Smart Grid DEVAL" nella quale afferiscono gli accessi mobili dalle CS periferiche e l'accesso 2 Mbps presso la CP di Villeneuve (Figura 16).

I due accessi sono configurati in modalità active-standby, in modo da preferire un sito di Centro stella rispetto ad un altro ovvero, in caso di non raggiungibilità di un sito di Centro Stella, la rete MPLS Wind interfaccia al sito periferico solo le network del sito Centro Stella raggiungibile.

I due accessi a 10 Mbps sono stati attestati ognuno su un apposito router (Cisco ASR 1001) in grado di gestire fino a 50 sedi periferiche ognuna con:

- N. 1 tunnel L2TPv3 con IPSec verso il centro;
- N. 1 tunnel IPSec (senza protocolli di routing tra centro e periferia all'interno del tunnel) per veicolare il traffico L3 di controllo.

I tunnel sono tipicamente configurati verso il sito di Aosta Monte Emilius, mentre, in caso di non raggiungibilità del sito, gli apparati periferici ricostruiranno i tunnel verso il sito DR di Via Clavalitè. Ogni gruppo di CS è all'interno dello stesso Bridge Domain, i quali segregano il traffico L2 tra le diverse zone.

Tale evoluzione della rete dati è a base dell'incremento, considerevole, dei costi sostenuti ai fini della telecomunicazione, come meglio descritto nel paragrafo 4.2.

Id Sito	Sito	Lat_Dec	Long_Dec	Quota s.l.m.	Descrizione sito
1	NORAT	45,691	7,1827	882	Cabina Secondaria
2	CAMPING	45,6502	7,1523	1181	Cabina Secondaria
3	RHEMES N.D.	45,5696	7,11922	1725	Cabina Secondaria
4	CHANA VEY	45,5794	7,12386	1699	Cabina Secondaria
5	PROUSSAZ	45,6293	7,1436	1434	Cabina Secondaria
6	BUILLET	45,6826	7,19077	1062	Cabina Secondaria
7	PONTON	45,6941	7,1775	869	Cabina Secondaria
8	THUMEL	45,5432	7,10405	1854	Cabina Secondaria
9	PELAUD	45,5582	7,11272	1804	Cabina a palo
10	TACHE	45,6705	7,17047	1045	Cabina a palo
11	S.SIRO	45,6043	7,20241	1484	Cabina a palo
12	S.GIUSEPPE	45,5742	7,12105	1709	Cabina a palo
13	CRETON	45,6209	7,14232	1532	Cabina a palo
14	FRASSINEY	45,637	7,14592	1311	Cabina a palo
15	MELIGNON	45,6056	7,13721	1580	Cabina a palo
16	SARRAL	45,664	7,16124	1108	Cabina a palo
17	BIVIO	45,6851	7,18698	959	Cabina a palo
18	RHEMES S.G.	45,6551	7,15587	1204	Cabina a palo
19	PLAN D'INTROD	45,6902	7,18606	851	Cabina Secondaria
20	BRENAND	45,592	7,13228	1636	Cabina a palo
21	CRETE DE VILLE	45,6991	7,1799	850	Cabina Secondaria
22	CLOUX	45,6427	7,14923	1256	Cabina a palo
23	CAP.DEGIOZ	45,5926	7,20957	1540	Cabina Secondaria
24	LEVIONAZ	45,5877	7,20887	1540	Cabina Secondaria
25	PONT	45,5281	7,20213	1964	Cabina Secondaria
26	INTROD	45,6935	7,1819	863	Cabina a palo
27	CHAMPAGNE	45,69938	7,191452	-	Cabina Secondaria
28	BIEN	45,5738	7,21229	1615	Cabina a palo
29	BOIS DE CLIN	45,6199	7,2	1398	Cabina a palo
30	CRETON	45,582	7,21157	1570	Cabina a palo
31	EAU ROUSSE	45,5675	7,20867	1695	Cabina a palo
32	FENILLE	45,6335	7,1982	1303	Cabina a palo
33	ROVENOD	45,6099	7,20092	1474	Cabina a palo
34	C.LE CONDY	45,6926	7,19311	750	Cabina ento centrale elettrica
35	VILLE DESSOUS	45,6953	7,18524	815	Cabina a palo

Tabella 4. Dettaglio dei siti raggiunti dalla rete di telecomunicazione

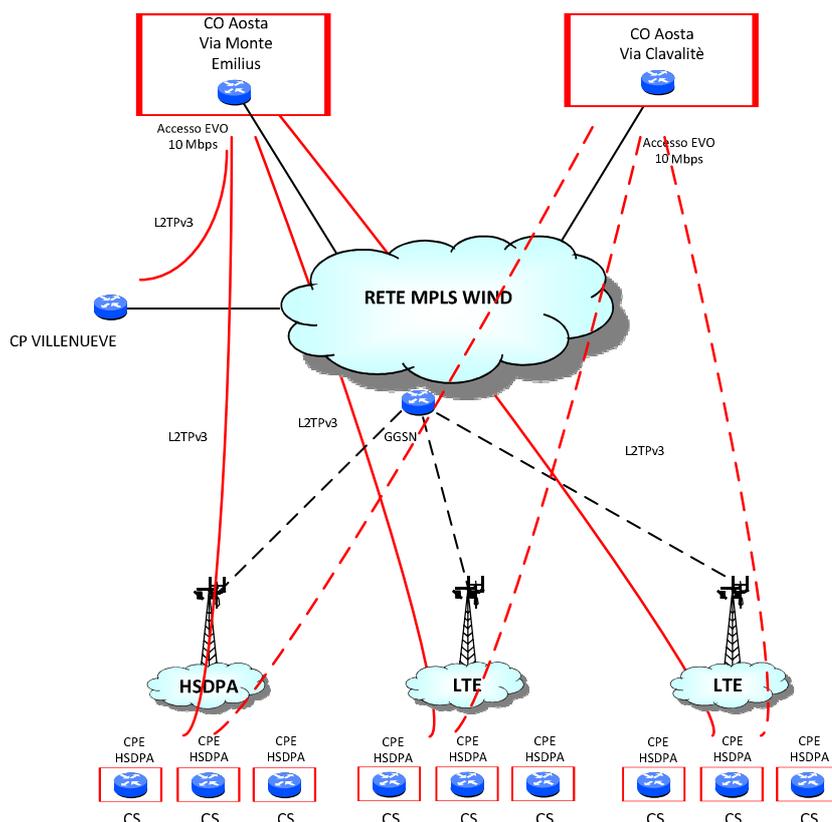


Figura 16. Architettura di telecomunicazione implementata (le connessioni LTE sono da considerarsi come potenziali evoluzioni, ad oggi predisposte ma non implementate)

2.4.2 Caratteristiche tecnologiche dei vettori di comunicazione adottati e frequenze radio

Le caratteristiche dei vettori di comunicazione adottati nella sperimentazione sono di seguito descritte.

- Fibra ottica
 - Fibra Ottica, posa interrata, tra CS Proussaz e CS Thumel
 - tratto Thumel-Chaudanzaz in F.O. 24 FIBRE 9/125 NON ARMATA MONOMODALE
 - tratto Chaudanzaz-Proussaz in F.O. ARMATA IN ACCIAIO A-DQ(ZN)(SR) 2Y 2X12 9/125 OS2 G652+1X12 10/125 LEAF G655/G656 MONOMODALE.
- Rete mobile (caratteristiche concordate in via preliminare con il Fornitore)
 - Broadband VPN
 - APN dedicato
 - Accesso radio presso UA
 - Tecnologia High-Speed Downlink Packet Access (HSDPA).
 - Banda di trasmissione: 2 Mbit.
 - Antenne direzionali ad alto guadagno UMTS (banda 1900÷2200 MHz) 13 dBi.
- Ponte Radio su CP VILLENEUVE tramite MPLS a 2 Mbps, già esistente (router Cisco 2811)

2.4.3 *Protocolli di comunicazione utilizzati, profilazione e interoperabilità*

L'architettura sperimentale è basata primariamente sul protocollo di comunicazione IEC 61850. Si è ricorso a protocolli proprietari (ad es., Modbus) solo dove strettamente necessario, per via dell'impossibilità di reperire in commercio e/o sviluppare nell'ambito del Progetto apparati idonei alla comunicazione in protocollo IEC 61850, o per interfacciare apparecchiature esistenti, specie presso i siti degli UA.

Le profilazione protocollare IEC 61850 è stata sviluppata ad hoc per il Progetto, in mancanza di uno standard di comunicazione condiviso.

2.4.4 *Modello di business adottato (proprietà/gestione infrastruttura e dati)*

Per l'acquisto/gestione delle infrastrutture dati si sono adottati i seguenti modelli di business.

- Fibra ottica: installata e gestita da F.lli Ronc s.r.l. e concessa in uso, ai fini del progetto, a DEVAL.
- Rete mobile: servizio contrattualizzato con un operatore di telecomunicazione (Wind); l'hardware necessario (es. modem/router) è di proprietà DEVAL.

2.4.5 *Affidabilità e sicurezza in relazione ai servizi abilitati*

Il vettore di comunicazione HSDPA è inserito in un servizio "cloud" fornito dall'operatore di telecomunicazione, tale soluzione consente una back-up implicito entro la rete mobile, in cui in caso di indisponibilità del vettore HSDPA la comunicazione viene automaticamente reindirizzata al vettore GPRS (seppure con prestazioni, al nodo finale, inferiori).

3. VERIFICHE E MISURE IN CAMPO

Scopo di questa sezione è quello di:

- descrivere i test effettuati per verificare se il sistema risponde correttamente rispetto a quanto previsto a livello di progetto
- riportare le misure effettuate durante l'esercizio e fornire il confronto dei principali indicatori di prestazione rispetto alla situazione precedente al progetto.

3.1 Verifiche

3.1.1 *Verifica da SCADA delle modalità di attuazione dei comandi di dispacciamento della potenza attiva dei generatori*

La funzionalità di limitazione/controllo della produzione di potenza attiva degli UA è stata prevista per gli UA siti nella val di Rhemes (centrale idroelettrica Alouette e centrale idroelettrica Thumel). Tramite funzionalità prevede che lo SCADA evoluto, sito nella CP VILLENEUVE, vada a veicolare un opportuno set-point di produzione massima ammessa per l'UA, interfacciandosi tramite PLC SCHNEIDER M340 direttamente con il sistema DCS della centrale.

La verifica della funzionalità ha previsto, rispetto alla centrale idroelettrica Alouette (la cui potenza nominale è di 3.5 MW e la cui produzione, alle condizioni di prova¹, era di 800 kW), l'invio di un primo segnale di limitazione della produzione (P set = 500 kW), verificando la velocità di risposta del sistema. A seguire si è rilasciato il vincolo con rampa graduale. Un secondo test ha previsto una più sensibile limitazione della produzione (P set = 350 kW) ed un rilascio a gradino del vincolo, ossia si è voluta verificare la possibilità della centrale di operare ad un valore di produzione limitato al 10% della potenza nominale, parimenti si è voluta verificare la rampa massima di erogazione della potenza che la centrale potrebbe gestire.

I risultati di tale verifiche sono riportati nella seguente figura 17, in particolare si riporta con tratto rosso la produzione [kW] della centrale, rispetto ad un'ascissa temporale espressa in secondi. In figura è dettagliato anche il transito di potenza sul trasformatore in CP, circa quest'ultimo si noti come valori negativi corrispondano a flussi di potenza che dalla rete MT vengono immessi nella rete AT.

In prossimità dell'istante $t = 2500$ [s] si ha il primo evento, rispetto al quale di è verificata un'ottima velocità di risposta della centrale (alcune decine di secondi) ma una precisione relativa sul set-point (da correlarsi con la precisione delle curve portata/potenza erogata della centrale stessa e con la precisione degli attuatori di centrale). Il rilascio progressivo della limitazione si è poi

¹ La prova si riferisce ad un giorno lavorativo nell'inverno 2014/2015.

impostato a valori indicativamente pari a 10% P_{nom} / minuto. La centrale ha risposto in modo corretto.

Il secondo evento, attivato all'istante $t = 2620$ [s], ha previsto un set point molto stringente, pari al 10% della P_{nom} (ovvero 350 kW), raggiunto dalla centrale senza problemi e con dinamiche simili alle precedenti. Pure il rilascio del vincolo, ovvero il ripristino della condizione di massima generazione attiva consentita dalla portata d'acqua disponibile, è avvenuto in modo molto veloce.

I flussi di potenza in CP denotano, congruentemente con le aspettative, un comportamento speculare, seppure con un profilo più oscillante in ragione dei prelievi di potenza (variabili) degli utenti connessi alla linea Rhemes.

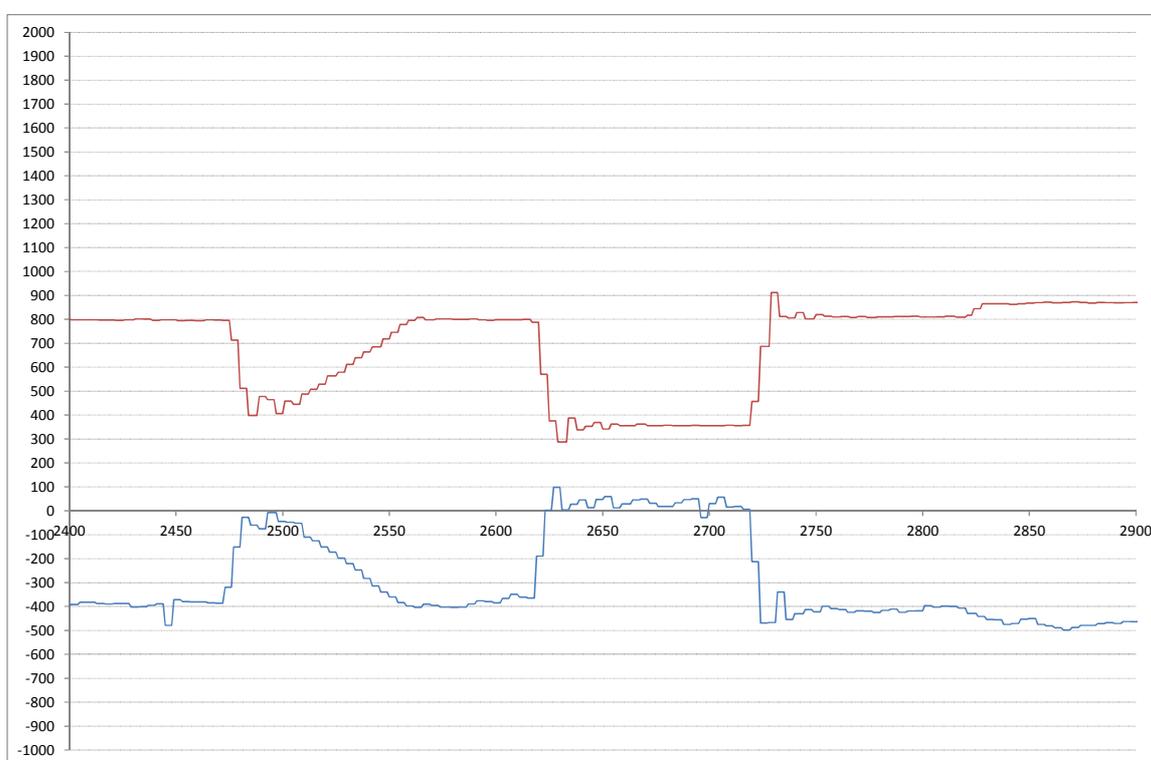


Figura 17. Verifica sperimentale della funzionalità della limitazione/regolazione della potenza attiva nella centrale idroelettrica Alouette. In figura si riportano i flussi di potenza [kW] in funzione del tempo [s] sia della centrale (tratto rosso) che sul trafo in CP (tratto blu)

Una seconda prova è stata eseguita, temporalmente in successione alla prima, andando a comandare lo spegnimento della centrale e, dopo una decina di minuti, la sua ripartenza.

I risultati ottenuti, riportati nella seguente Figura 18, confermano l'efficacia della regolazione, purtuttavia evidenziano una potenziale criticità: andando a comandare lo spegnimento della centrale, si manifesta un accumulo idrico nell'invaso di adduzione della centrale che, in questo caso, pur essendo di entità modesta, ha un effetto evidente circa la potenza massima prodotta dalla centrale al momento della sua ri-attivazione. In figura si evidenzia infatti come alla riattivazione

della centrale corrisponda una sovra-elongazione di generazione fino a quasi 2 MW, ovvero a valori pari a due volte la produzione corrispondente alla portata d'acqua disponibile (portata corrispondente alla produzione di circa 870 kW).

L'implementazione di un sistema anti wind-up comporterebbe, in questo caso specifico, interventi nel sistema di controllo della centrale idroelettrica, ovvero interventi al di fuori della pertinenza DEVAL.

L'esecuzione di prove similari per l'altro UA coinvolto, ovvero per la centrale idroelettrica Thumel, non è stato eseguito in ragione della impossibilità di raggiungere il sito nei mesi invernali (causa presenza neve e rischio slavine, condizione tipica dell'altra val di Rhemes), ovvero, si è ritenuto inappropriato eseguire dei test senza avere la possibilità di intervento in sito. Tale indisponibilità, si ritiene, non inficia la sperimentazione in quanto entrambe le centrali sono governate dallo stesso DCS, la sperimentazione eseguita, al netto di differenze minori legate alla diversa conformazione delle opere idrauliche, può quindi ritenersi una utile indicazione anche per l'UA Thumel.

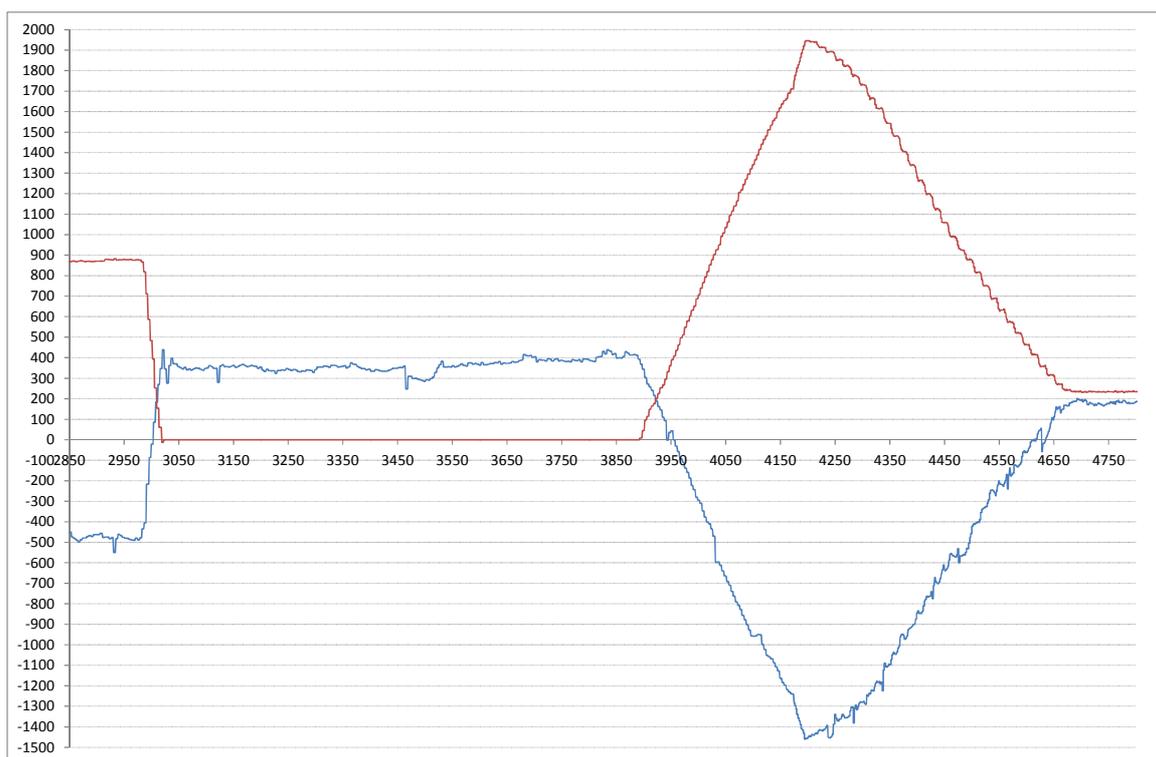


Figura 18. Verifica sperimentale della funzionalità della limitazione/regolazione della potenza attiva nella centrale idroelettrica Alouette. In figura si riportano i flussi di potenza [kW] in funzione del tempo [s] sia della centrale (tratto rosso) che sul trafo in CP (tratto blu)

3.1.2 Verifica da SCADA delle modalità di attuazione dei comandi di dispacciamento della potenza reattiva dei generatori finalizzati al controllo della tensione

Adottando un approccio del tutto equivalente a quanto dettagliato al punto precedente (ovvero comandando lo SCADA evoluto, sito nella CP VILLENEUVE, a veicolare, interfacciandosi tramite PLC SCHNEIDER M340 direttamente con il sistema DCS della centrale, un opportuno set-point di fattore di potenza sbarra macchina), sono stati eseguiti una serie di test di verifica delle prestazioni dell'architettura Smart Grid nel dispacciamento della potenza reattiva.

Le modalità di prova hanno previsto la definizione di un set-point in termini di fattore di potenza sbarra macchina ed il suo mantenimento per un tempo di diversi minuti, così da verificare la capacità dell'architettura di mantenere tale riferimento e la precisione ad esso correlata.

In Figura 19 si riporta un dettaglio esemplificativo delle prove condotte che hanno previsto i seguenti set point: la prova è stata avviata in corrispondenza dell'istante $t = 2000$ [s] con un riferimento di fattore di potenza pari a $\cos\phi = 0.97$ in sotto-eccitazione. Verificata la corretta risposta della centrale, in successione si è poi passati a $\cos\phi = 0.95$, $\cos\phi = 0.96$, $\cos\phi = 0.97$, $\cos\phi = 0.98$, sempre in sotto-eccitazione. In successione è stata impostata una condizione di lavoro a fattore di potenza unitario e da ultimo si è richiesta una condizione di lavoro in sovraeccitazione a $\cos\phi = 0.98$. Il DCS di centrale è stato impostato con una tolleranza, sul valore di fattore di potenza, pari a ± 0.004 ; le prestazioni (in termini di precisione di rispetto del set point impostato) riportate in figura sono giustificate da tale tolleranza e dalla precisione degli apparati di centrale.

Si giudica, nel complesso, pienamente soddisfacente la prova.

Nella seguente Figura 20 si riportano i valori di potenza reattiva erogata dalla centrale nelle medesime condizioni di prova, mentre in Figura 21 si riporta il profilo di produzione di potenza attiva (direttamente conseguente alla portata di acqua disponibile) negli intervalli in cui sono stati eseguiti i test.

Si precisa che i valori riportati nelle varie figure sono da intendersi come valori medi sugli intervalli di misura (decine di secondi), secondo gli algoritmi di acquisizione delle misure stesse previsti nello SCADA evoluto sito nella CP VILLENEUVE.

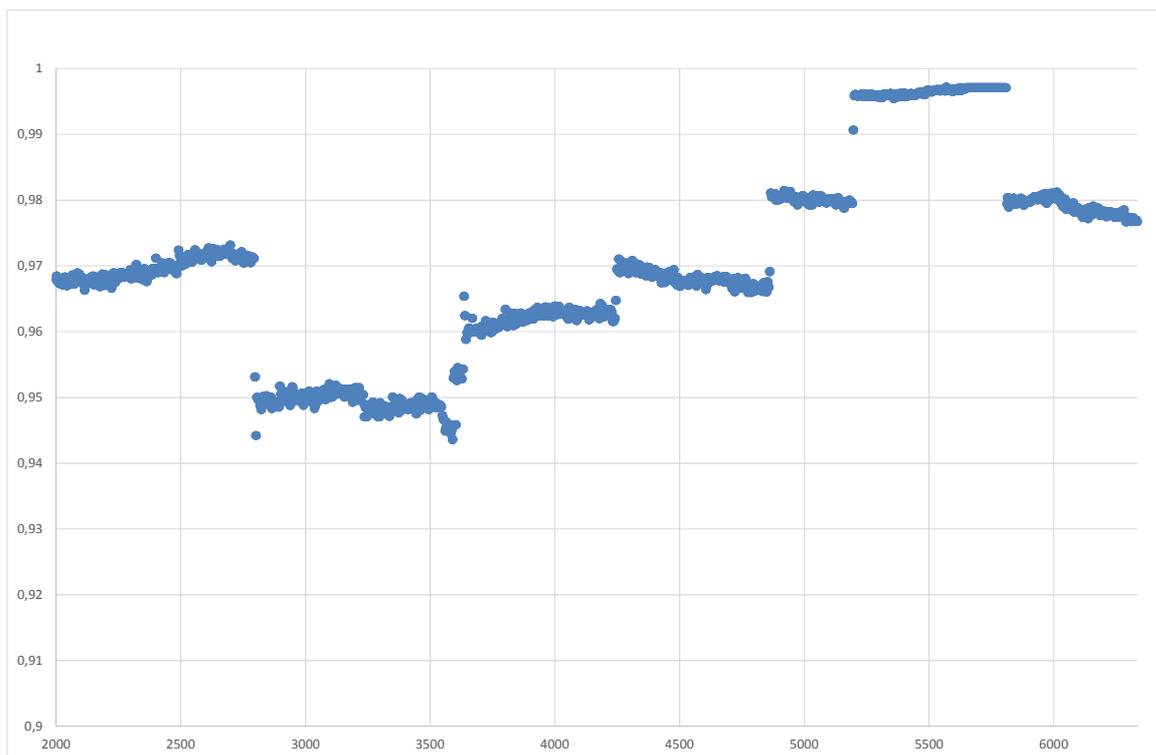


Figura 19. Verifica sperimentale della funzionalità di dispacciamento della potenza reattiva nella centrale idroelettrica Alouette. In figura si riportano i valori di fattore di potenza sbarra macchina in funzione di un'ascissa temporale (espressa in [s]).

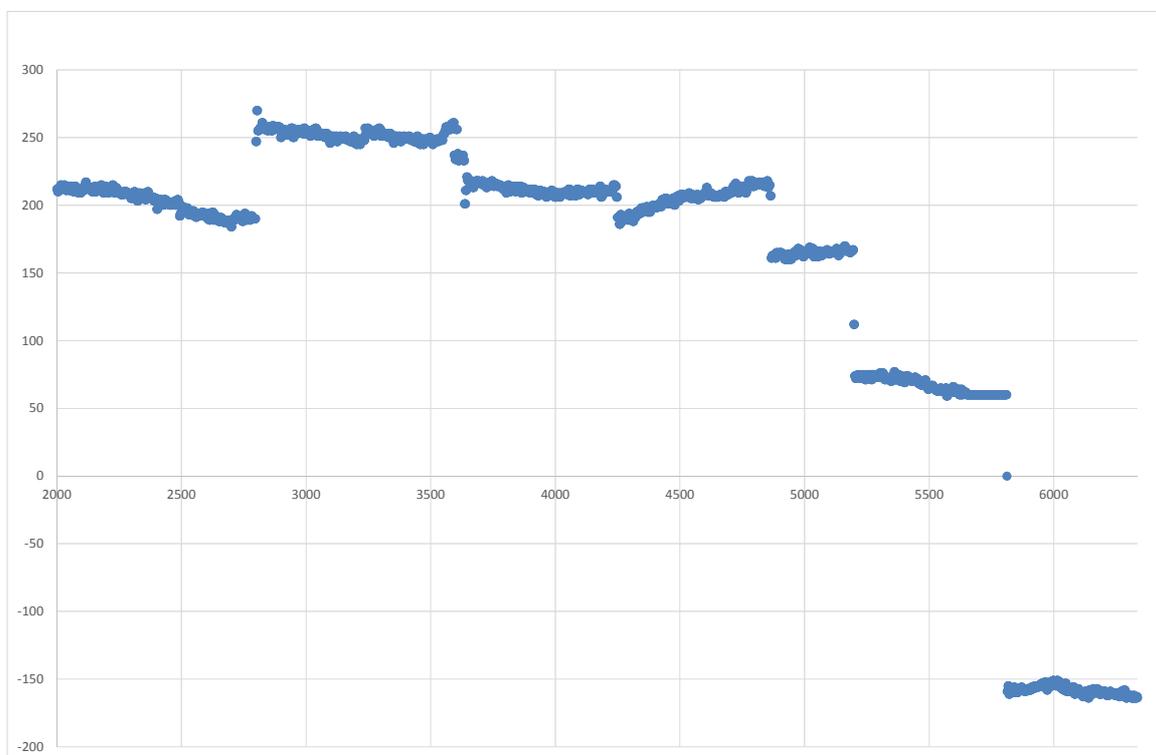


Figura 20. Verifica sperimentale della funzionalità di dispacciamento della potenza reattiva nella centrale idroelettrica Alouette. In figura si riportano i valori di potenza reattiva erogata dalla macchina (in [kVA]) in funzione di un'ascissa temporale (espressa in [s]).

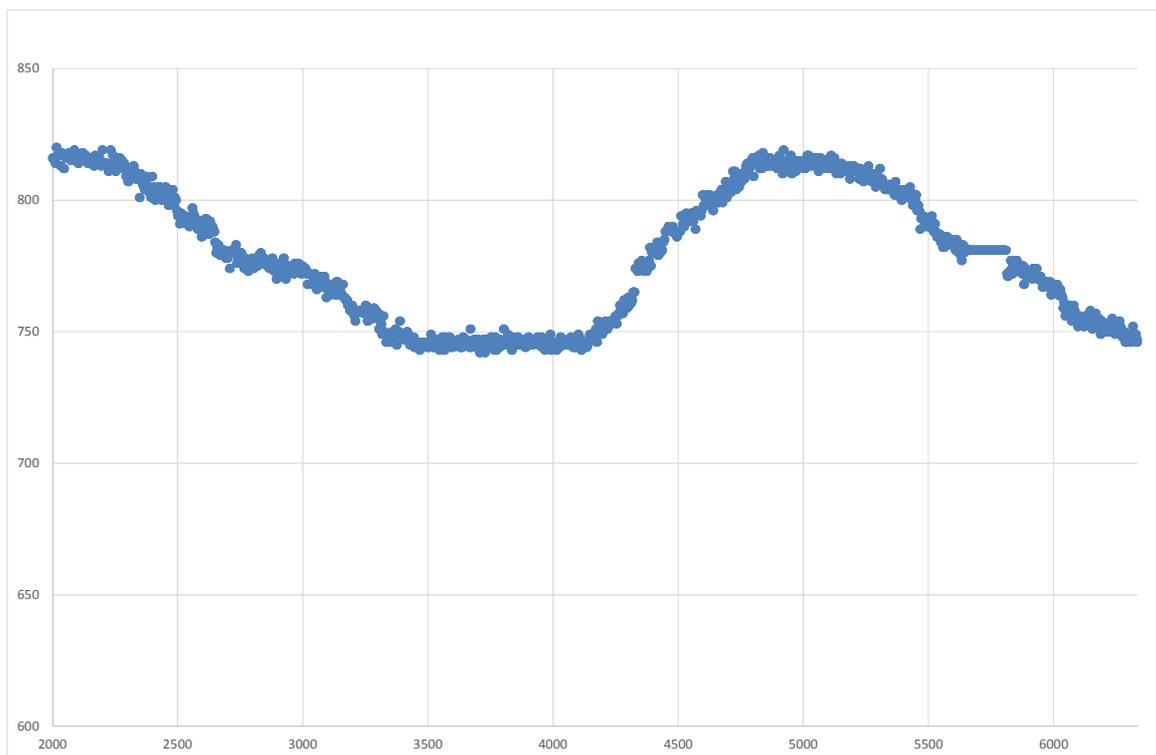


Figura 21. Verifica sperimentale della funzionalità di dispacciamento della potenza attiva nella centrale idroelettrica Alouette. In figura si riportano i valori di potenza attiva erogata dalla macchina (in [kW]) nelle condizioni in cui si è svolta la prova, in funzione del tempo [s].

Sempre con riferimento alla centrale idroelettrica Alouette, un secondo set di prove ha previsto la verifica delle prestazioni dinamiche del regolatore di tensione, a tale fine è stato utilizzato lo SCADA evoluto installato presso la CP VLLENEUVE attivando un campionamento delle misure con dettaglio al secondo.

Le prove hanno previsto l'impostazione di diversi riferimenti di fattore di potenza, andando a verificare la velocità di risposta del generatore.

Nella seguente Figura 22 viene dato dettaglio esemplificativo delle prove eseguite, come nei casi precedenti è riportato il fattore di potenza misurato ai morsetti di macchina in ragione di un'ascissa temporale espressa in secondi.

La prova ha previsto una condizione iniziale in cui la macchina è regolata a $\cos\phi = 0.97$ in sottoeccitazione (si ricorda che la tolleranza di regolazione ammessa è pari a ± 0.004).

- Il primo passaggio è stato quello di impostare la macchina ad una produzione a fattore di potenza unitario. La prova è stata eseguita correttamente con una tempistica limitata a pochi secondi, a seguire si è sollecitato l'AVR richiedendo una regolazione a gradino a $\cos\phi = 0.95$ (in sottoeccitazione). La prova ha mostrato ottimi tempi di risposta, con una lieve sovralongazione della regolazione, pure compensata in pochi secondi.

- Il secondo passaggio ha pure previsto di impostare un riferimento a fattore di potenza unitario e, a seguire, di richiedere un gradino di regolazione a $\cos\phi = 0.97$ (in sottoeccitazione). La prova ha mostrato ottimi tempi di risposta, ed anche in questo caso si è registrata una lieve sovra-elongazione della regolazione, compensata in pochi secondi.
- Impostando nuovamente, con regolazione a gradino, una regolazione a fattore di potenza unitario, anche in questo caso si è avuta una velocità di risposta molto alta, ma senza fenomeni oscillatori.
- A seguire si è richiesta una regolazione, sempre con variazione del set point a gradino, a $\cos\phi = 0.95$ (in sovraeccitazione), per poi tornare a fattore di potenza unitario e, in successione, regolare a $\cos\phi = 0.97$ (in sovraeccitazione). Le prove hanno mostrato dei tempi di risposta più lunghi per tutte le regolazioni in sovraeccitazione (ragionevolmente, in conseguenza di tale minore velocità di risposta, non si manifestano fenomeni oscillatori); si è verificata che tale condizione è conseguente alle impostazioni di default dell'AVR di centrale. Ritenendo le prestazioni più che sufficienti non sono stati previsti interventi nell'AVR.
- Tornando a fattore di potenza unitario, si è poi impostato un $\cos\phi = 0.98$ (in sottoeccitazione), e, in successione, un $\cos\phi = 0.99$; la prova ha evidenziato un lieve errore di regolazione per le condizioni (appunto quelle sopracitate) in cui i flussi di potenza reattiva sono limitati, ragionevolmente l'errore è legato alla precisione di misura dei sensori dell'AVR e dei rispettivi attuatori. Impostando infatti, a seguire, una regolazione a $\cos\phi = 0.95$ e, poi, a $\cos\phi = 0.94$, e poi di nuovo a $\cos\phi = 0.95$ (sempre in sottoeccitazione), la precisione della regolazione è risultata decisamente migliore.
- Da ultimo, partendo dalla condizione precedente ($\cos\phi = 0.95$ in sottoeccitazione), si è impostato un gradino di regolazione a $\cos\phi = 0.95$ in sovraeccitazione, ovvero si è richiesta una variazione di regolazione molto ampia (oltre 500 kvar). La risposta della macchina è stata regolare e l'intera variazione è stata eseguita in un tempo limitato a qualche decina di secondi. La regolazione con logica inversa, ovvero da una condizione a $\cos\phi = 0.95$ in sovraeccitazione ad una a $\cos\phi = 0.95$ in sottoeccitazione è stata pure verificata, registrando tempi di risposta molto più veloci (ma evidenziando anche in questo caso alcuni problemi di sovraelongazione della regolazione).
- La prova si è conclusa andando a regolare la macchina a fattore di potenza unitario.

In Figura 23 si riporta il profilo di tensione lungo i nodi monitorati della Val di Rhemes (ovvero in CP, nella CS Alouette, nella CS Chanavey, nella CS Cabina Caverna e nella CS Champagne) in

corrispondenza di tutto l'intervallo di prova. Infine, in Figura 24 si riportano i flussi di potenza reattiva regolati, durante la prova, dal generatore in analisi.

Le prove dinamiche hanno dimostrato ottime capacità di regolazione da parte dell'AVR di centrale, con un differente velocità di risposta fra le regolazioni in sottoeccitazione e quelle in sovraeccitazione, rispetto alle quali sono stati tarati i tempi di campionamento e di regolazione dell'architettura automatica di controllo delle tensioni installata nello SCADA evoluto della CP Champagne (nel dettaglio si è impostato un tempo di campionamento e di calcolo con cadenza al minuto, tale quindi da garantire una tempistiche utile, ai vari generatori coinvolti, a raggiungere i set point impostati).

Le prove hanno inoltre evidenziato un minimo errore di regolazione per condizioni a fattore di potenza prossimo all'unità. Anche tale riscontro è stato considerato nell'algoritmo implementato nello SCADA evoluto, andandone ad abbassare la sensibilità in tali condizioni, così da non richiedere continui interventi di regolazione, non giustificati, alle macchine.

Come precedentemente già dettagliato, non sono state eseguite prove per l'altro UA sito in Val di Rhemes, ovvero per la centrale idroelettrica Thumel, in ragione della impossibilità di raggiungere il sito nei mesi invernali (causa presenza neve e rischio slavine), ovvero, si è ritenuto inappropriato eseguire dei test senza avere la possibilità di intervento in sito. Tale indisponibilità, si ritiene, non inficia la sperimentazione in quanto entrambe le centrali sono governate dallo stesso DCS, la sperimentazione eseguita, al netto di differenze minori fra gli apparati delle due centrali, può quindi ritenersi una utile indicazione anche per l'UA Thumel.

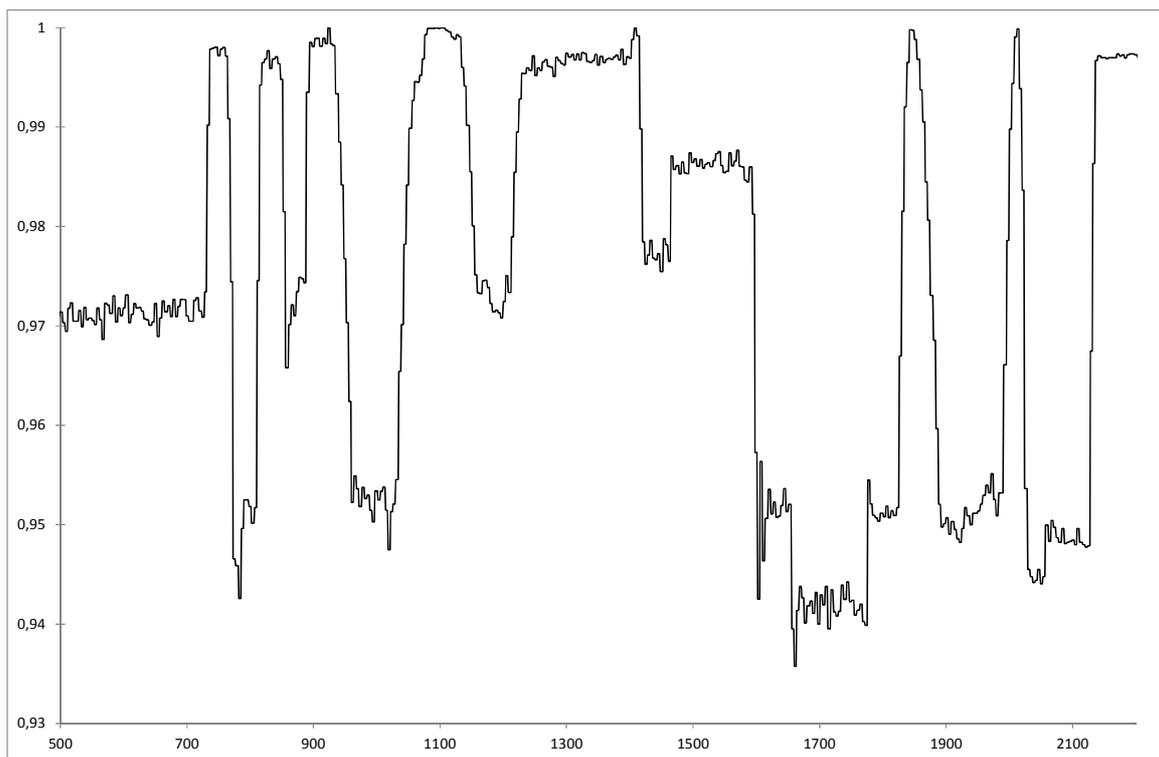


Figura 22. Verifica sperimentale della funzionalità di dispacciamento della potenza reattiva nella centrale idroelettrica Alouette. In figura si riportano i valori di fattore di potenza sbarra macchina in funzione di un'ascissa temporale (espressa in [s]).

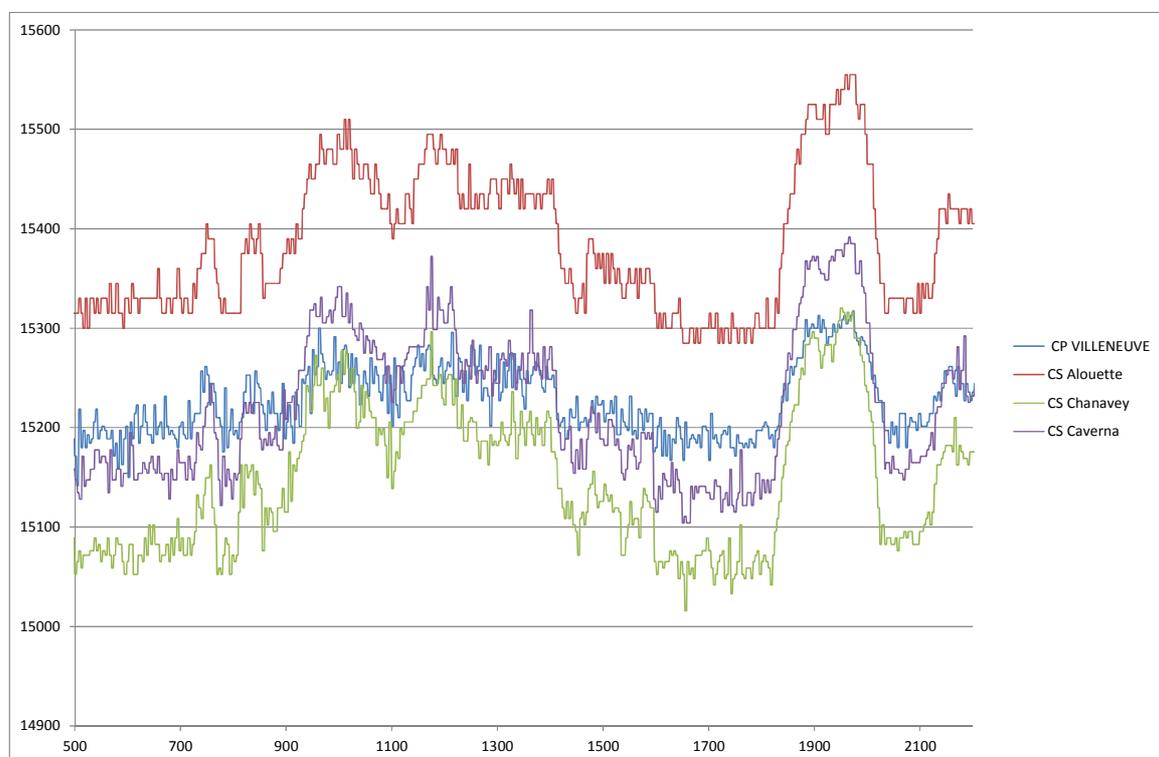


Figura 23. Andamento temporale dei profili di tensione lungo al linea Rhemes in corrispondenza delle prove (il grafico riporta i valori di tensione [V] in funzione del tempo [s]).

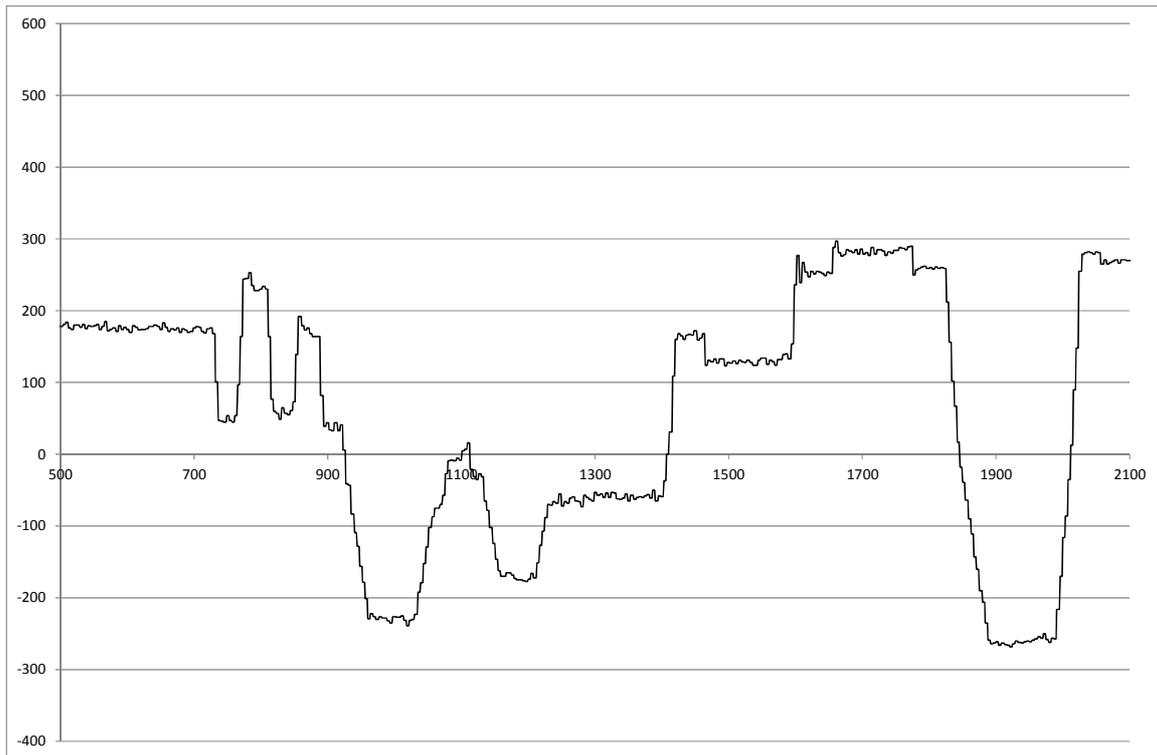


Figura 24. Verifica sperimentale della funzionalità di dispacciamento della potenza reattiva nella centrale idroelettrica Alouette. In figura si riportano i valori di potenza reattiva erogata dalla macchina (in [kVA]) in funzione di un'ascissa temporale (espressa in [s]).

3.1.3 Verifica da SCADA delle modalità di gestione e di attuazione dei comandi di dispacciamento della potenza attiva prodotta/assorbita dai sistemi di accumulo e monitoraggio del loro stato di carica

La funzionalità non è prevista nel progetto CP VILLENEUVE.

3.1.4 Verifica da SCADA del corretto funzionamento del VSC in CP

Si riporta nel seguito un estratto dei set point ottimi calcolati dal DMS installato presso il Centro Operativo di Aosta, utilizzato al fine di regolare il variatore di rapporto nella CP VILLENEUVE (l'estratto fa riferimento ad una giornata lavorativa del mese di novembre 2014 ed a una giornata lavorativa del mese di gennaio 2015).

La funzione è attiva dalla primavera 2014 e produce i profili di regolazione per il giorno successivo, basandosi quindi su informazioni storiche e su stime previsionali.

L'algoritmo ha prodotto dei risultati coerenti, purtuttavia essendo questo basato su dati storici e profili previsionali ha richiesto, e richiede tuttora, una lunga fase di training al fine di riprodurre una simulazione affidabili della rete elettrica, ovvero al fine di avere la confidenza necessaria ad attivare la retroazione in CP del set-point calcolato.

In particolare, in presenza di UA, la procedura attua una verifica delle profili di tensione che si potrebbero generare sui feeder interessati, andando, nelle prime prove eseguite, ad abbassare il set point in CP, fino al lower bound della variabile, impostato a 15 kV.

Nel tempo DEVAL ha analizzato tale comportamento, evidente nei risultati ottenuti nella giornata del 12 novembre 2014, verificando l'effettiva presenza di nodi con tensioni particolarmente elevate, e correggendo/affinando il database del DMS in merito ai profili storici adottati per i profili di potenza degli utenti connessi alla CP. Il comportamento dell'algoritmo è quindi in evoluzione (miglioramento) continua.

Ad oggi DEVAL si propone quindi di proseguire la sperimentazione, verificando le prestazioni del DMS per almeno un anno solare, ovvero monitorandone il comportamento sull'intero spettro di possibili condizioni di lavoro. A valle di tale verifica, che ragionevolmente si chiuderà nella primavera 2015, sarà possibile valutare la retroazione sul variatore di rapporto.

Tale periodo di osservazione è utile anche a valutare, tramite opportune prove, eventuali oscillazioni con i regolatori di tensione degli UA, a collaudare entrambi gli apparati e a validare, quindi, l'intera architettura gerarchica di controllo della tensione.

3.1.5 Verifica da SCADA delle modalità di intervento delle protezioni e degli interruttori in CP e lungo linea

La funzionalità è stata collaudata con esito positivo; in ragione delle prestazioni della rete di telecomunicazione² non è tuttavia stata sperimentata su intervalli temporali estesi.

3.1.6 Verifica da SCADA delle modalità di intervento delle protezioni lato utente in risposta ad un segnale inviato dal DNO

La funzionalità è stata collaudata con esito positivo; in ragione delle prestazioni della rete di telecomunicazione³ non è tuttavia stata sperimentata su intervalli temporali estesi.

² non completamente soddisfacenti le prestazioni richieste ai fini dell'esercizio in sicurezza della rete elettrica.

³ non completamente soddisfacenti le prestazioni richieste ai fini dell'esercizio in sicurezza della rete elettrica.

VV0013802902RO num_set_point:10

SetPoint:15.000000 ValidResult:3 tSec:1415752800 Wed Nov 12 01:40:00 2014

SetPoint:15.000000 ValidResult:3 tSec:1415752200 Wed Nov 12 01:30:00 2014

SetPoint:15.000000 ValidResult:3 tSec:1415751600 Wed Nov 12 01:20:00 2014

SetPoint:15.000000 ValidResult:3 tSec:1415751000 Wed Nov 12 01:10:00 2014

SetPoint:15.000000 ValidResult:3 tSec:1415750400 Wed Nov 12 01:00:00 2014

SetPoint:15.000000 ValidResult:3 tSec:1415749800 Wed Nov 12 00:50:00 2014

SetPoint:15.000000 ValidResult:3 tSec:1415749200 Wed Nov 12 00:40:00 2014

SetPoint:15.000000 ValidResult:3 tSec:1415748600 Wed Nov 12 00:30:00 2014

SetPoint:15.000000 ValidResult:3 tSec:1415748000 Wed Nov 12 00:20:00 2014

SetPoint:15.000000 ValidResult:3 tSec:1415747400 Wed Nov 12 00:10:00 2014

VV6014095042RO num_set_point:10

SetPoint:15.264977 ValidResult:3 tSec:1421394000 Fri Jan 16 08:40:00 2015

SetPoint:15.251654 ValidResult:3 tSec:1421393400 Fri Jan 16 08:30:00 2015

SetPoint:15.229683 ValidResult:3 tSec:1421392800 Fri Jan 16 08:20:00 2015

SetPoint:15.207739 ValidResult:3 tSec:1421392200 Fri Jan 16 08:10:00 2015

SetPoint:15.185809 ValidResult:3 tSec:1421391600 Fri Jan 16 08:00:00 2015

SetPoint:15.158692 ValidResult:3 tSec:1421391000 Fri Jan 16 07:50:00 2015

SetPoint:15.131605 ValidResult:3 tSec:1421390400 Fri Jan 16 07:40:00 2015

SetPoint:15.104550 ValidResult:3 tSec:1421389800 Fri Jan 16 07:30:00 2015

SetPoint:15.078435 ValidResult:3 tSec:1421389200 Fri Jan 16 07:20:00 2015

SetPoint:15.052339 ValidResult:3 tSec:1421388600 Fri Jan 16 07:10:00 2015

Tabella 5. Esempificazione dei set-point per il variatore di rapporto in CP VILLENEVUE, calcolati dalla procedura DMS

3.1.7 Verifica dei tempi di latenza dei segnali

Rispetto al progetto iniziale, nell'ambito dell'anno solare 2014, la rete di telecomunicazione è stata potenziata in ragione di raccomandazioni fornite dalle società coinvolte nel progetto (in particolare le criticità rilevate sono da associarsi al router di CP rispetto alla corretta gestione dei canali VPN di livello 2), prevedendo l'adozione di un router di interfaccia fra CP ed apparati esterni molto prestante (si sottolinea la scelta di un apparato allo stato dell'arte); in particolare la scelta è caduta sull'apparato CISCO ASR1000, apparato già utilizzato con successo in progetti sperimentali nei quali sono stati attivati canali VPN di livello 2 (L2TPv3), quali quelli previsti nel Progetto Smart Grid per veicolare le comunicazioni GOOSE.

Tuttavia, in fase di test preliminari, si sono riscontrati problemi nell'invio di traffico dall'architettura smart verso ASR1000 all'interno dei tunnel L2TPv3.

Al fine di risolvere la problematica gli apparati sono stati inviati al laboratorio prove di SELTA (società selezionata per la fornitura dell'architettura smart). Le prove di laboratorio hanno confermato l'esistenza del problema, escludendo quindi complicazioni/incompatibilità correlate alla rete MPLS Wind.

Al fine di risolvere la problematica è stato contattato direttamente il produttore dell'apparato ASR1000 (CISCO), il quale ha richiesto l'invio dei vari componenti presso i propri laboratori di Milano.

DEVAL al fine di sviluppare al meglio il Progetto, in attesa di risolvere i problemi di configurazione della rete dati con ASR 1000 e SNN 110 (L2TPv3e Ipvsec) ha ritenuto di attivare una soluzione di back-up (utile a proseguire la sperimentazione) configurando una rete dati con tunnel GRE (che tuttavia non consente traffico di livello 3, ovvero non è compatibile con le comunicazioni GOOSE, è invece garantita l'operatività degli apparati di telecontrollo ed è stato possibile procedere con il setting dell'architettura smart).

Nel dettaglio le attività di correzione delle problematiche rilevate rispetto al tunneling su VPN livello 2 hanno previsto:

- installazione apparato ASR1000 (Ottobre 2014);
- test di configurazione della rete DEVAL con ASR 1000 e apparati SNN 110 presso i laboratori SELTA (1-20 Ottobre 2014);
- modifica indirizzamento di tutti gli apparati rispetto alla configurazione di rete aggiornata, così come da verifica presso i laboratori SELTA (Ottobre 2014);

- test di configurazione della rete Deval con ASR 1000 e SNN 110 presso sede Deval (23 Ottobre 2014): i test condotti evidenziano problemi nella configurazione della rete con le caratteristiche previste (L2TPv3 e Isec);
- test di configurazione della rete Deval con ASR 1000 e apparati SNN 110 presso laboratorio Selta (24-31 Ottobre 2014);
- attivazione di una procedura di prova delle prestazioni della rete dati (con tunnel GRE) tramite misura del tempo, roundtrip, di risposta degli apparati SNN 110 installati nelle CS rispetto ad eventi triggerati dallo SCADA evoluto in CP;
- invio dell'apparato SNN110 alla società Maticmind (CISCO) per verifica funzionalità FirmWare (FW) dell'apparato ASR1000 rispetto ai protocolli di rete dati in essere presso DEVAL (2 Dicembre 2014);
- modifica/evoluzione FW apparato SNN 110 (5 Dicembre 2014);
- prove di laboratorio su funzionalità di criptaggio traffico del tunnel L2TP con IPSEC (18 Dicembre 2014);
- aggiornamento FW degli apparati SNN110 installati sulla rete DEVAL (12 - 16 Gennaio 2015);
- aggiornamento delle configurazioni SNN110 con l2tpv3 e Isec (3-6 Febbraio 2015);
- verifica delle caratteristiche e prestazioni della rete per problemi nella sottoscrizione dei messaggi GOOSE da parte degli apparati SPI (12 e 13 Febbraio 2015);
- modifica della modalità di trasferimento dei messaggi GOOSE da CP a CS su ASR1000 (24 e 25 Febbraio 2015).

In base a quanto dettaglio, si evidenzia come DEVAL abbia cooperato con tutte le società coinvolte nel progetto applicando il massimo sforzo al fine di attivare e sperimentare al meglio la rete di telecomunicazione (con particolare riferimento ai segnali GOOSE su VPN livello 2).

Le problematiche rilevate sono state di diversa natura, dapprima a livello di Router di CP (ASR1000), poi a livello di router di CS (SSN 110) ed infine a livello di protocollo di comunicazione con gli SPI Thytronic. Quest'ultima, in particolare, è da associarsi a complicazioni correlate con l'interfaccia verso una rete mobile gestita con logica di Cloud, ovvero diverse delle criticità non si manifesterebbero su rete proprietaria (sia essa cablata o Wi-fi). Le società sopracitate hanno infatti sottolineato come in altri progetti sperimentali gli stessi apparati siano ad oggi già in uso, con successo; nel caso specifico si è quindi manifestata l'esigenza di una riprogrammazione dei firmware dei vari componenti dell'architettura smart.

Al termine delle attività sopracitate è stato possibile, a fine febbraio 2015, eseguire un test di funzionalità dei messaggi GOOSE, verificandone il corretto vettoriamento dalla CP verso gli SPI degli UA. Alla data odierna, si sta operando al fine di i FW degli SPI coinvolti nel Progetto, così da consentire una corretta gestione del messaggio GOOSE stesso. Il completamento di tale attività è prevista nel mese di Marzo 2015.

In merito alla sperimentazione, DEVAL si ripropone di procedere come nel seguito sintetizzato:

- verifica della stabilità della rete in termini di corretta distribuzione dei messaggi GOOSE;
- verifica della stabilità della rete in termini di raggiungibilità di tutti i siti e stabilità delle prestazioni;
- verifica dei tempi di traverso per messaggi GOOSE (da CP a CS in differenti ore della giornata, differenti condizioni atmosferiche).

Ad oggi non sono quindi disponibili misure di dettaglio dei tempi di latenza della rete di telecomunicazione rispetto a VPN livello 2 (GOOSE).

Le ultime prove eseguite, come sopra descritto, hanno consentito di verificare il corretto vettoriamento dei messaggi GOOSE, i test sono stati basati su trigger generati in CP dalla protezioni NA80 del Montante 1 Verde (Vlan id = 7) e dalla protezione NA80 del Trafo Verde (vlan id = 11) verso un apparato SNN 110 raggiunto dalla rete HSDPA (Wind) connesso ad una protezione di interfaccia (SPI) NV10P.

Al fine di dimostrare l'operatività dell'architettura di comunicazione, si riportano nel seguito i report della registrazione Wireshark (tool di analisi traffico rete dati) che dettagliano:

- la ricezione periodica (ogni 2 secondi) di due gruppi di messaggi GOOSE (la Vlan id del messaggi GOOSE ricevuti è 44)
 - 5 GOOSE con sorgente 01:0c:cd:01:00:13 generati da Protezione NA80 del Montante 1 Verde;
 - 2 GOOSE con sorgente 00:01:0a:02:c4:8a generati da Protezione NA80 del Trafo Verde.

Rispetto alla rete di telecomunicazione si ha ad oggi disponibilità (dal mese di dicembre 2014) delle misure del tempo di attraversamento (roundtrip) su tunnel GRE fra la CP e gli apparati SNN 110 installati nelle CS.

Nella seguente Figura 26 si schematizza l'architettura di prova, infine nella Tabella 6 si esemplificano alcuni dei risultati ottenuti.

Sebbene l'architettura (cfr. rete di telecomunicazione) analizzata non corrisponda alla soluzione definitiva, che verrà completata nei primi mesi dell'anno 2015, le prestazioni rilevate evidenziano delle chiare criticità.

In tutti i nodi analizzati, il tempo di risposta è superiore a qualche centinaia di millisecondi, in alcuni particolari nodi il tempo di risposta può superare anche il secondo, inoltre si ha il manifestarsi di problematiche di affidabilità del segnale (cfr. pacchetti dati persi).

Si sottolinea quindi come le prestazioni del vettore HSDPA, nonostante i marcati potenziamenti della rete dati (cfr. paragrafo 2.4) evidenzino dei limiti direttamente correlati con la conformazione orografica del territorio. Le analisi eseguite hanno infatti ben evidenziato come le prestazioni del vettore dati peggiorano progressivamente con la distanza dalla CP; essendo la rete a struttura radiale, questo corrisponde all'osservare come i nodi a "fondo valle" hanno dei tempi di risposta non ottimali ma accettabili (e, almeno parzialmente, in linea con le aspettative), viceversa i nodi siti in "alta valle" hanno prestazioni non compatibili con alcune delle funzionalità smart oggetto di indagine nel Progetto (e.g. telescatto verso gli SPI).

Parimenti, nodi, come la CS Condy, siti in contesti molto particolari (conche poco accessibili e contornate da spioventi pareti rocciose), sebbene molto vicini alla CP presentano prestazioni pessime.

Viceversa le prestazioni rilevate sulle tratte coperte in fibra ottica si sono rilevate ottimali.

In particolare si ricorda come nel Progetto la CS Thumel (sita nell'alta val di Rhemes, a 1800 m s.l.m.) è connessa alla CS Proussaz tramite un conduttore in fibra ottica: le prestazioni rilevate sulla CS Thumel sono del tutto equivalenti a quelle rilevate nella CS Proussaz. A riprova, la CS Chanavey, sita in un nodo intermedio fra la CS Proussaz e la CS Thumel, ma connessa solo per tramite della rete HSDPA (in ragione della indisponibilità di un punto di interfacciamento con il cavo a fibra ottica), presenta prestazioni marcatamente peggiori.

Tali analisi hanno motivato una riflessione in seno a DEVAL utile a valutare come attivare le varie funzioni smart nell'ambito della sperimentazione, in ragione della necessità di garantire opportuni livelli di affidabilità e di sicurezza agli utenti (attivi e passivi).

Da ultimo, si sottolinea come le prestazioni del vettore HSDPA risultino in parte sensibili alle condizioni meteorologiche, ovvero, in giornate di particolare maltempo si sono avute delle problematiche di connettività con le varie CS. Ad oggi DEVAL sta valutando come predisporre una metrica di controllo atta a quantificare il problema (problema che, non essendo deterministico, ma bensì conseguenza di molteplici fattori, non è di immediata codifica).

Goose_Protezione_SPI.pcap - Wireshark

Filter: Expression... Clear Apply

No.	Time	Source	Destination	Protocol	Info
27	11:49:57.818965	10.165.37.199	224.0.0.252	LLMNR	standard query A SELTAPC-EXC01
28	11:49:57.831484	10.165.37.196	129.132.2.21	NTP	NTP client
29	11:49:58.019210	10.165.37.199	10.165.37.223	NBNS	Name query NB SELTAPC-EXC01<00>
30	11:49:58.768943	10.165.37.199	10.165.37.223	NBNS	Name query NB SELTAPC-EXC01<00>
31	11:49:58.951834	CisTechn_02:fa:00	Iec-Tc57_01:00:13	GOOSE	Goose da Montante 1 Verde
32	11:49:58.971616	CisTechn_02:fa:00	Iec-Tc57_01:00:14	GOOSE	
33	11:49:58.991542	CisTechn_02:fa:00	Iec-Tc57_01:00:11	GOOSE	
34	11:49:59.011560	CisTechn_02:fa:00	Iec-Tc57_01:00:12	GOOSE	
35	11:49:59.041701	CisTechn_02:fa:00	Iec-Tc57_01:00:13	GOOSE	
36	11:49:59.061544	CisTechn_02:c4:8a	Iec-Tc57_01:00:08	GOOSE	Goose da Trafo Verde
37	11:49:59.081541	CisTechn_02:c4:8a	Iec-Tc57_01:00:06	GOOSE	
38	11:49:59.519028	10.165.37.199	10.165.37.223	NBNS	Name query NB SELTAPC-EXC01<00>
39	11:50:00.941683	CisTechn_02:fa:00	Iec-Tc57_01:00:13	GOOSE	

Frame 34: 136 bytes on wire (1088 bits), 136 bytes captured (1088 bits) on interface 0

Ethernet II, Src: CisTechn_02:fa:00 (00:01:0a:02:fa:00), Dst: Iec-Tc57_01:00:12 (01:0c:cd:01:00:12)

802.1Q Virtual LAN, PRI: 4, CFI: 0, ID: 44

100. = Priority: Controlled Load (4)

...0 = CFI: Canonical (0)

... 0000 0010 1100 = ID: 44

Type: IEC 61850/GOOSE (0x88b8) **vlan id = 44**

GOOSE

Goose_Protezione_SPI.pcap - Wireshark

Filter: eth.dst == 01:0c:cd:01:00:12 Expression... Clear

No.	Time	Source	Destination	Protocol	Info
6	11:49:55.031595	CisTechn_02:fa:00	Iec-Tc57_01:00:12	GOOSE	
20	11:49:57.022128	CisTechn_02:fa:00	Iec-Tc57_01:00:12	GOOSE	
34	11:49:59.011560	CisTechn_02:fa:00	Iec-Tc57_01:00:12	GOOSE	
42	11:50:01.002093	CisTechn_02:fa:00	Iec-Tc57_01:00:12	GOOSE	
51	11:50:02.991378	CisTechn_02:fa:00	Iec-Tc57_01:00:12	GOOSE	
65	11:50:04.991744	CisTechn_02:fa:00	Iec-Tc57_01:00:12	GOOSE	
80	11:50:06.991516	CisTechn_02:fa:00	Iec-Tc57_01:00:12	GOOSE	
88	11:50:08.971592	CisTechn_02:fa:00	Iec-Tc57_01:00:12	GOOSE	
97	11:50:10.962257	CisTechn_02:fa:00	Iec-Tc57_01:00:12	GOOSE	
104	11:50:12.961527	CisTechn_02:fa:00	Iec-Tc57_01:00:12	GOOSE	
112	11:50:14.951425	CisTechn_02:fa:00	Iec-Tc57_01:00:12	GOOSE	

Figura 25. Esempificazione dei test finali (febbraio 2015) di corretto vettoriamento dei messaggi GOOSE dalle protezioni di montante in CP all'SPI di un UA

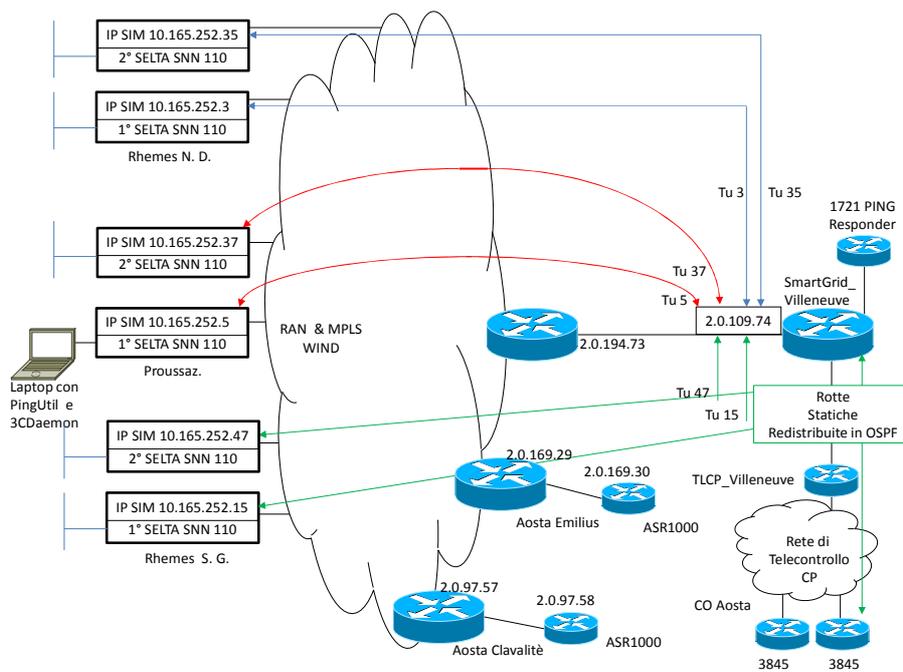


Figura 26. Rappresentazione di dettaglio della configurazione di prova utilizzata per testare la rete di comunicazione tramite tunneling GRE

Periodo	Giorno lavorativo autunnale			Giorno lavorativo invernale		
	Min [ms]	Med [ms]	Max [ms]	Min [ms]	Med [ms]	Max [ms]
SNN Champagne	219	311	1942	211	237	462
CS Champagne	217	255	463	212	235	330
SNN Proussaz	157	196	404	153	190	547
CS Alouette	158	178	247	156	194	478
SPI Alouette	153	182	415	153	210	972
CS Proussaz	156	189	364	151	195	461
CS Proussaz 2	153	182	372	151	180	296
SNN Chanavey	445	611	1181	421	526	1108
CS Chanavey	436	608	1154	414	520	1091
CS Thumel	151	179	370	153	188	337
SNN Caverna	153	192	360	153	183	291
CS Caverna	153	193	357	149	191	556
SNN Condyl	426	775	1528	148	338	2848
SPI Condyl	318	721	1095	43% pacchetti persi		
CS Condyl	350	677	1075	212	262	603
SNN Levionaz	149	163	264	211	280	623
SPI Levionaz	159	177	309	222	273	572
CS Levionaz	159	173	227	206	255	627
SNN Cap. Degioz	217	246	314	212	286	1227
CS Cap. Degioz	222	277	1272	209	237	315
CS Grand Clapey	476	719	1589	217	249	442
SPI Grand Clapey	161	345	1620	219	265	551
CS Pont	166	181	316	140	154	190
SPI Pont	159	179	262	151	172	254

Tabella 6. Test di latenza per comunicazioni round trip fra CP ed apparati periferici (tunneling GRE)

3.2 Misure

3.2.1 *Misura della tensione nei nodi attivi e in CP e registrazione dei relativi interventi del sistema di regolazione di tensione*

L'architettura di regolazione automatica della tensione presso gli UA coinvolti nel progetto è stata implementata rispetto a due logiche differenti per le due linee (valli) di interesse.

In val di Rhemes, ovvero per la linea Rhmes, si è attivato un sistema di regolazione centralizzato nello SCADA evoluto sito nella CP VILLENEUVE. Lo SCADA, tramite opportune procedure di stima dello stato, load flow ed ottimizzazione, è preposto a definire i riferimenti ottimi per la centrale idroelettrica Alouette e per la centrale Thumel.

L'architettura, in relazione alle complicazioni registrate in fase di attivazione della rete di telecomunicazione, è operativa dall'estate 2014.

In merito alla rete dati, infatti, l'architettura non si basa comunicazioni GOOSE a livello 2, ma richiede comunque un flusso dati con cadenza di pochi secondi, al fine del monitoraggio dei vari apparati. In particolare il monitoraggio è stato attivato tramite degli analizzatore di rete installati presso CS: Champagne, CS Proussaz, CS Alouette e CS Caverna, oltre ovviamente agli apparati nella stessa CP VILLENEUVE.

L'architettura ha inoltre richiesto diverse settimane per il corretto settaggio degli scambi informativi, per la verifica del formato dati con cui le informazioni vengono veicolate e per la verifica dell'algoritmo di regolazione di tensione.

In fase di "test in bianco" dell'algoritmo si sono purtroppo manifestate problematiche, non prevedibili, in ragione delle temperature di esercizio di alcuni componenti: in particolare, i convertitori RS232 atti all'interfaccia fra i router di CS e gli analizzatori di rete hanno iniziato a manifestare dei malfunzionamenti, in particolare nella CS Proussaz e nella CS Caverna.

La sostituzione dei componenti non ha risolto la problematica, ovvero i prodotti sostituiti hanno manifestato il medesimo problema degli originali.

Una prima verifica, eseguita da SELTA (fornitore del componente) in camera climatica, presso i suoi laboratori di Piacenza, ha evidenziato il blocco di un oscillatore, componente integrato nei circuiti elettronici degli apparati sopracitati, in corrispondenza di una temperatura variabile da -10°C e -15 °C.

Si ritiene quindi che la temperatura di esercizio sia la causa della problematica, ma indagini di dettaglio sono ad oggi in corso. Si sottolinea come tali apparati siano "standard" ed ad oggi installati in diversi siti, inoltre, le specifiche di componente dell'apparecchiature dichiarano prestazioni compatibili con temperature di -15 °C. Infine, modalità terze di riscaldamento del componente si sono rilevate inefficaci.

Durante l'inverno 2014/2015 non è quindi stato possibile attivare la funzione a causa dei sopraccarichi, continui, blocchi di alcuni apparati.

DEVAL si propone di sostituire gli apparati in blocco, nuovamente, nella primavera 2015 (quando le temperature esterne saranno meno rigide), di verificare la funzionalità dell'architettura e di attivare la retroazione sulla regolazione automatica di tensione. Contestualmente, in cooperazione con SELTA, verranno condotti test specifici per identificare in modo certo la problematica, e risolverla, così che non si ripresenti nell'inverno 2015.

Circa invece gli utenti attivi siti in Valsavaranche, in cui si ha la presenza di macchine sincrone (centrale idroelettrica Condy e centrale idroelettrica Levionaz), la regolazione della tensione è stata sviluppata secondo una logica locale, ovvero prevedendo una legge di controllo (gestita da un PLC SCHNEIDER M340 opportunamente installato al punto di consegna degli UA) che correla direttamente l'eventuale produzione di potenza reattiva con la tensione ai morsetti di macchina.

Tale scelta è motivata dalle caratteristiche di tali UA, di potenza modesta e, nel caso della centrale Condy, site in nodi molto vicini alla CP. La scelta è quindi stata quella di prevedere, in termini ragionevoli, un semplice sistema di retroazione dell'UA a richiedere una regolazione di potenza reattiva solo in quelle condizioni in cui la tensione nodale uscisse da una banda ritenuta di normale funzionamento ($\pm 5\%$ della tensione nominale).

Ad oggi non si sono rilevate condizioni in cui la tensione abbia superato tale soglia, ovvero il sistema non è mai stato chiamato in regolazione. Circa l'UA Levionaz, inoltre, ai fini della attivazione della retroazione, si è in attesa della firma del nuovo RdE della centrale.

3.2.2 *Stima delle perdite di rete sulla base delle misure disponibili*

DEVAL completato nella primavera 2014 l'attivazione del sistema DMS presso il proprio centro di controllo. Tramite tale apparato è possibile simulare le rete di distribuzione afferente alla CP Villeneuve, eseguire dei calcoli di Load Flow e di Optimal Power Flow (OPF).

La procedura, tuttavia, si basa su una stima dello stato che risulta essere mal-condizionata in relazione ad un numero di misure dal campo non pienamente sufficienti. Di conseguenza, la procedura si basa su dei profili, storici e previsionali, per le varie iniezioni di potenza da parte degli utenti attivi e passivi.

Nell'arco della seconda metà dell'anno 2014 DEVAL ha quindi provveduto ad aggiornare il sistema DMS al fine di settare aggiornare i profili storici sulla base delle misure eseguite nelle giornate/settimane precedenti, ottenendo un miglioramento via via progressivo dell'affidabilità dello strumento (cfr. della affidabilità di tali profili di immissione/prelievo).

DEVAL ha quindi sviluppato uno strumento che si ritiene essere adeguato allo scopo di valutare l'impatto delle varie regolazioni in fase di test nel progetto sulle perdite di rete (e in generale sul punto di lavoro a cui si porta il sistema). Inoltre DEVAL ha un archivio storico di "condizioni di lavoro della rete" che può essere utilizzato per simulare l'impatto che una regolazione avrebbe avuto.

Le analisi puntuali eseguite nell'ambito del progetto hanno portato ad evidenziare come le iniezioni degli UA (si ricorda come la rete DEVAL, ed in particolare quella oggetto di analisi, presenti diverse unità di potenza rilevante, fino a 5 MW) comportino un rilevante impatto sulle perdite di potenza attiva. Pure un impatto non secondario si rileva sui profili di tensione.

L'ottimizzazione, tramite OPF, dei profili di tensione ha evidenziato la possibilità di "evitare" condizioni di errato esercizio della rete, ovvero condizioni in cui alcuni nodi si trovino ad operare al di fuori di una fascia di "auspicato funzionamento" definita da DEVAL entro un range del $\pm 5\%$ della tensione nominale.

Tale condizionamento del campo di variabilità, coerente con l'attuale pratica DEVAL, ed utile ad evitare che eventuali contingenze, sulla rete di distribuzione, piuttosto che da parti degli Utenti (sia Attivi che Passivi), porti alcuni nodi delle condizioni di lavoro in cui siano violati i limiti del $\pm 10\%$ definiti nella normativa CEI EN 50160. L'assunzione di soglie più stringenti, ovvero pari a $\pm 5\%$, è quindi motivata in ragione del fatto che non tutti i nodi della rete sono monitorata da apparati fisici, ovvero che non si ha dettaglio esatto del valore di tensione in tali nodi, né a regime né, come sopraccitato, in corrispondenza di transitori causati da contingenze; da cui l'opportunità di adeguati margini di sicurezza.

L'ottimizzazione ha quindi l'obiettivo di garantire una corretta condizione di lavoro della rete, perseguendo contestualmente la minimizzazione delle perdite di potenza attiva, purtuttavia in base a quanto dettagliato, la cifra di merito ha qui una funzione più matematica che sostanziale, ovvero la riduzione conseguibile, rispetto ad una condizione di partenza in cui la rete elettrica sia correttamente esercitata, è limitata a pochi punti percentuali.

Ai fini di una esatta quantificazione della prestazione, DEVAL si rende disponibile ad elaborare le informazioni raccolte nel processo rispetto a procedure e modalità che AEEGSI vorrà indicare.

3.2.3 Registrazione di tutte le interruzioni senza preavviso lunghe, brevi e transitorie, nonché dei buchi di tensione, secondo le apparecchiature disponibili.

In relazione al progetto Smart Grid non sono, per le motivazioni sopra-esposte, state attivate (con retroazione automatica sugli apparati in campo) funzioni di gestione avanzata dei SPI e/o di Ricerca

Guasto veloce, ovvero non vi sono eventi rilevanti dai cui tracciati investigarne il comportamento e le prestazioni.

Si ricorda come, nella fattispecie, la CP VILLENEUVE è inserita entro le CP monitorate dal programma QUEEN, se AEEGSI lo ritenesse DEVAL rimane disponibile a produrre i valori storici, fino all'anno 2014, registrati da tale sistema; non avendo legami diretti con la sperimentazione, al fine di non appesantire la presente relazione, non si riporta qui tale dettaglio.

3.2.4 Registrazione di tutti i cambiamenti di stato del segnale di comunicazione e delle protezioni di interfaccia lato utente anche in relazione ai comandi ricevuti

In relazione alle problematiche rilevate con l'architettura di telecomunicazione, nell'ambito del progetto si sono avuti una serie di ritardi, come motivato nella presente relazione. DEVAL si è attivata al fine di risolvere al meglio le criticità rilevate, purtroppo non sono ad oggi in essere prove specifiche atte a raccogliere un campione di misure sufficiente alla formulazione del dato richiesto.

3.2.5 Registrazione, per ogni utente attivo, del tempo per il quale la comunicazione always-on è stata efficace (keep-alive o segnali equivalenti) rispetto al tempo totale di esercizio del progetto dimostrativo.

In relazione alle problematiche rilevate con l'architettura di telecomunicazione, nell'ambito del progetto si sono avuti una serie di ritardi, come motivato nella presente relazione. DEVAL si è attivata al fine di risolvere al meglio le criticità rilevate, purtroppo non sono ad oggi in essere prove specifiche atte a raccogliere un campione di misure sufficiente alla formulazione del dato richiesto.

3.3 Generazione intenzionale di eventi in campo

In relazione alle problematiche rilevate con l'architettura di telecomunicazione, nell'ambito del progetto si sono avuti una serie di ritardi, come motivato nella presente relazione. DEVAL si è attivata al fine di risolvere al meglio le criticità rilevate, purtroppo non sono ad oggi in essere prove specifiche atte a raccogliere un campione di misure sufficiente alla formulazione del dato richiesto.

In relazione ad eventi intenzionalmente generati in campo si registra quindi la sola prova di collaudo del trasformatore di controalimentazione installato presso il centro satellite Thumel, prova

eseguita al fine di verificare il corretto funzionamento dei telecomandi e del sistema di controllo automatico della tensione (tap changer) presente sul trasformatore di controalimentazione. Tale apparato, in particolare, è ad oggi regolato in modo tale da garantire, anche in condizioni di controalimentazione, una tensione pari a 15.1 kV.

La prova è stata eseguita in un giorno lavorativo del febbraio 2015.

Nella fattispecie, la prova ha previsto la disconnessione di un tronco del feeder della linea Rhemes, a partire dalla CS Chanavey fino all'ultimo nodo della linea, dalla rete 15 kV esercita da DEVAL per operarne una controalimentazione dal centro satellite Thumel (ovvero, andando a sfruttare la linea a 20 kV Thumel, preposta alla connessione in antenna dell'omonima centrale idroelettrica in CP). Successivamente, un secondo tronco linea, a partire dalla CS Proussaz fino alla CS Chanavey, è stato sezionato dalla linea Rhemes per essere controalimentato tramite il suddetto trasformatore.

Nella seguente Figura 27 si riporta la tensione sulla sbarra 15 kV del centro satellite Thumel, in funzione di un ascissa temporale (espressa in secondi); si nota la controalimentazione del tronco linea Chanavey-Thumel, in corrispondenza della finestra temporale 6000-6500 secondi.

Parimenti si nota l'estensione della controalimentazione anche al tronco linea Proussaz-Chanavey, in corrispondenza della finestra temporale 7500-8000 secondi.

La Figura 28 riporta il tracciato di tensione equivalente, misurato nella CS Proussaz, infine, la Figura 29 dettaglia il flusso di potenza, in kW, transitante sul trasformatore di controalimentazione (ovvero presso il centro satellite Thumel).

Si noti come la controalimentazione del primo tronco di linea (CS Chanavey – CS Thumel) comporti un flusso di potenza molto limitato, portando ad una qualche oscillazione di tensione e ad un profilo leggermente superiore ai 15.1 kV impostati.

L'estensione della controalimentazione anche al tronco di linea successivo (CS Proussaz – CS Chanavey) comporta un incremento del flusso di potenza fino a valori prossimi ai 100 kW, con un profilo di tensione correttamente prossimo al set point e senza fenomeni oscillatori.

La prova si ritiene quindi eseguita con esito positivo.

Circa infine il collaudo della controalimentazione dell'UA, ovvero alla connessione della centrale idroelettrica Thumel alla linea 15 kV Rhemes (gestita da DEVAL) anziché alla linea dedicata Thumel 20 kV (gestita dalla società di proprietà della centrale idroelettrica), il collaudo è previsto per la primavera 2015 in ragione della necessità dell'UA di aggiornare i propri apparati di telecontrollo e monitoraggio rispetto a tale assetto (ovvero, si registra la necessità, per l'UA, di operare una manovra di apertura, da remoto, della connessione dalla linea dedicata 20 kV, prima della richiusura sul sistema a 15 kV di DEVAL).

Parimenti, il complessivo apparato di protezioni elettriche del centro satellite Thumel dovrà essere opportunamente collaudato: in ragione della impossibilità, nei mesi invernali, di raggiungere il sito, tali prove sono rimandate alla primavera 2015 ritenendo inopportuno (non conforme ai criteri di sicurezza in uso da DEVAL) operare tali manovre da remoto senza possibilità di verifica e, se necessario, intervento in situ.

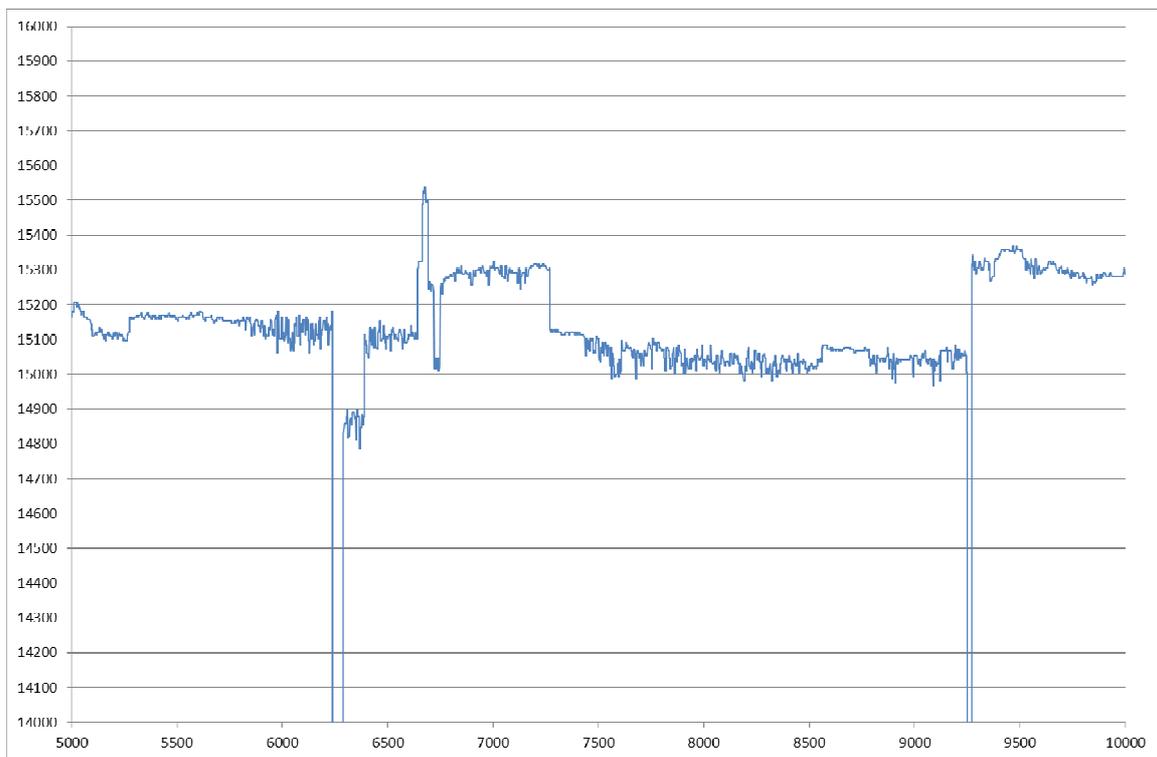


Figura 27. Andamento della tensione sulla sbarra 15 kV del centro satellite Thumel in corrispondenza della manovra di controalimentazione. Il grafico riporta il profilo di tensione [V] in funzione del tempo [s]

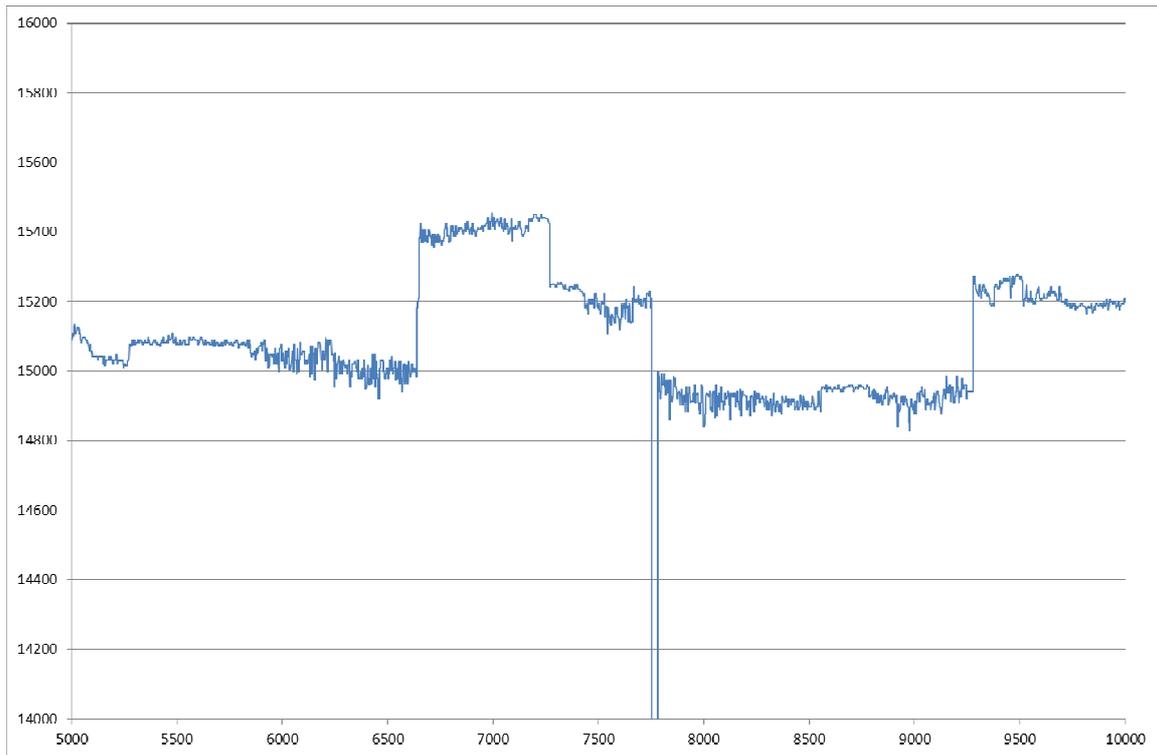


Figura 28. Andamento della tensione nella CS PROUSSAZ in corrispondenza della manovra di controalimentazione. Il grafico riporta il profilo di tensione [V] in funzione del tempo [s]

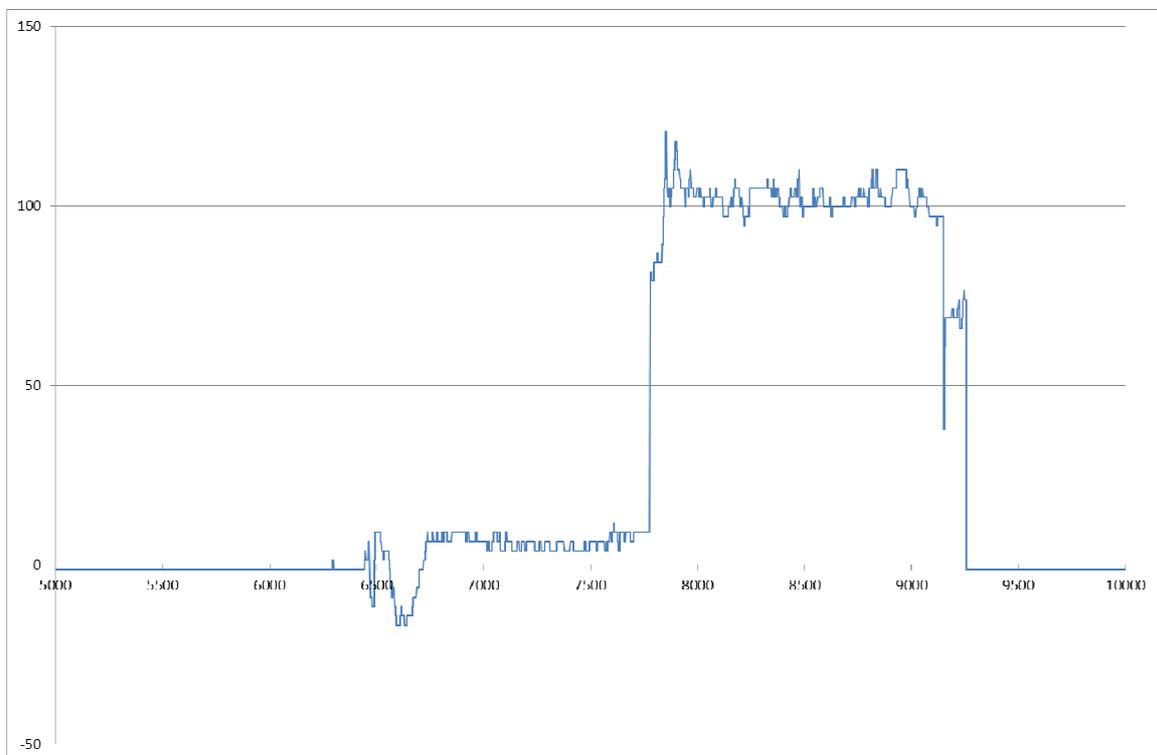


Figura 29. Andamento del flusso di potenza su trasformatore di controalimentazione installato nel centro satellite Thumel in corrispondenza. Il grafico riporta il flusso di potenza [kW] in funzione del tempo [s]

4. ANALISI CRITICA RELATIVA AI COSTI DEL PROGETTO

Scopo di questa sezione è di fornire un quadro dei costi del Progetto e una valutazione circa la sostenibilità dei medesimi in caso di estensione su larga scala dell'architettura sperimentale.

4.1 Peculiarità del Progetto e problematiche di economicità della soluzione adottata

Il progetto Smart Grid presenta una serie di specificità, dovute alle particolari condizioni al contorno che sussistono nel territorio: orografia particolarmente avversa ai fini di sistemi di telecomunicazione non cablati, bassa densità energetica, presenza di impianti di generazione di rilevante potenza (tali da creare vere e proprie sfide tecnologiche ai fini delle applicazioni smart), con conseguenti complicazioni a livello di costi di implementazione.

4.2 Investimenti ammessi all'incentivazione

Il budget definitivo del Progetto, con indicazione del contributo delle singole voci di costo, è riportato nelle tabelle seguenti, dettagliando sia il budget autorizzato a progetto sia gli investimenti realmente sostenuti, con aggiornamento a dicembre 2014.

RIEPILOGO	Totale [k€]
Interventi in CP: TLC / TPT2000_EXT / Bobina di Petersen / Interfaccia verso Terna	600
Adeguamento ed apparati Utenti Attivi MT	228
Apparati di controalimentazione e gestione dei flussi di potenza attiva: - Trasformatore di controalimentazione - Lavori edili CS Thumel - Apparati elettrici CS Thumel - Lavori edili CS Proussaz	419
Sistema DMS	300
Sistemi di ricerca guasto avanzata e telecontrollo	162
Rete di comunicazione	265
Infrastrutture per la mobilità elettrica	70
Sviluppo, test, refertazione, Project Management	150
Totale Progetto	2194

Tabella 6. Sintesi consistenza del Budget di progetto approvato dalla Delibera ARG/elt 12/11

RIEPILOGO	Investimenti Realizzati I-II-III° anno [k€]	Investimenti Realizzati IV° anno [k€]	Totale [k€]
Interventi in CP: <ul style="list-style-type: none"> - Interfaccia di comunicazione - TPT2000_EXT - Bobina di Petersen - Interfaccia verso TERNA 	418.9	106.3	525.2
Adeguamento ed apparati Utenti Attivi MT	186.6	6.7	193.3
Adeguamento ed apparati Utenti Attivi BT			
Apparati di contro alimentazione e gestione dei flussi di potenza attiva	128.5	239.3	367.8
Sistema DMS	293.5		293.5
Sistemi di ricerca guasto avanzata e telecontrollo	174.0	0.7	174.7
Rete di comunicazione	174.4	298.9	473.3
Infrastrutture per la mobilità elettrica	74.5		74.5
Sviluppo, test, refertazione, Project Management	102.5		102.5
Totale progetto	1552.9	652.0	2204.9

Tabella 7. Sintesi consistenza e costi del Progetto definitivo, aggiornato al 31/12/2014

L'aumento dei costi registrato nella fase realizzativa del Progetto è imputabile agli aspetti descritti nel seguito.

- L'incertezza circa lo scenario a regime (a valle della fase sperimentale), che ha spinto i costruttori di apparecchiature a investire con difficoltà sul Progetto, non intravedendone ancora le future ricadute positive (ad es. sulle attività di R&D rese necessarie dalle evoluzioni normative e regolatorie) e caricando pertanto la quasi totalità dei costi di sviluppo degli apparati innovativi. Infatti, lo scenario incerto a livello internazionale non è stato in grado di generare un sufficiente volume di mercato per i prodotti di cui è necessaria l'adozione in questa iniziativa sperimentale, con ripercussioni sia sulle apparecchiature destinate agli impianti utente, sia su quelle lato rete di distribuzione.
- La natura sperimentale del Progetto, che non ha permesso, in fase di istanza incentivante, di stimare con pieno dettaglio la totalità delle voci di costo (ad es., il costo finale degli apparati innovativi, comprensivi di costi di progettazione e sviluppo non altrimenti ammortizzabili).

- L'inattesa mutazione del quadro normativo tecnico (evoluzioni nelle norme tecniche CEI 0-16, CEI 0-21, agli Allegati 70 e 72 al Codice di Rete di Terna, Del. 84/12/R/eel, Del. 421/14/R/eel), che ha costretto a variare le soluzioni e le architetture inizialmente previste, per ricomprendere le novità recentemente introdotte.
- Da ultimo, ma la voce è stata la più importante in termini di incremento dei costi, la rete di comunicazione in contesti orograficamente complessi, come quelli propri della Val di Rhemes e della Valsavarenche, ha comportato uno sforzo sensibile anche per un operatore di telecomunicazione di grandi dimensioni, quale quello a cui si è affidata l'attivazione del servizio. Le prestazioni del vettore, rete HSDPA, si sono inoltre rilevate non completamente adeguate agli obiettivi del progetto e, soprattutto, l'attivazione di messaggi GOOSE su VPN livello 2 ha comportato diversi interventi da parte delle società fornitrici di tecnologie al fine di aggiornare i driver dei vari apparati, così da poter garantire un corretto scambio informativo. Parimenti l'integrazione di tale architettura di telecomunicazione entro l'architettura di telecontrollo e scambio dati già in essere in DEVAL ha comportato complicazioni non semplici e, ad oggi, non completamente risolte. Altro elemento di criticità è costituito dalle condizioni di lavoro di tali apparati innovativi (SELTA SNN 100), in particolare in alcune CS si sono rilevati, e si rilevano tuttora, problemi di malfunzionamento probabilmente legate alle temperature particolarmente rigide della stagione invernale. Gli interventi, ripetuti, al fine di sanare una tale situazione, hanno portato ad oneri molto superiori a quelli preventivati.

4.3 Costi di gestione del nuovo sistema (opex) legati alle nuove applicazioni/servizi, con evidenza separata relativa al sistema di telecomunicazione.

In uno scenario di regime, l'architettura Smart Grid presenterebbe costi di gestione essenzialmente legati a:

- competenze tecniche (specie in ambito TLC) richieste per la gestione della Smart Grid ma ad oggi non possedute dal personale DEVAL, che richiederanno la crescita di risorse interne o l'acquisizione nell'organico aziendale di figure professionali dedicate o, in alternativa, l'approvvigionamento delle competenze necessarie presso aziende esterne (quantificabile, indicativamente, in 100 k€/anno);
- per ciascun punto da mettere in comunicazione "always on" con la Cabina Secondaria (sia esso appartenente alla rete del Distributore, oppure a un Utente Attivo), si sono sostenuti in costi legati ad un canone annuo pari a circa 0.35 k€/punto.

- per quanto attiene invece la Cabina Primaria, si sono sostenuti costi (canone annuo) di circa 20 k€/anno.
- costi di manutenzione legati alle infrastrutture di comunicazione di proprietà DEVAL e ad i nuovi apparati oggetto di installazione presso le Cabine Secondarie e gli Utenti Attivi (difficilmente quantificabili a priori, ma comunque di entità contenuta, anche in considerazione del fatto che a regime la manutenzione delle apparecchiature presso i siti degli UA sarà a carico degli Utenti medesimi e non, come in ambito sperimentale, di DEVAL).

4.4 Possibili azioni per migliorare la sostenibilità

4.4.1 Economie di scala

Non è prevista la stipula di accordi quadro per migliorare la sostenibilità della architettura sperimentale.

4.4.2 Considerazioni sul livello di smartizzazione raggiunto/raggiungibile

Nella prospettiva di una implementazione a regime dell'architettura Smart Grid, si possono svolgere le seguenti considerazioni in merito al livello di prestazioni in relazione ai costi delle soluzioni tecnologiche adottate.

1. I maggiori costi della soluzione sperimentale rispetto allo scenario attuale solo legati alla realizzazione e gestione della rete di comunicazione.
2. In prospettiva, la “smartizzazione” di una CP, ad es. mediante l’installazione di apparati operanti in protocollo IEC 61850, consentirebbe, senza particolari maggiori oneri rispetto alla condizione attuale, di conseguire benefici significativi in termini di:
 - minore complessità realizzativa e maggiore flessibilità dell’architettura della stazione AT/MT;
 - funzionalità di controllo e monitoraggio avanzate da remoto da parte dell’operatore;
 - possibilità di adottare strategie avanzate di protezione, selettività, interblocco, ecc. tra gli apparati di CP mediante lo scambio di messaggi GOOSE IEC 61850.
3. L’integrazione degli Utenti Attivi all’interno della Smart Grid risulterebbe possibile, ma a costi significativi per le applicazioni non compatibili con l’impiego di un sistema di comunicazione condiviso con caratteristiche commerciali (senza vincoli specifici sui tempi di latenza dei messaggi e senza tunneling di livello 2), quali la rete 2G/3G comunemente utilizzata per il monitoraggio/controllo da remoto delle sottostazioni e delle unità

periferiche. Tale scenario, ovvero l'adozione di un vettore di comunicazione con VPN a livello 3 e latenze anche superiori al secondo, risulterebbero possibili tutte le applicazioni che prevedono il monitoraggio e controllo in tempo reale degli apparati in campo, ovvero:

- il monitoraggio degli impianti di generazione (produzione attiva e reattiva, tensione nel punto di scambio, diagnostica, ecc.);
 - il controllo degli impianti di generazione, ad esempio ai fini della realizzazione di strategie di dispacciamento e/o limitazione in emergenza della produzione;
 - il monitoraggio/controllo degli organi di campo (quali IMS motorizzati, ecc.).
4. L'implementazione di strategie di protezione avanzate, quali il telescato e la ricerca guasto evoluta, basate sul coordinamento remoto delle protezioni attraverso lo scambio di messaggi GOOSE, necessita la predisposizione di un mezzo di comunicazione veloce, su cui realizzare una VPN di Livello 2. Ciò richiede la predisposizione di vettori di comunicazione dedicati (es. fibra ottica), a tale riguardo si sottolinea come non si rilevino ad oggi alternative, ovvero le caratteristiche del territorio evidenziano, nell'ambito della sperimentazione eseguita, come non sia assolutamente praticabile prospettare l'uso degli attuali vettori HSDPA (HSDPA o, in prospettiva, LTE) per gestire la comunicazione, con adeguati livelli di affidabilità, di comunicazioni veloci.

In prospettiva si sottolinea la riflessione circa la rilevanza prospettica di prevedere una posa di fibra ottica contestualmente al rifacimento di linee elettriche aeree/interrate: i costi di investimento in tali casi potrebbero essere giustificabili, specie in presenza di situazioni di criticità a livello di rete di distribuzione (ad es., presenza di generatori rotanti di potenza elevata, con contestuale rischio di isola indesiderata/richiusure in controfase).

4.4.3 *Tempistica e gradualità di implementazione delle soluzioni*

In prospettiva, si auspica che l'implementazione dell'architettura Smart Grid venga attuata con gradualità.

Nel dettaglio, un primo step potrebbe prevedere la realizzazione dell'architettura protocollare presso la CP, in modo da beneficiare dei vantaggi forniti dallo scambio di informazioni tra gli apparati di protezione, controllo e monitoraggio via LAN in protocollo IEC 61850.

In seguito, con funzioni via via più evolute, e costi crescenti, potrebbero essere raggiunti i siti remoti (CS e UA) mediante un vettore di comunicazione condiviso con prestazioni standard (ad es., HSDPA): si abiliterebbe così il monitoraggio in tempo reale degli apparati/organi di manovra in campo e l'invio alle unità di GD di comandi di modulazione/regolazione della potenza attiva/reattiva (con ritardi accettabili anche nell'ordine di qualche secondo).

Infine, in presenza di esigenze particolari in relazione alla selettività tra protezioni del DSO e UA e/o alla sicurezza/affidabilità di esercizio della rete di distribuzione, o anche in uno scenario di rete evoluto, gli apparati in campo potrebbero essere raggiunti mediante un sistema di comunicazione più prestante (ad es., con tempi di latenza <100 ms) che supporti l'invio di messaggi GOOSE mediante tunneling di Livello 2 (ad es., fibra ottica).

5. VALUTAZIONI CONCLUSIVE

Scopo di questa sezione è quello di fornire le valutazioni conclusive della impresa DEVAL SpA sui risultati del Progetto rispetto alle aspettative.

5.1 Livello di raggiungimento degli obiettivi del Progetto

In relazione al livello di raggiungimento degli obiettivi sperimentali del Progetto, è possibile svolgere le considerazioni riportate nel seguito.

Ad oggi l'architettura del Progetto è completa, ovvero tutte le apparecchiature risultano installate e collaudate a livello di singolo componente.

Viceversa, la valutazione delle prestazioni dell'architettura di controllo/automazione, rispetto alle aspettative iniziali, sono possibili ad oggi per una parte circoscritta delle funzionalità previste per l'architettura Smart Grid, ovvero alcune componenti/funzionalità non sono state valutate con test completi in ragione di diverse criticità emerse:

- in relazione alla funzionalità di telescatto da remoto della generazione a seguito dell'apertura dell'interruttore in testa linea, non è ancora stato possibile valutare il grado di raggiungimento degli obiettivi prefissati, in quanto le funzionalità sono attualmente in fase di setup. Sono tuttora in corso le attività di sperimentazione utili a definire un set coerente e significativo di misure;
- in relazione alla funzionalità di ricerca guasto evoluto, pure, le prestazioni rilevate dal vettore di comunicazioni hanno motivato approfondimenti ed aggiornamenti utili a migliorare l'affidabilità del servizio; non è quindi ad oggi possibile valutare il grado di raggiungimento degli obiettivi. Sono tuttora in corso le attività di sperimentazione utili a definire un set coerente e significativo di misure;
- gli obiettivi prefissati relativi al telecomando delle Cabine Secondarie con protocollo IEC 61850 si ritiene siano stati raggiunti;
- relativamente alla regolazione/limitazione in emergenza della potenza attiva degli UA, si sono ottenuti risultati coerenti con le aspettative;
- per quanto concerne la regolazione della potenza reattiva, si sono ottenuti risultati coerenti con le aspettative;
- il monitoraggio delle iniezioni della GD ha fornito i risultati auspicati, consentendo di conoscere in tempo reale la produzione di ciascun generatore coinvolto nella sperimentazione; tale funzionalità trova un'immediata applicazione nelle pratiche di esercizio del Distributore, inoltre, nel breve termine, consentirà l'attuazione di quanto

specificato all'Allegato A70 del Codice di Rete Terna in merito alla stima della produzione di GD suddivisa per fonte nel tempo reale e su base previsionale;

- in merito alla regolazione di tensione centralizzata ed al monitoraggio e classificazione dei buchi di tensione MT, non è stato possibile valutare il grado di raggiungimento degli obiettivi prefissati, in quanto alcune funzionalità sono attualmente in fase di setup. Sono cioè tuttora in corso le attività di sperimentazione utili a definire un set coerente e significativo di misure.

5.2 Valutazione qualitativa dei benefici (attesi vs effettivi)

A livello qualitativo le varie funzionalità hanno mostrato benefici misurati (alcuni, come precedentemente dettagliato, per ora testati solo parzialmente) che non sempre risultano in linea con i benefici attesi:

- in merito alle funzionalità di controllo e regolazione dei flussi di potenza attiva le prestazioni sono completamente in linea con i benefici attesi;
- in merito alle funzionalità di monitoraggio delle iniezioni della GD i benefici sono parimenti in linea con i valori attesi;
- in merito alla architettura di ricarica dell'auto elettrica, il servizio implementato (integrato nei sistemi di gestione rete in essere al centro operativo DEVAL) ha mostrato interessanti potenzialità e benefici nella gestione della rete, arrivando a superare le aspettative (ad esempio circa la possibilità di attuare un demand side management interrompendo le ricariche in caso di sovraccarico su un particolare nodo/feeder);
- viceversa, le funzionalità associate ad una comunicazione veloce fra i vari nodi della rete hanno mostrato prestazioni non pienamente in linea con le aspettative, in particolare le problematiche rilevate evidenziano criticità nell'affidabilità del servizio e nei tempi di comunicazione con alcuni nodi specifici (corrispondenti a siti con caratteristiche orografiche avverse alla comunicazione con rete HSDPA);
- la funzionalità di telescatto verso gli UA, conseguentemente, non è ad oggi stata attivata, DEVAL si propone quindi di mantenere una regolazione degli SPI con presenza contemporanea del segnale di telescatto e con "sblocco voltmetrico", così da poter eseguire misure di dettaglio (nel tempo) su affidabilità e prestazioni del vettore dati senza causare criticità all'esercizio degli UA. In tale direzione, sono quindi tuttora in corso le attività di sperimentazione utili a definire un set coerente e significativo di misure;
- la funzionalità di ricerca guasto evoluta, ad oggi, non è stata attivata, anche in questo caso in conseguenza alle prestazioni del vettore di comunicazione; DEVAL si ripropone di

intervenire in tale direzione (eventualmente adattando le tempistiche di intervento dei vari componenti rispetto alle prestazioni raggiungibili con il vettore HSDPA) nella primavera 2015. In tale direzione, sono tuttora in corso le attività di sperimentazione utili a definire un set coerente e significativo di misure;

- da ultimo, si rileva e si sottolinea una forte valenza del Progetto in relazione alla miglior comprensione delle evoluzioni in essere nel quadro normativo e regolatorio, sia rispetto al personale DEVAL sia e soprattutto rispetto ai soggetti terzi, Utenti Attivi, Utenti Passivi, etc, coinvolti nell'ambito dell'attività sperimentale. Ovvero, DEVAL ha avviato tavoli di discussione in merito alle nuove funzionalità, tavoli che hanno dato la possibilità di condividere con tutti i soggetti le motivazioni alla base della importante evoluzione del quadro regolatorio registrata negli ultimi anni, evoluzione che ha forti impatti su soggetti terzi a DEVAL (in particolare sugli UA). In tale ottica, il Progetto ha sicuramente consentito una migliore comprensione delle evoluzioni in essere e di quelle degli anni recenti, arrivando anche a sanare alcuni refusi/incomprensioni.

5.3 Standardizzazione delle soluzioni sperimentate

La reperibilità degli apparati innovativi richiesti nella sperimentazione è uno degli aspetti che più ha impattato sullo svolgimento delle attività rispetto al diagramma temporale inizialmente previsto. Ciò ha riguardato sia le apparecchiature relative ai siti del Distributore (ad es., per il controllo e protezione della rete), che afferenti agli UA (ad es., inverter innovativi).

In alcuni casi, infatti, i Costruttori di simili apparecchiature hanno mostrato una scarsa propensione a personalizzare i loro prodotti rispetto a quanto già disponibile a scaffale. Talvolta, i prodotti presentati allo scopo dall'Impresa consistevano in parziali modifiche di apparecchiature già disponibili nei cataloghi dei Costruttori stessi. Questo approccio si spiega facilmente con la natura multinazionale, e in alcuni casi, globale dei Fornitori, che tendono ad evitare personalizzazioni ad hoc dei prodotti per applicazioni specifiche, ancorché di tipo sperimentale.

Si ritiene dunque che la standardizzazione delle soluzioni costruttive sia essenziale, specie lato impianto dell'UA, al fine di consentire la futura replicabilità della soluzione sperimentale, a costi accessibili. Ciò richiede in prospettiva una evoluzione della normativa, nel verso di normare anche gli apparati oggi richiesti per la realizzazione dell'architettura Smart Grid.

5.4 Diffusione su più ampia scala e replicabilità: sinergie e criticità

Nella prospettiva di una diffusione su più scala delle soluzioni tecniche sviluppate nel Progetto, si possono svolgere le considerazioni di cui nel seguito.

5.4.1 *Evoluzione del quadro tecnico-normativo*

Nel breve termine, come anticipato, sarà necessario definire gli aspetti ad oggi ancora non previsti dal quadro normativo nazionale. Per quanto concerne gli apparati degli Utenti Attivi, il coinvolgimento degli Utenti nell'infrastruttura Smart Grid richiederà di definire opportuni standard di scambio dei dati (in protocollo aperto, ad es. IEC 61850) e completare, dove necessario, la normazione delle funzionalità a livello di apparati dell'Utente. In questo ambito, opportune prescrizioni tecniche saranno richieste in particolare per il Sistema di Protezione di Interfaccia, i misuratori (Contatore Generale, Contatore di Produzione), il DCS (Distributed Control System) degli impianti idroelettrici. Per i generatori rotanti, ai fini dell'integrazione nella Smart Grid, assumeranno particolare rilevanza la tipologia di generatore installata (sincrono/asincrono), nonché le sue caratteristiche dinamiche (rampe di regolazione).

Per le funzioni di limitazione/modulazione in emergenza della potenza attiva immessa in rete dalla Generazione Diffusa si evidenzia la necessità di definire, in sede di regolazione nazionale, un eventuale trattamento economico da applicarsi alle quantità energetiche soggette a ordini di limitazione da parte del DSO/TSO.

Alcune scelte realizzative potranno comportare, in prospettiva, una differente ripartizione dei costi dell'architettura Smart Grid tra Distributore e Utente e potenziali vantaggi/svantaggi di natura gestionale. Dalle indagini preliminari svolte ad oggi, la soluzione con apparati di rete (router) installati a livello di Cabina Secondaria del Distributore, quando possibile, sembra essere la più efficiente (si evita di replicare costi/apparati). In uno scenario di implementazione estensiva, tuttavia, questa soluzione potrebbe determinare possibili sovrapposizioni di competenze/costi tra il Distributore e l'Utente (ad es., costi di comunicazione). In fase di valutazione, si analizzeranno eventuali ulteriori aspetti di rilievo in merito a tale soluzione.

5.4.2 *Coinvolgimento degli Utenti Attivi*

Il progetto Smart Grid ha evidenziato, oltre all'assoluta centralità dell'Utente Attivo all'interno della sperimentazione, anche potenziali criticità in relazione al suo coinvolgimento nella stessa: infatti, nonostante l'impegno del Distributore a farsi carico della totalità dei costi della sperimentazione, l'Utente, complice la mancanza di benefici diretti e/o il timore di possibili problematiche/oneri a suo carico (ad es., aumento della complessità di gestione dell'impianto), può essere portato a rifiutare l'adesione alla sperimentazione. Nell'ambito del progetto, un notevole peso nel coinvolgimento degli Utenti ha avuto il rapporto di fiducia reciproca tra Distributore e Utenti, favorito dalla realtà locale di DEVAL, nonché dal costante impegno della stessa sul territorio.

5.4.3 *Sistema di comunicazione*

La scelta del protocollo di comunicazione riveste un'importanza fondamentale ai fini dell'interconnessione dei diversi componenti della Smart Grid, 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 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. Anche in questo caso, lo sviluppo della normativa risulta propedeutico alla diffusione massiccia delle Smart Grid: senza una profilazione protocollare condivisa e comune, ci si attende un incremento dei costi connessi alle possibili complicazioni tecniche e ritardi nelle applicazioni.

La fibra ottica si è dimostrata un mezzo di comunicazione adatto agli scopi della sperimentazione, sia in termini di prestazioni trasmissive della fibra reperibile sul mercato, sia, sotto opportune condizioni, per quanto riguarda i costi di fornitura/posa (ovvero in quelle condizioni in cui vi siano opere già idonee ad ospitare la fibra ottica e/o nei casi in cui questo sia programmato in concomitanza con la posa di nuovi conduttori).

Come già introdotto, in futuro l'utilizzo delle reti di comunicazione pubbliche (ad es., rete mobile o DSL) per applicazioni Smart Grid basate su protocollo IEC 61850 potrebbe essere limitato dalle prestazioni non completamente adeguate ai fini della realizzazione di VPN di Livello 2 tra i siti del

Distributore e degli UA, almeno non in contesti geografici come quello oggetto di indagine con il progetto DEVAL.

Cionondimeno si sottolinea come DEVAL, ad oggi, non abbia un piano di installazione di connessioni in fibra ottica, neanche rispetto alla posa di nuovi conduttori, in ragione dei costi ad essa connessi ed in ragione del quadro evolutivo non completamente definito.

5.5 Valutazione critica dei vettori/protocolli impiegati rispetto alle funzionalità da conseguire

Nella seguente Tabella 8 è riportata una valutazione critica circa l'adeguatezza dei vettori/protocolli impiegati rispetto alle diverse funzionalità Smart Grid previste nel Progetto. Tra i vettori di comunicazione non si cita la rete in fibra ottica; in tale ottica è doveroso ricordare come DEVAL abbia sperimentato tale vettore in ragione di una connessione punto-punto fra la CS Proussaz e la CS Thumel, al fine del raggiungimento dell'omonimo UA (centrale Thumel). Tale tratto di fibra ottica è di proprietà della società Electrorhemes s.r.l.; DEVAL ne ha disponibilità ai fini della sperimentazione. Le prestazioni rilevate in campo sul singolo tratto di connessione sono, nella seguente tabella, scalate rispetto ad una prospettiva installazione sull'intera rete. Tutte le funzionalità sono state implementate in protocollo IEC 61850.

Funzionalità	Requisiti in fase progettuale	Adeguatezza verificata in campo
Teledistacco GD	Latenza: < 200÷300 ms Affidabilità: molto elevata	Fibra ottica: vettore adeguato Rete mobile HSDPA: vettore non completamente adeguato
Telecomando delle Cabine Secondarie	Latenza < 1÷2 s Affidabilità: elevata	Fibra ottica: vettore adeguato Rete mobile HSDPA: vettore adeguato
Regolazione tensione mediante modulazione delle immissioni reattive della GD	Latenza < 1÷2 s Affidabilità: elevata	Fibra ottica: vettore adeguato Rete mobile HSDPA: vettore adeguato
Limitazione/modulazione in emergenza della potenza attiva immessa dalla GD	Latenza < 1÷2 s Affidabilità: media	Fibra ottica: vettore adeguato Rete mobile HSDPA: vettore adeguato
Monitoraggio delle iniezioni attive/reattive della GD	Latenza < 10÷20 s Affidabilità: medio/bassa	Fibra ottica: vettore adeguato Rete mobile HSDPA: vettore adeguato

Tabella 8. Valutazione dell'adeguatezza dei vettori di comunicazione impiegati nella sperimentazione.

5.6 Impatto della sperimentazione sulle attività del Distributore

L'architettura sperimentale a regime avrà una serie di impatti sulle attività del Distributore.

- La necessità di prevedere nuove competenze/professionalità multidisciplinari all'interno dell'organizzazione DEVAL, per la gestione e manutenzione degli apparati di comunicazione, ma anche per la configurazione e integrazione nell'architettura protocollare degli apparati di controllo/monitoraggio intelligenti (IED: Intelligent Electronic Device);
- La necessità di mantenere un costante allineamento tra l'assetto reale della rete elettrica e le logiche implementate sugli apparati di gestione della stessa (manovre su organi di campo non monitorati, ad esempio per far fronte ad esigenze temporanee di esercizio, quali guasti, possono causare disallineamenti tali da rendere inefficaci, se non potenzialmente dannose, le azioni di regolazione attuate dall'architettura Smart Grid);
- Le pratiche di esercizio svolte dal Distributore saranno facilitate dalla disponibilità di misure in tempo reale e dall'opportunità di limitare/distaccare temporaneamente impianti di generazione a favore della continuità di esercizio degli utenti della complessiva rete;
- In sede di connessione dell'impianto di generazione alla rete, sarà necessario prescrivere all'Utente (ad es. nel Regolamento di Esercizio) l'adozione di un Sistema di Protezione di Interfaccia idoneo alla ricezione di segnali GOOSE in protocollo IEC 61850 inviati dalle

Protezioni di Linea (conforme alla norma CEI 0-16 ed.III), e un sistema di controllo del generatore (DCS) in grado di recepire messaggi di regolazione della potenza attiva/reattiva (come delineato dagli Allegati O e T della norma CEI 0-16). Requisiti simili si applicano anche ai misuratori (Contatore Generale e Contatore di Produzione), che dovranno essere idonei a scambiare segnali in protocollo IEC 61850 con gli apparati del Distributore e con caratteristiche tali da consentirne l'utilizzo anche per funzioni di controllo/regolazione, oltre che di monitoraggio (ovvero con acquisizione non solo di misure energetiche). Inoltre, se la rete di comunicazione presso l'impianto di utenza sarà realizzata per mezzo di un router di proprietà dell'Utente, le caratteristiche del router da installare dovranno essere quelle definite da DEVAL, in questa fase transitoria, o da opportune evoluzioni delle Regole Tecniche di Connessione (quali quelle già in corso nella Norma CEI 0-16).

5.7 Accordi in essere con gli Utenti Attivi

Con la grande maggioranza degli UA coinvolti nel progetto sono in essere Regolamenti di Esercizio RdE) opportunamente redatti ai fini del progetto; si rimanda al paragrafo 6.1 per un dettaglio in tale ottica.

Limitatamente alla centrale idroelettrica Thumel, la cui gestione, in ragione della funzionalità di controalimentazione, è più articolata vi è ad oggi un accordo temporaneo atto al semplice collaudo del trasformatore di controalimentazione. Tale ritardo nello sviluppo del RdE è inoltre da ricondursi alla impossibilità di raggiungere tale sito nei mesi invernali. Tali complicazioni motivano il ritardo nel completamento delle installazioni dei vari apparati, ultimate solo nell'autunno 2014 (già con presenza di neve nel sito), e il collaudo delle stesse solo a livello parziale (ovvero si è avuto solo il collaudo del trasformatore 15/20 kV ma non quello degli apparati di protezione e controllo). Con la primavera 2015 DEVAL avrà modo di completare i collaudi e quindi di aggiornare il RdE.

Rispetto all'UA Levionaz sono in essere confronti tecnici con la società, a partecipazione pubblica, di proprietà della centrale idroelettrica e, ragionevolmente con tempistiche molto brevi, sarà siglato un RdE del tutto equivalente a quelli adottati per le altre centrali basate su generatori sincroni.

5.8 Conclusioni in merito alla sperimentazione

Lo svolgimento della sperimentazione può dirsi certamente in una fase avanzata, anche se l'architettura Smart Grid richiede ancora, ad oggi, attività di collaudo in alcune sue parti, e soprattutto della sua messa a punto.

Rispetto alla totalità delle funzionalità sperimentali, la maggioranza di queste richiede il corretto funzionamento della complessiva catena di monitoraggio/controllo per l'esecuzione delle verifiche richieste. Allo stato attuale, nell'ambito del progetto DEVAL, il completamento degli interventi di cui sopra consentirebbe la messa in esercizio della complessiva catena di monitoraggio/controllo, con conseguenti notevoli benefici in termini di valenza sperimentale del Progetto: ciò consentirebbe infatti la piena esecuzione dei test e la raccolta/validazione dei risultati, oggi possibile solo per un set circoscritto di funzionalità. Tale fatto riguarda in particolare il vettore di comunicazione, ovvero la valutazione di dettaglio delle sue prestazioni e, di conseguenza, il settaggio delle logiche smart secondo logiche e tempistiche compatibili con l'affidabilità e le prestazioni della rete dati.

6. ALLEGATI

Scopo di questa sezione è quello di fornire documentazione utile per la disseminazione/comprendimento di dettaglio dell'esperienza dell'utente attivo

6.1 Regolamento di esercizio con gli utenti attivi coinvolti nel progetto

Si riporta in allegato copia dei Regolamenti di Esercizi siglati con gli Utenti Attivi coinvolti nel progetto, secondo quanto di seguito elencato:

- Centrale Idroelettrica Alouette: Allegato 1 ed Allegato 2;
- Centrale Idroelettrica Thumel: Allegato 3;

Come precedentemente dettagliato, rispetto a tale centrale vi è ad oggi un accordo temporaneo atto al semplice collaudo del trasformatore di controalimentazione. Tale ritardo nello sviluppo del RdE è inoltre da ricondursi alla impossibilità di raggiungere tale sito nei mesi invernali. Tali complicazioni motivano il ritardo nel completamento delle installazioni dei vari apparati, ultimate solo nell'autunno 2014 (già con presenza di neve nel sito), e il collaudo delle stesse solo a livello parziale (ovvero si è avuto solo il collaudo del trasformatore 15/20 kV ma non quello degli apparati di protezione e controllo). Con la primavera 2015 DEVAL avrà modo di completare i collaudi e quindi di completare il RdE;

- Centrale Idroelettrica Condy: Allegato 4 ed Allegato 5;

rispetto alle centrali elettriche basate su macchine asincrone:

- Centrale Idroelettrica Pont: Allegato 6 ed Allegato 7;
- Centrale Idroelettrica Gran Clapey: Allegato 8 ed Allegato 9.

In Allegato 10 si riporta inoltre copia esemplificativa del Contratto di Comodato d'uso fra DEVAL e gli UA in essere in relazione alle apparecchiature installate presso gli stessi UA.

6.2 Eventuali pubblicazioni tecniche

Nell'ambito del progetto sono state curate da DEVAL, e dagli enti che hanno fornito supporto tecnico e scientifico al progetto, diverse pubblicazioni divulgative sulle riviste: AEIT, Servizi a Rete, nonché si è avuta la presentazione del progetto stesso in una serie di convegni tecnici a carattere nazionale.

6.3 Scheda sintetica del progetto

Si riporta in Allegato 11 la scheda di sintesi del Progetto CP VILLENEUVE

Progetto Villeneuve

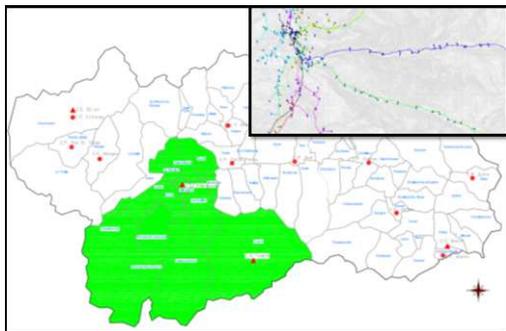
IMPRESA DI DISTRIBUZIONE

DEVAL S.p.A. è una società del Gruppo Cva concessionaria del servizio di distribuzione dell'energia elettrica in 69 Comuni della Valle d'Aosta. La società condivide missione e obiettivi delle società del Gruppo, in particolare efficienza, orientamento al mercato e qualità del servizio con l'obiettivo di creare valore per gli azionisti e di soddisfare i clienti.

DESCRIZIONE DEL PROGETTO

Il Progetto smart grid presentato da DEVAL nell'ambito dei progetti pilota Delibera ARG/elt 39/10, ammesso al trattamento incentivante l'8 febbraio 2011 con Delibera ARG/elt 12/11, rappresenta 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. L'obiettivo è lo sviluppo di un prototipo di smart grid basato sull'uso di tecnologie di comunicazione, capace di favorire la diffusione della produzione da Fonti di Energia Rinnovabili (FER) e l'uso efficiente delle risorse.



FUNZIONI PREVISTE

Le funzionalità che saranno sviluppate nel corso del Progetto sono:

- Automazione di rete e incremento dell'affidabilità del SPI mediante telescatto;
- Regolazione della tensione sulla rete MT;
- Limitazione/regolazione in emergenza della potenza attiva;
- Monitoraggio in tempo reale di carico e GD ai fini del controllo del SEN;
- Dispacciamento locale – controllo in tempo reale delle risorse di rete;
- Integrazione di apparati per la elettromobilità.

ARCHITETTURA DEL SISTEMA: LA SOTTOSTAZIONE ESTESA

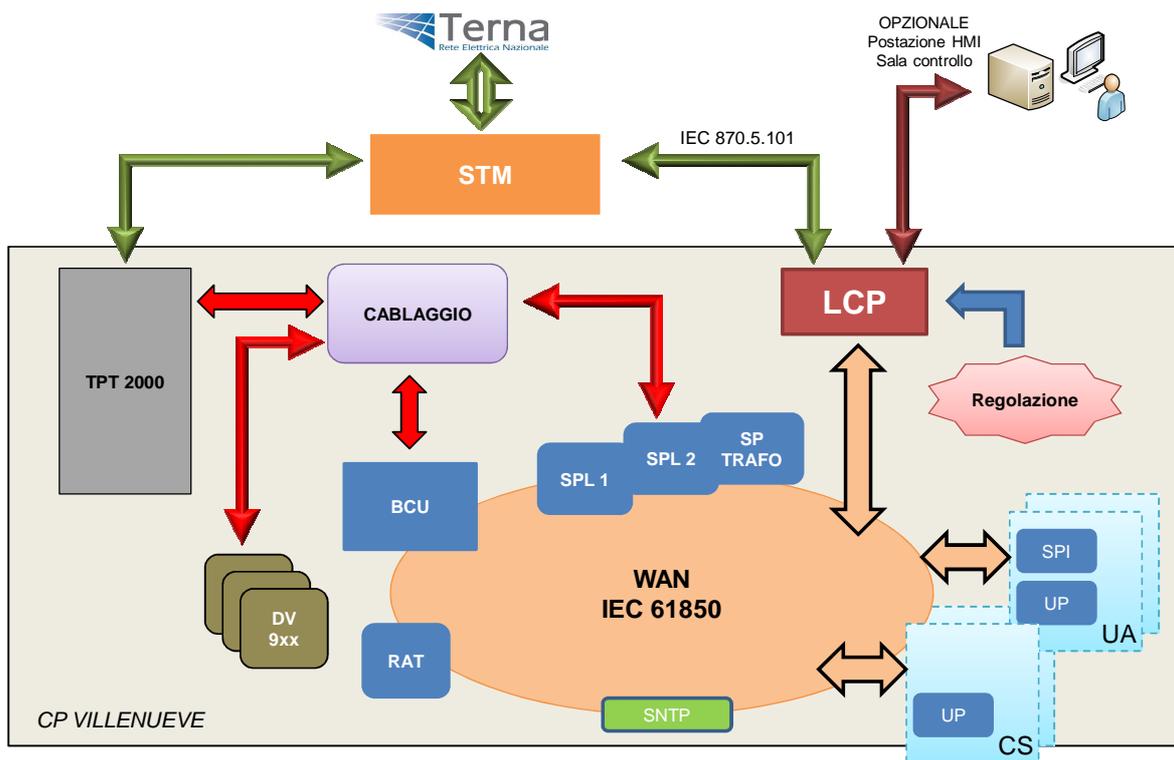
L'architettura proposta di sottostazione estesa risulta sviluppata su tre livelli funzionali:

- livello Cabina Primaria (CP);
- livello Cabina Secondaria (CS) e Cabina di Consegna (CCO);
- livello Utente (attivo).

Tale rappresentazione gerarchica, ben evidenziata dal sistema di comunicazione, risulta associata anche a differenti livelli di affidabilità delle apparecchiature e quindi di costo: partendo dalla CP, i componenti come l'architettura della comunicazione devono essere estremamente affidabili, fino ad arrivare all'Utente Attivo, per i cui componenti si dovrà definire un compromesso tecnico/economico.

Il sistema proposto risulta pertanto di tipo centralizzato: in CP sono presenti componenti distinti per realizzare le funzioni di protezione, regolazione e monitoraggio (SPL, Protezione di Linea; sistema di logica di cabina primaria; SCADA, Supervisory Control And Data Acquisition).

Il router di Cabina Primaria è il componente dedicato ad assolvere le funzioni di comunicazione con gli apparati esterni alla CP. Il Router, di Cabina Secondaria (RCS) o di Consegna (RCO), gestisce la rete di comunicazione a valle (nella cabina del Distributore o nell'impianto di utente), acquisendo, ad esempio, le informazioni dai Fault Passage Indicator lungo-linea (con la finalità di implementare tecniche evolute di ricerca guasto) e dal SPI e dal sistema di monitoraggio impianto dell'Utente (reg. V, reg. P, misure, etc).



UTENTI ATTIVI

Gli impianti GD coinvolti nella sperimentazione, le relative caratteristiche, e il mezzo di comunicazione utilizzato per la relativa integrazione nell'architettura Smart Grid sono riportati in tabella.

Impianto	Tensione	Potenza [kW]	Fonte di energia	Comunicazione
UA 1	MT	320 + 195	Idro (acqua fluente)	HSDPA
UA 2	MT	210	Idro (acqua fluente)	HSDPA
UA 3	MT	934	Idro	HSDPA
UA 4	MT	3560	Idro	HSDPA
UA 5	MT	5000	Idro	HSDPA + OF
UA 6	MT	224	Idro	HSDPA

SISTEMA DI COMUNICAZIONE

A valle delle indagini condotte sul territorio, per la particolare conformazione dell'area, si è deciso di impiegare una rete eterogenea costituita da router wireless collegati tra loro a mezzo di ponti radio, rete HSDPA (3G, pubblica) fibre ottiche e ponti radio, in grado di coprire efficacemente la zona oggetto di studio. Tramite tale architettura si possono infatti superare eventuali criticità relative alla copertura grazie all'elevata flessibilità assicurata da una simile rete e incrementare la disponibilità del sistema di comunicazione a seguito dei vari mezzi trasmissivi adottati. In particolare, la rete

HSDPA verrà realizzata ex-novo, in cooperazione con un operatore di telecomunicazione opportunamente strutturato, nel territorio coinvolto dal Progetto (come in Figura), e 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 del territorio non consentissero un efficace utilizzo della rete HSDPA si sfrutteranno i sopracitati ponti radio e/o tratti in fibra ottica. La soluzione proposta prevede l'utilizzo del protocollo IEC 61850 per la comunicazione tra tutti i dispositivi appena elencati ad esclusione della comunicazione verso Terna. Tale scelta è giustificata dal fatto che l'impiego del protocollo IEC 61850 permette di garantire il raggiungimento dell'interoperabilità tra i diversi dispositivi del sistema.

