

ALLEGATO 1
AL DOCUMENTO PER LA CONSULTAZIONE 255/2015/R/EEL

**Sintesi dei principali elementi contenuti
nelle Relazioni Finali dei progetti pilota *smart grid***

29 maggio 2015

Indice

1	Premessa	3
2	Obiettivi funzionali e gestionali dei progetti.....	3
3	Il sistema di comunicazione per il controllo di rete	7
4	Protocollo di comunicazione	19
5	Affidabilità e sicurezza in relazione ai servizi abilitati.....	20
6	Comunicazione bidirezionale con i clienti finali.....	25
7	Interfacciamento e gestione del punto di scambio TSO-DSO.....	26
8	Risultati prove in campo.....	28
9	Costi dei progetti pilota	34
10	Valutazioni conclusive effettuate dalle imprese distributrici.....	42
	Appendice 1.A – L’indice comune per la redazione della Relazione Finale.....	47
	Appendice 1.B – Acronimi utilizzati in questo Allegato	51
	<i>Ringraziamenti</i>	52

1 Premessa

Questo rapporto, che costituisce l'Allegato 1 al Documento di consultazione 255/2015/R/eel, presenta una sintesi dei principali elementi contenuti nelle Relazioni Finali dei progetti pilota *smart grid*, avviati con la deliberazione ARG/elt 39/10 per sperimentare soluzioni innovative di gestione attiva delle reti di distribuzione. Sono arrivati a conclusione 7 progetti pilota realizzati da 6 imprese distributrici: Enel distribuzione, A2A reti elettriche, ACEA distribuzione, DEVAL, ASM Terni e A.S.SE.M. Per ogni progetto, l'impresa distributtrice titolare ha redatto, seguendo un indice comune predisposto dagli uffici dell'Autorità, una Relazione finale, pubblicamente consultabili alla seguente pagina del sito internet dell'Autorità: www.autorita.energia.it/it/operatori/smartgrid.htm.

Lo scopo del presente rapporto, predisposto con la collaborazione del Dipartimento di energia del Politecnico di Milano, è quello di costituire una guida alla lettura delle Relazioni finali dei singoli progetti pilota, facilitando la comprensione dei principali elementi caratteristici emersi dalle sperimentazioni in campo e consentendo una disamina più ampia di confronto tra le diverse soluzioni.

Date le differenze tra i diversi progetti, è inevitabile che le Relazioni Finali abbiano contenuti differenziati. Tuttavia, la struttura omogenea data dall'indice comune delle Relazioni Finali, riportato in appendice al presente documento, ha permesso una maggiore confrontabilità tra le diverse esperienze e una migliore valutazione dei risultati ai fini dell'estensione su larga scala delle soluzioni sperimentate in campo con i progetti pilota.

2 Obiettivi funzionali e gestionali dei progetti

2.1 *Enel Distribuzione*

Il Progetto Enel Distribuzione prevede investimenti da realizzare sulla Cabina Primaria (in seguito CP) di Carpinone (Isernia) Sbarra Verde e sulla rete da essa alimentata, nonché sul sistema di telecontrollo (SCADA) di Campobasso cui fa capo la CP in questione, coinvolgendo utenti attivi ad essa collegati in modo da realizzare logiche di regolazione e controllo. Il progetto prevede poi la sperimentazione dell'utilizzo di una flotta di 5 furgoni elettrici da parte del personale operativo di Enel Distribuzione nell'ambito delle usuali attività lavorative sul territorio, la realizzazione e gestione di una infrastruttura di ricarica per veicoli elettrici con colonnine per esterno ed interno in area privata (presso le sedi della Zona Isernia), la realizzazione di un impianto fotovoltaico (copertura della infrastruttura di ricarica con una parte complementare sul tetto della sede territoriale di Enel Distribuzione) come risorsa per l'alimentazione delle colonnine di ricarica. Sarà, inoltre, prevista la sperimentazione di un sistema di accumulo di energia elettrica (Storage) connesso alla rete a media tensione e la sperimentazione su una popolazione di circa 8.000 clienti

domestici e/o piccolo commerciali di un dispositivo denominato Smart Info che, collegato ad una normale presa elettrica, mette a disposizione i dati gestiti dal contatore elettronico, con l'obiettivo di verificare quanto tali informazioni possano contribuire all'efficienza energetica e all'integrazione della produzione da fonti rinnovabili. Maggiori dettagli sulle caratteristiche tecniche del progetto pilota sono riportati nel paragrafo 2.1 della relazione finale di Enel Distribuzione.

Il Progetto Enel Distribuzione implementa le seguenti funzionalità.

1. Monitoraggio degli utenti attivi coinvolti nel progetto e forecasting della produzione da fonti rinnovabili su rete MT/BT con scambio dati con TERNA.
2. Regolazione della tensione mediante modulazione della potenza reattiva immessa in rete da ciascuna unità di generazione diffusa (nel seguito: GD) sulla base di una logica centralizzata.
3. Limitazione/modulazione in emergenza della potenza attiva immessa in rete da ciascuna unità di GD.
4. Teledistacco degli impianti di generazione diffusa.
5. Selezione veloce e automatica dei guasti sulla rete MT mediante selettività logica.
6. Adozione di un'infrastruttura di ricarica per i veicoli elettrici (furgoni attrezzati) ad uso delle squadre operative della Zona Isernia di Enel Distribuzione;
7. Uso di un Energy Storage System connesso alla rete MT, in combinazione con fonti rinnovabili intermittenti e colonnine di ricarica di veicoli elettrici per il livellamento del carico, il controllo della tensione, il rifasamento e il black start.
8. Test in campo di un dispositivo volto a fornire al cliente finale un accesso facilitato alle informazioni registrate nel contatore elettronico (Smart Info attraverso il kit Enelinfo+).

2.2 ASSEM

Il Progetto ASSEM prevede investimenti da realizzare sulla Cabina Primaria nella titolarità dell'azienda distributrice di energia elettrica A.S.SE.M. SpA di San Severino Marche (Macerata) e sulla rete ad essa afferente, coinvolgendo gli Utenti Attivi (UA) sottesi, nell'ottica di sviluppare un prototipo di Smart Grid capace di favorire la diffusione e l'efficace sfruttamento della produzione da fonti di energia rinnovabili. A tal fine, il Progetto prevede l'evoluzione verso una gestione attiva della rete di distribuzione impiegando sistemi di comunicazione e controllo in grado di scambiare opportune informazioni con i singoli generatori da fonti rinnovabili, così da consentirne una reale integrazione nella rete di distribuzione e, più in ampio, nel sistema. Maggiori dettagli sulle caratteristiche tecniche del progetto pilota sono riportati nel paragrafo 2.1 della relazione finale di ASSEM.

Il Progetto ASSEM implementa le seguenti funzionalità.

1. Monitoraggio degli utenti attivi coinvolti nel progetto, con scambio di segnali verso Terna.
2. Regolazione della tensione mediante modulazione della potenza reattiva immessa in rete da ciascuna unità di GD sulla base di una logica centralizzata.
3. Limitazione/modulazione in emergenza della potenza attiva immessa in rete da ciascuna unità di GD.
4. Teledistacco degli impianti di Generazione Diffusa.
5. Selettività logica tra le protezioni in Cabina Primaria e le protezioni nei Centri Satellite del Distributore (Cabina Smistamento Contro).
6. Telecomando delle Cabine Secondarie con sistema di comunicazione always-on.
7. Realizzazione di un sistema di monitoraggio dei buchi di tensione conforme alla Del. ARG/elt 198/11, in grado di effettuare la classificazione degli eventi in base all'origine (AT, MT, buco fittizio) sulla base delle informazioni raccolte, mediante protocollo IEC 61850, dai relè di protezione in CP.

2.3 A2A Reti Elettriche

Il Progetto di A2A Reti Elettriche prevedono investimenti da realizzare sulle Cabine Primarie di Lambrate (Milano) e Gavardo (Brescia) e sulle reti alimentate, nonché sullo SCADA cui fa capo ciascuna CP, coinvolgendo alcune Cabine Lungo Linea (CLL) e gli Utenti Attivi (UA) ad essa collegati, nell'ottica di sviluppare un prototipo di smart grid capace di favorire la diffusione della produzione da FER e l'uso efficiente delle risorse presenti sulla rete sia rispetto alle esigenze locali, sia rispetto alle esigenze di sistema. A tal fine, i Progetti prevedono di passare a una gestione attiva della rete di distribuzione impiegando sistemi di comunicazione e controllo, in grado di scambiare opportune informazioni con i singoli generatori da fonti rinnovabili, così da consentirne una reale integrazione nella rete di distribuzione e, più ampiamente, nel sistema. La gestione attiva della rete è realizzata anche in considerazione del telecontrollo; la possibilità per le apparecchiature di CLL di comunicare in tempo reale tra loro e con quelle installate in CP consentirà di sperimentare innovative modalità di selezione dei guasti, capaci di ricondurre la maggior parte degli eventi di guasto ad un'interruzione transitoria con un miglioramento della continuità del servizio percepito dai clienti finali, e rendendo la gestione della rete completamente automatizzata, non solo in fase di normale esercizio, ma anche in fase di guasto e rialimentazione. Maggiori dettagli sulle caratteristiche tecniche dei progetti pilota sono riportati nel paragrafo 2.1 delle relazioni finali di A2A Reti Elettriche.

I progetti Lambrate e Gavardo implementano le seguenti funzionalità.

1. Monitoraggio degli utenti attivi coinvolti nel progetto e forecasting della produzione da fonti rinnovabili su rete MT/BT, monitoraggio delle iniezioni della GD, con scambio di segnali verso Terna.
2. Regolazione della tensione mediante modulazione della potenza reattiva immessa in rete da ciascuna unità di GD sulla base di una logica centralizzata.
3. Limitazione/modulazione in emergenza della potenza attiva immessa in rete da ciascuna unità di GD.
4. Automazione avanzata di rete: selettività logica & controalimentazione automatica con rete radiale e in anello chiuso, e incremento dell'affidabilità del sistema di protezione di interfaccia (SPI) mediante telescatto.
5. Teledistacco degli impianti di Generazione Diffusa.
6. Ottimizzazione della gestione delle unità di GD attraverso previsioni di produzione e controllo in tempo reale.

2.4 ACEA Distribuzione

Il progetto pilota di ACEA Distribuzione ha come obiettivo la realizzazione di un prototipo di Smart Grid reale replicabile sulla rete di Roma. Il progetto prevede la predisposizione sulla rete di apparati di monitoraggio in grado di rilevare in tempo reale informazioni relative al funzionamento della rete, e apparati di telecontrollo opportunamente coordinati (sulla base delle informazioni acquisite) al fine di migliorare sia la continuità che la qualità del servizio elettrico ed aumentare l'efficienza energetica della rete stessa minimizzandone le perdite tecniche. Maggiori dettagli sulle caratteristiche tecniche del progetto pilota sono riportati nel paragrafo 2.1 della relazione finale di ACEA Distribuzione.

Il progetto è sviluppato secondo 6 macro-azioni così elencate:

1. Automazione evoluta di rete MT;
2. Monitoraggio rete MT/BT;
3. Nuovi criteri di gestione della rete MT (regolazione di tensione);
4. E-Car & Storage;
5. Diagnostica di cabina primaria;
6. Rilevazione punto d'innescio guasti transitori.

2.5 DEVAL

Il Progetto DEVAL prevede investimenti da realizzare sulla Cabina Primaria di Villeneuve (Aosta) 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. Maggiori dettagli sulle caratteristiche tecniche del progetto pilota sono riportati nel paragrafo 2.1 della relazione finale di Deval.

Il progetto DEVAL si è posto l'obiettivo di implementare le seguenti funzionalità.

1. Monitoraggio degli utenti attivi coinvolti nel progetto, con scambio di segnali verso Terna.
2. Regolazione della tensione mediante modulazione della potenza reattiva immessa in rete da ciascuna unità di GD sulla base di una logica centralizzata.
3. Limitazione/modulazione in emergenza della potenza attiva immessa in rete da ciascuna unità di GD.
4. Teledistacco degli impianti di GD.
5. Telecomando delle Cabine Secondarie con sistema di comunicazione always-on.
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.

2.6 ASM Terni

Lo scopo principale del Progetto ASM Terni è quello di sviluppare un modello della rete che permetta la sperimentazione delle possibilità di aumentare la caricabilità della rete, migliorare la qualità della tensione, migliorare il fattore di potenza all'interfaccia con RTN, ed evitare il fenomeno dell'isola indesiderata. Maggiori dettagli sulle caratteristiche tecniche del progetto pilota sono riportati nel paragrafo 2.1 della relazione finale di ASM Terni.

Il progetto ASM Terni implementa le seguenti funzionalità.

1. Monitoraggio degli utenti attivi coinvolti nel progetto e forecasting della produzione da fonti rinnovabili su rete MT/BT, monitoraggio delle iniezioni della GD, con scambio di segnali verso Terna.
2. Regolazione della tensione mediante modulazione della potenza reattiva immessa in rete da ciascuna unità di GD sulla base di una logica centralizzata.
3. Teledistacco degli impianti di Generazione Diffusa.

3 Il sistema di comunicazione per il controllo di rete

Il sistema di comunicazione rappresenta lo sviluppo più rilevante per le funzionalità smart grid. Le scelte effettuate da ciascuna impresa di distribuzione sono descritte nei paragrafi seguenti. Ulteriori dettagli relativi a altri componenti di rete sono riportati nelle relazioni finali nei paragrafi 2.2 e 2.3.

3.1 Enel Distribuzione

Nel progetto Carpinone, è stata utilizzata una rete tipo “Hub and Spoke” (topologia a stella) con hub realizzato in rete MPLS Enel Distribuzione e collegato con connessioni dedicate in fibra ottica, Gigabit Ethernet ridondate, alla rete del carrier, che ha garantito la copertura delle Cabine Secondarie con connettività basata su accesso radiomobile ad alta capacità di trasporto e tempi di risposta molto contenuti (Figura 1).

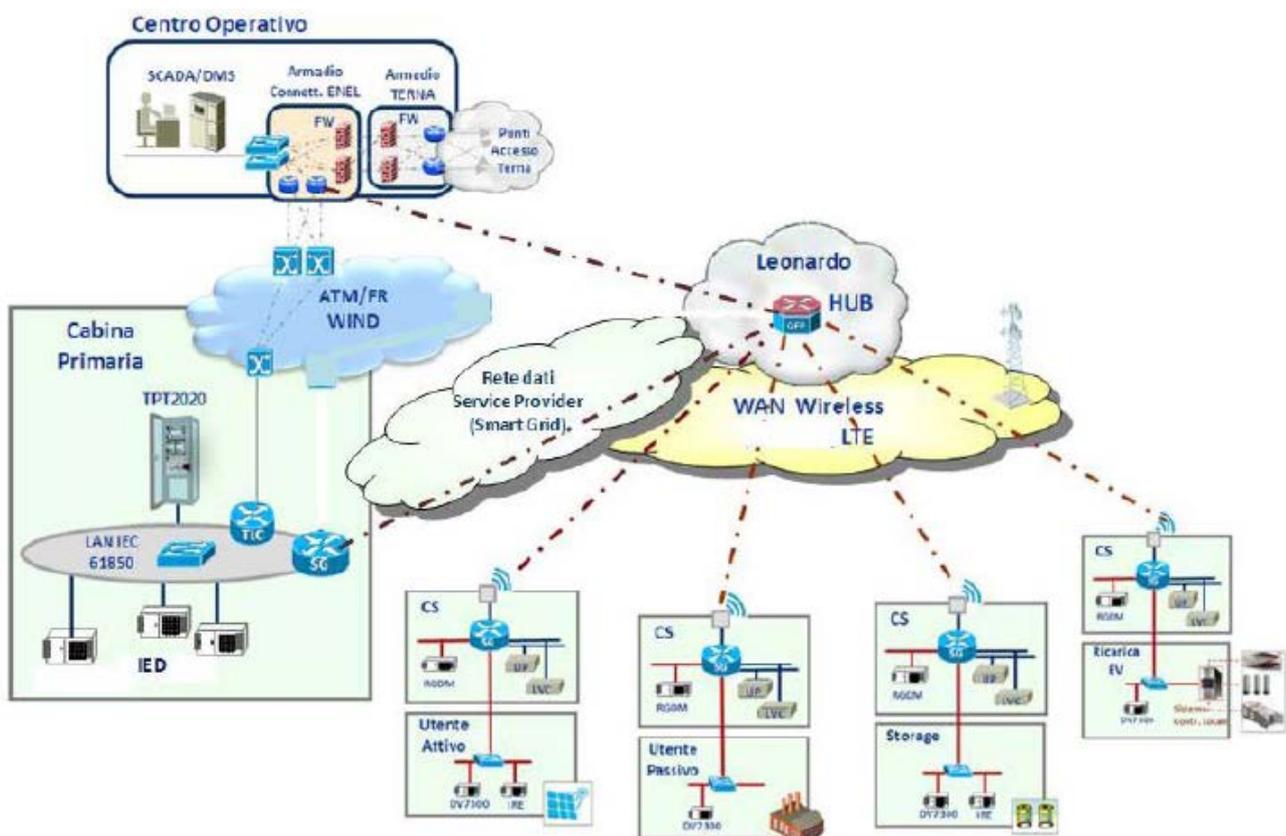


Figura 1. Schema di principio sistema di telecomunicazione utilizzato nel progetto Carpinone.

Tra le tecnologie wireless disponibili è stata preferita la rete cellulare LTE (4 generazione – 4G) in quanto, oltre alle notevoli performance da questa assicurate, rappresenta la tecnologia probabilmente destinata ad affiancare e gradualmente sostituire le attuali tecnologie di seconda (2G) e terza generazione (3G) su tutto il territorio italiano. I meccanismi premianti, previsti nella specifica di gara predisposta da Enel Distribuzione per approvvisionare il servizio di copertura 4G nei nodi MT coinvolti nel progetto, hanno garantito che la copertura LTE fosse implementata utilizzando frequenze intorno agli 800 MHz. Questo ha comportato benefici in termini di copertura di vaste aree del territorio, con vantaggi indiretti a tutte le comunità residenti nell’area, nonché la possibilità di garantire a Enel Distribuzione la copertura indoor nei propri impianti, senza dover necessariamente installare elementi radianti esterni. Nel solo caso della Cabina Primaria di Carpinone, vista la centralità del sito nella gestione della comunicazione periferica, Enel

Distribuzione ha preferito richiedere un collegamento “wired” che garantisca una capacità di 2Mb/s in modo più stabile rispetto a una connessione wireless. Questo tipo di connettività è comunque stata offerta nell’impianto Enel Distribuzione attraverso un’interfaccia Fast Ethernet di un CPE (Customer Premise Equipment) installata e mantenuta dall’operatore stesso. Enel Distribuzione ha deciso di integrare la copertura LTE dei propri impianti periferici installando diversi tratti di cavo di fibra ottica monomodale, con tecnologia ADSS (*all-dielectric self-supporting cable*: cavo che si autosostiene e può essere installato sui sostegni esistenti delle linee elettriche di media tensione). Maggiori dettagli sono riportati nel paragrafo 2.4.1 della relazione finale di Enel Distribuzione.

3.2 ASSEM

Nel Progetto ASSEM è stata prevista la realizzazione di un sistema di comunicazione basato su tre distinti vettori trasmissivi: fibra ottica, Wi-Fi e rete mobile 3G; i vettori in fibra ottica e Wi-Fi sono in servizio, mentre la realizzazione della rete 3G è ancora in corso (Figura 2).

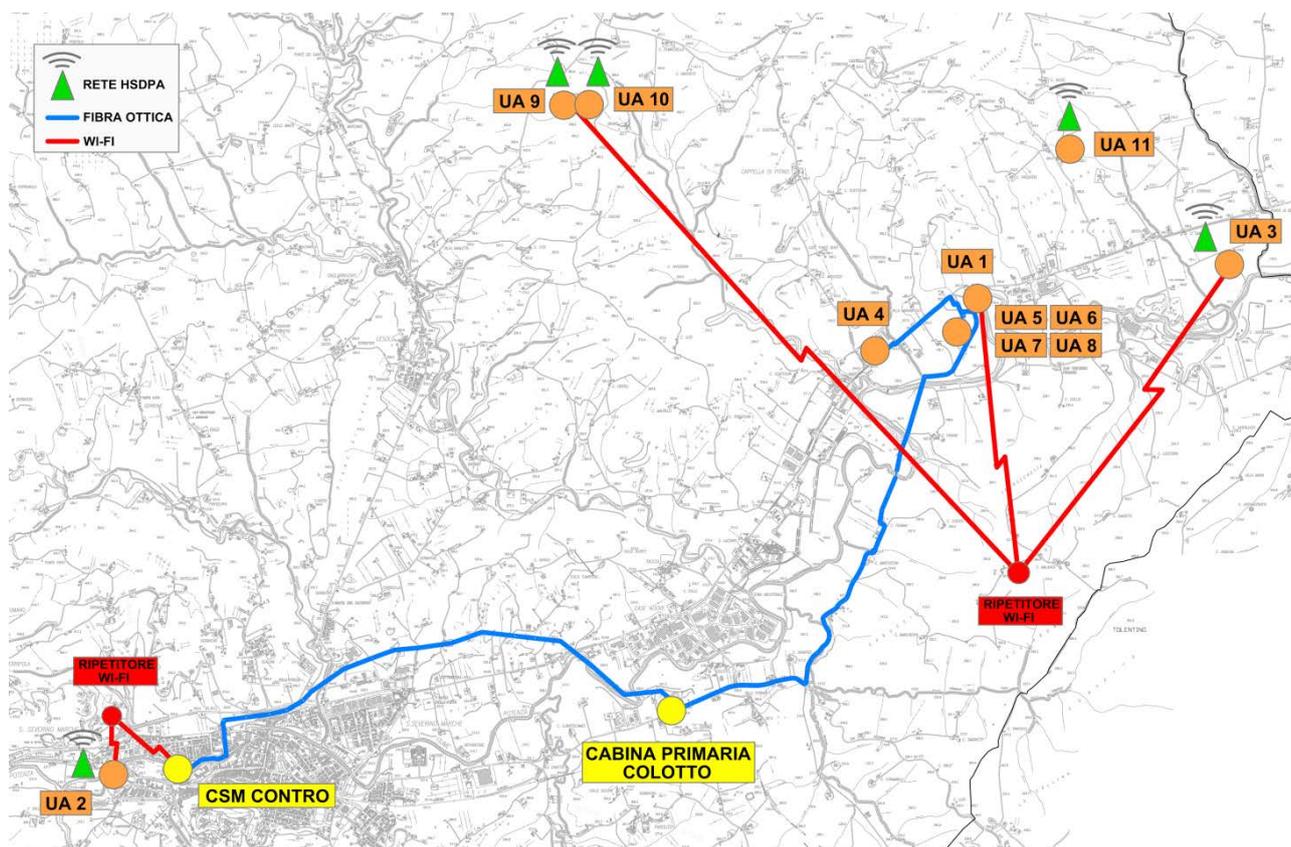


Figura 2. Sistema di comunicazione nella sperimentazione.

Il sistema di comunicazione è composto da un canale di comunicazione in fibra ottica tra la CP e il Centro Satellite (CSM) Contro, con l’obiettivo di implementare la selettività logica tra sistemi di protezione di CP e le omologhe apparecchiature poste nella CSM. Le analisi svolte hanno evidenziato che le tempistiche estremamente ridotte richieste per lo scambio di informazioni ai fini

della selettività logica possono essere soddisfatte, tra i diversi sistemi implementati e testati nel progetto, solo dalla fibra ottica. La tratta CP – CSM Contro è stata realizzata in parte con fibra installata su linee aeree, e in parte con fibra in posa interrata.

È inoltre presente una linea in fibra ottica posata lungo il feeder L1V, verso un impianto UA. In questo modo si è abilitato un canale di comunicazione veloce e affidabile tra la CP e i siti nella zona Cannucciario.

A completamento del sistema di comunicazione, verso altri UA, sono stati predisposti dei ponti Wi-Fi in serie alle tratte in fibra ottica che giungono presso alcuni utenti attivi e alla CSM Contro.

La rete mobile, la cui realizzazione è in corso, sarà impiegata come back-up per la comunicazione in fibra ottica e Wi-Fi, ad eccezione dell'utente BT, che, per esigenze di ottimizzazione dei costi, sarà raggiunto con la sola rete mobile. Il doppio vettore di comunicazione consentirà anche di comparare i risultati conseguiti con i diversi mezzi trasmissivi. Per gli Utenti raggiunti dalla connessione in fibra ottica diretta non è stata invece prevista la predisposizione del vettore di back-up, date le prestazioni di affidabilità e le tempistiche di comunicazione assai ridotte offerte dalla fibra.

La rete mobile sarà basata sulla tecnologia 3G. La copertura 3G è stata accertata su tutti i siti di San Severino Marche interessati dalla sperimentazione, per cui l'unico intervento necessario per la connessione alla rete è l'installazione di un router e di un'antenna direttiva ad alto guadagno per migliorare la qualità della comunicazione, se necessario. È in corso la valutazione dell'architettura da impiegare: MPLS o TCP. Il servizio si baserà su un accesso mobile HSDPA (High-Speed Downlink Packet Access) presso gli UA e le CS ed un accesso su rete fissa presso la Cabina Primaria, che consentirà velocità di trasmissione/ricezione fino a 2 Mbps in down link fino e fino a 2 Mbps in upload, e tempi medi rilevati di RTT intorno ai 100 ms.

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

- Fibra ottica
 - Fibra ottica per linee aeree
 - Cavo *All-Dielectric Self-Supporting* (ADSS) adatto per campate di ampiezza fino a 350 m con doppio rivestimento in polietilene.
 - 24 fibre monomodali, ITU-T G652.D 9/125 μm .
 - Fibra Ottica per posa interrata
 - Cavo All-Dielectric con doppio rivestimento in polietilene.
 - 24 fibre monomodali, ITU-T G652.D 9/125 μm .
- Wi-Fi

- Layer 2 IEEE 802.11n (banda fino a 300 Mb/s).
- Frequenza di trasmissione: 2.4/5.4 GHz.
- Alimentazione Power over Ethernet (PoE).
- Antenne direzionali ad alto guadagno adatte per ponti radio fino a 15 km (Ø60 cm; 24 dBi; consumo 10 W).
- Rete mobile (caratteristiche concordate in via preliminare con il Fornitore)
 - Broadband VPN.
 - APN dedicato fino a 32 utenti.
 - Accesso cablato presso sala controllo A.S.SE.M.
 - Tecnologia Symmetric High-bit rate Digital Subscriber Line (SHDSL).
 - Banda di trasmissione: 2 Mbit.
 - Banda minima garantita: 1 Mbit.
 - Accesso radio presso UA
 - Tecnologia High-Speed Downlink Packet Access (HSDPA).
 - Banda di trasmissione: 2 Mbit.
 - Antenne direzionali ad alto guadagno UMTS 13 dBi.

Maggiori dettagli sono riportati nel paragrafo 2.4.1 della relazione finale di ASSEM.

3.3 A2A Reti Elettriche

Pr quanto riguarda il progetto Lambrate, la soluzione proposta consiste nell'attivazione presso la CP di Lambrate di un collegamento in Fibra Ottica, e presso ognuna delle CS/utenti attivi di un collegamento basato su tecnologia ADSL.

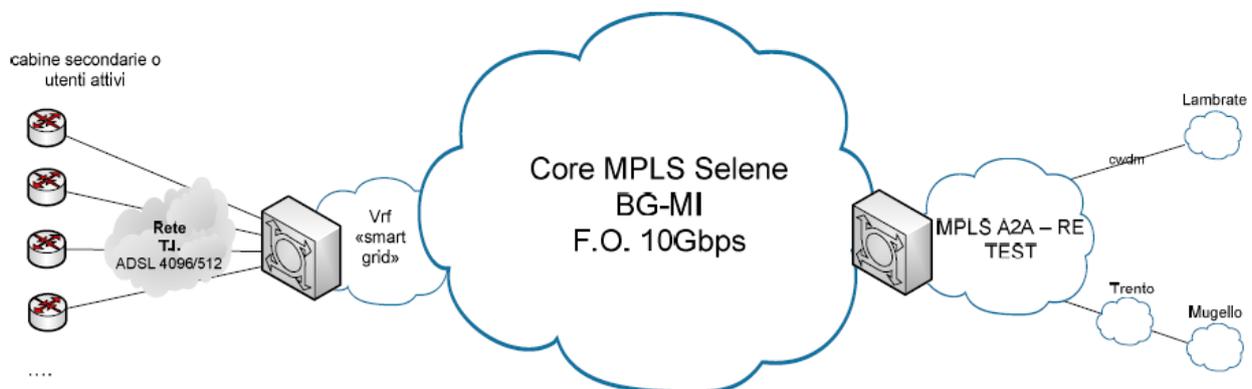


Figura 3. Schema complessivo di rete di comunicazione di Lambrate.

Per l'erogazione del servizio di telecomunicazione, per la Cabina Primaria di Lambrate e il Centro Satellite di Mugello, si è provveduto:

- a mettere a disposizione due link in Fibra Ottica con velocità di download/upload

pari a 10Mbps (banda minima garantita = 10Mbps) da Centrale Nord (centro operativo) verso le sottostazioni Mugello e Lambrate;

- a mettere a disposizione un link in Fibra Ottica di raccolta con velocità di download/upload pari a 10Mbps (banda minima garantita = 10Mbps) fino alla sottostazione Centrale Nord;
- all'installazione presso le cabine di un apparato industriale di routing dotato di idonee interfacce per la gestione dei link in Fibra Ottica e rame.

Per l'erogazione del servizio di telecomunicazione, per ognuna delle CS, si è provveduto:

- alla attivazione di una linea ADSL 4Mbps/512kbps down/up (banda minima garantita = 256kbps); le ADSL saranno attivate in configurazione "fast" per privilegiare una bassa latenza;
- all'installazione presso le cabine di un apparato industriale di routing, per la terminazione della linea ADSL;
- all'installazione presso le cabine di un apparato industriale, per la realizzazione dell'infrastruttura "Layer2", con gestione dei pacchetti GOOSE.

Per l'erogazione del servizio di interconnessione tra la CP e le CS, si è installato un apparato industriale di routing dotato di idonee interfacce per la gestione dei link in Fibra Ottica. Per realizzare la rete Layer 2 richiesta dal progetto (VPN), su ogni apparato CGR1120 installato presso le cabine secondarie/utenti-attivi sarà creato un tunnel L2TP (Layer Two Tunneling Protocol) per ogni VLAN configurata nella cabina.

Le VLAN saranno trasportate dalle cabine secondarie sino agli apparati di terminazione ADSL, e da lì grazie alla rete MPLS fino alla Centrale Nord, sull'apparato di concentrazione. Su tale apparato i tunnel L2TP saranno terminati mediante la creazione di sub-interfacce con tag univoco per ogni VLAN di cabina secondaria, e grazie al VLAN mapping riconvertite nelle VLAN originarie per garantire la comunicazione L2 tra tutte le cabine secondarie.

Sull'apparato di concentrazione afferiranno inoltre i link provenienti da Lambrate e da Mugello.

Per quanto riguarda il progetto Gavardo, per la cabina primaria, si è provveduto:

- ad attivare un link radio, che costituirà il collegamento primario verso le cabine degli utenti attivi, con una capacità di 4Mbps simmetrico (download=upload);
- ad installare presso la cabina di Gavardo un apparato industriale di routing dotato di idonea interfaccia per la gestione dei link rame (per gestione ponte radio).

Per l'erogazione del servizio di telecomunicazione, per ogni utente attivo, si è provveduto:

- alla attivazione di un link radio, che costituisce il collegamento primario verso le

cabine degli utenti attivi, con capacità di 4Mbps simmetrico (download=upload);

- all'installazione di un apparato industriale, per la realizzazione dell'infrastruttura "Layer2", con gestione dei pacchetti GOOSE.

Per consentire la connessione radio della Cabina Primaria di Gavardo con Centrale Naviglio e Chiese, si attrezzerà un punto intermedio di rilancio del segnale, presso Monte Magno – Selvapiana, provvedendo a noleggio dei tralicci e ad installazione degli apparati radio necessari (Figura 4).

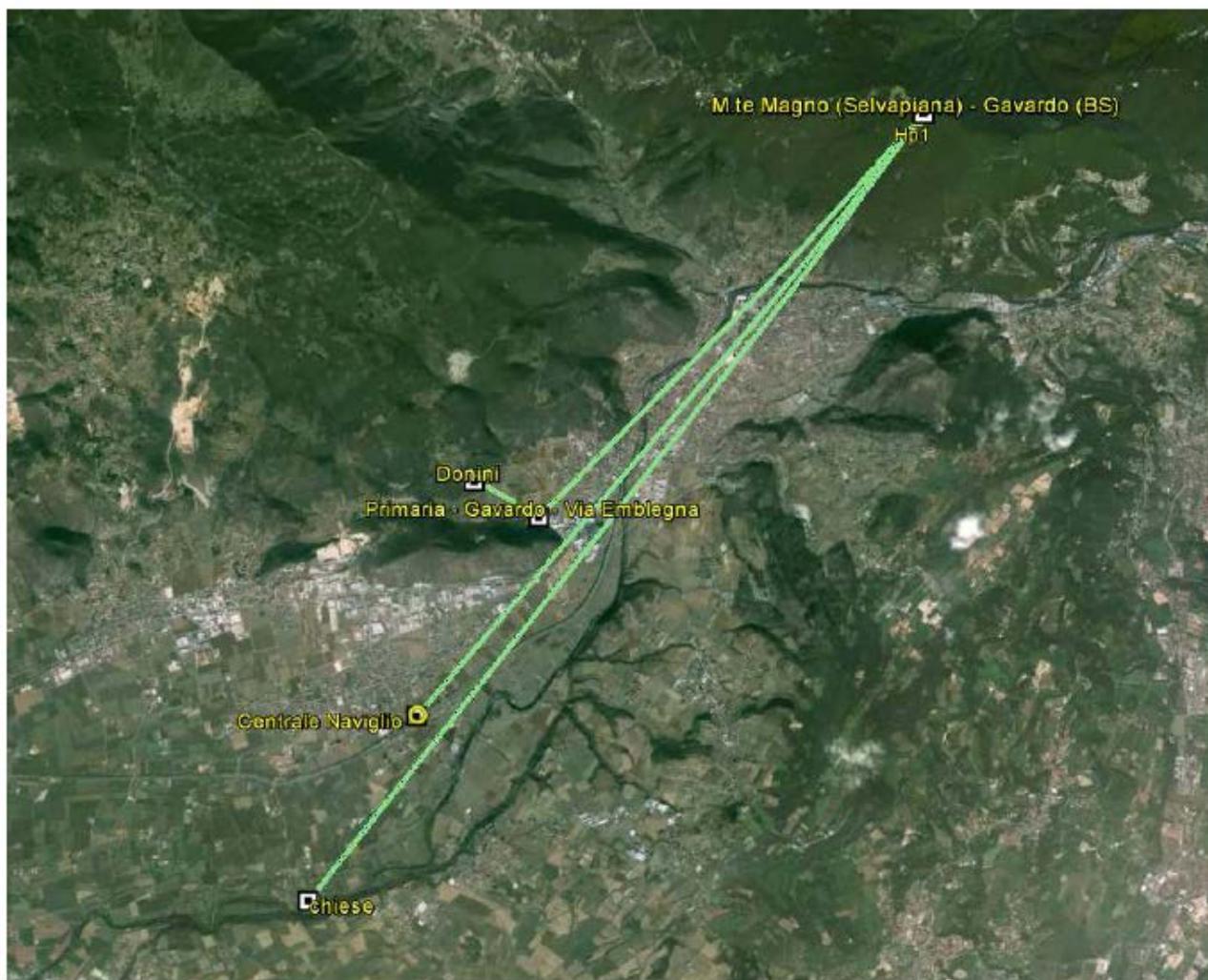


Figura 4. Sviluppo geografico della rete di Gavardo.

Maggiori dettagli sono riportati nel paragrafo 2.4.1 delle relazioni finali di A2A Reti Elettriche.

3.4 ACEA Distribuzione

Il sistema di comunicazione sviluppato sulla rete del progetto ACEA Distribuzione può essere suddiviso in due diverse parti: la prima è relativa al sistema di comunicazione verticale, utile al collegamento tra i sistemi centrali e i nodi periferici, con throughput più elevato; la seconda

riguarda il sistema di comunicazione tra i nodi periferici, caratterizzato da tempi di latenza più bassi e contenuto informativo ridotto.

Nel primo caso, la necessità di trasferire in modo coordinato ed efficiente verso il sistema centrale la grande quantità di nuove misure rilevate in cabina secondaria ha portato alla progettazione ed alla successiva realizzazione di un gateway di cabina secondaria capace di veicolare le informazioni ricevute dai diversi apparati ad esso connessi verso il sistema centrale di telecontrollo. Il gateway prevede anche di gestire i dati ricevuti attraverso diversi protocolli di comunicazione e di predisporre il corretto switching automatico fra i diversi canali disponibili. Il dispositivo gateway è in grado di veicolare i dati sulla rete con modello TCP/IP-UDP, e contemporaneamente anche tramite lo standard FSK, in tecnologia radio utilizzando come vettore la rete cellulare su APN privato GSM/GPRS tri-band a 900, 1800 e 2100 MHz oppure rete privata TETRA (Figura 5).

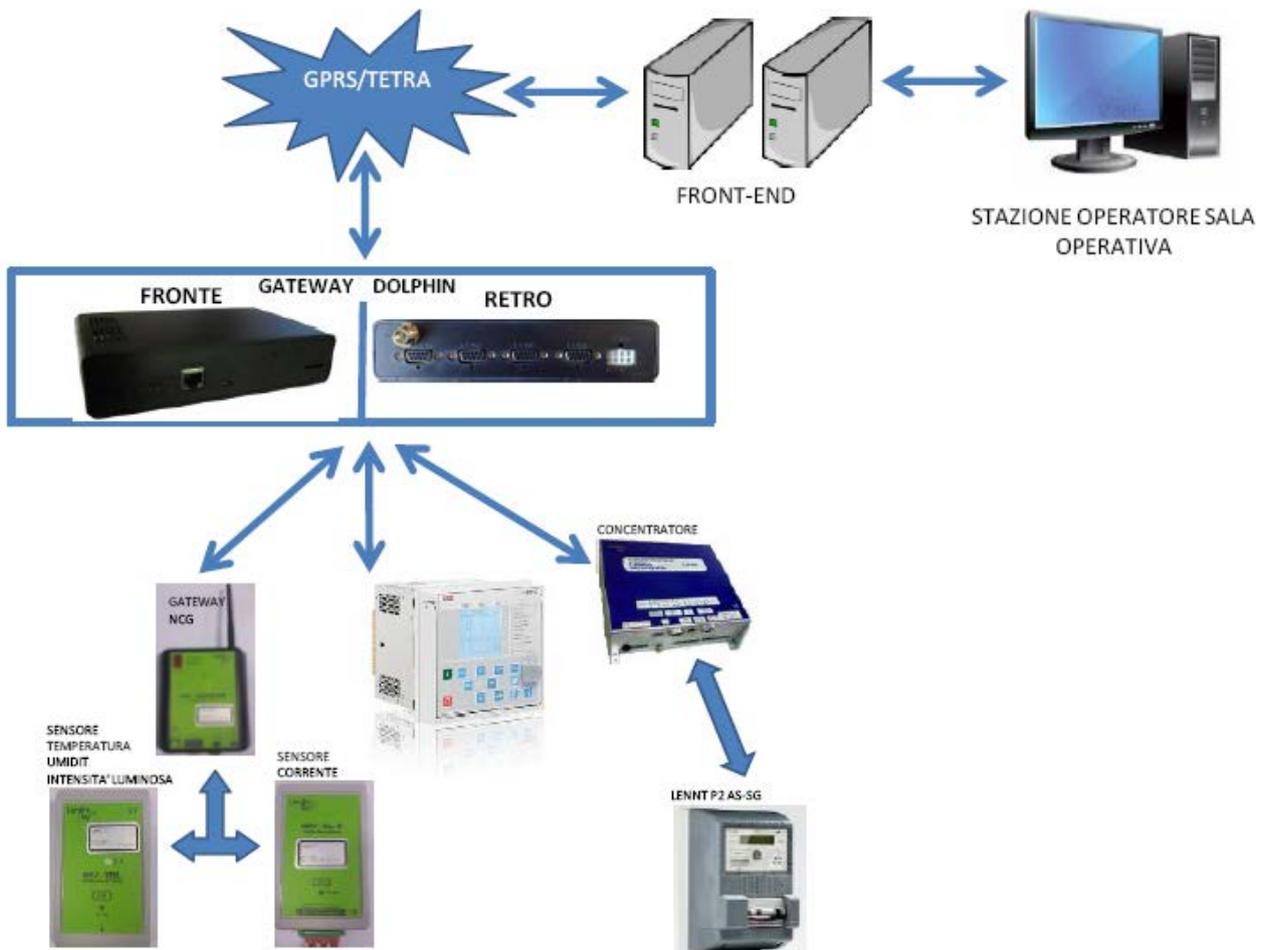


Figura 5. Connessioni gateway.

La rete TETRA di ACEA Distribuzione ha le seguenti caratteristiche:

- frequenza della portante: 450 - 470 MHz;
- occupazione di banda: 25 kHz;
- bit rate: 19,2 kBit/s;

- tempo di latenza: 350 – 400 ms.

La comunicazione “orizzontale” necessaria per le protezioni utilizzate nell’automazione evoluta ha un requisito fondamentale: il basso tempo di latenza, dell’ordine dei 10 ms per ciascuna connessione fra due nodi.

La scelta effettuata nel progetto ACEA Distribuzione ha previsto l’utilizzo della tecnologia Hyperlan che ha consentito tempi di latenza fino a 7 ms; le caratteristiche principali della rete sono:

- frequenza della portante: 5.4 GHz;
- occupazione di banda: 10 – 300 MHz;
- tempo di latenza: 1 – 7 ms.

L’Hyperlan è paragonabile allo standard europeo Wi-Fi con prestazioni simili per quanto riguarda la capacità di banda, ma prestazioni superiori dal punto di vista della copertura del territorio; infatti, a differenza del Wi-Fi, è capace di coprire distanze superiori (fino ai 30 km) malgrado il suo utilizzo sia difficoltoso in aree densamente popolate a causa degli edifici che rappresentano possibili ostacoli per un segnale radio che opera su frequenze di circa 5 GHz.

Per questo motivo, il progetto ACEA Distribuzione ha previsto di studiare e testare sul campo oltre alla rete Hyperlan anche altre differenti tecnologie:

- fibra ottica (soprattutto per nuove attivazioni);
- doppino in rame (ove presenti);
- LTE;
- PLC (onda convogliata digitale).

Maggiori dettagli sono riportati nel paragrafo 2.4.1 della relazione finale di ACEA Distribuzione.

3.5 DEVAL

Nel Progetto DEVAL è stata 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 Villeneuve, per una banda di 2 Mbps).

La rete HSDPA è stata realizzata installando nuove BTS o potenziando le BTS esistenti.

Rispetto al vettore fibra ottica, nel progetto è stato effettuato 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 m s.l.m., con prestazioni marcatamente superiori alla connessione radio, originariamente prevista, e risultata piuttosto critica in ragione delle caratteristiche orografiche del sito.

La soluzione impiantistica vede quindi una configurazione mista fra rete radio HSDPA e fibra ottica.

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. 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 CS. 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 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 del provider di comunicazione. 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.

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 (Figura 6); 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. 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 dell'operatore telefonico 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 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, che segrega il traffico L2 tra le diverse zone.

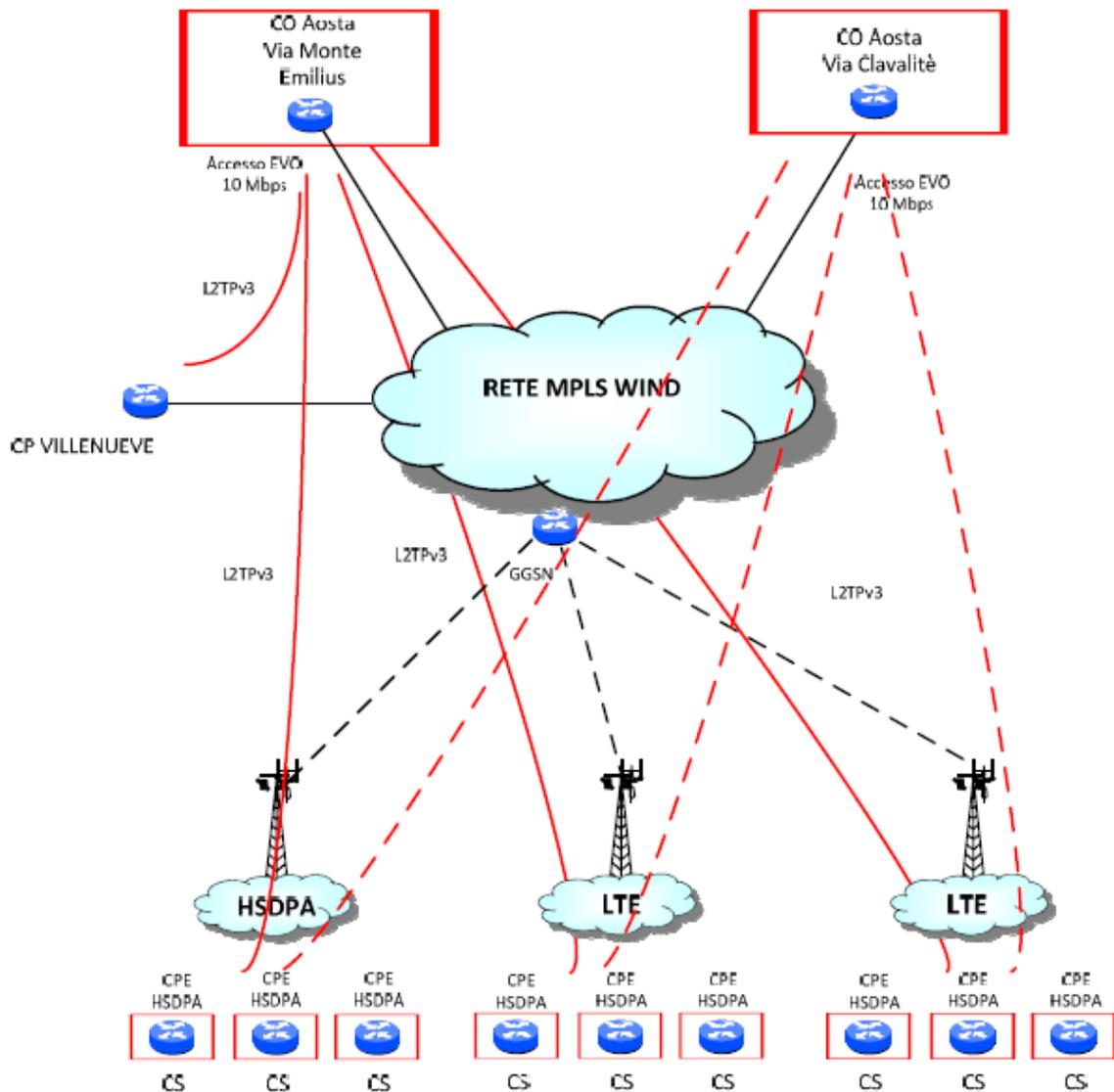


Figura 6. Architettura di telecomunicazione del progetto DEVAL.

Maggiori dettagli sono riportati nel paragrafo 2.4.1 della relazione finale di Deval.

3.6 ASM Terni

La soluzione scelta per il progetto ASM Terni ha previsto lo sviluppo di una rete di telecomunicazione proprietaria.

La rete è basata su tecnologia di trasmissione a larga banda e ad alta frequenza che consente il trasporto di dati a elevata velocità su distanze di qualche chilometro, con tempi di latenza estremamente ridotti e, quindi, compatibili con la gestione delle funzioni del progetto.

La tecnologia scelta è fondata sull'utilizzo nativo dei protocolli dello stack TCP, standard indiscusso nell'ambito delle connessioni dati con tecnologia always-on (Figura 7).

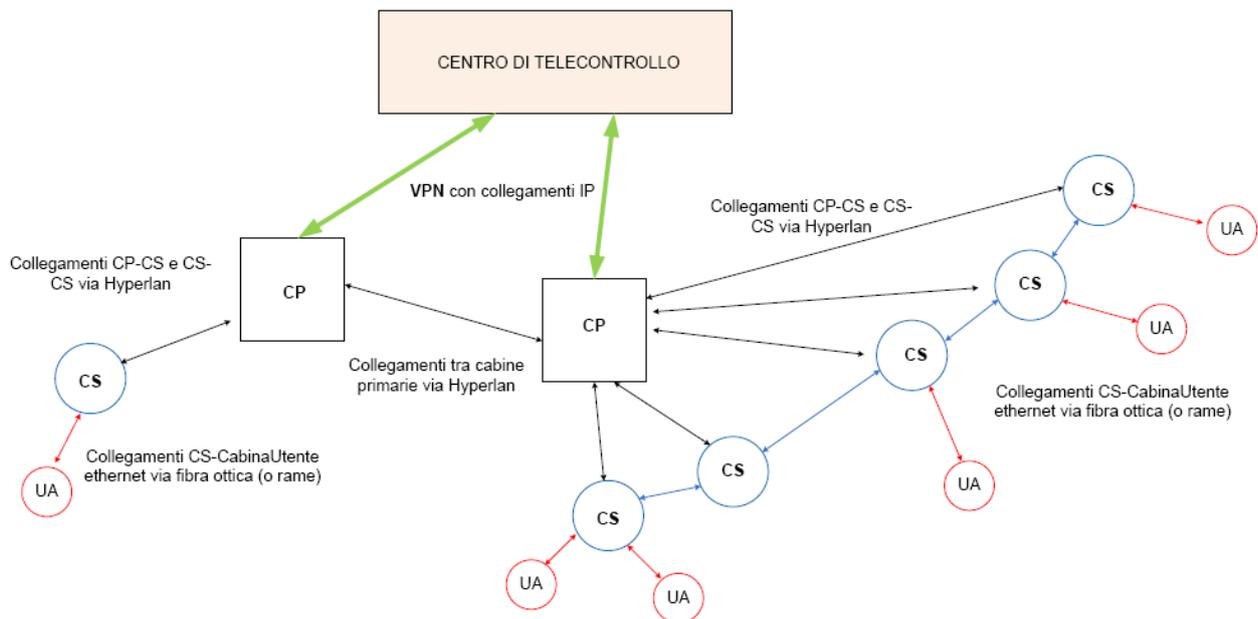


Figura 7. Architettura della rete di comunicazione.

La trasmissione utilizza bande di frequenza non licenziate (non onerose) ed affronta il problema dei possibili disturbi offrendo un doppio canale di comunicazione a diversa frequenza per il raggiungimento di ciascun nodo (cabina secondaria). Il software di gestione delle antenne garantisce anche, qualora implementata, la funzione di ricommutazione automatica del canale di comunicazione verso una stazione dal link radio soggetto a disturbo al ridondante disponibile, con tempi di scambio dell'ordine delle decine di millisecondi.

La scelta di questa soluzione è stata giustificata da un'analisi preliminare della morfologia del territorio della zona di Terni (e della posizione delle stazioni di proprietà ASM Terni coinvolte), in funzione della quale sono stati selezionati i punti di attestazione dei link e disegnati i link stessi.

Le antenne installate hanno un angolo di apertura (50° in orizzontale e 15° in verticale) tale da consentire, già nell'assetto attualmente proposto, l'illuminazione di ampie zone dell'area urbana; tale chance, unita alla tecnologia di trasmissione che è intrinsecamente in grado di supportare l'introduzione trasparente di nuovi nodi, garantisce la possibilità futura di connettere nuove cabine mediante semplice equipaggiamento delle stesse con limitate modifiche all'infrastruttura base di rete.

L'autoconfigurabilità delle tabelle d'instradamento interne al sistema di antenna, inoltre, potrà semplificare radicalmente ogni attività di riconfigurazione a seguito di una possibile estensione futura della rete.

Il throughput dati elevato garantisce ampi margini di tolleranza sia per eventuali estensioni della rete, sia per un eventuale utilizzo di parte della capacità di trasporto per applicazioni diverse dal telecontrollo, consentendo di prioritizzare opportunamente i vari flussi in funzione delle diverse esigenze applicative.

Le principali caratteristiche della rete possono essere riassunte di seguito:

- rete Wi-Fi;
- standard WLAN: Hyperlan type 2;
- frequenze: 2,412GHz-2,472GHz / 5,15GHz-5,35GHz / 5.47GHz-5.725 GHz;
- protocollo: IEEE 802.11 a/b/g – IEEE 802.11 d – IEEE 802.11 e – IEEE 802.11 i.

Maggiori dettagli sono riportati nel paragrafo 2.4.1 della relazione finale di ASM Terni.

4 Protocollo di comunicazione

In tutti i progetti, la rete di telecomunicazione realizzata soddisfa l'estensione dell'internet working in rete MT, permettendo la comunicazione tra i nuovi dispositivi IED (Intelligent Electronic Device) conformi alla normativa IEC 61850 e installati in diverse posizioni di rete (dalla cabina primaria, alle cabine secondarie, fino agli utenti attivi), realizzando così il concetto di sottostazione estesa.

I Data Model definiti nella IEC 61850 possono essere associati a una serie di protocolli (anche web service) che sono trasportati su IP (nel caso del protocollo MMS) o direttamente sul livello 2 (nel caso del protocollo GOOSE) con trasmissione di tipo multicast.

La rete di telecomunicazione dei diversi progetti garantisce, oltre ai protocolli proprietari, anche il trasporto dei seguenti protocolli che supportano le applicazioni di telecontrollo e Smart Grid:

- IEC 61850 Generic Object Oriented Substation Events (GOOSE);
- ISO 9506 Manufacturing Message Specification (MMS);
- IEC 60870-5-104 Network access for IEC 60870-5-101;
- NTP – SNTP;
- MODBUS/TCP;
- SFTP;
- SSH;
- http;
- RPC;

- IEC 61850 Abstract Communication Service Interface (ACSI).

La necessità di veicolare frame di livello 2 (messaggi GOOSE previsti da IEC 61850) su rete geografica (WAN) ha comportato l'utilizzo di soluzioni di tunneling dedicate, e l'organizzazione della rete in domini di multicast per evitare un "flooding" eccessivo di traffico, verso destinazioni non necessarie con possibili conseguenti congestioni dell'intera rete o di parte di essa. In molti progetti, è stato creato un hub di rete necessario, oltre che per la raccolta verso la rete del carrier, anche come "terminatore" di tunnel e "costruttore" di "bridge domain". In particolare:

- il traffico IP generato dalle cabine, una volta estratto dal tunnel IPsec, è instradato direttamente dal router di hub che termina i tunnel stessi;
- i messaggi GOOSE di livello 2 sono trasportati mediante protocollo L2TPv3 all'interno del tunnel IPsec;
- la configurazione dei "bridge domain" consente di "aggregare" i tunnel L2 provenienti da Cabine Secondarie/Utenti Attivi appartenenti a un insieme omogeneo dal punto di vista funzionale, contenendo la comunicazione di tipo multicast a un insieme il più ristretto possibile di impianti.

Maggiori dettagli sono riportati nel paragrafo 2.4.2 delle relazioni finali delle imprese di distribuzione, insieme ad alcune indicazioni (paragrafo 2.4.3) sul modello di business adottato per la proprietà e la gestione della rete di telecomunicazione.

5 Affidabilità e sicurezza in relazione ai servizi abilitati

5.1 Enel Distribuzione

L'affidabilità dei collegamenti di rete è proporzionata al ruolo gerarchico del nodo servito dal collegamento nell'architettura complessiva di rete.

Sono state introdotte ridondanze dal punto di vista sia di apparati, sia di circuiti (richiesti al carrier oltre che ridondati su vie incorrelate) a livello di hub, sono stati utilizzati collegamenti wired in Cabina Primaria e richiesti i livelli più alti disponibili per i collegamenti wireless, compatibilmente con le implementazioni di rete eseguite dagli operatori mobili. In maniera coerente, il contratto ha previsto livelli di disponibilità tra il 99,90% (per connettività LTE in CS) e 99,97% (per connettività "wired") e tempi di ripristino tesi al mantenimento in efficienza nel tempo della intera infrastruttura di rete.

Le soluzioni di sicurezza all'interno della rete di telecomunicazione costruita per le necessità di progetto sono realizzate a più livelli e in modo sinergico tra loro. In aggiunta alla cifratura del canale di comunicazione realizzata configurando i tunnel IPsec statici tra apparati (router) di Enel Distribuzione, al Centro e in Periferia sono impiegati nel sito di hub moduli di servizio firewall

dedicati che operano per controllare che le origini e le destinazioni del traffico siano i sistemi di processo di Enel Distribuzione e quelli di management della rete TLC e che la natura del traffico stesso sia coerente con quanto definito e richiesto dalle applicazioni. Gli apparati di rete Enel Distribuzione sono configurati per impedire accessi indesiderati sia dall'esterno della rete (modalità di accesso remoto sicuro SSH e HTTPS, mediante protocollo RADIUS o TACACS, autenticazione e autorizzazione all'accesso effettuate mediante richiesta a un server nel perimetro Enel Distribuzione) sia dall'interno della rete.

Per consentire un livello di sicurezza anche per accessi dall'interno della cabina, sono impiegate le seguenti funzioni:

- meccanismi di Access Control sulle porte locali messi a disposizione dal router di cabina e dallo switch di autoproduttore, come ad esempio l'accesso su base MAC address;
- disattivazione della console locale una volta completata l'installazione e l'attivazione;
- disattivazione in shut delle interfacce non utilizzate;
- supporto dello standard IEEE 802.1x.

Infine, anche i router di periferia equipaggiano un firewall software allo scopo di definire e monitorare dei "perimetri di sicurezza" della rete, consentendo anche a livello 3 e 4 della pila ISO/OSI il filtraggio di tutto quanto non necessario al corretto funzionamento delle applicazioni.

5.2 ASSEM

Nell'ambito del Progetto, si è ritenuta la comunicazione diretta in fibra ottica in grado di garantire livelli di affidabilità e sicurezza idonei agli scopi sperimentali.

I vettori di comunicazione Wi-Fi e 3G sono invece stati oggetto di mutuo back-up, in modo da garantire la necessaria resilienza del canale di comunicazione nei confronti di eventi esterni.

5.3 A2A Reti Elettriche

Con riferimento al sistema di comunicazione ADSL, le indagini sperimentali effettuate (es., prove di comunicazione tese ad accertare la latenza del canale di comunicazione) hanno evidenziato l'efficacia di tale vettore di comunicazione per gli scopi della sperimentazione, sia in termini di prestazioni trasmissive della connessione ADSL reperibile sul mercato (non si sono evidenziate particolari criticità nell'ottenere connessioni con requisiti idonei), sia per quanto riguarda i costi di fornitura, relativamente contenuti in quanto l'infrastruttura è già presente.

Con riferimento al sistema di comunicazione Wi-Fi, le indagini sperimentali effettuate (es., prove di comunicazione tese ad accertare la visibilità fra le antenne), da un lato, hanno evidenziato l'efficacia di tale vettore di comunicazione anche su distanze elevate (2-3 km), dall'altro, hanno

mostrato come il requisito di visibilità diretta tra le antenne di fatto limiti in modo sostanziale l'applicabilità di questa tecnologia ai fini pratici.

5.4 ACEA Distribuzione

Il protocollo scelto per la comunicazione verticale è quello UDP (User Datagram Protocol). La scelta è dovuta alla caratteristica principale di questo protocollo che, rispetto al più comune TCP/IP, richiede l'invio di un numero inferiore di bit per il controllo o la correzione dell'errore, o per la verifica dell'effettiva ricezione del pacchetto da parte del destinatario. Inoltre ha dei tempi di latenza molto più bassi perché non gestisce il riordino dei pacchetti né la loro eventuale ritrasmissione. La scelta di questo protocollo consente attualmente al telecontrollo in ACEA Distribuzione la contemporaneità di migliaia di connessioni dati tra i nodi periferici e il centro con un numero di risorse hardware e software limitato.

Di contro il protocollo UDP è meno robusto del protocollo TCP/IP e non consente di effettuare una verifica puntuale sull'errore causato dai disturbi sul mezzo vettore o sull'effettiva ricezione del pacchetto che permetterebbe al sistema trasmittente il reinvio del pacchetto informativo non giunto, o giunto corrotto, a destinazione.

Per quanto riguarda la comunicazione orizzontale, il vettore GPRS rispetto al GSM permette una comunicazione di tipo IP, garantendo quindi una connessione dati standard, del tipo always-on, e con una tariffazione a volume. Rispetto al caso GSM il through-put disponibile passa da circa 10kbps a circa 20-40 kbps. L'utilizzo del GPRS consente altresì tramite l'apparato gateway di cabina secondaria di poter interrogare sino a n diversi apparati sottesi al gateway, comunque limitato dalla disponibilità fisica di 4 porte seriali rs232 e 1 porta ethernet; mentre nel caso GSM non è possibile attivare una connessione tra più di due apparati contemporaneamente. Di contro con la tecnologia GSM il tempo di latenza è di molto inferiore (comunicazione in real-time) rispetto al caso GPRS (tempo di latenza variabile tra i 150 ms e 500 ms, fino ai 900 ms nel caso peggiore), tuttavia questa caratteristica non rappresenta un problema per il telecontrollo visto che il tempo di time-out del sistema STM (periodo che intercorre tra il primo e il secondo invio da parte del sistema in caso di mancata risposta di un apparato periferico) è pari a circa 3 s. Per tali motivazioni la scelta di Acea Distribuzione è quella di utilizzare tutti e due i mezzi vettori, lasciando il mezzo vettore come back-up rispetto al GPRS.

Sono inoltre in fase di sperimentazione degli apparati gateway di cabina secondaria dotati di tecnologia UMTS, che garantiscono un through-put 10 volte maggiore rispetto al caso GPRS.

Relativamente alla scelta di implementare una rete proprietaria, Acea Distribuzione ha ritenuto di doversi dotare di una rete di back-up della rete pubblica sia sul traffico voce che sul traffico dati.

La rete Tetra si è dimostrata tra le diverse tecnologie disponibili la più adatta a questo tipo di applicazioni garantendo tempi di latenza estremamente ridotti seppure su una banda limitata. Quest'ultima caratteristica ha spinto Acea Distribuzione ad utilizzare tale tecnologia per la sola trasmissione dei segnali/comandi relativi al telecontrollo. Le informazioni relative alle misure delle grandezze elettriche presenti in cabina continuano ad essere inviate attraverso i due mezzi vettori GPRS/GSM.

La tecnologia Tetra presenta quindi una forte limitazione in termini di banda qualora le cabine secondarie andassero a rappresentare nodi di rete sempre più intelligenti con un traffico dati sempre maggiore.

5.5 DEVAL

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).

5.6 ASM Terni

La soluzione di rete per telecomunicazione attualmente implementata nell'ambito del progetto pilota a Terni appare complessivamente valida per la realizzazione di reti private aventi un throughput elevato, tempi di latenza bassi, supporto di una tipologia di collegamento standard (Ethernet TCP/IP) con possibilità di trasferire messaggistica GOOSE per la gestione della rete elettrica (produzione distribuita).

Presenta infatti tutte le caratteristiche necessarie unite a costi (CAPEX ed OPEX) contenuti. E' inoltre piuttosto flessibile, poiché consente che eventuali espansioni possano essere realizzate agevolmente ed è completamente "application agnostic".

Ciò dipende tanto dalle caratteristiche intrinseche della soluzione adottata (in particolare dalla piattaforma di comunicazione standard TCP-IP) che dalle caratteristiche specifiche del contesto operativo in cui si cala, ed in particolare:

1. dal contesto geografico, che non crea particolari difficoltà alla visibilità reciproca delle stazioni;
2. dalla tipologia di impianti, che vede un numero di siti di proprietà del Cliente distribuiti sull'area di copertura;
3. dalle distanze tra i siti stessi, generalmente contenute entro qualche km;

4. dalla assenza di infrastrutture di telecomunicazione proprietarie alternative già esistenti (linee seriali, fibre ottiche , ...);
5. dalla relativa disponibilità e “pulizia” delle bande di frequenza (libere) utilizzate.

Altro fattore determinante appare la facilità ad integrare sottoreti aventi differente tecnologia che dovessero rivelarsi necessarie (o vantaggiose dal punto di vista economico generale) per incrementare il numero delle stazioni connesse e garantire una copertura più capillare della rete di distribuzione ASM Terni.

Analogo discorso potrebbe valere per l'integrazione del controllo di reti di distribuzione di tipo diverso, relative a servizi in carico alla Utility.

Dal punto di vista del supporto ai protocolli trasmissivi operanti sul canale di comunicazione instaurato, è stato evidenziato qualche limitato problema di supporto legato alla tipologia degli apparati trasmissivi adottati.

Una serie di test ha portato ad evidenziare come tali anomalie non si verificano con gli equivalenti apparati di nuova generazione. L'impiego di questi ultimi in sostituzione degli attuali comporta però una integrazione all'architettura di rete implementata, che si deve al diverso numero di trasmettitori supportati contemporaneamente dai sistemi di nuova generazione.

Poiché la rete complessiva (link base e link di backup) non risulta completamente magliata, alcuni nodi (Ex-SIT, Villa Valle, Inceneritore, Pentima e SCOV) risultano collegati “in antenna”. Per questi ultimi il link di sicurezza è dato da un raddoppio del link di base, realizzato con dispositivi e frequenze distinte.

In un contesto del genere i tempi di ripristino (e di conseguenza il fuori servizio patito) dipendono dai tempi di intervento umano e dalla relativa disponibilità, a fronte dell'allarme generato dal sistema NMS.

Possibili affinamenti sono:

- introduzione del supporto alla riconfigurazione automatica dei link (MESH) che non coinvolga l'intervento di un operatore;
- supporto alla gestione automatica dell'utilizzo di un diverso canale da parte di due antenne comunicanti come primo rimedio a perdita di connessione (verifica se fault dovuto a disturbi o guasto antenna);
- magliatura rete che includa tutti i nodi.

La flessibilità e l'affidabilità dimostrata dalla soluzione proposta hanno portato rapidamente ASM Terni ad estendere la rete Wi-Fi iniziale di progetto ad ulteriori punti con l'aggiunta di ulteriori servizi. Inoltre, la sua affidabilità è stata riscontrata utilizzando la rete di comunicazione non solo per gli impianti pilota ma soprattutto per le due cabine primarie in esercizio, pertanto in una

applicazione reale, critica e che richiede alte prestazioni. Come ulteriore forma di backup del sistema di comunicazione di cabina primaria sono state attivate delle linee GPRS che creano un'altra alternativa utile a fronte di interventi di manutenzione alla rete.

6 Comunicazione bidirezionale con i clienti finali

Questo aspetto è stato sperimentato solo nel progetto pilota di Enel distribuzione.

6.1 Enel Distribuzione

Enel Info+ è stato concepito come un progetto di efficienza energetica (finalizzato ad incrementare la consapevolezza degli utenti riguardo i propri consumi) con funzionalità di *demand response* di “primo livello” (Time of Use - TOU). Il kit consegnato ai partecipanti alla sperimentazione, tramite un feedback sui consumi, fornisce gli strumenti per gestire autonomamente l'energia in maniera efficiente, e, rappresentando la ripartizione dei consumi nelle fasce orarie, permette di modificare la propria curva di carico in relazione alla tariffa bioraria. Le interviste agli sperimentatori hanno dimostrato l'efficacia di questo approccio graduale: a seguito dell'uso del kit è emerso il bisogno di accedere a funzionalità più avanzate (come il controllo remoto ed eventualmente automatico dei carichi) e la possibilità di accedere alle informazioni sulle fasce tariffarie è stata una delle caratteristiche più apprezzate della soluzione tecnologica proposta. Tra le funzionalità del kit progettate per offrire agli sperimentatori un mezzo concreto di gestione efficiente dell'energia elettrica si può citare la visualizzazione grafica dei consumi in diversi intervalli temporali, che permette di individuare facilmente eventuali anomalie (come consumi inattesi dovuti ad apparecchiature elettriche mal funzionanti). La rappresentazione delle proprie abitudini di consumo e il confronto con i consumi attuali tramite “smile” permette agli utenti di individuare l'insorgere di eventuali comportamenti poco efficienti e porvi tempestivamente rimedio. Gli allarmi di superamento di soglie di consumo impostabili permettono di prefissare degli “obiettivi energetici” e tenerli sotto controllo. Il wizard per la stima del consumo dei carichi fornisce uno strumento in più per comprendere come i consumi aggregati si ripartiscono nelle diverse attività e per valutare la convenienza economica di sostituire vecchi apparecchi elettrici con altri più efficienti. I grafici dei valori massimi di potenza impegnata ed il feedback tramite smile permettono di valutare l'adeguatezza della taglia del proprio contratto elettrico in relazione alla potenza effettivamente impegnata. I report trimestrali personalizzati rappresentano un ulteriore strumento per accrescere la consapevolezza dei consumatori e per invogliarli ad utilizzare a pieno le funzionalità del kit tramite: il confronto tra i consumi e la loro ripartizione in fasce nel trimestre di riferimento dell'anno in corso e quelli dell'anno precedente alla sperimentazione, il confronto con la variazione media dei

consumi degli altri partecipanti e consigli circa l'uso del kit. L'analisi dei dati ha dimostrato l'effetto positivo che la ricezione dei report ha avuto sulla variazione percentuale dei consumi, ed i consumatori hanno espresso il proprio apprezzamento per queste comunicazioni personalizzate.

7 Interfacciamento e gestione del punto di scambio TSO-DSO

7.1 Enel Distribuzione

I sistemi di controllo della rete (STM) di Enel Distribuzione sono connessi ai sistemi di controllo di Terna (SCTI), mediante una infrastruttura di comunicazione IP e con modalità rispondenti ai requisiti indicati dal codice di rete.

I sistemi STM scambiano dati in tempo reale con i sistemi SCTI, utilizzando il protocollo IEC 870-5-104.

Tutte le misure sono inviate ciclicamente, ogni 20 s, mentre le segnalazioni sono inviate su variazione. Grazie alla disponibilità delle nuove stime di carico e generazione rese disponibili dal software sviluppato, è possibile lo scambio delle stime delle previsioni di carico e di generazione (suddivisa per fonte: fotovoltaico, eolico e altre fonti), aggregate a livello di trasformatore AT/MT. Le stime elaborate dal sistema di previsione sono di tipo quartorario, quindi si è convenuto di ripetere ogni 20 s lo stesso valore di stima nell'arco del quarto d'ora corrente.

La scelta di inviare a Terna le stime della potenza generata e non le poche misure puntuali disponibili (ovvero quelle acquisite dagli impianti di generazione che hanno aderito al progetto su base volontaria) ha reso il sistema immediatamente replicabile sull'intero perimetro delle cabine primarie di Enel Distribuzione. La migrazione dei sistemi di controllo di Terna dalla precedente generazione SCTI a quella nuova (SCCT) ha inoltre comportato, nel corso del progetto, l'implementazione di una nuova modalità di scambio dati (multisessione IEC 870-5-104 verso il precedente sistema SCTI e contemporaneamente verso i nuovi sistemi SCCT).

7.2 Altri progetti

L'interfaccia verso Terna è realizzata mediante una RTU appositamente predisposta nel centro di controllo del distributore.

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, almeno fino al 2013, e le cui esigenze sono più mutate nel corso della sperimentazione, per effetto di alcune disposizioni normative e regolatorie, come l'Allegato A70 e 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.

In particolare, nei progetti A2A Reti Elettriche e ASM Terni, è utilizzato il sistema ST in cui è già attivo il canale di comunicazione per il trasferimento delle informazioni relative alla sezione AT degli impianti primari necessaria a TERNA per il monitoraggio della rete.

Il sistema ST è altresì predisposto per ulteriori scambi informativi che TERNA sta attivando indirizzati alla supervisione e controllo della Generazione Distribuita in ottemperanza a quanto previsto da AEEGSI. La comunicazione con Terna utilizza una rete dedicata con prestazioni tali da garantire i tempi di risposta attesi con tipologie di supporti di trasmissione dati, e relative prestazioni, in ottemperanza a quanto riportato nell'Allegato A.69 al Codice di Rete.

Con riferimento alla Delibera AEEGSI 84/2012 e all'Allegato A.70 di TERNA "Regolazione Tecnica dei Requisiti di Sistema della Generazione Distribuita", ai fini del controllo del Sistema Elettrico Nazionale, il sistema ST è predisposto a trasmettere ai sistemi di telecontrollo di TERNA sia i dati di previsione (per i progetti A2A Reti Elettriche e ASM Terni) che le telemisure in tempo reale della potenza attiva e reattiva, differenziata per aggregato:

- del carico;
- della generazione differenziata per fonte:
 - del totale di cabina;
 - per ogni trasformatore AT/MT di ogni cabina primaria.

Con riferimento, invece, a quanto stabilito dalla Delibera AEEGSI 421/2012/R/EEL e nell'Allegato A.72 di TERNA "Procedura per la Riduzione della Generazione Distribuita in condizioni di emergenza del Sistema Elettrico Nazionale (RIGEDI)", il sistema ST sarà in grado di scambiare, per ogni gruppo di impianti di GD con potenza superiore a 100 kW, con i sistemi di controllo della Sicurezza del Sistema Elettrico Nazionale di TERNA:

- un valore analogico di potenza attiva distaccabile in tempo reale (misurata o stimata);
- un comando di distacco degli impianti sottesi al gruppo;
- un segnale di posizione interruttore "cumulativo", rappresentativo della disponibilità al distacco del gruppo in posizione "chiuso" o del distacco avvenuto in posizione "aperto".

Oltre a ciò, sempre in ottemperanza a quanto indicato dal suddetto Allegato A72, il sistema ST sarà predisposto a trasmettere a TERNA report periodici o a richiesta relativi:

- alla composizione dei gruppi di distacco;
- alle informazioni scambiate con gli apparati dei produttori;
- alla potenza prevista distaccabile per ciascun impianto.

Tale funzione non è stata sperimentata nel progetto ACEA Distribuzione.

8 Risultati prove in campo

Nel presente paragrafo si riportano i principali risultati delle diverse imprese di distribuzione ottenuti tramite misure effettuate in campo (maggiori dettagli sono riportati nei paragrafi 3.2 delle relazioni finali); le relazioni finali includono anche i risultati delle verifiche e dei test effettuati per sperimentare la validità delle funzioni smart implementati (paragrafo 3.1 delle relazioni finali) che per semplicità non sono stati riportati in questa sintesi.

8.1 Enel Distribuzione

I principali risultati in campo ottenuti all'interno del progetto si riferiscono alla regolazione della tensione MT e al corrispondente aumento della hosting capacity, e ai test relativi alla demand response. In tutti gli altri casi, le prove effettuate non sono state realizzate su un intervallo temporale sufficiente a registrare misure significative, come, ad esempio, per la selettività logica e la gestione delle protezioni utente (non si sono verificati guasti nel periodo di osservazione), per l'utilizzo dei veicoli elettrici, per la connettività dei sistemi di comunicazione, per il sistema di storage.

8.1.1 Regolazione di tensione MT e hosting capacity

I calcoli di Hosting Capacity, effettuati tramite il sistema DMS, hanno permesso di valutare i benefici ottenuti con l'introduzione della Smart Grid in termini di incremento della capacità di ospitare nuovi generatori sulla rete in esame.

I calcoli sono stati svolti confrontando il "caso base", nel quale la tensione di sbarra è regolata con il metodo tradizionale (programma P1, compound di corrente) ed i generatori funzionano a fattore di potenza unitario, con i casi "smart", i quale implementano le soluzioni di controllo sbarra (programma P3, valore di sbarra calcolato con la logica di regolazione avanzata, implementata nel DMS, che prevede di azionare il variatore sotto carico (VSC) in CP al variare della situazione delle rete a valle) e di potenza reattiva della generazione distribuita (programma P3+IRE, controllo locale di tensione e soccorso tra generatori "teleregolando" gli impianti GD con set-point calcolati dal DMS in tempo reale).

Per svolgere i calcoli di Hosting Capacity sono stati introdotti dei generatori "sonda", attraverso i quali, alzando gradualmente l'iniezione di potenza attiva, è stata valutata la Hosting Capacity sia considerando il limite termico che quello sulla tensione.

I test hanno mostrato che alcune linee raggiungono il limite termico prima del limite di tensione. Per queste linee, l'incremento della Hosting Capacity dovuto al controllo tensione è nullo. Per altre linee, invece, il limite di tensione viene raggiunto prima del limite termico: in questi casi il controllo tensione ha come effetto l'incremento di Hosting Capacity; a livello medio esso può essere così sintetizzato:

- regolazione di sbarra in programma P3: +16%;
- regolazione di sbarra in programma P3 e controllo della potenza reattiva dei generatori tramite sistemi di regolazione (soccorso tra generatori + controllo locale di tensione): +19%, con maggiore effetto sulle linee lunghe.

Essendo la parte software di sistema centrale (DMS-STM) già contenuta nell'attuale release in esercizio in tutti i Centri Operativi nazionali, il solo controllo di tensione sbarra in programma P3 è attuabile in larga scala con investimenti circoscritti alla:

- installazione del pannello di regolazione del trasformatore AT/MT;
- installazione della nuova RTU in Cabina Primaria.

8.1.2 Demand response

Si sono analizzati i dati di consumo registrati dalla data di adesione al progetto fino a Dicembre 2014 e confrontati con quelli dello stesso periodo dell'anno precedente (senza smart info). Allo scopo di discriminare il contributo determinato da fattori esterni e non imputabili all'utilizzo del kit, tale variazione è stata confrontata con l'andamento medio dei consumi del territorio nello stesso periodo (gruppo di controllo). I risultati ottenuti da un confronto dei consumi degli sperimentatori (post smart info) con sé stessi (pre smart info) evidenziano che gli utenti domestici hanno ridotto i propri consumi in media del 5%; tale percentuale risulta più alta (8%) in caso di potenze contrattuali superiori a 3 kW. Confrontando queste variazioni con quelle di un gruppo di controllo costituito da utenze domestiche sottese alla CP di Carpinone (che non hanno aderito alla sperimentazione), si evince che la riduzione netta riconducibile all'utilizzo di smart info varia in un intervallo compreso tra il 2% ed il 6%. Si è registrato inoltre uno spostamento medio dei consumi domestici tra le fasce (dalla fascia F1 alle fasce F2 ed F3) dello 0,4%, il cui valore al netto del gruppo di controllo è di 0,3%. Anche nel caso di utenze afferenti a piccole attività commerciali, piccole e medie imprese, edifici pubblici per amministrazione, istruzione etc. è stata registrata una diminuzione dei consumi, che in media è pari al 8%. Dal confronto con il gruppo di controllo i valori netti di riduzione si attestano in un intervallo compreso tra il 2% e il 6%. È stata effettuata una divisione in cluster dei consumatori sulla base dei dati collezionati tramite le interviste telefoniche svolte nel corso del progetto su un campione rappresentativo di partecipanti. L'analisi di questi cluster ha evidenziato

l'effetto che il livello di informatizzazione e l'istruzione hanno sulla riduzione dei consumi: gli utenti utilizzatori di internet e le famiglie con almeno un componente laureato hanno ridotto i propri consumi di circa 2 punti percentuali in più delle altre. È stato analizzato anche l'impatto che il report di feedback ha avuto sugli sperimentatori, evidenziando un aumento delle riduzioni dei consumi pari al 3% nei mesi successivi alla ricezione di tale report. Questa analisi è stata svolta confrontando l'andamento dei consumi degli sperimentatori (post smart Info vs pre smart Info) nei due mesi successivi alla ricezione del report, con la riduzione media registrata nell'arco di tutta la sperimentazione. La percentuale di sperimentatori che ha ridotto i propri consumi è pari a circa il 66% del totale, l'11% in più del gruppo di controllo. La percentuale di sperimentatori che ha spostato i propri consumi dalla fascia F1 alle fasce F2 ed F3 è circa il 58%, più alta del 5% del gruppo di controllo. Nelle interviste telefoniche si ritrovano risultati analoghi: circa il 61% degli intervistati ha infatti dichiarato di aver consumato meno grazie all'uso del kit, di aver modificato le abitudini di utilizzo degli elettrodomestici (61%) e di aver sostituito elettrodomestici inefficienti (6%).

8.2 ASSEM

Ad oggi non sono stati generati intenzionalmente eventi in campo (quali, ad esempio, guasti simulati) al fine di verificare le prestazioni dell'architettura sperimentale, ma solo verifiche di alcune delle funzioni sperimentate. In particolare, è stata sperimentata la funzione di modulazione della potenza attiva e reattiva mediante comando da remoto attraverso delle prove che hanno previsto l'invio di un comando di modulazione della produzione. Per quanto riguarda i comandi di potenza attiva, i diversi set point sono stati raggiunti dagli impianti in tempi conformi con le dinamiche di regolazione dei generatori in analisi. Successivamente, è stato inoltrato il comando di riabilitazione al funzionamento a piena potenza, consentendo alle diverse centrali di tornare ad operare alla massima potenza consentita. Oltre a verificare le prestazioni dei diversi impianti in termini di riduzione della potenza attiva, si è determinato il profilo di tensione misurato in corrispondenza del punto di connessione dell'utente attivo alla rete MT e della tensione misurata in corrispondenza della semisbarra di CP. Si è rilevato come la modulazione di potenza attiva abbia effetti significativi sulla tensione misurata in rete. Al ridursi della potenza prodotta dall'impianto, infatti, si riduce la tensione nel punto di connessione: ciò in quanto, aumentando l'energia prelevata dalla rete AT, si riduce l'effetto di compensazione della generazione, ed aumentano dunque le correnti in linea e le cadute di tensione. Per quanto riguarda i comandi di potenza reattiva, sono stati inviati comandi in sovra e sottoeccitazione, riabilitando poi il funzionamento a fattore di potenza

unitario. Tramite questa prova è stato possibile rilevare un impatto della regolazione di potenza reattiva sui profili di tensione in rete nell'ordine dello 0,5% circa.

8.3 A2A Reti Elettriche

Date le difficoltà relative all'installazione e alla messa in esercizio dei diversi componenti di rete, non è stato possibile effettuare verifiche e misure in campo.

8.4 ACEA Distribuzione

I principali risultati del progetto ACEA Distribuzione si riferiscono all'automazione di rete e ai nuovi criteri di gestione della rete MT.

8.4.1 Automazione evoluta della rete MT

Al fine di aumentare la resilienza della rete di fronte ad interruzioni sulla media tensione, sono state sviluppate tre diverse soluzioni di selezione automatica del tronco guasto, in grado di migliorare la continuità del servizio riducendo sia il tempo di rialimentazione, che il numero di clienti interrotti. In linea con il contesto Smart Grid, tutte le soluzioni realizzate sono in grado di operare anche in presenza di prosumer sulla linea MT cui vengono applicate: Selettività Logica Palindroma, FRG Veloce, Cronometrica. Lo sviluppo è stato interamente realizzato con prodotti di mercato, il che ha permesso la rapida replica estensiva delle soluzioni sulla rete al superamento dei collaudi e di un periodo di prova sul campo reale. Ad oggi sono presenti in esercizio 93 dorsali assistite da automazione evoluta e si prevede di raggiungere un totale di 293 dorsali entro il 2015. Una breve sintesi dell'analisi relativa al primo trimestre 2015 per le dorsali attivate in automazione evoluta al 31 dicembre 2014 è di seguito esposta:

- il numero medio di guasti per dorsale sulle linee automatizzate è quasi tre volte rispetto al valore registrato sull'intera rete elettrica (rispettivamente 0,92 su 0,35 guasti medi per linea); ciò evidenzia l'efficacia nella scelta delle dorsali da automatizzare, operata mediante opportuni driver di rischio;
- il beneficio apportato dall'automazione evoluta sulle 93 dorsali è stimabile nel 30% di riduzione delle interruzioni sia in termini di numero che di durata (per un totale di 227 kminuti evitati di interruzioni lunghe e 530 kminuti registrati); la stima è eseguita tenendo conto dei valori di interruzione realmente conteggiati sui guasti registrati nel primo trimestre 2015 e di quelli che si sarebbero avuti in assenza di automazione (calcolati mediante un algoritmo che tiene conto della struttura di ogni singola dorsale e della procedura dicotomica di ricerca, che viene tipicamente operata dalla sala controllo per la selezione del tronco guasto).

Di seguito una sintesi dei dati riscontrati ed una rappresentazione grafica delle dorsali automatizzate, del numero e della media delle interruzioni registrate.

totale dorsali sull'intera rete distribuzione	1.600
dorsali automatizzate	93
guasti totali	559
guasti su dorsali automatizzate	86
N° medio guasti per dorsale sull'intera rete	0,35
N° medio guasti su dorsali automatizzate	0,92
kminuti persi su dorsali automatizzate (interruzioni lunghe)	530
% di beneficio teorico da automazione	36%
inefficiacia dei sistemi di telecontrollo	12 - 15 %
% di beneficio teorico considerando l'inefficiacia	30%
beneficio teorico automazione in kminuti (interruzioni lunghe)	227

Tabella 1. Sintesi dei risultati.

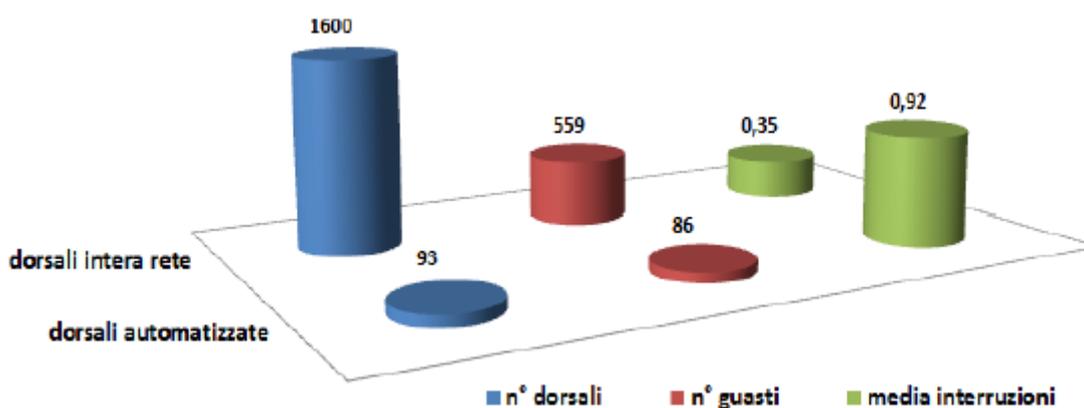


Figura 8. Rappresentazione grafica dei risultati.

8.4.2 Nuovi criteri di gestione della rete MT

La regolazione dei flussi di energia immessi dalla periferia (sebbene implichi un aumento di resilienza del sistema in termini di limitazione dei livelli di tensione e dei flussi di potenza) è di fatto l'azione principale del progetto nell'ottica della sostenibilità: sia in termini di aumento della hosting capacity sulla rete, che abilita l'interconnessione di nuove fonti rinnovabili, sia in termini di minimizzazione delle perdite.

Di seguito si riportano i principali risultati del progetto in termini di riduzione delle perdite sia per simulazioni off-line che per le prove in campo reale.

Simulazione off-line

- Regolazione della potenza attiva e reattiva del prosumer Giovi:
 - condizioni iniziali (valori misurati): tensione di sbarra MT di CP Raffinerie, potenza attiva e potenza reattiva del prosumer Giovi;
 - esito: riduzione delle perdite del 10%.
- Regolazione del VSC (Variatore sotto carico di CP Raffinerie) e del TVR (Thyristor Voltage Regulator in CS):

- condizioni iniziali reali di tensione di sbarra MT di CP Raffinerie, di tensione MT del TVR;
- rilassamento del vincolo di tensione massima imposto (variazione ammissibile portata dal $\pm 5\%$ al $\pm 10\%$);
- esito: riduzione delle perdite fino al 6.83%.

Test in campo reale

- Regolazione della potenza reattiva del prosumer Giovi:
 - condizioni iniziali: tensione di sbarra MT di CP Raffinerie, potenza attiva e potenza reattiva del prosumer Giovi;
 - esito: riduzione delle perdite $\geq 2\%$.
- Regolazione della tensione del TVR con VSC bloccato e regolazione del TVR e del VSC:
 - condizioni iniziali reali di tensione di sbarra MT di CP Raffinerie, di tensione MT del TVR;
 - esito: riduzione delle perdite $\geq 0.41\%$.

8.5 DEVAL

In relazione ad eventi intenzionalmente generati in campo si registra la 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.

In aggiunta, sono state svolte delle prove necessarie per sperimentare la funzione di modulazione della potenza attiva e reattiva mediante comando da remoto. Per quanto riguarda i comandi di potenza attiva, i diversi set point sono stati raggiunti dagli impianti in tempi conformi con le dinamiche di regolazione dei generatori in analisi. Successivamente, è stato inoltrato il comando di riabilitazione al funzionamento a piena potenza, consentendo alle diverse centrali di tornare ad

operare alla massima potenza consentita. Oltre a verificare le prestazioni dei diversi impianti in termini di riduzione della potenza attiva, si è determinato il profilo di tensione misurato in corrispondenza del punto di connessione dell'utente attivo alla rete MT e della tensione misurata in corrispondenza della semisbarra di CP. Si è rilevato come la modulazione di potenza attiva abbia effetti significativi sulla tensione misurata in rete. Al ridursi della potenza prodotta dall'impianto, infatti, si riduce la tensione nel punto di connessione: ciò in quanto, aumentando l'energia prelevata dalla rete AT, si riduce l'effetto di compensazione della generazione, ed aumentano dunque le correnti in linea e le cadute di tensione. Per quanto riguarda i comandi di potenza reattiva, sono stati inviati comandi in sovra e sottoeccitazione, riabilitando poi il funzionamento a fattore di potenza unitario. Tramite questa prova è stato possibile rilevare l'impatto della regolazione di potenza reattiva sui profili di tensione in rete.

8.6 ASM Terni

I test in campo sono stati effettuati con riferimento al teledistacco della GD.

I tempi di latenza sono stati calcolati partendo dalle verifiche applicate a tre diversi scenari. La notifica dell'evento di "PI APERTA PER TELESCATTO" viene emessa se e solo se l'apertura della PI avviene entro i 200 ms dall'invio del comando, grazie all'implementazione di un controllo temporale sul periferico di cabina primaria. Infatti, qualora tali tempistiche non fossero mantenute, invece del suddetto allarme, sarebbe emesso l'evento "APERTURA ANOMALA PI".

Per ogni scenario osservato, il sistema ha emesso l'evento comprovante l'apertura della PI per teledistacco, quindi, risulta soddisfatto il requisito progettuale dei 200 msec per il GOOSE IEC61850 del teledistacco. Inoltre si dimostra l'esito positivo del superamento della presunta criticità nell'utilizzo di un'infrastruttura di rete di tipo radio.

9 Costi dei progetti pilota

9.1 Analisi relativa ai costi dei componenti (hw+sw) sviluppati nei progetti

Nei seguenti paragrafi sono riportate le criticità rilevate delle imprese di distribuzione in termini di costi (elevati o aggiuntivi) necessari per sviluppare le funzioni innovative previste nei progetti pilota. Maggiori dettagli sui valori economici degli investimenti ammessi a incentivazione sono riportati nel paragrafo 4.1 delle relazioni finali.

9.1.1 *Enel Distribuzione*

Le problematiche che sono state evidenziate da Enel Distribuzione sono espresse nei punti che seguono.

Connettività wireless: la fornitura del servizio di connettività delle cabine secondarie e di consegna verso i produttori (circa 60 impianti) è stata aggiudicata attraverso una gara pubblica, invitando i maggiori provider sul territorio italiano. È stata però ricevuta una sola offerta che ha esposto prezzi molto superiori a quelli preventivati, dando luogo ad una trattativa più lunga del previsto. Da questa esperienza appare che alcune zone del territorio, pur essendo sede di impianti da connettere, non sono oggetto di un particolare interesse da parte dei provider pubblici di telecomunicazione che per effettuare il servizio imputano la totalità dei costi al richiedente.

Dispositivi presso l'utente attivo: con riferimento sia agli impianti di produzione che utilizzano inverter che a quelli che adottano macchine rotanti, lo sviluppo di una interfaccia per la regolazione ha comportato non poche difficoltà. Infatti, sia gli impianti che adottano inverter sia quelli che usano macchine rotanti sono fortemente disomogenei, non solo con riferimento alle capacità funzionali di regolazione, ma anche al protocollo (o ai segnali cablati) che consentono di comunicare con i controllori di impianto per le richieste di variazione di energia reattiva o attiva. Ne deriva che le interfacce presso l'utente attivo vanno studiate e realizzate impianto per impianto con operazione ad hoc.

Protocollo IEC 61850: a valle delle indagini effettuate si è riscontrato che le apparecchiature dei diversi costruttori, tutte certificate IEC 61850, non mostrano una reale interoperabilità a causa di una diversa configurazione del protocollo di comunicazione. Per superare tale criticità, e consentire lo sviluppo di applicazioni e servizi in modo competitivo e uniforme, si è estesa la progettazione delle apparecchiature a logiche legate al sistema di comunicazione che non erano originariamente previste. In particolare, durante le vari fasi del progetto e in collaborazione con alcuni produttori di apparati e istituti di ricerca (CESI, PoliMi, etc.) sono stati specificati il formato dei dati, gli oggetti e la configurazione (SCL) dei vari dispositivi, creando per ciascuno di essi un "file CID" che ne definisca le principali caratteristiche (funzioni, segnali da scambiare tradotti in messaggi GOOSE o MMS e dati di comunicazione).

Impianto fotovoltaico relativo alla stazione di ricarica EV: nonostante la semplicità della realizzazione, si è presentata una criticità relativa all'acquisizione dei permessi necessari alla installazione dell'impianto. Ciò ha comportato un ritardo rispetto a quanto preventivato originariamente.

In generale, il volume dei dispositivi previsti nel progetto non ha consentito economie di scala. È opportuno evidenziare che il costo delle soluzioni implementate dipende, oltre che dal numero degli

oggetti richiesti al mercato, anche dalla standardizzazione degli stessi. Ad esempio qualora il profilo di comunicazione all'interfaccia Distributore-Cliente produttore, secondo protocollo IEC61850, fosse standardizzato, le funzioni previste negli apparati di protezione e regolazione potrebbero essere facilmente integrate all'interno degli apparati di mercato attualmente utilizzati negli impianti GD (Protezione di interfaccia, data logger di impianto). In tal modo le funzioni previste avrebbero un costo per il produttore non rilevante.

Tra i costi di gestione necessari alla diffusione di una soluzione analoga al kit Enel Info+ occorre considerare:

- a) costi di distribuzione dei dispositivi;
- b) costi di assistenza al cliente;
- c) costi di comunicazione.

È opportuno notare che i costi delle iniziative di comunicazione, in parte, non variano in funzione del numero di partecipanti. L'esperienza del progetto pilota ha permesso di individuare margini di miglioramento che possono ridurre i costi gestione:

- a) selezione dei mezzi di comunicazione efficace (es. email vs cartacea, contatto diretto e personalizzato tramite lettera/email, giornali locali poco efficaci vs diffusione notizia attraverso accordi con associazioni/ordini professionali);
- b) gestione online e semplificazione dei processi di consegna, commissioning e assistenza al cliente (che riducono il numero di ore uomo necessarie alla gestione);
- c) riduzione del numero di problematiche dovute al commissioning (circa il 50% delle problematiche riscontrate e gestite), grazie alla soluzione plug&play.

Tuttavia occorre considerare che una soluzione accessibile da remoto richiede costi di gestione di un database web.

9.1.2 ASSEM

Il progetto Smart Grid A.S.SE.M. presenta una serie di specificità, dovute sia alle particolari condizioni al contorno che sussistono nel territorio di San Severino Marche, sia alle soluzioni tecnologiche adottate, studiate allo scopo di accrescere la valenza della sperimentazione.

Una particolarità del Progetto Smart Grid A.S.SE.M. che ha avuto impatto sui costi è relativa alla disomogeneità degli impianti di generazione coinvolti nella sperimentazione: impianti fotovoltaici MT e BT, impianti idroelettrici ad acqua fluente sia con generatore sincrono, che asincrono. Tale disuniformità ha contribuito ad ampliare il range di soluzioni da investigare, consentendo di sfruttare possibili sinergie tra le differenti tipologie di GD, ma anche determinando degli extra-costi, non preventivati in fase di istanza al trattamento incentivante. Ad esempio, una criticità in tal

sensu è rappresentata dal fatto che ciascun impianto fotovoltaico è equipaggiato con inverter di un diverso fornitore, e ha richiesto quindi una configurazione impiantistica e sviluppi ad hoc.

Un ulteriore aspetto che ha impattato sull'economicità della soluzione adottata, peculiare del progetto Smart Grid A.S.SE.M., riguarda il sistema di comunicazione impiegato, basato su tre distinti vettori trasmissivi, con possibilità di back-up tra i diversi vettori. Tale soluzione, infatti, benché sicuramente in grado di offrire prestazioni elevate, in un futuro scenario di regime risulterebbe probabilmente di difficile sostenibilità economica, per via dei costi, sia di sviluppo che di gestione, dell'architettura complessiva. Nell'ambito della sperimentazione A.S.SE.M., inoltre, una semplificazione/razionalizzazione dell'architettura del sistema di comunicazione avrebbe con ogni probabilità consentito un contenimento delle tempistiche richieste.

Per quanto concerne le altre soluzioni tecnologiche adottate, non si rilevano invece particolari criticità legate ai costi, specie, come si è già avuto modo di citare, in caso di realizzazione di impianti nuovi e/o rifacimento completo dal punto di vista dell'automazione di impianti esistenti.

9.1.3 A2A Reti Elettriche

Il progetto Smart Grid Lambrate presenta una serie di specificità, dovute sia alle particolari condizioni legate ad una città altamente popolata come Milano, sia alle soluzioni tecnologiche adottate, studiate allo scopo di accrescere la valenza della sperimentazione.

Una particolarità del Progetto che ha avuto impatto sui costi è relativa alla disomogeneità degli impianti di generazione coinvolti nella sperimentazione: impianti fotovoltaici MT, e impianti di cogenerazione sia ad uso industriale, sia ad uso civile. Tale disuniformità ha contribuito ad ampliare il range di soluzioni da investigare, consentendo di sfruttare possibili sinergie tra le differenti tipologie di GD. Ad esempio, una criticità in tal senso è rappresentata dal fatto che ciascun impianto fotovoltaico è equipaggiato con inverter di un diverso fornitore, e ha richiesto quindi una configurazione impiantistica e sviluppi ad hoc.

Un ulteriore aspetto che ha impattato sull'economicità della soluzione adottata, peculiare del progetto Smart Grid Lambrate, riguarda il sistema di comunicazione impiegato, basato su rete ADSL. Durante la progettazione del complessivo sistema si sono riscontrate alcune criticità legate al reperimento sul mercato soluzioni idonee ai requisiti tecnici, che hanno comportato la definizione di un'architettura non sperimentata in nessun contesto. In particolare, la necessità di realizzare, anche su infrastruttura di comunicazione pubblica (es., rete mobile), una Virtual Private Network (VPN) di Livello 2 (richiesta per l'invio di segnali di GOOSE in protocollo IEC 61850) ha introdotto complicazioni realizzative tra gli apparati necessari a creare la rete Layer 2 richiesta dal progetto e gli apparati installati in CP, CS o presso gli utenti attivi. In questo ambito, diverse

difficoltà si sono riscontrate anche nell'ottenimento, da parte dei fornitori dei servizi di comunicazione, di garanzie minime sulle prestazioni offerte (ad es., tempi di latenza, banda di comunicazione, ecc.).

Un ulteriore elemento di criticità è stato riscontrato durante lo sviluppo della progettazione esecutiva relativa alla selettività in rete per il progetto di Lambrate. E' infatti emerso che l'adeguamento delle CLL esistenti, con scomparti con interruttore e sensori di tipo non convenzionale e protezione a bordo, comporta il completo rifacimento delle stesse CLL, allungandone di molto i tempi di adeguamento. E' necessario, infatti, circa un mese di lavoro per completare il rifacimento di ogni cabina secondaria, dovendo realizzare una cabina provvisoria, soggetta ad autorizzazione comunale, per garantire l'alimentazione dell'utenza, con aumento sia dei tempi, sia dei costi.

Infine, la richiesta di protocollo completamente interoperabile e condiviso dai diversi fornitori ha aumentato i tempi e i costi del progetto. Per garantire la completa e corretta interoperabilità dei sistemi, sia all'interno del progetto sperimentale, sia rispetto ad un eventuale deployment esteso, si è dovuto sviluppare un protocollo ad hoc per la gestione degli utenti attivi, specificando il formato dei dati, gli oggetti e la configurazione (SCL) dei vari dispositivi.

9.1.4 ACEA Distribuzione

In collaborazione con JRC, ACEA Distribuzione ha definito una metodologia per valutare gli impatti socio-economici del progetto Smart Grid. L'analisi costi-benefici (CBA) proposta parte da una analisi economica (valutazione monetaria dei costi e dei benefici) degli interventi sulla rete elettrica (Automazione evoluta, Monitoraggio rete MT/BT e Nuovi Criteri di gestione della rete MT), caratterizzando la stima del beneficio, nei primi due casi come una riduzione del rischio totale che l'intervento stesso determina (costo evitato), e nel terzo caso come una riduzione delle perdite tecniche. L'analisi è completata, sempre in termini di calcolo del beneficio, con l'introduzione di valutazioni di impatto sociale legate per es. all'emissioni CO₂ evitate. Il beneficio così stimato può essere massimizzato considerando tutti i possibili interventi operabili su ciascun elemento di rete in funzione del rapporto costo-beneficio e definendo quindi la pianificazione ottima degli interventi da eseguire. La curva di beneficio cumulato degli interventi così ordinati permette di scegliere la percentuale di rete su cui operare gli investimenti in funzione della percentuale di beneficio totale che si vuole ottenere. La figura seguente mostra, come risultato delle analisi fatte relative agli interventi di investimento tecnologico sulla rete MT/BT, che, ipotizzando un rischio del 20% per la rete MT/BT, si ottiene un beneficio cumulato pari al 60% del beneficio teorico ottenibile. La retta riportata in figura rappresenta il cumulato del beneficio ottenibile considerando valori medi del

beneficio per ciascuna tipologia d'intervento sulla rete indipendentemente dall'elemento di rete cui viene applicato.

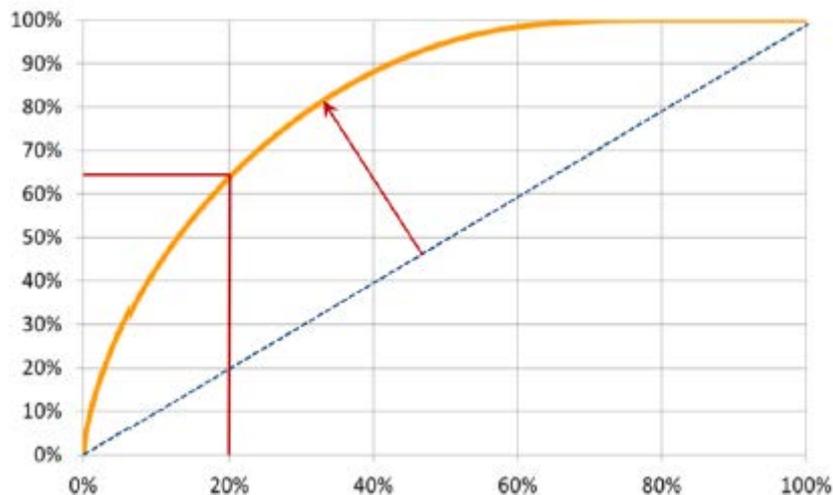


Figura 9. Curva di beneficio cumulato.

Dopo aver individuato i benefici e i costi, ACEA Distribuzione ha eseguito, in collaborazione con il JRC, un'analisi finanziaria, inizialmente su una porzione di rete (CP Raffinerie del progetto Smart Grid) e poi sulla intera rete elettrica di Roma. I risultati dello studio sono mostrati in termini di valore attuale netto (NPV) e tassi di rendimento interni (IRR); mentre per l'intera rete di distribuzione di Roma il risultato è fortemente positivo (NPV pari a 39,119 k€ e IRR pari a 16,67%), per il progetto di Malagrotta è negativo (NPV pari a -1,104 k€ e IRR pari a 1,25%).

9.1.5 DEVAL

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.

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).

La voce 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, 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.

9.1.6 ASM Terni

Per valutare e inquadrare correttamente gli aspetti di natura economica del progetto occorre premettere che, prima del suo inizio, era già a servizio della rete del distributore un sistema di telecontrollo. Questo non risultava in grado di gestire le funzioni di regolazione, controllo e monitoraggio della smart grid. Risultava inoltre estremamente complesso anche aumentare il numero di periferici telecontrollati di cabina secondaria, a causa di limite delle interfacce comunicazione. Per far fronte a queste situazioni ASM Terni ha fatto la scelta di avviare la sperimentazione nel settore delle smart grid includendo questi 4 elementi fondamentali:

- sostituzione del sistema di telecontrollo;
- sostituzione della RTU di cabina primaria;
- realizzazione di una rete di comunicazione;
- sperimentazione su alcuni impianti pilota delle funzionalità di tipo smart grid.

Nell'ambito della sperimentazione si è scelto di non separare l'ambiente di esercizio da quello di test, questo ha comportato un maggiore impegno rispetto all'altra possibilità. Infatti l'attivazione sistema SCADA non ha riguardato esclusivamente la porzione di rete in fase di "smartizzazione" ma l'intera rete di distribuzione.

Analogamente, nel caso delle cabine primarie non si è fatta la scelta di affiancare le nuove RTU alle precedenti RTU delegandogli esclusivamente la gestione dei montanti "smart". Si è invece proceduto facendo migrare l'intera cabina sui nuovi periferici.

Relativamente al canale di comunicazione, constatata l'affidabilità nei primi periodi di monitoraggio, si è affidato il telecontrollo di due cabine primarie delle tre gestite al nuovo sistema. Queste tre scelte sono orientate ad abilitare una più rapida, facile ed economica scalabilità del progetto su tutta la rete.

La scelta fatta del canale di comunicazione di tipo Hyperlan risulta molto flessibile ed economica soprattutto per i collegamenti fra cabine secondarie e cabine primarie, dato che una eventuale rete in fibra ottica di analoga estensione a quella realizzata sarebbe stata molto onerosa.

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

I principali costi operativi evidenziati dalle imprese di distribuzione a livello di sistema di Telecontrollo e di apparati periferici sono riconducibili a:

- a) aumento dei costi di manutenzione correttiva del sistema centrale di telecontrollo legati alla gestione delle nuove funzionalità introdotte con il progetto;
- b) aumento dei costi del personale in quanto, a causa della maggiore complessità del sistema, è necessario l'impiego di figure professionali con profili più specialistici per la configurazione del sistema centrale e degli apparati in campo;
- c) aumento dei costi legati alla formazione e al training del personale;
- d) aumento dei costi relativi alla manutenzione ordinaria e straordinaria degli apparati di telecontrollo presso tutte le cabine primarie, secondarie e le cabine di consegna utente;
- e) introduzione dei costi legati alla manutenzione ordinaria e correttiva dei nuovi sistemi introdotti (come, ad esempio, colonnine di ricarica, sistemi di storage, etc.).

I costi operativi per la rete di Telecomunicazione sono riconducibili a:

- a) servizi offerti dai fornitori esterni, in particolare canoni di connettività e manutenzione di apparati;
- b) eventuali costi di gestione della infrastruttura di rete.

I costi del personale interno sono necessari:

- a) alla manutenzione ordinaria e straordinaria degli apparati di comunicazione di proprietà dell'impresa di distribuzione presso tutte le CP, le CS e i locali dei clienti;
- b) al monitoraggio h24 7x7 della rete di Telecomunicazione da parte del centro di controllo dell'impresa di distribuzione.

10 Valutazioni conclusive effettuate dalle imprese distributrici

In questa sezione vengono sintetizzate le valutazioni conclusive effettuate dalle imprese distributrici in merito al livello di raggiungimento degli obiettivi del progetto (superiore o inferiore alle aspettative iniziali).

10.1 Enel Distribuzione

Il progetto Isernia ha consentito il conseguimento degli obiettivi previsti in partenza, in particolare ha consentito di mettere a punto alcune funzionalità base nel contesto delle Smart Grid.

L'esperienza fatta nel corso della sperimentazione ha permesso di:

- dimostrare la fattibilità pratica di quanto teoricamente ipotizzato;
- verificare la corretta impostazione dell'architettura progettuale;
- affinare le specifiche funzionali dei nuovi componenti e dei sistemi adottati;
- integrare i vari componenti sia dal punto di vista funzionale che di interfaccia;
- fornire input agli organismi di normazione per una standardizzazione a livello nazionale e internazionale;
- disporre di una rete già equipaggiata per ulteriori valutazioni ed evoluzioni future.

10.2 ASSEM

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 in CP Colotto e CSM Contro, mentre è in fase di completamento a livello di Cabine Secondarie e Utenti Attivi. A regime, l'architettura sarà pienamente ultimata in accordo a quanto dichiarato in fase di istanza incentivante; non si intravedono dunque scostamenti significativi in relazione agli obiettivi della sperimentazione rispetto a quanto preventivato inizialmente.

La valutazione del livello di raggiungimento delle prestazioni dell'architettura di controllo/automazione rispetto alle aspettative iniziale, in questa fase, è possibile per una parte circoscritta delle funzionalità previste per l'architettura Smart Grid, quelle che appunto sono potute essere già soggette a test. In particolare:

- in relazione alla funzionalità di telescatto da remoto della generazione a seguito dell'apertura dell'interruttore in testa linea, si sono raggiunti pienamente gli obiettivi prefissati dal Progetto nel caso di UA che beneficiano di una connessione in fibra ottica; il vettore di comunicazione Wi-Fi ha invece mostrato una scarsa resilienza alle variabili esterne e ha richiesto frequenti interventi di setup per un corretto funzionamento;
- con riferimento alla selettività logica tra le protezioni di CP e CSM, gli obiettivi prospettati in fase di istanza incentivante sono stati pienamente conseguiti;
- gli obiettivi prefissati relativi al telecomando delle Cabine Secondarie con protocollo IEC 61850 si ritiene sono stati pienamente raggiunti;
- relativamente alla regolazione/limitazione in emergenza della potenza attiva degli UA, si sono ottenuti i risultati sperati presso i siti degli UA con apparati già idonei a ricevere comandi di regolazione da remoto; negli altri casi, il retrofit ha comportato costi e difficoltà realizzative inizialmente non preventivati, con risultati, almeno allo stato attuale, inferiori alle aspettative;
- per quanto concerne la regolazione della potenza reattiva, si possono svolgere considerazioni analoghe a quelle di cui al punto precedente;
- 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 le funzionalità sono attualmente in fase di setup.

10.3 A2A Reti Elettriche

Ad oggi l'architettura del Progetto è stata sviluppata solo in laboratorio, non sono ancora cominciate le installazioni in campo. A regime, l'architettura sarà pienamente ultimata in accordo a quanto dichiarato in fase di istanza incentivante; non si intravedono dunque scostamenti significativi in relazione agli obiettivi della sperimentazione rispetto a quanto preventivato inizialmente.

La valutazione del livello di raggiungimento delle prestazioni dell'architettura di controllo/automazione rispetto alle aspettative iniziale, in questa fase, è possibile per una parte

circoscritta delle funzionalità previste per l'architettura Smart Grid, quelle che sono già soggette a test. In particolare:

- in relazione alla funzionalità di selettività logica, sono stati testati in laboratorio gli algoritmi predisposti durante la fase di progettazione, definendo le regolazioni ottimali per il pieno conseguimento degli obiettivi previsti in fase di istanza incentivante;
- con riferimento allo scambio dati su protocollo IEC 61850, si è testata in laboratorio la compatibilità dei diversi dispositivi definendo una lista di segnali comuni supportata dalle apparecchiature in campo: gli obiettivi prospettati in fase di istanza incentivante sono stati parimenti conseguiti.

10.4 ACEA Distribuzione

Il giudizio in merito al raggiungimento degli obiettivi prefissati nel progetto pilota è largamente positivo, sia in termini di realizzazione del progetto stesso, sia in termini di risultati ottenuti (che non a caso hanno già dato il via alla fase di pre-industrializzazione per le azioni automazione evoluta e monitoraggio MT/BT); sia infine in termini di sensibilità ed esperienza che il progetto ha permesso di acquisire sulle tematiche Smart Grid.

Si elencano di seguito, in estrema sintesi, i concetti che, per l'esperienza acquisita, saranno cruciali per guidare lo sviluppo delle smart grid future:

- intelligenza distribuita sulla media tensione;
- infrastruttura di rete per comunicazioni verticali e orizzontali;
- controllo modulare su isole desiderate interconnesse;
- apparati multifunzione integrati per le cabine secondarie;
- data mining;
- sicurezza informatica.

10.5 DEVAL

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.

10.6 ASM Terni

Il livello di raggiungimento degli obiettivi del progetto è pienamente adeguato alle attese; l'idea, non solo di sostituire il sistema di Telecontrollo con un sistema SCADA, ma di implementare anche delle logiche di tipo Smart Grid presso degli utenti, risultava molto ambiziosa, soprattutto per le dimensioni del distributore.

L'obiettivo di sviluppare un modello della rete che permetta la sperimentazione delle possibilità di:

- aumentare la caricabilità della rete;
- migliorare la qualità della tensione;
- migliorare il fattore di potenza all'interfaccia con RTN;
- evitare il fenomeno dell'isola indesiderata;

il tutto attraverso la gestione dei flussi di energia reattiva in rete e il coordinamento fra il produttore e il distributore, si ritiene raggiunto.

In particolare, la caricabilità della rete risulta aumentata per gli impianti dove è installato il sistema di regolazione della tensione; la qualità della tensione risulta maggiormente sotto controllo e quindi con minori oscillazioni; il fattore di potenza risulta dagli studi fatti migliorabile attraverso le tecniche di regolazione sperimentate; il fenomeno dell'isola indesiderata risulta evitabile attraverso il sistema di teleseccato con tempi inferiori ai 200 ms anche con una comunicazione di tipo Hyperlan. Le maggiori difficoltà riscontrate sono legate al coinvolgimento operativo dei produttori nella sperimentazione che, seppur molto interessati al miglioramento della qualità del servizio, sono da un lato difficilmente persuadibili alla partecipazione a progetti di natura sperimentale e dall'altro limitati dai vincoli impiantistici degli impianti di produzione.

Appendice 1.A – L'indice comune per la redazione della Relazione Finale

Per permettere una lettura comparativa delle Relazioni Finali, l'Autorità aveva predisposto un indice comune che è stato seguito dalle imprese distributrici nella redazione delle Relazioni stesse. Si riporta di seguito tale indice comune.

1. Descrizione generale del progetto dimostrativo

Scopo di questa sezione è quello di fornire una descrizione sintetica del progetto, dei suoi obiettivi e del suo sviluppo temporale.

- Descrizione sintetica
- Inquadramento del progetto nel contesto di sviluppo della rete di distribuzione
- Obiettivi funzionali e gestionali del progetto, con evidenza delle differenze rispetto a quanto effettivamente realizzato
- Sviluppo temporale effettivo del progetto, con commenti relativi ad eventuali disallineamenti rispetto a quanto inizialmente previsto
- Eventuale inquadramento del progetto nel contesto di altre iniziative, finanziate da soggetti terzi, aventi come finalità lo sviluppo di smart grids

2. Caratteristiche tecniche del progetto pilota

Scopo di questa sezione è quello di fornire dettagli tecnici sulle principali caratteristiche del progetto.

- La rete di distribuzione interessata dal progetto
- Il coinvolgimento degli utenti
 - Numero di punti di connessione di utenze attive e passive coinvolte nel progetto
 - Comunicazione bidirezionale con i clienti finali anche per la sperimentazione di modalità di demand response
- Il sistema di automazione della rete
 - Numero di cabine primarie, smistamento e secondarie interessate dal progetto pilota;
 - Funzioni previste dal sistema di automazione di rete
 - (riconfigurazione topologica della rete, controllo e regolazione della tensione, controllo e regolazione della potenza attiva; selettività logica)
 - Sistema di acquisizione dati (SCADA);
 - Interfacciamento e gestione del punto di scambio TSO-DSO
- Il sistema di comunicazione per il controllo di rete
 - Caratteristiche delle tipologie tecnologiche adottate (doppino, Wi-Fi, fibra, ecc..) e frequenze;
 - Protocolli di comunicazione utilizzati, profilazione e interoperabilità
 - Modello di business adottato (proprietà/gestione infrastruttura e dati);
 - Affidabilità e sicurezza in relazione ai servizi abilitati
- I sistemi di stoccaggio (eventuale)
 - Gestione e controllo delle fonti rinnovabili intermittenti

- Gestione e controllo delle installazioni di ricarica, anche bidirezionale, di veicoli elettrici
- Gestione e controllo degli stoccaggi

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 e riportare le misure effettuate durante l'esercizio e fornire il confronto dei principali indicatori di prestazione rispetto alla situazione precedente al progetto.

- **Verifiche**

- Verifica da SCADA delle modalità di attuazione dei comandi di dispacciamento della potenza attiva dei generatori
- Verifica da SCADA delle modalità di attuazione dei comandi di dispacciamento della potenza reattiva dei generatori finalizzati al controllo della tensione
- 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
- Verifica da SCADA del corretto funzionamento del VSC in CP
- Verifica da SCADA delle modalità di intervento delle protezioni e degli interruttori in CP e lungo linea
- Verifica da SCADA delle modalità di intervento delle protezioni lato utente in risposta ad un segnale inviato dal DNO
- Verifica dei tempi di latenza dei segnali

Indicare le modalità di sincronizzazione utilizzate per la verifica dei tempi di latenza.

- **Misure**

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

Modalità di riferimento (*le singole imprese possono discostarsi da aspetti specifici in relazione ai propri sistemi di rilevazione e acquisizione delle misure*)

Per nodi attivi si intendono i nodi di generazione, sia di P che di Q, dispositivi di compensazione e di accumulo; nel caso in cui l'utente attivo abbia carichi propri, la tensione dovrebbe essere misurata oltre che all'interfaccia di utente possibilmente anche al generatore. Scopo delle misure è verificare l'efficacia del sistema di regolazione delle tensioni di rete. Pertanto, è necessario che le misure siano effettuate ogniqualvolta si attivi la regolazione delle tensioni (evento significativo), per esempio:

- in occasione di un evento di rete che determina la violazione di setpoint predefiniti;
- in occasione di un evento causato dal distributore, per esempio impostando temporaneamente setpoint più restrittivi di quelli normalmente usati, allo scopo di testare il sistema.

Le misure della tensione, della P e della Q dovrebbero essere effettuate con le seguenti modalità di memorizzazione dei dati:

- per valori di tensione MT compresi nell'intervallo $-5\% \div +5\%$ del valore nominale (assenza di eventi significativi): modalità normalmente previste ai sensi della EN 50160 (valori a 10 min);
- per alcuni eventi significativi (anche indotti allo scopo di testare il sistema di regolazione di tensione) con valori di tensione MT compresi negli intervalli $[-10\% : -5\%]$ e $[+5\% : +10\%]$ del valore nominale: memorizzazione, con periodo di campionamento indicato dal distributore (10s, 20s, altro), della V, della P e della Q in CP, alla fine della linea (ove possibile) e nei nodi nei quali sono presenti utenti attivi; i dati, comprendenti anche i comandi relativi ai sistemi di regolazione, devono essere memorizzati per tutta la durata dell'evento significativo.
- per eventi significativi con valori di tensione MT esterni all'intervallo $[-10\% : +10\%]$ del valore nominale: stessa procedura di memorizzazione del caso precedente.

Nel caso di presenza di nodi attivi su linee in BT, ricostruire ove possibile gli eventi relativi a variazioni di tensione comprese negli intervalli [-10% : -5%] e [+5% : +10%] ed esterne all'intervallo [-10% : +10%].)

- Stima delle perdite di rete sulla base delle misure disponibili
- Registrazione di tutte le interruzioni senza preavviso lunghe, brevi e transitorie, nonché dei buchi di tensione, secondo le apparecchiature disponibili.
- Registrazione di tutti i cambiamenti di stato del segnale di comunicazione e delle protezioni di interfaccia lato utente anche in relazione ai comandi ricevuti
- 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.
- **Generazione intenzionale di eventi in campo**
 - Registrazione tramite SCADA delle prestazioni del tele-distacco, delle prestazioni della selettività logica e della riconfigurazione di rete a seguito di guasti o altri eventi equivalenti specificamente provocati in rete.
- **Indicatori precedenti e successivi agli interventi di smartizzazione**
 - **Continuità del servizio**
 - Miglioramento degli indicatori di qualità del servizio (continuità) rispetto ai valori dei medesimi indicatori registrati nelle condizioni precedenti gli interventi di smartizzazione.
 - **Qualità della tensione**
 - Miglioramento degli indicatori di qualità della tensione (variazioni lente; buchi di tensione) rispetto ai valori dei medesimi indicatori (se disponibili) nelle condizioni precedenti gli interventi di smartizzazione.
 - **Perdite di rete**
 - Livello delle perdite di rete rispetto ai valori di perdite registrati nelle condizioni precedenti gli interventi di smartizzazione.
 - **Connettività**
 - Durata del mantenimento della connettività a livello di progetto.

4. **Analisi critica relativa ai costi del progetto**

Scopo di questa sezione è quello di fornire un quadro dei costi del progetto e valutazioni sulla sostenibilità dei costi in caso di estensione su larga scala

- Peculiarità del progetto e problematiche di economicità della soluzione adottata
- Investimenti ammessi all'incentivazione.
 - Peso delle voci di costo relative agli investimenti consuntivati: indagini preliminari e progettazione, processi autorizzativi, accordi con soggetti terzi (ad. Es. produttori), acquisti, installazione e collaudo. Costi preventivati e consuntivati, varianti e altri motivi di scostamento
- Costi di gestione del nuovo sistema (opex) legati alle nuove applicazioni/servizi, con evidenza separata relativa al sistema di telecomunicazione.
- Possibili azioni per migliorare la sostenibilità
 - Economie di scala
 - Accordi quadro
 - Considerazioni sul livello di smartizzazione raggiunto/raggiungibile
 - Tempistica e gradualità di implementazione delle soluzioni

5. **Valutazioni conclusive**

Scopo di questa sezione è quello di fornire le valutazioni conclusive della impresa distributrice sui risultati del progetto rispetto alle aspettative

- Livello di raggiungimento degli obiettivi del progetto (superiore o inferiore alle aspettative iniziali)
- Valutazione qualitativa dei benefici (attesi vs effettivi)
- Standardizzazione delle soluzioni sperimentate
- Diffusione su più ampia scala e replicabilità: sinergie e criticità
 - Sistemi di telecomunicazione e interfacciamento apparati
 - Coinvolgimento degli apparati utente ai servizi di distribuzione e misura
 - Esigenze di modifica del quadro normativo e regolatorio: suggerimenti per la partecipazione utenti al mercato dei servizi di dispacciamento a livello distribuzione
- Valutazione critica dei vettori/protocolli impiegati rispetto alle funzionalità da conseguire
 - Per ciascuna delle funzionalità dichiarate nel progetto (riga di una matrice), esplicitare i requisiti prestazionali della rete di comunicazione determinati in fase progettuale (prima colonna), le prestazioni realmente misurate in campo circa la rete di comunicazione (seconda colonna) e l'adeguatezza del vettore come determinata a valle del progetto (terza colonna)

6. **Allegati**

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

- Regolamento di esercizio con gli utenti attivi coinvolti nel progetto – allegare
- Eventuali pubblicazioni tecniche
- Scheda sintetica del progetto (in italiano e se possibile in inglese)

Appendice 1.B – Acronimi utilizzati in questo Allegato

Acronimo	Descrizione
ADSL	<i>Asymmetric digital subscriber line</i>
ADSS	<i>All-dielectric self-supporting cable</i>
AT	Alta tensione (tensione nominale superiore a 35 Kv)
BT	Bassa tensione (tensione nominale inferiore a 1 Kv)
CBA	<i>Cost-benefit analysis</i>
CEI	Comitato elettrotecnico italiano
CLL	Cabina lungo linea (include cabine secondarie e cabine di utenza MT)
CP	Cabina primaria
CPE	<i>Customer premises equipment</i> (apparecchiature lato utente)
CS	Cabina Secondaria
CSM	Cabina Satellite
DMS	<i>Distribution management system</i>
DSO	<i>Distribution system operator</i> (gestore del sistema di distribuzione)
ETSI	<i>European Telecommunications Standards Institute</i>
FER	Fonti Energetiche Rinnovabili
FRNP	Fonti rinnovabili non programmabili
GD	Generazione distribuita
GOOSE	Generic Object Oriented Substation Event (IEC 61850)
GPRS	<i>General Packet Radio Service</i>
GSM	<i>Global System for Mobile</i>
HSDPA	<i>High-Speed Downlink Packet Access</i>
ICT	<i>Information and communication technology</i>
IEC	<i>International Electrotechnical Committee</i>
IED	<i>Intelligent Electronic Device</i>
JRC	<i>Joint research center</i> (centro di ricerca della Commissione europea)
MPLS	<i>Multiprotocol Label Switching</i>
LTE	<i>Long Term Evolution</i>
M2M	<i>Machine-to-machine</i> (servizi di comunicazione macchina-macchina)
MGP	Mercato del giorno prima
MMS	<i>Manufacturing Message Specification</i>
MSD	Mercato dei servizi di dispacciamento
MT	Media tensione (tensione nominale compresa tra 1 e 35 Kv)
PLC	<i>Power line carrier</i> (onde convogliate sulla linea elettrica)
RTN	Rete di trasmissione nazionale
RTU	<i>Remote terminal unit</i>
SCADA	<i>Supervisory Control And Data Acquisition</i>
SPI	Sistema di protezione di interfaccia (vd norme CEI 0-16 e 0-21)
TCP/IP	<i>Transmission control protocol/internet protocol</i>
TETRA	<i>Terrestrial Trunked Radio</i> (standard ETSI)
UA	Utenti attivi
UDP	<i>User datagram protocol</i>
UMTS	<i>Universal Mobile Telecommunications System</i>
VPN	<i>Virtual power network</i>
VSC	Variatore di tensione sotto carico

Ringraziamenti

L'Autorità esprime profondo apprezzamento per il lavoro svolto e l'impegno profuso da tutte le persone coinvolte dalla sperimentazione. Nell'impossibilità di ringraziare individualmente, si desidera in particolare segnalare il personale delle imprese di distribuzione che ha seguito i progetti pilota tenendo i contatti con l'Autorità (Fiori e Francucci di A.S.S.E.M., Pisciotta e Tallei di ASSM, Fasciolo, Lucchini, Martinazzi e Pluda di A2A Reti Elettriche, Carta, Liotta e Zendri di ACEA Distribuzione, Loperfido e Paulucci di ASM Terni, Bianchin e Perron di DEVAL, Alagna, Consiglio, Di Lembo, Di Napoli, Lombardi, Massimiano e Petroni di ENEL Distribuzione), i professori e ricercatori universitari che hanno fornito contributi tecnici e scientifici sia in fase di valutazione che di disseminazione (La Scala del Politecnico di Bari, Borghetti dell'Università di Bologna, Pilo dell'Università di Cagliari, Delfino dell'Università di Genova, Pelacchi dell'Università di Pisa, Turri e Fellin dell'Università di Padova, Ippolito dell'Università di Palermo, Capone, Delfanti, Falabretti, Merlo, Olivieri del Politecnico di Milano), nonché altri esperti (Timò del CEI, Sica di FederUtility, De Nigris e Celi di RSE, Carlini e Giannuzzi di Terna, e Denti, Graditi, Noia e Pignini coinvolti come esperti nella fase di predisposizione dei progetti) e tutte le altre persone, anche delle imprese fornitrici di apparati e servizi, che sono state a vario titolo coinvolte nella realizzazione dei progetti e di cui non è possibile indicare qui i nomi.