

# **Progetto Smart Grids**

**A.S.SE.M. SpA**

**Cabina Primaria di San Severino Marche (MC)**

**RELAZIONE SEMESTRALE GIUGNO 2013**

**(V RELAZIONE SEMESTRALE)**

## SOMMARIO

1. DESCRIZIONE DEL PROGETTO DIMOSTRATIVO .....	1
1.1 Finalità.....	1
1.2 Inquadramento del Progetto nel contesto di sviluppo della rete di distribuzione .....	1
1.3 Eventuale inquadramento del Progetto nel contesto di altre iniziative, finanziate da soggetti terzi, aventi come finalità lo sviluppo di Smart Grids .....	2
1.4 Caratteristiche tecnico-energetiche ( <i>Hosting Capacity</i> , sistema di comunicazione e controllo, logiche di selettività e di rialimentazione, qualità, ecc.) .....	2
1.5 Obiettivi funzionali definiti in sede di Progetto e relative modalità di gestione della rete sia tecniche (es.: regolazione della tensione, distacchi di carico e/o generazione) sia gestionali con riferimento al ruolo dei soggetti coinvolti (produttori, consumatori, Terna); differenze rispetto all'attuale gestione .....	3
1.6 GANTT originario.....	7
1.7 Investimenti: elenco dei costi afferenti il progetto.....	9
1.8 Benefici attesi (es.: indicatori di qualità, aumento $P_{smart}$ , ecc.).....	9
2. STATO AVANZAMENTO LAVORI .....	12
2.1 GANTT aggiornato con commenti relativi ad eventuali disallineamenti rispetto al GANTT originario.....	12
2.2 Costi sostenuti .....	14
3. COMMENTI IN RELAZIONE AGLI OBIETTIVI FINALI PREVISTI DAL PROGETTO ..	18
3.1 Stato di raggiungimento atteso degli obiettivi del Progetto (superiore o inferiore alle aspettative iniziali) .....	18
3.2 Dettagli del piano di monitoraggio e/o test sul campo che si prevede effettuare per una valutazione quantitativa dei benefici attesi in relazione agli specifici interventi realizzati nell'ambito del Progetto.....	24
APPENDICE A – CARATTERISTICHE DELLA RETE A.S.SE.M.....	ii
A.1 Scenario preesistente .....	iii
A.2 Consistenza della rete coinvolta nel Progetto.....	v
APPENDICE B – ARCHITETTURA DEL PROGETTO.....	vi
B.1 Architettura generale del Progetto.....	vi
B.2 Planimetrie dell'area del progetto pilota .....	xii
APPENDICE C – FUNZIONALITÀ INNOVATIVE SMART GRID .....	xiv

C.1	Funzionamento innovativo del SPI: telescatto .....	xiv
C.2	Selettività logica con i dispositivi di protezione in Cabina Smistamento .....	xvi
C.3	Regolazione della tensione MT con logica centralizzata .....	xvii
C.4	Limitazione/regolazione in emergenza della potenza attiva .....	xviii
C.5	Monitoraggio delle iniezioni da GD nella prospettiva di un dispacciamento locale, e per fornire dati differenziati (GD; carico) al TSO .....	xix
APPENDICE D – ALGORITMO PER LA REGOLAZIONE CENTRALIZZATA DELLA TENSIONE .....		xx
APPENDICE E – STIMA DELL’AUMENTO DI HOSTING CAPACITY NELLA NUOVA CONFIGURAZIONE DI PROGETTO .....		xxiii
APPENDICE F – ESEMPI DEI TEST IN CAMPO CONDOTTI.....		xxvi

# **1. DESCRIZIONE DEL PROGETTO DIMOSTRATIVO**

## **1.1 Finalità**

Il Progetto presentato da A.S.SE.M. SpA nell'ambito dei progetti pilota Smart Grids Delibera ARG/elt 39/10, ammesso al trattamento incentivante l'8 febbraio 2011 con Delibera ARG/elt 12/11, rappresenta una dimostrazione in campo di Smart Grid ed è finalizzato alla ristrutturazione della rete elettrica attraverso tecnologie innovative che consentano, una volta implementate, una gestione attiva della rete, con particolare attenzione alle esigenze di minimizzazione dei costi.

Il Progetto prevede investimenti da realizzare sulla Cabina Primaria (in seguito, CP) di San Severino Marche (MC) 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 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 (Generazione Diffusa: GD), così da consentirne una reale integrazione nella rete di distribuzione e, più in ampio, nel sistema.

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

La rete di distribuzione elettrica nella titolarità di A.S.SE.M. SpA ha visto negli ultimi anni la connessione di una crescente quantità di GD. Per far fronte, almeno in parte, alle criticità introdotte sulla rete da tale fenomeno, nel 2012, la coppia di trasformatori AT/MT di CP allora in esercizio (trasformatori da 10 MVA) è stata sostituita con delle nuove macchine (25 MVA). Inoltre, nel corso del biennio 2012-2013, la rete A.S.SE.M. è stata soggetta a un riassetto volto a massimizzare la capacità della rete medesima ad accogliere nuove connessioni di GD. Tale riassetto ha mirato, in particolar modo, a limitare le criticità relative ai profili di tensione in linea (problematica che verrà completamente risolta con le nuove funzionalità previste dal Progetto), le congestioni lungo le dorsali di distribuzione, e il numero e la durata delle interruzioni che interessano gli Utenti.

Nel prossimo futuro, è inoltre previsto il passaggio dal funzionamento a neutro isolato a quello a neutro compensato (messa a terra mediante bobina di Petersen). Questa ulteriore evoluzione nelle modalità di esercizio della rete avrà un beneficio diretto sulla Qualità del Servizio fornito agli Utenti, riducendo l'impatto dei guasti monofase sulla loro continuità di esercizio (aumentando la probabilità di autoestinzione dei guasti monofase, evitandone il riadescamento, riducendo il numero, l'ampiezza e la durata delle sovratensioni e il rischio di arco intermittente). Inoltre, la

limitazione della corrente di guasto faciliterà la realizzazione degli impianti di terra e permetterà una sensibile riduzione del pericolo per le persone. In questo nuovo scenario, saranno introdotte tecniche di automazione evolute, basate sulla selezione e l'isolamento del tronco affetto da guasto in modo automatizzato, direttamente attraverso gli organi di manovra lungo le linee della rete; tali tecniche ben si prestano a essere integrate nell'evoluzione della rete di A.S.SE.M.

### **1.3 Eventuale inquadramento del Progetto nel contesto di altre iniziative, finanziate da soggetti terzi, aventi come finalità lo sviluppo di Smart Grids**

Sulla rete A.S.SE.M. non sono attualmente in corso altre iniziative finanziate da soggetti terzi aventi come finalità lo sviluppo di Smart Grids.

### **1.4 Caratteristiche tecnico-energetiche (*Hosting Capacity*, sistema di comunicazione e controllo, logiche di selettività e di rialimentazione, qualità, ecc.)**

Le funzionalità la cui implementazione è prevista nell'ambito del Progetto sono:

1. teledistacco degli impianti di Generazione Diffusa (apertura del Sistema di Protezione di Interfaccia) mediante segnale di telestacco inviato dalle protezioni di linea;
2. selettività logica tra le protezioni in Cabina Primaria e protezioni nei Centri Satellite del Distributore (Cabina Smistamento Contro);
3. telecomando delle Cabine Secondarie con sistema di comunicazione always-on;
4. regolazione della tensione mediante modulazione della potenza reattiva immessa in rete da ciascuna unità di GD;
5. limitazione/modulazione in emergenza della potenza attiva immessa in rete da ciascuna unità di GD;
6. monitoraggio/controllo delle iniezioni della GD con scambio di segnali/comandi verso/da Terna.

Gli apparati in campo sono raggiunti mediante un opportuno sistema di comunicazione, basato su tecnologie in fibra ottica, Wi-Fi e rete mobile HSDPA.

L'architettura del sistema Smart Grid e il sistema di comunicazione implementato sono descritti in dettaglio all'APPENDICE A.

In Tabella 1 si riporta un quadro riassuntivo degli impianti di generazione da fonti rinnovabili coinvolti nella sperimentazione, delle relative caratteristiche, e del mezzo di comunicazione utilizzato per la loro integrazione nell'architettura Smart Grid.

<b>Impianto</b>	<b>Tensione</b>	<b>Potenza contrattuale [kW]</b>	<b>Mezzo di comunicazione</b>
Idroelettrico 1	MT	860	Fibra ottica
Idroelettrico 2	MT	330	Rete mobile + Wi-Fi (in serie a fibra ottica)
Fotovoltaico 1	MT	2309	Rete mobile + Wi-Fi (in serie a fibra ottica)
Fotovoltaico 2	MT	1700	Fibra ottica
Fotovoltaico 3	MT	900	Fibra ottica
Fotovoltaico 4	MT	900	Fibra ottica
Fotovoltaico 5	MT	900	Fibra ottica
Fotovoltaico 6	MT	900	Fibra ottica
Fotovoltaico 7	MT	850	Rete mobile + Wi-Fi (in serie a fibra ottica)
Fotovoltaico 8	MT	850	Rete mobile + Wi-Fi (in serie a fibra ottica)
Fotovoltaico 9	BT	99	Rete mobile

**Tabella 1. Impianti di generazione coinvolti nel Progetto.**

Per ulteriori dettagli in merito agli Utenti Attivi coinvolti nella sperimentazione si rimanda sempre all'APPENDICE A.

**1.5 Obiettivi funzionali definiti in sede di Progetto e relative modalità di gestione della rete sia tecniche (es.: regolazione della tensione, distacchi di carico e/o generazione) sia gestionali con riferimento al ruolo dei soggetti coinvolti (produttori, consumatori, Terna); differenze rispetto all'attuale gestione**

Nella presente sezione si illustrano gli obiettivi funzionali del Progetto Smart Grid A.S.SE.M. e l'impatto atteso nella gestione della rete di distribuzione e degli Utenti ad essi sottesa. A questo scopo, ci si porrà nell'ottica di un esercizio a regime dell'architettura Smart Grid, in cui le attività presso i siti degli Utenti, funzionali alla loro integrazione nel sistema di automazione del Distributore, saranno concordate in fase di connessione dell'Utente alla rete e svolte da quest'ultimo. Per i punti di attenzione legati alla sperimentabilità del Progetto A.S.SE.M. si faccia riferimento alla Sezione 3.

La funzione di teledistacco degli impianti di Generazione Diffusa attuata con segnale di telestacco delle protezioni di linea mira a prevenire fenomeni indesiderati (ad es., isola non intenzionale) e, al contempo, a migliorare la continuità del servizio (evitare scatti intempestivi della GD). Per questa finalità, si evidenziano le seguenti necessità in relazione alla gestione della rete.

- In sede di connessione dell'impianto di generazione alla rete, sarà necessario prescrivere all'Utente (ad es., Regole Tecniche di Connessione) l'adozione di un Sistema di Protezione di Interfaccia idoneo alla ricezione di segnali GOOSE in protocollo IEC 61850 inviati dalle Protezioni di Linea (conforme alla norma CEI 0-16 ed.III).
- Se la rete di comunicazione presso l'impianto di utenza sarà realizzata per mezzo di un router di proprietà dell'Utente, le caratteristiche del router da installare dovranno essere quelle definite:
  - da A.S.SE.M., in questa fase transitoria;
  - da opportune evoluzioni delle Regole Tecniche di Connessione (quali quelle già in corso nella Norma CEI 0-16).

In particolare, ai fini del corretto teledistacco dell'impianto a seguito dell'intervento delle protezioni di CP, o di CSM Contro, il router dovrà avere la possibilità di comunicare in protocollo IEC 61850, e gestire la riconfigurazione da remoto tramite file ICD (IED Capability Description) per mantenere la corretta corrispondenza Protezione di Linea – SPI dell'Utente, anche a seguito di riconfigurazioni della rete di distribuzione MT. Se la rete di comunicazione presso l'impianto di utenza sarà realizzata mediante un router installato nella Cabina Secondaria di A.S.SE.M., sarà invece cura di A.S.SE.M. predisporre un router di caratteristiche adeguate.

La funzione di selettività logica tra le protezioni in Cabina Primaria e quelle nei Centri Satellite consentirà un sensibile miglioramento degli indici di continuità del servizio per gli Utenti sottesi.

In merito, si individuano i seguenti aspetti di rilievo.

- La totalità degli apparati impiegati per realizzare la presente funzionalità è proprietà del Distributore, per cui non sono richiesti accordi con soggetti terzi (Utenti).
- Nel caso, analogo a quello impiegato nella sperimentazione A.S.SE.M., in cui la Cabina Smistamento (o Centro Satellite) sia raggiunta in fibra ottica, la rete di comunicazione verso la CSM potrà essere realizzata come estensione della Local Area Network (LAN) di Cabina Primaria, con semplificazione delle modalità di gestione della comunicazione con la stessa.
- L'architettura Smart Grid concepita nel Progetto potrà essere estesa a scenari in cui le protezioni tra cui realizzare la selettività logica sono connesse attraverso una WAN (ad

esempio, passando su vettore Wi-Fi, oppure sulla rete mobile); a patto di tenere debitamente conto degli eventuali ritardi introdotti dai mezzi trasmissivi frapposti.

- Eccettuato il beneficio atteso sugli indici di continuità del servizio, a regime non si prospettano particolari modifiche nelle modalità di gestione della rete da parte di A.S.SE.M. grazie alla realizzazione di questa funzionalità.

Il telecomando delle Cabine Secondarie lungo-linea ha l'obiettivo di migliorare la continuità di esercizio degli Utenti e l'efficienza di gestione della rete. A riguardo, si evidenziano i seguenti aspetti.

- La totalità degli apparati impiegati per il telecomando delle Cabine Secondarie lungo-linea è di proprietà del Distributore, per cui non sono richiesti accordi con soggetti terzi (Utenti).
- Nel caso di Cabine Secondarie a cui afferiscono Utenti MT, il router installato nella Cabina Secondaria di A.S.SE.M. potrà essere impiegato (come nella configurazione prevista nel Progetto sperimentale) anche per realizzare la rete di comunicazione all'interno dell'impianto dell'Utente.
- La possibilità di telecontrollare le Cabine Secondarie lungo-linea consentirà in futuro l'utilizzo di tecniche avanzate per la ricerca e l'isolamento del tronco guasto, integrate, ad esempio, nei sistemi per la gestione della rete a neutro compensato. Inoltre, attraverso appositi misuratori, potranno essere acquisite informazioni utili alla gestione della rete (ad es., regolazione della tensione).

Si prospetta che la regolazione della tensione mediante modulazione della potenza reattiva immessa in rete da ciascuna unità di Generazione Diffusa permetterà di incrementare la producibilità da fonti rinnovabili, di migliorare la qualità della tensione e l'efficienza della rete di distribuzione MT. A regime, l'implementazione di tale funzionalità avrà i seguenti impatti sulla gestione della rete.

- In sede di connessione dell'Utente Attivo alla rete, sarà necessario verificare che il generatore sia idoneo a realizzare la regolazione dei flussi di potenza reattiva (e di potenza attiva, con logica locale, durante criticità che interessano la rete di distribuzione; ad es., sopraelevazioni di tensione). In questo ambito, la norma di connessione CEI 0-16 III ed. contempla la maggior parte dei requisiti funzionali richiesti agli impianti di generazione per il controllo di tensione (curve di capability, prestazioni dinamiche, ecc.). Tuttavia, non essendo oggi definito uno standard per lo scambio dei messaggi tra impianto di generazione e apparati del Distributore (invio segnali di setpoint, acquisizione misure di potenza

prodotta, ecc.), questo dovrà essere realizzato conformemente alle indicazioni di A.S.SE.M. (o alle future disposizioni normative).

- Se la rete di comunicazione presso l'impianto di utenza sarà realizzata per mezzo di un router di proprietà dell'Utente, le caratteristiche del router da installare saranno definite da A.S.SE.M. (ad es., Regole Tecniche di Connessione). A differenza della funzione di teledistacco, non essendo le informazioni relative alla regolazione di tensione veicolate con messaggi GOOSE, la gestione della topologia di rete sarà realizzata a livello di SCADA del Distributore, per cui non si applica il requisito di riconfigurabilità del router da remoto.

La limitazione/modulazione in emergenza della potenza attiva immessa in rete dalla GD permetterà di ridurre l'impatto delle fonti rinnovabili sul sistema elettrico, sia a livello AT che a livello MT, durante particolari criticità di rete. Si riportano di seguito i punti rilevanti in questo senso.

- L'architettura Smart Grid A.S.SE.M. contempla i recenti aggiornamenti alla disciplina del dispacciamento e alle norme tecniche di connessione in merito alla limitazione della GD in condizioni di emergenza (Allegati A70 e A72 al Codice di rete e CEI 0-16). In particolare, il Progetto proposto soddisfa tali requisiti prevedendo oltre alla soluzione sperimentale (basata su vettori in fibra ottica, Wi-Fi e rete mobile HSDPA), anche il backup con comunicazione su vettore GSM.
- Per quanto concerne il teledistacco della GD ai fini della limitazione della produzione da fonti rinnovabili, in larga massima valgono le considerazioni già svolte per l'invio del segnale di telescatto agli Utenti su guasto (SPI idoneo a ricevere il segnale di telescatto e requisiti del router dell'Utente da concordare con A.S.SE.M.). A queste si aggiungono alcune ulteriori prescrizioni di carattere minore circa la programmabilità/configurabilità del SPI dell'Utente.
- In un'ottica di esercizio dell'infrastruttura a regime, sarà necessario definire opportuni meccanismi di rimborso della mancata produzione a cui risultano soggetti gli Utenti.

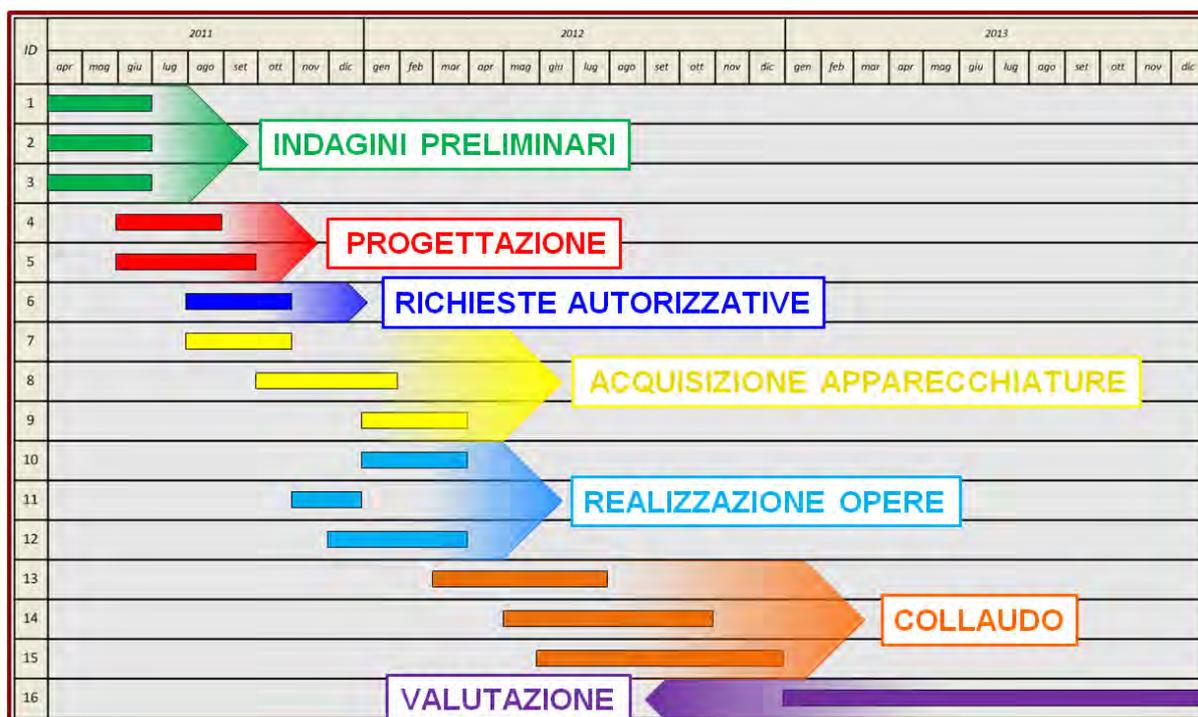
Il monitoraggio/controllo delle iniezioni della GD permetterà di fornire dati e possibilità di regolazione a Terna (soddisfacendo i disposti dell'Allegato A70 al Codice di Rete), finalizzati a un migliore controllo della rete di trasmissione.

- Per evitare l'insorgere di extra-costi, sarà necessario prevedere già in fase di connessione (ad es., Regole Tecniche di Connessione) l'adozione di misuratori (Contatore Generale e Contatore di Produzione):
  - idonei a scambiare segnali in protocollo IEC 61850 con gli apparati del Distributore;

- con caratteristiche tali da consentirne l'utilizzo anche per funzioni di controllo/regolazione, oltre che di monitoraggio (acquisizione non solo di misure energetiche, ma anche di grandezze istantanee, quali potenza attiva e reattiva, tensione, corrente).
- Se la rete di comunicazione presso l'impianto di utenza sarà realizzata per mezzo di un router di proprietà dell'Utente, le caratteristiche del router da installare dovranno essere quelle definite da A.S.SE.M. (ad es., Regole Tecniche di Connessione). La gestione della topologia di rete sarà realizzata a livello di SCADA del Distributore, per cui non si applica il requisito di riconfigurabilità del router da remoto.
- Nell'ottica di un funzionamento a regime, sarà necessario realizzare un canale di comunicazione verso Terna e definire con quest'ultima il dettaglio delle informazioni da scambiare (livello di aggregazione; risoluzione temporale) e un opportuno formato di invio dei dati.
- In futuro, le misure acquisite a livello di Utenti Attivi potranno essere utilizzate da A.S.SE.M. per popolare i modelli di rete residenti nel sistema SCADA/DMS con i profili di generazione effettivi degli Utenti (utili per gli algoritmi di controllo della rete) e per la realizzazione di calcoli di rete fuori-linea.

## **1.6 GANTT originario**

Il GANTT originario della sperimentazione è riportato in Figura 1.



**Figura 1. Diagramma di GANTT della sperimentazione.**

Il Progetto era stato originariamente concepito per articolarsi su un arco temporale complessivo di 33 mesi, dal 1° aprile 2011 al 31 dicembre 2013. La traslazione dell'inizio della sperimentazione rispetto alla data originariamente prospettata, ossia il 1° gennaio 2011, è dovuta da un lato alla data di pubblicazione degli esiti della procedura di selezione dei progetti ammessi al trattamento incentivante (Delibera ARG/elt 12/11, pubblicata sul sito AEEG l'8 Febbraio 2011), dall'altro alla necessità per A.S.SE.M. di attuare una serie di studi preliminari funzionali all'introduzione in rete degli interventi Smart Grid. Tali studi di rete hanno compreso la definizione delle caratteristiche della nuova coppia di trasformatori da 25 MVA attualmente installati in Cabina Primaria (in sostituzione dei precedenti trasformatori da 10 MVA), la definizione delle modalità di esercizio della rete con neutro compensato, l'individuazione delle configurazioni più appropriate per la contro-alimentazione della rete, nonché del numero e dell'allocazione ottimali dei punti di telecontrollo/automazione<sup>1</sup>. È bene inoltre precisare che il ritardo è da imputarsi anche alla natura sperimentale del Progetto e alla conseguente difficoltà di stipulare contratti in tempi brevi con i costruttori per la fornitura delle apparecchiature innovative.

I primi 21 mesi della sperimentazione sono identificabili come Fase di Attuazione degli interventi proposti, mentre i successivi 12 mesi rappresentano la Fase di Valutazione. I tempi previsti nel

<sup>1</sup> I costi per la sostituzione dei trasformatori di Cabina Primaria, così come per l'implementazione del neutro compensato e delle altre soluzioni tecniche analizzate negli studi di rete preliminari, non saranno oggetto della maggiorazione del tasso di remunerazione del capitale investito riconosciuta per gli oneri ammessi al trattamento incentivante di cui alla Delibera ARG/elt 39/10.

cronoprogramma sono quelli minimi compatibili con il raggiungimento degli scopi innovativi del Progetto, che comporta l'impiego di apparecchiature non disponibili in commercio, nonché con la necessità di coinvolgere opportunamente le utenze attive.

### 1.7 Investimenti: elenco dei costi afferenti il progetto

I costi totali del Progetto al giugno 2013 (stime ritenute ormai consolidate) sono riportati in Tabella 2.

<b>RIEPILOGO</b>	<b>Quantità</b>	<b>Costo unitario [k€]</b>	<b>Totale [k€]</b>
Assistenza tecnica, sviluppi e progettazione esecutiva	1	325,28	325,28
Sistema di comunicazione dedicato	1	163,89	163,89
Apparati di CP	1	205,24	205,24
Adeguamento CSM Contro	1	80,23	80,23
Adeguamento CD telecontrollate	5	11,94	59,69
Apparati Utenti Attivi	11	23,59	259,46
Fase di test ed elaborazione dati	1	99,60	99,60
<b>Totale progetto</b>			<b>1.193,39</b>

Tabella 2. Costi totali del Progetto.

### 1.8 Benefici attesi (es.: indicatori di qualità, aumento $P_{smart}$ , ecc.)

Le funzioni da implementare nel Progetto permetteranno di sviluppare modalità di gestione innovative della rete con un forte impatto sia sul Distributore stesso che sugli Utenti Attivi e Passivi direttamente coinvolti.

Un primo significativo sviluppo legato al Progetto è il superamento degli attuali vincoli di Hosting Capacity, conseguendo:

- un aumento della generazione installabile sulle reti di distribuzione, soprattutto da fonti di energia rinnovabili;
- una maggiore efficienza energetica, riducendo le perdite lungo la rete, grazie ad un avvicinamento tra carico e generazione;

- la possibilità di ridurre/differire gli investimenti nel potenziamento della rete, grazie alla migliore sincronizzazione dei prelievi e delle immissioni di energia su un'estensione spaziale predeterminata, ad alleviare il carico sulla rete elettrica;
- un minor impatto ambientale riducendo le emissioni di CO<sub>2</sub>.

I nuovi sistemi di protezione condurranno al superamento dei limiti delle attuali protezioni di interfaccia, rendendo possibile la rimozione (o meglio, il rilassamento) delle soglie di sopra e sotto frequenza del SPI, conseguendo:

- maggiore affidabilità a livello locale (lo scatto del SPI in caso di perdita di rete avviene in maniera sicura, con minori rischi di islanding, di scatti intempestivi o di chiusure in controfase);
- maggiore sicurezza dell'esercizio a livello di sistema, sia tramite automatismi, sia per la possibilità di trasmissione di informazioni e comandi da e verso Terna;
- migliore gestione e controllo della rete MT sottesa alla CP;
- migliore qualità della tensione in termini di variazioni rapide minimizzando le occorrenze di distacco indebito delle unità di GD, che causerebbero variazioni rapide della tensione nella porzione di rete prossima e sottesa all'unità di generazione coinvolta.

L'opportunità di comunicazione tra CP e GD condurrà, inoltre, ad una migliore utilizzazione degli impianti esistenti mediante un opportuno coordinamento delle risorse diffuse, che permetterà la regolazione della GD stessa.

Ad oggi, infatti, nonostante le recenti evoluzioni normative, lo scenario diffuso è che la GD non fornisca servizi di rete ed abbia priorità di dispacciamento (Del. 111/06 e Codice di Rete), immettendo nel sistema tutta la potenza attiva disponibile. Inoltre, la produzione della GD avviene generalmente a fattore di potenza unitario, causando in alcune situazioni (particolarmente critiche in presenza di inversione di flusso) l'infrazione dei limiti di tensione superiori, in corrispondenza di quei nodi, a potenziale maggiore delle sbarre MT, dove è installata GD. Le nuove modalità di gestione sviluppate nel Progetto permetteranno di superare queste forti limitazioni, aumentando la Hosting Capacity della rete e migliorando la qualità della tensione, prevedendo:

- la fornitura di potenza reattiva (partecipazione in modo coordinato delle unità di GD alla regolazione di tensione);
- la regolazione della potenza attiva erogata dai generatori medesimi (aumento/riduzione temporanea in caso di particolari condizioni del sistema; migliore possibilità di partecipazione al mercato elettrico).

L'aumento dell'energia immettabile in rete da GD è tra i benefici principali del Progetto e il risultato finale quantitativo da massimizzare. Questo aumento dipende fortemente dalle modifiche e dalle evoluzioni implementate nella sperimentazione. A seguito degli interventi previsti nel Progetto è stato stimato un aumento dell'energia complessivamente installabile, conformemente alle capacità dei feeder, pari a 227.186 MWh, e, considerando anche i vincoli termici sul trasformatore AT/MT, di 134.970 MWh.

Per determinare tali quantità si è valutata l'energia che la GD può erogare nella situazione preesistente ( $E_I$ ) e, utilizzando un approccio di tipo convenzionale, la GD connettibile a seguito degli interventi proposti nel Progetto (Tabella 3): con  $E_{SL}$  si indica l'energia immettabile in rete in relazione alla sola capacità delle linee, mentre  $E_{ST\&L}$  tiene conto sia del limite termico delle linee che di quello del trasformatore AT/MT di CP. Per un approfondimento circa le modalità di calcolo dell'aumento di energia ottenibile da GD grazie alla realizzazione del Progetto A.S.SE.M. si rimanda all'APPENDICE E.

		Energia annua immettabile in rete [MWh]
Attuale	$E_I$	9.270
A valle del progetto	$E_{SL}$	236.456
	$E_{SL\&T}$	144.240

**Tabella 3. Energia annua immettabile in rete a valle del Progetto.**

## **2. STATO AVANZAMENTO LAVORI**

### **2.1 GANTT aggiornato con commenti relativi ad eventuali disallineamenti rispetto al GANTT originario**

Come già anticipato, il Progetto era stato originariamente concepito per articolarsi su un arco temporale complessivo di 33 mesi, dal 1° aprile 2011 al 31 dicembre 2013.

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

In particolare, in riferimento alle problematiche di interfaccia con gli Utenti Attivi, queste sono imputabili alla necessità di sviluppare soluzioni di volta in volta differenti, specifiche per il caso in esame, impattando sulle tempistiche richieste per il coinvolgimento degli UA nell'architettura Smart Grid. L'implementazione delle logiche di controllo sugli inverter esistenti risulta particolarmente critica, in quanto per essa è necessario lo sviluppo di logiche firmware ad hoc da parte del Costruttore dell'apparecchiatura in campo (senza possibilità per A.S.SE.M. di garantire il rispetto delle tempistiche prefissate in fase di istanza incentivante).

Si sottolinea tuttavia che, in uno scenario prospettico in cui l'architettura Smart Grid del Progetto sia estesa agli impianti di nuova connessione, la soluzione proposta per l'interfacciamento agli Utenti Attivi sarà standardizzata e dunque di facile replicabilità: l'unica interfaccia tra i sistemi del Distributore e l'UA sarà costituita dal canale di comunicazione IEC 61850. La profilazione protocollare potrà essere unificata e quindi applicabile senza richiedere customizzazioni per le nuove connessioni. La predisposizione degli apparati presso l'impianto di utenza sarà a carico dell'UA, il quale non sarà vincolato a una particolare architettura dei propri impianti, a patto di rendere disponibili al Distributore i margini di regolazione e le informazioni concordate.

Il GANTT aggiornato è riportato in Figura 2. A favore del rispetto delle tempistiche dichiarate contribuisce il fatto che la maggior parte delle apparecchiature è stata installata in campo e l'architettura Smart Grid è già oggi, seppur in modo parziale, attiva. Questo consente fin da ora lo svolgimento di test intermedi (ad es. per valutare le prestazioni dei canali di comunicazione; vedi Sezione 3).

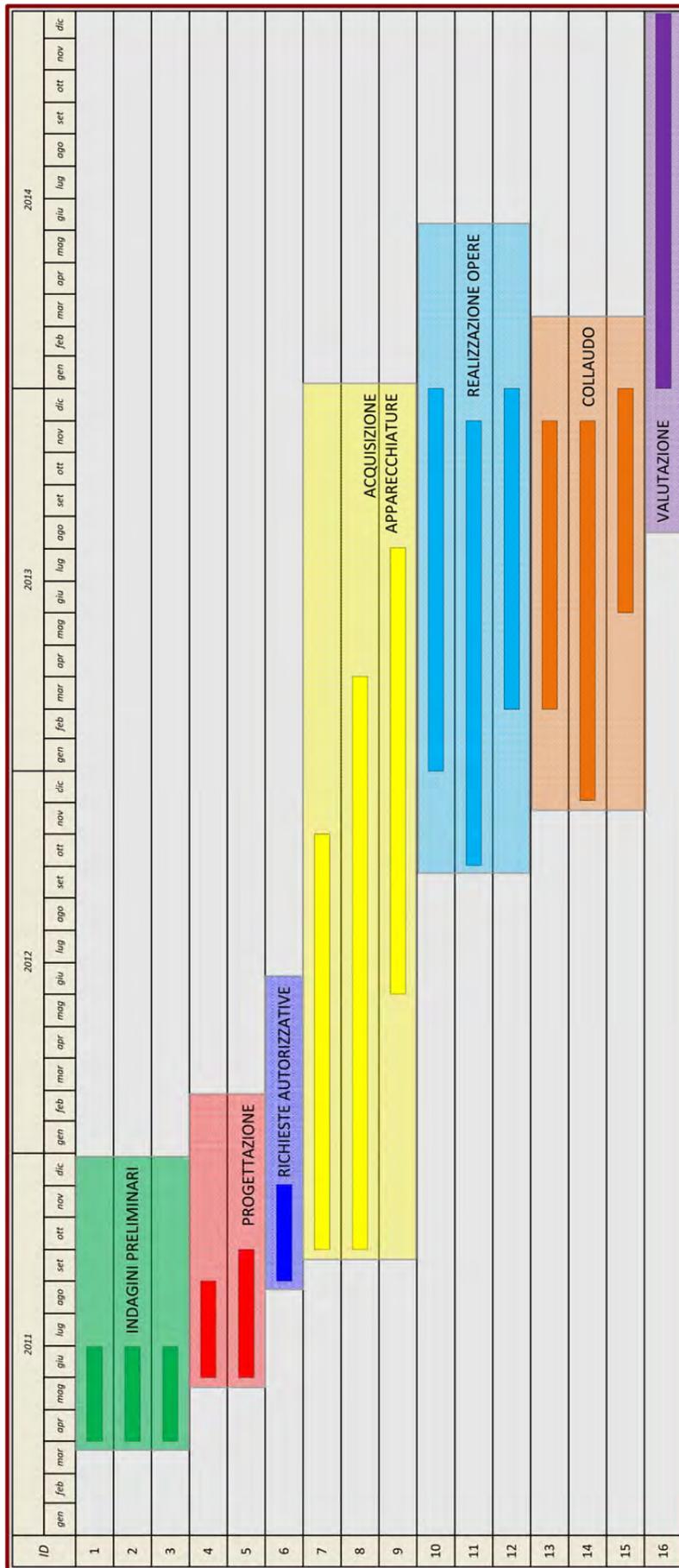


Figura 2. GANTT della sperimentazione aggiornato.

### **2.1.1 Progettazione**

Ad oggi, la progettazione dell'intera infrastruttura Smart Grid è stata ultimata; rimangono da definire unicamente dettagli implementativi minori presso gli impianti degli UA.

### **2.1.2 Acquisizione apparecchiature**

Attraverso la "Procedura negoziata ai sensi dell'art.122 comma 7 d.lgs 163/2006" del 20 ottobre 2011, con oggetto "Lavori di smart grid per la gestione attiva della rete elettrica di distribuzione" è stata individuata l'Azienda avente il compito di predisporre l'infrastruttura di automazione, controllo e regolazione prevista dal Progetto. La realizzazione dell'intera infrastruttura (sistema di comunicazione escluso) è stata appaltata a Selta e l'acquisizione delle apparecchiature (escluse alcune forniture minori) è stata portata a termine.

Ad oggi, inoltre, si sono acquisiti gli apparati relativi al sistema di comunicazione in fibra ottica, e a breve lo saranno anche quelli per il sistema Wi-Fi, mentre per la rete mobile sono attualmente in corso accordi con il Fornitore.

### **2.1.3 Realizzazione delle opere**

La realizzazione delle opere presso la Cabina Primaria e presso la CSM Contro è stata ultimata, così come l'installazione della parte più significativa del sistema di comunicazione in fibra ottica.

Nel breve termine è prevista la messa in opera della rete mobile Wi-Fi e 3G, e degli apparati presso gli Utenti Attivi (fine 2013).

## **2.2 Costi sostenuti**

### **2.2.1 Indagini preliminari e progettazione**

I costi sostenuti in relazione alle indagini preliminari e progettazione sono stimabili in:

- 30 k€ per indagini preliminari (ad es., studi di rete, ecc.);
- 140 k€ per lo sviluppo e la progettazione esecutiva dell'infrastruttura di automazione Selta e i relativi sopralluoghi (stima di massima);

- 4 k€ di indagini preliminari e sopralluoghi per il sistema di comunicazione in fibra ottica (stima di massima);
- 3 k€ di indagini preliminari e sopralluoghi per il sistema di comunicazione Wi-Fi (stima di massima).

### **2.2.2 Processi autorizzativi**

Il presente Progetto non prevede la richiesta di autorizzazioni o permessi: tutte le apparecchiature saranno installate all'interno della CP, delle Cabine del Distributore e nell'impianto utente senza modificarne l'attuale struttura.

L'installazione del canale di comunicazione in fibra ottica non necessita di alcuna autorizzazione, essendo la fibra posata lungo le linee di distribuzione MT.

Per quanto riguarda il sistema di comunicazione mobile, questo sarà predisposto da un operatore con copertura adeguata sul territorio, che si occuperà anche delle eventuali richieste autorizzative.

Il dlgs 70-12 ha aggiornato il precedente dlgs 259-03, sancendo il libero uso (non soggetto ad autorizzazione ministeriale) di reti locali di tipo radiolan e hiperlan, casistica in cui ricade il sistema di comunicazione Wi-Fi del Progetto. Da indagini preliminari presso gli Enti preposti, inoltre, risulta che anche la messa in opera delle antenne Wi-Fi non sia subordinata a richieste autorizzative.

### **2.2.3 Accordi con soggetti terzi (ad. es. Produttori)**

Per quanto concerne gli interventi presso gli impianti di utenza, sono stati presi opportuni accordi verbali con gli Utenti Attivi. Tali accordi verranno formalizzati nel breve termine.

### **2.2.4 Investimenti in corso (specificando stato ordini, acquisti, installazione e collaudo)**

Ad oggi, A.S.SE.M. ha accettato offerte ed effettuato ordini per gli investimenti riportati in Tabella 4. Essi comprendono:

- la pressoché integrale consistenza degli investimenti relativi all'infrastruttura di protezione, controllo e automazione presso i siti di A.S.SE.M. (CP, CSM, CD), comprensivi dei costi di assistenza tecnica e sviluppo;

- la maggior parte degli investimenti per il sistema di comunicazione Wi-Fi (fornitura, posa in opera, collaudo);
- la maggior parte degli investimenti per il sistema di comunicazione in fibra ottica (fornitura, posa in opera, collaudo);
- i costi di consulenza e di Project management relativi alla prima fase della sperimentazione.

<b>RIEPILOGO</b>	<b>Investimenti in corso [k€]</b>
Assistenza tecnica, sviluppi e progettazione esecutiva	250,88
Sistema di comunicazione dedicato	85,93
Apparati di CP	195,50
Adeguamento CSM Contro	79,71
Adeguamento CD telecontrollate	58,06
Apparati Utenti Attivi	231,86
Fase di test ed elaborazione dati	77,70
<b>Totale</b>	<b>979,64</b>

**Tabella 4. Investimenti in corso a giugno 2013.**

Ai fini del completamento, il collaudo e il test dell'infrastruttura completa sono previsti altri investimenti (ulteriori rispetto a quelli riportati in Tabella 4) necessari per:

- la fornitura di apparati (ad es., BCU, analizzatori di rete, ecc.) per gli Utenti Attivi coinvolti nel Progetto;
- la realizzazione del sistema di comunicazione mobile (HSDPA) presso la CP, le CD e gli Utenti Attivi;
- l'ultimazione degli interventi di messa in opera e collaudo della fibra ottica;
- i costi di consulenza, di Project Management e di rielaborazione dei dati raccolti relativi alla fase di valutazione della sperimentazione.

Per una stima aggiornata dei complessivi costi di investimento del Progetto, comprensiva di tutte le voci appena citate, si veda la Tabella 2. Per la quota parte di investimenti che si riferiscono ad apparati già in entrati in esercizio si rimanda invece al successivo par. 2.2.5.

### **2.2.5 Investimenti entrati in esercizio**

Ad oggi sono entrati in esercizio gli investimenti di cui alla seguente Tabella 5.

<b>RIEPILOGO</b>	<b>In esercizio [k€]</b>
Assistenza tecnica, sviluppi e progettazione esecutiva	200,80
Sistema di comunicazione dedicato	39,24
Apparati di CP	138,48
Adeguamento CSM Contro	56,50
Adeguamento CD telecontrollate	55,07
Apparati Utenti Attivi	211,99
Fase di test ed elaborazione dati	53,76
<b>Totale</b>	<b>755,84</b>

**Tabella 5. Investimenti entrati in esercizio a giugno 2013.**

Tali costi di investimento sono comprensivi:

- della maggior parte degli investimenti relativi all’infrastruttura di protezione, controllo e automazione presso i siti di A.S.SE.M. (CP, CSM, CD) e dei relativi costi di assistenza tecnica e sviluppo;
- della parte degli investimenti relativi all’infrastruttura di protezione, controllo e automazione presso i siti degli Utenti Attivi;
- degli investimenti per le tratte principali del sistema di comunicazione in fibra ottica (sono esclusi i costi per la posa di alcune tratte di raccordo, già in opera, ma ancora da fatturare);
- dei costi di consulenza e di Project Management relativi alla prima fase della sperimentazione.

### **2.2.6 Misurazioni e test (pre e post interventi)**

Le misurazioni effettuate nelle condizioni precedenti gli interventi per cui è ammesso il trattamento incentivante sono riportate in dettaglio nella relazione presentata per la partecipazione al bando ARG/elt 39/10.

Sono stati effettuati alcuni test finalizzati alla verifica della piena funzionalità in campo degli apparati (ad es., ai fini del collaudo). Ad oggi, non sono ancora state realizzate campagne di misurazione estensive sulla complessiva infrastruttura Smart Grid. I risultati di alcune prove sperimentali puntuali sono riportati all’APPENDICE F.

### **3. COMMENTI IN RELAZIONE AGLI OBIETTIVI FINALI PREVISTI DAL PROGETTO**

#### **3.1 Stato di raggiungimento atteso degli obiettivi del Progetto (superiore o inferiore alle aspettative iniziali)**

Ad oggi sono stati svolti collaudi in fabbrica e test preliminari in campo per valutare l'effettiva funzionalità dei diversi componenti della rete (ad es., sistema di comunicazione). Non essendo ancora disponibile l'intera architettura Smart Grid (sistemi di automazione e controllo del Distributore – sistema di comunicazione – apparati dell'Utente Attivo) non è invece stato possibile condurre test in campo per la misura reale dei benefici del Progetto.

In relazione al raggiungimento degli obiettivi sperimentali del Progetto, si possono svolgere le considerazioni di carattere preliminare riportate nel seguito.

##### *3.1.1.1 Evoluzione del quadro tecnico-normativo*

Molte delle difficoltà incontrate nel Progetto sono state dovute all'assenza di un quadro normativo definito in grado di generare un sufficiente volume di mercato per i prodotti richiesti nell'iniziativa sperimentale. Queste difficoltà hanno diverse motivazioni e conseguenze: si applicano sia alle apparecchiature destinate agli impianti utenti, sia alle apparecchiature lato rete di distribuzione. Benché i recenti aggiornamenti alle norme tecniche di connessione abbiano normato molte delle funzionalità e degli apparati ricompresi nel Progetto a livello di impianto utente, per alcuni di questi (ad es., interfaccia IEC 61850 verso gli apparati del Distributore, sistemi centralizzati di gestione della generazione) sussistono tuttora delle criticità. Queste problematiche risultano evidenti per gli impianti già in esercizio. Il discorso è ancora più articolato per quanto riguarda la rete del Distributore, circa la quale non esistono attualmente normative cogenti.

##### *3.1.1.2 Reperibilità degli apparati innovativi*

Un problema che ha rallentato lo svolgimento dell'attività rispetto al diagramma temporale inizialmente previsto è consistito nella mancata disponibilità di apparecchiature sul mercato, sia per quanto riguarda la parte di potenza, sia per quanto riguarda la sensoristica, sia per le apparecchiature di controllo e protezione della rete.

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

L'incertezza dello scenario generale ha determinato infatti una scarsa propensione dei Costruttori coinvolti nella sperimentazione ad investire sul Progetto, non intravedendone da subito le possibili ricadute positive (ad es., sulle attività di R&D rese necessarie dalle evoluzioni normative e regolatorie). Questo ha comportato che la gran parte dei costi di sviluppo degli apparati innovativi sia stata posta in capo ad A.S.SE.M., ricadendo per intero sugli oneri connessi alla realizzazione del Progetto.

#### *3.1.1.3 Scambio dati da e verso Terna.*

L'incertezza relativa alla modalità di scambio dei dati con Terna (dati di potenza prodotta dagli UA, comandi di distacco/modulazione degli impianti, segnale di teledistacco da Terna, ecc.) ha causato ritardi e margini di incompletezza nelle specifiche, che a loro volta si sono tradotte in extra costi. Nel tempo, le esigenze di scambio dati tra Terna e A.S.SE.M. sono anche mutate, per effetto di alcune disposizioni normative e regolatorie, come la Del. 84/12/R/eel che ha approvato l'Allegato 70 al Codice di Rete di Terna, con un ulteriore impatto sul rispetto dei vincoli progettuali.

#### *3.1.1.4 Coinvolgimento degli Utenti Attivi*

Nella sperimentazione condotta da A.S.SE.M., si sono riscontrate notevoli problematiche nel coinvolgere gli Utenti Attivi per via della necessità di interfacciarsi ad apparati esistenti. Ciò ha reso indispensabile sviluppare soluzioni di volta in volta differenti, specifiche per il caso in esame, impattando sulle tempistiche richieste per il coinvolgimento degli UA nell'architettura Smart Grid. L'implementazione delle logiche di controllo sugli inverter esistenti risulta particolarmente critica, richiedendo lo sviluppo di logiche firmware ad hoc da parte del Costruttore dell'apparecchiatura in campo, senza possibilità per A.S.SE.M. di negoziarne i costi (per le ragioni di cui al par. 3.1.1.2) e di garantire il rispetto delle tempistiche prefissate in fase di istanza incentivante.

### *3.1.1.5 Sistema di comunicazione*

Circa il sistema di comunicazione del Progetto, si sono incontrate difficoltà dovute essenzialmente a un carente sviluppo della rete di comunicazione pubblica sul territorio della sperimentazione. Infatti, a causa dell'insufficiente pervasività dei mezzi di comunicazione in alcune aree, si è reso impossibile utilizzare tecnologie in altri contesti ampiamente sfruttate, quali la Digital Subscriber Line (DSL): ciò avrebbe infatti comportato di incorrere in costi molto elevati per partecipare in maniera massiccia alle spese di sviluppo rete.

Inoltre, nell'attività sperimentale si sono incontrate criticità nel reperire sul mercato soluzioni idonee ai requisiti tecnici di progetto, particolarmente sfidanti. Nel dettaglio, 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 e costi non previsti in fase di istanza all'Autorità. In questo ambito, diverse difficoltà si evidenziano 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.).

### *3.1.2 Aspetti di interesse nell'ottica di un futuro deployment della soluzione sperimentale*

Nella prospettiva di un futuro deployment delle soluzioni tecniche sviluppate nel Progetto A.S.SE.M., si possono svolgere le ulteriori considerazioni di carattere preliminare riportate nel seguito.

#### *3.1.2.1 Evoluzione del quadro tecnico-normativo*

Nel breve termine, come anticipato, sarà necessario definire gli aspetti ad oggi ancora non previsti dal quadro normativo nazionale. Per quanto concerne gli apparati degli Utenti Attivi, il coinvolgimento degli Utenti nell'infrastruttura Smart Grid richiederà di definire opportuni standard di scambio dei dati (in protocollo aperto, ad es. IEC 61850) e completare, dove necessario, la normazione delle funzionalità a livello di apparati dell'Utente. In questo ambito, opportune prescrizioni tecniche saranno richieste in particolare per il Sistema di Protezione di Interfaccia, i misuratori (Contatore Generale, Contatore di Produzione), gli inverter fotovoltaici (eventualmente interfacciati con concentratori) e il DCS (Distributed Control System) degli impianti idroelettrici.

Per i generatori rotanti, ai fini dell'integrazione nella Smart Grid, assumeranno particolare rilevanza la tipologia di generatore installata (sincrono/asincrono), nonché le sue caratteristiche dinamiche (rampe di regolazione).

L'architettura Smart Grid A.S.SE.M. contempla i recenti aggiornamenti alla disciplina del dispacciamento e alle norme tecniche di connessione in merito al distacco della GD in condizioni di emergenza (Allegati A70 e A72 al Codice di rete e CEI 0-16). In particolare, il Progetto ne soddisfa i requisiti prevedendo, oltre alla soluzione sperimentale (basata su vettori in fibra ottica, Wi-Fi e rete mobile HSDPA), il backup con comunicazione su vettore GSM. In prospettiva, dovrà essere valutato se, e come, le due soluzioni dovranno coesistere (p.e.,: soluzione oggi sperimentata che funge da canale principale, avendo come backup la soluzione GSM/GPRS attualmente in norma).

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

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

### *3.1.2.2 Scambio dati da e verso Terna.*

Ai fini dello scambio dei dati con Terna (dati di potenza prodotta dagli UA, comandi di distacco/modulazione degli impianti, segnale di teledistacco da Terna, ecc.) si sottolinea una forte esigenza di un coordinamento tra gli Operatori (in parte favorito dall'implementazione dell'Allegato A72 di Terna, ma tuttora in forte ritardo).

### *3.1.2.3 Coinvolgimento degli Utenti Attivi*

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

### *3.1.2.4 Sistema di comunicazione*

La scelta del protocollo di comunicazione riveste un'importanza fondamentale ai fini dell'interconnessione dei diversi componenti della Smart Grid, essendo questi nella titolarità di molteplici soggetti con competenze e finalità assai diverse tra loro. Per favorire la massima replicabilità delle soluzioni sperimentali sviluppate, nel progetto A.S.SE.M. si è scelto di comunicare tra le apparecchiature del Distributore e quelle di terzi con protocollo IEC 61850, protocollo già contemplato dalla normativa nazionale (CEI 0-16) e che sta trovando ampia diffusione in applicazioni elettriche a livello europeo. Anche in questo caso, lo sviluppo della normativa risulta propedeutico alla diffusione massiccia delle Smart Grid: senza una profilazione protocollare condivisa e comune, ci si attende un incremento dei costi connessi alle possibili complicazioni tecniche e ritardi nelle applicazioni.

Con riferimento al sistema di comunicazione Wi-Fi, le indagini sperimentali effettuate (es., prove di comunicazione tese ad accertare la visibilità fra le antenne) hanno, da un lato, 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.

La fibra ottica si è dimostrata un mezzo di comunicazione adatto agli scopi della sperimentazione, sia in termini di prestazioni trasmissive della fibra reperibile sul mercato (si sono evidenziate solo alcune criticità, comunque superabili, nel reperire fibra ottica con requisiti idonei), sia per quanto

riguarda i costi di fornitura/posa. Questi ultimi in particolare, relativamente contenuti in presenza di opere già idonee ad ospitare la fibra ottica (tralicci, condutture, ecc.), nello specifico caso della sperimentazione A.S.S.E.M. sono stati in larga massima stimabili in 6 k€/km (comprensivi dei costi relativi a una serie di interventi preliminari necessari a predisporre i siti alla posa della fibra).

Questo supporto comunicativo si rivela particolarmente appropriato per la parte di sperimentazione che implica l'uso di selettività logica tra CP e CSM, e, in prospettiva, in quei casi in cui la rete di distribuzione presenti dei Centri Satellite rispetto ai quali l'uso delle strategie tradizionali di selettività risulterebbe inefficace.

Come già introdotto, rispetto alle attese iniziali, in futuro l'utilizzo delle reti di comunicazione pubbliche (ad es., rete mobile o DSL) per applicazioni Smart Grid basate su protocollo IEC 61850 potrebbe essere limitato dagli extra costi connessi alla realizzazione di VPN di Livello 2 tra i siti del Distributore e degli UA: i costi applicati dagli Operatori (connessione e canone annuo) risultano, infatti, di gran lunga maggiori rispetto ai costi normalmente applicati per l'uso di reti di telecomunicazione già ben diffuse e sviluppate, come la tecnologia GSM.

Al fine di chiarire tutti i possibili aspetti relativi alla comunicazione all'interno delle Smart Grid, si auspicano opportune interazioni tra AEEG e AGCOM.

Benché il Progetto non sia ancora concluso, è stato possibile svolgere una stima preliminare dei costi per la connessione degli apparati in campo.

Per ciascun punto da mettere in comunicazione "always on" con la Cabina Primaria, sia esso appartenente alla rete del Distributore (Cabine di Distribuzione, Cabina Smistamento) oppure a un Utente Attivo, si sono sostenuti in media costi fissi per circa 7,5 k€ (prevedendo, in alcuni casi, il mutuo backup del sistema di Wi-Fi/fibra ottica e la rete mobile HSDPA). A questi vanno aggiunti, per le soluzioni basate su connessioni su rete pubblica, un canone annuo atteso di circa 250/300 €  
Per quanto attiene invece la Cabina Primaria, si sono sostenuti costi fissi pari a 25/30 k€ con un canone annuo previsto di circa 7 k€

L'entità dei costi appena citati è imputabile, da un lato, alla natura sperimentale del Progetto, che ha comportato una serie di extra costi non previsti inizialmente per lo sviluppo degli apparati Smart Grid e, dall'altro, al ridotto numero di siti sul territorio integrati nel sistema di comunicazione: nello scenario prospettico di architettura Smart Grid applicata massivamente agli Utenti di San Severino Marche, la condivisione tra più Utenti delle infrastrutture di trasmissione (ad es., dorsali in fibra ottica) permetterà sicuramente di ridurre/ottimizzare gli investimenti per la comunicazione.

### **3.2 Dettagli del piano di monitoraggio e/o test sul campo che si prevede effettuare per una valutazione quantitativa dei benefici attesi in relazione agli specifici interventi realizzati nell'ambito del Progetto**

La fase di valutazione del Progetto, prevista per tutto il 2014, avrà l'obiettivo di valutare le prestazioni dell'architettura Smart Grid in riferimento agli obiettivi prefissati. I test riguarderanno fondamentalmente la capacità reale del sistema di comunicazione di scambiare dati entro le finestre temporali ritenute necessarie per le diverse applicazioni. Infatti, la combinazione in serie di apparecchiature di controllo e protezione di natura sperimentale, con nuove profilazioni protocollari, insieme con sistemi di comunicazione ad alte prestazioni, necessita di essere realmente verificata con test in campo, in maniera da garantire le prestazioni designate in fase progettuale. Un ulteriore oggetto di verifica riguarderà l'effettiva capacità dei generatori di mettere in atto i comandi ricevuti allo scopo di compensare opportunamente i parametri di funzionamento della rete. In questo caso, saranno messi a punto test per verificare la reale capacità di mutare la tensione di rete mediante iniezioni/prelievi di potenza reattiva da parte dei generatori.

Con i suddetti scopi, la fase di test si articolerà secondo le modalità riportate nel seguito.

#### 1. Monitoraggio degli indicatori rilevanti durante l'esercizio

Per monitorare tutti gli indicatori rilevanti in fase di esercizio, lo SCADA/DMS è stato dotato di un apposito database atto a raccogliere e storicizzare tutte le informazioni di interesse raccolte sulla rete A.S.SE.M. In particolare, saranno registrate in modo automatico:

- tutte le interruzioni senza preavviso lunghe, brevi e transitorie;
- tutte le richieste di regolazione (di potenza attiva e reattiva) alle unità di GD e la relativa risposta;
- tutti i segnali e i comandi scambiati tra la Cabina Primaria, la Cabina Smistamento Contro, le Cabine Secondarie lungo-linea e gli Utenti Attivi;
- le grandezze rilevanti ai fini del controllo della tensione (numero di manovre del VSC di CP, tensioni lungo-linea, contributo di potenza reattiva dei generatori, perdite, ecc.).

#### 2. Prove ad hoc con eventi in campo simulati

A completamento dell'attività sperimentale, verranno simulati degli appositi eventi atti a valutare l'efficacia delle soluzioni adottate rispetto allo scenario preesistente. In questo ambito, possibili eventi di interesse potranno essere:

- fuori servizio di un vettore di comunicazione:
  - impatto sulle prestazioni della Smart Grid;

- funzionalità del vettore di backup;
- tempi necessari al passaggio dal funzionamento in logica centralizzata al funzionamento in logica locale.
- guasti in rete:
  - prestazioni del teledistacco (tempi di distacco; affidabilità);
  - prestazioni della selettività logica (tempi di comunicazione; affidabilità);
- richiesta di modulazione della potenza attiva/reattiva della GD per esigenze di rete:
  - tempi di esecuzione dei comandi di limitazione;
  - reale impatto misurato sulla rete MT del Distributore;
  - tempi di ripristino;
  - affidabilità;
- riconfigurazione di rete mediante telecontrollo degli organi di manovra lungo-linea:
  - verifica della funzionalità del sistema nelle diverse configurazioni della rete di distribuzione (ad es., corretta corrispondenza Protezione di Linea – SPI Utente Attivo).

## APPENDICE A – CARATTERISTICHE DELLA RETE A.S.SE.M.

La rete di distribuzione A.S.SE.M. è connessa alla RTN a una tensione nominale di 132 kV (tensione del punto di consegna 120 kV) attraverso il nodo di San Severino, mediante uno schema di inserimento in antenna realizzato con la Linea Belforte – San Severino (Figura 3).

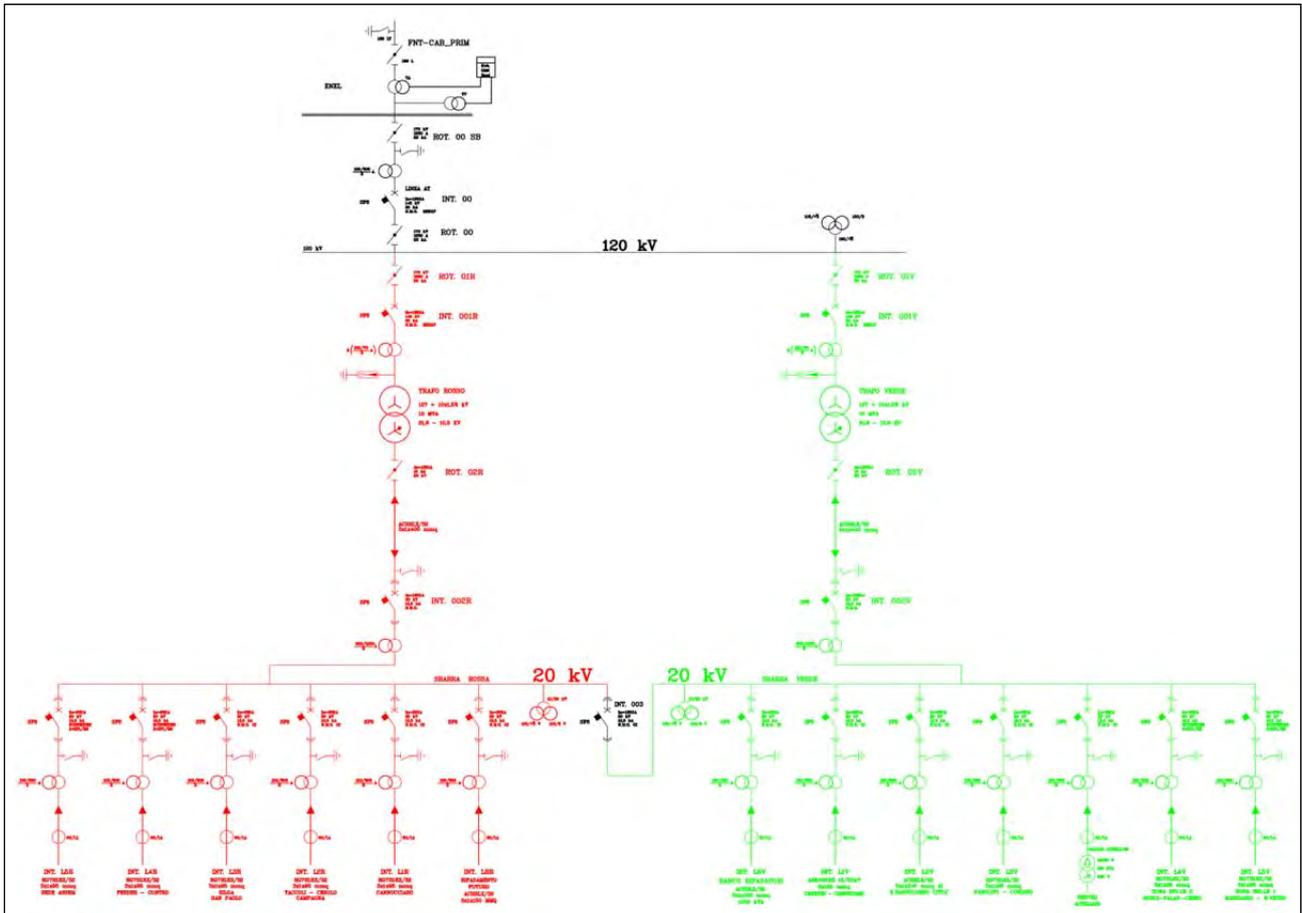


Figura 3. Cabina Primaria di San Severino Marche – Semisbarra Rossa e Verde.

I sistemi di protezione AT attualmente presenti sono coordinati con quelli di Terna, sono monitorati per permettere l'accertamento del comportamento e la ricostruzione dei disservizi di rete, e contribuiscono alla sicura individuazione degli elementi guasti ed alla loro conseguente esclusione per accelerare la diagnosi del disservizio e la ripresa del servizio.

La misura dell'energia scambiata nel punto di consegna è assicurata in accordo alle disposizioni di legge in materia e ne è garantita la disponibilità sia a Terna, sia al Distributore.

La sezione in Media Tensione è alimentata a 20 kV e suddivisa su due semisbarre (semisbarra Rossa e Verde), ciascuna sottesa a un trasformatore AT/MT da 25 MVA. Dalla semisbarra Rossa si dipartono i feeder L1R, L2R, L3R, L4R e L5R e un montante predisposto per un futuro impianto di

rifasamento; a quella Verde sono invece connessi i feeder L1V, L2V, L3V, L4V, L5V, il banco di rifasamento di CP e i servizi ausiliari di CP (trasformatore MT/BT da 100 kVA).

## **A.1 Scenario preesistente**

Nello scenario preesistente all'implementazione del Progetto, la rete di distribuzione A.S.SE.M. SpA risultava già dotata di vari sistemi di controllo, regolazione e protezione, benché questi fossero stati concepiti per un esercizio puramente passivo della rete medesima. Un primo livello di automazione con un forte impatto sulla GD consiste nella presenza delle cosiddette richiuse automatiche, ovvero sistemi in grado di richiudere l'interruttore di partenza della linea MT a seguito di un'apertura su guasto. Il funzionamento tipico di questi sistemi di richiusura prevede un ciclo di attesa da qualche centinaio di millisecondi (400 ms) a qualche decina di secondi ( $70 \div 180$  s) a seguito di un'apertura su guasto; dopo questa attesa l'interruttore è richiuso e la tensione rilanciata lungo la linea. Nella visione di una rete sottesa puramente passiva, le utenze sono rialimentate e percepiscono soltanto un'interruzione transitoria per il tempo necessario alla richiusura. Con la presenza di GD lungo le linee MT bisogna invece evitare che la richiusura avvenga quando lungo la linea sono ancora connessi generatori; in questo caso si avrebbe, infatti, un parallelo potenzialmente pericoloso per le macchine.

Precedentemente all'implementazione del Progetto, altri problemi legati ai sistemi di automazione di rete si potevano presentare nel caso di alimentazione, da parte di uno o più impianti di GD, di una porzione della rete di distribuzione dopo la disconnessione della stessa dal resto del sistema elettrico (isola indesiderata), oppure se un generatore, in caso di guasto sulla linea MT di afferenza, continuava ad alimentare il guasto stesso, rendendo vana la richiusura (richiusura negativa).

La strategia per evitare simili situazioni prevedeva la rapida disconnessione dei generatori in caso di apertura dell'interruttore di CP. Infatti, i generatori connessi alla rete MT sono dotati di un dispositivo automatico (il cosiddetto Sistema di Protezione di Interfaccia, SPI, codificato nella Norma CEI 0-16) in grado di disconnettere il generatore dalla rete in caso di perdita della rete medesima. Tuttavia, in assenza di sistemi di comunicazione tra CP e GD le informazioni di cui dispongono i relè d'interfaccia sono esclusivamente locali: l'azione del SPI (o meglio del relè che ne costituisce la parte essenziale, detto PI, Protezione di Interfaccia) è pertanto basata su soglie di minima, massima frequenza (protezioni 81U, 81O), minima tensione (protezione 27), massima tensione (protezione 59). Queste soglie, però, non possono distinguere condizioni di perdita di rete da perturbazioni nelle quali la tensione (oppure la frequenza) si discostano dai valori nominali per

cause dovute a squilibrio tra generazione e carico (o, più in generale, a guasti e perturbazioni anche nelle reti di alta e altissima tensione)<sup>2</sup>. In alcuni casi (già verificatisi nel recente passato), il SPI potrebbe agire in modo intempestivo, distaccando ulteriore generazione dalla rete; in altri, caratterizzati dalla presenza di ridotto squilibrio fra le potenze attiva/reattiva generate e quelle richieste dai carichi, mantenere un'isola indesiderata. Inoltre, nello scenario preesistente al Progetto, il SPI, basato come già detto sul rilievo locale di tensione e frequenza, in occasione di significativi transitori di frequenza sulla rete di alta tensione, disconnetteva intempestivamente la GD collegata alla rete di distribuzione che quindi non partecipava al contrasto della perturbazione in atto sul sistema, bensì ne aggravava l'entità, disconnettendosi in tempi brevissimi e causando problemi alla sicurezza del complessivo sistema nazionale.

In tale scenario, e nella prospettiva di un apporto significativo da GD senza modifiche alla rete di distribuzione MT, i problemi di gestione, protezione e automazione legati alla PI avevano pesanti ripercussioni sia a livello locale (linee MT) sia a livello di sistema (aumento del rischio di blackout). In altre parole, le scarse prestazioni della PI rappresentavano un vincolo ulteriore, e più stringente, per la potenza attiva installabile su una rete MT. Per contro, la rete MT in esame, in relazione ai soli vincoli tecnici nodali, mostrava una più che discreta capacità di accoglimento della GD, in linea con quanto riportato nell'Allegato 2 della Del. ARG/elt 25/09. In particolare, la quantità di GD tecnicamente installabile, in accordo a tutti i tre vincoli nodali considerati e nelle ipotesi dello studio, su una grande percentuale di nodi della rete risultava piuttosto elevata (l'81% dei nodi analizzati era compatibile con una quantità di GD entro i 3 MW). Scendendo in maggiore dettaglio, si rilevava una notevole incidenza delle variazioni rapide di tensione: su tale fenomeno, peraltro, le norme di Power Quality non pongono reali limiti, ma forniscono solo indicazioni. Il reale limite dell'infrastruttura è rinvenibile nel vincolo di transito sulle linee: esso risultava quello più critico solo per iniezioni molto significative (qualche megawatt), costituendo una vera e propria barriera strutturale della rete, insieme alla potenza nominale dei trasformatori AT/MT.

Tali limiti sono realisticamente incidenti solo su una rete di distribuzione preesistente debole; infatti, già oltre i 6 MW può essere presa in considerazione la connessione in Alta Tensione, che diventa obbligatoria oltre i 10 MW; valori di potenza più ridotti possono costituire un problema per la portata dei conduttori solo in caso di tensioni di esercizio basse (ad es. 10 kV) e/o di collegamento dell'impianto di generazione a derivazioni (le dorsali hanno una portata al limite termico compresa nel range 280 ÷ 360 A).

---

<sup>2</sup> Al fine di discernere tra le eventualità appena citate, le recenti evoluzioni normative (CEI 0-16, CEI 0-21, Del. 84/12/R/eel) hanno introdotto la gestione delle soglie basata sul cosiddetto "sblocco voltmetrico". Tuttavia, benché rispetto allo scenario passato questa soluzione consenta un sensibile aumento dell'affidabilità dei SPI, ad oggi sussistono ancora delle criticità in riferimento al loro esercizio.

Un'ultima restrizione di natura tecnica (ostativa al raggiungimento dei limiti strutturali della rete) è data dalle variazioni lente di tensione, cioè dalla sopraelevazione di tensione che un'unità di GD provoca (tipicamente in condizioni di contro-flusso) lungo una linea MT: a tale problematica il Progetto pone delle soluzioni innovative, meglio descritte in APPENDICE C.

## A.2 Consistenza della rete coinvolta nel Progetto

La rete elettrica MT afferente alla CP Colotto (coincidente con la totalità della rete di distribuzione MT A.S.SE.M. SpA) ha una lunghezza complessiva di 181,17 km (Tabella 6), di cui 109,46 km sottesi alla semisbarra Rossa e 71,71 km sottesi alla Verde. Ulteriori informazioni di dettaglio, riguardo all'estensione e alla composizione delle diverse linee che compongono il sistema di distribuzione, sono riportate in Tabella 6, Tabella 7 e Tabella 8.

Linee MT	Cavo	Conduttori Nudi	Totale
<b>TOTALE RETE A.S.SE.M. SPA</b>	<b>46,29</b>	<b>132,55</b>	<b>181,17</b>

Tabella 6. Consistenza della rete A.S.SE.M. SpA [km].

Linee MT	Cavo Aereo	Cavo Interrato	Conduttori Nudi	Totale linea
<b>L1R – Agr. Rocch. Cannucc</b>	0,120	2,86	2,15	5,13
<b>L2R – Taccoli-Cesolo</b>	0,27	5,59	41,96	47,81
<b>L3R – Parolito-Cusiano</b>	0	1,22	17,18	18,40
<b>L4R – Feeder - Contro</b>	1,18	9,70	26,30	37,17
<b>L5R – Sede ASSEM</b>	0,07	0,23	0,66	0,95
<b>TOTALE SEMISBARRA ROSSA</b>	<b>20,78</b>		<b>87,59</b>	<b>109,46</b>

Tabella 7. Consistenza della rete A.S.SE.M. SpA sottesa alla semisbarra Rossa di CP [km].

Linee MT	Cavo Aereo	Cavo Interrato	Conduttori Nudi	Totale linea
<b>L1V – Caruccio-Cannucciaro</b>	1,25	5,99	17,19	24,43
<b>L2V – San Bartolomeo-Città</b>	0	6,88	3,41	10,29
<b>L3V – Silga-S. Paolo</b>	0	0,06	19,61	19,67
<b>L4V – Z.I. 2-Palafitte</b>	0,09	8,71	2,12	10,91
<b>L5V – Z.I. 1-Marziario</b>	0,15	3,63	2,63	6,41
<b>TOTALE SEMISBARRA VERDE</b>	<b>25,51</b>		<b>44,96</b>	<b>71,71</b>

Tabella 8. Consistenza della rete A.S.SE.M. SpA sottesa alla semisbarra Verde di CP [km].

## **APPENDICE B – ARCHITETTURA DEL PROGETTO**

Il progetto Smart Grids A.S.SE.M. ha per obiettivo l'installazione di un sistema di monitoraggio, controllo, regolazione e protezione nella CP Colotto, nelle Cabine Secondarie (CS) lungo-linea e presso gli Utenti Attivi, al fine di incrementare la capacità della rete di accogliere nuova GD, nonché l'affidabilità tecnica, in termini di disponibilità e continuità del servizio fornito, e l'efficienza nel servizio di distribuzione. Un opportuno scambio di segnali con Terna consentirà anche di prevedere la futura implementazione di funzioni di controllabilità delle utenze attive sottese alla rete da parte di Terna stessa (ad es., limitazione/distacco in emergenza).

La soluzione proposta prevede anche l'installazione (in sostituzione, in parallelo o in aggiunta ai dispositivi esistenti) di componenti innovativi per inviare/ricevere informazioni o segnali attraverso il sistema di comunicazione realizzato nel Progetto: l'insieme di questi componenti permetterà di realizzare il già citato concetto di sottostazione estesa, consentendo una gestione intelligente e innovativa della rete di distribuzione.

### **B.1 Architettura generale del Progetto**

Di seguito si riportano le caratteristiche principali del sistema proposto, elaborate nel corso della fase di progettazione della sperimentazione. La Figura 4 illustra l'architettura in corso di realizzazione. Conformemente a quanto proposto in fase di presentazione di istanza incentivante, la rappresentazione in figura evidenzia la presenza di due livelli operativi interconnessi dal sistema di comunicazione (fibra ottica + Wi-Fi + DSL); in particolare:

- Livello 1 o Livello di Cabina Primaria: i componenti realizzano la Logica di Cabina Primaria (LCP), attività che, in sintesi, consiste nell'esecuzione delle funzioni di protezione, regolazione e monitoraggio della sottostazione estesa.
- Livello 2: di questo livello fanno parte gli Utenti Attivi (UA), le Cabine Secondarie (CS), la Cabina Smistamento (CSM) Contro e i componenti che si occupano di eseguire i comandi impartiti dalla LCP e di gestire i dispositivi dell'impianto utente.

Nei paragrafi seguenti sono dettagliate le varie componenti dell'architettura Smart Grid.

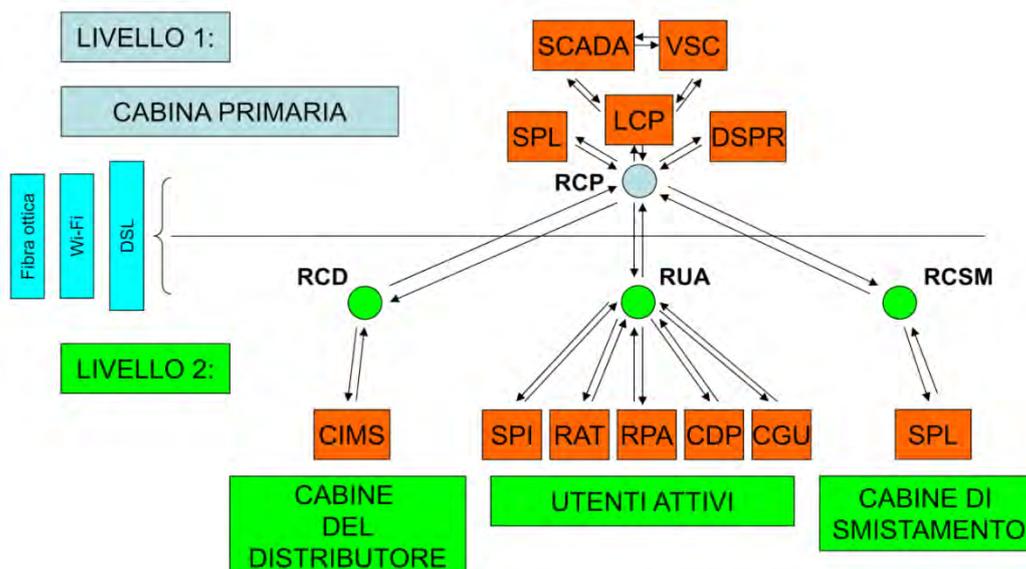


Figura 4. Architettura funzionale del sistema.

### Livello 1 – Cabina Primaria

Partecipano all'implementazione del *Livello 1* i macro elementi descritti nel seguito.

- Sistema di supervisione SCADA in sala controllo A.S.SE.M.  
Il Progetto prevede l'espansione dello SCADA con nuove funzionalità che implementano la LCP e soddisfano i requisiti richiesti dalla sperimentazione.
- Apparato di controllo BCU installato presso la CP  
È rappresentato da un apparato Selta funzionante in protocollo IEC 61850 appositamente progettato per il controllo delle stazioni elettriche. L'apparato sostituisce l'attuale RTU presente nella CP A.S.SE.M. occupandosi di interfacciare in *modalità filata* sia l'I/O di impianto, sia l'I/O delle protezioni MT e AT, per realizzare il teledistacco della GD in caso di perdita della rete AT e/o di intervento delle protezioni di linea.
- Sistema di Protezione Linea SPL  
È rappresentato dai nuovi relè di protezione delle linee in protocollo IEC 61850 che andranno a sostituire le protezioni attuali. Il nuovo relè multifunzione è un relè di tipo commerciale, innovativo in quanto integra le funzioni di protezione di linea native con la possibilità di emettere segnali di telescatto e di selettività logica via protocollo IEC 61850.
- Regolatore Automatico di Tensione RAT del VSC  
È un dispositivo che, agendo sul rapporto di trasformazione del trasformatore, mantiene la tensione sul lato MT il più costante possibile al variare della tensione sul lato AT e/o al variare del carico della rete.

È prevista la sostituzione del regolatore preesistente con un dispositivo IEC 61850 in grado di interfacciarsi direttamente alla WAN di stazione. La funzione di regolazione è pilotata dalla LCP.

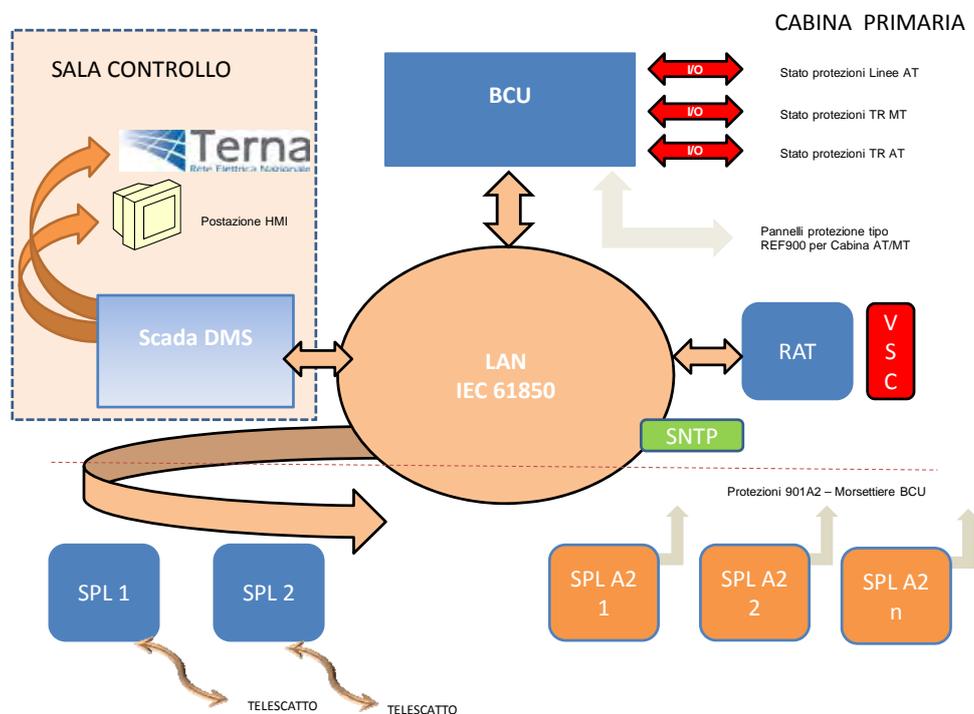
Nella configurazione proposta, l'apparato BCU e il sistema di protezione SPL supportano il sistema SCADA nell'implementazione della LCP.

Conformemente a quanto previsto nell'istanza di incentivazione della Del. ARG/elt 39/10, i suddetti dispositivi dialogano tra loro e con gli altri dispositivi che compongono la sottostazione estesa sfruttando il protocollo IEC 61850.

Completano il *Livello 1* gli apparati di comunicazione rappresentati:

- dal router di CP (RCP) che permette l'interfacciamento del *Livello 1* di sottostazione al canale di comunicazione verso gli UA;
- dal canale in fibra ottica che collega la CP alla sala controllo A.S.SE.M. e alla CSM.

In Figura 5 è riportata una schematizzazione dei dispositivi che compongono il *Livello 1*.



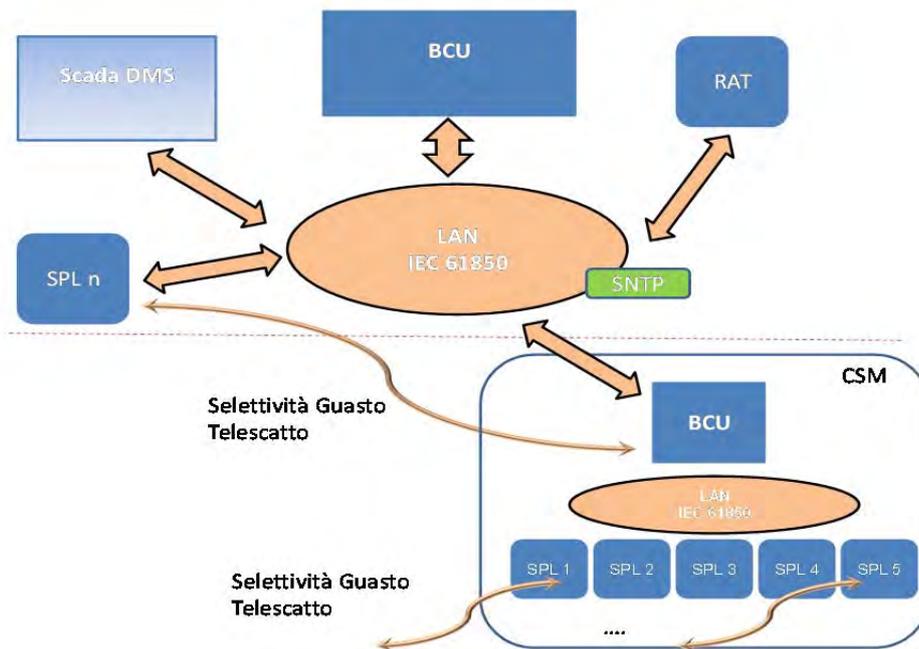
**Figura 5. Livello 1 dell'architettura proposta dal Progetto.**

*Livello 2 – Cabina di Smistamento, Utenti Attivi, Cabine del Distributore*

Nella Cabina di Smistamento (CSM), partecipano all'implementazione del *Livello 2* i seguenti dispositivi.

- **Apparato di controllo BCU**  
È rappresentato da un apparato di telecontrollo Selta funzionante in protocollo IEC 61850, appositamente progettato per il controllo delle stazioni elettriche. L'apparato interfaccia in *modalità filata* l'I/O di impianto necessario per l'esecuzione delle funzioni prescritte.
- **Sistema di Protezione Linea SPL**  
È rappresentato da nuovi relè di protezioni delle linee in protocollo IEC 61850 chiamati a sostituire le attuali protezioni di linea. Il nuovo relè multifunzione è un relè di tipo commerciale, innovativo in quanto integra le funzioni di protezione linea native con la possibilità di emettere segnali di teleseccato e di selettività logica via protocollo IEC 61850.

Una rappresentazione degli apparati presenti in Cabina di Smistamento (CSM) e del loro interfacciamento al *Livello 1* dell'architettura è riportata in Figura 6.



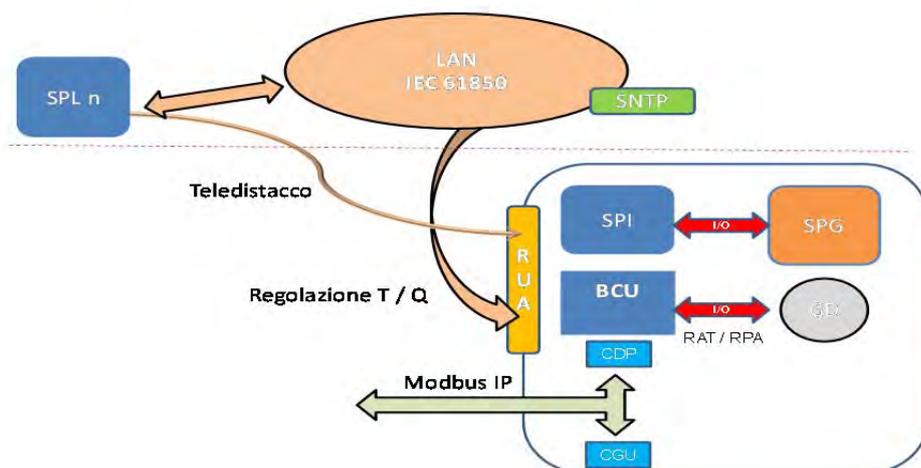
**Figura 6. Apparati in Cabina di Smistamento e interfacciamento con la CP.**

Presso gli Utenti Attivi, partecipano all'implementazione del *Livello 2* gli elementi indicati nel seguito.

- Sistema di Protezione di Interfaccia (SPI)  
È implementato attraverso i relè di protezione innovativi in protocollo IEC 61850. Il nuovo relè si occupa di eseguire la funzione di distacco della generazione a seguito della ricezione del segnale di telestacco da parte del SPL presente in CP o in CSM.
- Apparato BCU  
È rappresentato da un apparato di telecontrollo in protocollo IEC 61850 necessario per effettuare la regolazione di tensione/potenza. La BCU ha il compito di interfacciare – tramite I/O filato – il Regolatore Automatico di Tensione/Potenza (RAT/RPA). La regolazione è governata dalla LCP.
- Contatore Generale Utente (CGU) e Contatore di Produzione (CDP)  
Sono due nuovi contatori di energia proposti in sostituzione degli esistenti; la particolarità di questi dispositivi è che sono in grado di fornire i dati al sistema di supervisione SCADA del centro di controllo A.S.SE.M. (e da qui possono poi essere trasmessi, conformemente a quanto previsto dalla normativa, a Terna).
- Sistema di Protezione Generale (SPG)  
Non è prevista la sostituzione dell'attuale SPG.

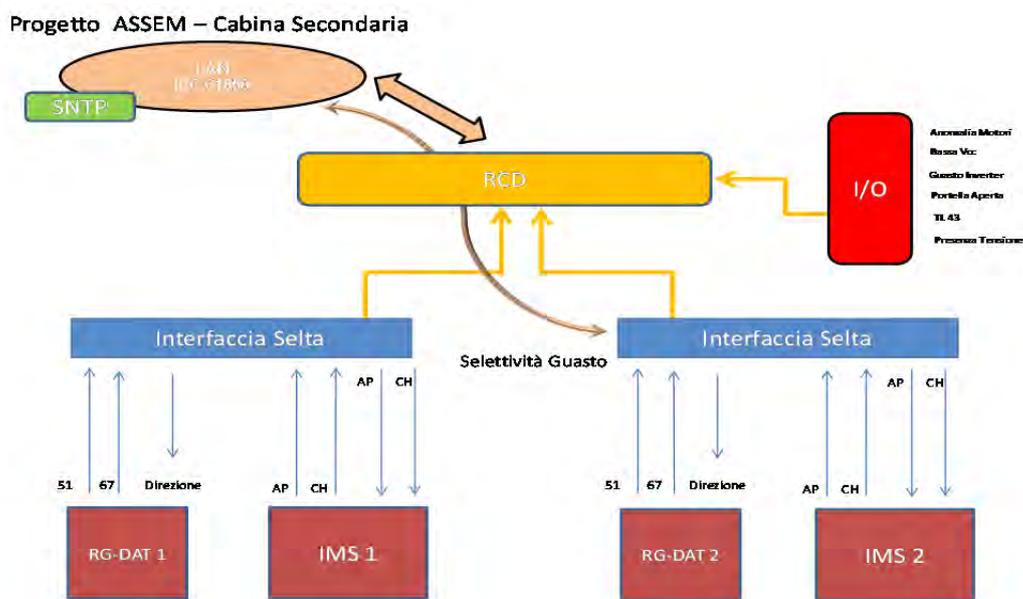
Completano il *Livello 2* gli apparati di comunicazione rappresentati dal Router di Utente Attivo (RUA), che ha il compito di interfacciare i vettori di comunicazione verso la CP con i sistemi dell'UA.

In Figura 7 è riportata l'architettura proposta per gli Utenti Attivi.



**Figura 7. Apparati da installarsi presso gli Utenti Attivi e loro interfacciamento con il Livello 1 di sottostazione.**

Nelle Cabine del Distributore, l'apparato CIMS (vedi Figura 4) permette l'attuazione dell'ordine di apertura/chiusura degli organi di manovra lungo-linea (IMS); l'ordine è impartito dalla LCP e ha come obiettivo – a fronte di un guasto sulla linea MT – di ridurre i tempi di ripristino della porzione di rete che si trova a monte del guasto. Per lo svolgimento della funzione in oggetto è proposta l'adozione di un dispositivo Selta per l'interfacciamento ai Fault Passage Indicator e agli IMS nella Cabina del Distributore, come illustrato in Figura 8.



**Figura 8. Apparati da installarsi presso le Cabine del Distributore e loro interfacciamento con il Livello 1 di sottostazione.**

Il Progetto prevede l'impiego di un modulo di acquisizione I/O per la lettura dei dati di diagnostica della cabina (stato batterie, ecc.) e per l'acquisizione di dati in tempo reale sulla corrente/tensione nel punto di installazione del Fault Passage Indicator. Il router RCD è il dispositivo per l'interfacciamento al sistema di comunicazione.

### *Sincronizzazione degli apparati*

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

## B.2 Planimetrie dell'area del progetto pilota

In Figura 9 è riportata una planimetria dell'area interessata dal Progetto, con indicazione delle modalità di comunicazione adottate nei diversi siti, mentre in Figura 10 e Figura 11 sono mostrate le medesime informazioni precedenti, ma con maggiore dettaglio.

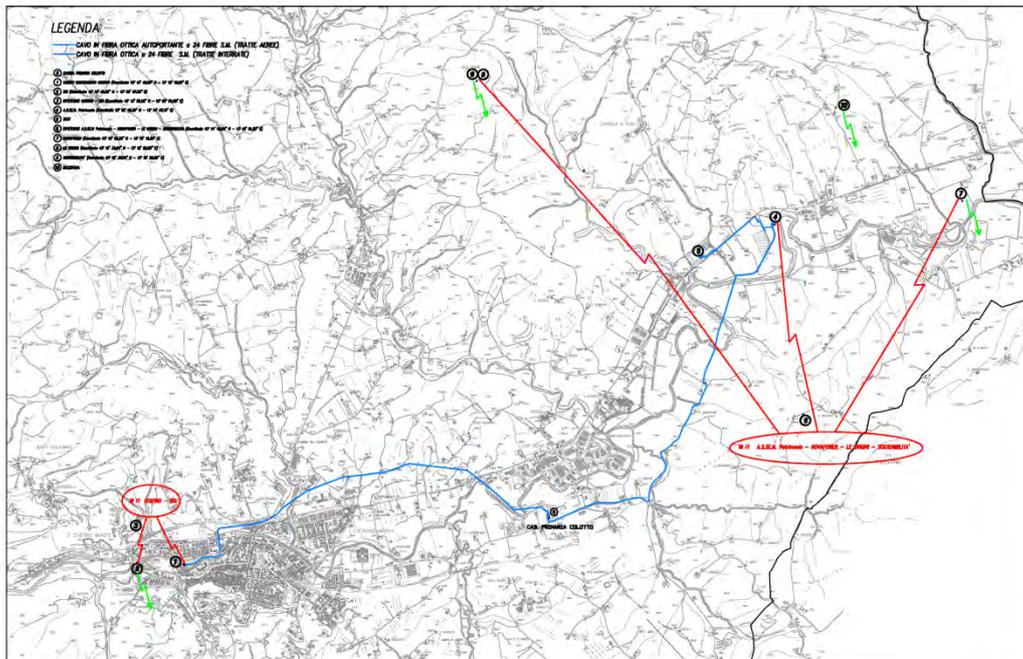


Figura 9. Planimetria del sistema di comunicazione (blu=fibra ottica; verde=reti mobile; rosso=Wi-Fi).



Figura 10. Architettura del sistema di comunicazione nell'area Ovest del Progetto (blu=fibra ottica; verde=reti mobile; rosso=Wi-Fi).

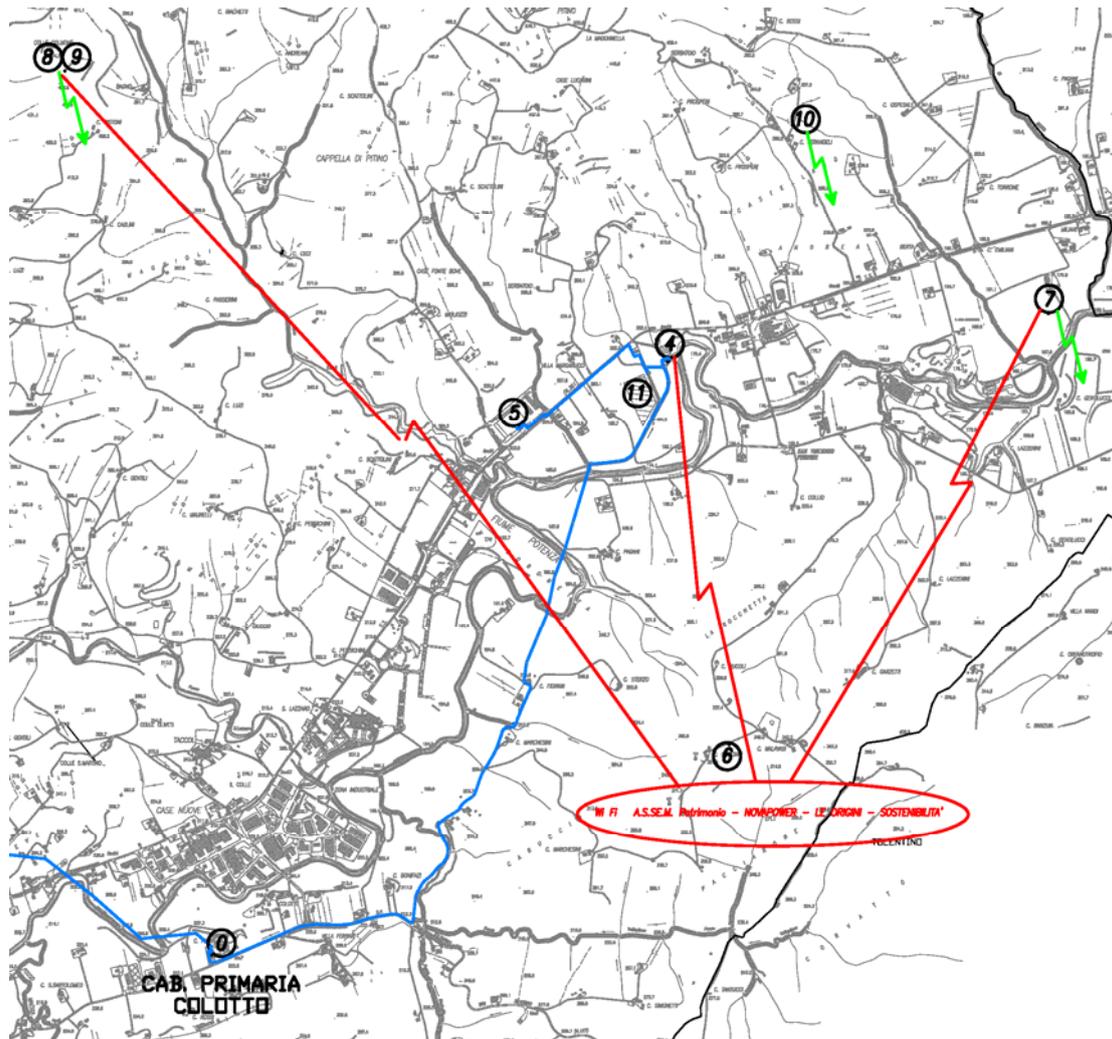


Figura 11. Architettura del sistema di comunicazione nell'area Nord-Est del Progetto (blu=fibra ottica; verde=rete mobile; rosso=Wi-Fi).

## APPENDICE C – FUNZIONALITÀ INNOVATIVE SMART GRID

Di seguito si illustrano le funzionalità innovative previste nel progetto Smart Grids A.S.SE.M.

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

### C.1 Funzionamento innovativo del SPI: telescatto

Una delle funzionalità innovative del Progetto prevede l'invio, in caso di intervento di un Sistema di Protezione di Linea (SPL; sia esso ubicato in CP o nella Cabina Smistamento del Distributore), per tramite del Router di CP, o di CSM, del sistema di telecomunicazione (fibra ottica, Wi-Fi o rete mobile) e del Router di Utente Attivo, di un segnale di telescatto alle protezioni di interfaccia della GD sottesa (SPI), scongiurando il rischio che i generatori possano continuare ad alimentare la porzione di rete rimasta in isola (in Figura 12).

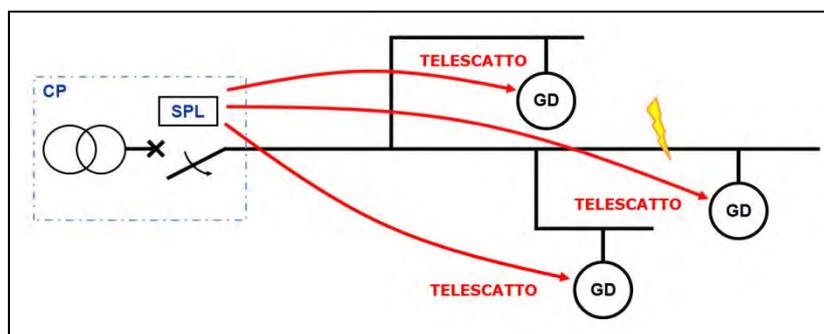


Figura 12. Invio del segnale di telescatto dai sistemi di Protezione di Linea (SPL) in CP alla GD sottesa.

Inoltre, per consentire un sicuro esercizio della rete, l'interfaccia AT/MT di CP è dotata di opportune logiche, atte a rilevare l'eventuale separazione della rete di distribuzione dalla RTN (Dispositivo di Segnalamento Perdita Rete, DSPR). L'introduzione di questi dispositivi si rende necessaria al fine di evitare che, durante uno degli eventi AT appena citati, la mancata disconnessione della GD da parte dei SPI possa causare l'accidentale funzionamento in isola della porzione di rete sottesa alla CP. Al DSPR è quindi demandato il compito, nel caso di avvenuta separazione dalla RTN, di inviare il segnale di telescatto alla totalità della GD connessa alla rete (Figura 13).

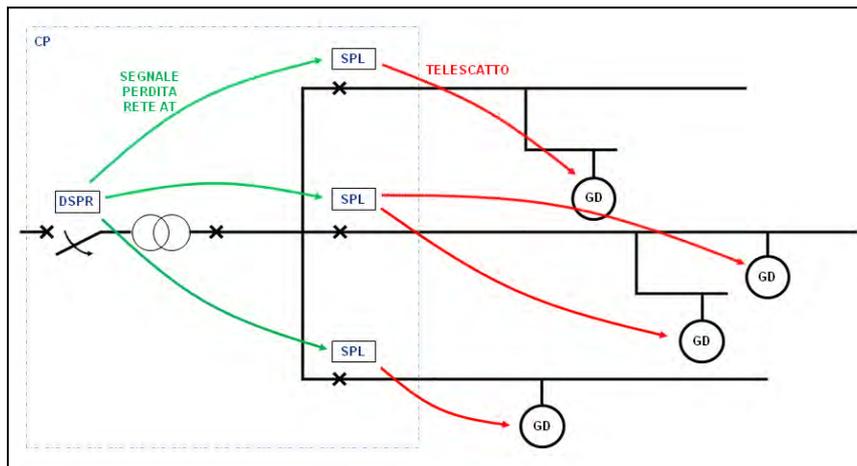


Figura 13. Invio del segnale di telescatto alla GD in caso di intervento delle protezioni AT.

A seguito delle recenti evoluzioni tecnico-normative, si è deciso di implementare nel Progetto una logica di funzionamento del SPI che operi sia su logiche locali che su segnali provenienti da remoto (CEI 0-16; CEI 0-21; Figura 14).

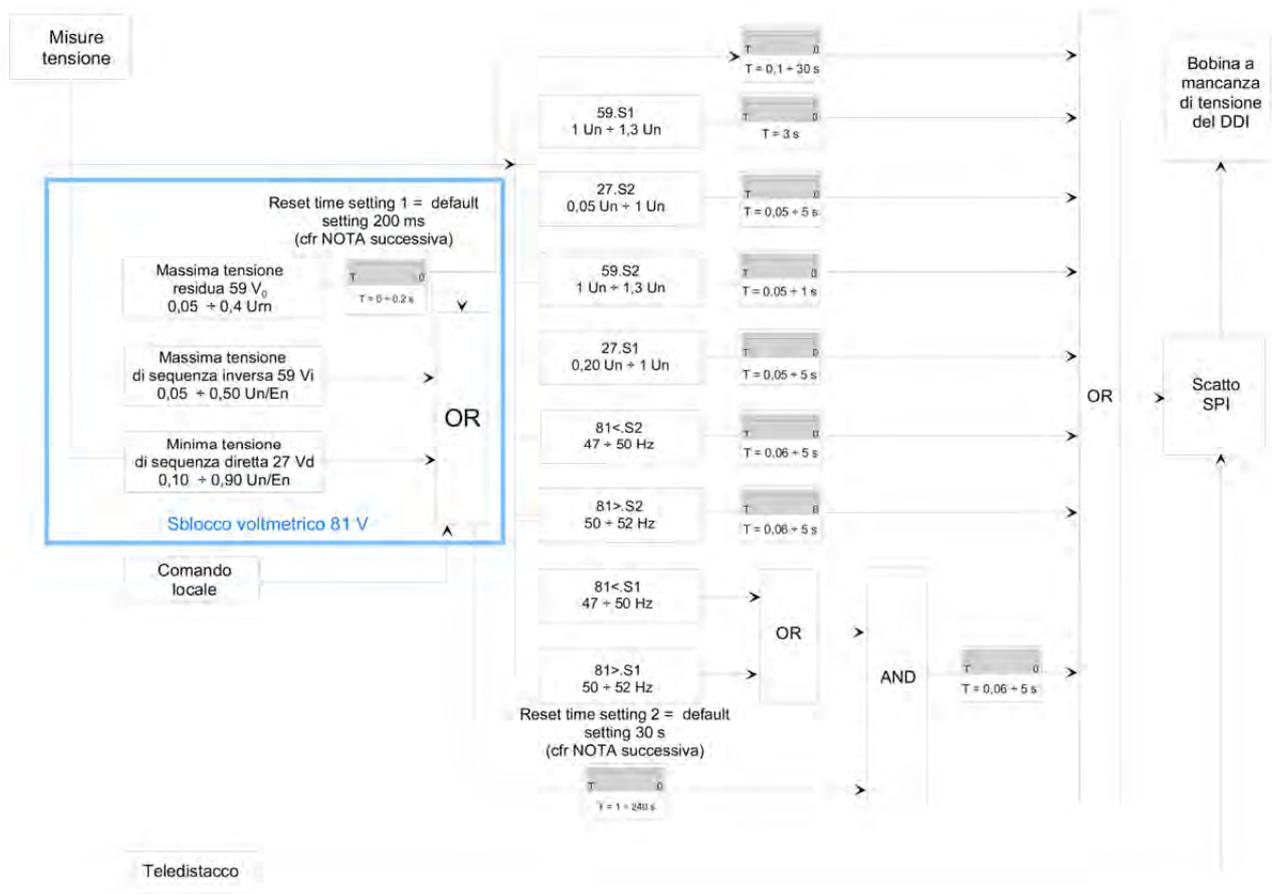


Figura 14. Schema della logica funzionale del SPI (CEI 0-16 ed. III).

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

## C.2 Selettività logica con i dispositivi di protezione in Cabina Smistamento

Il Progetto propone l'implementazione della selettività logica tra le protezioni di linea poste in CP e le protezioni nella Cabina Smistamento (CSM) Contro: l'obiettivo è l'isolamento della sola porzione di rete affetta da guasto, evitando lo scatto dell'interruttore MT in testa al feeder (anche nel caso di cortocircuiti ad elevata corrente).

L'attuale gestione dei cortocircuiti prevede la selezione del tronco guasto tramite le limitate prestazioni dettate dalla selettività cronometrica con le protezioni in CP; l'uso della selettività logica garantisce invece l'incremento di tali prestazioni, sia in termini di selezione del tronco guasto, che di rapidità di estinzione del cortocircuito.

La funzione di selettività logica, in caso di cortocircuito, opera nel modo seguente: il SPL, in corrispondenza del guasto, rileva una sovracorrente ed invia un messaggio di inibizione all'omologo SPL posto in CP (Figura 15).

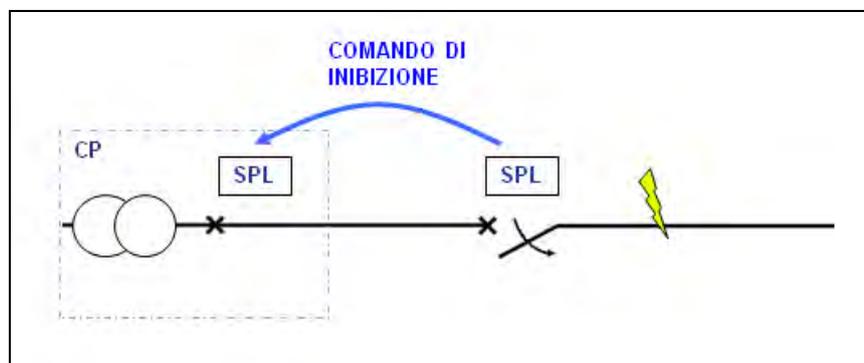


Figura 15. Selettività logica tra Cabina Primaria e Cabina Smistamento.

Il SPL, attivato da una corrente di guasto, che non riceve il messaggio di inibizione entro un tempo prefissato, comanda l'apertura dell'interruttore cui è associato. Nell'evenienza in cui una protezione

risulti isolata a causa di problemi sul canale di comunicazione, essa tornerà ad operare con la cosiddetta “configurazione locale”, cioè con le logiche attuali (selettività cronometrica).

Secondo le modalità appena esposte, la selezione del tronco guasto avviene con una sola manovra, senza allungare i tempi di permanenza del cortocircuito ed isolando solo la parte di rete interessata dal malfunzionamento. Inoltre, la procedura di richiusura è attuata direttamente dal SPL che ha isolato il tronco guasto, evitando perturbazioni sul tratto sano a monte e separando dalla rete solo la GD a valle della protezione intervenuta.

### **C.3 Regolazione della tensione MT con logica centralizzata**

Nonostante le evoluzioni della norma EN 50160 abbiano condotto a valori di tensione tollerabili, sulle reti MT, superiori transitoriamente al 110% del valore nominale (inteso come media del valore efficace della tensione su 10 minuti), al fine di non superare tale limite senza ricorrere alla realizzazione di nuove infrastrutture, si rende necessario agire sulle iniezioni reattive (e, in casi estremi, attive) delle unità di GD.

Nel presente Progetto si è optato per attuare una regolazione centralizzata dei flussi reattivi immessi in rete dalla GD. La scelta è ricaduta sulla presente modalità di regolazione, in luogo della logica locale precedentemente ipotizzata, per via delle maggiori prestazioni che essa garantisce in scenari applicativi reali: oltre all’efficace coordinamento tra i generatori, e tra i generatori e le ulteriori risorse di regolazione presenti in rete (Variatore Sotto Carico del trasformatore AT/MT di CP; banchi di condensatori), essa consente l’implementazione di logiche di ottimizzazione dei profili di tensione, del numero di manovre del VSC, nonché di riduzione delle perdite, ecc.

Durante eventuali indisponibilità temporanee del canale di comunicazione tra CP e unità di GD, la regolazione della tensione continuerà comunque ad operare attraverso una logica di controllo “locale”. Ad esempio, variando l’erogazione/assorbimento di potenza reattiva in accordo a funzioni di regolazione basate sul valore della tensione misurata nel punto di connessione del generatore alla rete, secondo una curva caratteristica  $Q = f(V)$ , come mostrato nell’esempio di Figura 16.

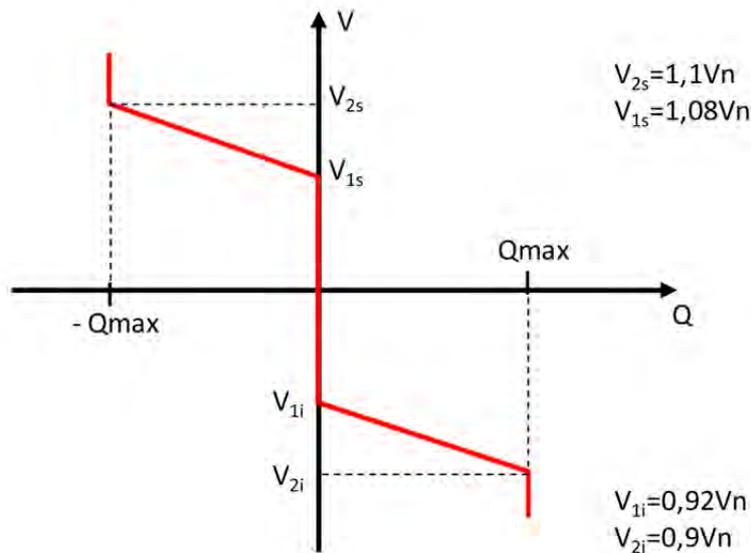


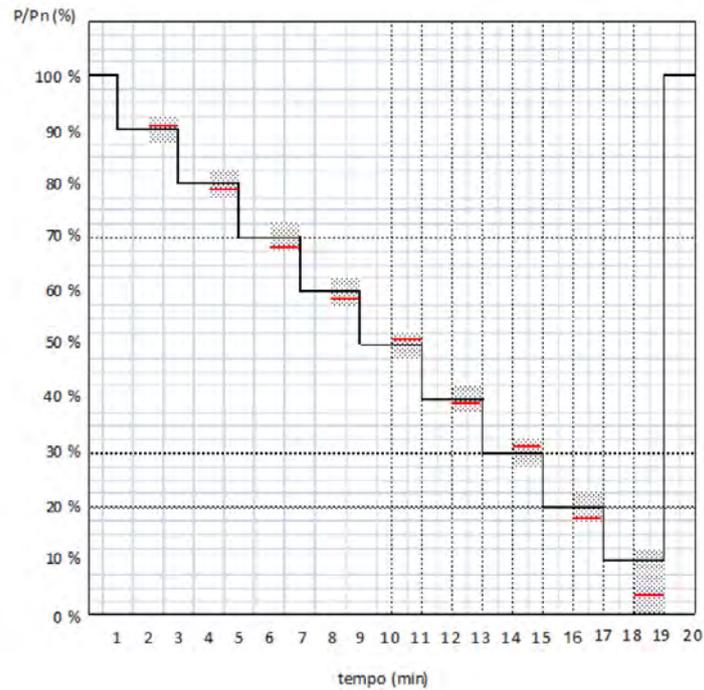
Figura 16. Curve caratteristiche standard  $Q=f(V)$  (CEI 0-16).

L'algoritmo di regolazione della tensione che si intende adottare nel Progetto è dettagliato all'APPENDICE D.

#### C.4 Limitazione/regolazione in emergenza della potenza attiva

In particolari condizioni di rete MT, legate a valori di tensione elevati o a temporanee limitazioni al transito sulla rete/linea di distribuzione cui la GD è sottesa, è di interesse poter modulare/limitare la potenza attiva iniettata da ciascuna unità di GD, e poterne comandare il distacco forzato. Un simile controllo delle iniezioni attive della GD potrà inoltre essere asservito a un comando erogato da Terna in particolari situazioni di emergenza della RTN (necessità di limitare/annullare l'apporto della GD in determinate condizioni di rete AT).

Anche per questa funzione, si è definita una opportuna logica di funzionamento basata sugli ultimi aggiornamenti tecnico-normativi: in presenza del sistema di comunicazione, la limitazione della potenza attiva sarà attuata su comando esterno proveniente dal DSO. I possibili valori dei setpoint inviati saranno espressi come percentuale della potenza nominale (ad es., in gradini di ampiezza pari al 10%  $P_n$ ) fino alla completa disconnessione del generatore (come nell'esempio di Figura 17). I segnali, trasmessi dal Distributore alle unità di GD sottese alla propria rete, potranno essere inviati anche a seguito di richieste da parte del TSO (a tal scopo sarà predisposto un opportuno ingresso logico atto a ricevere i messaggi inviati da Terna).



**Figura 17. Esempio di limitazione della potenza attiva in risposta a comando esterno (CEI 0-16).**

### **C.5 Monitoraggio delle iniezioni da GD nella prospettiva di un dispacciamento locale, e per fornire dati differenziati (GD; carico) al TSO**

La possibilità di comunicare con i produttori per i fini già esaminati consente anche l'acquisizione delle misure di produzione di ciascuna unità di GD. I dati di produzione, opportunamente aggregati per linea di alimentazione MT e, successivamente, per trasformatore AT/MT, entreranno a far parte delle informazioni che il Distributore trasmette ciclicamente al TSO per il controllo della RTN, monitorando in tempo reale alcuni parametri caratteristici dalla GD connessa alla rete di distribuzione. Con questo strumento A.S.SE.M. sarà in condizione di gestire efficacemente la rete anche in presenza di un'elevata penetrazione di GD.

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

## APPENDICE D – ALGORITMO PER LA REGOLAZIONE CENTRALIZZATA DELLA TENSIONE

Il Progetto Smart Grid A.S.SE.M. prevede il controllo in tempo reale delle iniezioni di potenza reattiva delle unità di GD diffuse sul territorio, al fine di regolare i profili di tensione lungo le linee della rete. L'algoritmo di regolazione della tensione agisce anche sul VSC dei trasformatori AT/MT di CP, al fine di coordinarne il funzionamento con l'azione della GD.

In Figura 18 sono riportati i dati scambiati per il controllo della tensione tra lo SCADA/DMS, su cui l'operatore nel centro di controllo modella la topologia di rete, e il software di calcolo DigSILENT, che esegue l'algoritmo per la regolazione della tensione. I due software scambiano dati attraverso un database Oracle, in cui sono memorizzate tutte le informazioni necessarie (misure, valori di riferimento, struttura di rete, ecc.).

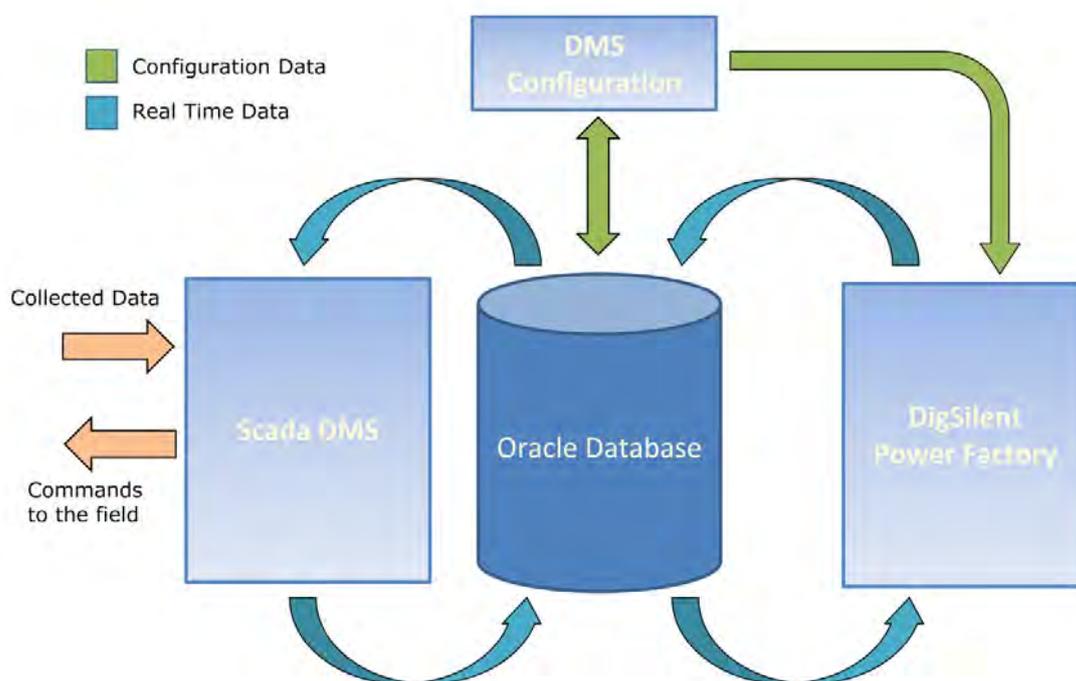


Figura 18. Dati scambiati per il controllo della tensione sulla rete MT.

L'algoritmo di regolazione centralizzata della tensione implementato nel Progetto opera mediante azioni di controllo cicliche, che coinvolgono le unità di generazione ricomprese nell'architettura Smart Grid e il sistema di regolazione automatica del Variatore Sotto Carico (VSC) del trasformatore di CP.

Ogni ciclo di controllo è composto dalle seguenti fasi:

1. acquisizione delle misure;

2. stima dello stato del sistema;
3. determinazione delle azioni di regolazione da attuare;
4. invio dei comandi al campo.

La cadenza con cui è realizzato ciascun ciclo di controllo è fissata a priori e impostabile da operatore; orientativamente può essere ritenuta pari a 1 minuto (quantità che potrà comunque essere soggetta a variazioni, a valle di opportune prove sperimentali).

L'algoritmo di regolazione terrà conto delle caratteristiche:

- della rete MT (topologia, parametri delle linee e localizzazione in rete dei vari componenti);
- del trasformatore di CP e del relativo VSC;
- dei generatori coinvolti nel progetto Smart Grid (limiti di capability);
- dei generatori non coinvolti nel progetto Smart Grid (taglia; profili di immissione tipo);
- del carico (potenza contrattuale; profili di prelievo tipo).

In aggiunta, i seguenti parametri saranno impostati dall'operatore:

- temporizzazioni;
- valori di tensione minimi e massimi ammessi sulla rete MT (es. 0,96-1,09 p.u.);
- tensione di riferimento per l'ottimizzazione della posizione del VSC ( $v_{rif}$ ).

Ad ogni ciclo di regolazione, vengono acquisite le seguenti misure dal campo:

- potenza attiva/reattiva immessa in rete dalla GD;
- potenza attiva e reattiva in corrispondenza degli stadi MT di CP;
- posizione del VSC del trasformatore AT/MT;
- tensioni (in modulo) nei nodi di connessione dei generatori alla rete, alle sbarre MT e AT di CP e in eventuali ulteriori punti della rete, ove disponibili.

Le azioni da implementare per attuare la regolazione di tensione sulla rete vengono stabilite su base temporizzata, secondo tempistiche prestabilite (tranne in situazioni di particolare urgenza; es. saturazione dei limiti di regolazione dei generatori). Sono previste tre distinte logiche di regolazione, attuate ciclicamente con le tempistiche (indicative) riportate di seguito.

- “Fast”: 1 minuto.
- “Slow”: 15 minuti.
- “Very Slow”: 60 minuti.

La logica “Fast” realizza la regolazione di tensione con le seguenti modalità.

Se i profili di tensione ottenuti mediante la stima dello stato non evidenziano alcuna violazione dei limiti prefissati, le iniezioni reattive delle unità di GD e la posizione del VSC sono lasciate inalterate, in alternativa il contributo alla regolazione di tensione (iniezioni/prelievi reattivi) dei diversi generatori è determinato tramite un Optimal Reactive Power Flow (ORPF).

La logica “Slow” opera in modo analogo alla regolazione “Fast”, con l’eccezione che viene valutata l’opportunità di riportare le unità di generazione ad operare a fattore di potenza unitario. Infatti, i profili di tensione così ottenuti sono corrispondenti a una situazione ideale sotto il profilo dell’efficienza di rete (nessun prelievo reattivo della GD). Ciò risulta vero se, come nel presente caso, non è ammesso lo scambio di potenza reattiva della GD con la rete se non motivato da infrazioni dei limiti di tensione (ad esempio, per ridurre le perdite).

La logica “Very Slow” effettua la regolazione di tensione con le medesime modalità della regolazione “Slow”, eccettuato il fatto che in questo caso la posizione del VSC viene ottimizzata minimizzando la seguente quantità (scarto quadratico medio):

$$\sum_{i=1}^N (v_i - v_{rif})^2$$

Dove:

- $v_i$  è la tensione rilevata mediante load flow sul nodo  $i$ -esimo della rete;
- $v_{rif}$  è una tensione predefinita impostabile da operatore (es. 1 p.u.);
- $N$  è il numero totale di nodi della rete.

## APPENDICE E – STIMA DELL’AUMENTO DI HOSTING CAPACITY NELLA NUOVA CONFIGURAZIONE DI PROGETTO

Si vanno a valutare i benefici, ottenuti grazie all’evoluzione dell’architettura Smart Grid verso la sua configurazione definitiva, sugli indicatori definiti dalla Det. AEEG n. 7-10: energia immettibile in rete annualmente dalla generazione da fonte rinnovabile (*Ei-post*) ed incremento della potenza equivalente immettibile in rete da GD ( $P_{smart}$ ).

I principali fattori che incidono positivamente sul calcolo della  $P_{smart}$  sono soprattutto legati allo sviluppo della rete da parte di A.S.SE.M. (riassetto di rete e sostituzione dei trasformatori di CP) e all’inclusione nel Progetto Smart Grid della rete sottesa alla Semisbarra Verde di CP, che hanno permesso, da un lato, di eliminare i colli di bottiglia preesistenti derivanti dalla ridotta capacità di trasporto di alcune direttrici e della sezione AT/MT di Cabina Primaria e, dall’altro, hanno consentito di superare i limiti dovuti a una gestione passiva della rete sottesa a entrambe le semisbarre di Cabina Primaria (inizialmente il Progetto prevedeva il coinvolgimento della sola semisbarra Rossa di CP).

Per una descrizione dettagliata della procedura di calcolo degli indicatori si rimanda all’Allegato K della relazione “Istanza al trattamento incentivante Smart Grids A.S.SE.M. SpA”. Di seguito si riprendono i passaggi fondamentali di tale valutazione, realizzata attraverso la stima semplificata della *Hosting Capacity* della rete nelle situazioni antecedente, e successiva, l’implementazione del Progetto. In particolare, sono calcolati due distinti valori di HC:

- *Hosting Capacity* Complessiva Iniziale ( $HCC_I$ ), cioè la quantità di generazione installabile sulla complessiva rete coinvolta nella sperimentazione, allo stato preesistente, senza che essa provochi inversione di flusso in corrispondenza del montante di ciascuna linea<sup>3</sup>;
- *Hosting Capacity* Complessiva “Smart” ( $HCC_S$ ), cioè la quantità di generazione che sarà complessivamente installabile nella rete coinvolta nella sperimentazione successivamente all’applicazione degli interventi proposti nel Progetto.

In analogia all’approccio impiegato nella Del. ARG/elt 25/09, Allegato 2, i valori di HC sono determinati a partire da una situazione di rete puramente passiva, e caratterizzando le utenze passive attraverso due distinte curve di carico (una relativa alle utenze MT ed una inerente alle Cabine Secondarie MT/BT) di tipo cumulato e approssimate in 60 intervalli da 146 ore ciascuno, mentre ai profili di immissione da GD sono applicate caratteristiche di tipo piatto (si suppone cioè che

---

<sup>3</sup> Questo limite è adottato in ragione del fatto che l’inversione di flusso rappresenta un efficace indicatore dell’assunto carattere attivo della rete e, conseguentemente, della possibilità che si manifestino le criticità legate al funzionamento dei dispositivi di protezione e di automazione di rete.

un'unità di GD eroghi, per la totalità del tempo annuo, costantemente una potenza pari alla nominale).

In funzione dei limiti tecnici assunti come vincolanti e, in particolare, se il limite termico sul trasformatore di CP sia assunto o meno come tale, sono determinabili diverse quantità di GD massima installabile a seguito degli interventi proposti, ovvero di HCC “Smart” ( $HCC_S$ ). A livello pratico, la soglia di GD connettibile corrisponde con quella che sfrutta interamente la capacità di trasporto dei componenti (trasformatore AT/MT e linee sottese<sup>4</sup>), in quanto i vincoli tecnici inerenti ai profili di tensione si assumono superati attraverso la regolazione di tensione innovativa introdotta dal Progetto.

In conseguenza delle ragioni appena citate, sono valutate due distinte HCC “Smart”.

- La prima, denominata  $HCC_{SL}$ , relativa unicamente alla capacità delle linee. Si assume cioè che il Distributore sia disponibile ad accollarsi l'onere economico derivante dalla sostituzione del trasformatore di CP qualora la sua portata non sia più sufficiente ad ospitare la GD connessa in rete.
- La seconda, denominata  $HCC_{ST\&L}$ , è la minore tra i limiti sul trasformatore e sulle linee. Si ritiene quindi che il Distributore, nel caso in cui la capacità del trasformatore di CP sia totalmente saturata dalla GD in rete, non sia disponibile a sostituire il trasformatore stesso (questa modalità è conforme a quanto definito dalla Del. ARG/elt 125/10).

In entrambe le situazioni si assumono invece i limiti di trasporto delle linee come vincolanti e non sormontabili, con investimenti di entità accettabile, da parte dei Distributori. In Tabella 9 è riportata la Hosting Capacity della rete coinvolta nella sperimentazione A.S.SE.M. nella configurazione originariamente prevista in fase di istanza Del. ARG/elt 39/10 e con l'architettura definita in via definitiva nel Progetto.

		Hosting Capacity Configurazione originaria [MW]	Hosting Capacity Configurazione definitiva [MW]
Preesistente	$HCC_I$	1,25	3,09
A valle del Progetto	$HCC_{SL}$	37,27	78,82
	$HCC_{SL\&T}$	10,25	48,09

**Tabella 9. Hosting Capacity prima e dopo gli interventi previsti nel Progetto.**

<sup>4</sup> Per i feeder verrà considerata come limite, oltre alla portata dei conduttori, anche la taratura delle protezioni di linea in CP. Si assume infatti che, al fine di aumentare dette soglie, il Distributore dovrebbe comunque introdurre interventi strutturali nella propria rete (sostituzione delle linee con altre aventi portata superiore).

A partire dai valori di Hosting Capacity, si calcola infine l'aumento dell'energia immettibile a seguito dell'attuazione degli interventi proposti nel Progetto, assegnando dei profili di generazione alla GD (ipotizzando il 40% circa dell'energia prodotta da generazione idroelettrica e il restante 60% da impianti fotovoltaici), si ottiene un numero di ore equivalenti pari complessivamente a 3000). I valori di  $E_I$  ed  $E_S$  ( $E_{SL}$  e  $E_{SL\&T}$ ) ottenuti con l'architettura Smart Grid, nella configurazione originaria e aggiornata, sono riportati in Tabella 10.

		Energia annua immettibile in rete Configurazione originaria [MWh]	Energia annua immettibile in rete Configurazione definitiva [MWh]
Attuale	$E_I$	3.750	9270
A valle del progetto	$E_{SL}$	111.810	236.456
	$E_{SL\&T}$	30.750	144.240

**Tabella 10. Energia annua immettibile in rete nella condizione attuale e a valle del Progetto.**

In conclusione, nella nuova configurazione di Progetto, si ottiene un aumento dell'energia complessivamente installabile pari a **227.186 MWh**, considerando unicamente il limite di capacità relativo alle linee, e di **134.970 MWh**, assumendo invece anche il limite sul trasformatore di CP come vincolante. Nell'assetto originario, tali valori erano rispettivamente pari a 108.060 MWh e 27.000 MWh.

## APPENDICE F – ESEMPI DEI TEST IN CAMPO CONDOTTI

Alla data odierna (giugno 2013), si sono svolti test in campo per valutare la piena funzionalità:

- del sistema di controllo e monitoraggio in CP e CSM (ad es., in Figura 19 è riportata l'interfaccia HMI di CP con indicazione delle informazioni più rilevanti circa lo stato degli organi di manovra, allarmi, misure, ecc., mentre la Figura 20 e la Figura 21 riportano degli esempi delle grandezze acquisite attraverso gli strumenti software predisposti per il monitoraggio e l'acquisizione delle grandezze rilevanti);

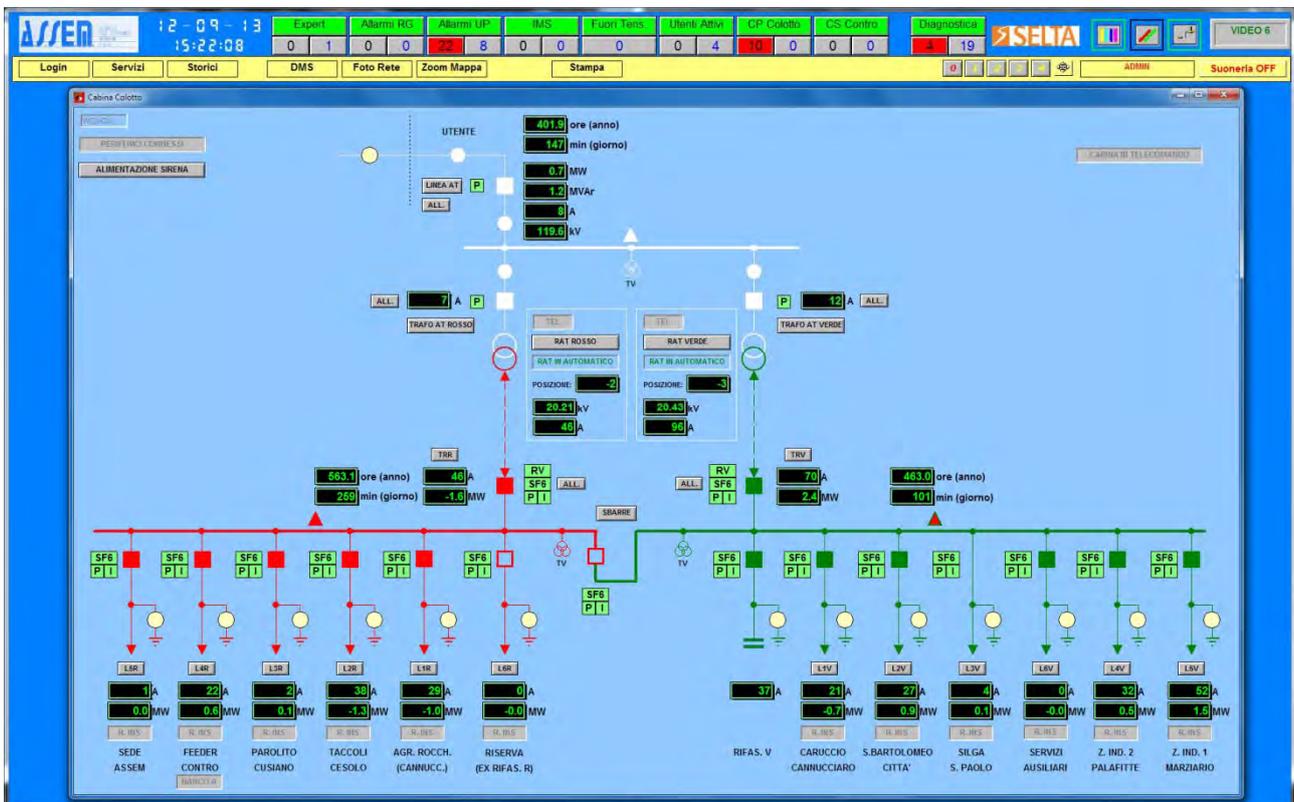
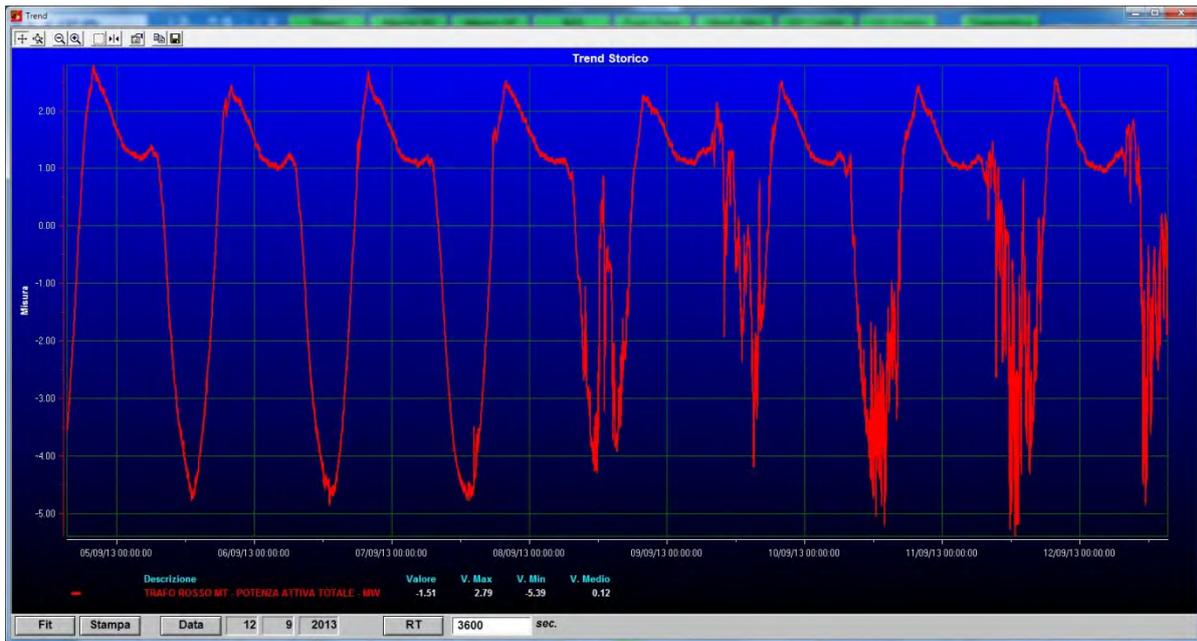


Figura 19. Interfaccia con i sistemi di protezione, controllo e monitoraggio in Cabina Primaria.



**Figura 20. Profilo dei transiti di potenza attiva come acquisito dai sistemi in CP.**



**Figura 21. Profilo di regolazione del Variatore Sotto Carico (TR Rosso) come acquisito dai sistemi in CP.**

- delle protezioni in CP e CSM (in Figura 22 è mostrata la registrazione di una richiusura memorizzata positiva effettuata su un interruttore di linea con l'iniezione delle correnti e tensioni dalla cella MT; contatto C3 Aperto; contatto C4 Chiuso);

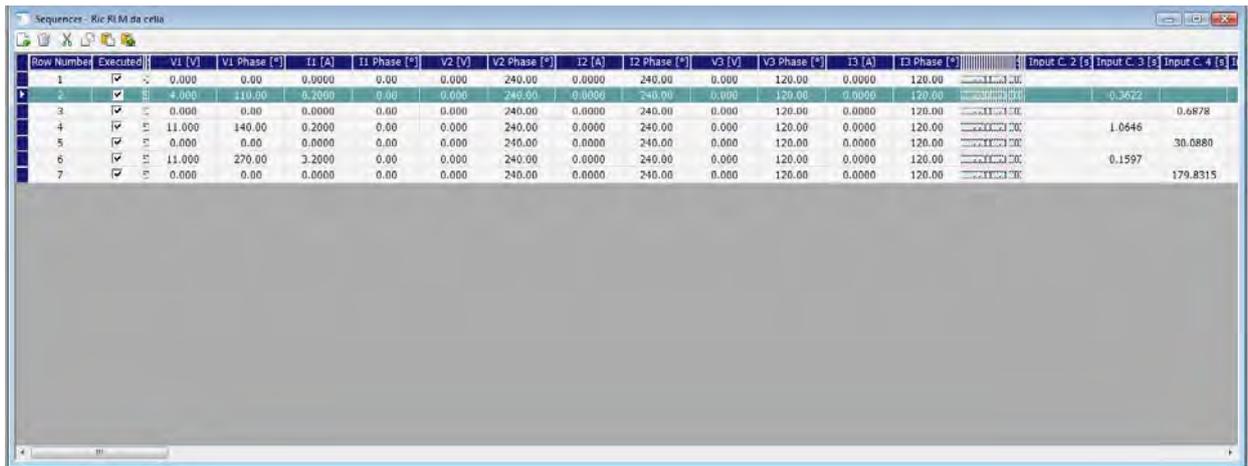


Figura 22. Prova del ciclo di richiusura di un interruttore di linea in CP.

- al sistema di comunicazione (ad es., in Figura 23 è riportata una prova di ping sul vettore in fibra ottica con pacchetti ICMP di 1024 byte).

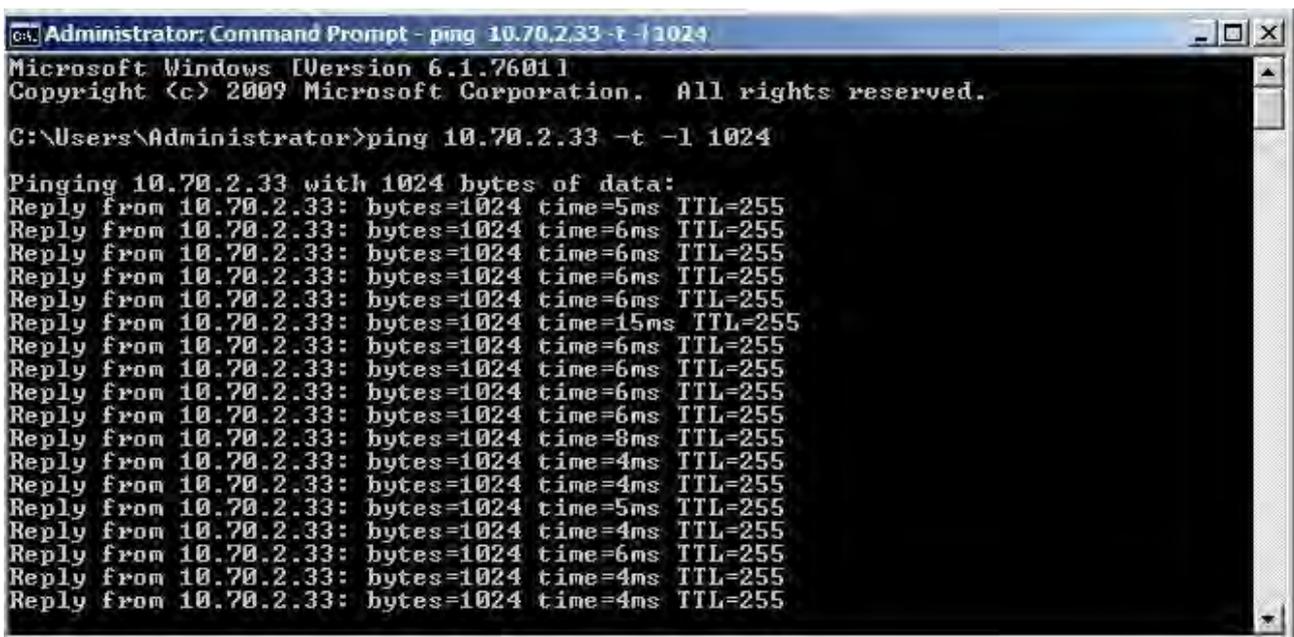


Figura 23. Prova di ping sul vettore di comunicazione in fibra ottica tra CP e CSM.