

PROGETTO LAMBRATE

A2A Reti Elettriche S.p.A.

Cabina Primaria di Lambrate (MI)

RELAZIONE FINALE

SOMMARIO

1	Descrizione generale del progetto dimostrativo	4
1.1	Descrizione sintetica.....	4
1.2	Inquadramento del Progetto nel contesto di sviluppo della rete di distribuzione	4
1.3	Obiettivi funzionali e gestionali del progetto, con evidenza delle differenze rispetto a quanto effettivamente realizzato	8
1.4	Sviluppo temporale effettivo del progetto, con commenti relativi ad eventuali disallineamenti rispetto a quanto inizialmente previsto.....	13
1.5	Eventuale inquadramento del progetto nel contesto di altre iniziative, finanziate da soggetti terzi, aventi come finalità lo sviluppo di Smart Grid.....	15
2	Caratteristiche tecniche del progetto pilota	17
2.1	La rete di distribuzione interessata dal Progetto	17
2.2	Il coinvolgimento degli utenti	20
2.3	L'architettura Smart Grid	21
2.4	Il sistema di comunicazione per il controllo di rete	59
3	Verifiche e misure in campo.....	67
3.1	Prove di laboratorio – selettività logica.....	67
3.2	Definizione del protocollo di comunicazione	74
4	Analisi critica relativa ai costi del progetto	75
4.1	Peculiarità del Progetto e problematiche di economicità della soluzione adottata	75
4.2	Investimenti ammessi all'incentivazione	76
4.3	Costi di gestione del nuovo sistema (opex) legati alle nuove applicazioni/servizi, con evidenza separata relativa al sistema di telecomunicazione.	77
4.4	Possibili azioni per migliorare la sostenibilità	78
5	Valutazioni conclusive	83
5.1	Livello di raggiungimento degli obiettivi del Progetto	83
5.2	Valutazione qualitativa dei benefici (attesi vs effettivi).....	83
5.3	Standardizzazione delle soluzioni sperimentate.....	84

5.4	Diffusione su più ampia scala e replicabilità: sinergie e criticità.....	85
5.5	Valutazione critica dei vettori/protocolli impiegati rispetto alle funzionalità da conseguire	89
5.6	Impatto della sperimentazione sulle attività del Distributore.....	89
5.7	Accordi in essere con gli Utenti Attivi.....	90
5.8	Conclusioni in merito alla sperimentazione	91
6	Allegati	94
6.1	Regolamento di esercizio con gli utenti attivi coinvolti nel progetto.....	94
6.2	Eventuali pubblicazioni tecniche.....	94
6.3	Scheda sintetica del progetto	94
6.4	Protocollo di comunicazione	94

1 DESCRIZIONE GENERALE DEL PROGETTO DIMOSTRATIVO

Nella presente sezione si fornisce una descrizione sintetica del progetto Lambrate, dei suoi obiettivi e del suo sviluppo temporale.

1.1 Descrizione sintetica

Il progetto Smart Grid Lambrate, presentato nell'ambito della procedura di selezione stabilita dalla Delibera ARG/elt 39/10, e 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 al miglioramento degli standard di esercizio della rete elettrica attraverso tecnologie innovative che consentano, una volta implementate, una gestione attiva della rete, con particolare attenzione alle esigenze di standardizzazione e di minimizzazione dei costi.

Il Progetto prevede investimenti da realizzare sulla Cabina Primaria (in seguito, CP) di Lambrate (MI) Sbarra A e B e sulla rete da essa alimentata, nonché sullo SCADA cui fa capo la CP in questione, coinvolgendo alcune Cabine Lungo Linea (CLL) e gli Utenti Attivi (UA) ad essa collegati, nell'ottica di sviluppare un prototipo di smart grid capace di favorire la diffusione della produzione da FER e l'uso efficiente delle risorse presenti sulla rete sia rispetto alle esigenze locali, sia rispetto alle esigenze di sistema. A tal fine, 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 ampiamente, nel sistema. La gestione attiva della rete è realizzata anche in considerazione del telecontrollo; la possibilità per le apparecchiature di CLL di comunicare in tempo reale tra loro e con quelle installate in CP consentirà di sperimentare innovative modalità di selezione dei guasti, capaci di ricondurre la maggior parte degli eventi di guasto ad un'interruzione transitoria (come definita dalla delibera ARG/elt 198/11) con un miglioramento della continuità del servizio percepito dai clienti finali, e rendendo la gestione della rete completamente automatizzata, non solo in fase di normale esercizio, ma anche in fase di guasto e rialimentazione.

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

I principali investimenti di tipo convenzionale realizzati sulla rete di distribuzione di A2A Reti Elettriche riguardano principalmente interventi per la connessione di utenti finali, interventi funzionali al miglioramento della qualità del servizio (soprattutto in determinate zone) e interventi finalizzati all'adeguamento a normative ambientali e standard tecnici di riferimento.

Gli obiettivi principali del programma di sviluppo possono essere riassunti nei seguenti punti:

- individuare il numero e il dimensionamento dei nuovi impianti primari da realizzare e gli interventi di potenziamento degli impianti attuali per adeguare il sistema all'incremento di carico e di GD previsto;
- determinare una struttura di rete razionale e funzionale che integri le reti elettriche preesistenti;
- eliminare la rete obsoleta unificando anche i livelli di tensione, per garantire maggiore efficienza, economicità di servizio e riduzione delle perdite di rete;
- eliminare gradualmente la dipendenza e le interconnessioni della rete di A2A Reti Elettriche con la rete MT di Enel Distribuzione;
- individuare le soluzioni volte a migliorare la qualità del servizio (come richiesto dalla regolamentazione dei livelli di continuità dell'AEEG);
- ridurre i costi di esercizio e di manutenzione degli impianti;
- realizzare adeguamenti impiantistici richiesti dall'evolversi delle normativa in materia di sicurezza e rispetto dell'ambiente.

L'analisi sullo sviluppo della distribuzione geografica della densità di carico, connesso alle criticità evidenziate nell'esercizio della rete, permette di fornire una più opportuna collocazione geografica e temporale ai nuovi impianti primari da realizzare.

La dislocazione dei nuovi impianti in pratica deve necessariamente tener conto di effettive disponibilità di aree per la costruzione di Cabine AT in un contesto urbano, densamente abitato, quale è quello di Milano.

La Figura 1 mostra la collocazione delle nuove previste Cabine Primarie (Rogoredo, Rozzano, Marcello, Cristoforo, Comasina, Bovisa e Baggio).

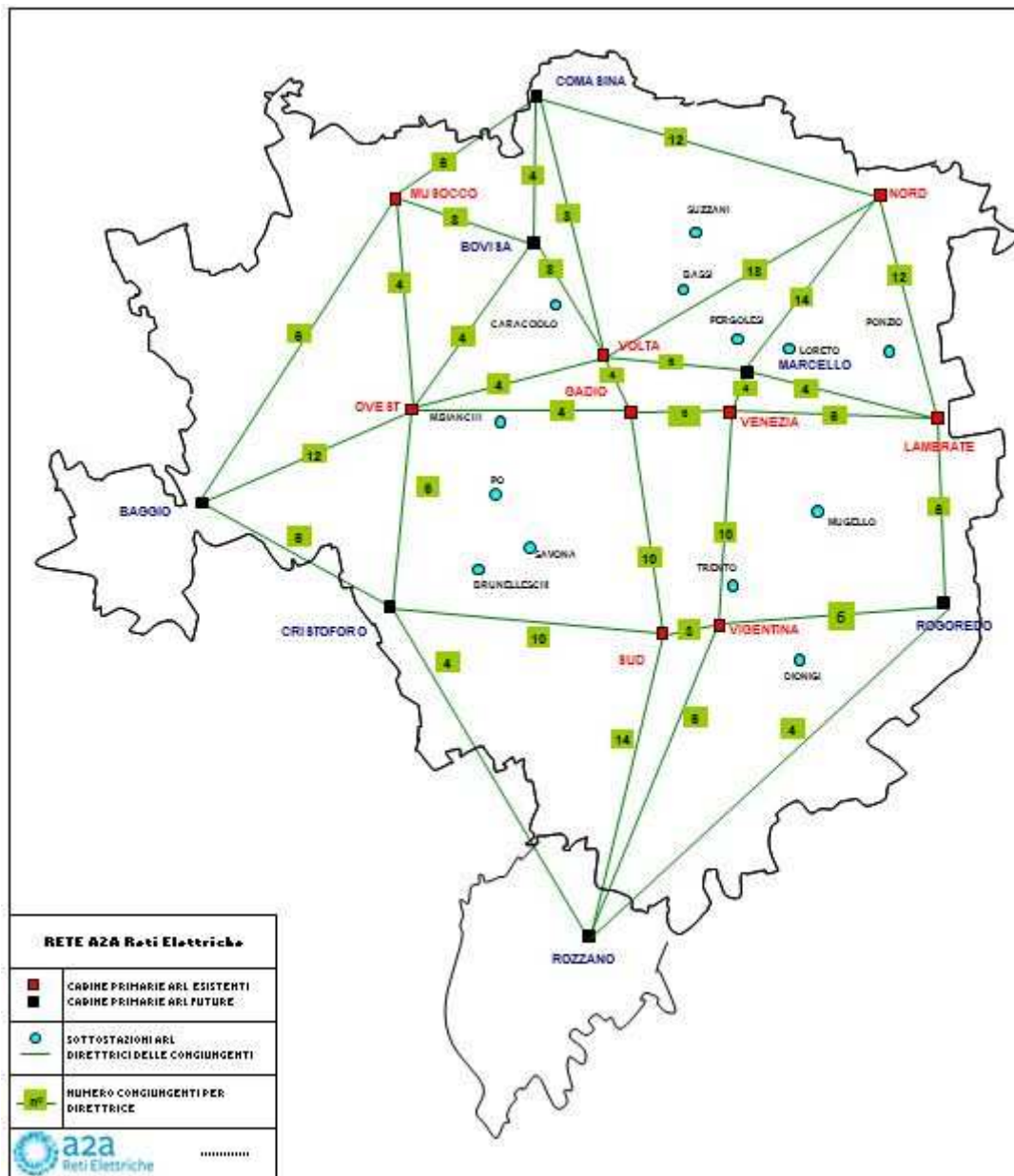


Figura 1. Potenziamenti previsti per gli Impianti Primari.

Il piano di sviluppo e razionalizzazione della rete MT prevede al suo compimento l'eliminazione della rete di distribuzione primaria in MT (cavi di interconnessione), struttura di rete adottata storicamente da Aem Milano, che permette ad oggi di alimentare a partire dalle Cabine Primarie, senza l'interposizione di cabine MT/BT, sottostazioni di smistamento/trasformazione dalle quali si distribuiscono potenze dell'ordine di qualche decina di MW.

Una struttura di questo tipo presenta alcuni svantaggi, tra i quali:

- maggiori perdite di energia in rete;
- difficoltoso coordinamento tra le protezioni della rete;

- scarso sfruttamento di alcuni cavi di interconnessione usati come alimentazione di riserva delle sottostazioni.

Il passaggio alla struttura di rete a “congiungenti¹” non potrà che avvenire in modo graduale, pertanto, per quelle sottostazioni la cui dismissione è prevista a fine Piano, occorre predisporre, nei casi in cui certe criticità della rete di distribuzione si manifestano, degli interventi di sostituzione e/o potenziamento di cavi di distribuzione primaria.

Lo sviluppo razionale della rete di distribuzione MT comporta l’adozione di un unico valore di tensione pari a 23 kV. Pertanto gli investimenti saranno finalizzati allo smantellamento delle reti 9 kV, 6,4 kV e 15 kV, con conseguente passaggio degli attuali carichi sulla rete 23 kV, previi opportuni adeguamenti delle cabine di trasformazione secondarie. Inoltre, questi investimenti permetteranno di:

- incrementare l’efficienza della potenza distribuita, minimizzando la perdita nella rete di distribuzione;
- ridurre i costi di manutenzione e di esercizio;
- migliorare il livello di continuità del servizio, in quanto le reti MT con tensione inferiore a 23 kV sono più obsolete.

La rete in media tensione di A2A Reti Elettriche è esercita per la maggior parte con il neutro isolato da terra, tranne la rete MT collegata alle linee in cavo delle Cabine Primarie di Seguro, Sesto, Assago e Brusuglio di proprietà di Enel Distribuzione e della Cabina Primaria di Lambrate, dove il neutro è posto a terra tramite impedenza (“Bobina di Petersen”). A2A Reti Elettriche ha in programma nel prossimo futuro la modifica dello stato di esercizio del neutro per tutta la rete di distribuzione MT a 23 kV; in particolare, Volta e Sud nel 2015, Ovest e Rogoredo nel 2015, Venezia, Musocco, Nord e Marcello nel 2016, Gadio nel 2017.

Infine, ulteriori investimenti MT legati all’adeguamento del carico sono:

- sviluppo della rete per nuove richieste di potenza provenienti dagli utenti finali;
- manutenzione e migliorie della rete per mantenere elevati i parametri di affidabilità in relazione alla sicurezza e alla continuità del servizio elettrico.

Nel corso degli ultimi anni, però, la gestione tradizionale della rete di A2A Reti Elettriche si sta modificando a causa dell’aumento di impianti di generazione diffusa collegati alle reti MT e BT. Ad alcuni grossi impianti di cogenerazione del gruppo A2A presenti a Milano e collegati alla rete di distribuzione MT, si sono aggiunti altri grossi impianti cogenerativi con potenza nominale

¹ Schema di rete in media tensione in cui ogni linea è formata da due tronchi, con un punto comune normalmente aperto, che congiungono due diverse Cabine Primarie.

complessiva per singolo punto di connessione alla rete di distribuzione superiore a 10 MVA e molti piccoli impianti di generazione diffusa, in particolare da fotovoltaico.

Ciò significa che, se fino a pochi anni fa i driver fondamentali per lo sviluppo della rete di distribuzione erano rappresentati dalle previsioni della domanda di energia elettrica e dalle analisi sullo stato fisico della rete stessa, a questi si è aggiunta negli ultimi anni la previsione della crescita della GD che ha rivoluzionato le modalità di gestione, controllo e protezione dei sistemi elettrici.

L'attività di pianificazione della rete elettrica di A2A Reti Elettriche si è quindi evoluta prevedendo una serie di investimenti in progetti (di dimostrazione o diffusione) di innovazione tecnologica necessari per sperimentare in campo alcune possibili soluzioni innovative (relative soprattutto alle smart grid, ai veicoli elettrici e a strategie di demand response) e in investimenti a supporto delle infrastrutture (investimenti effettuati non direttamente sulla rete elettrica, ma che rivestono comunque un'importanza strategica e hanno un notevole impatto sui processi e sull'esercizio della rete stessa, come ad esempio, gli investimenti in ICT).

L'interesse per queste attività, soprattutto per quelle più direttamente connesse allo sviluppo delle smart grid, è molto aumentato e, ad oggi, i progetti innovativi di A2A Reti Elettriche sono cresciuti in numero e portata e rappresentano una parte consistente del piano di sviluppo (come meglio descritto nel paragrafo successivo).

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

Nella presente sezione si illustrano gli obiettivi funzionali del Progetto Smart Grid Lambrate e l'impatto atteso nella gestione della rete di distribuzione e degli utenti (attivi e passivi) ad essa sottesi. A questo scopo, si ipotizza di essere già in un esercizio a regime dell'architettura Smart Grid, in cui le attività presso i siti degli utenti, funzionali all'integrazione nel sistema di controllo e gestione del Distributore, saranno concordate in fase di connessione dell'utente stesso alla rete e svolte da quest'ultimo.

La funzione di *selettività logica & controalimentazione automatica* da implementare tra le protezioni di CP (SPL) e le protezioni di CLL (SPLL) consentirà un sensibile miglioramento degli indici di continuità del servizio (numero e durata) 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 di CLL a cui afferiscono Utenti MT, il router installato nella CLL di A2A Reti Elettriche è impiegato (come nella configurazione prevista nel Progetto sperimentale) anche per realizzare la rete di comunicazione all'interno dell'impianto dell'Utente.
- La possibilità di effettuare procedure di automazione avanzate consente di sperimentare tecniche per l'individuazione, l'isolamento del tronco guasto e la rialimentazione dei tratti sani a monte e a valle della rete capaci di trasformare i guasti (monofase o polifase) in interruzioni transitorie per tutti gli utenti sottesi alla CP (tranne che per quelli situati sul tronco guasto).
- I sensori di tensione e corrente installati nelle cabine smart sono utilizzati per acquisire informazioni (ad esempio, valore di tensione) da utilizzare ai fini di una migliore gestione della rete MT (ad esempio per la regolazione di tensione).
- La possibilità di sperimentare l'esercizio magliato della rete consente di predisporre per i carichi vie di alimentazione alternative, atte non solo a stabilire una connessione di riserva, ma anche a migliorare la suddivisione del carico nei vari rami e fra diverse sorgenti di alimentazione, che, se mostrasse risultati interessanti (le sperimentazioni attuali sono limitate a test in laboratorio), potrebbe rappresentare una sostanziale innovazione nelle modalità di gestione delle reti di A2A Reti Elettriche da applicare nei casi in cui è richiesta alla rete una performance di affidabilità o di efficienza energetica più elevata.
- L'architettura Smart Grid concepita nel Progetto, in cui tutte le CLL coinvolte sono raggiunte tramite rete ADSL, rappresenta di sicuro la migliore scelta possibile (da replicare sul larga scala, dove possibile) in quanto basata sull'utilizzo di una infrastruttura già esistente.

La funzione di *selettività logica tra le protezioni del DSO e la protezione generale dell'utente* consentirà un sensibile miglioramento della gestione della rete di distribuzione ma anche delle reti degli utenti.

In merito, si individuano i seguenti aspetti di rilievo.

- In sede di connessione dell'impianto alla rete, è necessario prescrivere all'utente (ad es., Regole Tecniche di Connessione) l'adozione di un Sistema di Protezione Generale idoneo alla ricezione di segnali GOOSE in protocollo IEC 61850 inviati dalle protezioni lungo linea (conforme alla norma CEI 0-16 ed.III).
- Se la rete di comunicazione presso l'impianto dell'utente è realizzata per mezzo di un router di proprietà dell'Utente, le caratteristiche del router da installare dovranno essere quelle definite:

- da A2A Reti Elettriche, in questa fase sperimentale;
 - da opportune evoluzioni delle Regole Tecniche di Connessione (quali quelle già in corso nella Norma CEI 0-16, Allegato T).
- Tramite questa funzione è possibile evolvere le modalità di selezione del guasto rispetto a quanto previsto nella CEI 0-16. La possibilità di inserire il SPG degli utenti MT all'interno delle logiche di selettività del guasto tramite comunicazione veloce consente di realizzare molteplici livelli di selettività all'interno dell'impianto utente riuscendo a soddisfare esigenze di continuità molto spinte e riducendo il numero di interruzioni, per i rimanenti clienti della rete A2A Reti Elettriche, dovute a guasto all'interno dell'impianto utente (conseguendo anche un aumento degli adeguamenti degli impianti MT).

La funzione di *teledistacco degli impianti di GD* attuata con segnale di telestacco inviato dalle protezioni lungo linea (SPLL) mira a prevenire fenomeni indesiderati (ad es., isola indesiderata, soprattutto in caso di apertura intenzionale del DSO legata ad esigenze di manutenzione) e, al contempo, a migliorare la continuità del servizio degli impianti stessi (evitando scatti intempestivi della GD in caso di guasto a valle o su un feeder adiacente).

Per questa finalità, si evidenziano le seguenti necessità in relazione alla gestione della rete.

- In sede di connessione dell'impianto GD alla rete, è 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 lungo linea (conforme alla norma CEI 0-16 ed. III).
- Se la rete di comunicazione presso l'impianto di GD è realizzata per mezzo di un router di proprietà dell'Utente, le caratteristiche del router da installare dovranno essere quelle definite:
 - da A2A Reti Elettriche, in questa fase sperimentale;
 - da opportune evoluzioni delle Regole Tecniche di Connessione (quali quelle già in corso nella Norma CEI 0-16, Allegato T).

In particolare, ai fini del corretto teledistacco dell'impianto a seguito dell'intervento delle protezioni del DSO, 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 con Protezioni lungo linea– SPI dell'Utente, anche a seguito di riconfigurazioni della rete di distribuzione MT. Se la rete di comunicazione presso l'impianto di GD è realizzata mediante un router installato nella Cabina Secondaria di A2A Reti Elettriche, sarà invece cura di A2A Reti Elettriche predisporre un router di caratteristiche adeguate.

Si prospetta che la *regolazione della tensione* mediante modulazione della potenza reattiva immessa in rete da ciascuna unità GD permetterà di incrementare la producibilità da fonti rinnovabili, di migliorare la qualità della tensione e l'efficienza della rete di distribuzione MT (i primi test sono stati effettuati in laboratorio). 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, in condizioni di emergenza). In questo ambito, la norma CEI 0-16 III edizione 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 A2A Reti Elettriche (o a future disposizioni normative).
- Se la rete di comunicazione presso l'impianto GD è realizzata per mezzo di un router di proprietà dell'Utente, le caratteristiche del router da installare saranno definite da A2A Reti Elettriche (ad es., Regole Tecniche di Connessione). Il router deve 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 con gli apparati del DSO, anche a seguito di riconfigurazioni della rete di distribuzione MT.

La *limitazione/modulazione 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 Lambrate 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 ADSL), anche il backup con comunicazione su vettore GSM.
- Per quanto concerne il teledistacco della GD tramite rete GSM ai fini della limitazione della produzione da fonti rinnovabili, in generale 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 A2A Reti Elettriche). A queste si

aggiungono alcune ulteriori prescrizioni di carattere minore circa la programmabilità/configurabilità del SPI dell'Utente.

- In questa fase sperimentale in cui l'impianto GD deve distaccarsi dalla rete solo dopo preciso comando di Terna, è necessario definire opportuni meccanismi di rimborso della mancata produzione qualora questi avvengano per cause differenti²³; in un'ottica di esercizio dell'infrastruttura a regime, qualora a seguito di un comando di Terna o di un comando del DSO legato alla sicurezza della rete di trasmissione o distribuzione (superamento dell'approccio fit&forget) l'impianto dovesse essere disconnesso non sarebbe necessario prevedere questi meccanismi di rimborso; potranno, invece, essere previsti dei meccanismi di mercato in cui l'utente GD, invece di offrire la propria energia su MGP, offre servizi di modulazione della potenza attiva su un mercato dei servizi di dispacciamento per la distribuzione. In questo modo l'utente, sulla base della tipologia del proprio impianto e dei prezzi sui diversi mercati, potrà decidere come utilizzare la propria energia.

Il *monitoraggio/controllo delle iniezioni della GD* permetterà di fornire dati e possibilità di regolazione a Terna (in modo da soddisfare le indicazioni dell'Allegato A70 al Codice di Rete), finalizzati a un migliore controllo della rete di trasmissione.

Per questa finalità, si evidenziano le seguenti necessità in relazione alla gestione della rete.

- Per evitare l'insorgere di extra-costi, è necessario prescrivere all'Utente (ad es., Regole Tecniche di Connessione) l'adozione di misuratori (Contatore Generale e Contatore di Produzione) o analizzatori di rete:
 - 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).
- Se la rete di comunicazione presso l'impianto di utenza è realizzata per mezzo di un router di proprietà dell'Utente, le caratteristiche del router da installare dovranno essere quelle definite da A2A Reti Elettriche (ad es., Regole Tecniche di Connessione). Il router deve

² Nel caso in cui il distacco avvenga su comando di Terna per criticità legate al corretto funzionamento del sistema, tale azione rappresenta l'ultima risorsa disponibile prima dell'avvio del Piano di Emergenza per la Sicurezza del Sistema Elettrico (PESSE) e può quindi non essere soggetta a rimborso (a differenza della mancata produzione eolica che invece è legata ad un non corretto dimensionamento della rete di trasmissione). Il piano RIGEDI prevede, infatti, un meccanismo ciclico tra i diversi impianti di GD in modo da garantire che questa azione di modulazione non risulti sempre in capo agli stessi impianti, ridistribuendo in modo equo l'onere su tutti gli utenti.

³ Le cause differenti per le quali in fase transitoria può essere stabilito un rimborso per l'utente sono legate essenzialmente a congestioni su tratti di rete (di trasmissione o di distribuzione) per i quali non vale il principio del fit&forget.

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 con gli apparati del DSO, anche a seguito di riconfigurazioni della rete di distribuzione MT.

- Nell'ottica di un funzionamento a regime, è necessario realizzare un canale di comunicazione verso Terna (o adattare quello già presente) e definire con quest'ultima il dettaglio delle informazioni da scambiare (livello di aggregazione; risoluzione temporale) e un opportuno formato di invio dei dati.
- Le misure acquisite a livello di Utenti Attivi potranno essere utilizzate da A2A Reti Elettriche 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.

Il dispacciamento locale permetterà di fornire dati e risultati circa la possibilità di implementare in modo efficiente i modelli di dispacciamento locale 2 e 3 previsti nel DCO 354/2013/R/eel.

- La possibilità di sperimentare le modalità di dispacciamento locale consentirà di definire i benefici o le possibili limitazioni legate ai due modelli fornendo indicazioni utili per una futura regolazione.
- In questa fase sperimentale, tutte le azioni di modulazione della potenza attiva legate alla possibilità di sperimentare i diversi servizi locali saranno opportunamente rimborsate e le azioni saranno svolte in automatico dai sistemi di controllo della GD a seguito dell'invio di un segnale da parte del DSO; in una fase di regime il rimborso sarà sostituito da un prezzo di mercato. Possibile risultato del progetto potrà essere anche la valorizzazione economica dei servizi, oltre ad indicazioni utili per lo sviluppo di una apposita piattaforma informativa.

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

Il Progetto Lambrate prevede l'implementazione di un sistema di regolazione, protezione e controllo completamente interoperabile che ha reso l'attività molto più complessa e articolata del previsto; attualmente sono in corso le attività di sperimentazione in laboratorio, mentre le apparecchiature, ormai predisposte e collaudate in fabbrica, non sono ancora state installate.

I motivi del ritardo sono di seguito esposti.

Per ottenere un sistema completamente interoperabile, si è resa necessaria l'installazione di apparecchiature non fornite da un unico costruttore, poiché basate su logiche proprietarie (diverse

pertanto da costruttore a costruttore), e modificate ad hoc per adattarsi alla profilazione protocollare richiesta da A2A Reti Elettriche. Per ottenere questo risultato, è stato necessario effettuare una gara d'appalto, suddivisa in 4 lotti, relativi, per ciascuno dei due progetti, alle attività in cabina primaria e cabine lungo linea (primo lotto), e alle attività presso gli utenti attivi (secondo lotto). Ponendo inoltre l'ulteriore vincolo della diversità dell'operatore aggiudicatario di ciascun lotto appartenente allo stesso progetto, si è inteso garantire la reale interoperabilità tra i sistemi spingendosi a un livello molto più esteso di quanto comunemente praticato.

Al fine di raggiungere la necessaria interoperabilità, è stato inoltre necessario definire, sin dalle fasi di specificazione tecnica di gara, una serie di messaggi da scambiare in protocollo IEC 61850 verificando con i costruttori la reale fattibilità.

Prevedere l'interoperabilità ai livelli suddetti ha causato una notevole dilatazione delle tempistiche di aggiudicazione degli ordini.

Ad ordini assegnati, sempre a causa del forte carattere innovativo delle funzioni richieste, si sono riscontrate notevoli difficoltà nello sviluppare ed implementare le funzioni innovative previste dalle specifiche tecniche di progetto, ritardando di fatto le fasi di collaudo, installazione e messa in servizio.

Si sono, inoltre, aggiunte difficoltà nell'intervenire sugli impianti degli utenti.

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

È poi importante ricordare che un importante elemento innovativo del progetto Lambrate è consistito nella scelta di una infrastruttura di comunicazione pubblica basata completamente su rete ADSL; infatti, laddove presente, tale vettore risulterebbe la scelta migliore per il complessivo sistema. Durante la progettazione del complessivo sistema si sono riscontrate alcune criticità nel reperire sul mercato soluzioni idonee ai requisiti tecnici richiesti, che hanno comportato la definizione di un'architettura non sperimentata in nessun contesto.

Infine, il quadro normativo vigente al momento in cui fu presentata la proposta di progetto (fine 2010), risulta oggi modificato a seguito della pubblicazione di nuovi documenti tecnico-normativi (norma CEI 0-16 e Allegato A.70 e A.72 al Codice di Rete, recepiti dalla deliberazione 84/2012) che hanno introdotto funzioni e prescrizioni innovative per le unità GD. Implementare tali nuove

funzioni e prescrizioni tramite algoritmi e procedure ha comportato, anch'esso, un allungamento dei tempi.

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

Gli investimenti in progetti di innovazione tecnologica sono fortemente influenzati dal quadro regolamentare, dallo stato della rete e dalla struttura della produzione e del consumo di energia elettrica. Gli investimenti in ricerca e sviluppo nel settore smart grid di A2A Reti Elettriche sono, come già detto, in continuo aumento e riguardano diversi settori: smart grid, veicoli elettrici e demand response. Nel seguito sono riportati i principali progetti finalizzati allo sviluppo delle smart grid che si integrano con il progetto Lambrate.

Progetto “IGM” Integrated Grid Management:

- sfruttare potenzialità del CE e del “sistema commerciale” di telegestione (AMM)
- monitorare la rete BT interrogando i CE sul loro stato di connessione al sistema (ad ese. eventuale assenza di tensione) e “codificarlo” in un effettivo disservizio attraverso un'adeguata interfaccia di rappresentazione della rete BT - (*Progetto Autofinanziato*)

Progetto “Smart Secondary Substation” (“Current”):

- verifica sul campo di una soluzione di “Smart Grid” fondata su un'infrastruttura di comunicazione Broadband Power Line (BPLC), su cavi di Media tensione e PLC su cavi di Bassa tensione, “unità centrale di cabina secondaria” - (*Progetto Autofinanziato*)

Progetto “INTEGRIS” INTelligent Electrical GRId Sensor communications:

- sviluppare una nuova infrastruttura ICT basata sull'integrazione e interoperabilità di diverse tecnologie quali PLC e RFID (sviluppo del precedente progetto)

Progetto “ECCOFLOW” Efficient Coated Conductor based Fault Current Limiter for Operation in Electricity Networks:

- progettare, realizzare ed installare in campo un dispositivo MT (a superconduttore) limitatore di corrente di corto circuito – consente un miglioramento della qualità del servizio attraverso la riduzione:
 - ✓ dei rischi di danneggiamento di importanti componenti inseriti nella rete;
 - ✓ degli effetti dei buchi di tensione.

Progetto Smart Domo Grid (SDG)

- Approvato dicembre 2011, ha una durata di 24 mesi, un budget di circa 2,3 ML€ ed è finanziato, in parte, dal Ministero dello sviluppo Economico (Risposta al Bando RDS 8/08 CERSE - del 06/11/2008).

- E' un prototipo di soluzione Smart Grid di Demand-Response per sperimentare l'interazione tra Rete e Utente domestica o Small Business con la "gestione negoziata" tra distributore e clienti domestici dell'energia elettrica che coinvolge elettrodomestici intelligenti governati da un EMS – Energy Management System - capace di pilotarne i profili di carico, Sistemi di Accumulo, Generazione Diffusa (fotovoltaico), cabine secondarie MT/BT.

Progetto SCUOLA - Smart Campus as Urban Open LABs

- Approvato il 29 marzo 2013, ha una durata di 19 mesi, un budget di 10 M€ ed è finanziato dalla Regione Lombardia sulla piattaforma SMART CITIES AND COMMUNITIES.
- Il progetto SCUOLA ha come fine la sperimentazione di un sistema evoluto in grado di integrare in modo intelligente e coordinato vari aspetti afferenti al tema delle Smart Grid, della generazione innovativa da fonti rinnovabili e non, dell'efficienza energetica degli involucri e degli impianti degli edifici, dell'integrazione di tecnologie di comunicazione avanzate per fornire servizi al cittadino nella direzione della maggior vivibilità e partecipazione alla città. Il progetto SCUOLA, nella parte relativa al dimostratore di Milano, si sviluppa su una parte di rete afferente la CP di Lambrate in modo da sfruttare e migliorare le sinergie con il progetto 39/10 e integrare la sperimentazione fino all'utente finale in modo da testare innovative modalità di demand response e di partecipazione al mercato.

2 CARATTERISTICHE TECNICHE DEL PROGETTO PILOTA

Scopo di questa sezione è di fornire i necessari dettagli tecnici sulle principali caratteristiche del Progetto e della rete su cui è sviluppato.

2.1 La rete di distribuzione interessata dal Progetto

2.1.1 Caratteristiche principali

Il Progetto è realizzato sulla rete di distribuzione in Media Tensione afferente alla CP Lambrate. La rete elettrica MT ha una lunghezza complessiva di circa 140 km quasi del tutto in cavo. I clienti BT sono, per la maggior parte, dotati di contatori elettronici. Ulteriori informazioni di dettaglio sono riportate in Tabella 1.

Cabina Primaria: Lambrate (SB A & SB B) <ul style="list-style-type: none">• 2 trafo 100 MVA, neutro compensato• Inversione di flusso di linea per il 100%	Protocollo di comunicazione <ul style="list-style-type: none">• IEC 61850
32 Linee MT <ul style="list-style-type: none">• Lunghezza 140 km (quasi tutta in cavo)	Sistema di gestione dati (potenza/energia) GD&carico e interfaccia verso TSO
5 utenti attivi coinvolti <ul style="list-style-type: none">• 4 cogen → 3x10 MW+ 1.250 kW• 3 fotovoltaici → 82,4 kW	
Sistema di comunicazione <ul style="list-style-type: none">• Rete internet pubblica	

Tabella 1. Caratteristiche tecniche-energetiche del Progetto.

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

L'impianto in oggetto è collegato alla RTN a 220 kV attraverso il nodo Lambrate 220 kV (LAMM21). È implementato uno schema di inserimento in entra-esce, realizzato con quattro linee su palificazioni separate (Linea Brugherio 237, Linea Brugherio 238, Linea Porta Venezia 283, Linea Porta Venezia 286). La sezione in media tensione è alimentata a 23 kV, lo schema di connessione è realizzato con sistema a doppia sbarra (Sbarra Verde A e B e Sbarra Rossa A e B, in funzionamento con congiuntori SLA/A e SLA/B normalmente chiusi) e due trasformatori AT/MT, da 100 MVA: le due sbarre MT alimentano poi 32 linee (Figura 2).

In CP sono presenti due trasformatori AT/MT, collegati ciascuno ad una semisbarra:

- trasformatore Verde:
 - potenza nominale 100 MVA;
 - tensione nominale AT 220 kV; tensione nominale MT 23,7 kV;
- trasformatore Rosso:
 - potenza nominale 100 MVA;
 - tensione nominale AT 220 kV; tensione nominale MT 23,7 kV.

Ciascun trasformatore è dotato di un variatore sotto carico (VSC) per regolare la tensione sulla sbarra MT. Il regolatore automatico della tensione (modello REG-D, A-eberle) tiene conto di un fattore di compensazione della tensione in funzione della corrente misurata.

Dal punto di vista dell'automazione di rete, allo stato attuale, in CP è presente un sistema per il telecontrollo, la registrazione cronologica degli eventi e l'automazione locale (l'apparato periferico di telecontrollo RTU⁴ in funzione è costituito da quattro TPT ex Enel con protocollo TIC 1000) che comunica con il sistema di supervisione centrale (centro di telecontrollo STAEL installato presso la Sala Controllo in Via Ponte Nuovo 100, Milano con protocollo IEC 60870 5 104 verso Terna), consentendo così di gestire l'intera rete di distribuzione tramite un unico centro connesso alle diverse tipologie di periferiche e di protocolli.

In CP è, inoltre, presente un qualimetro Ampere (ION) per ogni trasformatore AT/MT sul lato MT. L'analizzatore misura e descrive i principali aspetti della qualità della tensione: variazioni lente, variazioni rapide, buchi, interruzioni, squilibrio, variazioni della frequenza, armoniche ed interarmoniche, flicker. Le caratteristiche di misura sono state sviluppate con riferimento allo standard EN50160 sulla qualità della tensione sulle reti di distribuzione.

La rete 23 kV è esercita con neutro compensato con bobina di Petersen – $I_f = 50$ A con tempo di eliminazione $t \gg 10$ s. E' attivo l'apparato di monitoraggio dell'isolamento dei cavi sottesi.

Su ogni stallo cavo MT sono presenti sistemi di protezione (funzione 50/51, 50N/51N, 67N) dotati anche di dispositivi di richiusura rapida automatica (protezione 79, tranne che sui cavi LA01-LA02-LA03) e di logiche di riconoscimento guasto intermittente ed evolutivo (la corrente presunta di cortocircuito è inferiore a 16 kA).

Per consentire l'interoperabilità tra la RTN e la rete MT alimentata dalla CP di Lambrate sono presenti sistemi di comunicazione che in condizioni di esercizio ordinario della RTN trasmettono: segnalazioni di posizioni degli organi di manovra, misure di tensione e misure di potenza attiva e

⁴ L'apparato periferico di Telecontrollo prevede l'Archivio degli Eventi e una elevata disponibilità di acquisizione / elaborazione / restituzione di segnali e protocolli, oltre alla possibilità, tramite upgrade, di implementare un HMI con le funzionalità tipiche SCADA (al momento non prevista).

reattiva. In particolare, le informazioni trasmesse dal sistema di Telecontrollo al centro operativo di TERNA sono riportate in Tabella 3.

CENTRO OPERATIVO	Modello	Segnale e vettore di comunicazione
Lambrate	1 Alcatel TPS-E	Teleprotezione L237,vettore Wind
Lambrate	1 Selta TPS-N	Teleprotezione L238,vettore Wind
Porta Venezia	4 Siae TPS1-E	Telescatto,vettore Wind su fibra e rame
Porta Venezia	2 Siae TPS1-E	Teleprotezione L 283-286 ,vettore Wind su F.O.

Tabella 3. Informazioni trasmesse al centro operativo di TERNA.

Dal punto di vista dell'automazione di linea, allo stato attuale, lungo le linee MT della CP di Lambrate esistono alcune cabine dotate di IMS telecontrollati che sono manovrabili da remoto (apertura e chiusura), tramite chiamata da parte di un operatore nel centro di controllo, e permettono la visualizzazione delle segnalazioni di stato degli IMS stessi (aperto o chiuso). In tutte le altre cabine, le manovre di esercizio vengono eseguite da personale operativo in loco.

Tale livello di automazione sarà ulteriormente evoluto, installando presso le cabine lungo linea del distributore i seguenti componenti innovativi all'interno dello Scosparto Interruttore di Cabina Lungo Linea.

1. Sistema di Protezione di Linea Intermedio (SPLI).
2. Interruttore Lungo Linea (ILL).
3. Sensori di corrente e tensione innovativi o non convenzionali.
4. Router di Cabina Lungo Linea (RCLL).

2.2 Il coinvolgimento degli utenti

2.2.1 Caratteristiche delle utenze attive e passive coinvolte nel Progetto

Solo 5 dei 7 utenti attivi alimentati dalla CP di Lambrate hanno mostrato la propria volontà di partecipare la progetto; è in corso la firma del Regolamento di Esercizio per rendere formale la collaborazione con A2A Reti Elettriche.

Le utenze attive direttamente coinvolte nel Progetto sono cinque, le principali informazioni sono riportate in Tabella 4 e in Tabella 5.

UGD	Ragione sociale	Cabina	Feeder	Sbarre	Trafo
1	SEA ENERGIA spa	E05022A	LA02	LA23VA	LATR1RS
	SEA ENERGIA spa	E05022C	LA03	LA23RB	LATR1VS
2	EVOLVE srl	E03532	LA23066	LA23RB	LATR1VS

3	CEI	E02374	LA23067	LA23VB	LATR1VS
4	Centro Direzionale Valtorta srl	E03005	LA23128	LA23RB	LATR1VS
5	RSE	E03263	LA23209	LA23VA	LATR1RS
		E04911	LA23003	LA23RB	LATR1VS

Tabella 4. Utenti attivi coinvolti nel progetto (informazioni relative alla connessione alla rete elettrica di ARL).

UGD	Pn [kVA]	Fonte di energia
1	3x10110	gas naturale
2	1250	gas naturale
3	3,44	fotovoltaico
	62,50	gas naturale
4	158	fotovoltaico
5	variabile	mista

Tabella 5. Utenti attivi coinvolti nel progetto (informazioni relative alla tipologia di impianto e alla potenza nominale).

Gli impianti di proprietà di Sea Energia s.p.a., Evolve s.r.l., e in parte CEI, sono di tipo cogenerativo, caratterizzati, oltre che da potenze disponibili in immissione considerevoli, anche da un numero di ore equivalenti annue elevato e, conseguentemente, da una notevole quantità di energia elettrica annualmente immessa in rete; gli impianti di proprietà del Centro direzionale Valtorta s.r.l. e in parte del CEI sono di tipo fotovoltaico, con potenze disponibili in immissione inferiori, un numero di ore equivalenti annue di funzionamento più modesto e un funzionamento poco prevedibile e programmabile. Gli impianti presenti presso RSE sono di diverse tipologie (fotovoltaico, mini-eolico, accumulo, etc.) e possono essere connessi o meno alla rete: per questo motivo, questo utente attivo sarà considerato relativamente al solo punto di scambio con la rete.

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

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

2.3 L'architettura Smart Grid

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

Il Progetto è sviluppato nella Cabina Primaria di Lambrate.

La funzione di selettività logica e controalimentazione automatica in assetto radiale sarà implementata su due delle cinque linee smart (LA23066, LA23128), coinvolgendo le cabine elencate in Tabella 6.

Linea LA23066		Linea LA23128	
CLL smart	CLL telecontrollate	CLL smart	CLL telecontrollate
E04480	E03840*	E02356	E04897
E04899	E03536	E03881	E03137
E03533	E04703	E02238	E04020*
E04671		E02995	
E02289		E03015	
* CLL già telecontrollata, introdurre solo chiamata automatica tramite GSM			

Tabella 6. Cabine Lungo Linea da automatizzare e telecontrollare.

La configurazione ad anello sarà implementata sulle linee LA23067 (linea smart) e LA23064 chiudendo l'interruttore (oggi normalmente aperto) posto nella CLL E02540, coinvolgendo le cabine elencate in Tabella 7.

Linea LA23067		Linea LA23064	
CLL smart	CLL telecontrollate	CLL smart	CLL telecontrollate
E03997	E02564	E02500	E04573
E02541	E04413	E02540	
E02578	E02577*	E02725	
E02623		E02631	
E02619		E02621	
		E04407	
* CLL già telecontrollata, introdurre solo chiamata automatica tramite GSM			

Tabella 7. CLL da automatizzare e telecontrollare.

2.3.2 Funzioni previste dall'architettura Smart Grid

Nel presente paragrafo si illustrano le modalità di implementazione delle funzioni da realizzare nel Progetto all'interno della SSE, definendo per ogni funzione i dispositivi innovativi (IED) coinvolti e il relativo grado di interazione.

Alcune delle funzioni da implementare prevedono una differente realizzazione in ragione del tipo di logica che si vuole attuare, delle varie condizioni di esercizio e della presenza o meno del sistema di comunicazione “always on”⁵. Le funzioni di automazione avanzata saranno realizzate secondo una logica distribuita: i comandi e le azioni saranno effettuati dai SPLL sulla base delle misure locali e verificate a livello centrale dalla LCP. Le funzioni di controllo e gestione della GD saranno implementate:

- in caso di rete in assetto standard e di presenza del sistema di comunicazione, secondo una logica centralizzata in cui la sola LCP elaborerà e invierà alle utenze attive le informazioni e i segnali da implementare;
- in caso di rete in assetto non ordinario (ad esempio rete riconfigurata a seguito di un guasto) o in assenza del sistema di comunicazione, secondo una logica locale in cui il RUA elaborerà le informazioni e i segnali da implementare.

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

La funzione di *selettività logica & controalimentazione automatica* (introdotta in fase successiva alla presentazione della proposta di progetto inviata in Autorità il 10 novembre 2010, come meglio illustrato nel seguito) ha l'obiettivo di isolare la porzione di rete affetta da guasto evitando lo scatto dell'interruttore MT in testa linea, anche nel caso di guasti polifase (cortocircuiti) e può essere implementata sia su rete radiale (funzione di *selettività logica & controalimentazione automatica radiale*) sia su rete magliata (funzione di *selettività logica & controalimentazione automatica magliata*). L'introduzione di interruttori lungo linea (ILL), dotati di un proprio sistema di protezione (SPLL) e di un sistema di comunicazione, migliora infatti la gestione dei guasti, poiché è possibile individuare e isolare il guasto coordinando, attraverso segnali di blocco, l'intervento dell'interruttore lungo linea con quello dell'interruttore di Cabina Primaria (in modo da evitare lo scatto di quest'ultimo anche nel caso di guasto trifase, continuando ad alimentare tutti gli utenti a monte del guasto stesso), e controalimentare il tratto di rete a valle del guasto evitando l'interruzione dei relativi utenti connessi.

In questo nuovo sistema tutti i componenti SPLL (Sistema di Protezione Lungo Linea) e SPL (Sistema di Protezione di Linea) intervengono per inibire la disalimentazione di una porzione di linea al fine di garantire continuità del servizio per la maggior estensione possibile della rete.

⁵ Per comunicazione “always on” si intende un sistema di comunicazione basato su rete internet; in assenza di rete internet le procedure di automazione saranno effettuate tramite sistema di comunicazione GSM, mentre il controllo della GD sarà effettuato in logica locale, sulla base delle informazioni misurate nel punto di connessione con la rete. Nel resto del documento per sistema di comunicazione si intende sempre, se non diversamente specificato, la rete di comunicazione “always on” basata su tecnologia ADSL. La presenza/assenza del sistema di comunicazione si riferisce sempre alla presenza/assenza della rete internet, il sistema di comunicazione GSM (utilizzato come backup) è, invece, sempre presente.

In particolare, la funzione di selettività logica e controalimentazione automatica, in presenza di guasto polifase o monofase, si articola in due fasi:

- a) sequenza di manovre principali per selezionare il più rapidamente possibile il tronco di linea affetto dal guasto, disconnettere la GD ad essi sottesa e rialimentare i tronchi sani (sia tramite alimentazione principale, sia tramite eventuali controalimentazioni), e
- b) sequenza di manovre secondarie volte a selezionare il ramo di linea affetto dal guasto e procedere alla successiva riparazione del guasto stesso.

La gestione dei guasti avviene secondo le indicazioni di seguito fornite.

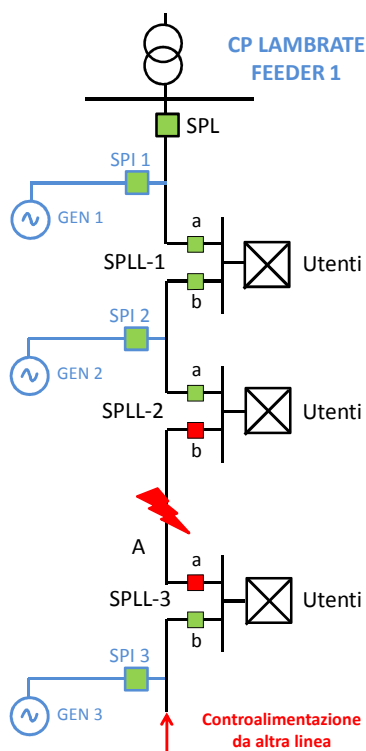


Figura 3. Sequenza di manovre principali per guasto in A – parte 2

A seguito di un guasto lungo linea (monofase e/o trifase), la sequenza principale opera nel modo seguente:

- tutti i SPLL a monte del guasto e il SPL rilevano la presenza del guasto e inviano un messaggio di blocco;
- entro 50 ms il SPL e i SPLL a monte sottoscrivono il messaggio di blocco pubblicato dal SPLL a valle che ha visto per ultimo il guasto;
- solo il SPL/SPLL che non sottoscrive alcun messaggio di blocco entro il tempo prefissato, comanda l'apertura del proprio interruttore (ILL) e invia un segnale di telescatto alle protezioni (SPI) della GD a valle, che disconnettono la generazione entro 150 ms.

In tal modo l'isolamento del tronco guasto avviene con una sola manovra, senza lo scatto dell'interruttore in testa linea (a meno dei casi di guasto sul 1° tronco), garantendo la continuità dell'alimentazione per i tronchi sani, senza allungare i tempi di permanenza del cortocircuito e

permettendo l'inserimento di più SPLL in serie lungo linea, con un vantaggio decisivo per la qualità del servizio percepita dagli utenti sottesi alla linea medesima.

Partirà poi la sequenza di manovre secondarie che opera nel seguente modo: il SPL/SPLL che ha comandato l'apertura del proprio ILL effettuerà un ciclo di richiusura rapida con una prima richiusura da effettuare con un tempo di attesa (t_a) pari a 400 ms seguita, in caso di guasto permanente, da successive richiusure da operare dopo un tempo programmabile (t_p , indicato in fase di realizzazione). A questo punto potranno verificarsi due situazioni.

- 1 Se il guasto è transitorio la richiusura rapida opera con successo, il guasto si estingue e non conduce più all'apertura dell'ILL (durante il tempo di neutralizzazione t_n non si presenta nessun nuovo guasto), tutte le utenze passive sottese al SPLL che è intervenuto a seguito del guasto saranno soggette soltanto ad una interruzione transitoria (ad oggi non regolata). Inoltre, sarà riconnessa tutta la generazione precedentemente disconnessa.
- 2 Se invece il guasto è permanente, a valle della richiusura rapida, durante il tempo di neutralizzazione, il guasto continuerà a persistere e si opererà nel seguente modo.
 - Il SPLL che ha aperto su guasto invierà, nel caso in cui il tratto di linea su cui si ha il guasto non è l'ultimo e per la linea stessa è prevista la possibilità di controalimentazione, un messaggio di apertura al primo SPLL a valle del SPLL che ha aperto sul guasto. Quando il SPLL aprirà il relativo ILL, sarà abilitata, in modo automatico, la controalimentazione del tratto di rete a valle di quest'ultimo, chiudendo l'ILL; in questo modo, a fronte della avvenuta controalimentazione, tutti gli utenti passivi ad esso sottesi subiranno solo una interruzione transitoria (di durata comunque inferiore a 1 s).
 - A valle della avvenuta controalimentazione, il SPLL che ha aperto sul guasto opererà un ciclo di richiusura rapida dopo un tempo programmabile t_p avviando, già al primo scatto, le regole di apertura degli IMS telecontrollati; in questo modo una parte degli utenti subirà una interruzione breve, mentre la parte restante, relativa agli utenti connessi sul tratto sede del guasto, una interruzione lunga.

Le sequenze di manovre sopra descritte possono essere meglio visualizzate riferendosi alla seguente Figura 4.

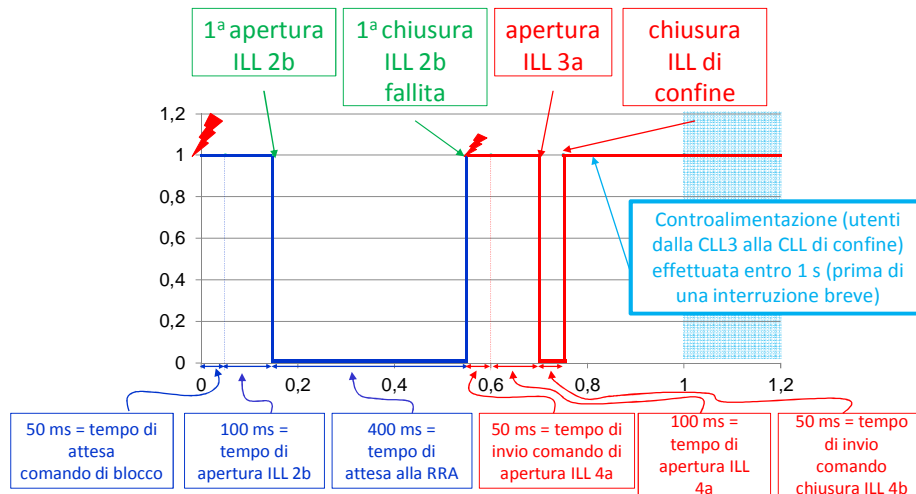


Figura 4. Tempi di selezione e individuazione del guasto.

Con gli interventi proposti, in caso di guasto, gli utenti che si trovano su tratti sani della rete, sia a monte, sia a valle del guasto, subiranno una sola interruzione transitoria, mentre gli utenti che si trovano sul solo tratto di linea guasto subiranno una interruzione breve (o al più lunga) in base alla gravità del guasto stesso.

La funzione di selettività logica & controalimentazione automatica può poi essere ulteriormente sviluppata implementando, in presenza di utenti attivi, l'innovativo messaggio di *telescatto* (funzione già prevista in fase di presentazione della proposta di progetto inviata in Autorità il 10 novembre 2010) necessario per risolvere i problemi dell'attuale sistema di protezione d'interfaccia, al fine di evitare l'insorgere del fenomeno dell'*islanding* (problema locale a seguito di un guasto lungo linea o di una apertura intenzionale per manovra) e degli scatti intempestivi a seguito di perturbazioni sul sistema di trasmissione (problema di sistema). Grazie alla presenza della rete di comunicazione, è infatti possibile fare in modo che i SPI ricevano il segnale di telescatto attraverso il SPL e/o i SPLL a cui sono sottesi gli utenti attivi stessi. In presenza di questo segnale, la GD può essere distaccata solo attraverso il messaggio di telescatto o per intervento delle soglie per sovra-sotto frequenza (permissive) e sovra-sotto tensione.

Sempre con riferimento all'impianto utente⁶, è possibile, indipendentemente dalla sua ubicazione sulla rete, realizzare la selettività con le protezioni di rete, oltre che più livelli di selettività all'interno dell'impianto utente stesso (Selettività caso 3 – CEI 0-16) attraverso un segnale di blocco che comanda l'apertura dell'interruttore più vicino al guasto in 50 ms (il coordinamento selettivo delle protezioni non richiede, infatti, l'introduzione di ritardi sulle protezioni all'interno

⁶ In particolare ad utenti MT con particolari esigenze di continuità del servizio.

dell'impianto utente, sul SPG o sui SPL/SPLI a meno del tempo di attesa di 50 ms relativo al segnale di blocco, uguale per tutte le protezioni).

Infine, sempre con riferimento al sistema di automazione evoluto da sviluppare nel progetto, l'ultima funzione da implementare è relativa alla gestione dei guasti sui cavi di interconnessione tra la CP di Lambrate e il centro satellite di Mugello (sia in presenza, sia in assenza del sistema di comunicazione) in modo da garantire il corretto funzionamento del complessivo sistema.

2.3.2.2 *Regolazione della tensione: logica centralizzata in presenza del sistema di comunicazione*

Il progetto prevede di sviluppare un algoritmo di regolazione centralizzata (in presenza del sistema di comunicazione e con rete in assetto standard) che funziona, basandosi su calcoli di optimal power flow, secondo la seguente gerarchia:

- prima la regolazione agisce sui generatori per cui si è avuto un problema di tensione (modulazione della potenza reattiva, e qualora necessario anche di quella attiva);
- se questi non permettono di rientrare nei limiti o nei valori desiderati, si interviene sul VSC del trasformatore di CP (determinando il valore ottimale di setpoint della tensione di ogni sbarra MT) e/o sui generatori vicini (modulazione della potenza reattiva e, qualora necessario, anche di quella attiva). In questo modo sarà possibile ottenere il miglior profilo di tensione lungo tutta la linea MT attraverso l'utilizzo coordinato di tutte le risorse locali.

Nell'ottica di centralizzare la regolazione di tensione in modo da renderla più efficace e veloce, nella LCP sono implementati algoritmi che permettono di valutare la necessità di richiedere o meno una iniezione di reattivo da parte di tutti i gruppi di generazione connessi ad una linea/rete in modo da ottimizzare il profilo di tensione della linea/rete stessa.

Per implementare la logica di regolazione centralizzata, è necessario che la LCP, oltre a conoscere la topologia della rete, riceva una serie di misure e di set point dal campo e che sia in grado di elaborare una serie di load flow ripetuti, capaci di simulare, a seguito della variazione di alcuni parametri di rete (ad esempio le tensioni nei punti di connessione della GD), le possibili condizioni di esercizio della rete (stima dello stato), in modo da individuare il valore della tensione nei restanti nodi per cui non è disponibile una misura diretta.

Le misure che la LCP deve acquisire dal campo sono di due tipi:

- informazioni da fornire in fase di impostazione della SSE;
- informazioni da fornire in tempo reale (15 min o 1 min).

A questo punto, la LCP deve effettuare calcoli di load flow capaci di simulare, in tempo reale, le diverse condizioni operative della rete (per questo motivo è necessario utilizzare, elaborando i dati storici, un profilo di prelievo per tutti gli utenti passivi della rete) e ottenere il valore del modulo

della tensione nei restanti nodi per cui non esiste misura diretta. I risultati del load flow devono essere confrontati con le misure disponibili ed eventualmente rimodulati al fine di minimizzare l'errore nei nodi per cui il valore è noto, avvicinandosi così ad un profilo più reale della rete in esame (informazioni da utilizzare nell'algoritmo di controllo).

Sulla base di tali informazioni, la regolazione centralizzata di tensione (attivata solo in caso di comunicazione presente) funziona secondo la seguente gerarchia:

- ottimizzazione (attuata ciclicamente con una tempistica di 1 h);
- controllo/coordinamento (da attuare in caso di violazione improvvisa dei vincoli di tensione in uno o più nodi).

La parte relativa all'ottimizzazione ha come obiettivo l'individuazione dei parametri ottimi per il sistema (set point di Q ed eventualmente di P) necessari per mantenere un corretto profilo di tensione ottimizzando il funzionamento della rete.

La parte relativa al controllo/coordinamento è attuata solo nel caso in cui, tra un ciclo di ottimizzazione e il successivo, si verificano delle violazioni dei limiti di tensione lungo la rete.

2.3.2.3 *Limitazione/regolazione in emergenza della potenza attiva*

La funzione *regolazione della potenza attiva* è abilitata in particolari condizioni di rete, legate per esempio:

- a temporanee limitazioni al transito sulla rete/linea di distribuzione cui la UGD è sottesa;
- la necessità di regolare la tensione qualora la variazione della potenza reattiva non sia risultata sufficiente;
- un comando erogato da Terna in particolari condizioni di criticità sulla RTN (partecipazione ai piani di difesa).

Tale funzione ha quindi l'obiettivo di modulare/limitare la potenza attiva iniettata da ciascun impianto. Pertanto nella LCP dovranno essere implementati opportuni algoritmi che consentano di individuare, sulla base dei risultati di alcuni calcoli di load flow e della verifica della possibilità per ciascun generatore collegato di variare la propria condizione di funzionamento, le azioni di modulazione/limitazione della potenza attiva erogata da ciascuna UGD (nuovo set-point di P) in modo da soddisfare le esigenze delle linee e/o i comandi provenienti dal DSO o da Terna.

In questa situazione, la LCP elabora le informazioni dei generatori relative alla tensione, alla potenza attiva prodotta, alla potenza reattiva prodotta, alla potenza attiva immessa in rete, alla potenza reattiva immessa in rete, e le informazioni relative alla potenza totale assorbita dai carichi dell'intera rete (misura effettuata sulle sbarre MT di CP), effettua alcuni calcoli di load flow e definisce, rispetto all'attuale condizione di funzionamento, le modalità di intervento da attuare su

ciascun generatore inviando al relativo RUA un messaggio di limitazione/modulazione della potenza attiva (nuovo set-point di P) che dovrà poi essere implementato sulla macchina stessa come meglio spiegato nel seguito.

Le modalità di limitazione della potenza attiva saranno definite in accordo con i limiti di capability della macchina stessa, memorizzati nella LCP, e sulla base della criticità registrata potranno variare dalla semplice modulazione fino (in caso fosse necessario) al distacco della generazione (o del carico presente all'interno dell'impianto UGD) in modo da massimizzare l'obiettivo di incremento/decremento di P in alcuni tratti di linea o verso Terna.

2.3.2.4 Monitoraggio delle iniezioni da GD nella prospettiva di un dispacciamento locale, e per fornire dati differenziati (GD; carico) al TSO

Il sistema proposto consente di monitorare in tempo reale alcuni parametri caratteristici della generazione diffusa (e del carico) connessa alla rete di Lambrate di A2A Reti Elettriche.

Con questo strumento il Distributore sarà in condizione di gestire efficacemente reti con elevata presenza di GD, anche nella prospettiva di un eventuale dispacciamento locale da effettuare a cura del Distributore stesso. Il sistema costituisce, inoltre, un efficace strumento di interfaccia con il TSO utile per garantire lo scambio di tutte le informazioni necessarie per il funzionamento in sicurezza del Sistema Elettrico Nazionale.

2.3.2.5 Dispacciamento locale – controllo in tempo reale delle risorse di rete

I sistemi da installare in CP e presso gli utenti attivi consentiranno alle UGD presenti in rete di determinare, con un giorno di anticipo, l'offerta ottimale di produzione, mediante l'integrazione di previsioni di mercato, metereologiche e dello stato delle risorse (ossia gli impianti tradizionali e FER nel portafoglio dell'utility e gli eventuali carichi). La previsione sarà poi comunicata al DSO/Terna che potrà utilizzarla nella fase di programmazione per configurare il funzionamento della rete e la riserva di potenza e nella fase di controllo ed esercizio in tempo reale per garantire l'equilibrio tra domanda e offerta e il controllo di eventuali emergenze. Ciò significa che, a fronte di un opportuno rimborso⁷, sarà anche possibile agire in tempo reale sulle risorse disponibili in modo da diminuire/annullare eventuali sbilanciamenti tra l'offerta programmata e quella effettiva nell'ottica di sperimentare un dispacciamento locale a cura del DSO.

⁷ Ad oggi, infatti, la GD non ha l'obbligo di fornire servizi di rete.

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

Nel seguito si riassumono le implementazioni necessarie a realizzare le finalità generali del Progetto. Il sistema di Lambrate sarà strutturato secondo diversi livelli gerarchici (Figura 5):

- Livello 0: unità di protezione e/o controllo in CS (SPLL e RTU);
- Livello 1: unità di protezione e/o controllo in CP (SPL, VSC);
- Livello 2: sistema di automazione di stazione (LCP);
- Livello 3: interfaccia uomo macchina HMI di CP e interfaccia verso i centri remoti di telecontrollo di A2A e di Terna;
- Livello 4: unità di protezione e/o controllo dell'utente finale.

La comunicazione tra i livelli 0/2/4, 1/4, 2/4 avverrà principalmente attraverso la rete ADSL in protocollo IEC 61850; sarà configurato un canale di backup in protocollo IEC 60870-5-104 su GPRS per garantire la comunicazione anche in caso di anomalia del canale ADSL primario.

La comunicazione tra i livelli 1 e 2 avverrà per mezzo della LAN Ethernet IEC 61850 di stazione.

La comunicazione tra i livelli 2 e 3 avverrà in protocollo IEC 60870-5-104 su collegamento Ethernet a livello della LAN di stazione e della LCP.

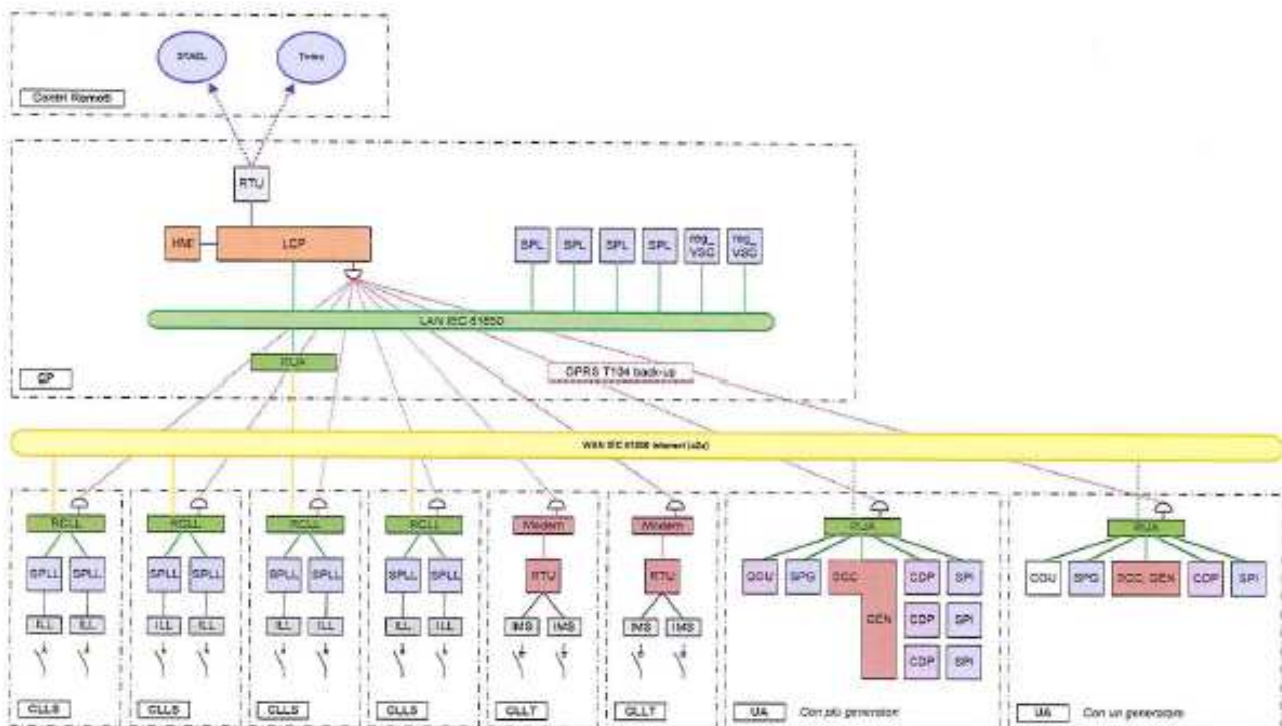


Figura 5. Architettura del sistema.

Il sistema proposto è di tipo centralizzato, in CP saranno presenti componenti che realizzano le funzioni di controllo/gestione, protezione, regolazione e monitoraggio (SPL, LCP, VSC, SCADA),

nonché per assolvere alle funzioni di comunicazione (RCP). Presso ciascuna Cabina Lungo Linea (CLL) del distributore saranno presenti opportuni sistemi di protezione (SPLL, integrati di interruttore - ILL) e sistemi di comunicazione (RCLL). Presso ciascuno dei siti di GD (Utenti Attivi) oltre a un Router⁸ (RUA) saranno presenti ulteriori componenti che consentono di realizzare le funzioni innovative proposte (DG, SPI, SPG, GEN, Cont, SCC).

In questo modo sarà possibile realizzare il concetto di sottostazione estesa, ovvero una estensione della visione del sistema di supervisione e protezione della cabina primaria alle utenze lungo linea e alle utenze attive remote.

La LCP è il dispositivo centrale del progetto, dedicato al controllo e al monitoraggio dell'intero sistema sotteso alla Cabina Primaria di Lambrate. La LCP ha il compito di ricevere ed elaborare tutte le misure e le informazioni e di inviare i comandi/messaggi ai componenti (IED) che fanno parte della SSE.

La LCP è un componente innovativo che deve essere adatto all'installazione nelle condizioni ambientali tipiche di una sottostazione elettrica, e che deve essere dotato di un sistema di comunicazione conforme con lo standard IEC 61850 al fine di scambiare segnali in tempo reale con gli altri dispositivi della SSE. La LCP deve, inoltre, implementare tutte le logiche innovative necessarie per garantire la gestione, il controllo e il monitoraggio delle risorse della SSE, oltre a strategie di automazione avanzate. La Figura 6 la visione d'insieme relativa all'architettura generale del sistema.

⁸ Il router presente presso l'utente attivo oltre a garantire lo scambio di messaggi e informazioni verso la LCP (funzione di comunicazione) potrebbe dover anche gestire (qualora si opti per far coincidere il GEN con il RUA) il funzionamento di tutti i dispositivi all'interno dell'impianto in logica locale (funzione di controllo) svolgendo, in assenza di comunicazione, le elaborazioni necessarie ai fini del controllo della generazione diffusa (regolazione della potenza attiva/reattiva). In questo caso, il RUA sarà un componente più evoluto che contiene sia le caratteristiche proprie del router sia quelle proprie del GEN.

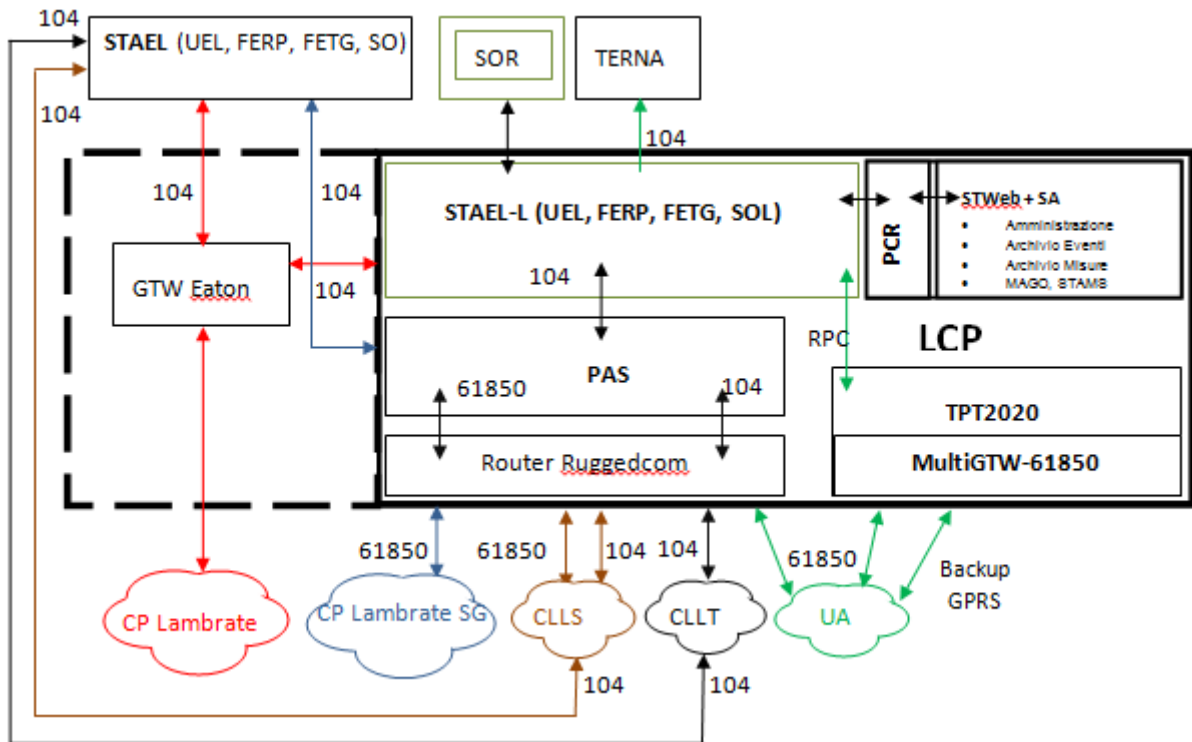


Figura 6. Architettura generale della LCP.

Nei paragrafi successivi si riporta una breve descrizione delle funzioni di automazione realizzate distinguendo tra quelle inerenti la cabina primaria e quelle relative alle cabine secondarie.

2.3.3.1 Centro di controllo

Il centro di controllo A2A sarà integrato con le informazioni innovative provenienti dal campo e relative alle cabine lungo linea smart e agli utenti attivi, come anche meglio descritto nel paragrafo 2.3.4. Non è prevista l'installazione di componenti innovativi; è tuttora in corso da parte di A2A Reti Elettriche una gara per la fornitura di un sistema DMS per la rete di Milano e Brescia.

2.3.3.2 Cabina Primaria Lambrate

Il Progetto consiste nell'installazione in CP (Livello 1 della SSE) dei seguenti componenti innovativi (Figura 7). Nel seguito del paragrafo si riportano i componenti specificatamente forniti dai costruttori a seguito della gara pubblica.

1. Fornitura, installazione e messa in servizio di nuovi relè di protezione (SPL).

Saranno installati relè di protezione e controllo per la partenza linea SIPROTEC 7SJ64. I relè saranno connessi alla LAN di stazione mediante doppia porta ottica a bordo del relè stesso, con collegamento diretto all'anello IEC 61850 in fibra ottica. Questa tipologia di

connessione garantisce immunità elettromagnetica e ridondanza della comunicazione a vantaggio dell'affidabilità complessiva del sistema di protezione e controllo.

2. Sistema di monitoraggio della CP.

Il sistema comprende il monitoraggio degli interruttori MT e AT e dei trasformatori di potenza e permette di recuperare le informazioni per il monitoraggio delle grandezze ritenute rilevanti per identificare e prevenire possibili guasti e gestire le attività di manutenzione dei componenti stessi.

3. Fornitura, installazione e messa in servizio di nuovi regolatori automatici trasformatore (VSC).

Saranno installate nuove unità di regolazione sotto carico dei trasformatori MR TAPCON IEC 61850.

4. Logica di Cabina Primaria (LCP).

Logica di Cabina Primaria (LCP) per il monitoraggio e la gestione dell'automazione della sottostazione estesa, per le elaborazioni necessarie ai fini del controllo della tensione tramite generazione diffusa e VSC, per le comunicazioni con la rete di trasmissione a monte della CP stessa⁹ e per la previsione delle unità di GD e la riduzione degli sbilanciamenti nell'ottica di implementare un dispacciamento locale.

5. Router di Cabina Primaria (RCP).

Funge da interfaccia per la gestione di tutti i messaggi e le informazioni da e verso la logica di cabina primaria e da e verso il router dell'utente attivo e il router di cabina lungo linea.

6. LAN di stazione.

La LAN di stazione sarà costituita da:

- collegamento mediante anello in fibra ottica tra il router/switch (RCP) e i nuovi IED di CP;
- collegamento del RCP alla porta Ethernet di accesso alla rete ADSL;
- collegamento del RCP alla porta Ethernet verso il centro di controllo di Ponte Nuovo.

⁹ La LCP dovrà svolgere, per le linee smart, anche le stesse funzioni della RTU attualmente installata, dovrà quindi prevedere l'Archivio degli Eventi e una elevata disponibilità di acquisizione / elaborazione / restituzione di segnali e protocolli verso lo SCADA centrale, oltre alla possibilità, tramite upgrade, di implementare un HMI con le funzionalità tipiche SCADA.

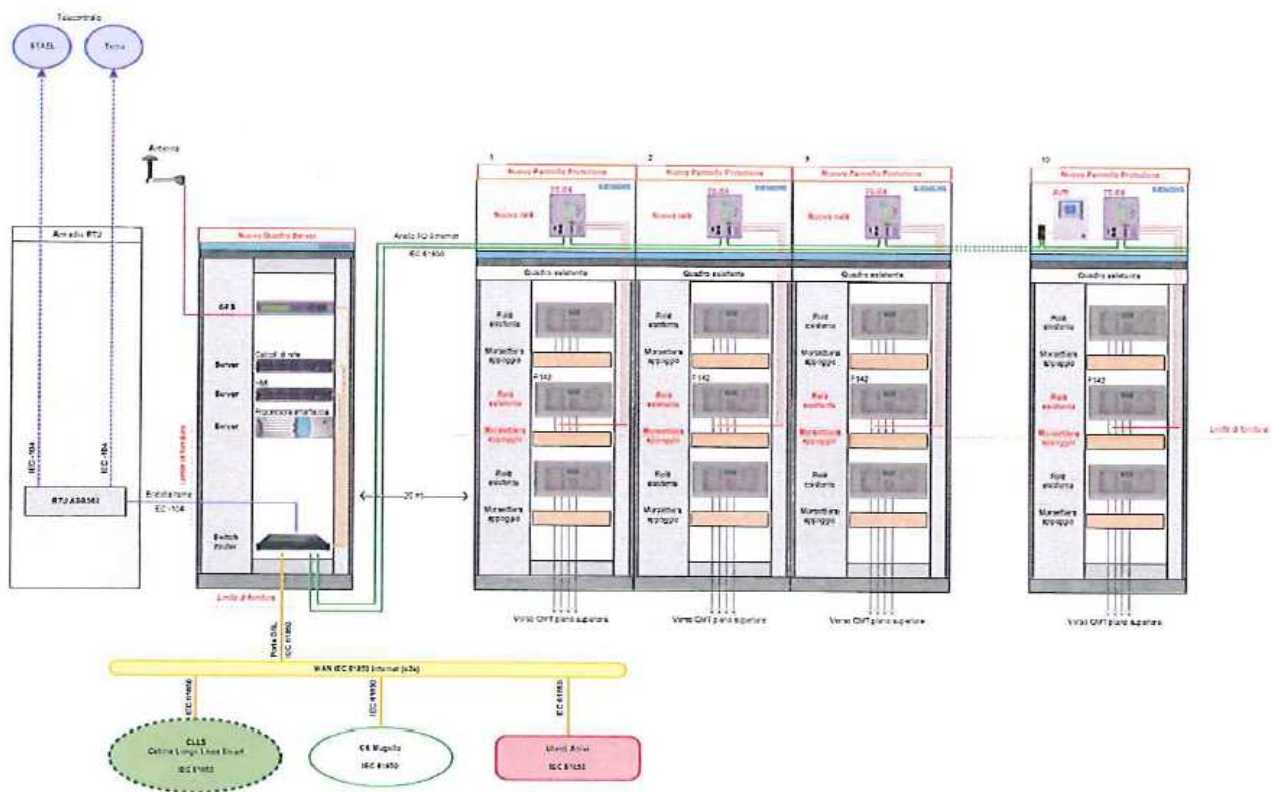


Figura 7. Interventi in CP, secondo la soluzione implementata da Siemens S.p.A.

Dal punto di vista dell'automazione di rete, allo stato attuale, in CP è presente un sistema per il telecontrollo, la registrazione cronologica degli eventi e l'automazione locale che comunica con il sistema di supervisione centrale (centro di telecontrollo STAEL), consentendo così di gestire l'intera rete di distribuzione tramite un unico centro connesso alle diverse tipologie di periferiche e di protocolli.

La nuova RTU in Cabina Primaria (TPT2020), inclusa all'interno della LCP, presenta principalmente i seguenti vantaggi:

- disponibilità protocollo IEC 61850 per comunicazione con dispositivi di campo;
- automazioni locali per gestione di Cabina Primaria;
- automa per gestione teledistacco in caso di apertura interruttore linea MT;
- automi di correlazione eventi;
- possibilità di comunicazione ridondata verso il posto centrale;
- disponibilità archivio eventi e misure;
- interfaccia di configurazione del Data Base analoga a quella disponibile nel Sistema di Telecontrollo.

L'apparato di telecontrollo TPT2020 ha il compito di gestire il processo elettrico della Cabina Primaria. Le funzioni principali realizzate dall'apparato sono le seguenti:

- gestione delle richieste operative effettuate dall'Operatore del Centro;
- funzioni di automazione e protezione svolte in automatico;
- gestione degli apparati di controllo degli elementi costituenti il processo elettrico;
- trasferimento al Centro delle informazioni generate e/o raccolte dal campo;
- gestione del Data Base che descrive il processo da controllare.

L'apparato realizza inoltre le funzioni di correlazione degli eventi elementari allo scopo di generare segnalazioni di allarme da inviare al centro. Alle sopracitate funzioni svolte dall'apparato TPT2020 si aggiungono le seguenti:

- comunicazione con il centro di supervisione
- esecuzione di automazioni locali
- sincronizzazione da centro tramite protocollo NTP
- comunicazione con dispositivi di Cabina Secondaria tramite protocollo IEC 61850
- memorizzazione degli eventi con time tag e dei valori medi delle misure

2.3.3.2.1 Architettura dell'apparato

L'apparato TPT2020 presenta un'architettura modulare basata su un doppio livello di elaborazione, in cui il carico elaborativo è distribuito tra diverse unità, interconnesse tramite un bus seriale basato sul protocollo CAN.

Le unità principali componenti l'apparato sono:

- unità di Elaborazione (UEL);
- unità Convertitore + I/O (UPC);
- unità di I/O (UP) deputate alla gestione di basso livello del campo.

La figura seguente illustra l'architettura del TPT2020.

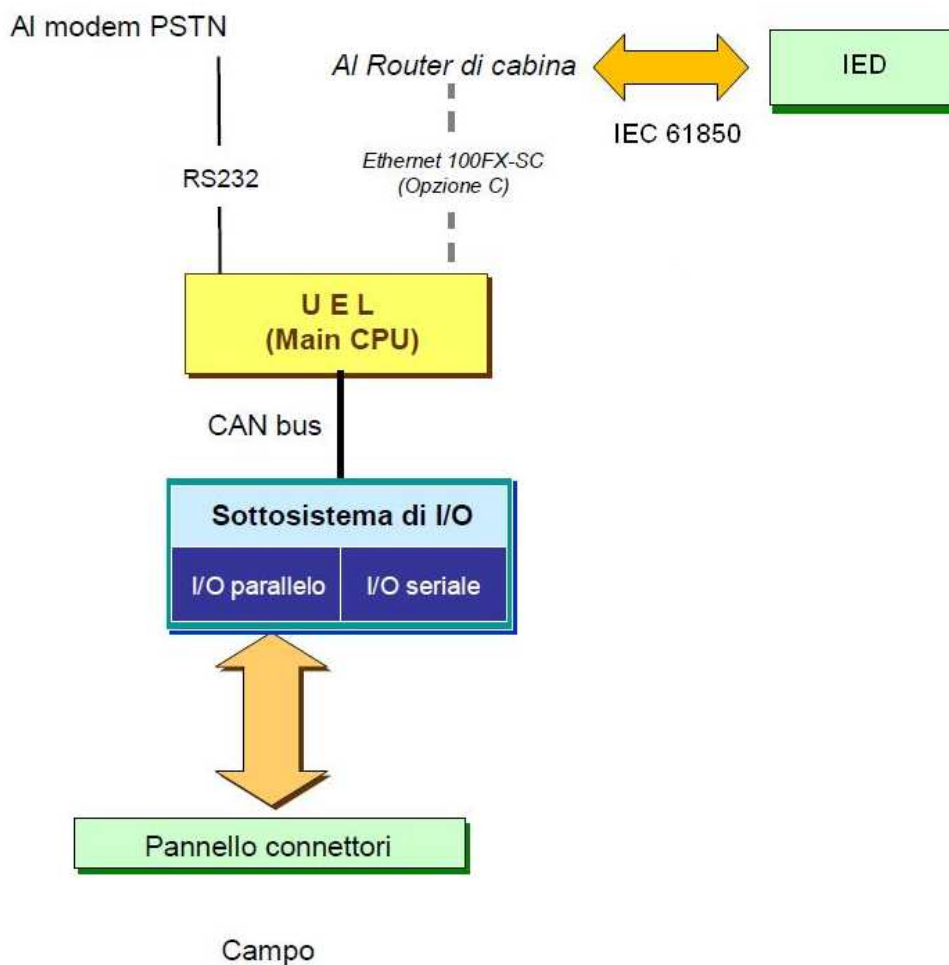


Figura 8. Architettura del TPT2020.

2.3.3.2.2 Descrizione funzionale dell'apparato

L'apparato TPT2020 oltre alle funzioni standard di telecontrollo quali acquisizione di telesegnali (TS) e telemisure (TM), imposizione di telecomandi (TC) e comunicazione con il centro di telecontrollo, realizza funzionalità evolute di automazione della cabina primaria e di comunicazione con dispositivi di Cabina Secondaria (IED) utilizzando il protocollo IEC 61850.

Per meglio rispondere alla complessità delle funzioni fornite, l'apparato è stato realizzato utilizzando una architettura a intelligenza distribuita organizzata in modo gerarchico.

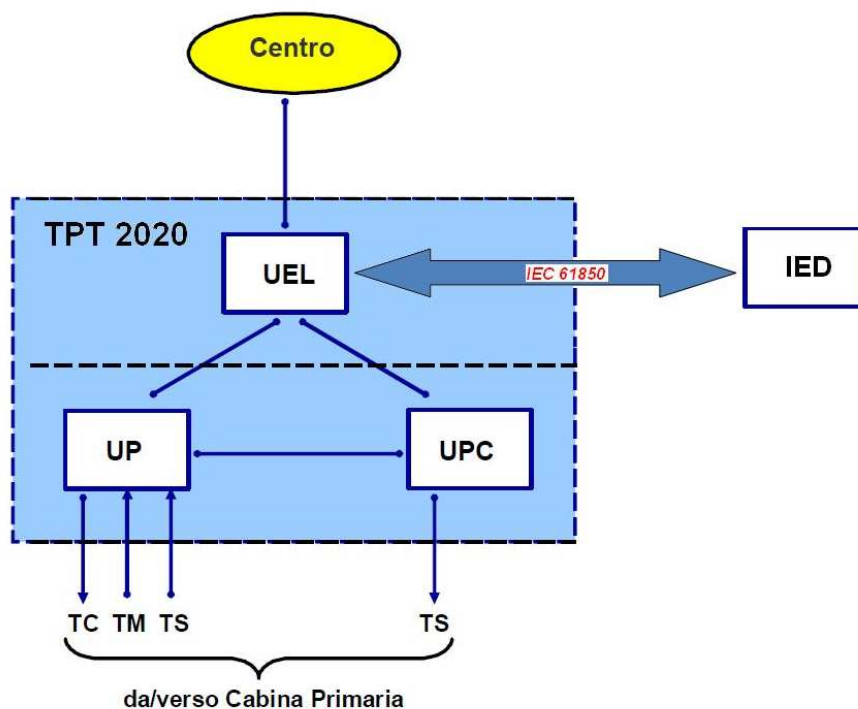


Figura 9. Architettura a intelligenza distribuita organizzata in modo gerarchico del TPT2020.

2.3.3.3 Cabine Lungo Linea

Presso le cabine lungo linea del distributore (Livello 2 della SSE), il progetto prevede l'installazione dei seguenti componenti innovativi all'interno dello Scomparto Interruttore di Cabina Lungo Linea (Figura 10).

1. Sistema di Protezione di Linea Intermedio (SPLI).

Per ciascuno scomparto significativo ai fini della configurazione di rete (scomparto “entra-esce” delle CLLS e scomparti di diramazione linea e controalimentazione) sarà installato un relè SIPROTEC 7SC80. Il relè di protezione sarà un'unità integrata di protezione, automazione e interfacciamento IEC 61850 con il sistema di supervisione LCP (è previsto l'impiego di RTU per garantire il telecontrollo dal CT A2A nel caso in cui l'automazione non funzioni).

2. Interruttore Lungo Linea (ILL).

Si tratta dell'interruttore collegato al SPLI per garantire l'apertura della linea in caso di guasto.

3. Sensori di corrente e tensione innovativi o non convenzionali.

Le misure per i relè di protezione e controllo saranno date da sensori di tipo “Low Power”. Per ciascun relè/scomparto sarà presente una terna di sensori combinati di tensione e corrente per installazione entro lo scomparto stesso. Il sensore adotterà il principio di funzionamento Rogowsky per la misura di corrente e partitore capacitivo per la tensione. Il

sensores sarà un componente attivo; ciò significa che disporrà di circuiti di alimentazione propri grazie ai quali sarà possibile effettuare calibrature degli stadi di guadagno in maniera più flessibile. Il partitore capacitivo, rispetto al partitore resistivo, garantisce isolamento galvanico e maggiore tenuta alle sovratensioni.

4. Router di Cabina Lungo Linea (RCLL).

Per ogni CLLS sarà configurato un router/switch per il collegamento dei SPLL della cabina stessa in rete sia locale (LAN Ethernet) sia geografica (WAN internet di A2A). Il router/switch sarà collegato ai SPLL per mezzo di un cavo Ethernet cat.5e, secondo tipologia a stella. Il collegamento alla rete ADSL avverrà per mezzo di un ulteriore cavo Ethernet. Sarà poi inserito un modem GPRS con relativa antenna per il collegamento di backup alla LCP in protocollo IEC 60870-5-104.

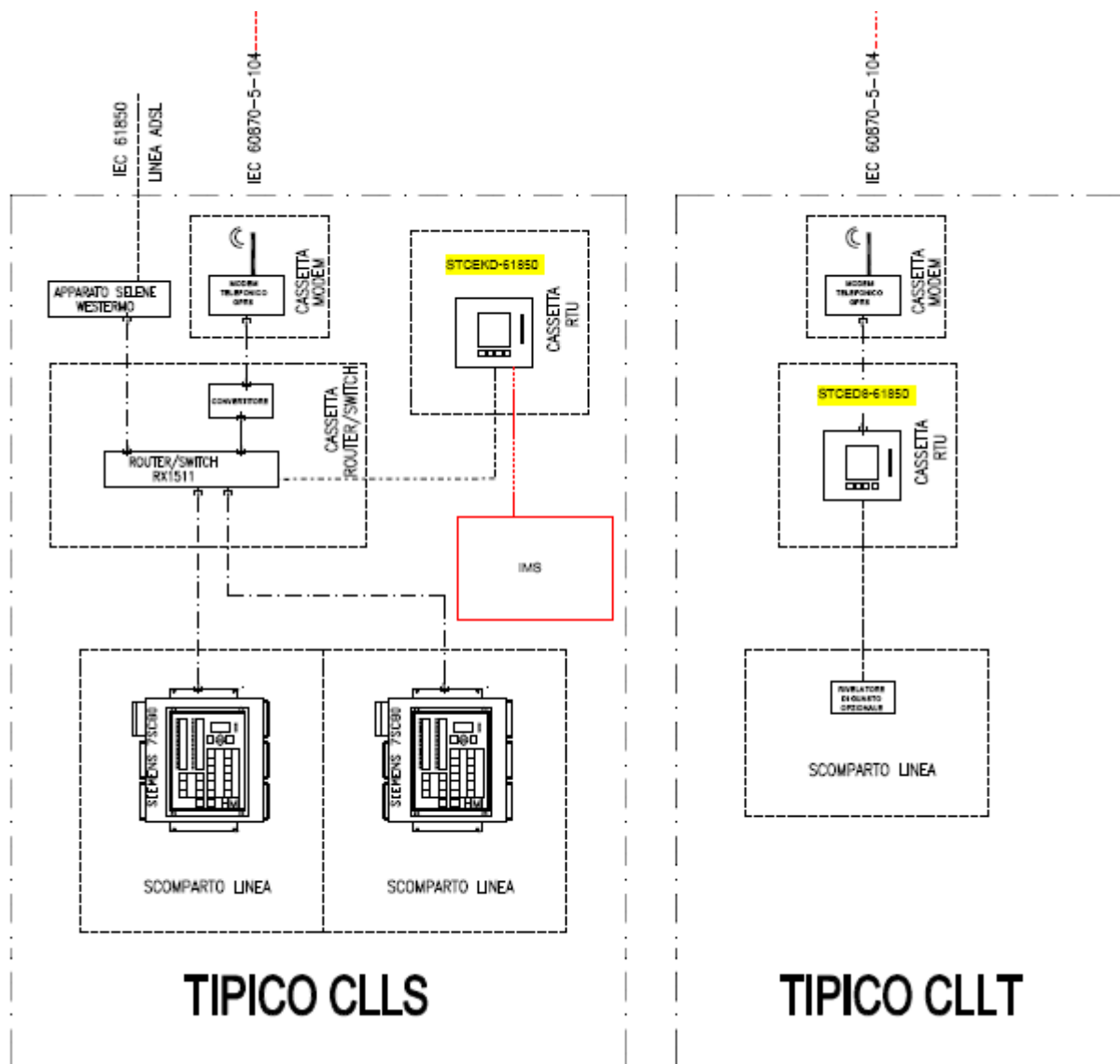


Figura 10. Architettura della CLLS e CLLT.

2.3.3.4 Utente attivo

L'architettura proposta per l'impianto dell'utente attivo connesso alla rete MT è stata definita facendo riferimento al caso più generale ovvero ad un impianto in cui siano presenti, oltre ad un generatore, anche dei carichi (Figura 11).

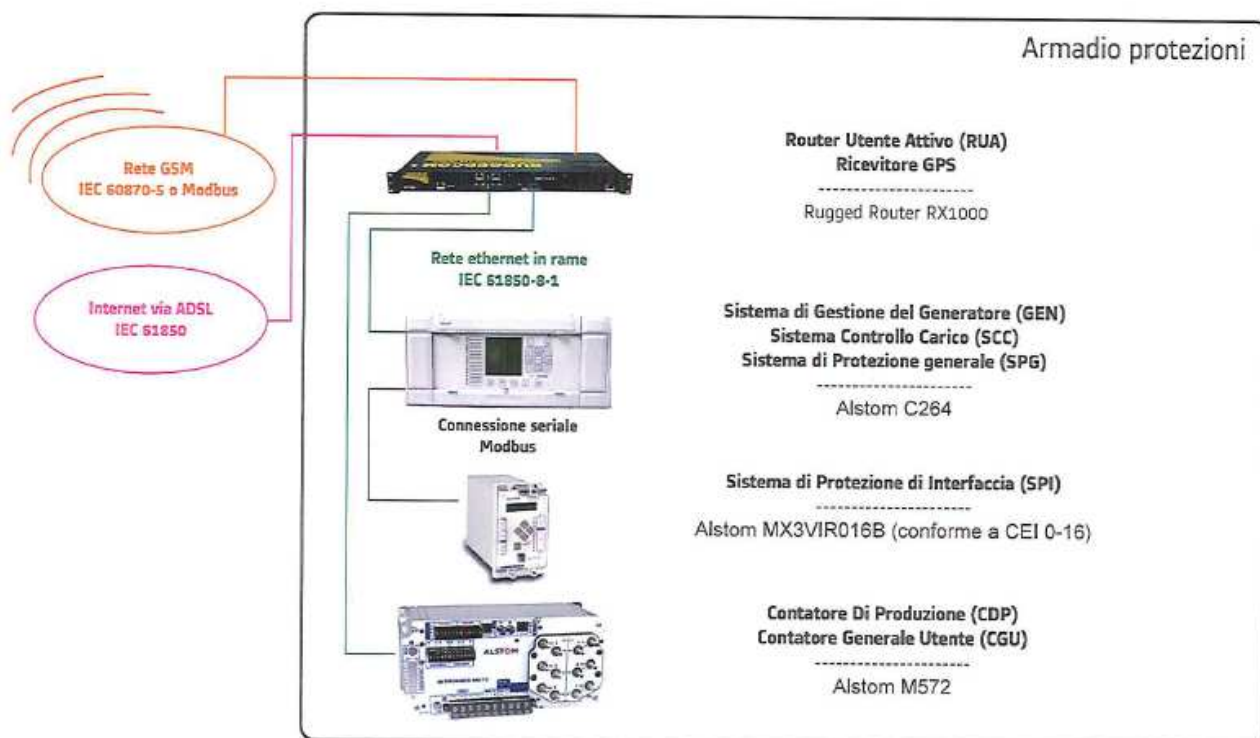


Figura 11. L'impianto dell'utente attivo MT

In questo modo, applicando la soluzione proposta a tutti gli impianti attivi connessi alla rete MT, la LCP è a conoscenza delle condizioni di funzionamento di tutti gli utenti connessi alla rete sottesa alla CP, realizzando una gestione innovativa dell'intera rete di distribuzione MT.

Presso ciascun Utente Attivo (UA), il progetto prevede l'installazione dei seguenti componenti innovativi.

1. Router dell'Utente Attivo (RUA): funge da interfaccia per tutti i messaggi e le informazioni scambiate fra i dispositivi dell'utente e la LCP, e deve inoltre poter gestire il funzionamento di tutti i dispositivi innovativi all'interno dell'impianto di generazione in logica locale. Il Router per gli utenti attivi è il modello Ruggedcom RX1500.
2. Sistemi di protezione di generale (SPG): per realizzare l'innovativa funzione di selettività logica con le protezioni di rete del tipo Alstom C264P.

3. Sistemi di protezione di interfaccia (SPI): per la disconnessione del generatore dalla rete del tipo Alstom MX3 VIR016B.
4. Sistema di controllo dei carichi (SCC): si occupa della gestione del carico utente secondo i comandi ricevuti dal RUA. Il SCC è integrato all'interno del SPG.
5. Contatore (Cont): monitora, in tempo reale, i transiti di potenza nel punto di interfaccia fra l'utente attivo e la rete MT e la potenza prodotta dal generatore (si riferisce quindi sia al contatore M1 sia al contatore M2). Per realizzare le due misure sono quindi installati due contatori; il Contatore Generale Utente nel punto di scambio e il Contatore di Produzione appena a monte del generatore. La differenza tra le due misure consente di calcolare in ogni istante gli assorbimenti del carico, qualora presente. I misuratori utilizzati sono del tipo Alstom M572 con visualizzatore M570 che scambiano dati in protocollo IEC 61850.
6. Generatore (GEN): si tratta dell'unità di gestione del generatore presente nell'impianto dell'utente attivo per la regolazione di potenza attiva e reattiva. Il GEN è integrato all'interno dello stesso dispositivo Alstom C264P che svolge le funzioni di protezione.

2.3.4 Sistema di acquisizione dati (SCADA)

Nel seguito del paragrafo si riprende l'architettura generale del sistema in cui si riportano solo le parti riguardanti i sistemi di telecontrollo per analizzare nel dettaglio fisico e funzionale alcuni elementi di cui è costituito l'armadio LCP.

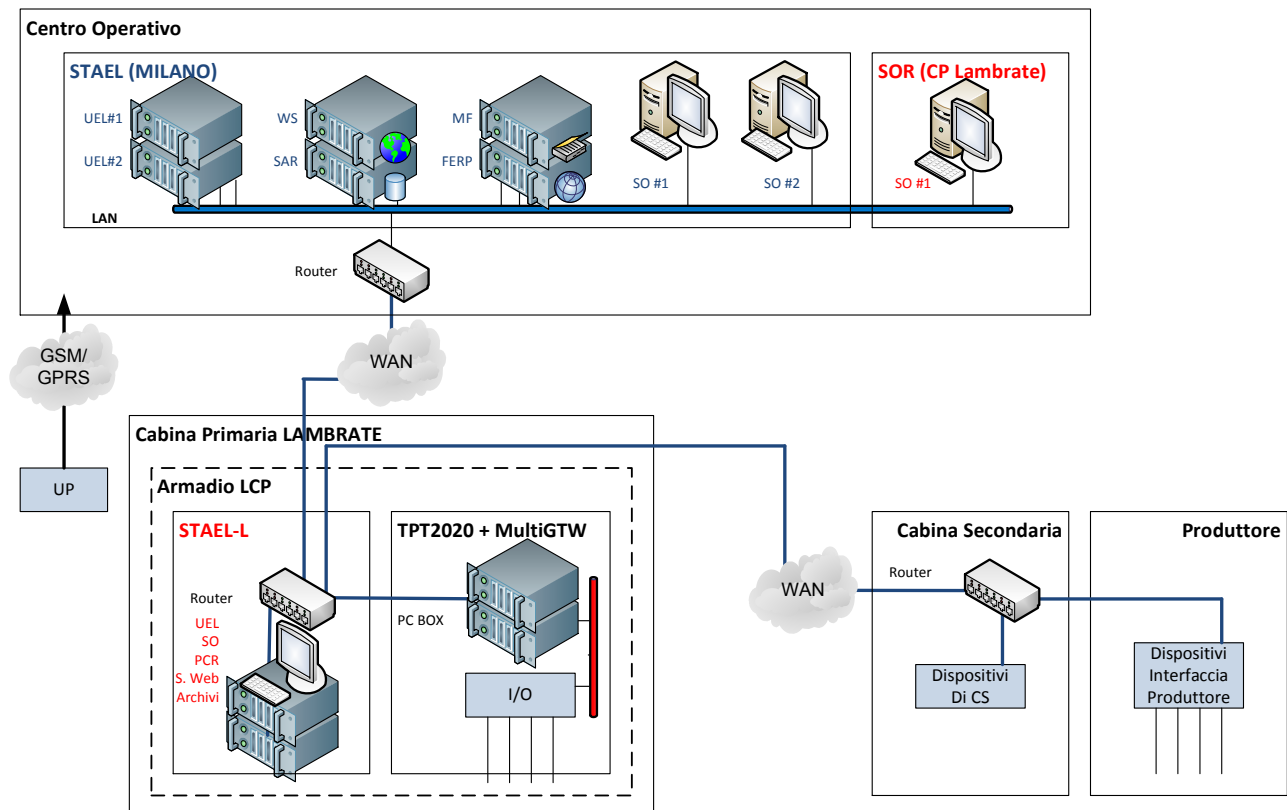


Figura 12. Complessivo sistema di telecontrollo A2A per la CP Lambrate.

In Cabina Primaria di Lambrate nell'armadio LCP sono previsti due PC server e due PC industriali così divisi:

Dispositivi di campo e convertitori:

- PC-BOX → TPT2020
- PC BOX → Multi-Gateway 61850

Macchine per l'elaborazione dati:

- PC server → STAEL-L (UEL+SOZ+FERP+FETG)
- PC server → PCR (Piattaforma calcoli) + Server Web + Server Archivi

LCP include quindi un STM Locale (o STAEL-L) con la sua stazione Operatore implementando anche l'HMI da cui è possibile accedere a tutte le funzionalità dello SCADA locale.

2.3.4.1 PC-BOX TPT2020 e MultiGTW

Le caratteristiche fisiche di questi PC sono le seguenti:

- CPU Intel Atom N270 1.6 GHz;
- Memoria RAM 128 MB;
- Compat Flash Card rimovibile dall'esterno SD RAM 256 MB;
- 2 Interfacce Fast Ethernet;
- 2 Canali seriali programmabili in RS232/422/485;
- 2 porte Usb;
- Interfaccia PC/104 Standard;
- Interfaccia VGA Standard;
- Connettori PS/2 per tastiera e mouse.

Su queste 2 macchine vengono caricati il software del TPT2020 e il software del Multi-GTW.

2.3.4.2 PC STAEL-L e (PCR+STWEB+ARCHIVI)

Le caratteristiche principali di questi PC sono le seguenti:

- Server HP DL380p G8;
- Processore HP E5-2690v2;
- Memoria 64 GB;
- N. 4 Hard Disk x 450 GB .

Queste macchine ospitano uno la versione software di STM locale, l'altro il server dei calcoli di rete PCR e gli applicativi STWEB con i relativi archivi oracle.

2.3.4.3 Architettura software

Alcune funzionalità dell'LCP sono realizzate tramite i seguenti moduli software.

- TPT2020. Questo modulo provvede alla comunicazione con i dispositivi di campo (sia in filato che tramite protocollo IEC61850). Si interfaccia con il posto centrale per lo scambio dei dati relativi ai dispositivi di campo, ed è in grado di trattare le richieste di regolazione provenienti dai calcoli di rete, fa da server per la sincronizzazione oraria. L'applicazione è attiva sulla macchina denominata PC-BOX TPT2020.
- CALCOLI DI RETE (PCR). Questo modulo riceve lo stato della rete da STAEL-L, esegue i calcoli per l'ottimizzazione della tensione sulla rete MT, invia i risultati dei calcoli (esito del calcolo, valori stimati, set point da inviare verso il campo verso l'STAEL-L. L'applicazione è attiva sulla macchina denominata PCR.
- STAEL-L. Questo modulo realizza l'interfaccia uomo macchina che dà una visibilità della parte di rete AT e MT che è sottesa alla Cabina Primaria. Riceve dal TPT2020 le informazioni di campo. Invia al TPT2020 i set point per la regolazione di tensione. Invia verso i CALCOLI DI RETE la descrizione topologica e lo stato attuale della rete. Riceve dai CALCOLI DI RETE il risultato dei calcoli. L'applicazione è attiva sulla macchina denominata PC STAEL-L.
- STWEB. Il Sistema STWeb è l'insieme delle applicazioni che, utilizzando le informazioni generate dal Sistema STAEL-L, permettono di effettuare attività di controllo (monitor), eseguire rapporti (report) od ulteriori elaborazioni integrate nella gestione del processo elettrico.

La figura seguente illustra le interfacce esterne ed interne tra i moduli sopra descritti.

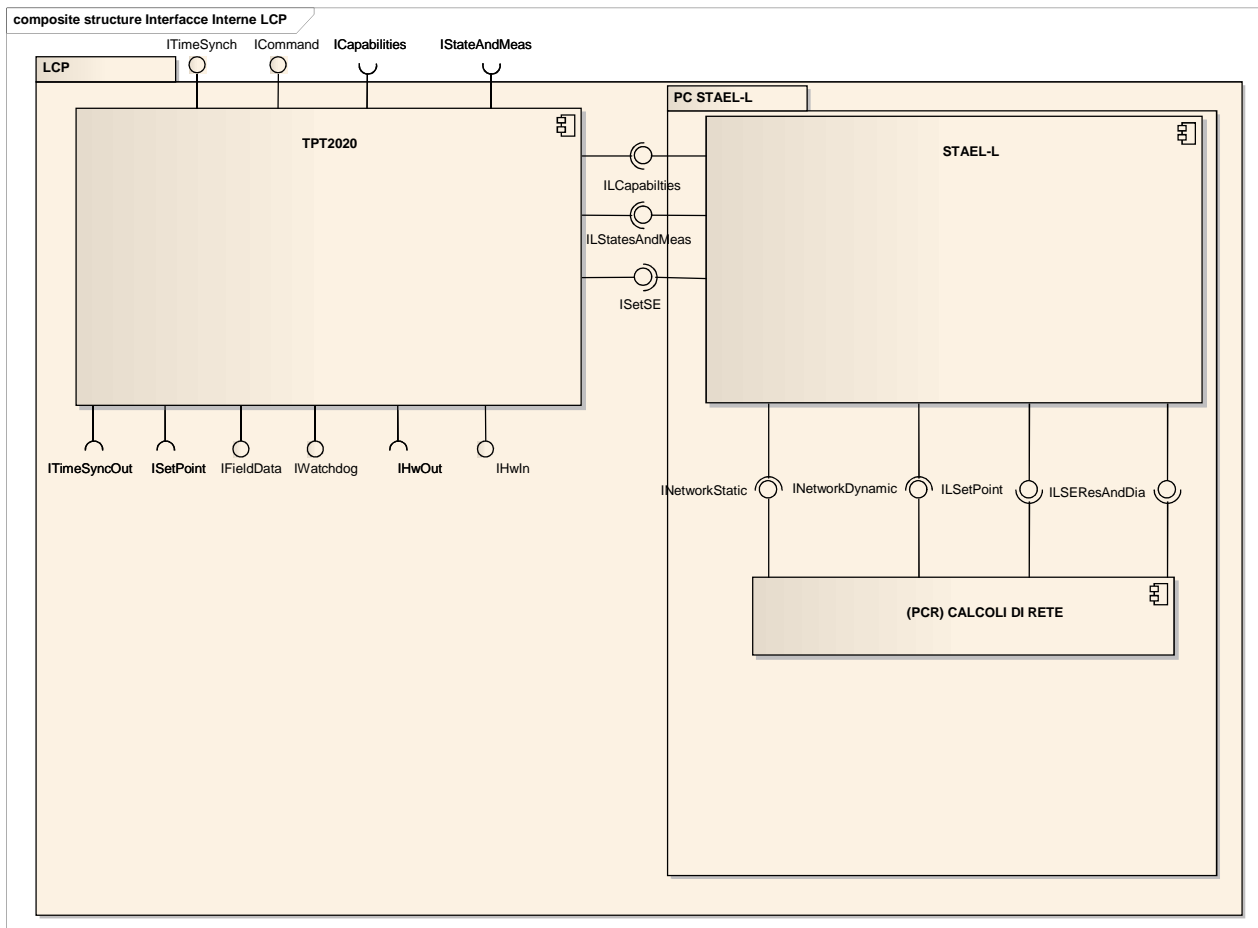


Figura 13. Interfacce esterne ed interne tra i moduli della LCP.

Nella tabella che segue vengono descritte in dettaglio alcune interfacce relative all'interazione dei vari moduli tra di loro e con l'esterno.

Nome interfaccia	Descrizione
ICommand	Attraverso questa interfaccia STAEL-L invia: <ol style="list-style-type: none"> 1. Telecomandi verso il campo. 2. Ordini funzionali. 3. Elenco TAG.
ISetSE	Questa interfaccia viene usata da STAEL-L per inviare: <ol style="list-style-type: none"> 1. Set point di tensione a IED di Produttori

Tabella 8. Interfacce relative all'interazione dei vari moduli della LCP tra di loro e con l'esterno.

2.3.4.3.1 TPT2020

Questo modulo software è derivato da quello del TPT2000 di cui mantiene tutte le funzionalità e a cui si aggiungono delle estensioni, come di seguito descritte.

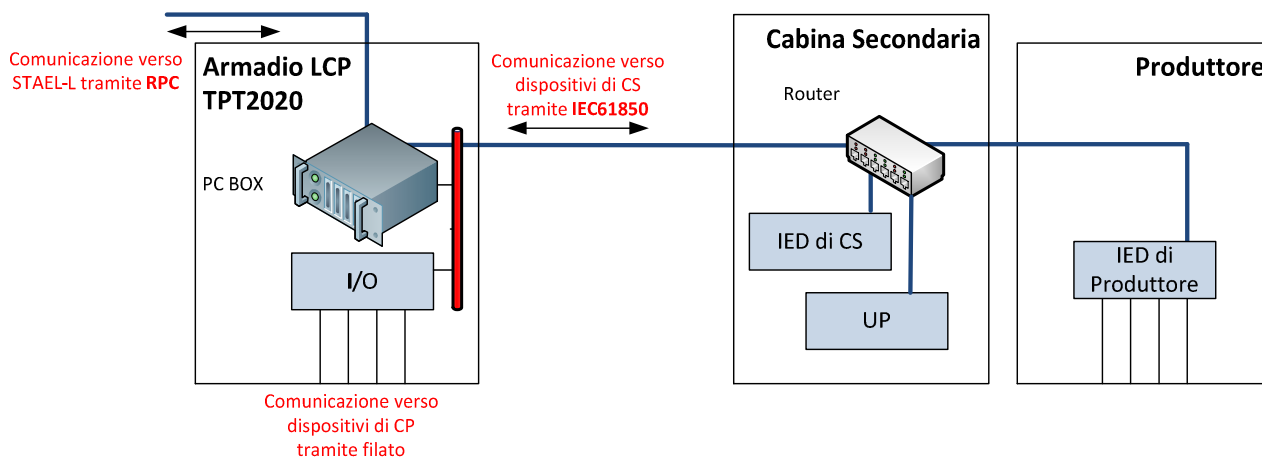


Tabella 9. Modulo software del TPT2000.

Comunicazione con dispositivi di campo

Come già accennato sono previste due modalità di interfacciamento verso i dispositivi di campo: direttamente in filato oppure tramite protocollo IEC61850.

Interfacciamento in filato

Questa modalità è quella tradizionale che viene usato all'interno della Cabina Primaria per l'interfacciamento con i pannelli di tipo tradizionale. Tramite i connettori presenti nel dispositivo "Rack I/O" i pannelli vengono collegati al TPT2000. Utilizzando il TMF viene creato il legame tra il connettore/pin e l'oggetto corrispondente nel database.

Interfacciamento con protocollo IEC61850.

Questa modalità è quella utilizzata per l'interfacciamento con i nuovi dispositivi che possono essere dislocati all'interno della Cabina Primaria o Secondaria o addirittura presso il cliente. Nella tabella seguente sono riportati i nuovi apparati e dove sono posizionati.

Tipo apparato	Descrizione	Posizionamento
IED di CS	Protezioni e apparati di misura	Cabina Secondaria
IED di Produttore	Interfaccia per la Regolazione dell'Energia	Cliente

I dispositivi sopra indicati si presentano come "server IEC61850", quindi sono in grado di pubblicare e sottoscrivere messaggi di tipo GOOSE e contemporaneamente possono trattare richieste di tipo MMS. I dispositivi sono visibili direttamente dal TPT2000 (tramite il MultiGTW 61850).

In linea generale la comunicazione tra i dispositivi sopra riportati e il TPT2000 utilizza l'MMS, pertanto il TPT2000 ha ruolo di client. In questo caso il TPT2000 richiede al dispositivo i report per

i dati d'interesse e il dispositivo provvede ad inviare al TPT2020 i dati ogni volta che sono soddisfatte le condizioni d'invio.

Interfaccia con il sistema locale

L'interfacciamento con STAEL-L avviene tramite Remote Procedure Call. Il protocollo viene esteso per trattare i dati seguenti:

- eventi provenienti dai dispositivi di cabina secondaria;
- misure provenienti dai dispositivi di cabina secondaria;
- comandi verso i dispositivi di cabina secondaria;
- nuovi ordini funzionali che riguardano i dispositivi di cabina secondaria.

L'invio dei comandi è limitato alle richieste di regolazione provenienti da PCR.

Gestione richieste di regolazione

Le richieste di regolazione provenienti da PCR sono inviate ai dispositivi interessati. In condizioni di funzionamento normale, tali richieste sono generate solo da STAEL-L.

Sincronizzazione oraria

La sincronizzazione oraria del TPT2020 avviene tramite protocollo NTP prendendo come riferimento l'ora dell'orologio master. A sua volta il TPT2020 fa da sincronizzatore per STAEL-L e PCR.

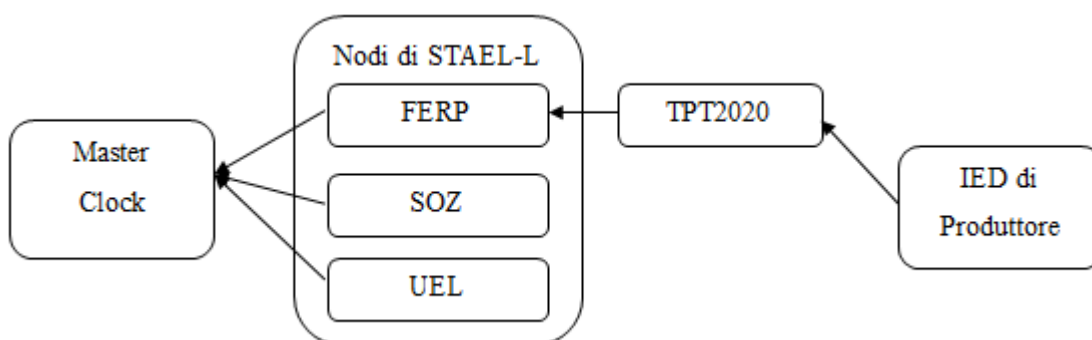


Figura 14. Sincronizzazione oraria.

2.3.4.3.2 Calcoli di rete

Lo sviluppo della generazione diffusa connessa alle reti di distribuzione in media e bassa tensione, richiede nuovi strumenti sia per la pianificazione che per l'esercizio. In questo nuovo contesto, i Distributori, nel loro ruolo di operatori di sistema (Distribution System Operator, DSO) assumono nuove responsabilità e funzioni. I DSO devono pianificare lo sviluppo della rete e il suo esercizio al fine di garantirne un funzionamento sicuro, affidabile e con adeguati livelli di qualità di fornitura dell'energia elettrica.

Lo scopo dell'attività intrapresa da Siemens è pertanto quello di sviluppare nuovi strumenti, integrabili pienamente nei sistemi di controllo attualmente adottati dai DSO, in grado di aumentare il livello di osservabilità dei sistemi di distribuzione e di supportare l'operatore nelle fasi di pianificazione, esercizio ed analisi a consuntivo delle reti di pertinenza.

La piattaforma dei calcoli è costituita dalle seguenti aree, ognuna confacente al proprio compito, come di seguito descritto.

- Architettura interna di PCR:
 - infrastruttura Web Services;
 - logiche di elaborazione dati.
- Funzionalità degli algoritmi di calcolo MATLAB:
 - stima dello stato;
 - regolazione della tensione.
- Interfacce STAEL-L/PCR.
 - automa di controllo su STAEL-L di PCR;
 - gestore regolazione di tensione.

Architettura interna di PCR

L'architettura del PCR soddisfa i seguenti requisiti:

1. fornire un nucleo di calcolo facilmente accessibile che incapsuli le funzionalità sviluppate per il progetto;
2. offrire servizi mediante protocolli ben definiti per ST ed ogni altro consumer interessato ai risultati dei calcoli;
3. catalogare e validare la rappresentazione della rete MT secondo diverse modellizzazioni;
4. offrire servizi di log per il tracciamento delle attività di modellizzazione e calcolo.

Infrastruttura Web Services

L'architettura che offre la flessibilità adeguata a conseguire questi risultati è basata su web services alloggiati su un web server dedicato (apache/tomcat) installato su SO Linux Suse Enterprise.

L'uso dei web services, come server di calcolo, consente l'utilizzo di un protocollo standard di connessione, trasmissione e comunicazione, indipendente dal linguaggio d'implementazione e con buoni margini di scalabilità. Le comunicazioni verso ST e verso terzi dovrebbero dunque tutte essere attivate mediante chiamate ai web services messi a disposizione dal sistema di calcolo.

In figura sono evidenziate le chiamate ai servizi dei componenti interni.

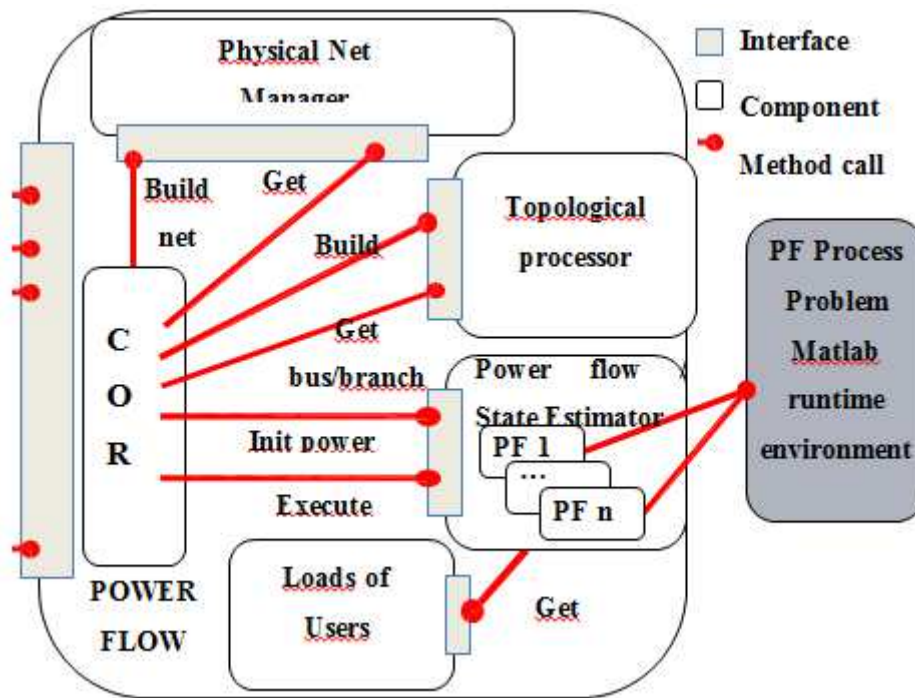


Figura 15. Infrastruttura Web Services.

Logiche di elaborazione dati

Sulla piattaforma dei calcoli sono stati identificati una serie di componenti che costituiscono il sistema nella sua globalità, la cui interazione permette di soddisfare le richieste di servizio dei client. La funzionalità di queste iterazioni è subordinata alla strutturazione e codifica dei dati secondo una logica volta ad ottimizzare le prestazioni dei vari componenti e della controparte ST. In figura viene rappresentata la visione generale dell'architettura sotto forma di componenti e flussi di comunicazione. In dettaglio, sono previsti i seguenti componenti.

1. Net model repository: si occupa di mantenere un archivio dei modelli di rete passati al sistema catalogati secondo varie dimensioni (principalmente quella temporale) cui i restanti componenti accedono per reperire informazioni sulla struttura di rete, la topologia, le misure ed i valori risultanti dai calcoli.
2. Profiles manager: si occupa di archiviare e reperire le informazioni inerenti i profili di carico degli utenti e dei generatori della rete. Offre agli altri componenti, soprattutto quelli di calcolo, la possibilità di calcolare le richieste di carico e generazione ad ogni istante di tempo per uno specifico insieme di utenze.
3. ST – PCR client: componente sviluppato lato ST dedicato a gestire tre flussi di comunicazione, il primo per fornire al sistema calcoli la rappresentazione strutturale della rete quando stabilito (ad ogni modifica strutturale e/o ad intervalli regolari), il secondo per

comunicare le misure discrete ed analogiche che rappresentano il cambio di stato della rete ed il terzo per ottenere dalla stessa i valori dei calcoli.

4. PF/SE evaluator: si occupa di effettuare i calcoli di power flow/state estimator su una specifica configurazione di rete utilizzando l'opportuna funzionalità presente nel procedure repository. I risultati vengono inviati al Net model repository per essere resi disponibili a tutti.
5. Net model validator: si occupa di validare i modelli di rete acquisiti dal net model repository secondo logiche ancora da definire in dettaglio. Al termine della validazione le eventuali incongruenze dei modelli vengono sottoposte all'utente per una correzione manuale oppure, laddove possibile, risolte con valori di default o procedure standard. Tutte le modifiche effettuate vengono stipate nel model repository per una mappa aggiornata tra l'originale ed il validato.
6. Viewers: un set di componenti in grado di visualizzare i risultati secondo formati prestabiliti coerentemente con l'algoritmo di calcolo richiesto.

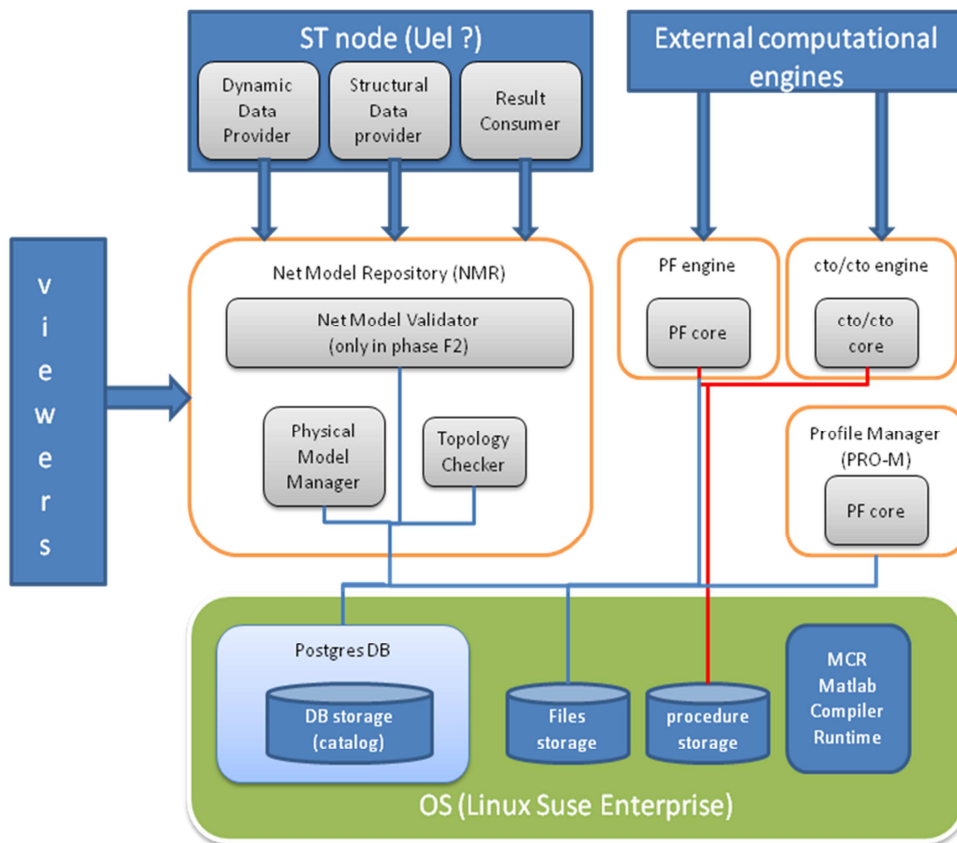


Figura 16. Logiche di elaborazione dati.

Funzionalità degli algoritmi di calcolo MATLAB

Il server dei calcoli di rete ha le seguenti funzionalità:

1. Calcolo della stima dello stato in base allo stato corrente della rete;

2. Regolazione della tensione (realizzata secondo la gerarchia del controllo ottimizzato e coordinato delle risorse di regolazione).

Calcolo della stima dello stato in base allo stato corrente della rete

Le informazioni attualmente disponibili sulle reti di distribuzione sono di due tipi: profili stimati di carichi/generazioni e alcune misure in cabina primaria e sulla rete MT.

La procedura di stima dello stato rappresenta un elemento cardinale ai fini della corretta valutazione dei flussi di potenza su una rete elettrica, e quindi di tutte le azioni di regolazione e controllo, oltre che di pianificazione nel breve termine e di sviluppo della rete stessa.

Attualmente, la ricostruzione dei prelievi di potenza delle utenze passive, e in misura meno attendibile delle immissioni di quelle attive, è basata su un'opportuna elaborazione di dati storici, dai quali sono state estratte delle curve "standard" per varie tipologie di carico. Questo implica che i risultati dei calcoli di Power Flow (PF) forniscono una rappresentazione ragionevole della rete, ma non necessariamente congruente con il reale funzionamento della rete stessa. Per esempio, la potenza iniettata nelle partenze dei cavi della sbarre delle cabine primarie (lato MT) calcolata dal programma di PF può essere anche significativamente diversa da quella misurata. L'algoritmo proposto prevede di modificare tali profili di carico/generazione al fine di allineare i risultati del power flow con lo stato reale della rete, cioè corregge i dati stimati in maniera tale da minimizzare l'errore tra i risultati del power flow e le misure disponibili. L'algoritmo terrà conto anche di eventuali previsioni relative alla produzione da FER fornite da altri strumenti.

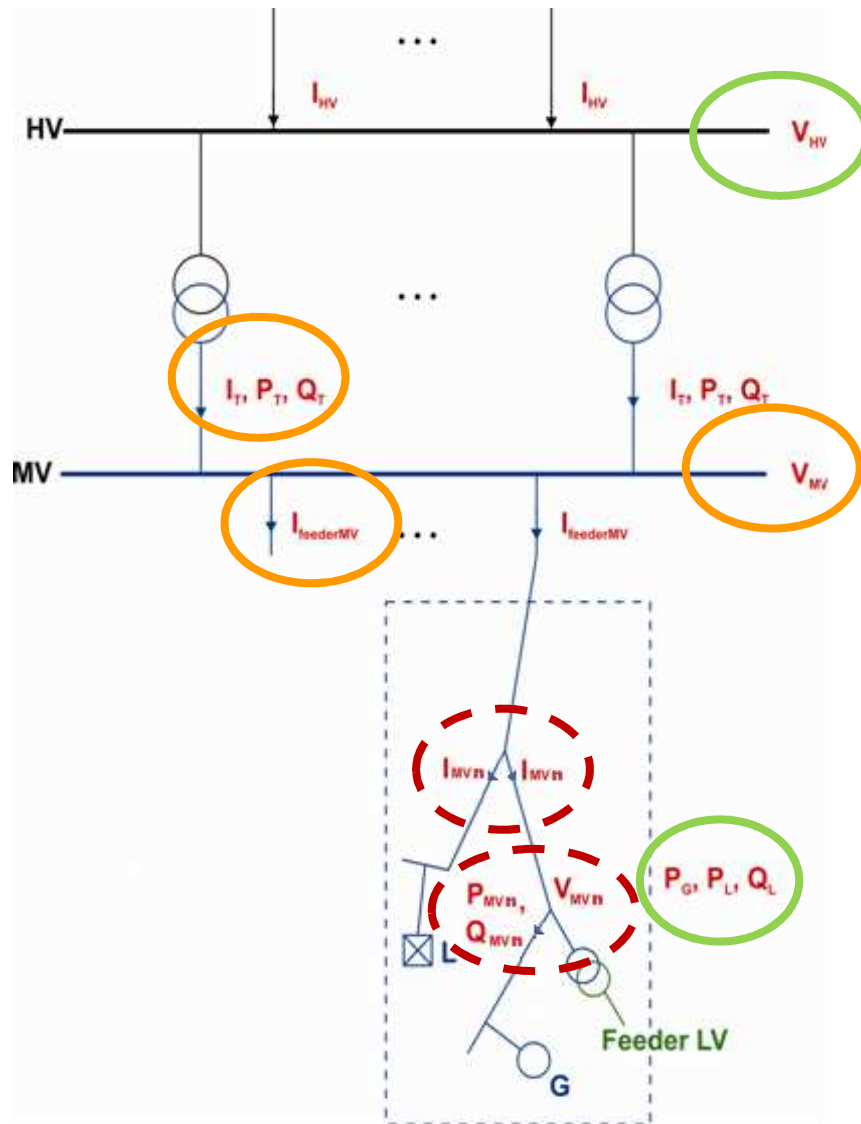


Figura 17. Calcolo della stima dello stato in base allo stato corrente della rete.

I profili stimati sono identificati dalle seguenti grandezze:

- $P_G, Q_G - P_L, Q_L$

Le misure su cui si basa la stima dello stato sono:

- modulo della tensione delle sbarre AT di CP (V_{HV_m});
- modulo della tensione delle sbarre MT di CP (V_{MV_m});
- transiti di potenza attiva e reattiva sui trafi AT/MT (con segno) (P_{T_m}, Q_{T_m});
- modulo delle correnti delle linee MT in partenza dalla CP (I_{feeder_m});
- flussi di potenza attiva e reattiva sui rami della rete MT (Cabine Secondarie) (P_{MV_n}, Q_{MV_n});
- modulo delle correnti transittanti sui rami della rete MT (Cabine Secondarie) (I_{MV_n});
- modulo della tensione delle sbarre MT di Cabina Secondaria (V_{MV_n}).

In particolare, in riferimento alle misure acquisite per le Cabine Secondarie, si riporta la seguente figura.

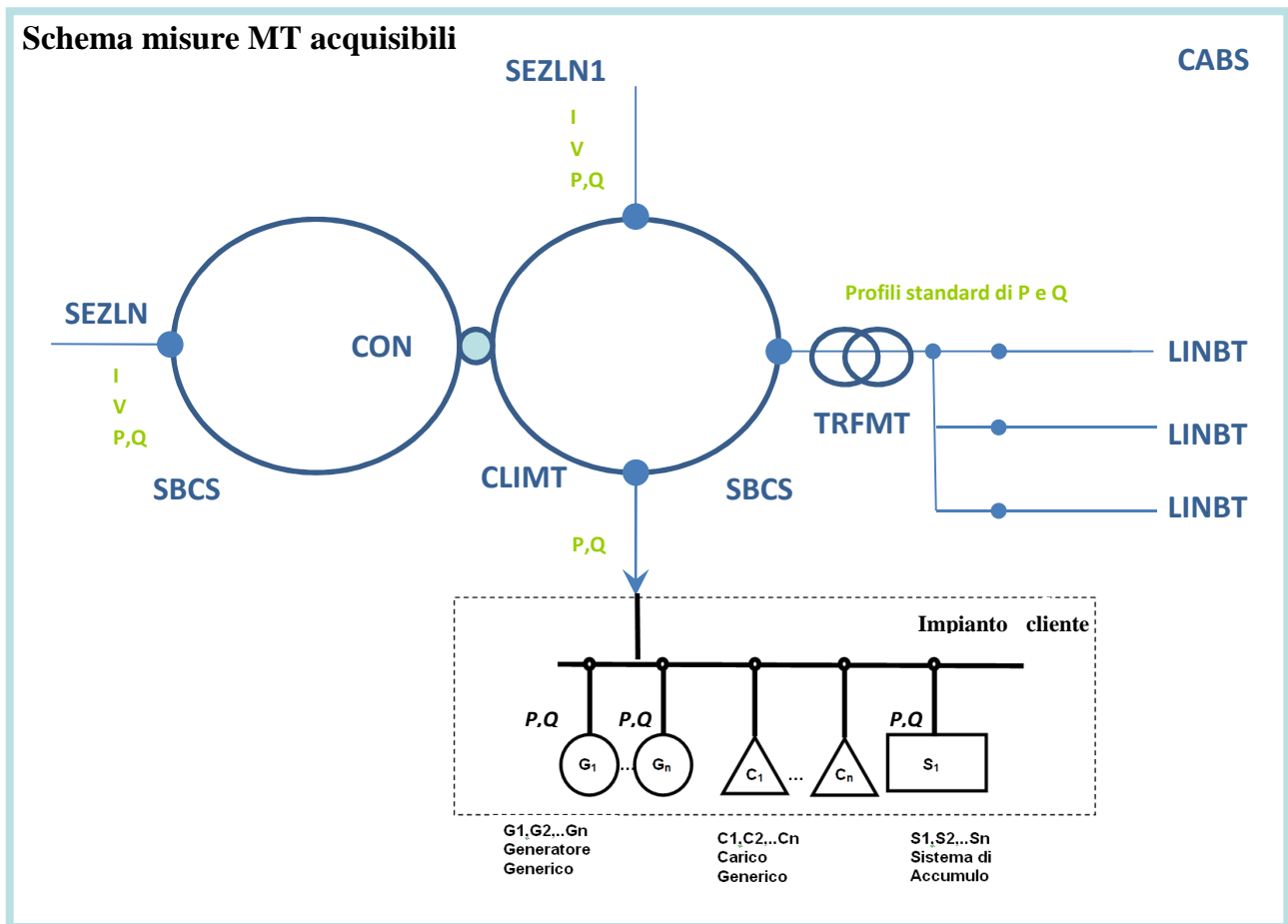


Figura 18. Schema misure MT acquisibili.

Regolazione della tensione

La norma tecnica CEI EN 50160 richiede che le variazioni lente di tensione siano generalmente contenute all'interno del $\pm 10\%$ del valore nominale.

Le variazioni rapide della tensione, causate principalmente da brusche variazioni della potenza richiesta dai clienti finali e da cambiamenti topologici dovuti all'intervento dei dispositivi di manovra, invece, è opportuno che non eccedano il 4 % del valore nominale (ad eccezione di alcune situazioni in cui sono ammesse variazioni fino al 6 %).

Un'elevata penetrazione della generazione diffusa sulle reti MT può contribuire ad aumentare sia la frequenza, sia l'entità delle variazioni rapide, diminuendo così la qualità della fornitura e aumentando lo stress per i dispositivi elettrici dei clienti finali. Allo stesso modo l'immissione di potenza attiva lungo una dorsale MT o BT può alterare significativamente il profilo di tensione, portando, in certe condizioni operative, al raggiungimento in genere del limite massimo ammissibile. Il coinvolgimento della generazione diffusa nella regolazione di tensione, sia a livello

locale che tramite architetture di controllo coordinate e centralizzate, richiede una adeguata e dedicata evoluzione dei sistemi di controllo.

La gerarchia di regolazione della tensione prevede i seguenti livelli:

- algoritmo di ottimizzazione (attivato in maniera temporizzata, indicativamente ogni ora);
- algoritmo di controllo coordinato (attivato in caso di violazione dei vincoli di tensione su uno o più nodi della rete MT)

Interfaccia STAEL-L/PCR

Nella figura sottostante sono evidenziati i flussi informativi passanti tra STAEL-L e PCR.

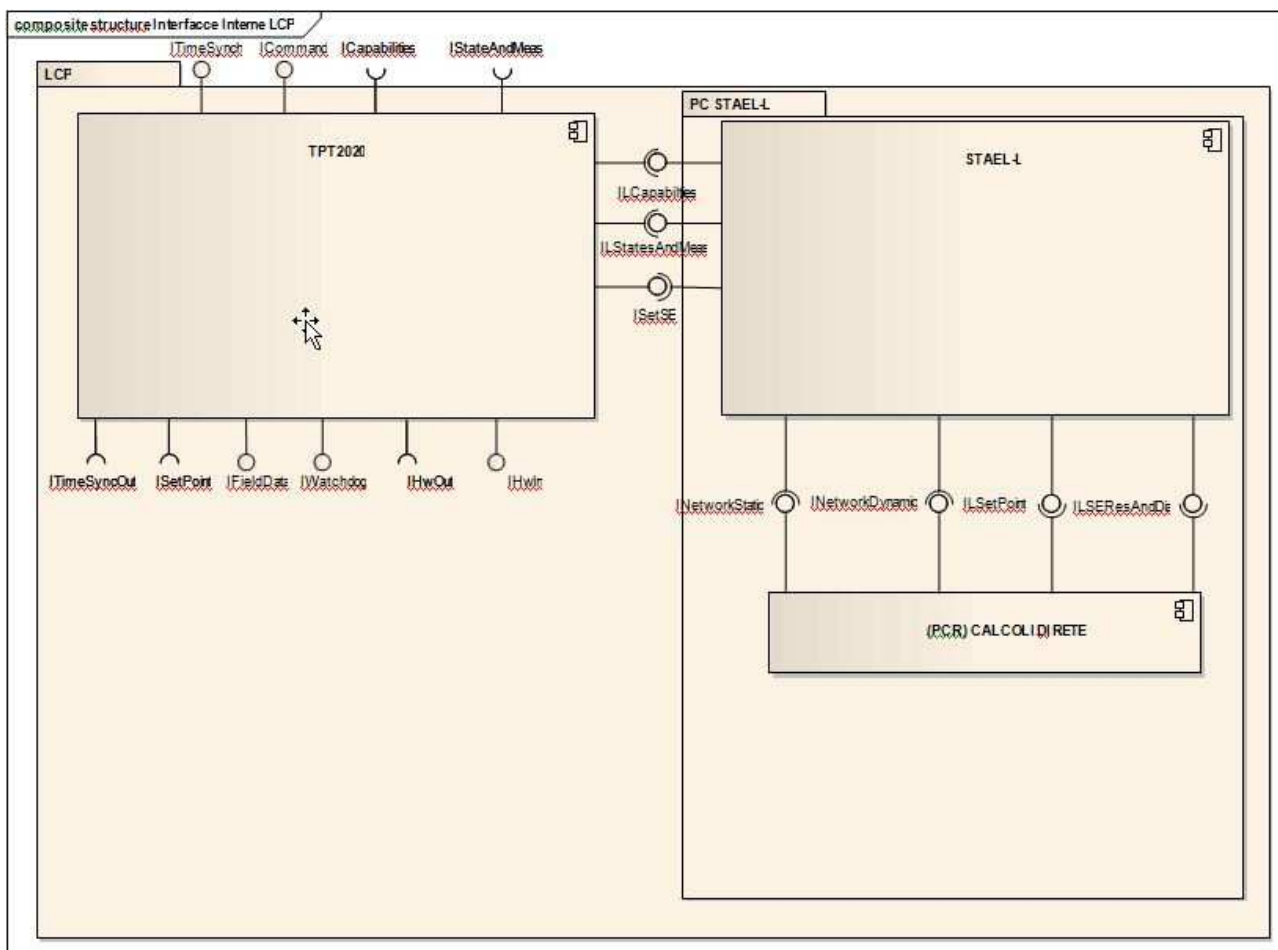


Figura 19. Flussi informativi passanti tra STAEL-L e PCR.

Nella tabella che segue vengono descritte in dettaglio le interfacce maggiormente rilevanti alla descrizione dell'interazione tra STAEL-L e PCR.

Interfaccia	Dati scambiati
ILSetPoint	Set point verso i generatori/carichi e per il tap changer di Cabina Primaria
ILSEResAndDia	Risultati dello State Estimator e informazioni di diagnostica

INetworkStatic	1. Topologie di rete per: <ul style="list-style-type: none"> • Cabine Primarie; • Cabine secondarie; • Rete MT; 2. Caratteristiche elettriche relative alla topologia di rete
INetworkDynamic	Trasmissione stati/misure e innesco algoritmi di calcolo

Tabella 10. interfacce maggiormente rilevanti alla descrizione dell'interazione tra STAEL-L e PCR.

Automa di controllo PCR su STAEL-L

Alla luce di quanto evidenziato nei paragrafi precedenti, la piattaforma dei calcoli di rete esporterà sui web services i servizi necessari e sufficienti al governo del sistema stesso, in particolare, sono stati definiti gli input e gli output per ogni chiamata come segue.

Descrizione servizi	Parametri in ingresso	Risultati in uscita
(A) - Invio topologia rete	<ul style="list-style-type: none"> • Identificativo rete o porzione di essa; • Identificativo sessione; • Timestamp della generazione della topologia; • File statici (schemi topologici+dati elettrici). 	<ul style="list-style-type: none"> • MSG di diagnostica – Tipo A
(B) - Polling stato rete Normale	<ul style="list-style-type: none"> • Identificativo rete o porzione di essa; • Identificativo sessione; • Timestamp della generazione della topologia. 	<ul style="list-style-type: none"> • MSG di diagnostica – Tipo B
(C) - Validazione rete	<ul style="list-style-type: none"> • Identificativo rete o porzione di essa; • Identificativo sessione; • Timestamp della generazione della topologia. 	<ul style="list-style-type: none"> • MSG di diagnostica – Tipo C
(D) - Invio stati e misure	<ul style="list-style-type: none"> • Identificativo rete o porzione di essa; • Identificativo sessione; • Timestamp di generazione stati/misure; • File dinamici (misure+stati). 	<ul style="list-style-type: none"> • MSG di diagnostica – Tipo A

Descrizione servizi	Parametri in ingresso	Risultati in uscita
(E) - Esegui Load Flow	<ul style="list-style-type: none"> • Identificativo rete o porzione di essa; • Identificativo sessione; • Timestamp di richiesta esecuzione LF; • Flag di esecuzione LF con VR o senza. 	<ul style="list-style-type: none"> • MSG di diagnostica – Tipo E
(F) - Polling risultati calcoli	<ul style="list-style-type: none"> • Identificativo rete o porzione di essa; • Identificativo sessione; • Timestamp di richiesta esecuzione LF; • Flag di esecuzione LF con VR o senza. 	<ul style="list-style-type: none"> • MSG di diagnostica – Tipo B
(G) - Richiedi risultati calcoli SE	<ul style="list-style-type: none"> • Identificativo rete o porzione di essa; • Identificativo sessione; • Timestamp di richiesta esecuzione LF; 	<ul style="list-style-type: none"> • File dei risultati del LF
(H) - Richiedi risultati calcoli con VR	<ul style="list-style-type: none"> • Identificativo rete o porzione di essa; • Identificativo sessione; • Timestamp di richiesta esecuzione LF+VR; 	<ul style="list-style-type: none"> • File dei risultati del LF e del VR
(I) - Test di collegamento	<ul style="list-style-type: none"> • MSG di test 	<ul style="list-style-type: none"> • MSG di diagnostica – Tipo I

Tabella 11. input e gli output per ogni chiamata verso i web services.

Sulla base dello schema definito precedentemente ed evidenziando l'architettura delle interazioni tra i sistemi (STAEL-L e PCR), la gestione e il controllo per governare la piattaforma sarà definita con un automa a stati finiti.

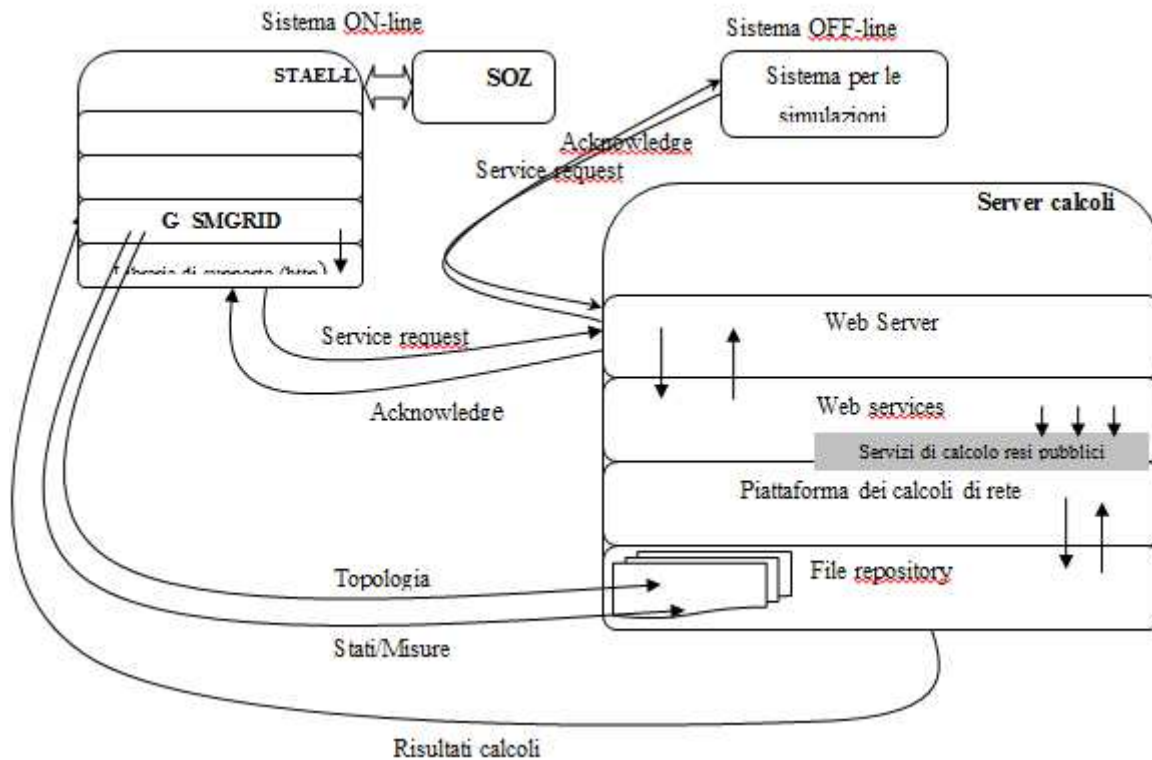
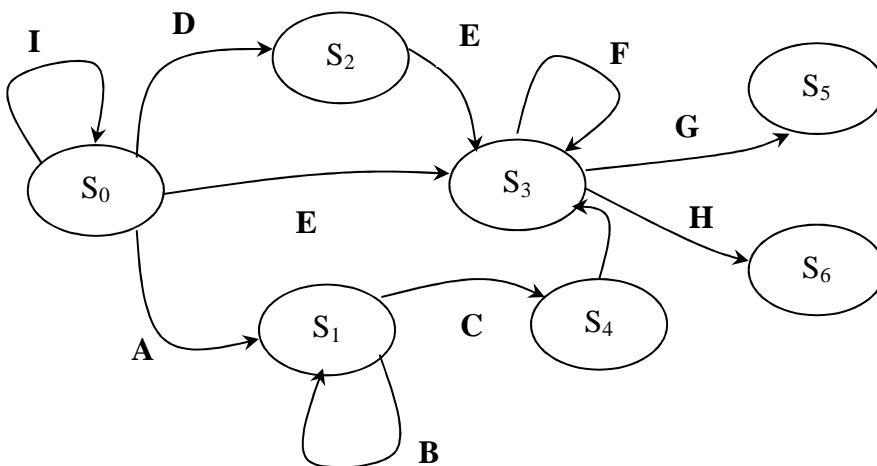


Tabella 12. Architettura delle interazioni tra i sistemi STAEL-L e PCR.

Automa di governo dei servizi dei calcoli su ST



Le azioni che portano da uno stato all'altro dell'automa, sono quelle descritte nella tabella relativa ai servizi esportati dalla piattaforma dei calcoli.

2.3.4.3.3 STAEL-L

Le funzionalità messe a disposizione da STAEL-L sono le stesse di STAEL con la differenza sostanziale della gestione dei calcoli di rete e il trasferimento dei comandi di attuazione della regolazione di tensione sulla rete.

- Il database di STAEL-L è copiato da STAEL e quindi non è necessaria l'attività di configurazione.

Inizializzazione database

Il database di STAEL viene trasferito su STAEL-L periodicamente o su richiesta manualmente. Una volta ricevuto tale database su STAEL-L vengono effettuate le seguenti pre-elaborazioni:

- fuori scansione di tutti i dispositivi che non sono collegati al TPT2020 associato all'LCP.
- predisposizione DB in modo che il sistema sia in modalità "non operativa".
- richiesta dati elettrici tramite interfaccia Web e aggiornamento dei dati locali.

Una volta terminate le pre-elaborazioni sopra riportate, STAEL-L esegue una riattivazione per rendere effettive le modifiche del database.

Predisposizioni per calcoli di rete e invio set point

Prima di effettuare i calcoli elettrici è necessario che STAEL-L si allinei con lo stato effettivo della rete. Per fare ciò deve richiedere le informazioni seguenti:

- eventi di Cabina Secondaria che si riferiscono a cambi di stato degli interruttori a seguito di ordini funzionali o acquisiti da campo avvenuti dopo l'ultima esecuzione dei calcoli.
- misure di Cabina Secondaria acquisite da campo e avvenute dopo l'ultima esecuzione dei calcoli.

Una volta ricevute queste informazioni è possibile eseguire i calcoli di rete ed inviare i set point. Nel caso in cui non sia possibile ricevere tali informazioni viene generato un evento per indicare la mancanza di tali dati. In quest'ultimo caso i set point non vengono inviati in campo.

2.3.4.3.4 Descrizione del Sistema STWeb + Server Archivi

Il Sistema STWeb è l'insieme delle applicazioni che, utilizzando le informazioni generate dal Sistema ST, permettono agli utenti di effettuare attività di controllo (monitor), eseguire rapporti (report) o ulteriori elaborazioni integrate nei processi aziendali coinvolti nella gestione del processo elettrico.

Le informazioni in tempo reale (flusso informativo) sono trasferite dalle Unità UEL del Sistema ST al Server Archivi che provvede ad archivarle ed a renderle disponibili alle applicazioni presenti nel Server Web.



Le applicazioni del Sistema STWeb, di tipo Client-Server o Web, sono installate su Server Web e sono accessibili da una qualsiasi postazione PC della rete Intranet aziendale.

Le applicazioni del Sistema STWeb presenti sull’LCP sono relative alla gestione di:

- amministrazione dei profili degli utenti;
- ricerche da Archivi Eventi;
- ricerche da Archivio Misure;
- MAGO (Previsioni dei profili di carico e generazione);
- STAMS (Archivi anagrafica elementi rete elettrica).

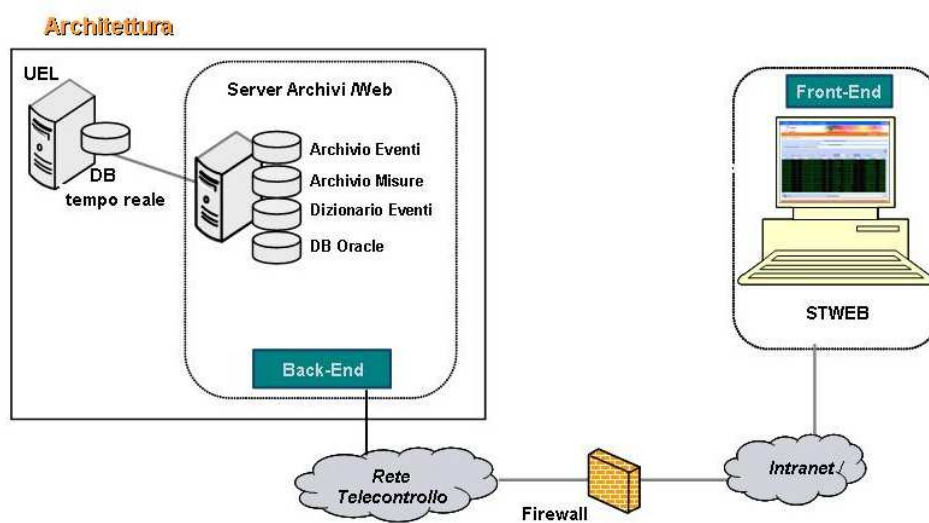


Figura 20. Architettura del Sistema STWeb.

Le informazioni in tempo reale sono trasferite dal Server del telecontrollo (UEL) al Server di archiviazione (Server Archivi) che provvede ad archivarle ed a renderle disponibili alle applicazioni esterne.

In caso di interruzione del collegamento con il Server Archivi, gli eventi sono mantenuti nel buffer locale delle UEL con “profondità” degli ultimi 2 gg. Alla ripresa del collegamento, il Server Archivi viene allineato con i dati disponibili.

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

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

Nel dettaglio, la Cabina Primaria è equipaggiata con:

- TV in corrispondenza delle sbarre AT di CP;
- TA sul lato AT di ciascun trasformatore AT/MT di CP;
- TA sul lato MT di ciascun trasformatore AT/MT di CP;
- TV su ciascuna semisbarra MT;
- TA installati in partenza di ciascuna linea MT.

Presso le CLLS sono presenti i seguenti punti di misura:

- Sensori di corrente e tensione innovativi o non convenzionali.

Solo presso alcuni UA sono presenti i seguenti ulteriori punti di misura:

- TV nel punto di scambio dell’utente con la rete;
- TA nel punto di scambio dell’utente con la rete;
- misure acquisite dal sistema di controllo di generatore e/o dall’inverter;
- contatori di produzione e contatori allo scambio.

2.3.6 Interfacciamento e gestione del punto di scambio TSO-DSO

Relativamente agli scambi informativi con i sistemi del TSO (TERNA), il sistema ST ha già attivo il canale di comunicazione per il trasferimento delle informazioni relative alla sezione AT degli impianti primari necessaria a TERNA per il monitoraggio della rete.

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

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

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

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

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

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

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

2.4 Il sistema di comunicazione per il controllo di rete

2.4.1 Architettura generale del sistema di comunicazione

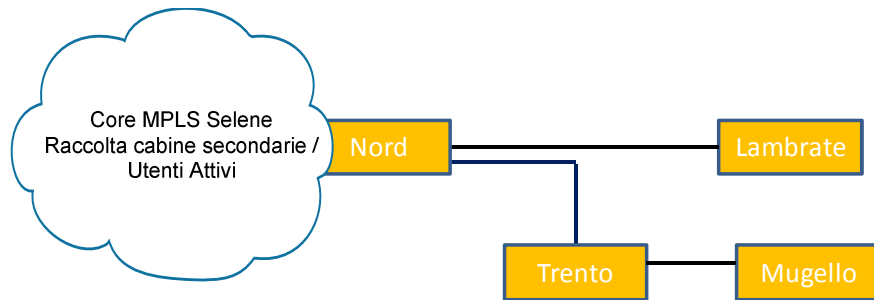
La soluzione proposta nel progetto consiste nell'attivazione presso la sede della CP di Lambrate di un collegamento in Fibra Ottica, e presso ognuna delle CS/utenti attivi di un collegamento basato su tecnologia ADSL. Sarà poi predisposto un sistema di monitoraggio sulla qualità dell'infrastruttura di comunicazione che renderà disponibili statistiche, misure, grafici.

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

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

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

- a mettere a disposizione un link in Fibra Ottica di raccolta con velocità di download/upload pari a 10Mbps (banda minima garantita = 10Mbps) da Trento fino a Centrale Nord;
- all'installazione presso le cabine di un apparato industriale di routing CISCO CGR2010 dotati di idonee interfacce per la gestione dei link in Fibra Ottica e rame.



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

- alla attivazione di una linea ADSL 4Mbps/512kbps down/up (banda minima garantita = 256kbps); le ADSL saranno attivate in configurazione "fast" per privilegiare una bassa latenza;
- all'installazione presso le cabine di un apparato industriale di routing Westermo ADSL350, per la terminazione della linea ADSL;
- all'installazione presso le cabine di un apparato industriale Cisco CGR-1120, per la realizzazione dell'infrastruttura "Layer2", con gestione dei pacchetti goose.

Per l'erogazione del servizio di interconnessione tra la CP e le CS, si installerà presso la sede di via Trento di Selene spa un apparato industriale di routing CISCO CGR2010 dotato di idonee interfacce per la gestione dei link in Fibra Ottica. Per realizzare la rete Layer 2 richiesta dal progetto (VPN), su ogni apparato CGR1120 installato presso le cabine secondarie/utenti-attivi sarà creato un tunnel L2TP (Layer Two Tunneling Protocol) per ogni vlan configurata nella cabina.

Le vlan saranno trasportate dalle cabine secondarie sino agli apparati di terminazione adsl di Selene a Brescia/Bergamo, e da lì grazie alla rete MPLS di Selene fino alla Centrale Nord, sull'apparato di concentrazione Cisco ASR903. Su tale apparato i tunnel L2TP saranno terminati mediante la creazione di sub-interfacce con tag univoco per ogni vlan di cabina secondaria, e grazie al vlan mapping riconvertite nelle vlan originarie per garantire la comunicazione L2 tra tutte le cabine secondarie.

Sull'apparato Cisco ASR903 afferiranno inoltre i link provenienti da Lambrate (CWDM) e da Mugello (CWDM ADVA Trento-Mugello).

La figura seguente illustra il flusso previsto dei dati all'interno della rete Selene.

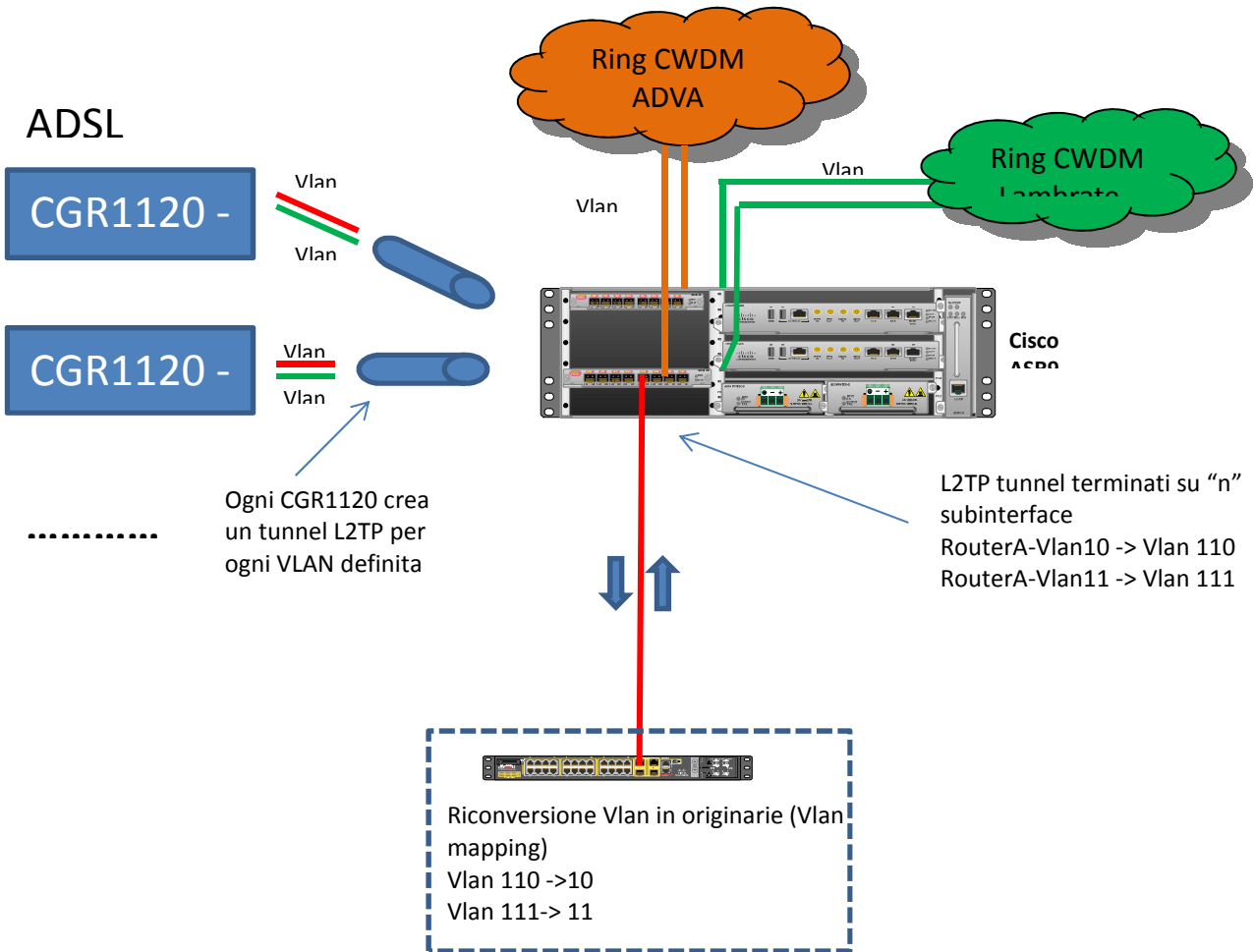


Figura 21. flusso previsto dei dati all'interno della rete Selene.

La figura seguente illustra, invece, lo schema complessivo di rete.

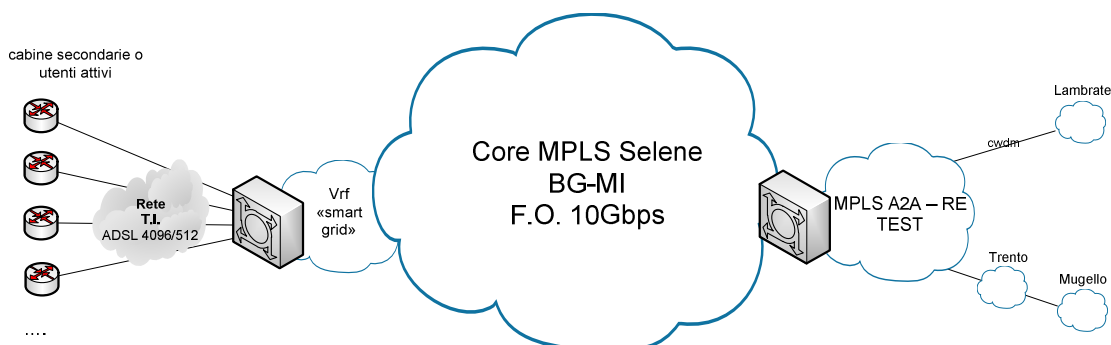


Figura 22. Sistema di comunicazione per Lambrate.

In questa prima fase di sperimentazione, per garantire la comunicazione, si installerà una macchina (il core Selene) con elevate prestazioni; durante il progetto si proverà a sostituire la macchina con

un pc fisso e un programma Linux capace di gestire i flussi informativi in modo da capire le reali necessità di potenza computazionale necessaria per sviluppare un'automazione avanzata tramite rete ADSL sulla base del numero di CS coinvolte e della complessiva struttura di rete.

2.4.2 Caratteristiche tecnologiche dei vettori di comunicazione adottati

Le soluzioni che si prevede di implementare sono descritte nel seguito¹⁰.

- Cabine secondarie ed utenti attivi - Link primario
 - Soluzione mista che prevede l'utilizzo di ADSL 4 Mbps/512 Kbps down/up (banda minima garantita = 256 kbps), e, laddove si riscontrasse una notevole distanza dalla cabina Telecom Italia di zona, che unitamente al ridotto controllo degli errori tipico della configurazione "fast" porta ad instabilità della linea, l'utilizzo di ADSL 2mbps (download) – 512 kbps (upload) - Banda minima garantita 64kb (download/upload)
 - Configurazione adsl : Fast
 - Standard : ITU-T G.992
 - Obiettivi di qualità:
 - ✓ accessi asimmetrici con configurazione "Fast": latenza = 20 ms in direzione down ed up sul 95%;
 - ✓ jitter = 6 ms sul 95% dei collegamenti;
 - ✓ cell loss = 10^{-4} sul 95% dei collegamenti;
 - ✓ disponibilità calcolata su base annua per gli accessi ed i VP pari al 98%
- Cabina primaria - Link primario
 - link in Fibra Ottica con tecnologia cwdm - Banda in download/upload di 10Mbps.

2.4.3 Protocolli di comunicazione utilizzati, profilazione e interoperabilità

Lo scambio bidirezionale di dati e messaggi tra i RUA, i RCLL e il RCP avverrà per mezzo di un Sistema di TeleComunicazione (STC). Sarà implementata una infrastruttura di comunicazione internet pubblica su supporto DSL "always on" che connette la CP con le CLL e gli UA: le prestazioni del sistema di comunicazione saranno fornite in fase successiva.

La comunicazione tra CP e Centro di controllo è già realizzata con protocollo IEC 60870-5-104 e non verrà modificata.

La soluzione proposta prevede l'utilizzo del protocollo IEC 61850 per la comunicazione tra tutti i dispositivi appena elencati ad esclusione della comunicazione verso Terna. Tale scelta è giustificata

¹⁰ Rispetto alle soluzioni di seguito descritte, a valle dei test che saranno eseguiti, il sistema di comunicazione potrà essere riconfigurato scegliendo di implementare sistemi con performance più elevate.

dal fatto che l'impiego del protocollo IEC 61850 permette di garantire il raggiungimento dell'interoperabilità tra i diversi dispositivi del sistema. Infatti, qualora i dispositivi presenti non fossero interoperabili, non sarebbe possibile implementare tutte le funzioni innovative proposte, le quali sono appunto basate sulla condivisione delle informazioni tra i diversi dispositivi.

Anche la rete di comunicazione dovrà quindi essere conforme alle specifiche previste dallo standard IEC 61850; pertanto sarà necessario realizzare una VPN in modo da consentire lo scambio di messaggi MMS e GOOSE tra la CP, le CLL e la GD.

La soluzione proposta prevede la realizzazione di due diverse tipologie di rete con gruppi di indirizzi IP differenti. In particolare, sarà realizzata una rete di comunicazione locale, per ciascun utente attivo, che garantisca lo scambio di messaggi fra il RUA e gli altri dispositivi presenti nell'impianto utente (SPG, SPI, GEN, CGU, CDP e SCC), e una rete di comunicazione del distributore che permetta lo scambio di messaggi fra il RCP/RCLL¹¹ e i RUA dei diversi utenti attivi. La rete di comunicazione del distributore dovrà anche prevedere lo scambio di messaggi tra il RCP e i gli altri dispositivi di cabina primaria (LCP, SPL, VSC del trasformatore AT/MT e INT), tra il RCP e il RCLL e tra il RCLL e gli altri dispositivi di Cabina Lungo Linea (SPLL).

In questo modo, il RUA di ciascun utente attivo diventa l'interfaccia tra le due diverse reti di comunicazione¹²; esso infatti riceve i messaggi dalla rete a monte e li smista nella relativa rete a valle. Ciascun RUA dovrà quindi essere dotato di due schede di rete, una che gli permetta di comunicare con la rete a monte, e una che gli consenta di comunicare con la rete a valle.

¹¹ Ognuno con un suo indirizzo IP.

¹² È importante sottolineare che il punto di interfaccia è diverso a seconda del sistema considerato: l'interfaccia fra il sistema di comunicazione del distributore e quello dell'utente è il Router dell'Utente Attivo (RUA) mentre l'interfaccia fra i relativi sistemi di potenza è costituita dal Dispositivo Generale (DG).

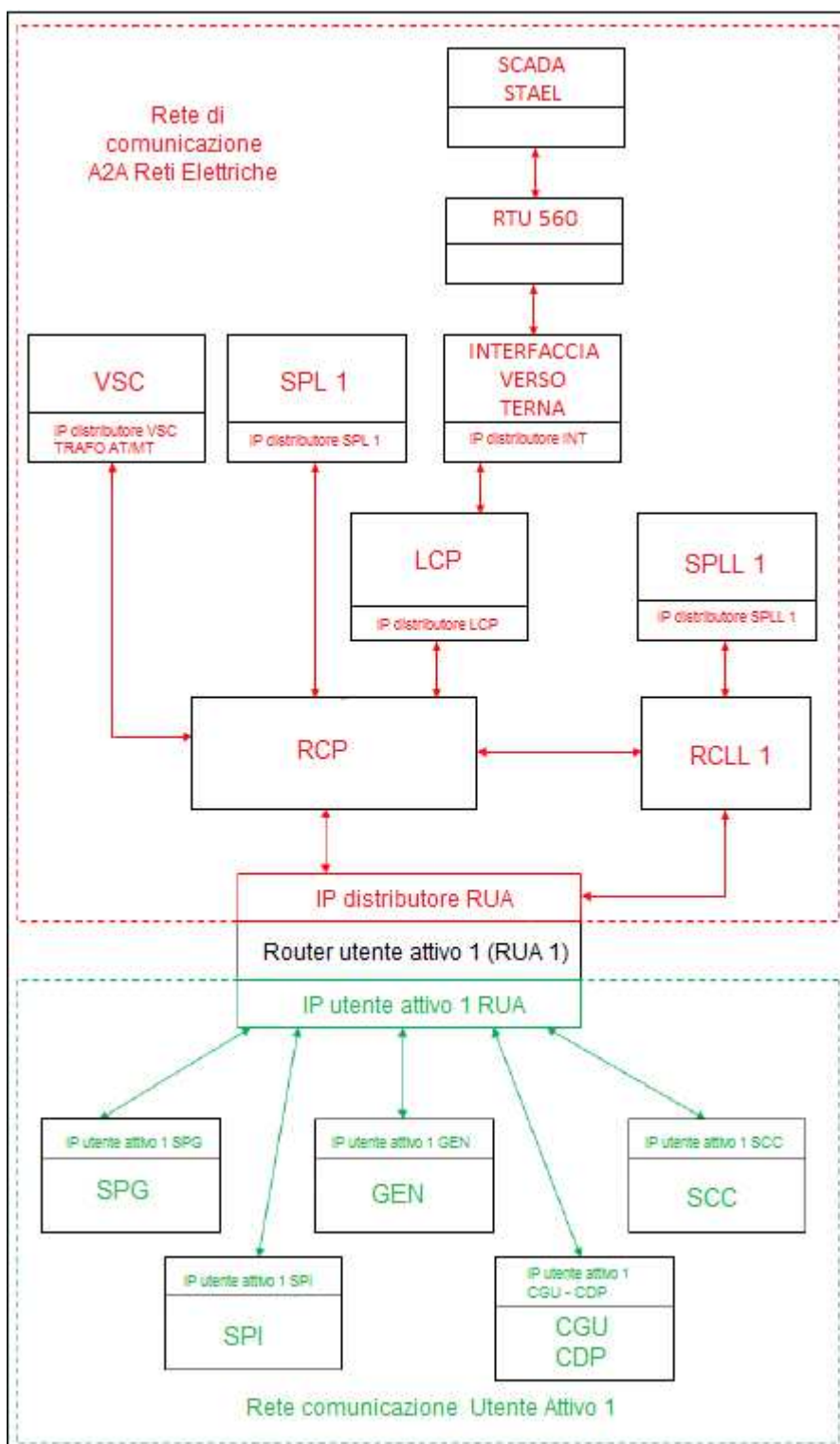


Figura 23. Reti di comunicazione e indirizzi IP.

La rete di comunicazione a monte sarà quindi di proprietà e di responsabilità del distributore, il quale dovrà occuparsi della relativa gestione e manutenzione, nonché sostenerne i costi. La rete di comunicazione a valle sarà invece di proprietà e di responsabilità dell'utente.

Il RUA di ogni utente identifica i dispositivi interni all'impianto grazie ad un sistema di "indirizzi IP utente attivo" (Figura 23), che sono utilizzati per la comunicazione a livello locale e non sono visibili all'esterno dell'impianto. A sua volta il RUA risulta invece identificato, rispetto alla rete di comunicazione a monte, grazie ad un sistema di "indirizzi IP distributore" (Figura 23) che sono noti al RCP e ai RCLL.

Le due reti risultano, quindi, completamente indipendenti, sia dal punto di vista della gestione sia dal punto di vista della programmazione. La rete locale dell'utente viene infatti configurata dall'utente attivo che assegna gli indirizzi IP ai vari dispositivi dell'impianto. La rete di comunicazione a monte è invece completamente gestita dal distributore che assegna un indirizzo IP di tipo statico ad ogni RUA. L'utilizzo di IP statici è necessario in quanto, al fine di rendere sicuro ed inattaccabile il canale di comunicazione tra il RCP/RCLL¹³ e i RUA installati presso gli utenti attivi, sarà realizzata una VPN (Virtual Private Network), che permette di implementare percorsi informativi sicuri anche su rete internet pubblica (attraverso sistema DSL). Mentre la sicurezza della rete di comunicazione a monte è gestita completamente dal distributore, tramite la realizzazione di una VPN, per la rete dell'utente non è necessario prevedere degli strumenti di sicurezza dedicati. Infatti l'unico punto dal quale si può accedere alla rete dell'utente è il RUA; tale dispositivo garantisce la sicurezza della rete dell'utente in quanto la rende completamente indipendente da quella del distributore¹⁴.

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

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

- Rete ADSL: servizio in corso di contrattualizzazione con un operatore di telecomunicazioni; l'hardware necessario (es. modem/router) è di proprietà A2A, installato da Selene.

2.4.5 Affidabilità e sicurezza in relazione ai servizi abilitati

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 Lambrate 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

¹³ Il RCP e il RCLL, entrambi di proprietà del distributore, presentano le stesse caratteristiche costruttive e funzionali.

¹⁴ La realizzazione di due tipologie di rete separate comporta il fatto che, in occasione della richiesta di un qualsiasi tipo di messaggio report da parte della LCP ad un dispositivo dell'impianto utente, il router dovrà fungere sia da server (per la rete del distributore) che da client (per la rete utente).

applicazioni elettriche a livello europeo. Anche in questo caso, lo sviluppo della normativa risulta propedeutico alla diffusione massiccia delle Smart Grid: senza la profilazione protocollare condivisa e comune, ci si attende un incremento dei costi connessi alle possibili complicazioni tecniche e ritardi nelle applicazioni. Nel frattempo, A2A Reti Elettriche ha predisposto in questo progetto un profilo protocollare dei segnali da scambiare con gli utenti attivi e collabora alle attività del CEI per la definizione dello standard anche sulla base delle eventuali risultanze del progetto stesso.

Con riferimento al sistema di comunicazione ADSL, le indagini sperimentali effettuate (es., prove di comunicazione tese ad accertare la latenza del canale di comunicazione) hanno evidenziato l'efficacia di tale vettore di comunicazione con gli scopi della sperimentazione, sia in termini di prestazioni trasmissive della connessione ADSL reperibile sul mercato (non si sono evidenziate particolari criticità nell'ottenere connessioni con requisiti idonei), sia per quanto riguarda i costi di fornitura, relativamente contenuti in quanto l'infrastruttura è già presente. Questo supporto comunicativo, se dimostrato dai test in campo, si rivelerà particolarmente appropriato per la parte di sperimentazione che implica l'uso di selettività logica in quanto facilmente utilizzabile su ampie zone senza costi rilevanti.

Come già introdotto, rispetto alle attese iniziali, in futuro l'utilizzo delle reti di comunicazione pubbliche 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. Per questo motivo, laddove presente, la rete ADSL potrebbe risultare la soluzione migliore nell'ottica dello sviluppo delle smart grid, in quanto consente di effettuare le maggiori sinergie possibili tra la rete elettrica e la rete di telecomunicazione. La soluzione studiata e implementata nel progetto Lambrate potrebbe diventare di interesse qualora si spinga, tramite investimenti pubblici, nello sviluppo della banda larga. Infatti, in un comunicato stampa (8 novembre 2014) a conclusione dell'indagine congiunta Antitrust-Agcom sulla banda larga, per realizzare gli obiettivi dell'Agenda Digitale Europea, si è indicata la necessità di un "Piano strategico nazionale per lo sviluppo delle reti di nuova generazione, anche con la previsione di politiche pubbliche a sostegno degli investimenti; occorre accelerare la digitalizzazione della Pubblica Amministrazione e, più in generale, promuovere interventi pubblici a sostegno della domanda e dell'offerta di servizi a banda ultra-larga; vanno sostenute forme di joint-venture tra operatori privati finalizzate ad accelerare gli investimenti nelle reti di nuova generazione".

3 VERIFICHE E MISURE IN CAMPO

Date le difficoltà relative all'installazione e alla messa in esercizio dei diversi componenti di rete, come illustrato al paragrafo 1.4, non è stato possibile effettuare verifiche e misure in campo.

3.1 Prove di laboratorio – selettività logica

Sono stati realizzati alcuni test di laboratorio, soprattutto con riferimento alla selettività logica e al funzionamento delle protezioni.

In particolare, è stato predisposto un test di laboratorio che descrive le varie fasi di isolamento e contro alimentazione della linea LA23128, a fronte di un guasto in cabina secondaria E04897.

Partendo da una condizione di regime, in cui l'operatore imposta il funzionamento in logica radiale, corrispondente al banco di taratura B sulle protezioni lungo linea (Figura 24), si prende ad esempio l'insorgenza di un guasto sulle sbarre di cabina secondaria E04897 (Figura 25). In questo caso, tutte le protezioni poste a monte del guasto (P7,P8,P10,P11 e P12) rilevano il guasto e avviano le proprie funzioni protettive che generano il GOOSE "Tx Visto Guasto Valle ON Pxx". La trasmissione dell'avviamento blocca lo scatto delle protezioni P8, P10, P11 e P12 permettendo l'intervento alla sola P7 che avvierà il ciclo di richiusura (Figura 26). Lo scatto della protezione P7 genera la trasmissione del GOOSE "Tx teledistacco SPI" che viene sottoscritto da tutta la generazione diffusa a valle; in questo caso UGD6 che comanda l'apertura del proprio DDI (Figura 27).

Trascorso il tempo di attesa programmabile su ogni protezione, il dispositivo P7 comanda la chiusura del proprio interruttore (Figura 28). Rilevando la persistenza del guasto, la protezione P7 scatterà senza ritardi intenzionali, trasmetterà nuovamente il segnale di blocco a tutte le protezioni a valle, e bloccherà la richiusura generando il segnale di Lockout (Figura 29).

Il segnale di Lockout avvia l'isolamento del guasto e la contro alimentazione, che consistono, rispettivamente, nell'apertura dell'interruttore sotteso alla P6 (Figura 30) e nella chiusura dell'interruttore sotteso alla P3 (Figura 31).

Successivamente iniziano le operazioni secondarie per isolare il tronco guasto, basate sulle informazioni provenienti dalle CLLT e acquisite durante le operazioni appena descritte. In particolare, nel caso preso ad esempio, il guasto è rilevato all'interno della cabina secondaria perché il dispositivo di FPI in D4 si è avviato mentre quello in D3 no. Dalla LCP viene quindi comandata l'apertura dei sezionatori D4 e D3 (Figura 32 e Figura 33) e la chiusura degli interruttori sottesi alla protezioni P7 e P6 (Figura 34 e Figura 35).

Infine, il dispositivo SPI posto nell'utente attivo UGD6, rilevando la presenza tensione, comanderà la chiusura del DDI, riconnettendo la generazione (Figura 35).

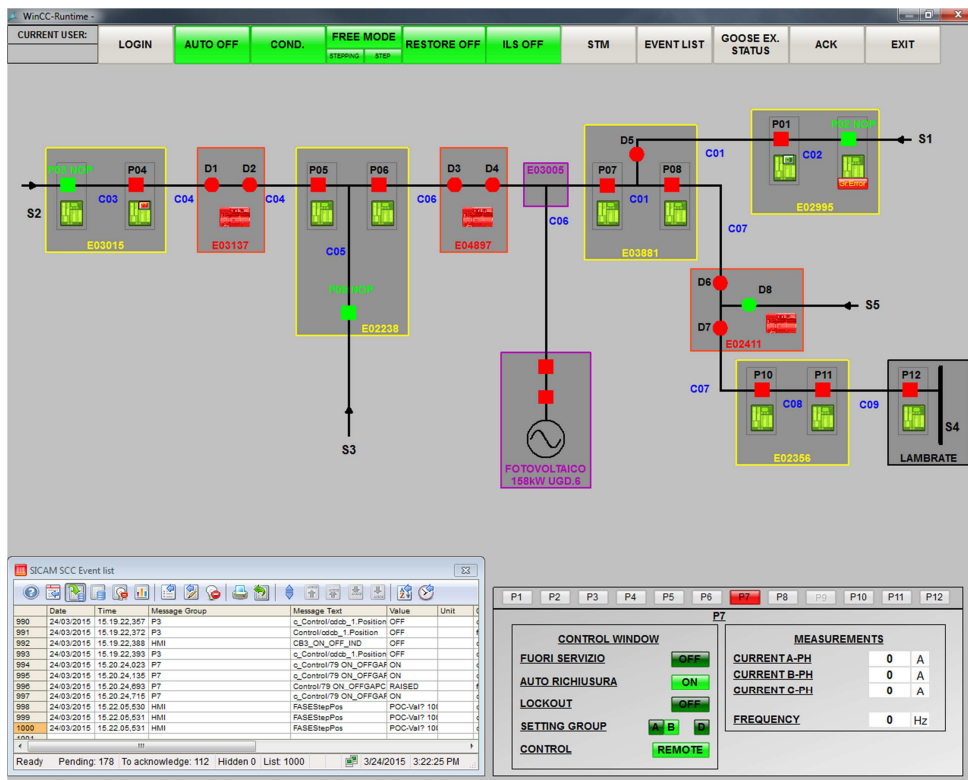


Figura 24. Logica radiale, banco di taratura B

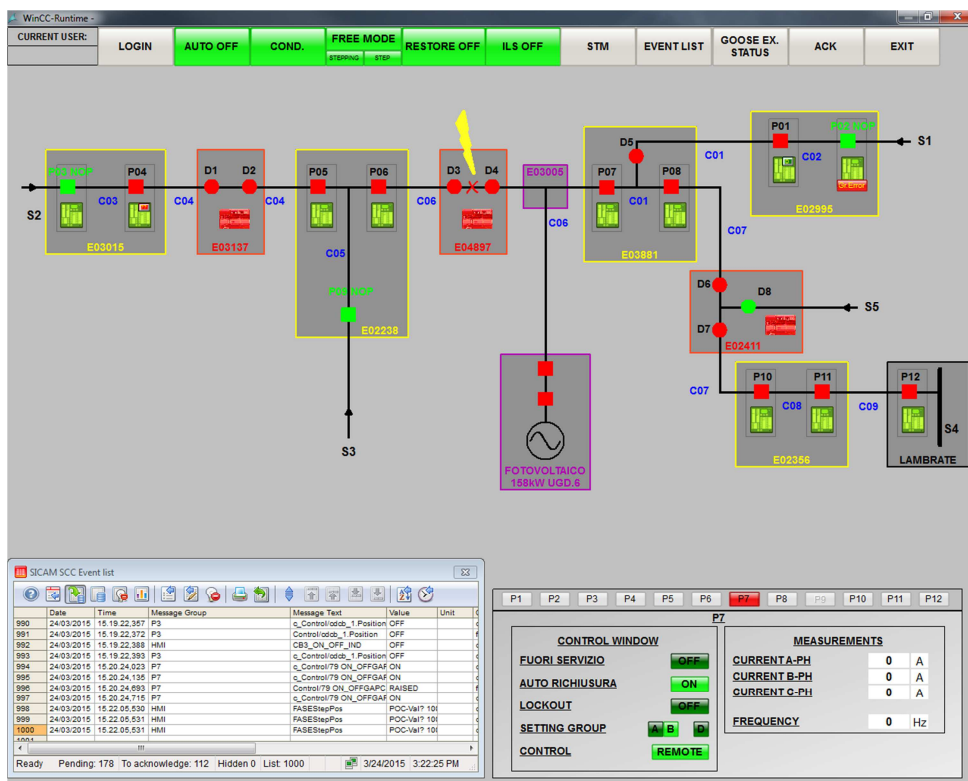


Figura 25. Guasto sulle sbarre di cabina secondaria E04897

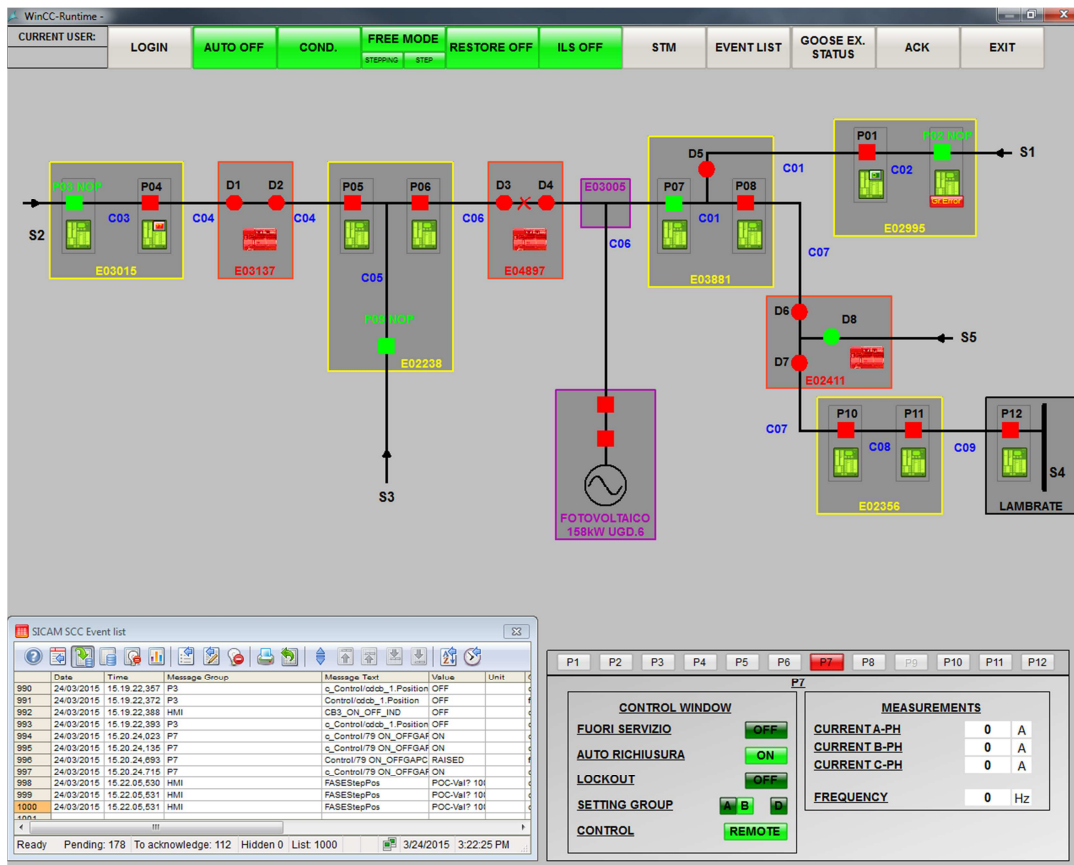


Figura 26. Intervento della protezione P e avvio ciclo di richiusura.

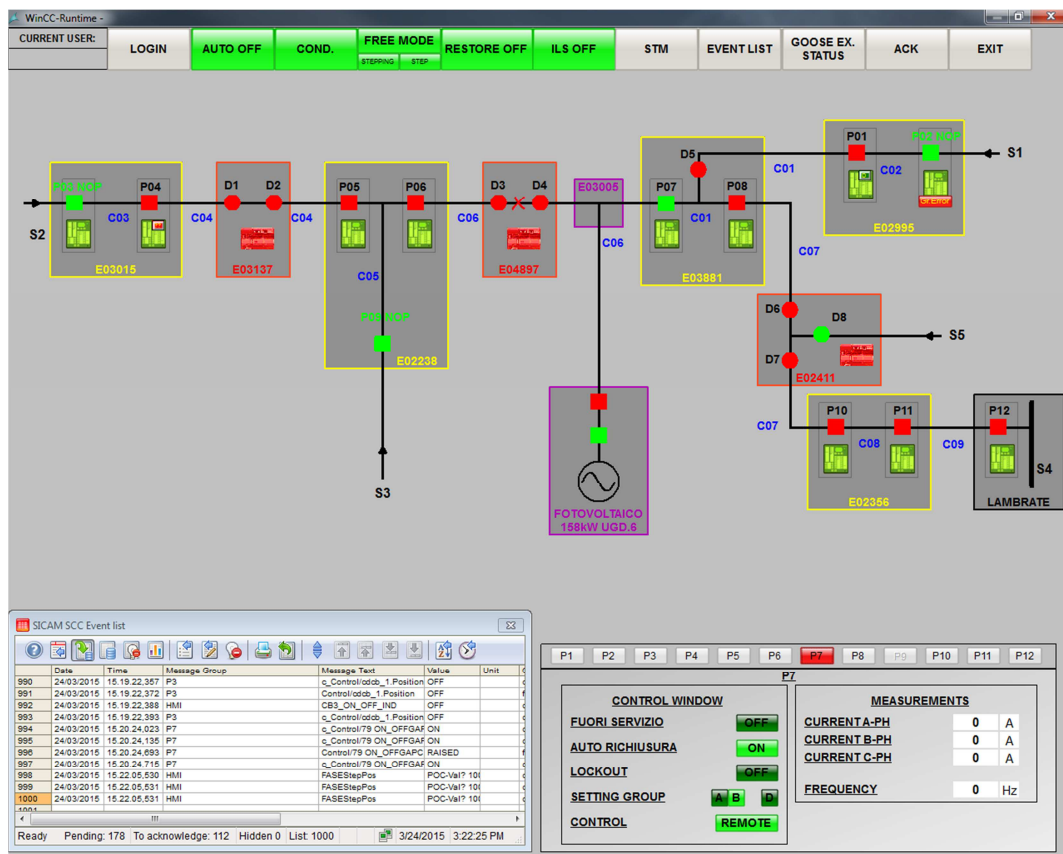


Figura 27. Goose di teledistacco verso la GD.

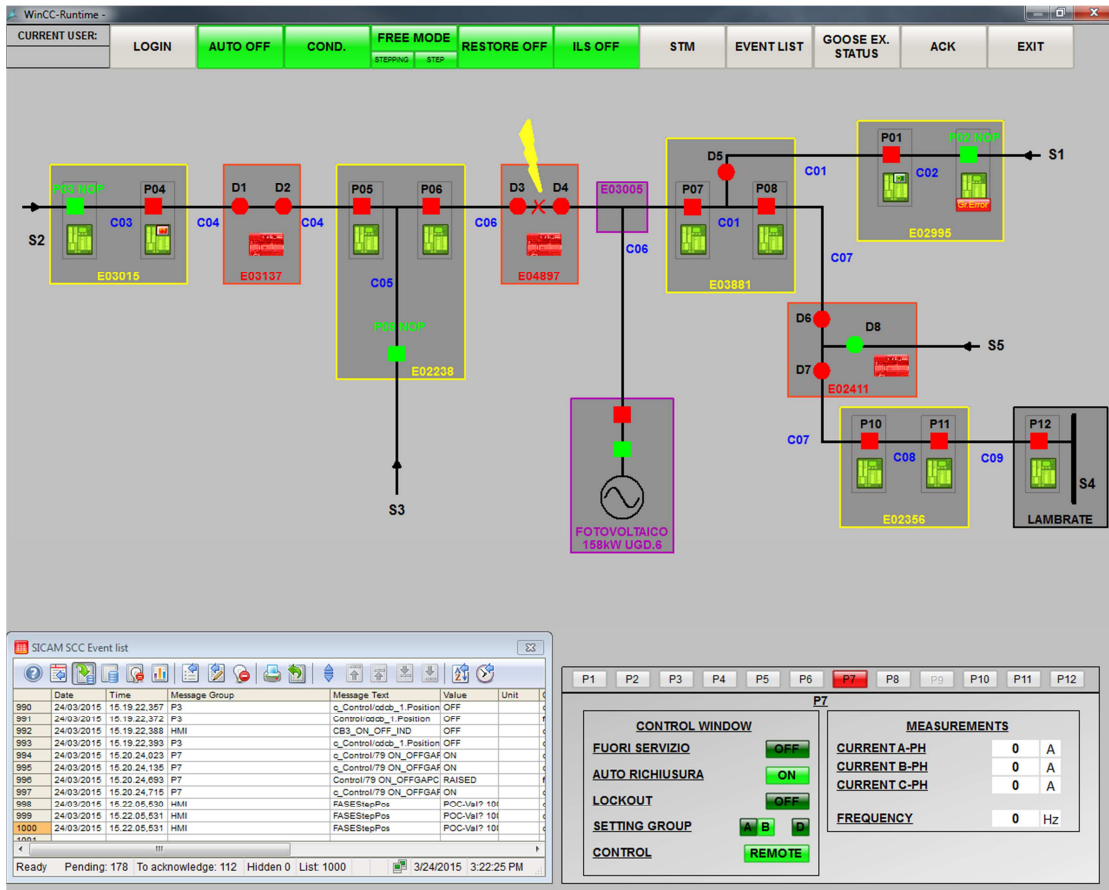


Figura 28. Chiusura interruttore P7.

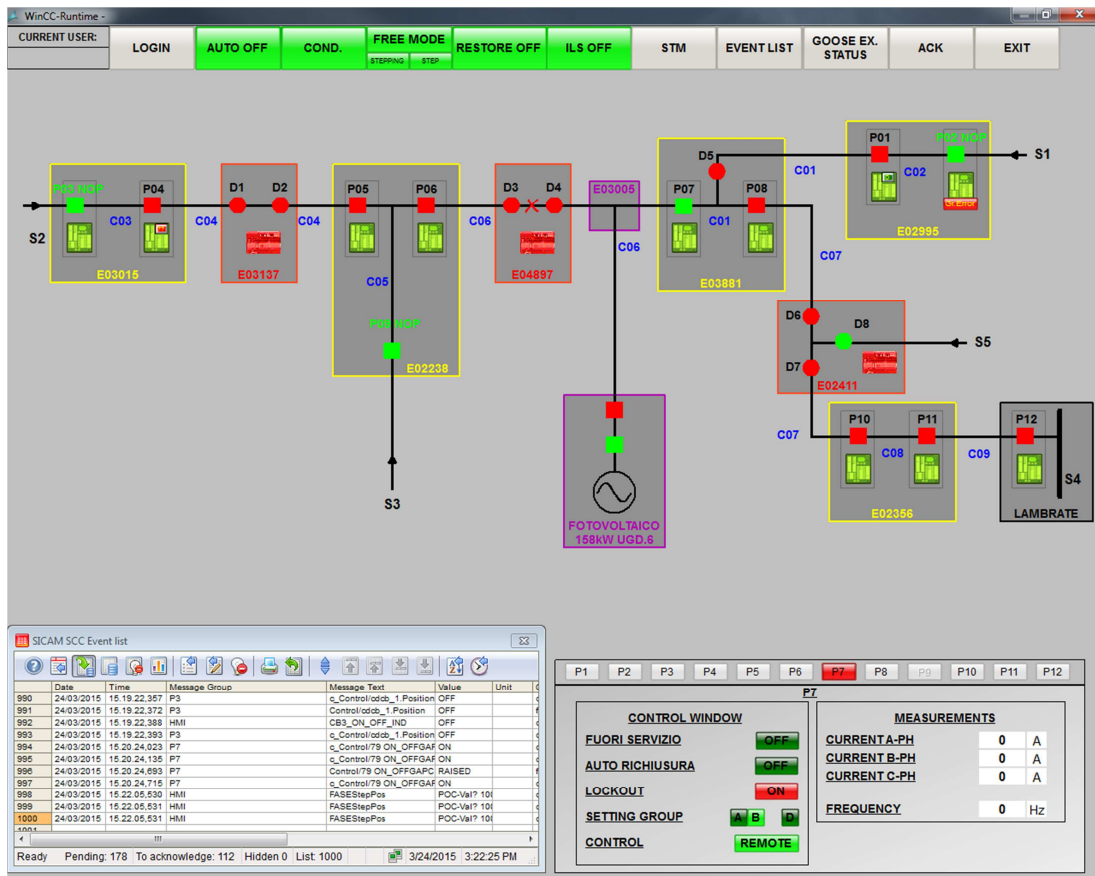


Figura 29. Intervento definitivo della P7.

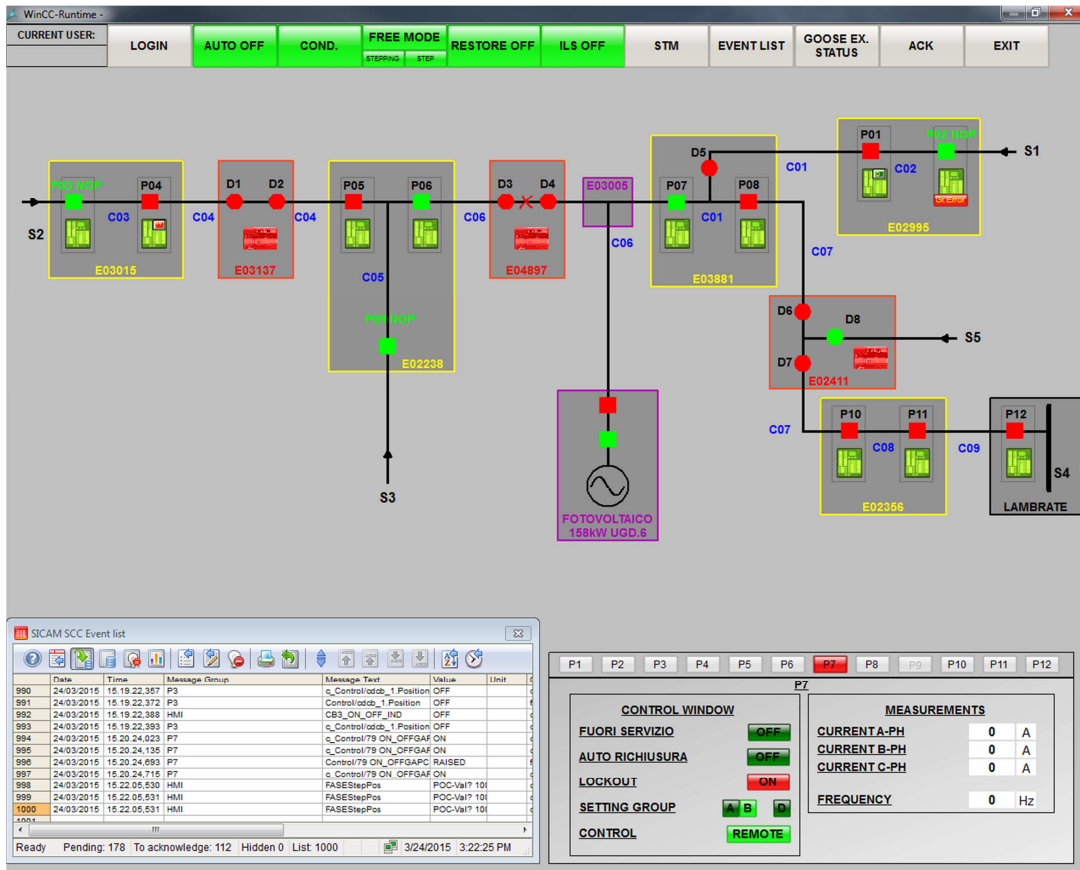


Figura 30. Isolamento del guasto, apertura P6.

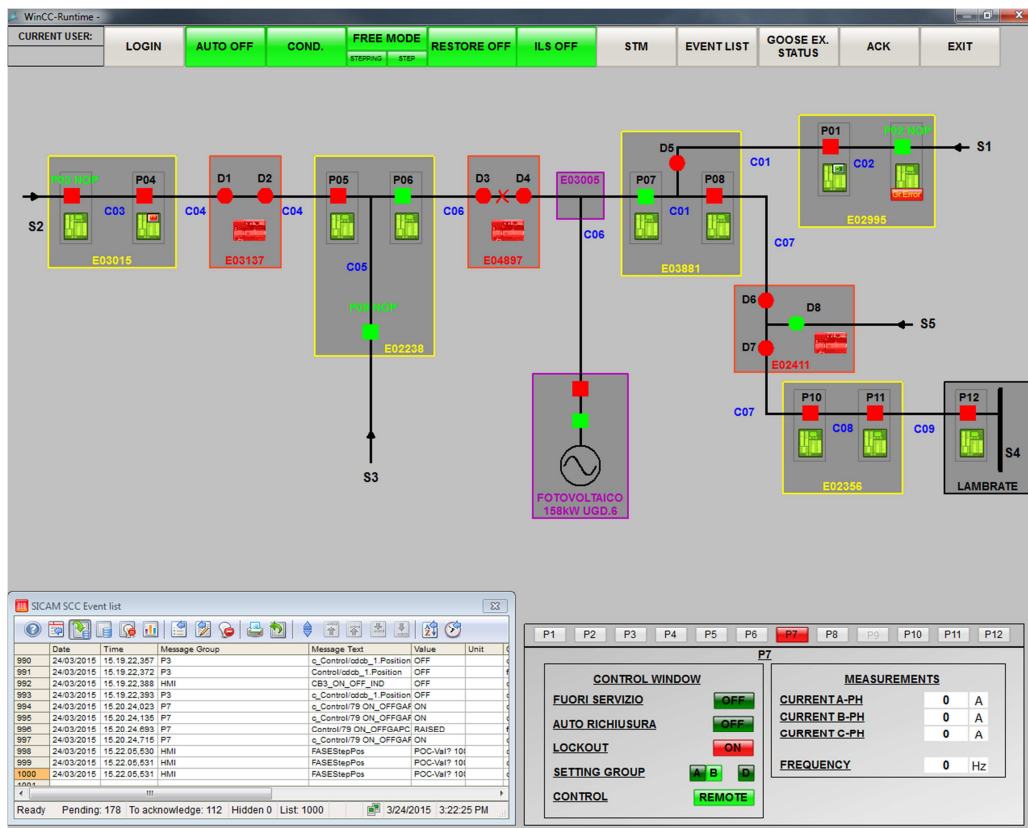


Figura 31 controalimentazione, chiusura P3.

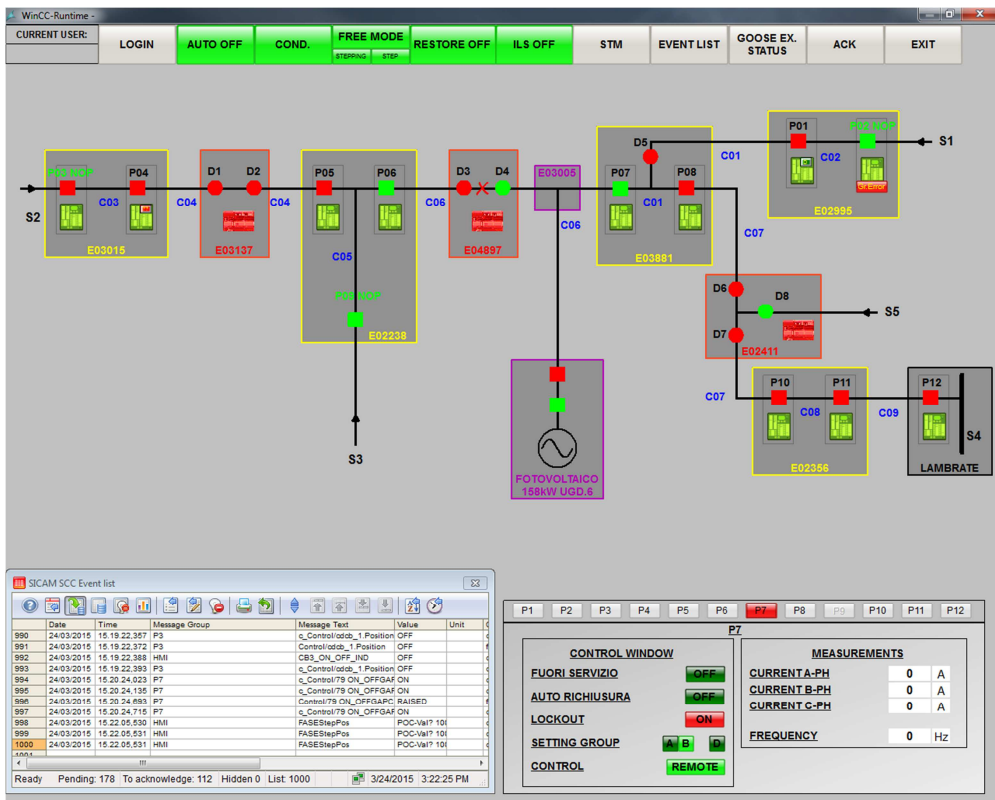


Figura 32. Apertura sezionatore D4.

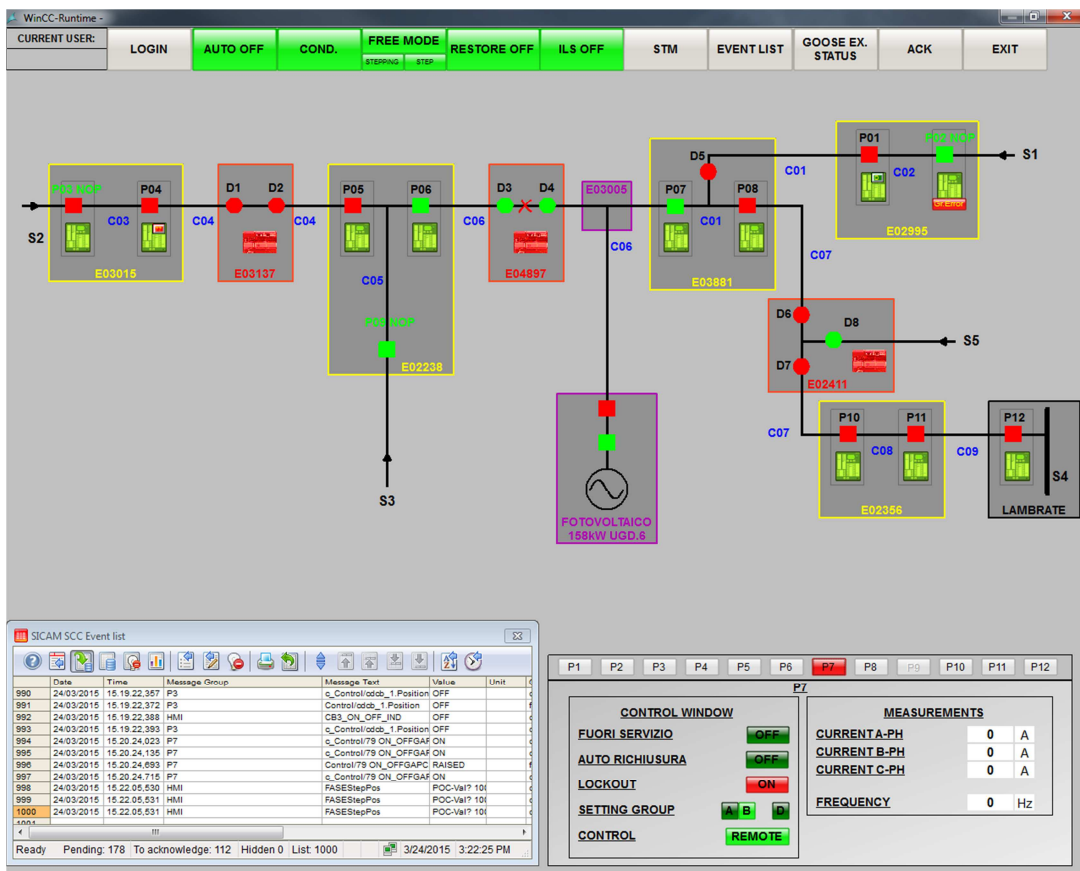


Figura 33. Apertura sezionatore D3.

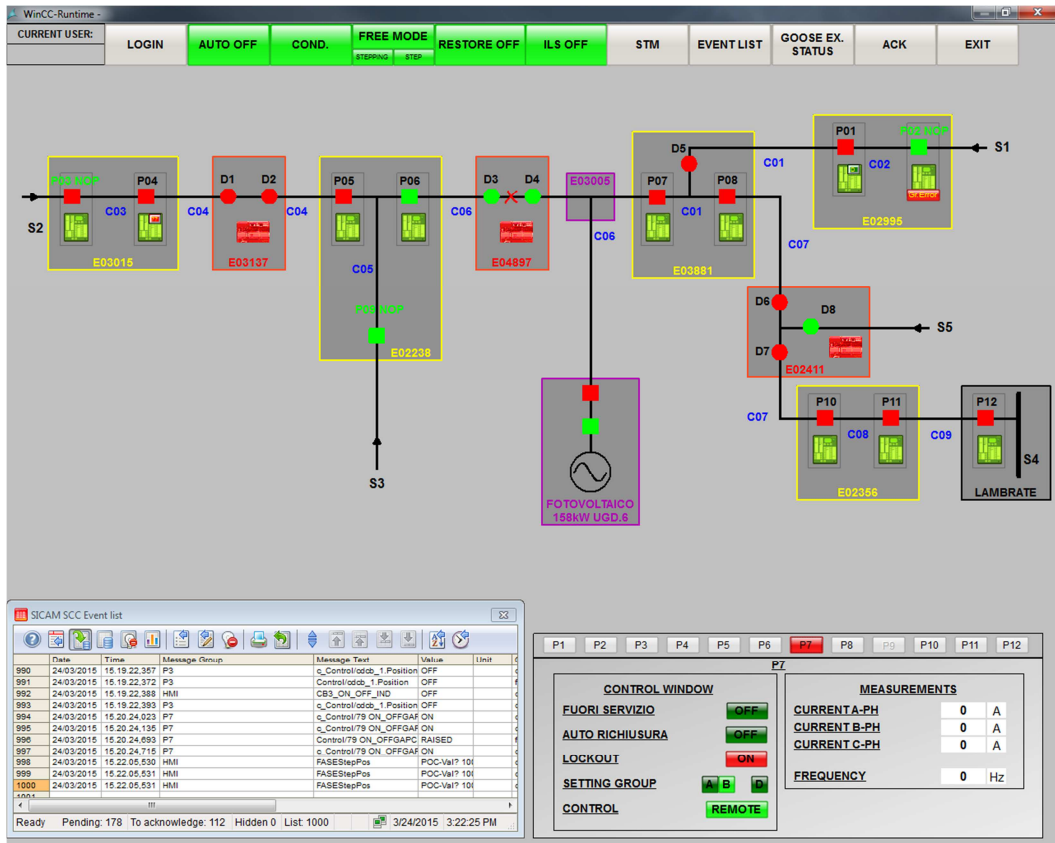


Figura 34. Chiusura P7.

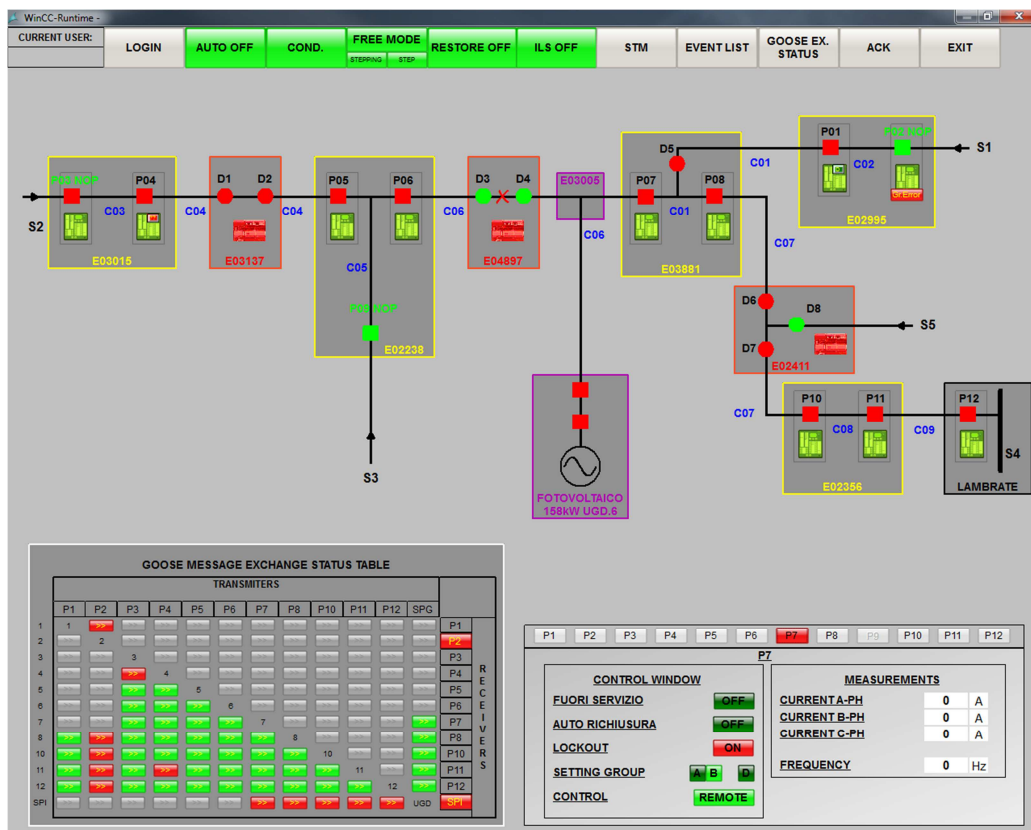


Figura 35. Chiusura P6 e riconnessione generatore.

3.2 Definizione del protocollo di comunicazione

I test tra le apparecchiature di CP e le apparecchiature degli utenti attivi hanno portato alla definizione di un protocollo comune di scambio dati in 61850 capace di garantire l'interoperabilità tra le diverse apparecchiature. Il protocollo definito è riportato nel file excel Allegato 3.

4 ANALISI CRITICA RELATIVA AI COSTI DEL PROGETTO

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

4.1 Peculiarità del Progetto e problematiche di economicità della soluzione adottata

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

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

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

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

soggetta ad autorizzazione comunale, per garantire l'alimentazione dell'utenza, con aumento sia dei tempi, sia dei costi.

Infine, la richiesta di protocollo completamente interoperabile e condiviso dai diversi fornitori ha aumentato i tempi e i costi del progetto. Ad ordini assegnati, sempre a causa del forte carattere innovativo delle funzioni richieste, le ditte appaltatrici hanno, infatti, riscontrato notevoli difficoltà nello sviluppare ed implementare le funzioni innovative previste dalle specifiche tecniche di progetto (anche da parte di aziende che hanno lavorato su altri progetti della stessa piattaforma), ritardando di fatto le fasi di collaudo, installazione e messa in servizio.

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

4.2 Investimenti ammessi all'incentivazione

La gara n. 006/2013 "fornitura in opera di apparecchiature per la realizzazione reti di distribuzione MT attiva (Smart Grids)" si è conclusa a giugno del 2014 con l'assegnazione dei 4 lotti. Per la parte relativa alla CP di Lambrate, la Tabella 13 riporta i valori finali.

Escludendo i costi della comunicazione, la gara relativa alle sole CP, CLL e UA ha portato ad una diminuzione dei costi pari al 10% rispetto al budget previsto in fase iniziale.

Per garantire la completa e corretta interoperabilità dei sistemi, sia all'interno del progetto sperimentale, sia rispetto ad un eventuale deployment esteso, si è deciso di effettuare due diverse gare d'appalto:

- una relativa alla parte di cabina primaria e cabine lungo linea;
- una relativa alla parte utenti attivi.

In tale modo, e ponendo l'ulteriore vincolo della diversità dell'operatore aggiudicatario di ciascun appalto, si è voluta garantire la reale separazione tra i sistemi, sperimentando la possibilità di realizzare una effettiva interoperabilità a un livello molto più esteso di quanto attualmente praticato in altre sperimentazioni in corso (sia in Italia, sia in Europa) che prevedono l'installazione di soluzioni integrate (costituite da un insieme di apparecchiature) fornite da un unico costruttore che sono per definizione tra loro compatibili.

In futuro, qualsiasi utente attivo potrà collegarsi alla SSE del distributore progettando e gestendo in completa autonomia il proprio impianto e le proprie apparecchiature.

RIEPILOGO COSTI - LAMBRATE	FORNITORE	Valore finale totale dell'appalto [€]	Valore previsto in fase di presentazione della proposta [€] (esclude i costi CAPEX e OPEX relativi alla comunicazione)
Fornitura in opera e messa in servizio di apparecchiature presso la CP e le CLL	Siemens S.p.A.	646.000	
Fornitura di scomparti MT	Col Giovanni Paolo	270.900	
Fornitura in opera e messa in servizio di apparecchiature presso gli UA	Alstom Grid S.p.A.	116.500	
Sistema di comunicazione (CAPEX)*	Selene S.p.A.	80.000	
Sistema di comunicazione (OPEX per un anno)*	Selene S.p.A.	51.634	
Totale Progetto (CAPEX) [k€]	1.113.400		1.150.000
Totale Progetto (CAPEX+OPEX) [k€]	1.165.034		
* I costi qui rappresentati fanno riferimento ai soli CAPEX. Sono da aggiungere i canoni mensili del servizio di connettività (OPEX) pari a 108,19 €/mese/punto + IVA per le CS e gli UA in ADSL (26 punti) e 744,92 €/mese/punto + IVA per la CP Lambrate e il Centro Satellite Mugello in fibra ottica (2 punti) per un totale di 51.634,00 €/anno + IVA			

Tabella 13. Sintesi consistenza e costi.

Si precisa che nella presente relazione sono dichiarati unicamente i costi strettamente attinenti la sperimentazione condotta da A2A ai sensi della Del. ARG/elt 39/10. Ulteriori costi sostenuti da A2A per altri interventi svolti contestualmente a quelli del Progetto (ad es., rifacimento delle CLL per consentire la selettività) non sono indicati tra i costi della sperimentazione e non sono oggetto di richiesta di incentivazione.

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

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

- costo di gestione di una piattaforma per il dispacciamento delle unità di GD che partecipano al mercato offrendo servizi di dispacciamento (quantificabile, indicativamente, in 15 k€/anno);

- costo di gestione della piattaforma per lo scambio dati con gli UA relativi alle previsioni al giorno prima e alle misure in tempo reale (quantificabile, indicativamente, in 15 k€/anno);
- canone per servizi di telecomunicazione su vettori condivisi, quali la rete ADSL, comprensivi di manutenzione apparati (quantificabile, indicativamente, in 50 k€/anno per tutti i punti connessi nel progetto – CLL+UA);
- costi di manutenzione nuovi apparati oggetto di installazione presso le CLL che in presenza di sistemi di protezione e interruttori sono più simili ad una CP (quantificabile, indicativamente, in 1,5 k€/anno/CLL);
- costi di manutenzione nuovi apparati oggetto di installazione presso gli Utenti Attivi (difficilmente quantificabili a priori, ma comunque di entità contenuta, anche in considerazione del fatto che a regime la manutenzione delle apparecchiature presso i siti degli UA sarà a carico degli Utenti medesimi e non, come in ambito sperimentale, di A2A).

4.4 Possibili azioni per migliorare la sostenibilità

4.4.1 Economie di scala

La società A2A Reti Elettriche è particolarmente attiva in ambito di sperimentazioni e progetti pilota. Le soluzioni sperimentate sulla CP di Lambrate potranno essere estese all'intera rete A2A; in particolare, una prima reale dimostrazione è l'estensione della selettività logica anche al progetto SCUOLA (finanziato da Regione Lombardia) presso la CP Venezia. Sempre nell'ambito di tale progetto, le soluzioni previste per il progetto 39/10 saranno estese anche al nuovo trigeneratore del Politecnico di Milano (2 MW) che diventerà un utente attivo della rete di A2A, installando apparecchiature innovative la cui progettazione è basata anche sull'esperienza e sui risultati ottenuti nel progetto Lambrate.

Per favorire la massima replicabilità delle soluzioni sperimentali sviluppate, nel progetto Lambrate 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 la profilazione protocollare condivisa e comune, ci si attende un incremento dei costi connessi alle possibili complicazioni tecniche e ritardi nelle applicazioni. Nel frattempo, A2A Reti Elettriche ha predisposto in questo progetto un profilo protocollare dei segnali da scambiare con gli utenti attivi e collabora alle attività del CEI per la definizione dello standard anche sulla base delle eventuali risultanze del progetto stesso.

Inoltre, con riferimento al sistema di comunicazione ADSL, le indagini sperimentali effettuate (es., prove di comunicazione tese ad accertare la latenza del canale di comunicazione) hanno evidenziato l'efficacia di tale vettore di comunicazione risponde agli scopi della sperimentazione, sia in termini di prestazioni trasmissive della connessione ADSL reperibile sul mercato (non si sono evidenziate particolari criticità nell'ottenere connessioni con requisiti idonei), sia per quanto riguarda i costi di fornitura, relativamente contenuti in quanto l'infrastruttura è già presente. Questo supporto comunicativo, se dimostrato dai test in campo, si rivelerà particolarmente appropriato per la parte di sperimentazione che implica l'uso di selettività logica in quanto facilmente utilizzabile su ampie zone senza costi rilevanti.

4.4.2 Considerazioni sul livello di smartizzazione raggiunto/raggiungibile

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

1. I maggiori costi della soluzione sperimentale rispetto allo scenario attuale sono legati alla realizzazione e gestione della rete di comunicazione (WAN: Wide Area Network) e allo sviluppo di un protocollo condiviso IEC 61850.
2. In prospettiva, la "smartizzazione" di una CP, ad esempio mediante l'installazione di apparati operanti in protocollo IEC 61850 consentirebbe, senza particolari maggiori oneri rispetto alla condizione attuale, di conseguire benefici significativi in termini di:
 - minore complessità realizzativa e maggiore flessibilità dell'architettura della stazione AT/MT (minor numero di cablaggi per Digital I/O o comunicazioni dedicate, e connessioni standardizzate, grazie al fatto che le informazioni viaggiano su LAN Ethernet);
 - funzionalità di controllo e monitoraggio avanzate da remoto da parte dell'operatore;
 - possibilità di adottare strategie avanzate di protezione, selettività, interblocco, ecc. tra gli apparati di CP mediante lo scambio di messaggi GOOSE IEC 61850.
3. L'integrazione degli Utenti Attivi all'interno della Smart Grid risulterebbe possibile, a costi ragionevoli, per le applicazioni che prevedono l'impiego di un sistema di comunicazione condiviso con caratteristiche commerciali (senza vincoli specifici sui tempi di latenza dei messaggi e senza tunneling di livello 2), quali la rete 2G/3G comunemente utilizzata per il monitoraggio/controllo da remoto delle sottostazioni e delle unità periferiche. In questo scenario, risulterebbero possibili tutte le applicazioni che prevedono il monitoraggio e

controllo in tempo reale degli apparati in campo, senza requisiti stringenti (es. <500 ms) sulla latenza del vettore di comunicazione. Sarebbe dunque possibile:

- il monitoraggio degli impianti di generazione (produzione attiva e reattiva, tensione nel punto di scambio, diagnostica, ecc.);
- il controllo degli impianti di generazione, ad esempio ai fini della realizzazione di strategie di dispacciamento e/o limitazione in emergenza della produzione.

Queste funzioni rappresentano il primo livello di smartness della rete e richiedono, oltre a nuovi investimenti per il distributore e l'utente, anche un aggiornamento dell'attuale disciplina di mercato in modo da consentire anche alla GD di fornire servizi locali o di sistema per migliorare la gestione e l'affidabilità della rete di distribuzione e della rete di trasmissione. Tale nuova regolazione, oltre a consentire la partecipazione di macchine più piccole al MSD, dovrebbe anche modificare alcuni degli aspetti dell'attuale regolazione per i clienti finali, come ad esempio, quelli relativi alla regolazione del fattore di potenza. Dovrebbe infatti essere definita una disciplina specifica per gli utenti misti (ad oggi assimilati ad un utente passivo) e dovrebbe essere prevista la possibilità di variare il proprio fattore di potenza in tempo reale sulla base di un opportuno comando del distributore, invece di prevedere il solo mantenimento di un cosfi medio mensile.

4. La possibilità di sviluppare un sistema di previsione del carico e della generazione consente di:
 - fornire informazioni sul valore della potenza prodotta dalla generazione distribuita, aggregata per ciascun TR AT/MT e suddivisa per tipologia d'impianto di produzione;
 - fornire agli operatori del Centro Operativo (CO) e della Control Room le stesse informazioni sia in formato aggregato (MAT, DTR, Zona, CP, TR, linea,..) che disaggregato per singolo impianto;
 - fornire agli operatori del CO una previsione della potenza attiva generata secondo algoritmi di forecast basati sui dati di targa degli impianti, sulle previsioni meteo e sui dati storici di produzione;
 - permettere l'adozione di nuove modalità di esercizio e conduzione delle reti "attive" che consentano il dispacciamento della produzione distribuita, modulando la potenza attiva e reattiva scambiata a livello di CP con RTN e modulando o distaccando i produttori.
5. Nell'ambito della revisione della disciplina del dispacciamento, l'AEEGSI ha pubblicato il DCO 557/2013 in cui si evidenzia la possibilità di ridurre la soglia di abilitazione a offrire

servizi su MSD, prevedendo “per esempio nella fase iniziale l’abilitazione di impianti di taglia compresa fra 1 e 10 MVA su base volontaria, sarebbero le manifestazioni di interesse dei piccoli impianti a evidenziare il potenziale incremento di competitività e a offrire a Terna un primo riscontro su cui valutare se e quali investimenti siano effettivamente necessari per l’integrazione di tali impianti nei suoi sistemi”. Gli investimenti realizzati sulla rete di Lambrate consentirebbero (già in accordo con un utente attivo) di provare e testare una prima partecipazione di queste macchine al MSD. Infatti, gli utenti attivi di natura cogenerativa sottesi alla rete di Lambrate hanno potenze installate (3 gruppi da 8 MW ciascuno) e tipologie di macchinario (motori alimentati a gas naturale) tali da consentire la possibilità di una rialimentazione in isola di parte della rete di Lambrate in caso di guasto ai trasformatori di cabina primaria di A2A Reti Elettriche, sperimentando quindi un innovativo servizio di soccorso che irrobustisce la “resilienza” del sistema di distribuzione a fronte di eventuali in condizioni di emergenza, ispirato al tema della “riduzione della vulnerabilità” affrontato anche dall’Autorità nel recente documento di consultazione 48/2015/R/eel. Inoltre, a prescindere dalle possibili rialimentazioni in emergenza della rete di Lambrate, il sistema di comunicazione e le apparecchiature messe in campo (sistema di previsione della produzione, scambio segnali per modulazione potenza attiva, monitoraggio in tempo reale) possono essere utilmente sfruttate anche per fornire servizi di dispacciamento, nel caso in cui si consentisse la partecipazione al MSD anche a macchine con potenze superiori a 1 MW.

6. L’implementazione di strategie di protezione avanzate, quali selettività logica e telesecco, basate sul coordinamento remoto delle protezioni attraverso lo scambio di messaggi GOOSE, necessita la predisposizione di un mezzo di comunicazione veloce, su cui realizzare una VPN di Livello 2. Ciò richiede la predisposizione di vettori di comunicazione dedicati (es. fibra ottica) o, in alternativa, la stipula di contratti ad hoc con operatori di comunicazione mobile (ADSL, LTE), entrambe soluzioni con costi generalmente di difficile sostenibilità da parte del Distributore. Una eccezione in questo senso è, almeno parzialmente, rappresentata dalla posa di fibra ottica contestualmente al rifacimento di linee elettriche aeree/interrate: i costi di investimento in questi casi potrebbero essere giustificabili, specie in presenza di situazioni di criticità a livello di rete di distribuzione (ad es., presenza di generatori rotanti di potenza elevata, con contestuale rischio di isola indesiderata/richiusure in controfase). Tale livello di smartness è quello più evoluto per la rete di distribuzione che però non è spinto dall’integrazione della GD ma dal conseguimento di un miglioramento nella qualità del servizio offerto alle utenze finali. I maggiori

investimenti derivanti da queste funzionalità sono quindi da correlarsi direttamente anche alla regolazione della qualità del servizio.

4.4.3 Tempistica e gradualità di implementazione delle soluzioni

In prospettiva, si auspica che l'implementazione dell'architettura Smart Grid venga attuata, in termini di gradualità e tempistiche, in accordo alla scansione delineata al precedente par. 4.4.2.

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

In seguito, con livello di smartness e costi crescenti, potrebbero essere raggiunti i siti remoti (UA) mediante un vettore di comunicazione condiviso con prestazioni standard (ad es., 3G): si abiliterebbe così il monitoraggio in tempo reale degli apparati/organi di manovra in campo e l'invio alle unità di GD di comandi di modulazione/regolazione della potenza attiva/reattiva (con ritardi accettabili anche nell'ordine di qualche secondo), abilitando gli impianti stessi a partecipare al MSD.

Infine, in presenza di esigenze particolari in relazione alla continuità del servizio della rete di distribuzione e/o alla selettività tra protezioni del DSO e UA, o anche in uno scenario di rete evoluto, gli apparati in campo potrebbero essere raggiunti mediante un sistema di comunicazione più prestante (ad es., con tempi di latenza <100 ms) che supporti l'invio di messaggi GOOSE mediante tunneling di Livello 2 (ad es., ADSL, fibra ottica, o rete 3G/LTE in presenza di accordi specifici con l'operatore di telecomunicazioni).

5 VALUTAZIONI CONCLUSIVE

Scopo di questa sezione è quello di fornire le valutazioni conclusive della impresa A2A Reti Elettriche sui risultati del Progetto rispetto alle iniziali prospettive.

5.1 Livello di raggiungimento degli obiettivi del Progetto

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

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

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

5.2 Valutazione qualitativa dei benefici (attesi vs effettivi)

I test effettuati in laboratorio hanno mostrato l'effettivo raggiungimento di alcuni degli obiettivi del progetto, mostrando il conseguimento di alcuni dei benefici attesi, come di seguito specificato.

Le funzioni da implementare nel Progetto permettono di sviluppare innovative modalità di gestione 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 FER;
- 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.

Il nuovo sistema di protezione di linea conduce al superamento dei limiti delle attuali protezioni di interfaccia, rendendo possibile la rimozione (o meglio, il rilassamento) delle soglie di sovra e sotto frequenza del relè, 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);
- migliore gestione e controllo della rete MT sottesa alla CP.

La possibilità di far comunicare CP e GD conduce, inoltre, ad una migliore utilizzazione degli impianti esistenti, mediante un opportuno coordinamento delle risorse diffuse, che permette la regolazione della GD stessa.

Ad oggi, infatti, nonostante le recenti evoluzioni normative, lo scenario diffuso è che la GD non fornisce servizi di rete e ha 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, migliorando la qualità della tensione, prevedendo:

- la fornitura di potenza reattiva (partecipazione delle UGD 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).

5.3 Standardizzazione delle soluzioni sperimentate

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

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

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

In questo contesto, A2A Reti Elettriche ha sviluppato una propria profilazione protocollare capace di garantire la reale interoperabilità tra le apparecchiature di diversi costruttori e capace di adattare in futuro ulteriori nuovi utenti attivi alla propria rete di Lambrate. La partecipazione di A2A al CT 316 e alla TF4 relativa alla predisposizione dell'Allegato T sullo scambio informativo in 61850 garantisce la completa standardizzazione e il totale aggiornamento rispetto alla normativa vigente.

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

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

5.4.1 Evoluzione del quadro tecnico-normativo

Nel breve termine, come anticipato, sarà necessario definire gli aspetti ad oggi ancora non previsti dal quadro normativo nazionale.

Per quanto concerne gli apparati degli Utenti Attivi, il coinvolgimento degli Utenti nell'infrastruttura Smart Grid richiederà di definire opportuni standard di scambio dei dati (in protocollo aperto, ad es. IEC 61850) e completare, dove necessario, la normazione delle funzionalità a livello di apparati dell'Utente. In questo ambito, opportune prescrizioni tecniche saranno richieste in particolare per il Sistema di Protezione di Interfaccia, i misuratori (Contatore Generale, Contatore di Produzione), gli inverter fotovoltaici (eventualmente interfacciati con concentratori) e il Controllore Centrale di Impianto.

L'architettura Smart Grid Lambrate 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 ADSL), il backup con comunicazione su vettore GPRS con protocollo IEC 60870-5-104. Stessa architettura è prevista anche per la selettività logica, consentendo di realizzare un'automazione completamente automatizzata tramite il primo vettore, oppure un telecontrollo manuale, utilizzando il secondo (nel caso di assenza del primo, o di volontà dell'operatore nel centro di controllo).

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, eventuali modalità di partecipazione della GD al MSD, in modo da poter offrire la relativa flessibilità a seguito di un guasto locale o di sistema sulla base di una partecipazione volontaria al mercato. Ciò è in accordo con la revisione della disciplina del dispacciamento; il DCO 557/2013 evidenzia la possibilità di ridurre la soglia di abilitazione a offrire servizi su MSD, prevedendo “per esempio nella fase iniziale l’abilitazione di impianti di taglia compresa fra 1 e 10 MVA su base volontaria, sarebbero le manifestazioni di interesse dei piccoli impianti a evidenziare il potenziale incremento di competitività e a offrire a Terna un primo riscontro su cui valutare se e quali investimenti siano effettivamente necessari per l’integrazione di tali impianti nei suoi sistemi”.

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 questo contesto, potrebbero svilupparsi due diverse soluzioni; il sistema di comunicazione verso il cliente finale può essere realizzato dal cliente stesso o aggregatore (qualora partecipi direttamente al MSD) o dal distributore.

La prima possibilità è che sia il distributore a sviluppare l’infrastruttura di comunicazione arrivando ai confini dell’impianto utente. In questo caso, la rete di comunicazione, pagata tramite la tariffa elettrica con lo scopo esplicito di incentivare lo sviluppo delle smart grid e del nuovo MSD, deve essere aperta e accessibile a tutti gli operatori. In questa situazione, il distributore potrebbe installare il solo sistema di comunicazione, o anche il sistema di controllo; in entrambi i casi tutte le infrastrutture installate devono poter essere utilizzate anche dal cliente/aggregatore.

La seconda soluzione (simile a quanto fatto ad oggi sulla RTN) è quella in cui è l’utente o l’aggregatore a sviluppare l’infrastruttura sulla spinta del mercato; nella prospettiva di ottenere guadagni nell’offrire servizi di dispacciamento, l’utente/aggregatore sviluppa la propria rete in modo da rendere possibile l’offerta di servizi. Ciò significa che l’utente che decide di partecipare a MSD, sviluppa i relativi sistemi di comunicazione e controllo, eventualmente anche per il tramite dell’aggregatore, mentre il DSO installa i sistemi di comunicazione e controllo in CP o in CS (i sistemi di controllo utente – distributore dovranno interfacciarsi tra loro attraverso la

predisposizione di apparecchiature standard, ad esempio seguendo i requisiti dell'Allegato O e dell'Allegato T alla CEI 0-16).

5.4.2 *Coinvolgimento degli Utenti Attivi*

Il progetto Smart Grid ha evidenziato, oltre all'assoluta centralità dell'Utente Attivo nella sperimentazione, anche potenziali criticità in relazione al reale coinvolgimento: infatti, nonostante l'impegno del Distributore a farsi carico della totalità dei costi della sperimentazione, l'Utente, in mancanza di benefici diretti e/o per 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 A2A, un notevole peso nel coinvolgimento degli Utenti ha avuto la natura di alcuni utenti più propensi a sviluppare soluzioni innovative (come ad esempio RSE o il CED), anche nell'ottica di una futura partecipazione a MSD (come ad esempio, i cogeneratori di Linate).

Si sono comunque riscontrate delle criticità nell'intervenire sugli impianti degli utenti quali, ad esempio, la poca collaborazione di alcuni, o la mancanza di schemi d'impianto aggiornati da parte di altri.

5.4.3 *Sistema di comunicazione*

Circa il sistema di comunicazione del Progetto, la disponibilità in un contesto fortemente urbanizzato come quello di Milano della rete ADSL consente di verificare le performance di questa rete che, laddove presente, risulterebbe la scelta migliore per il complessivo sistema. Sussistono però ancora alcune complessità legata alla necessità di predisporre contratti ad hoc per garantire una migliore efficienza del canale di comunicazione. Inoltre, nell'attività sperimentale si sono incontrate criticità nel reperire sul mercato soluzioni idonee ai requisiti tecnici richiesti. In particolare, la necessità di realizzare, anche su infrastruttura di comunicazione pubblica (es., rete mobile), una Virtual Private Network (VPN) di Livello 2 (richiesta per l'invio di segnali di GOOSE in protocollo IEC 61850) ha introdotto complicazioni realizzative 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.).

Con riferimento al sistema di comunicazione ADSL, le indagini sperimentali effettuate (es., prove di comunicazione tese ad accertare la latenza del canale di comunicazione) hanno evidenziato l'efficacia di tale vettore di comunicazione con gli scopi della sperimentazione, sia in termini di

prestazioni trasmissive della connessione ADSL reperibile sul mercato (non si sono evidenziate particolari criticità nell'ottenere connessioni con requisiti idonei), sia per quanto riguarda i costi di fornitura, relativamente contenuti in quanto l'infrastruttura è già presente. Questo supporto comunicativo, se dimostrato dai test in campo, si rivelerà particolarmente appropriato per la parte di sperimentazione che implica l'uso di selettività logica in quanto facilmente utilizzabile su ampie zone senza costi rilevanti.

Alla data odierna sono in corso le configurazioni dell'infrastruttura di comunicazione e le predisposizioni per l'installazione degli apparati di comunicazione.

Tali attività sono state precedute da test svolti in campo per valutare la piena funzionalità del sistema di comunicazione; le indagini condotte sul territorio e necessarie ad individuare l'infrastruttura di comunicazione più opportuna hanno individuato nella rete internet pubblica basata su tecnologia ADSL (come proposto nel Progetto) la soluzione migliore.

In particolare, in relazione alle prove effettuate in campo per la verifica della affidabilità e della sicurezza del sistema di comunicazione scelto, in questi mesi sono stati effettuati alcuni test per la misura dei tempi di comunicazione utilizzando varie tecnologie . I risultati ottenuti (Figura 36) mostrano dei tempi di trasmissione dei segnali tramite tecnologia ADSL assolutamente contenuti e perfettamente adeguati allo sviluppo e alla implementazione delle funzioni smart.

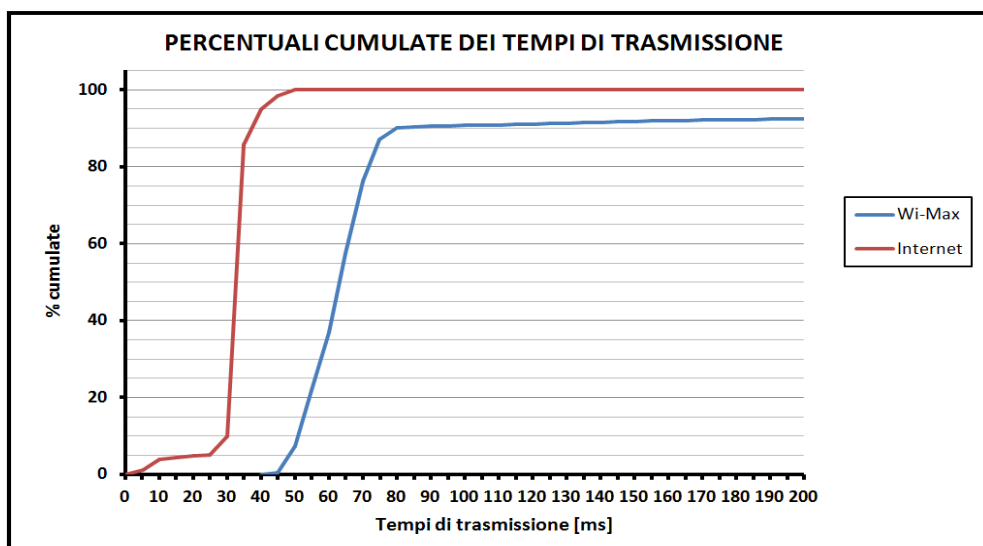


Figura 36. Tempi di trasmissione dei segnali tramite tecnologia ADSL e tecnologia Wi-MAX per la rete di Milano.

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

Nella seguente tabella è riportata una valutazione critica circa l'adeguatezza dei vettori/protocolli impiegati rispetto alle diverse funzionalità Smart Grid previste nel Progetto. Tutte le funzionalità sono implementate in protocollo IEC 61850.

Funzionalità	Requisiti in fase progettuale	Adeguatezza verificata in campo
Teledistacco GD	Latenza: < 200÷300 ms Affidabilità: molto elevata	ADSL: vettore adeguato
Selettività logica	Latenza < 50 ms Affidabilità: molto elevata	ADSL: vettore adeguato solo in assenza di interferenze esterne (problematiche riscontrate: sporadicamente tempi di comunicazione non idonei e perdita di pacchetti)
Regolazione tensione mediante modulazione delle immissioni reattive della GD	Latenza < 1÷2 s Affidabilità: elevata	ADSL: vettore adeguato
Limitazione/modulazione in emergenza della potenza attiva immessa dalla GD	Latenza < 1÷2 s Affidabilità: media	ADSL: vettore adeguato
Monitoraggio delle iniezioni attive/reattive della GD	Latenza < 1÷2 s Affidabilità: medio/bassa	ADSL: vettore adeguato

Tabella 14. Valutazione dell'adeguatezza dei vettori di comunicazione impiegati nella sperimentazione.

5.6 Impatto della sperimentazione sulle attività del Distributore

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

- La necessità di prevedere nuove competenze/professionalità all'interno dell'organigramma A2A, specie in ambito ICT, per la gestione e manutenzione degli apparati di comunicazione, ma anche per la configurazione e integrazione nell'architettura protocollare degli apparati di controllo/monitoraggio intelligenti (IED: Intelligent Electronic Device).
- La migliore gestione della rete e l'aumento della continuità del servizio percepita dagli utenti finali; sarà possibile limitare le interruzioni nei tratti sani della rete a soli buchi di tensione o interruzioni transitorie con un miglioramento delle prestazioni.
- La necessità di mantenere un costante allineamento tra l'assetto reale della rete elettrica e le logiche implementate sugli apparati di gestione della stessa (manovre su organi di campo non monitorati, ad esempio per far fronte ad esigenze temporanee di esercizio, quali guasti,

possono causare disallineamenti tali da rendere inefficaci, se non potenzialmente dannose, le azioni di regolazione attuate dall'architettura Smart Grid);

- Le pratiche di esercizio svolte dal Distributore saranno facilitate dalla disponibilità di misure in tempo reale e dall'opportunità di limitare/distaccare temporaneamente impianti di generazione a favore della continuità di esercizio degli utenti della complessiva rete;
- In sede di connessione dell'impianto di generazione alla rete, sarà necessario prescrivere all'Utente (ad es., Regolamento di Esercizio) l'adozione di un Sistema di Protezione di Interfaccia idoneo alla ricezione di segnali GOOSE in protocollo IEC 61850 inviati dalle Protezioni di Linea (conforme alla norma CEI 0-16 ed.III), e un Controllore Centrale di Impianto in grado di recepire messaggi di regolazione della potenza attiva/reattiva (come delineato dagli Allegati O e T della norma CEI 0-16). Requisiti simili si applicano anche ai misuratori (Contatore Generale e Contatore di Produzione), che dovranno essere idonei a scambiare segnali in protocollo IEC 61850 con gli apparati del Distributore e con caratteristiche tali da consentirne l'utilizzo anche per funzioni di controllo/regolazione, oltre che di monitoraggio (acquisizione non solo di misure energetiche. Inoltre, se la rete di comunicazione presso l'impianto di utenza sarà realizzata per mezzo di un router di proprietà dell'Utente, le caratteristiche del router da installare dovranno essere quelle definite da A2A, in questa fase transitoria, o da opportune evoluzioni delle Regole Tecniche di Connessione (quali quelle già in corso nella Norma CEI 0-16).

5.7 Accordi in essere con gli Utenti Attivi

Ad oggi sono in essere accordi preliminari con gli Utenti Attivi, mentre è attualmente in fase di sottoscrizione fra le Parti un Regolamento di Esercizio (vedi Allegato 1).

La definizione del RdE è stata piuttosto complessa; questi utenti, infatti, sono stati connessi alla rete prima del 2012 e, quindi, non sono soggetti al rispetto dei requisiti previsti dalla CEI 0-16 Terza Edizione. Ciò significa che gli utenti non sono obbligati a fornire i servizi di rete definiti nel paragrafo 8.8.6 della CEI 0-16 e, nel loro normale esercizio, possono immettere con continuità, nel rispetto dei vincoli di rete, tutta la potenza attiva prodotta. Per evitare di creare situazioni diverse rispetto a quelle precedentemente vigenti (che avrebbero portato l'utente attivo a non sottoscrivere il RdE), tutte le funzioni innovative di modulazione della potenza attiva e reattiva sono state inserite in un nuovo paragrafo "ART. 6 – SERVIZI DI RETE PROGETTO SMART GRID" specificando che tali azioni saranno monitorate e registrate e saranno poi opportunamente rimborsate, qualora rappresentino un danno (una mancata produzione) per il cliente stesso. In tutte le altre condizioni di esercizio, cioè quando il DSO non invia alcun segnale, continuano a valere le regole già esistenti.

A questo scopo, si segnala l'opportunità di una necessaria revisione della regolazione del fattore di potenza. Ad oggi, infatti gli utenti passivi o attivi con carico proprio sono soggetti al mantenimento di un cos ϕ medio mensile non inferiore a 0,9 (calcolato sulle sole fasce F1 e F2 che dal 2016 diventerà 0,95). Questo vincolo non si adatta bene con la possibilità di regolare la tensione tramite variazione della potenza reattiva della macchina; tali azioni potrebbero infatti, se prolungate nel tempo, portare a non rispettare il vincolo mensile. In questo senso, per favorire un reale contributo delle macchine alla regolazione della tensione, la norma deve evolversi in modo da considerare un vincolo non più mensile ma orario, e diverso in caso di impianto misto.

Una bozza del regolamento di esercizio è allegata alla relazione; il RdE è ancora in fase di bozza in quanto è necessario verificare con attenzione le modalità contrattuali da stabilire tra ARL e utente attivo in merito alla proprietà e all'esercizio delle apparecchiature. La soluzione di più semplice applicazione prevede un comodato d'uso per tutta la durata del progetto e una completa cessione a fine del progetto qualora l'utente attivo decida di mantenere funzionanti le apparecchiature installate; tale modalità è in corso di verifica.

5.8 Conclusioni in merito alla sperimentazione

Il Progetto Lambrate prevede l'implementazione di un sistema di regolazione, protezione e controllo, completamente interoperabile. Essendo tale obiettivo non raggiungibile con l'installazione di apparecchiature standard fornite da un unico costruttore, poiché basate su logiche proprietarie (diverse pertanto da costruttore a costruttore), è stato necessario effettuare una gara d'appalto, suddivisa in 4 lotti, relativi, per ciascuno dei due progetti, alle attività in cabina primaria e cabine lungo linea, e alle attività presso gli utenti attivi. Ponendo inoltre l'ulteriore vincolo della diversità dell'operatore aggiudicatario di ciascun lotto appartenente allo stesso progetto, si è inteso garantire la reale interoperabilità tra i sistemi spingendosi a un livello molto più esteso di quanto comunemente praticato.

Al fine di raggiungere la necessaria interoperabilità, è stato inoltre necessario definire, sin dalle fasi di specificazione tecnica di gara, una serie di messaggi da scambiare in protocollo IEC 61850 verificando con i costruttori la reale fattibilità. Prevedere l'interoperabilità ai livelli suddetti ha causato una notevole dilatazione delle tempistiche di aggiudicazione degli ordini.

Ad ordini assegnati, sempre a causa del forte carattere innovativo delle funzioni richieste, si sono riscontrate notevoli difficoltà nello sviluppare ed implementare le funzioni innovative previste dalle specifiche tecniche di progetto, ritardando di fatto le fasi di collaudo, installazione e messa in servizio.

Si sono, inoltre, aggiunte difficoltà nell'intervenire sugli impianti degli utenti.

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

Un importante elemento innovativo del progetto Lambrate consiste nella scelta di una infrastruttura di comunicazione pubblica basata completamente su rete ADSL; laddove presente, tale vettore risulterebbe la scelta migliore per il complessivo sistema. Durante la progettazione del complessivo sistema si sono riscontrate alcune criticità legate nel reperire sul mercato soluzioni idonee ai requisiti tecnici, che hanno comportato la definizione di un'architettura non sperimentata in nessun contesto.

Le soluzioni innovative proposte nel Progetto Lambrate consentirebbero di mettere in atto in via sperimentale alcune misure specifiche di dispacciamento locale da parte del distributore rispetto alle utenze attive di particolare importanza sottese alla rete di Lambrate (aeroporto di Linate, dotato di impianto cogenerativo di significativa potenza nominale).

Infatti, gli utenti attivi di natura cogenerativa sottesi alla rete di Lambrate hanno potenze installate (3 gruppi da 8 MW ciascuno) e tipologie di macchinario (motori alimentati a gas naturale) tali da consentire la possibilità di una rialimentazione in isola di parte della rete di Lambrate in caso di guasto ai trasformatori di cabina primaria di A2A Reti Elettriche, sperimentando quindi un innovativo servizio di soccorso che irrobustisce la "resilienza" del sistema di distribuzione a fronte di eventuali in condizioni di emergenza, ispirato al tema della "riduzione della vulnerabilità" affrontato anche dall'Autorità nel recente documento di consultazione 48/2015/R/eel. Inoltre, a prescindere dalle possibili rialimentazioni in emergenza della rete di Lambrate, il sistema di comunicazione e le apparecchiature messe in campo (sistema di previsione della produzione, scambio segnali per modulazione potenza attiva, monitoraggio in tempo reale) possono essere utilmente sfruttate anche per fornire servizi di dispacciamento, nel caso in cui si consentisse la partecipazione al MSD anche a macchine con potenze superiori a 1 MW, in congruenza con altri recenti documenti di consultazione dell'Autorità (354/2013/R/eel; 557/2013/R/eel).

6 ALLEGATI

6.1 Regolamento di esercizio con gli utenti attivi coinvolti nel progetto

Allegato 1

6.2 Eventuali pubblicazioni tecniche

- E. Fasciolo, S. Pugliese, M. Delfanti, V. Olivieri, M. Pozzi “Il progetto di Lambrate e Gavardo di A2A Reti elettriche”, Servizi a rete Novembre dicembre 2013.
- Il progetto di Lambrate e Gavardo. Focus AEIT Settembre 2011
- M. Delfanti, V. Olivieri, M. Pozzi, E. Fasciolo “A2A project: A practical implementation of smart grids in the urban area of Milan”, Electric Power Systems Research 120 (2015) 2–19

6.3 Scheda sintetica del progetto

Allegato 2

6.4 Protocollo di comunicazione

Allegato 3

REGOLAMENTO DI ESERCIZIO IN PARALLELO CON RETI MT DI A2A RETI ELETTRICHE S.p.A. DI GRUPPI GENERATORI DI PROPRIETÀ DEL PRODUTTORE

GENERALITA'

Il presente Regolamento di Esercizio si applica agli impianti di produzione previsti per il funzionamento in parallelo con la rete di A2A Reti Elettriche S.p.A. (di seguito ARL).

Il presente regolamento fra ARL e l'Utente Attivo _____ regola gli aspetti tecnici inerenti la realizzazione e le modalità di esercizio e manutenzione della connessione alla rete MT di ARL alla tensione di _____ kV dell'impianto di produzione di seguito descritto, oltre alle modalità di esercizio da applicare *durante il periodo di implementazione e sviluppo del progetto smart grid* _____, incentivato ai sensi della Delibera ARG/elt 39/10 e monitorato dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas, in cui l'Utente Attivo è coinvolto.

Denominazione : _____

Indirizzo: _____

Località : _____

Comune: _____ Provincia _____

Codice POD del punto di connessione alla rete _____:

Codice nodo elettrico MT _____

Codice rintracciabilità pratica di connessione: _____

(ripetere per ogni CENSIMP ovvero per ogni impianto)

A. Codice CENSIMP rilasciato dalla procedura GAUDI : _____

Potenza nominale installata : _____ [kW/kVA]

Potenza disponibile in immissione: _____ [kW]

Potenza disponibile in prelievo: _____ [kW]

- Rotante Sincrono: termoelettrico
- Rotante Sincrono: idroelettrico
- Rotante Asincrono: termoelettrico
- Rotante Asincrono: idroelettrico
- Rotante: eolico Doubly Fed Induction Generator
- Rotante: eolico Full Power Converter
- Statico: Fotovoltaico
- Altro (*specificare*)

I termini tecnici riportati nel presente regolamento sono definiti in conformità con la normativa vigente e le norme CEI.

Le condizioni contenute negli articoli del regolamento diventano vincolanti tra le Parti sin dalla data di sottoscrizione dello stesso.

Pertanto fra ARL e Utente Attivo (titolare dei rapporti con ARL) si stabiliscono le condizioni di seguito elencate.

ART. 1 – REGOLE TECNICHE DI RIFERIMENTO

In ottemperanza alle disposizioni dell'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas, in particolare Del. ARG/elt n. 99/08 e s.m.i. "Testo integrato delle condizioni tecniche ed economiche per la connessione alle reti con l'obbligo di connessione di terzi degli impianti di produzione - TICA", le Parti prendono atto che le condizioni tecniche per la connessione alla rete MT e i requisiti di sistema sono contenuti nella norma CEI 0-16, che rappresenta la regola tecnica di riferimento, e

Allegato 1

nelle eventuali guide per la connessione di ARL (come da Allegati C e D)

Sulla base dell'evoluzione normativa dei requisiti richiesti ai generatori e delle caratteristiche dell'impianto di rete per la connessione, il presente regolamento potrà essere aggiornato su richiesta di una delle Parti e l'impianto di produzione dovrà, all'occorrenza, essere adeguato totalmente o parzialmente.

ART. 2 – CARATTERISTICHE DEL COLLEGAMENTO

In condizioni ordinarie di esercizio, l'Utente Attivo è connesso alla linea MT a ____ kV denominata _____ uscente dalla Cabina Primaria di _____.

Il punto di connessione è posto nella cabina di consegna denominata _____ n° _____, sita all'indirizzo (via/piazza) _____, Comune di _____ Provincia di _____.

Il punto di consegna coincide con il punto di prelievo/immissione, ed è fisicamente individuato sui capicorda dei terminali del cavo di collegamento proveniente dalla cabina dell' Utente Attivo, posti nello scomparto Misure ubicato all'interno della cabina di consegna di ARL, così come indicato nello schema elettrico unifilare di cui all'Allegato B.

Nel caso di connessioni già esistenti con cabine in elevazione o posti di trasformazione su palo e consegna agli amari, il punto di consegna è fissato in corrispondenza (*selezionare il caso che ricorre*):

- dei colli morti posti a monte dell'isolatore passamuro (quest'ultimo di proprietà e competenza dell'Utente Attivo) della linea aerea che alimenta il locale Utente Attivo ;
- dei morsetti del terminale del cavo di proprietà dell'Utente Attivo nel locale _____ in corrispondenza della cella misura (TA-TV).

ART. 3 – LIMITI PATRIMONIALI E DI COMPETENZA

Si precisa che:

- 3.1 gli elementi di impianto (carpenteria, conduttori, ecc.) e le apparecchiature a monte del punto di connessione presenti nei locali di cui ai punti 4) e 5) del presente elenco sono di proprietà di ARL, mentre sono di proprietà dell'Utente Attivo tutti gli elementi a valle;
- 3.2 le apparecchiature innovative relative al progetto smart grid _____ saranno fornite e installate a cura di ARL. Tali apparecchiature (la cui lista e descrizione completa è riportata nell'Allegato L) saranno consegnate da ARL per tutta la durata del progetto (due anni) in comodato d'uso gratuito all'Utente Attivo (secondo le modalità contrattuali definite nell'Allegato M). Durante la durata del progetto è garantita da ARL l'attività di manutenzione delle apparecchiature innovative. Al termine del progetto, sarà lasciata all'Utente Attivo la facoltà di decidere se continuare a mantenere tali apparecchiature (in questo caso, ARL cederà a titolo gratuito tutte le apparecchiature riportate nell'Allegato L) o dismetterle e restituirle ad ARL. Nel primo caso, tutti i costi di gestione, manutenzione e anche la dismissione al termine della vita utile delle apparecchiature, saranno posti in capo all'Utente Attivo che ne diventerà a tutti gli effetti proprietario (elenco apparecchiature riportato nell'Allegato L); nel secondo caso, la dismissione delle apparecchiature del progetto e la riattivazione di quelle precedentemente installate dall'Utente, sono a carico dell'Utente stesso;
- 3.3 la cabina di consegna e il terreno su cui essa insiste sono di proprietà dell'Utente Attivo;
- 3.4 il locale destinato alle apparecchiature di consegna è ceduto dall'Utente Attivo in uso esclusivo ad ARL mediante apposito atto di servitù o accordi presi tra le parti, esteso anche

ai rapporti accessori (servitù di elettrodotto, di passaggio e di accesso); in detto locale ARL potrà installare tutte le apparecchiature, da considerarsi asservite all'impianto di rete per la connessione, ritenute necessarie al corretto funzionamento del nodo di connessione anche in relazione alle evoluzioni tecnologiche future;

- 3.5 il locale destinato alle apparecchiature di misura deve essere accessibile ad ARL e all'Utente Attivo fino a quando resterà in essere il contratto commerciale di fornitura/vettoriamento di energia elettrica. In detto locale ARL potrà installare tutte le apparecchiature necessarie alla misurazione e registrazione della potenza e dell'energia elettrica transitante.

ART. 4 – SERVIZIO DI CONNESSIONE

Nel caso di nuove connessioni, ARL fornisce il servizio di connessione all'impianto dell'Utente Attivo a decorrere dall'ora e dalla data riportate in calce alla "Dichiarazione di conferma di allacciamento", redatta e firmata dall'Utente Attivo al termine della esecuzione dei lavori per la realizzazione dell'impianto per la connessione, prima della messa in parallelo dell'impianto della rete di ARL.

Da quel momento, gli impianti elettrici della cabina di consegna devono considerarsi a tutti gli effetti in tensione.

In caso di impianti di produzione installati presso forniture MT esistenti e già connesse alla rete (tramite una fornitura di energia elettrica diversa dai servizi ausiliari dell'impianto), ARL fornirà il servizio di connessione all'impianto di produzione a decorrere dalla data riportata in calce al presente regolamento firmato dall'Utente Attivo al termine dell'esecuzione dei lavori per la realizzazione dell'impianto.

A decorrere dall'ora e dalla data riportate in calce alla "Dichiarazione di conferma di allacciamento", gli impianti di produzione devono considerarsi a tutti gli effetti in parallelo alla rete di ARL, che risulta sollevata da qualsiasi responsabilità derivante dall'esercizio dell'impianto di produzione.

L'Utente Attivo inoltre si impegna a comunicare per iscritto a ARL ogni iniziativa o evento che possa comportare modifiche, anche parziali, al proprio impianto di generazione in funzione a quanto esposto nel presente Regolamento e ad evitarne l'attuazione prima del consenso scritto da parte della stessa ARL.

ART. 5 – CARATTERISTICHE DELL'IMPIANTO DELL'UTENTE ATTIVO E DEL SISTEMA DI PROTEZIONE

Le caratteristiche dei gruppi di generazione sono riportate nell'Allegato A.

Lo schema unifilare elettrico dell'impianto di generazione è riportato nell'Allegato B, ove sono indicati i confini di proprietà e le apparecchiature di protezione e misura installate.

Le tarature delle protezioni, che non possono essere modificate senza un accordo scritto tra le parti, sono riportate nell'Allegato C.

L'impianto, lo schema elettrico di collegamento, le unità di generazione e le apparecchiature devono essere conformi alla norma CEI 0-16; in particolare, il sistema di protezione generale (SPG) e di interfaccia (SPI) devono avere caratteristiche conformi rispettivamente agli allegati D ed E della suddetta norma CEI, così come le taglie dei trasformatori installati nell'impianto

E' di competenza dell'Utente Attivo installare e regolare i sistemi di protezione. Le tarature del sistema di protezione generale e di interfaccia dovranno essere coerenti con i valori indicati da ARL nella Tabella di cui all'Allegato C.

Ogni eventuale modifica a quanto dichiarato e a quanto riportato nel presente regolamento, compresi gli allegati, richiesta a qualsiasi titolo all'impianto dell'Utente Attivo, deve essere sottoposta a preventiva autorizzazione di ARL e successivamente aggiornata nel presente

regolamento.

Eventuali disservizi provocati sulla rete imputabili ad alterazioni dei suddetti valori, qualora tali alterazioni non siano state richieste da ARL, ricadranno sotto la responsabilità del Utente Attivo.

L'Utente Attivo deve realizzare nelle aree in cui sono ubicati i propri impianti apposito impianto di terra costruito secondo le norme vigenti. Le verifiche degli impianti di terra sono regolate dal paragrafo 8.5.5.2 della Norma CEI 0-16.

Si precisa che solo i generatori ed i trasformatori di connessione indicati nell'addendum al presente regolamento possono funzionare in parallelo con la rete ARL: è vietato collegare altri generatori/trasformatori diversi da quelli comunicati e concordati fra le Parti.

Le unità di generazione devono interagire con la rete senza recare danno o degrado al funzionamento della stessa; pertanto devono essere comunque conformi alla norma CEI 0-16.

In particolare, l'Utente Attivo si impegna ad assicurare che le unità di generazione dell'impianto siano rispondenti alle prescrizioni specificatamente indicate nei seguenti paragrafi della Norma CEI 0-16, in riferimento alla tipologia di unità di generazione installata presso l'impianto dell'Utente Attivo:

- a) 8.8.4 Avviamento, sincronizzazione e presa di carico;
- b) 8.8.5 Funzionamento continuativo in parallelo alla rete del Distributore;
- c) 8.8.7 Separazione dell'impianto di produzione dalla rete;
- d) 8.8.8 Sistemi di protezione.

ART. 6 – SERVIZI DI RETE PROGETTO SMART GRID

6.1 GENERALITÀ DEL PROGETTO SMART GRID

Durante i due anni di sviluppo del progetto smart grid, saranno sperimentate innovative funzioni di controllo, regolazione e protezione degli impianti di generazione che consentiranno di implementare modalità di gestione della rete elettrica e degli impianti dell'Utente Attivo ottimizzate per consentire la completa integrazione degli impianti stessi con la rete di ARL.

Le funzioni che saranno sviluppate sono:

1. automazione avanzata di rete e incremento dell'affidabilità del SPI mediante telescatto;
2. regolazione della potenza reattiva;
3. regolazione della potenza attiva;
4. monitoraggio in tempo reale di carico e GD ai fini del controllo del Sistema Elettrico Nazionale.

Tutte le funzioni saranno realizzate attraverso l'installazione delle apparecchiature innovative di cui all'Allegato L e di un sistema di comunicazione always on.

ARL si impegna a sostenere per la durata del progetto (due anni) i costi operativi relativi al sistema di comunicazione, e alle altre apparecchiature qualora presenti.

Tutte le apparecchiature innovative sono conformi alle norme tecniche vigenti.

Le funzioni innovative saranno realizzate in logica locale (in modo automatico) in funzione dei valori assunti dai parametri di rete, tensione e frequenza, o in logica centralizzata sulla base di segnali inviati da ARL. In questo caso, ARL invierà, tramite il sistema di comunicazione, opportuni valori di set-point delle unità di generazione dell'impianto dell'Utente Attivo ed eventualmente dei carichi, e tramite le apparecchiature innovative questi set-point saranno poi implementati in modo automatico sulle macchine. ARL potrà inviare anche, tramite il medesimo sistema di comunicazione, segnali di selettività logica o teledistacco dell'intero impianto o della/e sola/e unità di generazione (in conformità con quanto richiesto dall'Allegato A.72).

A2A non risponderà in alcun modo per i mancati ricavi derivanti dalla disconnessione dell'intero impianto o della/e sola/e unità di generazione.

6.2 FUNZIONI DI PROTEZIONE

Tutte le azioni di protezione (selettività logica con apertura del SPG in caso di guasto nell'impianto dell'Utente Attivo e telescatto del SPI in caso di guasto sulla linea MT a monte del punto di connessione del generatore) saranno effettuate senza comunicazione preventiva da parte di ARL in quanto conseguono a guasti e costituiscono un decisivo miglioramento della gestione degli impianti e aumentano la qualità e la continuità del servizio della rete di ARL e dell'Utente Attivo stesso.

6.3 FUNZIONI DI REGOLAZIONE DELLA POTENZA ATTIVA E REATTIVA

Tutte le azioni di regolazione della potenza reattiva effettuate nei limiti indicati nell'[ART. 14 – SCAMBIO DI ENERGIA REATTIVA](#) saranno effettuate sia in logica locale, sia in logica centralizzata senza comunicazione preventiva da parte di ARL.

Tutte le azioni di regolazione della potenza attiva, come indicate nell'[ART. 7 – CONDIZIONI DI ESERCIZIO DEL COLLEGAMENTO DI PARALLELO FRA LA RETE ARL E L'IMPIANTO DELL'UTENTE ATTIVO](#) e nell'[ART. 13 – PIANO DI PRODUZIONE](#), saranno effettuate sia in logica locale, sia in logica centralizzata senza comunicazione preventiva da parte di ARL.

Tutte le azioni di regolazione della potenza attiva e reattiva al di fuori dei limiti sopraccitati, da realizzare in sola logica centralizzata, saranno invece preventivamente concordate con l'Utente Attivo. *Queste azioni di regolazione saranno comunque normalmente richieste per poche ore all'anno.*

6.4 FUNZIONI DI MONITORAGGIO DELLE PRINCIPALI GRANDEZZE ELETTRICHE

Per quanto riguarda le funzioni di monitoraggio, queste saranno effettuate senza comunicazione preventiva da parte di ARL in quanto non comportano alcuna variazione del funzionamento dell'impianto. In particolare, nel punto di connessione, l'Utente Attivo renderà disponibili ad ARL, secondo il formato previsto dal progetto e attraverso il sistema di comunicazione implementato, le grandezze relative alla potenza attiva, alla potenza reattiva e al valore di tensione (tale funzione è peraltro conforme con le prescrizioni del punto 8.10 della norma CEI 0-16).

6.5 MODALITÀ DI REALIZZAZIONE

Al fine di svolgere le predette attività, l'Utente Attivo si impegna a coadiuvare il personale di ARL nell'esecuzione dei lavori di installazione e nello sviluppo delle attività di monitoraggio e test per tutta la durata del progetto in modo da verificare il corretto funzionamento delle apparecchiature innovative, i benefici legati allo sviluppo di funzioni smart, le modalità per la trasmissione dei dati di funzionamento dell'impianto, le performance del sistema di comunicazione.

ARL si impegna a tenere un corso per l'utilizzo delle apparecchiature innovative installate per il progetto smart grid ed a tenere informato l'Utente Attivo dei risultati ottenuti

Le attività di cui sopra verranno svolte in reciproca autonomia, a titolo gratuito per entrambe le parti, ovvero senza lo scambio di alcun corrispettivo.

ARL e l'Utente Attivo si impegnano a mantenere la confidenzialità e riservatezza delle informazioni scambiate, e a non divulgare a terzi l'oggetto delle attività congiunte senza il consenso dell'altra parte.

L'Utente Attivo riconosce ed accetta che tutti i diritti di proprietà intellettuale/industriale relativi al progetto smart grid e a ciascuno degli elementi che lo compongono ivi inclusi, in via meramente esemplificativa e non esaustiva, i marchi, i brevetti per invenzioni e modelli di utilità, i disegni e i modelli, il know how, i segreti commerciali, i diritti d'autore, le personalizzazioni, sono di ARL e/o di fornitori/licenzianti della medesima.

ART. 7 – CONDIZIONI DI ESERCIZIO DEL COLLEGAMENTO DI PARALLELO FRA LA RETE ARL E L'IMPIANTO DELL'UTENTE ATTIVO

L'Utente Attivo dichiara che l'esercizio in parallelo dell'impianto di produzione avviene sotto la sua responsabilità e nel rispetto delle seguenti condizioni:

1. i gruppi generatori dell'Utente Attivo, indicati nel presente documento, possono funzionare in parallelo con la rete ARL ed è vietato il collegamento a tale rete di impianti generatori diversi da essi;
2. in caso di disponibilità di altre connessioni di rete (quali ad es. punti di alimentazione di emergenza, ecc.), l'Utente Attivo dovrà mantenerle elettricamente separate da quella oggetto del presente regolamento;
3. le unità di generazione dell'Utente Attivo sono in grado di rimanere in parallelo alla rete con i parametri elettrici, tensione e frequenza, entro i limiti stabiliti dalla norma CEI 0-16 nelle possibili condizioni di funzionamento del sistema elettrico;
4. il collegamento e le unità di generazione non causano disturbi alla tensione di alimentazione e alla continuità del servizio sulla rete ARL; in caso contrario, la connessione sarà interrotta automaticamente e tempestivamente; qualora il sistema di protezione dell'Utente Attivo risultasse indisponibile o non rispondente a quanto richiesto, ARL potrà attuare o far attuare il distacco dalla rete MT a salvaguardia del funzionamento in sicurezza del sistema elettrico;
5. ARL può effettuare più rilanci di tensione per esigenze di esercizio della propria rete, sia automaticamente, che manualmente, in tempi che, al minimo, possono essere dell'ordine di 400 ms dal mancare della tensione sulla rete. Tali rilanci non sono condizionati alla verifica da parte di ARL della presenza dei generatori/convertitori in parallelo alla rete. L'Utente Attivo prende quindi atto che la protezione di interfaccia potrebbe non intervenire entro il tempo di attesa alla richiusura degli interruttori di ARL e ciò potrebbe causare una richiusura dell'interruttore con una tensione in discordanza di fase con quella della tensione di impianto, determinando una condizione di rischio per la salvaguardia delle apparecchiature. Pertanto l'Utente Attivo deve adottare tutti gli accorgimenti necessari alla salvaguardia dei propri impianti, generatori inclusi, in funzione delle caratteristiche degli stessi, per essere in grado di resistere alle sollecitazioni conseguenti alle richiusure degli organi di manovra della rete di proprietà di ARL. La durata delle sequenze dei rilanci ha tempi molto variabili. E' necessario quindi, in caso di dispositivi che ricolleghino automaticamente l'impianto di produzione, impostare un adeguato tempo di attesa almeno pari a 5 minuti, comunque superiore al più lungo ciclo automatico e/o manuale per l'eliminazione del guasto. In particolare la riconnessione è ammessa se il valore della frequenza permane per almeno 5 minuti nel range compreso tra 49,95 Hz e 50,05 Hz;
6. i valori di regolazione prescritti dalle norme vigenti, per i sistemi di protezione generale e di interfaccia e delle medesime funzioni protettive eventualmente implementate nei sistemi di controllo dei generatori e degli inverter, non possono essere modificati dall'Utente Attivo; viceversa l'Utente Attivo è tenuto, di volta in volta a sua cura e spese, ad adeguare le regolazioni in questione a fronte di una richiesta formale da parte di ARL o modifica di quanto prescritto dalle normative tecniche in vigore;
7. l'Utente Attivo si impegna a non manomettere o manovrare gli impianti e le apparecchiature di competenza di ARL e a mantenere efficienti il sistema di protezione, comando e controllo dell'impianto di produzione con la verifica almeno una volta ogni due anni e per l'impianto di terra ad eseguire le verifiche secondo la normativa vigente.

Si precisa inoltre che valgono le seguenti condizioni per l'esercizio dell'impianto:

Allegato 1

- a. ARL si riserva il diritto di interrompere il servizio di connessione qualora vengano registrate immissioni di potenza attiva superiori ai valori di potenza disponibile indicati nelle "Generalità" del presente regolamento;
- b. in caso di mancanza di tensione sulla rete di ARL l'impianto dell'Utente Attivo non è autorizzato a immettere potenza, né mantenere in tensione parti della rete di ARL separate dalla rete di distribuzione pubblica, fatte salve indicazioni diverse fornite per iscritto da ARL;
- c. la soluzione tecnica di connessione, riportata nel preventivo accettato dall'Utente Attivo ed a seguito di cui è stato stipulato il precedente regolamento di esercizio, è stata elaborata a partire da verifiche preliminari basate sui criteri di ARL e previsti dalle norme CEI e su calcoli di rete di tipo statistico effettuati considerando un assetto di esercizio di rete standard. Pertanto, su richiesta di ARL, in caso di variazioni di assetto di esercizio della rete dovuti a guasti o lavori programmati, o richieste da parte di TERNA ad ARL per esigenze di sicurezza del sistema elettrico nazionale, l'Utente Attivo è tenuto a modulare la potenza immessa in rete MT nei valori comunicati formalmente da ARL compreso il valore pari a zero. Gli ordini di modulazione saranno inviati all'Utente Attivo secondo i termini di seguito elencati e riportati nella procedura di ARL relativa alla riduzione selettiva della generazione distribuita in condizioni di emergenza;
- d. di norma le richieste di modulazione sono motivate, oltre che per la procedura di emergenza, anche per i seguenti principali motivi (casi non esaustivi):
 - effettuare interventi di sviluppo e/o adeguamento della rete elettrica, da parte di ARL, in assolvimento degli obblighi derivanti a proprio carico dall'atto di concessione di cui è titolare;
 - espletamento delle attività di manutenzione ordinaria e straordinaria della rete elettrica di distribuzione e/o di trasmissione ovvero per guasti;
 - mancata alimentazione da punti di interconnessione con altri esercenti;
 - specifiche disposizioni impartite per ordine delle Autorità competenti, basate sulla normativa vigente, che comportino la mancanza di alimentazione totale o parziale della rete alla quale è connesso (direttamente o indirettamente) l'impianto di produzione.;

I sopracitati punti da 1 a 7 e da a) a d) sono vincolanti per l'ottenimento e il mantenimento del servizio di connessione.

ART. 8 – MANUTENZIONE E VERIFICA DELL'IMPIANTO E DELLE PROTEZIONI

Nel periodo di vigenza del regolamento l'Utente Attivo è tenuto a eseguire i controlli necessari ed una adeguata manutenzione dei propri impianti e delle proprie apparecchiature al fine di non arrecare disturbo alla qualità del servizio della rete.

Il controllo e la manutenzione ordinaria e straordinaria dell'impianto e delle apparecchiature compete all' Utente Attivo relativamente agli elementi di sua proprietà, incluso l'impianto di terra della cabina di consegna (se di proprietà). Per tutta la durata del progetto, vale quanto riportato all' ART. 3 paragrafo 3.2.

L'Utente Attivo si impegna a mantenere efficiente il suddetto impianto di terra ai sensi della normativa vigente e il sistema di protezione generale e d'interfaccia verificando periodicamente le regolazioni delle soglie d'intervento con un controllo minimo ogni 2 anni come richiesto dalla CEI 0-16.

Inoltre, l'Utente Attivo si impegna ad informare tempestivamente ARL di qualsiasi intervento intende effettuare su tali apparecchiature nonché su altre apparecchiature (es. interblocchi, dispositivi di rinalzo, etc.) e impianti che abbiano ripercussione sull'esercizio della rete del Distributore e ad aggiornare, dopo aver ricevuto il benestare da parte di ARL, gli allegati al presente regolamento.

Allegato 1

L'Utente Attivo si impegna inoltre a rendersi disponibile per garantire l'effettuazione delle opportune verifiche su SPG e SPI, anche in seguito di:

- eventuali modifiche ai valori di regolazione delle protezioni generali e di interfaccia che si rendono necessarie per inderogabili esigenze di esercizio della rete (tali modifiche saranno contestualmente ufficializzate con l'aggiornamento dell'Allegato C, F e G);
- eventuali modifiche del regolamento che si rendano necessarie in conseguenza di nuove normative in materia o di innovazioni tecnologiche.

In caso di eventi straordinari, disservizi, anomalie nella qualità della tensione rilevata sulla rete e/o presunte anomalie nel funzionamento dei gruppi di misura, ARL ha la facoltà di richiedere che alcuni controlli siano ripetuti dall'Utente Attivo in presenza del proprio personale, ovvero si riserva di effettuare, in qualsiasi momento, la verifica di funzionamento dei sistemi di protezione generale e di interfaccia. Qualora si rilevino irregolarità nelle regolazioni delle protezioni, ARL potrà addebitare all'Utente Attivo le spese sostenute per le proprie attività di verifica all'Utente Attivo, il quale dovrà effettuare tutti gli interventi necessari per ripristinare la regolarità del proprio impianto. Parimenti potranno essere addebitati all' Utente Attivo i danni ad impianti di ARL e/o di Terzi imputabili a regolazioni diverse da quanto prescritto e riportato nel presente regolamento (Allegato C) o a modifiche relative alla configurazione dell'impianto stesso.

I controlli occasionali e periodici dell'impianto di terra della cabina e dei sistemi di protezione saranno eseguiti comunque sotto la responsabilità dell'Utente Attivo.

ARL, ogniqualvolta lo ritenga opportuno ed in seguito ad anomalie rilevate sulla rete, potrà richiedere all'Utente Attivo una dichiarazione inerente il controllo delle regolazioni impostate e sullo stato di installazione e manutenzione delle apparecchiature e degli impianti (incluso l'impianto di terra della cabina), riservandosi di verificare quanto da questi dichiarato.

L'Utente Attivo, pertanto, produrrà adeguata documentazione che certifichi la verifica di quanto originariamente prescritto da ARL.

ARL si riserva di verificare quanto da questi dichiarato; a tal fine, l'Utente Attivo si impegna a coadiuvare il personale di ARL nell'esecuzione di dette verifiche e a garantire l'accesso agli impianti da verificare.

ART. 9 – DISPOSIZIONI OPERATIVE

9.1 RIFERIMENTI PER L'ESERCIZIO DELL'IMPIANTO

L'elenco del personale dell' Utente Attivo, con i relativi recapiti, autorizzato a mantenere i rapporti che riguardano l'esercizio del collegamento fra ARL e Utente Attivo è riportato nell'Allegato H.

Ciò premesso, l'Utente Attivo si impegna a segnalare tempestivamente ogni variazione in merito.

Nell'elenco di cui sopra devono essere comunque specificati i nominativi ed i recapiti delle seguenti figure:

- a) Titolare impianto (Utente Attivo)
- b) Delegato ai rapporti di esercizio con ARL (RIF)
- c) Responsabile Impianto (RI)

Qualora le suddette figure non diano riscontro ripetutamente a richieste operative da parte di ARL, quest'ultima si riserva la possibilità di interrompere la connessione.

9.2 DISSERVIZI

In caso di disservizi sulla rete e/o guasti nell'impianto del Utente Attivo, sia il personale di ARL che quello dell'Utente Attivo devono tempestivamente scambiarsi qualunque informazione utile ad un veloce ripristino del servizio elettrico (vedere Allegato H).

Allegato 1

Il personale autorizzato dall'Utente Attivo deve eseguire sollecitamente tutte le manovre e gli adempimenti richiesti da ARL per necessità di servizio.

In caso di mancanza dell'alimentazione in tutto l'impianto dell'Utente Attivo od in una parte di esso, a seguito di disservizi sulla rete di ARL, il personale di ARL può ripristinare, anche temporaneamente, il servizio senza preavviso.

Resta peraltro inteso che l'eventuale conferma dell'assenza di tensione non autorizza alcuna persona ad accedere agli impianti, essendo tale autorizzazione vincolata agli adempimenti di sicurezza di cui al successivo paragrafo. Il personale di ARL può eseguire tutte le manovre necessarie al servizio della propria rete anche senza preavviso.

Le sospensioni con preavviso di energia elettrica non costituiscono in ogni caso inadempienza ai termini del regolamento imputabile a ARL.

ARL si riserva la facoltà di installare, se ritenuto necessario, apparecchiature di registrazione e controllo per la verifica del funzionamento dei dispositivi di protezione e misura, anche al fine della ricostruzione della dinamica degli eventuali disservizi.

ARL si riserva, infine, la facoltà di interrompere la connessione qualora l'esercizio dei propri impianti sia compromesso da perturbazioni provocate dall'impianto dell'Utente Attivo o da inefficienza delle sue apparecchiature.

9.3 MODALITÀ PER LA MESSA IN SICUREZZA DEL COLLEGAMENTO IN CASO DI LAVORI

Ai fini della sicurezza del personale di entrambe le Parti, per le attività lavorative e di manutenzione su o in prossimità di impianti elettrici, devono essere adottate e rigorosamente rispettate le normative di legge e tecniche in vigore. In particolare devono essere applicate le norme CEI EN 50110-1 e 2 "Esercizio degli impianti elettrici", la norma CEI 11-27, nonché quanto previsto dal Decreto Legislativo n. 81/2008 ed eventuali successive modifiche o integrazioni.

Per gli interventi che interessano parti confinanti o che comunque richiedono l'esclusione congiunta di impianti o loro parti, afferenti sia alle installazioni di ARL che a quelle dell'Utente Attivo, quest'ultimo deve prendere accordi con il personale autorizzato di ARL, per la messa in sicurezza degli impianti ed applicare la presente regolamentazione.

Tutti i conduttori, gli elementi di impianto e le apparecchiature, se non collegati efficacemente e visivamente a terra, secondo quanto riportato nella norma CEI 99-3 e sue modifiche e integrazioni, devono sempre considerarsi sotto tensione pericolosa, indipendentemente da qualsiasi indicazione.

Pertanto, nessuna persona potrà accedere ai medesimi o alle loro immediate vicinanze, senza che siano state precedentemente adottate le misure di sicurezza indicate qui di seguito.

Si fa presente che, in occasione di lavori sulla sezione ricevitrice, si possono avere due casi:

- a) lavori che richiedono la messa fuori tensione del cavo di collegamento;
- b) lavori che non richiedono la messa fuori tensione del cavo di collegamento.

Quindi si procederà come di seguito indicato:

Caso a):

1. L'Utente Attivo provvederà a sezionare il cavo all'estremità della sezione ricevitrice e ad attuare provvedimenti contro la richiusura accidentale dell'organo di sezionamento.
2. ARL provvederà a sezionare e mettere a terra il cavo a monte del punto di consegna, ad assicurarsi contro la richiusura e ad apporre il cartello "LAVORI IN CORSO NON EFFETTUARE MANOVRE".
3. L'Utente Attivo provvederà a mettere a terra il cavo all'estremità della sezione ricevitrice con un dispositivo mobile o fisso, quest'ultimo se esistente; all'avvenuta messa a terra del cavo eseguita a cura dell' Utente Attivo, ARL provvederà, qualora necessario, a

Allegato 1

disconnettere metallicamente dal proprio impianto i terminali, le guaine metalliche e gli schermi del cavo stesso, per poi consegnarlo formalmente all' Utente Attivo mediante rilascio (a chi ha richiesto l'intervento per la messa in sicurezza degli impianti) della attestazione scritta secondo le PRE (Prescrizioni contro i Rischi da Elettrocuzione) di ARL di avvenuta esecuzione delle operazioni di cui sopra e al punto 2.

4. L'Utente Attivo provvederà all'esecuzione dei lavori; di norma, questi lavori dovranno essere fatti al di fuori del locale riservato a ARL.
5. A lavori ultimati, sarà a cura dell' Utente Attivo, con supporto di documentazione scritta (restituzione della suddetta attestazione firmata), riconsegnare a ARL il cavo integro, dopo averlo collegato al dispositivo generale del suo impianto, sezionato e previa rimozione dei dispositivi di messa a terra, se di tipo mobile, tenendo presente che la manovra dei dispositivi fissi di messa a terra è equivalente alla rimozione dei dispositivi di tipo mobile, ciò costituisce di per sé autorizzazione a rimettere in tensione per gli impianti interessati.

ARL rilascerà all'Utente Attivo apposita attestazione scritta dell'avvenuta messa in sicurezza, in assenza della quale il collegamento si considera a tutti gli effetti in tensione e quindi con responsabilità diretta dell' Utente Attivo in merito alle modalità di accesso in sicurezza ai propri impianti.

Il personale dell'Utente Attivo, avente il ruolo di Responsabile Impianto (RI) autorizzato ad effettuare la messa fuori servizio prima dei lavori o la rimessa in servizio dopo gli stessi, dovrà essere comunicato ogni volta per iscritto a ARL e deve essere Persona Esperta ai sensi della norma CEI EN 50110.

A tale scopo, l'Utente Attivo riporta, nell'Allegato H, i nominativi con i relativi recapiti delle persone autorizzate a mantenere i rapporti che riguardano l'esercizio del collegamento fra ARL e Utente Attivo e per gli eventuali interventi di messa in sicurezza dell'impianto preliminari allo svolgimento delle suddette attività.

Ciò premesso, l'Utente Attivo si impegna a segnalare tempestivamente ogni variazione in merito, utilizzando l'apposito modello "elenco e recapiti del personale autorizzato" fornito da ARL (Allegato H).

Caso b):

- 1) ARL non effettuerà alcuna manovra e l'Utente Attivo deve applicare quanto previsto dalle norme CEI relative.

Qualora, da parte di ARL o dell'Utente Attivo, si prospetti la necessità di accedere agli impianti per lavori, dovranno preliminarmente essere presi accordi tra le persone autorizzate di entrambe le parti.

In caso di cessazione del contratto, l'Utente Attivo si impegna, inoltre, a contattare ARL al fine di distaccare la fornitura e mettere in sicurezza il collegamento elettrico al proprio impianto.

ART.10 – CONDIZIONI PARTICOLARI

L'Utente Attivo prende atto che innovazioni tecnologiche o normative potranno in futuro indurre ARL a richiedere varianti o integrazioni al regolamento di esercizio e si impegna a dare seguito a tali richieste per quanto di sua competenza.

L'Utente Attivo, inoltre, si impegna a comunicare tempestivamente a ARL qualsiasi iniziativa od evento che, per qualsiasi motivo, comporti modifica o variazione, anche parziale, di quanto esposto nel regolamento e/o nei relativi allegati (incluso lo schema elettrico dell'impianto) e a subordinare tali modifiche al consenso di ARL, attenendosi comunque alle eventuali condizioni che eventualmente vincolassero tale consenso.

Dopo aver ricevuto il benestare da parte di ARL, l'Utente Attivo si impegna a rinnovare il regolamento e/o i relativi allegati secondo le disposizioni di ARL vigenti.

Allegato 1

Qualora in seguito alla sottoscrizione del regolamento e alla messa in parallelo alla rete dell'impianto di produzione, quest'ultimo sia oggetto di modifiche impiantistiche o variazioni dei componenti, rispetto a quanto riportato nello schema elettrico allegato o a quanto dichiarato al precedente [ART. 6 – SERVIZI DI RETE PROGETTO SMART GRID](#), per effetto di interventi di modifica o di sviluppo, le Parti dovranno aggiornare o rifare il regolamento, previa sospensione della connessione.

ART. 11 – FUORI SERVIZIO DELLA CONNESSIONE

In relazione agli interventi di manutenzione ordinaria e/o straordinaria che ARL dovrà eseguire sui propri impianti di distribuzione dell'energia elettrica, la connessione dell'impianto di produzione alla rete MT di ARL potrebbe non essere disponibile per un periodo stimato in circa 2 settimane ogni 2 anni.

ART. 12 – DESCRIZIONE DELL'IMPIANTO DI PRODUZIONE

L'Utente Attivo gestirà i seguenti gruppi generatori:

n° _____ gruppi di generazione, aventi le seguenti caratteristiche

n.	Marca	Tipo	Fonte di alimentazione	Potenza nominale (precisare se kW o kVA)	Tensione nominale (kV)	Corrente di corto circuito (% nominale)
Vedere Allegato A						

ART. 13 – PIANO DI PRODUZIONE

Il valore massimo di potenza di produzione elettrica che può essere immessa sulla rete ARL è pari a _____ kW/kVA. Tale valore non può essere superato in nessun caso e per nessuna durata temporale, pena la sospensione della connessione.

In ogni caso, l'Utente Attivo risponde di tutti gli eventuali danni arrecati ad ARL o a terzi in conseguenza di una immissione in rete di una potenza eccedente il valore limite stabilito.

Eventuali necessità di immissioni di potenza in rete superiori a quelle sopra definite dovranno essere oggetto di nuova richiesta di connessione.

In occasione di disservizi, di lavori o di modifiche all'assetto della rete alimentante l'impianto, ARL potrà richiedere di limitare (temporaneamente) la potenza predetta ad un valore che sarà indicato da ARL per ogni specifico caso.

ART. 14 – SCAMBIO DI ENERGIA REATTIVA

Per lo scambio di energia reattiva con la rete di ARL, l'Utente Attivo deve rispettare quanto prescritto dalla legislazione e normativa vigente, nonché quelli stabiliti nei contratti di cessione e/o prelievo.

Il regime di scambio della potenza reattiva deve consentire di mantenere la tensione su tutta la rete MT e su tutte le reti BT sottese, entro il campo prescritto dalle norme; pertanto, in determinate condizioni di rete, per motivate esigenze di esercizio e di regolazione della tensione della rete elettrica, o qualora la connessione dell'impianto dell'Utente Attivo comporti variazioni di tensione inaccettabili per i clienti MT connessi alla medesima rete e per i clienti BT ad essa sottesi, ARL potrà concordare con l'Utente Attivo un diverso regime di scambio di energia reattiva, purché compatibile con i vincoli di tensione e con le caratteristiche dei generatori presenti nell'impianto.

L'Utente Attivo deve quindi adottare idonei accorgimenti al fine di rispettare le predette condizioni; inoltre, deve limitare l'assorbimento di corrente all'avviamento dei gruppi e le conseguenti eventuali variazioni rapide di tensione sulla rete.

Allegato 1

Nei periodi in cui l'impianto di generazione non è collegato, per lo scambio di energia reattiva con la rete si applicano le regole generali dei clienti passivi.

Nei periodi in cui è attivo il progetto smart grid, per lo scambio di energia reattiva con la rete si applicano le regole contenute nel paragrafo "servizi di rete – progetto smart grid".

Il fattore di potenza dell'energia consegnata dovrà assumerne i valori riportati nella seguente tabella, se non diversamente specificato.

Per le connessioni di cui ai Casi A e B delle seguenti tabelle, su richiesta di ARL, in situazioni particolari e temporanee, per motivate esigenze tecniche, l'Utente Attivo sarà chiamato a fornire energia reattiva con un fattore di potenza diverso da quello indicato nelle stesse tabelle, compatibilmente con le caratteristiche dei generatori presenti nell'impianto.

Generatori sincroni – valori consentiti del fattore di potenza medio mensile per impianti di produzione

Fonte	Caso A	cos φ	
Idroelettrica	$P \leq 1$ MW	1	
Termoelettrica	$P \leq 3$ MW		
Fonte	Caso B	Fasce orarie F1, F2	Fascia oraria F3
Idroelettrica	$1 < P \leq 10$ MW	< 1 (generatore in sovraeccitazione)	1
Termoelettrica	$3 < P \leq 10$ MW		

Generatori asincroni – valori consentiti del fattore di potenza medio mensile per impianti di produzione

Fasce orarie F1, F2	cos φ (medio mensile) $\leq 0,9$
----------------------------	--

Generatori collegati alla rete pubblica tramite dispositivi di conversione statica – valori consentiti del fattore di potenza medio mensile per impianti di produzione.

		Limite
Condizione 1	$20\% \leq P \leq 100\%$	cos $\varphi \geq 0,8$ potenza reattiva assorbita
Condizione 2	P	cos $\varphi = 1$
Condizione 3	P	In anticipo, quando erogano una potenza reattiva complessiva non superiore al minor valore tra 1 kVAr e $(0,05 + P/20)$ kVAr, dove P è la potenza complessivamente installata espressa in kW

ART. 15 – DURATA DEL REGOLAMENTO

Il presente regolamento, che annulla e sostituisce a tutti gli effetti i precedenti, decorre dalla data indicata nel presente documento ed assume i termini di validità del Contratto di connessione, ad eccezione delle clausole 9.2 e 9.3 che restano valide anche in caso di cessione del contratto fino alla (eventuale) rimozione delle apparecchiature di misura dell'energia ed al distacco della fornitura.

La validità del presente documento cesserà al verificarsi di almeno una delle seguenti evenienze:

Allegato 1

- modifica delle caratteristiche dell'impianto dell'Utente Attivo descritte ai precedenti articoli e/o negli allegati;
- inadempienza da parte dell'Utente Attivo rispetto a uno o più articoli del contratto di connessione e del regolamento di esercizio;
- cessazione del contratto per la connessione.

ARL si riserva la facoltà di risolvere unilateralmente il regolamento anche nel caso in cui una innovazione normativa o tecnologica apportata alla rete MT renda inadeguato in tutto o in parte l'impianto dell'Utente Attivo; in questo caso sarà comunque concesso all'Utente Attivo un termine per apportare le modifiche ritenute necessarie da ARL, di norma sei mesi salvo indicazioni diverse, trascorso inutilmente il quale il regolamento si intenderà risolto e la connessione cessata.

In caso di qualunque variazione rispetto a quanto indicato nel presente documento, l'Utente Attivo si impegna a contattare ARL per rinnovare il regolamento ed i relativi allegati in conformità alle norme CEI 0-16 e alle disposizioni di legge vigenti. In caso di cessazione del contratto di fornitura, l'Utente Attivo si impegna, inoltre, a contattare ARL al fine di distaccare la fornitura e mettere in sicurezza il collegamento elettrico dei propri impianti. ARL rilascerà all'Utente Attivo apposita attestazione scritta dell'avvenuta messa in sicurezza, in assenza della quale il collegamento si considera a tutti gli effetti in tensione e quindi con responsabilità diretta dell'Utente Attivo in merito a modalità di accesso in sicurezza ai propri impianti. La cessazione di validità o la risoluzione del presente regolamento comporta il distacco della rete dell'impianto di produzione.

ART. 16 – MISURA DELL'ENERGIA

L' Utente Attivo si impegna a consentire l'accesso del personale di ARL ai gruppi di misura dell'energia, nei termini previsti nei documenti contrattuali, per le attività di installazione, manutenzione, verifica, lettura ed eventuale sigillatura; quest'ultima attività non sarà svolta da ARL qualora essa sia svolta a cura dell'Agenzia delle Dogane per effetto delle disposizioni normative vigenti in materia di antifrode.

Inoltre, l'Utente Attivo si impegna a garantire il mantenimento nel tempo delle condizioni di sicurezza previste dalla normativa di legge vigente e dalla norma CEI 0-16 per il locale ove è/sono collocato/i il/i sistema/i di misura (prodotta e/o scambiata con la rete).

In caso di richiesta di spostamento dei gruppi di misura dell'energia effettuata dall'Utente Attivo, l' Utente Attivo stesso prende atto di dover condividere con ARL il posizionamento dei gruppi di misura, qualora il relativo servizio di misura sia affidato a ARL, ai sensi delle delibere AEEG vigenti. Inoltre, nel caso abbia richiesto il servizio di misura, l'Utente Attivo si impegna a comunicare tempestivamente a ARL i guasti e le anomalie di funzionamento dei gruppi di misura e a concordare le date degli interventi programmati (per manutenzione, sostituzione componenti, verifica, rimozione sigilli, ecc..).

Le verifiche periodiche dei gruppi di misura sono eseguite a cura del responsabile dell'installazione e manutenzione del sistema di misura, in conformità alla norma CEI 13-4.

Gli oneri relativi alle attività di verifica periodica sono a carico del responsabile dell'installazione e manutenzione dei sistemi di misura.

ART. 17 – ALLEGATI

I seguenti documenti, a cura dell'Utente Attivo, fanno parte integrante del presente Regolamento:

- **Allegato A:** Caratteristiche del generatore
- **Allegato B:** Schema unifilare dell'impianto
- **Allegato C:** Tabella di regolazione della Protezione Generale e della Protezione di Interfaccia e abilitazione soglie restrittive da segnale esterno

Allegato 1

- **Allegato D:** Caratteristiche del dispositivo generale (DG) e/o del Sistema di Protezione Generale (SPG)
- **Allegato E:** Dichiarazione di conformità del sistema di protezione generale, qualora si tratti di nuova connessione, rilasciata dal costruttore dell'apparato ai sensi dell'Allegato D alla norma CEI 0-16, e dei relativi riduttori di corrente e tensione (TA, TO, TV) associati
- **Allegato F:** Scheda Informazioni circa la funzionalità e le regolazioni del sistema di protezione, ai sensi dell'Allegato G alla norma CEI 0-16, firmata da un professionista iscritto all'albo o dal responsabile tecnico di una impresa abilitata ai sensi della legge vigente (D.M. 22/01/08, n. 37)
- **Allegato G:** Dichiarazione di conformità del sistema di protezione di interfaccia, rilasciata dal costruttore dell'apparato ai sensi dell'Allegato E alla norma CEI 0-16 e dei relativi riduttori di tensione (TV) associati
- **Allegato H:** Elenco recapiti personale autorizzato
- **Allegato I:** vari
(es. Dichiarazione di conformità (DICO) o dichiarazione di rispondenza (DIRI) dell'impianto elettrico, ai sensi della legislazione vigente (D.M. 22/01/08, n. 37)
- **Allegato L:** Lista e descrizione delle apparecchiature innovative del progetto smart grid
- **Allegato M:** Contratto di comodato uso gratuito tra ARL e l'Utente Attivo

TIMBRO e FIRMA
del **Gestore** della rete

Località _____, Data __ / __ / ____

TIMBRO e FIRMA
dell'**Utente Attivo**
(*titolare o legale rappresentante*)

Progetto Lambrate

IMPRESA DI DISTRIBUZIONE

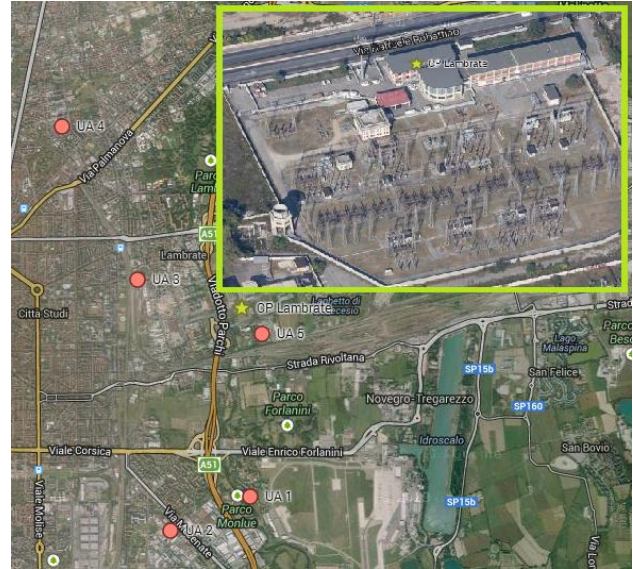
A2A Reti Elettriche Spa nasce dalla fusione delle due società del Gruppo A2A, AEM Distribuzione Energia Elettrica S.p.A. ed ASM Distribuzione Elettricità S.r.l. E' presente nelle province di Milano e Brescia e in altri 59 comuni, distribuiti nell'hinterland milanese e nelle zone del Lago di Garda e della Valsabbia.

DESCRIZIONE DEL PROGETTO

Il Progetto Lambrate, presentato da A2A Reti Elettriche il 10 novembre 2010 nell'ambito dei progetti pilota smart grid Delibera ARG/elt 39/10 e 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 standardizzazione e unificazione nonché alla minimizzazione dei costi.

Il Progetto, che si inserisce nel contesto di altre iniziative smart sviluppate da A2A, prevede investimenti da realizzare sulla Cabina Primaria (CP) di Lambrate (MI) Sbarra A e B e sulla rete da essa alimentata, nonché sullo SCADA cui fa capo la CP in questione, coinvolgendo alcune Cabine Lungo Linea (CLL) e gli utenti attivi ad essa collegati, nell'ottica di sviluppare un prototipo di smart grid capace di favorire la diffusione della produzione da FER e l'uso efficiente delle risorse presenti sulla rete sia rispetto alle esigenze locali, sia rispetto alle esigenze di sistema. A tal fine, 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 (GD), così da consentirne una reale integrazione nella rete di distribuzione e, più ampiamente, nel sistema. La gestione attiva della rete è realizzata anche in considerazione del telecontrollo; la possibilità per le apparecchiature di CLL di comunicare in tempo reale tra loro e con quelle installate in CP consentirà di sperimentare innovative modalità di selezione dei guasti, capaci di ricondurre la maggior parte degli eventi ad un'interruzione transitoria. Il progetto Lambrate ha, quindi, per obiettivo l'installazione di un sistema di monitoraggio, controllo,

regolazione e protezione al fine di incrementare la capacità di accogliere nuova GD, e la continuità del servizio fornito. Un opportuno scambio di segnali con Terna consentirà anche di implementare le funzioni di controllabilità della GD da remoto.



FUNZIONI PREVISTE

Le funzionalità che saranno sviluppate nel corso del Progetto sono:

- automazione avanzata di rete (selettività logica & controalimentazione automatica con rete radiale e in anello chiuso);
- teledistacco degli impianti di Generazione Diffusa (apertura del Sistema di Protezione di Interfaccia) mediante segnale inviato dal DSO;
- selettività logica tra i sistemi di protezione del DSO e il Sistema di Protezione Generale presso l'utente finale (attivo o passivo);
- regolazione della tensione mediante modulazione della potenza reattiva immessa in rete da ciascuna unità di GD;
- limitazione/modulazione della potenza attiva (in caso di emergenza o a seguito di un ordine di dispacciamento);
- monitoraggio delle iniezioni da GD e trasmissione a Terna dei dati necessari ai fini del controllo del Sistema Elettrico Nazionale;
- dispacciamento locale: ottimizzazione della gestione delle unità di GD attraverso previsioni di produzione e controllo in tempo reale, in accordo con i modelli 2 e 3 del DCO 354/2013/R/eel.

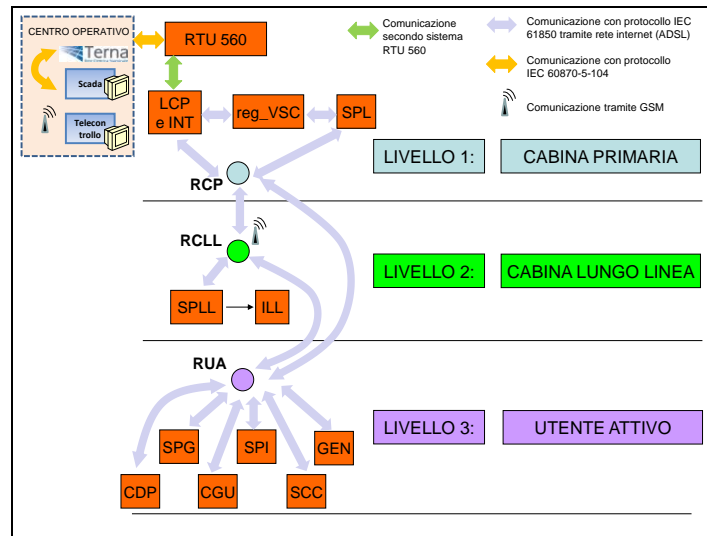
ARCHITETTURA DEL SISTEMA: LA SOTTOSTAZIONE ESTESA

Il sistema si sviluppa secondo tre differenti livelli rispetto ai quali saranno introdotti i componenti della sottostazione estesa: il *Livello 1* o Livello di Cabina Primaria, il *Livello 2* o Livello di Cabina Lungo Linea e il *Livello 3* o Livello Utente Attivo.

Il sistema proposto è di tipo centralizzato, in CP saranno presenti componenti distinti per realizzare le funzioni di protezione, regolazione e monitoraggio (SPL, LCP, reg_VSC, INT), nonché per assolvere alle funzioni di

comunicazione (RCP). Presso ciascuna Cabina Lungo Linea del distributore saranno presenti opportuni sistemi di protezione (SPLL, ILL) e sistemi di comunicazione (RCLL). Presso ciascuno dei siti di GD (Utenti Attivi) oltre a un Router (RUA) saranno presenti ulteriori componenti che consentono di realizzare le varie funzioni (SPG, SPI, GEN, CGU, CDP, SCC).

In questo modo sarà possibile realizzare il concetto di sottostazione estesa, ovvero una estensione della visione del sistema di supervisione e protezione della CP alle utenze lungo linea e alle utenze attive remote.



UTENTI ATTIVI

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

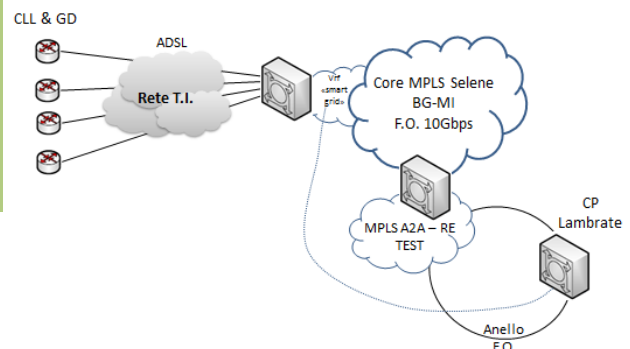
Impianto	Tensione	Potenza [kVA]	Fonte di energia	Mezzo di comunicazione
UA 1	MT	3x10110	CHP	ADSL Fast
UA 2	MT	1250	CHP	ADSL Fast
UA 3	MT	3,44 62,50	FV CHP	ADSL Fast
UA 4	MT	158	FV	ADSL Fast
UA 5	BT	---	mista	ADSL Fast

consentire lo scambio di messaggi MMS e GOOSE tra la CP, le CLL e la GD. Le soluzioni da implementare sono:

- CLL e UA, soluzione mista che prevede l'utilizzo di ADSL 4 Mbps/512 Kbps down/up, ADSL 2mbps (download) – 512 Kbps (upload).
- CP, link in Fibra Ottica con tecnologia cwdm - Banda in download/upload di 10Mbps.

SISTEMA DI COMUNICAZIONE

Sarà implementata una infrastruttura di comunicazione internet pubblica su supporto DSL "always on" che connette la CP con le CLL e gli UA. La soluzione proposta prevede l'utilizzo del protocollo IEC 61850, garantendo completa interoperabilità tra i diversi dispositivi del sistema; sarà necessario realizzare una VPN in modo da



Questo supporto comunicativo, se dimostrato dai test in campo, si rivelerà particolarmente appropriato per la parte di sperimentazione che implica l'uso di selettività logica in quanto facilmente utilizzabile su ampie zone senza costi rilevanti.

Lambrate Project

DISTRIBUTION COMPANY

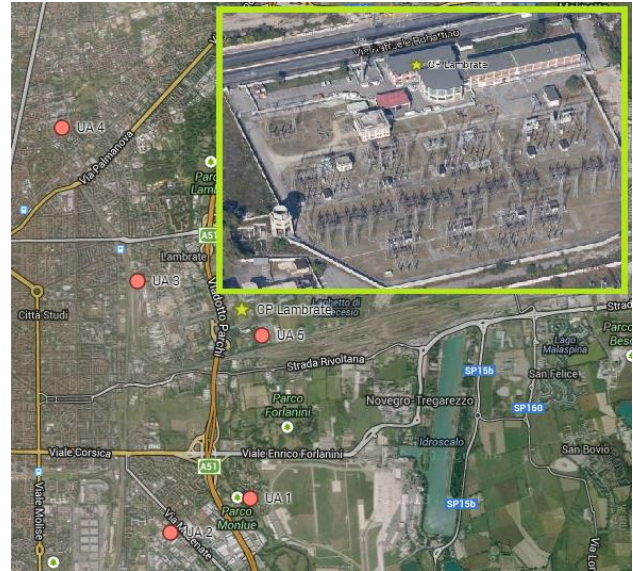
A2A Reti Elettriche SpA was born from the merger of the two companies of A2A Group, AEM Distribuzione Energia Elettrica S.p.A and ASM S.r.l. It is present in the provinces of Milan and Brescia and in other 59 municipalities, distributed in the Milan hinterland and in areas of Lake Garda and Valsabbia.

DESCRIPTION OF THE PROJECT

The Lambrate Project, presented by A2A Reti Elettriche S.p.A. in November 10, 2010 as part of the main project of Smart Grid ARG/elt 39/10 and admitted to the incentive treatment on 8 February 2011, with Resolution ARG/elt 12/11, is a demonstration in the field of smart grid and is finalized to renovation of the electricity grid through innovative technologies that allow, once implemented, the active management of the network, with particular attention to the needs of standardization, unification and the minimization of costs.

The Project, which is part of other smart initiatives developed by A2A, provides investment to be carried on in the Primary Substation (CP) Lambrate (MI) Busbars A-B and on the network that are powered, the SCADA which heads the CP concerned, involving several cabins along Line (CLL) and active users connected to it, in order to develop a prototype of a smart grid that can encourage the diffusion of production from RES and the efficient use of resources on the network is compared to local needs, both with respect to the needs of the system. For this purpose, the project plans to move to active management of the distribution network using systems of communication and control, able to exchange relevant information with the individual generators from renewable sources (GD), as well as to allow a real integration in the network and distribution in the system. The active management of the network is made also in consideration of the remote control; the possibility for the equipment of CLL to communicate in real time with each other and with those installed in the CP will test innovative selection mode of faults, able to transform the majority of the events to a transitory interruption. The project Lambrate, therefore, aims to the installation of a system for monitoring, control, regulation and protection in order to increase the ability to receive new GD, and the continuity of the service provided. Appropriate exchange of signals with Terna

(TSO) will also allow to implement the functions of remote control of the GD.



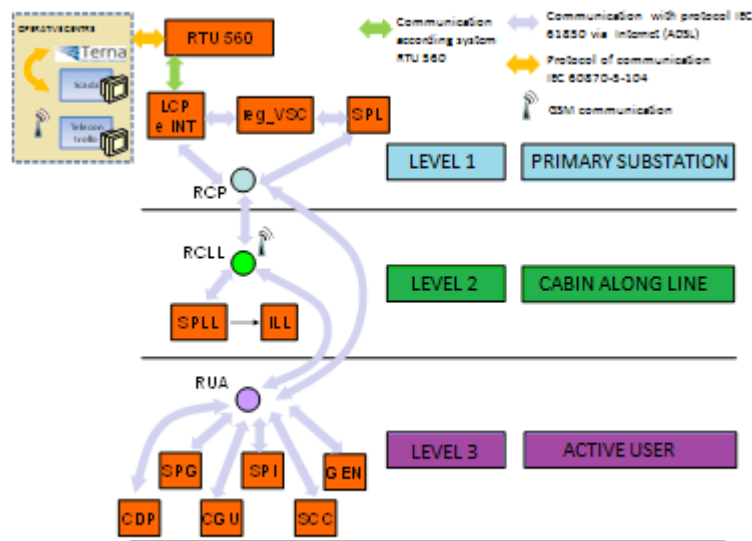
AVAILABLE FUNCTIONS

Features that will be developed during the project are:

- advanced automation network (logic selectivity and automatic reverse feeding with a radial network in closed-ring type);
- remote disconnection plants GD (opening of the Protection System Interface) by the signal sent by the DSO;
- selective interlocking between the systems of protection of the DSO and the Protection System General (SPG) at the end user (active or passive);
- voltage regulation through modulation of the reactive power injected into the network by each unit of GD;
- limitation/modulation of the active power (in case of emergency or following a dispatching command);
- monitoring of the injections by GD and transmission Terna data necessary for the control of the national electricity system;
- dispatching local optimization of the management unit of GD through production forecasts and real-time control, in agreement with models 2 and 3 of the DCO 354/2013/R /eel.

SYSTEM ARCHITECTURE: THE EXTENDED SUBSTATION

The system is developed according to three different levels in respect of which will be introduced to the components of the extended substation: Level 1 or Level Primary Substation, Level 2 or Level Cabin Along Line and Level 3 or Level Active user. The proposed system is centralized type, CP will be present in distinct components to achieve the functions of protection, control and monitoring (SPL, LCP, reg_VSC, INT), as well



as to perform the functions of communication (RCP). At each cabin Along Line the distributor will present appropriate protection systems (SPLL, ILL) and communication systems (RCLL). At each of the sites GD (Active Users) In addition to a Router (RUA) will have additional parts that allow you to carry out various functions (SPG, SPI, gen, CGU, CDP, SCC). This will make it possible to realize the concept of extended substation, or an extension of the supervision system and protection of the CP to the users along the line and remote active users.

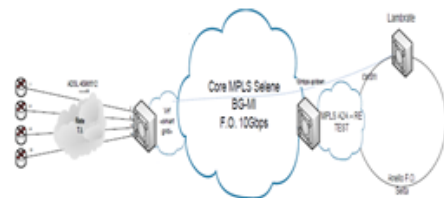
ACTIVE USERS

The plants GD involved in their experimentation, their characteristics, and the means of communication used for the relative integration in the Smart Grid are shown in table.

Plants	Voltagge	Power [kVA]	Energy Source	Communication
UA 1	MT	3x10110	CHP	ADSL Fast
UA 2	MT	1250	CHP	ADSL Fast
UA 3	MT	3,44 62,50	FV CHP	ADSL Fast
UA 4	MT	158	FV	ADSL Fast
UA 5	BT	---	mista	ADSL Fast

the CLL and the GD. The solutions planned to implement are described in Figure.

- CLL and UA: mixed solution that involves the use of ADSL 4 Mbps/512 Kbps down/up, ADSL 2mbps (download) - 512 Kbps (upload).
- CP: Fiber Optical link with cwm technology – ADSL download/upload - 10Mbps.



COMMUNICATION SYSTEM

Will implement a communication infrastructure of the Internet public support DSL "always on" that connects the CP with CLL and UA. The proposed solution involves the use of IEC 61850 protocol, ensuring full interoperability between different devices in the system; will be necessary to create a VPN to allow the exchange of messages between the MMS and GOOSE from the CP,

This communication support, if proven by field tests, will be particularly appropriate for the part of experimentation that involves the use of logic selectivity because easily usable on large areas without significant costs.

IED sorgente	Tipo punto	Origine	Nome segnale	Destinazione (Provenienza per i comandi)	Indirizzo IEC 61850					Parametri IEC 61850						
					Network name	Logical device	Logical node	Data Object	Data attribute	Tipo segnale	Dataset	Report Control Block	Integrity period	GOOSE rank	Trigger Options	
M572	CGU	Misura	I/O	P_NOW punto di connessione generatore (Punto di scambio)	LCP	EVOL_CNT	Measurements	MMXU1	TotW	mag\$f	MMS	Misure	EVOL_CNTSystem/LLN0\$RP\$urcb01	15 minuti		dchg, IntgPd, GI
		Misura	I/O	Q_NOW punto di connessione generatore (Punto di scambio)	LCP	EVOL_CNT	Measurements	MMXU2	TotVAr	mag\$f	MMS	Misure	EVOL_CNTSystem/LLN0\$RP\$urcb01	15 minuti		dchg, IntgPd, GI
M572	CDP	Misura	I/O	P_NOW prodotta generatore (Generatore equivalente)	LCP	EVOL_CNT	Measurements	MMXU2	TotW	mag\$f	MMS	Misure	EVOL_CNTSystem/LLN0\$RP\$urcb01	15 minuti		dchg, IntgPd, GI
		Misura	I/O	Q_NOW prodotta generatore (Generatore equivalente)	LCP	EVOL_CNT	Measurements	MMXU2	TotVAr	mag\$f	MMS	Misure	EVOL_CNTSystem/LLN0\$RP\$urcb01	15 minuti		dchg, IntgPd, GI
Seneca	GEN	Setpoint	Virtuale	Set-point P generatore	LCP	EVOL_PLD	CONTROL	genGAPC1	ISCSO2	ctlVal	MMS					
		Misura	Virtuale	Conferma di attuazione set-point P generatore	LCP	EVOL_PLD	MEASUREMENTS	genGGIO1	Anln3	mag\$f	MMS	Misure15	EVOL_PLCSYSTEM/LLN0\$RP\$urcb03	15 minuti		
		SPC	Virtuale	Possibilità di produzione libera P	LCP	EVOL_PLD	CONTROL	genGAPC1	SPCSO3	ctlVal	MMS					
		SPS	Virtuale	P_massima generatore raggiunta	LCP	EVOL_PLD	CONTROL	genGGIO1	Alm3	stVal	MMS	Segnalazioni	EVOL_PLCSYSTEM/LLN0\$RP\$urcb01			
		SPS	Virtuale	P_minima generatore raggiunta	LCP	EVOL_PLD	CONTROL	genGGIO1	Alm4	stVal	MMS	Segnalazioni	EVOL_PLCSYSTEM/LLN0\$RP\$urcb01			
		Misura	Virtuale	Tempo autonomia generatore alla massima potenza	LCP	EVOL_PLD	MEASUREMENTS	genGGIO1	Anln1	mag\$f	MMS	Misure15	EVOL_PLCSYSTEM/LLN0\$RP\$urcb03	15 minuti		
		Misura	I/O	P_NOW generatore	LCP	EVOL_PLD	MEASUREMENTS	genMMXU1	TotW	mag\$f	MMS	Misure1	EVOL_PLCSYSTEM/LLN0\$RP\$urcb02	1 minuto		
		Setpoint	Virtuale	Set-point Q generatore	LCP	EVOL_PLD	CONTROL	genGAPC1	ISCSO1	ctlVal	MMS					
		Misura	Virtuale	Conferma di attuazione set-point Q generatore	LCP	EVOL_PLD	MEASUREMENTS	genGGIO1	Anln5	mag\$f	MMS	Misure15	EVOL_PLCSYSTEM/LLN0\$RP\$urcb03	15 minuti		
		SPC	Virtuale	Possibilità di produzione libera Q	LCP	EVOL_PLD	CONTROL	genGAPC1	SPCSO4	ctlVal	MMS					
		SPS	Virtuale	Q_massima generatore raggiunta	LCP	EVOL_PLD	CONTROL	genGGIO1	Alm1	stVal	MMS	Segnalazioni	EVOL_PLCSYSTEM/LLN0\$RP\$urcb01			
		SPS	Virtuale	Q_minima generatore raggiunta	LCP	EVOL_PLD	CONTROL	genGGIO1	Alm2	stVal	MMS	Segnalazioni	EVOL_PLCSYSTEM/LLN0\$RP\$urcb01			
		Misura	I/O	Q_NOW generatore	LCP	EVOL_PLD	MEASUREMENTS	genMMXU1	TotVAr	mag\$f	MMS	Misure1	EVOL_PLCSYSTEM/LLN0\$RP\$urcb02	1 minuto		
		Misura	Virtuale	Previsione_P generatore	LCP	EVOL_PLD	MEASUREMENTS	genGGIO1	Anln2	mag\$f	MMS	Misure15	EVOL_PLCSYSTEM/LLN0\$RP\$urcb03	15 minuti		
		???	Virtuale	Stato GEN (diagnostica)	LCP	EVOL_PLD	CONTROL				MMS					
		SPS	Virtuale	Superamento limiti di tensione	LCP	EVOL_PLD	CONTROL	genGGIO1	Alm3	stVal	MMS	Segnalazioni	EVOL_PLCSYSTEM/LLN0\$RP\$urcb01			
		Misura	Virtuale	CAPABILITY - Pnom (kW)	LCP	EVOL_PLD	MEASUREMENTS	nomMMXN2	Watt	mag\$f	MMS	MisureGI	EVOL_PLCSYSTEM/LLN0\$RP\$urcb04	No, solo GI		
		Misura	Virtuale	CAPABILITY - Pmin (kW)	LCP	EVOL_PLD	MEASUREMENTS	minMMXN2	Watt	mag\$f	MMS	MisureGI	EVOL_PLCSYSTEM/LLN0\$RP\$urcb04	No, solo GI		
		Misura	Virtuale	CAPABILITY - Pmax (kW)	LCP	EVOL_PLD	MEASUREMENTS	maxMMXN2	Watt	mag\$f	MMS	MisureGI	EVOL_PLCSYSTEM/LLN0\$RP\$urcb04	No, solo GI		
		Misura	Virtuale	CAPABILITY - Qmin (kVAr)	LCP	EVOL_PLD	MEASUREMENTS	minMMXN2	VolAmpr	mag\$f	MMS	MisureGI	EVOL_PLCSYSTEM/LLN0\$RP\$urcb04	No, solo GI		
		Misura	Virtuale	CAPABILITY - Qmax (kVAr)	LCP	EVOL_PLD	MEASUREMENTS	maxMMXN2	VolAmpr	mag\$f	MMS	MisureGI	EVOL_PLCSYSTEM/LLN0\$RP\$urcb04	No, solo GI		
		Misura	Virtuale	CAPABILITY - Amax (A)	LCP	EVOL_PLD	MEASUREMENTS	maxMMXN2	VolAmpr	mag\$f	MMS	MisureGI	EVOL_PLCSYSTEM/LLN0\$RP\$urcb04	No, solo GI		
		Misura	Virtuale	CAPABILITY - Vnom (kV)	LCP	EVOL_PLD	MEASUREMENTS	nomMMXN2	Amp	mag\$f	MMS	MisureGI	EVOL_PLCSYSTEM/LLN0\$RP\$urcb04	No, solo GI		
		Misura	Virtuale	CAPABILITY - Vmin (kV)	LCP	EVOL_PLD	MEASUREMENTS	minMMXN2	Vol	mag\$f	MMS	MisureGI	EVOL_PLCSYSTEM/LLN0\$RP\$urcb04	No, solo GI		
		Misura	Virtuale	CAPABILITY - Vmax (kV)	LCP	EVOL_PLD	MEASUREMENTS	maxMMXN2	Vol	mag\$f	MMS	MisureGI	EVOL_PLCSYSTEM/LLN0\$RP\$urcb04	No, solo GI		
		Misura	Virtuale	CAPABILITY CURVE - Q punto 1	LCP	EVOL_PLD	MEASUREMENTS	qcapGGIO1	Anln1	mag\$f	MMS	MisureGI	EVOL_PLCSYSTEM/LLN0\$RP\$urcb04	No, solo GI		
		Misura	Virtuale	CAPABILITY CURVE - Q punto 2	LCP	EVOL_PLD	MEASUREMENTS	qcapGGIO1	Anln2	mag\$f	MMS	MisureGI	EVOL_PLCSYSTEM/LLN0\$RP\$urcb04	No, solo GI		
		Misura	Virtuale	CAPABILITY CURVE - Q punto 3	LCP	EVOL_PLD	MEASUREMENTS	qcapGGIO1	Anln3	mag\$f	MMS	MisureGI	EVOL_PLCSYSTEM/LLN0\$RP\$urcb04	No, solo GI		
		Misura	Virtuale	CAPABILITY CURVE - Q punto 4	LCP	EVOL_PLD	MEASUREMENTS	qcapGGIO1	Anln4	mag\$f	MMS	MisureGI	EVOL_PLCSYSTEM/LLN0\$RP\$urcb04	No, solo GI		
		Misura	Virtuale	CAPABILITY CURVE - Q punto 5	LCP	EVOL_PLD	MEASUREMENTS	qcapGGIO1	Anln5	mag\$f	MMS	MisureGI	EVOL_PLCSYSTEM/LLN0\$RP\$urcb04	No, solo GI		
		Misura	Virtuale	CAPABILITY CURVE - Q punto 6	LCP	EVOL_PLD	MEASUREMENTS	qcapGGIO1	Anln6	mag\$f	MMS	MisureGI	EVOL_PLCSYSTEM/LLN0\$RP\$urcb04	No, solo GI		
		Misura	Virtuale	CAPABILITY CURVE - Q punto 7	LCP	EVOL_PLD	MEASUREMENTS	qcapGGIO1	Anln7	mag\$f	MMS	MisureGI	EVOL_PLCSYSTEM/LLN0\$RP\$urcb04	No, solo GI		
		Misura	Virtuale	CAPABILITY CURVE - Q punto 8	LCP	EVOL_PLD	MEASUREMENTS	qcapGGIO1	Anln8	mag\$f	MMS	MisureGI	EVOL_PLCSYSTEM/LLN0\$RP\$urcb04	No, solo GI		
		Misura	Virtuale	CAPABILITY CURVE - Q punto 9	LCP	EVOL_PLD	MEASUREMENTS	qcapGGIO1	Anln9	mag\$f	MMS	MisureGI	EVOL_PLCSYSTEM/LLN0\$RP\$urcb04	No, solo GI		
Misura	Virtuale	CAPABILITY CURVE - Q punto 10	LCP	EVOL_PLD	MEASUREMENTS	qcapGGIO1	Anln10	mag\$f	MMS	MisureGI	EVOL_PLCSYSTEM/LLN0\$RP\$urcb04	No, solo GI				
Misura	Virtuale	CAPABILITY CURVE - P punto 1	LCP	EVOL_PLD	MEASUREMENTS	pcapGGIO1	Anln1	mag\$f	MMS	MisureGI	EVOL_PLCSYSTEM/LLN0\$RP\$urcb04	No, solo GI				
Misura	Virtuale	CAPABILITY CURVE - P punto 2	LCP	EVOL_PLD	MEASUREMENTS	pcapGGIO1	Anln2	mag\$f	MMS	MisureGI	EVOL_PLCSYSTEM/LLN0\$RP\$urcb04	No, solo GI				
Misura	Virtuale	CAPABILITY CURVE - P punto 3	LCP	EVOL_PLD	MEASUREMENTS	pcapGGIO1	Anln3	mag\$f	MMS	MisureGI	EVOL_PLCSYSTEM/LLN0\$RP\$urcb04	No, solo GI				
Misura	Virtuale	CAPABILITY CURVE - P punto 4	LCP	EVOL_PLD	MEASUREMENTS	pcapGGIO1	Anln4	mag\$f	MMS	MisureGI	EVOL_PLCSYSTEM/LLN0\$RP\$urcb04	No, solo GI				
Misura	Virtuale	CAPABILITY CURVE - P punto 5	LCP	EVOL_PLD	MEASUREMENTS	pcapGGIO1	Anln5	mag\$f	MMS	MisureGI	EVOL_PLCSYSTEM/LLN0\$RP\$urcb04	No, solo GI				
Misura	Virtuale	CAPABILITY CURVE - P punto 6	LCP	EVOL_PLD	MEASUREMENTS	pcapGGIO1	Anln6	mag\$f	MMS	MisureGI	EVOL_PLCSYSTEM/LLN0\$RP\$urcb04	No, solo GI				
Misura	Virtuale	CAPABILITY CURVE - P punto 7	LCP	EVOL_PLD	MEASUREMENTS	pcapGGIO1	Anln7	mag\$f	MMS	MisureGI	EVOL_PLCSYSTEM/LLN0\$RP\$urcb04	No, solo GI				
Misura	Virtuale	CAPABILITY CURVE - P punto 8	LCP	EVOL_PLD	MEASUREMENTS	pcapGGIO1	Anln8	mag\$f	MMS	MisureGI	EVOL_PLCSYSTEM/LLN0\$RP\$urcb04	No, solo GI				
Misura	Virtuale	CAPABILITY CURVE - P punto 9	LCP	EVOL_PLD	MEASUREMENTS	pcapGGIO1	Anln9	mag\$f	MMS	MisureGI	EVOL_PLCSYSTEM/LLN0\$RP\$urcb04	No, solo GI				
Misura	Virtuale	CAPABILITY CURVE - P punto 10	LCP	EVOL_PLD	MEASUREMENTS	pcapGGIO1	Anln10	mag\$f	MMS	MisureGI	EVOL_PLCSYSTEM/LLN0\$RP\$urcb04	No, solo GI				
SPC	Virtuale	Attivazione curva Q=f(V)	LCP	EVOL_PLD	CONTROL	genGAPC1	SPCSO1	ctlVal	MMS							
SPC	Virtuale	Attivazione curva cosφ=f(V)	LCP	EVOL_PLD	CONTROL	genGAPC1	SPCSO2	ctlVal	MMS							
Seneca	SCC	???	Virtuale	Stato SCC (diagnostica) (carico modulabile)	LCP	EVOL_PLD	CONTROL				MMS					
		Setpoint	Virtuale	Set-point P carico (valore di potenza da ridurre)	LCP	EVOL_PLD	CONTROL	sccGAPC1	ISCSO1	ctlVal	MMS					
		Misura	Virtuale	Conferma di attuazione setpoint P carico	LCP	EVOL_PLD	MEASUREMENTS	sccGGIO1	Anln1	mag\$f	MMS	Misure15	EVOL_PLCSYSTEM/LLN0\$RP\$urcb03	15 minuti		
		SPC	Virtuale	Abilita modulazione carico	LCP	EVOL_PLD	CONTROL	sccGAPC1	SPCSO1	ctlVal	MMS					
		Misura	I/O	P_NOW carico	LCP	EVOL_PLD	MEASUREMENTS	sccMMXU1	TotW	mag\$f	MMS	Misure1	EVOL_PLCSYSTEM/LLN0\$RP\$urcb02	1 minuto		
		SPS	Virtuale	P_massima carico raggiunta	LCP	EVOL_PLD	CONTROL	sccGGIO1	Ind1	stVal	MMS	Segnalazioni	EVOL_PLCSYSTEM/LLN0\$RP\$urcb01			
		SPS	Virtuale	P_minima carico raggiunta	LCP	EVOL_PLD	CONTROL	sccGGIO1	Ind2	stVal	MMS	Segnalazioni	EVOL_PLCSYSTEM/LLN0\$RP\$urcb01			
		Misura	Virtuale	Previsione_P carico	LCP	EVOL_PLD	MEASUREMENTS	sccGGIO1	Anln2	mag\$f	MMS	Misure15	EVOL_PLCSYSTEM/LLN0\$RP\$urcb03	15 minuti		
		SPC	Virtuale	Limitazione P in funzione di V	LCP	EVOL_PLD	CONTROL	sccGAPC1	SPCSO2	ctlVal	MMS					
		Misura	Virtuale	CARICO - Pnom (kW)	LCP	EVOL_PLD	MEASUREMENTS	nomMMXN1	VolAmpr	mag\$f	MMS	Misure	EVOL_PLCSYSTEM/LLN0\$RP\$urcb02			
		Misura	Virtuale	CARICO - Pmax (kW)	LCP	EVOL_PLD	MEASUREMENTS	maxMMXN1	Watt	mag\$f	MMS	Misure	EVOL_PLCSYSTEM/LLN0\$RP\$urcb02			
		Misura	Virtuale	CARICO - Pmin (kW)	LCP	EVOL_PLD	MEASUREMENTS	minMMXN1	Watt	mag\$f	MMS	Misure	EVOL_PLCSYSTEM/LLN0\$RP\$urcb02			
		Misura	Virtuale	CARICO - Vnom (kV)	LCP	EVOL_PLD	MEASUREMENTS	nomMMXN1	Vol	mag\$f	MMS	Misure	EVOL_PLCSYSTEM/LLN0\$RP\$urcb02			
		Misura	Virtuale	CARICO - Qmax (kVAr)	LCP	EVOL_PLD	MEASUREMENTS	maxMMXN1	VolAmpr	mag\$f	MMS	Misure	EVOL_PLCSYSTEM/LLN0\$RP\$urcb02			
Misura	Virtuale	CARICO - Qmin (kVAr)	LCP	EVOL_PLD	MEASUREMENTS	minMMXN1	VolAmpr	mag\$f	MMS	Misure	EVOL_PLCSYSTEM/LLN0\$RP\$urcb02					