



PROGETTO LAMBRATE

A2A Reti Elettriche S.p.A.

Cabina Primaria di Lambrate (MI)

RELAZIONE SEMESTRALE GIUGNO 2013

(V RELAZIONE SEMESTRALE)

Sommario

1	DESCRIZIONE DEL PROGETTO DIMOSTRATIVO	4
1.1	Finalità.....	4
1.2	Inquadramento del progetto nel contesto di sviluppo della rete di distribuzione.....	4
1.3	Eventuale inquadramento del progetto nel contesto di altre iniziative, finanziate da soggetti terzi, aventi come finalità lo sviluppo di smart grids.....	7
1.4	Caratteristiche tecnico-energetiche (<i>Hosting Capacity</i> , sistema di comunicazione e controllo, logiche di selettività e di rialimentazione, qualità, ecc.)	8
1.5	Obiettivi funzionali definiti in sede di progetto e relative modalità di gestione della rete sia tecniche (es.: regolazione della tensione, distacchi di carico e/o generazione) sia gestionali con riferimento al ruolo dei soggetti coinvolti (produttori, consumatori, TERNA); differenze rispetto all'attuale gestione	10
1.6	GANTT originario.....	15
1.7	Investimenti: elenco dei costi afferenti il progetto.....	17
1.8	Benefici attesi (es.: indicatori di qualità, aumento P_{smart} , ecc.).....	18
2	STATO AVANZAMENTO LAVORI.....	21
2.1	GANTT aggiornato con commenti relativi ad eventuali disallineamenti rispetto al GANTT originario.....	21
2.1.1	Progettazione.....	25
2.1.2	Acquisizione apparecchiature	25
2.1.3	Realizzazione delle opere.....	26
2.2	Costi sostenuti	26
2.2.1	Processi autorizzativi	26
2.2.2	Accordi con soggetti terzi (ad. es. produttori)	26
2.2.3	Misurazioni e test (pre e post interventi)	26
3	COMMENTI IN RELAZIONE AGLI OBIETTIVI FINALI PREVISTI DAL PROGETTO ..	27
3.1	Stato di raggiungimento atteso degli obiettivi del progetto (superiore o inferiore alle aspettative iniziali).....	27
3.1.1	Evoluzione del quadro tecnico-normativo	27
3.1.2	Reperibilità degli apparati innovativi.....	27

3.1.3	Scambio dati da e verso Terna.....	28
3.1.4	Coinvolgimento degli Utenti Attivi	28
3.1.5	Sistema di comunicazione.....	28
3.2	Aspetti di interesse nell’ottica di un futuro deployment della soluzione sperimentale.....	29
3.2.1	Evoluzione del quadro tecnico-normativo	29
3.2.2	Scambio dati da e verso Terna.	30
3.2.3	Coinvolgimento degli Utenti Attivi	30
3.2.4	Sistema di comunicazione.....	31
3.3	Dettagli del piano di monitoraggio e/o test sul campo che si prevede effettuare per una valutazione quantitativa dei benefici attesi in relazione agli specifici interventi realizzati nell’ambito del progetto	32
APPENDICE A – CARATTERISTICHE DELLA RETE Lambrate.....		35
A.1	Scenario preesistente	37
A.2	Consistenza della rete coinvolta nel Progetto.....	39
APPENDICE B – ARCHITETTURA DEL PROGETTO.....		41
B.1	Architettura generale del Progetto.....	41
B.2	Sistema di comunicazione	46
APPENDICE C – FUNZIONALITÀ INNOVATIVE SMART GRID		50
C.1	Automazione avanzata di rete e incremento dell’affidabilità del SPI mediante telescatto .	50
C.2	Regolazione della tensione: logica centralizzata in presenza del sistema di comunicazione	54
C.3	Limitazione/regolazione in emergenza della potenza attiva	55
C.4	Monitoraggio delle iniezioni da GD nella prospettiva di un dispacciamento locale, e per fornire dati differenziati (GD; carico) al TSO	56
C.5	Dispacciamento locale – controllo in tempo reale delle risorse di rete.....	56
APPENDICE D – ESEMPI DEI TEST IN CAMPO CONDOTTI		57

1 DESCRIZIONE DEL PROGETTO DIMOSTRATIVO

1.1 Finalità

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 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 Secondarie 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 (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 CS 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).

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, Savona, Comasina, Bovisa e Baggio).

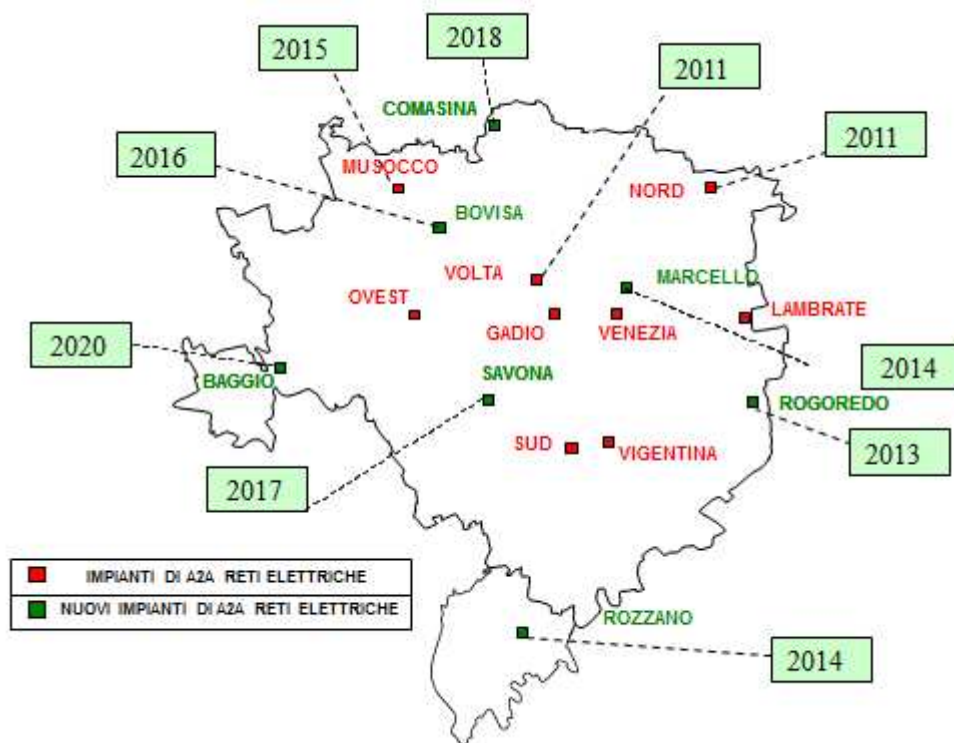


Figura 1. Potenziamenti previsti per gli Impianti Primari.

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, Vigentina nel 2013, Volta e Sud nel 2014, 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:

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.

- sviluppo della rete per nuove richieste di potenza provenienti dagli utenti finali;
- manutenzione e miglorie 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 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 Eventuale inquadramento del progetto nel contesto di altre iniziative, finanziate da soggetti terzi, aventi come finalità lo sviluppo di smart grids

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.

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

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.

Gli apparati in campo sono raggiunti mediante un opportuno sistema di comunicazione, basato su rete internet ADSL, utilizzando quindi un'infrastruttura pubblica già presente senza dover realizzare interventi ad hoc.

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

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

Impianto	Tensione	Potenza richiesta in immissione [kVA]	Fonte di energia	Mezzo di comunicazione
Impianto 1	MT	3x10110	gas naturale	ADSL configurazione: Fast
Impianto 2	MT	1250	gas naturale	ADSL configurazione: Fast
Impianto 3	MT	15,3	fotovoltaico	ADSL configurazione: Fast
Impianto 4	MT	3,44 62,50	fotovoltaico gas naturale	ADSL configurazione: Fast
Impianto 5	MT	3013	gas naturale	ADSL configurazione: Fast

Impianto 6	MT	158	fotovoltaico	ADSL configurazione: Fast
Impianto 7	BT	variabile	mista	ADSL configurazione: Fast

Tabella 1. Impianti di generazione coinvolti nel Progetto.

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

Nella presente sezione si illustrano gli obiettivi funzionali del Progetto Smart Grid 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 (i punti di attenzione legati alla sperimentabilità del Progetto Lambrate sono riportati nella Sezione 3).

La funzione di selettività logica&controlalimentazione automatica da implementare tra le protezioni di CP (SPL) e le protezioni lungo linea (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 Cabine Secondarie a cui afferiscono Utenti MT, il router installato nella Cabina Secondaria di A2A Reti Elettriche potrà essere impiegato (come nella configurazione prevista nel Progetto sperimentale) anche per realizzare la rete di comunicazione all'interno dell'impianto dell'Utente.
- La possibilità di 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 potranno essere 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 consentirà 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, 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 CS coinvolte sono raggiunte tramite rete ADSL, qualora i risultati dei test mostrassero latenze contenute e idonee alla realizzazione delle funzioni di automazione avanzate, rappresenterebbe 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, sarà 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 sarà 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 sarà 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, dovuti a guasto all'interno dell'impianto utente (conseguendo magari un aumento degli adeguamenti degli impianti MT).

La funzione di teledistacco degli impianti di GD attuata con segnale di telescatto 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, sarà necessario prescrivere all'utente (ad es., Regole Tecniche di Connessione) l'adozione di un Sistema di Protezione di Interfaccia idoneo alla ricezione di segnali GOOSE in protocollo IEC 61850 inviati dalle protezioni lungo linea (conforme alla norma CEI 0-16 ed. III).
- Se la rete di comunicazione presso l'impianto di GD sarà 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 sarà 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. 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 ed. contempla la maggior parte dei requisiti funzionali richiesti agli impianti di generazione per il controllo di tensione (curve di capability, prestazioni dinamiche, ecc.). Tuttavia, non essendo oggi definito uno standard per lo scambio dei messaggi tra impianto di generazione e apparati del Distributore (invio segnali di setpoint, acquisizione misure di potenza prodotta, ecc.), questo dovrà essere realizzato conformemente alle indicazioni di A2A Reti Elettriche (o a future disposizioni normative).
- Se la rete di comunicazione presso l'impianto GD sarà 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 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 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, sarà 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, sarà 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 sarà 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 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 gli apparati del DSO, anche a seguito di riconfigurazioni della rete di distribuzione MT.

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.

- Nell’ottica di un funzionamento a regime, sarà 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.

1.6 GANTT originario

La proposta di Progetto iniziale era stata sviluppata su un arco temporale di 3 anni, dal 1° gennaio 2011 fino al 31 dicembre 2013; poiché la Delibera ARG/elt 12/11 contenente l’elenco dei progetti ammessi al trattamento incentivante è stata pubblicata sul sito AEEG l’8 Febbraio 2011 il periodo di durata del progetto è stato aggiornato di conseguenza dal 1 Marzo 2011 al 28 Febbraio 2013. Nella proposta di progetto, i primi 22 mesi erano identificati come Fase di Attuazione degli interventi proposti, mentre i successivi 14 mesi rappresentavano la Fase di Valutazione (Tabella 2). Le attività dovevano svolgersi come mostrato dal diagramma di Gantt in Figura 2.

Work package
WP1 – Indagini preliminari
T1.1 Stesura del progetto preliminare e analisi in campo
T1.2 Stesura progetto preliminare del sistema di telecomunicazione (analisi siti)
T1.3 Stipula accordi scritti con produttori privati
WP2 – Richieste autorizzative
T2.1 Avvio iter autorizzativo per l’installazione di eventuali sistemi di comunicazione su palo/edifici
WP3 – Progettazione

T3.1 Stesura del progetto esecutivo e delle specifiche tecniche delle apparecchiature
T3.2 Stesura del progetto esecutivo del sistema di comunicazione e relativa specifica tecnica per la selezione dei fornitori
WP4 – Emissione ordini
T4.1 Invio delle specifiche ai fornitori delle apparecchiature (sia per apparecchiature commerciali che sperimentali)
T4.2 Invio delle specifiche ai fornitori del servizio di comunicazione
WP5 – Acquisizione apparecchiature
T5.1 Sviluppo, realizzazione e approvvigionamento delle apparecchiature
T5.2 Verifica della rispondenza alle specifiche tecniche delle apparecchiature realizzate/acquisite e collaudo c/o fornitori
WP6 – Realizzazione opere
T6.1 Installazione in campo delle apparecchiature innovative del Progetto
T6.2 Realizzazione del sistema di comunicazione
WP7 - Collaudo
T7.1 Collaudo algoritmi implementati sulle apparecchiature del Progetto
T7.2 Collaudo sistema di comunicazione
WP8 – Test
T8.1 Acquisizione dati dal campo - modifica algoritmi implementati e verifiche di affidabilità
WP9 – Valutazione
T9.1 Inizio esercizio, acquisizione dei dati dal campo e definizione degli indicatori di prestazione

Tabella 2. Descrizione dei WP di Progetto.

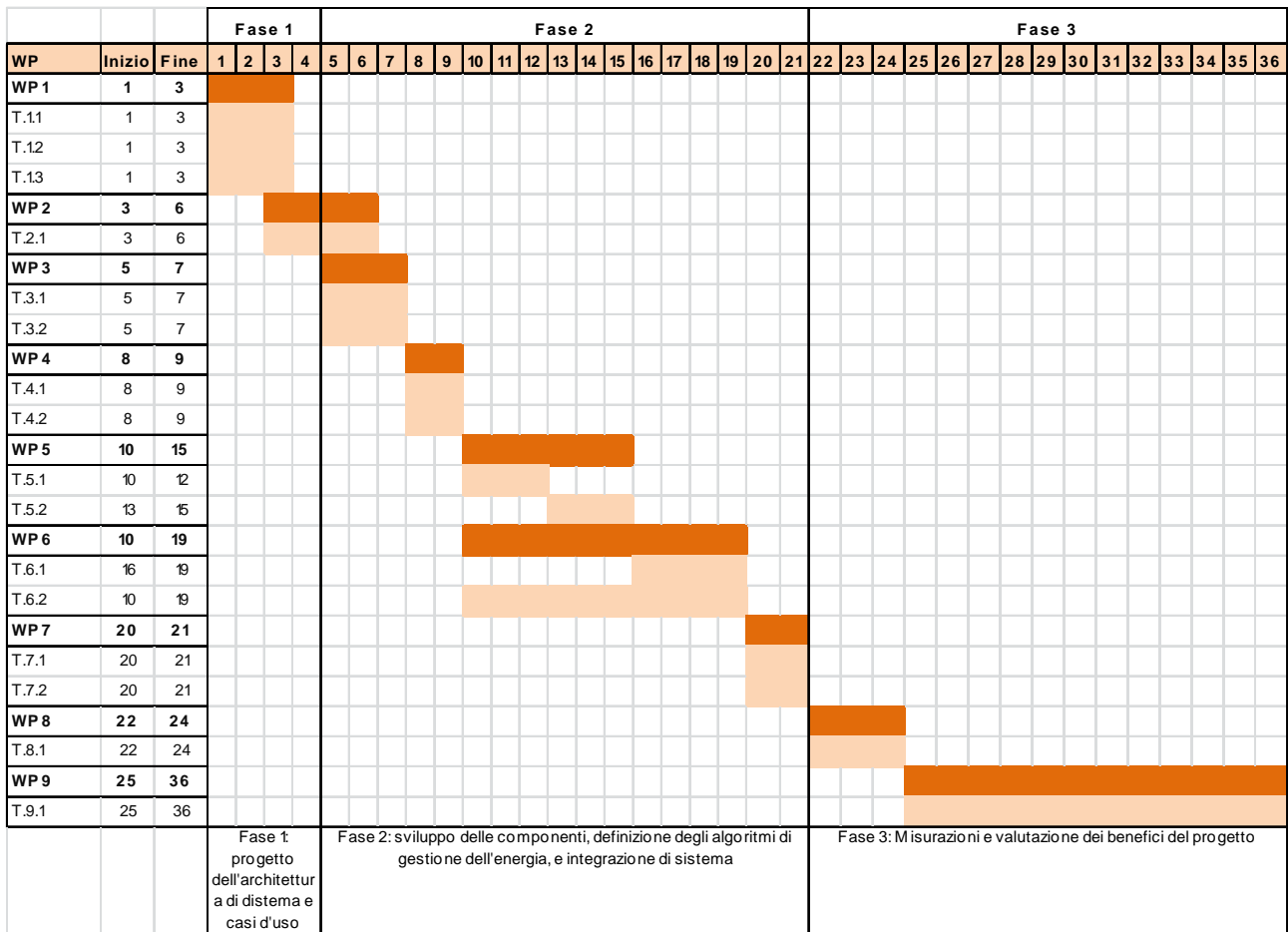


Figura 2. Diagramma di Gantt della sperimentazione.

1.7 Investimenti: elenco dei costi afferenti il progetto

I costi totali del Progetto presentati in fase di richiesta di ammissione al trattamento incentivante, sono pari a 733 k€ (come da Allegato A alla Delibera ARG/elt 12/11).

Durante le prime fasi del Progetto, sono state svolte alcune analisi e misure preliminari (come richiesto anche dall'Allegato A alla convocazione per l'incontro del 31 maggio 2011, prot. 0012833-10/05/2011 PROT. GENERALE/P) necessarie per verificare l'attuale stato di funzionamento della rete in modo da realizzare gli interventi più opportuni che possano garantire un miglior funzionamento sia rispetto agli utenti attivi, sia rispetto alle utenze passive. Oltre alle misure relative agli utenti attivi (scambio di potenza con la rete ed eventuale inversione di flusso, nonché profilo di tensione nel punto di consegna), sono stati svolti approfondimenti relativo alla qualità del servizio (QoS), e in particolare alla continuità del servizio, individuando il numero e la durata delle interruzioni registrate sulla rete di distribuzione alimentata dalla CP di Lambrate dovute ai soli guasti con origine MT. I risultati ottenuti, anche in relazione alle prospettive di regolazione (Del. ARG/elt 198/11), mostrano la necessità di una maggiore attenzione agli indicatori di QoS (numero e durata delle interruzioni) e alle relative modalità di gestione della rete MT, con particolare riferimento alle strategie di automazione adottate.

Per favorire un effettivo miglioramento della QoS, sia per gli utenti attivi sia per quelli passivi, si è ritenuto necessario integrare la sperimentazione introducendo sistemi di automazione evoluti lungo linea, con parziale modificazione degli investimenti definiti durante la fase iniziale di stesura del progetto.

Questi investimenti hanno consentito di implementare e sperimentare:

1. nuovi sistemi di telecontrollo e automazione che realizzano l'innovativa funzione di selettività logica e controalimentazione automatica, che consente di individuare e selezionare i guasti (monofase e polifase) automaticamente e con tempi inferiori ad 1 s (interruzione breve);
2. nuovi assetti di esercizio, come la gestione di alcune linee in anello chiuso, che aumentano l'affidabilità e la sicurezza della rete stessa.

I benefici legati a questa nuova modalità di gestione della rete saranno evidenti: tutti i guasti sulla rete MT saranno ricondotti ad una interruzione transitoria per tutti i clienti a monte e a valle del tratto guasto; in aggiunta saranno anche sperimentate funzioni di selettività logica con le protezioni degli utenti finali (attivi e passivi) inserendo nell'algoritmo di individuazione del guasto anche il SPG che consentirà agli utenti finali MT con elevate esigenze di qualità di ottenere molteplici livelli di selettività all'interno del proprio impianto.

Le nuove procedure operative di gestione dei guasti proposte nell'allegato, potranno poi essere sviluppate su tutta la rete di A2A Reti Elettriche Milano in modo da ridurre, insieme ad altri interventi di adeguamento rete già in corso, i problemi relativi alle interruzioni evidenziati dalla stessa Autorità per l'energia elettrica e il gas.

Rispetto ai costi iniziali, si è richiesto un aumento del complessivo importo dell'investimento, necessario per includere i nuovi componenti da installare nelle CLL (21 unità) e le nuove logiche di gestione in CP e presso gli utenti attivi (7 unità).

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

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;
- una maggiore efficienza energetica, riducendo le perdite lungo la rete, grazie ad un avvicinamento tra carico e generazione;
- la possibilità di ridurre / differire gli investimenti nel potenziamento della rete, grazie alla migliore sincronizzazione dei prelievi e delle immissioni di energia su un'estensione spaziale predeterminata, ad alleviare il carico sulla rete elettrica;
- un minor impatto ambientale riducendo le emissioni di CO₂.

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 sopra 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);
- maggiore sicurezza dell'esercizio a livello di sistema, sia tramite automatismi, sia per la possibilità di trasmissione di informazioni e comandi da e verso TERNA;
- migliore gestione e controllo della rete MT sottesa alla CP;
- migliore qualità della tensione in termini di variazioni rapide minimizzando le occorrenze di distacco indebito delle unità di GD, che causerebbero variazioni rapide della tensione nella porzione di rete prossima e sottesa alla unità di GD coinvolta.

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, aumentando la Hosting Capacity della rete e 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).

L'aumento dell'energia immettibile in rete da GD è tra i benefici principali del Progetto e il risultato finale quantitativo da massimizzare. Questo aumento dipende fortemente dalle modifiche e dalle evoluzioni implementate nella sperimentazione.

A seguito degli interventi previsti nel Progetto è stato stimato un aumento dell'energia complessivamente installabile, conformemente alle capacità dei feeder, pari a 666,874 GWh, e, considerando anche i vincoli termici sul trasformatore AT/MT, di 360,000 GWh MWh.

Per determinare tali quantità si è valutata l'energia che la GD può erogare nella situazione preesistente (E_I) e, utilizzando un approccio di tipo convenzionale, la GD connettibile a seguito degli interventi proposti nel Progetto (Tabella 3): con E_{SL} si indica l'energia immettibile in rete in relazione alla sola capacità delle linee, mentre $E_{ST\&L}$ tiene conto sia del limite termico delle linee che di quello del trasformatore AT/MT di CP.

CP Lambrate		Energia annua immettibile in rete [MWh]
Iniziale	E_I	23271,04
A valle del Progetto	E_{SL}	690145,24
	$E_{SL\&T}$	383271,04

Tabella 3. Energia annua immettibile in rete nella condizione attuale e a valle del Progetto.

2 STATO AVANZAMENTO LAVORI

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

Come già anticipato, la proposta di Progetto iniziale era stata sviluppata su un arco temporale di 3 anni, dal 1° gennaio 2011 fino al 31 dicembre 2013 (come da Figura 2).

La natura sperimentale del progetto e la conseguente difficoltà di stipulare contratti in tempi brevi con i costruttori per la fornitura delle apparecchiature innovative, unita anche alle recenti evoluzioni tecnico-normative (Allegato A.70, Delibera 84/2012/R/eel, revisione delle norme CEI 0-16 e CEI 0-21), nonché la necessità di interfacciarsi presso gli Utenti Attivi ad apparati esistenti, hanno comportato uno slittamento delle tempistiche inizialmente ipotizzate.

In particolare, in riferimento alle problematiche di interfaccia con gli utenti attivi, queste sono imputabili alla necessità di sviluppare soluzioni di volta in volta differenti, specifiche per il caso in esame, impattando sulle tempistiche richieste per il coinvolgimento degli UA nell'architettura Smart Grid. L'implementazione delle logiche di controllo sugli impianti esistenti risulta particolarmente critica, in quanto per essa è necessario lo sviluppo di logiche firmware ad hoc da parte del Costruttore dell'apparecchiatura in campo (senza possibilità per A2A Reti Elettriche di garantire il rispetto delle tempistiche prefissate in fase di istanza incentivante).

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

Il GANTT aggiornato è riportato in Figura 3; ad oggi, sono state completate le seguenti fasi:

- Fase 1 “Indagini preliminari”;
- Fase 2 “Richieste autorizzative”;
- Fase 3 “Progettazione”.

Attualmente sono in corso di pubblicazione i bandi per l'acquisizione delle apparecchiature innovative che completano la Fase 4 “Emissione ordini”; rispetto al Gantt fornito nella proposta iniziale, l'intero progetto ha, quindi, un ritardo di circa un anno, che ha portato alla richiesta di una proroga della scadenza del Progetto, come indicato nel seguito.

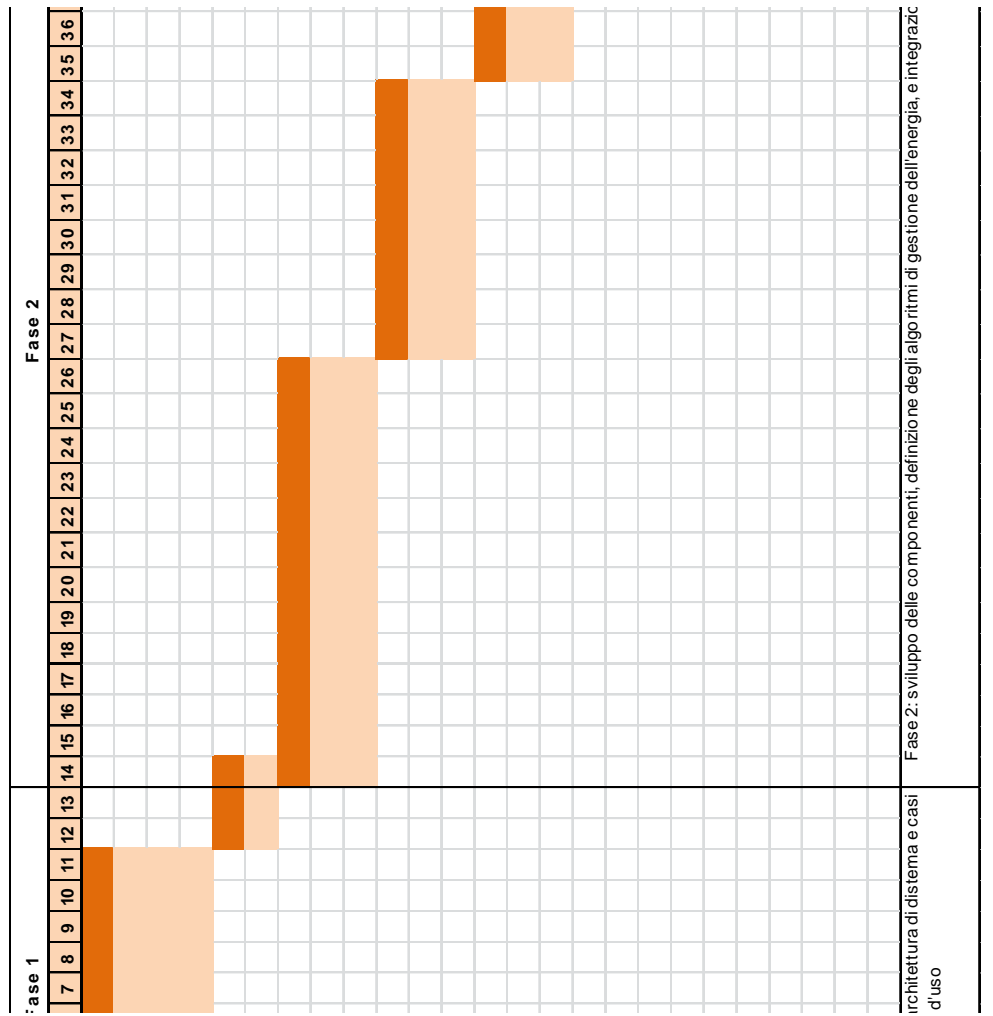


Figura 3. Gantt aggiornato.

I motivi del ritardo sono essenzialmente legati:

1. alle già citate mutazioni intervenute nel contesto tecnico/regolatorio generale (Del. 84/12; Allegati A.70 e A.72 di TERNA);
2. alla natura fortemente sperimentale del Progetto;
3. agli obiettivi di forte innovazione che il Progetto stesso si è posto;
4. al contesto fortemente urbanizzato che ha richiesto l'implementazione di logiche di automazione sperimentali (selettività logica & controalimentazione automatica in anello chiuso), non presenti nello stato dell'arte.

Il Progetto prevede, infatti, l'impiego di apparecchiature tuttora non disponibili in commercio e l'implementazione di un sistema completamente interoperabile che ha richiesto una progettazione più approfondita, necessaria per la definizione delle specifiche tecniche, ripetute analisi preliminari con i diversi costruttori nonché procedure più complesse per la stesura dei bandi di gara.

In particolare, il principale motivo del ritardo è legato alla possibilità di creare un sistema totalmente interoperabile capace di garantire la separazione, come evidenziato in Figura 6, delle apparecchiature e della rete di comunicazione del Distributore da quelle dell'utente attivo.

La soluzione che si è scelto di implementare è quella in cui il RUA è utilizzato come interfaccia tra le due diverse reti di comunicazione⁴; esso riceve i messaggi dalla rete a monte e li smista nelle relative reti a valle. Ciascun RUA dovrà quindi essere progettato in modo da permettere l'utilizzo di due schede di rete:

- una per comunicare con la rete a monte (di proprietà e di responsabilità del distributore);
- una per comunicare con la rete a valle (di proprietà e di responsabilità dell'utente).

In questo modo il RUA potrà identificare i dispositivi interni all'impianto grazie ad un sistema di "indirizzi IP utente attivo" (Figura 6), che è utilizzato per la comunicazione a livello locale e non è visibile all'esterno dell'impianto, e i dispositivi presenti sulla rete a monte grazie ad un sistema di "indirizzi IP distributore" (Figura 6).

Questa scelta progettuale rende le due reti 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 RUA⁵. Il RUA è, quindi, l'unico punto dal quale si può accedere alla rete

⁴ 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).

⁵ L'utilizzo di IP statici è necessario in quanto, al fine di rendere sicuro ed inattaccabile il canale di comunicazione tra il RCP/RCLL 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).

dell'utente; tale dispositivo garantisce la sicurezza della rete dell'utente in quanto la rende completamente indipendente da quella del distributore⁶.

Il sistema così realizzato garantisce la totale e completa interoperabilità della rete, sia all'interno del progetto sperimentale, sia rispetto ad un eventuale deployment esteso; in futuro, infatti, qualsiasi utente attivo potrà collegarsi alla SSE del distributore progettando e gestendo in completa autonomia il proprio impianto e le proprie apparecchiature.

Essendo però tale obiettivo non raggiungibile con l'installazione di apparecchiature standard (né customizzate) fornite dai vari costruttori, poiché basate su logiche proprietarie (diverse da costruttore a costruttore e spesso tra loro non totalmente compatibili), nella fase di progettazione, un ulteriore elemento di ritardo si è dovuto alla definizione di una opportuna profilazione protocollare attraverso l'individuazione di segnali da scambiare in protocollo IEC 61850 (meglio specificati nel seguito) che i costruttori dovranno implementare sui propri prodotti in modo che questi risultino interoperabili fra loro. Ciò ha comportato maggiori complessità sia per A2A Reti Elettriche nella fase di progettazione, sia per i vari costruttori di apparecchiature con cui sono in corso continui contatti e scambi di informazioni, e, quindi, un'ulteriore estensione della Fase di Programmazione e un conseguente ulteriore ritardo rispetto alle attività previste nel Gantt.

Queste complessità hanno causato anche un'estensione temporale della Fase di Emissione Ordini, che è attualmente in corso. Infatti, per poter garantire realmente l'interoperabilità del sistema anche in fase sperimentale di progetto, 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.

Inoltre, il contesto metropolitano in cui si sviluppa il Progetto necessita di livelli di QoS sempre più performanti che hanno richiesto l'introduzione di strategie di automazione di assoluta avanguardia capaci di garantire la richiusura a fondo linea in tempi inferiori ad un secondo (interruzione transitoria). In particolare, si è deciso di:

⁶ 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).

- implementare nuovi sistemi di telecontrollo e automazione che realizzano l'innovativa funzione di *selettività logica & controalimentazione automatica*, in modo da individuare e selezionare i guasti (monofase e polifase) automaticamente e con tempi inferiori ad 1 s (interruzione breve);
- di sperimentare nuovi assetti di esercizio, come la gestione di alcune linee in anello chiuso, in modo da aumentare l'affidabilità e la sicurezza della rete stessa.

Queste nuove modalità di automazione e gestione della rete hanno richiesto la progettazione di algoritmi e procedure di selezione del guasto e di nuove e più evolute funzioni di protezione da sviluppare all'interno di innovativi dispositivi di protezione, aumentando i tempi necessari al completamento della Fase di Progettazione.

Per garantire il completamento delle attività, con una lettera inviata all'Autorità il 2 gennaio 2013 (prot. 2013-ARL-000002-P), A2A Reti Elettriche ha richiesto una proroga della scadenza del Progetto fino al 31 dicembre 2014. Come appena esposto, la definizione delle specifiche tecniche di progetto, le analisi preliminari con i diversi costruttori nonché le procedure per la stesura dei bandi di gara hanno, infatti, richiesto un tempo maggiore di quello previsto in fase di presentazione della proposta. In questo modo, completate ormai le fasi di indagine preliminare, quasi completate anche le richieste di autorizzazioni e la progettazione, grazie ai dodici mesi di proroga, A2A Reti Elettriche garantirà l'acquisizione, l'installazione, la messa in esercizio dei componenti innovativi (completamento Fase 5 "Acquisizione apparecchiature", Fase 6 "Realizzazione opere") e l'effettuazione delle prove, dei test e del monitoraggio della rete (completamento Fase 7 "Collaudo" e Fase 8 "Test & Valutazione") nel corso del 2014.

Un maggior dettaglio delle fasi concluse fino ad oggi è riportato nei seguenti paragrafi.

2.1.1 Progettazione

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

2.1.2 Acquisizione apparecchiature

Il 28/2/2013 è stato emesso il bando di gara europeo per la qualifica di fornitori <http://ted.europa.eu/udl?uri=TED:NOTICE:67408-2013:TEXT:FR:HTML&tabId=1>.

Il 25/3 sono arrivate le richieste di partecipazione. Dopo alcuni necessari approfondimenti sui documenti presentati dalle ditte ora si stanno elaborando i documenti di gara (RDO, condizioni speciali d'appalto).

2.1.3 Realizzazione delle opere

La realizzazione delle opere non è ancora iniziata.

2.2 Costi sostenuti

2.2.1 Processi autorizzativi

Date le considerevoli potenze di trasformazione delle CS coinvolte nel progetto, non sarà possibile effettuare gli interventi innovativi in una sola giornata attraverso l'utilizzo di gruppi elettrogeni. Gli interventi previsti comporteranno, infatti, il rifacimento delle CS stesse attraverso lavori più lunghi e complessi che richiederanno la predisposizione di alcune cabine temporanee di appoggio. Per questo motivo, sarà necessario prevedere le opportune autorizzazioni presso il Comune di Milano. Le richieste autorizzative sono già in corso, si prevede di ottenere i relativi permessi prima dell'acquisizione delle apparecchiature da parte dei costruttori.

Tutte le apparecchiature che saranno installate, invece, all'interno della CP e all'interno dell'impianto utente non comporteranno nessuna modifica dell'attuale struttura dal punto di vista edilizio.

Per quanto riguarda il sistema di comunicazione, questo sarà predisposto dall'operatore di servizi di connettività a banda larga scelto da A2A Reti Elettriche che si occuperà anche delle eventuali richieste autorizzative.

2.2.2 Accordi con soggetti terzi (ad. es. produttori)

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

2.2.3 Misurazioni e test (pre e post interventi)

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

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

3 COMMENTI IN RELAZIONE AGLI OBIETTIVI FINALI PREVISTI DAL PROGETTO

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

Ad oggi sono state svolte solo le attività di indagine preliminare e di progettazione. Non essendo ancora disponibile l'intera architettura Smart Grid (sistemi di automazione e controllo del Distributore – sistema di comunicazione – apparati dell'Utente Attivo) non è invece stato possibile condurre test in campo per la misura reale dei benefici del Progetto.

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

3.1.1 Evoluzione del quadro tecnico-normativo

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

3.1.2 Reperibilità degli apparati innovativi

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

Infatti, i costruttori di simili apparecchiature hanno mostrato una scarsa propensione a personalizzare i loro prodotti rispetto a quanto già disponibile a scaffale. In molti casi, i prodotti presentati 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 pongono grandi ostacoli e difficoltà nel personalizzare prodotti per una applicazione specifica, ancorché di tipo sperimentale.

In generale, si è evidenziata la tendenza dei costruttori contattati per la sperimentazione a non investire sul Progetto, non considerando, ad esempio, le ricadute positive della sperimentazione sulle proprie attività di ricerca e sviluppo, ad es. connesse alle recenti evoluzioni nella normativa tecnica. Questo ha comportato che la pressoché totalità dei costi di sviluppo degli apparati innovativi sia stata posta in capo ad A2A Reti Elettriche, ricadendo per intero sugli oneri connessi alla realizzazione del Progetto.

3.1.3 Scambio dati da e verso Terna.

L'incertezza relativa alla modalità di scambio dei dati con Terna (dati di potenza prodotta dalla GD, comandi di distacco/modulazione degli impianti, segnale di teledistacco da Terna, ecc.) ha causato ritardi e margini di incompletezza nelle specifiche. Nel tempo, le esigenze di scambio dati tra Terna e A2A Reti Elettriche sono anche mutate, per effetto di alcune disposizioni normative e regolatorie, come da Paragrafo 6 dell'Allegato A.70 approvato con Del. 84/12/R/eel, con un ulteriore impatto sul rispetto dei vincoli progettuali.

3.1.4 Coinvolgimento degli Utenti Attivi

Nella sperimentazione condotta da A2A Reti Elettriche, si sono riscontrate notevoli problematiche nel coinvolgere gli Utenti Attivi per via della necessità di interfacciarsi ad apparati esistenti. Ciò ha reso indispensabile sviluppare soluzioni di volta in volta differenti, specifiche per il caso in esame, impattando sulle tempistiche richieste per il coinvolgimento degli UA nell'architettura Smart Grid. L'implementazione delle logiche di controllo sugli impianti esistenti risulta particolarmente critica, richiedendo lo sviluppo di logiche firmware ad hoc da parte del Costruttore dell'apparecchiatura in campo, senza possibilità per A2A Reti Elettriche di negoziarne i costi (per le ragioni di cui al par. 3.1.2) e di garantire il rispetto delle tempistiche prefissate in fase di istanza incentivante.

3.1.5 Sistema di comunicazione

Circa il sistema di comunicazione del Progetto, la disponibilità in un contesto fortemente urbanizzato come quello di Milano di utilizzare la 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.).

3.2 Aspetti di interesse nell'ottica di un futuro deployment della soluzione sperimentale

Nella prospettiva di un futuro deployment delle soluzioni tecniche sviluppate nel Progetto A2A Lambrate, si possono svolgere le ulteriori considerazioni di carattere preliminare riportate nel seguito.

3.2.1 Evoluzione del quadro tecnico-normativo

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

L'architettura Smart Grid di A2A Reti Elettriche 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 rete ADSL), il backup con comunicazione su vettore GSM. In prospettiva, dovrà essere valutato se, e come, le due soluzioni dovranno coesistere (p.e.,: soluzione oggi sperimentata che funge da canale principale, avendo come backup la soluzione attualmente in norma).

Per le funzioni di limitazione/modulazione in emergenza della potenza attiva immessa in rete dalla Generazione Diffusa si evidenzia la necessità di definire, in sede di regolazione nazionale, il trattamento economico da applicarsi alle quantità energetiche soggette a ordini di limitazione da parte del DSO/TSO, che in un prossimo futuro dovranno sicuramente essere valorizzate tramite un prezzo di mercato (servizi venduti su MSD o su un MSD locale).

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 della soluzione progettuale, tuttavia, questa soluzione potrebbe determinare possibili sovrapposizioni di competenze/costi tra il Distributore e l'Utente (ad es., costi di comunicazione). In fase di valutazione, si analizzeranno eventuali ulteriori aspetti di rilievo in merito a tale soluzione.

3.2.2 Scambio dati da e verso Terna.

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

3.2.3 Coinvolgimento degli Utenti Attivi

Il progetto Smart Grid ha evidenziato, oltre all'assoluta centralità dell'Utente Attivo all'interno della sperimentazione, anche potenziali criticità in relazione al suo coinvolgimento nella stessa: infatti, nonostante l'impegno del Distributore a farsi carico della totalità dei costi della sperimentazione, l'Utente, complice la mancanza di benefici diretti e/o il timore di possibili problematiche/oneri a suo carico (ad es., aumento della complessità di gestione dell'impianto), può essere portato a rifiutare l'adesione alla sperimentazione. Nell'ambito del progetto Lambrate, un notevole peso nel coinvolgimento degli Utenti ha avuto la propensione alla sperimentazione di molti degli impianti coinvolti (ad esempio, CEI, RSE), oltre alla possibilità concreta di sperimentare i benefici derivanti di logiche di automazione avanzata (spt. con riferimento ad impianti nell'area di Milano che, per la loro attività strategica, necessitano una elevata qualità del servizio).

3.2.4 Sistema di comunicazione

La scelta del protocollo di comunicazione riveste un'importanza fondamentale ai fini dell'interconnessione dei diversi componenti della Smart Grid, essendo questi nella titolarità di molteplici soggetti con competenze e finalità assai diverse tra loro. Per favorire la massima replicabilità delle soluzioni sperimentali sviluppate, nel progetto 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.

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.

Al fine di minimizzare i costi legati allo sviluppo delle smart grid, soprattutto per quel che riguarda la parte relativa ai sistemi di comunicazione, si auspica una opportuna collaborazione tra i diversi soggetti concessionari delle due reti.

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

Per ciascun punto da mettere in comunicazione “always on” (sia esso appartenente alla rete del Distributore, oppure a un Utente Attivo), si sono sostenuti in media costi fissi per 2.000 € circa⁷. A questi va aggiunto un canone annuo atteso di circa 850 €⁸.

Per quanto attiene invece la Cabina Primaria, si sono sostenuti costi fissi pari a 5.000 € con un canone annuo previsto di circa 1.000 €⁹.

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

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

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

⁷ Questi costi fissi, legati prevalentemente all'installazione di router necessari per stabilire la comunicazione con gli altri componenti di rete, sono già considerati all'interno dei costi relativi alle apparecchiature di CS e degli utenti attivi (**Errore. L'origine riferimento non è stata trovata.**).

⁸ Questi valori potrebbero essere rimodulati in funzione degli esiti dei test, scegliendo di stipulare, qualora le latenze del canale di comunicazione risultassero non compatibili con le finalità del progetto, contratti con performance più elevate.

⁹ Questi costi fissi, legati prevalentemente all'installazione di router necessari per stabilire la comunicazione con gli altri componenti di rete, sono già considerati all'interno dei costi relativi alle apparecchiature di CP (**Errore. L'origine riferimento non è stata trovata.**).

¹⁰ Questi valori potrebbero essere rimodulati in funzione degli esiti dei test, scegliendo di stipulare, qualora le latenze del canale di comunicazione risultassero non compatibili con le finalità del progetto, contratti con performance più elevate.

1. Monitoraggio degli indicatori rilevanti durante l'esercizio

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

- tutte le interruzioni senza preavviso lunghe, brevi e transitorie;
- tutte le richieste di regolazione (di potenza attiva e reattiva) alle unità di GD e la relativa risposta;
- tutti i segnali e i comandi scambiati tra la Cabina Primaria, le Cabine lungo linea e gli Utenti Attivi;
- le grandezze rilevanti ai fini del controllo della tensione (numero di manovre del VSC di CP, tensioni lungo-linea, contributo di potenza reattiva dei generatori, perdite, ecc.);
- le grandezze rilevanti ai fini dell'implementazione di modelli di dispacciamento locali (tempi di attivazione per la fornitura del servizio, misura del contributo di potenza attiva e reattiva dei generatori, ecc.).

2. Prove ad hoc con eventi in campo simulati

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

- fuori servizio di un vettore di comunicazione:
 - impatto sulle prestazioni della Smart Grid;
 - funzionalità del vettore di backup;
 - tempi necessari al passaggio dal funzionamento in logica centralizzata al funzionamento in logica locale.
- guasti in rete:
 - prestazioni del teledistacco (tempi di distacco; affidabilità);
 - prestazioni della selettività logica & controalimentazione automatica (tempi di comunicazione; affidabilità);
 - prestazioni della selettività logica con l'utente (tempi di comunicazione; affidabilità);
- richiesta di modulazione della potenza attiva/reattiva della GD per esigenze di rete:
 - tempi di esecuzione dei comandi di limitazione;
 - reale impatto misurato sulla rete MT del Distributore;

- tempi di ripristino;
- affidabilità;
- riconfigurazione di rete mediante telecontrollo degli organi lungolinea:
 - verifica della funzionalità del sistema nella nuova configurazione (ad es., corretta corrispondenza Protezione Lungo Linea – SPI Utente Attivo).

APPENDICE A– CARATTERISTICHE DELLA RETE LAMBRATE

La rete elettrica MT afferente alla CP di Lambrate 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.

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.

Il punto di separazione funzionale fra le attività di competenza di TERNA e quelle di A2A Reti Elettriche coincide con i sezionatori AT di proprietà di A2A Reti Elettriche (D80 e D81 e D78 e D79). Le sbarre AT sono ora di proprietà di TERNA.

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

Le linee AT che alimentano la CP di Lambrate sono dotate dei seguenti sistemi di protezione:

Linea AT 237	Linea AT 238	Linea AT 283	Linea AT 286
Distanziometrica	Distanziometrica	Distanziometrica	Distanziometrica
MiCOM P444	MiCOM P444	MiCOM P442	MiCOM P442

Tabella 4. Sistemi di protezione AT.

Per quanto riguarda il lato MT della CP di Lambrate, sono attualmente impiegate protezioni Areva modello Micom P142. Su ogni stallo cavo MT sono presenti dispositivi di richiusura rapida automatica tranne che sui cavi LA01-LA02-LA03, volutamente esclusi.

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 RTU¹¹ in funzione è costituito da quattro TPT ex Enel con protocollo TIC 1000; è però depositata una RTU560 ABB, che sarà messa in funzione durante il progetto, provvista di protocollo IEC 60870 5 104 verso il centro di telecontrollo STAEL) 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.

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 (non automatica) 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.

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, esclusi volutamente) e di logiche di riconoscimento guasto intermittente ed evolutivo (la corrente presunta di cortocircuito nel punto di consegna è ritenuta 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

¹¹ 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 5.

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 5. Informazioni trasmesse al centro operativo di TERNA.

A.1 Scenario preesistente

Nello scenario preesistente all'implementazione del Progetto, la rete di distribuzione di Lambrate risultava già dotata di vari sistemi di controllo, regolazione e protezione, benché questi fossero stati concepiti per un esercizio puramente passivo della rete medesima.

Un primo livello di automazione con un forte impatto sulla GD consiste nella presenza delle cosiddette richiuse automatiche, ovvero sistemi in grado di richiudere l'interruttore di partenza della linea MT a seguito di un'apertura su guasto. Il funzionamento tipico di questi sistemi di richiusura prevede un ciclo di attesa da qualche centinaio di millisecondi (400 ms) a qualche decina di secondi (70 s÷180 s) a seguito di un'apertura su guasto ; dopo questa attesa l'interruttore è richiuso e la tensione rilanciata lungo la linea. Questo sistema di richiusura automatica è stato concepito nella visione di una rete sottesa puramente passiva. In questo caso, infatti, le utenze sono rialimentate e percepiscono soltanto un'interruzione transitoria per il tempo necessario alla richiusura. Con la presenza di GD lungo le linee MT bisogna evitare che la richiusura avvenga quando lungo la linea sono ancora connessi generatori; in questo caso si avrebbe, infatti, un parallelo pericoloso per le macchine .

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

La strategia per evitare simili situazioni prevedeva la rapida disconnessione dei generatori in caso di apertura dell'interruttore di CP. Infatti, i generatori connessi alla rete MT sono dotati di un dispositivo automatico (il cosiddetto Sistema di Protezione di Interfaccia, SPI, codificato nella Norma CEI 0-16) in grado di disconnettere il generatore dalla rete in caso di perdita della rete medesima. Tuttavia, in assenza di sistemi di comunicazione tra CP e GD le informazioni di cui

dispongono i relè d'interfaccia sono esclusivamente locali: l'azione del SPI (o meglio del relè che ne costituisce la parte essenziale, detto PI, Protezione di Interfaccia) è pertanto basata su soglie di minima, massima frequenza (protezioni 81U, 81O), minima tensione (protezione 27), massima tensione (protezione 59). Queste soglie, però, non possono distinguere condizioni di perdita di rete da perturbazioni nelle quali la tensione (oppure la frequenza) si discostano dai valori nominali per cause dovute a squilibrio tra generazione e carico (o, più in generale, a guasti e perturbazioni anche nelle reti di alta e altissima tensione)¹². In alcuni casi (già verificatisi nel recente passato), il SPI potrebbe agire in modo intempestivo, distaccando ulteriore generazione dalla rete; in altri, caratterizzati dalla presenza di ridotto squilibrio fra le potenze attiva/reattiva generate e quelle richieste dai carichi, mantenere un'isola indesiderata. Inoltre, nello scenario preesistente al Progetto, il SPI, basato come già detto sul rilievo locale di tensione e frequenza, in occasione di significativi transitori di frequenza sulla rete di alta tensione, disconnetteva intempestivamente la GD collegata alla rete di distribuzione che quindi non partecipava al contrasto della perturbazione in atto sul sistema, bensì ne aggravava l'entità, disconnettendosi in tempi brevissimi e causando problemi alla sicurezza del complessivo sistema nazionale.

In tale scenario, e nella prospettiva di un apporto significativo da GD senza modifiche alla rete di distribuzione MT, i problemi di gestione, protezione e automazione legati alla PI avevano pesanti ripercussioni sia a livello locale (linee MT) sia a livello di sistema (aumento del rischio di blackout). In altre parole, le scarse prestazioni della PI rappresentavano un vincolo ulteriore, e più stringente, per la potenza attiva installabile su una rete MT. Per contro, la rete MT in esame, in relazione ai soli vincoli tecnici nodali, mostrava una più che discreta capacità di accoglimento della GD, in linea con quanto riportato nell'Allegato 2 della Del. ARG/el 25/09. In particolare, la quantità di GD tecnicamente installabile, in accordo a tutti i tre vincoli nodali considerati e nelle ipotesi dello studio, su una grande percentuale di nodi della rete risultava piuttosto elevata (oltre l'80% dei nodi analizzati era compatibile con una quantità di GD entro i 3 MW). Scendendo in maggiore dettaglio, si rilevava una notevole incidenza delle variazioni rapide di tensione: su tale fenomeno, peraltro, le norme di Power Quality non pongono reali limiti, ma forniscono solo indicazioni. Il reale limite dell'infrastruttura è rinvenibile nel vincolo di transito sulle linee: esso risultava quello più critico solo per iniezioni molto significative (qualche megawatt), costituendo una vera e propria barriera strutturale della rete, insieme alla potenza nominale dei trasformatori AT/MT.

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

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

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

A.2 Consistenza della rete coinvolta nel Progetto

La 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.

APPENDICE B– ARCHITETTURA DEL PROGETTO

Il progetto Lambrate ha per obiettivo l'installazione di un sistema di monitoraggio, controllo, regolazione e protezione nella CP di Lambrate (MI), e nelle Cabine Lungo Linea, al fine di incrementare la capacità di accogliere nuova GD, nonché l'affidabilità tecnica, in termini di disponibilità e continuità del servizio fornito, la stabilità dell'alimentazione, e l'efficienza nel servizio di distribuzione. Un opportuno scambio di segnali con Terna consentirà anche di prevedere la futura implementazione di funzioni di controllabilità delle utenze attive delle reti di distribuzione da parte di Terna stessa.

La soluzione proposta, oltre all'introduzione della rete di comunicazione, prevede anche l'installazione (in sostituzione, in parallelo o in aggiunta ai dispositivi esistenti) di componenti innovativi (IED) dotati di un canale di comunicazione e porte logiche per inviare/ricevere informazioni o segnali: l'insieme di questi componenti permetterà di realizzare il concetto di sottostazione estesa¹³ consentendo una gestione intelligente e innovativa della rete di distribuzione.

B.1 Architettura generale del Progetto

Nel seguito si riassumono le implementazioni necessarie a realizzare le finalità generali del Progetto; tali implementazioni sono state dettagliate per ciascun componente definendo le caratteristiche costruttive e funzionali e i segnali che dovranno essere scambiati.

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 (oggetto della presente fornitura), il *Livello 2* o Livello di Cabina Lungo Linea (oggetto della presente fornitura) e il *Livello 3* o Livello Utente Attivo (esenzione rispetto alla presente fornitura).

L'architettura di comunicazione da realizzare tra i componenti di CP è di tipo ad anello ridondato; è poi il RCP che comunica con le apparecchiature installate presso l'utente attivo (tramite il RUA) e presso le Cabine Lungo Linea (tramite il RCLL). A loro volta le apparecchiature installate presso le CLL possono comunicare con quelle installate presso gli utenti attivi per tramite del RCLL e del RUA.

Nella figura sono stati rappresentati esclusivamente i componenti del sistema di comunicazione/controllo/regolazione/protezione che saranno implementati nel Progetto.

¹³ Per sottostazione estesa si intende una estensione della visione del sistema di supervisione e protezione (concetto oggi già applicato, nel paradigma disegnato dal protocollo IEC 61850, alla sola cabina primaria) anche ad entità remote (Utenze Attive, Cabine Lungo Linea) lungo le linee di distribuzione MT.

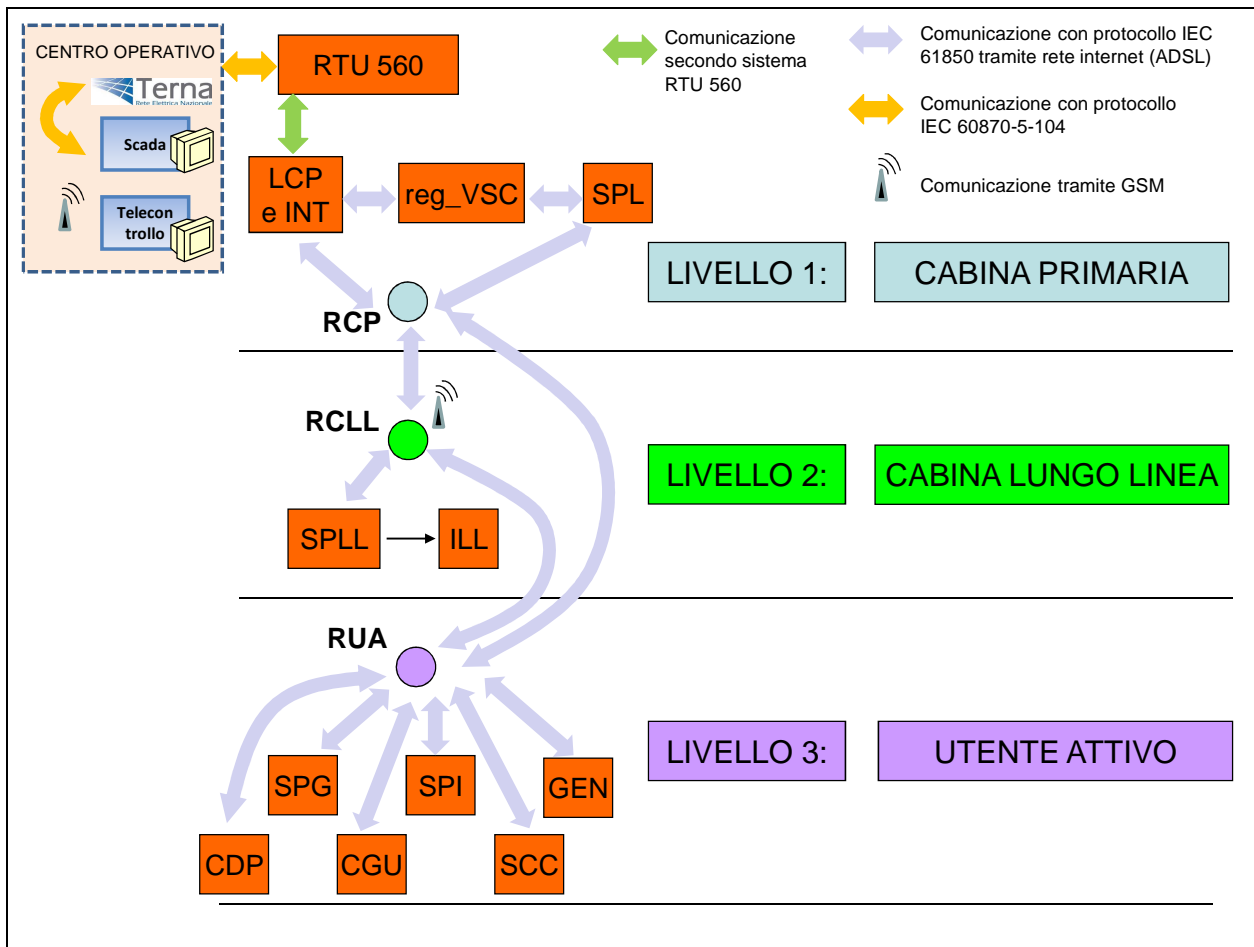


Figura 4. Architettura del sistema.

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 Router¹⁴ (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.

¹⁴ Il router presente presso l'utente attivo oltre a garantire lo scambio di messaggi e informazioni verso la CP e le CLL (funzione di comunicazione) deve anche gestire (qualora si scelga di far coincidere il GEN e il SCC 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 e dei carichi (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 e del SCC.

Componenti da installare in CP – Livello 1

Il Progetto consiste nell'installazione in CP (livello 1) dei seguenti componenti innovativi.

- Logica di Cabina Primaria (LCP) per il monitoraggio e la gestione dell'automazione e della protezione della sottostazione estesa, per le elaborazioni necessarie ai fini del controllo del regolatore automatico del VSC, delle CLL e della generazione diffusa, e per le comunicazioni con la rete di trasmissione a monte della CP stessa¹⁵.
- Sistema di protezione di linea (SPL): posizionato sul montante di linea MT, realizza la funzione di protezione per ogni singola linea della sottostazione estesa; permette l'integrazione tra i sistemi di protezione di linea (protezione 50/50N, 51/51N e 67N Watt e Var, richiusura 79 e logica di riconoscimento guasto intermittente ed evolutivo, etc.), i sistemi di protezione in CLL (protezione 50/50N, 51/51N e 67N Watt e Var, richiusura 79 e logica di riconoscimento guasto intermittente ed evolutivo, etc.) e i sistemi di protezione per la GD (protezione di max/min tensione, max/min frequenza a sblocco voltmetrico, etc.).
- Router di Cabina Primaria (RCP): funge da interfaccia per la gestione dei messaggi e delle informazioni da e verso la LCP e da e verso il router di Cabina Lungo Linea e il router dell'utente attivo.
- Regolatore variatore sottocarico (reg_VSC) del trasformatore AT/MT della cabina primaria.
- Interfaccia verso Terna (INT): serve per trasmettere a Terna le informazioni, registrate nella LCP, relative alla GD, al carico e allo stato della rete. Può essere realizzata come interfaccia esterna o interna alla LCP e può essere messa in comunicazione con Terna attraverso lo SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition) attualmente presente nella CP di Ponte Nuovo (il collegamento con lo SCADA deve essere realizzato attraverso la RTU 560 ABB).

Componenti da installare presso le Cabine Lungo Linea – Livello 2

I componenti da installare nelle CLL sono diversi a seconda della tipologia di cabina considerata. Da qui in poi sono definite “Cabine Lungo Linea Smart” le Cabine Lungo Linea dotate di SPLL, ILL, sensori di corrente e tensione innovativi e RCLL, mentre sono definite “Cabine Lungo Linea Telecontrollate” le Cabine Lungo Linea dotate di IMS-motorizzato e telecontrollato.

¹⁵ 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.

Presso le Cabine Lungo Linea Smart (Livello 2), la presente specifica tecnica prevede l'installazione dei seguenti componenti innovativi all'interno dello Scomparto Interruttore di Cabina Lungo Linea (SICLL).

- Sistema di Protezione Lungo Linea (SPLL): realizzano la funzione di selettività logica lungo linea e controalimentazione automatica (protezione 50-51, 50N-51N e 67N, richiusura 79 e logica di riconoscimento guasto intermittente) con rete radiale e rete ad anello e permettono l'integrazione con i sistemi di protezione della GD.
- Interruttore Lungo Linea (ILL): interruttore collegato al SPLL per garantire l'apertura della linea in caso di guasto.
- Sensori di corrente e tensione innovativi o non convenzionali (per esempio sensori di tensione capacitivi, sensori di corrente Rogowsky, etc) idonei anche per misura (non fiscale).
- Router di Cabina Lungo Linea (RCLL): funge da interfaccia per tutti i messaggi e le informazioni scambiate fra il SPLL e la LCP tramite rete di comunicazione ADSL, fra il SPLL e l'attuale sistema di telecontrollo tramite rete GSM (utilizzato solo in assenza della comunicazione ADSL con funzionamento in logica locale)¹⁶ e fra il SPLL e i SPI tramite rete di comunicazione ADSL.

Presso le Cabine Lungo Linea Telecontrollate (Livello 2), la presente specifica tecnica prevede l'installazione dei seguenti componenti innovativi:

- IMS motorizzato con comando proveniente da remoto tramite sistema GSM;
- modem GSM con chiamata automatica dal centro di controllo.

Componenti da installare presso l'utente attivo – Livello 3

L'architettura proposta per l'impianto dell'utente attivo connesso alla rete MT (Figura 5) è stata definita facendo riferimento al caso più generale, ovvero ad un impianto in cui siano presenti carichi interrompibili o modulabili, che possono quindi essere distaccati o regolati, se necessario, tramite il Sistema di Controllo dei Carichi (SCC). Ovviamente quanto esposto in seguito potrà essere applicato, in forma semplificata, anche per impianti attivi di minor complessità (con sola presenza di generazione diffusa). Considerando, ad esempio, l'impianto di un utente attivo nel quale non siano presenti carichi o nessuno dei carichi sia interrompibile o modulabile, la soluzione proposta potrà comunque essere applicata eliminando il SCC, in quanto la gestione dei carichi non sarà applicabile.

¹⁶ In questo caso, qualora non fosse possibile integrare nel RCLL due sistemi di comunicazione (uno su rete ADSL e uno su rete GSM), il RCLL può essere formato anche da più componenti distinti.

La soluzione proposta, sviluppata su tutti gli impianti attivi connessi alla rete MT di Lambrate, consente alla LCP di conoscere le condizioni di funzionamento di tutti gli utenti sottesi, e, grazie al sistema di comunicazione, di agire in tempo reale su di essi realizzando una gestione innovativa dell'intera rete di distribuzione MT.

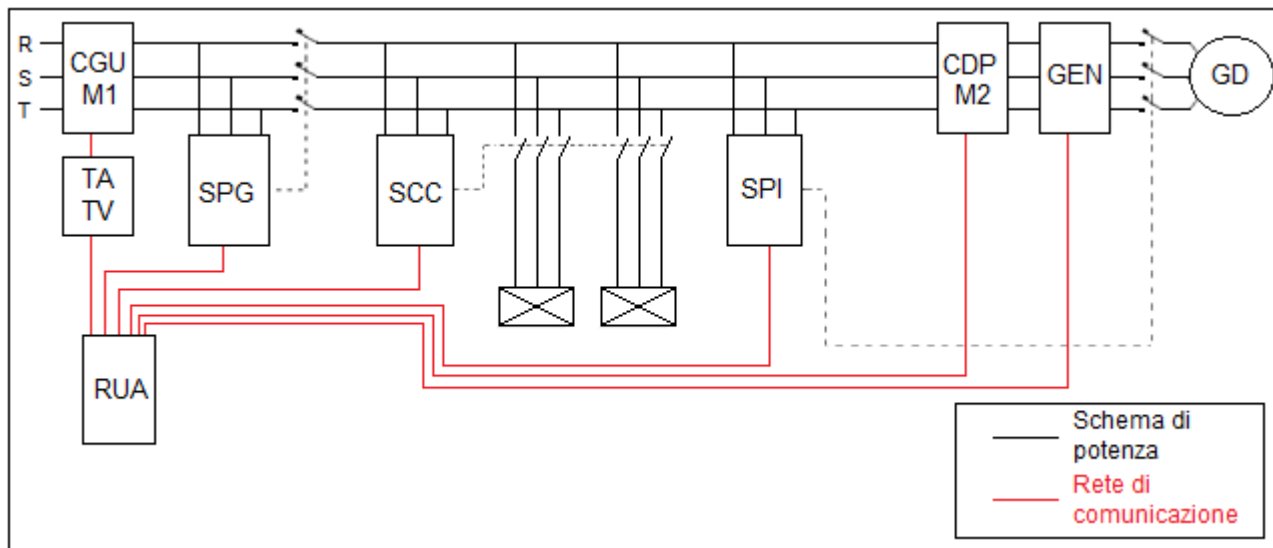


Figura 5. L'impianto dell'utente attivo MT

Sul livello 3, ovvero presso ciascun Utente Attivo (UA), la presente specifica tecnica prevede l'installazione dei seguenti componenti innovativi.

- Router dell'Utente Attivo (RUA): funge da interfaccia per tutti i messaggi e le informazioni scambiate fra i dispositivi dell'utente attivo e quelli presenti in CP (LCP) e nelle CLL (SPLL), e gestisce il funzionamento di tutti i dispositivi innovativi all'interno dell'impianto di generazione in logica locale.
- Sistema di Protezione Generale (SPG): disconnette l'impianto utente dalla rete per guasti interni all'impianto stesso (evitando così che la rete continui a sostenere il guasto), implementando la selettività logica con le protezioni di linea del distributore.
- Sistema di Protezione di Interfaccia (SPI): disconnette il generatore dalla rete solo a seguito di un guasto sulla linea MT a cui il generatore stesso risulta collegato.
- Sistema di Controllo dei Carichi (SCC)¹⁷: unità di gestione del carico utente necessaria per la regolazione di tensione/potenza (attiva e reattiva).
- Generatore (GEN)¹⁸: unità di gestione del generatore presente nell'impianto utente necessaria per la regolazione di tensione/potenza (attiva e reattiva).

¹⁷ Può essere integrato nel RUA (soluzione preferibile).

¹⁸ Può essere integrato nel RUA (soluzione preferibile).

- Contatore Generale Utente (CGU) o analizzatore di rete: monitora, in tempo reale, il transito di potenza nel punto di interfaccia fra l'utente attivo (contatore M1) e la rete MT e invia il relativo valore, con protocollo IEC 61850, alla LCP per tramite del RUA.

Contatore di Produzione (CDP) o analizzatore di rete: monitora, in tempo reale, la potenza prodotta dal generatore (contatore M2) e invia il relativo valore, con protocollo IEC 61850, alla LCP per tramite del RUA.

B.2 Sistema di comunicazione

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.

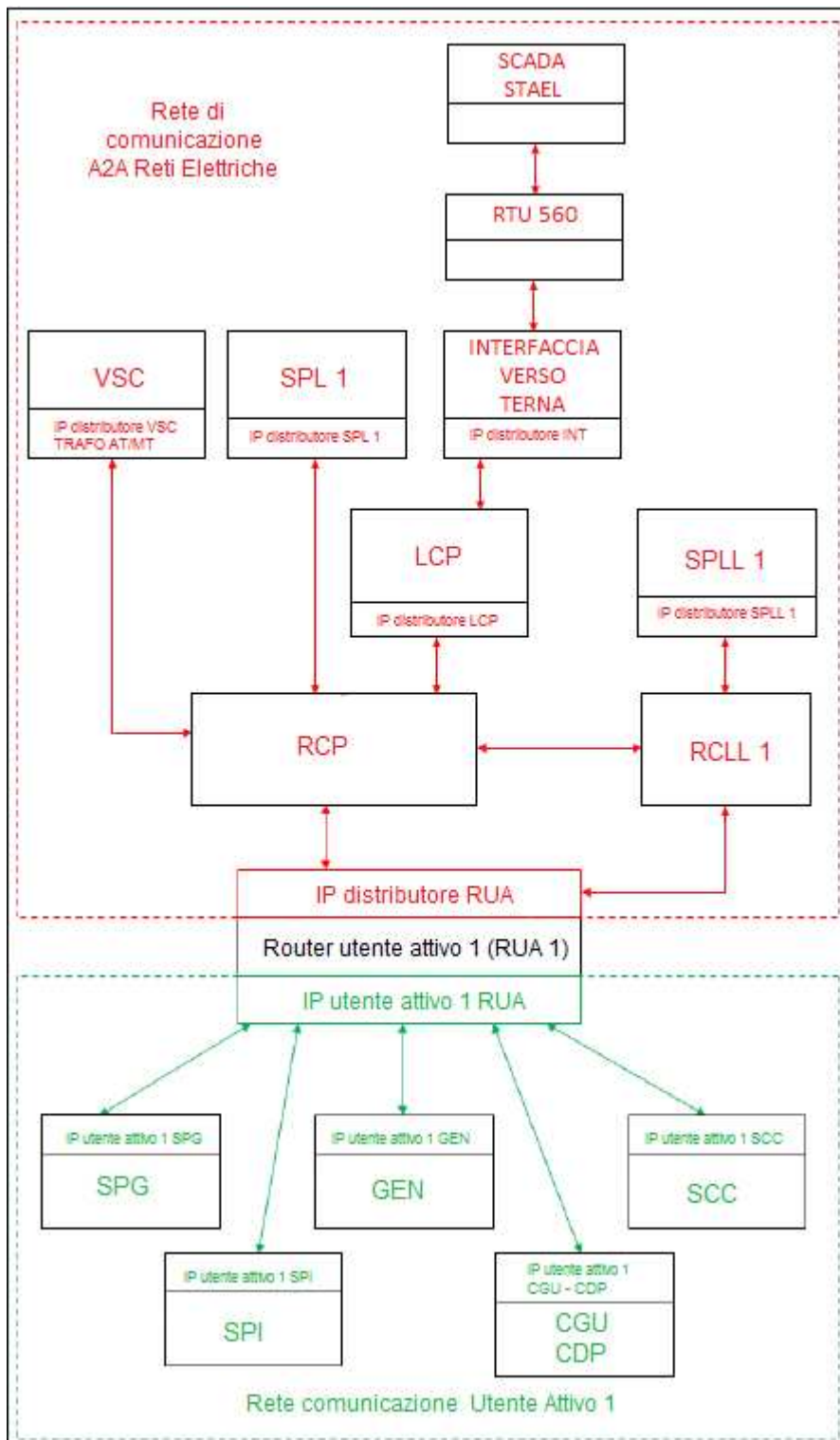
La soluzione proposta prevede l'utilizzo del protocollo IEC 61850 per la comunicazione tra tutti i dispositivi appena elencati ad esclusione della comunicazione verso Terna. Tale scelta è giustificata dal fatto che l'impiego del protocollo IEC 61850 permette di garantire il raggiungimento dell'interoperabilità 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/RCLL¹⁹ 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).

¹⁹ Ognuno con un suo indirizzo IP.

In questo modo, il RUA di ciascun utente attivo diventa l'interfaccia tra le due diverse reti di comunicazione²⁰; esso infatti riceve i messaggi dalla rete a monte e li smista nelle relative reti 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.



²⁰ 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 6. 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 6), 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 6) 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/RCLL²¹ 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 distributore²².

Le soluzioni che si prevede di implementare sono descritte nel seguito²³ (Figura 7).

- 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)

²¹ Il RCP e il RCLL, entrambi di proprietà del distributore, presentano le stesse caratteristiche costruttive e funzionali.

²² 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).

²³ 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.

- 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.

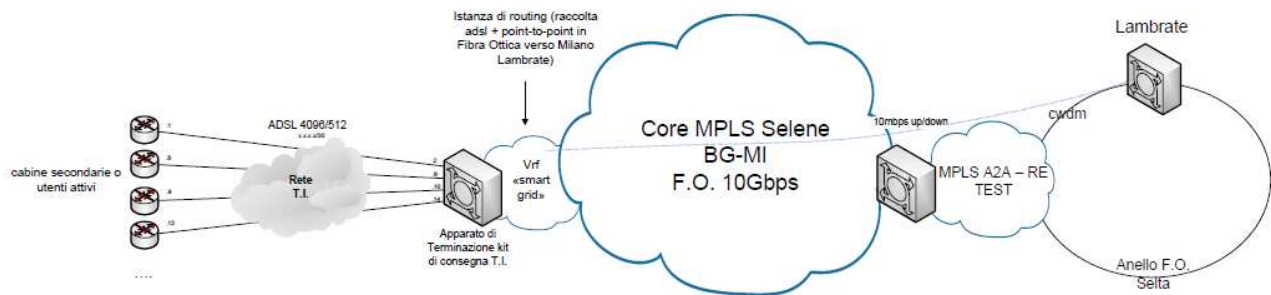


Figura 7. Architettura del sistema di comunicazione.

APPENDICE C – FUNZIONALITÀ INNOVATIVE 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 iterazione.

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”²⁴. 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.

C.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

²⁴ 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.

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.

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.

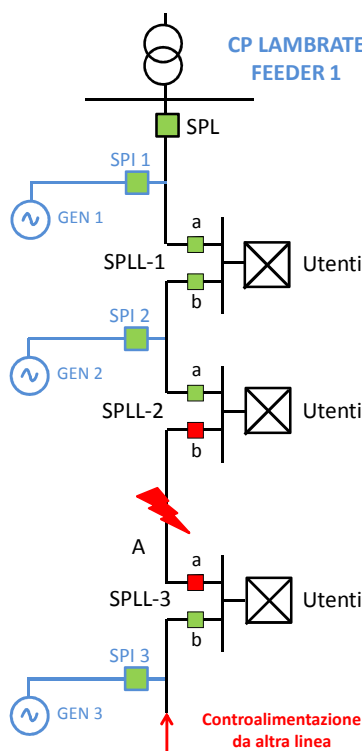


Figura 8. Sequenza di manovre principali per guasto in A – parte 2

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 9.

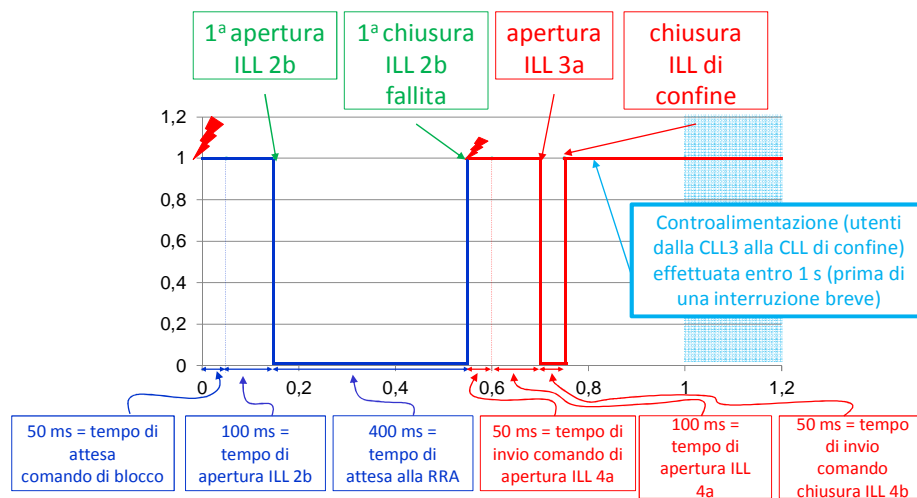


Figura 9. Tempi di selezione e individuazione del guasto.

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 lungo linea 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 utente²⁵, 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

²⁵ In particolare ad utenti MT con particolari esigenze di continuità del servizio.

selettivo delle protezioni non richiede, infatti, l'introduzione di ritardi sulle protezioni all'interno 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.

C.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.

C.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;
- per regolare la tensione qualora la variazione della potenza reattiva non sia risultata sufficiente;
- a seguito di 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.

C.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.

C.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, meteorologiche 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 rimborso²⁶, 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 la possibilità di realizzare un dispacciamento locale a cura del DSO.

²⁶ Ad oggi, infatti, la GD non ha l'obbligo di fornire servizi di rete.

APPENDICE D– ESEMPI DEI TEST IN CAMPO CONDOTTI

Alla data odierna (giugno 2013), si sono svolti test in campo per valutare la piena funzionalità del sistema di 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 la tecnologia ADSL e la tecnologia Wi-MAX. I risultati ottenuti (Figura 10) mostrano dei tempi di trasmissione dei segnali tramite tecnologia ADSL assolutamente contenuti e perfettamente adeguati allo sviluppo e alla implementazione delle funzioni smart.

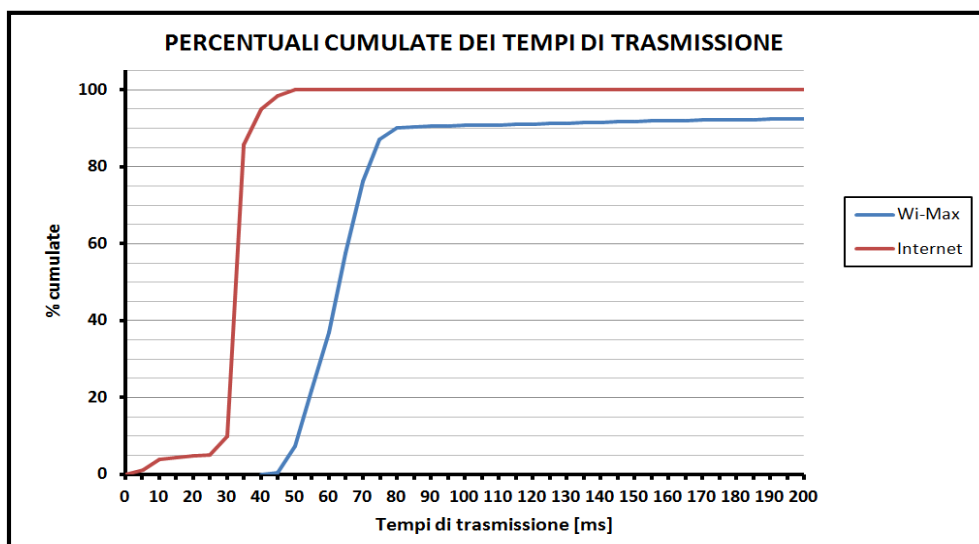


Figura 10. Tempi di trasmissione dei segnali tramite tecnologia ADSL e tecnologia Wi-MAX per la rete di Milano.