



Progetto pilota Smart Grid

(delibera AEEG n. 39/10)

ACEA DISTRIBUZIONE S.p.a.



INDICE

PREMESSA	VII
EXECUTIVE SUMMARY	VII
1. DESCRIZIONE GENERALE DEL PROGETTO DIMOSTRATIVO	1
1.1 DESCRIZIONE SINTETICA	1
1.1.1 Finalità	1
1.1.2 Metodologie di progetto.....	1
1.1.3 Collaborazioni esterne.....	2
1.2 INQUADRAMENTO DEL PROGETTO NEL CONTESTO DI SVILUPPO DELLA RETE DI DISTRIBUZIONE	3
1.2.1 Descrizione dello stato attuale della rete.....	3
1.2.2 Particolarizzazione nel contesto del progetto Smart Grid.....	4
1.3 OBIETTIVI FUNZIONALI E GESTIONALI DEL PROGETTO, CON EVIDENZA DELLE DIFFERENZE RISPETTO A QUANTO EFFETTIVAMENTE REALIZZATO	4
1.4 SVILUPPO TEMPORALE EFFETTIVO DEL PROGETTO, CON COMMENTI RELATIVI AD EVENTUALI DISALLINEAMENTI RISPETTO A QUANTO INIZIALMENTE PREVISTO	9
1.4.1 GANTT originario.....	9
1.4.2 Disallineamenti riscontrati rispetto al GANTT originario	9
1.5 EVENTUALE INQUADRAMENTO DEL PROGETTO NEL CONTESTO DI ALTRE INIZIATIVE, FINANZIATE DA SOGGETTI TERZI, AVENTI COME FINALITÀ LO SVILUPPO DI SMART GRIDS.....	10
1.5.1 Progetto Smart Grid Intelligence (SGI).....	10
1.5.2 Progetto Storage Distribuito.....	11
1.5.3 Progetto Panoptesec	12
2. CARATTERISTICHE TECNICHE DEL PROGETTO PILOTA	14
2.1 LA RETE DI DISTRIBUZIONE INTERESSATA DAL PROGETTO	14
2.1.1 Scelta del campo sperimentale.....	14
2.1.2 Campo Prove	15
2.1.3 Banco Prova	17
2.2 IL COINVOLGIMENTO DEGLI UTENTI	17
2.2.1 Numero di punti di connessione di utenze attive e passive coinvolte nel progetto.....	17
2.2.2 Comunicazione bidirezionale con i clienti finali anche per la sperimentazione di modalità di demand response	18
2.3 IL SISTEMA DI AUTOMAZIONE DELLA RETE.....	18
2.3.1 Numero di cabine primarie, smistamento e secondarie interessate dal progetto pilota	18
2.3.2 Funzioni previste dal sistema di automazione di rete	19
2.3.2.1 Automazione evoluta rete MT	19
2.3.2.2 Nuovi criteri di gestione della rete MT	19
2.3.3 Sistema di acquisizione dati (SCADA).....	23
2.3.4 Interfacciamento e gestione del punto di scambio TSO-DSO.....	24
2.4 IL SISTEMA DI COMUNICAZIONE PER IL CONTROLLO DI RETE	24
2.4.1 Caratteristiche delle tipologie tecnologiche adottate (doppino, Wi-Fi, fibra, ecc..) e frequenze	24
Sistema di comunicazione “verticale” tra sistema centrale e nodi periferici	24
Sistema di comunicazione “orizzontale” tra nodi periferici	30
2.4.2 Protocolli di comunicazione utilizzati, profilazione e interoperabilità.....	34
2.4.3 Modello di business adottato (proprietà/gestione infrastruttura e dati).....	34
2.4.4 Affidabilità e sicurezza in relazione ai servizi abilitati	34
2.5 I SISTEMI DI STOCCAGGIO (EVENTUALE)	34
2.5.1 Gestione e controllo delle fonti rinnovabili intermittenti.....	34
2.5.2 Gestione e controllo delle installazioni di ricarica, anche bidirezionale, di veicoli elettrici	34
2.5.3 Gestione e controllo degli stoccaggi.....	47
3. VERIFICHE E MISURE IN CAMPO	47
3.1 VERIFICHE	48
Calcolo della stima dello stato in base allo stato corrente della rete (fase A e fase B).....	48
Calcolo dell’assetto ottimo e dei relativi set point da parte dell’ottimizzatore (fase C e fase D).....	49

3.1.1	Verifica da SCADA delle modalità di attuazione dei comandi di dispacciamento della potenza attiva dei generatori.....	52
3.1.2	Verifica da SCADA delle modalità di attuazione dei comandi di dispacciamento della potenza reattiva dei generatori finalizzati al controllo della tensione	53
3.1.3	Verifica da SCADA delle modalità di gestione e di attuazione dei comandi di dispacciamento della potenza attiva prodotta/assorbita dai sistemi di accumulo e monitoraggio del loro stato di carica	61
3.1.4	Verifica da SCADA del corretto funzionamento del VSC in CP	61
3.1.5	Verifica da SCADA delle modalità di intervento delle protezioni e degli interruttori in CP e lungo linea (test in campo reale)	66
3.1.6	Verifica da SCADA delle modalità di intervento delle protezioni lato utente in risposta ad un segnale inviato dal DNO.....	72
3.1.7	Verifica dei tempi di latenza dei segnali	72
3.2	MISURE	72
3.2.1	Misura della tensione nei nodi attivi e in CP e registrazione dei relativi interventi del sistema di regolazione di tensione	72
	Misure di tensione e corrente lungo una direttrice	72
	Registrazione degli interventi del sistema di regolazione di tensione e relative misure	73
3.2.2	Stima delle perdite di rete sulla base delle misure disponibili.....	73
3.2.3	Registrazione di tutte le interruzioni senza preavviso lunghe, brevi e transitorie, nonché dei buchi di tensione, secondo le apparecchiature disponibili	74
3.2.4	Registrazione di tutti i cambiamenti di stato del segnale di comunicazione e delle protezioni di interfaccia lato utente anche in relazione ai comandi ricevuti	76
3.2.5	Registrazione, per ogni utente attivo, del tempo per il quale la comunicazione always-on è stata efficace (keep-alive o segnali equivalenti) rispetto al tempo totale di esercizio del progetto dimostrativo	76
3.3	GENERAZIONE INTENZIONALE DI EVENTI (TEST SU CAMPO PROVE DI CP FLAMINIA).....	81
	TEST 1)	81
	TEST 2)	82
3.4	INDICATORI PRECEDENTI E SUCCESSIVI AGLI INTERVENTI DI SMARTIZZAZIONE	83
3.4.1	Continuità del servizio	83
3.4.2	Qualità della tensione	84
3.4.3	Perdite di rete	84
3.4.4	Connettività.....	84
4.	ANALISI CRITICA RELATIVA AI COSTI DEL PROGETTO	88
4.1	INVESTIMENTI AMMESSI ALL'INCENTIVAZIONE.....	89
4.2	COSTI DI GESTIONE DEL NUOVO SISTEMA (OPEX) LEGATI ALLE NUOVE APPLICAZIONI/SERVIZI, CON EVIDENZA SEPARATA RELATIVA AL SISTEMA DI TELECOMUNICAZIONE.....	91
4.3	POSSIBILI AZIONI PER MIGLIORARE LA SOSTENIBILITÀ	91
4.3.1	Economie di scala	91
4.3.2	Accordi quadro	91
4.3.3	Considerazioni sul livello di smartizzazione raggiunto/raggiungibile.....	92
4.3.4	Tempistica e gradualità di implementazione delle soluzioni	92
5.	VALUTAZIONI CONCLUSIVE	93
5.1	LIVELLO DI RAGGIUNGIMENTO DEGLI OBIETTIVI DEL PROGETTO	93
5.1.1	Funzionamento in regime permanente.....	93
5.1.2	Funzionamento in regime transitorio.....	94
5.2	VALUTAZIONE QUALITATIVA DEI BENEFICI (ATTESI VS EFFETTIVI)	94
5.3	STANDARDIZZAZIONE DELLE SOLUZIONI SPERIMENTATE	95
5.4	DIFFUSIONE SU PIÙ AMPIA SCALA E REPLICABILITÀ: SINERGIE E CRITICITÀ	95
5.5	VALUTAZIONE CRITICA DEI VETTORI/PROTOCOLLI IMPIEGATI RISPETTO ALLE FUNZIONALITÀ DA CONSEGUIRE.	96
5.5.1	Comunicazione orizzontale.....	96
	Protocolli utilizzati	96
	Mezzo vettore utilizzato	97
5.5.2	Comunicazione verticale.....	97
	Protocolli utilizzati	97
	Mezzo vettore utilizzato	97
6.	ALLEGATI	99
6.1	REGOLAMENTO DI ESERCIZIO CON GLI UTENTI ATTIVI COINVOLTI NEL PROGETTO [IN ALLEGATO].....	99
6.2	EVENTUALI PUBBLICAZIONI TECNICHE.....	99

6.3	DOCUMENTI DI RIFERIMENTO.....	100
6.4	SCHEDA SINTETICA DEL PROGETTO.....	101
6.4.1	<i>Scheda sintetica in inglese</i>	<i>101</i>
6.4.2	<i>Scheda sintetica in italiano</i>	<i>101</i>

Premessa

Il presente documento rappresenta la relazione conclusiva del progetto pilota Smart Grid di ACEA DISTRIBUZIONE ed è stato redatto secondo le indicazioni fornite dall’Autorità per l’Energia Elettrica ed il Gas. Il documento è preceduto da una descrizione sintetica (executive summary) che richiama obiettivi, risultati e deliverable del progetto, offrendo anche una visione allargata a quanto sviluppato in parallelo come completamento e prosecuzione della Road Map di innovazione tecnologica di ACEA DISTRIBUZIONE in ambito Smart Grid. È inoltre tracciato anche il percorso di smartizzazione che ACEA DISTRIBUZIONE ha già iniziato ed ha programmato di proseguire per i prossimi anni sulla rete elettrica di Roma.

Si è quindi pensato di fornire, con l’executive summary, una visione complessiva del progetto che viene poi approfondita nella relazione di dettaglio.

Executive Summary

Da sempre l’obiettivo del distributore è garantire la continuità del servizio elettrico, da diversi anni però, e sempre più in futuro, ciò dovrà essere operato in un contesto sostenibile, il che impone di dover gestire flussi di energia sempre meno prevedibili in modo quanto più efficiente possibile.

In tal senso le reti di distribuzione devono diventare “intelligenti”: in grado cioè di reagire sempre più velocemente alle perturbazioni esterne che le coinvolgono, cercando ove possibile di trasformare questi fattori di rischio in opportunità di efficienza energetica. La Smart Grid in quest’ottica può essere dunque vista come la ricerca di resilienza sostenibile sulle reti di distribuzione. Nata per fronteggiare, tra l’altro, il fenomeno dell’ “isola indesiderata” (legato alla generazione distribuita non gestita), si indirizza sempre più verso la ricerca dell’ “isola desiderata”: porzione di rete che (proprio grazie alla generazione distribuita) tende ad essere energeticamente indipendente, ma comunque interconnessa al resto della rete, che ne garantisce la continuità del servizio.

Lungo tali direttrici: resilienza e sostenibilità, si sono sviluppate le principali azioni intraprese da Acea Distribuzione nel progetto Smart Grid:

- A. **Automazione evoluta della rete MT (Media Tensione):** sviluppo di tecniche avanzate di selezione automatica del tronco guasto per incrementare la resilienza sulla rete elettrica in presenza di guasti.
- B. **Monitoraggio della rete MT/BT e telecontrollo della rete BT:** implementazione del telecontrollo BT (Bassa Tensione) e del monitoraggio di grandezze elettriche ed ambientali in cabina secondaria. Sebbene tale azione è tesa sostanzialmente ad incrementare la resilienza della rete permettendo di prevenire situazioni critiche (grazie al monitoraggio) e di risolverle tempestivamente (mediante il telecontrollo BT), risulta anche abilitante per la funzione di dispacciamento in MT (di seguito descritta) in ottica sostenibilità.
- C. **Nuovi criteri di gestione della rete MT:** implementazione di funzioni di dispacciamento dei flussi energetici su un’isola di rete smart. L’obiettivo della presente azione è principalmente la sostenibilità (sia perché tesa alla minimizzazione delle perdite, sia perché aumenta la possibilità di interconnettere fonti rinnovabili alla rete), tuttavia opera anche in termini di aumento della resilienza (implementando le funzioni di regolazione e limitazione dei livelli di tensione e dei flussi di potenza).
- D. **E-car e storage:** sviluppo di un modello sostenibile di integrazione in BT tra produzione fotovoltaica, e-car e storage, per la realizzazione di un’isola smart che minimizzi gli scambi energetici con la rete.
- E. **Diagnostica di cabina primaria:** sistema di monitoraggio finalizzato a migliorare la manutenzione preventiva, mediante l’individuazione di situazioni di rischio ed usura degli apparati, con l’obiettivo di migliorare la resilienza sul versante cabina primaria.
- F. **Individuazione del punto di innesco dei guasti transitori:** nell’ottica dell’aumento di resilienza sul versante MT, sono stati installati dispositivi, lungo una semi-dorsale, per la rilevazione dell’onda di perturbazione di tensione dovuta al guasto transitorio, finalizzata ad individuarne il punto di innesco.

Contesto del progetto

Il progetto è stato realizzato su una porzione di rete nell'area di Malagrotta ad ovest di Roma, dove sono presenti forti concentrazioni di generazione distribuita, che generano flussi in risalita sul trasformatore AT/MT. La porzione di rete interessata comprende 2 cabine primarie, 76 cabine secondarie lungo 6 direttrici, 4 generatori MT e circa 1.200 utenti BT.

Gli sviluppi sono stati realizzati avvalendosi di partnership industriali, che hanno permesso di sviluppare soluzioni mediante prodotti di mercato, dunque di facile replicabilità sia sulla rete di ACEA che su reti di altri distributori. Tale peculiarità, insieme alle altre, ha permesso al progetto pilota Smart Grid di ACEA Distribuzione di essere approvato come EEGI Support Label Project a livello europeo.



Stato attuale

In estrema sintesi possiamo affermare che, tra le soluzioni sviluppate, quelle principalmente finalizzate a migliorare la resilienza della rete hanno raggiunto un grado di maturazione tale da poter permettere la replica della fase di sperimentazione sul resto della rete. Le soluzioni finalizzate esclusivamente al miglioramento della sostenibilità del sistema elettrico (azioni Nuovi criteri di gestione della rete MT, E-car e storage) hanno invece proseguito la fase di sviluppo all'interno di un programma di progetti sempre in ambito Smart Grid di cui riportiamo i principali:

- **Storage distribuito:** il seguente progetto ha avuto come obiettivo quello di verificare l'opportunità di distribuire storage lungo le cabine secondarie di una linea MT (in luogo di concentrarlo presso la cabina primaria), ciò al fine di fornire in modo più distribuito e puntuale la funzione di accumulo e rilascio di energia, insieme con funzioni aggiuntive di back-up a fronte di guasto per le utenze BT, di regolazione della potenza reattiva e di regolazione delle fluttuazioni per un impianto fotovoltaico installato in prossimità. La realizzazione ha previsto l'installazione di tre sistemi di storage sulla sezione BT in tre cabine secondarie lungo una semi-dorsale del progetto Smart Grid coordinati da un controllore locale.
- **Smart Grid Intelligence:** realizzazione di un sistema di business intelligence estremamente evoluto che, oltre ad operare un'azione di master data management integrando i principali sistemi di legacy operativi (GIS, SCADA, TELEGESTIONE DEI CONTATORI DIGITALI) e ricostruendo così il pattern della rete elettrica dalla cabina primaria all'utente finale, elabora in tempo quasi reale i dati provenienti dalla Smart Grid. Tale sistema, a differenza di una classica Business Intelligence, permette di integrare algoritmi di calcolo evoluti che, impiegando tecniche di data mining, possono guidare investimenti e manutenzioni predittive e non, oltre che fornire supporto alle scelte in tempo reale.
- **Panoptesec:** l'evoluzione smart della rete, rende sempre più critico il tema della security informatica legata al sistema scada nel suo complesso. Tale progetto, finanziato dalla comunità europea, ha l'obiettivo di rivedere le policy di sicurezza del sistema di controllo e costruire un sistema di simulazione, che dallo SCADA centrale alle unità periferiche, permetta di testare veri e propri scenari di attacco.

Collaborazioni

Lo sviluppo del progetto Smart Grid ha dato l'opportunità di avviare proficue collaborazioni con enti di ricerca ed università di cui riportiamo le principali:

- R.S.E. Ricerca Sistema Elettrico: la presente collaborazione, nell'ambito dell'azione Nuovi Criteri di gestione rete MT, ha portato all'implementazione dell'algoritmo di ricerca per l'assetto ottimo di rete a topologia assegnata, attualmente presente sul sistema SCADA. L'approccio utilizzato è basato su una tecnica di discesa a gradiente sviluppata per il dispacciamento in Alta Tensione e appositamente caratterizzata per la distribuzione MT.
- Università di Roma La Sapienza: sempre nell'ambito dell'azione Nuovi Criteri di gestione rete MT, sono stati sviluppati e simulati algoritmi genetici per l'ottimizzazione dell'assetto di rete che ricercassero l'ottimo anche tra le topologie consentite. In questo caso è stato utilizzato un approccio euristico basato sull'implementazione di algoritmi genetici, che ha fornito risultati leggermente migliori in termini di riduzione perdite rispetto all'approccio sviluppato con RSE, a fronte però di oneri computazionali maggiori. Inoltre sono stati sviluppati ed applicati algoritmi neurali per la classificazione dei guasti MT al fine di riconoscere pattern ricorrenti di comportamento della rete finalizzati a prevenire situazioni di rischio.
- J.R.C. Joint Research Centre: la presente collaborazione ha portato alla realizzazione di un'analisi costi benefici per il progetto Smart Grid e la sua replica sul territorio per le principali azioni sviluppate (Automazione evoluta della rete MT, Monitoraggio della rete MT/BT e telecontrollo della rete BT, Nuovi criteri di gestione della rete MT). La metodologia utilizzata, appositamente sviluppata dal JRC per la valutazione comparata dei progetti Smart Grid in ambito europeo, prevede la valutazione sia dal punto di vista dell'investitore privato, che dal punto di vista sociale, considerando l'impatto che l'evoluzione smart potrebbe comportare in termini di miglioramento della sostenibilità globale. In estrema sintesi lo studio rivela come, a fronte di un ritorno degli investimenti negativo qualora limitato al solo perimetro del progetto Smart Grid, il ritorno atteso degli investimenti è fortemente positivo se si replicano gli interventi smart in ottica risk based management (ossia classificando ed eseguendo gli interventi in termini di riduzione di rischio puntuale che essi operano su uno specifico asset). Di seguito le tabelle di sintesi per il progetto pilota e per l'estensione all'intera rete elettrica:

Private investor CBA	MALAGROTTA	ROMA	Societal CBA	MALAGROTTA	ROMA
<i>Smart Grid project</i>	<i>(Pilot)</i>	<i>(Scale-up)</i>	<i>Progetto Smart Grid</i>	<i>(Pilot)</i>	<i>(Scale-up)</i>
NPV (Net Present Value year 2014)	-K€ 1,262	K€ 35,972	NPV (Net Present Value year 2014)	-K€ 1,104	K€ 39,119
IRR (Internal Rate of Return)	1.23%	16.60%	IRR (Internal Rate of Return)	1.25%	16.67%

Figura 1: a) risultati della CBA per investitori privati, b) risultati della societal CBA

Criticità

Tra le principali **criticità** emerse in modo trasversale durante lo sviluppo delle diverse azioni sono da segnalare le seguenti necessità:

- **maggiore affidabilità e performance dell'infrastruttura di telecomunicazione al servizio della smart grid**: la disponibilità di un'infrastruttura di telecomunicazione, possibilmente dedicata, affidabile e ad alte prestazioni risulta fondamentale sia per la comunicazione verticale tra i nodi periferici della rete ed il sistema centrale (le prestazioni in termini di banda in tal caso si rivelano cruciali per la grande mole di segnali e misure che provengono dai nodi smart sul campo), sia per la comunicazione orizzontale finalizzata ad interconnettere i nodi periferici nell'implementazione di soluzioni ad intelligenza distribuita, come nel caso della selezione automatica del tronco guasto (dove le prestazioni in termini di latenza ed affidabilità si rivelano determinanti).
- **sviluppi in ambito regolatorio per l'interazione distributore prosumer**: la capacità del distributore di poter gestire in modo intelligente e sostenibile i flussi di energia immessi dalla periferia, implica necessariamente il dover interagire con il prosumer per regolarne la produzione. In questo contesto saranno cruciali gli sviluppi in termini regolatorio, sia per gli aspetti tecnici che contrattuali in merito alle possibilità e modalità di ingaggio del prosumer da parte del distributore.
- **sviluppo di procedure operative per la gestione del telecontrollo in bassa tensione**: l'estensione di interventi di monitoraggio e telecontrollo dalla media tensione alla bassa tensione (ove è ad oggi completamente assente) implica la necessità, da parte del distributore, di rivedere procedure operative e processi interni all'esercizio della rete, al fine di rendere la replica massiva in campo degli interventi BT esercibile.
- **sviluppo di gerarchie superiori di controllo per la gestione delle isole smart**: oltre alla necessità di affinare le tecniche di dispacciamento locale dell'energia sviluppate per la singola isola smart del progetto pilota, è fondamentale sviluppare un'architettura di gerarchia superiore, che interconnetta e controlli gli scambi energetici tra diverse isole smart, ciò al fine di rendere modulare e scalabile il controllo dei flussi di energia sull'intera rete.

Risultati e deliverable

Di seguito una sintesi dei risultati per singola azione

A. Automazione evoluta della rete MT:

Al fine di aumentare la resilienza della rete di fronte ad interruzioni sulla media tensione, sono state sviluppate tre diverse soluzioni di selezione automatica del tronco guasto, in grado di migliorare la continuità del servizio riducendo sia il tempo di rialimentazione, che il numero di clienti interrotti. In linea con il contesto Smart Grid, tutte le soluzioni realizzate sono in grado di operare anche in presenza di prosumer sulla linea MT cui vengono applicate:

- **Selettività Logica Palindroma (SLP)**: mediante la comunicazione a bassa latenza tra le protezioni presenti su quattro cabine secondarie distribuite lungo una dorsale MT, viene selezionato a monte e a valle il tronco guasto, in 300 millisecondi. La soluzione non tiene conto della direzionalità del guasto e può dunque funzionare anche in assetto di controalimentazione.
- **FRG Veloce**: implementa una logica di ricerca guasto, che non necessita della comunicazione tra le cabine automatizzate lungo la linea. Prevede un massimo di tre cabine secondarie ed è basata sulla richiusura in successione degli interruttori lungo la linea a seguito dell'apertura in cabina primaria su guasto. La presenza di scomparti recloser (interruttori MT con protezioni integrate) permette la

conclusione del ciclo con selezione a monte del guasto in meno di un secondo. A differenza delle altre due logiche, può lavorare sia su guasti di terra che su guasti per massima corrente;

- **Cronometrica:** replica la logica cronometrica classica con scomparti recloser e permette dunque la selezione a monte del tronco guasto in pochi secondi evitando di disalimentare le utenze tra la cabina primaria ed il guasto e preservando la linea. Non può lavorare sui guasti per massima corrente.

Lo sviluppo è stato interamente realizzato con prodotti di mercato, il che ha permesso la rapida replica estensiva delle soluzioni sulla rete al superamento dei collaudi e di un periodo di prova sul campo reale. Ad oggi sono presenti in esercizio 93 dorsali assistite da automazione evoluta e si prevede di raggiungere un totale di 293 dorsali entro il 2015. La distribuzione delle soluzioni sul totale delle dorsali automatizzate sono di seguito rappresentate:

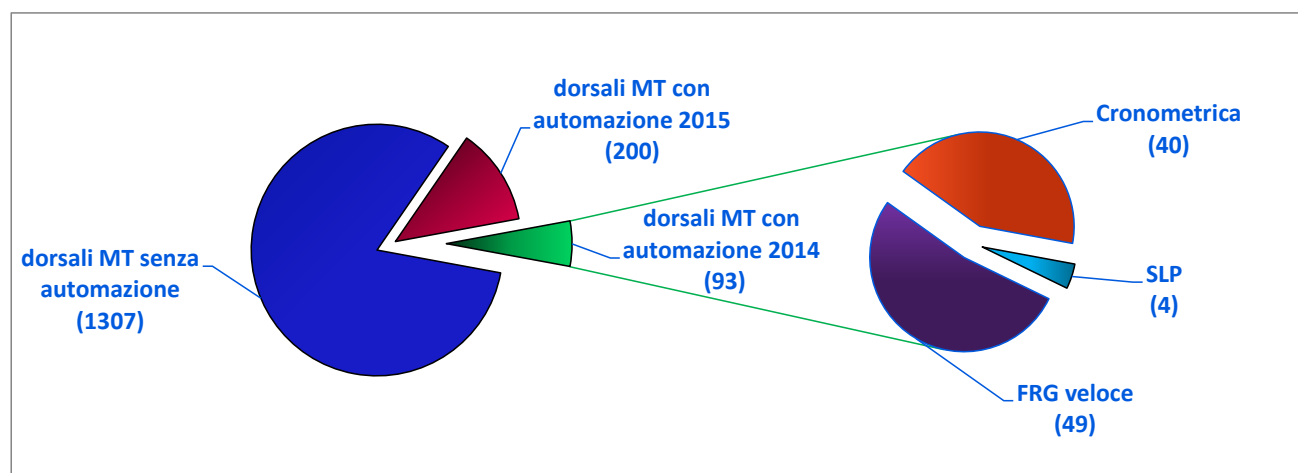


Figura 2: Suddivisione delle soluzioni di automazione evoluta implementate

si riporta una breve sintesi dell'analisi relativa al primo trimestre 2015 per le dorsali attivate in automazione evoluta al 31 dicembre 2014:

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

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

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

Tabella 1: sintesi dei risultati

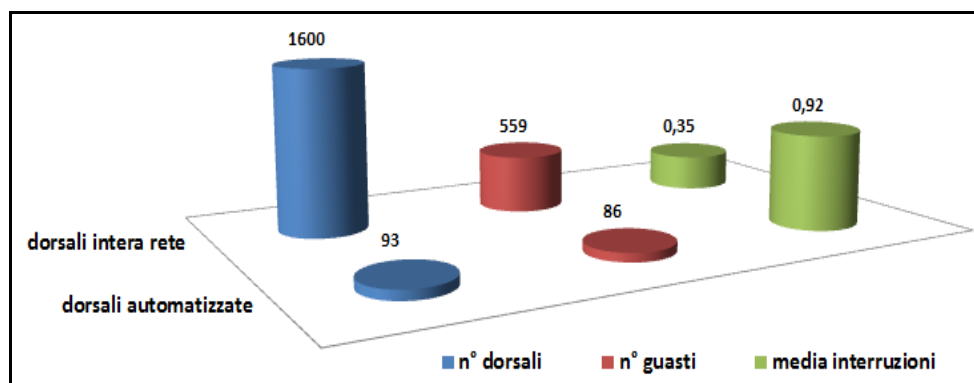


Figura 3: rappresentazione grafica dei risultati

B. Monitoraggio della rete MT/BT e telecontrollo della rete BT:

Sebbene il monitoraggio delle grandezze elettriche MT in cabina secondaria sia la funzione di nodo periferico abilitante le tematiche di dispacciamento in ambito sostenibilità, l'azione presente opera soprattutto in termini di aumento della resilienza. Il monitoraggio delle grandezze elettriche ed ambientali permette infatti di rilevare tempestivamente situazioni di rischio legate a sovraccarichi, tensioni fuori limite, allagamenti, temperature elevate permettendo di prevenire così fenomeni di disalimentazione o di intervenire tempestivamente mediante il telecontrollo BT quando questi si dovessero manifestare. Descriviamo di seguito i principali deliverable che la presente azione ha prodotto per le tre sezioni tipiche della catena di controllo:

- **sistema centrale:** implementazione sul sistema centrale di telecontrollo di funzionalità per la visualizzazione smart delle nuove grandezze elettriche ed ambientali rilevate sui nodi della rete monitorati;
- **infrastruttura di telecomunicazione:** sviluppo di una rete di telecomunicazioni proprietaria basata su tecnologia TETRA, asservita alla comunicazione verticale tra il sistema centrale e i nodi periferici in media tensione. Tale sviluppo è stato intrapreso nella convinzione che la necessità di un'infrastruttura di telecomunicazioni dedicata (e dunque più affidabile rispetto alla rete pubblica) è irrinunciabile per il reale sviluppo della rete smart.
- **nodo periferico:** i principali dispositivi sviluppati nell'ambito del progetto smart grid afferenti al nodo secondario sono:
 - gateway di cabina secondaria: le cui funzionalità principali sono:

- interfacciamento di tutte le periferiche di monitoraggio e telecontrollo con cui viene allestita la cabina secondaria smart;
- conversioni di protocollo, elaborazione ed impacchettamento dei dati per la comunicazione tra sistema centrale e periferiche di cabina secondaria;
- selezione automatica del canale da impegnare per la comunicazione con il sistema centrale (GPRS, GSM, TETRA);
- motorizzazione per interruttori BT: dispositivo telecomandato applicabile sull'interruttore BT (senza bisogno di fuori servizio), che permette la richiusura da remoto dell'interruttore BT preesistente.

La presente azione, sviluppata in forma prototipale sul campo Smart Grid, è stata ingegnerizzata e replicata sulla rete che oggi presenta circa cinquecento linee BT monitorate e predisposte al telecontrollo.

Tra le principali criticità emerse durante lo sviluppo dell'azione in oggetto abbiamo riscontrato la necessità di revisione delle procedure operative interne per abilitare il telecontrollo sulla bassa tensione, fino ad oggi non presente.

C. Nuovi criteri di gestione della rete MT:

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

La presente azione ha comportato la trasformazione del sistema centrale da semplice SCADA elettrico a sistema di controllo completo in grado di:

- ricostruire lo stato elettrico della rete sulla base delle misure provenienti dalla periferia, rilevate sui nodi smart;
- calcolare i set point ottimi degli attuatori in campo (regolatori di tensione, sistemi di generazione dei prosumer etc.) al fine di ottimizzare la distribuzione elettrica in termini di resilienza ed efficienza energetica;
- inviare i set point per la regolazione ottima agli attuatori in campo (TAP changer del trasformatore AT/MT; generatori del prosumer, Thyristor Voltage Regulator).

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

Simulazione off-line

- **regolazione della *potenza attiva e reattiva* del prosumer Giovi (cs 8169)**
 - ✓ condizioni iniziali (valori misurati): tensione di sbarra MT di CP Raffinerie, potenza attiva e potenza reattiva del prosumer Giovi
 - ✓ esito: riduzione delle perdite del 10%

Condizione iniziale			Set-point VR					riduzione perdite
V MT [kV]	P Giovi [kW]	Q Giovi [kvar]	V MT [kV]	P Giovi [kW]	Q Giovi [kvar]	ΔP Giovi [kW]	ΔQ Giovi [kvar]	
20.90	6500	3100	20.96	5458	0	-1042	-3100	-10.6%

Tabella 2: sintesi risultati

- **regolazione del VSC (Variatore sotto carico di CP Raffinerie) e del TVR (Thyristor Voltage Regulator in CS 75675)**
 - ✓ condizioni iniziali reali di tensione di sbarra MT di CP Raffinerie, di tensione MT del TVR

- ✓ rilassamento del vincolo di tensione massima imposto (variazione ammissibile portata dal $\pm 5\%$ al $\pm 10\%$)
- ✓ esito: riduzione delle perdite fino al 6.83%

	condizione iniziale		set-point VR			riduzione perdite
	V VSC [kV]	V TVR [kV]	V VSC [kV]	V TVR [kV]	V max [%]	
TEST N. 1	20.70	8.39	21.71	9.14	109%	-6.71%
TEST N. 2	20.70	8.38	21.69	9.13		-6.83%
TEST N. 3	20.70	8.38	21.52	9.05	108%	-5.82%
TEST N. 4	20.69	8.39	21.35	8.99	107%	-4.83%
TEST N. 5	20.69	8.38	21.35	8.97		-4.80%
TEST N. 6	20.70	8.39	21.34	8.98		-4.64%
TEST N. 7	20.70	8.39	21.31	8.97		-4.49%
TEST N. 8	20.69	8.38	21.32	8.97		-4.59%
TEST N. 9	20.80	8.44	21.16	8.90		106%
TEST N. 10	20.79	8.43	21.16	8.89	-3.05%	
TEST N. 11	21.10	8.56	21.15	8.89	-1.18%	
TEST N. 12	21.10	8.57	21.03	8.84	-0.15%	
TEST N. 13	20.80	8.46	21.09	8.89	-2.51%	

Tabella 3: sintesi risultati

Test in campo reale

- **regolazione della potenza reattiva del prosumer Giovi**
 - ✓ condizioni iniziali: tensione di sbarra MT di CP Raffinerie, potenza attiva e potenza reattiva del prosumer Giovi
 - ✓ esito: riduzione delle perdite $\geq 2\%$

	condizione iniziale				set-point VR (vincoli corretti)				riduzione perdite
	V MT [kV]	P GIOVI [kW]	Q GIOVI [kvar]	perdite [kW]	V MT [kV]	P GIOVI [kW]	Q GIOVI [kvar]	perdite [kW]	
TEST N. 1a	20.50	-3580	-748	186.0	20.75	-3580	-2026	180.9	-2.76%
TEST N. 1b	20.50	-3600	-2030	188.1	20.73	-3600	-1371	184.4	-2.00%
TEST N. 2a	20.70	-3650	-750	192.0	20.73	-3650	-2179	187.7	-2.20%

Tabella 4: sintesi risultati

- **regolazione della tensione del TVR con VSC bloccato (test n.1) e regolazione del TVR e del VSC (test n.2a)**
 - ✓ condizioni iniziali: tensione di sbarra MT di CP Raffinerie, di tensione MT del TVR
 - ✓ esito: riduzione delle perdite $\geq 0.41\%$

	condizione iniziale		set-point VR		riduzione perdite
	V sbarra MT [kV]	V sbarra TVR [kV]	V sbarra MT [kV]	V sbarra TVR [kV]	
TEST N. 1	20.70	8.47	20.70	8.76	-0.41%
TEST N. 2a	21.20	8.68	21.53	8.82	-1.54%

Tabella 5: sintesi risultati

D. E-car e storage:

La presente azione rientra appieno nell'ottica della sostenibilità implementando un modello replicabile in BT di ottimizzazione degli scambi energetici tra una pensilina fotovoltaica, un sistema di ricarica elettrica ed uno storage, coordinati da un controllore il cui obiettivo è minimizzare gli scambi energetici con il nodo di rete cui sono interconnessi. Nell'ambito della sperimentazione è stato anche testato un Office Center per la supervisione e controllo delle procedure di ricarica.

La presente azione implementa in BT la realizzazione di una "isola desiderata" alla stregua di quanto ricercato in MT con l'azione *Nuovi Criteri di gestione*: l'implementazione cioè di una porzione di rete, quanto più autonoma e dunque sostenibile possibile, che utilizza la connessione al resto della rete esclusivamente per scambiare il saldo di energia prodotta/assorbita, che non è in grado di gestire autonomamente.

Si riporta di seguito un report di esempio di una giornata di test di cui si evidenzia:

- ✓ effetto dell'assorbimento della fluttuazione del fotovoltaico da parte dello storage (finestra 1)
- ✓ fornitura dell'energia necessaria alla ricarica del veicolo elettrico da parte del fotovoltaico (finestra 3)
- ✓ fornitura dell'energia necessaria alla ricarica di due veicoli elettrici sovrappesa dalla combinazione del fotovoltaico e dello storage (finestra 4).

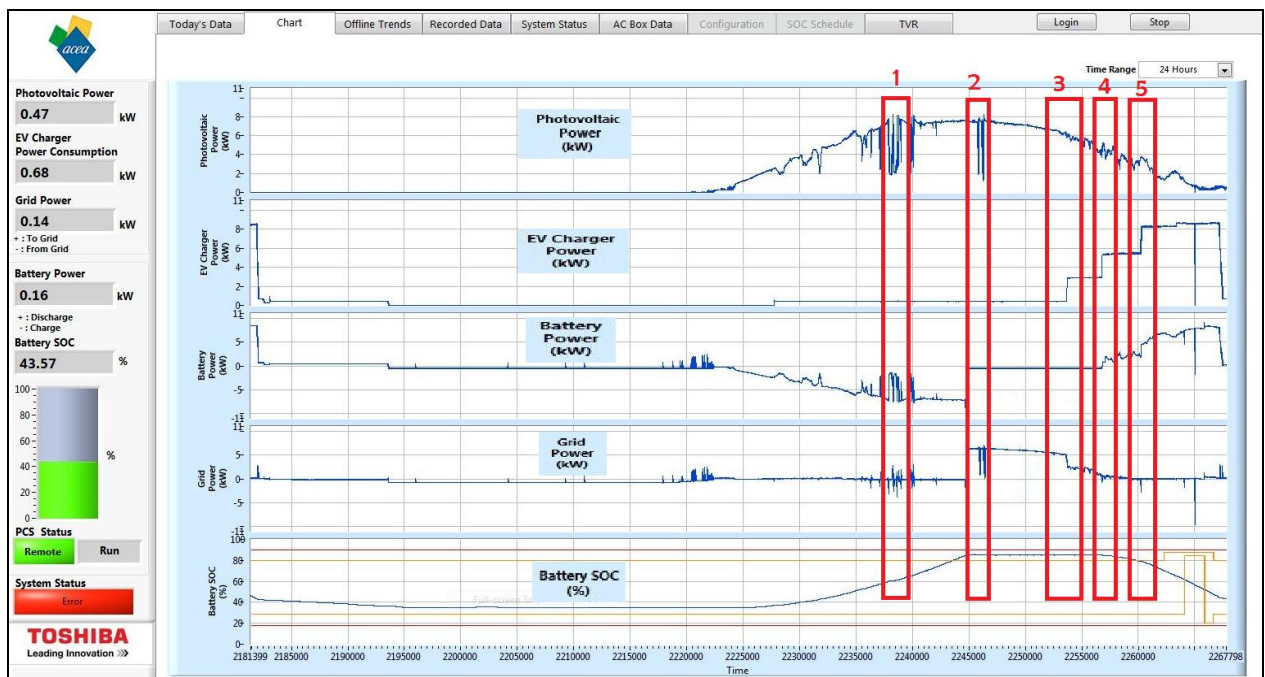


Figura 4: Monitoraggio del sistema in un giorno di test

Costi del progetto

Nelle tabelle 6 e 7 di seguito esposte si riportano gli importi sostenuti complessivamente per il progetto in termini di fornitori ed ore/uomo:

	Totale (euro)	Totale (euro)	Totale (euro)	Totale (euro)	Totale (euro)	Totale (euro)
	previsto	Consuntivo 2011	Consuntivo 2012	Consuntivo 2013	Consuntivo 2014	al 31/03/2015
TOTALE A DICEMBRE 2014	4.525.000	2.342.000	1.960.000	420.000	51.000	66.000
TOTALE [euro]		4.839.000				

Tabella 6: costi totali beni e servizi

	Previsto ore/uomo	dal 2011 al 2014
TOTALE [ore]	14.706	17.956
TOTALE [euro]	464.100	630.000

Tabella 7: costi totali personale

1. Descrizione generale del progetto dimostrativo

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

1.1 Descrizione sintetica

1.1.1 Finalità

Il progetto pilota ha come obiettivo la realizzazione di un prototipo di Smart Grid reale replicabile sulla rete di Roma. L'implementazione delle Smart Grid sulla rete di distribuzione elettrica è indispensabile nell'attuale contesto di crescita delle energie rinnovabili, per garantire una gestione dei flussi energetici ormai non più assumibili come unidirezionali. Il prototipo prevede dunque la predisposizione sulla rete di apparati di monitoraggio in grado di rilevare in tempo reale informazioni relative al funzionamento della rete, e apparati di telecontrollo opportunamente coordinati (sulla base delle informazioni acquisite) al fine di migliorare sia la continuità che la qualità del servizio elettrico ed aumentare l'efficienza energetica della rete stessa minimizzandone le perdite tecniche.

1.1.2 Metodologie di progetto

La fase preliminare di definizione del progetto pilota è cominciata ad Agosto 2010 con una attività di benchmarking internazionale.

Nel periodo Agosto – Novembre 2010 viene definito il progetto pilota SMART GRID di ACEA Distribuzione che sarà consegnato all'Autorità e ammesso al trattamento incentivante secondo delibera n. 39/10.

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

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

ACEA Distribuzione nel Dicembre 2010 ha costituito la seguente macrostruttura di progetto:

- ✓ 1 Project Manager;
- ✓ 6 Project Engineer (Owner) uno per singola azione del progetto.

Ciascuno degli owner coordina dei gruppi di lavoro costituiti per lo sviluppo dell'azione relativa, coinvolgendo complessivamente nel progetto circa 30 risorse (le risorse assegnate al progetto non sono "dedicate", bensì impiegate a tempo parziale e coinvolte sulla base delle specifiche professionalità ed esperienze).

Contestualmente veniva definito anche una steering committee, costituito dal top management di ACEA Distribuzione, con lo scopo di supervisionare e monitorare lo sviluppo e la realizzazione del progetto.

Nei primi due anni di progetto sono state effettuate, mensilmente, delle team review dirette dallo steering committee, ed alle quali hanno partecipato il PM del progetto ed a seconda delle necessità anche gli owner dei gruppi di lavoro.

Per lo sviluppo del progetto pilota, ACEA Distribuzione ha previsto una stretta collaborazione con una serie di primarie imprese industriali fornitrici di beni e servizi che sono stati individuati in fase di sviluppo del progetto.

Parte di questi fornitori, i più significativi dal punto di vista della strategicità dell'oggetto della fornitura e dell'importo complessivo ad essa associato, sono stati considerati da ACEA Distribuzione come veri e propri "partners" per lo sviluppo del progetto stesso; tale collaborazione è stata sancita con un protocollo di intesa con i partners firmato nel Dicembre 2010.

I "partners" che hanno collaborato sono i seguenti:

- SIEMENS è il costruttore del sistema centrale di telecontrollo SCADA di ACEA Distribuzione (STM); quindi, tutti gli sviluppi, che necessariamente si sono effettuati sul sistema non potevano che essere affidati a questo fornitore;
- LANDIS + GYR è produttore dei concentratori di cabina secondaria e dei contatori digitali. Si è ritenuto quindi di sviluppare con questo fornitore il progetto del monitoraggio della bassa tensione utilizzando prodotti e soluzioni facilmente integrabili nel sistema preesistente;
- ERICSSON in ATI con MOTOROLA affidatari di un ordine di acquisto per la sperimentazione delle rete di telecomunicazioni TETRA tra livello periferico e livello centrale (comunicazione verticale) e la rete di telecomunicazioni HIPERLAN a livello periferico tra le cabine secondarie (comunicazione orizzontale);
- ABB è uno dei principali fornitori a livello europeo ed internazionale di interruttori e dispositivi di protezione di media tensione, che ha sperimentato la soluzione RECLOSER + protezione per la rete di media tensione di ACEA Distribuzione;
- TELECOM in questo caso ha inizialmente garantito tempi coerenti con il progetto e la possibilità di avere una rete in fibra ottica, ove necessario disponibile su tutte le cabine secondarie coinvolte nella sperimentazione. La scelta è stata dettata, quindi, sia dalle tempistiche del progetto, che dalla difficoltà di individuare differenti interlocutori con disponibilità di rete in fibra ottica sul sito di Raffinerie.

Per quanto riguarda gli altri fornitori per i quali non si è impostato un vero e proprio rapporto di partnership, si è proceduto con scelte basate sulla coerenza delle tecnologie e dei tempi della sperimentazione. Si citano di seguito i principali referenti e attività:

- ADFL è il fornitore che ha collaborato alla sperimentazione relativa all'evoluzione da GSM a GPRS per il telecontrollo della rete di media tensione di ACEA Distribuzione mediante l'utilizzo di un gateway di cabina secondaria;
- ELE.MAC. ha collaborato alla realizzazione del telecontrollo in bassa tensione;
- ALTEA ha sperimentato una soluzione innovativa, per il rilievo dei punti di innesco dei guasti transitori.

Lo sviluppo e la realizzazione del progetto hanno seguito sempre lo stesso approccio:

- una prima fase di simulazione software o di test su banco prova;
- una seconda fase di test delle soluzioni approntate sul campo prove di Flaminia
- una terza fase di test collaudo e messa in servizio della soluzione sul campo sperimentale (reale) di Malagrotta.

Nel seguito della relazione sono descritti più in dettaglio banco prova, campo prove e campo sperimentale.

1.1.3 Collaborazioni esterne

Nell'ambito del progetto sono state avviate anche delle collaborazioni scientifiche con le Università. Nell'ambito della macro-azione Nuovi Criteri di Gestione rete MT, lo studio delle strategie di controllo centrale da implementare nel sistema di telecontrollo SCADA di Acea Distribuzione (STM) è stato realizzato attraverso le collaborazioni con RSE e con l'UNIVERSITÀ LA SAPIENZA di Roma. La regolazione della potenza reattiva è stata sperimentata

con il prosumer Giovi S.r.l dell'utenza MT Motogeneratori sottesa alla cabina secondaria CS 008169 appartenente alla linea MT Giovi della CP Raffinerie.

La realizzazione di metodologie di analisi evolute dei dati tecnici (data mining) acquisiti dai sistemi aziendali è stata avviata in collaborazione sia con l'UNIVERSITÀ DI SALERNO che con l'UNIVERSITÀ DI ROMA LA SAPIENZA.

Infine per l'analisi costi-benefici del progetto pilota Smart Grid è stata avviata la collaborazione con JRC i cui risultati verranno pubblicati nel mese di aprile 2015.

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

1.2.1 Descrizione dello stato attuale della rete

Le attuali reti di distribuzione elettrica a media e bassa tensione sono state realizzate come reti passive unidirezionali. Esse sono normalmente esercite in schema radiale, sebbene siano dotate di una o più alimentazioni di riserva. La caratteristica dell'unidirezionalità discende dal fatto che le reti MT e BT costituiscono le strutture finali di un sistema elettrico in cui l'energia elettrica è prodotta prevalentemente da grandi impianti i quali sono connessi alle reti ad alta e altissima tensione. In altre parole, l'attuale sistema elettrico è ancora molto simile a quello concepito nell'epoca della nazionalizzazione, ossia quando la gestione delle reti era verticalmente integrata e la produzione di energia elettrica era riservata ad un unico soggetto operante a livello nazionale, salvo le eccezioni rappresentate dalle aziende locali e dai cosiddetti auto-produttori. Inoltre, l'energia elettrica era prodotta mediante conversione di fonti energetiche non rinnovabili (carbone, gas, petrolio), a parte la storica disponibilità idroelettrica e pochi altri impianti da fonte rinnovabile. Un siffatto sistema è connotato dalla mancanza di accumulo di energia e dalla libertà del consumatore finale di determinare il proprio profilo di prelievo dalla rete, con la conseguenza che il sistema stesso deve adeguare istantaneamente la produzione alla domanda.

D'altra parte, le reti elettriche radiali MT sono particolarmente semplici ed economiche, specialmente per quanto riguarda i sistemi di protezione elettrica. In epoca recente, tuttavia, le reti in media tensione sono state dotate di "utilità smart" quali la richiusura automatica dell'interruttore di linea, il controllo da remoto delle cabine secondarie, insieme al sistema di telegestione dell'utenza BT, di cui fa parte l'apparato concentratore di cabina secondaria e il contatore elettronico per la misura dell'energia attiva scambiata dalle utenze BT con la rete nel punto di connessione e per la misura di altre grandezze elettriche anche su base oraria.

Con la liberalizzazione del mercato interno dell'energia elettrica lo scenario ora delineato è destinato a mutare radicalmente, e tale mutamento si sta già manifestando in una certa misura. L'energia elettrica può essere prodotta da una molteplicità di soggetti indipendenti, molti dei quali realizzano impianti di produzione elettrica integrati nel processo industriale o semplicemente per la copertura dei propri consumi. Tali impianti utilizzano molto spesso fonti energetiche rinnovabili (tipicamente sull'area di Roma fotovoltaico o biomasse), oppure fanno parte di impianti di cogenerazione. La realizzazione di tali impianti, pertanto, concorre a migliorare la sostenibilità ambientale complessiva del sistema elettrico.

Gli impianti di produzione elettrica hanno potenza nominale che varia da qualche kW (per impianti destinati alle singole abitazioni) ad alcune migliaia di kW (impianti destinati ad attività produttive, oppure semplicemente concepiti per la sola produzione elettrica). Questi impianti per potenza fino a circa 100 kW devono essere necessariamente connessi alle reti elettriche BT, per potenza compresa tra circa 100 kW e 6.000 kW alla rete MT. Si nota che in questo scenario emerge un nuovo tipo di utente della rete, ossia il consumatore di energia che è dotato di un impianto di produzione nel medesimo sito; questo utente è indicato, in letteratura, anche col termine "prosumer", dalla contrazione di producer e consumer.

1.2.2 Particolarizzazione nel contesto del progetto Smart Grid

Le considerazioni appena svolte sono di carattere generale. Per quanto riguarda la loro contestualizzazione alle reti elettriche MT di Roma, si osserva in linea di massima che:

- a) le linee elettriche hanno struttura magliata, sono prevalentemente del tipo in cavi interrati e sono relativamente corte; pertanto, il profilo della tensione lungo la linea presenta un andamento debolmente decrescente (in altre parole: le variazioni lente di tensione sono percentualmente modeste); questa caratteristica è marcata per le linee a 20 kV, mentre per le linee a 8,4 kV le cadute di tensione percentuali sono maggiori, specialmente in alcune linee periferiche aventi maggiore lunghezza e alcuni rami aerei;
- b) i margini circa la corrente di corto circuito sono relativamente ampi per quanto riguarda la rete a 20 kV, mentre possono essere talvolta molto esigui per la rete a 8,4 kV (si osserva, tuttavia, che, a causa della sostanziale indisponibilità di ulteriori siti per realizzare nuove cabine primarie nell'area centrale del territorio, i trasformatori AT/MT (oppure AAT/MT) hanno tipicamente potenza unitaria pari a 25 e 40 MVA, fino a casi in cui sono in esercizio macchine di potenza 63 MVA; la relativa tensione di corto circuito è tale da contenere sensibilmente la corrente di corto circuito);
- c) le linee elettriche a 20 kV sono dimensionate ed esercite per consentire la contro alimentazione del 100% del carico ad esse sotteso in caso di indisponibilità della alimentazione normale (caso limite di indisponibilità del primo ramo in uscita dalla cabina primaria). Tale caratteristica sussiste anche per una parte delle linee a tensione 8,4 kV, mentre per le altre linee, specialmente nelle aree territoriali a bassa concentrazione, la contro alimentazione è inferiore al 100%.

Inoltre, si nota che lo sviluppo della GD nell'area urbana di Roma è "ostacolato" dalle caratteristiche del territorio, e precisamente dai vincoli in cui si traducono le esigenze di tutela dei numerosi e rilevanti beni paesaggistici, storici e architettonici.

Altro aspetto di interesse riguarda la disponibilità e affidabilità dei servizi di telecomunicazione offerti dai gestori presenti sul mercato; infatti, in alcuni luoghi in cui sono installate le cabine secondarie – si pensi in particolare all'area centrale della città di Roma dove insistono molti di tali impianti in esecuzione interrata – le prestazioni dei servizi di telecomunicazione offerti dai gestori risultano insufficienti, mentre le linee proprietarie dedicate non sono sempre presenti (e, d'altronde, non è semplice costruire nuove linee).

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

Il progetto pilota Smart Grid comprende 6 aree principali di intervento:

1. Automazione evoluta di rete MT;
2. Monitoraggio rete MT e BT;
3. Nuovi criteri di gestione della rete MT;
4. E-car & storage;
5. Diagnostica di cabina primaria
6. Individuazione punto d'innescio guasti transitori

I capitoli (1), (2) e (4), rappresentano l'innovazione e lo sviluppo di nuove soluzioni a livello periferico.

Nello specifico l'*Automazione evoluta di rete MT* ha prodotto tre soluzioni alternative per la selezione automatica del tronco guasto: SLP; Cronometrica; FRG veloce. La prima prevede di

installare intelligenza distribuita sui nodi della rete e di connetterli l'uno con l'altro attraverso una infrastruttura radio a basso tempo di latenza (tecnologia hiperlan), per ottenere la selezione del tronco guasto in tempi dell'ordine delle centinaia di millisecondi. Le altre due invece prevedono l'installazione d'intelligenza distribuita su nodi della rete che lavorano in stand alone con tempo di risposta complessivo della soluzione più lungo (ordine dei secondi), ma più facili da replicare sul territorio e più stabili nel funzionamento.



Figura 1: a) particolare antenna hiperlan, b) particolare recloser

Il capitolo sul *Monitoraggio della rete MT e BT* ha previsto lo sviluppo e l'installazione di una soluzione per la rilevazione in tempo reale delle grandezze elettriche ed ambientali in cabina secondaria e per la trasmissione delle stesse al sistema centrale sia attraverso la consueta connessione su rete pubblica (GSM/GPRS) che attraverso una connessione alternativa su rete privata dedicata (TETRA). È stata inoltre sviluppata una soluzione per il telecontrollo degli interruttori di rete BT sia con un approccio che prevede la sostituzione dell'interruttore esistente, sia con uno che prevede un upgrade dell'interruttore esistente senza prevederne la sostituzione (si tenga presente che per la rete di distribuzione di Roma gli interruttori BT di cabina secondaria sono circa 60.000). Di seguito l'immagine della soluzione realizzata:



Figura 2: a) motorizzazione per interruttore BT, b) gateway di cabina secondaria (fronte e retro)

Tutto ciò permetterà nei prossimi anni di monitorare e telecontrollare la rete BT che fino ad oggi è stata gestita solo con l'operatività in campo e con le segnalazione dell'utenza.

Il Capitolo *E-car & Storage* ha previsto la realizzazione di una soluzione replicabile sul territorio urbano di integrazione fra autoproduzione e mobilità sostenibile. Il sistema è costituito dall'integrazione di un impianto fotovoltaico, un sistema di accumulo di energia e 4 colonnine per la ricarica delle autovetture coordinati e gestiti attraverso un sistema di controllo locale che in relazione all'operazione di ricarica dell'autovettura minimizza il contributo di energia prelevata

dalla rete a favore del sistema di accumulo e dell'impianto fotovoltaico. La soluzione implementata prevede inoltre un Office Center in grado di svolgere le funzioni di diagnostica, riconoscimento degli utenti tramite tessera RFID, supervisione e controllo delle procedure di ricarica, e una postazione dedicata per il monitoraggio e controllo della variazione dello stato di carica delle batterie (SOC), della potenza immessa dall'impianto fotovoltaico e dalla potenza richiesta dalla rete.

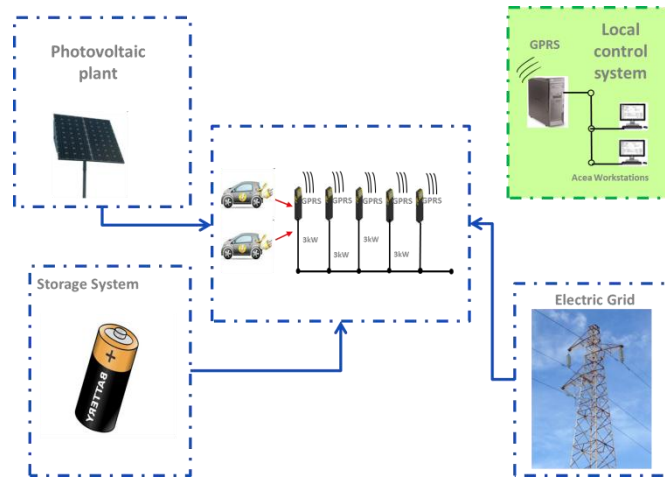


Figura 3: Schema di principio del sistema realizzato per il capitolo E-car & Storage

Il capitolo *Nuovi Criteri di Gestione della rete MT* rappresenta un primo passo invece nella direzione dello sviluppo di un sistema di elaborazione centrale più potente e con più funzioni di controllo. Il progetto ha previsto lo sviluppo di un algoritmo residente nel sistema SCADA di Acea Distribuzione che mediante l'acquisizione delle misure provenienti dai nodi di rete MT, ricostruisce lo stato elettrico dell'intera rete e stabilisce i set point ottimi da inviare agli attuatori in campo (Dispositivi di variazione della tensione su sbarra MT di Cabina Primaria, generatori distribuiti sulla media tensione, dispositivi di variazione della tensione su linea MT), ciò al fine di minimizzare le perdite sulla rete rispettando i vincoli predefiniti su profili di tensione.

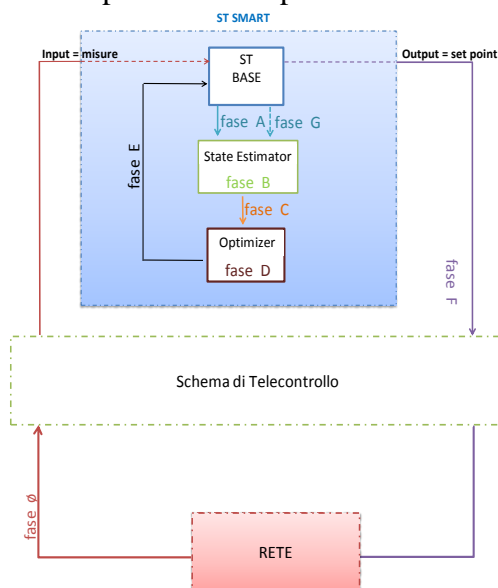


Figura 4: Architettura funzionale di controllo della rete

Il capitolo *Diagnostica di Cabina Primaria* ha previsto lo sviluppo e la realizzazione di un sistema presso la C.P. Raffinerie che consente il monitoraggio (Manutenzione Predittiva) di alcune grandezze fisiche ed elettriche associate ai seguenti elementi di Cabina Primaria:

- Interruttore AT TR2-V;
- Scaricatori AT TR2-V;
- Trasformatore AT/MT TR2-V;
- N° 6 Interruttori 20 kV (stalli Regil – Vescovali – Giovi – Aschi – TR2-V – TRP1).

Il sistema è gestito dall'applicazione denominata STMan, quale modulo software aggiuntivo del sistema gestionale aziendale STWeb.

L'applicazione STMan, per poter funzionare correttamente, prevede l'installazione in C.P. (figura 5 e figura 6) di opportuni "Moduli di diagnostica" che hanno il compito di acquisire, registrare ed inviare da remoto, secondo scelte di gestione personalizzabili.

I Moduli di diagnostica sono applicati agli elementi installati in C.P., indipendentemente dalla loro tipologia costruttiva e del relativo periodo di esercizio.



Figura 5: a) particolari delle installazioni di sensori/moduli per la diagnostica in MT - Sensori MT (retro protezioni MT) e b) modulo diagnostica MT (n° 6 stalli)



Figura 6: Particolari di installazione sensori/moduli per la diagnostica di interruttori in AT

Il capitolo *Individuazione punto d'innesco guasti transitori* è stato sviluppato e realizzato grazie alla collaborazione con la società Altea. Per permettere il monitoraggio ed il controllo del sistema collaudato sulla dorsale Malagrotta è stata adibita una postazione presso la sede centrale dotata di:

- ✓ un modem GSM che riceve tutti gli eventi registrati dai sensori installati sulla dorsale Malagrotta,
- ✓ un software di controllo e monitoraggio dell'intero sistema.

La stazione di monitoraggio riceve i dati dai punti di rilevamento distribuiti nella porzione di rete interessata; i punti di rilevamento registrano le perturbazioni causate da anomalie e guasti (impulsi di tensione in alta frequenza) e sono sincronizzati con i riferimenti di tempo assoluto tramite GPS.

I dati sono inviati dai punti di rilevamento tramite messaggi SMS all'occasione di ogni perturbazione. La stazione di monitoraggio elabora i tempi di registrazione delle perturbazioni trasmesse dai punti di rilevamento e colloca il probabile punto di innesco.

L'elaborazione tiene conto dello sviluppo planimetrico della linea elettrica e della velocità di trasmissione delle perturbazioni. Dai test effettuati e dalla fase di monitoraggio terminata nel mese di dicembre 2012 si evidenzia la scarsa efficienza del sistema, ed anche quando è aumentata la sensibilità dei sensori installati sul campo, il sistema non è sempre in grado di individuare eventi legati a dispersioni di terra (come segnalate dalla bobina di Petersen o dal RG) essendo progettato per individuare eventi ad alta frequenza.

A causa degli scarsi riscontri positivi ottenuti fino ad ora dal sistema e dovuti in gran parte al difficile setting del sistema di rilevazione della perturbazione e la poca affidabilità nella connessione periferia-centro, il sistema non prevede sviluppi futuri.



Figura 7: Rilevatori dei punti di innesco installati sulla dorsale Malagrotta

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

1.4.1 GANTT originario

Il programma cronologico preliminare di esecuzione del progetto è, in sintesi, di seguito indicato.

- a) Definizione del team di progetto/realizzazione (a partire dal team che ha sviluppato il presente progetto e avviato le prime attività): entro metà ottobre 2010.
- b) Sottoscrizione protocolli di intesa con i principali fornitori di apparecchiature e servizi e con i gestori della GD: entro fine ottobre ed entro fine dicembre 2010.
- c) Messa a punto ed esecuzione prove presso l'area di testing presso la CP Flaminia/F: entro maggio 2011.
- d) Ultimazione sistema rilievo tronco guasto per linea 8,4 kV Malagrotta; entro luglio 2011 e per le restanti cabine del perimetro entro dicembre 2011.
- e) Ultimazione sistema telescatto e teletaratura GD: entro novembre 2011;
- f) Ultimazione sistema monitoraggio per linea 8,4 kV Malagrotta: entro Novembre 2011 e per le restanti Cabine del perimetro entro Febbraio 2012.
- g) Manutenzione predittiva interruttori di CP e sistema di rilievo del punto di innesco dei guasti: rispettivamente entro dicembre e novembre 2011.
- h) Infrastrutture di ricarica per veicoli elettrici: entro ottobre 2011.

Successivamente alla ultimazione di ciascuna delle attività di cui sopra verrà dato avvio al monitoraggio per un tempo di valutazione non inferiore ad un anno.

1.4.2 Disallineamenti riscontrati rispetto al GANTT originario

Il programma cronologico di esecuzione del progetto aggiornato è, in sintesi, di seguito indicato.

- 1) Automazione rete MT:
 - a. Le attività propedeutiche allo sviluppo del progetto sono terminate nel secondo semestre del 2011.
 - b. L'installazione degli apparati è terminata nel secondo semestre 2011.
 - c. Il collaudo e la messa in esercizio sono terminati nel secondo semestre 2013.
 - d. Il monitoraggio dell'azione *Automazione rete MT* è terminato nel secondo semestre del 2014.
- 2) Monitoraggio MT/BT:
 - a. Le attività propedeutiche allo sviluppo del progetto sono terminate nel secondo semestre 2011. La fase iter autorizzativo ha subito dei ritardi nelle procedure di autorizzazione per l'installazione definitiva del traliccio per le telecomunicazioni completata nel mese di marzo 2014; al fine di contenere il ritardo è stato installato un sostegno per il traliccio, su base mobile costituita da un "carrato" presso la CP Raffinerie.
 - b. L'installazione degli apparati di monitoraggio è stata completata nel mese di dicembre 2012.
 - c. Il collaudo e la messa in esercizio degli apparati sono terminati nel primo semestre 2013.
 - d. Il monitoraggio dell'azione *Monitoraggio rete MT/BT* è terminato nel secondo semestre del 2014.
- 3) Nuovi criteri di gestione rete MT:
 - a. Le attività propedeutiche allo sviluppo del progetto sono terminate nel secondo semestre 2012.

- b. Il collaudo e la messa in esercizio sono terminati nel secondo semestre 2013.
 - c. Il monitoraggio dell'azione *Nuovi criteri di gestione rete MT* è stato completato nell'anno 2014 attraverso delle sessioni di test programmate.
- 4) E-car & Storage:
- a. Le attività propedeutiche e l'installazione del sistema sono state completate nel mese di dicembre 2011.
 - b. Il collaudo e la messa in esercizio del sistema sono stati completati nel mese di dicembre 2011.
 - c. Il monitoraggio dell'azione *E-car & Storage* è terminato nel primo semestre 2013.
- 5) L'installazione Manutenzione predittiva cabina primaria:
- a. Le attività propedeutiche e l'installazione del sistema sono stati completati nel mese di dicembre 2011.
 - b. Il collaudo e la messa in esercizio del sistema sono stati completati nel mese di dicembre 2011.
 - c. Il monitoraggio dell'azione *Manutenzione predittiva cabina primaria* è terminato nel 2012.
- 6) Individuazione punto d'innesco guasti transitori:
- a. Le attività propedeutiche e l'installazione del sistema sono stati completati nel mese di dicembre 2011.
 - b. Il collaudo e la messa in esercizio del sistema sono stati completati nel mese di dicembre 2011.
 - c. Il monitoraggio dell'azione *Manutenzione predittiva cabina primaria* è terminato nel 2012.

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

1.5.1 Progetto Smart Grid Intelligence (SGI)

Il progetto SGI, iniziato a gennaio del 2011 e terminato a novembre del 2014, ha affrontato il tema dello sviluppo dei sistemi centrali in materia di gestione intelligente dei dati. L'obiettivo è stato quello di integrare i dati già presenti sui sistemi di legacy con quelli provenienti dalla smart grid per derivarne informazioni utili ad indirizzare gli interventi in campo in ottica risk based management. Lo sviluppo del progetto ha visto dapprima l'introduzione di una soluzione di Master Data Management per il consolidamento dei dati dei sistemi operazionali aziendali (GIS, SCADA, Centro Gestione Contatori Digitali, Anagrafica Clienti), che ha permesso di integrare dati provenienti da fonti eterogenee sulla base di regole programmabili, ridurre le incongruenze tra i dati e migliorarne la qualità, nonché allinearne la frequenza di aggiornamento temporale. Una volta effettuata la riconciliazione dei dati, le informazioni sono state inserite nell'appliance data warehouse che abilita non solo una visione unica della rete, ma permette anche la storicizzazione, memorizzando le modifiche effettuate su tutta la rete, con dati che arrivano sia dai sistemi operazionali sia dai sensori di campo. L'appliance viene poi utilizzata come sorgente principale di dati per analisi, sia attraverso un sistema di Business Intelligence in grado di effettuare analisi sull'intera rete di distribuzione con schedulazione programmata (da analisi settimanali a analisi ogni mezzora), sia attraverso un sistema di Streaming Analytics, che consente di processare informazioni rilevate direttamente sul campo, integrarle con le informazioni di rete, applicare tecniche di analisi e fornire risultati in tempo reale.

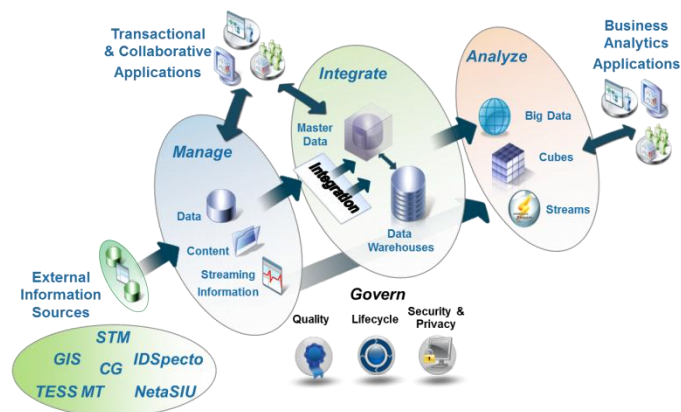


Figura 8: Schema di principio del sistema realizzato nel progetto SMART GRID INTELLIGENCE

Lo strumento descritto è stato impiegato successivamente come piattaforma di sviluppo per la messa a punto di una metodologia di risk based management che permetta di definire un criterio univoco, quantitativo e riscontrabile in grado di indirizzare tutti i possibili interventi sulla rete, da quelli di investimento a quelli di manutenzione fino alle manovre di esercizio, ottimizzandone il rapporto costo/beneficio totale. Beneficio calcolato come riduzione dei rischi combinati derivanti da tutti gli eventi dannosi che si manifestano sulla rete e quindi valutato in termini di costi evitati.

A differenza di un classico strumento di analisi lo smart grid intelligence non si limiterà a monitorare quanto è accaduto sulla rete nel passato, ma guiderà gli interventi massimizzandone il beneficio atteso in termini di riduzione del rischio associato agli eventi che si prevede accadranno nel futuro.

1.5.2 Progetto Storage Distribuito

Un ulteriore sviluppo del progetto pilota Smart Grid, ha previsto con il fornitore TOSHIBA l'avvio di una collaborazione particolarmente interessante per lo sviluppo di soluzioni innovative in relazione a sistemi intelligenti di STORAGE. L'applicazione prevede dei sistemi di accumulo elettrochimico a ioni di litio corredati di intelligenza locale per la gestione di produzioni di energia da fonte rinnovabile coordinati con i sistemi intelligenti di regolazione della tensione (dispositivi statici per la regolazione della potenza reattiva associati ad intelligenza locale per la gestione del profilo di tensione e la riduzione delle perdite.

La sperimentazione prevede tre sistemi di accumulo, di cui due di fornitura Nec ed uno di fornitura Toshiba, installati all'interno di tre cabine secondarie del campo sperimentale e coordinati da un sistema di controllo locale installato nella cabina primaria "Raffinerie" di fornitura Toshiba. I sistemi di accumulo di cabina secondaria dovranno svolgere le seguenti funzioni (in Figura 9, Figura 10, Figura 11):

- back-up della rete per le interruzioni brevi (miglioramento della continuità del servizio fig.1);
- peak sheaving, contributo di energia delle batterie alla rete in caso di elevato carico (fig.2);
- compensazione per la generazione distribuita, mitigazione delle fluttuazioni prodotte da impianti fotovoltaici (fig.3).

La messa in servizio del sistema è avvenuta nel mese di dicembre 2014, ed è in corso il monitoraggio.

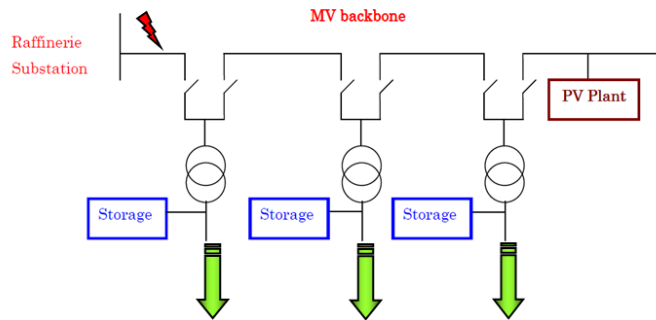


Figura 9: Funzione di back-up

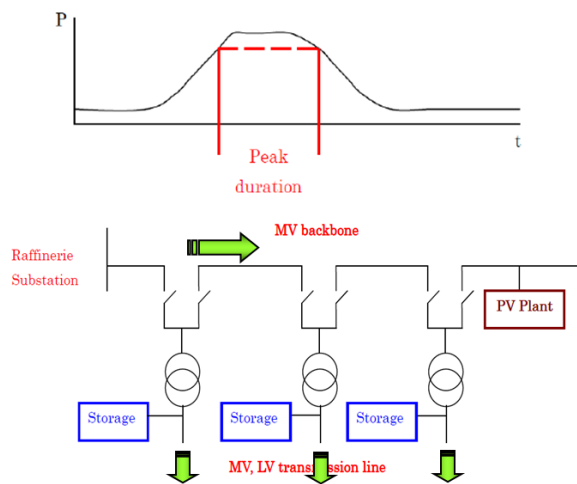


Figura 10: Funzione di peak sheaving

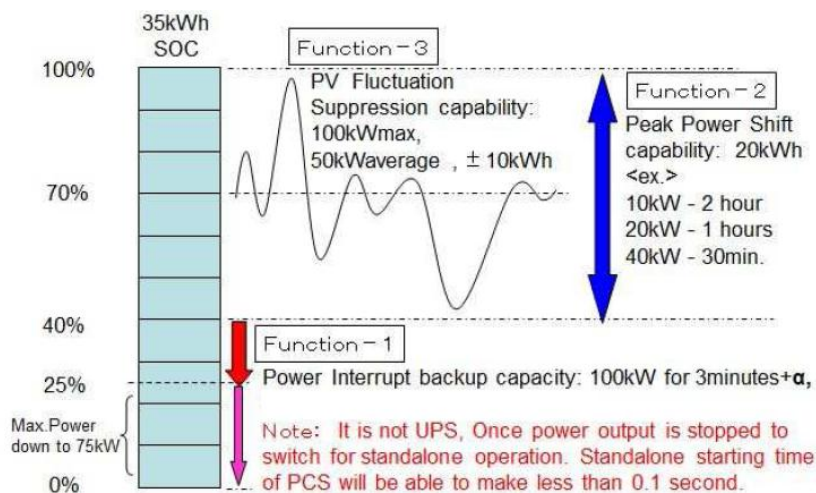


Figura 11: Funzione di compensazione

1.5.3 Progetto Panoptesec

Il progetto “Panoptesec” FP7-610416, finanziato dalla Comunità Europea si pone l’obiettivo di analizzare gli aspetti della cyber security sia sulle reti di comunicazione che sulle reti ICT (inclusi i sistemi SCADA idrico ed elettrico) proponendo delle soluzioni in grado di mitigare gli aspetti critici delle reti stesse. Le società sono diventate sempre più dipendenti da reti e sistemi informatici per

sostenere le loro operazioni di business e servizi. Con questa dipendenza è anche cresciuta la capacità di attaccare questi sistemi. Gli aggressori sono spesso in grado di penetrare i sistemi informatici per estrarre informazioni sensibili, alterare la precisione delle informazioni e impedire l'accesso ai servizi essenziali.

Nonostante la ben nota necessità di un monitoraggio continuo dei sistemi ICT per rilevare le vulnerabilità e gli attacchi, così come la necessità di una rapida risposta ai problemi, le soluzioni commerciali non soddisfano le esigenze di reti ed i sistemi moderni. Il prototipo PANOPTESSEC affronterà queste sfide in modo proattivo e reattivo valutando le debolezze del sistema, individuando i potenziali percorsi di attacco, il tutto supportato dai motori di analisi automatica. Con PANOPTESSEC si fornirà una capacità di monitoraggio continuo per prevenire, individuare, gestire e reagire agli incidenti informatici in tempo reale. Il sistema sarà basato su standard di tecnologie in grado di soddisfare queste esigenze¹.

¹ IFIP WG Meeting, Sorrento, 2014-01-24, "The faults of defaults"-A. Guarino

2. Caratteristiche tecniche del progetto pilota

Acea Distribuzione ha selezionato una porzione significativa della propria rete di distribuzione MT rispondente alle caratteristiche sancite dal comma 6.1 della delibera n. 39/10 ed avente un certo rilievo soprattutto riguardo alla dimensione della GD ad essa allacciata e alla presenza di utenti passivi MT e BT.

Le fasi di progetto possono essere schematizzate nel seguente modo:

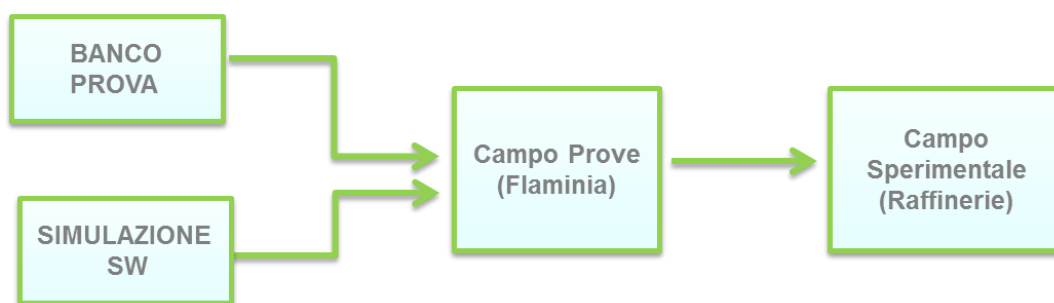


Figura 12: Fasi di progetto

Per il capitolo Automazione evoluta di rete MT si è resa necessaria la realizzazione di un banco prova in grado di testare le logiche di selezione del tronco guasto senza introdurre la complessità del mezzo vettore, la progettazione e la realizzazione di un campo prove presso la cabina primaria Flaminia ed infine la messa in servizio delle linee MT oggetto della sperimentazione presso la rete elettrica sottesa alla cabina primaria Raffinerie; per il capitolo Monitoraggio MT/BT sono stati effettuati i test ed i collaudi degli apparati presso il campo prove Flaminia e successivamente tali apparati sono stati messi in servizio in campo sperimentale; per il capitolo Nuovi Criteri di gestione rete MT, si è partiti con una simulazione software delle rete di Raffinerie successivamente si è testato e collaudato il sistema di controllo integrato nello SCADA per la cabina primaria Raffinerie e l'intera rete elettrica ad essa sottesa; per quanto riguarda gli ultimi tre capitoli del progetto pilota (E-Car & Storage, Diagnostica di cabina primaria e Individuazione punto d'innescio guasti transitori) la fase di sperimentazione e di realizzazione del prototipo è stata effettuata in campo sperimentale Raffinerie.

2.1 La rete di distribuzione interessata dal progetto

2.1.1 Scelta del campo sperimentale

Acea Distribuzione ha selezionato una porzione della rete elettrica di distribuzione MT localizzata in un'area periferica di Roma servita dalle cabine primarie denominate "Raffinerie" e "Ponte Galeria", alimentata da linee elettriche della RTN a tensione nominale 150kV.

L'assetto della rete sottostante la cabina primaria di Raffinerie è così composta

- linea 8.4kV denominata "Malagrotta" che alimenta 45 cabine secondarie, con 2 utenze MT;
- linea a 20kV denominata "Persichetti" che alimenta 15 cabine secondarie, con 5 utenze MT e un impianto di produzione elettrica, da generazione fotovoltaica, chiamato "Fotovoltaico 1000", avente potenza 997.7kW, tale dorsale è contraffacciata alle dorsali Audifax, Aschi e Giovi;
- linea 20kV denominata "Regil" che alimenta 11 cabine secondarie, con 3 utenze MT e un impianto di produzione elettrica, da incenerimento di CDR con una potenza complessiva di immissione di 1.7 MW e una potenza disponibile in prelievo di 895kW;
- linea 20kV denominata "Aschi", alimenta una unica cabina con utenza MT e impianto di produzione da biogas avente potenza complessiva di immissione pari a 10MW, potenza di prelievo disponibile pari a 10MW;

- e) linea 20kV denominata “Giovi”, alimenta una unica cabina con utenza MT e impianto di produzione a biogas avente potenza complessiva di immissione di 7.5 MW, potenza disponibile di prelievo pari a 7 MW.

Rete della cabina primaria Ponte Galeria:

- a) linea a 20kV denominata “Audifax” con 5 cabine secondarie di cui una collegata ad una utenza MT.

La rete presa in considerazione presenta nell’insieme caratteristiche di rete urbana con presenza di linee in cavi e caratteristiche di rete di tipo rurale per la presenza di linee elettriche aeree.

2.1.2 Campo Prove

Sono stati necessari diversi studi e analisi per comprendere la fattibilità della messa in opera dei capitoli del progetto pilota Smart Grid e vista la complessità di tali sperimentazioni si è deciso di procedere con un fase preliminare di test da effettuare su un campo prove, realizzato presso la Cabina Primaria di Flaminia, costituita da tratti di cavo MT e da 6 cabine secondarie delle quali 4 sono dotate di interruttore con relativa protezione secondo lo schema sotto riportato.

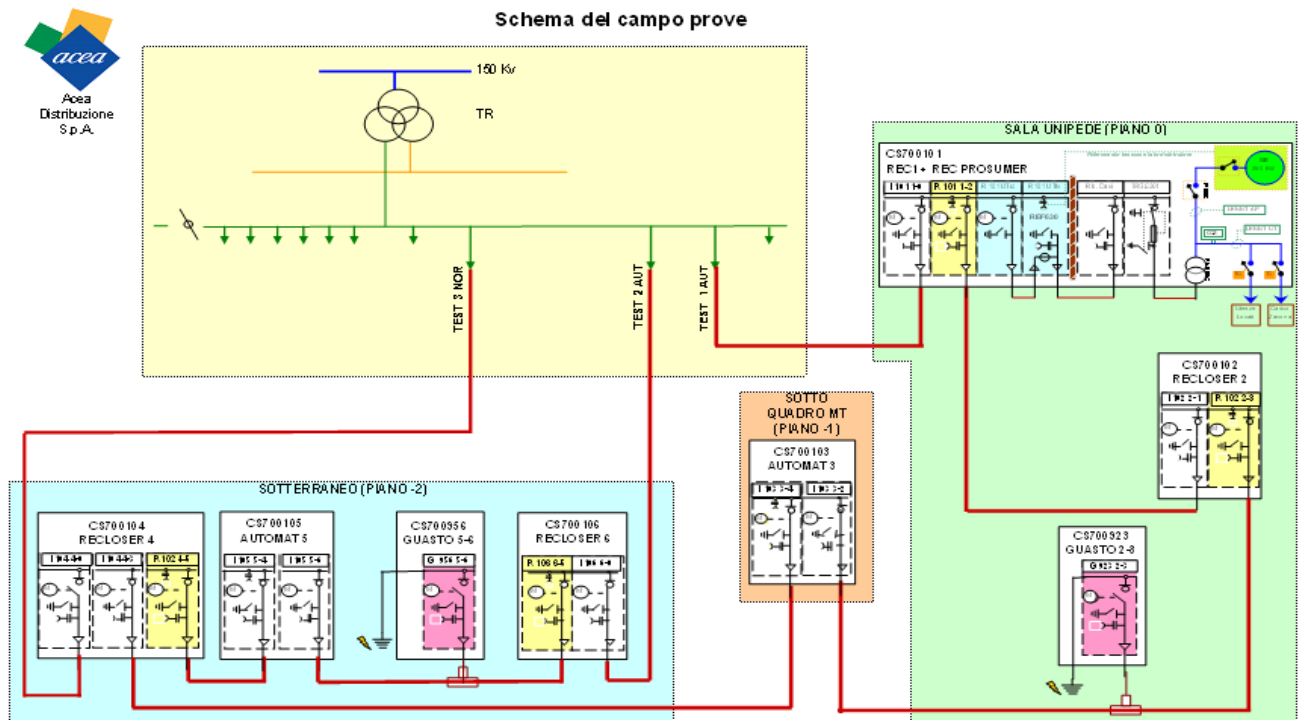


Figura 13: Schema del campo prove Flaminia

Di seguito riportiamo lo schema del campo prove così come rappresentato sul sistema di telecontrollo STM utilizzato in Acea Distribuzione.

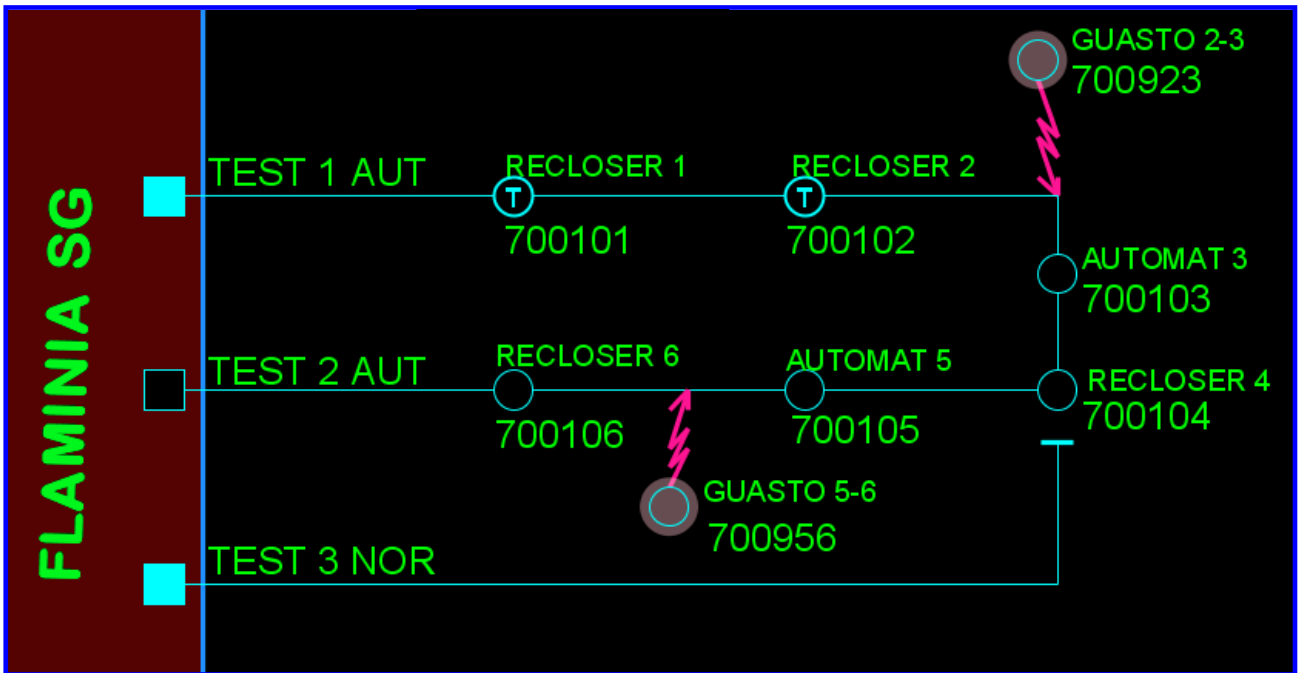


Figura 14: Rappresentazione del campo prove sullo SCADA (STM)

Nel campo prove sono stati utilizzati apparati di telecomunicazione che collegano le 4 cabine secondarie automatizzate.

Per testare gli algoritmi sviluppati è stato necessario installare due sezionatori di manovra motorizzati che hanno svolto il ruolo dei cosiddetti “iniettori di guasto a terra” che introducono un guasto di tipo monofase che attiva dunque l’automazione tra le cabine secondarie.



Figura 15: Sala Unipede Campo Prove presso CP Flaminia

Le tecnologie di comunicazione sono state testate sostituendo ogni qualvolta il mezzo di telecomunicazione da testare.

Nel campo prova è stato anche connesso in bassa tensione un gruppo elettrogeno da 250kW capace di simulare un produttore connesso alla rete e infine un carico zavorra fittizio (variabile fino a 1MW in assorbimento di potenza attiva e 500 kVAR di potenza reattiva) così da poter testare anche l’algoritmo di ottimizzazione integrato nello SCADA di Acea Distribuzione.

2.1.3 Banco Prova

È stato inoltre sviluppato un banco prova con l'obiettivo di verificare il corretto funzionamento della logica di protezione nel caso dell'automazione evoluta a prescindere da problematiche connesse con problemi di comunicazione.

Il banco prova in oggetto simula una dorsale standard a 4 cabine secondarie, su di esso sono cablate le protezioni di cabina secondaria, cabina primaria e la protezione di un generatore distribuito.



Figura 16: Banco prova presso CP Flaminia

2.2 Il coinvolgimento degli utenti

2.2.1 Numero di punti di connessione di utenze attive e passive coinvolte nel progetto

Di seguito la sintesi delle utenze sottese alla rete oggetto della sperimentazione ed il confronto con la rete elettrica di Roma.

	SMART GRID	ROMA
UTENTI BT	1.200	~1.600.000
GD MT	4	~200
CABINE PRIMARIE	2	~70
CABINE SECONDARIE	76	~13.000

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

La modalità di demand response non è stata oggetto della sperimentazione del progetto pilota, ma si è comunque instaurata una collaborazione con il prosumer Giovi al fine di poter testare il funzionamento del sistema di controllo integrato all'interno dello SCADA di ACEA, come previsto per uno dei capitoli del progetto "Nuovi Criteri di gestione della rete MT".

2.3 Il sistema di automazione della rete

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

Le cabine primarie interessate dal progetto Smart Grid sono CP Raffinerie e CP P. Galeria.

La cabina primaria di Raffinerie è dotata di due trasformatori AT/MT (denominati Verde e Rosso) di potenza unitaria 25 MVA (ONAN) che alimentano una rete a 20 kV.

Mediante due trasformatori 20/8,4 kV, dalle due sezioni a 20 kV vengono alimentate due sezioni ad 8,4 kV e le relative reti sottese. La porzione di rete oggetto di studio è quella sottesa al trasformatore AT/MT denominato "Rosso" (TR-R) della CP Raffinerie, il quale insiste su una semi-sbarra a 20 kV.

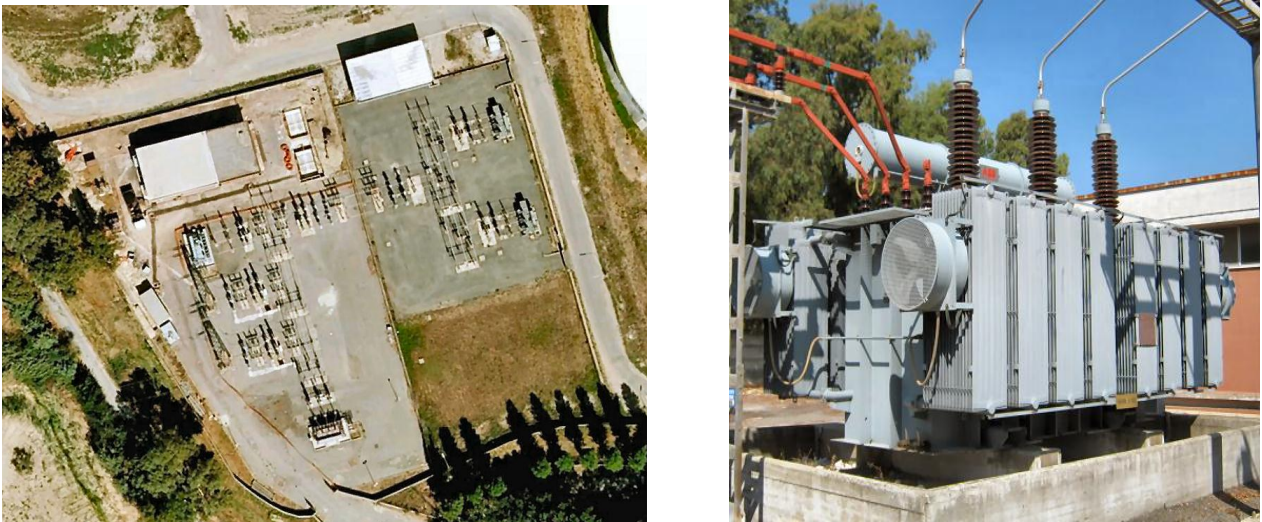


Figura 17: a) Vista aerea della cabina primaria "Raffinerie" di Acea Distribuzione b) CP Raffinerie- Trasformatore di potenza AT/MT



Figura 18: CP Raffinerie-Quadri MT

La cabina primaria di Ponte Galeria è dotata di due trasformatori AT/MT (denominati Verde e Rosso) di potenza unitaria 40 MVA (ONAN) che alimentano una rete a 20 kV.

L'insieme delle cabine secondarie facente parte del perimetro dell'isola oggetto della sperimentazione è pari a n. 76 cabine secondarie.

2.3.2 Funzioni previste dal sistema di automazione di rete

2.3.2.1 Automazione evoluta rete MT

La necessità di perseguire il miglioramento della continuità del servizio in presenza di generazione distribuita ha portato alla definizione di una nuova selettività logica evoluta che assicuri in tempi più brevi la selezione del tronco guasto in media tensione mediante una comunicazione “veloce” tra le protezioni elettriche installate nelle cabine secondarie.

Gli studi ed i test effettuati nel corso del progetto hanno permesso di ridefinire gli obiettivi nell'ottica dello sviluppo di differenti tipologie di automazione. Nello specifico quindi l'*Automazione evoluta di rete MT* ha prodotto tre soluzioni alternative per la selezione automatica del tronco guasto: SLP; Cronometrica; FRG veloce. La prima prevede di installare intelligenza distribuita sui nodi della rete e di connetterli l'uno con l'altro attraverso una infrastruttura radio a basso tempo di latenza (tecnologia hiperlan), per ottenere la selezione del tronco guasto in tempi dell'ordine delle centinaia di millisecondi. Le altre due invece prevedono l'installazione d'intelligenza distribuita su nodi della rete che lavorano in stand alone con tempo di risposta complessivo della soluzione più lungo (ordine dei secondi), ma più facili da replicare sul territorio e più stabili nel funzionamento. Infatti se in una prima fase del progetto si è testata la comunicazione radio hiperlan, successivamente è stata realizzata una infrastruttura di telecomunicazione mista (radio hiperlan, LTE, doppiino in rame) ed infine la soluzione tecnologica senza mezzo vettore che ha permesso di sviluppare una logica di selezione del tratto guasto replicabile sul territorio ed allo stesso tempo una soluzione ben predisposta all'evoluzione con il mezzo vettore.

Di seguito le dorsali messe in servizio con le soluzioni appena descritte:

- Inizialmente l'implementazione dell'automazione evoluta sulla dorsale Malagrotta, prevedeva il coinvolgimento di 4 cabine secondarie collegate attraverso un sistema di telecomunicazione ibrida (misto radio Hiperlan/LTE – doppiino in rame). Successivamente è stata attivata l'automazione evoluta (*FRG-Veloce*) su 3 cabine secondarie, senza la necessità di una infrastruttura di telecomunicazione;
- Implementazione dell'automazione evoluta (*SLP-selettività logica palindroma*) su 4 cabine secondarie appartenenti alla dorsale Persichetti, su tale dorsale sono connessi sia carichi passivi che generazione distribuita; le cabine secondarie comunicano attraverso la tecnologia radio Hiperlan;
- Implementazione di una automazione (*Cronometrica*) sulla dorsale Audifax composta da 3 cabine secondarie, questa selettività non ha necessità di un mezzo di telecomunicazione tra le cabine;
- Implementazione dell'automazione (*Cronometrica*) su 1 cabina secondaria con generazione distribuita appartenente alla dorsale Regil, questa tipologia di automazione oltre ad avere un impatto economico molto ridotto rispetto all'automazione “standard” a 4 cabine è di facile implementazione nel caso di presenza di un solo generatore distribuito su una linea di media tensione.

2.3.2.2 Nuovi criteri di gestione della rete MT

Come noto, la crescente penetrazione di sistemi di generazione diffusa comporta inevitabilmente un processo di evoluzione sul piano normativo, infrastrutturale e tecnologico, coinvolgendo sia la rete che il gestore della rete. Quest'ultimo in particolare dovrà sempre più gestire i flussi di energia che transitano sulla propria infrastruttura in modo da trasformare le criticità che questi possono rappresentare in opportunità per regolare porzioni della propria rete.

L'azione Nuovi Criteri di Gestione della rete MT si pone come obiettivo la gestione della distribuzione dell'energia elettrica mediante la regolazione dei profili di tensione, dei flussi di potenza attiva e reattiva e la minimizzazione delle perdite.

L'implementazione del controllo centrale rappresenta il cuore dell'azione Nuovi Criteri di gestione della rete MT ed ha previsto la messa a punto di un algoritmo residente nel sistema di telecontrollo centrale STM (SCADA Acea Distribuzione) che mediante l'acquisizione delle misure provenienti da alcuni nodi², ricostruisce lo stato elettrico dell'intera rete e ricerca i set point ottimi da inviare agli attuatori in campo al fine di minimizzare le perdite sulla rete rispettando i vincoli predefiniti su profili di tensione e carichi sulle linee tenendo conto dei costi di attuazione.

Per l'analisi delle condizioni di funzionamento della rete elettrica è stata messa a punto una metodologia di analisi per la quale si riporta una sintesi degli step:

- *individuazione di tutte le possibili configurazioni topologiche* della rete oggetto di studio in termini di possibili combinazioni di alimentazione proveniente dalla rete AT sulla porzione di rete MT oggetto della sperimentazione Smart Grid;
- *selezione del sottoinsieme di assetti critici*, dove per assetto si intende la coppia Generazione-Carico presente sulla rete a configurazione topologica data, e per assetti critici si intende il sottoinsieme di possibili assetti che se controllati si ha la garanzia che vengano controllati anche tutti gli assetti intermedi (sostanzialmente la progettazione viene effettuata su tutte le possibili configurazioni negli assetti di carico massimo e generazione minima, carico minimo e generazione massima); per determinare la controllabilità di tali scenari di rete sono state effettuate le simulazioni di load flow utilizzando il programma di simulazione di reti elettriche "DIGSILENT Power Factory" di Acea Distribuzione;
- *verifica/adequamento conseguente della capacità di attuazione della rete*: Nello specifico per dallo studio della rete reale sottesa alla cabina primaria di Raffinerie, si è riscontrata una forte criticità dei valori di tensione troppo bassi nei nodi delle cabine secondarie localizzate nella parte finale della linea di media tensione Malagrotta. Pertanto si è deciso di simulare la presenza di un regolatore di tensione (TVR= Thyristor Voltage Regulator) nei diversi nodi lungo la linea MT. I risultati ottenuti dai test eseguiti hanno evidenziato il nodo in cui, inserendo un regolatore di tensione, sarebbe stato possibile recuperare i profili di tensione in scenario di sotto tensione (in figura è mostrata, in verde, la CS075675 in cui è stato installato il TVR ed in rosso i generatori distribuiti).

² Suddette misure provengono proprio dagli apparati installati in cabina secondaria mediante l'azione del progetto Smart Grid MONITORAGGIO Rete MT/BT.

Isola 8,4-20 kV assetto futuro

Configurazione di esercizio standard

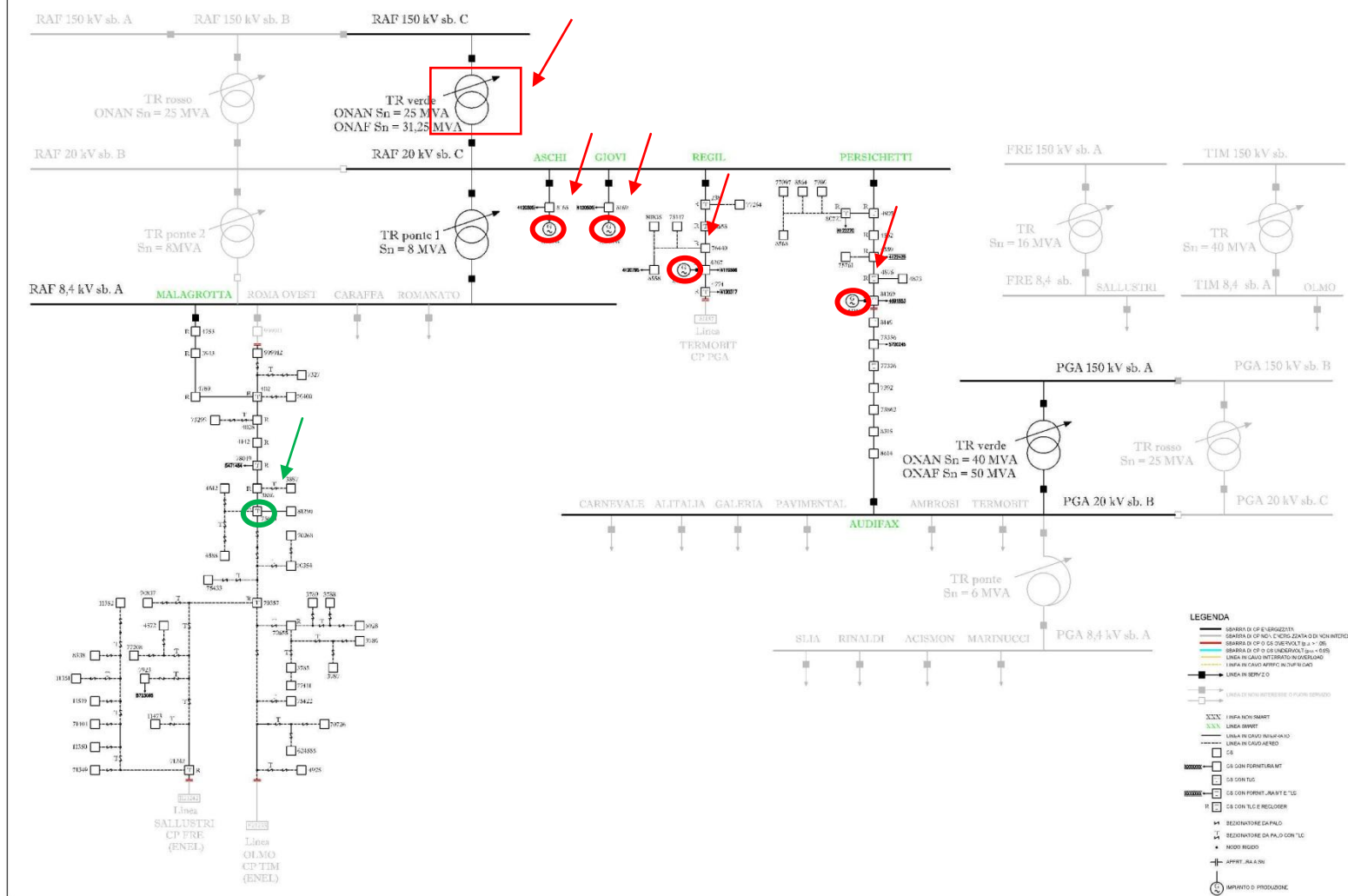


Figura 19: Schema normale isola Smart Grid con evidenza attuatori

Una volta consolidata la capacità di attuazione della rete si è proceduto alla progettazione ed implementazione della strategia di controllo per l'esercizio smart della rete stessa. La logica sviluppata è stata pensata come controllo multilivello e scalabile. Un controllore centrale gestisce infatti dei controllori locali che regolano i singoli attuatori in campo, imponendo loro degli opportuni set point (in caso di mancata comunicazione tra il centro e la periferia dunque gli attuatori locali sono perfettamente in grado di gestire i propri attuatori stand alone). Il controllo centrale ad oggi realizzato per l'area di Raffinerie è ovviamente scalabile per aree più estese, ovvero replicabile qualora si volesse mantenere il controllo parcellizzato su aree non troppo estese e aggiungere un ulteriore livello gerarchico superiore di controllo dei livelli 'centrali' attuali.

L'individuazione della strategia di controllo è stata suddivisa in:

- Ottimizzazione della topologia della rete.
- Ottimizzazione dell'assetto della rete con topologia standard di esercizio.

Nel primo caso le collaborazioni sono state avviate sia con l'Università La Sapienza e con RSE, nel secondo caso l'analisi è proseguita unicamente con l'Università La Sapienza.

È stata definita la specifica tecnica per la messa a punto dell'algoritmo di ottimizzazione derivato dalla piattaforma Vocant, corredato di uno stato preliminare di "state estimator" (di seguito lo schema a blocchi):

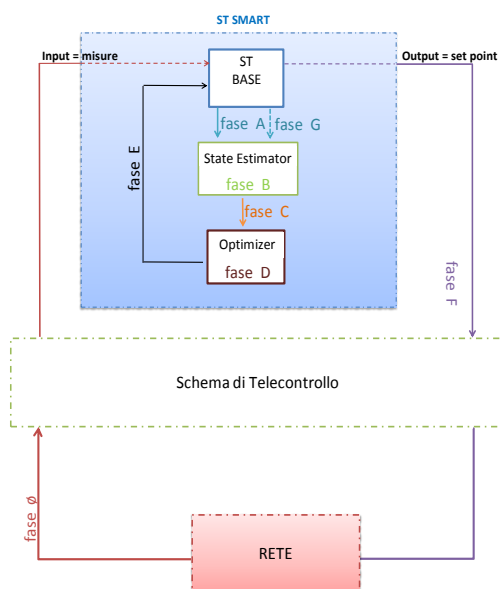


Figura 20: Schema a blocchi del sistema di controllo

Gli output che fornisce l'algoritmo di stima servono da input per l'algoritmo di ottimizzazione i cui output sono proprio i set point da inviare agli attuatori in gioco.

2.3.3 Sistema di acquisizione dati (SCADA)

Nella figura seguente viene evidenziata l'evoluzione dell'architettura dello SCADA presente in ACEA per l'adeguamento ai Nuovi Criteri di Esercizio della rete MT.

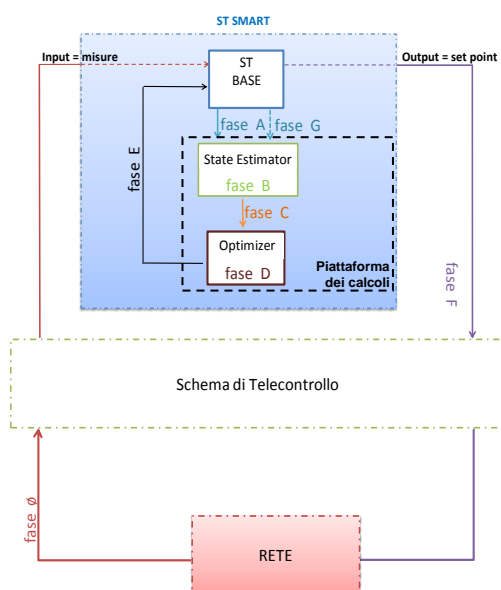


Figura 21: Schema semplificato dell'evoluzione dello SCADA

I principali soggetti che contribuiscono alle funzionalità implementate per il progetto pilota sono:

- ✓ Sistema di telecontrollo (STM). Lato Centro Operativo è presente un sistema di Telecontrollo che gestisce l'intera rete di Media Tensione; questo è costituito da stazioni UEL (primaria e secondaria), stazioni Front End verso il campo, Server Archivi, Server Web, stazioni Operatore e piattaforma calcoli.
- ✓ Piattaforma dei calcoli (PCR). Questo modulo riceve lo stato della rete da STM, esegue i calcoli per l'ottimizzazione della tensione sulla rete MT, invia i risultati dei calcoli (esito del calcolo, valori stimati, set point da inviare verso il campo) verso il sistema STM.

La piattaforma dei calcoli sperimentata con l'azione Nuovi Criteri di gestione della rete MT, presenta le seguenti tre macro-funzionalità:

- Stima dello Stato (semplificata e completa);
- Controllo della tensione della GD;
- Controllo della tensione del Tap Changer dei trafo AT/MT e MT/MT (TVR).

Caratteristiche interne di PCR

La piattaforma dei calcoli è costituita dalle seguenti aree, ognuna confacente al proprio compito:

- Architettura interna di PCR
 - Infrastruttura Web Services
 - Logiche di elaborazione dati
- Funzionalità degli algoritmi di calcolo MATLAB
 - Power Flow
 - Stima dello Stato della rete
 - Calcolo di corto circuito

Architettura interna di PCR

L'architettura del PCR soddisfa i seguenti requisiti:

- 1) Fornire un nucleo di calcolo facilmente accessibile che incapsuli le funzionalità di Power Flow/State Estimator;

- 2) Offrire servizi mediante protocolli ben definiti per ST ed ogni altro utente interessato ai risultati dei calcoli;
- 3) Catalogare e validare la rappresentazione della rete MT secondo diverse modellizzazioni;
- 4) Offrire servizi di log per il tracciamento delle attività di modellizzazione e calcolo.

2.3.4 Interfacciamento e gestione del punto di scambio TSO-DSO

Non applicabile al progetto pilota ACEA.

2.4 Il sistema di comunicazione per il controllo di rete

2.4.1 Caratteristiche delle tipologie tecnologiche adottate (doppino, Wi-Fi, fibra, ecc..) e frequenze

Il sistema di comunicazione sviluppato sulla rete oggetto del pilota può essere suddiviso in due diverse tipologie: la prima è relativa al sistema di comunicazione verticale, utile al collegamento tra i sistemi centrali e i nodi periferici, con trough-put più elevato, la seconda riguarda il sistema di comunicazione tra i nodi periferici caratterizzata da tempi di latenza più bassi e contenuto informativo ridotto.

Sistema di comunicazione “verticale” tra sistema centrale e nodi periferici

La necessità di trasferire in modo coordinato ed efficiente verso il sistema centrale la grande quantità di nuove misure rilevate in cabine secondaria ha portato alla progettazione ed alla successiva realizzazione di un gateway di cabina secondaria: il Dolphin 301.

Tale dispositivo permette di veicolare le informazioni ricevute dai diversi apparati ad esso connessi verso il sistema centrale di telecontrollo. Lo stesso prevede di gestire i dati ricevuti attraverso diversi protocolli di comunicazione e di predisporre il corretto switching automatico fra i diversi canali di comunicazione disponibili.

Di seguito uno schema rappresentativo degli apparati connessi al gateway di cabina secondaria:

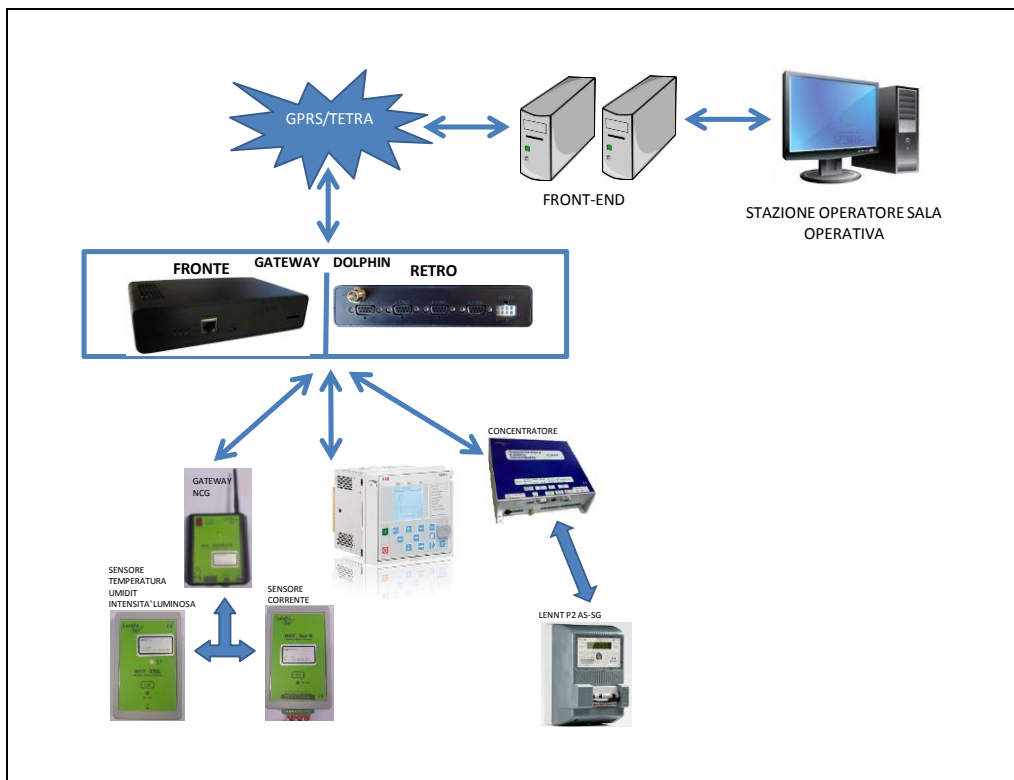


Figura 22: Connessioni gateway

Il gateway è in grado di gestire gli apparati ad esso connesso attraverso le quattro porte seriali RS232 e la porta di comunicazione RJ45 permettendo una comunicazione “always-on” ovvero una connessione permanente di trasferimento dati fra il livello periferico (cabine secondarie) ed il sistema centrale (STM). Le principali caratteristiche del gateway così progettato sono di seguito sintetizzate:

- trasporto dati in TCP/IP;
- supporto delle seguenti classi di connessione:
 - ✓ Ethernet;
 - ✓ GPRS pubblica;
 - ✓ TETRA;
 - ✓ FSK;
- gestione in runtime 4 RS232;
- 1 porta ethernet per connessioni in locale o ADSL;
- interfaccia http;
- supervisione attraverso connessione USB;

Il Dolphin 301 permette di gestire tutte le informazioni provenienti dagli apparati di misura di cabina secondaria. Si riporta lo schema semplificato della cabina secondaria con evidenziati in verde gli apparati di comunicazione nella sua versione prototipale (sinistra) attualmente installata ed in quella ottimizzata a tendere (destra).

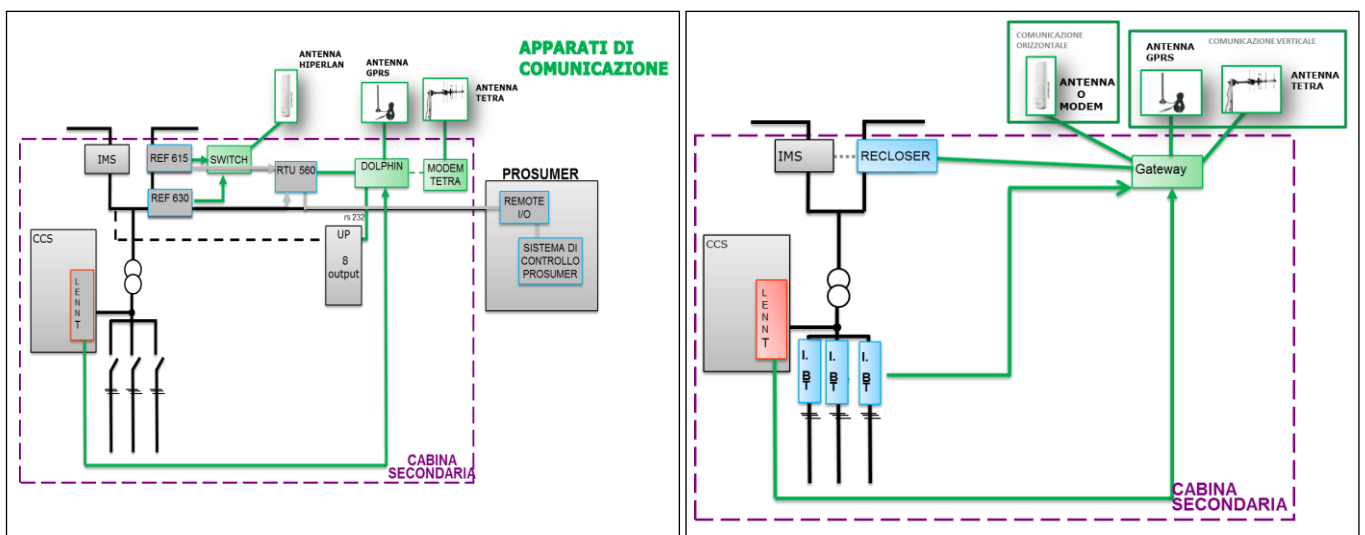


Figura 23: Schema di cabina secondaria con evidenza del sistema di comunicazione

Il dispositivo gateway è in grado di veicolare connessione di dati su rete a commutazione di pacchetto del livello internet nel modello TCP/IP-UDP, contemporaneamente anche tramite lo standard FSK, in tecnologia radio utilizzando come vettore la rete cellulare su apn privato GSM/GPRS tri-band a 900, 1800 e 2100 MHz oppure quella privata TETRA.

La rete Tetra di Acea Distribuzione ha le seguenti caratteristiche:

- frequenza della portante: 450 - 470 MHz;
- occupazione di banda: 25 kHz;
- bit rate: 19,2 kBit/s;
- tempo di latenza: 350 – 400 ms.

In figura è riportata la copertura Tetra sull’area geografica scelta per la sperimentazione Smart Grid:

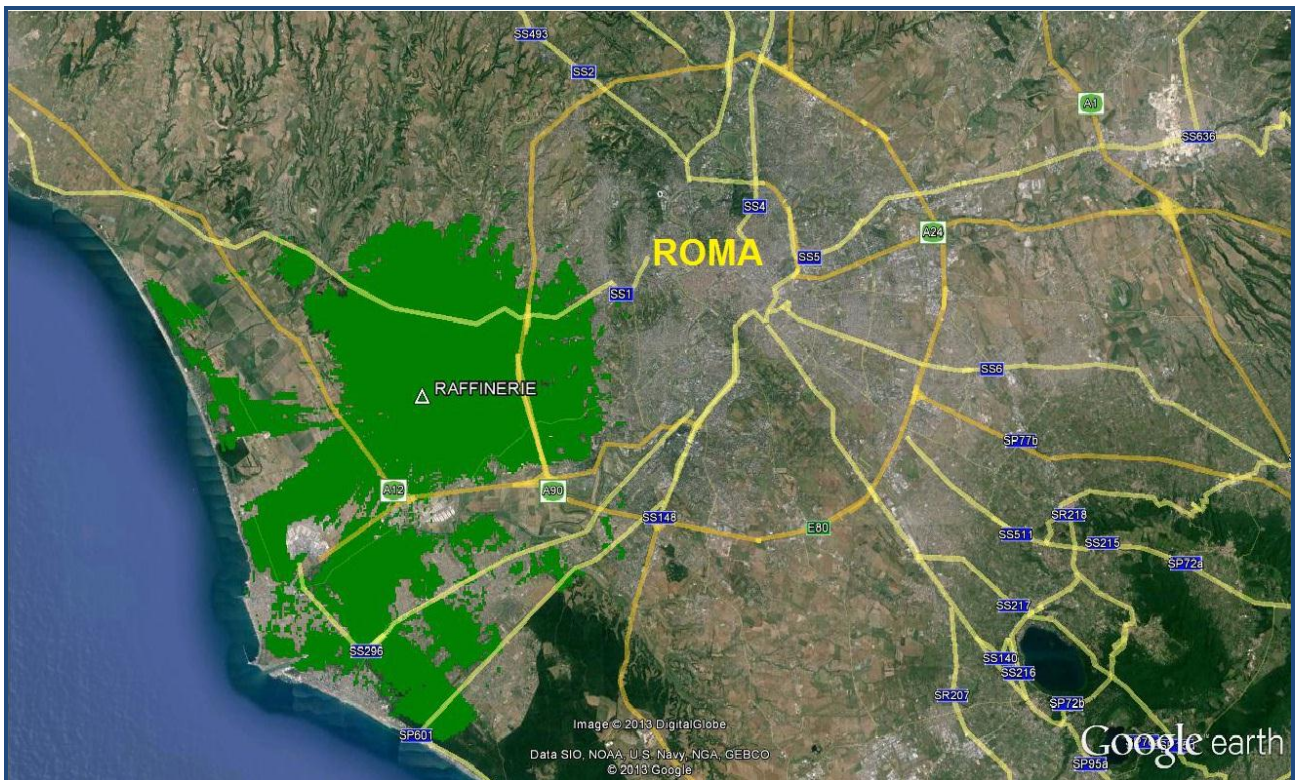


Figura 24: Copertura nominale del sito Tetra presso la Cabina Primaria Raffinerie

Di seguito si riportano due foto che raffigurano: la prima il traliccio installato presso la Cabina Primaria Raffinerie sul quale sono state installate le antenne della stazione radio base mentre la seconda un esempio di installazione di un antenna TETRA presso una cabina secondaria del progetto.



Figura 25: Traliccio in CP Raffinerie

La scelta di utilizzare il mezzo vettore GPRS consente un maggior numero di connessioni rispetto alla tecnologia FSK, infatti mentre nel caso GPRS è possibile avere migliaia di connessioni attive contemporaneamente, con comunicazione del tipo “always on” nel caso FSK il numero di connessioni è limitato dal numero di linee telefoniche disponibili.

Le cabine secondarie del progetto inviano spontaneamente ogni 30 secondi allo scada un segnale di keep-alive, contenente l'informazione sullo stato della periferica. Mentre nel caso di cambio di stato della periferica, di una segnalazione proveniente da una cabina secondaria o nel caso di invio delle misure dal campo la connessione avviene istantaneamente con massima priorità. Mentre le segnalazioni, allarmi e comandi possono viaggiare sui 3 mezzi vettori disponibili in ogni cabina

(Tetra, GPRS e GSM) per le misure gli unici due canali di comunicazione possibili sono il GPRS e il GSM. Tale soluzione è stata ampliata a tutta la rete elettrica di Acea Distribuzione.

L'effettivo funzionamento della comunicazione verticale tra il centro e la cabina secondaria è monitorata attraverso un tool che permette inoltre di agire direttamente da remoto su ciascun gateway presente sulle cabine secondarie del progetto e modificarne la configurazione oltre che verificarne il funzionamento, ottenendo oltre al dato singolo per cabina anche un dato aggregato per tutto il parco gateway.

In figura 26 è mostrata una rappresentazione delle informazioni riferite alla comunicazione verticale delle cabine del progetto.

Le informazioni presenti nel grafico riportato riguardano l'andamento temporale:

- dei gateway di cabina secondaria attivi e connessi con il centro. Indicato nel grafico dalle linee State PollOn e State Connect
- dei gateway disconnessi dal centro. Indicato nel grafico dalle linee "State Disconnect";
- della ripartizione dei gateway sui server 1 e 2, l'utilizzo di 2 server in parallelo consente di poter effettuare un numero 2 volte maggiore di connessioni contemporanee oltre a rendere più efficiente tutto il sistema per un ovvio motivo di risorse. Rappresentato nel grafico dalle linee "Server 1" e "Server 2";
- dei gateway che utilizzano la rete proprietaria Tetra per la connessione con il centro. Rappresentato dalla linea "Rete Tetra".
- dei gateway che utilizzano la rete GPRS, su apn privato Wind. Rappresentato sul grafico dalla linea "Rete Wind";

I contatori presenti nella parte bassa della rappresentazione indicano i valori istantanei di tutte le connettività presenti.

Il tool offre anche uno schema dei collegamenti esistenti tra gli apparati dei sistemi centrali (Server 1 e 2 dello Scada, Firewall, Stazione Centrale Tetra e collegamenti verso la WIND) e ne segnala eventuali malfunzionamenti dovuti a perdite di collegamento tra apparati.

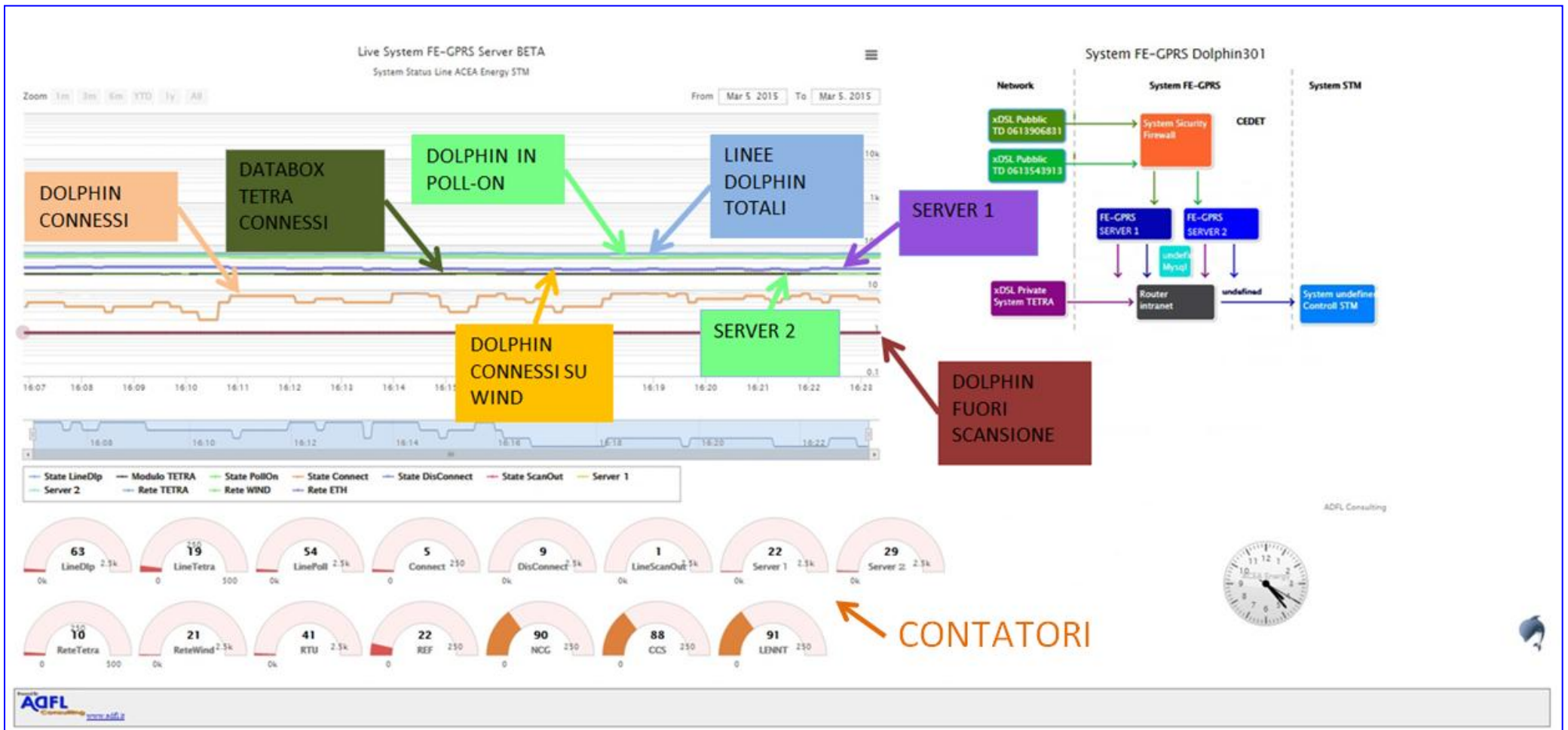


Figura 26 - Applicativo controllo "rete verticale"

Sistema di comunicazione “orizzontale” tra nodi periferici

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

La tecnologia Hiperlan ha permesso il rispetto di tale vincolo con un tempo di latenza di 7 ms, di seguito la sintesi delle caratteristiche principali:

- Frequenza della portante: 5.4 GHz;
- Occupazione di banda: 10 – 300 MHz;
- Tempo di latenza: 1 – 7 msec.

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

A valle di questo tipo di considerazioni, per rendere il progetto pilota replicabile su vasta scala e per il superamento di ostacoli tecnici/burocratici si è deciso di studiare e testare sul campo oltre alla rete Hiperlan anche altre differenti tecnologie:

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



Figura 27: Apparatı Hiperlan utilizzati per il progetto pilota Acea Distribuzione

Di seguito sono riportati tre schemi dell’infrastruttura di telecomunicazione orizzontale che rappresentano le 3 macro fasi dell’evoluzione della stessa infrastruttura giustificata dalla presenza di criticità relative al mezzo vettore utilizzato in precedenza. Nella prima fase (anni 2011-2012) sono state connesse tutte le cabine secondarie mediante tecnologia hiperlan, nella seconda fase (anni 2012-2013) si è implementata una rete ibrida grazie all’utilizzo sia del doppino in rame che della tecnologia LTE oltre che della già esistente tecnologia Hiperlan. Nell’ultimo schema l’unica dorsale coperta da una comunicazione radio hiperlan, è quella di Persichetti, poiché nelle altre dorsali sono state implementate le nuove tipologie di automazione descritte che non richiedono l’utilizzo di una rete di tlc orizzontale (anni 2014-2015).

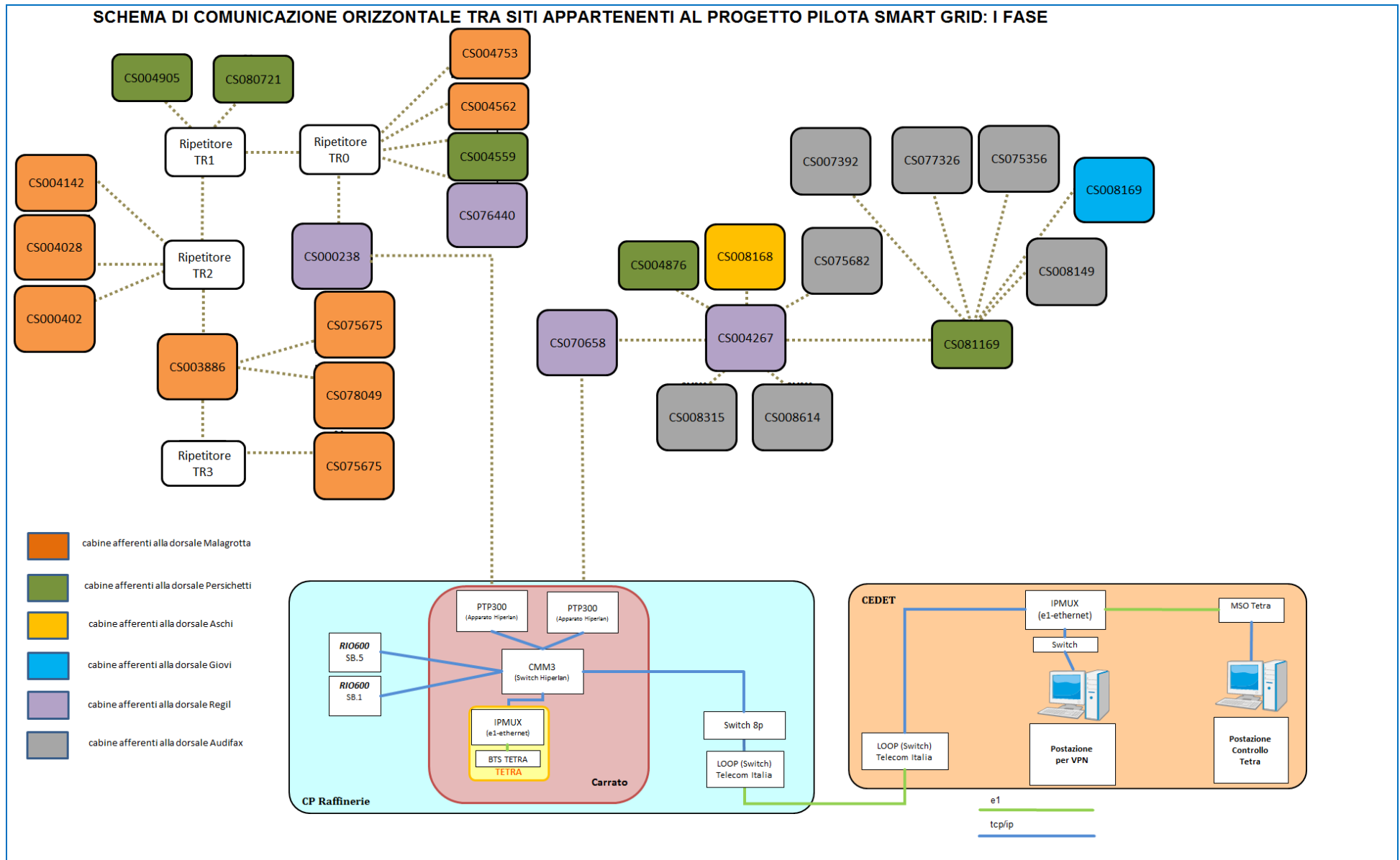


Figura 28: Infrastruttura di rete Anno 2012-2013 con 27 cabine secondarie connesse utilizzando 5 punti ripetitori.

SCHEMA DI COMUNICAZIONE ORIZZONTALE TRA SITI APPARTENENTI AL PROGETTO PILOTA SMART GRID - FASE 2

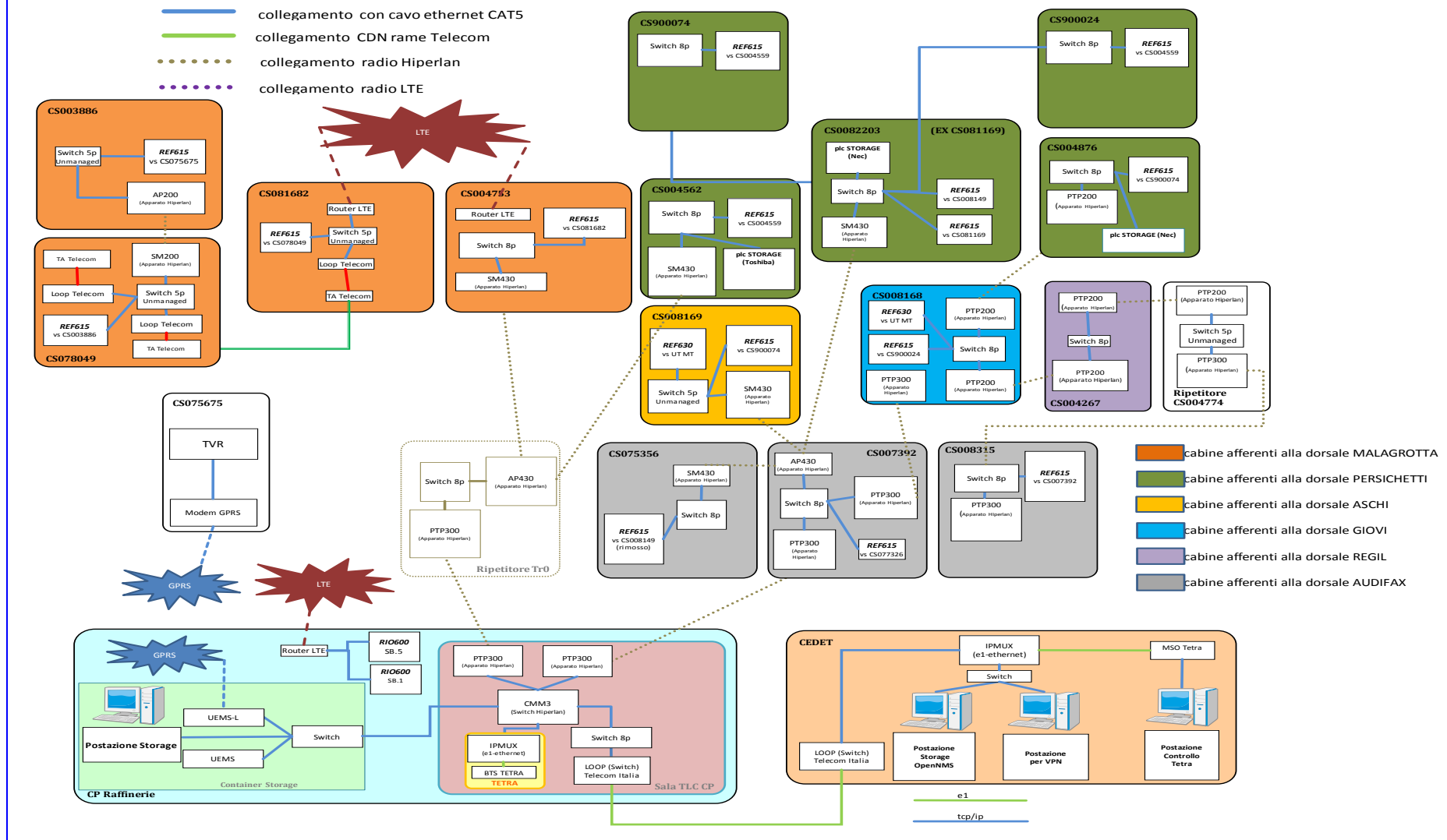






Figura 29: Infrastruttura di rete Anno 2013-2014

SCHEMA DI COMUNICAZIONE ORIZZONTALE TRA SITI APPARTENENTI AL PROGETTO PILOTA SMART GRID - FASE 3

-  collegamento con cavo ethernet CAT5
-  collegamento CDN rame Telecom
-  collegamento radio Hiperlan
-  cabine afferenti alla dorsale PERSICHETTI

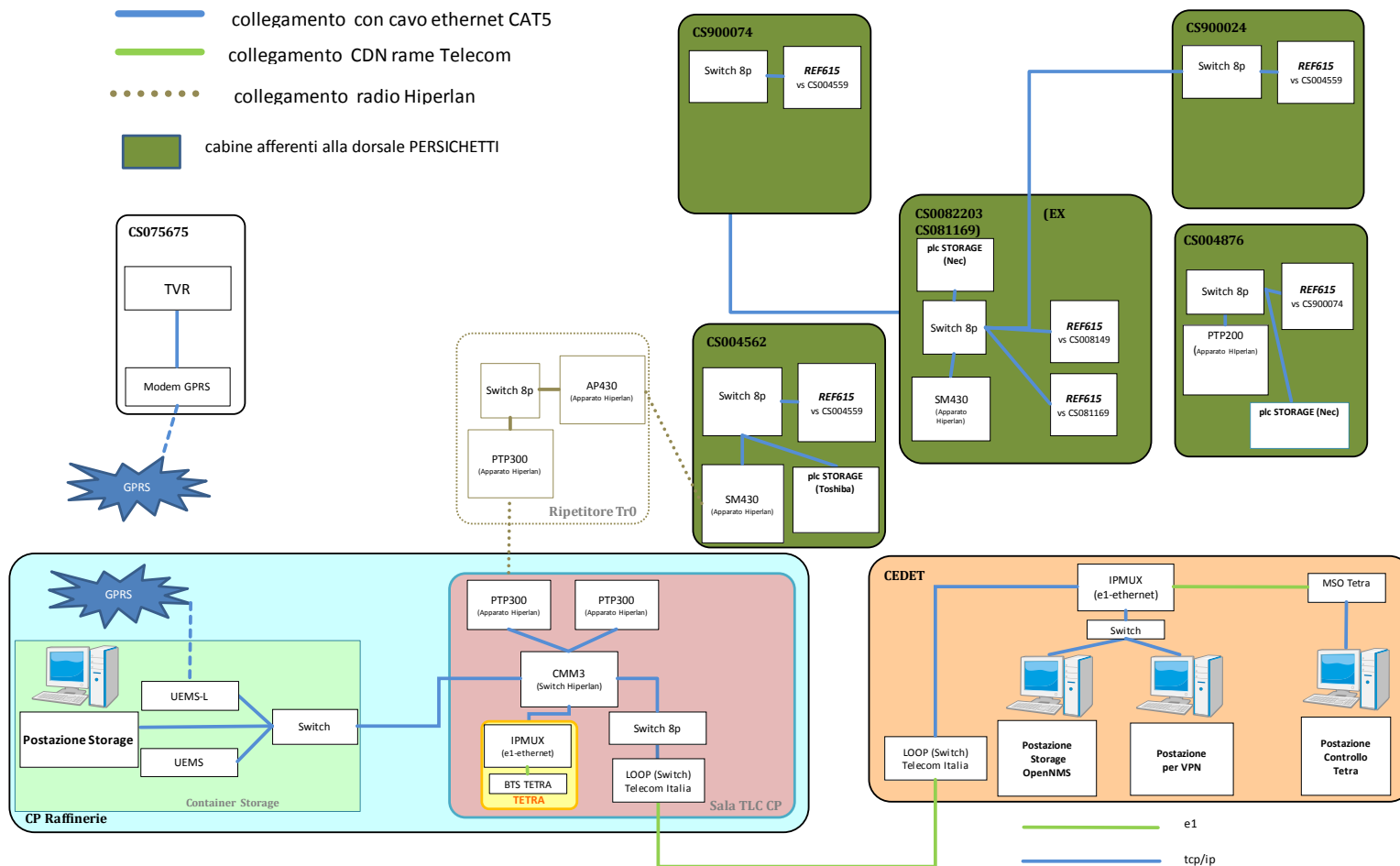


Figura 30: Infrastruttura di rete 2014-2015

Il monitoraggio della infrastruttura di rete orizzontale è stato effettuato attraverso il tool open-NMS opportunamente configurato per evidenziare mediante rappresentazione grafica e l'invio di sms eventuali malfunzionamenti o perdite di collegamento di tutti gli apparati di comunicazione dotati di agent-SNMP a bordo (Hiperlan, router LTE, Modem SHDSL per la comunicazione attraverso il doppino, switch generici). Questo monitoraggio è relativo a tutti i componenti testati nelle varie tecnologie.

2.4.2 Protocolli di comunicazione utilizzati, profilazione e interoperabilità

Nel caso del sistema di comunicazione "verticale" il protocollo utilizzato è il protocollo IEC 60870-5-101 incapsulato all'interno di pacchetti UDP.

Nel caso del sistema di comunicazione "orizzontale" il protocollo utilizzato è presente nello standard internazionale per le reti e i sistemi di comunicazione delle sottostazioni elettriche (IEC 61850).

Tra le motivazioni che giustificano una rapida diffusione di questo protocollo si evidenziano:

- La comunicazione tra dispositivi prodotti da diversi costruttori;
- La compatibilità con standard quali TCP/IP e IEC 8802.3;
- La creazione di un modello a oggetti ben definito;
- La standardizzazione condivisa a livello dei principali enti distributori.

Si è scelto di utilizzare una comunicazione peer-to-peer di tipo multi cast, particolarmente indicata per comunicazioni ad alta velocità. Sono stati utilizzati messaggi GSE di tipo GOOSE (**G**eneric **O**bject **O**riented **S**ubstation **E**vent), messaggi che prevedono la pubblicazione di un data-set di dati previsto dal protocollo IEC61850 e che presentano un indirizzo Mac destinatario di tipo multi cast.

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

Relativamente alla scelta di implementare una rete proprietaria Acea ha ritenuto di sperimentare una rete di back-up della rete pubblica sia sul traffico voce che sul traffico dati (per il solo telecontrollo) per ovvie ragioni di sicurezza e affidabilità.

2.4.4 Affidabilità e sicurezza in relazione ai servizi abilitati

Il tema della sicurezza informatica non è stato oggetto della sperimentazione del progetto pilota, ma è stato affrontato nel progetto dedicato "PANOPTESSEC" (rif. paragrafo 1.5.3).

2.5 I sistemi di stoccaggio (eventuale)

2.5.1 Gestione e controllo delle fonti rinnovabili intermittenti

Il tema del controllo delle fonti rinnovabili intermittenti è stato testato nell'ambito dell'azione dei Nuovi Criteri di gestione della rete MT (capitolo 3) per quanto riguarda la regolazione della potenza reattiva e in modo più esteso nell'ambito del progetto Storage Distribuito (rif. paragrafo 1.5.2).

2.5.2 Gestione e controllo delle installazioni di ricarica, anche bidirezionale, di veicoli elettrici

Il capitolo E-Car e Storage del Progetto Pilota Smart Grid ha previsto, presso l'area della Cabina Primaria Raffinerie, l'implementazione di un sistema integrato costituito da un impianto fotovoltaico, un sistema di accumulo energia e un "banco" di colonnine per la ricarica delle autovetture.

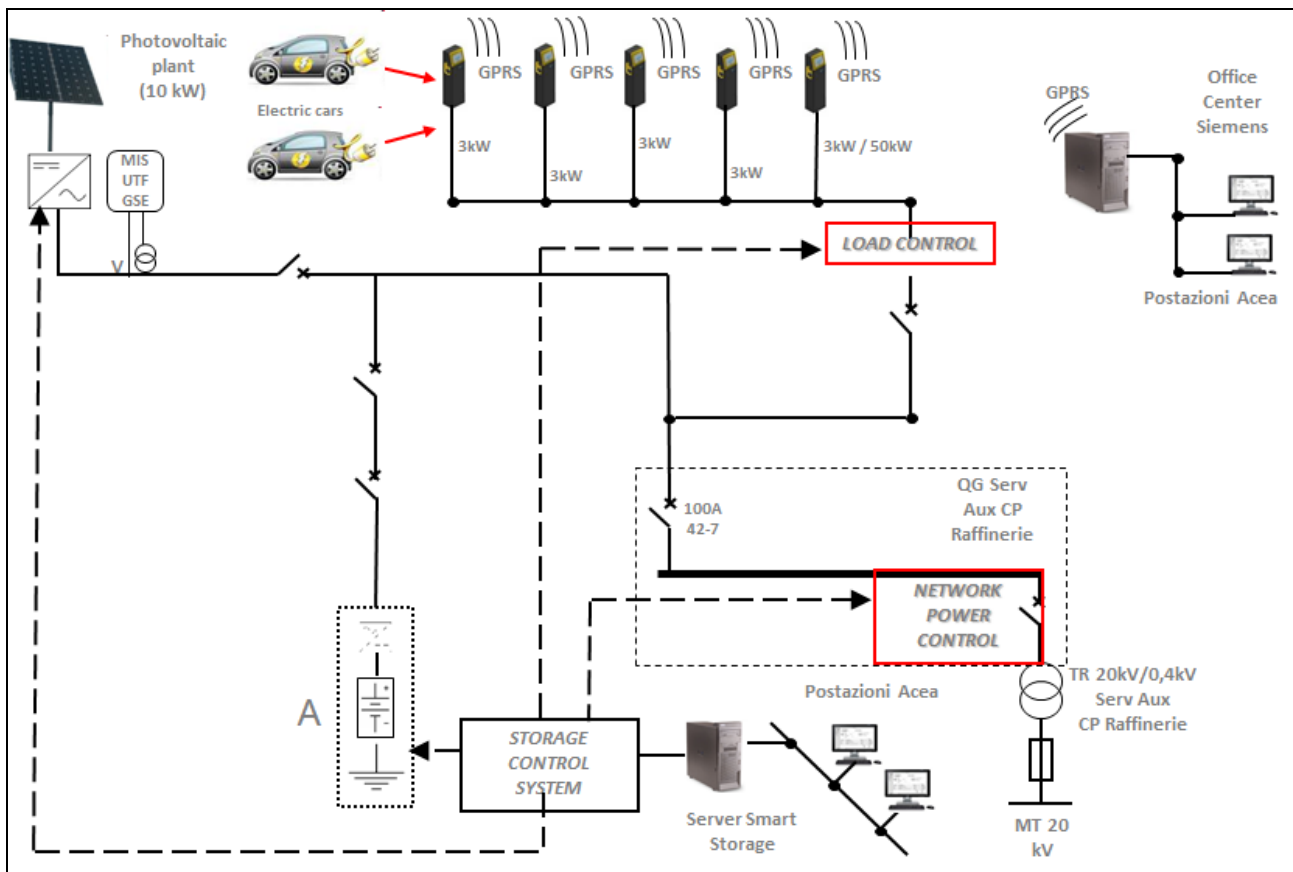


Figura 31: Sistema integrato installato presso la CP Raffinerie

Di seguito si fornisce una breve descrizione degli elementi che compongono il sistema integrato:

- 3 colonnine di ricarica “lenta/accelerata” di fornitura Siemens, 3 kW monofase e tempi di ricarica di 8 ore, oppure 14/22 kW trifase con tempi di ricarica di 2/3 ore;
- 1 di ricarica “fast” di fornitura Toshiba, 50 kW in continua con tempi di ricarica di 20/30 minuti per ricaricare la batteria all’80%;
- 1 sistema di accumulo con inverter di potenza di 10 kW e capacità (1C) da 45 kWh di fornitura Toshiba;
- Impianto fotovoltaico da 10 kW;
- 1 sistema centrale di controllo EMS (Energy Management System) di fornitura Toshiba per il sistema integrato che in automatico permette di ridurre al minimo l’assorbimento/erogazione di energia sulla rete elettrica così da rendere il sistema indipendente in termini energetici ed inoltre effettua una compensazione dell’impianto fotovoltaico connesso.
- 1 sistema denominato “Operation Center” di fornitura Siemens per il controllo e la gestione delle colonnine di ricarica che nello specifico permette di effettuare:
 - il collaudo/controllo delle colonnine di ricarica;
 - la diagnostica delle stesse;
 - il riconoscimento dei clienti tramite tessera del tipo RFID;
 - la supervisione e il controllo delle procedure di ricarica;
 - la raccolta e la memorizzazione dei dati caratteristici di ogni singola ricarica;
 - l’invio di tali dati ai sistemi aziendali interessati;
 - l’interfaccia cliente su internet per la presentazione degli apparati di ricarica e il loro stato;

- l'interfaccia sulla Intranet di Acea per il personale aziendale coinvolto nella gestione dell'infrastruttura;

Di seguito riportiamo uno screenshot del tool Office Center (Figura 34) e un particolare del riconoscimento della tessera RFID su colonnina (Figura 32).

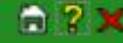


Figura 32: Riconoscimento tessera RFID da parte della colonnina di ricarica

Benvenuto caria



Cerca



Home

Infrastruttura | Contratti | Ricariche | Ticket | Cruscotto | Amministrazione

v6.1.0

Mondo - Italia

Regioni	Disp.	Ric.	Man.	Tot.
Lombardia	3	0	0	3
Lazio	15	0	0	15

Tot.	18	0	0	18
Tot.Mondo	18	0	0	18

Cruscotto



105 ricariche effettuate



92 kWh erogati



113 Kg risparmiati



Sessioni di ricarica in corso | Elenco CU | Lista Allarmi

Risultati 0 - 0 di 0. Tot pag: 0

	S/N	indirizzo	città	inizio	durata	kWh	presa	uso	RFID	tar.

Figura 33: Screenshot del tool Office Center

Di seguito inoltre si riporta la pagina di dettaglio disponibile sul tool Office Center di una delle tre colonnine presenti presso la CP Raffinerie.

I dati disponibili sulla pagina sono:

- lettura istantanea del contatore associato alla colonnina, con relativo storico letture;
- dettagli generici come: codice identificativo, stato operativo, tempo in servizio, modello colonnina;
- localizzazione geografica: indirizzo anagrafico e coordinate geografiche;
- dettagli configurazione come: versione software, potenza disponibile, indirizzo ip;
- numero di ricariche effettuate e relativa potenza assorbita;
- eventi, diagnostica, allarmi;

Ticket
E' possibile aprire un ticket per la CU.
Apri Ticket

Gestione prese

Plug ID	Tipo Presa	Con.	POD	stato	Cod contratto cliente	ID ricarica	Inizio/Fine Ricarica	Ricarica Remota	Sblocca	Corrente massima	Tipo Meter
1	Type 2	1		Conclusa	acea1	29778	27-01-2015			32	M
2	Schuko	1		Conclusa	acea1	29781	27-01-2015			32	M

Richiesta lettura contatori

Lista gruppi [1]

Dettagli generici

Codice CU:	ACEA_00000004	Stato:	Operativa - Disponibile
Codice gest.:	ACEA_CU_1	Tempo In Servizio:	0g 0h 0m 0s
S/N:	LBB822000514	Tipo Presa:	Mennekes, Schuko
Nome:	CP700_1	Modello:	CP700A
Uso:	Privata	Tipo antenna:	2G - a.interna
Marca CU:	Siemens	Visibilità:	Produzione
Asset provider:	ACEA	DSO:	--

Localizzazione

Regione:	Lazio	Provincia:	Roma
Città:	ROMA	Indirizzo:	Via di Castel Malnome
Cap:	00134		
Latitudine:	41.8379996	Longitudine:	12.330111200000033

Dettagli configurazione

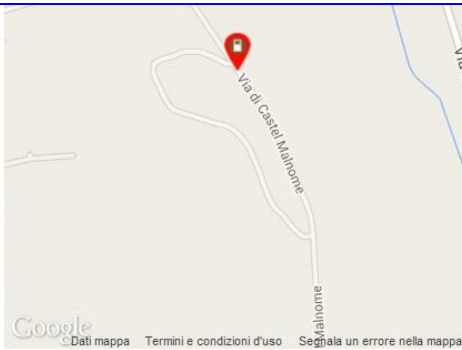
Data Comm.:	Versione Software:	SIE.CU.01
Ultimo Aggiornamento:	Lingua:	Italiano
RFID Comm.:	Tempo Manutenzione:	377g 12h 20m 18s
Potenza di allaccio (W):	Potenza disponibile (W):	22000
Tensione(V):	Contatore fiscale:	Presente
Polling:	Indirizzo Ip:	2.44.182.197
Aut. rich.:		
Servizi:		Pagamento automatico

Parametri Avanzati CU

Variazioni di stato

Note [0]

All rights reserved © Siemens 2015



Accesso dati CU

Totale numero ricariche : 3	uso% : 0%
Totale kWh. ricariche : 0,217	
Totale kWh. : 41,591	
Tot. kWh autoconsumo : 0,000	

[Eventi associati](#)
[Allarmi pers./ Non acq.](#)
[Sessioni di ricarica associate](#)
[Diagnostica associata](#)
[Nessun ticket aperto](#)
[Storico aggiornamenti SW](#)
[Storico lettura contatori](#)
[Whitelist associate](#)
[Prenotazioni associate](#)




Figura 34: Tool office center

Nel seguito sono riportate due foto rappresentative della colonnina di ricarica “lenta” di fornitura Siemens e della colonnina abilitata alla ricarica “fast” di fornitura Toshiba.



Figura 35:a) colonnine di ricarica lenta b) colonnine di ricarica veloce

Nel corso del 2014 sono stati effettuati diversi test sul sistema.

Di seguito si riportano tre report che mostrano l'andamento del sistema su un arco di 24 ore (Figura 36, Figura 37) e nel periodo ottobre/dicembre 2014 (Figura 38).

Nei 4 grafici sotto sono rappresentati nell'ordine:

1. Potenza erogata dal fotovoltaico [kW] (Grafico1);
2. Potenza assorbita dal sistema di ricarica delle autovetture [kW] (Grafico2);
3. Potenza erogata dalla batteria [kW] (Grafico 3, asse delle ordinate positivo);
4. Potenza assorbita dalla batteria [kW] (Grafico 3, asse delle ordinate negativo);
5. Potenza assorbita dalla rete [kW] (Grafico 4, asse delle ordinate positivo);
6. Potenza erogata dalla rete [kW] (Grafico 4, asse delle ordinate negativo);
7. SOC dello storage in % (Grafico 5) in rosso le due soglie UL2 e LL2 (non configurabili), in giallo le due soglie UL1 e LL1 (configurabili).

Nella Figura 36 è mostrato un fenomeno "impulsivo" causato da un malfunzionamento del sistema di controllo (Micro-EMS) che richiede allo storage di assorbire energia malgrado il SOC sia al livello massimo. Congiuntamente con il fornitore del sistema di controllo è stato poi analizzata la criticità ed è stata sviluppata la soluzione, il corretto funzionamento è rappresentato in Figura 37, dove è rappresentato uno dei test di ricarica dei veicoli elettrici; in particolare:

1. Nella finestra 1 evidenziata in rosso si nota che con la batteria carica al 50% una fluttuazione dell'energia prodotta dal generatore fotovoltaico viene "filtrata" dall'energia disponibile sullo storage e solo parte di questa viene erogata in rete;
2. Nella finestra 2 la variazione di energia causata da un fenomeno simile a quello al punto 1 non viene filtrata dallo storage (perché questo si trova in una posizione di carica massima) e il delta di energia viene totalmente trasmesso in rete;
3. Nella finestra 3 viene mostrato che all'instaurarsi di una sessione di ricarica "lenta" (3 kW) di una autovettura elettrica l'energia richiesta viene assorbita dall'impianto fotovoltaico non "influenzando" lo storage. Si nota una diminuzione di energia erogata in rete in quanto parte di questa viene assorbita dalla colonnina;
4. Nella finestra 4 viene mostrato come una seconda sessione di ricarica contemporanea alla prima già in essere causa una richiesta di energia dallo storage oltre che dal generatore fotovoltaico. Il SOC dello storage inizia a diminuire e l'energia trasmessa/erogata in rete si annulla;
5. Nella finestra 5 viene evidenziato come l'attivazione della terza sessione di ricarica contemporanea alle prime 2 causa una fase di scarica dello storage maggiormente accentuata, l'energia fornita dalla rete è sempre nulla.



Figura 36: Andamento del sistema in un periodo temporale

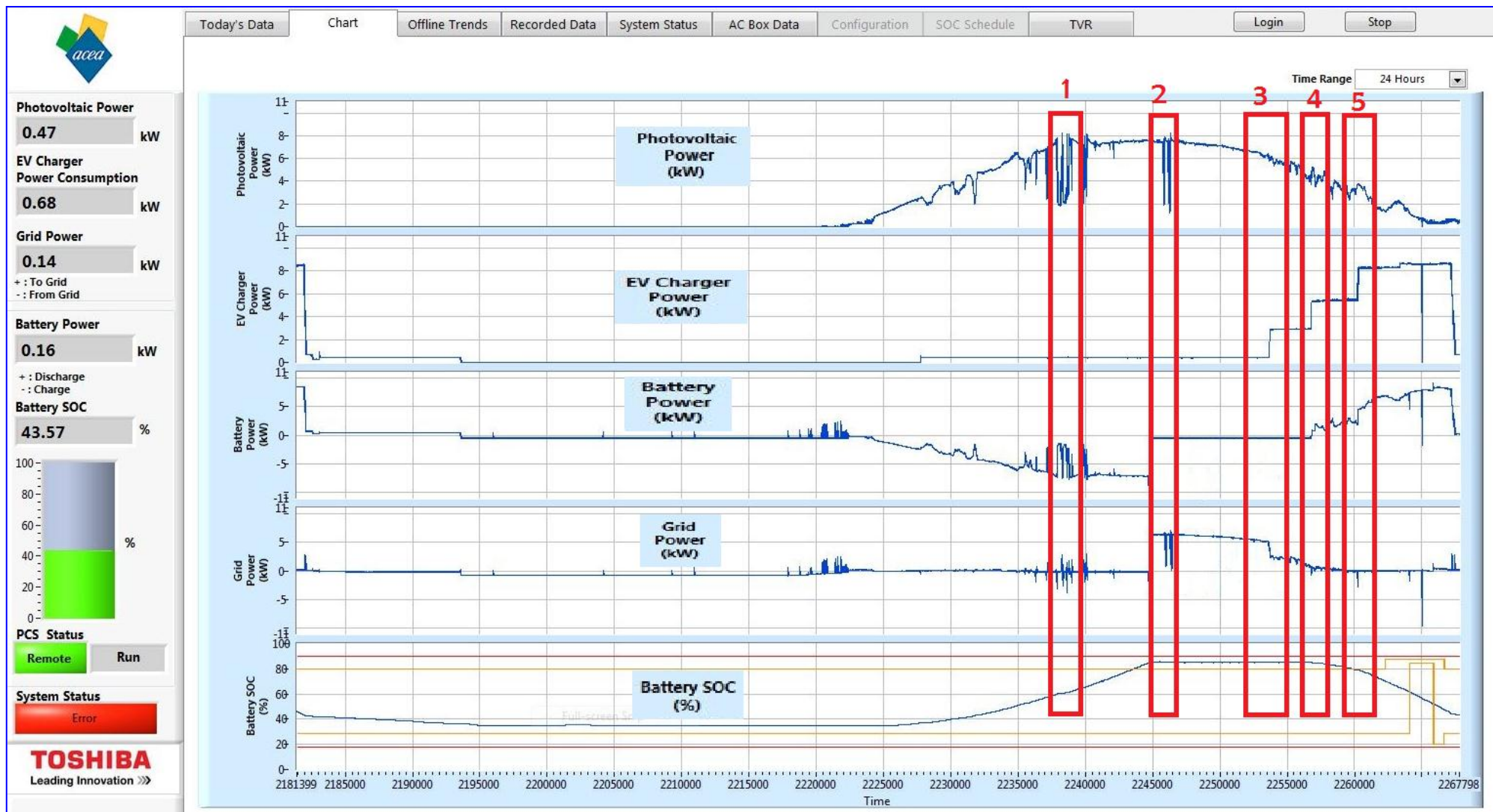


Figura 37: Funzionamento giornaliero del sistema durante alcuni test di ricarica autovetture elettriche

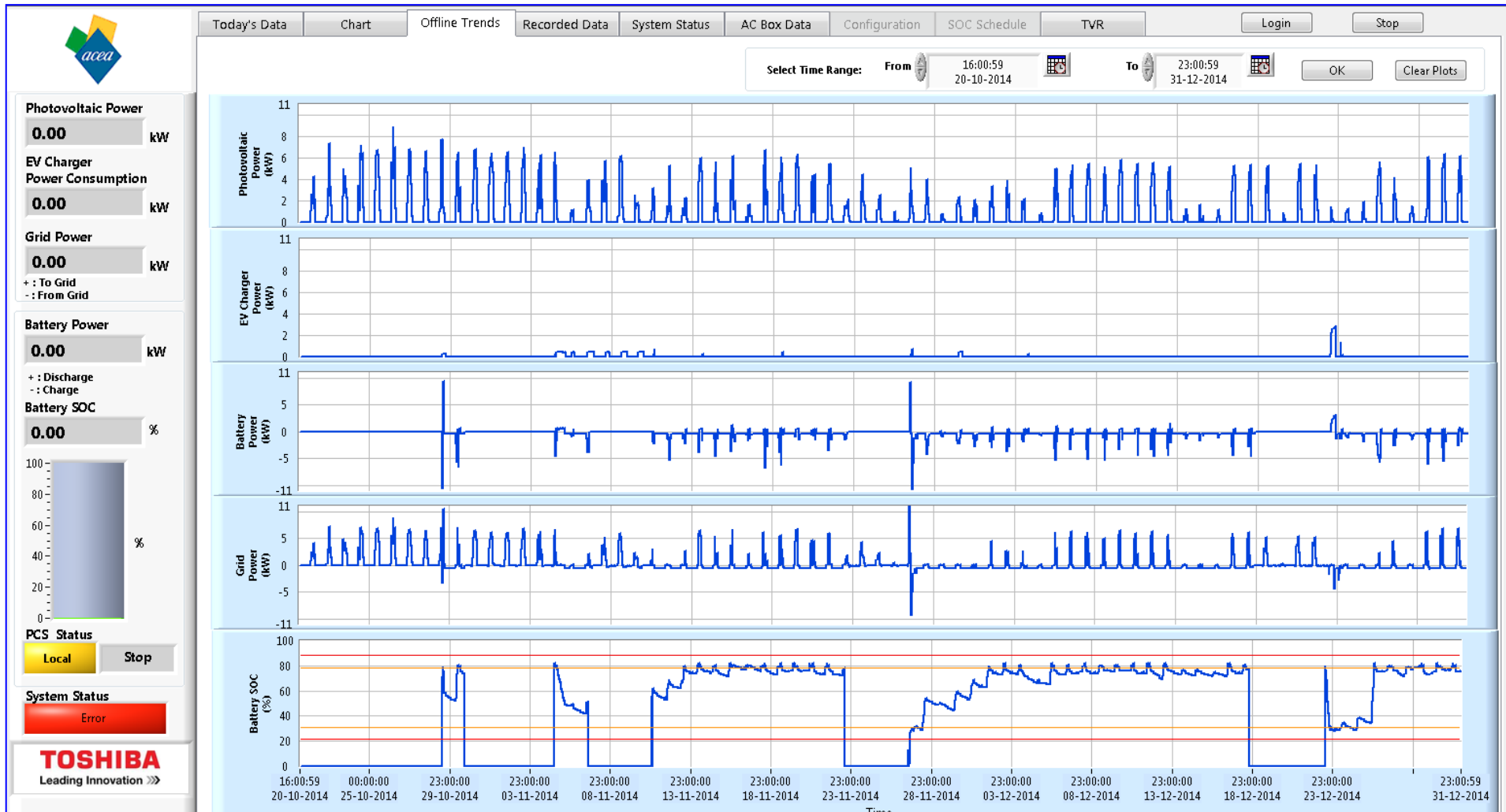


Figura 38: Monitoraggio del sistema negli ultimi 3 mesi dell'anno 2014

Sempre nell'ambito dell'azione E-Car & Storage nel 2014 è stato sviluppato un modello software in grado di simulare gli scenari possibili sul sistema grazie all'integrazione dei dati provenienti dal sistema EMS. Tale modello di simulazione rappresenta uno strumento utile per studiare scenari differenti in termini di dimensionamento dello storage (di numero di colonnine di ricarica, potenza impianto fotovoltaico).

Le analisi effettuate sino ad oggi partendo dal dimensionamento reale del sistema si sono però limitate a modificare sul modello:

1. il numero di ricariche giornaliero;
2. i livelli di stati di carica minimi/massimi schedulabili sulla batteria;
3. il rate di scarica/carica;

Si è proceduto così ad effettuare la simulazione su 365 giorni e ad ottenere come output le grandezze significative dell'impianto in qualsiasi giorno dell'anno richiesto:

1. la potenza del generatore fotovoltaico;
2. la potenza assorbita dall'infrastruttura di ricarica;
3. la potenza assorbita dal carico di rete;
4. la potenza assorbita o erogata dalla batteria;
5. la potenza assorbita o erogata dalla rete;
6. i livelli di SOC istantanei.

Tali grandezze significative dell'impianto sono le stesse visualizzabili dal sistema EMS in esercizio.

Le simulazioni effettuate prevedono le seguenti condizioni iniziali:

- carico costante per 24 ore di 3,7 kW (carica "lenta");
- carico di 10 kW per 3 ore al gg, alle 8, 14 e 20 (carica "fast");

Di seguito sono riportate due rappresentazioni di alcune simulazioni effettuate:

- a) In Figura 39 è messo a confronto il comportamento del sistema in una giornata invernale (Gennaio) e in una giornata estiva (Agosto). L'analisi del profilo di prelievo dalla rete, evidenziato in rosso, mostra come nei mesi invernali lo storage si ricarichi dalla rete sia durante le ore notturne che durante le ore diurne mentre nei mesi estivi, grazie all'apporto del fotovoltaico, gli assorbimenti da rete negli orari diurni sono nulli.
- b) In Figura 40 è invece mostrato come è possibile, lasciando fissate la produzione fotovoltaica e le sessioni di ricarica delle autovetture, modificare la dinamica del sistema, lavorando sulla schedulazione del livello di SOC (State Of Charge della batteria) durante l'arco delle 24 ore, (fissata di default tra il 20% e il 90%). Nel primo caso, a sinistra in figura, è evidenziato un picco di assorbimento (20kW) da rete intorno alle ore 8, causato dalla contemporaneità della ricarica autovettura e della necessità di ricarica dello storage. Nel secondo caso, viene effettuata una schedulazione del livello di SOC, valori ammissibili dalle ore 3 alle ore 7, 60% - 90%. Grazie a questa azione durante il giorno la batteria e il generatore fotovoltaico riescono a coprire il carico totale richiesto. L'assorbimento dalla rete (20 kW) viene spostato negli orari notturni. Nel terzo caso, viene effettuata una ulteriore schedulazione del SOC nelle ore pomeridiane, valori ammissibili dalla ore 16 alle ore 19, 60% - 90%. L'assorbimento da rete non presenta più il picco di 20 kW ma risulta essere quasi dimezzato e distribuito in due orari differenti.

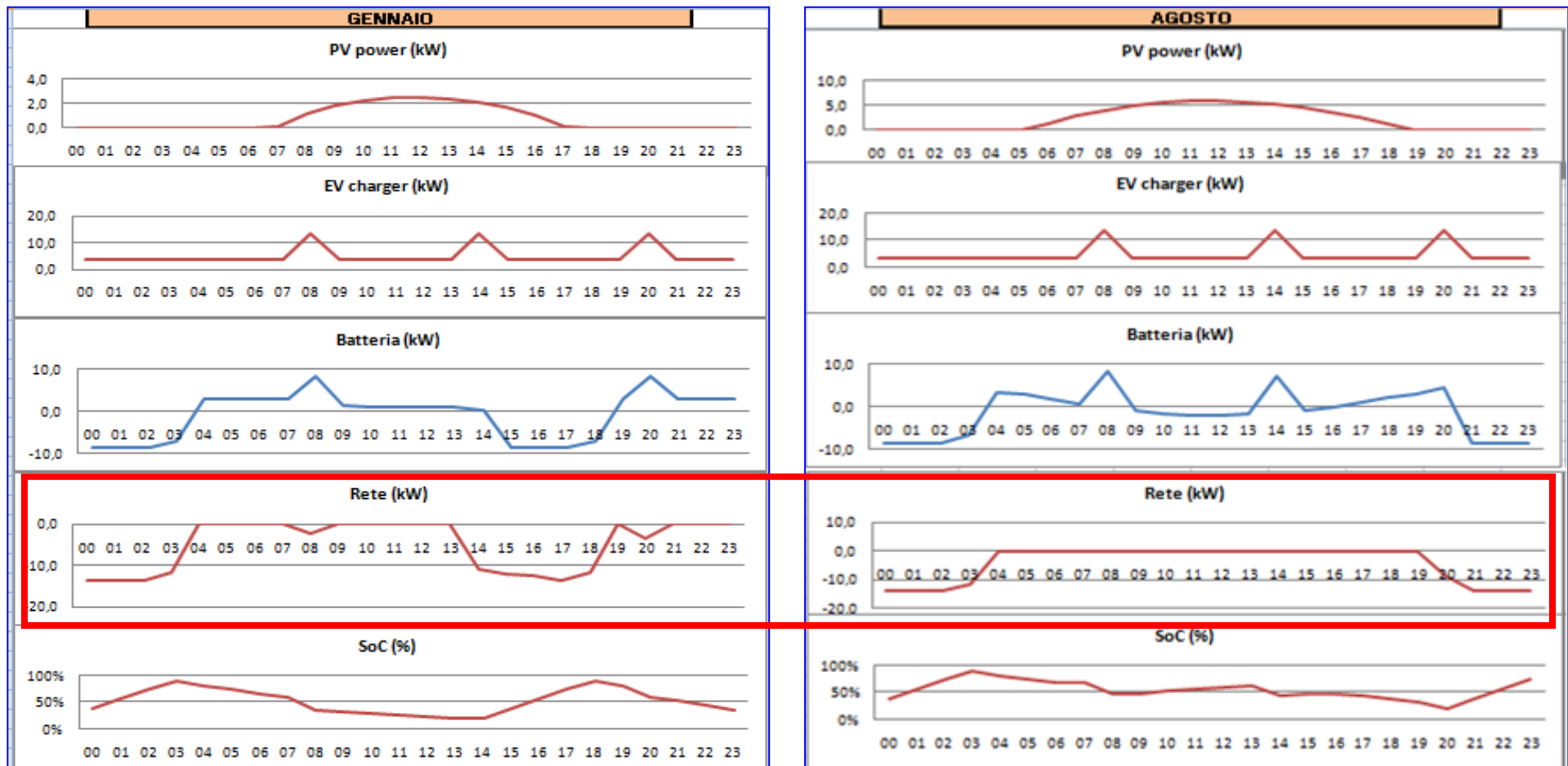


Figura 39: Comportamento sistema in Inverno/Estate

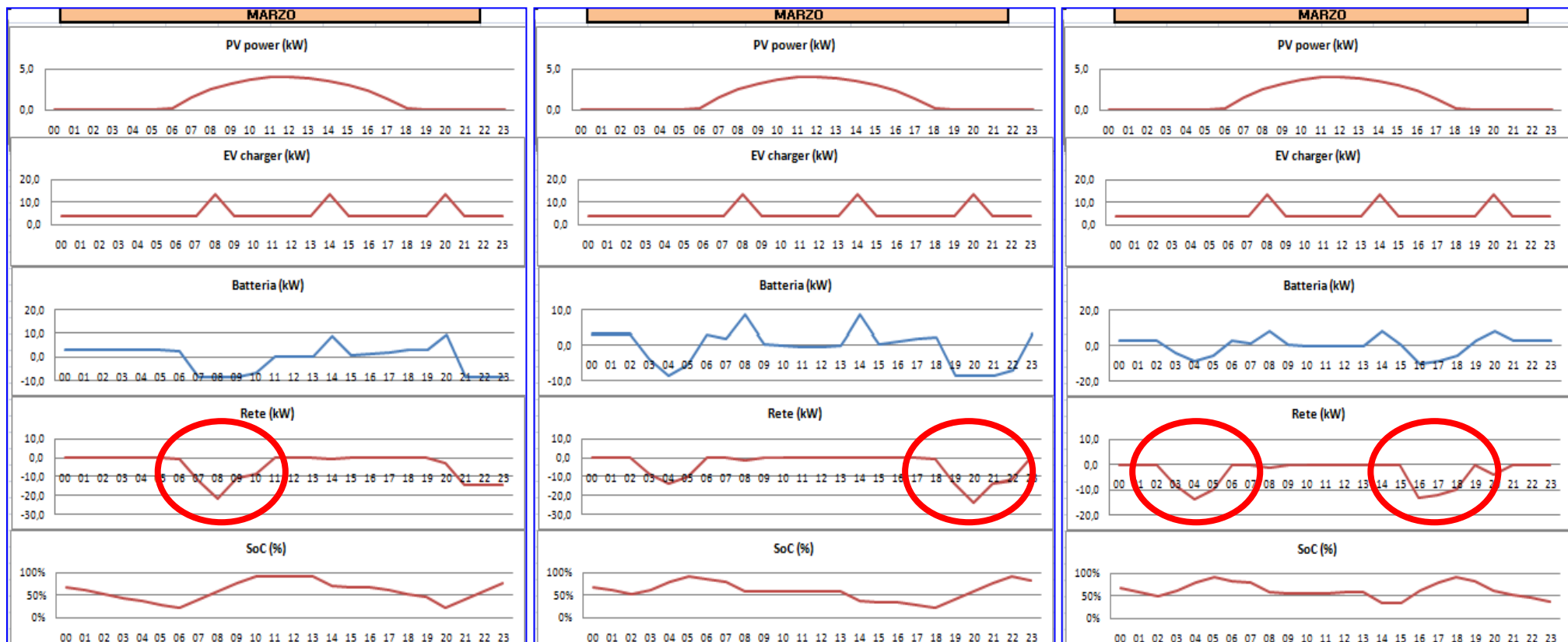


Figura 40: Comportamento del sistema al variare dello Scheduling del SOC

2.5.3 Gestione e controllo degli stoccaggi

Il tema sulla gestione dei sistemi di accumulo dell'energia elettrica non è stato propriamente trattato nel progetto pilota Smart Grid, ma è stata avviata, in collaborazione con i fornitori TOSHIBA e NEC, una sperimentazione che ha visto la messa in servizio di tre sistemi di accumulo, di cui due di fornitura Nec ed uno di fornitura Toshiba. La scheda sintetica del progetto è descritta nel paragrafo 1.5.2.

3. Verifiche e misure in campo

La sperimentazione relativa ai Nuovi Criteri di gestione della rete MT, ha previsto ovviamente diverse fasi prima della realizzazione finale in campo per le quali si riporta uno schema a blocchi dei passaggi principali:

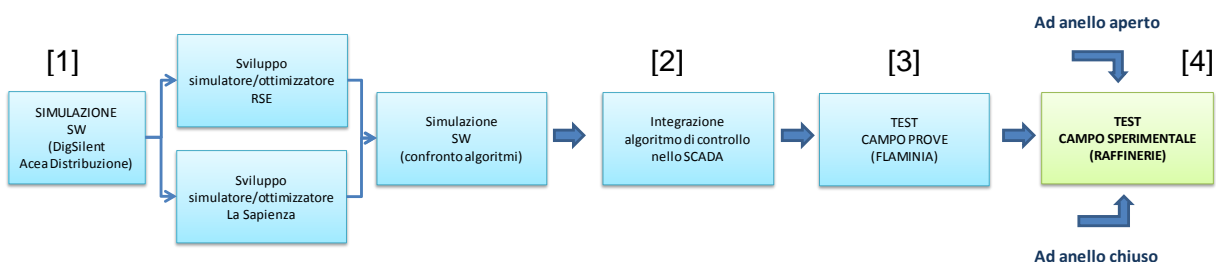


Figura 41: Schema a blocchi dei processi dell'azione Nuovi Criteri di Gestione della rete MT

1. *Simulazione software:* fondamentale per lo studio preliminare, la verifica ed il conseguente adeguamento della potenza di attuazione della rete e per lo sviluppo dell'algoritmo di ottimizzazione dell'assetto di rete (cuore dell'azione in oggetto). Si intende per potenza di attuazione la capacità degli attuatori di regolare la rete modificando i suoi stati di funzionamento. Lo sviluppo dell'ottimizzazione dell'assetto di rete è stato portato avanti avviando due collaborazioni scientifiche, rispettivamente con RSE³ e con l'Università di Roma La Sapienza⁴.
2. *Implementazione dell'algoritmo del controllore di tensione VoCANT di RSE, basato su ottimizzatore tecnico-economico, all'interno della piattaforma di calcolo Siemens:*
Lo scopo dell'attività intrapresa con Siemens (fornitore dello SCADA) infatti, è stato quello di sviluppare nuovi strumenti, integrabili pienamente nei sistemi di controllo attualmente adottati dai DSO, in grado di aumentare il livello di osservabilità e controllabilità dei sistemi di distribuzione e di supportare l'operatore nelle fasi di pianificazione, esercizio ed analisi a consuntivo delle reti di competenza.
Il progetto ha condotto allo sviluppo di una piattaforma di calcolo che integra l'algoritmo del controllore sviluppato da RSE.
3. *Esecuzione test su campo prove Flaminia:* questo step ha permesso di testare le funzionalità integrate nello SCADA su rete reale in assenza di utenze (opportunamente simulate da carichi fittizi).
4. *Esecuzione test su campo sperimentale con utenze reali sottese:* tale attività ha previsto l'esecuzione di prove di regolazione sulla rete reale ed è stata ulteriormente suddivisa in due fasi: prove ad anello aperto e ad anello chiuso. Nella prima fase il calcolo effettuato per i set point ottimi non viene inviato agli attuatori in campo, ma ne viene verificato l'effetto che avrebbe sulla rete in simulazione. Per le prove ad anello chiuso, si provvede invece a

³ Grazie alla quale è stato messo a punto un algoritmo di ottimizzazione classico basato su tecniche di discesa a gradiente.

⁴ In questo caso è stato utilizzato un approccio euristico basato su algoritmi genetici.

chiudere in esercizio la catena di controllo inviando agli attuatori in campo i setpoint elaborati dall'ottimizzatore.

3.1 Verifiche

Di seguito è descritto lo schema del sistema di controllo (Figura 42) integrato nel sistema STM con particolare riferimento alle fasi principali che lo caratterizzano:

- ✓ Fase A: Acquisizione delle misure dal campo e trasferimento allo state estimator
- ✓ Fase B: Elaborazione dell'Algoritmo di State Estimator (SE)
- ✓ Fase C: Trasferimento stato elettrico dallo state estimator all'ottimizzatore.
- ✓ Fase D: Calcolo dell'assetto ottimo e dei relativi set point da parte dell'ottimizzatore

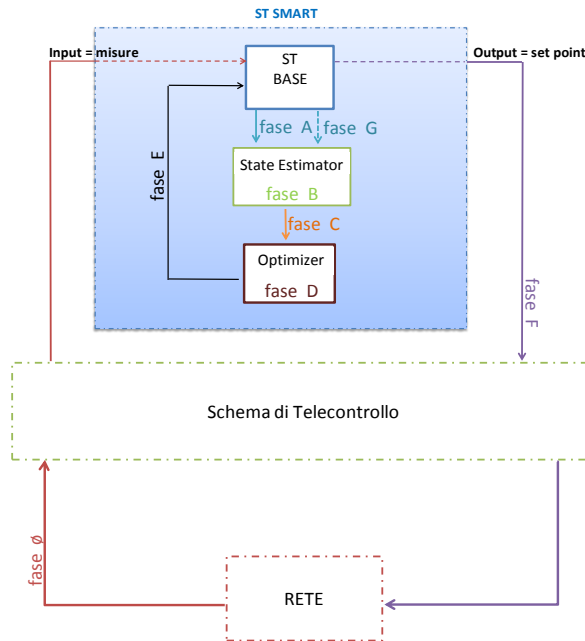


Figura 42: schema dell'architettura di controllo

Calcolo della stima dello stato in base allo stato corrente della rete (fase A e fase B)

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

Per quanto riguarda il primo tipo di informazioni, i consumi di potenza attiva e reattiva ed i profili di generazione sono ricavati grazie ad un apposito processamento di dati storici. Questo implica che i risultati del calcolo di Power Flow forniscano una rappresentazione ragionevole della rete, ma non necessariamente congruente con il reale funzionamento della rete stessa.

Per quanto riguarda la seconda categoria di informazioni, per la rete di media tensione, le misure sono disponibili ogni 10 minuti.

La procedura di stima dello stato rappresenta un importante elemento ai fini della corretta valutazione dei flussi di potenza su una rete elettrica, e quindi di tutte le azioni di regolazione e controllo, oltre che di pianificazione nel breve termine. Lo sviluppo proposto prevede di modificare tali profili di carico ogni 15 minuti al fine di renderli coerenti con l'insieme delle misure che sono disponibili sul campo (tensione, potenza, corrente, ...) e cioè correggendo i dati stimati in maniera tale da minimizzare l'errore tra i risultati del power flow e le misure disponibili. Sono stati seguiti due tipi di approcci:

1. Stima dello stato semplificato (acquisizione delle sole misure di cabina primaria).
Le misure in ingresso all'algorithm in questo caso sono le seguenti:
 - ✓ Il modulo di tensione delle sbarre AT;

- ✓ Il modulo della tensione delle sbarre MT;
- ✓ Transiti di potenza attiva e reattiva sui trafi AT/MT (con segno)
- ✓ Modulo delle correnti delle linee MT in partenza dalle cabine primarie.

Dalle misure in ingresso di P e Q sui trasformatori AT/MT si ottiene una stima dello stato con un errore iniziale. Mediante l'acquisizione delle tensioni di sbarra AT, delle tensioni di sbarra MT ed infine delle correnti di linee MT, si ottiene un'approssimazione sempre più precisa tra le misure acquisite e quelle derivanti dal calcolo di Power Flow attraverso una procedura iterativa.

2. Stima dello stato completo (acquisizione delle misure di cabina primaria e dove presenti dei nodi della rete MT).

L'algoritmo di Stima dello Stato Completo si basa, oltre che sulle misure di Cabina Primaria, anche su tutte le misure disponibili a livello di cabine secondarie (flussi di potenza attivi e reattivi, correnti e tensioni).

Le misure in ingresso allo State Estimator sono quindi: le tensioni di sbarra AT ed MT in Cabina Primaria, le correnti sul trasformatore AT/MT ed in partenza delle linee MT di Cabina Primaria, le tensioni di sbarra MT in Cabina Secondaria e le correnti sulle linee in uscita dalle Cabine Secondarie.

Calcolo dell'assetto ottimo e dei relativi set point da parte dell'ottimizzatore (fase C e fase D)

L'algoritmo per il controllo di tensione VoCANT (*Voltage Controller in Active NeTworks*), sviluppato da RSE, implementato all'interno della piattaforma per i nuovi criteri di gestione, è un ottimizzatore tecnico-economico (OPF), basato sul metodo del punto interno [1]. Tale algoritmo individua la soluzione ammissibile (rispetto dei vincoli di tensione, delle correnti e del bilancio dell'energia attiva e reattiva) che minimizza gli interventi relativi alla regolazione delle risorse disponibili ottimizzando le perdite.

A ciascuno di questi interventi è attribuito un "costo di intervento", opportunamente ponderato secondo le esigenze di esercizio del DSO, tale da costituire il vincolo economico di ottimizzazione.

Un punto di funzionamento è *ammissibile* se soddisfa i vincoli, ovvero:

- Bilancio nodale della potenza attiva;
- Bilancio nodale della potenza reattiva;
- Limite minimo e massimo sulle variabili del problema: tensione ai nodi, correnti nei rami;
- Iniezioni e assorbimenti di potenza compatibili per generatori e carichi controllabili (capability rettangolari) [3] e per eventuali sistemi di accumulo;
- Eventuale vincolo di carica dei dispositivi di accumulo a fine orizzonte temporale.

La presenza di sistemi di accumulo comporta la necessità di individuare i 'migliori' istanti per la carica e scarica, e richiede pertanto la disponibilità di profili attesi di generazione e carico.

L'algoritmo consente la massima generalità, permettendo di stabilire costi differenziati sia per singolo generatore che per periodo temporale. La valorizzazione dei margini di disponibilità a salire e a scendere (di potenza reattiva e, in prospettiva, potenza attiva) dipende dal *modello di business* ipotizzato, in particolare si possono prospettare tre scenari:

- Remunerazione a prezzo fisso (stabilito dall'Autorità);
- Schema di mercato (ciascun operatore GD può offrire un prezzo per il proprio servizio);
- Approccio misto.

In assenza di schemi regolatori per la remunerazione dei servizi ancillari offerti dalla GD, i "costi" rappresentano un criterio per stabilire l'ordine di utilizzo delle risorse di regolazione, nonché uno strumento per conseguire la minimizzazione delle perdite.

Fissato il set dei costi, la procedura di ottimizzazione è in grado di identificare la soluzione ottima attraverso una procedura di Optimal Power Flow [2].

Uno dei vantaggi connessi all'utilizzo dell'ottimizzatore integrato in VoCANT consiste nel suo possibile impiego sia per simulazioni off-line stand-alone sia in modalità on-line di controllo; ciò

consente sia di poter identificare ex-ante situazioni critiche di una data rete per determinarne le possibili soluzioni, sia di calcolare in esercizio i valori di set point per le risorse controllabili.

Verranno ora descritti gli esiti dei test effettuati nel periodo luglio 2014/dicembre 2014 che hanno permesso di monitorare il funzionamento del sistema di controllo integrato nello SCADA di ACEA:

- ✓ Verifica da SCADA delle modalità di attuazione dei comandi di dispacciamento della potenza attiva dei generatori (prova ad anello aperto)
- ✓ Verifica da SCADA delle modalità di attuazione dei comandi di dispacciamento della potenza reattiva dei generatori finalizzati al controllo della tensione (prova ad anello aperto e ad anello chiuso)
- ✓ Verifica da SCADA del corretto funzionamento del VSC in CP Raffinerie (prova ad anello aperto e ad anello chiuso “in manuale”)

Le condizioni iniziali per ogni sessione test sono state le seguenti:

Input del sistema di controllo relativi alla CP Raffinerie (Figura 43)

- Misure della cabina primaria Raffinerie rilevate ed acquisite dal sistema STM attraverso TPT2020:
 - Tensione di sbarra AT;
 - Tensione di sbarra MT;
 - Corrente di linee MT;
 - Profili reali di P, Q, I in transito sul TR AT/MT.

Input del sistema di controllo relativi alla rete sottesa alla CP Raffinerie (Figura 44)

- Misure provenienti dal campo: profili prelevati dai punti di monitoraggio e ricostruiti dallo state estimator.

Output del sistema di controllo

- Regolazione del VSC;
- Regolazione di P e Q del generatore GIOVI.

Di seguito è rappresentata la visualizzazione sul sistema STM della Cabina Primaria Raffinerie e della rete MT oggetto dei test (Rete MT sottesa alla CP Raffinerie e direttrice Audifax di CP P. Galeria).

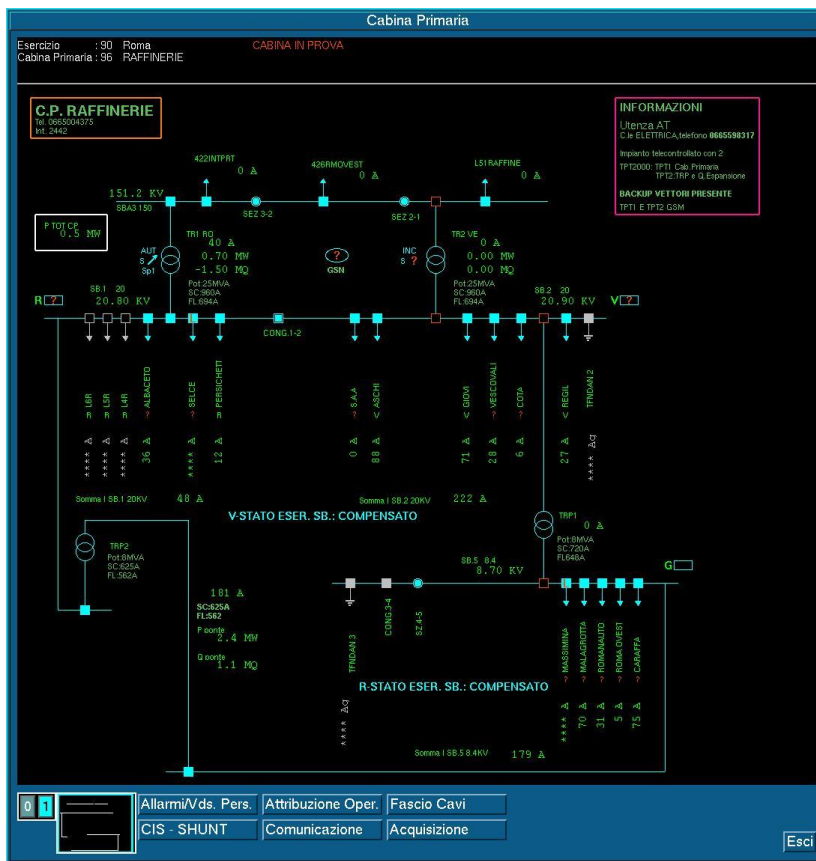


Figura 43: Visualizzazione di CP Raffinerie sul sistema di telecontrollo

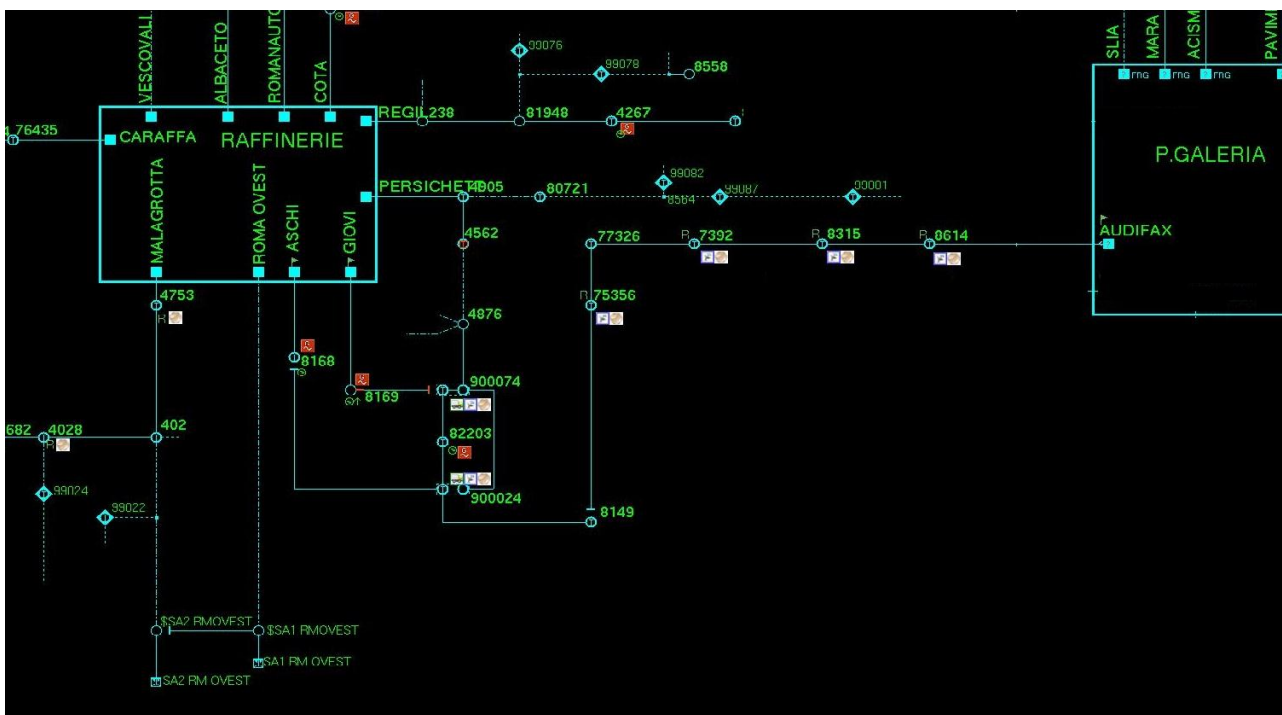


Figura 44: Visualizzazione della topologia della rete MT sul sistema di telecontrollo

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

Le verifiche di funzionalità della regolazione di potenza attiva sono state svolte in campo, con acquisizione delle misure dal telecontrollo, ma in anello aperto, cioè senza effettiva attuazione dei set-point.

Nel test illustrato in Tabella 1, a partire dalla condizione di rete iniziale (ricostruita dallo State Estimator, sulla base delle misure disponibili, ed illustrata in Tabella 2), è stata operata un'ottimizzazione impiegando tutte le risorse di regolazione disponibili (VSC di Cabina Primaria, potenza attiva e potenza reattiva del generatore di Giovi). L'impianto di Giovi è un'utenza di tipo misto, costituita da 8 gruppi di generazione, di cui solo 5 coinvolti nel progetto e quindi controllabili, con potenza complessiva in immissione di 7500 kW, e da un carico di taglia rilevante (la potenza disponibile in prelievo è di 7000 kW).

L'azione congiunta dell'aumento del set-point di tensione di sbarra e del dispacciamento di P e Q del generatore ha permesso di ottenere una riduzione delle perdite superiore al 10%; inoltre in questo caso si è ottenuto anche l'annullamento del contro-flusso verso la rete AT.

Tabella 1: Regolazione di potenza attiva e reattiva del generatore controllabile di Giovi (convenzione dei generatori)

Condizione iniziale			Set-point VR					riduzione perdite
V MT [kV]	P Giovi [kW]	Q Giovi [kvar]	V MT [kV]	P Giovi [kW]	Q Giovi [kvar]	ΔP Giovi [kW]	ΔQ Giovi [kvar]	
20.90	6500	3100	20.96	5458	0	-1042	-3100	-10.6%

Tabella 2: Condizione iniziale di rete (input ed output State Estimator)

INPUT Misure di CABINA PRIMARIA								
V AT [kV]	V MT 20 kV [kV]	V MT 8,4 kV [kV]	I linea Albaceto [A]	I linea Aschi [A]	I linea Cota [A]	I linea Giovi [A]	I linea Persichetti [A]	I linea Regil [A]
SBARRA AT	SBARRA MT 20 kV	SBARRA MT 8,4 kV	ALBACETO	ASCHI	COTA	GIOVI	PERSICHETTI	REGIL
152.32	20.97	8.70	32.22	73.85	7.42	100.02	9.35	12.30

INPUT Misure di CABINA PRIMARIA								
I linea Vescovali [A]	I linea Caraffa [A]	I linea Malagrotta [A]	I linea Roma Ovest [A]	I linea Romanauto [A]	I tr AT/MT [A]	P tr AT/MT [kW]	Q tr AT/MT [kvar]	I tr MT/MT [A]
VESCOVALI	CARAFFA	MALAGROTTA	ROMA OVEST	ROMANAUTO	TRASFORMATORE ROSSO			TRAFO PONTE 1
26.15	59.30	57.50	0.00	16.32	60.55	-1020.00	-920.00	142.90

INPUT Misure di GENERAZIONE													
Pgen [kW]	Qgen [kVAr]	Pgen [kW]	Qgen [kVAr]	Pgen [kW]	Qgen [kVAr]	Pgen [kW]	Qgen [kVAr]	Pgen [kW]	Qgen [kVAr]	Pgen [kW]	Qgen [kVAr]	Pgen [kW]	Qgen [kVAr]
REGIL		ASCHI		GIOVI		PERSICETTI		COTA		CARAFFA 1		CARAFFA 2	
0.00	0.00	-8500.00	-3500.00	-6500.00	-3100.00	0.00	0.00	-250.00	-120.00	-195.00	-2.00	0.00	0.00

OUTPUT calcolato da SE											
V MT 20 kV [kV]	Errore % V MT 20 kV	V MT 8,4 kV [kV]	Errore % V MT 8,4 kV	I linea Aschi [A]	Errore % I linea Aschi	I linea Giovi [A]	Errore % I linea Giovi	I linea Persichetti [A]	Errore % I linea Persichetti	I linea Caraffa [A]	Errore % I linea Caraffa
SBARRA MT 20 kV		SBARRA MT 8,4 kV		ASCHI		GIOVI		PERSICETTI		CARAFFA	
20.90	-0.33%	8.70	0.00%	73.85	0.00%	100.02	0.00%	9.35	0.00%	61.20	3.20%

OUTPUT calcolato da SE													
I linea Malagrotta [A]	Errore % I linea Malagrotta	P tr AT/MT [kW]	Errore % P tr AT/MT	Q tr AT/MT [kVAr]	Errore % Q tr AT/MT	I tr MT/MT [A]	Errore % I tr MT/MT	V sbarra [kV]	P sbarra [kW]	Q sbarra [kVAr]	V sbarra [kV]	P sbarra [kW]	Q sbarra [kVAr]
MALAGROTTA		TRASFORMATORE ROSSO			TRAFO PONTE 1			ASCHI			GIOVI		
59.45	3.39%	-1036.89	1.66%	-927.66	0.83%	140.22	-1.88%	20.94	-2322.05	-1276.32	20.99	-3253.2	-1532.77

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

La verifica della funzionalità di dispacciamento della potenza reattiva è stata svolta effettuando anche prove di regolazione in anello chiuso, ovvero con effettiva attuazione dei set-point, sempre con riferimento al generatore controllabile di Giovi.

Di seguito i risultati ottenuti regolando sia il VSC di CP che il generatore Giovi.

Tabella 2: Risultati della prima sessione di test (convenzione dei carichi – stima produzione BT = 350 KW circa)

	condizione iniziale				set-point VR			set-point VR (vincoli corretti)				riduzione perdite
	V MT [kV]	P GIOVI [kW]	Q GIOVI [kvar]	perdite [kW]	V MT	P GIOVI	Q GIOVI	V MT [kV]	P GIOVI [kW]	Q GIOVI [kvar]	perdite [kW]	
TEST N. 1a	20.50	-3580	-748	186.0	20.75	-3580	-2025.54	20.75	-3580	-2026	180.9	-2.76%
TEST N. 1b	20.50	-3600	-2030	188.1	20.73	-3600	-1371.03	20.73	-3600	-1371	184.4	-2.00%
TEST N. 2a	20.70	-3650	-750	192.0	20.73	-3650	-2179.33	20.73	-3650	-2179	187.7	-2.20%
TEST N. 2b	20.80	-3700	-2010	203.2	20.72	-3700	-2179.36	20.80	-3700	-2179	202.9	-0.14%

La sessione di prove si è articolata in due coppie di test:

- Test 1a e 1b;
- Test 2a e 2b.

Durante la fase “a” sono stati generati, da parte del controllore di rete, il riferimento di tensione per il VSC di CP e il set-point di potenza reattiva per il gruppo dispacciabile Giovi, unico poi attuato. A

seguito della sua esecuzione, è stata verificata la nuova regolazione imposta alle risorse disponibili (fase “b”).

Nel test n. 1a il controllore di tensione ha definito un incremento del valore di riferimento per il VSC di CP da 20.50 a 20.75 kV e di potenza reattiva induttiva immessa dall’impianto di Giovi da -748 kvar a -2026 kvar (convenzione dei carichi). La riduzione delle perdite di rete è stata pari al 2.76%.

Durante il test n. 1b, successivo all’attuazione del set-point, è intervenuta una variazione significativa di potenza al punto di scambio dell’impianto di produzione; ciò ha implicato per l’ottimizzatore la correzione del set-point precedente, riducendo di circa 650 kvar la richiesta di immissione di potenza reattiva. In queste nuove condizioni, la riduzione stimata delle perdite è stata del 2% rispetto alla situazione ex-ante.

Nel test n. 2a, in un stato di rete radicalmente differente rispetto ai due casi precedenti, il VR ha definito un incremento della tensione di riferimento del VSC (da 20.70 a 20.73 kV), un aumento dell’immissione di potenza reattiva da parte dell’impianto di Giovi, di entità comparabile con quella del test n. 1 (da -750 a -2179 kvar). La riduzione delle perdite è stata stimata intorno al 2.20%. Nelle figure seguenti (Figura 45 e Figura 46) dove sono mostrati i valori di tensione in ordine decrescente, è possibile osservare l’effetto del set-point relativo alla richiesta di incremento di produzione di potenza reattiva attribuita all’impianto Giovi sul valore di tensione corrispondente.

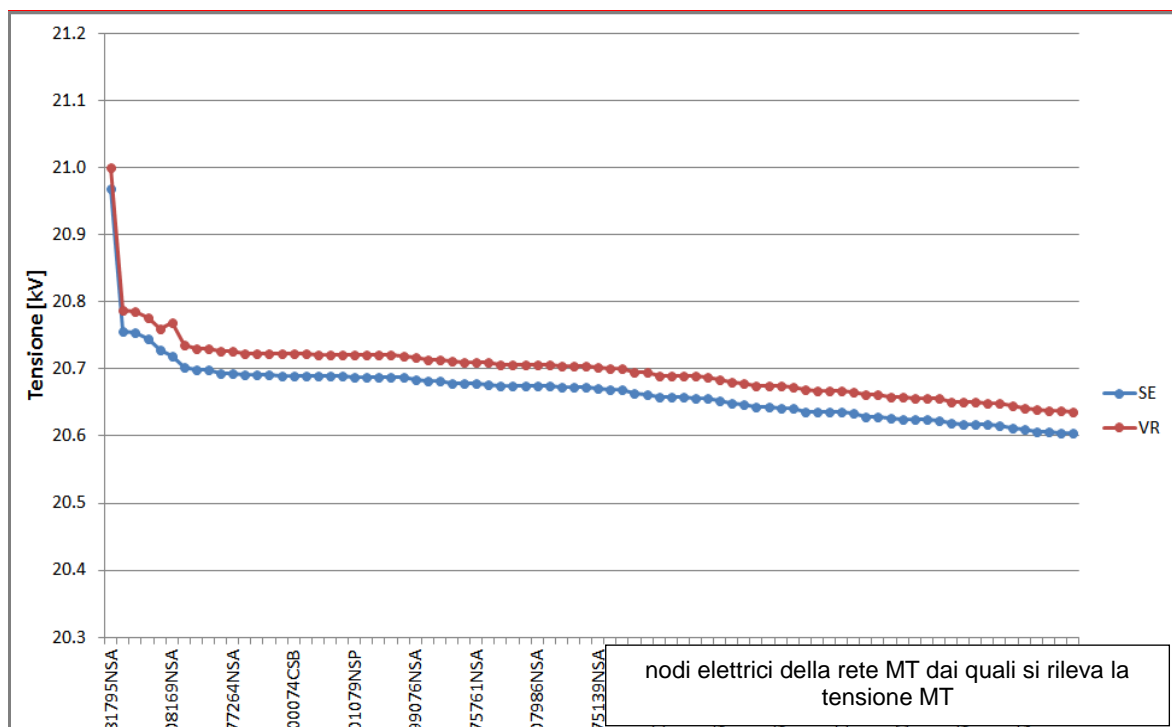


Figura 45: Test 2a: tensioni sulla rete a 20 kV prima (curva blu) e dopo (curva rossa) l’intervento del VR

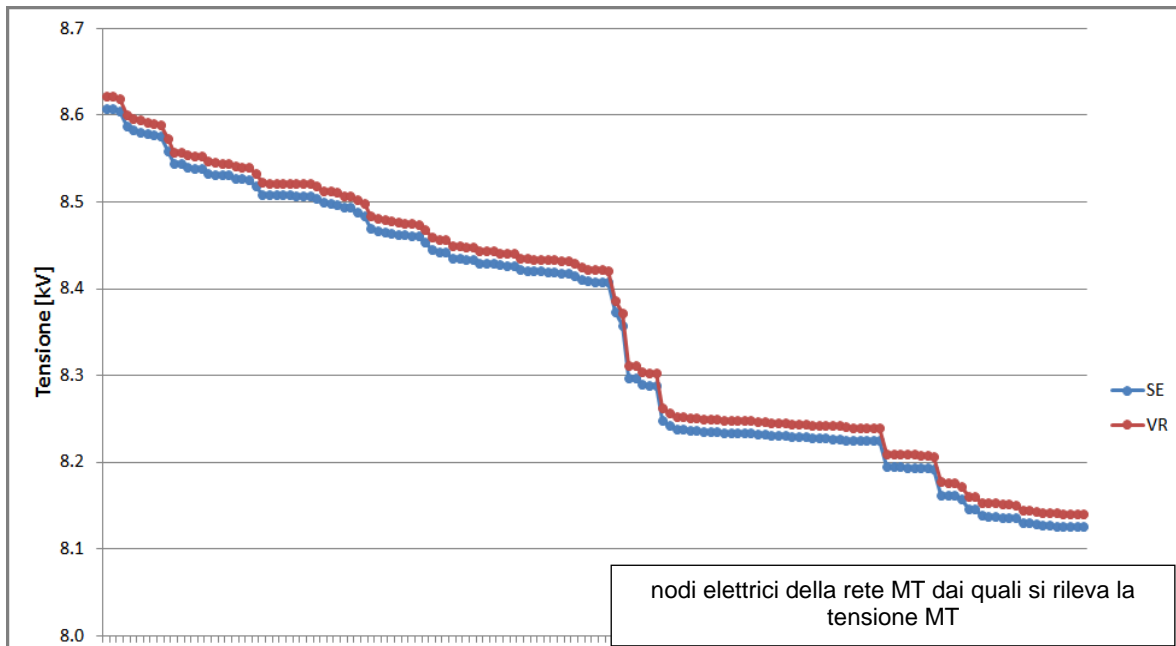


Figura 46: Test 2a: tensioni sulla rete a 8.4 kV prima (curva blu) e dopo (curva rossa) l'intervento del VR

Nel test n. 2b, successivo all'attuazione del set-point, il VR ha confermato sostanzialmente la regolazione precedente (valori in grigio nella tabella 2). In questo caso, tuttavia, l'imposizione del set-point di tensione richiesto dal VR avrebbe comportato un abbassamento delle tensioni sulla rete, poiché nel frattempo la sbarra MT era salita a 20.80 kV, e quindi un leggero aumento delle perdite. La ragione di questo comportamento da parte del VR risiede nel fatto che, nelle condizioni di esercizio rilevate nel test, la tensione sul nodo corrispondente ad un grosso impianto fotovoltaico connesso alla sbarra MT di CP si attestava intorno a 21.1 kV, valore superiore al limite di +5% V_n (21 kV) imposto al regolatore di tensione. Per tenere conto di questa circostanza è stata quindi ripetuta offline l'ottimizzazione, rilassando opportunamente (cioè come riscontrato in esercizio reale) il vincolo di tensione su quella specifica cabina secondaria. I risultati a seguito di questa operazione, riportati nella sezione "vincoli corretti" di Tabella 2 e nelle Figura 47, Figura 48, mostrano come la situazione della rete risulti già ottimale, per effetto della precedente azione del VR, e come, di conseguenza, l'ulteriore riduzione delle perdite sia trascurabile.

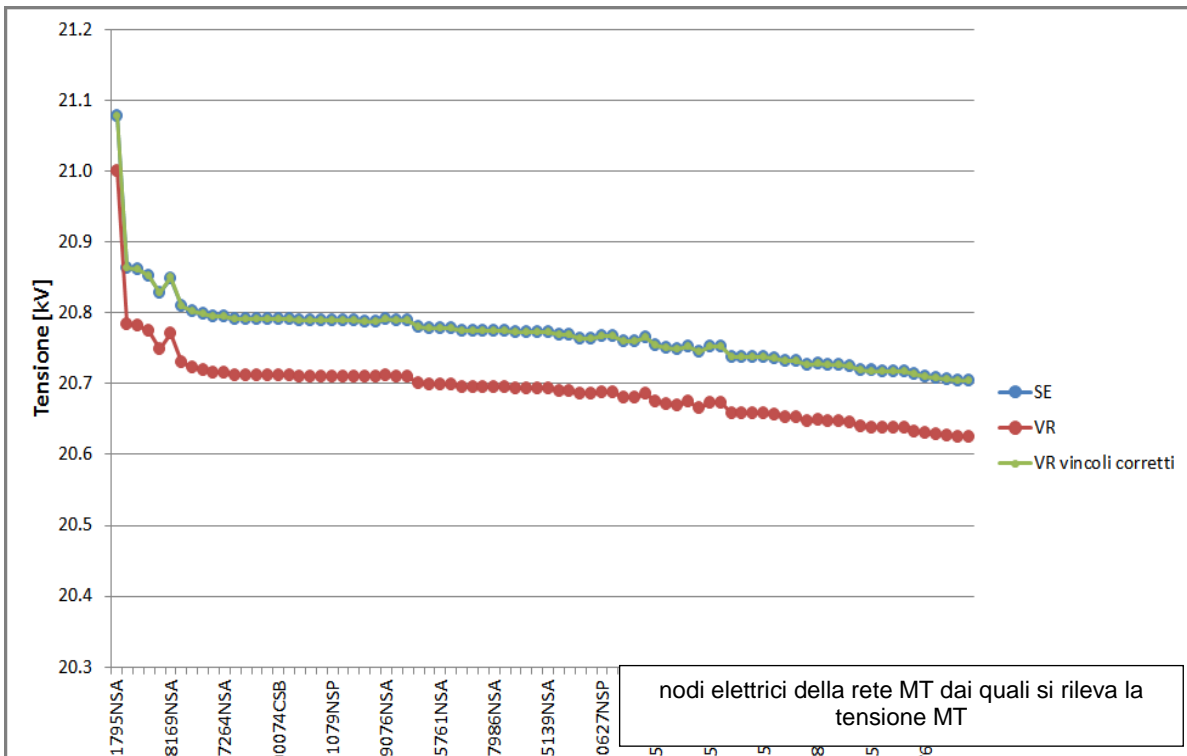


Figura 47: Test n. 2b: tensioni iniziali (SE) sulla rete a 20 kV e tensioni finali a seguito dell'attuazione dei setpoint con vincoli standard (+/-5% Vn) (curva VR) e vincoli allargati sulla base delle condizioni effettivamente riscontrate in esercizio (curva VR vincoli corretti)

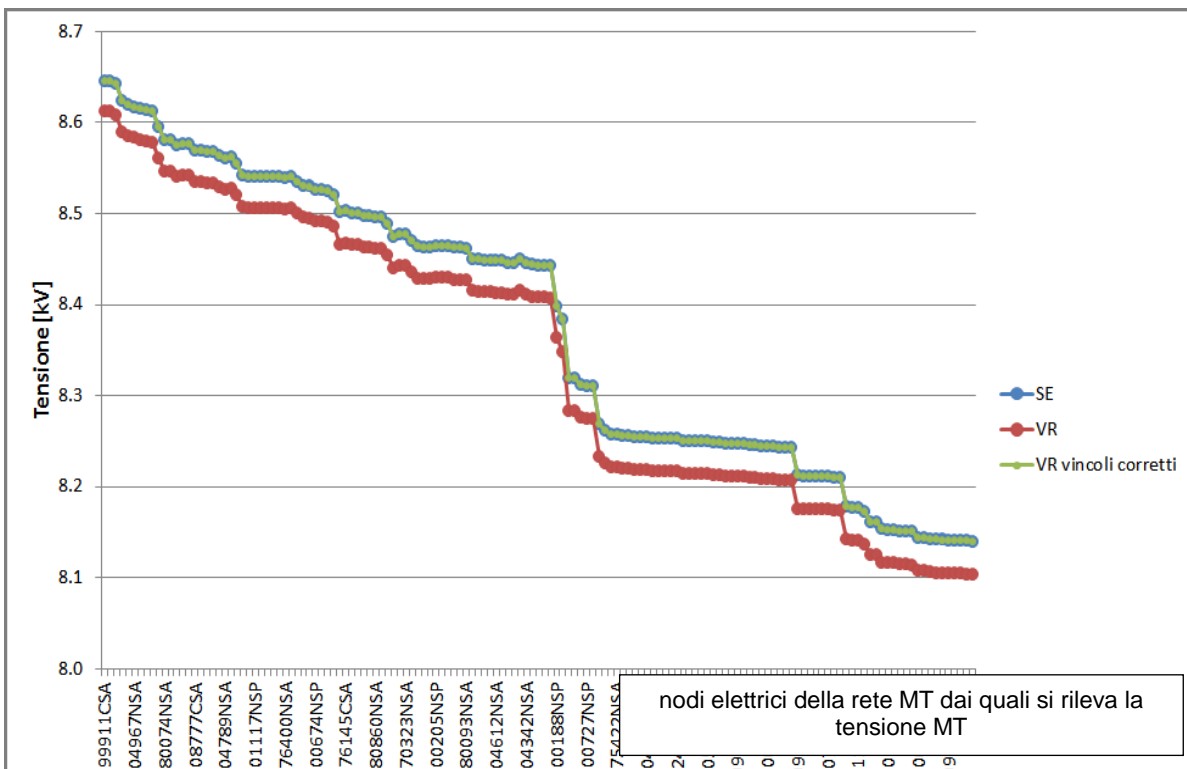


Figura 48: Test n. 2b: tensioni iniziali (SE) sulla rete a 8.4 kV e tensioni finali a seguito dell'attuazione dei setpoint con vincoli standard (+/-5% Vn) (curva VR) e vincoli allargati sulla base delle condizioni effettivamente riscontrate in esercizio (curva VR vincoli corretti)

Si riporta infine in Tabella 3, il dettaglio degli input forniti all'algoritmo di State Estimator ed i relativi output utili al fine di identificare la condizione di funzionamento iniziale della rete (pre ottimizzazione).

Tabella 3: Condizione iniziale di rete (input ed output State Estimator)

N TEST CASE	INPUT Misure di CABINA PRIMARIA								
	V AT [kV]	V MT 20 kV [kV]	V MT 8,4 kV [kV]	I linea Albaceto [A]	I linea Aschi [A]	I linea Cota [A]	I linea Giovi [A]	I linea Persichetti [A]	I linea Regil [A]
-	SBARRA AT	SBARRA MT 20 kV	SBARRA MT 8,4 kV	ALBACETO	ASCHI	COTA	GIOVI	PERSICHETTI	REGIL
1.a	147.80	20.50	8.60	31.00	70.00	181.00	91.00	14.00	20.00
1.b	147.80	20.50	8.60	31.00	64.00	192.00	58.00	10.00	19.00
2.a	147.70	20.70	8.60	32.00	48.00	194.00	76.00	11.00	19.00
2.b	147.70	20.80	8.70	32.00	51.00	200.00	81.00	11.00	10.00

INPUT Misure di CABINA PRIMARIA							
I linea Vescovali [A]	I linea Caraffa [A]	I linea Malagrotta [A]	I linea Romanauto [A]	I tr AT/MT [A]	P tr AT/MT [kW]	Q tr AT/MT [kvar]	I tr MT/MT [A]
VESCOVALI	CARAFFA	MALAGROTTA	ROMANAUTO	TRASFORMATORE VERDE	TRAFO PONTE 2		
24.00	32.00	64.00	30.00	219.00	-7200.00	1400.00	130.00
23.00	35.00	67.00	28.00	189.00	-6000.00	900.00	134.00
24.00	36.00	63.00	28.00	200.00	-6400.00	2200.00	128.00
23.00	36.00	65.00	29.00	227.00	-7500.00	800.00	132.00

INPUT Misure di GENERAZIONE									
P _{sca} [kW]	Q _{sca} [kVAr]	P _{sca} [kW]	Q _{sca} [kVAr]	P _{sca} [kW]	Q _{sca} [kVAr]	P _{gen} [kW]	Q _{gen} [kVAr]	P _{sca} [kW]	Q _{sca} [kVAr]
PUNTO DI SCAMBIO REGIL		PUNTO DI SCAMBIO ASCHI		PUNTO DI SCAMBIO GIOVI		GENERAZIONE REGOLABILE GIOVI		PUNTO DI SCAMBIO PERSICHETTI	
-	-	-	-	-	-	-3580.00	-748.00	-300.00	-10.00
-	-	-	-	-	-	-3600.00	-2030.00	-300.00	-10.00
-	-	-2000.00	-960.00	-	-	-3650.00	-750.00	-300.00	-10.00
-	-	-2000.00	-960.00	-	-	-3700.00	-2010.00	-300.00	-10.00

N TEST CASE	OUTPUT <u>calcolato</u> da SE													
	V MT 20 kV [kV]	Errore % V MT 20 kV	V MT 8,4 kV [kV]	Errore % V MT 8,4 kV	I linea Albaceto [A]	Errore % I linea Albaceto	I linea Aschi [A]	Errore % I linea Aschi	I linea Cota [A]	Errore % I linea Cota	I linea Giovi [A]	Errore % I linea Giovi	I linea Persichetti [A]	Errore % I linea Persichetti
-	SBARRA MT 20 kV		SBARRA MT 8,4 kV		ALBACETO		ASCHI		COTA		GIOVI		PERSICHETTI	
1.a	20.50	0.00%	8.52	-0.92%	31.00	0.00%	70.00	0.00%	181.00	0.00%	91.00	0.00%	14.00	0.00%
1.b	20.50	0.00%	8.52	-0.94%	31.00	0.00%	64.00	0.00%	192.00	0.00%	58.00	0.00%	10.00	0.00%
2.a	20.70	0.00%	8.61	0.08%	32.00	0.00%	54.90	14.38%	194.00	0.00%	76.00	0.00%	11.00	0.00%
2.b	20.80	0.00%	8.64	-0.64%	32.00	0.00%	56.68	11.13%	200.00	0.00%	81.00	0.00%	11.00	0.00%

OUTPUT <u>calcolato</u> da SE															
I linea Regil [A]	Errore % I linea Regil	I linea Vescovali [A]	Errore % I linea Vescovali	I linea Caraffa [A]	Errore % I linea Caraffa	I linea Malagrotta [A]	Errore % I linea Malagrotta	I linea Romanauto [A]	Errore % I linea Romanauto	P tr AT/MT [kW]	Errore % P tr AT/MT	Q tr AT/MT [kVAR]	Errore % Q tr AT/MT	I tr MT/MT [A]	Errore % I tr MT/MT
REGIL		VESCOVALI		CARAFFA		MALAGROTTA		ROMANAUTO		TRASFORMATORE VERDE			TRAFO PONTE 2		
20.00	0.00%	24.00	0.00%	32.51	1.59%	66.04	3.18%	30.45	1.49%	-7403.21	2.82%	1401.25	0.09%	127.27	-2.10%
19.00	0.00%	23.00	0.00%	35.47	1.34%	68.72	2.57%	28.30	1.07%	-6285.61	4.76%	900.98	0.11%	130.78	-2.40%
19.00	0.00%	24.00	0.00%	36.27	0.76%	63.83	1.32%	28.17	0.59%	-6576.85	2.76%	2203.68	0.17%	126.55	-1.13%
10.00	0.00%	23.00	0.00%	36.62	1.73%	67.02	3.11%	29.40	1.39%	-7789.92	3.87%	799.90	-0.01%	131.29	-0.54%

OUTPUT <u>calcolato</u> da SE																		
V sbarra [kV]	P sbarra [kW]	Q sbarra [kVAR]	V sbarra [kV]	P sbarra [kW]	Q sbarra [kVAR]	V sbarra [kV]	P sbarra [kW]	Q sbarra [kVAR]	P gen [kW]	Q gen [kVAR]	P gen [kW]	Q gen [kVAR]	V sbarra [kV]	P sbarra [kW]	Q sbarra [kVAR]	V sbarra [kV]	P sbarra [kW]	Q sbarra [kVAR]
SBARRA REGIL			SBARRA ASCHI			SBARRA GIOVI			GENERAZIONE REGOLABILE GIOVI		GENERAZIONE NON REGOLABILE GIOVI		SBARRA PERSICHETTI			SBARRA COTA		
20.56	-2494.20	-1146.54	20.54	-2221.82	-1067.64	20.55	-3003.34	1299.38	-3580.00	-748.00	-1350.00	0.00	20.49	-300.00	-10.00	20.75	-6235.56	-1734.96
20.56	-2494.93	-1150.02	20.51	-1939.72	1242.59	20.55	-1827.94	-872.28	-3600.00	-2030.00	-1350.00	1157.72	20.49	-300.00	-10.00	20.77	-6497.07	-2223.71
20.76	-2496.83	-1147.47	20.73	-1710.75	-921.87	20.72	-2050.05	1887.79	-3650.00	-750.00	-1350.00	0.00	20.69	-300.00	-10.00	20.97	-6828.81	-1611.23
20.86	-2515.16	-1170.46	20.83	-1788.64	-933.04	20.85	-2814.7	885.5	-3700.00	-2010.00	-1350.00	0.00	20.79	-300.00	-10.00	21.08	-7044.22	-1796.69

Di seguito alcune visualizzazioni sul sistema di telecontrollo STM:

- In figura 51 lo schema di una cabina secondaria della dorsale Persichetti e la relativa visualizzazione delle misure acquisite;
- In figura 52 lo schema della cabina secondaria a cui è connesso l'impianto fotovoltaico di GIOVI e la relativa visualizzazione delle misure acquisite;
- In figura 53 la rappresentazione delle dorsale Persichetti;
- In figura 54 la rappresentazione delle dorsale Giovi su cui è connesso il generatore dichiarato regolabile in potenza reattiva durante la sessione di test.



Figura 49: Schema della cabina secondaria 4876

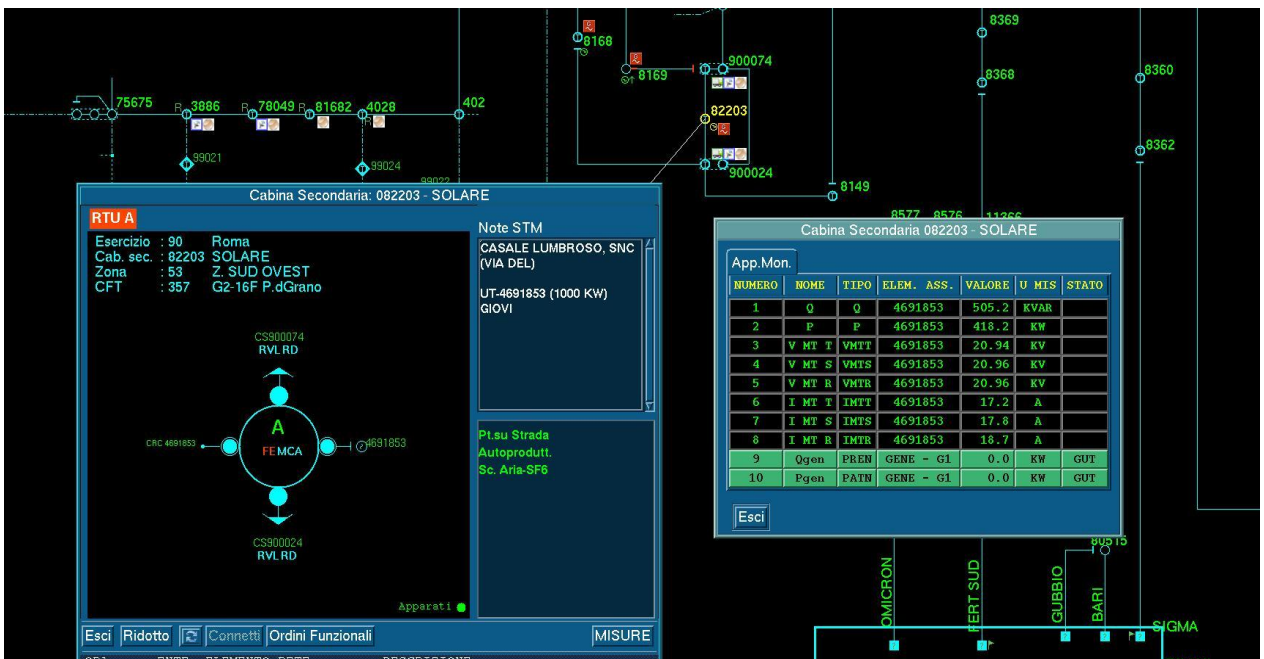


Figura 50: Schema della cabina secondaria 82203 (ex 81169)

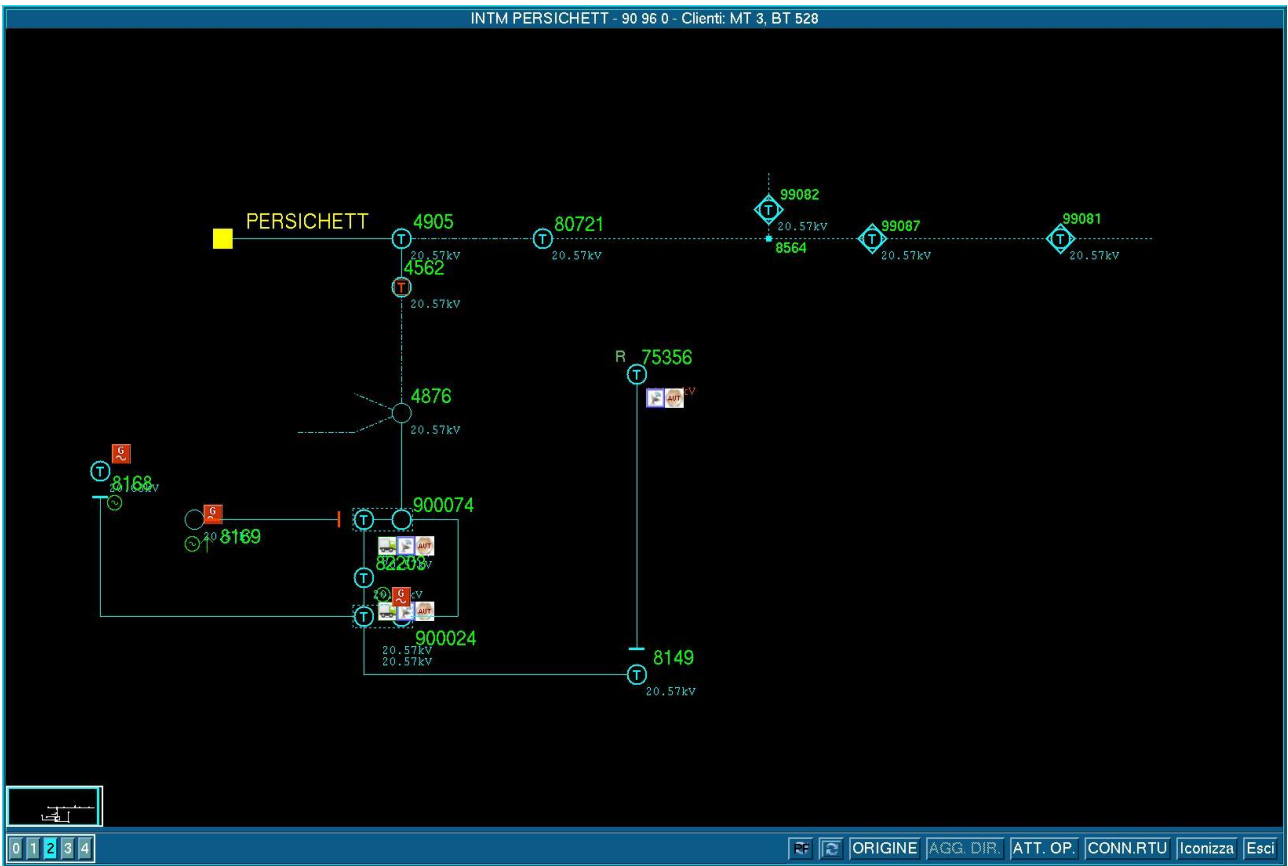


Figura 51: Dorsale Persichetti con visualizzazione delle misure lungo la direttrice

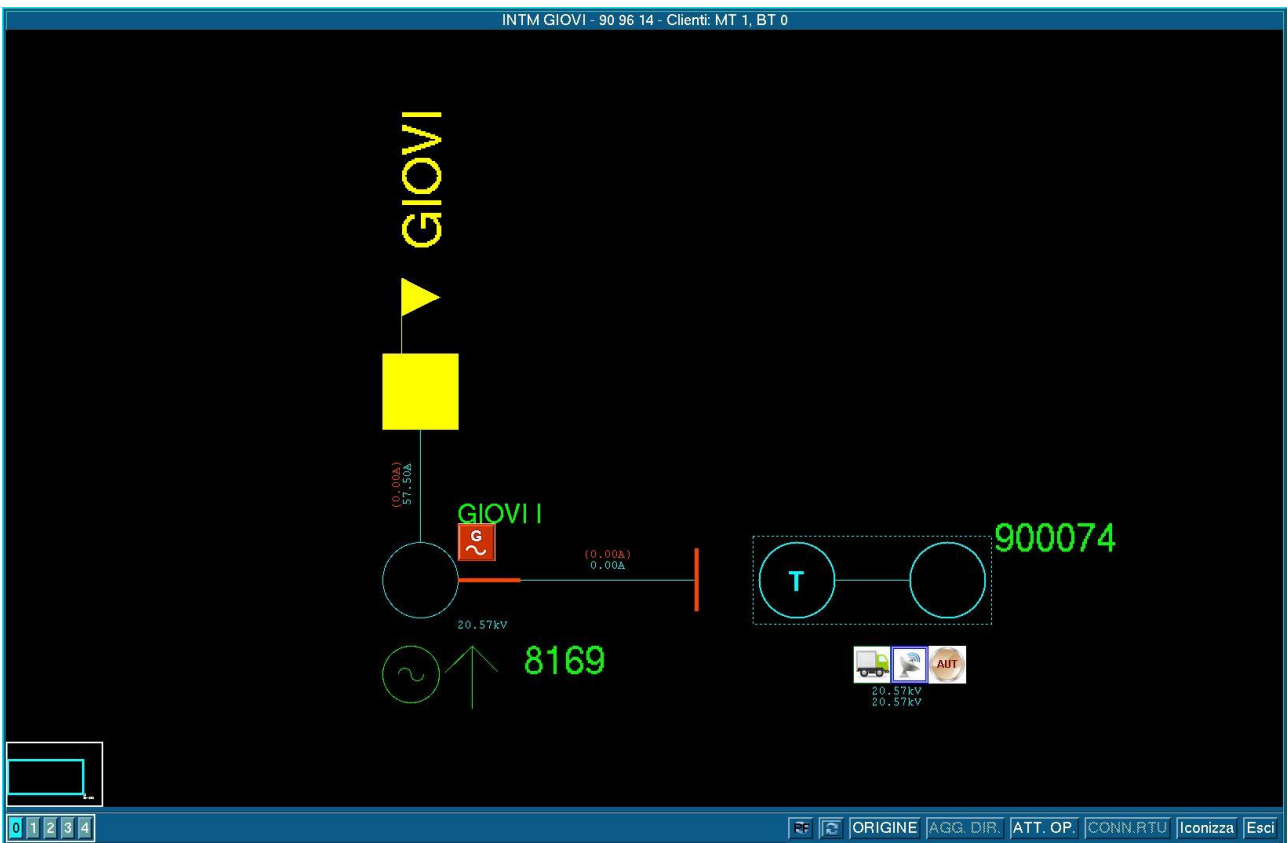


Figura 52: Dorsale Giovi con presenza GD regolabile

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

Non applicabile al progetto pilota ACEA.

3.1.4 Verifica da SCADA del corretto funzionamento del VSC in CP

L'attività svolta nell'ambito del progetto pilota ha coinvolto nelle strategie di controllo anche la regolazione del trasformatore variatore a tiristori (TVR) installato lungo la dorsale di Malagrotta. I vantaggi di questo dispositivo risiedono nel fatto che esso consente di disaccoppiare la regolazione del VSC (legata ai flussi di potenza su tutte le linee, alcune delle quali caratterizzate da controflusso) dall'andamento del profilo di tensione della dorsale Malagrotta, puramente passiva.

Durante la sessione di test è stato possibile verificare la reale attuazione dei setpoint inviati sia al VSC di Cabina Primaria sia al TVR di Malagrotta.

Tabella 4: Risultati della sessione di test

	condizione iniziale		set-point VR		riduzione perdite
	V sbarra MT [kV]	V sbarra TVR [kV]	V sbarra MT [kV]	V sbarra TVR [kV]	
TEST N. 1	20.70	8.47	20.70	8.76	-0.41%
TEST N. 2a	21.20	8.68	21.53	8.82	-1.54%
TEST N. 2b	21.43	8.76	21.43	8.76	0.00%

Sono state svolte le seguenti prove:

- Test 1: attuazione del setpoint sul TVR (con il tap changer di CP bloccato);
- Test 2a : attuazione dei setpoint sul VSC di CP e sul TVR;
- Test 2b: ricalcolo dei setpoint, per verifica di stabilità della regolazione di cui al test 2a, sul nuovo stato di funzionamento della rete raggiunto a seguito della realizzazione dei valori di tensione imposti sulle sbarre di CP e del TVR.

Al fine di verificare al meglio il corretto funzionamento di VSC e TVR, si è scelto di isolarne l'azione assumendoli come uniche risorse controllabili in rete.

Si è osservata una riduzione modesta delle perdite di rete mediante la sola regolazione del dispositivo TVR (test 1), mentre si sono ottenuti risultati più importanti mediante l'azione congiunta del TVR e del VSC di Cabina Primaria (test 2); la riduzione delle perdite è stata tuttavia inferiore a quella prevista, in quanto, da un lato la tensione iniziale sulla sbarra di CP rilevata sulla rete si attestava su un valore già molto vicino a quello realizzabile dal VR senza violare i vincoli imposti, dall'altro si è rivelata determinante l'assenza di regolazione sul generatore di Giovi, il cui effetto sulle perdite è notevole.

Il test 2 ha messo in evidenza la corretta chiusura dell'anello di regolazione; il ricalcolo compiuto nella fase 2b ha infatti confermato la situazione ottimizzata ottenuta nel test 2a, con una conseguente variazione di perdite nulla tra i due sotto-casi.

Una successiva sessione di test si è caratterizzata per una maggiore disponibilità di misure in ingresso alla piattaforma di calcolo; ciò è stato possibile grazie a un'attività di individuazione delle misure non valide, di sostituzione degli apparati difettosi e di correzione delle problematiche di installazione e comunicazione di alcuni dispositivi di misura. Anche in questo caso si è proceduto con la verifica di funzionamento degli apparati VSC e TVR, assunti come risorse dispacciabili, escludendo dalla regolazione il generatore di Giovi. Relativamente al VSC di CP, si è verificato

l'effetto di un progressivo rilassamento del vincolo di tensione massima imposto (dal $\pm 5\%$ al $\pm 10\%$), in modo da valutarne, nelle condizioni di variabilità di una rete reale, le conseguenze sulla convergenza e sui risultati dell'ottimizzazione.

Tabella 5: Risultati della seconda fase di test

	condizione iniziale		set-point VR			riduzione perdite
	V VSC [kV]	V TVR [kV]	V VSC [kV]	V TVR [kV]	V max [%]	
TEST N. 1	20.70	8.39	21.71	9.14	109%	-6.71%
TEST N. 2	20.70	8.38	21.69	9.13		-6.83%
TEST N. 3	20.70	8.38	21.52	9.05	108%	-5.82%
TEST N. 4	20.69	8.39	21.35	8.99	107%	-4.83%
TEST N. 5	20.69	8.38	21.35	8.97		-4.80%
TEST N. 6	20.70	8.39	21.34	8.98		-4.64%
TEST N. 7	20.70	8.39	21.31	8.97		-4.49%
TEST N. 8	20.69	8.38	21.32	8.97		-4.59%
TEST N. 9	20.80	8.44	21.16	8.90		106%
TEST N. 10	20.79	8.43	21.16	8.89	-3.05%	
TEST N. 11	21.10	8.56	21.15	8.89	-1.18%	
TEST N. 12	21.10	8.57	21.03	8.84	-0.15%	
TEST N. 13	20.80	8.46	21.09	8.89	-2.51%	

Da segnalare come durante il test n. 12, il vincolo superiore di tensione, impostato cautelativamente ad un valore di 106%, si sia rivelato inferiore ai livelli di tensione presenti sulla rete reale; di conseguenza la tensione sulla sbarra MT nelle condizioni ottimizzate è risultata più bassa di quella di esercizio (casella gialla in tabella 5), con una modesta riduzione delle perdite dovuta al solo intervento del TVR. Va tenuto conto che, trattandosi di una rete attiva, normalmente la tensione massima non è raggiunta dalla sbarra MT, ma da alcuni nodi con elevata generazione elettricamente vicini alla Cabina Primaria.

Si riporta infine in tabella 6, il dettaglio degli input forniti all'algoritmo di State Estimator ed i relativi output utili al fine di identificare la condizione di funzionamento iniziale della rete (pre ottimizzazione).

Tabella 6: Condizione iniziale di rete (input ed output State Estimator)

N TEST CASE	INPUT Misure di CABINA PRIMARIA								
	V AT [kV]	V MT 20 kV [kV]	V MT 8,4 kV [kV]	I linea Albaceto [A]	I linea Aschi [A]	I linea Cota [A]	I linea Giovi [A]	I linea Persichetti [A]	I linea Regil [A]
-	SBARRA AT	SBARRA MT 20 kV	SBARRA MT 8,4 kV	ALBACETO	ASCHI	COTA	GIOVI	PERSICHETTI	REGIL
1	150.70	20.70	8.70	33.00	56.00	19.00	67.00	17.00	32.00
2.a	151.50	21.20	8.90	32.00	49.00	33.00	85.00	14.00	34.00
2.b	151.40	21.40	8.90	33.00	59.00	35.00	73.00	18.00	34.00

INPUT Misure di CABINA PRIMARIA							
I linea Vescovali [A]	I linea Caraffa [A]	I linea Malagrotta [A]	I linea Romanauto [A]	I tr AT/MT [A]	P tr AT/MT [kW]	Q tr AT/MT [kvar]	I tr MT/MT [A]
VESCOVALI	CARAFFA	MALAGROTTA	ROMANAUTO	TRASFORMATORE ROSSO		TRAFO PONTE 2	
26.00	33.00	37.95	30.00	53.00	1100.00	1800.00	109.00
26.00	35.00	42.00	32.00	45.00	-600.00	1600.00	113.00
25.00	33.00	43.00	31.00	64.00	0.00	2400.00	112.00

INPUT Misure rete MT							
P _{sca} [kW]	Q _{sca} [kVAr]	P _{sca} [kW]	Q _{sca} [kVAr]	P _{gen} [kW]	Q _{gen} [kVAr]	V [kV]	I [A]
PUNTO DI SCAMBIO ASCHI		PUNTO DI SCAMBIO GIOVI		GENERAZIONE REGOLABILE GIOVI		SECONDARIO AUTOTRAFO	
1402.11	-988.26	354.91	1513.68	-	-	8.33	20.20
2072.23	-1307.86	-	-	-	-	8.50	19.82
-	-	-	-	-	-	8.50	19.82

N TEST CASE	OUTPUT <u>calcolato</u> da SE													
	V MT 20 kV [kV]	Errore % V MT 20 kV	V MT 8,4 kV [kV]	Errore % V MT 8,4 kV	I linea Albaceto [A]	Errore % I linea Albaceto	I linea Aschi [A]	Errore % I linea Aschi	I linea Cota [A]	Errore % I linea Cota	I linea Giovi [A]	Errore % I linea Giovi	I linea Persichetti [A]	Errore % I linea Persichetti
-	SBARRA MT 20 kV		SBARRA MT 8,4 kV		ALBACETO		ASCHI		COTA		GIOVI		PERSICHETTI	
1	20.70	0.01%	8.62	-0.92%	30.81	-6.65%	46.54	-16.89%	21.20	11.58%	44.90	-32.99%	16.43	-3.35%
2.a	21.20	0.00%	8.83	-0.79%	32.00	0.00%	58.26	18.90%	33.00	0.00%	85.00	0.00%	14.00	0.00%
2.b	21.43	0.14%	8.93	0.34%	33.00	0.00%	59.00	0.00%	35.00	0.00%	73.00	0.00%	6.84	-62.00%

OUTPUT <u>calcolato</u> da SE															
I linea Regil [A]	Errore % I linea Regil	I linea Vescovali [A]	Errore % I linea Vescovali	I linea Caraffa [A]	Errore % I linea Caraffa	I linea Malagrotta [A]	Errore % I linea Malagrotta	I linea Romanauto [A]	Errore % I linea Romanauto	P tr AT/MT [kW]	Errore % P tr AT/MT	Q tr AT/MT [kVAr]	Errore % Q tr AT/MT	I tr MT/MT [A]	Errore % I tr MT/MT
REGIL		VESCOVALI		CARAFFA		MALAGROTTA		ROMANAUTO		TRASFORMATORE ROSSO			TRAFO PONTE 2		
38.25	19.53%	21.08	-18.92%	33.00	0.00%	39.12	3.07%	30.00	0.00%	1243.17	13.02%	1779.95	-1.11%	96.99	-11.02%
34.00	0.00%	26.00	0.00%	36.59	4.54%	41.35	-1.55%	33.33	4.16%	-598.69	-0.22%	1570.71	-1.83%	108.19	-4.26%
34.02	0.06%	25.00	0.00%	34.19	3.61%	41.12	-4.37%	32.05	3.39%	0.00	zero	2110.74	-12.05%	104.37	-6.81%

OUTPUT <u>calcolato</u> da SE												
V sbarra [kV]	P sbarra [kW]	Q sbarra [kVAr]	V sbarra [kV]	P sbarra [kW]	Q sbarra [kVAr]	P gen [kW]	Q gen [kVAr]	P gen [kW]	Q gen [kVAr]	V [kV]	I [A]	
SBARRA ASCHI			SBARRA GIOVI			GENERAZIONE REGOLABILE GIOVI		GENERAZIONE NON REGOLABILE GIOVI		SECONDARIO AUTOTRAFO		
20.70	1204.13	-1098.08	20.67	338.26	1665.05	-657.16	574.74	-394.30	344.85	8.47	20.20	
21.19	1726.9	-1201.96	21.27	-3131.1	88.49	-1962.28	12.76	-1177.37	7.65	8.68	19.82	
21.46	-1457.82	-1577.52	21.44	-1703.48	2209.4	-1072.05	335.59	-643.23	201.36	8.76	19.83	

Di seguito alcune visualizzazioni sul sistema di telecontrollo STM:

- In figura 56 lo schema della dorsale Malagrotta con l'evidenza del punto della dorsale in cui è installato il TVR;
- In figura 57 lo schema della cabina secondaria della dorsale Malagrotta 75675 in cui è installato il TVR e la relativa visualizzazione delle misure acquisite.

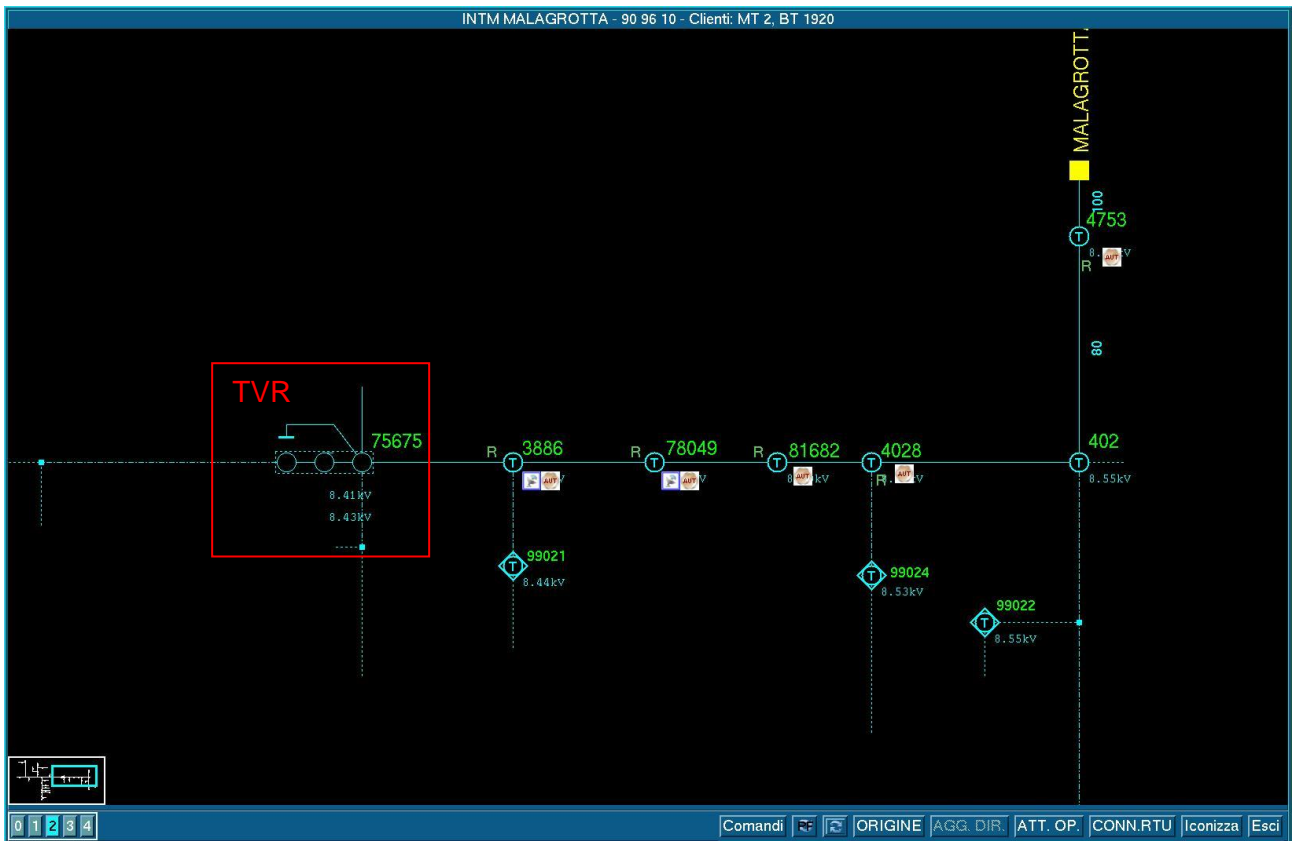


Figura 53: Dorsale Malagrotta con evidenza della cs in cui è installato il TVR

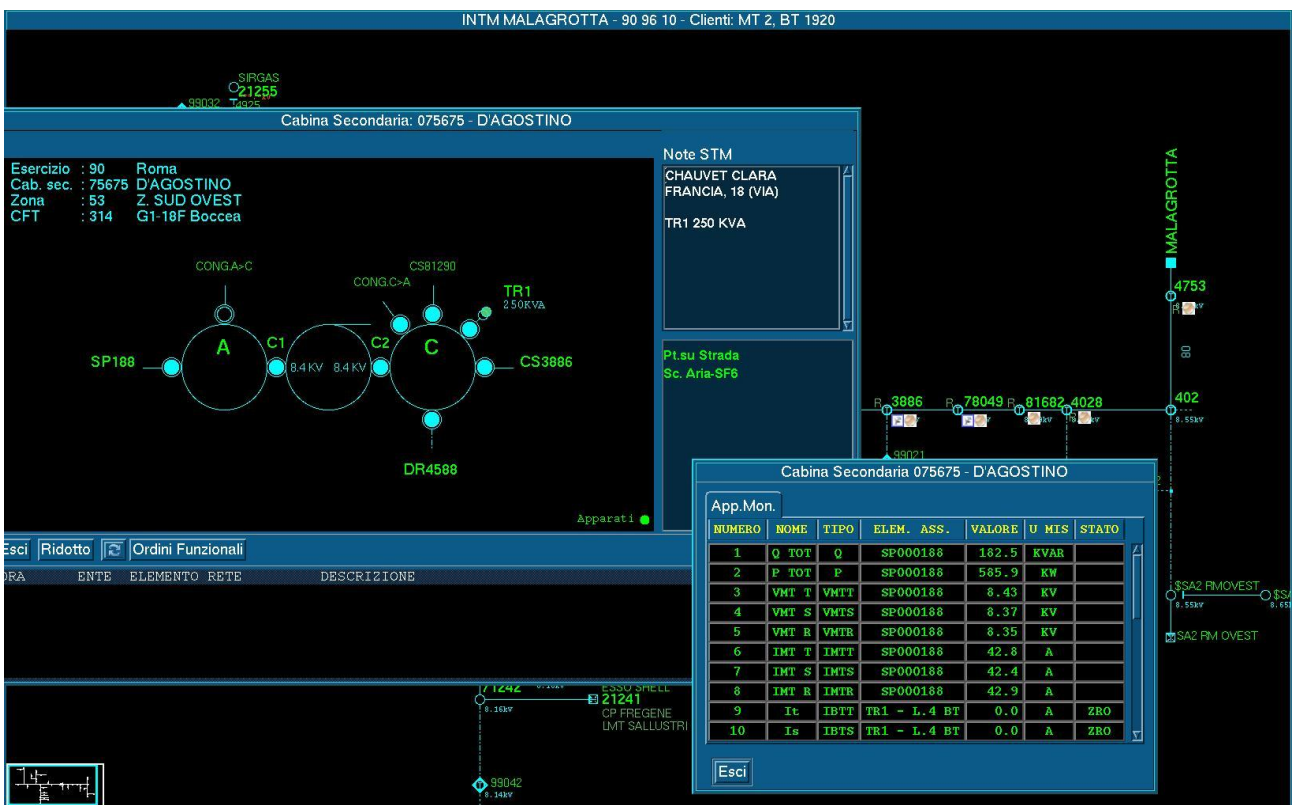


Figura 54: Schema di cs 75675

3.1.5 Verifica da SCADA delle modalità di intervento delle protezioni e degli interruttori in CP e lungo linea (test in campo reale)

L'algoritmo "SLP-selettività logica" sviluppato da Acea Distribuzione prevede che in caso di guasto le protezioni in cabina secondaria della dorsale interessata comunicano tra loro al fine di aprire esclusivamente gli interruttori delle due cabine secondarie che si trovano a monte e a valle del guasto.

Questo algoritmo è stato ideato in modo tale da ovviare a possibili malfunzionamenti nella rete di telecomunicazione tra protezioni, infatti nel caso di malfunzionamento parziale o totale interviene l'interruttore di cabina primaria, e cioè il sistema si comporta come è oggi previsto in assenza di automazione evoluta.

L'algoritmo di selezione evoluta deve terminare ed estinguere le condizioni di guasto entro i tempi di ritardo impostati in cabina primaria.

Nel corso del progetto sono state studiate, testate ed applicate diverse versioni della logica di selettività (meccanismi di richiusura dell'interruttore in cabina secondaria, funzionamento bidirezionale della automazione, etc.).

Le fasi che hanno permesso l'implementazione delle diverse versioni della selettività logica sul campo sperimentale sono di seguito sintetizzate:

- implementazione SL 1.0 su campo prove Aprile 2011 (dorsale senza generatori distribuiti);
- implementazione SLP 2.0 su campo prove Ottobre 2011 e su campo sperimentale Dicembre 2011 (dorsale senza generatori distribuiti);
- implementazione SLP 3.0 su banco prova Marzo 2012 e su campo prove Luglio 2012, su campo sperimentale Settembre 2012 (dorsale con generatori distribuiti);
- implementazione SLP 4.0 su banco prova e campo prove Ottobre 2012, su campo sperimentale Dicembre 2012 (dorsale con generatori distribuiti);
- implementazione SLP 4.1 su banco prova e campo prove Giugno 2013, su campo sperimentale Agosto 2013 (dorsale Persichetti).

Di seguito si riportano i test effettuati con l'ultimo algoritmo attualmente attivo sulla dorsale Persichetti. Si rimanda al paragrafo 3.3, per gli esiti di ulteriori sessione di test con generazione intenzionale dell'evento di guasto.

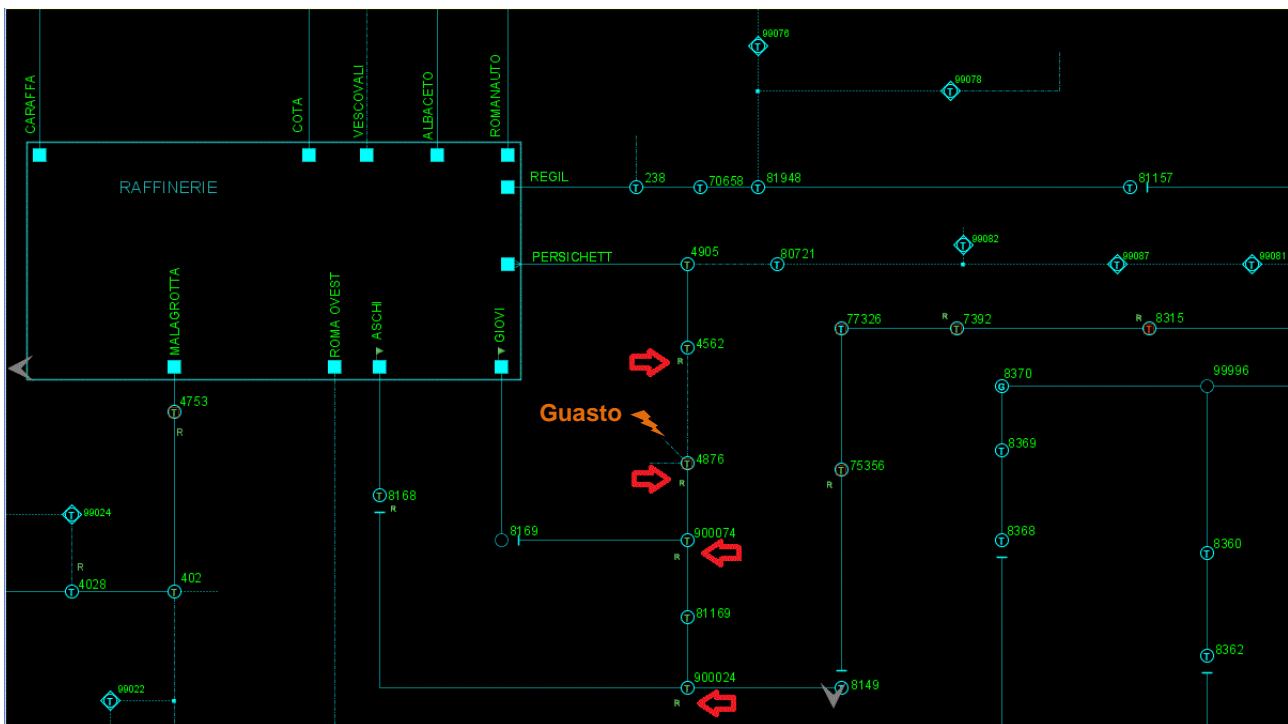


Figura 55: Topologico MT visualizzato sul sistema di telecontrollo nel giorno di test (26/07/2013)

SISTEMA STM ACEA ROMA			GIORNO: Gio 26-LUG-2013					
DATA-G.Settim.	NUM ORA	DA ESER CABINA	MONTANTE	ENTE	ELEMENTO RETE	F DESCRIZIONE	PARAMET	
26/07/2013	10:45:02	Roma	RAFFINERIE	PERSICHETT	IMS08	CS004876:INIEZIONE 67	CHIUSURA SN	26 10:42:28
26/07/2013	10:45:02	Roma	RAFFINERIE	PERSICHETT	IMS02	CS004876:CS900074	APERTURA FSN	26 10:42:28
26/07/2013	10:42:36	Roma	RAFFINERIE	PERSICHETT	IMS04	CS081169:4691853	APERTURA FSN	26 10:42:29
26/07/2013	10:42:39	Roma	RAFFINERIE	PERSICHETT	IMS01	CS004562:CS004559	APERTURA FSN	26 10:42:29
26/07/2013	10:45:02	Roma	RAFFINERIE	PERSICHETT	IMS08	CS004876:INIEZIONE 67	APERTURA FSN	26 10:42:28
26/07/2013	10:42:36	Roma	RAFFINERIE	PERSICHETT	SBRA	CS004562	DISALIMENTATA FSN	
26/07/2013	10:42:36	Roma	RAFFINERIE	PERSICHETT	SBRA	CS004876	DISALIMENTATA FSN	

Figura 56: Estratto del protocollo di servizio del 26/07/2013

È stato generato intenzionalmente un guasto direzionale di terra (67.S1) lungo la linea aerea tra la CS 4562 e CS 4876 (come evidenziato in figura 44).

Il recloser lato utente installato nella ex CS 81169 è intervenuto distaccando l'impianto fotovoltaico dell'utente MT. A valle del distacco del GD si è attivata la selettività logica causando l'intervento del recloser della CS 4876 e della CS 4562 (4562 verso 4559, quest'ultima non telecontrollata e quindi non visibile a livello di zoom 3 del topologico MT mostrato in figura); la registrazione degli eventi è evidenziata in rosso sul protocollo di servizio di figura 45. È stato perciò selezionato il tratto a monte ed a valle del guasto:

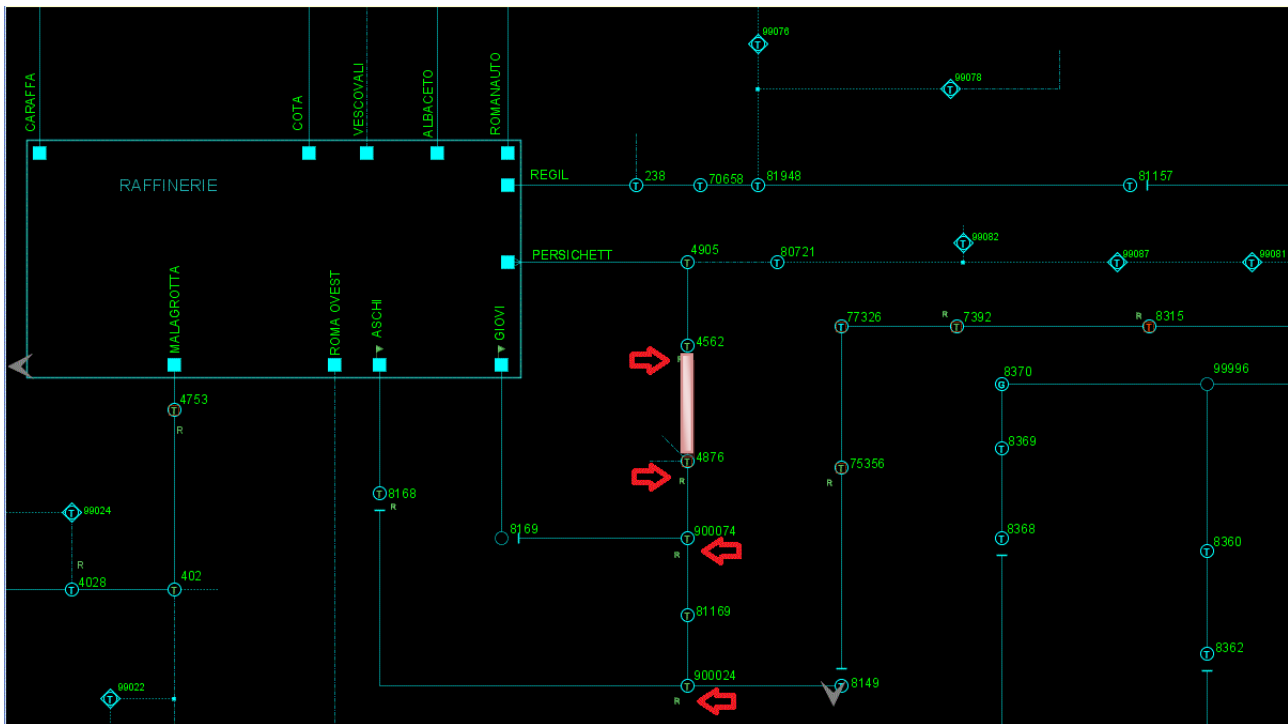


Figura 57: Topologico MT con evidenza del tratto guasto

Di seguito è invece descritto, un particolare evento registrato⁵ sul sistema centrale, per il quale l'automazione FRG-Veloce attivata sulla dorsale Accademia di CP Ardeatino è intervenuta per **51.S3**.

Lo schema della dorsale è di seguito mostrato con l'evidenza (in rosso) dei recloser attivi nel giorno in cui si è verificato il guasto. Nel mese di febbraio 2015 è stato poi predisposto e collaudato un terzo recloser (in verde sullo schema di direttrice).

⁵ Evento in fase intermedia di validazione.

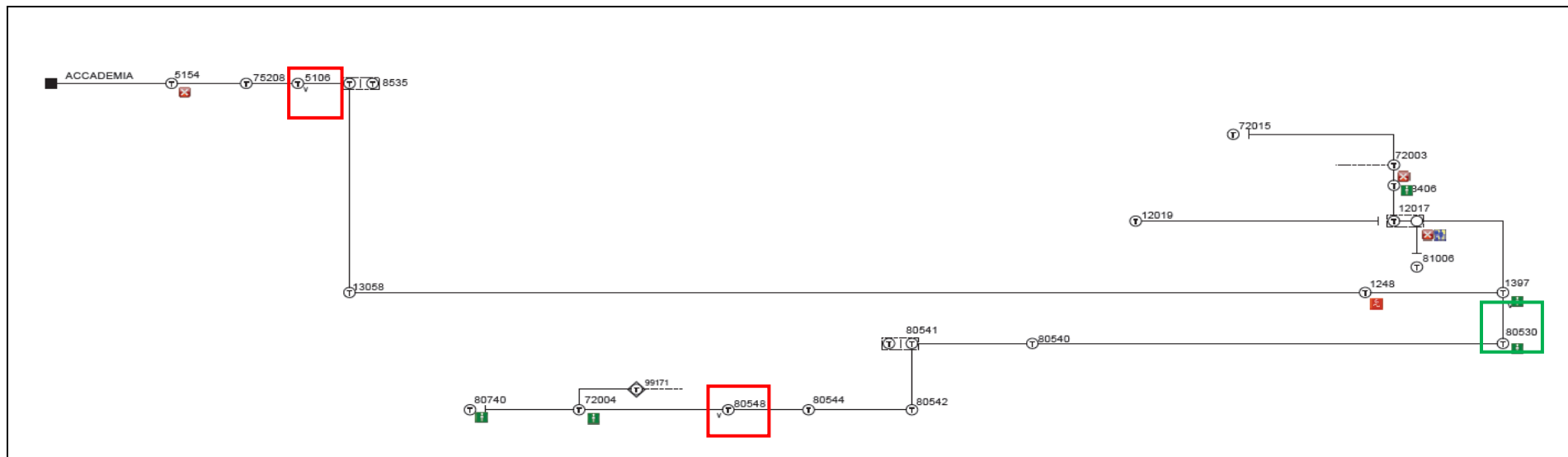


Figura 58: Schema della dorsale Accademia sul sistema STM

DATA	ORA	CP	MONTANTE	ENTE	ELEMENTO RETE	DESCRIZIONE MANOVRA/SCATTO
30/01/2015	15:37:23	ARDEATINO	ACCADEMIA	IMS02	CS005106:CS008535	APERTURA FSN
30/01/2015	15:37:23	ARDEATINO	ACCADEMIA	LINMT		SCATTO MAX.I 3 SOGLIA
30/01/2015	15:37:23	ARDEATINO	ACCADEMIA	IMS02	CS080548:CS080551	APERTURA FSN
30/01/2015	15:37:24	ARDEATINO	ACCADEMIA	IMS02	CS005106:CS008535	CHIUSURA SN
30/01/2015	15:37:24	ARDEATINO	ACCADEMIA	LINMT		NEUTRALIZZAZIONE IN CORSO
30/01/2015	15:37:24	ARDEATINO	ACCADEMIA	IMS02	CS080548:CS080551	CHIUSURA SN
30/01/2015	15:37:26	ARDEATINO	ACCADEMIA	LINMT		RICH RAPIDA POSITIVA
30/01/2015	15:40:23	ARDEATINO	ACCADEMIA	IMS01	CS072004:DR007092	TELECOMANDO AP POSITIVO FSN
30/01/2015	15:41:19	ARDEATINO	ACCADEMIA	IMS02	CS080548:CS080551	TELECOMANDO CH POSITIVO SN
30/01/2015	15:42:29	ARDEATINO	ACCADEMIA	IMS01	SP099171:DR007092	TELECOMANDO AP POSITIVO FSN
30/01/2015	15:42:54	ARDEATINO	ACCADEMIA	IMS01	CS072004:DR007092	TELECOMANDO CH POSITIVO SN
30/01/2015	15:45:36	ARDEATINO	ACCADEMIA	IMS01	SP099171:DR007092	TELECOMANDO CH POSITIVO SN
30/01/2015	15:46:22	ARDEATINO	ACCADEMIA	IMS02	CS080548:CS080551	APERTURA FSN
30/01/2015	15:46:23	ARDEATINO	ACCADEMIA	IMS02	CS005106:CS008535	APERTURA FSN
30/01/2015	15:46:23	ARDEATINO	ACCADEMIA	LINMT		SCATTO MAX.I 3 SOGLIA
30/01/2015	15:46:24	ARDEATINO	ACCADEMIA	IMS02	CS005106:CS008535	CHIUSURA SN
30/01/2015	15:46:24	ARDEATINO	ACCADEMIA	IMS02	CS080548:CS080551	CHIUSURA SN
30/01/2015	15:46:56	ARDEATINO	ACCADEMIA	IMS01	CS072004:DR007092	TELECOMANDO AP POSITIVO FSN
30/01/2015	15:47:06	ARDEATINO	ACCADEMIA	LINMT		NEUTRALIZZAZIONE IN CORSO
30/01/2015	15:49:09	ARDEATINO	ACCADEMIA	LINMT		RICH LENTA POSITIVA
30/01/2015	18:38:59	ARDEATINO	ACCADEMIA	IMS01	CS072004:DR007092	TELECOMANDO CH POSITIVO SN

Figura 59: Evento CP Ardeatino-Accademia 30/01/2015

Gli eventi mostrati in figura sono di seguito sintetizzati:

- All'insorgenza del guasto massima corrente 51.S3 (tratto guasto cs 7092- cs7465), la protezione di cabina primaria Ardeatino ha aperto immediatamente l'interruttore di linea MT interessata dal guasto (*in rosso in figura 54*);
- Le cabine secondarie con recloser cs 5106 e cs 80548 sottese a tale interruttore, dopo aver rilevato il guasto e in assenza tensione (assenza rilevata dal *combisensor* del pannello equipaggiato con la REF615), hanno aperto il proprio interruttore (*in rosso in figura 54*);
- Il dispositivo DRA (richiusura automatica) presente in cabina primaria ha avviato la richiusura rapida richiudendo il proprio interruttore (*in verde in figura 54*);
- La cs 5106, dopo circa **500** ms dal comando di apertura del proprio interruttore, ha effettuato la richiusura e, verificato la presenza tensione (presenza rilevata dal *combisensor* del pannello equipaggiato con la REF615), dopo 100 ms si è posta in bloccato in chiusura (*in blu in figura 54*);
- La cs 80548, dopo circa **800** ms dal comando di apertura del proprio interruttore, ha effettuato la richiusura, ma ha rilevato di nuovo il guasto (*in blu in figura 54*);
- Con l'insorgenza del guasto massima corrente 3° soglia 51/3, anche la protezione di cabina primaria ha aperto di nuovo l'interruttore di linea MT;
- La cs 80548, dopo aver rilevato il guasto apre di nuovo il proprio interruttore (nel tempo di 60 ms) (*in rosso in figura 54*);
- Il dispositivo DRA (richiusura automatica) presente in cabina primaria avvia la richiusura lenta richiudendo il proprio interruttore dopo 30 s (*in verde in figura 54*);

A questo punto sono iniziate le manovre da parte degli operatori di sala operativa al fine di selezionare il tratto affetto dal guasto con anche il supporto degli operativi in campo dove le cs non erano telecontrollate. Di seguito il particolare dello schema di direttrice in cui è evidenziato il tratto guasto a valle del recloser che è intervenuto correttamente.

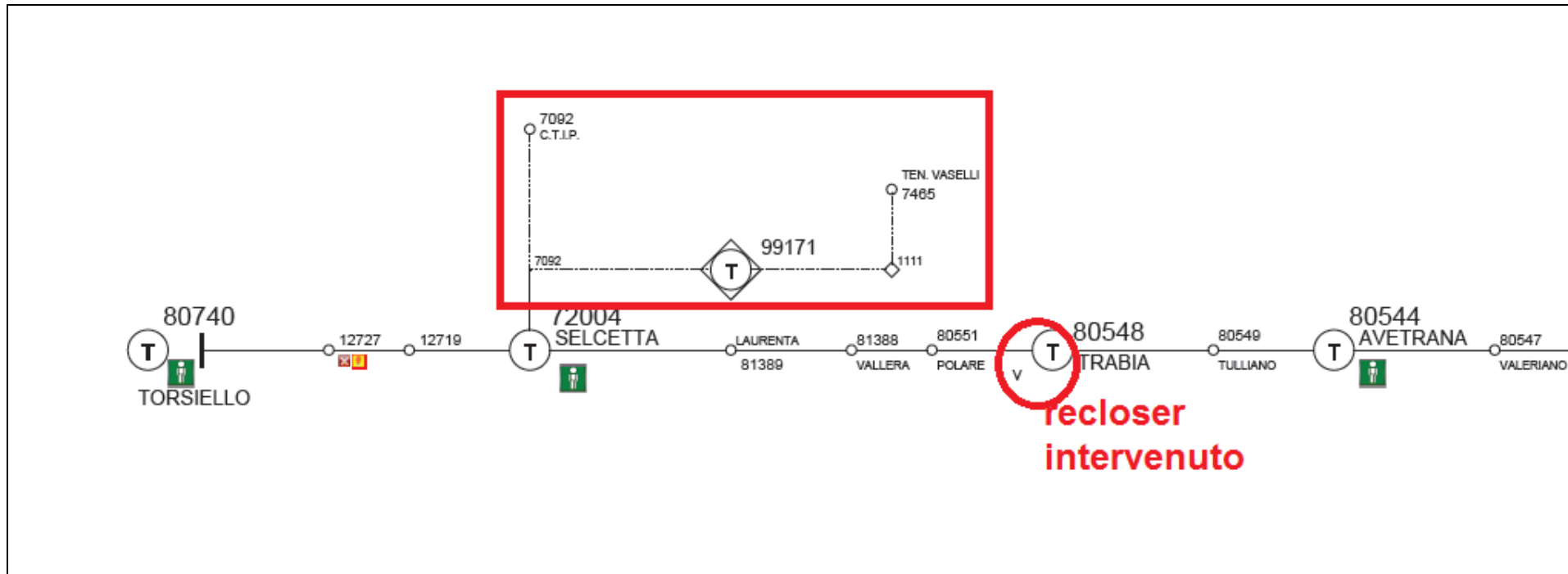


Figura 60: Particolare del tratto affetto dal guasto

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

Non applicabile al progetto pilota ACEA.

3.1.7 Verifica dei tempi di latenza dei segnali

Relativamente alla comunicazione “verticale” i tempi di latenza si sono rilevati compatibili con i tempi di time-out del sistema di telecontrollo (periodo che intercorre tra il primo e il secondo invio da parte del sistema in caso di mancata risposta di un apparato periferico) che è pari a circa 3 secondi.

Non sono mai state evidenziate criticità su questo aspetto durante lo sviluppo e il monitoraggio del progetto pilota.

In merito alla comunicazione “orizzontale” è stato effettuato uno studio sui tempi di latenza, del quale ne viene riportato di seguito un riepilogo per ciascuna delle tecnologie adottate e i mezzi di comunicazione utilizzati:

Tipologia Mezzo Vettore	Round Trip Time Analizzato
Apparati Hiperlan Punto-Punto	3 ms
Apparati Hiperlan Punto-Multipunto	7 ms
Doppino in rame Proprietario	8 ms
CDN Telecom 2Mbps	8 ms
LTE pubblica	120 ms

I tempi di latenza sono stati analizzati utilizzando il comando di ping che restituisce il RTT (Round Trip Time).

Relativamente alla sincronizzazione delle protezioni, queste vengono sincronizzate dal sistema SCADA attraverso il Network Time Protocol, o protocollo NTP. Protocollo utilizzato per sincronizzare gli orologi degli apparati all'interno di una rete a commutazione di pacchetto, che intrinsecamente possiede tempi di latenza variabili. Il suo funzionamento è basato sul rilevamento dei tempi di latenza nel transito dei pacchetti sulla rete.

3.2 Misure

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

Misure di tensione e corrente lungo una direttrice

Si riporta di seguito, l'andamento del tempo (per una settimana) delle misure archiviate sul sistema di telecontrollo STM; le misure rappresentate V ed I, sono relative a tre nodi distribuiti lungo la dorsale Malagrotta ed anche la tensione di sbarra MT di CP Raffinerie e la corrente di linea misurata in CP Raffinerie.

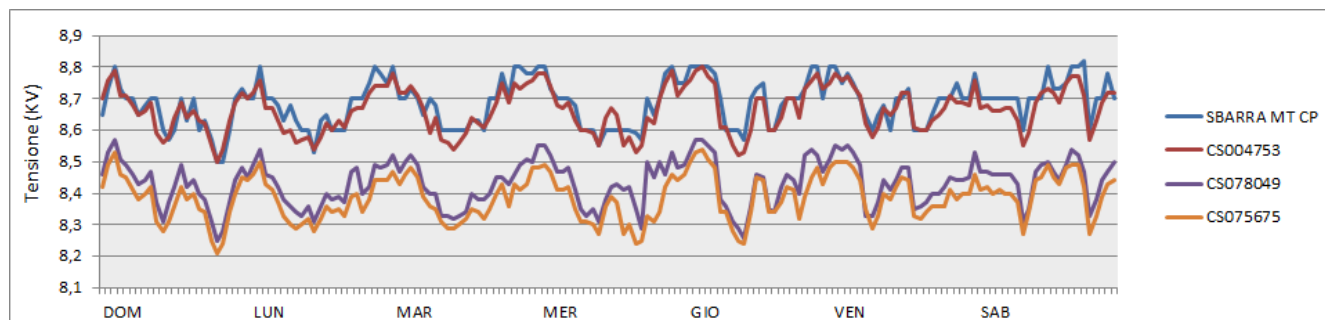


Figura 61: Misure di tensione sulla dorsale Malagrotta

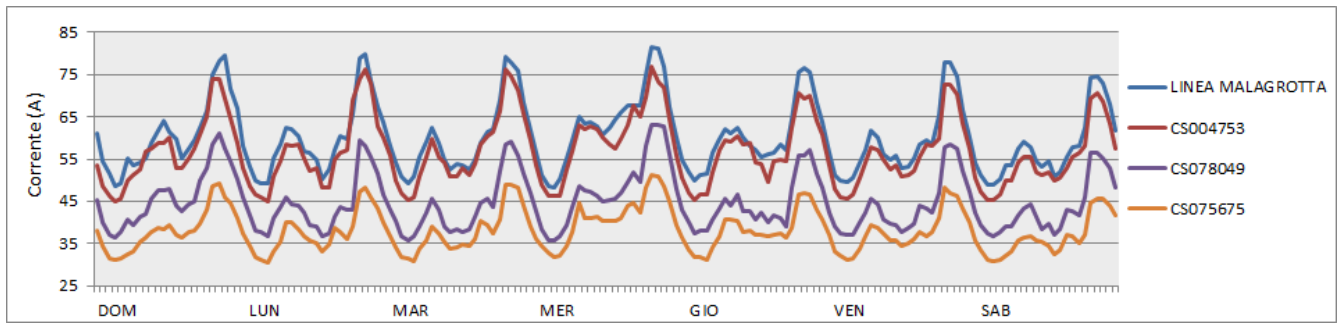


Figura 62: Misure di corrente sulla dorsale Malagrotta

Registrazione degli interventi del sistema di regolazione di tensione e relative misure

L'attività svolta nell'ambito del progetto pilota ha coinvolto nelle strategie di controllo anche la regolazione del VSC di Cabina Primaria (legata ai flussi di potenza su tutte le linee, alcune delle quali caratterizzate da controflusso)⁶. Poiché l'attuale interfaccia tra il sistema centrale ed il variatore sotto carico del trasformatore AT/MT non è pensata per essere interfacciata con un controllo di gerarchia superiore (residente nello SCADA ACEA), ossia non è in grado di ricevere un set point da inseguire con le proprie logiche di controllo locale, i test sono stati effettuati escludendo il controllo locale (evento registrato a sistema, in figura è evidenziato in rosso) e l'operatore di sala operativa elettrica ha attuato manualmente da sistema la variazione della posizione del VSC (in figura è evidenziato in verde) fino ad ottenere il valore di tensione richiesto dall'algoritmo di controllo.

Si riporta, quindi nella seguente tabella il dettaglio delle misure e degli eventi memorizzati dal sistema di telecontrollo⁷:

data da sistema	N.Prot.	ora da sistema	Cabina Primaria	Montante	Ente	Descrizione Evento	data ora da apparato	Data/Ore/Minuti	TENSIONE [kV]	AD001090096255 - SB.1 20
16/01/2015	2154	12:50:05	RAFFINERIE	TR1 RO 20	SECNR	TC MAN RAT POS	16/01/2015 12:50:04.499	12.00.00	20.70	
16/01/2015	2155	12:50:05	RAFFINERIE	TR1 RO 20	SECNR	VSC POSIZ INFERIORE-CENTRALE	16/01/2015 12:50:04.499	12.10.00	20.73	
16/01/2015	2157	12:51:02	RAFFINERIE	TR1 RO 20	SECNR	VSC POSIZ CENTRALE	16/01/2015 12:50:45.356	12.20.00	20.68	
16/01/2015	2158	12:51:03	RAFFINERIE	TR1 RO 20	SECNR	VSC POSIZ INFERIORE-CENTRALE	16/01/2015 12:50:53.726	12.30.00	20.73	
16/01/2015	2159	12:51:46	RAFFINERIE	TR1 RO 20	SECNR	VSC POSIZ CENTRALE	16/01/2015 12:51:45.593	12.40.00	20.73	
16/01/2015	2160	12:51:57	RAFFINERIE	TR1 RO 20	SECNR	VSC POSIZ INFERIORE-CENTRALE	16/01/2015 12:51:57.502	12.50.00	20.80	
16/01/2015	2166	12:52:45	RAFFINERIE	TR1 RO 20	SECNR	VSC POSIZ CENTRALE	16/01/2015 12:52:44.600	13.00.00	21.05	
16/01/2015	2168	12:52:59	RAFFINERIE	TR1 RO 20	SECNR	VSC POSIZ INFERIORE-CENTRALE	16/01/2015 12:52:58.459	13.10.00	21.10	
16/01/2015	2170	12:53:49	RAFFINERIE	TR1 RO 20	SECNR	VSC POSIZ CENTRALE	16/01/2015 12:53:49.246	13.20.00	21.10	
16/01/2015	2173	12:54:16	RAFFINERIE	TR1 RO 20	SECNR	TC AUT RAT POS	16/01/2015 12:54:06.043	13.30.00	20.90	
16/01/2015	2174	12:54:16	RAFFINERIE	TR1 RO 20	SECNR	RAT SET POINT 1	16/01/2015 12:54:06.075	13.40.00	20.78	
16/01/2015	2403	13:51:43	RAFFINERIE	TR1 RO 20	SECNR	TC MAN RAT POS	16/01/2015 13:51:42.250	13.50.00	20.80	
16/01/2015	2404	13:51:43	RAFFINERIE	TR1 RO 20	SECNR	VSC POSIZ INFERIORE-CENTRALE	16/01/2015 13:51:42.250	14.00.00	20.73	
16/01/2015	2410	13:53:28	RAFFINERIE	TR1 RO 20	SECNR	TC AUT RAT POS	16/01/2015 13:53:27.455	14.10.00	20.73	
16/01/2015	2411	13:53:28	RAFFINERIE	TR1 RO 20	SECNR	RAT SET POINT 1	16/01/2015 13:53:27.484	14.20.00	20.83	

3.2.2 Stima delle perdite di rete sulla base delle misure disponibili

In merito alla stima delle perdite di rete, ci si è basati sulle misurazioni e sui dati provenienti dall'applicativo di stima dello stato. Per l'espressione di questi si rimanda ai capitoli 3.1.1, 3.1.2 e 3.1.4 dove sono richiamate le situazioni ex-ante ed ex-post l'ottimizzazione di rete operata attraverso l'algoritmo VoCANT.

In generale, l'applicativo di stima dello stato rende disponibili le perdite per ogni singolo ramo e trasformatore consentendo quindi al Distributore di fare delle analisi puntuali e/o aggregare tali dati a seconda dell'esigenze specifiche.

⁶ Test ampiamente descritti nel paragrafo 3.1.4- Test 2a : attuazione dei setpoint sul VSC di CP e sul TVR.

⁷ Per valori di tensione MT la modalità di archiviazione è quella normalmente prevista ai sensi della EN 50160 ovvero valori a 10 minuti.

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

Di seguito sono sintetizzate le interruzioni senza preavviso lunghe, brevi e transitorie per ogni dorsale del progetto pilota negli anni 2011/2012/2013/2014.

Tabella 7: Sintesi interruzioni dal 2011 al 2014 per le dorsali del progetto

DORSALE	LUNGHE				BREVI				TRANSITORIE			
	L-2011	L-2012	L-2013	L-2014	B-2011	B-2012	B-2013	B-2014	T-2011	T-2012	T-2013	T-2014
AUDIFAX	0	1	2	4	0	1	1	4	0	2	9	3
MALAGROTTA	0	5	2	1	2	5	6	2	5	5	9	8
PERSICHETT	2	6	2	5	3	5	4	14	17	4	25	37
REGIL	0	1	0	0	5	4	0	7	12	10	7	11
TOTALE EVENTI	2	13	6	10	10	15	11	27	34	21	50	59

Negli eventi registrati non è stato possibile verificare l'intervento della logica di automazione evoluta SLP, in quanto non ci sono stati interventi per la soglia 67.S1, soglia per la quale la logica interviene. Infatti anche se nel 29% dei casi per le interruzioni lunghe dal 2011 al 2014 il tipo di protezione intervenuta in Cabina Primaria è stata il 67N, in nessun caso si è verificato l'intervento per la prima soglia 67.S1.

Se invece, si considera il numero totale di interruzioni del primo trimestre 2015 sulle 93 dorsali attivate in automazione evoluta fino a dicembre 2014, si evidenzia una percentuale di intervento del 53%⁸ (su 31 interruzioni lunghe e 55 interruzioni brevi che hanno coinvolto 37 dorsali automatizzate, in 46 casi l'automazione implementata sulle dorsali è intervenuta). Di seguito anche la suddivisione degli interventi per tipologia di automazione implementata:

Tabella 8: Sintesi interventi per le 93 dorsali

Tipo interruzione	Tipo Automazione			Totale per interruzione
	CRONOMETRICA	FRG-VELOCE	SLP	
BREVI	24	29	2	55
LUNGHE	14	16	1	31
Totale eventi	38	45	3	86

Tipo interruzione	Tipo Automazione			Totale per interruzione
	CRONOMETRICA	FRG-VELOCE	SLP	
BREVI	4	22	0	26
LUNGHE	7	12	1	20
Totale interventi	11	34	1	46

% intervento automazione	29%	76%	33%	53%
---------------------------------	------------	------------	------------	------------

In particolare la percentuale dell'automazione FRG-veloce è maggiore rispetto agli altri due tipi di automazione, ma questo è dovuto anche al fatto che l'automazione FRG-veloce interviene per 67.S1, 67.S2, 51.S2, 51S.3, mentre l'automazione SLP per il 67.S1 e l'automazione Cronometrica 67.S1 e 67.S2. Inoltre rispetto alle 31 interruzioni lunghe ci sono stati 20 interventi dell'automazione evoluta ed i restanti "non" interventi sono così suddivisi:

- ✓ 10 interruzioni sul primo tratto, pertanto essendo un guasto rilevato a monte del primo recloser, è corretto che non sia intervenuta alcuna automazione;
- ✓ 1 interruzione con intervento della protezione di CP per la soglia 51.S3, ma questa su una dorsale in automazione cronometrica che quindi non interviene per questo tipo di soglia.

⁸ Eventi in fase intermedia di validazione del primo trimestre 2015.

Si può quindi concludere che si è verificato un corretto intervento per tutti i casi delle interruzioni lunghe su cui le automazioni possono intervenire.

Si riporta infine, una sintesi delle interruzioni registrate⁹ nel primo trimestre 2015 (lunghe e brevi) su tutte le dorsali della rete elettrica di ACEA, in particolare sulle circa 1600 dorsali, 314 dorsali hanno subito un totale di 559 interruzione.

Di seguito, si riporta la suddivisione degli eventi che hanno coinvolto le dorsali in automazione evoluta e le dorsali sulle quali non è stata implementata alcuna automazione:

Tabella 9: Totale delle interruzioni sulle dorsali senza automazione

Tipo interruzioni	Totale interruzioni
BREVI	304
LUNGHE	169
Totale (L+B)	473
Totale dorsali coinvolte	277

Tabella 10: Totale delle interruzioni sulle dorsali con automazione

Tipo interruzioni	Totale interruzioni
BREVI	55
LUNGHE	31
Totale (L+B)	86
Totale dorsali intervenute	37

Di seguito è mostrata una sintesi delle interruzioni lunghe e brevi nel primo trimestre 2015 per le dorsali automatizzate (93) e l'intera rete elettrica (1600). In particolare quindi, il numero medio delle interruzioni per dorsale è pari a 0,92 sulle dorsali automatizzate, rispetto invece a 0,35 sull'intera rete elettrica.

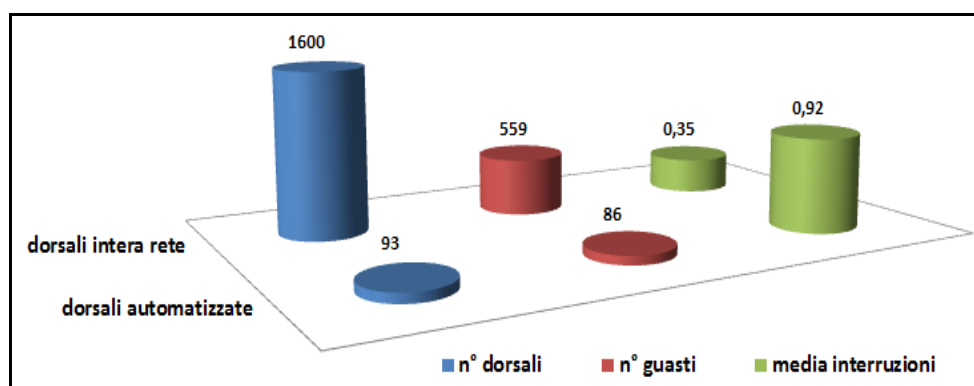


Figura 63: media delle interruzioni per le dorsali automatizzata e per l'intera rete elettrica

Tale risultato è frutto di una selezione accurata delle dorsali su cui intervenire utilizzando una logica del driver di rischio nell'ambito del progetto Smart Grid Intelligence (paragrafo 1.5.1).

⁹ Eventi in fase intermedia di validazione del primo trimestre 2015.

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

Non applicabile al progetto pilota ACEA.

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

Gli utenti prosumer attivi e facenti parte del progetto SMART GRID sono elencati di seguito:

- Prosumer Aschi CS 008168;
- Prosumer Giovi CS 008169;
- Prosumer fotovoltaico Giovi CS 082203 (EX CS 081169);
- Prosumer “Regil” CS 004267;

Il tool utilizzato per il calcolo dei valori richiesti è fornito dalla società ADFL Consulting. Consente di ottenere per ciascuna protezione le seguenti informazioni:

- Data;
- Ora;
- Numero di telefono SIM;
- Indirizzo IP;
- IEC (codice identificativo utilizzato sullo SCADA);
- Provider pubblico utilizzato (Wind);
- Provider privato utilizzato (Tetra);
- Stato della protezione (ad es. connessa, disconnessa o in poll-on), questo ultimo stato rappresenta una indicazione di disponibilità della cabina che di fatto non sta trasmettendo nessuna informazione verso il centro perché non necessario;
- Livello del segnale GPRS e TETRA in cabina;
- Motivazione dello stato della protezione.

Nella figura 64 è rappresentato uno screen-shot dell’applicativo dal quale si evincono le informazioni elencate sopra citate.

L’analisi della raggiungibilità delle protezioni REF630 è stata effettuata prendendo in considerazione il secondo semestre 2014 e il primo trimestre 2015. Non avendo la possibilità di misurare il tempo effettivo di connessione per ciascun apparato, si è effettuata una fotografia giornaliera (ore 12) sullo stato (connesso/disconnesso) di ogni singola protezione (figure 65, 66 e 67).

Data	Phone	IP network	IEC	Net Public	Net Private	State UP	iRef	Signal	Cause
16 20/07/2014-12:12:18	9999999999	198.18.0.7	49989	0 WIND-GPRS	0 MOT-GPRS	0 UP:DISCONNECT	0362	CSQ=G:30-M:255	TIMEOUT
17 20/07/2014-12:13:06	9999999999	198.18.0.7	49989	1 WIND-GPRS	0 MOT-GPRS	1 UP:CONNECT	0362	CSQ=G:30-M:255	ALIVE
18 20/07/2014-12:17:06	9999999999	198.18.0.7	49989	1 WIND-GPRS	0 MOT-GPRS	1 UP:CONNECT	0362	CSQ=G:30-M:255	ALIVE
19 20/07/2014-12:17:39	9999999999	198.18.0.7	49989	1 WIND-GPRS	0 MOT-GPRS	0 UP:DISCONNECT	0362	CSQ=G:30-M:255	RETURN
20 23/07/2014-12:12:08	9999999999	198.18.0.7	49989	0 WIND-GPRS	0 MOT-GPRS	0 UP:DISCONNECT	0362	CSQ=G:30-M:255	TIMEOUT
21 23/07/2014-12:12:26	9999999999	198.18.0.7	49989	1 WIND-GPRS	0 MOT-GPRS	0 UP:DISCONNECT	0362	CSQ=G:30-M:255	RETURN
22 23/07/2014-12:12:57	9999999999	198.18.0.7	49989	1 WIND-GPRS	0 MOT-GPRS	1 UP:CONNECT	0362	CSQ=G:30-M:255	ALIVE
23 23/07/2014-12:13:29	9999999999	198.18.0.7	49989	1 WIND-GPRS	0 MOT-GPRS	1 UP:POOLCONNECT	0362	CSQ=G:30-M:255	ALIVE
24 30/07/2014-12:10:25	9999999999	198.18.0.18	49989	0 WIND-GPRS	0 MOT-GPRS	0 UP:DISCONNECT	0362	CSQ=G:29-M:255	RETURN
25 30/07/2014-12:11:59	9999999999	198.18.0.18	49989	1 WIND-GPRS	0 MOT-GPRS	0 UP:DISCONNECT	0362	CSQ=G:29-M:255	RETURN
26 30/07/2014-12:13:01	9999999999	198.18.0.18	49989	1 WIND-GPRS	0 MOT-GPRS	0 UP:DISCONNECT	0362	CSQ=G:29-M:255	RETURN
27 30/07/2014-12:13:32	9999999999	198.18.0.18	49989	1 WIND-GPRS	0 MOT-GPRS	1 UP:CONNECT	0362	CSQ=G:29-M:255	ALIVE
28 30/07/2014-12:15:06	9999999999	198.18.0.18	49989	1 WIND-GPRS	0 MOT-GPRS	0 UP:DISCONNECT	0362	CSQ=G:29-M:255	RETURN
29 30/07/2014-12:15:36	9999999999	198.18.0.18	49989	1 WIND-GPRS	0 MOT-GPRS	1 UP:CONNECT	0362	CSQ=G:29-M:255	ALIVE
30 30/07/2014-12:16:40	9999999999	198.18.0.18	49989	1 WIND-GPRS	0 MOT-GPRS	0 UP:DISCONNECT	0362	CSQ=G:29-M:255	RETURN

Figura 64 - Rappresentazione informazioni protezioni

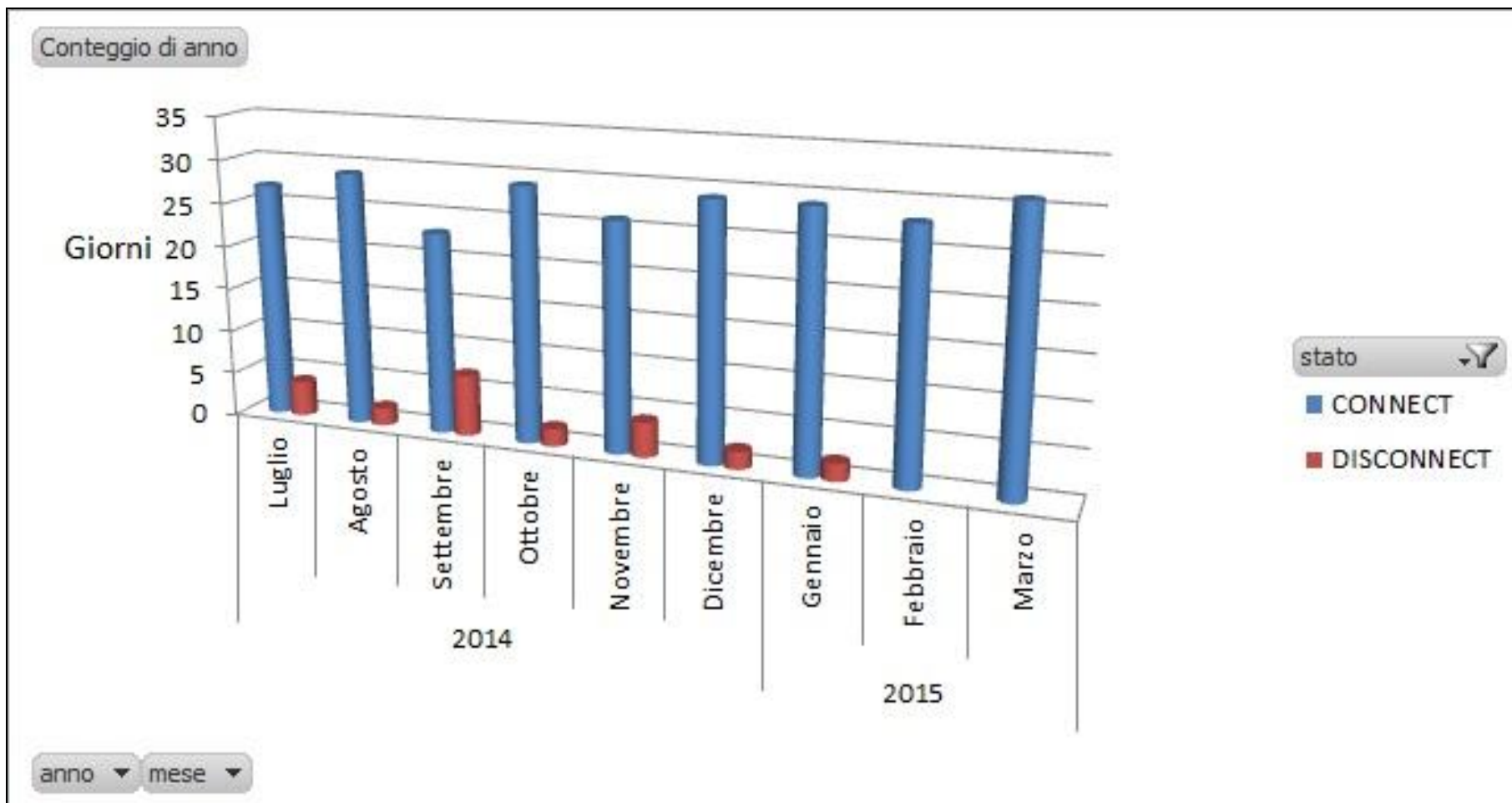


Figura 65: Indicazione raggiungibilità PROSUMER ASCHI

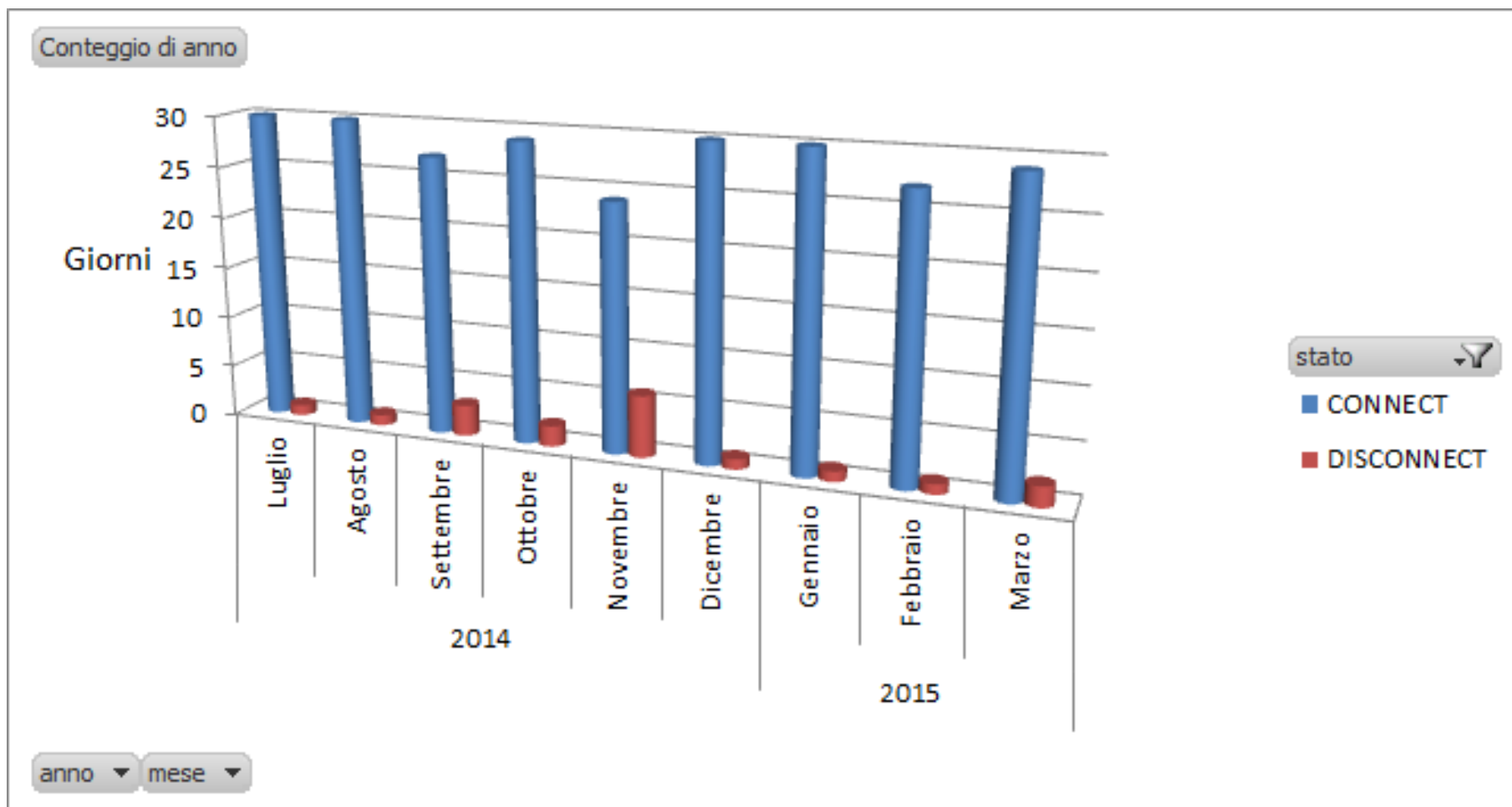


Figura 66 - Indicazione raggiungibilità PROSUMER GIOVI

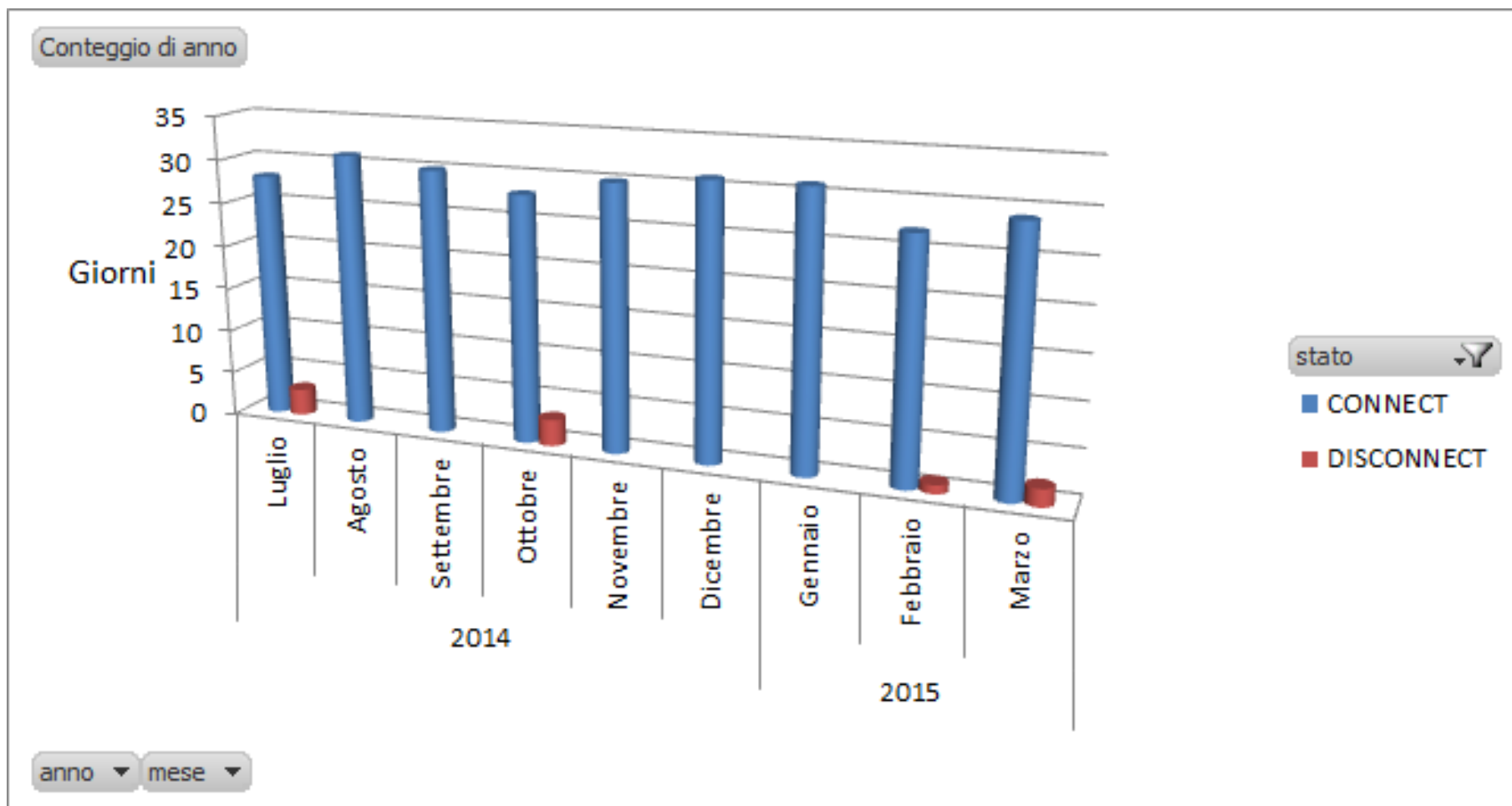


Figura 67 - Indicazione raggiungibilità PROSUMER REGIL

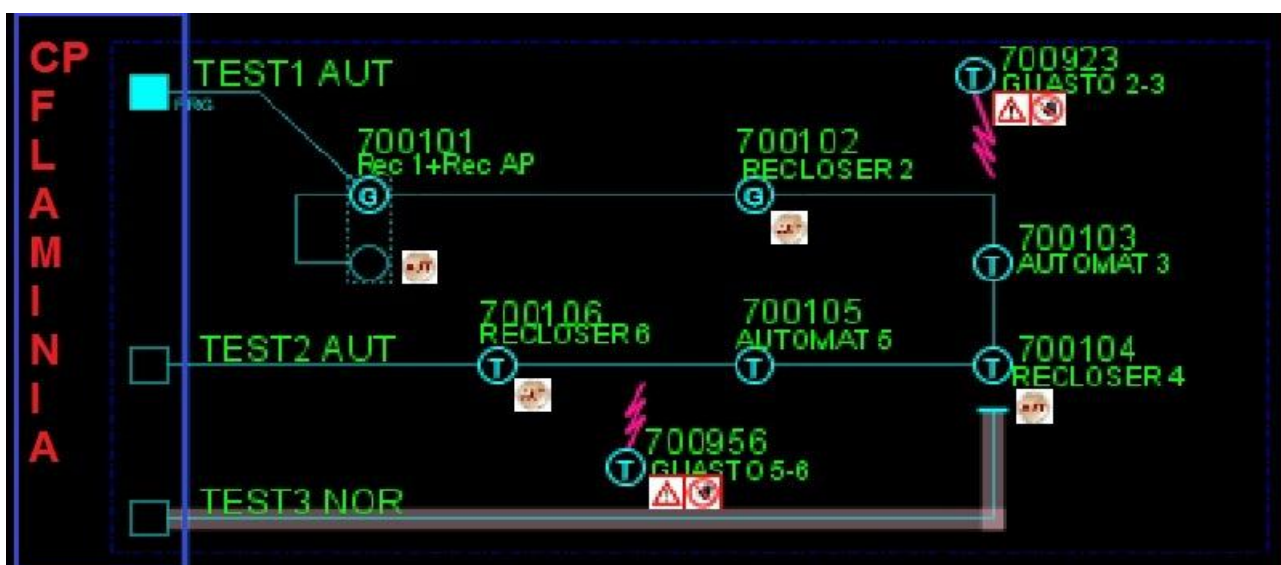
3.3 Generazione intenzionale di eventi (test su campo prove di CP Flaminia)

Nel paragrafo 3.1.5 è stato descritto e rappresentato l'evento generato intenzionalmente che ha permesso di verificare il corretto funzionamento della logica di automazione implementata sulla dorsale che attualmente è in esercizio (dorsale Persichetti). Ma nel corso degli anni la sperimentazione delle varie versioni della selettività logica è stata testata in ulteriori sessioni di test sia in campo prove (CP Flaminia) sia in campo reale (rete MT sottesa alla CP Raffinerie):

- a) TEST 1) del 27/04/2011
- b) TEST 2) del 29/12/2011

TEST 1)

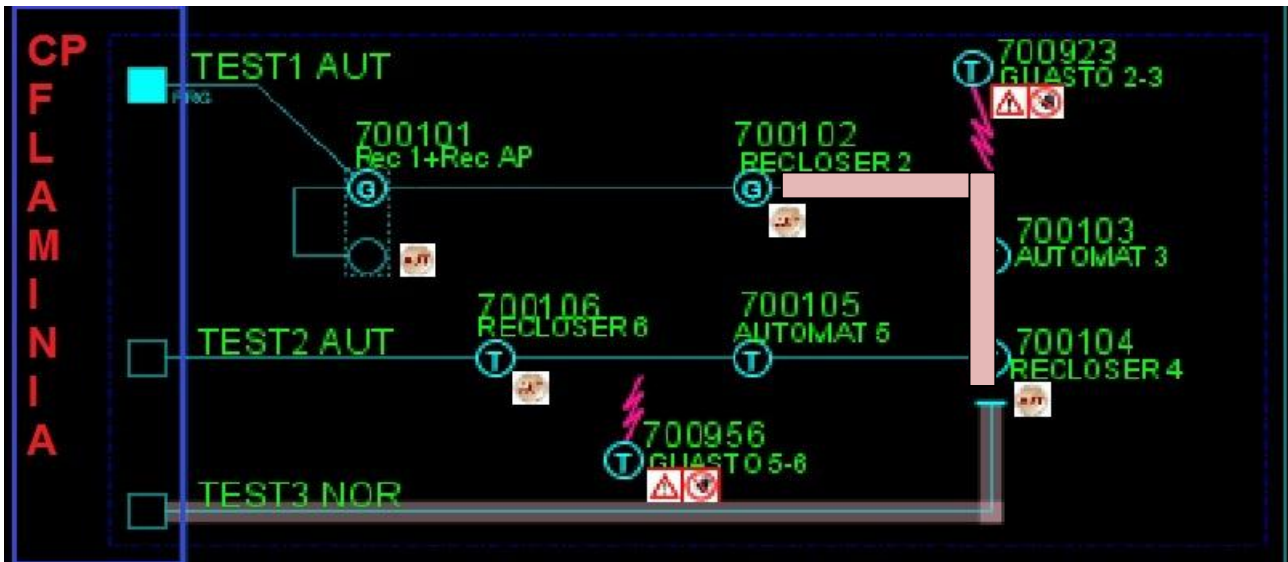
La prima versione della selettività logica (SL 1.0) prevede meccanismi di richiusura implementati su ciascun recloser che permettono la differenziazione tra guasti transitori e non, i test sul campo prova effettuati ad Aprile 2011 hanno avuto risultati positivi, di seguito la visualizzazione sul sistema di telecontrollo STM della rete di test:



Si riporta il protocollo di servizio estratto dal sistema di telecontrollo e relativo alle prove eseguite sul campo prova:

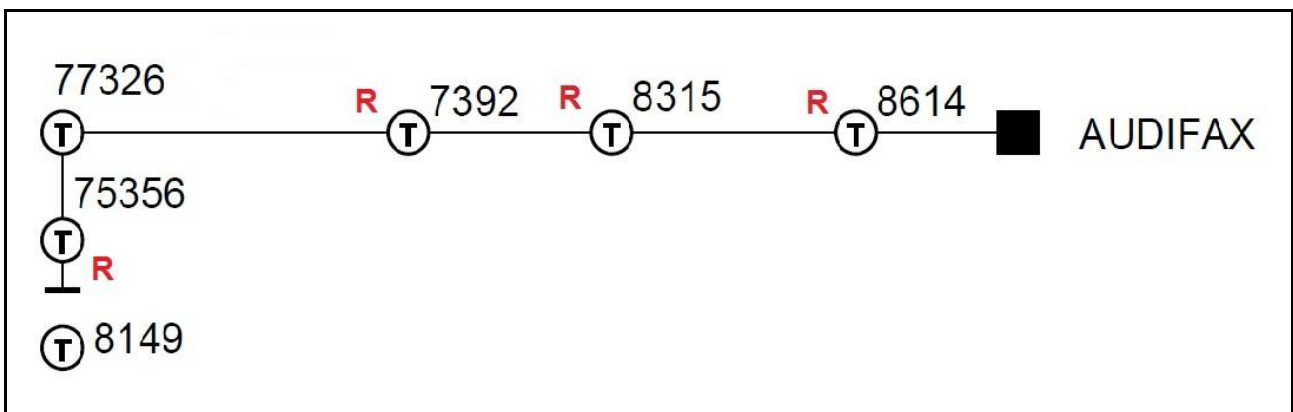
SISTEMA STM ACEA ROMA		GIORNO: Gio 27-APR-2011					
DATA-G.Settim.	NUM ORA	DA ESER CABINA	MONTANTE	ENTE	ELEMENTO RETE	F DESCRIZIONE	PARAMETRI
13:33:35	FLAMINIA		TEST 1 AUT		GUASTO 2-3:INIEZ. 67S	TELECOMANDO CH POSITIVO FSN	27 13:33:35
13:33:35	FLAMINIA		TEST 1 AUT		RECLOSER 2:AUTOMAT 3	APERTURA FSN	27 13:33:35
13:33:36	FLAMINIA		TEST 1 AUT		RECLOSER 2:AUTOMAT 3	CHIUSURA SN	27 13:33:36
13:33:36	FLAMINIA		TEST 1 AUT		RECLOSER 2:AUTOMAT 3	APERTURA FSN	27 13:33:36
13:33:37	FLAMINIA		TEST 1 AUT		RECLOSER 4:AUTOMAT 5	APERTURA FSN	27 13:33:36
13:33:50	FLAMINIA		TEST 1 AUT		RECLOSER 2:AUTOMAT 3	CHIUSURA SN	27 13:33:49
13:33:50	FLAMINIA		TEST 1 AUT		RECLOSER 2:AUTOMAT 3	APERTURA FSN	27 13:33:49

Nello specifico il guasto è stato generato tra la CS 700102 e la CS 700104 (reale generazione di un guasto 67N attraverso l'IMS di CS 700923, evidenziato in rosso sul protocollo di servizio). Si è così attivata la logica di selezione del tratto a monte ed a valle del guasto attraverso i recloser della CS 700102 e della CS 700104 (evidenziati in verde sul protocollo di servizio), i quali dopo una prova di richiusura hanno rilevato nuovamente il guasto aprendo l'interruttore definitivamente. Di seguito lo schema della direttrice con evidenza del tratto disalimentato.



TEST 2)

È stato effettuato un ulteriore test sul campo reale (dorsale Audifax da CP P. Galeria) il 29/12/2011 con risultati positivi. Si riporta lo schema della dorsale con evidenza dei recloser installati:



Al verificarsi del guasto (67N) tra la CS 7392 e la CS 75356 (in rosso sul protocollo di servizio), si attiva la logica della selezione a monte ed a valle del tratto guasto (in verde sul protocollo di servizio), senza alcun intervento delle protezioni in cabina primaria.

SISTEMA STM ACEA ROMA			GIORNO: Gio 29-DIC-2011				
DATA-G.Settim.	NUM ORA	DA	ESER CABINA	MONTANTE ENTE	ELEMENTO RETE	F DESCRIZIONE	P
29/12/2011 Gio	Roma	P.GALERIA	AUDIFAX	IMS04	CS077326:INIEZIONE 67	TELECOMANDO CH POSITIVO SN	29 17:31:56
29/12/2011 Gio	Roma	P.GALERIA	AUDIFAX	IMS02	CS075356:CS008149	APERTURA FSN	29 17:31:58
29/12/2011 Gio	Roma	P.GALERIA	AUDIFAX	IMS02	CS007392:CS077326	APERTURA FSN	29 17:31:58
29/12/2011 Gio	Roma	P.GALERIA	AUDIFAX	SBRA	CS077326	DISALIMENTATA FSN	
29/12/2011 Gio	Roma	P.GALERIA	AUDIFAX	SBRA	CS075356	DISALIMENTATA FSN	
29/12/2011 Gio	Roma	P.GALERIA	AUDIFAX	IMS04	CS077326:INIEZIONE 67	TELECOMANDO AP POSITIVO FSN	29 17:32:31
29/12/2011 Gio	Roma	P.GALERIA	AUDIFAX	IMS02	CS007392:CS077326	TELECOMANDO CH POSITIVO SN	29 17:32:54

3.4 Indicatori precedenti e successivi agli interventi di smartizzazione

3.4.1 Continuità del servizio

Di seguito sono sintetizzati gli indicatori di continuità del servizio elettrico (numero e durata) per ogni dorsale del progetto e suddivisi per ambito di concentrazione. Il calcolo è stato effettuato anche per l'anno 2014 con i clienti medi. Non si evidenziano particolari benefici perché come già descritto in precedenza non ci sono stati eventi con soglia di intervento prevista tra quelle dell'automazione in esercizio sulle dorsali del progetto.

2011						
DORSALE	NIXU_A1	NIXU_M1	NIXU_B1	DIXU_A1	DIXU_M1	DIXU_B1
MALAGROTTA	0,000000	0,000000	0,172846	0,000000	0,000000	0,021487
PERSICHETT	0,000000	0,021438	0,226125	0,000000	0,014105	0,149335
REGIL	0,000000	0,000000	0,024161	0,000000	0,000000	0,008766
AUDIFAX	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000
Totale complessivo	0,000000	0,021438	0,423132	0,000000	0,014105	0,179588

2012						
DORSALE	NIXU_A1	NIXU_M1	NIXU_B1	DIXU_A1	DIXU_M1	DIXU_B1
MALAGROTTA	0,000000	0,000000	0,337653	0,000000	0,000000	3,575032
PERSICHETT	0,000656	0,000000	0,074964	0,001158	0,000000	1,124798
REGIL	0,000000	0,000000	0,097012	0,000000	0,000000	0,078355
AUDIFAX	0,000219	0,000000	0,012599	0,003914	0,000000	0,139954
Totale	0,000875	0,000000	0,522229	0,005072	0,000000	4,918139

2013						
DORSALE	NIXU_A1	NIXU_M1	NIXU_B1	DIXU_A1	DIXU_M1	DIXU_B1
MALAGROTTA	0,000000	0,000000	0,244632	0,000000	0,000000	0,687549
PERSICHETT	0,002395	0,000000	0,157887	0,002177	0,000000	0,112466
REGIL	0,000000	0,000000	0,037444	0,000000	0,000000	0,000624
AUDIFAX	0,000109	0,000000	0,017474	0,001479	0,000000	0,021208
Totale	0,002504	0,000000	0,457436	0,003656	0,000000	0,821847

2014						
DORSALE	NIXU_A1	NIXU_M1	NIXU_B1	DIXU_A1	DIXU_M1	DIXU_B1
MALAGROTTA	0,000000	0,000000	0,258985	0,000000	0,000000	0,057278
PERSICHETT	0,000435	0,000000	0,376933	0,000060	0,000000	0,804716
REGIL	0,000000	0,000000	0,101722	0,000000	0,000000	0,025410
AUDIFAX	0,000000	0,000000	0,030579	0,000000	0,000000	0,089126
Totale	0,000435	0,000000	0,768219	0,000060	0,000000	0,976531

Si riporta, invece, la stima del beneficio sulle 93 dorsali attivate fino a dicembre 2014. In particolare a fronte di 530 kminuti reali registrati sulle 37 dorsali automatizzate coinvolte nelle 86 interruzioni (55 brevi e 31 lunghe), si è stimato un beneficio del 36%, ridotto poi di una percentuale che considera anche l'eventuale inefficacia del sistema di telecontrollo (tra il 12% ed il 15%), si ottiene quindi un beneficio del **30%**:

interruzioni lunghe e brevi su dorsali automatizzate primo trimestre 2015	86
dorsali automatizzate coinvolte nelle interruzioni	37
N° medio interruzioni per dorsale su 93 dorsali automatizzate	0,92
kminuti persi su dorsali automatizzate	530
stima della percentuale di beneficio apportata dal modello di simulazione	36%
stima del malfunzionamento dei sistemi di telecontrollo	12 - 15 %
percentuale beneficio considerando i malfunzionamenti	30%
beneficio automazione in kminuti	227

3.4.2 *Qualità della tensione*

Obiettivo principale della procedura di ottimizzazione è il mantenimento dei valori di tensione all'interno dei limiti imposti per garantire anche la minimizzazione delle perdite sulla rete elettrica. Per il controllo effettuato sulla rete pilota sono stati assunti come limite la tensione nominale maggiorata (per il valore massimo) o diminuita del 5% del valore. Si sono scelti valori così restrittivi per mantenere, anche in caso di condizioni critiche, il valore dell'“ultimo” nodo di rete BT sottesa all'interno dei limiti normativi. L'insieme di queste condizioni, sommate alla corretta gestione delle situazioni critiche di sovra-tensione e sotto-tensione della rete MT (che garantisce la non disconnessione delle utenze attive), così come dimostrato nei capitoli precedenti (rif. capitolo 3), è in grado, riducendo le sollecitazioni sulla rete, di garantire già a priori un miglioramento della qualità della tensione.

3.4.3 *Perdite di rete*

Il controllore di tensione centralizzato di rete VoCANT per il progetto pilota si avvale di tre risorse di regolazione:

- Il VSC di Cabina Primaria;
- La potenza reattiva dei generatori controllabili;
- Il TVR installato lungo la dorsale Malagrotta.

Come visto al paragrafo 2.3.2, l'individuazione della soluzione ‘ottima’ dipende da diverse condizioni:

- Vincoli di tensione (obiettivo tecnico del VR è il mantenimento della tensione dei nodi a $\pm 5\%$ del valore nominale);
- Costi di dispacciamento (insieme dei “pesi” economici da associare alle risorse controllabili);
- Capability dei generatori controllabili (assunte rettangolari e pari a $[\pm A_{nom} * \tan(\arccos(0,9))]$).

Per i casi considerati nei paragrafi 3.1.1, 3.1.2 e 3.1.4, l'ottimizzazione di rete operata da VoCANT ha consentito una riduzione delle perdite di alcuni punti percentuali rispetto alla situazione preesistente.

3.4.4 *Connettività*

Relativamente alla comunicazione “verticale” nel periodo precedente al progetto pilota si è utilizzata la sola tecnologia FSK (GSM).

La tecnologia GSM è del tipo a chiamata. Rispetto alla comunicazione GPRS o TETRA sperimentata nel pilota, di tipo always-on, la raggiungibilità è quindi valutabile effettuando il rapporto tra il numero di connessioni positive e il numero di tentativi di connessione effettuati su singola cabina secondaria. A fronte, ad esempio, di due tentativi consecutivi di connessione, dei quali chiaramente il primo ha avuto esito negativo ed il secondo, al contrario, positivo la percentuale di raggiungibilità è calcolata pari al 50%.

La raggiungibilità giornaliera nel caso di cabine utilizzanti il mezzo vettore GPRS o TETRA è invece calcolata rapportando il tempo di connessione effettiva di una cabina secondaria e le 24 ore del giorno interessato.

A prescindere dal semplice confronto tra le percentuali di raggiungibilità nei due casi, GSM o GPRS/TETRA, occorre tenere presente che nel secondo caso la cabina interessata risulta immediatamente connessa riducendo di molto i tempi per eventuali manovre e/o segnalazioni, mentre nel primo caso l'operatore di sala operativa dovrà attendere il tempo necessario per l'instaurarsi della connessione a seguito della chiamata effettuata dalla centrale telefonica.

Di seguito la valutazione della raggiungibilità delle cabine secondarie interessate dal progetto pilota prima e dopo le attività di upgrade del telecontrollo.

Direttrice	Configurate su SG	PRE- Pilota SMART GRID		POST – Pilota SMART GRID	
		TIPO VETTORE	RAGGIUNGIBILITA' ANNO 2010 [%]	TIPO VETTORE	RAGGIUNGIBILITA' ANNO 2014 [%]
REGIL	CS000238	GSM	53	GPRS/TETRA/GSM	95
	CS004267	NO TLC	-	GPRS/TETRA/GSM	99
	CS008558	NO TLC	-	GPRS/TETRA/GSM	96
	CS070658	GSM	49	GPRS/TETRA/GSM	99
	CS081948	GSM	51	GPRS/TETRA/GSM	95
Audifax	S008315	NO TLC	-	GPRS/TETRA/GSM	100
	CS008614	GSM	80	GPRS/TETRA/GSM	99
	CS007392	NO TLC	-	GPRS/TETRA/GSM	99
	CS075356	GSM	57	GPRS/TETRA/GSM	100
	CS077326	GSM	49	GPRS/TETRA/GSM	92
Persichetti	CS004559	NO TLC	-	GPRS/TETRA/GSM	96
	CS004562	NO TLC	-	GPRS/TETRA/GSM	95
	CS004876	GSM	40	GPRS/TETRA/GSM	100
	CS004905	GSM	70	GPRS/TETRA/GSM	99
	CS080721	GSM	29	GPRS/TETRA/GSM	99
	CS082203 (exCS081169)	NO TLC	48	GPRS/TETRA/GSM	99
	CS900024		NON ESISTENTE	GPRS/TETRA/GSM	100
CS900074		NON ESISTENTE	GPRS/TETRA/GSM	100	
Malagrotta	CS000402	GSM	45	GPRS/TETRA/GSM	100
	CS003785	NO TLC	-	GPRS/TETRA/GSM	95
	CS003886	NO TLC	-	GPRS/TETRA/GSM	99
	CS003943	NO TLC	-	GPRS/TETRA/GSM	96
	CS004753	NO TLC	-	GPRS/TETRA/GSM	100
	CS004789	NO TLC	-	GPRS/TETRA/GSM	95
	CS070655	GSM	-	GPRS/TETRA/GSM	96
	CS071242	GSM	0	GPRS/TETRA/GSM	96
	CS075675	GSM	77	GPRS/TETRA/GSM	98
	CS077411	NO TLC	-	GPRS/TETRA/GSM	95
	CS078049	GSM	52	GPRS/TETRA/GSM	99
	CS081290	NO TLC	-	GPRS/TETRA/GSM	95
CS081682	NO TLC	-	GPRS/TETRA/GSM	100	
Aschi	CS008168	NO TLC	-	GPRS/TETRA/GSM	100
Giovi	CS008169	NO TLC	-	GPRS/TETRA/GSM	100

Come si evince dalle osservazioni precedenti e dalla tabella sopra il passaggio dalla tecnologia GSM alla tecnologia GPRS/TETRA ha migliorato sensibilmente e in maniera uniforme la raggiungibilità dei nodi periferici dal sistema centrale di telecontrollo.

Relativamente alla “comunicazione orizzontale” tra le protezioni di media tensione chiaramente non possono essere effettuati dei confronti in quanto la comunicazione tra cabine secondarie è stata implementata con il progetto pilota.

Il monitoraggio della infrastruttura di rete orizzontale è stato effettuato attraverso il tool open-NMS opportunamente configurato per evidenziare mediante rappresentazione grafica e l’invio di sms eventuali malfunzionamenti o perdite di collegamento di tutti gli apparati di comunicazione dotati di agent-SNMP a bordo. Tutti gli apparati installati durante lo sviluppo del progetto pilota hanno questa caratteristica, siano essi apparati Hiperlan, router LTE, Modem SHDSL per la comunicazione attraverso il doppino, switch generici. Tuttavia le attività di monitoraggio, effettuate durante il 2014, sono state eseguite sugli apparati di comunicazione che compongono l’ultimo sviluppo dell’infrastruttura di rete di telecomunicazione orizzontale.

Al termine dell’attività di monitoraggio, durata per tutto il 2014, la percentuale di tempo durante il quale l’infrastruttura di telecomunicazione è risultata funzionante è superiore al 98%.

Di seguito una rappresentazione dell’interfaccia principale del tool in questione.

Home

Nodes with Pending Problems

TR0 - AP430 has 1 alarms (1 day)

Nodes with Outages

There are no current outages

Availability Over the Past 24 Hours

Categories	Outages	Availability
Network Interfaces	0 of 70	99.715%
Web Servers	0 of 33	99.708%
Email Servers	0 of 0	100.000%
DNS and DHCP Servers	0 of 0	100.000%
Database Servers	0 of 1	100.000%
JMX Servers	0 of 0	100.000%
Other Servers	0 of 13	99.612%
Total	Outages	Availability
Overall Service Availability	0 of 126	99.718%

Notification

You: 63 outstanding notices (Check)
All: 161 outstanding notices (Check)
 On-Call Schedule

Resource Graphs

 Search

KSC Reports

No KSC reports defined

 Search

Quick Search

Node ID:
 Search

Node label like:
 Search

TCP/IP Address like:
 Search

Providing service:
 Search

Figura 68: Tool openNMS

4. Analisi critica relativa ai costi del progetto

In collaborazione con JRC ¹⁰, si è definita una metodologia per valutare gli impatti socio-economici del progetto Smart Grid. L'analisi costi-benefici (CBA) proposta, parte da una tipica analisi economica (valutazione monetaria dei costi e dei benefici) ovvero una valutazione degli interventi sulla rete elettrica, Automazione evoluta, Monitoraggio rete MT/BT e Nuovi Criteri di gestione della rete MT, caratterizzata per quanto riguarda la stima del beneficio, nei primi due capitoli da un beneficio definito come riduzione del rischio totale che l'intervento stesso determina (costo evitato), mentre per il terzo capitolo dalla riduzione delle perdite tecniche. L'analisi si completa, sempre in termini di calcolo del beneficio, con l'introduzione di valutazioni di impatto sociale legate per es. all'emissioni CO₂ evitate. Il beneficio così stimato può essere massimizzato considerando tutti i possibili interventi operabili su ciascun elemento di rete in funzione del rapporto costo-beneficio e definendo quindi la pianificazione ottima degli interventi da eseguire. La curva di beneficio cumulato degli interventi così ordinati (Figura 69) permette di scegliere la percentuale di rete su cui operare gli investimenti in funzione della percentuale di beneficio totale che si vuole ottenere. La Figura 69 mostra chiaramente, come risultato delle analisi fatte relative agli interventi di investimento tecnologico sulla rete MT/BT, che intervenendo opportunamente guidati dal driver di rischio sul 20% della rete MT/BT si ottiene un beneficio cumulato pari al 60% del beneficio teorico ottenibile. La retta riportata in Figura 69 rappresenta il cumulato del beneficio ottenibile considerando valori medi del beneficio per ciascuna tipologia d'intervento sulla rete indipendentemente dall'elemento di rete cui viene applicato.

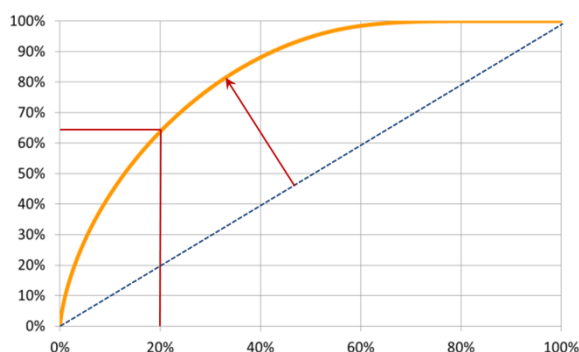


Figura 69: Curva di beneficio cumulato

L'analisi finanziaria eseguita in collaborazione con JRC, inizialmente eseguita su un porzione di rete (CP Raffinerie del progetto Smart Grid) è stata poi estesa alla rete elettrica di Roma. I risultati dello studio sono mostrati in termini di valore attuale netto (NPV) e tassi di rendimento interni (IRR). Come mostrato in Figura 70 mentre per l'intera rete di distribuzione di Roma il risultato è fortemente positivo, per il progetto di Malagrotta è negativo.

Private investor CBA Smart Grid project	MALAGROTTA (Pilot)	ROMA (Scale-up)
NPV (Net Present Value year 2014)	-K€ 1,262	K€ 35,972
IRR (Internal Rate of Return)	1.23%	16.60%

Figura 70: Risultati della CBA per investitori privati per il progetto Malagrotta e la sua estensione a Roma

¹⁰ "A Smart Grid for the city of Rome: a Cost Benefit Analysis Costs and benefits of Smart Grid pilot installations and scalability options"- S.Vitiello, G. Flego, A. Setti, G. Fulli, S. Liotta, S. Alessandrini, L. Esposito

Come previsto poi, l'NPV e l'IRR nell'analisi sociale sono più elevati rispetto all'analisi dell'investitore privato, poiché prendono in considerazione anche la riduzione dei valori di tasso di sconto e l'introduzione di fattori sociali come le emissioni di CO2 evitate. Di seguito gli esiti principali:

In Figura 71 è invece, riportata l'analisi considerando anche gli effetti sociali. In questo caso l'NPV e l'IRR sono più elevati poiché sono stati considerati gli effetti complessivi di beneficio sulla comunità, tenuti in considerazione sostanzialmente attraverso la valutazione delle riduzioni delle emissioni di CO2 e con un tasso di sconto complessivo applicato al calcolo leggermente inferiore al caso precedente.

Societal CBA	MALAGROTTA	ROMA
<i>Progetto Smart Grid</i>	<i>(Pilot)</i>	<i>(Scale-up)</i>
NPV (Net Present Value year 2014)	-K€ 1,104	K€ 39,119
IRR (Internal Rate of Return)	1.25%	16.67%

Figura 71: Risultati della societal CBA per il progetto Malagrotta e la sua estensione a Roma

4.1 Investimenti ammessi all'incentivazione

La tabella di seguito esposta individua gli importi sostenuti per la realizzazione del progetto.

Pos.	Descrizione azione (singolo capitolo)	Totale (euro)	Totale (euro)	Totale (euro)	Totale (euro)	Totale (euro)	Totale (euro)
		previsto	Consuntivo 2011	Consuntivo 2012	Consuntivo 2013	Consuntivo 2014	al 31/03/2015
A)	Automazione di rete MT						
1)	Protezioni per CP, GD, CS + Recloser	210.000	128.000	100.000	0	0	0
2)	Infrastruttura Hiperlan rete "veloce"	142.000	140.000	42.000	0	0	0
3)	Fibra ottica	232.000	0	0	58.000	0	0
4)	Ditta assegnataria appalto lavori	240.000	130.000	317.000	36.000	0	0
	Totale	824.000	398.000	459.000	94.000	0	0
B)	Monitoraggio rete MT/BT						
1)	Acquisizione nuovi allarmi e misure, sviluppo concentratore, sviluppo contatori digitali secondario TR clienti MT	228.000	38.000	112.000	0	0	0
2)	Infrastruttura Tetra rete "lenta"	165.000	26.000	66.000	0	0	0
3)	Gateway di cabina secondaria	518.000	424.000	48.000	0	0	0
4)	Sviluppo software centro gestione (URM)	225.000	0	0	83.000	0	0
	Totale	1.136.000	488.000	226.000	83.000	0	0
C)	Nuovi criteri di gestione della rete MT						
	Totale	1.466.000	324.000	956.000	90.000	0	51.000
D)	E-Car & Storage						
1)	Sistema di gestione infrastrutture colonnine di ricarica	92.000	0	13.000	27.000	0	0
2)	Sistemi intelligenti di storage e Compensazione statica		750.000	104.000	0	0	0
	Totale	92.000	750.000	117.000	27.000	0	15.000
E)	Sistema diagnostica dei componenti di media tensione di CP						
	Totale	136.000	195.000	0	0	0	0
F)	Individuazione punto di innesco guasti transitori						
	Totale	80.000	70.000	10.000	0	0	0
G)	Varie, consulenze, STREL						
		791.000	117.000	192.000	126.000	51.000	0
TOTALE A DICEMBRE 2014		4.525.000	2.342.000	1.960.000	420.000	51.000	66.000
TOTALE [euro]		4.839.000					

Figura 72: Sintesi capex/capitoli progetto pilota

Di essi si può stimare una componente pari al 30 % connessa alla quota di ricerca e sviluppo. Infine sono riepilogati i costi del personale interno occupato nel progetto pilota.

AZIONI	Previsto ore/uomo	2011/2012	2013	2014
1. Automazione di rete evoluta MT	1.986	11.947	4.039	1.970
2. Monitoraggio MT/BT	2.636			
3. Nuovi criteri di gestione della rete MT	3.791			
4. E-Car & Storage	2.840			
5. Diagnostica di Cabina Primaria	2.338			
6. Individuazione innesco guasti transitori	558			
Attività collegate	558			
TOTALE [ore]	14.706	17.956		
TOTALE [euro]	464.100	630.000		

Figura 73: Sintesi costi/ore-personale

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

I costi di manutenzione sono stati stimati a partire dall'anno 2015 per quanto riguarda gli interventi previsti nel progetto pilota, ovvero anno successivo alla conclusione del progetto pilota. Per ogni azione del progetto pilota gli opex sono così suddivisi:

A) Automazione di rete MT	anno 2015
totale dorsali attivate in automazione evoluta	4
percentuale di volte in cui si interviene sul totale delle installazioni	18%
nr. Interventi stimati in un anno (media)	1
costo unitario manutenzione	€ 100
totale opex [euro/anno]	€ 100
B) Monitoraggio rete MT/BT	anno 2015
totale cs monitorate	35
percentuale di volte in cui si interviene sul totale delle installazioni	33%
nr. Interventi stimati in un anno (media)	12
costo unitario intervento manutenzione	€ 100
totale opex [euro/anno]	€ 1.200
C) Nuovi criteri di gestione della rete MT	anno 2015
manutenzione sistema centrale	€ 20.000
totale opex [euro/anno]	€ 20.000

Figura 74: Sintesi opex stimati/capitoli progetto pilota

4.3 Possibili azioni per migliorare la sostenibilità

4.3.1 Economie di scala

Non applicabile al progetto pilota ACEA.

4.3.2 Accordi quadro

Non applicabile al progetto pilota ACEA.

4.3.3 Considerazioni sul livello di smartizzazione raggiunto/raggiungibile

Considerazioni descritte nel paragrafo successivo 4.3.4.

4.3.4 Tempistica e gradualità di implementazione delle soluzioni

Alcune delle soluzioni adottate nel progetto pilota sono state replicate ad una area più estesa di Roma già dal 2013-2014.

Di seguito sono sintetizzati i volumi del periodo 2013-2014 e la previsione per l'anno 2015.

Anno 2013:

- ✓ 6 dorsali di media tensione in automazione evoluta con 22 cabine secondarie coinvolte;
- ✓ 76 cabine secondarie coinvolte con 346 linee BT predisposte al telecontrollo¹¹ BT e 507 linee BT monitorate.

Anno 2014:

- ✓ 83 dorsali di media tensione in automazione evoluta con 205 cabine secondarie coinvolte;
- ✓ 9 cabine secondarie in monitoraggio BT e 34 linee BT predisposte al telecontrollo.

Previsione anno 2015:

- ✓ 300 cabine secondarie in automazione evoluta della rete MT;
- ✓ 25 cabine secondarie in monitoraggio/telecontrollo BT (complessivamente 75 linee BT).

In percentuale, quindi gli "interventi di smartizzazione" a fine del 2015 saranno i seguenti¹²:

- ✓ linee MT attivate in automazione evoluta sono il 18%¹³;
- ✓ cabine secondarie in monitoraggio/telecontrollo BT sono l'1%¹⁴.

Di seguito (Figura 75) è mostrata la curva di beneficio cumulato con la percentuale degli interventi (18% automazione evoluta e 1% monitoraggio BT) già effettuati (come detto con anche la proiezione del 2015). Si ottiene un beneficio cumulato pari al 58% del beneficio teorico ottenibile nel caso dell'automazione MT e del 10% per il monitoraggio BT:

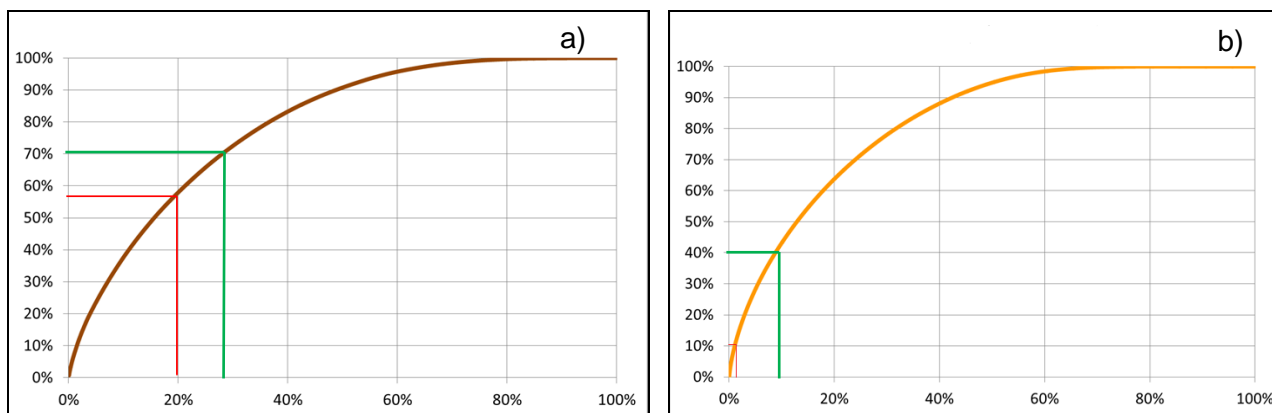


Figura 75: a) interventi MT- b) interventi BT

Se poi si aggiungono anche i volumi previsti dal piano investimenti dall'anno 2016 al 2018, si ottiene un beneficio cumulato pari al 70% del beneficio teorico ottenibile nel caso dell'automazione MT e del 40% per il monitoraggio BT (evidenziati in verde in Figura 75).

¹¹ Il telecontrollo BT entrerà in servizio non appena verrà terminata la stesura e l'attuazione della procedura operativa che permetterà di gestire come per il telecontrollo MT anche quello BT.

¹² Comprensivi anche delle 4 dorsali e delle 35 cabine secondarie del progetto pilota.

¹³ Totale dorsali circa 1600.

¹⁴ Totale cabine secondarie circa 13.000.

5. Valutazioni conclusive

5.1 Livello di raggiungimento degli obiettivi del progetto

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

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

- Intelligenza distribuita sulla media tensione;
- Infrastruttura di rete per comunicazioni verticali e orizzontali;
- Controllo modulare su *isole desiderate* interconnesse;
- Apparati multifunzione integrati per le cabine secondarie;
- Data mining;
- Sicurezza informatica.

Per esporre quanto introdotto, suddividiamo in prima istanza l'analisi del funzionamento smart della rete su due contesti principali: Funzionamento in regime permanente e funzionamento in regime transitorio.

5.1.1 Funzionamento in regime permanente

Si intende nel caso specifico l'esercizio standard della rete di distribuzione nel suo assetto a schema normale. L'intelligenza inserita sulla rete in questo caso è sostanzialmente finalizzata a migliorare l'efficienza energetica minimizzando le perdite e a garantire la qualità del servizio controllando i profili di tensione. L'obiettivo è quello di utilizzare per quanto possibile la generazione distribuita (critica per una rete non controllata) come potenza di attuazione disponibile per una regolazione più efficiente della rete stessa. Ciò al fine di realizzare quello che possiamo chiamare "energia a chilometri zero", ossia il consumo quanto più possibile in loco dell'energia immessa in rete dai prosumer.

Per fare questo si sono rilevati cruciali i seguenti aspetti:

- L'efficienza dell'algoritmo di ricerca dell'assetto ottimo di rete, che deve garantire tempi di calcolo (convergenza) adeguati. In questo contesto può diventare critico il numero di variabili in gioco al crescere dei nodi della rete da controllare. Per l'espansione della smart grid è dunque cruciale individuare taglie ottimali di porzioni di rete su cui operare controlli modulari indipendenti, a loro volta coordinati da un livello centrale superiore. Anche la robustezza dell'algoritmo di ottimizzazione è fondamentale, essa deve essere in grado di validare i dati di input provenienti dalla rete e ricostruirne ove mancanti.
- L'infrastruttura della rete di telecomunicazione verticale che deve connettere le cabine secondarie (nodi della rete e input dell'algoritmo di controllo) con il controllo centrale e quest'ultimo agli attuatori presenti sulla rete (nodi di generazione distribuita, regolatori di tensione etc.). Sarà utile per una diffusione futura della smart grid prevedere standard dedicati per questo tipo di comunicazione e per l'ambito della distribuzione elettrica. Non sono tuttavia critici, in questo contesto, le velocità e le latenze di trasmissione, in quanto i tempi caratteristici del controllo da operare possono andare dalla decina di minuti in su, sono dunque definibili "lenti".
- Modalità di trattamento dei dati a livello centrale: la mole di dati prelevati dal campo che perviene a livello centrale aumenta notevolmente rispetto ai pochi dati ad oggi scambiati con la periferia, è dunque cruciale sviluppare tecniche di processamento, analisi e archiviazione

adeguate. I dati raccolti inoltre possono essere utilizzati per sviluppare previsioni sulla immissione in rete di potenza dalla generazione distribuita.

- Pianificazione della rete smart: è stato fondamentale per la replicabilità di un progetto pilota su altre porzioni di rete lo sviluppo di una metodologia di pianificazione che permettesse l'individuazione del set minimo dei nodi di rete da monitorare, la verifica dell'adeguatezza per la potenza di attuazione distribuita sulla rete e lo sviluppo di un criterio di individuazione delle taglie ottime e del posizionamento di attuatori ausiliari.
- Aspetti tecnici e contrattuali per la gestione della potenza di GD. Un elemento di criticità da sottolineare sul capitolo dei Nuovi Criteri di gestione Rete MT è relativo alla possibilità reale di regolare la potenza reattiva degli impianti fotovoltaici. Anche se gli inverter installati presso l'impianto fotovoltaico presente sulla linea MT Persichetti della CP Raffinerie sono stati adeguati alle disposizioni della Delibera 84/2012/R/eel del 08 marzo 2012 con la quale è stato recepito l'allegato A70 al codice di rete di Terna, gli stessi non sono comunque in grado di gestire la potenza reattiva. La criticità assume una certa valenza se si pensa che la produzione fotovoltaica rispetto agli altri tipi di energia rinnovabile copre la maggior parte del territorio di Roma.

5.1.2 Funzionamento in regime transitorio

Si intende nello specifico il funzionamento della rete di fronte al determinarsi di eventi di guasto. In questo caso, l'intelligenza inserita sulla rete è tesa ad operare selezioni del tronco guasto e rialimentazioni sempre più veloci e puntuali. In questo contesto non ci si pongono problematiche di efficienza energetica, l'obiettivo è teso esclusivamente al miglioramento della continuità del servizio mediante riduzione della durata delle disalimentazioni. La mole di dati necessari per il funzionamento degli algoritmi preposti, a differenza del caso precedente, è esigua; la criticità in questo caso è rappresentata dalla velocità con cui deve essere selezionato il tronco guasto. Cruciali diventano quindi velocità e latenza dell'infrastruttura di comunicazione, che non può più essere intermediata da un controllo centrale. Ciò impone sempre più la dislocazione dell'intelligenza verso la periferia affidando le scelte allo scambio di informazione orizzontale tra le cabine secondarie.

In estrema sintesi il paradigma della smart grid per il funzionamento in regime transitorio della rete, prevede un progressivo spostamento dell'intelligenza dal livello centralizzato in cabina primaria verso la periferia nelle cabine secondarie. Per il funzionamento in regime permanente invece prevede la nascita di livelli di controllo centrali su porzioni di rete (*isole desiderate*) coordinati a livello di scada centrale.

Le molteplici funzionalità di rilevazione/attuazione cui dovrà essere arricchita la cabina secondaria, ad oggi ottenute mediante dispositivi per lo più in assetto prototipale, dovranno essere sempre più integrate in apparati multifunzione che ne riducano costi e dimensioni, a tal fine sarà cruciale la nascita di standard specifici in tal senso.

La grande mole di dati provenienti dalle reti smart, oltre a fornire i necessari input per la regolazione intelligente della rete, rappresenta una miniera importante di informazioni statistiche da utilizzare a scopo previsionale e come strumento per indirizzare manutenzioni e investimenti. Mediante opportuni algoritmi, sarà possibile definire indicatori di probabilità di guasto utili per attivare processi di manutenzione preventiva.

5.2 Valutazione qualitativa dei benefici (attesi vs effettivi)

Complessivamente il giudizio del progetto pilota Smart Grid di ACEA Distribuzione è sicuramente positivo in riferimento al riscontro delle aspettative sul progetto stesso.

Gli elementi di successo del progetto sono chiaramente evidenti non solo dai risultati documentati, ma anche da ciò che il progetto stesso ha generato. In particolare ci si riferisce a:

- Investimento Smart Oriented (replica sulla rete dei risultati del progetto pilota);

- Nuovi sviluppi Sperimentali.

L'investimento Smart Oriented è stato lanciato da ACEA Distribuzione come prosecuzione naturale del progetto pilota, a giugno del 2013 per completarsi a dicembre del 2014. Questa attività interessa il capitolo Automazione evoluta della rete MT e Monitoraggio MT/BT, e rappresenta la pre-industrializzazione delle soluzioni prototipali sviluppate nel progetto pilota.

5.3 Standardizzazione delle soluzioni sperimentate

La fase di pre-industrializzazione (Smart Oriented) come detto in precedenza ha previsto la replica su diverse aree della città di Roma di quanto sperimentato nell'area del progetto pilota con il molteplice obiettivo di:

- validare la replicabilità dei risultati ottenuti su contesti urbani diversi da quello del progetto pilota
- estendere i benefici attesi in termini di continuità del servizio sulle aree interessate
- ingegnerizzare le soluzioni trovate (fino ad ora sviluppate in termini prototipali) per permetterne il passaggio definitivo alla fase industriale abilitando fornitori diversi alla soluzione ad oggi sviluppata con singoli partner tecnologici.

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

In merito all'applicativo di controllo di tensione VoCANT (Voltage Controller in Active NeTworks), sviluppato da RSE, sono state condotte numerose valutazioni circa una sua possibile applicazione a reti e situazioni di esercizio differenti, anche nell'ambito della Ricerca di Sistema nazionale e di progetti internazionali (EU FP7 Grid4EU). In questo contesto, l'applicativo è stato sperimentato su reti di distribuzione caratterizzate da diversa penetrazione della generazione distribuita, da caratteristiche strutturali notevolmente differenti fra loro (urbane e rurali) e dalla presenza di dispositivi di accumulo.

In merito alla scalabilità della soluzione, un aumento considerevole del numero di nodi considerati (al di là del limite indicativo attualmente presente pari a $2 \cdot 10^5$ nodi) può rappresentare una possibile criticità, in termini di tempi di calcolo, per la convergenza dell'algoritmo. Ciò è legato al fatto che l'algoritmo, per raggiungere il punto di minimo della funzione di costo all'interno dello spazio ammesso (vincoli tecnici), per particolari 'forme' della funzione di costo (es. andamento particolarmente piatto) può richiedere un numero elevato di iterazioni anche quando esistono soluzioni ammissibili.

Una stima esatta dei tempi di elaborazione può essere effettuata unicamente a valle dell'installazione del controllore all'interno dell'hardware specifico, sul quale lavorano solitamente ulteriori applicazioni. Sono state, in ogni caso, compiute diverse serie di prove utili per stimare i tempi di elaborazione in funzione del numero dei nodi e delle variabili di controllo (VSC e generatori controllabili), scegliendo, come base di partenza una rete di distribuzione reale di ridotte dimensioni (tabella 8).

Per la complessità di condurre tali test isolati, all'interno di apparecchiature replicanti l'hardware installato in campo, si è preferito avvalersi di un comune personal computer (processore quad core da 3 GHz e 4 GB di RAM), ben conoscendo le differenze e il valore relativo di tali prove.

Tabella 8: *Tempi di elaborazione dell'algoritmo in funzione del numero di nodi e degli elementi controllati considerati*

Numero nodi	Elementi controllati	Tempo [s]
~ 350	~ 6	0.3
~ 600	~ 12	0.4
~ 1100	~ 25	0.6
~ 2200	~ 50	1
~ 4400	~ 100	2
~ 8500	~ 200	6
~ 17500	~ 500	16
~ 35500	~ 1000	44

Si conclude quindi che, in assenza di elementi di accumulo, i tempi di elaborazione rimangono inferiori al minuto anche per un numero di nodi (35500) superiore a quello di una qualsiasi rete MT reale .

Per garantire l'esercizio in sicurezza del sistema elettrico nazionale per livelli crescenti di GD, si profila quindi il ruolo nuovo per il distributore di responsabile del "dispacciamento locale", collegamento tra gestore della rete di trasmissione e utenti attivi in quanto unico soggetto in grado di conoscere, con differenti gradi di precisione nei diversi livelli della propria rete, gli effettivi flussi di potenza dei carichi e di generazione. Bisogna ricordare, infatti, come non sempre una soluzione individuata in base a soli criteri di natura economica si riveli ammissibile dal punto di vista tecnico. La soluzione adottata nel Progetto Pilota, basata sull'ottimizzatore tecnico-economico VoCANT, si pone fin da ora in un contesto innovativo, specie per la sua potenziale funzione trasversale di collegamento tra esigenze del TSO, il Distributore e i prosumer. L'applicativo VoCANT, attraverso l'attribuzione di un "peso" per ciascuna azione relativa alle risorse controllabili, anticipa la possibile evoluzione normativa verso la partecipazione remunerata degli utenti attivi di rete da un lato, e la crescente interazione tra rete di trasmissione e rete di distribuzione dall'altro.

Il progetto Smart Grid ha, d'altro canto, evidenziato, oltre all'assoluta centralità dell'Utente Attivo all'interno della sperimentazione, anche le difficoltà pratiche per un suo coinvolgimento; in assenza di benefici diretti esso non è sufficientemente incoraggiato a prendervi parte, in ragione dell'assetto regolatorio attuale e per il timore di possibili effetti sull'operatività dell'impianto.

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

5.5.1 Comunicazione orizzontale

Protocolli utilizzati

Il protocollo utilizzato nell'ambito della comunicazione "orizzontale" tra protezioni di media tensione in cabina secondaria è l'IEC 61850 come già descritto in precedenza.

Si è scelto di utilizzare una comunicazione peer-to-peer di tipo multi cast, particolarmente indicata per comunicazioni ad alta velocità. Sono stati utilizzati messaggi GSE di tipo GOOSE (Generic Object Oriented Substation Event), messaggi che prevedono la pubblicazione di un data-set di dati previsto dal protocollo IEC61850 e che presentano un indirizzo mac destinatario di tipo multi cast.

Malgrado le motivazioni che giustificherebbero una diffusione di questo protocollo come:

- la comunicazione tra dispositivi prodotti da diversi costruttori;
- la compatibilità con standard quali TCP/IP e IEC 8802.3;
- la creazione di un modello a oggetti ben definito;
- la standardizzazione condivisa a livello dei principali enti distributori.

Tuttavia tale protocollo non è ancora presente sui diversi prodotti di mercato soprattutto per la bassa tensione. Questo rappresenta un ostacolo per l'utilizzo di tale soluzione nella comunicazione tra gli apparati di telecontrollo e di misura presenti nelle cabine secondarie come unico standard.

Mezzo vettore utilizzato

L'utilizzo della tecnologia Hiperlan assicura ottime prestazioni e bassissimi costi di esercizio, in quanto si tratta di una rete proprietaria utilizzante frequenze non licenziate. Risulta però difficoltoso l'utilizzo di tale tecnologia a causa dell'utilizzo di frequenze (5.4 GHz) che richiedono visibilità ottica tra gli apparati di comunicazione.

La tecnologia LTE pubblica, non garantisce ancora i tempi di latenza richiesti, inferiori alle poche decine di millisecondi.

I collegamenti in rame laddove disponibili sono risultati affidabili e altamente performanti.

5.5.2 Comunicazione verticale

Protocolli utilizzati

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

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

Mezzo vettore utilizzato

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

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

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

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

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

6. Allegati

6.1 Regolamento di esercizio con gli utenti attivi coinvolti nel progetto [in allegato]

- [1] cabina 8168
- [2] cabina 8169
- [3] cabina ex81169
- [4] cabina 4267

6.2 Eventuali pubblicazioni tecniche

- [1] C. Carlini, D. Moneta, M. Gallanti, S. Liotta, "Innovative Control Method for Active Distribution Networks in an Uncertain Scenario", EVER Conférence et Exposition Internationales Véhicules Ecologiques et Energies Renouvelables, Monaco, March 2013.
- [2] G. Storti, F. Possemato, M. Paschero, S. Alessandroni, "Active power losses constrained optimization in Smart Grids by genetic algorithms" (Neural Nets and Surroundings - Smart Innovation, Systems and Technologies Volume 19, 2013, pp 279-288).
- [3] S.Vitiello, G. Flego, A. Setti, G. Fulli, S. Liotta, S. Alessandroni, L. Esposito, "A Smart Grid for the city of Rome: a Cost Benefit Analysis".
- [4] S.Liotta, S. Alessandroni, "Smart Grid e sostenibilità". Rivista trimestrale gennaio-marzo 2015- Management delle utilities e delle infrastrutture.
- [5] Progetti pilota con accumulo di energia, Carlo Colaianni – LETTERA SULL'ENERGIA N° 61 del 7 feb 2015.
- [6] Gian Luca Storti, Maurizio Paschero, Antonello Rizzi, Fabio Massimo Frattale Mascioli (2014). A Radial Configurations Search Algorithm for joint PFC and DFR Optimization in Smart Grids. In: Proc. of 23rd IEEE International Symposium on Industrial Electronics. p. 944-949, ISBN: 9781479923984, Istanbul, Turkey, 1 - 4 June 2014.
- [7] A. Rizzi, F. Possemato, S. Caschera, M. Paschero, F.M. Frattale Mascioli (2014). An ordering procedure for admissible network configurations to regularize DFR optimization problems in Smart Grids. In: ECTA 2014 - Proceedings of the International Conference on Evolutionary Computation Theory and Applications. p. 273-280, INSTICC Press, ISBN: 9789897580529, Rome, 22 - 24 October 2014.
- [8] E. De Santis, G. Distante, F.M. Frattale Mascioli, A. Sadeghian, A. Rizzi (2014). Evolutionary optimization of a one-class classification system for faults recognition in smart grids. In: ECTA 2014 - Proceedings of the International Conference on Evolutionary Computation Theory and Applications. p. 95-103, INSTICC Press, ISBN: 9789897580529, Rome, 22 - 24 October 2014.
- [9] Enrico De Santis, Lorenzo Livi, Fabio Massimo Frattale Mascioli, Fabio Massimo Frattale Mascioli, Alireza Sadeghian, Antonello Rizzi (2014). Fault recognition in smart grids by a one-class classification approach. In: Proc of IJCNN 2014 - International Joint Conference on Neural Networks. p. 1949-1956, Institute of Electrical & Electronics Engineers (IEEE) Inc., ISBN: 9781479914845, Beijing, China, July 6-11, 2014, doi: 10.1109/ijcnn.2014.6889668.
- [10] Enrico De Santis, Antonello Rizzi, Alireza Sadeghian, Fabio Massimo Frattale Mascioli (2013). Genetic optimization of a fuzzy control system for energy flow management in micro-grids. In: Proc. of Joint IFSA World Congress and NAFIPS Annual Meeting (IFSA/NAFIPS 2013). p. 418-423, IEEE, ISBN: 9781479903474, Edmonton, AB, 24 June 2013 through 28 June 2013, doi: 10.1109/ifsa-nafips.2013.6608437.

[11] Gianluca Storti, Francesca Possemato, Maurizio Paschero, Antonello Rizzi, Fabio Massimo Frattale Mascioli (2013). Optimal distribution feeders configuration for active power losses minimization by genetic algorithms. In: Proc. of Joint IFSA World Congress and NAFIPS Annual Meeting (IFSA/NAFIPS 2013). p. 407-412, IEEE, ISBN: 9781479903474, Edmonton, AB, 24 June 2013 through 28 June 2013, doi: 10.1109/ifsa-nafips.2013.6608435.

[12] Francesca Possemato, Gianluca Storti, Maurizio Paschero, Antonello Rizzi, Fabio Massimo Frattale Mascioli (2013). Two evolutionary computational approaches for active power losses minimization in Smart Grids. In: Proc. of Joint IFSA World Congress and NAFIPS Annual Meeting (IFSA/NAFIPS 2013). p. 401-406, IEEE, ISBN: 9781479903474, Edmonton, AB, 24 June 2013 through 28 June 2013, doi: 10.1109/ifsa-nafips.2013.6608434.

[13] Antonello Rizzi, Enrico De Santis, Fabio Massimo Frattale Mascioli, Stefano Liotta, Silvio Alessandrone (2014). RICONOSCIMENTO DEI GUASTI SULLE LINEE DI MEDIA TENSIONE TRAMITE TECNICHE DI INTELLIGENZA COMPUTAZIONALE. In: Memorie ET2014. p. 1-2, Sorrento, Italia, 19-20 Giugno 2014.

[14] Antonello Rizzi, Gian Luca Storti, Francesca Possemato, Maurizio Paschero, Enrico De Santis, Fabio Massimo Frattale Mascioli (2013). Tecniche di Ottimizzazione Evolutiva per la Minimizzazione delle Perdite di Potenza Attiva nelle Smart Grids . In: Memorie ET2013. p. 1-2, Padova, Italia, 19-21 Giugno 2013.

[15] Gian Luca Storti, Maurizio Paschero, Antonelo Rizzi, Fabio Massimo Frattale Mascioli, "Comparison between time-constrained and time-unconstrained optimization for power losses minimization in Smart Grids using Genetic Algorithms", to appear in Neurocomputing, Elsevier [in pubblicazione entro 2015].

6.3 Documenti di riferimento

[1]A. Garzillo, M. Innorta, M. Ricci, "The problem of the active and reactive optimum power dispatching solved by utilizing a primal-dual interior point method", Electric Power & Energy System, Vol. 20 No. 6, pp. 427-434, 1998.

[2] Diana Moneta, Alberto Gelmini, Claudio Carlini, Mario Belotti, "Storage units: Possible improvements for Voltage Control of MV Distribution Networks", proceedings 17th Power Systems Computation Conference (PSCC) 2011

[3] R. Caldon, F. Rossetto, A. Scala, "Reactive Power Control in Distribution Networks with Dispersed Generators: a Cost Based Method", Electric Power System Research, 64 (2003), pp. 209-217.

[4] Claudio Carlini, Chiara Michelangeli, Marco Rossi, Diana Moneta, Paolo Mora, "Evoluzione delle reti MT attive: algoritmi di controllo centralizzato e test in campo reale", rapporto RdS 1300496, 2013, www.rse-web.it

[5] Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas (AEEG), delibera ARG/elt 25/09, "Monitoraggio dello sviluppo degli impianti di generazione distribuita in Italia per l'anno 2006 ed analisi dei possibili effetti della generazione distribuita sul sistema elettrico nazionale", Allegato A-2 "Impatto della generazione diffusa sulle reti di distribuzione".

[6] TERNA, Codice di Rete – Allegato A.70 "Regolazione tecnica dei requisiti di sistema della generazione distribuita", 2012,

http://www.terna.it/default/Home/SISTEMA_ELETTTRICO/codice_rete.aspx

[7] TERNA, Codice di Rete – Allegato A.72 "Procedura per la Riduzione della Generazione Distribuita in condizioni di emergenza del Sistema Elettrico Nazionale (RIGEDI)" 0 "Regolazione tecnica dei requisiti di sistema della generazione distribuita", 2012, http://www.terna.it/default/Home/SISTEMA_ELETTTRICO/codice_rete.aspx. Implementato con deliberazione AEEG 344/2012/R/eel.

[8] AEEG, documento di consultazione 354/2013/R/eel, “Pubblico dibattito per la riforma delle modalità di approvvigionamento delle risorse per il servizio di dispacciamento, con particolare riferimento agli impianti di generazione distribuita e agli impianti alimentati dalle fonti rinnovabili non programmabili” agosto 2013.

6.4 Scheda sintetica del progetto

6.4.1 Scheda sintetica in inglese¹⁵

The project is proposed in response to the call from the Italian Regulator published under the Deliberation n.39/10. The call asked for projects having the following characteristics: - Real grid: A real case in existing distribution networks: real grid, real customers and real generators - Focus on DG integration in MV networks [1-35 kV]: on this voltage level 75% of DG power will be connected - Active grid: the selected MV network has to be characterized by a reverse power flow at least 1% of yearly time with reverse power-flow from MV level to HV - Automated & controlled grid: the selected MV network has to be controlled (voltage limits/anti-islanding). the project must show a real time control system at MV level - Open grid: the project must show non-proprietary communication protocols only, in view of minimizing customer costs at the network interface. The specific project concerns two HV-MV substations in Rome, and more specifically 4 MV feeders. the generators connected are presently 4 (1 biogas, 1 biomass, 2 pv). the project foresees the development and installation of network monitoring and operation devices for the medium voltage network to optimise power flows and the use of all means for the voltage regulation with the participation of local generators. bi-directional communication is foreseen, no participation of DSO to ancillary services and markets is foreseen, storage, infrastructure for electrical mobility, no demand response.

6.4.2 Scheda sintetica in italiano¹⁶

Nel mese di marzo del 2010 l'Autorità per l'energia elettrica e il gas ha avviato il procedimento per la selezione di alcuni progetti pilota per incentivare lo sviluppo delle Smart Grid, le reti intelligenti in grado di far interagire efficacemente produttori e consumatori, di prevedere in anticipo le richieste di consumo e di bilanciare con flessibilità, la produzione e la domanda di energia elettrica anche localmente. A febbraio del 2011, l'Aeeg ha pubblicato la graduatoria: il progetto di Acea Distribuzione è risultato uno degli otto progetti in Italia selezionati per lo sviluppo di un “progetto dimostrativo di rete attiva di distribuzione comprendente porzioni di rete di media tensione (MT), con almeno un punto di interconnessione alta tensione/media tensione o altissima tensione/media tensione, provvista di dispositivi finalizzati a integrare il comportamento e le azioni di tutti gli utenti connessi alla medesima rete, allo scopo di favorire la generazione distribuita e l'uso efficiente delle risorse”. Il progetto pilota è partito a gennaio del 2011, con il coinvolgimento di primari fornitori internazionali e locali; la maggior parte delle attività previste dal piano sono state concluse a dicembre del 2012, altre attività sono terminate nel secondo semestre del 2013 ed infine l'anno di monitoraggio è terminato a dicembre 2014.

Tale progetto interessa una rete elettrica già in esercizio nell'area di Malagrotta-Ponte Galeria e coinvolge 2 cabine primarie (la cabina primaria Raffinerie e la cabina primaria P. Galeria), 76 cabine secondarie, 69,5 km di linee in media tensione (MT), 4 impianti di produzione di energia elettrica, 6 utenze MT e 1.200 clienti in bassa tensione. Per lo sviluppo del progetto pilota, è stato predisposto un “campo prove” presso la Cabina Primaria Flaminia (cosiddetta area di testing), per la messa a punto e la verifica delle principali soluzioni tecnologiche sviluppate. Il progetto comprende sei aree di intervento:

1. Automazione evoluta di rete MT;
2. Monitoraggio rete MT e BT;
3. Nuovi criteri di gestione della rete MT;
4. E-car & storage;
5. Diagnostica di cabina primaria;
6. Individuazione punto d'innesco guasti transitori.

¹⁵ <http://setis.ec.europa.eu/energy-research/project/aeeg-39-10-acea-distribuzione>

¹⁶ http://www.acea.it/media.aspx/quaderni_acea_n_1_pdf?lang=it