



ASM Terni Spa

2015

PROGETTO PILOTA
SMART GRID TERNIRELAZIONE FINALE DI
PROGETTO

EDIZIONE	01	ENTE	NOME	FIRMA
DATA	28.02.15	INGEGNERIA DI RETE RES. TECNICO	ING. MARCO PAULUCCI ING. MASSIMO CRESTA	_____ _____
PARTNER SCIENTIFICO 		DIPARTIMENTO DI INGEGNERIA ASTRONAUTICA, ELETTRICA ED ENERGETICA DELL'UNIVERSITÀ "SAPIENZA" DI ROMA	PROF. ALBERTO GERI	_____
APPROVAZIONI	FUNZIONE		ING. ENZO LOPERFIDO ING. STEFANO TIRINZI	_____ _____
	RESP. SETTORE ENERGIA DIRETTORE GENERALE			
RELAZIONE TECNICA	NOME FILE: 20150228_ASM TERNI RELAZIONE FINALE - SMART GRID DELIBERA 39_10_rev23Definitivo.docx		28/02/2015	
			pag. 1 di 224	



1. DESCRIZIONE GENERALE DEL PROGETTO DIMOSTRATIVO	3
1.1 DESCRIZIONE SINTETICA.....	3
1.2 INQUADRAMENTO DEL PROGETTO NEL CONTESTO DI SVILUPPO DELLA RETE DI DISTRIBUZIONE	4
1.3 OBIETTIVI FUNZIONALI E GESTIONALI DEL PROGETTO, CON EVIDENZA DELLE DIFFERENZE RISPETTO A QUANTO EFFETTIVAMENTE REALIZZATO	11
1.4 SVILUPPO TEMPORALE EFFETTIVO DEL PROGETTO, CON COMMENTI RELATIVI AD EVENTUALI DISALLINEAMENTI RISPETTO A QUANTO INIZIALMENTE PREVISTO.....	25
1.5 EVENTUALE INQUADRAMENTO DEL PROGETTO NEL CONTESTO DI ALTRE INIZIATIVE, FINANZIATE DA SOGGETTI TERZI, AVENTI COME FINALITÀ LO SVILUPPO DI SMART GRIDS	28
2. CARATTERISTICHE TECNICHE DEL PROGETTO PILOTA	30
2.1 LA RETE DI DISTRIBUZIONE INTERESSATA DAL PROGETTO	30
2.2 IL COINVOLGIMENTO DEGLI UTENTI.....	39
2.3 IL SISTEMA DI AUTOMAZIONE DELLA RETE	44
2.4 IL SISTEMA DI COMUNICAZIONE PER IL CONTROLLO DI RETE.....	83
2.5 I SISTEMI DI STOCCAGGIO	97
3. VERIFICHE E MISURE IN CAMPO.....	117
3.1 VERIFICHE	117
3.2 MISURE.....	134
3.3 GENERAZIONE INTENZIONALE DI EVENTI IN CAMPO.....	149
3.4 INDICATORI PRECEDENTI E SUCCESSIVI AGLI INTERVENTI DI SMARTIZZAZIONE	154
4. ANALISI CRITICA RELATIVA AI COSTI DEL PROGETTO	165
4.1 PECULIARITÀ DEL PROGETTO E PROBLEMATICHE DI ECONOMICITÀ DELLA SOLUZIONE ADOTTATA	165
4.2 INVESTIMENTI AMMESSI ALL'INCENTIVAZIONE.	166
4.3 COSTI DI GESTIONE DEL NUOVO SISTEMA (OPEX) LEGATI ALLE NUOVE APPLICAZIONI/SERVIZI, CON EVIDENZA SEPARATA RELATIVA AL SISTEMA DI TELECOMUNICAZIONE.	168
4.4 POSSIBILI AZIONI PER MIGLIORARE LA SOSTENIBILITÀ.....	168
5. VALUTAZIONI CONCLUSIVE	170
5.1 LIVELLO DI RAGGIUNGIMENTO DEGLI OBIETTIVI DEL PROGETTO	170
5.2 VALUTAZIONE QUALITATIVA DEI BENEFICI (ATTESI VS EFFETTIVI).....	171
5.3 STANDARDIZZAZIONE DELLE SOLUZIONI SPERIMENTATE.....	172
5.4 DIFFUSIONE SU PIÙ AMPIA SCALA E REPLICABILITÀ: SINERGIE E CRITICITÀ	172
5.5 VALUTAZIONE CRITICA DEI VETTORI/PROTOCOLLI IMPIEGATI RISPETTO ALLE FUNZIONALITÀ DA CONSEGUIRE.....	173
6. ALLEGATI.....	176
6.1 REGOLAMENTO DI ESERCIZIO CON GLI UTENTI ATTIVI COINVOLTI NEL PROGETTO.....	176
6.2 PUBBLICAZIONI TECNICHE	179
6.3 SCHEDA SINTETICA DEL PROGETTO.....	219
7. PARTNER DEL PROGETTO.....	220
8. GLOSSARIO.....	222

RELAZIONE TECNICA	NOME FILE: 20150228_ASM TERNI RELAZIONE FINALE - SMART GRID DELIBERA 39_10_rev23Definitivo.docx	28/02/2015
		pag. 2 di 224



1. DESCRIZIONE GENERALE DEL PROGETTO DIMOSTRATIVO

1.1 Descrizione sintetica

L'A.S.M. di Terni, Azienda Servizi Municipalizzati, nasce il 15/09/1960 con deliberazione del Consiglio Comunale di Terni.

La veste giuridica di azienda municipale è rimasta inalterata fino al 2 ottobre 1995, data in cui il Consiglio Comunale di Terni ha deliberato la trasformazione, in base alla legge 142/90, dell'ASM-Azienda Servizi Municipalizzati in ASM-Azienda Speciale Multiservizi.

Nel 1996 il Consiglio Comunale ha deliberato il trasferimento all'Azienda Speciale Multiservizi del servizio comunale di igiene ambientale, consistente nella raccolta, spazzamento, riciclaggio, trasformazione e deposito dei rifiuti solidi urbani.

In data 12/7/2000 con deliberazione n.155, il Consiglio Comunale di Terni ha approvato la trasformazione dell'Azienda Speciale Multiservizi in Società per Azioni denominata ASM Terni S.p.A., iscritta alla CCIAA il 19/09/2000.

Il capitale sociale della ASM Terni S.p.A. è interamente detenuto dal Socio Unico Comune di Terni.

L'impresa detiene le seguenti partecipazioni di rilievo:

- Umbria Energy S.p.A. (% di interessenza pari al 50% - altro socio ACEA Electrabel S.p.A 50%);
- Umbria Distribuzione Gas S.p.A. (% di interessenza pari al 40% - altri soci ITALGAS S.p.A. 45%, ACEA S.p.A. 15%);
- Servizio Idrico Integrato S.c.p.A (% di interessenza pari al 18% - altri soci: comuni dell'ATO 2 Umbria meridionale, altre aziende di servizi del territorio);
- GreenAsm S.r.l. (Joint Venture paritetica costituita da TerniGreen S.p.A. e ASM Terni S.p.A. per la gestione di un impianto di digestione anaerobica).

Dal 2004, con l'acquisizione del ramo d'azienda di ENEL Distribuzione, l'attività di distribuzione dell'energia elettrica è stata estesa all'intero territorio del Comune di Terni.

Lo scopo principale del Progetto Pilota è quello di sviluppare un modello della rete che permetta la sperimentazione delle possibilità di:

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

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

RELAZIONE TECNICA	NOME FILE: 20150228_ASM TERNI RELAZIONE FINALE - SMART GRID DELIBERA 39_10_rev23Definitivo.docx	28/02/2015
		pag. 3 di 224



Si ritiene che il coinvolgimento diretto degli utenti nella regolazione tensione e degli strumenti di Telecontrollo più avanzati possano ampliare lo spettro delle possibilità di regolazione e di monitoraggio della rete.

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

1.2.1 Evoluzione dell'energia immessa e dell'energia distribuita nell'area della sperimentazione

Nella rete di distribuzione, a fine 2009, era già presente una significativa aliquota di generazione distribuita (GD): erano allacciati alla rete MT 13 impianti di produzione per una potenza installata di circa **42MW** (59% termoelettrici a biomasse-gas, 36% fotovoltaici, 5% idroelettrici); alla rete BT erano invece allacciati 163 impianti fotovoltaici per una potenza installata di circa **2.5MW**.

Sempre in quel periodo erano in essere 28 richieste di connessioni per una potenza totale installata di circa **19MW** (74.1% fotovoltaici, 13.4% idroelettrici, 7.5% combinati, 5% biomasse liquide) che, nel breve-medio periodo, avrebbero potuto portare ad un aumento della potenza di generazione del 45%, e quindi ad una potenza totale installata di circa **63.5MW**.

Estremamente diversificata era la taglia delle unità di generazione che andava da 3 kW (microgenerazione, piccoli impianti fotovoltaici) a 16 MW (gruppi termoelettrici).

Nel 2009 a fronte di un assorbimento delle utenze passive di **385 GWh**, le unità di produzione connesse alla rete MT/BT dell'ASM hanno prodotto **143 GWh**, (i.e. circa il **37%** del fabbisogno totale).

A fine anno 2013, nella rete di distribuzione, l'aliquota di generazione distribuita (GD) è salita fino a **41** impianti di produzione che immettono in **MT** per una potenza installata di circa **61.5 MW**; alla rete **BT** sono invece allacciati **955** impianti fotovoltaici per una potenza installata di circa **12 MW**.

Nel 2013 a fronte di un assorbimento delle utenze passive di **363 GWh**, le unità di produzione connesse alla rete MT/BT dell'ASM hanno prodotto **140 GWh**, (i.e. circa il **38%** del fabbisogno totale).

Nel 2014 l'assorbimento delle utenze passive è sceso a **347 GWh**, mentre le unità di produzione connesse alla rete MT/BT hanno prodotto **178GWh** (i.e. circa il **49%** del fabbisogno totale).

Facendo riferimento all'intera rete del distributore, è interessante osservare come a partire dall'anno 2009 fino all'anno 2014 ci sia stata una notevole evoluzione dei consumi della rete elettrica. In particolare nella

Figura 1.1 è rappresentato il loro andamento che evidenzia una profonda riduzione (di circa **10 GWh**) dei consumi nell'anno 2011 e una loro lieve ripresa durante l'anno 2012. Negli anni 2013 e 2014 si è riscontrata invece una drastica contrazione dell'energia distribuita (circa **34 GWh**).

Andando ad analizzare nello stesso periodo l'andamento dell'energia immessa in rete dagli impianti di produzione, come mostrato in **Figura 1.2**, ci si accorge di una riduzione di circa il 50% tra l'anno 2009 e l'anno 2011 (circa **60 GWh**). Tale riduzione è determinata da una riduzione della produzione dell'impianto più grande in rete per una quota annua di circa **70GWh**. Nell'anno 2012 si nota una inversione di tale andamento dovuta sia al contributo dei nuovi impianti di produzione allacciati sia alla ripresa del

RELAZIONE TECNICA	NOME FILE: 20150228_ASM TERNI RELAZIONE FINALE - SMART GRID DELIBERA 39_10_rev23Definitivo.docx	28/02/2015
		pag. 4 di 224



funzionamento dell'impianto che era stato fermato. Nel 2013 i valori dell'energia immessa da parte dei produttori è tornato ai livelli del 2009. Nel 2014 si è ampiamente superato quel livello raggiungendo i **178 GWh** di energia immessa in rete dai produttori.

Nella **Figura 1.3** viene messo in evidenza come il rapporto fra tra l'energia immessa dagli impianti di produzione e l'energia consumata dalla rete ASM passi dal **37%** dell'anno 2009 al **20%** nell'anno 2011. La riduzione dei consumi compensa solo in minima parte la significativa riduzione dell'energia immessa dagli impianti di produzione. Nell'anno 2012 invece è stata registrata una inversione di tendenza, nell'anno 2013 il rapporto è tornato ai livelli dell'anno 2009 e quindi vicino al 40%. Nell'ultimo anno questo rapporto ha aggiunto il 51% pertanto più della metà dell'energia consumata dagli utenti è prodotta dai produttori locali di energia.

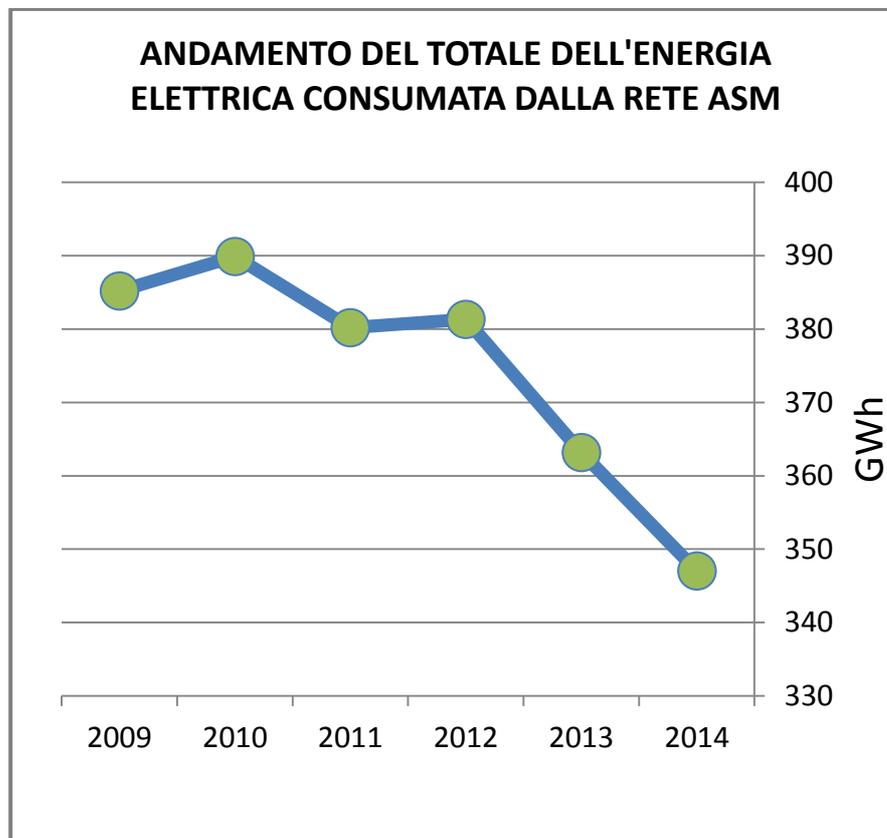


Figura 1.1 – Andamento del totale dell'energia elettrica consumata dalla rete ASM

I principali elementi che compongono il bilancio energetico sono: l'energia prelevata da altre reti, l'energia immessa dai produttori nella rete di ASM, l'energia consegnata ad altre reti e l'energia consumata dalla rete ASM (quindi quella consegnata alle utenze più le perdite). La loro evoluzione, nell'arco degli ultimi quattro anni, è raccolta nella **Tabella 1-1**.

RELAZIONE TECNICA	NOME FILE: 20150228_ASM TERNI RELAZIONE FINALE - SMART GRID DELIBERA 39_10_rev23Definitivo.docx	28/02/2015
		pag. 5 di 224



Il notevole cambiamento avuto dei flussi di energia in rete è causato dalla sovrapposizione di tre fattori principali:

1. la riduzione dei consumi;
2. l'aumento del numero di impianti in immissione;
3. la sospensione della produzione di alcuni produttori importanti per la rete.

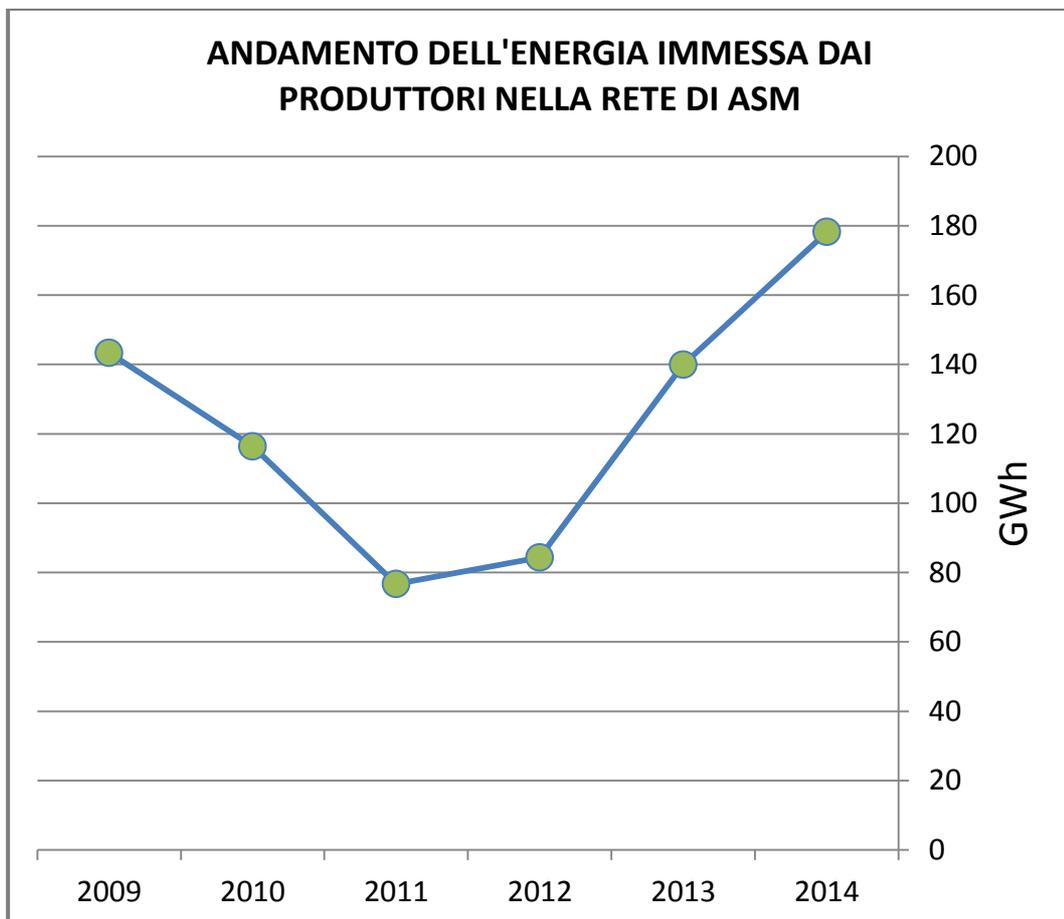


Figura 1.2 – Andamento dell'energia elettrica immessa dai produttori nella rete di ASM

Nella **Figura 1.4** è mostrato l'andamento dell'energia uscente dalla rete ASM e nella **Figura 1.5** è mostrata l'andamento dell'energia entrante nel periodo 2009 - 2014, dal loro confronto si evidenzia come la riduzione di energia consumata (corrispondente all'energia distribuita più le perdite) e la contemporanea riduzione dell'energia immessa in rete dai produttori, hanno determinato un significativo aumento dell'energia prelevata da altre reti (Terna e ENEL) fino all'anno 2012. Successivamente questo trend si è completamente invertito. Il comportamento dei flussi di energia in rete è quindi significativamente cambiato a causa della disattivazione di due importanti impianti MT. Nel 2013 uno dei di quei due impianti di produzione ha ripreso a funzionare e si prevede che anche nel 2015 anche il secondo impianto ritorni in esercizio con ulteriore aumento



dei controflussi di energia. Lo scenario quindi è che nel 2015 ci sarà un ulteriore incremento dell'energia immessa in rete dai produttori.

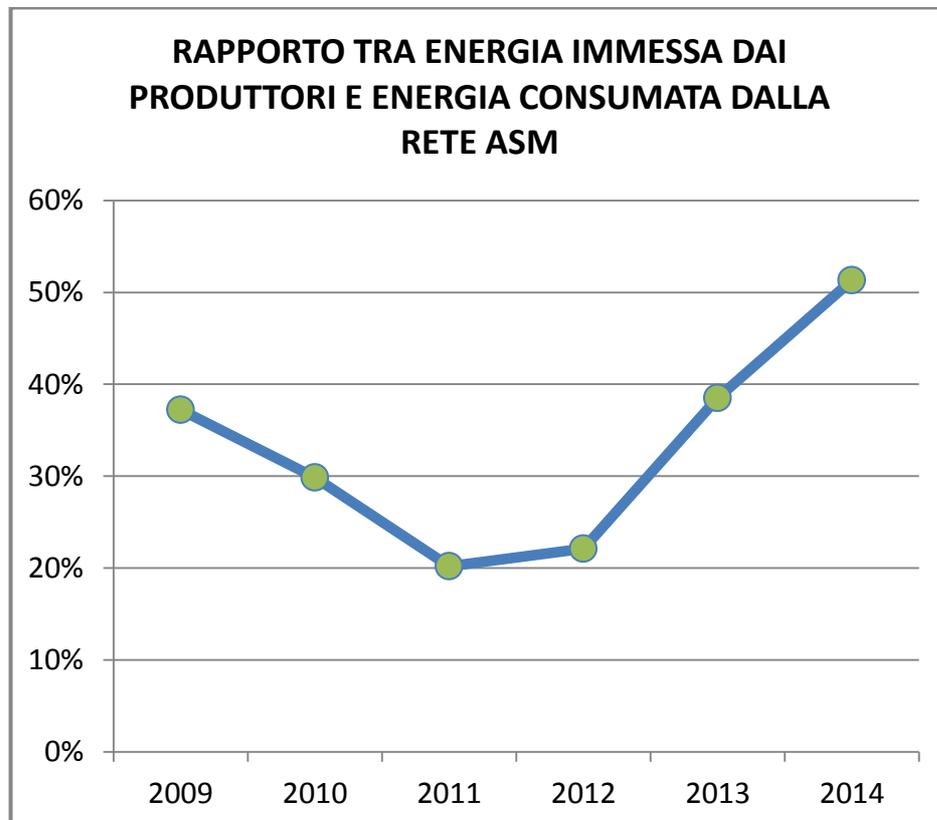


Figura 1.3 - Rapporto tra l'energia immessa dai produttori e l'energia consumata dalla rete ASM

ANNO	ENERGIA PRELEVATA DA ALTRE RETI	ENERGIA IMMESSA DAI PRODUTTORI NELLA RETE DI ASM	ENERGIA CONSEGNATA AD ALTRE RETI	ENERGIA CONSUMATA DALLA RETE ASM
	[GWh]	[GWh]	[GWh]	[GWh]
2009	282	143	40	385
2010	316	116	42	390
2011	338	77	35	380
2012	330	84	33	381
2013	265	140	42	363
2014	222	178	53	347

Tabella 1-1 Confronto fra l'energia immessa in rete e l'energia prelevata

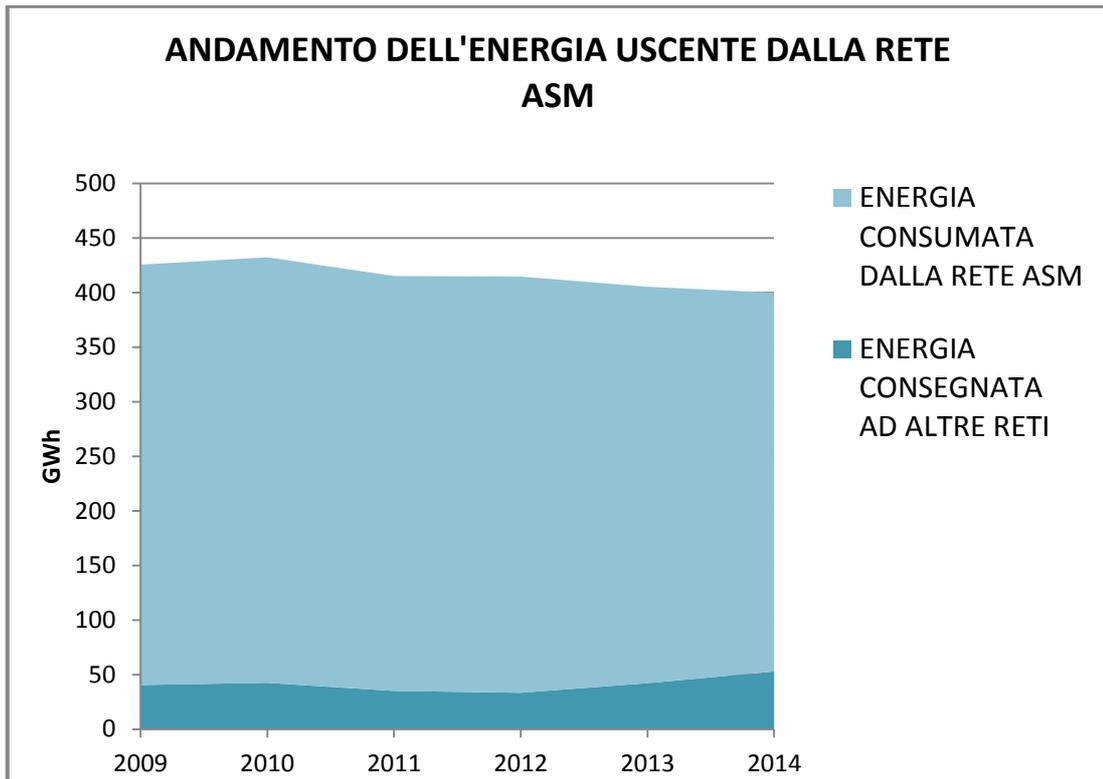


Figura 1.4 – Andamento negli anni dell'energia uscente dalla rete ASM

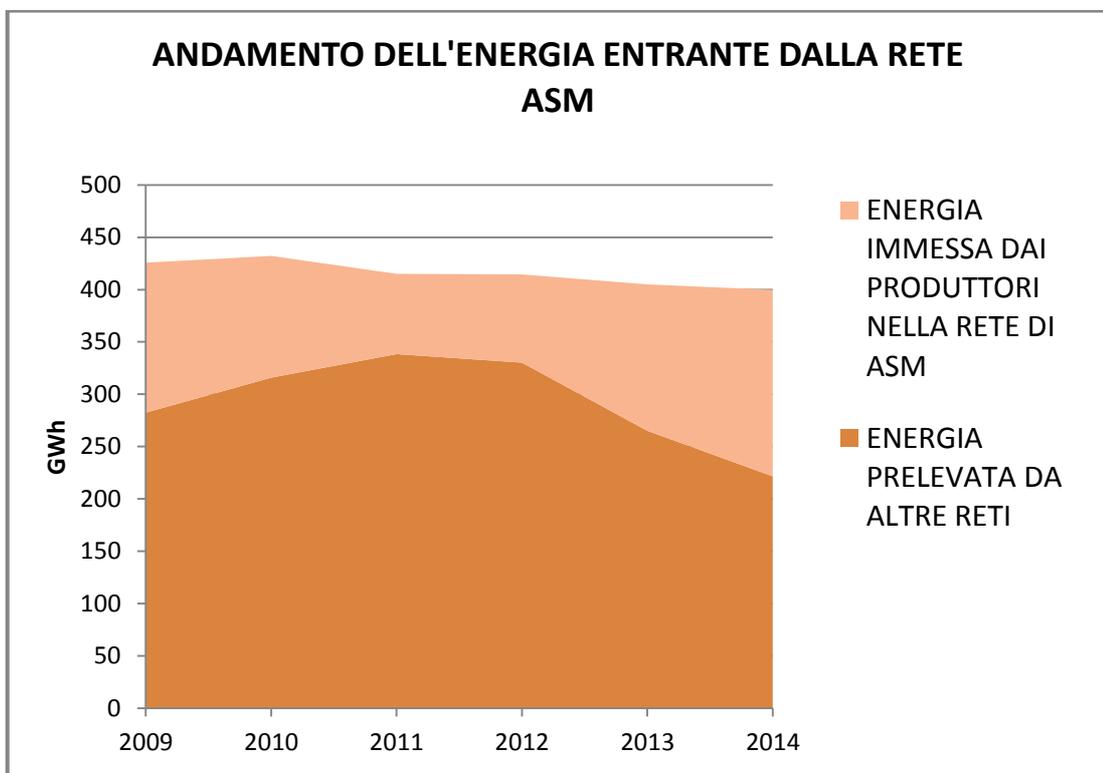


Figura 1.5 - Andamento negli anni dell'energia entrante dalla rete ASM



1.2.2 EVOLUZIONE DEGLI IMPIANTI DI PRODUZIONE CONNESSI IN RETE

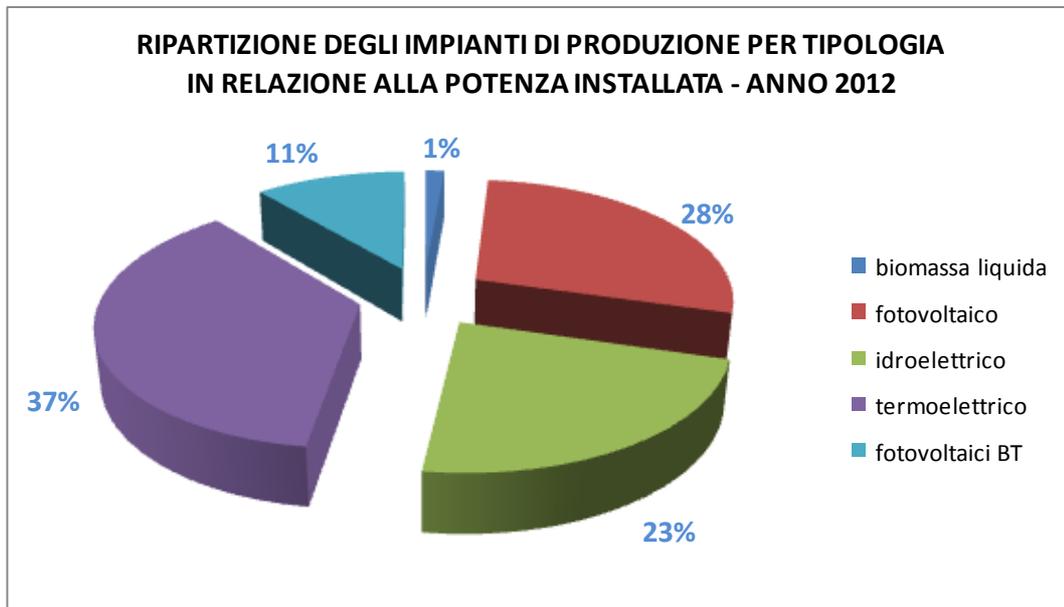


Figura 1.6 - Ripartizione della tipologia degli impianti di produzione per tipologia in relazione alla potenza installata

Il territorio della rete oggetto della sperimentazione è storicamente caratterizzato dalla presenza di importanti impianti di produzione idroelettrici e termoelettrici, l'avvento dei sistemi di incentivazione per l'installazione degli impianti da fonti rinnovabili ha determinato un ulteriore incremento dell'energia prodotta nel territorio e quindi di quella immessa in rete.

Il grafico in **Figura 1.6** mostra come la tipologia di impianti connessi alla rete ASM sia di molto diversificata (l'anno di riferimento è il 2012), sono presenti le principali tipologie di impianti di produzione di media/piccola taglia ad esclusione di quelli di tipo eolico.

La tipologia più diffusa è il fotovoltaico, che tra bassa e media tensione, ricopre il **39%** della potenza installata. Al secondo posto ci sono gli impianti termoelettrici che ricoprono il **37%** della potenza installata anche se nel 2012 hanno avuto una produzione molto modesta. Un dato significativo è che gli impianti di produzione in BT hanno raggiunto l'**11%** del totale della potenza installata, con significativi riflessi sulla conduzione delle reti di bassa tensione.

Il grafico in **Figura 1.7** mostra come a fronte di potenze installate paragonabili, tra le diverse tipologie di fonti di alimentazione, ci sia una significativa diversità fra le taglie degli impianti di produzione. Gli impianti presenti storicamente nel territorio di tipo idroelettrico e termoelettrico sono di grossa taglia (superiore a **5 MW**), mentre quelli più recenti sono mediamente della potenza di circa **1 MW**.

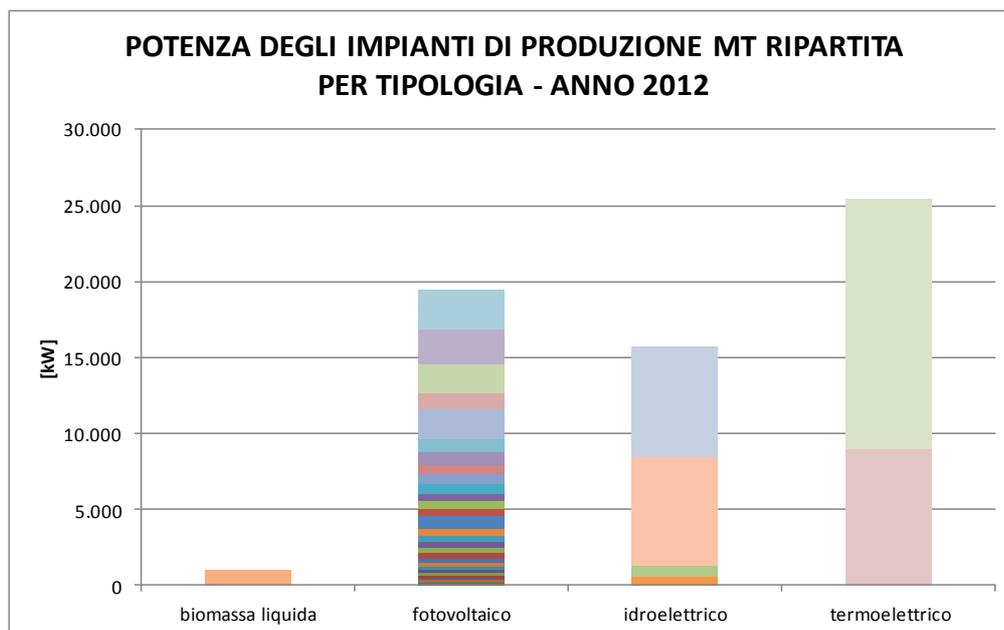


Figura 1.7 - Composizione della potenza installata degli impianti di produzione

A partire dall'anno 2009 c'è stato un notevole incremento del numero di impianti connessi alla rete ASM. In particolare in **Figura 1.8** è riportato l'andamento del numero di impianti di produzione connessi in MT, si parte da 13 impianti installati nel 2009 fino ad arrivare a 41 impianti che immettono in MT a fine 2012, per una potenza installata di circa 61.5MW. Attualmente il trend delle richieste di connessione per impianti MT risulta significativamente ridotto, pertanto si ritiene in questo momento completata questa fase di sviluppo.

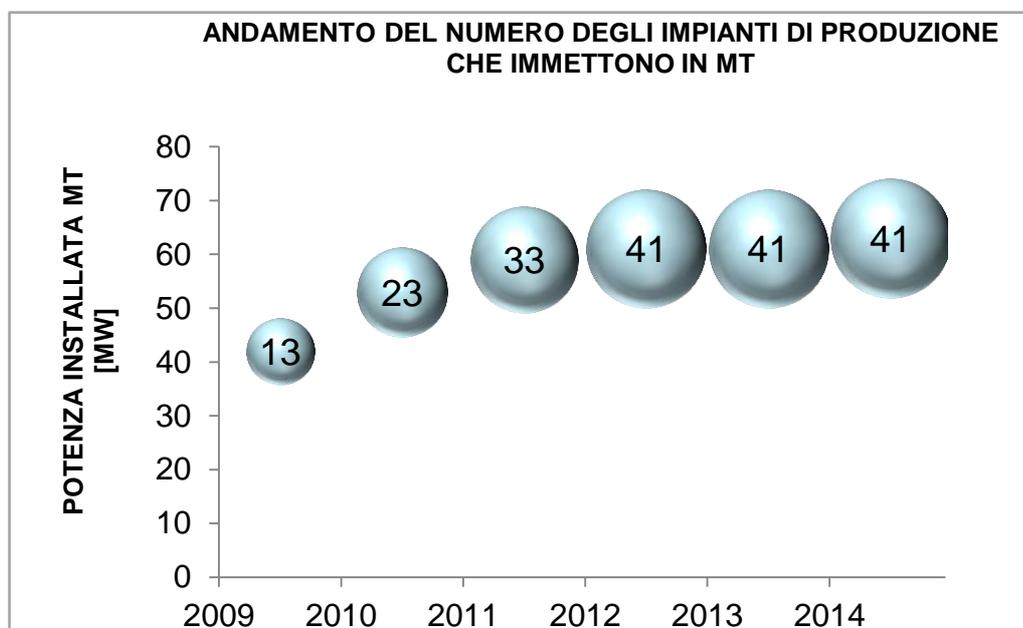


Figura 1.8 - Andamento del numero di impianti di produzione che immettono in MT



Per quanto riguarda il trend dell'installazione degli impianti di BT, riportato in **Figura 1.9**, si mette in evidenza come all'inizio della sperimentazione erano attivi solamente **163** impianti BT per una potenza installata di circa 2.5 MW, nel 2014 si è arrivati a **981** impianti installati (il **600%** in più rispetto al 2009) per una potenza installata di **12 MW** (il **480%** in più rispetto al 2009). Anche in questo caso il numero delle nuove connessioni nell'anno 2014 risulta significativamente ridotto.

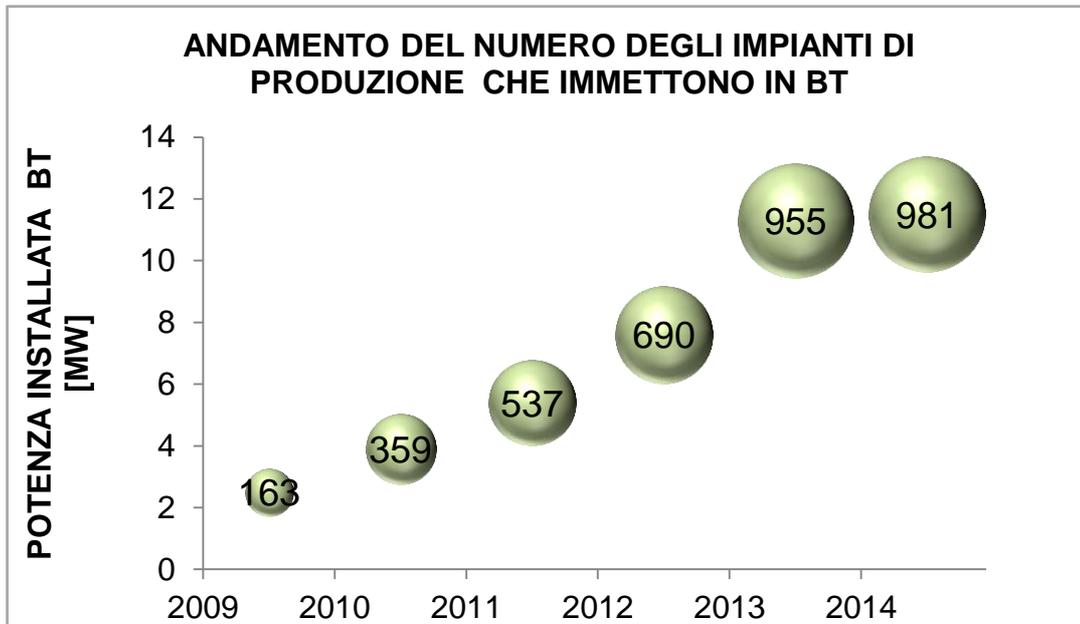


Figura 1.9 - Andamento del numero di impianti di produzione che immettono in BT

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

1.3.1 Criticità di esercizio

Le criticità di esercizio individuate nell'anno 2009, prima dell'avvio del progetto, erano derivanti dalla configurazione della rete di quel periodo, ed erano relative, in particolare, alle 2 CP in cui si è previsto di implementare la sperimentazione e si possono così sintetizzare:

- aumento delle correnti di corto circuito;
- necessità di rivalutare i criteri d'intervento e i settaggi della protezioni;
- possibilità della formazione di isole indesiderate a seguito di guasti (con difficoltà di mantenimento della tensione e della frequenza della rete ad opera della sola GD senza il controllo diretto da parte del distributore, che potrebbe, peraltro accidentalmente, comandare richiuse su reti non sincrone);
- aumento delle manovre sui variatori di rapporto sotto carico (VSC) del trasformatore AT/MT a seguito della variabilità dell'energia immessa in rete, in particolare dagli impianti fotovoltaici;

RELAZIONE TECNICA	NOME FILE: 20150228_ASM TERNI RELAZIONE FINALE - SMART GRID DELIBERA 39_10_rev23Definitivo.docx	28/02/2015
		pag. 11 di 224



- le perdite in rete associate ai contro-flussi di energia;
- riduzione del f.d.p. convenzionale all'interfaccia con la RTN.

La penetrazione capillare della GD ha trasformato la rete di distribuzione MT da una rete puramente passiva, che essendo esercita in radiale è caratterizzata da flussi unidirezionali di energia (i.e., anche dalla rete AT agli utilizzatori finali) in una rete attiva, in cui possono essere presenti consistenti flussi bidirezionali (i.e., dalle utenze attive verso la rete AT). Evidente era quindi in quel periodo la necessità e l'urgenza di introdurre nuove tecniche di gestione e di protezione della rete e per questo motivo si è avviata la presente sperimentazione.

1.3.2 Obiettivi funzionali e gestionali del progetto

Il progetto ha previsto la sostituzione dell'attuale sistema di telecontrollo con un sistema SCADA evoluto in grado di implementare moderne logiche di regolazione, automazione e controllo di rete, nonché con la possibilità di implementare il modello della rete elettrica al suo interno.

Il sistema SCADA è stato messo in comunicazione con gli impianti di produzione degli impianti pilota al fine di gestire alcune funzioni specifiche delle smart grids.

Gli impianti pilota previsti nella sperimentazione sono i seguenti:

1. IMPIANTO PILOTA 1 (impianto di termovalorizzazione);
2. IMPIANTO PILOTA 2 (impianto idroelettrico);
3. IMPIANTO PILOTA 3 (impianto fotovoltaico);
4. IMPIANTO PILOTA 4 (compensatore sincrono MT);
5. IMPIANTO PILOTA 5 (impianto fotovoltaico BT);
6. IMPIANTO PILOTA 6 (stazione di ricarica veloce pilota).

Il coinvolgimento attivo dei soggetti terzi che hanno partecipato alla sperimentazione è avvenuto tramite:

- lo scambio bidirezionale di dati con l'impianto;
- l'invio di comandi da parte dello SCADA per quantificazione della produzione dell'energia reattiva;
- lo scambio di segnali/comandi tra le RTU delle cabine primarie e le protezioni di interfaccia al fine di evitare che si verifichino isole indesiderate;
- la sottoscrizione di un accordo di collaborazione;
- la revisione del regolamento d'esercizio;
- una campagna di misure della qualità del servizio.

L'architettura funzionale che si vuole realizzare comprende:

1. la sostituzione del sistema di telecontrollo con un nuovo sistema SCADA;
2. la sostituzione di due RTU di cabina primaria con nuovi apparati periferici;
3. l'installazione di RTU di cabina secondaria per realizzare l'interfacciamento con gli impianti pilota;
4. la realizzazione di un sistema di comunicazione always-on per il funzionamento del sistema;

RELAZIONE TECNICA	NOME FILE: 20150228_ASM TERNI RELAZIONE FINALE - SMART GRID DELIBERA 39_10_rev23Definitivo.docx	28/02/2015
		pag. 12 di 224



5. l'implementazione del modello della rete elettrica MT all'interno del sistema SCADA;
6. la valutazione degli scenari di diffusione di stazioni di ricarica rapida per veicoli elettrici.

1.3.3 Grado di realizzazione della sperimentazione

1.3.3.1 Sostituzione del sistema di telecontrollo con un nuovo sistema SCADA

Al fine di implementare le nuove logiche di regolazione è stato necessario fare l'upgrade del sistema di telecontrollo con un nuovo sistema SCADA, la cui architettura è riportata in **Figura 1.10**. In particolare si è proceduto attuando un processo di migrazione tra vecchio sistema di telecontrollo (TG8000) e nuovo sistema SCADA (STM), con un periodo di coesistenza dei due sistemi fino alla completa verifica del corretto funzionamento di quello nuovo. Al suo interno è stato ricostruito il modello del topologico della rete, successivamente si è verificato il funzionamento dei canali di comunicazione tra il nuovo sistema SCADA e vecchi periferici installati in campo. Questa attività è stata necessaria perché per il nuovo sistema di telecontrollo doveva comandare in campo anche alcuni periferici della precedente generazione. Particolarmente articolata si è dimostrata l'attività di verifica del corretto funzionamento degli apparati in campo con il nuovo sistema sia per quanto riguarda l'acquisizione delle misure e degli allarmi sia per quanto riguarda l'invio di comandi. A dicembre 2013 è stata completata la migrazione dal vecchio sistema di Telecontrollo al nuovo sistema SCADA che è attualmente in esercizio (**Figura 1.11**). Consolidato il corretto funzionamento con le logiche "standard" del telecontrollo, sono state avviate le attività e i test per quanto riguarda le nuove funzionalità "smart grid" di regolazione della tensione e dell'energia reattiva.

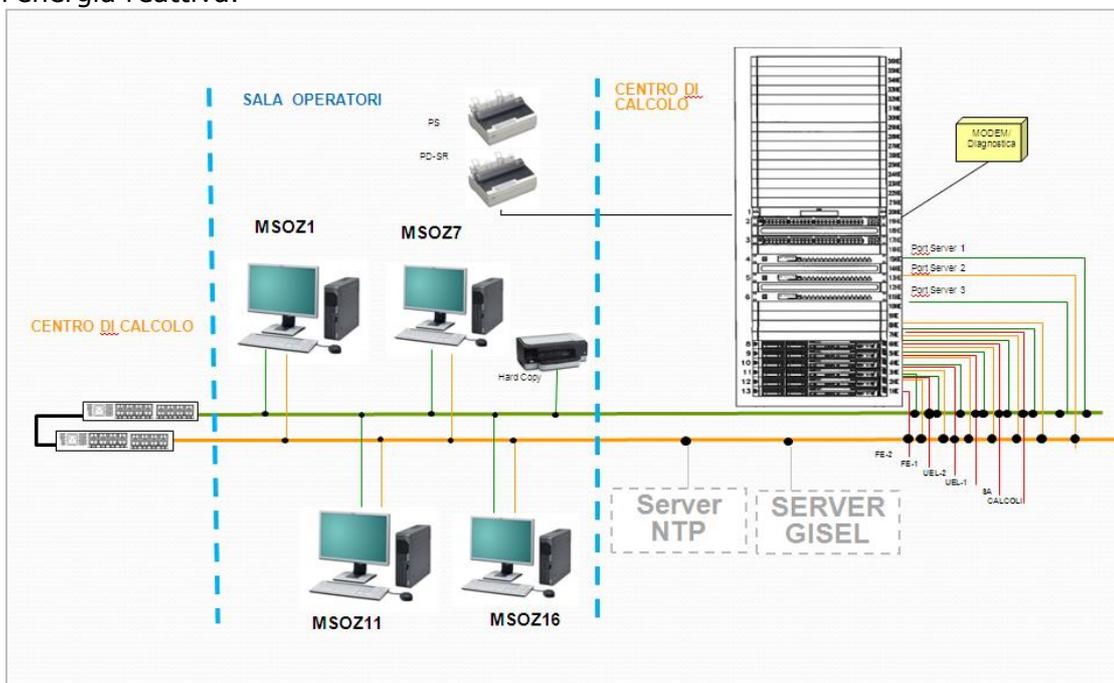


Figura 1.10 – Architettura del Nuovo Sistema SCADA

RELAZIONE TECNICA	NOME FILE: 20150228_ASM TERNI RELAZIONE FINALE - SMART GRID DELIBERA 39_10_rev23Definitivo.docx	28/02/2015
		pag. 13 di 224



Nella **Figura 1.12** è riportata un postazione operatore del sistema di telecontrollo con in evidenza la parte di rete AT/MT dove sono state introdotte le funzionalità smart grid.



Figura 1.11 – Nuovo Sistema SCADA

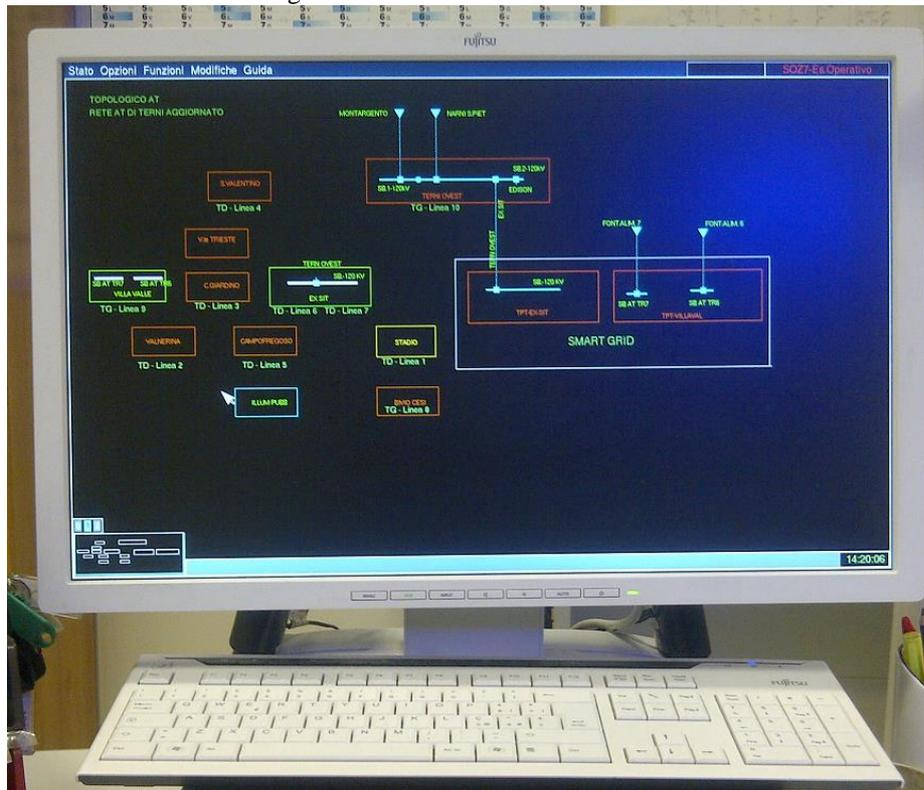


Figura 1.12 – Postazione operatore del nuovo Sistema SCADA

RELAZIONE TECNICA	NOME FILE: 20150228_ASM TERNI RELAZIONE FINALE - SMART GRID DELIBERA 39_10_rev23Definitivo.docx	28/02/2015
		pag. 14 di 224



1.3.3.2 Sostituzione di due RTU di cabina primaria con nuovi apparati periferici

Nell'ambito della sperimentazione sono state sostituite le RTU "convenzionali" di cabina primaria negli impianti denominati Ex-Sit e Villa Valle con delle nuove apparecchiature di tipo TPT2020. Questa attività si è dimostrata molto delicata ed impegnativa in quanto ha richiesto la verifica del corretto funzionamento di tutti gli organi telecomandati e di tutti i telesegnali nonché delle telemisure. Sono state installate e messe in comunicazione le 2 nuove RTU di cabina primaria (TPT) e sono stati effettuati per la loro messa in esercizio circa **16.000** test tra telesegnali e telecomandi.

Nella **Figura 1.13** sono riportate le foto dei due nuovi periferici e in **Figura 1.14** la loro ubicazione all'interno dell'aera della sperimentazione.



Figura 1.13 – Armadi RTU TPT2020 delle cabine di Ex Sit e Villa Valle

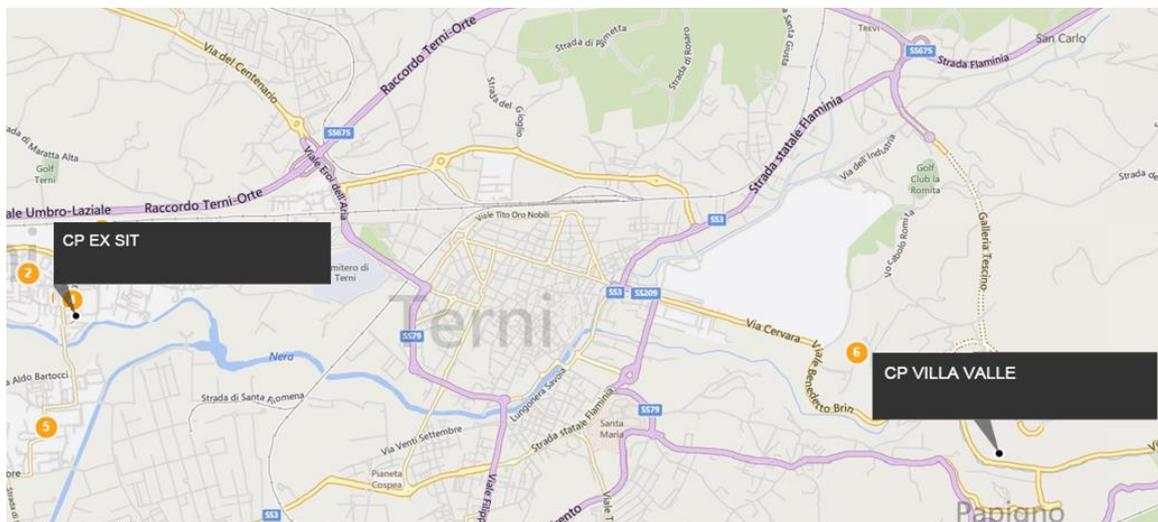


Figura 1.14 – Ubicazione delle cabine primarie Ex Sit e Villa Valle



1.3.3.3 Installazione di RTU di cabina secondaria per realizzare l'interfacciamento con gli impianti pilota

Le RTU nelle cabine secondarie sono state installate nelle cabine degli impianti di produzione degli impianti pilota il loro collegamento prevede lo scambio di segnali con i produttori coinvolti al fine di implementare le logiche di regolazione della tensione e del sistema anti-islanding, nonché l'acquisizione delle misure dell'impianto di produzione all'interfaccia con la rete.



Figura 1.15 – Installazione degli apparati periferici nelle cabine degli impianti pilota

Sono stati installate e messe in comunicazione con il centro per l'acquisizione delle misure tutte e 5 le RTU previste in fase preliminare. Sono riportate in **Figura 1.15** alcune foto delle installazioni delle apparecchiature di cabina secondaria e in **Figura 1.16** una rappresentazione della loro ubicazione.

RELAZIONE TECNICA	NOME FILE: 20150228_ASM TERNI RELAZIONE FINALE - SMART GRID DELIBERA 39_10_rev23Definitivo.docx	28/02/2015
		pag. 16 di 224

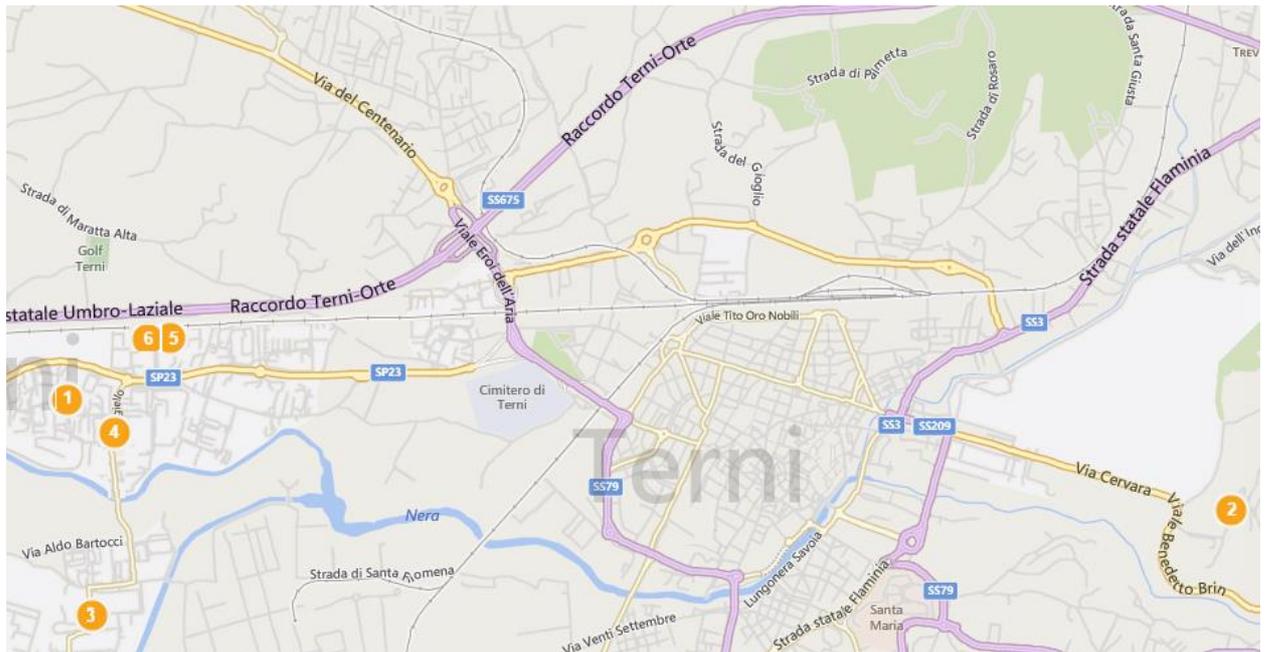


Figura 1.16 – Ubicazione delle RTU di cabina secondaria nelle cabine degli impianti pilota

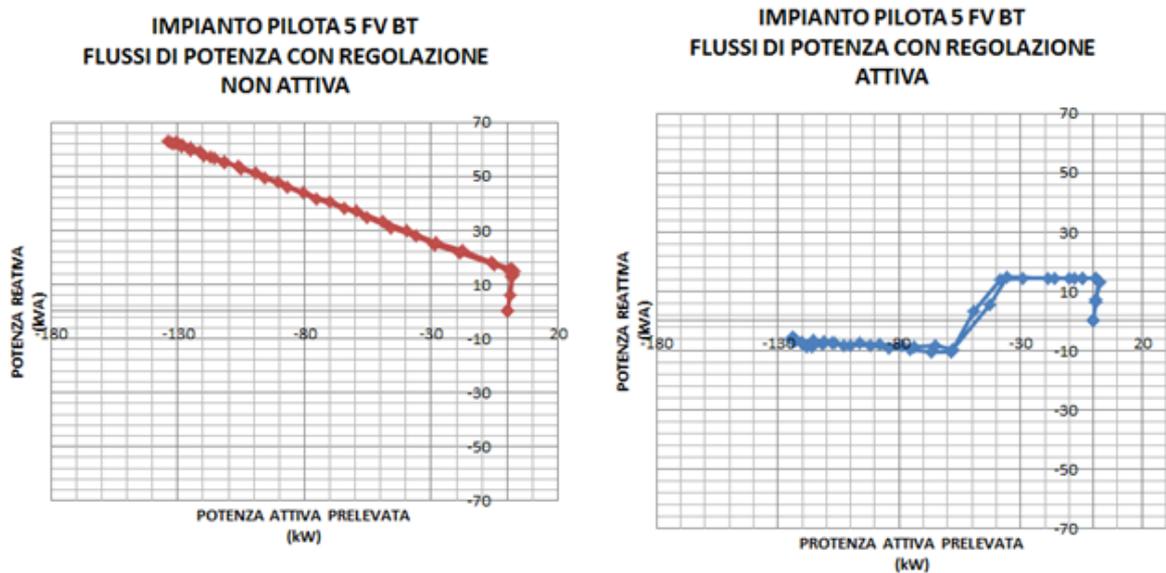


Figura 1.17 –Impianto pilota n°5 confronto comportamento della regolazione

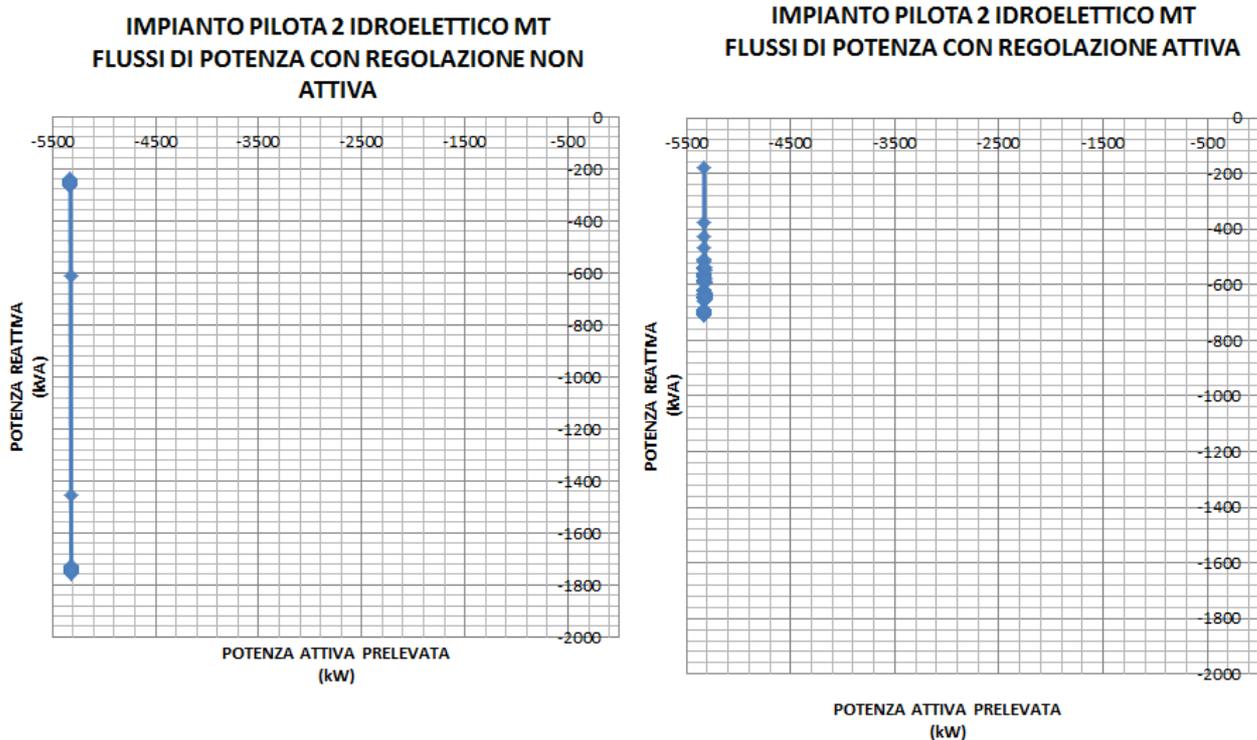


Figura 1.18 –Impianto pilota n°2 confronto comportamento della regolazione

Nella **Figura 1.17** è riportato il confronto fra il comportamento dell'impianto fotovoltaico BT dell'impianto pilota numero 5 con il sistema di regolazione attivo e non attivo in due giorni distinti di irraggiamento analogo. Si può vedere come nel caso del sistema di regolazione non attivo il fattore di potenza rimanga sostanzialmente costante, mentre con la regolazione attiva, il fattore di potenza vari nell'arco della giornata in relazione alle condizioni della rete.

Nella **Figura 1.19** e nella **Figura 1.20** è riportato l'andamento delle curve di carico in quei giorni per l'impianto pilota 5.

Nella **Figura 1.18** è riportato invece il confronto fra il comportamento dell'impianto idroelettrico dell'impianto pilota numero 2 con il sistema di regolazione attivo e non attivo in due giorni distinti di produzione analoga. Si può osservare come nel primo caso il fattore di potenza vari secondo una tabella oraria mentre nel caso di regolazione attiva le variazioni del fattore di potenza risultino più contenute. Questa condizione risulta più vantaggiosa anche per il produttore per la riduzione della potenza apparente che transita nel suo impianto (5598kVA contro 5374kVA i.e. una riduzione del 4%).

Nella **Figura 1.21** e nella **Figura 1.22** è riportato invece l'andamento delle curve di carico in quei giorni per l'impianto pilota 2. Nella **Figura 1.23** sono riportati alcuni test effettuati con il produttore dell'impianto pilota n°2 durante la messa in servizio del sistema di regolazione della tensione per la sperimentazione.

L'interfacciamento con il produttore ai fini della regolazione della tensione nell'impianto pilota n°3 (fotovoltaico MT) non è stato possibile a causa dell'inadeguatezza degli

RELAZIONE TECNICA	NOME FILE: 20150228_ASM TERNI RELAZIONE FINALE - SMART GRID DELIBERA 39_10_rev23Definitivo.docx	28/02/2015
		pag. 18 di 224



inverter dell'impianto fotovoltaico ad effettuare la modifica del fattore di potenza in immissione. Pertanto la sua RTU di cabina secondaria sarà riutilizzata spostandola a Marzo 2015, presso la cabina di un nuovo produttore MT con il quale verranno comunque implementate le funzionalità oggetto della sperimentazione.

L'interfacciamento con il produttore dell'impianto pilota n°1 (termovalorizzatore) non è ancora stato completamente attivato a causa di alcune modifiche al sistema di regolazione del produttore che sono ancora in fase di ultimazione la quale è prevista nei primi mesi del 2015.

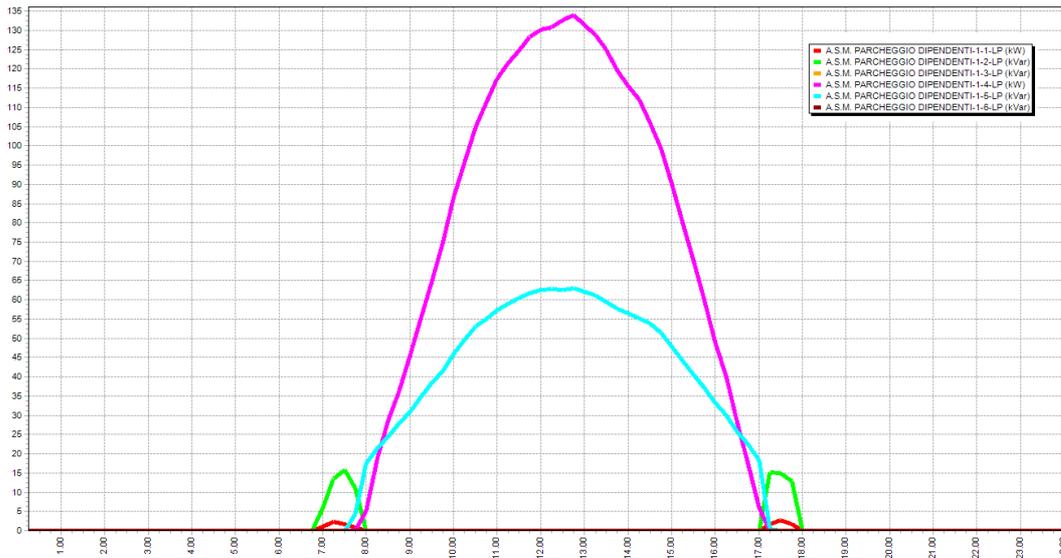


Figura 1.19 – Impianto pilota n°5 - Fotovoltaico BT – Variazione della potenza reattiva in un giorno con l'impianto di regolazione della tensione non attivo

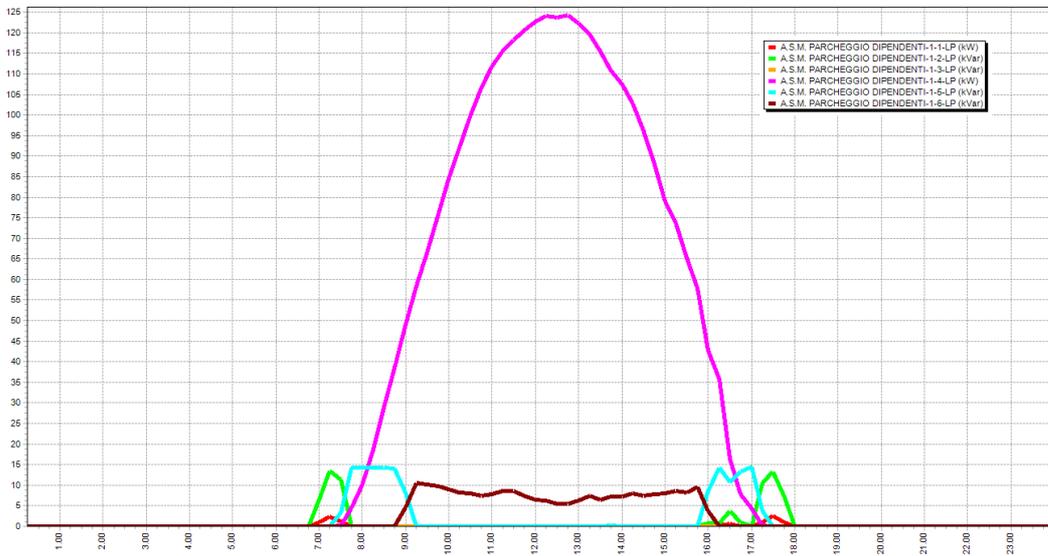


Figura 1.20 – Impianto pilota n°5 - Fotovoltaico BT – Variazione della potenza reattiva in un giorno con l'impianto di regolazione della tensione attivo

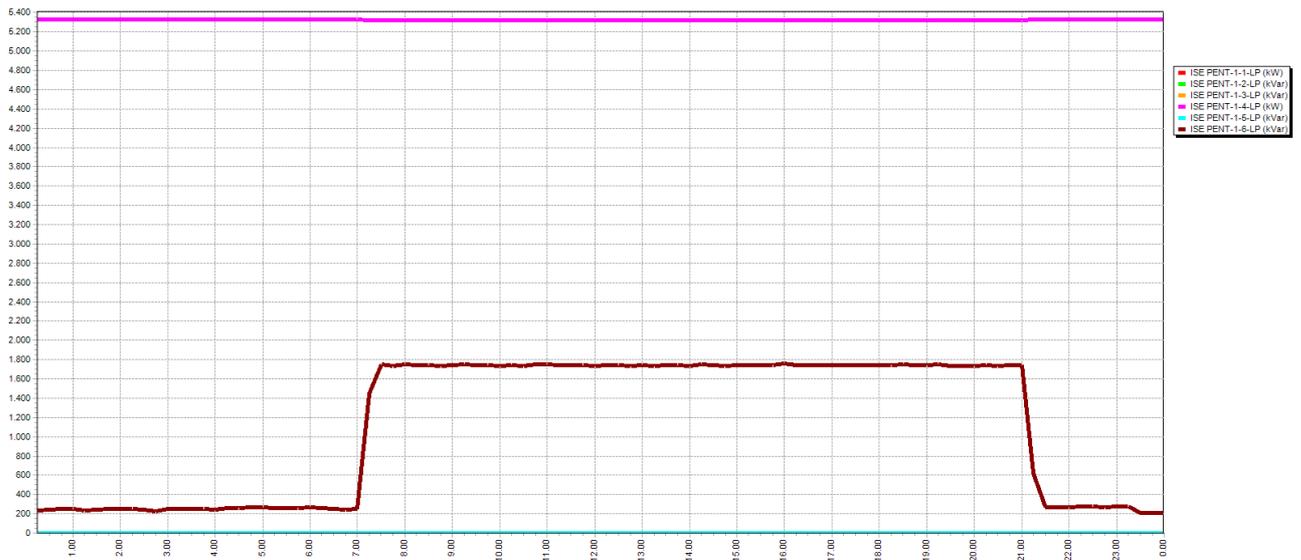


Figura 1.21 – Impianto pilota n°2 – Idroelettrico MT – Variazione della potenza reattiva in un giorno con l’impianto di regolazione della tensione non attivo



Figura 1.22 – Impianto pilota n°2 – Idroelettrico MT – Variazione della potenza reattiva in un giorno con l’impianto di regolazione della tensione attivo

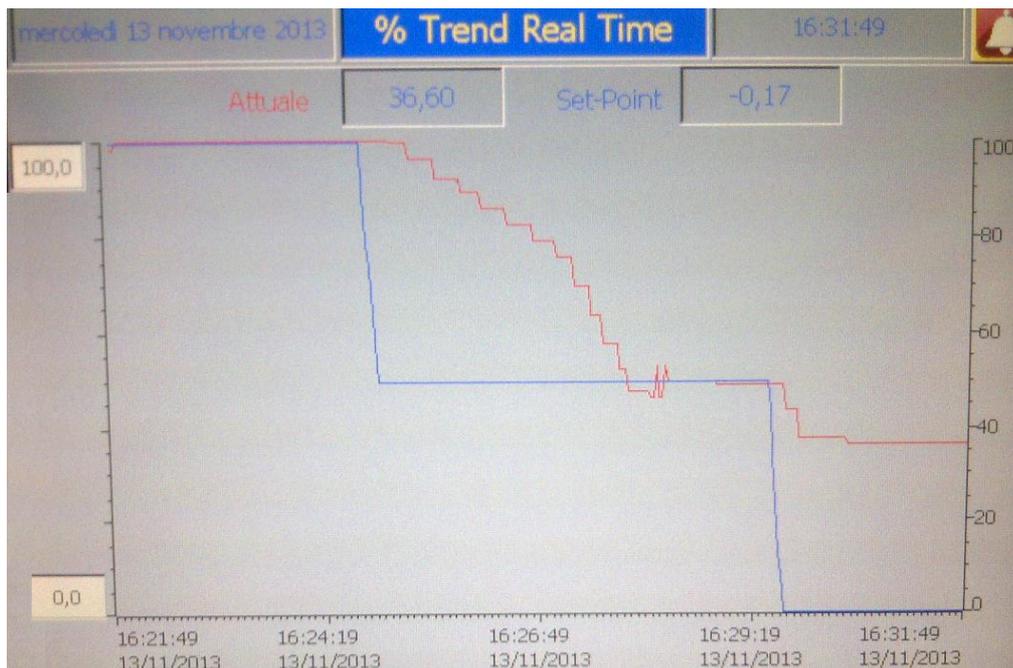


Figura 1.23 – Prime prove di modifica del fattore di potenza di un impianto di produzione tramite un comando del distributore.

1.3.3.4 Realizzazione di un sistema di comunicazione always-on per il funzionamento del sistema

Il sistema di comunicazione fra lo SCADA centrale e i periferici in cabina, risulta uno degli elementi innovativi introdotti all'interno dell'architettura di comunicazione del sistema di telecontrollo di ASM, basato precedentemente su linee telefoniche dedicate. Il nuovo sistema, basato su antenne radio a 5GHz, risulta essere una significativa evoluzione dell'infrastruttura di telecomunicazione aziendale. La sua implementazione ha dato lo spunto ed ha reso possibili numerose altre applicazioni, oltre a quelle della sperimentazione in oggetto. Infatti l'infrastruttura realizzata per la sperimentazione è stata rapidamente estesa per collegare altre cabine da telecontrollare ed è stata utilizzata per la connessione in rete di altri apparati di telecontrollo e monitoraggio di ulteriori servizi gestiti da ASM quali:

- il sistema di telecontrollo del servizio di distribuzione della rete idrica;
- la connessione di alcuni servizi per il servizio di igiene ambientale;
- la videosorveglianza di alcuni siti sensibili gestiti da ASM.

E' inoltre in fase di studio la loro applicazione operativa per alcune funzioni del servizio di pubblica illuminazione. La flessibilità di questa soluzione e la sua replicabilità per altri usi è un importante risultato della sperimentazione effettuata.

Da dicembre 2013 sono stati attivati e installati gli apparati in campo e sono state messe in comunicazione con il centro tutte le RTU di cabina secondaria e tutti i TPT di cabina primaria.

RELAZIONE TECNICA	NOME FILE: 20150228_ASM TERNI RELAZIONE FINALE - SMART GRID DELIBERA 39_10_rev23Definitivo.docx	28/02/2015
		pag. 21 di 224



Nelle **Figura 1.25**, **Figura 1.24**, **Figura 1.26**, sono riportate delle foto a titolo indicativo delle installazioni delle antenne sulla sede ASM, nell'impianto pilota numero 5 e nell'impianto pilota numero 1.



Figura 1.24 – Antenna del nuovo sistema di comunicazione installata presso l'impianto pilota numero 5



Figura 1.25 – Antenna del nuovo sistema di comunicazione installata presso la sede ASM



Figura 1.26 – Antenna del nuovo sistema di comunicazione installata presso l’impianto pilota numero 1

1.3.3.5 *l’implementazione del modello della rete elettrica MT all’interno del sistema SCADA*

Durante la prima fase del progetto è stata effettuata un’attività di codifica e modellazione delle rete elettrica MT raccogliendo le caratteristiche fisiche ed elettriche dei componenti di rete al fine di permettere la loro modellazione nei programmi di simulazione. Ad ogni tratto di linea MT omogenea è stato attribuito un codice di rete univoco, un nodo di partenza e un nodo di arrivo. Ogni cabina è stata codificata come uno o più nodi. Con questo criterio di codifica il modello della rete si è dimostrato esportabile su piattaforme di simulazione diverse mediante semplici elaborazioni. Al fine di utilizzare il modello su più piattaforme di calcolo è stato creato un archivio condiviso con il D.I.A.E.E. (Dipartimento di Ingegneria Astronautica, Elettrica ed Energetica) contenente i dati relativi al modello di rete. La stessa base dati utilizzata per la simulazione della rete è stata utilizzata per la configurazione del sistema SCADA e per l’implementazione della rete elettrica MT al suo interno.

Ai fini della configurazione sul sistema SCADA l’intera rete di distribuzione è stata codificata per un totale di: **1720** tronchi di rete MT e **941** nodi di rete MT distinti. Sono stati inoltre modellati tramite dei profili di carico gli utenti ed alcune cabine MT/BT.

Nella **Tabella 1-2** è rappresentata la situazione reale della tensione di esercizio delle linee MT in relazione alla tensione nominale della linea divisa per tipologia realizzativa, questa elaborazione, che deriva dai dati del modello di rete, è un importante risultato secondario del progetto. Tramite tale classificazione è possibile ora fare una pianificazione analitica delle parti di rete MT da portare da 10kV a 20kV. Tale intervento,

RELAZIONE TECNICA	NOME FILE: 20150228_ASM TERNI RELAZIONE FINALE - SMART GRID DELIBERA 39_10_rev23Definitivo.docx	28/02/2015
		pag. 23 di 224



in prospettiva futura, porterà alla riduzione delle perdite in rete e al miglioramento della flessibilità della rete con ulteriori vantaggi anche per la qualità del servizio.

All'interno della "Prima Relazione Tecnica" del D.I.A.E.E. è stata sviluppata l'analisi delle correnti di cortocircuito in rete necessaria per le prime valutazioni sulla revisione dei criteri di taratura delle protezioni.

Le indagini preliminari svolte hanno evidenziato che i criteri di taratura delle protezioni garantiscono la sicurezza della rete, anche in presenza di una elevata presenza delle generazione distribuita. E' tuttavia emersa la necessità di ulteriori indagini, ad esempio, sul comportamento delle protezioni delle unità sincrone di generazione direttamente interconnesse alle sbarre di stazione durante i guasti di linee interconnesse alle stesse sbarre.

Tensione Nominale (Vn)	Lunghezza delle linee MT (%)			Totale
	10	20		
Tensione Esercizio (Ve)	10	10	20	
Tipo Linea				
AD - Linee in conduttori nudi tralicci	0%	2%	1%	3%
AT - Linee in conduttori nudi pali	1%	27%	17%	45%
CA - Linee cavo aereo autoportante	0%	1%	0%	1%
CT - Linee in cavo interrato	6%	22%	25%	52%
Totale complessivo	7%	51%	42%	100%

Tabella 1-2 - Riepilogo della tensione di esercizio delle linee MT

1.3.3.6 la valutazione degli scenari di diffusione di stazioni di ricarica rapida di veicoli elettrici

A supporto della sperimentazione è stato stipulato un contratto con il D.I.E.E. nell'ambito del quale viene definita la predisposizione della campagna di misura sulla rete 'ex ante' alla realizzazione del progetto pilota. Nell'ambito di questa collaborazione sono stati messi a confronto i flussi di potenza fra i due ambienti di simulazione diversi al fine di valutare la convergenza dei modelli e quindi la validità delle elaborazioni.

Utilizzando quanto prodotto con le attività di modellazione della rete, è stato realizzato un modello dell'intera rete elettrica AT/MT di ASM Terni sia in ambiente PSAF (Power System Framework, CYME International), sia in ambiente CYMDIST (Distribution System Analysis, CYME International). Il modello è stato utilizzato all'inizio del progetto per le valutazioni preliminari e per la presentazione dell'istanza; attualmente tutti i dati della rete MT sono stati implementati sul software CYMDIST, acquistato da ASM Terni, che è in grado di produrre studi di load-flow, analisi delle correnti di cortocircuito, analisi dei carichi e analisi di scenari evolutivi della rete. Il D.I.A.E.E. ha prodotto la "Prima Relazione Tecnica" all'interno della quale è stato anche implementato il calcolo delle correnti di cortocircuito all'interno della rete considerando il contributo della generazione distribuita (maggiori informazioni sugli studi fatti sono riportati nel Capitolo 6).

L'analisi dei flussi di potenza, eseguita con il modello di rete, sviluppato, ha reso possibile evidenziare come, nelle varie condizioni di generazione e di carico esaminate, non si registrino situazioni critiche sia rispetto ai valori di tensione nei vari nodi della rete e ne la presenza di eventuali sovraccarichi. Tuttavia, per una valutazione più realistica del comportamento della rete, sia rispetto ai profili di tensione che in merito ai possibili sovraccarichi (oltre alla stima dei contro flussi di potenza, del f.d.p.

RELAZIONE TECNICA	NOME FILE: 20150228_ASM TERNI RELAZIONE FINALE - SMART GRID DELIBERA 39_10_rev23Definitivo.docx	28/02/2015
		pag. 24 di 224



convenzionale e delle perdite), e soprattutto ai fini di una ulteriore validazione indiretta del modello di rete, si è deciso di effettuare una simulazione di dettaglio, su base oraria, di un intero giorno, tenendo conto di diagrammi di carico/generazione stimati.

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

Il progetto è nato su una base temporale triennale, a partire dalla data di approvazione dell'istanza da parte dell'AEEG e si è articolato in tre macrofasi: la prima di raccolta dati e preparazione; la seconda approvvigionamento; fornitura e installazione; la terza fase di ottimizzazione del sistema, di raccolta dei dati e di valutazione finale. Le principali attività previste in sede progettuale sono state le seguenti:

Attività previste nella prima fase:

- raccolta dei dati per la modellazione delle rete;
- gare di appalto per l'approvvigionamento materiali;
- campagna di misura;
- sviluppo di un modello della rete su software di simulazioni di rete;
- studio del comportamento dei flussi di potenza nella rete.

Attività previste nella seconda fase:

- fornitura dei materiali;
- installazione e messa in servizio sistema SCADA;
- installazione e messa in servizio RTU;
- installazione e messa in servizio sistema di comunicazione;
- revisione dei criteri di taratura delle protezioni;
- modifica dell'assetto di rete.

Attività previste nella terza fase:

- campagna di verifica dei risultati;
- hot commissioning con il fine tuning del sistema;
- analisi degli scenari di diffusione delle stazioni di ricarica rapida.

Lo sviluppo temporale effettivo della sperimentazione è stato di quattro anni, a valle anche della possibilità concessa dal parte dell'AEEGSI di estendere le sperimentazioni dei progetti pilota dei vari distributori. I principali disallineamenti temporali sono relativi a: la migrazione dal vecchio sistema di telecontrollo al nuovo, la sostituzione delle apparecchiature di cabina primaria, l'inadeguatezza alla regolazione del f.d.p. degli inverter dell'impianto pilota n°3, la durata inaspettata dello smantellamento dell'impianto di incenerimento dove è installato il compensatore sincrono dell'impianto pilota n°4. In **Figura 1.27** è riportato il cronoprogramma originario del progetto.

Una scelta effettuata durante il progetto che ha avuto anche essa un impatto sulla sua durata è stata la decisione attivare il nuovo sistema SCADA solo alla fine di un anno solare, questo per permettere l'elaborazione delle interruzioni di MT con dati provenienti da un unico sistema.

Un ultimo elemento che ha contribuito all'estensione della durata della sperimentazione è stato il tempo necessario per l'implementazione e il rilascio ai

RELAZIONE TECNICA	NOME FILE: 20150228_ASM TERNI RELAZIONE FINALE - SMART GRID DELIBERA 39_10_rev23Definitivo.docx	28/02/2015
		pag. 25 di 224



fornitori di tecnologia degli aggiornamenti dei sistemi convenzionali per le nuove funzionalità smart grids.

Nonostante questi fattori si è potuto comunque realizzare un periodo di monitoraggio dell'effetto di tutti gli aspetti principali della sperimentazione, sulla rete elettrica oggetto, che va dall'anno 2013 all'anno 2014.

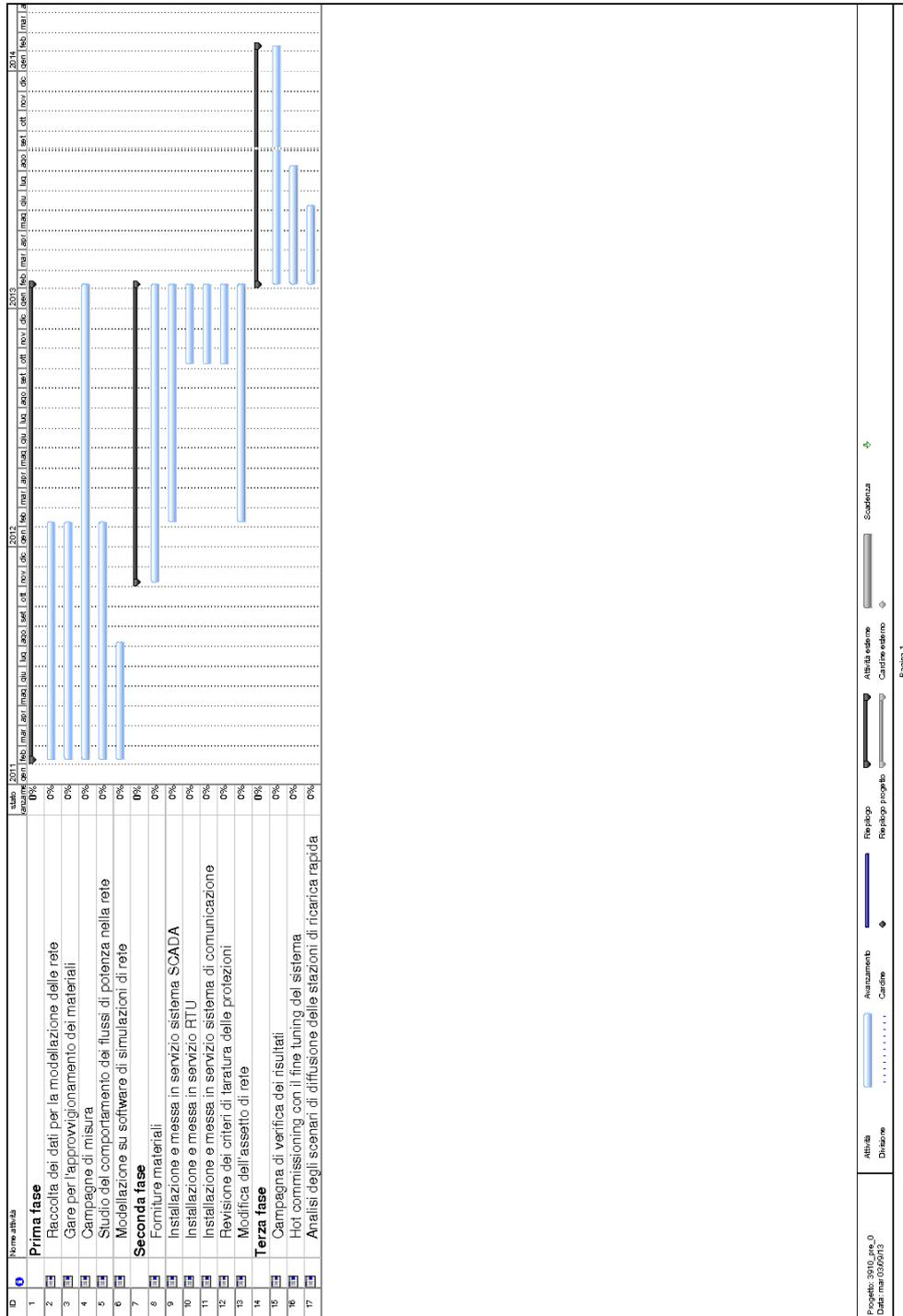


Figura 1.27 – Cronoprogramma originario del progetto



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

Dal progetto "smart grid" di cui alla delibera ARG/elt 39/10, ammesso a trattamento incentivante dall'Autorità per l'Energia Elettrica e per il Gas (AEEG), ASM Terni Spa si è aperta al panorama europeo, partecipando al progetto denominato FINESCE – Future INTERNET Smart Utility ServiCES (www.finesce.eu).

Si tratta del Settimo Programma Quadro che vede, in Italia, la rete elettrica di Terni oggetto delle sperimentazioni nel settore "Demand Response". Gli altri progetti pilota sono in fase di realizzazione in Svezia, Danimarca, Germania, Olanda, Belgio e Spagna.

Questo progetto coniuga le più moderne tecnologie informatiche (ICT) e la Smart Grid, in una visione di sostenibilità ambientale, combinando la produzione di energia da fonti rinnovabili ed il suo uso efficiente, attraverso un sistema di gestione "Smart", basato sull'introduzione della tecnologia "Future Internet".

Attraverso degli impianti pilota nell'ambito del progetto si vuole dimostrare l'utilità di sistemi ICT avanzati per il miglioramento delle opzioni applicate per il bilanciamento della produzione di energia intermittente e la domanda di energia in tempo quasi reale.

Il trial che è in fase di implementazione a Terni, è realizzato nella stessa cabina secondaria degli impianti pilota 5 e 6 previsti nella sperimentazione di cui al progetto "smar grids" della delibera ARG/elt 39/10 dell'AEEG. Anche se gli obiettivi dei due progetti sono completamente diversi e sono sperimentate diverse tecnologie innovative è significativo che sia stato scelto lo stesso sito per una ulteriore sperimentazione nel settore delle "smart grids". In particolare ASM vuole ampliare ed estendere la sperimentazione promossa dall'AEEG introducendo anche gli elementi relativi al "demand response", attraverso questo progetto europeo. Nello specifico, sono in fase di valutazione i comportamenti di due famiglie di contatori (una che comunica tramite GPRS e una che comunica tramite PLC per l'acquisizione delle misure in "near real time" ovvero ogni 5 minuti).

Un ulteriore progetto che sta intraprendendo ASM, che ricade sempre nell'ambito delle smart grids, e che derivano dal lavoro fatto nel progetto di cui alla delibera ARG/elt 39/10 è orientato alla mobilità elettrica. Infatti ASM ha sottoscritto con Enel Distribuzione e con gli enti locali un accordo per lo sviluppo di una piattaforma integrata per la mobilità elettrica su scala regionale. Anche questa iniziativa si è avvalsa degli studi effettuati nell'ambito del progetto pilota "smart grid" della delibera 39/10 e in particolare dalla sperimentazione dell'impianto pilota numero 6 stazione di ricarica rapida per veicoli elettrici e dalla modellazione della rete per la valutazione dell'impatto delle stazioni di ricarica sulla rete reale. Nell'ambito di questo protocollo d'intesa ASM ed ENEL collaboreranno sul piano istituzionale, amministrativo e tecnico-operativo per il proseguimento nel territorio del Comune di Terni di iniziative e progetti innovativi nel campo della mobilità elettrica e in particolare: l'implementazione di un sistema di mobilità basato su un'infrastruttura innovativa per la ricarica delle auto elettriche da installare in sede pubblica e privata; l'installazione di punti di ricarica innovativi sul suolo pubblico promuovendo iniziative per la condivisione di veicoli elettrici individuali ad uso pubblico. La rete di ricarica oggetto dell'accordo sarà inoltre sviluppata garantendo l'interoperabilità con i sistemi già installati e gestiti da Enel e con quelli previsti nei progetti in corso da parte di ASM. In questo modo l'adozione da parte di ASM ed Enel di sistemi hardware e software interoperabili potrà consentire di ricaricare

RELAZIONE TECNICA	NOME FILE: 20150228_ASM TERNI RELAZIONE FINALE - SMART GRID DELIBERA 39_10_rev23Definitivo.docx	28/02/2015
		pag. 28 di 224



indifferentemente i veicoli elettrici sulle infrastrutture dei due Distributori di energia elettrica, utilizzando un'unica card.

Sempre in ambito europeo ASM è coinvolta in altri tre progetti: che si chiamano SESMAG, NOBEL GRID ed ELSA. Il primo è il più piccolo in termini sia di impegno che di numero di partner coinvolti, solo 4 società vi partecipano, ma tratta comunque di un argomento molto critico per i distributori di energia elettrica, quale la protezione da attacchi terroristici condotti sulla rete informatica di controllo della rete. Gli altri due progetti sono inseriti nel programma di finanziamento e sviluppo promosso dalla Commissione Europea denominato Horizon 2020.

Il progetto NOBEL GRID è iniziato operativamente il 13 Gennaio 2015 ed ASM vi partecipa in un consorzio che si compone di 20 partner e coinvolge 12 paesi europei (Danimarca, Germania, Olanda, Belgio, Spagna, Portogallo, Austria, Svezia, Grecia, Romania, Regno Unito e Italia). In Nobel Grid Terni sarà uno dei siti dove sperimentare, in un arco temporale di 4 anni, le soluzioni individuate durante il progetto in settori molto importanti quali: la nuova generazione di Smart Meters, il Demand Response, lo Storage e nuove architetture della Smart Grid.

Per quanto riguarda l'altro progetto di Horizon 2020, chiamato ELSA, questo si compone di 9 partner appartenenti a 5 paesi europei (Francia, Germania, Irlanda, Regno Unito e Italia). Il progetto svilupperà sinergie tra primarie società anche nel settore automobilistico, delle batterie di accumulo e dei più avanzati sistemi di gestione informatici, sempre per l'ottenimento di benefici tecnico economici nelle reti di distribuzione elettrica. Esso partirà operativamente a Maggio 2015 e la sua durata sarà di 3 anni.

Tutte queste iniziative sono state promosse anche perché, per il Comune di Terni, ASM rappresenta il partner centrale per la strutturazione e la realizzazione di un progetto "Terni Smart City", che vede nella città di Terni un laboratorio di sviluppo per tecnologie "smart" in diversi settori.

RELAZIONE TECNICA	NOME FILE: 20150228_ASM TERNI RELAZIONE FINALE - SMART GRID DELIBERA 39_10_rev23Definitivo.docx	28/02/2015
		pag. 29 di 224



2. CARATTERISTICHE TECNICHE DEL PROGETTO PILOTA

2.1 La rete di distribuzione interessata dal progetto

2.1.1 Caratteristiche generali della rete di distribuzione interessata dal progetto

La distribuzione elettrica di ASM Terni Spa, avviene per l'intero territorio del comune di Terni su una superficie di circa 211 km², gli ambiti territoriali interessati sono il 305A e il 305B per un totale di circa 65'500 utenti. La connessione con l'RTN è effettuata sulle seguenti cabine primarie:

- Terni Ovest (connessione in AT 132kV);
- Ex Sit¹ (connessione in AT 132kV);
- Villa Valle (connessione in MT 20 e 10 kV).

Le cabine di smistamento MT/MT (cabine satelliti) sono le seguenti:

- Città Giardino;
- Campofregoso;
- S.Valentino;
- Stadio;
- Bivio Cesi;
- Valnerina;
- Viale Trieste (dal 2013).

La rete di ASM Terni Spa è connessa alla Rete di Trasmissione Nazionale (RTN) mediante 1 cabina primaria con consegna lato AT (CP, da 50MVA) e con 1 cabina primaria con consegna lato MT (CP, da 80 MVA). Nella rete è presente inoltre un'altra cabina AT/MT (da 60MVA). Nella rete sono inoltre presenti 6 cabine di smistamento in MT (telecontrollate) e 615 cabine secondarie (CS, con una potenza di trasformazione installata di 130 MVA) (di cui 65 telecontrollate). La rete di distribuzione in MT ha un'estensione di circa 622 km, mentre quella in BT ha un'estensione di circa 1'418 km. Le utenze servite dalla rete di distribuzione sono circa 65'500 (di cui circa il 97% è dotato di smart meter).

I punti di indagine della sperimentazione sono 2 CP alle quali sono afferenti rispettivamente 3 gli impianti pilota di produzione (fotovoltaico BT, fotovoltaico MT e termoelettrico MT) e 1 impianto pilota di produzione (idroelettrico).

¹ La cabina primaria EX-SIT è alimentata in antenna da una linea AT di ASM proveniente dalla cabina Terni Ovest.

RELAZIONE TECNICA	NOME FILE: 20150228_ASM TERNI RELAZIONE FINALE - SMART GRID DELIBERA 39_10_rev23Definitivo.docx	28/02/2015
		pag. 30 di 224



2.1.2 Punto di indagine n°1 - Ex-SIT

POTENZA INSTALLATA:

- N°2 TRASFORMATORI 20 MVA 132/20 kV;
- N°1 TRASFORMATORE 16/21,5 MVA132/20 kV.

PRINCIPALI IMPIANTI DI PRODUZIONE CONNESSI AL PUNTO DI INDAGINE:

- N° 2 IMPIANTI TERMOELETTRICI MT;
- N° 4 IMPIANTI FOTOVOLTAICI MT;
- N° 3 IMPIANTI FOTOVOLTAICI BT (di grossa taglia).

CONTROFLUSSI DI ENERGIA:

Questo punto d'indagine a partire dall'avvio del progetto è stato caratterizzato da significativi cambiamenti dell'andamento dei controflussi di energia, in particolare il rapporto tra energia attiva uscente ed energia attiva entrante in cabina è sceso dal valore 25% dell'anno 2009 fino a zero negli anni 2011 e 2012. Nel anno 2013 si è riscontrata una significativa inversione del trend, facendo tornare a valori significativi l'inversione del flusso di energia. Nella **Figura 2.1** è mostrato l'andamento nel tempo di tali variazioni.

Mettendo in relazione i valori massimi dei picchi di potenza (mediati al quarto d'ora), come rappresentato in **Figura 2.2**, emerge che nell'anno 2013 sono stati rilevati periodi durante i quali i picchi di potenza in "contro flusso" hanno superato quelli registrati nell'anno 2009.

Un altro elemento fondamentale di analisi del comportamento di questo punto di indagine è l'andamento del fattore di potenza medio mensile, i cui valori sono riportati in **Tabella 2-1** e il cui andamento è rappresentato in **Figura 2.3**, in quanto si riscontra, a fronte di un miglioramento negli anni 2011 e 2012, un sostanziale ritorno ai valori dell'anno 2009 nel corso del 2014. Entrambi questi comportamenti sono giustificabili con la sospensione dal funzionamento di un importate impianto di produzione in quel periodo e con la sua attuale rimessa in marcia.

Come si può vedere da un estratto dello schema topologico riportato in **Figura 2.4**, alla cabina afferiscono in totale 15 linee di cui 4 (evidenziate in blu) sono coinvolte nella sperimentazione, mediante gli impianti pilota 1, 3, 4, 5 e 6. Attualmente la cabina è esercita completamente alla tensione secondaria di 20kV tramite tre semisbarre.

RELAZIONE TECNICA	NOME FILE: 20150228_ASM TERNI RELAZIONE FINALE - SMART GRID DELIBERA 39_10_rev23Definitivo.docx	28/02/2015
		pag. 31 di 224

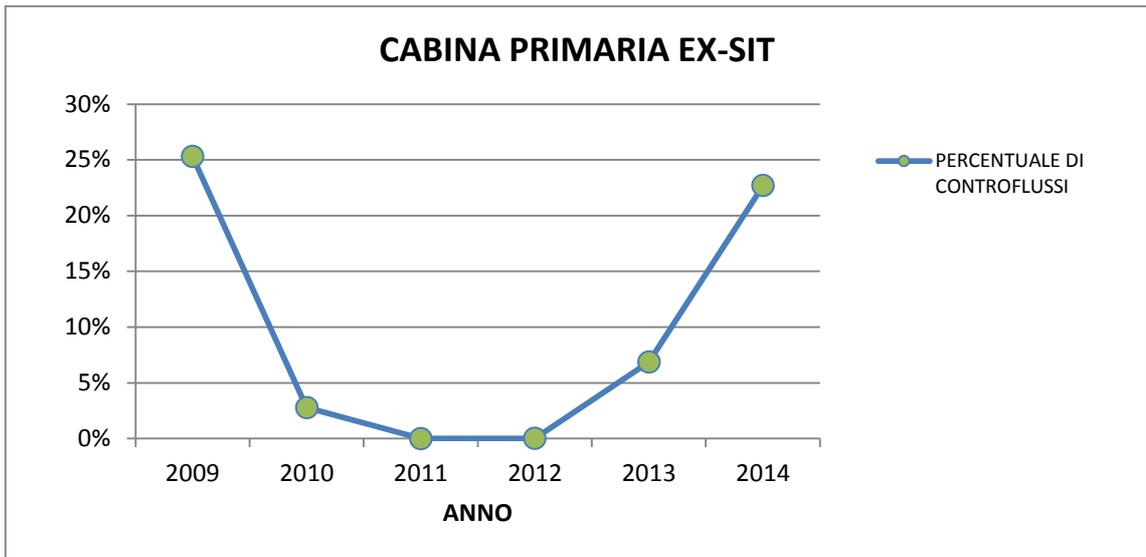


Figura 2.1 - Andamento della percentuale dei controflussi di energia nel punto di indagine numero 1

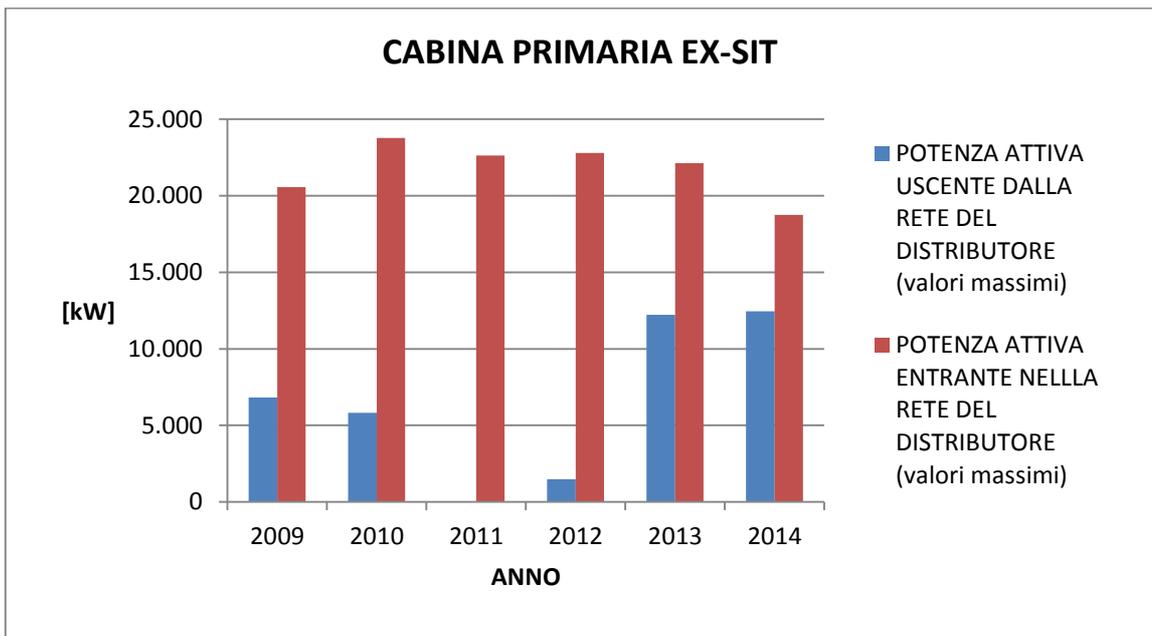


Figura 2.2 - Andamento dei valori massimi annui dei flussi di potenza mediati al quarto d'ora nel punto di indagine numero 1

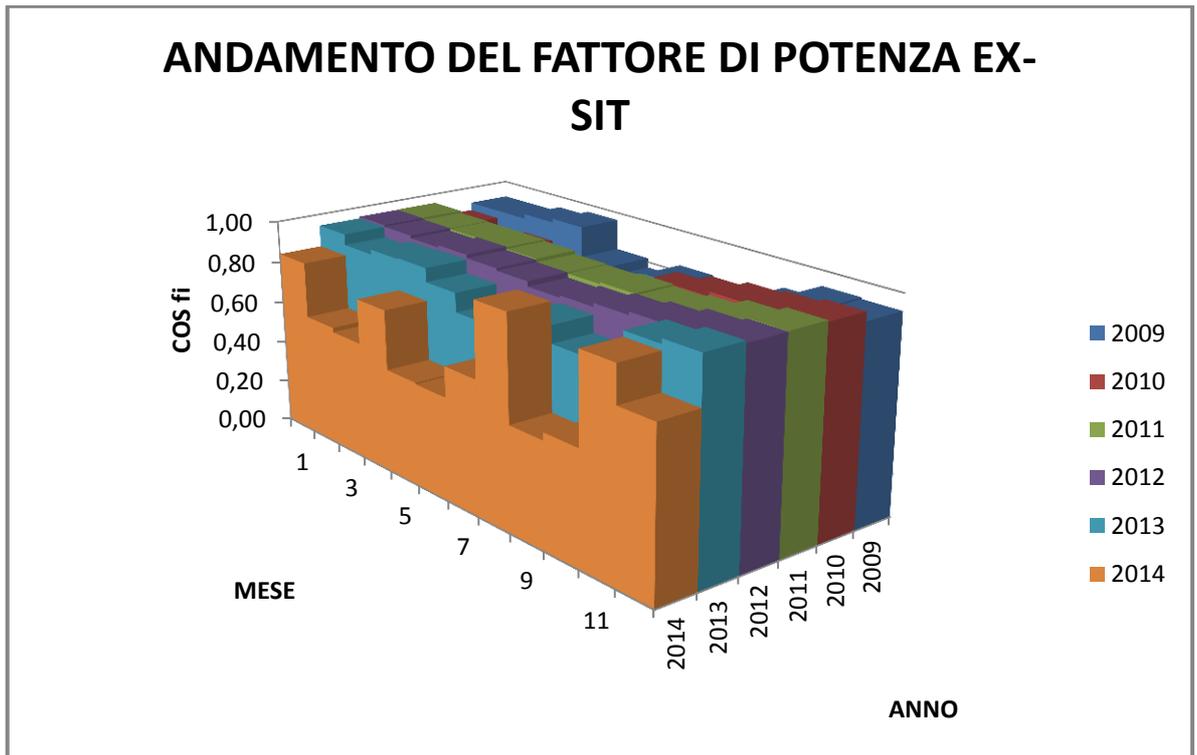


Figura 2.3 - Andamento del fattore di potenza medio mensile a partire dall'inizio del progetto

mese	2009	2010	2011	2012	2013	2014
1	0,92	0,88	0,95	0,95	0,94	0,84
2	0,92	0,83	0,94	0,95	0,89	0,58
3	0,95	0,85	0,94	0,93	0,92	0,56
4	0,96	0,79	0,94	0,95	0,92	0,77
5	0,82	0,82	0,93	0,93	0,86	0,49
6	0,77	0,76	0,92	0,92	0,77	0,48
7	0,83	0,80	0,91	0,90	0,82	0,63
8	0,47	0,89	0,92	0,91	0,87	0,97
9	0,71	0,92	0,91	0,92	0,79	0,49
10	0,87	0,94	0,92	0,94	0,71	0,53
11	0,93	0,95	0,95	0,96	0,96	0,93
12	0,92	0,97	0,97	0,97	0,98	0,77

Tabella 2-1 - Andamento del fattore di potenza medio mensile nel punto di indagine numero 1 – EX-SIT

RELAZIONE TECNICA	NOME FILE: 20150228_ASM TERNI RELAZIONE FINALE - SMART GRID DELIBERA 39_10_rev23Definitivo.docx	28/02/2015
		pag. 33 di 224

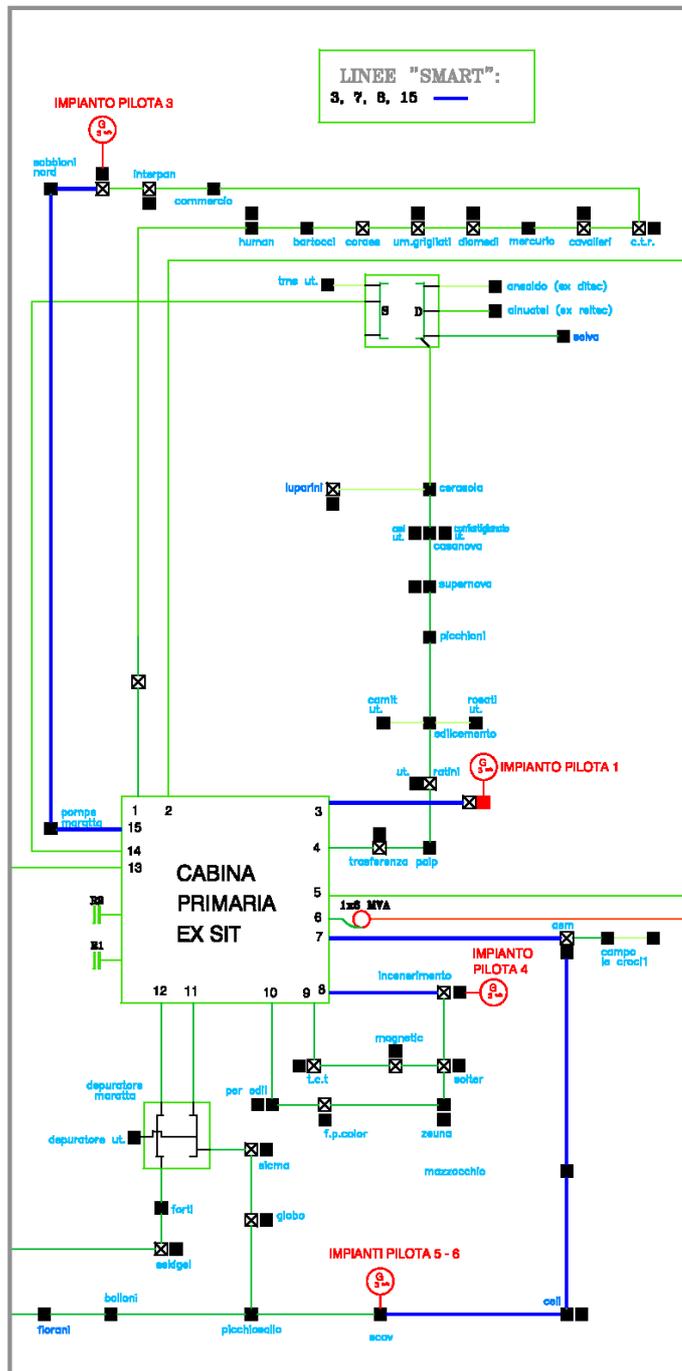


Figura 2.4 – Schema topologico di rete della Cabina Primaria Ex Sit

RELAZIONE TECNICA	NOME FILE: 20150228_ASM TERNI RELAZIONE FINALE - SMART GRID DELIBERA 39_10_rev23Definitivo.docx	28/02/2015
		pag. 34 di 224



2.1.3 Punto di indagine n°2 - VILLA VALLE

POTENZA INSTALLATA:

La sezione AT della cabina primaria è gestita da TERNA, i punti di consegna sono in MT sono due, uno a 10kV (Sbarra Rossa) e uno a 20kV (Sbarra Verde).

Le macchine installate lato AT sono:

- N°1 TRASFORMATORE 132/20 kV da 40 MVA;
- N°1 TRASFORMATORE 132/10 kV da 40 MVA.

I principali impianti di produzione connessi al punto di indagine sono:

- N° 5 IMPIANTI IDROELETTRICI;
- N° 1 IMPIANTO FOTOVOLTAICO.

CONTROFLUSSI DI ENERGIA

In questo punto di indagine il rapporto tra l'energia immessa in rete e quella prelevata dalla rete ha subito un significativo incremento nell'anno 2014, come mostrato nella **Figura 2.5**. La causa principale è la riduzione dei consumi in quella parte di rete. L'andamento dei valori massimi di potenza registrati, rappresentati in **Figura 2.6**, mette comunque in evidenza una riduzione anche dei picchi di potenza in immissione e in prelievo.

Nella **Figura 2.7** e nella **Tabella 2-2** è riportato l'andamento grafico del fattore di potenza del punto di indagine nel corso del tempo, essendo aumentati in maniera rilevantissima i controflussi di energia (di 11,5 volte) il valore del fattore di potenza è diventato meno significativo in quanto il punto di indagine lavora in prelievo solamente il 13,4% dell'anno.

In questo punto di indagine afferiscono in totale 12 linee di cui 2 (evidenziate in blu) sono coinvolte nella sperimentazione, mediante l'impianto pilota numero 1. In **Figura 2.8** è riportato un estratto dello schema topologico riportato relativo a questo punto di indagine. Attualmente la cabina è esercita con una sbarra a 10kV e una a 20kV.

RELAZIONE TECNICA	NOME FILE: 20150228_ASM TERNI RELAZIONE FINALE - SMART GRID DELIBERA 39_10_rev23Definitivo.docx	28/02/2015
		pag. 35 di 224

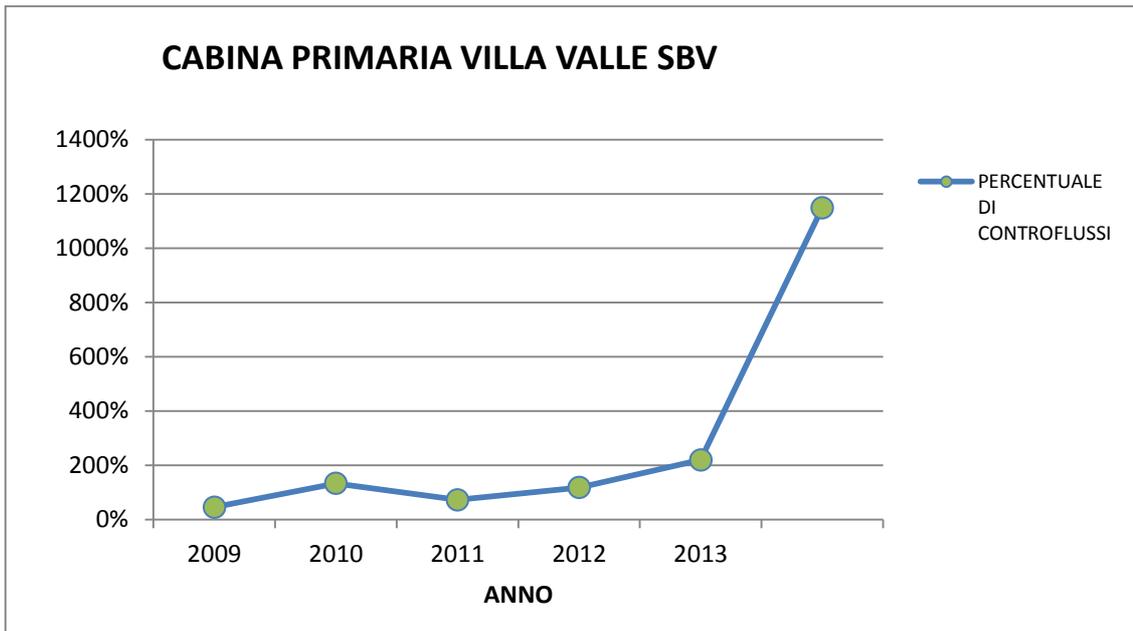


Figura 2.5 - Andamento della percentuale dei controflussi di energia nel punto di indagine numero 2

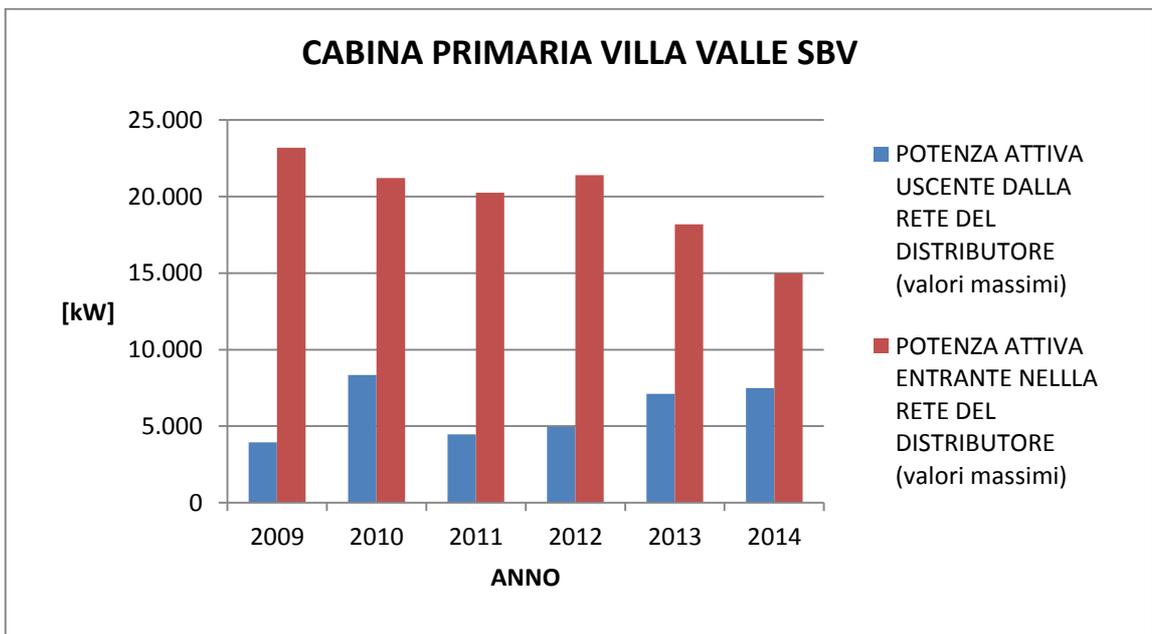


Figura 2.6 - Andamento dei valori massimi annui dei flussi di potenza mediati al quarto d'ora nel punto di indagine numero 2

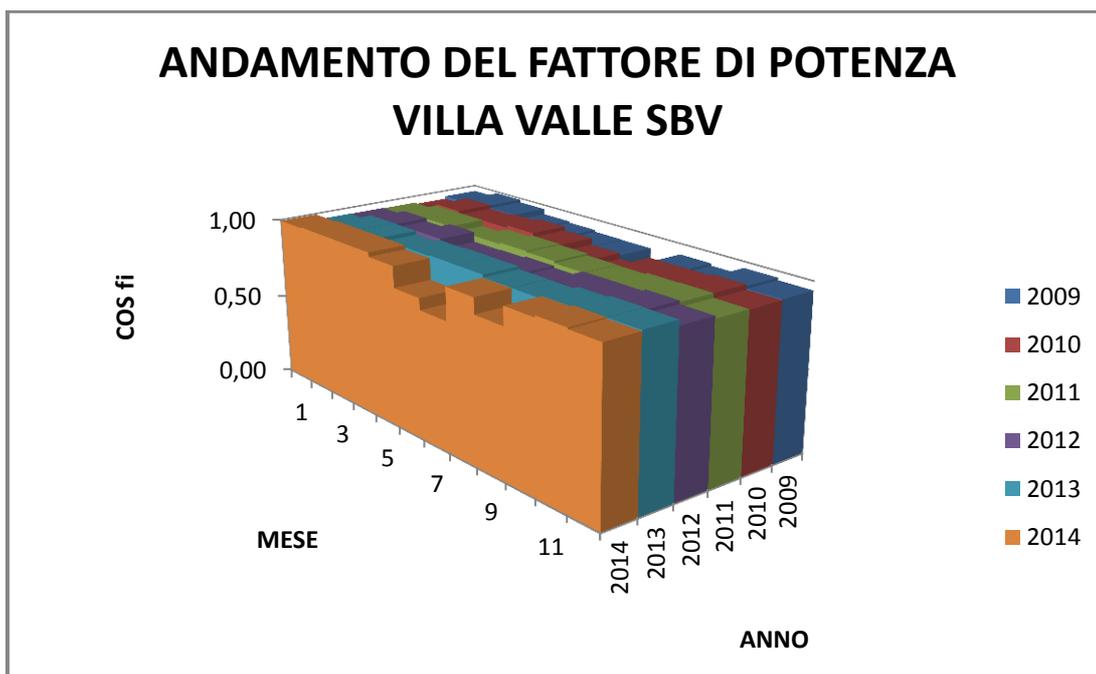


Figura 2.7 - Andamento del fattore di potenza medio mensile a partire dall'inizio del progetto nel punto di indagine numero 2

mese	2009	2010	2011	2012	2013	2014
1	0,96	0,95	0,96	0,96	0,96	0,99
2	0,99	0,99	0,98	0,98	1,00	1,00
3	0,97	0,97	0,98	0,96	0,99	1,00
4	0,94	0,98	0,94	0,99	0,97	1,00
5	0,93	1,00	0,97	0,93	0,99	0,97
6	0,92	0,97	0,98	0,94	0,99	0,85
7	0,92	0,93	0,98	0,95	0,99	0,78
8	0,85	0,90	0,96	0,94	0,98	0,97
9	0,93	0,96	0,96	0,97	0,97	0,88
10	0,92	0,96	0,97	0,97	0,99	0,99
11	0,96	0,97	0,97	0,98	1,00	1,00
12	0,95	0,94	0,95	0,96	1,00	0,99

Tabella 2-2 - Andamento del fattore di potenza medio mensile a partire dall'inizio del progetto nel punto di indagine numero 2

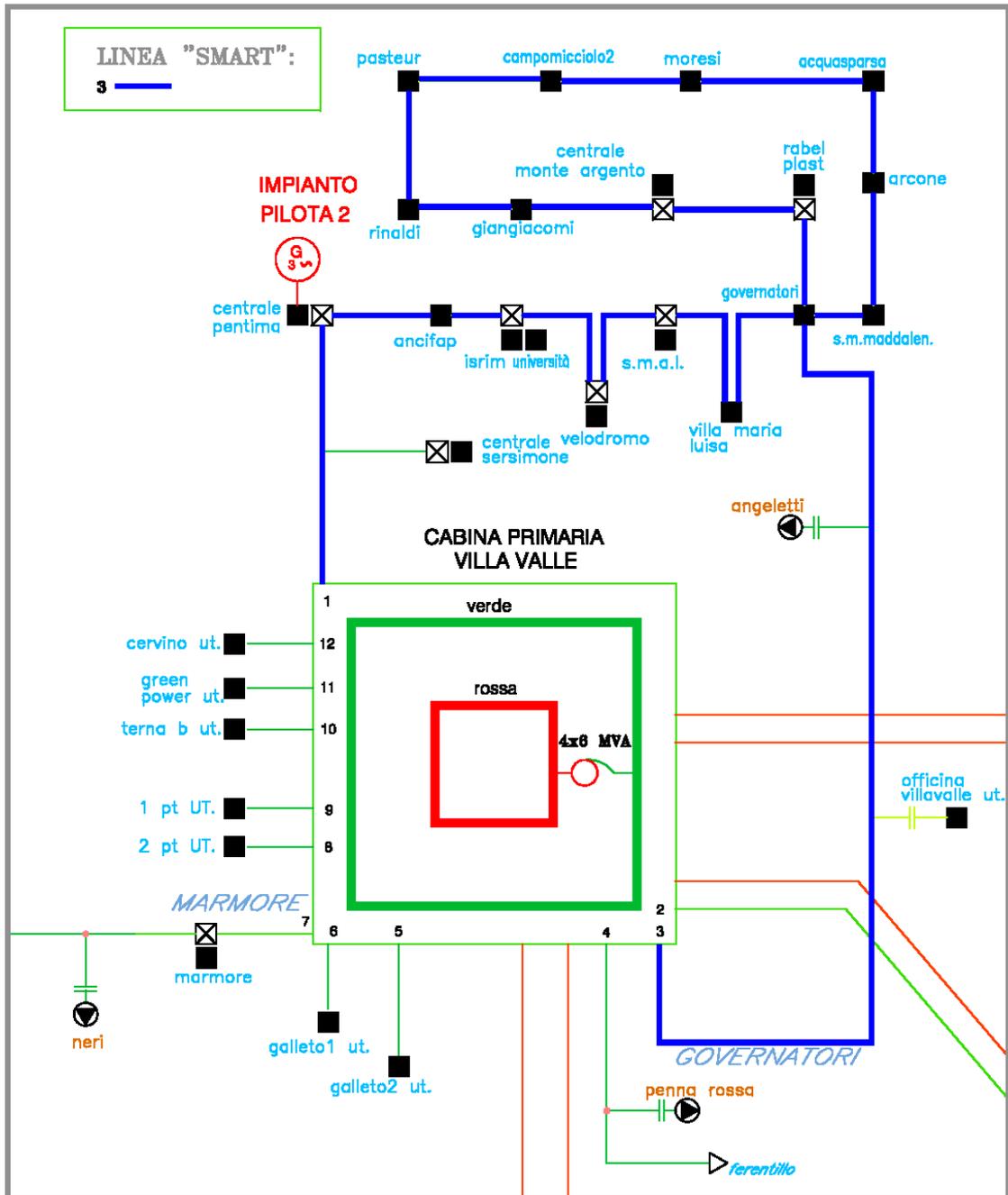


Figura 2.8 – Schema topologico di rete della Cabina Primaria Villa Valle



2.2 Il coinvolgimento degli utenti

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

L'idea progettuale comprende il coinvolgimento delle seguenti utenze attive e passive:

Punto di indagine numero 1:

- IMPIANTO PILOTA 1 (UTENZA ATTIVA - impianto di termovalorizzazione MT);
- IMPIANTO PILOTA 3 (UTENZA ATTIVA - impianto fotovoltaico MT);
- IMPIANTO PILOTA 4 (UTENZA PASSIVA - compensatore sincrono MT);
- IMPIANTO PILOTA 5 (UTENZA ATTIVA - impianto fotovoltaico BT);
- IMPIANTO PILOTA 6 (UTENZA PASSIVA - stazione di ricarica veloce pilota)

Punto di indagine numero 2:

- IMPIANTO PILOTA 2 (UTENZA ATTIVA - Impianto idroelettrico MT);

Il progetto prevede quindi il coinvolgimento diretto di 3 utenti attivi, oltre ad ASM stessa.

Negli impianti pilota di produzione è stato implementato l'interfacciamento bidirezionale con il sistema automatico di rilevamento e controllo (SCADA) al fine di permettere agli utenti di partecipare alla regolazione della tensione di rete.

Le utenze attive, per mezzo dell'interfacciamento con il sistema di telecontrollo, compatibilmente con le caratteristiche e le potenzialità dei loro impianti che dipendono dalla tipo e dalla taglia del generatore o dell'inverter, sono nelle condizioni di essere direttamente coinvolti inoltre nella regolazione dinamica della potenza reattiva.

Lo stesso modello di coinvolgimento è stato esteso a due ulteriori utenti che sono attualmente in fase di connessione. Nello specifico si tratta di un ulteriore impianto di termovalorizzazione e di un cogeneratore in fase di autorizzazione. Il secondo di questi sarà connesso alla terza cabina primaria di ASM (Terni Ovest) che non era stata inserita nella sperimentazione del progetto di cui alla delibera ARG/elt 39/10. E' programmato pertanto anche per questa cabina primaria di installare le nuove RTU e di estendere il sistema di comunicazione. E' intenzione pertanto di ASM di realizzare un ulteriore punto di indagine nella rete.

2.2.1.1 Caratteristiche generali delle utenze connesse agli impianti pilota

- IMPIANTO PILOTA 1

L'impianto è di tipo termoelettrico ed ha un generatore con le seguenti caratteristiche:

- potenza 16MVA;
- cosfi 0.85;
- tensione nominale 6,3 kV.

RELAZIONE TECNICA	NOME FILE: 20150228_ASM TERNI RELAZIONE FINALE - SMART GRID DELIBERA 39_10_rev23Definitivo.docx	28/02/2015
		pag. 39 di 224



L'impianto è connesso alla cabina primaria EX-SIT.

Presso la cabina secondaria è stata installata una RTU ed realizzato un canale di comunicazione always-on al fine di sperimentare le seguenti funzionalità:

- dispacciamento dell'energia reattiva;
- regolazione della tensione;
- sistema anti-islanding;
- misura della qualità della tensione.

- IMPIANTO PILOTA 2

L'impianto è una centrale idroelettrica con turbina Pelton che sfrutta l'acquedotto di adduzione dell'acqua industriale di uno stabilimento siderurgico. L'impianto ha pertanto un elevatissimo numero di ore anno di utilizzazione. La potenza del generatore è di 7300 kW ed è connesso alla cabina Primaria di Villa Valle, nella sezione sbarra Verde (20kV).

Presso la cabina secondaria è stata installata una RTU ed è stato realizzato un canale di comunicazione always-on al fine di sperimentare le seguenti funzionalità:

- dispacciamento dell'energia reattiva;
- regolazione della tensione;
- sistema anti-islanding;
- misura della qualità della tensione.

- IMPIANTO PILOTA 3

L'impianto è un sistema di generazione fotovoltaica installato sul tetto di un capannone industriale, la sua potenza è di 2150 kW. L'impianto è connesso alla cabina primaria Ex-Sit ed è stato messo in servizio nel mese di ottobre 2010.

Presso la cabina secondaria è stata installata una RTU ed realizzato un canale di comunicazione always-on al fine di sperimentare le seguenti funzionalità:

- dispacciamento dell'energia reattiva;
- regolazione della tensione;
- sistema anti-islanding;
- misura della qualità della tensione.

- IMPIANTO PILOTA 4

In questo impianto pilota si vuole riutilizzare il generatore sincrono dell'ex termovalorizzatore di R.S.U. di ASM in disuso per realizzare e sperimentare un sistema di compensazione sincrona presso le utenze della cabina Ex-Sit.

L'impianto è connesso alla cabina primaria Ex-Sit.

Presso la cabina secondaria è stata installata una RTU ed realizzato un canale di comunicazione always-on al fine di sperimentare le seguenti funzionalità:

RELAZIONE TECNICA	NOME FILE: 20150228_ASM TERNI RELAZIONE FINALE - SMART GRID DELIBERA 39_10_rev23Definitivo.docx	28/02/2015
		pag. 40 di 224



- dispacciamento dell'energia reattiva;
- regolazione della tensione;
- sistema anti-islanding;
- misura della qualità della tensione.

Di seguito vengono riportati le caratteristiche generali del generatore sincrono destinato alla compensazione dell'energia reattiva e alla regolazione dinamica della tensione.

Potenza	2520 kW - 2800 kVA
Tensione	6kV
Collegamento	Stella
Corrente nominale	269,4 A
Giri/1'	1500
Poli	n. 4
Vcc	69%
Corrente ecc.	2,2 A (diodi rotanti)

- IMPIANTO PILOTA 5

ASM ha realizzato nel territorio 3 impianti fotovoltaici per una potenza installata di circa 600kW connessi tutti in BT. Si pensa di sperimentare e mettere a confronto le tecniche di regolazione del progetto anche su un impianto di BT in modo di poter valutare gli effetti della regolazione dinamica dell'energia reattiva e della tensione su questi impianti.

L'impianto fotovoltaico in oggetto ha una potenza di picco pari a 240kW ed è connesso alla cabina primaria Ex-Sit tramite la cabina MT/BT SCOV (Parcheggio dipendenti ASM).

Presso la cabina secondaria è stata installata una RTU ed realizzato un canale di comunicazione always-on al fine di sperimentare le seguenti funzionalità:

- dispacciamento dell'energia reattiva;
- regolazione della tensione;
- sistema anti-islanding;
- misura della qualità della tensione.

Nella **Figura 2.9** è riportato un esempio dell'andamento dei controflussi di energia nella cabina MT/BT dove saranno realizzati gli impianti pilota n°5 e n°6.

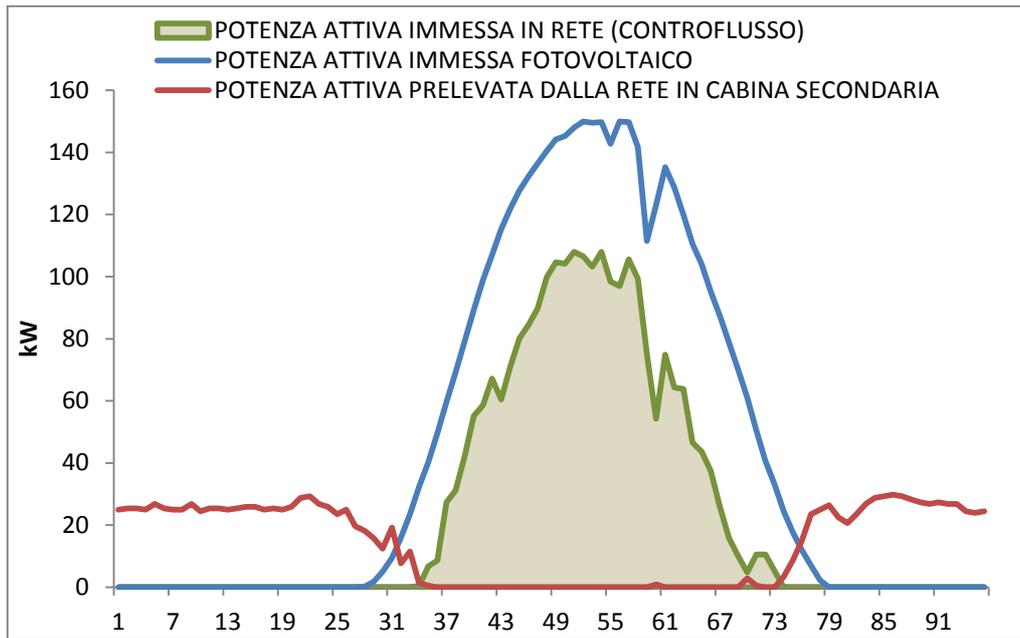


Figura 2.9 – Andamento dei flussi di potenza attiva nella cabina MT/BT denominata “SCOV” dell’impianto pilota 5 in un giorno

- IMPIANTO PILOTA 6

Nell’ambito del progetto è stata installata una stazione di ricarica veloce per veicoli elettrici presso la sede ASM Terni Spa al fine di valutare: l’impatto sulla rete da un punto di vista della EMC (in particolare dei disturbo armonico condotto lato BT e MT); e la possibilità di implementare funzioni di “storage”/regolazione della tensione. I risultati sono stati estesi per via teorica all’intera rete cittadina per valutare quale impatto potrebbero avere molte stazioni di ricarica distribuite.

Si riportano le principali caratteristiche della stazione di ricarica:

System
Type : Single DC fast-charging station
Input voltage : 400 VAC +/- 10% 3 phase
Nominal input current : 85 A
Nominal input power : 55 kVA
Efficiency : >92% at nominal power
Maximum output power : 50 kW
Nominal output current : 125 A max.

Alla luce dei risultati ottenuti ed in previsione, nel medio-lungo periodo, di una possibile penetrazione capillare sul territorio comunale di questi sistemi di ricarica (derivante dalla diffusione su larga scala della mobilità urbana ed interurbana basata su veicoli elettrici) è stato stimato, attraverso studi di rete, il limite di caricabilità della stessa e è stata valutata la possibilità teorica di realizzare, attraverso questi dispositivi

RELAZIONE TECNICA	NOME FILE: 20150228_ASM TERNI RELAZIONE FINALE - SMART GRID DELIBERA 39_10_rev23Definitivo.docx	28/02/2015
		pag. 42 di 224



di ricarica, un sistema di storage dinamico e, potenzialmente, bi-direzionale (per una ipotetica regolazione fine del profilo della tensione di esercizio della rete stessa).



Figura 2.10 – Stazione di ricarica rapida impianto pilota n°6

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

Il sistema di comunicazione realizzato tra cabine secondarie, cabine primarie e centro è di tipo bidirezionale e permette lo scambio con il campo (quindi lato cliente finale) delle seguenti informazioni:

- Set point di potenza reattiva Q +		A	O
- Set point di cosfi +		A	O
- Feedback di cosfi +		A	O
- Abilitazione permanente soglie restrittive 81V su PI +		D	O
- Cosfi in generazione (induttivo/capacitivo) +		D	O
- Riferimento 4-20 mA di potenza reattiva Q Valido +		D	O
- Riferimento 4-20 mA di COSFI Q Valido + VALIDO		D	O
- Comando di apertura int. di interfaccia TELESCATTO +	APRI	D	O
- Esclusione regolazione ESCLUSO		D	I
- Stato interruttore interfaccia (DDI) APERTO		D	I
- Stato interruttore interfaccia (DDI) CHIUSO		D	I
- Misura corrente punto di consegna (fase R) IN	n.a.	A	I
- Misura corrente punto di consegna (fase S) IN	n.a.	A	I
- Misura corrente punto di consegna (fase T) IN	n.a.	A	I
- Misura tensione punto di consegna (fase R) +	n.a.	A	I
- Misura tensione punto di consegna (fase S) +	n.a.	A	I
- Misura tensione punto di consegna (fase T) +	n.a.	A	I



L'interfaccia che si è deciso di realizzare è di tipo cablato e permette, ad esempio all'utente ed al distributore, di abilitare o inibire la regolazione del fattore di potenza a fronte di esigenze particolari (manutenzione, test, guasti, ecc.).

Nella sperimentazione non era prevista una comunicazione bidirezionale ai fini del demand response, ASM ha comunque avviato delle indagini e la sperimentazione di due diverse soluzioni di contatori ai fini delle misure in "near real time" e quindi ogni 5 minuti nell'ambito del progetto denominato FINESCE.

2.3 Il sistema di automazione della rete

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

Nel progetto sono state coinvolte le seguenti cabine primarie:

- VILLA VALLE (sbarra verde);
- EX SIT.

Nel progetto sono state coinvolte le seguenti cabine secondarie:

- TERNIENA - IMPIANTO PILOTA 1 (Impianto di termovalorizzazione)
- CENTRALE PENTIMA - IMPIANTO PILOTA 2 (Impianto idroelettrico);
- TUBIFICIO - IMPIANTO PILOTA 3 (impianto fotovoltaico);
- INCENERIMENTO - IMPIANTO PILOTA 4 (compensatore sincrono MT);
- SCOV - IMPIANTO PILOTA 5 (impianto fotovoltaico BT);
- SCOV - IMPIANTO PILOTA 6 (stazione di ricarica veloce pilota).

2.3.2 Funzioni previste dal sistema di automazione di rete

Il progetto ha lo scopo di utilizzare le risorse di generazione disponibili sulla rete di media tensione per ottimizzare la gestione della medesima rete ed in particolare di:

- sconnettere dalla rete in modo affidabile gli impianti di generazione in caso di guasto sulla rete per evitare il fenomeno dell'isola indesiderata;
- implementare algoritmi di controllo della tensione che prevedano l'utilizzo delle risorse di regolazione in capo al distributore e l'acquisizione di risorse disponibili presso alcuni produttori.

La sostituzione del sistema di telecontrollo ha inoltre permesso di attivare il telecontrollo di alcune cabine (20) secondarie che pur essendo già equipaggiate con dei periferici telecontrollabili non erano gestibili con il vecchio sistema, questo ha introdotto sensibili miglioramenti da un punto di vista di gestione della dinamica delle rialimentazioni durante le interruzioni.

2.3.2.1 Algoritmi per il controllo della generazione distribuita

Sono stati sviluppati algoritmi per l'utilizzo delle risorse di regolazione dei generatori connessi alla rete per i seguenti scopi:

RELAZIONE TECNICA	NOME FILE: 20150228_ASM TERNI RELAZIONE FINALE - SMART GRID DELIBERA 39_10_rev23Definitivo.docx	28/02/2015
		pag. 44 di 224



- Controllo della Tensione

Il controllo della tensione ha lo scopo di tenere il livello della tensione dei nodi della rete di Media Tensione entro i valori ammissibili indipendentemente dalle condizioni di esercizio della rete (carico, generazione) e dai possibili disturbi.

La presenza di impianti di produzione connessi alla rete di distribuzione ha effetti sul profilo di tensione sia sui nodi della rete di media che di bassa tensione e la comune regolazione con i commutatori sotto carico (OLTC) potrebbe non essere sufficiente a garantire il livello di tensione desiderato in tutta la rete.

Questa attività mira a sviluppare algoritmi e logiche con l'obiettivo di mantenere la tensione di tutti i nodi della rete all'interno dei limiti stabiliti dalle relative norme tecniche (EN 50160), tenendo conto della reale condizione operativa della rete e della sua topologia e sfruttando la capacità di regolazione dei generatori che intendano fornire tale servizio.

Il sistema proposto agisce sul regolatore di tensione presente sui Trasformatori AT/MT di Cabina Primaria e sulle risorse distribuite di regolazione in tempo reale e in accordo con le caratteristiche tecniche delle suddette risorse e in funzione dello stato di funzionamento attuale e previsionale della rete.

- Evoluzione dei Sistemi di Protezione di Interfaccia

Il consistente livello di generazione diffusa presente nella rete in esame suggerisce di implementare anche alcuni accorgimenti relativi alle protezioni di interfaccia.

È previsto dalla normativa vigente (CEI 0-16) che i generatori si disconnettano in caso di funzionamento in isola o apertura dell'interruttore di cabina primaria, in base, attualmente a informazioni di tipo locale e più precisamente in base alle misure locali di tensione e frequenza. Le soglie di massima e minima tensione e frequenza non sono però in grado di rilevare condizioni di perdita di rete da perturbazioni in cui tensione e frequenza di discostano dai valori nominali per cause dovute allo squilibrio tra generazione e carico (o più in generale a guasti anche nelle reti di alta e altissima tensione).

2.3.2.2 Teledistacco Produzione

La funzionalità di teledistacco della produzione è implementata sul sistema centrale per intervenire al fine di evitare l'insorgenza dell'isola indesiderata.

Durante l'Esercizio Operativo, qualora si verifichi una disalimentazione o sia necessario un intervento di manutenzione, il sistema centrale deve essere in grado di individuare tutta la Generazione Distribuita (GD) afferente alla porzione di rete interessata dall'evento al fine di distaccarla. In caso di guasto, il distacco della GD deve essere effettuato in un tempo inferiore alla Richiusura Rapida effettuata dall'interruttore di linea MT in Cabina Primaria.

2.3.2.3 Regolazione dei flussi di potenza reattiva mediante un compensatore sincrono

Nell'ambito del progetto pilota è stato anche previsto, ai fini del mantenimento dei profili di tensione entro la banda di oscillazione ammessa, il possibile impiego di compensatori

RELAZIONE TECNICA	NOME FILE: 20150228_ASM TERNI RELAZIONE FINALE - SMART GRID DELIBERA 39_10_rev23Definitivo.docx	28/02/2015
		pag. 45 di 224



sincroni attraverso i quali regolare i flussi di potenza reattiva all'interno della rete. Più specificatamente, è stato previsto, ai soli fini dimostrativi, l'installazione di un compensatore sincrono di piccola potenza (della LEROY-SOMER da 2.8 MVA) collegato alle sbarre di MT della CP denominata EX-SIT (i.e., l'impianto pilota 4, identificato nel layout dello SCADA come 413 - INCENERIMENTO).



Figura 2.11 – Foto compensatore sincrono impianto pilota n°4

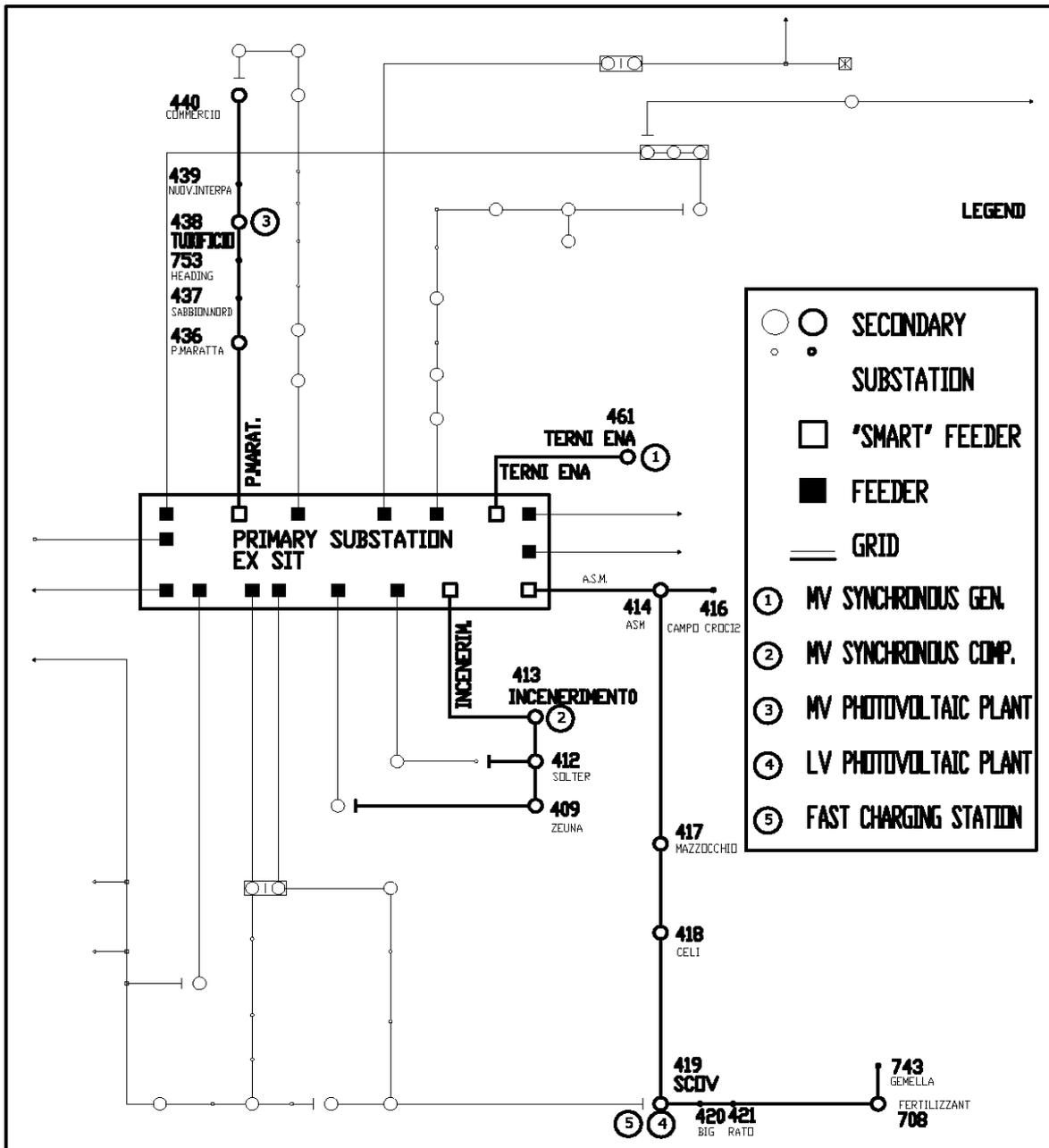


Figura 2.12 - Impianti pilota connessi alla CP denominata EX-SIT

Questo compensatore, ottenuto riadattando il generatore sincrono già in esercizio presso l'inceneritore dell'ASM (che è stato smantellato), è attualmente operativo nel suo sito di destinazione ed è stato equipaggiato dai diversi componenti necessari per la sua messa in parallelo alla rete.

RELAZIONE TECNICA	NOME FILE: 20150228_ASM TERNI RELAZIONE FINALE - SMART GRID DELIBERA 39_10_rev23Definitivo.docx	28/02/2015
		pag. 47 di 224



Il collegamento al sistema di controllo ed automazione verrà effettuato dopo la messa in marcia ed il collaudo della macchina, che è previsto nei primi mesi del 2015. L'algoritmo di controllo che verrà implementato (basato su una semplice procedura di OPF) deriverà da quello che è già stato messo a punto off-line, attraverso studi di rete finalizzati a valutare i benefici attesi dalla soluzione tecnica proposta (cfr All. 6.2.1). Gli studi effettuati hanno riguardato in realtà, più genericamente, il controllo e la regolazione della potenza reattiva che può essere immessa in rete dalle unità di GD disponibili ad effettuare tale servizio (sia in virtù degli accordi sottoscritti con i produttori, sia per le caratteristiche tecniche degli impianti, i.e. l'impianto pilota 1, identificato nel layout dello SCADA come 461 - TERNI ENA).

Partendo dall'analisi delle misure relative alla CP EX-SIT, ed ai feeder da essa alimentati, sono stati individuati due scenari limite: lo Scenario 1, caratterizzato dal massimo flusso di potenza, 17.3 MW, dalla rete di AT a quella di MT (registrato il 10 ottobre 2013); lo Scenario 2, caratterizzato dal massimo flusso inverso di potenza, 6.73 MW, dalla rete di MT a quella di AT (registrato il 13 ottobre 2013). Le registrazioni giornaliere dei transiti di potenza in CP sono state effettuate con una risoluzione temporale di 15 minuti.

Inizialmente, è stata verificata la corretta implementazione del modello di rete sviluppato ed analizzato mediante il toolbox open-source MATPOWER (che è un insieme di M-files, compatibili con gli ambienti di calcolo MATLAB® oppure GNU Octave, mediante i quali è possibile risolvere problemi di PF o di OPF). I risultati ottenuti con le analisi di PF (e di OPF limitatamente ai transiti di potenza attiva), rappresentati in gruppi 96 snap-shoot giornalieri, sono praticamente coincidenti con quelli ottenuti mediante i modelli di rete già validati ed implementati con PSAF (Power Systems Analysis Framework della CYME International T&D) e con PSSE (Power System Simulation for Engineers della SIEMENS), nonché con le misure in campo. A titolo di esempio si riporta per un giorno (10 ottobre 2013) il transito di potenza attiva misurato (M) e calcolato (PF, OPF) nella CP EX-SIT.

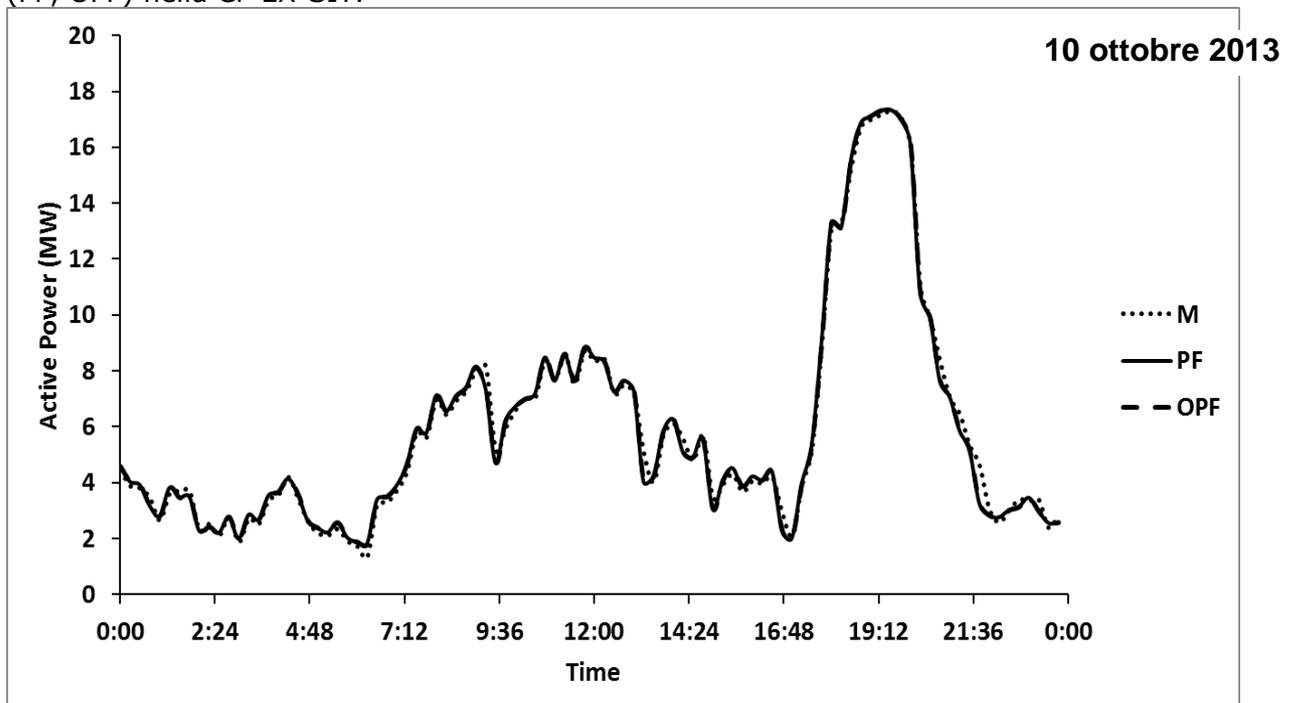


Figura 2.13 – Andamento dei transiti di potenza attiva misurata (M) e calcolata (PF, OPF) nella CP EX-SIT

RELAZIONE TECNICA	NOME FILE: 20150228_ASM TERNI RELAZIONE FINALE - SMART GRID DELIBERA 39_10_rev23Definitivo.docx	28/02/2015
		pag. 48 di 224



La procedura di OPF si basa sulla minimizzazione delle perdite in rete assumendo come principali vincoli l'intervallo ammesso per le tensioni (0.95-1.05 p.u.), il limite termico delle linee ed il fattore di potenza minimo (> 0.9) all'interfaccia con TERNA; sono stati anche considerati altri vincoli unicamente dettati da limiti operativi e normativi (stato del variatore di rapporto del trasformatore AT/MT, impossibilità da parte del DSO di regolare la potenza attiva immessa dalla GD, regolazione della potenza reattiva in accordo con quanto stabilito dalle CEI 0-16 e CEI 0-21 nonché delle capability curve e dei limiti funzionali delle UG). Questa procedura è stata dettagliatamente descritta e discussa nel documento tecnico di cui all'Allegato 6.2.1 a cui si rimanda.

I risultati ottenuti sono stati molto incoraggianti, confermando appieno l'efficacia del controllo dei flussi di potenza reattiva, sia attraverso accordi bilaterali con i principali produttori, sia mediante la connessione in rete di compensatori sincroni appositamente installati (nel caso specifico con scopi meramente dimostrativi, avendo una potenza non adeguata per soddisfare i reali fabbisogni della rete). A titolo di esempio si riportano gli andamenti del profilo di tensione in un nodo della rete, le perdite di potenza nella rete sottostante la CP EX-SIT ed i valori del fattore di potenza all'interfaccia con il TSO, nonché il flusso di potenza reattiva nella CP (con in evidenza il contributo del compensatore sincrono e dell'UG TERNI ENA). Si osservi come la regolazione della potenza reattiva effettuata, in primo luogo, attraverso il compensatore sincrono, e solo in seconda battuta (i.e., quando il compensatore ha raggiunto il suo limite tecnico), controllando l'erogazione di potenza reattiva dell'UG di TERNI ENA, ha effetti decisivi sul conseguimento degli obiettivi di qualità prefissati: il profilo di tensione si è notevolmente appiattito (il numero delle oscillazioni si è sensibilmente ridotto, e la loro ampiezza si è più che dimezzata, passando da 0.025 p.u. a 0.01 p.u.); le perdite hanno subito apprezzabili riduzioni che hanno anche raggiunto il 10.5%; il f.d.p. non è mai sceso al di sotto dello 0.9, rimanendo per la gran parte del tempo stabile intorno a questo valore. Dall'analisi dei flussi di potenza reattiva, conseguenti alle regolazioni effettuate in rete, emerge chiaramente come la procedura, correttamente, insegua, per quanto possibile, i fabbisogni di potenza reattiva attraverso il compensatore sincrono e, solo al raggiungimento del suo limite tecnico, richieda supporto alla UG TERNI ENA, che da accordi sottoscritti è disponibile ed è in grado di svolgere tale compito (essendo un generatore sincrono).

Le buone prestazioni riscontrate nonché la semplicità, stabilità ed affidabilità della procedura di OPF proposta, suggeriscono e giustificano la sua implementazione all'interno dell'ambiente computazionale "InGrid", su cui si basa lo SCADA, al fine di regolare i flussi di potenza reattiva per appiattare il profilo di tensione nei diversi nodi della rete, ridurre le perdite in essa e mantenere pressoché costante il f.d.p. all'interfaccia con TERNA. La soluzione proposta, basata sul controllo della potenza reattiva ottenuto, o attraverso accordi con i produttori disponibili a mettere a disposizione del DSO i margini operativi delle proprie unità sia rotanti che statiche, o mediante l'installazione e controllo di compensatori sincroni, sembra altresì essere facilmente attuabile in reti esercite da altri DSO, basandosi su metodologie consolidate, ancorché non di usale implementazione nelle reti di distribuzione.

Non deve comunque sfuggire la natura dimostrativa sia delle analisi effettuate che della eventuale successiva implementazione in campo, essendo il compensatore sincrono, di cui allo studio, sottodimensionato rispetto al reale fabbisogno della rete; inoltre, la sua ubicazione è stata scelta unicamente in funzione della disponibilità di strutture e di spazi idonei ad una adeguata collocazione delle macchine. Di grande interesse sono infine

RELAZIONE TECNICA	NOME FILE: 20150228_ASM TERNI RELAZIONE FINALE - SMART GRID DELIBERA 39_10_rev23Definitivo.docx	28/02/2015
		pag. 49 di 224



stati i risultati conseguiti mediante la regolazione dei flussi di potenza reattiva ottenuta sfruttando i margini operativi delle UG messi a disposizione dai produttori che hanno partecipato alla sperimentazione (nel caso specifico la UG di TERNI ENA).

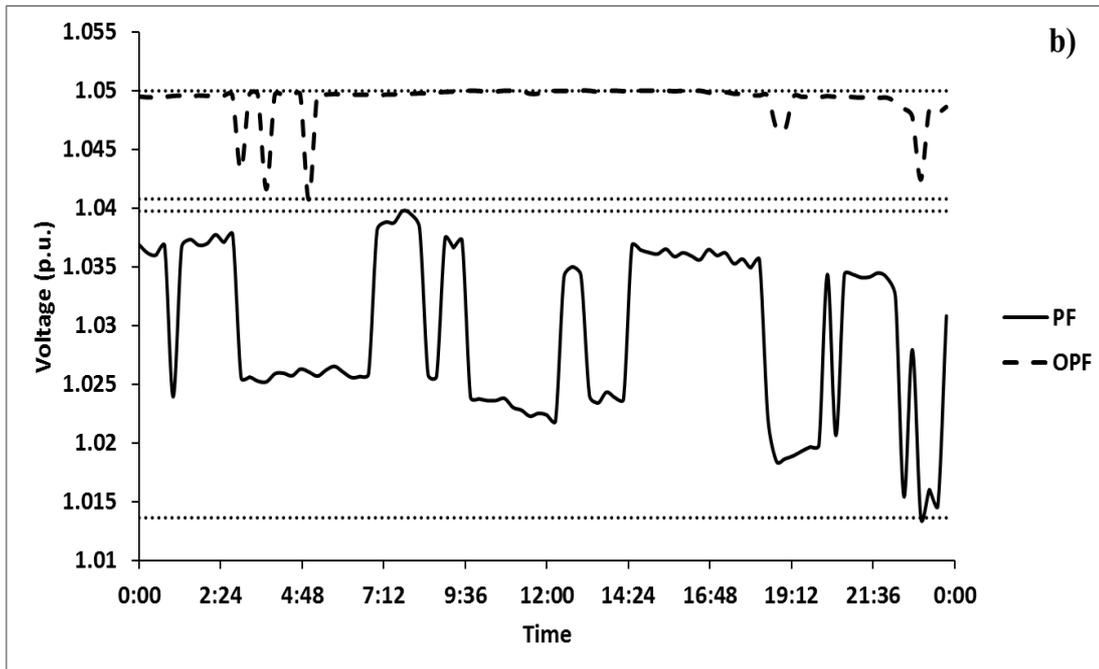


Figura 2.14 – Andamento del profilo di tensione nel nodo 440 della rete alimentata dalla CP EX-SIT

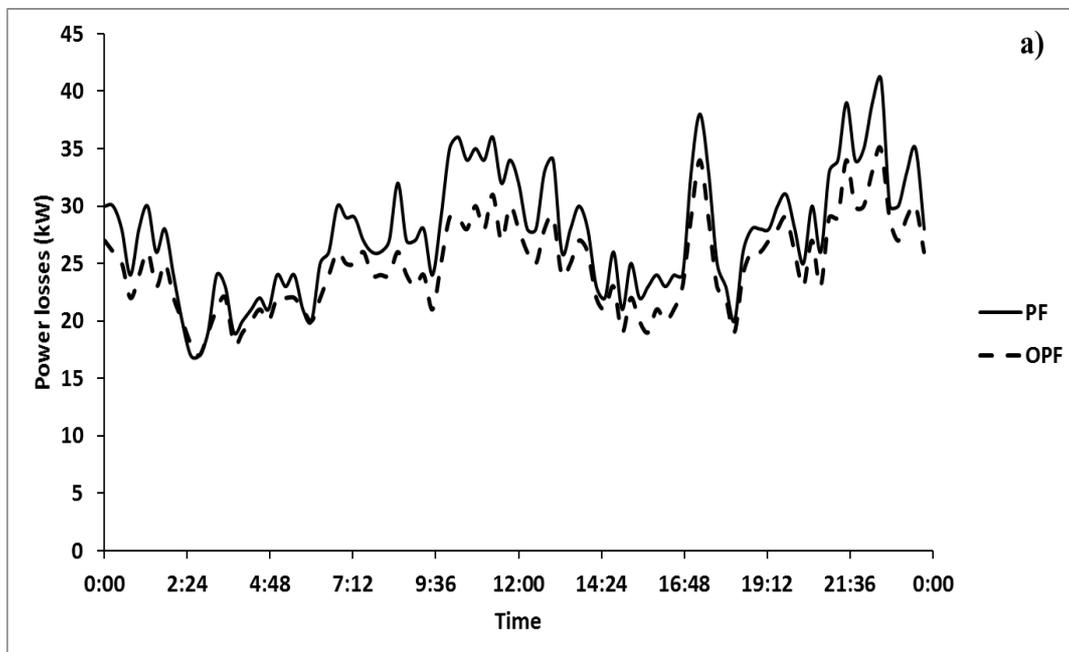


Figura 2.15 – Andamento delle perdite di potenza attiva nella rete alimentata dalla CP EX-SIT

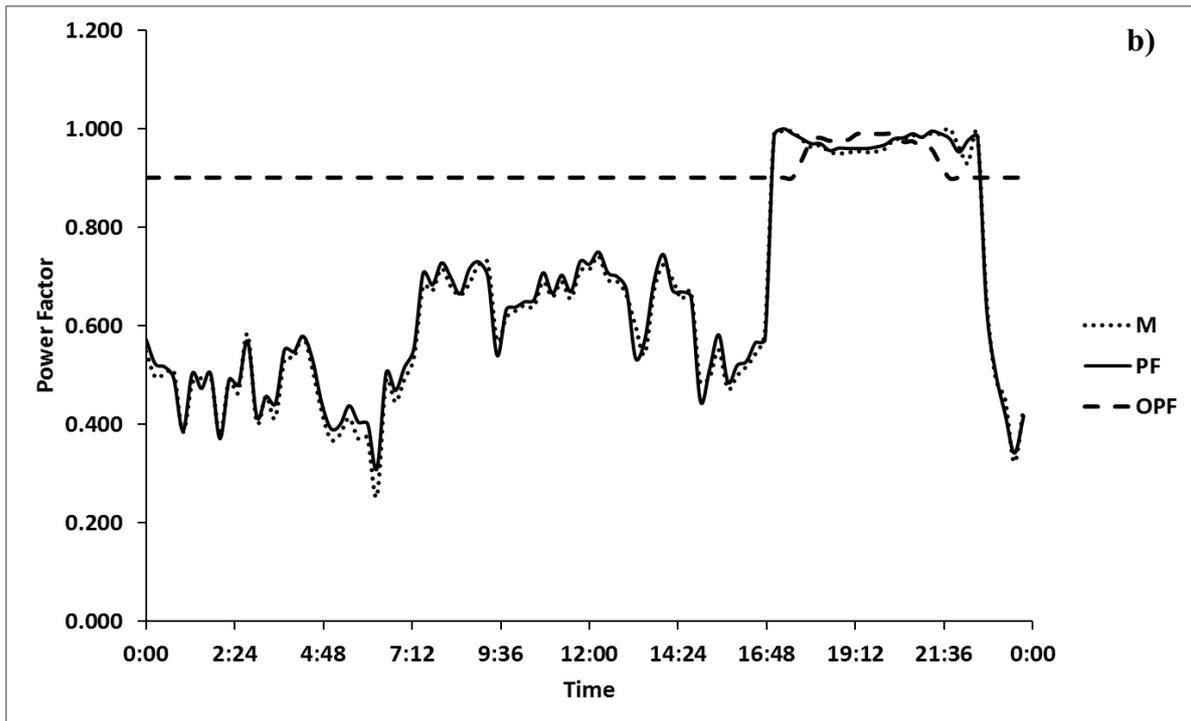


Figura 2.16 - Andamento del fattore di potenza nella CP EX-SIT

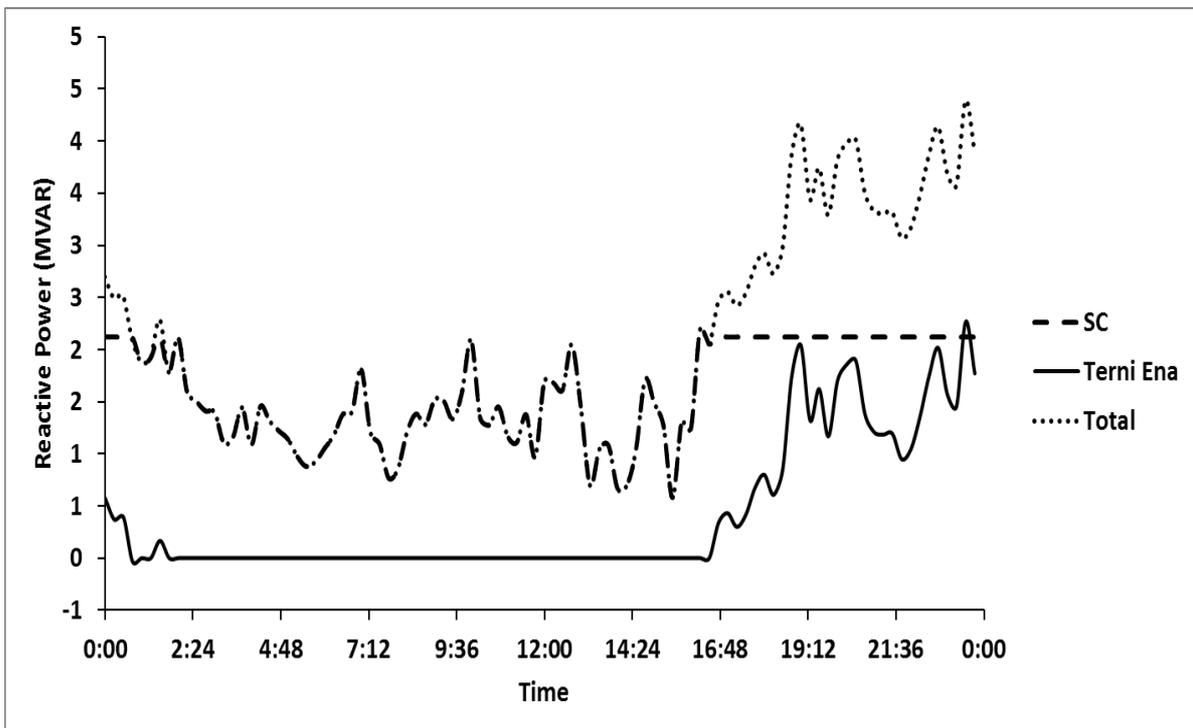


Figura 2.17 - Andamento dei flussi di potenza reattiva nella CP EX-SIT

2.3.3 Sistema di acquisizione dati (SCADA)

L'architettura HW del sistema SCADA di ASM - Terni è descritta nella Figura 2.18 seguente:

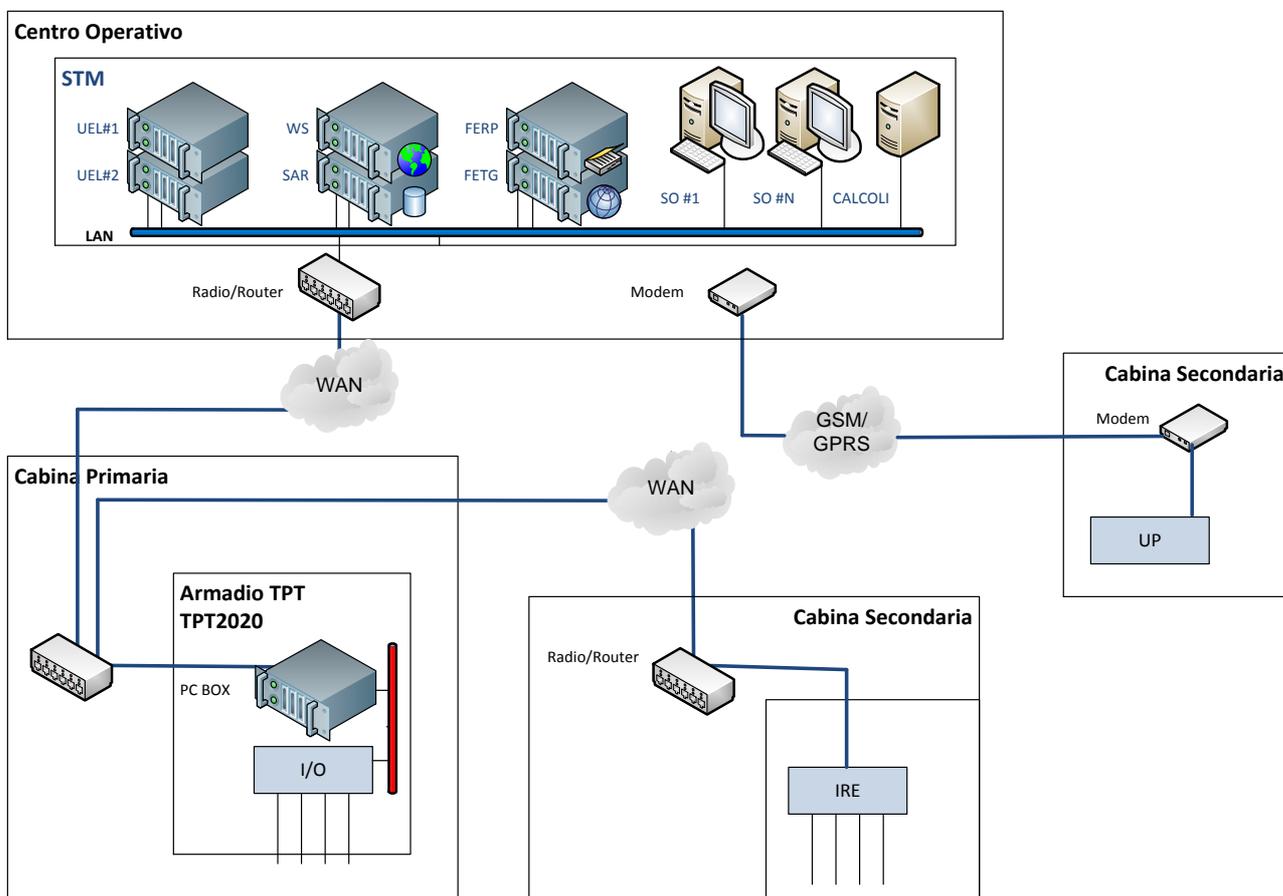


Figura 2.18 - Architettura HW del sistema SCADA

I principali soggetti che contribuiscono alle funzionalità implementate per il progetto delibera 39 sono:

- **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.
- **TPT2020.** Questo modulo provvede alla comunicazione con i dispositivi di campo (sia in filato che tramite protocollo IEC61850), si interfaccia con il posto centrale per lo scambio dei dati relativi ai dispositivi di campo, è in grado di trattare le richieste di regolazione provenienti dai calcoli di rete, gestisce l'algoritmo di anti-islanding, fa da server per la sincronizzazione oraria.

RELAZIONE TECNICA	NOME FILE: 20150228_ASM TERNI RELAZIONE FINALE - SMART GRID DELIBERA 39_10_rev23Definitivo.docx	28/02/2015
		pag. 52 di 224



- **CALCOLI DI RETE.** 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 l'STM.
- **IRE.** La Funzione d'Impianto per la Regolazione dell'Energia elettrica è una caratteristica aggiuntiva richiesta ai sistemi di controllo e gestione dell'impianto e può essere integrata nei dispositivi esistenti o implementata in un dispositivo ad essa dedicato. Il dispositivo che implementa la funzionalità, indipendentemente da come fisicamente realizzato, opera da interfaccia funzionale tra i segnali di riferimento imposti da FRE e gli apparati elettrici d'impianto, ovvero come trasduttore di grandezze o soglie imposte da FRE ed inviate tramite flusso dati a grandezze fisiche per gli apparati d'impianto. Esso riceve comandi e parametri inviati da FRE ed impone, nei modi propri dello specifico sistema con cui si interfaccia, le regolazioni richieste. Rende inoltre disponibili verso FRE caratteristiche, segnali e misure relative all'impianto sotteso (ad es.: potenza attiva e reattiva generata).

2.3.3.1 STM

Il nuovo sistema SCADA è stato di fornitura SIEMENS (Italia) che ha sviluppato tale sistema, denominato ST, per fornire una soluzione completa per il monitoraggio, il telecomando e l'automazione delle reti elettriche di distribuzione AT, MT e BT, nonché delle cabine AT-MT e delle cabine MT-BT. Il sistema ST è costituito dal sottosistema ST-AT per la gestione della rete AT e dal sottosistema ST-MT per la gestione della rete MT e BT.

2.3.3.1.1 Principali funzioni del Sistema ST

Le più importanti funzioni del sistema ST sono:

- *Supervisione e telecontrollo delle cabine AT-MT e MT-BT*
- *Gestione della topologia della rete AT e MT*
- *Interfaccia dedicata per la configurazione della rete e degli impianti*
- *Parametrizzazione delle RTU e delle protezioni di montante*
- *Automazione della rete MT e Archiviazione delle informazioni correlate*
- *Gestione di diverse tipologie di impianti*
- *Invio di informazioni a Sistemi Gestionali del cliente.*
- *Trasferimento delle informazioni richieste dal Gestore della Rete di Trasporto Nazionale.*

2.3.3.1.2 Architettura Hardware

Il sistema ST è costituito dai seguenti elementi, interconnessi tra loro in rete locale o geografica:

- *Front-end su HW di mercato o proprietario per gestire la comunicazione con i diversi tipi di RTU*
- *Servers su computer industriali o PC per l'elaborazione e l'archiviazione dei dati*
- *Workstations su computer industriali o PC per l'interfaccia uomo-macchina*

RELAZIONE TECNICA	NOME FILE: 20150228_ASM TERNI RELAZIONE FINALE - SMART GRID DELIBERA 39_10_rev23Definitivo.docx	28/02/2015
		pag. 53 di 224



- Terminal servers per gestire le periferiche di stampa (stampanti, plotter, ...)
- Display wall per la presentazione dello stato della rete
- Switches e routers per la connessione a reti WAN
- Orologio sincronizzato GPS
- Stampanti

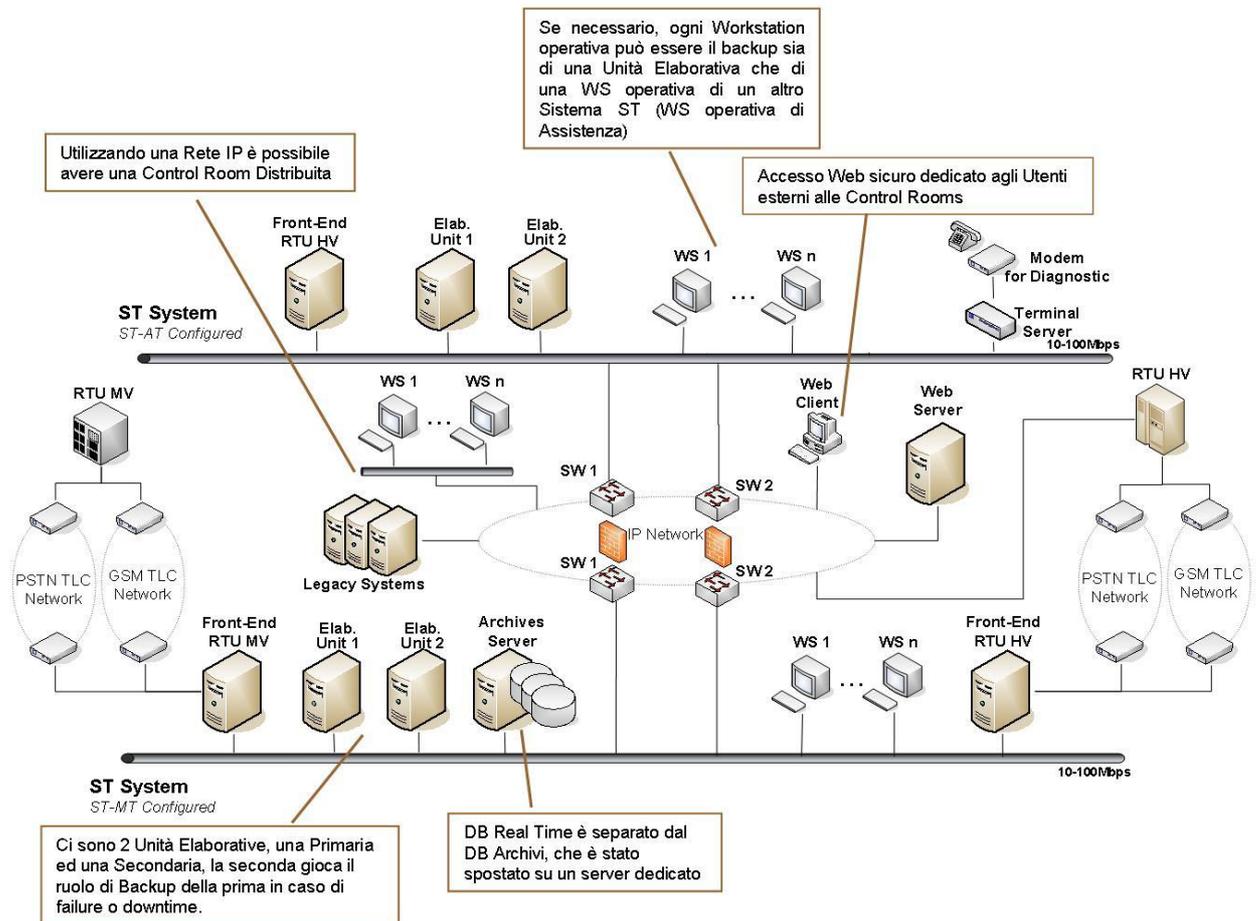


Figura 2.19 - Architettura Sistema STM

2.3.3.1.3 Architettura funzionale

Il diagramma seguente mostra i diversi moduli funzionali del sistema ST. Tale struttura modulare facilita la sua graduale evoluzione senza intaccare le prestazioni consolidate, al fine di conservare il valore dell'investimento del distributore nel tempo e permettere l'integrazione di nuovi sistemi e/o sotto-sistemi come il pilota della delibera 39.

RELAZIONE TECNICA	NOME FILE: 20150228_ASM TERNI RELAZIONE FINALE - SMART GRID DELIBERA 39_10_rev23Definitivo.docx	28/02/2015
		pag. 54 di 224

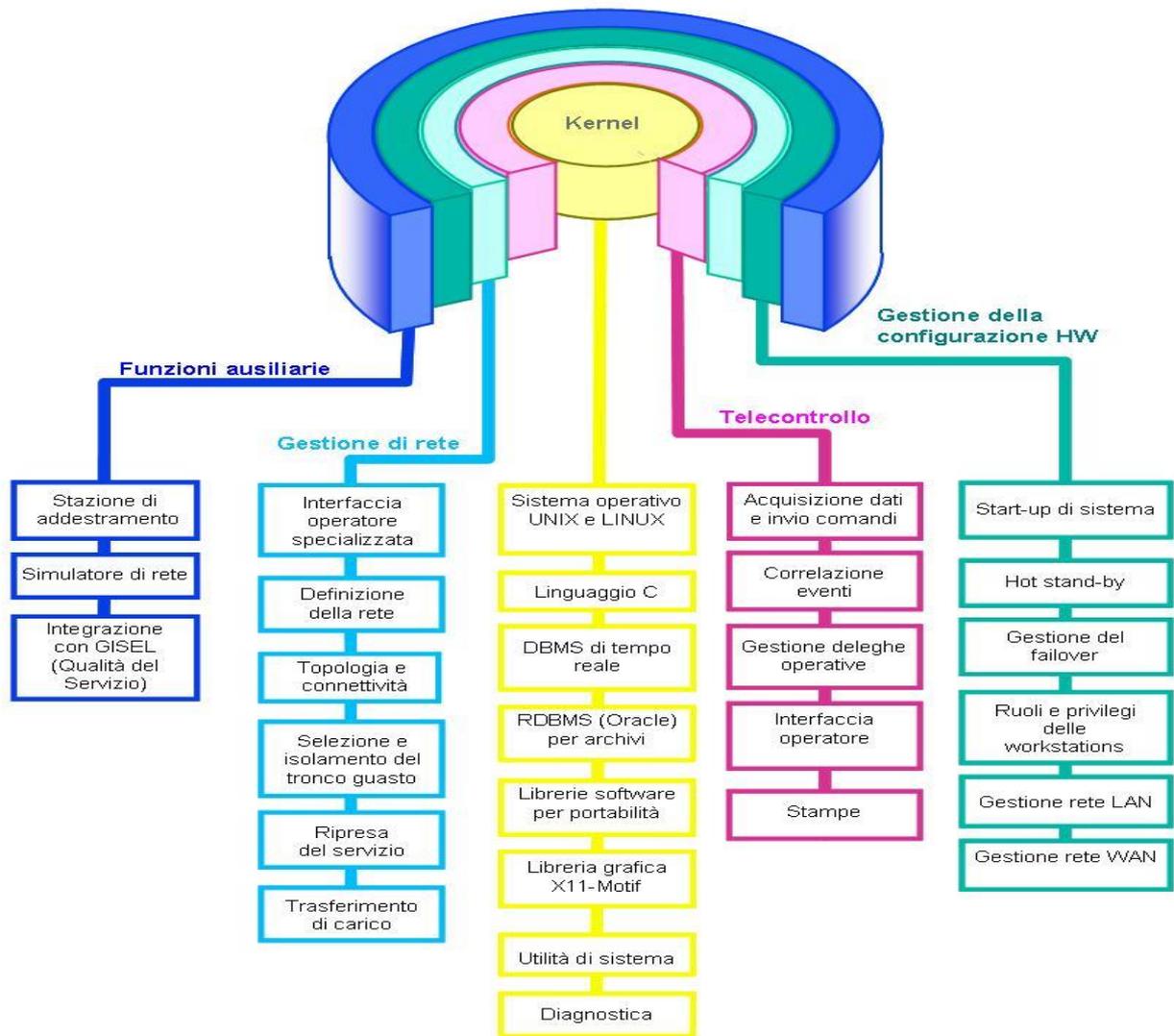


Figura 2.20 - Architettura Funzionale Sistema STM

2.3.3.1.4 Descrizione del Sistema STWeb + Server Archivi

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

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



Figura 2.21 - Flusso informativo

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

Le principali applicazioni presenti nel Sistema STWeb sono relative alla gestione di:

- Amministrazione dei profili degli utenti
- Piani di Lavoro
- Rapporto Eventi del Protocollo di Servizio e di Sistema
- Ricerche da Archivi Eventi
- Ricerche da Archivio Misure
- System Management
- Georeferenziazione della rete elettrica su mappe di Google
- Visualizzazione schemi di rete
- Cruscotto con indicazione delle prestazioni dei Sistemi ST

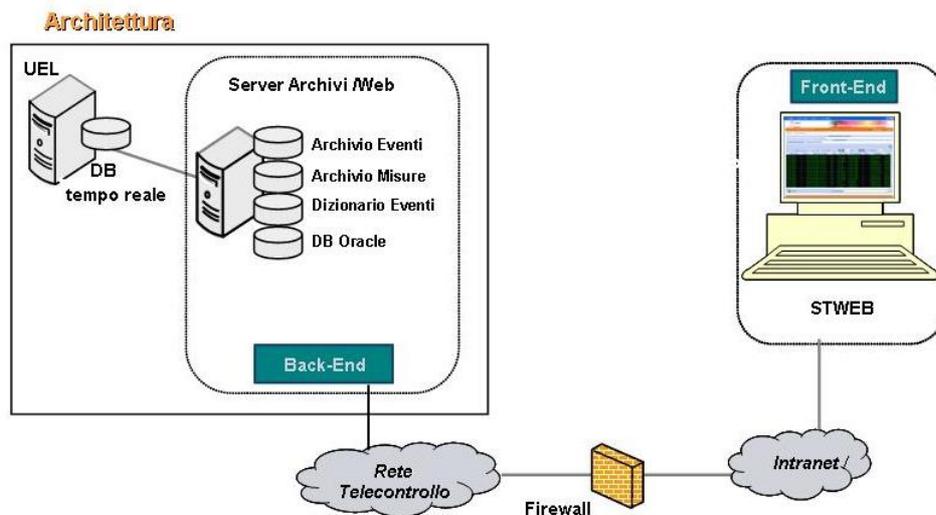


Figura 2.22 - interconnessione del front-end Web

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

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

RELAZIONE TECNICA	NOME FILE: 20150228_ASM TERNI RELAZIONE FINALE - SMART GRID DELIBERA 39_10_rev23Definitivo.docx	28/02/2015
		pag. 56 di 224



Le applicazioni del sistema STWeb, di tipo Client-Server o Web, sono installate sul Server Archivi e sul Server Web e sono accessibili da una qualsiasi postazione PC Windows dalla rete intranet aziendale.

2.3.3.2 TPT2020

Questo modulo software è derivato da quello del TPT2000 di cui mantiene tutte le funzionalità a cui si aggiungono delle estensioni che sono descritte in questo capitolo. Le due RTU di cabina primaria di questa sperimentazione (CP Villa Valle e CP Ex-Sit) sono di tipo TPT2020.

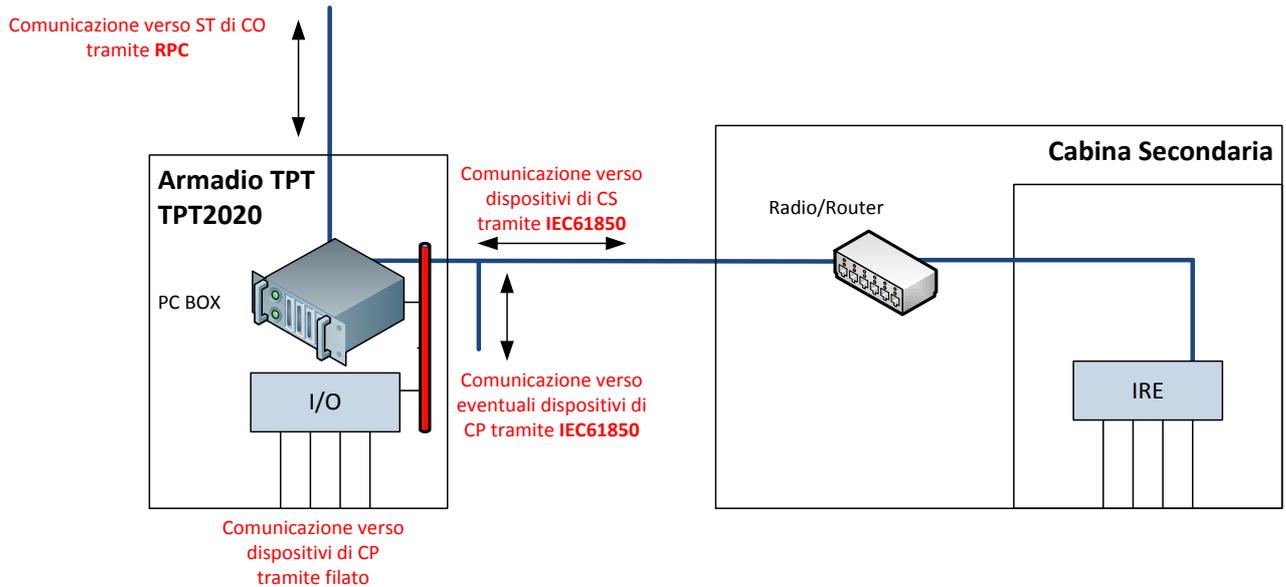


Figura 2.23 - interconnessione del front-end Web

Il TPT2020 prevede due modalità di interfacciamento verso i dispositivi di campo: direttamente in filato oppure tramite protocollo IEC61850.

2.3.3.2.1 Interfacciamento in filato

Questa modalità è quella tradizionale che viene usato all'interno della Cabina Primaria per l'interfacciamento con i pannelli di tipo tradizionale. Tramite i connettori presenti nel dispositivo "Rack I/O" i pannelli vengono collegati al TPT2020. Utilizzando il TMF viene creato il legame tra il connettore/pin e l'oggetto corrispondente nel database.

In questa sperimentazione l'interfacciamento con le protezioni di cabina primaria è stato effettuato di tipo filato, questo per minimizzare l'impatto sul sistema di protezione di cabina primaria esistente.

2.3.3.2.2 Interfacciamento con protocollo IEC61850

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

RELAZIONE TECNICA	NOME FILE: 20150228_ASM TERNI RELAZIONE FINALE - SMART GRID DELIBERA 39_10_rev23Definitivo.docx	28/02/2015
		pag. 57 di 224



Tipo apparato	Descrizione	Posizionamento
IRE	Interfaccia per la Regolazione dell'Energia	Cliente
GENERICO	Dispositivo di Cabina Primaria	Cabina Primaria
GENERICO	Dispositivo di Cabina secondaria	Cabina Secondaria

I dispositivi sopra indicati si presentano come "server IEC61850", quindi sono in grado di pubblicare e sottoscrivere messaggi di tipo GOOSE e contemporaneamente possono trattare richieste di tipo MMS.

I dispositivi di cabina primaria/secondaria sono visibili direttamente dal TPT2020, mentre l'IRE ha due modalità di connessione possibili. La prima presuppone che non sia direttamente raggiungibile dal TPT2020 (sostanzialmente per motivi di sicurezza di accesso alla rete dati), in questa situazione le informazioni prodotte sono rese disponibili attraverso l'apparato dislocato nella Cabina Secondaria dove si trova il punto di consegna del Cliente. La seconda modalità di connessione prevede che l'IRE sia direttamente raggiungibile dal TPT2020, in questa situazione tutte le informazioni sono disponibili al TPT2020.

In linea generale la comunicazione tra i dispositivi sopra riportati e il TPT2020 utilizza l'MMS, pertanto il TPT2020 ha ruolo di client. In questo caso il TPT2020 richiede al dispositivo i report per i dati d'interesse e il dispositivo provvede ad inviare al TPT2020 i dati ogni volta che sono soddisfatte le condizioni d'invio.

E' da sottolineare che si presentano due casi in cui il TPT2020 agisce da server pubblicando dei dati GOOSE:

- invio del watchdog;
- invio dei messaggi di teledistacco richiesti da STM.

Questi messaggi vengono utilizzati dai dispositivi di cabina secondaria per la gestione dell'anti-islanding.

Ai fini del teledistacco l'interfacciamento con le RTU di cabina secondaria degli impianti pilota avviene con protocollo IEC61850.

2.3.3.2.3 Interfaccia con il posto centrale

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

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

2.3.3.2.4 Funzione teledistacco produzione

La funzione di teledistacco nasce dall'esigenza di evitare l'esercizio della rete in isola. In particolare si possono presentare i casi seguenti:

- Apertura interruttore di linea MT di cabina primaria, causa guasto. In questa situazione è necessario che il TPT2020 invii la richiesta di apertura delle

RELAZIONE TECNICA	NOME FILE: 20150228_ASM TERNI RELAZIONE FINALE - SMART GRID DELIBERA 39_10_rev23Definitivo.docx	28/02/2015
		pag. 58 di 224



protezioni di interfaccia di tutti gli impianti connessi alla direttrice alimentata dall'interruttore di linea MT coinvolto.

- Apertura degli organi di manovra posti lungo una direttrice di media tensione. Dal momento che il TPT2020 non conosce lo stato degli interruttori/sezionatori lungo la direttrice MT e non sono previste logiche locali di tele distacco sugli apparati IRE, solo il centro è in grado di richiedere il teledistacco. Pertanto in questa situazione non risulta fattibile il teledistacco in tempi inferiori alla richiusura rapida.
- Teledistacco per ragioni di esercizio. In questa situazione si presenta la necessità di distaccare un gruppo di impianti che va dall'intera area di produzione al singolo impianto. Si può infatti richiedere un teledistacco per cabina primaria, semisbarra MT, direttrice MT o singola PI. Per questo tipo di richieste non è necessario eseguire il distacco nel minor tempo possibile.

Dati di configurazione

La configurazione avviene con i seguenti passi:

- Il posto centrale invia la tabella che contiene il codice gestionale dell'interruttore/sezionatore di cabina secondaria sottesa alla cabina primaria e il relativo TAG al TPT2020 di competenza alla connessione del TPT2020 stesso o ogni volta che l'assetto di rete, e conseguentemente la TAG, viene modificato. Con TAG si intende un codice univoco generato da una logica di sistema centrale in funzione della topologia della rete elettrica.
- La tabella di cui al punto precedente viene inviata tramite SetPoint agli IRE di competenza.

Logica di funzionamento teledistacco produzione

Sono previste due modalità di attivazione della funzione di teledistacco:

- Tramite messaggio GOOSE+TAG per il tele distacco di un gruppo d'impianti.

Teledistacco attraverso GOOSE+TAG

Il centro invia al TPT2020 il messaggio di teledistacco produzione relativo all'interruttore (o sezionatore) che è in stato di aperto contenente il codice gestionale di tale interruttore. Dal codice gestionale si ricava la TAG da utilizzare nel GOOSE.

Nel caso in cui vi sia l'apertura di un interruttore di linea MT, il TPT2020 da configurazione conosce il codice TAG dell'interruttore di linea MT e dunque dovrà inviare la richiesta di teledistacco produzione GOOSE+TAG, senza che vi sia l'intervento del sistema centrale.

Una volta settato 1 il valore del GOOSE, esso deve permanere in tale condizione per il tempo $T_{\text{dist.prod}}$ pari a 200 millisecondi. Terminato tale tempo il valore del GOOSE di teledistacco produzione deve tornare a 0.

E' necessario effettuare il controllo dello stato delle PI per ogni IRE associato al teledistacco produzione. Se tutte le protezioni di interfaccia passano allo stato di aperto entro T_{PI} , nessun messaggio deve essere inviato al sistema centrale. Se almeno una protezione di interfaccia non cambia di stato entro T_{PI} permanendo nella posizione di chiuso deve essere emesso un messaggio MMS di teledistacco produzione per il singolo

RELAZIONE TECNICA	NOME FILE: 20150228_ASM TERNI RELAZIONE FINALE - SMART GRID DELIBERA 39_10_rev23Definitivo.docx	28/02/2015
		pag. 59 di 224



IRE. Se anche a seguito dell'invio del messaggio MMS di teledistacco produzione non è ricevuta la variazione di stato in aperto della protezione di interfaccia allora il TPT2020 deve emettere l'evento di "apertura negativa" per l'IRE coinvolto.

Terminato il tempo $T_{dist.prod.}$ più un tempo congruo di parallelo generatori se tutti gli IRE associati al messaggio GOOSE+TAG di teledistacco produzione emettono entro T_{PI} lo stato della PI di chiuso, allora deve essere generato verso il sistema centrale l'evento di "ripresa servizio produzione". Viceversa se almeno un IRE non comunica entro T_{PI} lo stato di chiuso della PI, deve essere generato verso il sistema centrale l'evento di "mancato parallelo" per ogni singolo IRE. .

Nel caso di scatto definitivo dell'interruttore di CS, il sistema centrale può inviare un messaggio di teledistacco produzione in cui lo stato del GOOSE di teledistacco produzione rigenerato dal TPT2020 debba permanere ad 1 sino a nuovo comando esplicito inviato dal sistema centrale.

In tal caso per ogni IRE connesso, a seguito del messaggio GOOSE+TAG di teledistacco deve essere generato un evento verso il sistema centrale di "distacco automatico generazione" e per tali IRE non deve essere svolto il controllo di nuovo parallelo al termine del tempo $T_{dist.prod.}$.

A seguito del comando da sistema centrale di ripristino produzione (GOOSE a 0) e dopo un tempo congruo di parallelo dei generatori deve essere svolto per ogni IRE il controllo dello stato della PI in posizione di chiuso, se non è verificato entro T_{PI} lo stato di chiuso della PI allora deve essere il messaggio verso il sistema centrale "mancato parallelo" per ogni IRE.

Teledistacco di Test

La funzione di teledistacco prevede la possibilità di essere attivata in modalità test in modo da aprire il contatto "spare output" in campo. La modalità di gestione è che tramite messaggio GOOSE+TAG. Viene inviato con il parametro "Flag modalità test" ad 1. Il TPT2020 genera un GOOSE di teledistacco produzione specificando la TAG relativa alla cabina primaria.

A seguito del teledistacco produzione di test, indipendentemente da come sia effettuato rispetto alle tre modalità, l'effetto atteso è l'invio della notifica dello stato della variabile "spare output" a 0, ossia contatto fittizio aperto.

Comandato il teledistacco produzione di test su uno specifico Ied il TPT2020 deve attendere la ricezione dello stato della variabile "spare output" a 0 per ogni RGDM/IC(istanza) elettricamente posto a valle. Nel caso in cui tale stato non sia ricevuto, il TPT2020 deve inviare verso il sistema centrale un messaggio di "test teledistacco produzione fallito" per ogni RGDM/IC(istanza) che non ha comunicato lo stato della variabile "spare output" pari a 0.

Nella tabella seguente sono riportati i riferimenti per il protocollo IEC61850.

Notifica posizione variabile "spare output"	IRE/LD_Plant/GGIO11_N/NSIORCGGIO1/SPCSO2
---	--

RELAZIONE TECNICA	NOME FILE: 20150228_ASM TERNI RELAZIONE FINALE - SMART GRID DELIBERA 39_10_rev23Definitivo.docx	28/02/2015
		pag. 60 di 224



2.3.3.2.5 Comunicazione con IRE

Il TPT2020 è in grado di ricevere i dati caratteristici dell'impianto utilizzando la comunicazione diretta con IRE. Con questo tipo di comunicazione può anche ricevere i dati relativi allo stato e alle misure della generazione distribuita che, come già detto, sono in mutua esclusione con quelli ricevuti da RGDM/IC(istanza).

Dati generici d'impianto

I seguenti dati devono essere inviati al sistema centrale con lo scopo di popolare la scheda informativa di impianto presente nel sistema centrale. La tabella seguente contiene l'elenco dei dati disponibili e il loro riferimento nel protocollo IEC61850.

Denominazione	Nodo Logico DO/DA
Costruttore dell'apparato di Monitoraggio Impianto	IRE/LD_Generic/LPHD1/PhyNam.vendor
Versione del software dell'apparato di Monitoraggio Impianto	IRE/LD_Generic/LPHD1/PhyNam.swRev
Serial number dell'apparato di Monitoraggio Impianto	IRE/LD_Generic/LPHD1/PhyNam.serNum
Versione specifica IRE	IRE/LD_Generic/LPHD1/PhyNam.model
Identificativo punto di connessione (POD)	IRE/LD_Generic/LPHD1/PhyNam.plantId
Denominazione dell'impianto	IRE/LD_Generic/LPHD1/PhyNam.denom

Una volta letti dal dispositivo, i dati vengono salvati su file e inviati al posto centrale.

Dati capability impianto

I dati di impianto servono al sistema centrale al fine di attuare la regolazione della generazione distribuita avendo noti i parametri di impianto. Ciò permette di ottimizzare la regolazione della tensione potendo conoscere a priori la capability di ogni impianto. In relazione al tipo di generazione configurata in IRE e presente fisicamente nell'impianto, IRE rende disponibile a TPT2020 i dati di impianto corrispettivi, i quali saranno inoltrati al sistema centrale. La tabella seguente contiene l'elenco dei dati disponibili e il loro riferimento nel protocollo IEC61850.

Denominazione	Nodo Logico DO/DA
Tensione nominale sul punto di consegna	IRE/LD_Generic/CapbDOPR1/ECPNomVLev
Frequenza nominale sul punto di consegna	IRE/LD_Generic/CapbDOPR1/ECPNomHz
Punto di scambio - potenza attiva nominale in generazione	IRE/LD_Generic/CapbDOPR1/ECPWG
Punto di scambio - potenza attiva nominale in assorbimento	IRE/LD_Generic/CapbDOPR1/ECPWS
Punto di scambio - potenza apparente nominale	IRE/LD_Generic/CapbDOPR1/ECPVAr
Punto di scambio - potenza reattiva induttiva massima	IRE/LD_Generic/CapbDOPR1/ECPQL
Punto di scambio - potenza reattiva capacitiva massima	IRE/LD_Generic/CapbDOPR1/ECPQC
Punto di scambio - fattore di potenza induttivo massimo in generazione	IRE/LD_Generic/CapbDOPR1/ECPCoLG
Punto di scambio - fattore di potenza capacitivo massimo in generazione	IRE/LD_Generic/CapbDOPR1/ECPCoCG
Punto di scambio - fattore di potenza induttivo massimo in assorbimento	IRE/LD_Generic/CapbDOPR1/ECPCoLS
Punto di scambio - fattore di potenza capacitivo massimo in assorbimento	IRE/LD_Generic/CapbDOPR1/ECPCoCS
Presenza sistema di generazione da fonte primaria	IRE/LD_Generic/CapbDOPR1/ECPPriGen
Presenza di un sistema per la modulazione del carico utilizzatore	IRE/LD_Generic/CapbDOPR1/ECPUoM
Presenza di un sistema per il distacco parziale del carico utilizzatore	IRE/LD_Generic/CapbDOPR1/ECPParShed

RELAZIONE TECNICA	NOME FILE: 20150228_ASM TERNI RELAZIONE FINALE - SMART GRID DELIBERA 39_10_rev23Definitivo.docx	28/02/2015
		pag. 61 di 224



Presenza di un sistema di accumulo energia	IRE/LD_Generic/CapbDOPRI/ECPAcc
Indica le funzioni di regolazione disponibili	IRE/LD_Generic/CapbDOPRI/RegFunAva
Fotovoltaico - potenza attiva nominale in generazione	IRE/LD_Genera/CapbDOPRI/ECPWGPV
Fotovoltaico - potenza attiva nominale in assorbimento	IRE/LD_Genera/CapbDOPRI/ECPWSPV
Fotovoltaico - potenza apparente nominale	IRE/LD_Genera/CapbDOPRI/ECPVArPV
Fotovoltaico - potenza reattiva induttiva massima	IRE/LD_Genera/CapbDOPRI/ECPQLPV
Fotovoltaico - potenza reattiva capacitiva massima	IRE/LD_Genera/CapbDOPRI/ECPQCPV
Fotovoltaico - fattore di potenza induttivo massimo in generazione	IRE/LD_Genera/CapbDOPRI/ECPCoLGPV
Fotovoltaico - fattore di potenza capacitivo massimo in generazione	IRE/LD_Genera/CapbDOPRI/ECPCoCGPV
Fotovoltaico - fattore di potenza induttivo massimo in assorbimento	IRE/LD_Genera/CapbDOPRI/ECPCoLSPV
Fotovoltaico - fattore di potenza capacitivo massimo in assorbimento	IRE/LD_Genera/CapbDOPRI/ECPCoCSPV
Eolico - potenza attiva nominale in generazione	IRE/LD_Genera/CapbDOPRI/ECPWGW
Eolico - potenza attiva nominale in assorbimento	IRE/LD_Genera/CapbDOPRI/ECPWSW
Eolico - potenza apparente nominale	IRE/LD_Genera/CapbDOPRI/ECPVArW
Eolico - potenza reattiva induttiva massima	IRE/LD_Genera/CapbDOPRI/ECPQLW
Eolico - potenza reattiva capacitiva massima	IRE/LD_Genera/CapbDOPRI/ECPQCW
Eolico - fattore di potenza induttivo massimo in generazione	IRE/LD_Genera/CapbDOPRI/ECPCoLGW
Eolico - fattore di potenza capacitivo massimo in generazione	IRE/LD_Genera/CapbDOPRI/ECPCoCGW
Eolico - fattore di potenza induttivo massimo in assorbimento	IRE/LD_Genera/CapbDOPRI/ECPCoLSW
Eolico - fattore di potenza capacitivo massimo in assorbimento	IRE/LD_Genera/CapbDOPRI/ECPCoCSW
Termico - potenza attiva nominale in generazione	IRE/LD_Genera/CapbDOPRI/ECPWGT
Termico - potenza attiva nominale in assorbimento	IRE/LD_Genera/CapbDOPRI/ECPWST
Termico - potenza apparente nominale	IRE/LD_Genera/CapbDOPRI/ECPVArT
Termico - potenza reattiva induttiva massima	IRE/LD_Genera/CapbDOPRI/ECPQLT
Termico - potenza reattiva capacitiva massima	IRE/LD_Genera/CapbDOPRI/ECPQCT
Termico - fattore di potenza induttivo massimo in generazione	IRE/LD_Genera/CapbDOPRI/ECPCoLGT
Termico - fattore di potenza capacitivo massimo in generazione	IRE/LD_Genera/CapbDOPRI/ECPCoCGT
Termico - fattore di potenza induttivo massimo in assorbimento	IRE/LD_Genera/CapbDOPRI/ECPCoLST
Termico - fattore di potenza capacitivo massimo in assorbimento	IRE/LD_Genera/CapbDOPRI/ECPCoCST
Idraulico - potenza attiva nominale in generazione	IRE/LD_Genera/CapbDOPRI/ECPWGHy
Idraulico - potenza attiva nominale in assorbimento	IRE/LD_Genera/CapbDOPRI/ECPWSHy
Idraulico - potenza apparente nominale	IRE/LD_Genera/CapbDOPRI/ECPVArHy
Idraulico - potenza reattiva induttiva massima	IRE/LD_Genera/CapbDOPRI/ECPQLHy
Idraulico - potenza reattiva capacitiva massima	IRE/LD_Genera/CapbDOPRI/ECPQCHy
Idraulico - fattore di potenza induttivo massimo in generazione	IRE/LD_Genera/CapbDOPRI/ECPCoLGHy
Idraulico - fattore di potenza capacitivo massimo in generazione	IRE/LD_Genera/CapbDOPRI/ECPCoCGHy
Idraulico - fattore di potenza induttivo massimo in assorbimento	IRE/LD_Genera/CapbDOPRI/ECPCoLSHy
Idraulico - fattore di potenza capacitivo massimo in assorbimento	IRE/LD_Genera/CapbDOPRI/ECPCoCSHy
Altro - potenza attiva nominale in generazione	IRE/LD_Genera/CapbDOPRI/ECPWGOth
Altro - potenza attiva nominale in assorbimento	IRE/LD_Genera/CapbDOPRI/ECPWSOth
Altro - potenza apparente nominale	IRE/LD_Genera/CapbDOPRI/ECPVArOth
Altro - potenza reattiva induttiva massima	IRE/LD_Genera/CapbDOPRI/ECPQLOth
Altro - potenza reattiva capacitiva massima	IRE/LD_Genera/CapbDOPRI/ECPQCOth
Altro - fattore di potenza induttivo massimo in generazione	IRE/LD_Genera/CapbDOPRI/ECPCoLGOth
Altro - fattore di potenza capacitivo massimo in generazione	IRE/LD_Genera/CapbDOPRI/ECPCoCGOth
Altro - fattore di potenza induttivo massimo in assorbimento	IRE/LD_Genera/CapbDOPRI/ECPCoLSOth
Altro - fattore di potenza capacitivo massimo in assorbimento	IRE/LD_Genera/CapbDOPRI/ECPCoCSOth
Carico utilizzatore - potenza attiva nominale in generazione	IRE/LD_Loads/CapbDOPRI/ECPWGU
Carico utilizzatore - potenza attiva nominale in assorbimento	IRE/LD_Loads/CapbDOPRI/ECPWSU
Carico utilizzatore - potenza apparente nominale	IRE/LD_Loads/CapbDOPRI/ECPVArU
Carico utilizzatore - potenza reattiva induttiva massima	IRE/LD_Loads/CapbDOPRI/ECPQLU



Carico utilizzatore – potenza reattiva capacitiva massima	IRE/LD_Loads/CapbDOPR1/ECPQCUsL
Carico utilizzatore – fattore di potenza induttivo massimo in generazione	IRE/LD_Loads/CapbDOPR1/ECPCoLGUsL
Carico utilizzatore – fattore di potenza capacitivo massimo in generazione	IRE/LD_Loads/CapbDOPR1/ECPCoCGUsL
Carico utilizzatore – fattore di potenza induttivo massimo in assorbimento	IRE/LD_Loads/CapbDOPR1/ECPCoLSUsL
Carico utilizzatore – fattore di potenza capacitivo massimo in assorbimento	IRE/LD_Loads/CapbDOPR1/ECPCoCSUsL
Carico utilizzatore modulabile - potenza attiva in generazione	IRE/LD_Loads/CapbDOPR1/ECPWGMUsL
Carico utilizzatore modulabile – potenza attiva in assorbimento	IRE/LD_Loads/CapbDOPR1/ECPWSMUsL
Carico utilizzatore modulabile – potenza apparente nominale	IRE/LD_Loads/CapbDOPR1/ECPVArMUsL
Carico utilizzatore modulabile – potenza reattiva induttiva massima	IRE/LD_Loads/CapbDOPR1/ECPQLMUsL
Carico utilizzatore modulabile – potenza reattiva capacitiva massima	IRE/LD_Loads/CapbDOPR1/ECPQCMUsL
Carico utilizzatore modulabile – fattore di potenza induttivo massimo in generazione	IRE/LD_Loads/CapbDOPR1/ECPCoLGMUsL
Carico utilizzatore modulabile – fattore di potenza capacitivo massimo in generazione	IRE/LD_Loads/CapbDOPR1/ECPCoCGMUsL
Carico utilizzatore modulabile – fattore di potenza induttivo massimo in assorbimento	IRE/LD_Loads/CapbDOPR1/ECPCoLSMUsL
Carico utilizzatore modulabile – fattore di potenza capacitivo massimo in assorbimento	IRE/LD_Loads/CapbDOPR1/ECPCoCSMUsL
Potenza del carico passivo distaccabile per alleggerimento	IRE/LD_Loads/CapbDOPR1/ECPWPaShLo
Sistema di accumulo - potenza attiva nominale in generazione	IRE/LD_Accum/CapbDOPR1/ECPWGAccS
Sistema di accumulo – potenza attiva nominale in assorbimento	IRE/LD_Accum/CapbDOPR1/ECPWSAccS
Sistema di accumulo – potenza apparente nominale	IRE/LD_Accum/CapbDOPR1/ECPVArAccS
Sistema di accumulo – potenza reattiva induttiva massima	IRE/LD_Accum/CapbDOPR1/ECPQLAccS
Sistema di accumulo – potenza reattiva capacitiva massima	IRE/LD_Accum/CapbDOPR1/ECPQCAccS
Sistema di accumulo – fattore di potenza induttivo massimo in generazione	IRE/LD_Accum/CapbDOPR1/ECPCoLGAccS
Sistema di accumulo – fattore di potenza capacitivo massimo in generazione	IRE/LD_Accum/CapbDOPR1/ECPCoCGAccS
Sistema di accumulo – fattore di potenza induttivo massimo in assorbimento	IRE/LD_Accum/CapbDOPR1/ECPCoLSAccS
Sistema di accumulo – fattore di potenza capacitivo massimo in assorbimento	IRE/LD_Accum/CapbDOPR1/ECPCoCSAccS
Capacità nominale sistema di accumulo	IRE/LD_Accum/CapbDOPR1/ECPWhAccS

Una volta letti dal dispositivo, i dati vengono salvati su file e inviati al posto centrale.

Set point imposti a IRE

I seguenti set point sono modificabili solo attraverso interfaccia Uomo-Macchina ed inviati su variazione a IRE.

- Funzioni di regolazione di cui è richiesta l'attivazione. Viene compilata ed inviata ad IRE la bit.mask che identifica le funzioni di regolazione.
- Tipo potenza specificata nella curve della funzione "inseguimento di potenza". Si specifica se detta potenza è attiva reattiva.
- Curve di inseguimento potenza. Vengono specificate le curve del set-point di potenza richiesto in funzione del tempo a monte dell'impianto (curva "a"), del

RELAZIONE TECNICA	NOME FILE: 20150228_ASM TERNI RELAZIONE FINALE - SMART GRID DELIBERA 39_10_rev23Definitivo.docx	28/02/2015
		pag. 63 di 224



- set-point di potenza richiesto in funzione del tempo a valle dell'impianto (curva "b") e dell'errore massimo tra curva effettiva ed impostata (curva "c").
- Limite di potenza attiva. E' costituito dal limite assoluto della potenza attiva e dalla velocità di variazione.
 - Valore del fattore di potenza. E' costituito dal cosfi in immissione di potenza attiva, dal tipo del set point in immissione di potenza attiva (induttivo o capacitivo), dal cosfi in erogazione di potenza attiva, dal tipo del set point in erogazione di potenza attiva (induttivo o capacitivo), dal bit di attivazione cosfi e dalla velocità di variazione.
 - Valore della potenza reattiva. E' costituito dal valore di RQ, dal bit di attivazione e dalla velocità di variazione.
 - Caratteristica Q(V). E' costituita dall'array di valori potenza reattiva in funzione della tensione, dalla potenza attiva lock-in, dalla potenza attiva lock-out, dall'isteresi e dalla velocità di variazione della potenza reattiva.
 - Caratteristica PF(P). E' costituita dall'array di valori dei fattori di potenza in funzione della potenza attiva, dalla tensione lock-in, dalla tensione lock-out, dall'isteresi e dalla velocità di variazione del fattore di potenza.
 - Parametri richiesti dalla regolazione P(f). E' costituita dalla modalità di rientro a potenza costante, dal valore del delta frequenza limite superiore, dal valore del delta frequenza limite inferiore, dal valore del delta frequenza rientro superiore, dal valore del delta frequenza rientro inferiore, dal valore del tasso di variazione superiore, dal valore del tasso di variazione inferiore, dalla velocità di rientro e dal tempo di osservazione.

Nella tabella seguente sono riportati i riferimenti per il protocollo IEC61850.

Denominazione	Nodo Logico DO/DA
Indica le funzioni di regolazione di cui è richiesta l'attivazione	IRE/LD_Generic/DOPM11/RegFunDOPM1/ActRegFun
Tipo potenza specificata nella curve della funzione "inseguimento di potenza"	IRE/LD_Generic/DOPM8/RegInsDOPM1/PTFTyp
Curva "a" della funzione "inseguimento di potenza"	IRE/LD_Generic/DOPM8/RegInsPDOPM1/PTFaCrv
Curva "b" della funzione "inseguimento di potenza"	IRE/LD_Generic/RegInsPDOPM1/PTFbCrv
Curva "c" della funzione "inseguimento di potenza"	IRE/LD_Generic/RegInsPDOPM1/PTFcCrv
Limite di potenza attiva	IRE/LD_Generic/LimitePDOPM1/PlimVal
Velocità di variazione	IRE/LD_Generic/LimitePDOPM1/PLimSpd
Caratteristica del fattore di potenza in immissione	IRE/LD_Generic/FattorePDOPM/CoChaG
Caratteristica del fattore di potenza in assorbimento	IRE/LD_Generic/FattorePDOPM1/CoChaS
Set point del fattore di potenza in immissione	IRE/LD_Generic/FattorePDOPM1/CoSetG
Set point del fattore di potenza in assorbimento	IRE/LD_Generic/FattorePDOPM1/CoSetS
Velocità di variazione	IRE/LD_Generic/FattorePDOPM1/CoSpd
Set-point potenza reattiva	IRE/LD_Generic/QScambiataDOPM1/ExchQSet
Velocità di variazione	IRE/LD_Generic/QScambiataDOPM1/ExchQspd
Curva Q(V)	IRE/LD_Generic/RegQVDOPM1/QVCrv
Potenza attiva di lock in	IRE/LD_Generic/RegQVDOPM1/QVLckIn
Potenza attiva di lock out	IRE/LD_Generic/RegQVDOPM1/QVLckOut
Massima velocità di variazione nel tempo	IRE/LD_Generic/RegQVDOPM1/QVMaxDT
Isteresi	IRE/LD_Generic/RegQVDOPM1/QVist

RELAZIONE TECNICA	NOME FILE: 20150228_ASM TERNI RELAZIONE FINALE - SMART GRID DELIBERA 39_10_rev23Definitivo.docx	28/02/2015
		pag. 64 di 224



Curva PF(P)	IRE/LD_Generic/RegPFPDOPM1/PFPCrv
Tensione di lock in	IRE/LD_Generic/RegPFPDOPM1/PFPLckIn
Tensione di lock out	IRE/LD_Generic/RegPFPDOPM1/PFPLckOut
Massima velocità di variazione nel tempo	IRE/LD_Generic/RegPFPDOPM1/PFPMaXDT
Isteresi	IRE/LD_Generic/RegPFPDOPM1/PFPIst
Modalità di rientro a potenza costante	IRE/LD_Generic/RegPfdDOPM1/PfMod
Delta frequenza limite superiore	IRE/LD_Generic/RegPfdDOPM1/PfdfHL
Delta frequenza limite inferiore	IRE/LD_Generic/RegPfdDOPM1/PfdfLL
Delta frequenza rientro superiore	IRE/LD_Generic/RegPfdDOPM1/PfdfHR
Delta frequenza rientro inferiore	IRE/LD_Generic/RegPfdDOPM1/PfdfLR
Tasso di variazione superiore	IRE/LD_Generic/RegPfdDOPM1/PfdHV
Tasso di variazione inferiore	IRE/LD_Generic/RegPfdDOPM1/PfdLV
Velocità di rientro	IRE/LD_Generic/RegPfdDOPM1/PfSpd
Tempo di osservazione	IRE/LD_Generic/RegPfdDOPM1/PfTime

Informazioni di diagnostica

La tabella seguente contiene le informazioni di diagnostica che sono disponibili in IRE. Tali informazioni dovranno essere veicolate verso il sistema centrale. Nella tabella seguente sono riportati i riferimenti per il protocollo IEC61850.

Contatore dei "power up"	IRE/LD_Generic/LPHD2/LPHD2/NumPwrUp
Contatore del numero di volte che è scattato il watchdog	IRE/LD_Generic/LPHD2/LPHD2/WacTrg
Contatore del numero di volte che è scattato il timer di LAN	IRE/LD_Generic/LPHD2/LPHD2/WacLAN
Contatore del numero di volte che è scattato il timer di WAN per MMS	IRE/LD_Generic/LPHD2/LPHD2/WacWAN
Contatore del numero di volte che è scattato il timer di WAN per GOOSE	IRE/LD_Generic/LPHD2/LPHD2/WacWGO

Segnalazioni

La tabella seguente contiene le informazioni provenienti da IRE, gli eventi ad esse associati e se è previsto l'invio verso il posto centrale. Nella tabella seguente sono riportati i riferimenti per il protocollo IEC61850.

Massima potenza attiva in immissione dell'impianto	IRE/LD_Generic/DOPM1/GenOperDOPM1/MaxPG
Massima potenza attiva in assorbimento dell'impianto	IRE/LD_Generic/DOPM1/GenOperDOPM1/MaxPS
Massima potenza reattiva induttiva dell'impianto	IRE/LD_Generic/DOPM1/GenOperDOPM1/MaxQL
Massima potenza reattiva capacitiva dell'impianto	IRE/LD_Generic/DOPM1/GenOperDOPM1/MaxQC
Indica che la potenza reattiva è insufficiente	IRE/LD_Generic/DOPM1/GenOperDOPM1/InsReact
Indica lo stato operativo del sistema di generazione	IRE/LD_Genera/DOPM2/ActOperDOPM1/GenSt
Indica che è attiva la limitazione di potenza attiva in generazione	IRE/LD_Genera/DOPM2/ActOperDOPM1/PLimit
Indica che il generatore non sta operando a fattore di potenza unitario	IRE/LD_Genera/DOPM2/ActOperDOPM1/QExch
Indica che il sistema di generazione ha raggiunto il limite operativo relativo alla potenza reattiva induttiva	IRE/LD_Genera/DOPM2/ActOperDOPM1/MaxQL
Indica che il sistema di generazione ha raggiunto il limite operativo relativo alla potenza reattiva capacitiva	IRE/LD_Genera/DOPM2/ActOperDOPM1/MaxQC

RELAZIONE TECNICA	NOME FILE: 20150228_ASM TERNI RELAZIONE FINALE - SMART GRID DELIBERA 39_10_rev23Definitivo.docx	28/02/2015
		pag. 65 di 224



Indica che lo stato operativo del dispositivo di modulazione del carico	IRE/LD_Loads/DOPM3/ActOperDOPM1/UsLMSt
Indica che il carico utilizzatore è stato ridotto rispetto alle normali necessità per effetto di una regolazione imposta	IRE/LD_Loads/DOPM3/ActOperDOPM1/PUxLLim
Indica che il dispositivo per la modulazione del carico utilizzatore ha raggiunto il massimo valore di riduzione ammesso	IRE/LD_Loads/DOPM3/ActOperDOPM1/MaxUsLP
Indica lo stato operativo del dispositivo di accumulo	IRE/LD_Accum/DOPM4/ActOperDOPM1/AccSt
Indica che il sistema di accumulo non sta operando a fattore di potenza unitario	IRE/LD_Accum/DOPM4/ActOperDOPM1/QExch
Indica che il sistema di accumulo ha raggiunto il limite operativo relativo alla potenza attiva in generazione	IRE/LD_Accum/DOPM4/ActOperDOPM1/MaxPG
Indica che il sistema di accumulo ha raggiunto il limite operativo relativo alla potenza attiva in assorbimento	IRE/LD_Accum/DOPM4/ActOperDOPM1/MaxPS
Indica che il sistema di accumulo ha raggiunto il limite operativo relativo alla potenza reattiva induttiva	IRE/LD_Accum/DOPM4/ActOperDOPM1/MaxQL
Indica che il sistema di accumulo ha raggiunto il limite operativo relativo alla potenza reattiva capacitiva	IRE/LD_Accum/DOPM4/ActOperDOPM1/MaxQC
Stato RP	IRE/LD_Generic/GAPC7/FunRPPGAPC1/SPCSO
Stato RCOSFI	IRE/LD_Generic/GAPC8/FunRCOSFIGAPC1/SPCSO1
Caratteristica del fattore di potenza in immissione	IRE/LD_Generic/GAPC8/FunRCOSGAPC1/SPCSO2
Caratteristica del fattore di potenza in assorbimento	IRE/LD_Generic/GAPC8/FunRCOSGAPC1/SPCSO3
Stato RQV	IRE/LD_Generic/GAPC9/FunRQVGAPC1/SPCSO
Stato RPPF	IRE/LD_Generic/GAPC9/FunRPPFGAPC1/SPCSO

Misure

Le misure inviate da IRE sono di due tipologie: a 10 secondi e a 10 minuti. Le misure sono raggruppate per funzionalità:

- misure relative alla parte generale d'impianto;
- misure relative alla generazione;
- misure relative al sistema di accumulo;
- misure relative agli utilizzatori.

La tabella seguente riporta le misure suddivise secondo le funzionalità sopra descritte.

Descrizione	Inviare a posto centrale
Generali d'impianto	
Potenza attiva scambiata con la rete	Sì
Potenza reattiva scambiata con la rete	Sì
Frequenza della tensione	Sì
Tensione al punto di scambio	Sì
Generazione	
Potenza attiva di generazione fotovoltaico	Sì
Potenza reattiva di generazione fotovoltaico	Sì
Potenza attiva di generazione eolico	Sì
Potenza reattiva di generazione eolico	Sì

RELAZIONE TECNICA	NOME FILE: 20150228_ASM TERNI RELAZIONE FINALE - SMART GRID DELIBERA 39_10_rev23Definitivo.docx	28/02/2015
		pag. 66 di 224



Potenza attiva di generazione termico	Sì
Potenza reattiva di generazione termico	Sì
Potenza attiva di generazione idraulico	Sì
Potenza reattiva di generazione idraulico	Sì
Potenza attiva di generazione altro	Sì
Potenza reattiva di generazione altro	Sì
Sistema di accumulo	
Potenza attiva del sistema di accumulo	Sì
Potenza reattiva sistema di accumulo	Sì
Capacità effettiva del sistema di accumulo	Sì
Stato di carica del sistema di accumulo	Sì
Cicli equivalenti di scarica/carica residui del sistema di accumulo	Sì
Utilizzatori	
Potenza attiva assorbita dal carico passivo	Sì
Potenza reattiva assorbita dal carico passivo	Sì
Potenza attiva assorbita dal carico passivo distaccabile per alleggerimento	Sì
Potenza reattiva assorbita dal carico passivo distaccabile per alleggerimento	Sì

Si osservi che la disponibilità dei vari gruppi di misure dipende dalla configurazione dell'impianto (per es. se il sistema di accumulo non è presente nell'impianto, tutte le misure associate alla funzionalità "sistema di accumulo" non sono disponibili).

Nella tabella seguente sono riportati i riferimenti per il protocollo IEC61850.

Denominazione	Nodo Logico DO/DA
Misure 10 secondi	
Potenza attiva di generazione fotovoltaico	IRE/LD_Genera/MMXU1/MMIFoMMXU1/TotW
Potenza reattiva di generazione fotovoltaico	IRE/LD_Genera/MMXU1/MMIFoMMXU1/TotVAr
Potenza attiva di generazione eolico	IRE/LD_Genera/MMXU1/MMIEoMMXU1/TotW
Potenza reattiva di generazione eolico	IRE/LD_Genera/MMXU1/MMIEoMMXU1/TotVAr
Potenza attiva di generazione termico	IRE/LD_Genera/MMXU1/MMITerMMXU1/TotW
Potenza reattiva di generazione termico	IRE/LD_Genera/MMXU1/MMITerMMXU1/TotVAr
Potenza attiva di generazione idraulico	IRE/LD_Genera/MMXU1/MMIIdrMMXU1/TotW
Potenza reattiva di generazione idraulico	IRE/LD_Genera/MMXU1/MMIIdrMMXU1/TotVAr
Potenza attiva di generazione altro	IRE/LD_Genera/MMXU1/MMIAtMMXU1/TotW
Potenza reattiva di generazione altro	IRE/LD_Genera/MMXU1/MMIAtMMXU1/TotVAr
Potenza attiva assorbita dal carico passivo	IRE/LD_Loads/MMXU1/PCaPaMMXU1/TotW
Potenza reattiva assorbita dal carico passivo	IRE/LD_Loads/MMXU1/PCaPaMMXU1/TotVAr
Potenza attiva assorbita dal carico passivo distaccabile per alleggerimento	IRE/LD_Loads/MMXU1/PCaPaDiMMXU1/TotW
Potenza reattiva assorbita dal carico passivo distaccabile per alleggerimento	IRE/LD_Loads/MMXU1/PCaPaDiMMXU1/TotVAr
Potenza attiva del sistema di accumulo	IRE/LD_Loads/MMXU1/PAccMMXU1/TotW
Potenza reattiva sistema di accumulo	IRE/LD_Loads/MMXU1/PAccMMXU1/TotVAr
Potenza attiva scambiata con la rete	IRE/LD_Generic/MMXU10/MiReteMMXU1/TotW

RELAZIONE TECNICA	NOME FILE: 20150228_ASM TERNI RELAZIONE FINALE - SMART GRID DELIBERA 39_10_rev23Definitivo.docx	28/02/2015
		pag. 67 di 224



Potenza reattiva scambiata con la rete	IRE/LD_Generic/MMXU10/MiReteMMXU1/TotVAr
Frequenza della tensione	IRE/LD_Genera/MMXU10/MiReteMMXU1/Hz
Tensione rete	IRE/LD_Genera/MMXU10/MiReteMMXU1/PPV
Capacità effettiva del sistema di accumulo	IRE/LD_Accum/GGIO10/MiAccGGIO1/AnIn1
Stato di carica del sistema di accumulo	IRE/LD_Accum/GGIO10/MiAccGGIO1/AnIn2
Cicli equivalenti di scarica/carica residui del sistema di accumulo	IRE/LD_Accum/GGIO10/MiAccGGIO1/AnIn3
Misure 10 minuti	
Potenza attiva di generazione fotovoltaico	IRE/LD_Genera/MMXU1/MMIFoMMXU2/TotW
Potenza reattiva di generazione fotovoltaico	IRE/LD_Genera/MMXU1/MMIFoMMXU2/TotVAr
Potenza attiva di generazione eolico	IRE/LD_Genera/MMXU1/MMIEoIMMXU2/TotW
Potenza reattiva di generazione eolico	IRE/LD_Genera/MMXU1/MMIEoIMMXU2/TotVAr
Potenza attiva di generazione termico	IRE/LD_Genera/MMXU1/MMITerMMXU2/TotW
Potenza reattiva di generazione termico	IRE/LD_Genera/MMXU1/MMITerMMXU2/TotVAr
Potenza attiva di generazione idraulico	IRE/LD_Genera/MMXU1/MMIIdrMMXU2/TotW
Potenza reattiva di generazione idraulico	IRE/LD_Genera/MMXU1/MMIIdrMMXU2/TotVAr
Potenza attiva di generazione altro	IRE/LD_Genera/MMXU1/MMIAtMMXU2/TotW
Potenza reattiva di generazione altro	IRE/LD_Genera/MMXU1/MMIAtMMXU2/TotVAr
Potenza attiva assorbita dal carico passivo	IRE/LD_Loads/MMXU1/PCaPaMMXU2/TotW
Potenza reattiva assorbita dal carico passivo	IRE/LD_Loads/MMXU1/PCaPaMMXU2/TotVAr
Potenza attiva assorbita dal carico passivo distaccabile per alleggerimento	IRE/LD_Loads/MMXU1/PCaPaDiMMXU2/TotW
Potenza reattiva assorbita dal carico passivo distaccabile per alleggerimento	IRE/LD_Loads/MMXU1/PCaPaDiMMXU2/TotVAr
Potenza attiva del sistema di accumulo	IRE/LD_Loads/MMXU1/PAccMMXU2/TotW
Potenza reattiva sistema di accumulo	IRE/LD_Loads/MMXU1/PAccMMXU2/TotVAr
Potenza attiva scambiata con la rete	IRE/LD_Generic/MMXU10/MiReteMMXU2/TotW
Potenza reattiva scambiata con la rete	IRE/LD_Generic/MMXU10/MiReteMMXU2/TotVAr
Frequenza della tensione	IRE/LD_Genera/MMXU10/MiReteMMXU2/Hz
Tensione ai morsetti del generatore	IRE/LD_Genera/MMXU10/MiReteMMXU2/PPV
Capacità effettiva del sistema di accumulo	IRE/LD_Accum/GGIO10/MiAccGGIO2/AnIn1
Stato di carica del sistema di accumulo	IRE/LD_Accum/GGIO10/MiAccGGIO2/AnIn2
Cicli equivalenti di scarica/carica residui del sistema di accumulo	IRE/LD_Accum/GGIO10/MiAccGGIO2/AnIn3

2.3.3.2.6 Dettaglio degli algoritmi di assegnazione e confronto TAG per il Teledistacco

La funzione di Teledistacco GD prevede lo scambio di messaggi tra i vari IED posti lungo una rete, denominato "Teledistacco Produzione".

Nota la topologia della rete, il centro di telecontrollo assegna a ciascuno IED un opportuno codice univoco denominato IED_TAG e li inoltra alla RTU di cabina primaria. Tale codice è quindi trasferito da TPT2020 a tutti gli IED interessati. Il codice IED_TAG è utilizzato da ciascuno IED, tramite gli algoritmi descritti nei paragrafi a seguire, per determinare autonomamente il proprio stato di predecessore o successore.

Lo IED, riceve un messaggio GOOSE di Teledistacco Produzione contenente nel proprio payload l'informazione relativa all'IED_TAG del mittente ed esegue gli algoritmi descritti nel seguito per determinare il proprio stato di predecessore o successore, per poi agire opportunamente.

I messaggi di "Teledistacco Produzione" possono essere invece generati con 2 differenti modalità:

- A. In occasione del presentarsi di una condizione guasto o di apertura di un OdM lungo la rete MT, da parte dello IED di cabina secondaria interessato dall'evento;

RELAZIONE TECNICA	NOME FILE: 20150228_ASM TERNI RELAZIONE FINALE - SMART GRID DELIBERA 39_10_rev23Definitivo.docx	28/02/2015
		pag. 68 di 224



- B. In occasione del presentarsi di una condizione di guasto o di apertura di un Odm lungo la rete MT, non è lo IED in cabina secondaria a pubblicare il messaggio, ma ciò è effettuato dalla RTU di cabina primaria, ovvero il TPT2020, in loro vece. In questo caso, il TPT2020 pubblica il messaggio GOOSE contenente il codice IED_TAG dello IED interessato.

Nello specifico del progetto di ASM-Terni IED utilizzato è l'IRE (Interfaccia di regolazione energia), mentre l'RTU di cabina primaria è il TPT2020.

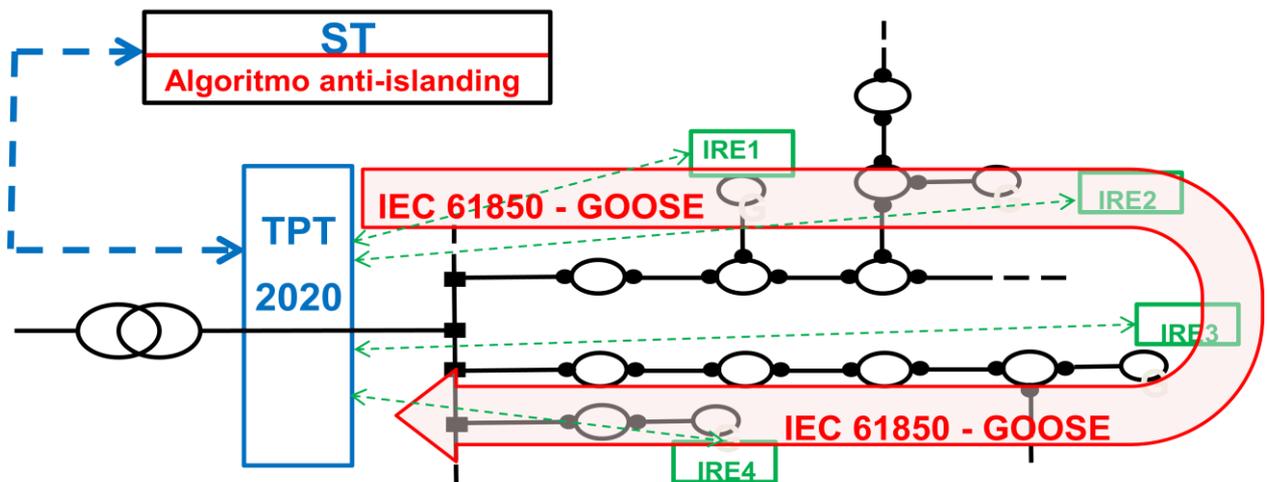


Figura 2.24 - Esempio del comando di Goose IEC 61850

Ogni qualvolta si viene a verificare una variazione topologica della rete in esame, o una condizione fra quelle descritte nel paragrafo specifico, il sistema ST aggiorna il codice IED_TAG degli IED interessati dalla variazione. Si deve quindi aggiornare un solo parametro per ciascuno IED interessato. Questa operazione è svolta da TPT2020, che conoscendo i nuovi valori di IED_TAG calcolato da centro, li aggiorna sugli IED interessati.

L'algoritmo (come evidenziato nella figura sopra) risiede nel sistema centrale ed è in grado di generare un codice univoco IED_TAG per ogni IED appartenente alla cabina primaria estesa interessata. Lo IED_TAG è costituito da una coppia di vettori a base decimale, denominati ND ed NN. Fa eccezione il primo campo di ND, il quale conterrà un codice alfanumerico univoco a livello di cabina primaria estesa.

ND: "numero di diramazione"

NN: "numero di nodo"

Il numero di campi di ND è sempre uguale al numero di campi di NN. Il numero di campi di ciascun vettore dipende da quanti IED di diramazione sono presenti nella rete in esame.

Un ipotetico IED ubicato in una cabina secondaria che, nel percorso che la congiunge verso il montante di linea, supera (e non semplicemente attraversa) 3 nodi di diramazione ha il formato descritto nell'esempio sotto riportato (il fatto che gli elementi della "colonna n.4 e successive" sono tutti nulli, significa che non è stata ancora superata una ipotetica 4° diramazione).

RELAZIONE TECNICA	NOME FILE: 20150228_ASM TERNI RELAZIONE FINALE - SMART GRID DELIBERA 39_10_rev23Definitivo.docx	28/02/2015
		pag. 69 di 224



Un esempio di IED_TAG valido è il seguente:

$$ND = [U \ 3 \ 7 \ 0 \ 0]$$
$$NN = [1 \ 6 \ 1 \ 0 \ 0]$$

L'assegnazione dei codici IED_TAG è automatizzata per mezzo dell'algoritmo GNA (*Generation of Network Addresses*).

Estensione del concetto all'intera cabina primaria estesa

Il grafo ad albero su cui il sistema centrale deve eseguire l'algoritmo GNA di assegnazione automatica degli IED_TAG deve comprendere l'intera cabina primaria estesa, come mostrato in figura sotto. Nel grafo saranno presenti degli IED fittizi, a cui l'algoritmo assocerà comunque uno IED_TAG. Gli IED possono essere in generale associati a punti di sezionamento/interruzione anche non asserviti da IED. Ad esempio:

- Interruttori AT/MT dei trasformatori AT/MT;
- Congiuntore di sbarra MT;
- Traslatori di sbarra MT;
- Sezionatori lungo la rete MT;
- ecc...

E' anche uno IED fittizio la "cabina primaria estesa" o equivalentemente il "TPT2020", sempre coincidente con l'origine del grafo. Si fa notare che l'algoritmo è scalabile in quanto, spostando il nodo di origine ad un livello di astrazione superiore, si possono includere insiemi di cabine primarie estese.

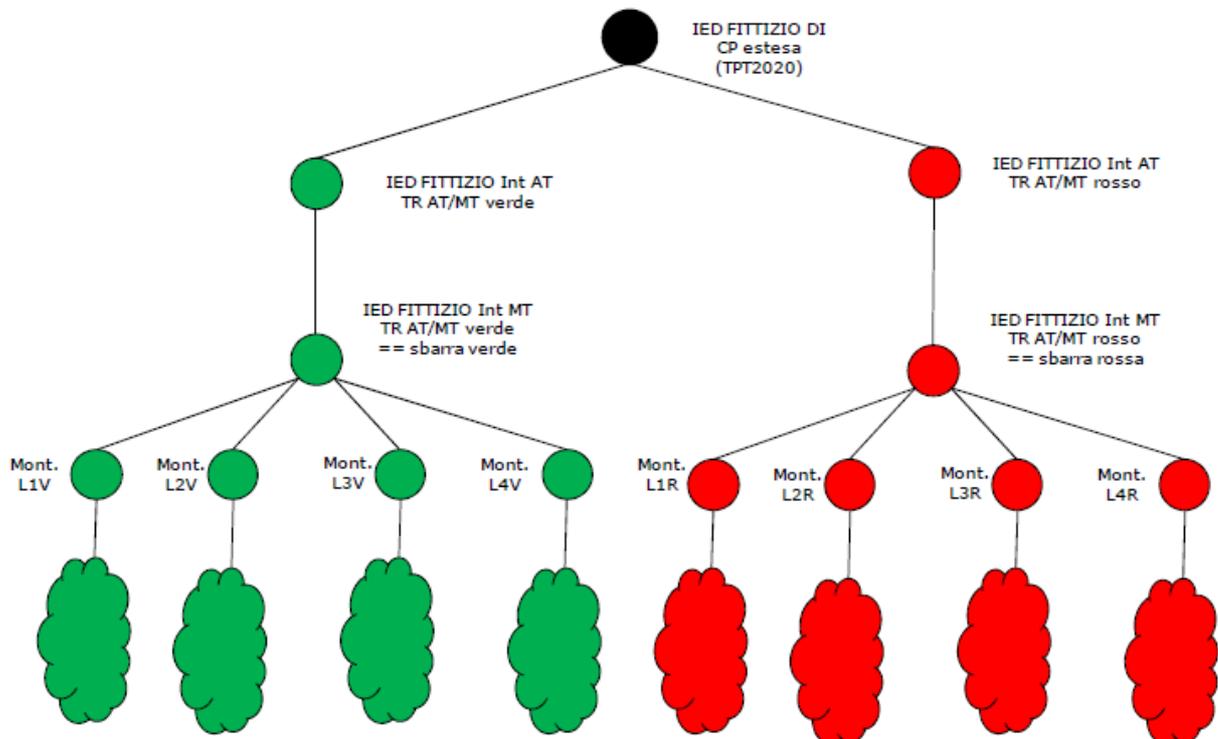


Figura 2.25 - Grafo per l'assegnazione dei TAG

RELAZIONE TECNICA	NOME FILE: 20150228_ASM TERNI RELAZIONE FINALE - SMART GRID DELIBERA 39_10_rev23Definitivo.docx	28/02/2015
		pag. 70 di 224



Attualizzazione / Ricalcolo degli IED_TAG

Gli IED_TAG sono calcolati dal sistema di telecontrollo, e garantiscono in ogni istante la descrizione della rete elettrica nello stato attuale.

Le condizioni che devono determinare in ST l'aggiornamento dei valori degli IED_TAG sono le seguenti:

1. variazione dell'assetto di rete a seguito di comando da operatore tramite comando o ordine funzionale, eventualmente seguito da un temporizzatore;
2. termine di un ciclo di automazione che ha comportato l'isolamento di una porzione di rete affetta da guasto, ovvero ricezione del segnale di fine del ciclo di automazione (apertura definitiva);
3. passaggio da una condizione di rete magliata (non radiale), a una rete radiale. Il passaggio dalla condizione di rete radiale a rete magliata non deve comportare l'aggiornamento di alcun IED_TAG (come abbiamo visto l'algoritmo GNA non converge per questo tipo di reti non descritte da grafi ad albero).

Quando il sistema di telecontrollo ha aggiornato gli IED_TAG della CP estesa in esame, trasmette al TPT2020 di competenza i soli IED_TAG che dovranno essere impostati sui vari IED da aggiornare.

Modalità di impostazione e aggiornamento degli IED_TAG

Ciascuna "cabina primaria estesa" deve essere gestita in modo completamente indipendente dalle altre. Quando il centro ha ricalcolato gli IED_TAG e li ha trasmessi al TPT2020, questi deve trasmetterli a sua volta agli IED interessati da una variazione. L'aggiornamento dovrà avvenire secondo la seguente procedura:

1. il centro di telecontrollo rileva una delle condizioni di trigger descritte al paragrafo precedente;
2. il centro calcola i nuovi valori di IED_TAG e trasmette a TPT2020 quelli che devono essere aggiornati sugli IED della cabina primaria estesa.
3. qualora il TPT non riuscisse ad effettuare l'aggiornamento del IED_TAG di un IED, deve essere previsto un messaggio verso il centro di telecontrollo.

Algoritmo RTTC di confronto TAG per la sottoscrizione dei messaggi di Teledistacco Produzione

Quando uno IED sottoscrive un messaggio di Teledistacco Produzione da un altro IED, deve essere eseguito un algoritmo di verifica chiamato RTTC (*Remote Trip Tag Comparison*). Si noti che il IED_TAG assegnato a ciascuno IED e contenuto nel payload del messaggio, è sempre quello assegnato dall'algoritmo GNA. L'algoritmo prevede ancora di estrarre il valore di IED_TAG ricevuto e di confrontarlo con il proprio IED_TAG, identificati come segue:

IED_TAG $_{remoto}$ quello proveniente dall'altro IED e la cui sottoscrizione deve essere valutata;

IED_TAG $_{locale}$ quello appartenente allo IED in esame, che esegue l'algoritmo di confronto.

RELAZIONE TECNICA	NOME FILE: 20150228_ASM TERNI RELAZIONE FINALE - SMART GRID DELIBERA 39_10_rev23Definitivo.docx	28/02/2015
		pag. 71 di 224



2.3.3.3 CALCOLI DI RETE

La piattaforma dei calcoli (PCR) è una service application, adattabile a scenari sia di real-time sia di simulazione. In esercizio i "servizi" sono innescati dallo SCADA (a tempo o su evento). I principali componenti sono:

- Topological Processor;
- Profiles Manager;
- Repository Manager;
- Parameter Manager (Dashboard) – Prototype;
- Plug-In Manager.

Plug-ins / algoritmi disponibili:

- Power Flow;
- Simple and Complete State Estimation;
- Primary substation power factor control;
- Short Circuit.

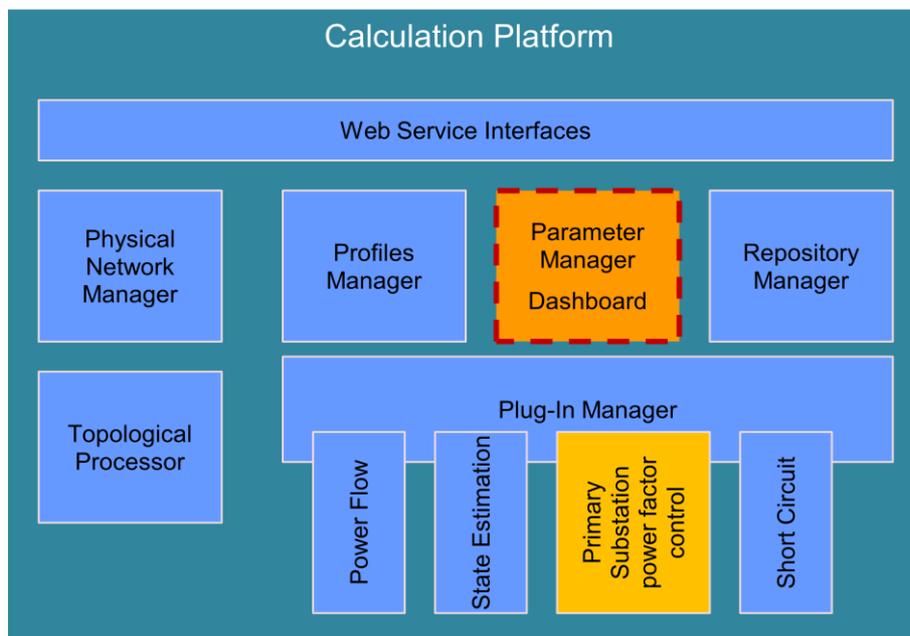


Figura 2.26 - Piattaforma calcoli di rete

La piattaforma dei calcoli installata presso il cliente ASM Terni, presenta le seguenti due macro-funzionalità:

- stima dello stato;
- controllo dei transiti di potenza reattiva in cabina primaria.

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

RELAZIONE TECNICA	NOME FILE: 20150228_ASM TERNI RELAZIONE FINALE - SMART GRID DELIBERA 39_10_rev23Definitivo.docx	28/02/2015
		pag. 72 di 224



Il progetto ha condotto allo sviluppo di una piattaforma dei calcoli che verrà qui di seguito illustrato nelle componenti di cui è costituito, coniugato per l'integrazione e l'utilizzo nell'ambito del progetto 39 ASM Terni.

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
 - Stima dello Stato
- Funzionalità degli algoritmi di calcolo Java
 - Controllo dei transiti in Cabina Primaria

Architettura interna di PCR

L'architettura del PCR soddisfa i seguenti requisiti:

- 1) Fornire un nucleo di calcolo facilmente accessibile che incapsuli le funzionalità sviluppate da POLIMI (PF/SE)
- 2) Offrire servizi mediante protocolli ben definiti per ST ed ogni altro consumer interessato ai risultati dei calcoli;
- 3) Catalogare e validare la rappresentazione della rete MT secondo diverse modellizzazioni;
- 4) Offrire servizi di log per il tracciamento delle attività di modellizzazione e calcolo.

Funzionalità degli algoritmi di calcolo MATLAB

Il server dei calcoli di rete ha le seguenti funzionalità:

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

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

Per quanto riguarda il primo tipo di informazioni, i consumi di potenza attiva e reattiva e i profili di generazione sono ricavati grazie ad un apposito processamento di dati storici. Questo implica che i risultati del PF forniscono 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 una rete di media tensione, le misure generalmente sono disponibili ogni 15 minuti. Molto probabilmente le misure disponibili non saranno coerenti con i risultati calcolati dal power flow sulla base dei dati stimati (profili di carichi e generazione). Per superare questo problema è necessario allineare i risultati del power flow con lo stato reale della rete, cioè

RELAZIONE TECNICA	NOME FILE: 20150228_ASM TERNI RELAZIONE FINALE - SMART GRID DELIBERA 39_10_rev23Definitivo.docx	28/02/2015
		pag. 73 di 224



correggendo i dati stimati in maniera tale da minimizzare l'errore tra i risultati del power flow e le misure disponibili.

Power flow / Stima dello stato semplificata

La procedura di stima dello stato rappresenta un elemento cardinale ai fini della corretta valutazione dei flussi di potenza su una rete elettrica, e quindi di tutte le azioni di regolazione e controllo, oltre che di pianificazione nel breve termine e di sviluppo della rete stessa. Attualmente, la ricostruzione dei prelievi di potenza delle utenze passive, e in misura meno attendibile delle immissioni di quelle attive, è basata su un'opportuna elaborazione di dati storici, dai quali sono state estratte delle curve "standard" per varie tipologie di carico. Ciò comporta che gli esiti dei calcoli di Power Flow (PF) forniscano una rappresentazione dello stato della rete non necessariamente coerente con lo stato di funzionamento reale. Per esempio, la potenza iniettata nelle partenze dei cavi della sbarre delle cabine primarie (lato MT) calcolata dal programma di PF può essere anche significativamente diversa da quella misurata. 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, ...). Diverse strategie saranno definite in relazione al tipo, alla qualità e alla distribuzione delle misure che pervengono dal campo. L'algoritmo di correzione delle curve di carico, inoltre, terrà conto di eventuali previsioni relative alla produzione da FER fornite da altri strumenti. Le curve così corrette ogni quindici minuti costituiscono delle informazioni utili anche al fine di pervenire a un aggiornamento delle curve standard. Pertanto, si vogliono definire nuove curve standard a partire dal set di curve standard modificate collezionate su un orizzonte temporale adeguato (per esempio un anno).

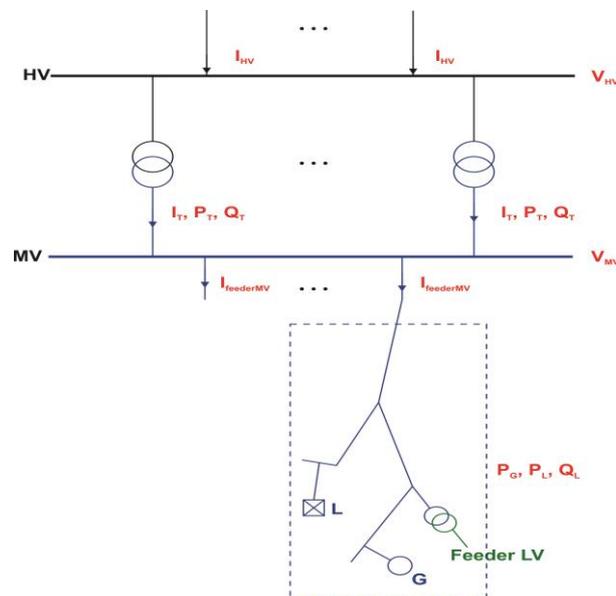


Figura 2.27 - Metodo di calcolo Power flow

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

- Modulo della tensione delle sbarre AT di CPAT (V_{HV_m});
- Modulo della tensione delle sbarre MT di CPAT (V_{MV_m});

RELAZIONE TECNICA	NOME FILE: 20150228_ASM TERNI RELAZIONE FINALE - SMART GRID DELIBERA 39_10_rev23Definitivo.docx	28/02/2015
		pag. 74 di 224



- Transiti di potenza attiva e reattiva sui trafi AT/MT (con segno) (P_{T_m} , Q_{T_m});
- Modulo delle correnti delle linee MT in partenza dalle CPAT (I_{feeder_m}).

I profili stimati sono identificati dalle seguenti grandezze:

- P_G , Q_G - P_L , Q_L

Stima dello stato completa

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, tensioni).

Logiche di innesco algoritmo SE

Lo State Estimator è governato da ST secondo alcune regole d'innesco che vengono qui di seguito elencate:

- State Estimator:
 - innesco temporizzato (attualmente ad ogni quarto d'ora);
 - variazione assetto di rete non transitorio

Risultati algoritmo SE

Tutte le grandezze necessarie per caratterizzare il funzionamento attuale della rete (tensioni delle sbarre, correnti e transiti attivi/reattivi per ogni ramo della rete e per ogni trasformatore) e per analizzare nel dettaglio l'esito degli algoritmi, sono riportate in apposito file restituito dalla piattaforma dei calcoli ad ST. Una parte delle grandezze, in particolare le tensioni sulle sbarre e le correnti sui rami sono visualizzabili anche sugli schemi di direttrice (rete MT).

Controllo dei transiti in Cabina Primaria

La funzionalità di controllo dei transiti di potenza reattiva in Cabina Primaria fa parte in generale degli algoritmi di regolazione della tensione che seguono l'approccio "coordinato"; tali algoritmi sono completamente dipendenti dagli obiettivi scelti (ad es. controllo del transito reattivo sul trasformatore di CP) e dalle risorse presenti nella rete considerata (numero, tipologia, collocazione,...). La regolazione proposta si fonda sul controllo delle varie risorse presenti sulla rete MT (interfacciate tramite IRE) sulla base di logiche implementate direttamente all'interno della piattaforma dei calcoli InGrid; tale algoritmo ha a disposizione tutte le informazioni chiave relative alla rete (file di configurazione dell'algoritmo) ed al funzionamento delle singole risorse da controllare (misure di Cabina Primaria e provenienti dall'IRE).

RELAZIONE TECNICA	NOME FILE: 20150228_ASM TERNI RELAZIONE FINALE - SMART GRID DELIBERA 39_10_rev23Definitivo.docx	28/02/2015
		pag. 75 di 224

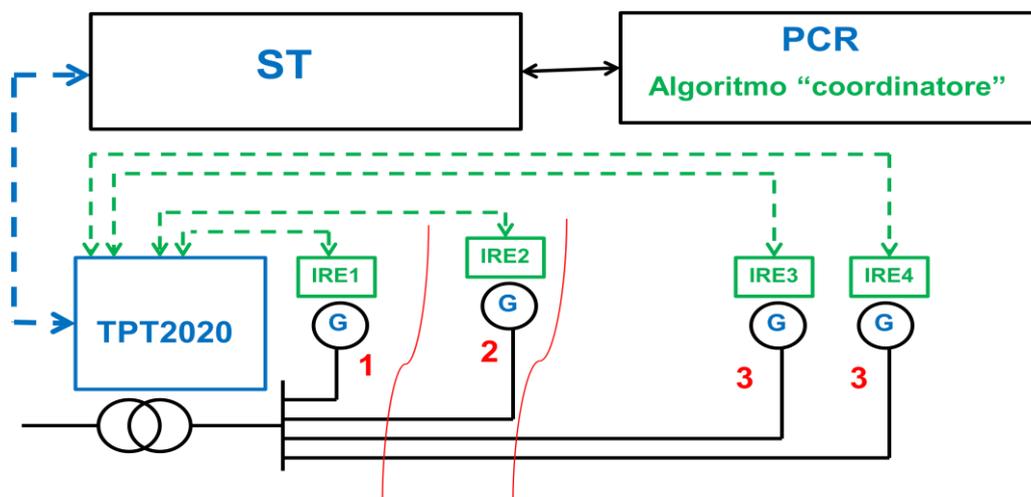


Figura 2.28 - Funzionalità del controllo di potenza reattiva

Logica della regolazione coordinata

L'implementazione proposta di seguito è relativa al seguente obiettivo: minimizzazione dei transiti di potenza reattiva sul trasformatore di Cabina Primaria (problematica evidenziata sulla rete di ASM Terni).

Le logiche su cui si basa il controllo delle risorse sono piuttosto semplici; gli input necessari all'algoritmo sono:

- fattore di potenza "target";
- parametri che classificano i generatori in termini di "priorità" e di livelli disponibili per la regolazione (capability) e parametri che definiscono le configurazioni del relativo IRE (così limite imposto e potenze di attive di lock-in, lock-out);
- misure dei transiti di potenza attiva e reattiva sul trasformatore di Cabina Primaria (da cui ricavare il relativo fattore di potenza);
- misure di potenza attiva/reattiva sui generatori ed altri appositi segnali per identificarne il funzionamento attuale (stato operavo dell'IRE, saturazione e zona di funzionamento sulla curva di regolazione locale).

L'output fornito dall'algoritmo è il seguente:

- per ogni generatore un valore di potenza reattiva che permette al relativo IRE (nota anche la tensione attuale) di identificare, tra il set di curve memorizzate al suo interno, la curva locale che più si avvicina al punto di funzionamento richiesto dall'algoritmo.

L'algoritmo di controllo dei transiti di potenza reattiva in Cabina Primaria sarà innescato in maniera temporizzata; è necessario sottolineare che le tempistiche su cui si basa tale

RELAZIONE TECNICA	NOME FILE: 20150228_ASM TERNI RELAZIONE FINALE - SMART GRID DELIBERA 39_10_rev23Definitivo.docx	28/02/2015
		pag. 76 di 224



algoritmo sono di tipo lento (minuti), le regolazioni più "veloci" (se necessarie) sono affidate al controllo di tensione locale implementato all'interno degli IR

Implementazione della regolazione coordinata

Dati i parametri e le misure, per ciascun trasformatore AT/MT di CP, l'algoritmo segue i seguenti passi logici:

1. Calcola la potenza reattiva obiettivo: $Q' = P_{\text{mis}} * \text{tg}(\Phi)$;
2. Calcola la differenza rispetto alla potenza reattiva corrente: $\Delta Q' = Q' - Q_{\text{mis}}$;
3. Suddivide la potenza reattiva $\Delta Q'$ sulle singole risorse in base ai parametri di "priorità" assegnati ai generatori e proporzionalmente al margine di regolazione (livelli) tenendo conto di:
 - Zona di funzionamento sulle curve \rightarrow S+ definisce una condizione di non incremento della Q, mentre S- definisce una condizione di non decremento della Q;
 - Potenza attiva di lock-in / lock-out \rightarrow vincolo sulla P per attivazione regolazione di Q;
 - Vincolo sul fattore di potenza del generatore.
4. Il contributo reattivo finale da richiedere ai singoli generatori si traduce in un set point di potenza reattiva inviato ad ogni IRE di impianto.

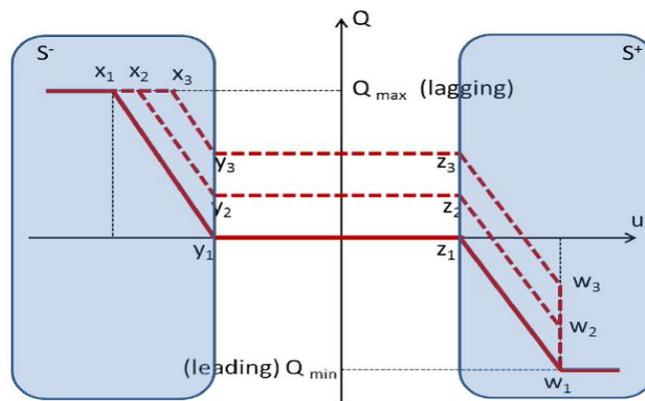


Figura 2.29 - Esempio curva di regolazione reattivo

2.3.3.4 IRE

2.3.3.4.1 Integrazione in impianto del dispositivo SIEMENS IRE

Il presente paragrafo evidenzia le tecniche adottate per l'inserimento di un apparato dotato di funzionalità IRE su hardware distinto (SIEMENS IRE) all'interno di un impianto di produzione con generatori sia statici che rotanti, nel quale siano già presenti dispositivi di regolazione elettronici o elettromeccanici, anche integrati nei generatori, ed eventualmente bus di campo e dispositivi di monitoraggio e controllo.

La tassonomia degli impianti rispetto alle caratteristiche dei generatori e dei sistemi di regolazione, monitoraggio e controllo è esposta nel paragrafo seguente. L'individuazione

RELAZIONE TECNICA	NOME FILE: 20150228_ASM TERNI RELAZIONE FINALE - SMART GRID DELIBERA 39_10_rev23Definitivo.docx	28/02/2015
		pag. 77 di 224



delle specifiche prescrizioni applicabili è legata allo specifico impianto per il quale il dispositivo SIEMENS IRE viene realizzato ed interfacciato.

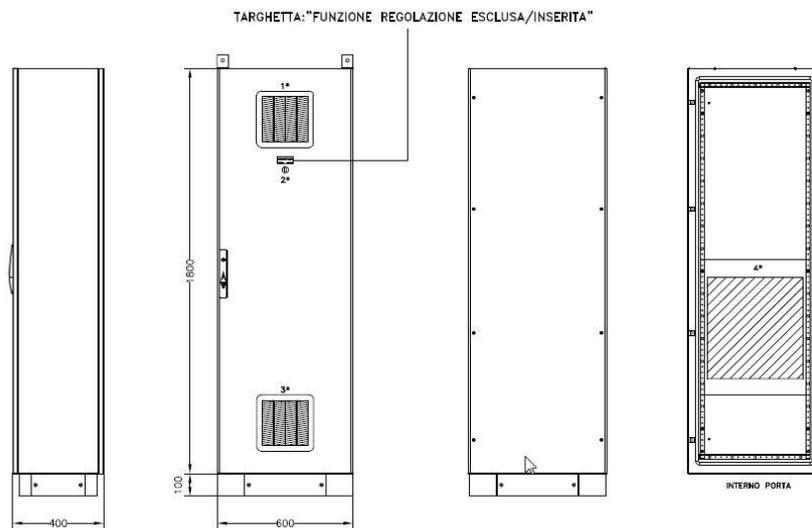


Figura 2.30 - Ingombri meccanici armadio IRE

Le RTU di cabina secondaria, sono state installate all'interno dei locali di consegna lato distributore e realizzano le seguenti:

1. implementare la funzionalità IRE e le relative interfacce fisiche verso il Distributore;
2. rendere disponibile, direttamente o tramite adattatori, l'interfaccia fisica verso il bus di campo, implementando le funzionalità di arbitraggio per la gestione del bus, senza alterare la funzionalità degli apparati di monitoraggio preesistenti;
3. rendere disponibili agli apparati di monitoraggio preesistenti informazioni riguardo lo stato della regolazione IRE;
4. rendere disponibile una sezione di configurazione idonea a recepire le caratteristiche elettriche e di comunicazione dei singoli apparati presenti in impianto;
5. raccogliere le misure dalle apparecchiature del campo ed aggregarle secondo i requisiti richiesti dall'interfaccia IRE;
6. distribuire alle apparecchiature di campo i comandi i comandi richiesti per le regolazioni attivate.

2.3.3.4.2 Moduli hardware principali costituenti il SIEMENS IRE

I componenti principali dell'armadio IRE sono i seguenti:

- Automation Unit Siemens TM 1703 ACP con CPU CP-6014 che include:

RELAZIONE TECNICA	NOME FILE: 20150228_ASM TERNI RELAZIONE FINALE - SMART GRID DELIBERA 39_10_rev23Definitivo.docx	28/02/2015
		pag. 78 di 224



- Bus di acquisizione costituito dai seguenti moduli di I/O:
 - 1 modulo Uscite analogiche AO-6380;
 - 2 moduli Uscite a relè DO-6212;
 - 1 modulo Ingressi digitali DI-6101;
 - Bus di acquisizione dedicato all'acquisizione delle grandezze elettriche di scambio costituito da un modulo AI-6303. Tale scheda è progettata in modo tale da poter essere direttamente connessa ai trasformatori amperometrici per la misura di corrente e alle sbarre per la misura di tensione (in BT) o ai trasformatori voltmetrici (in MT);
- computer compatto industriale (PC BOX) SIEM2;
 - switch di rete;
 - UPS e alimentatori;

Esiste inoltre un selettore sulla porta frontale dell'armadio che permette di abilitare o disabilitare le funzioni di regolazione agendo direttamente su un ingresso digitale.

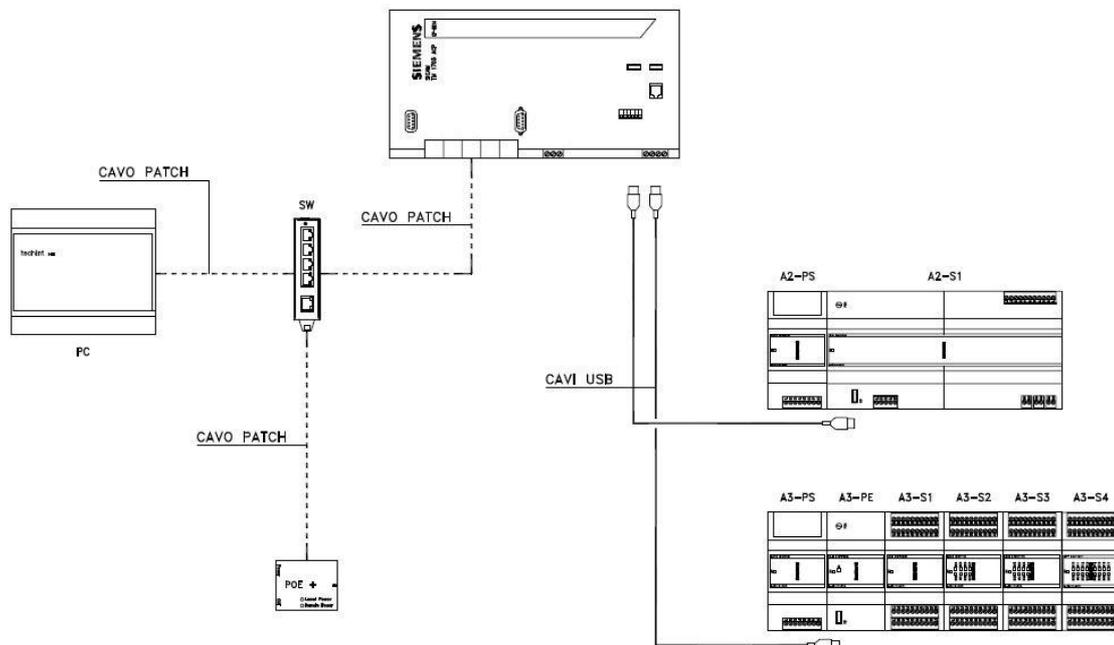


Figura 2.31 - Componenti HW armadio IRE

Il cuore del sistema è costituito dalla CPU CP-6014, la quale esegue il task che implementa le funzioni di regolazione.

Il PC BOX funge da convertitore di protocollo IEC61850 e adatta le tipologie di nodi logici ed elementi utilizzati lato centro con quelli riconosciuti a livello di TM 1703 ACP. Esso inoltre implementa le logiche di campo che permettono di eseguire le funzioni di teledistacco nei ristretti tempi necessari.

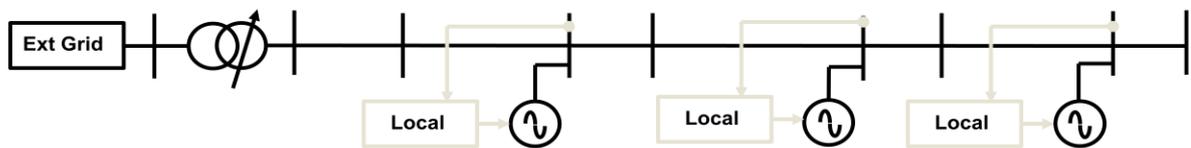
RELAZIONE TECNICA	NOME FILE: 20150228_ASM TERNI RELAZIONE FINALE - SMART GRID DELIBERA 39_10_rev23Definitivo.docx	28/02/2015
		pag. 79 di 224



Tutti gli elementi descritti sono interconnessi tra loro mediante una LAN facente capo ad uno switch ethernet. Dal punto di vista dell'architettura di rete, il PC BOX svolge anche la funzione di gateway per i pacchetti da/verso l'esterno.

2.3.3.4.3 Logiche di regolazione della tensione Locale

Il controllo locale rientra nell'ambito della regolazione della tensione decentralizzata in cui ogni risorsa di potenza reattiva opera secondo logiche basate solamente sulle informazioni a disposizione localmente sull'impianto. Tutte queste logiche di controllo devono essere necessariamente configurate tenendo conto del tipo di rete in cui operano considerando, in particolare, le perdite di rete ed i transiti di potenza reattiva nel punto di interfaccia con la rete AT. In generale, l'approccio di controllo proposto introduce un miglioramento della rete in termini di tensione (localmente) e potenzialmente porta ad un incremento anche notevole della hosting capacity.



Quattro curve di controllo locale:

A. $\text{tg } \varphi = f(u)$

B. $q = f(u)$

C. $\text{tg } \varphi = f(p)$

D. $q = f(p)$

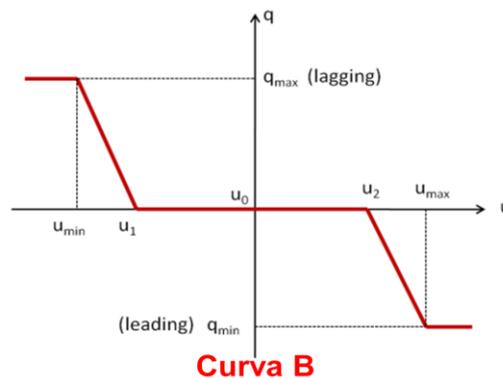


Figura 2.32 - Curva di regolazione locale



2.3.3.4.4 Parametrizzazione degli apparati installati in campo

Qui di seguito sono evidenziati i parametri generali configurati per ogni impianto:

FUNZIONE	NOME PARAMETRO	TUBIFICIO	SCOV	PENTIMA	INCENERIMENTO	TERNI ENA	UM
Q(V)	PotenzaAppNom	2500	250	8600	3250	16000	KW
Q(V)	TensioneNominale	20	400	20	20	20	La stessa della misura
Q(V)	SelectedCurve	4	4	4	4	4	N/A

Queste invece sono le curve di regolazione configurate su tutti gli impianti:

Q(V)	QV_curve_01_X	90	94	95	96	97	98	99	109	110
Q(V)	QV_curve_01_Y	90	90	60	30	0	-30	-60	-60	-90
Q(V)	QV_curve_02_X	90	94	95	96	97	98	108	109	110
Q(V)	QV_curve_02_Y	90	90	60	30	0	-30	-30	-60	-90
Q(V)	QV_curve_03_X	90	94	95	96	97	107	108	109	110
Q(V)	QV_curve_03_Y	90	90	60	30	0	0	-30	-60	-90
Q(V)	QV_curve_04_X	90	94	95	96	106	107	108	109	110
Q(V)	QV_curve_04_Y	90	90	60	30	30	0	-30	-60	-90
Q(V)	QV_curve_05_X	90	94	95	105	106	107	108	109	110
Q(V)	QV_curve_05_Y	90	90	60	60	30	0	-30	-60	-90
Q(V)	QV_curve_06_X	90	104	105	106	107	108	109	110	
Q(V)	QV_curve_06_Y	90	90	60	30	0	-30	-60	-90	



2.3.4 Interfacciamento e gestione del punto di scambio TSO-DSO

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

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

Dal punto di vista applicativo gli scambi informativi sono orientati ai seguenti ambiti:

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

- del carico;
- della generazione differenziata per fonte;
- del totale di cabina.

per ogni trasformatore AT/MT di ogni cabina primaria.

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

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

per ogni gruppo di impianti di Generazione Distribuita della categoria GDRM con potenza superiore ai 100kW.

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

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

RELAZIONE TECNICA	NOME FILE: 20150228_ASM TERNI RELAZIONE FINALE - SMART GRID DELIBERA 39_10_rev23Definitivo.docx	28/02/2015
		pag. 82 di 224



Relativamente alla sperimentazione sono stati concordati con Terna le misure da scambiare con il sistema SCADA ed è stata realizzata la linea telefonica per l'interconnessione. Per la cabina Villa Valle le misure risultano già acquisite.

2.4 Il sistema di comunicazione per il controllo di rete

La realizzazione del sistema di ASM Terni richiede che si implementi una serie di caratteristiche tecniche innovative rispetto alle tecnologie dei sistemi di controllo distribuiti da decenni sul mercato.

A differenza dei suddetti sistemi infatti l'autonomia operativa e decisionale dei periferici delle cabine elettriche (primarie, di smistamento e secondarie) deve aumentare e ciò deve inserirsi nel quadro di un generale arricchimento delle funzioni applicative di controllo della rete.

Tale arricchimento comporta un aumento della quantità e della qualità delle informazioni che i vari enti intelligenti in gioco (centro e stazioni) debbono scambiarsi. Dal punto di vista qualitativo gli elementi essenziali diventano la presenza costante di collegamento, i ridotti tempi di latenza per il trasferimento delle informazioni (millisecondi e non minuti) e la sicurezza dello stesso, in termini di errori trasmissivi e di blocco accessi indesiderati.

Appare evidente a questo punto l'importanza della definizione di un'infrastruttura di comunicazione che possa garantire il supporto dei requisiti sopra citati, ma debba anche presentarsi come aperta (conforme a standardizzazioni internazionali, non proprietaria), flessibile ed espandibile, in modo da garantire la capillarità di diffusione necessaria nell'ambito della distribuzione elettrica.

Infrastruttura di comunicazione

La soluzione descritta ha comportato la realizzazione di una specifica rete di telecomunicazione proprietaria ASM Terni.

La rete è basata su di una tecnologia di trasmissione a larga banda ad alta frequenza che consente il trasporto di dati ad elevata velocità su distanze di qualche chilometro, con tempi di latenza del trasferimento d'informazione estremamente ridotti e quindi compatibili con la gestione dei sistemi elettrici.

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

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

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

RELAZIONE TECNICA	NOME FILE: 20150228_ASM TERNI RELAZIONE FINALE - SMART GRID DELIBERA 39_10_rev23Definitivo.docx	28/02/2015
		pag. 83 di 224



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

L'autoconfigurabilità delle tabelle d'instradamento interne al sistema di antenna potrà semplificare inoltre radicalmente ogni attività di riconfigurazione a seguito di estensione futura della rete per l'eventuale citata aggiunta di nuovi nodi.

Il throughput dati elevato infine garantisce ampi margini di tolleranza tanto a fronte delle sopracitate estensioni che dell'eventuale utilizzo di parte della capacità di trasporto per il supporto di applicazione diverse dal telecontrollo, consentendo di prioritizzare opportunamente i vari flussi in funzione delle diverse esigenze applicative.

Dal punto di vista applicativo, l'infrastruttura di comunicazione permette al sistema centrale la connessione permanente agli apparati di controllo posti nelle Cabine Primarie, nelle Cabine Secondarie e nei punti di generazione oggetto del progetto, consentendo il continuo trasferimento di informazioni dalla periferia al centro che viceversa.

La rete realizzata permette di garantire i tempi di trasferimento necessari per assicurare l'implementazione della funzione "anti-islanding".

L'infrastruttura di comunicazione garantisce:

- alta affidabilità;
- bassa latenza dei dati trasmessi;
- ambiente IP ed utilizzo di protocolli standard relativi;
- sicurezza dei dati trasmessi;
- flessibilità e scalabilità dell'architettura;
- ottimizzazione del rapporto costo/benefici/qualità della soluzione.

La rete di comunicazione

I nodi elettrici della rete di distribuzione sono fisicamente interconnessi tra loro dalla rete elettrica stessa, secondo le topologie caratteristiche.

Gli apparati di controllo della rete, collocati in corrispondenza dei nodi elettrici di rispettiva responsabilità devono essere in grado di comunicare tra loro. La necessaria rete di comunicazione può avere topologia differente da quella della rete elettrica controllata.

La figura sottostante rappresenta a livello esemplificativo i flussi informativi richiesti per la gestione degli elementi principali della catena di controllo della rete di distribuzione elettrica nel caso specifico di ASM Terni S.p.A.

RELAZIONE TECNICA	NOME FILE: 20150228_ASM TERNI RELAZIONE FINALE - SMART GRID DELIBERA 39_10_rev23Definitivo.docx	28/02/2015
		pag. 84 di 224



Applicazione	Velocità dati	Latenza	Alim.di backup
Distributed Generation	9.6-56 kBps	300-2000ms	up to 1 hour
Automated feeder switching	9.6-56 kBps	300-2000ms	24 hour
Transformer Monitoring	56 kBps	500-2000ms	0 hour
Automated Meter Reading (AMR)	14-100 kBps per nodo/circa 200 abitazioni per area	2000ms	up to 4hours
Outage management	56 kbps	2000 ms	0 hours
Distribution asset management	56 kbps	2000 ms	0 hours
Demand response	56 kbps	2000 ms	0 hours
Line Protection and control	600 - 1500 kBps	<50ms	24 - 72 hours

Le informazioni contenute nella tabella, con particolare riferimento ai tempi di latenza delle connessioni richiesti, orientano decisamente verso l'impiego di una rete con connettività di tipo always-on.

Il protocol stack di rete della famiglia TCP-IP è, in questo contesto, il preferito per la sua posizione di standard di fatto universalmente accettato e supportato. Le informazioni relative alla numerosità e posizione dei punti da interconnettere, unite a quelle dei canali di comunicazione disponibili e riutilizzabili introducono ulteriori richieste vincolanti.

In questo contesto occorre tenere presente che la soluzione proposta per il progetto in discussione presenta un'ampia scalabilità ed un'architettura flessibile.

Il raggiungimento capillare delle cabine secondarie normalmente comporta una serie di ostacoli legati all'elevato numero delle stesse (telecontrollate) ed alla loro posizione, con particolare riguardo agli ambiti fortemente urbanizzati ed alle collocazioni in botola o all'interno di edifici.

Nel nostro caso specifico a livello applicativo sono previsti i seguenti flussi:

Tra Centro di telecontrollo e cabina primaria:

- monitoraggio e controllo;
- controllo e regolazione della tensione.

Tra cabina primaria e cabina secondaria:

- dispacciamento energia attiva;
- regolazione di tensione;
- anti-islanding;
- misura della qualità della tensione.

Tra centro di telecontrollo e cabina secondaria:

- monitoraggio e controllo cabina scondaria;
- ricezione segnali di comando e regolazione per cabina utente attivo.

Tra cabina secondaria e cabina utente:

- ricezione e gestione misure da utente attivo;

RELAZIONE TECNICA	NOME FILE: 20150228_ASM TERNI RELAZIONE FINALE - SMART GRID DELIBERA 39_10_rev23Definitivo.docx	28/02/2015
		pag. 86 di 224



- elaborazione locale e dinoltro comandi di regolazione utente attivo;
- semplice inoltro comandi di regolazione ad utente attivo.

Le informazioni relative al posizionamento delle cabine nel contesto urbano della città di Terni sono riportate nella figura sotto riportata.

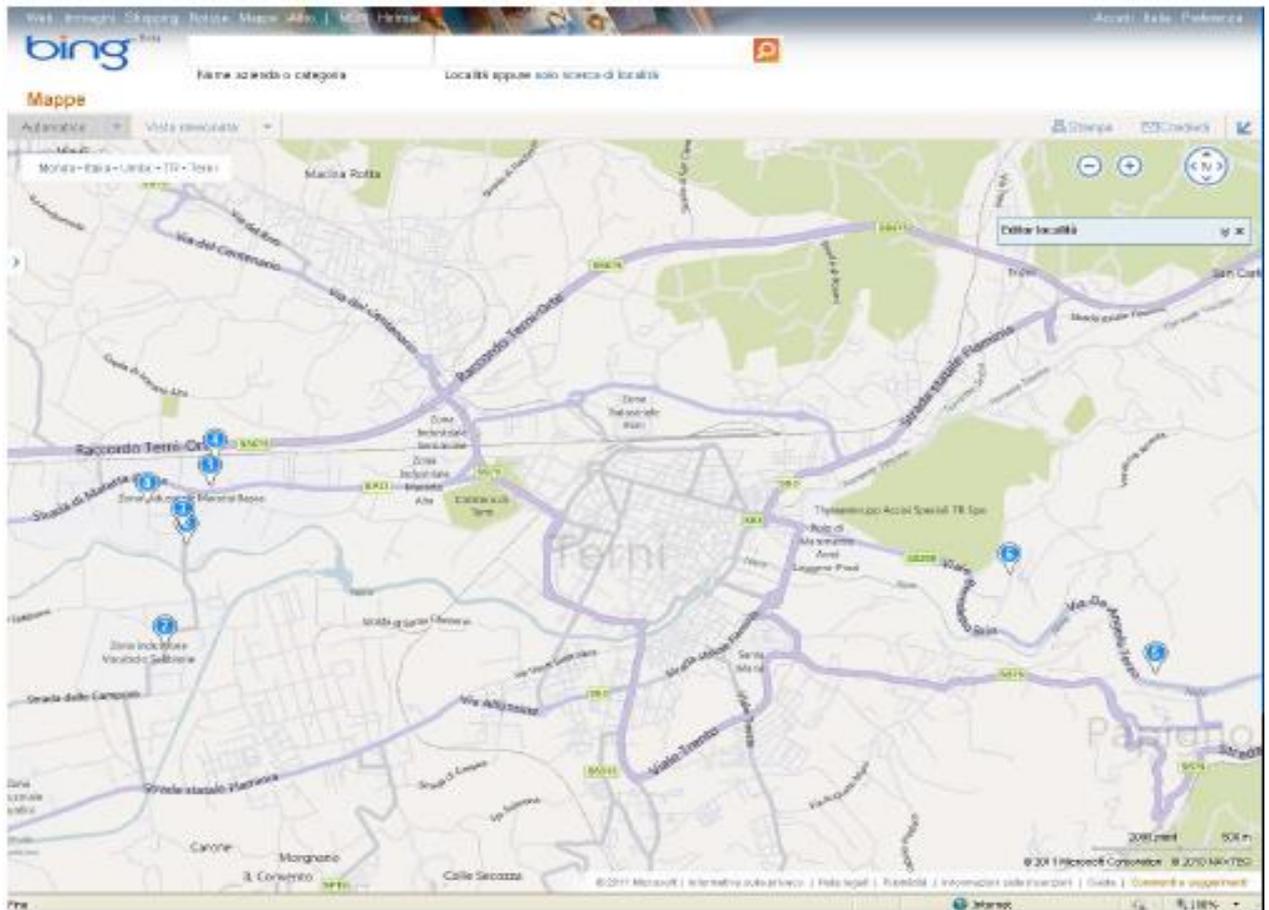


Figura 2.34 - Posizionamento delle cabine degli impianti pilota

Anche se il loro numero è relativamente basso rispetto alla popolazione complessiva delle cabine di ASM, si tratta evidentemente di punti significativi della rete di distribuzione elettrica. Infatti la loro collocazione riguarda 2 delle 3 cabine primarie gestite dal distributore ed i più rilevanti produttori connessi in rete. Da un punto di vista geografico i punti sono collocati ad una distanza significativa per la dimensione degli ambiti territoriali gestiti da ASM.

La soluzione implementata garantisce inoltre l'espandibilità futura a tutta la rete di distribuzione o/e altri servizi del territorio.

Modalità operative

La tabella seguente riassume alcune tra le informazioni disponibili riguardo al contesto del progetto sperimentale "Smart Grid".

L'ipotesi alla base adottata è quindi che le cabine secondarie coinvolte non disponessero di apparati di telecontrollo ne di canali di comunicazione attivi.

RELAZIONE TECNICA	NOME FILE: 20150228_ASM TERNI RELAZIONE FINALE - SMART GRID DELIBERA 39_10_rev23Definitivo.docx	28/02/2015
		pag. 87 di 224



Le distanze in linea d'aria tra i vari siti sono valutate sulla base della cartografia disponibile. In linea di principio non è stato assunto alcun vincolo all'utilizzo di specifiche tecnologie di connessione (intesa come apparati per la realizzazione del link tra nodo e nodo delle rete) purchè la rete stessa si presentasse dal punto di vista del collegamento end-to-end (a livello di end-point applicativi) "always-on" come sopra richiesto.

	<i>Impianti di progetto</i>	<i>Produzione</i>	<i>Cabina</i>	<i>Mappa</i>	<i>CP di rif.</i>	<i>Distanza</i>	<i>Da</i>
a	CP AT/MT EX-SIT	nn	CP	2		470m	da f
b	TERNI ENA	Biomasse	CS	8	EX-SIT (a)	475m	da f
c	TUBIFICIO	Fotovoltaico	CS	7	EX-SIT (a)	1300m	da f
d	INCENRIMENTO	Compensatore	CS	3	EX-SIT (a)	360m	da f
e	SCOV	Fotovoltaico	CS	4	EX-SIT (a)	210m	da f
f	ASM Terni (misure PQ)	nn	CS	1	EX-SIT (a)	470m	da a
g	CP AT/MT VILLA VALLE	nn	CP	5		7250m	da f
h	PENTIMA	Idroelettrico	CS	6	Villa Valle(g)	1350m	da g

Sarebbe altresì possibile che la rete stessa si presenti a livello di collegamenti come un insieme di link realizzati con tecnologie differenti, purchè tale differenza venga virtualizzata opportunamente a livello network come detto sopra e la rete stessa si presenti alle applicazioni utente in modo omogeneo e corrispondente ai requirements "always-on" e TCP/IP.

La rete realizzata converge verso il centro di telecontrollo garantendo l'accessibilità di tutti i nodi da parte dello stesso. Un apposito router ASM Terni è stato predisposto presso la Sede ASM stessa con funzione di Gateway tra la sottorete in discussione e l'esistente rete intranet Aziendale.

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

2.4.1.1 Architettura della soluzione

2.4.1.1.1 I nodi di comunicazione

Le caratteristiche delineate nei paragrafi precedenti, soprattutto riguardo alla distribuzione geografica delle stazioni ed al throughput degli applicativi, richiedono una notevole versatilità delle interfacce di comunicazione presenti in cabina elettrica.

Vista l'elevata numerosità e le caratteristiche di posizionamento, l'elemento critico della catena è in generale la Cabina MT/BT (CS); la garanzia di poterla raggiungere (dal punto di vista della connettività) passa attraverso la possibilità di scegliere il tipo di collegamento (WAN) adatto allo specifico contesto ambientale (Telefonia, radio, PLC,).

RELAZIONE TECNICA	NOME FILE: 20150228_ASM TERNI RELAZIONE FINALE - SMART GRID DELIBERA 39_10_rev23Definitivo.docx	28/02/2015
		pag. 88 di 224



La presenza di più applicazioni utente con diverse esigenze trasmissive all'interno della CS potrebbe richiedere poi la disponibilità di un adeguato numero di interfacce dati (Ethernet, RS-232, RS-485, etc. ...).

Allo stato attuale di conoscenza si è ritenuto opportuno optare per la disponibilità di interfaccia seriale IP partendo dalla quale, le altre sono eventualmente ottenibili con opportuni convertitori.

L'instradamento (multiplexing, demultiplexing, firewalling,....) delle varie informazioni applicative alle funzioni competenti a livello superiore e l'adeguata protezione, tanto dei flussi informativi che degli accessi, richiede capacità di routing e switching locali. L'implementazione effettuata si limita alla gestione locale dello switching delle informazioni tra le antenne corrispondenti ai canali radio abilitati.

L'architettura della soluzione proposta, per rispondere a quanto detto, ha come componente fondamentale il nodo di comunicazione che è stato installato in ciascuna cabina compresa nel progetto.

La figura seguente ne riassume le componenti fondamentali (esclusivamente sotto il profilo della comunicazione) con particolare riferimento alle cabine secondaris (CS) ed alla stazione in Sede ASM Terni (Per un totale di N°6 nodi - la fornitura dell'apparato per UA è esclusa per il nodo ASM Sede perché non richiesta dalla composizione degli impianti).

Oltre alle antenne intelligenti che garantiscono la connessione IP/Hyperlan sono previsti all'interno delle cabine anche i dispositivi racchiusi dalle linee tratteggiate.

In ciascuna cabina è installato un router industriale dotato di 6 interfacce 10/100 RJ45 e di due interfacce ottiche 100 FX.

RELAZIONE TECNICA	NOME FILE: 20150228_ASM TERNI RELAZIONE FINALE - SMART GRID DELIBERA 39_10_rev23Definitivo.docx	28/02/2015
		pag. 89 di 224

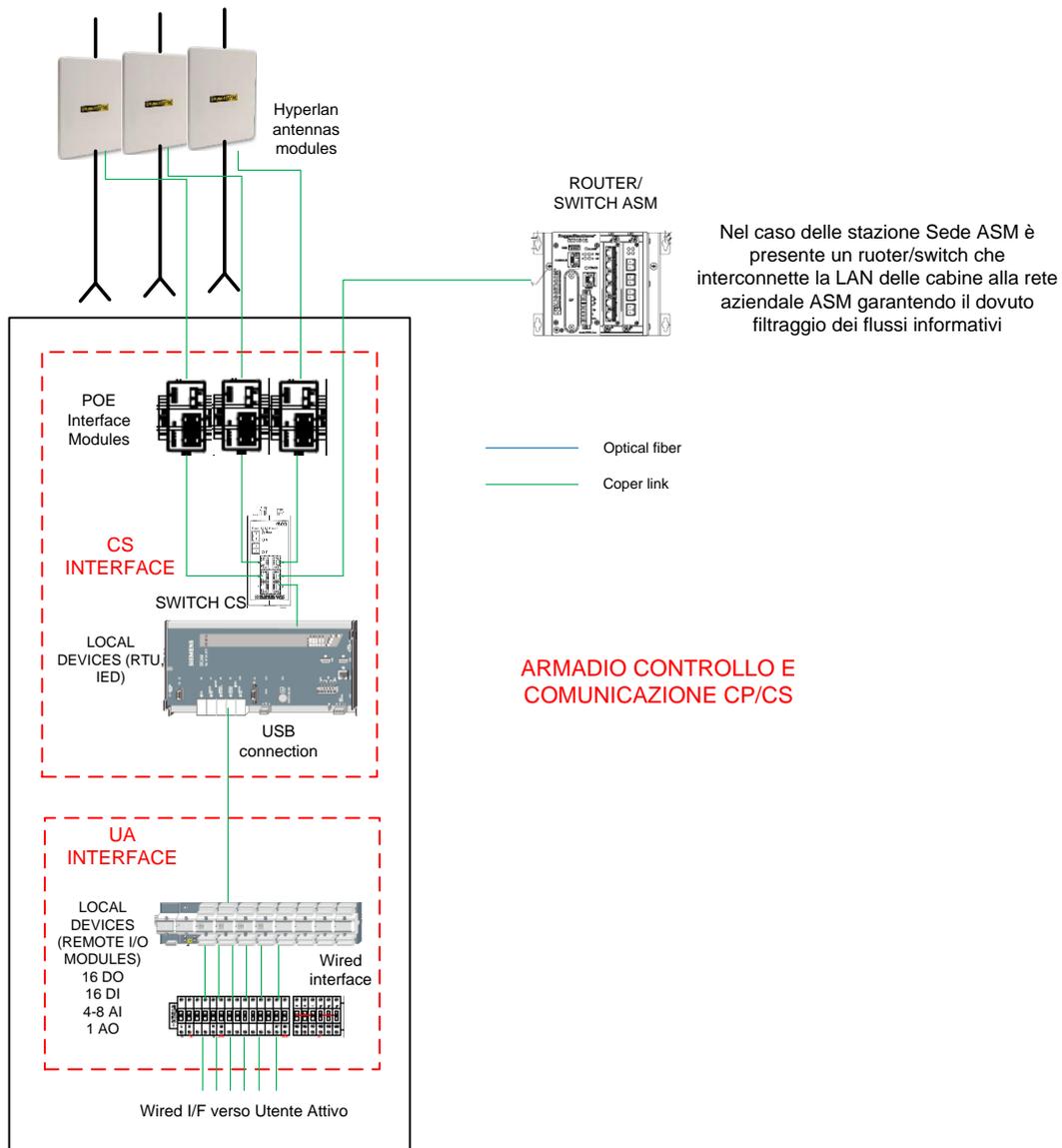


Figura 2.35 - Componenti fondamentali di un nodo di comunicazione

2.4.1.1.2 Rete radio – Topologia e implementazione

Riguardo alla tipologia di collegamento dati tra le cabine ed il centro di telecontrollo la scelta è caduta su link radio di tipo Hyperlan (frequenza 5GHz sulle dorsali e 2.4 GHz per distribuzione locale).

Si tratta di tecnologie operanti in banda libera e che necessitano di visibilità diretta tra i punti da connettere. Riguardo alla seconda delle due caratteristiche, questa è stata facilitata dalla particolare orografia del territorio.



Durante le fasi di progettazione sono state fatte delle ispezioni dalle quali è emersa la necessità di predisporre un nodo aggiuntivo, non corrispondente a nessuna entità di gestione della rete di distribuzione, per risolvere problemi di visibilità diretta tra i nodi base.

La scelta del posizionamento di quest'ultimo è stata effettuata sia sulla base delle citate esigenze di "line of sight" che tenendo conto della presenza di infrastrutture di proprietà ASM Terni che consentissero l'alloggiamento e la gestione logistica degli apparati.

Il punto prescelto è stato l'esistente stazione di ripetizione radio di Monte S. Angelo, che è entrato a far parte della topologia della rete realizzata e presso il quale erano già installate altri apparati di ASM.

La figura seguente identifica le cabine ASM Terni coinvolte nel progetto come nodi di una rete Hyperlan ed i relativi collegamenti in frequenza con linee rosse tratteggiate.

Il progetto di tale rete comporta, come evidentemente deducibile dal disegno, la disponibilità di almeno due canali indipendenti (ciascuno supportato da una antenna ed operante a frequenza diversa dall'altro) per ciascuno dei nodi connessi.

Tale disponibilità, unita alla funzionalità di riconfigurazione dinamica dei path di collegamento in rete propria della tecnologia MESH supportata dagli apparati utilizzati, consente di ridurre al minimo la possibilità di interruzione del collegamento legata ad eventuali disturbi, più probabile nel caso di utilizzo di comunicazioni in banda libera.

Topologia della rete – ASM Terni progetto 39/10

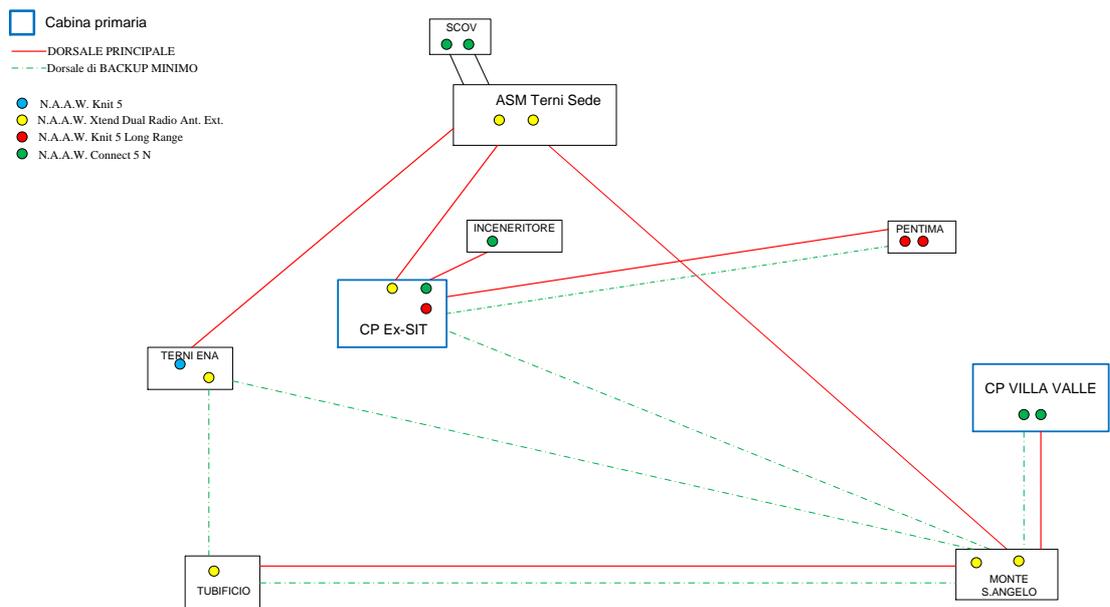


Figura 2.36 - Collegamenti della rete di comunicazione

Sintetizzano nella tabella seguente le caratteristiche delle tipologie tecnologiche adottate (doppino, Wi-Fi, fibra, ecc..) e le bande di frequenza utilizzate:

- Rete WiFi;

RELAZIONE TECNICA	NOME FILE: 20150228_ASM TERNI RELAZIONE FINALE - SMART GRID DELIBERA 39_10_rev23Definitivo.docx	28/02/2015
		pag. 91 di 224



- Standard WLAN: HiperLAN type 2;
- Frequenze: 2,412GHz-2,472GHz / 5,15GHz-5,35GHz / 5.47GHz-5.725 Ghz;
- Protocollo: IEEE 802.11 a/b/g – IEEE 802.11 d – IEEE 802.11 e – IEEE 802.11 i.

2.4.2 Protocolli di comunicazione utilizzati, profilazione e interoperabilità

2.4.2.1 Profilo di comunicazione secondo IEC 61850

Nell'ambito di questo progetto pilota è prevista la funzionalità d'Impianto per la Regolazione dell'Energia (IRE) che realizza il controllo dei dispositivi installati presso l'impianto al fine di poter regolare, secondo le indicazioni del Distributore, le componenti attive e reattive della potenza sul punto di scambio dell'energia con la rete di distribuzione. A tale scopo è da prevedersi un insieme di messaggi funzionali che IRE scambia con le diverse componenti del sistema. In questo documento è descritto nel dettaglio il profilo di comunicazione secondo IEC 61850 che viene utilizzato per detto scambio di messaggi. In particolare sono descritte le estensioni alle Common Data Classes, i Nodi Logici e le informazioni ad essi associate.

La funzionalità IRE richiede uno scambio di informazioni con dispositivi esterni. Le tipologie dei messaggi scambiate sono riportate nella tabella seguente:

Messaggi relativi alle caratteristiche dell'impianto	Informazioni provenienti dall'impianto riguardo configurazione, caratteristiche e capacità nominali. Tali informazioni derivano dall'impianto e non possono essere modificate da processi remoti
Messaggi relativi allo stato operativo dell'impianto	Informazioni riguardo lo stato operativo dell'impianto e degli apparati fisici presenti in impianto, come per esempio le posizioni degli interruttori. Lo stato può modificarsi a seguito di eventi in impianto o di comandi remoti
Messaggi relativi alle misure dell'impianto	Valori analogici misurati direttamente o determinati tramite elaborazione di grandezze misurate, quali tensioni, correnti, potenze, ecc.
Messaggi relativi ai valori dei parametri operativi	Valori di riferimento necessari per l'operatività delle funzioni e degli algoritmi. I parametri sono impostati in fase d'inizializzazione dell'apparato e possono successivamente essere modificati da remoto

Le informazioni sopra indicate sono scambiate con protocollo IEC 61850 e la funzionalità IRE ha ruolo di server. In linea generale le informazioni sono rese disponibili tramite GOOSE verso altri server o da messaggi MMS verso i client.

Nella realizzazione del profilo IEC 61850 si è cercato di utilizzare il più possibile oggetti nativi già definiti nei documenti standard. Tuttavia, per alcuni casi è stato necessario estendere i data attributes di oggetti già definiti oppure estendere o creare delle Common Data Classes.

RELAZIONE TECNICA	NOME FILE: 20150228_ASM TERNI RELAZIONE FINALE - SMART GRID DELIBERA 39_10_rev23Definitivo.docx	28/02/2015
		pag. 92 di 224



Si osservi che l'attributo "M/O/C" (mandatorietà) degli elementi che costituiscono una Common Data Class o un Logical Node è stato esteso aggiungendo gli attributi "R" ed "E" come indicato nella tabella seguente:

Attributo	Descrizione
M = mandatory	
O = optional	
C = conditional	
R = richiesto	L'informazione così contrassegnata diventa mandatoria indipendentemente da quanto stabilito nello standard
E = estensione allo standard	L'informazione così contrassegnata è un'estensione rispetto allo standard ed è mandatoria
E-O = estensione allo standard	L'informazione così contrassegnata è un'estensione rispetto allo standard ed è opzionale
O(R) = opzionale / richiesto	L'informazione così contrassegnata in generale è opzionale; se l'informazione è disponibile dovrebbe essere inserita

L'apparato fisico è costituito da un solo Logical Device (o Logical Node) come riportato nella tabella seguente:

Device Logico	Descrizione
LD_Plant	Contiene tutti i nodi logici legati all'impianto (inteso, in generale, come combinazione di generatori, carichi e sistemi di accumulo)

2.4.2.2 TAG o Indirizzo Topologico dell'IRE

Il seguente LN modella il TAG (indirizzo topologico di apparato di rete, costituito da dodici interi) degli IED finalizzato alle logiche di TeleDistacco (sia esso effettivo o per finalità di test).

LNInstance: 1 - prefix: TAG			
GGIO9_A type			
Attribute Name	Attribute Type	Explanation	M/O
LNNName		Shall be inherited from Logical Node Class (IEC 61850-7-2)	
Data			
Common Logical Node Information			
LN shall inherit all Mandatory Data from Common Logical Node Class			M
EEHealth	INS	External equipment health (external sensor)	O
EEName	DPL	External equipment name plate	O
Loc	SPS	Local operation	O
OpCntRs	INC	Resetable operation counter	R
Measured values			
AnIn	MV	Analogue input	O
Controls			
SPCSO	SPC	Single point controllable status output	O
DPCSO	DPC	Double point controllable status output	O
ISCSO1	INC	Integer status controllable status output (1)	R
ISCSO2	INC	Integer status controllable status output (2)	R
RELAZIONE TECNICA	NOME FILE: 20150228_ASM TERNI RELAZIONE FINALE - SMART GRID DELIBERA 39_10_rev23Definitivo.docx		28/02/2015
			pag. 93 di 224



ISCSO3	INC	Integer status controllable status output (3)	R
ISCSO4	INC	Integer status controllable status output (4)	R
ISCSO5	INC	Integer status controllable status output (5)	R
ISCSO6	INC	Integer status controllable status output (6)	R
ISCSO7	INC	Integer status controllable status output (7)	R
ISCSO8	INC	Integer status controllable status output (8)	R
ISCSO9	INC	Integer status controllable status output (9)	R
ISCSO10	INC	Integer status controllable status output (10)	R
ISCSO11	INC	Integer status controllable status output (11)	R
ISCSO12	INC	Integer status controllable status output (12)	R
Status Information			
IntIn	INS	Integer status input	O
Alm	SPS	General single alarm	O
Ind	SPS	General indication (binary input)	O

NOTE:

- Common Logical Node Information → OpCntRs: per avere memoria del numero degli eventi occorsi
- Controls → ISCSO1: per impostare il proprio TAG_1 (significativo se >0)
- Controls → ISCSO2: per impostare il proprio TAG_2 (significativo se >0)
- Controls → ISCSO3: per impostare il proprio TAG_3 (significativo se >0)
- Controls → ISCSO4: per impostare il proprio TAG_4 (significativo se >0)
- Controls → ISCSO5: per impostare il proprio TAG_5 (significativo se >0)
- Controls → ISCSO6: per impostare il proprio TAG_6 (significativo se >0)
- Controls → ISCSO7: per impostare il proprio TAG_7 (significativo se >0)
- Controls → ISCSO8: per impostare il proprio TAG_8 (significativo se >0)
- Controls → ISCSO9: per impostare il proprio TAG_9 (significativo se >0)
- Controls → ISCSO10: per impostare il proprio TAG_10 (significativo se >0)
- Controls → ISCSO11: per impostare il proprio TAG_11 (significativo se >0)
- Controls → ISCSO12: per impostare il proprio TAG_12 (significativo se >0).

2.4.2.3 Funzione di Tele Distacco

Il modello della Gestione dei teledistacchi si articola in due parti:

- Configurazione dati significativi (attivazione/disattivazione, TeleDistacco, Comando di CMDTest, tipo payload per eventuale GOOSE verso IED elettricamente a valle,...)
- Gestione e monitoraggio TeleDistacchi da CP e/o IED a vallemonte.

Le logiche sottese a questo modello (implementato per ASM-Terni), prevedono due modalità di TeleDistacco :

1. Tele Distacco Produzione (gruppo di impianti): il TPT2020, via GOOSE, comanda il distacco agli IED tra loro conseguenti su una porzione di cabina estesa, utilizzando il proprio TAG di CP o un "TAG di elemento su rete MT" da cui iniziare la procedura che coinvolgerà i relativi successori.
 - L'IED viene comandato via GOOSE (TDLP) dal TPT2020 per apertura della propria PI
2. Tele Distacco Test (TDLP): il TPT2020, via MMS, comanda un Test Teledistacco (CMDTest) ad uno specifico IED.

RELAZIONE TECNICA	NOME FILE: 20150228_ASM TERNI RELAZIONE FINALE - SMART GRID DELIBERA 39_10_rev23Definitivo.docx	28/02/2015
		pag. 94 di 224



- L'IED viene comandato via GOOSE (TDLP) dal TPT2020 per apertura della propria SO

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

La scelta fatta per il modello di business dell'infrastruttura di comunicazione è quella di una rete proprietaria del distributore. Questo perché si ritiene il sistema realizzato un importate asset che può essere utilizzato sia per la rete di distribuzione elettrica sia per gli altri servizi gestiti dalla multiutility. Con particolare riferimento alle cabine primarie, precedentemente al progetto queste erano connesse tramite linee CDF con onerosi canoni da corrispondere agli operatori telefonici (da 1800-2400€ ciascuna) che con la soluzione proposta non si ha più la necessità di sostenere. Un altro vantaggio di questo modello di business è la possibilità di integrare la soluzione con altri mezzi trasmissivi come la f.o.. ASM ha infatti negli anni effettuato la scelta di posare i cavi interrati MT e BT all'interno di tubazioni, pertanto esiste la possibilità di interconnettere vari punti della rete mediante f.o. e di creare la possibilità di fornire servizi attraverso di questa. L'idea che si vuole perseguire è quella di creare un infrastruttura di comunicazione cittadina integrata (F.O.-WiFi-PLC) che arrivi fino agli utenti. Al fine di raggiungere questo obiettivo ASM ha già avviato ulteriori studi e test.

2.4.4 Affidabilità e sicurezza in relazione ai servizi abilitati

L'obiettivo dell'infrastruttura di rete è il collegamento di una serie di siti con tecnologia wireless attraverso una rete ridondata ad alta affidabilità.

Il progetto di rete prevede l'installazione di tre dispositivi intelligenti in antenna Enterprise 2x4 sui tre siti principali (ASM Sede, Monte S.Angelo ed Ex SIT) per la creazione della dorsale di distribuzione e di 10 dispositivi intelligenti di antenna Enterprise/Xtend/Connect sugli altri 6 siti previsti.

Le configurazioni ipotizzate per i dispositivi di cui si è previsto l'utilizzo sono le seguenti:

Siti principali

- o Enterprise N 2x4 con antenna integrata a 5 Ghz da 16 dBi e 50° di apertura, 2 antenne esterne a doppia polarizzazione da 23 dBi e 8° di apertura e 1 antenna integrata a 2,4 Ghz da 8 dBi a 60°;

Siti secondari

- o Xtend N con antenna integrata a 5 Ghz da 16 dBi e 50° di apertura, 1 antenna esterna a doppia polarizzazione da 23 dBi e 8° di apertura e 1 antenna integrata a 2,4 Ghz da 8 dBi a 60°.
- o Connect 5N con antenna integrata a 5 Ghz da 16 dBi e 50° di apertura

Le antenne a 5 Ghz realizzano i collegamenti mesh. Le antenne a 2,4 Ghz (1 per ciascuno degli 8 nodi) possono essere utilizzate in una duplice maniera:

- come ulteriore collegamento ridondata di backup;

RELAZIONE TECNICA	NOME FILE: 20150228_ASM TERNI RELAZIONE FINALE - SMART GRID DELIBERA 39_10_rev23Definitivo.docx	28/02/2015
		pag. 95 di 224



- come punto di accesso locale in wi-fi per il personale di presidio dei siti; se viene attivata la copertura wi-fi a 2,4 Ghz è infatti possibile collegarsi (ovviamente con le opportune cifrature e protezioni) alla rete direttamente in modalità wireless presso i siti che ospitano i dispositivi wireless.

Valutazione critica della soluzione attuale

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

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

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

1. dal contesto geografico, che non crea particolari difficoltà alla visibilità reciproca delle stazioni;
2. alla tipologia di impianti, che vede un numero di siti di proprietà del Cliente distribuiti sull'area di copertura;
3. alle distanze tra i siti stessi, generalmente contenute nell'ordine di grandezza di qualche km;
4. alla assenza di infrastrutture di telecomunicazione proprietarie alternative già esistenti (linee seriali, fibre ottiche, ...);
5. alla relativa disponibilità e "pulizia" delle bande di frequenza (libere) utilizzate.

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

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

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

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

Link backup – la soluzione attuale

L'obiettivo del progetto è il collegamento always-on di una serie di siti con tecnologia wireless e protocol stack IP in grado di trasferire messaggistica GOOSE tramite una struttura di rete base, avendo a disposizione una serie di link alternativi, attivabili

RELAZIONE TECNICA	NOME FILE: 20150228_ASM TERNI RELAZIONE FINALE - SMART GRID DELIBERA 39_10_rev23Definitivo.docx	28/02/2015
		pag. 96 di 224



tramite intervento dell'operatore, che consentano di ripristinare tale connettività in caso di singolo fault di uno degli elementi della rete base stessa.

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

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

Possibili affinamenti sono:

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

Occorre comunque precisare che la flessibilità e l'affidabilità che ha dimostrato la soluzione proposta ha portato rapidamente ASM ad estendere la rete WiFi iniziale di progetto ad ulteriori punti con l'aggiunta di ulteriori servizi. Sottolineiamo inoltre come la sua affidabilità è stata riscontrata utilizzando la rete di comunicazione non solo per gli impianti pilota ma soprattutto per le due cabine primarie in esercizio, pertanto in una applicazione reale, critica e che richiede alte prestazioni. Come ulteriore forma di backup del sistema di comunicazione di cabina primaria sono state attivate delle linee gprs che creano un'altra alternativa utile a fronte di interventi di manutenzione alla rete. Questo non sarebbe stato possibile con il precedente sistema di telecontrollo.

2.5 I sistemi di stoccaggio

La valutazione degli effetti prodotti dall'installazione di sistemi di ricarica dei veicoli elettrici (sia convenzionali che veloci) è stata inizialmente effettuata mediante studi e simulazioni sia per individuare i limiti dell'attuale rete, che la sua adeguatezza in previsione di prevedibili scenari di penetrazione delle mobilità elettrica nel medio periodo. Successivamente, si è passati alla individuazione di possibili siti per l'installazione dei sistemi di ricarica (sia convenzionali che veloci) ed alla valutazione dei possibili effetti da questi prodotti sull'esercizio della rete a seguito della loro installazione. Sia nelle simulazioni effettuate che nella realizzazione dei sistemi di controllo dei sistemi di ricarica installati, non è stata prevista la gestione bidirezionale dei flussi di potenza (i.e., un loro possibile uso come sistema di storage per la regolazione flussi di potenza e dei profili di tensione nella rete). Per quanto riguarda invece i sistemi di storage in senso stretto (i.e., le batterie di accumulatori) non sono stati esplicitamente previsti nell'ambito della realizzazione del progetto pilota, essendo i costi degli stessi non compatibili con gli investimenti previsti per questa attività di sperimentazione. Tuttavia, i loro possibili effetti sono stati valutati attraverso simulazioni di dettaglio, realizzate con il modello di rete implementato e validato nel corso delle attività di ricerca svolte nell'ambito di una collaborazione tecnico-scientifica con

RELAZIONE TECNICA	NOME FILE: 20150228_ASM TERNI RELAZIONE FINALE - SMART GRID DELIBERA 39_10_rev23Definitivo.docx	28/02/2015
		pag. 97 di 224



l'Università di Roma, che è stata avviata già dal 2009, e che si è poi consolidata, sviluppata ed articolata nel corso di questo progetto iniziato nel 2011.

2.5.1 Gestione e controllo delle fonti rinnovabili intermittenti

In relazione alle politiche di incentivazione della GD da FER, adottate a seguito del pacchetto clima-energia 20-20-20 varato dall'Unione Europea per dare seguito al protocollo di Kyoto, si è riscontrata sul territorio nazionale una crescita repentina delle installazioni in MT ed in BT, con un trend esponenziale delle richieste di autorizzazione, che ha suscitato non poche preoccupazioni fra i DSO. Allo scopo di valutare prima, e controllare poi, gli effetti di questa proliferazione della GD sulla rete di distribuzione in MT e in BT, già a partire dal 2009 sono stati effettuati degli studi (cfr All. 6.2.4) finalizzati ad individuare criticità e limiti di caricabilità della rete rispetto alla GD installata (e tale già da produrre significativi controflussi di potenza) e di quella prevista (dedotta dalle richieste di autorizzazione già presentate).

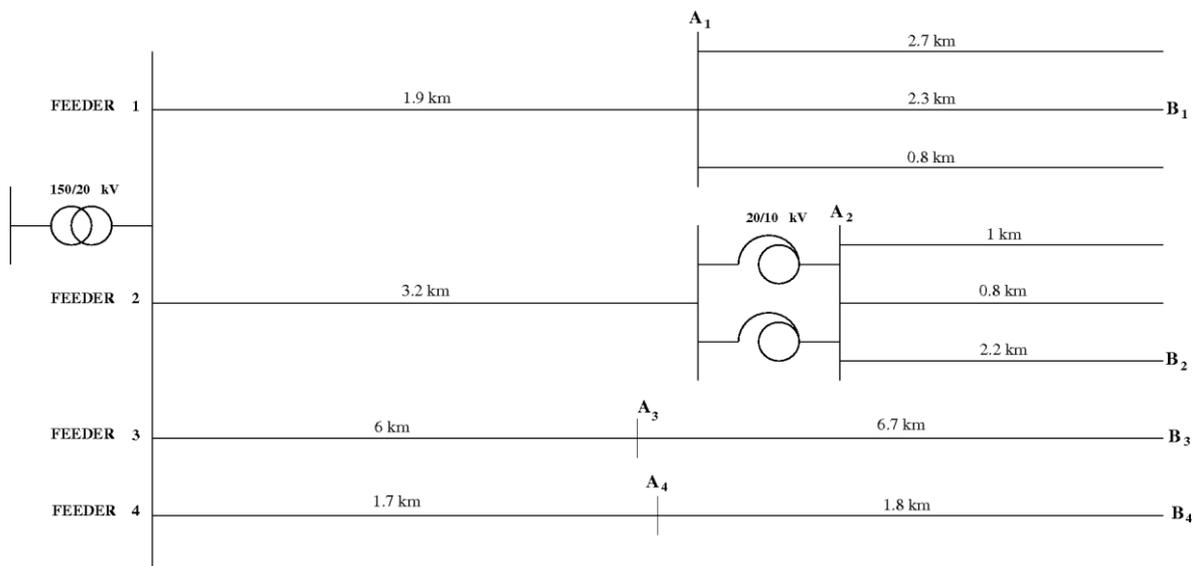


Figura 2.37 - Schema unifilare semplificato della CP VILLA VALLE

In particolare, con riferimento alla CP VILLA VALLE (**che poi, nell'ambito del progetto pilota, è stata integrata nello SCADA**), si sono effettuati studi sistematici di PF finalizzati a:

- evidenziare eventuali criticità (e.g., "colli di bottiglia") presenti nelle condizioni di fatto della rete, o possibili in relazione ai futuri incrementi della GD installata in rete;
- individuare i limiti di caricabilità dei feeder all'aumentare della penetrazione della GD;
- stimare le variazioni dei profili di tensione in funzione della GD installata.

La porzione di rete oggetto di studio ha origine da un TR da 40 MVA, 150/20 kV che alimenta quattro feeder principali in MT (ognuno dei quali costituito da linee miste

RELAZIONE TECNICA	NOME FILE: 20150228_ASM TERNI RELAZIONE FINALE - SMART GRID DELIBERA 39_10_rev23Definitivo.docx	28/02/2015
		pag. 98 di 224



aree/cavo); mentre i tratti a 10 kV sono alimentati mediante autotrasformatori 20/10 kV. Le estensioni della rete, che si sono susseguite nel tempo (anche a tensione diverse), possono aver introdotto dei colli di bottiglia non evidenziati dal carico (sia attivo che passivo) originariamente alimentato (47 MW, +15 Mvar), ma che potrebbero costituire una evidente limitazione a seguito di possibili significativi incrementi dei carichi e/o della generazione.

Partendo dal carico di picco registrato in rete (con tutte le unità di generazione disconnesse) sono state successivamente interconnesse aliquote di GD con incrementi del 25% fino al 100% della potenza installata; inoltre, è stato studiato un caso limite ipotetico di GD collegando, alla fine di ogni feeder, una iniezione di potenza attiva fino al raggiungimento dei limiti di esercizio sia di tensione che termici. I principali risultati relativi alla CPO VILLA VALLE sono riassunti nel due tabelle seguenti.

Valori delle tensioni e dei transiti di potenza nella CP VILLA VALLE per i diversi scenari considerati

	V [kV]	P [MW]	Q [Mvar]	cosφ
Max load	20.94	6.49	1.55	0.97
Max load + 25% DG	20.94	2.53	1.62	0.84
Max load + 50% DG	20.94	-1.41	1.77	-0.62
Max load + 100% DG	19.83	-9.25	2.66	-0.96
Maximum DG	19.63	-29.98	7.71	-0.97

Valori delle tensioni e dei transiti di potenza in ogni feeder della CP per i diversi scenari considerati

		Max load			Max load + 25% DG			Max load + 50% DG			Max load + 100% DG			Maximum DG		
		V [kV]	P [MW]	Q [Mvar]	V [kV]	P [MW]	Q [Mvar]	V [kV]	P [MW]	Q [Mvar]	V [kV]	P [MW]	Q [Mvar]	V [kV]	P [MW]	Q [Mvar]
F. 1	A1	20.93	0.86	0.01	20.96	-0.81	0.04	20.98	-2.47	0.11	20.99	-5.76	0.43	19.76	-9.73	1.82
	B1	20.92			20.98			21.02			21.07			19.84		
F. 2	A2	10.15	4.81	1.64	10.15	4.81	1.64	10.15	4.81	1.64	9.60	4.81	1.64	9.97	-7.95	2.10
	B2	10.12			10.12			10.12			9.57			9.97		
F. 3	A3	20.92	0.69	-0.02	20.92	0.69	-0.02	20.92	0.69	-0.02	19.80	0.69	-0.02	20.00	-3.39	0.13
	B3	20.91			20.91			20.91			19.79			20.82		
F. 4	A4	20.94	0.11	-0.05	20.97	-2.02	-0.03	21.00	-4.15	0.05	21.01	-8.39	0.36	19.75	-8.37	0.42
	B4	20.94			20.97			21.00			21.02			19.76		

Gli studi di PF effettuati hanno mostrato che, nell'intera rete dell'A.S.M. (che aveva una potenza di trasformazione AT/MT installata di 156 MVA), potevano essere integrate quantità significative di GD senza introdurre, nelle condizioni di funzionamento in regime stazionario (assumendo come unici vincoli le tensioni ammesse e le correnti al limite termico), particolari problemi. Con riferimento ad incrementi di GD con f.d.p. unitario, si sono infatti ottenuti i seguenti risultati:

- la rete, per effetto della GD, poteva consentire controflussi di potenza fino a 100 MW (vale a dire, ipoteticamente, ammettere fino a 150 MW di GD installata in MT)

RELAZIONE TECNICA	NOME FILE: 20150228_ASM TERNI RELAZIONE FINALE - SMART GRID DELIBERA 39_10_rev23Definitivo.docx	28/02/2015
		pag. 99 di 224



- ed in BT, avendo registrato, nel 2010, un carico di picco in rete pari a circa 47 MW);
- il principale fattore limitante, in condizioni stazionarie, risultavano comunque essere i colli di bottiglia individuati, praticamente, in tutti i feeder della rete esaminata;
 - ipotizzando costante l'iniezione potenza attiva della GD, i profili di tensione potevano essere tenuti sotto controllo mediante i variatori di rapporto dei trasformatori di CP.

Tuttavia, la natura intrinsecamente variabile di diversi tipi di GD, in particolare del fotovoltaico, poteva prevedibilmente essere causa di fluttuazioni della tensione ben più significative di quelle riscontrate attraverso le simulazioni; proprio per questo, la CP VILLA VALLE è stata oggetto degli interventi previsti dal progetto pilota (integrando l'automazione e controllo nello SCADA).

Oggi, le problematiche connesse con il trend di crescita della GD non sono più così pressanti, poiché la progressiva riduzione degli incentivi legati alla FER ha portato, sostanzialmente, al blocco delle installazioni a fronte anche di un considerevole numero di autorizzazioni già concesse, ciò non di meno, il controllo e l'automazione della CP VILLA VALLE, attuata nell'ambito di questo progetto pilota, ha consentito comunque, come sarà discusso nel prosieguo di questa relazione, un apprezzabile miglioramento della qualità del servizio.

Un altro esempio di gestione e controllo della GD da FER, attuato nell'ambito del progetto pilota ed in particolare attraverso lo SCADA, è stato ottenuto attraverso accordi bilaterali con i produttori, che si sono resi disponibili a regolare la loro potenza reattiva secondo i fabbisogni della rete di distribuzione (cfr § 2.2).

A livello di BT, si è poi studiata anche la possibilità di accoppiare sistemi di generazione da FER, per loro natura fortemente aleatoria (e.g., gli impianti fotovoltaici), a sistemi di accumulo a bassissima inerzia (e.g., di tipo elettrochimico, i.e. le batterie di accumulatori), per controllare i profili di tensione alle sbarre, nonché i flussi di potenza attraverso il TR di CS (cfr § 2.5.3).

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

Nell'ambito delle attività previste dal progetto pilota, è stata investigata anche la possibilità di installare sistemi di ricarica per veicoli elettrici, ed è stato valutato l'effetto che questi sistemi potevano avere sul corretto funzionamento della rete nel suo stato di fatto.

RELAZIONE TECNICA	NOME FILE: 20150228_ASM TERNI RELAZIONE FINALE - SMART GRID DELIBERA 39_10_rev23Definitivo.docx	28/02/2015
		pag. 100 di 224

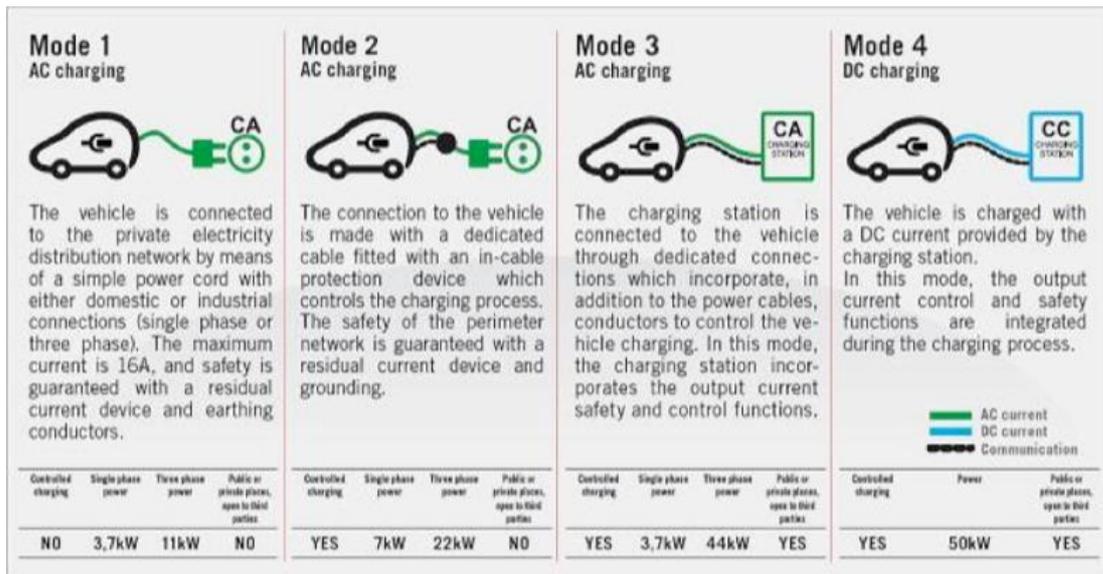


Figura 2.38 - Classificazione dei sistemi di ricarica dei veicoli elettrici e loro principali caratteristiche

Caratteristiche dei sistemi di ricarica dei veicoli elettrici assunte per le simulazioni di scenario

Alimentazione	Rapida	Lenta
	3F - 400 V	1F - 230 V
Corrente	80 A	16 A
Potenza	55 kVA	3.7 kVA
f.d.p.	0.98	0.98
Rendimento	>92%	>92%
Armoniche	% della fondamentale	
3	8.7	
5	3.1	
7	1.3	

In particolare, sono stati studiati i limiti di caricabilità della rete rispetto a sistemi di ricarica lenti (e.g., Mode 1 e Mode 2), la distorsione armonica prodotta da questi sistemi e l'impatto dei sistemi di ricarica veloce (Mode 4). Per quanto specificatamente riguarda i sistemi di ricarica Mode 2 e Mode 4, l'obiettivo è stato quello di individuare i punti della rete in cui si potessero interconnettere senza arrecare particolari problemi o pregiudicare la qualità del servizio. Nel progetto pilota non era prevista la gestione bidirezionale dei sistemi di ricarica, e per questo non è stata considerata negli studi che sono stati effettuati, ed i cui principali risultati sono di seguito riportati.

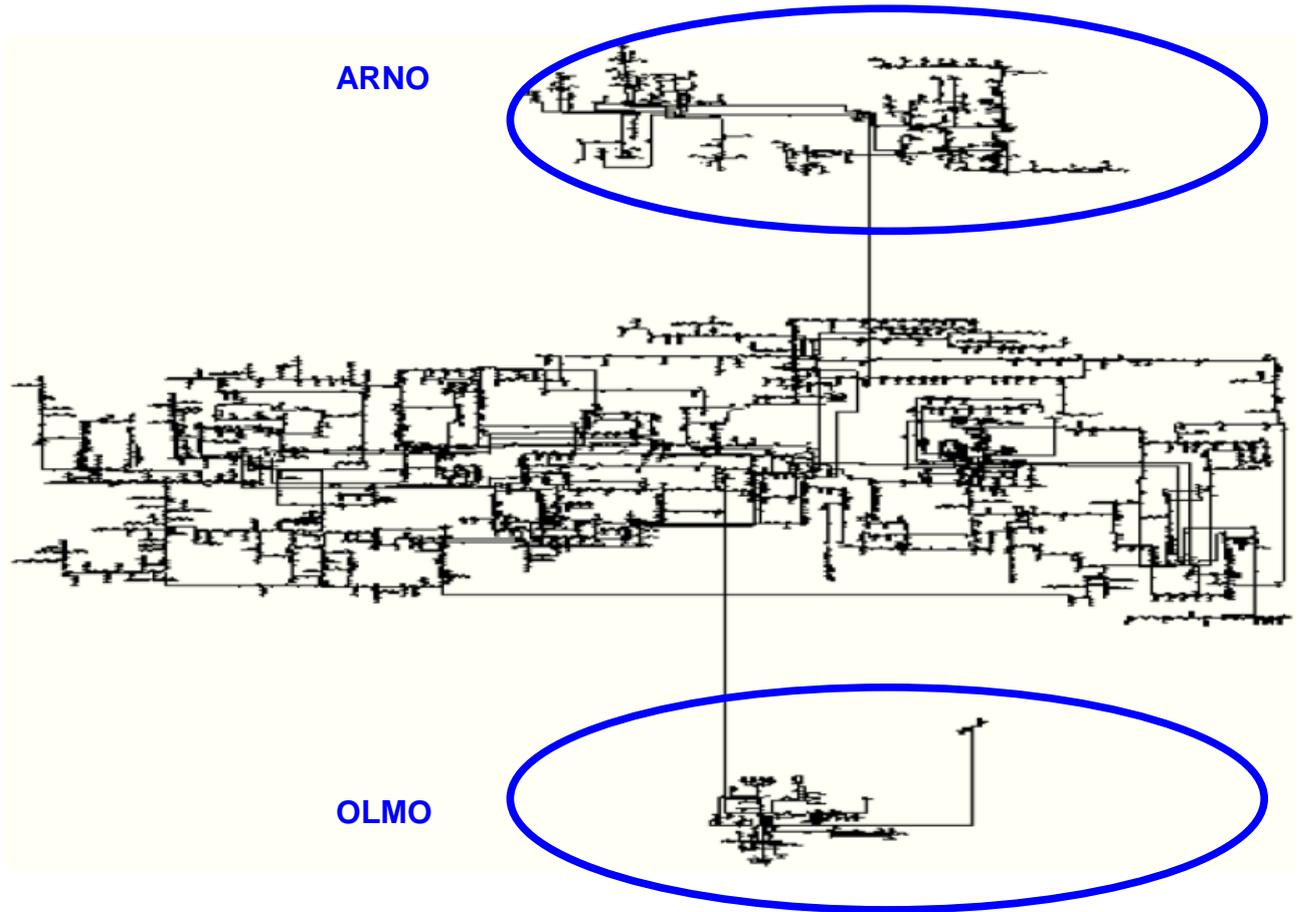


Figura 2.39 - Vista d'insieme della rete di distribuzione in MT con in evidenza le due reti di BT denominate ARNO ed OLMO

2.5.2.1 Hosting capacity e power quality in due tipiche reti di BT in presenza di una penetrazione diffusa di sistemi di ricarica Mode 1

Sono stati condotti studi di dettaglio (relativi alla *hosting capacity* ed alla *power quality*) su due reti di BT denominate "ARNO" ed "OLMO", al fine di valutare gli effetti di una elevata penetrazione di sistemi di ricarica convenzionali fino al limite massimo di caricabilità delle stesse (cfr All. 6.2.5). Per lo studio dei flussi di potenza delle due reti, e per le successive analisi armoniche, sono state considerate due condizioni di carico tipiche: minimo carico (pari al 30% della potenza nominale del trasformatore di cabina corrispondente ad un fattore di carico delle utenze pari al 18%) e massimo carico (pari al 68% della potenza nominale del trasformatore corrispondente ad un fattore di carico di utenza pari al 40%).

RELAZIONE TECNICA	NOME FILE: 20150228_ASM TERNI RELAZIONE FINALE - SMART GRID DELIBERA 39_10_rev23Definitivo.docx	28/02/2015
		pag. 102 di 224

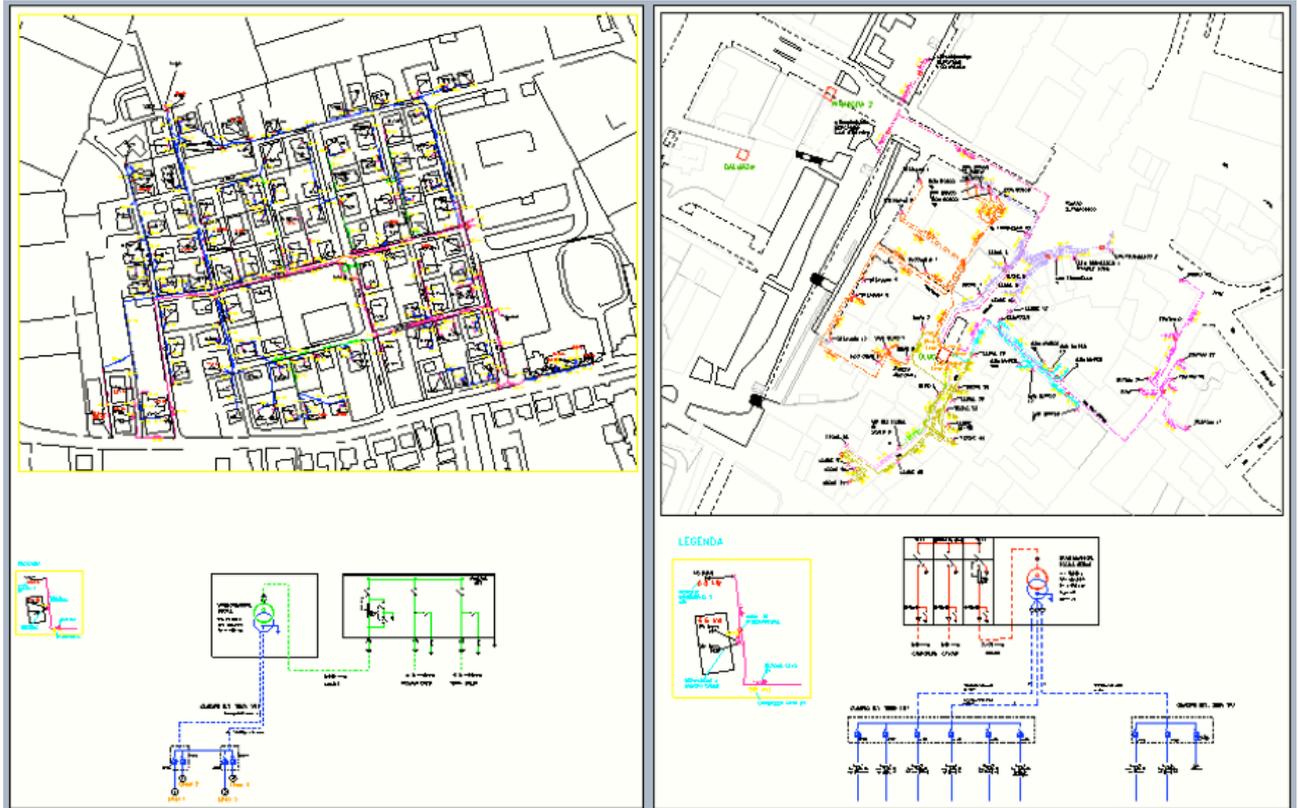


Figura 2.40 - Planimetrie delle due reti di BT e schemi unifilari delle corrispondenti CS

ARNO

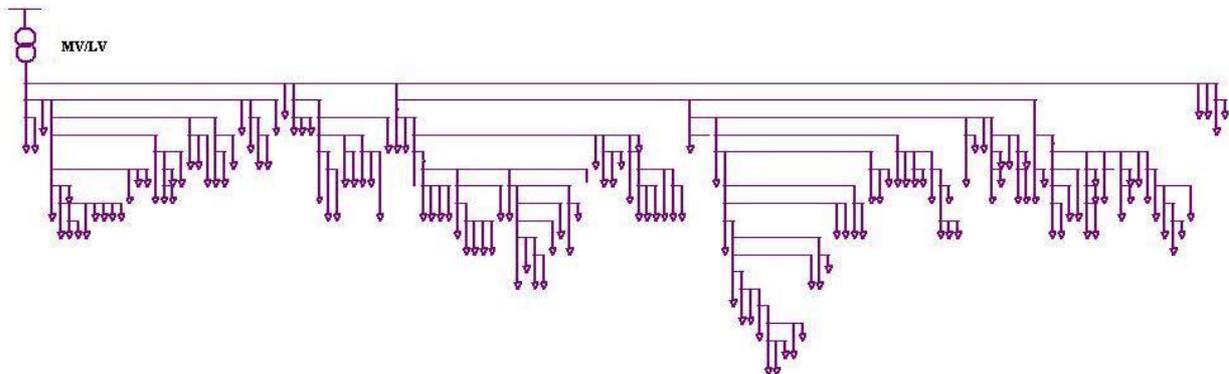


Figura 2.41 - Schema unifilare delle rete di BT denominata ARNO

La rete BT denominata "ARNO" (ubicata in zona periferica residenziale) alimenta quasi esclusivamente utenze di unità abitative ed origina dalla cabina secondaria 20/0.4 kV da 400 kVA facente parte della dorsale a 20 kV che si attesta sulla cabina primaria di Terni Ovest2. La rete ha una estensione totale di linee pari a 5.377 km, alimenta 180 utenze



per una totale potenza contrattuale di 547.5 kW. Si estende su una superficie di 146320 m² ed ha densità di carico pari 0.037 kW/m² ovvero 0.29 kW/m di linea. Questa rete è stata simulata mediante PSAF, al fine di eseguire sia lo studio di caricabilità che l'analisi del disturbo armonico introdotto dalle colonnine di ricarica di tipo convenzionale.

Al minimo carico, la totale potenza che transita nel trasformatore è pari a 122 kVA (P = 110.4 kW, Q = 52.9 kVAR). La tensione alle sbarre di BT di cabina è pari a 414.7 V, il profilo delle tensioni lungo le dorsali di BT è compreso tra 414.7 V e 409.5 V. Al massimo carico la potenza che transita nel trasformatore è pari a 269 kVA (P = 243.2 kW, Q = 116.2 kVAR). La tensione alle sbarre di BT della cabina secondaria è ancora ottima 410 V, mentre la tensione all'utenza è compresa tra 410 V e 398.5 V, non si hanno linee in sovraccarico.

L'analisi del disturbo armonico è stata eseguita inserendo nella rete le colonnine di ricarica fino a saturare la potenza erogabile dal trasformatore della cabina MT/BT, sia nella condizione di massimo carico sia in quella di minimo carico. Partendo quindi dalle condizioni di massimo carico sono state inserite 127 colonnine (P_{tot} = 127 kW, portando a saturazione la potenza erogabile dal trasformatore) di ricarica opportunamente dislocate nella rete. L'analisi armonica ha mostrato che il disturbo armonico introdotto nella tensione, misurato attraverso il THD, è inferiore allo 0.3% essendo compreso tra lo 0.11% e lo 0.25%. È stato ripetuto lo studio nelle condizioni di minimo carico, inserendo 267 colonnine di ricarica (P_{tot} = 267 kW) e saturando così la potenza erogata dal trasformatore. L'analisi armonica ha mostrato un ovvio aumento del disturbo armonico, che si mantiene comunque ad un livello di THD inferiore al 0.6%. La variazione del THD è nell'intervallo 0.16%-0.55%, valori questi che non introducono alcun elemento di criticità per le utenze alimentate dalla cabina.

OLMO

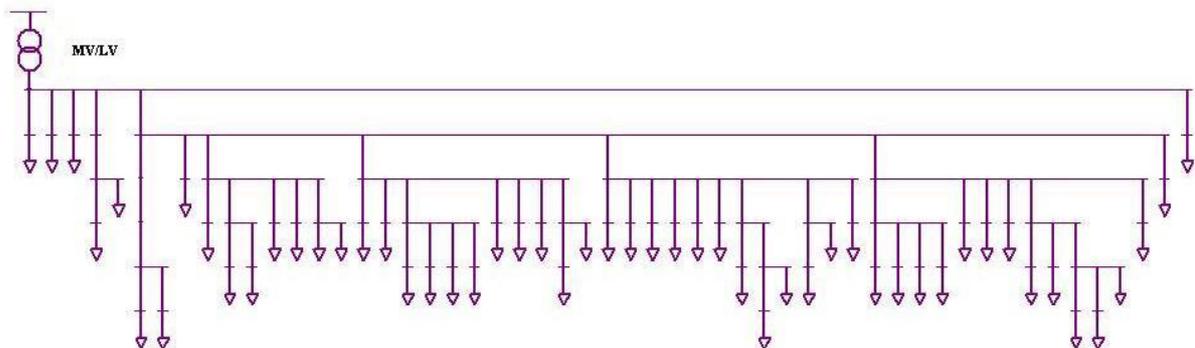


Figura 2.42 - Schema unifilare delle reti di BT denominata OLMO

La rete BT denominata "OLMO" (in centro storico) ha origine da una cabina secondaria MT/BT da 630 kVA alimentata dalla dorsale di MT a 10 kV della cabina primaria 150/10 kV di VILLA VALLE-TR2. La rete si estende su una superficie di 34600 m², ed ha una estensione totale di linee a 400/230 V pari a 2.1 km. La totale potenza contrattuale delle utenze (N° 54) P_n è pari a 987.5 kW corrispondente ad una densità di carico pari a 0.028 kW/m² ovvero 0.47 kW/m. La rete è stata rappresentata con PSAF su di essa sono stati eseguiti studi di flussi di potenza a minimo e massimo carico senza simulazione delle colonnine di ricarica. È stata anche eseguita l'analisi armonica con la presenza delle colonnine di ricarica per verificare il disturbo armonico da esse introdotto.

RELAZIONE TECNICA	NOME FILE: 20150228_ASM TERNI RELAZIONE FINALE - SMART GRID DELIBERA 39_10_rev23Definitivo.docx	28/02/2015
		pag. 104 di 224



Al minimo carico la totale potenza che transita nel trasformatore è pari a 190 kVA (171 kW, 82.7 kVAR). La tensione alle sbarre di BT di cabina è pari a 399.4 V, il profilo delle tensioni lungo le dorsali di BT è compreso tra 399.4 V e 396.4 V. Al massimo carico la potenza che transita nel trasformatore è pari a 428 kVA (386.6 kW, 185.9 kVAR). La tensione alle sbarre di BT è ancora ottima 393.5 V, mentre la tensione all'utenza è compresa tra 393.5 V e 384.9 V, e non si hanno linee in sovraccarico.

L'analisi del disturbo armonico è stata eseguita inserendo nella rete le colonnine di ricarica fino a saturare la potenza erogabile dal trasformatore di cabina MT/BT, sia nella condizione di massimo carico sia in quella di minimo carico. Partendo quindi dalle condizioni di massimo carico sono state inserite 201 colonnine ($P_{tot} = 201$ kW) di ricarica opportunamente dislocate nella rete. L'analisi armonica ha mostrato che il disturbo armonico introdotto nella tensione, misurato attraverso il THD, è inferiore allo 0.5% essendo compreso tra lo 0.38% e lo 0.45%. Lo studio è stato ripetuto nelle condizioni di minimo carico, inserendo 435 colonnine di ricarica ($P_{tot} = 435$ kW) e saturando così la potenza attraverso il trasformatore. L'analisi armonica ha mostrato un ovvio aumento del disturbo armonico che si mantiene comunque ad un livello di THD inferiore al 1%. La variazione del THD è nell'intervallo 0.84%-0.98%, valori questi che non introducono alcun elemento di criticità per le utenze alimentate dalla cabina.

2.5.2.2 Effetti dell'installazione delle stazioni di ricarica veloce (Mode 4)

Sono state effettuate ulteriori simulazioni (cfr All. 6.2.5) considerando unicamente l'installazione di stazioni di ricarica veloce (Mode 4), direttamente alimentate dalle sbarre di BT delle CS delle due reti considerate. I risultati di queste simulazioni sono riassunti nella seguente tabella.

Impatto delle stazioni di ricarica veloce sulle due reti di BT

Rete di BT	Trasformatore (kVA)	N° di stazioni		Massima ΔU	Massimo THD _U
		Carico minimo	Carico massimo		
ARNO	400	5	2	4.4%	<2%
OLMO	630	8	3	3.6%	<2%

Il numero dei sistemi di ricarica veloce che possono essere alimentati dalle CS esistenti è ovviamente limitato; più specificatamente, nelle ore diurne, caratterizzate dai più elevati valori di carico, si ha che il numero massimo delle stazioni che possono essere alimentate è 2 per la rete ARNO, e 3 per la rete OLMO (a carico minimo questi valori salgono rispettivamente a 5 ed a 8). In entrambi i casi, il numero massimo delle stazioni che può essere contemporaneamente alimentato è unicamente dettato da quanto il trasformatore è caricato, mentre non si riscontrano sovraccarichi delle linee né violazioni dei limiti di tensioni (ΔU_{max} è sempre minore di 5% e, inoltre, la massima distorsione armonica totale della tensione, THD_U, in entrambe le reti di BT, è sempre decisamente inferiore al 2%).

RELAZIONE TECNICA	NOME FILE: 20150228_ASM TERNI RELAZIONE FINALE - SMART GRID DELIBERA 39_10_rev23Definitivo.docx	28/02/2015
		pag. 105 di 224



2.5.2.3 Studio di fattibilità e successiva installazione delle stazioni di ricarica Mode 2

Nell'ambito dei programmi di sviluppo della rete MT/BT e dei servizi offerti dall'A.S.M. è stata valutata la sostenibilità dell'interconnessione alla rete di distribuzione in BT di un limitato numero di sistemi di ricarica convenzionali (i.e. Mode 2) per autoveicoli elettrici e biciclette elettriche a pedalata assistita distribuiti sul territorio comunale. La consistenza delle postazioni di ricarica prevista dall'A.S.M., ubicate come indicato in figura, ed alimentate dalle cabine secondarie MT/BT riportate nella successiva tabella, è stata assunta, su indicazione della stessa Azienda, pari a:

- cinque postazioni di ricarica pubbliche per auto a trazione elettrica integrale (ciascuna delle quali asservita alla ricarica contemporanea di due veicoli);
- otto postazioni di ricarica pubbliche per cicli con pedalata assistita (ciascuna delle quali asservita alla ricarica contemporanea di due veicoli);
- una postazioni di ricarica per la flotta aziendale (idonea alla ricarica contemporanea di circa 20 autovetture e di 20 biciclette) installata presso la sede del Comune di Terni – Corso del popolo);
- una postazione di ricarica per la flotta aziendale (idonea alla ricarica contemporanea di circa 10 autovetture) installata presso la sede dell'A.S.M..

Il numero delle postazioni di ricarica previsto dal piano di sviluppo dell'A.S.M. somma complessivamente a 36 prese di ricarica per le biciclette a pedalata assistita, e a 40 prese di ricarica per le autovetture, con una potenza complessivamente impegnata di 196 kVA. Le prese di ricarica sono distribuite su 13 diverse cabine secondarie di cui solo una (i.e., MUNICIPIO) risulta coinvolta nell'alimentazione di un numero significativo di postazioni (i.e., 22 prese per le biciclette e 20 prese per le autovetture, a fronte di una potenza complessivamente impegnata di 102 kVA)², le altre 12 cabine si ripartiscono le restanti 34 prese (i.e., da un minimo di 2 ad un massimo 4 prese per ogni cabina) con una potenza complessivamente impegnata che somma a 94 kVA (i.e, da un minimo di 2 kVA ad un massimo di 10 kVA per ogni cabina). Si osservi che anche ipotizzando, cautelativamente, di far riferimento alla condizione di esercizio corrispondenti al massimo carico della rete, ed assumendo unitari i fattori di contemporaneità e di utilizzazione di tutte le postazioni di ricarica, è di tutta evidenza che il fabbisogno di potenza richiesto per l'installazione delle postazioni di ricarica³ è di gran lunga inferiore al limite di caricabilità delle corrispondenti cabine⁴ (in molti casi lo è addirittura di uno o di due ordini di grandezza).

2 Come si può facilmente constatare comparando questi valori con quelli utilizzati per le simulazioni delle reti di distribuzione in BT denominate ARNO ed OLMO sia rispetto al numero delle prese di ricarica (rispettivamente di 267-127 e di 435-201 al minimo-massimo carico) che alla potenza impegnata (rispettivamente di 267-127 kW e di 435-201 kW al minimo-massimo carico).

3 Potenza apparente nominale monofase delle postazioni di ricarica (cfr terza colonna della tabella).

4 Determinabile moltiplicando la potenza nominale trifase (cfr quinta colonna della tabella) per il complemento a 100 del fattore di carico (cfr sesta colonna della tabella), i.e. $S_n \cdot [(100 - F_c)\%]$.

RELAZIONE TECNICA	NOME FILE: 20150228_ASM TERNI RELAZIONE FINALE - SMART GRID DELIBERA 39_10_rev23Definitivo.docx	28/02/2015
		pag. 106 di 224



Figura 2.43 - Ubicazione delle postazioni di ricarica per autoveicoli elettrici e biciclette elettriche a pedalata assistita (non è riportata la postazione presso la sede dell'A.S.M.). Postazioni di ricarica previste dal piano di sviluppo dell'ASM connesse alle reti di distribuzione in BT alimentate dalle corrispondenti cabine MT/BT.



POSTAZIONI DI RICARICA			CABINE MT/BT		
CODICE	TIPO	S _n ^a (kVA)	CODICE	S _n (kVA)	F _c ^b (%)
BRAMANTE	Autoveicoli	1 x 4 1F 1 x 25 3F	C1	250	42,0
BRAMANTE	Biciclette	2 x 1	C1	250	42,0
STAZIONE	Autoveicoli	1 x 4 1F 1 x 25 3F	NERVA	250	27,0
STAZIONE	Biciclette	2x1	FS	400	20,0
1° MAGGIO	Autoveicoli	1 x 4 1F 1 x 25 3F	GOLDONI	400	14,3
TACITO	Biciclette	2 x 1	BANCA ITALIA	400	28,5
SAN FRANCESCO	Biciclette	2 x 1	OLMO	630	45,4
VILLA GLORI	Biciclette	2 x 1	PETRONI	630	36,4
CARRARA	Autoveicoli	1 x 4 1F 1 x 25 3F	CARRARA	400	14,2
MANNI	Biciclette	2 x 1	S.ANDREA	400	17,1
EUROPA	Biciclette	2 x 1	REPUBBLICA	400	60,0
POPOLO	Biciclette	2 x 1	MUNICIPIO	250	27,4
POPOLO PARC.	Biciclette	20 x 1	MUNICIPIO	250	27,4
POPOLO PARC.	Autoveicoli	20 x 4	MUNICIPIO	250	27,4
POPOLO	Autoveicoli	1 x 4 1F 1 x 25 3F	FLUMINE	400	25,0
MARATTA (ASM)	Autoveicoli	10 x 4	ASM UTENTE	250	22,7

^a Valori di potenza relativi a sistemi di ricarica convenzionali e cautelativamente sovrastimati (sono stati assunti pari a 1 kVA per ogni presa di ricarica delle biciclette elettriche a pedalata assistita e pari a 4 kVA e 25 kVA per ogni presa (rispettivamente monofase, 1F, e trifase, 3F) di ricarica delle autovetture elettriche).

^b Fattore di carico della cabina nel giorno di massimo assorbimento di potenza nella rete di distribuzione.

Si può quindi concludere che l'installazione delle postazioni di ricarica, di cui alla tabella, non introduce elemento alcuno di criticità rispetto ai limiti di caricabilità della rete di distribuzione attualmente in esercizio. Si è precedentemente osservato che le postazioni di ricarica, aventi potenza massima stimata di 8 kVA, sono distribuite su di un elevato numero di cabine MT/BT, e per questo non possono pregiudicare in alcun modo il corretto funzionamento della rete⁵, ciò neanche nel caso specifico della cabina denominata MUNICIPIO, che è di fatto quella più caricata dai sistemi di ricarica (cfr tabella precedente). Il ridotto numero di postazioni di ricarica alimentate da ciascuna cabina consente anche di affermare che, sulla base di precedenti studi, i cui principali

⁵ Il limite di caricabilità delle singole cabine è risultato infatti sempre di gran lunga superiore ai valori della potenza assorbita nelle condizioni di massimo carico e con tutti i sistemi di ricarica attivi ed operanti a piena potenza.

RELAZIONE TECNICA	NOME FILE: 20150228_ASM TERNI RELAZIONE FINALE - SMART GRID DELIBERA 39_10_rev23Definitivo.docx	28/02/2015
		pag. 108 di 224



risultati sono stati sinteticamente descritti in precedenza, la distorsione armonica da esse introdotta non introduce preoccupanti valori di THD, né nella condizione di esercizio della rete caricata alla potenza minima né a quella massima. Si può quindi concludere che l'installazione delle postazioni di ricarica, di cui alla precedente tabella, non introduce una distorsione armonica apprezzabile, ed il THD si può ragionevolmente ritenere compatibile con i limiti di immunità tipici delle apparecchiature delle utenze di BT alimentate dalle medesime cabine MT/BT.

2.5.2.4 Considerazioni conclusive sulle stazioni di ricarica dei veicoli elettrici

Dai risultati delle simulazioni effettuate sulla rete BT ARNO scaturiscono le seguenti considerazioni:

- nelle condizioni di rete a minimo carico, i.e. al 30% della potenza nominale del trasformatore, ovvero durante le ore notturne, il numero delle colonnine che possono essere in servizio risulta pari a 267; non si verificano sovraccarichi ed il profilo delle tensioni risulta soddisfacente;
- nelle condizioni di rete a massimo carico, i.e. al 68% della potenza nominale del trasformatore, ovvero durante le ore di massimo carico, il numero delle colonnine che possono essere contemporaneamente in servizio ammonta a 127; non si verificano sovraccarichi sulla rete di bassa tensione e vengono mantenuti dei livelli di tensione accettabili;
- lo studio dell'impatto delle ricariche sul disturbo armonico indotto sulla rete ha mostrato che, considerando le correnti armoniche assorbite "aventi stesso" angolo di fase, il massimo THD è contenuto nell'intervallo 0.11-0.25%, nel caso di rete a massimo carico, e nell'intervallo 0.16-0.55%, in condizioni di minimo carico;
- nelle condizioni di minimo e massimo carico possono quindi essere rispettivamente inserite da circa 5 a circa 2.5 colonnine di ricarica per ogni 100 m di linea di BT.

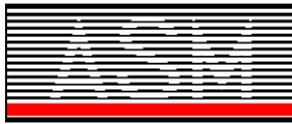
Dall'analisi dei risultati delle simulazioni effettuate sulla rete BT OLMO scaturiscono le seguenti considerazioni:

- nelle condizioni di rete a minimo carico, i.e. al 30% della potenza nominale del trasformatore, ovvero durante le ore di basso carico, il numero delle colonnine che possono essere in servizio risulta pari a 435, non si verificano sovraccarichi ed il profilo delle tensioni risulta soddisfacente;
- nelle condizioni di rete a massimo carico, i.e. al 68% della potenza nominale del trasformatore, durante cioè le ore di massimo carico, il numero delle colonnine che possono essere contemporaneamente in servizio ammonta a 201, non si verificano sovraccarichi sulla rete di bassa tensione e vengono mantenuti dei livelli di tensione accettabili;
- lo studio dell'impatto delle ricariche sul disturbo armonico indotto sulla rete ha mostrato che, considerando le correnti armoniche assorbite "aventi stesso" angolo di fase, il massimo THD è contenuto nell'intervallo 0.38-0.45%, nel caso di rete a massimo carico, e nell'intervallo 0.84-0.98%, in condizioni di minimo carico;

nelle condizioni di minimo e massimo carico possono quindi essere rispettivamente inserite da circa 20 a circa 10 colonnine per 100 m di linea di BT.

Inoltre, per quanto riguarda i sistemi di ricarica veloce, i risultati delle simulazioni mostrano che, in pratica, stante l'elevato valore della loro potenza unitaria, la loro installazione diffusa sul territorio non è compatibile con le attuali reti di BT. Di

RELAZIONE TECNICA	NOME FILE: 20150228_ASM TERNI RELAZIONE FINALE - SMART GRID DELIBERA 39_10_rev23Definitivo.docx	28/02/2015
		pag. 109 di 224



conseguenza, se si prevede un incremento significativo della mobilità elettrica, e conseguentemente una significativa diffusione dei sistemi di ricarica veloce, si dovrà prevedere una rete MT/BT dedicata, con TR da 630 kVA, ciascuno dei quali può alimentare fino a 11 stazioni di ricarica veloce, che possono essere installate ad esempio, in luoghi pubblici quali i principali parcheggi della città.

In sintesi, i risultati ottenuti con le simulazioni effettuate possono essere riassunti nelle seguenti tabelle

Impatto delle stazioni di ricarica sulle due reti di BT

Rete di BT	Sistema di ricarica	Trasformatore Sn (kVA)	N° di stazioni		Massima ΔU	Massimo THD _U
			Carico min. (30% Sn)	Carico mas.(68% Sn)		
ARNO	Lento	400	42	30	2.8%	<2%
	Veloce		5	2	4.4%	<2%
OLMO	Lento	630	78	52		<2%
	Veloce		8	3	3.6%	<2%

(Riserva dei TR al carico minimo circa 120 kVA)

Densità delle stazioni di ricarica Mode 1 nelle due reti di BT

Rete di BT	Carico min.			Carico mas.			Legenda
	a	b	c	a	b	c	
ARNO	1.04	0.23	0.28	0.74	0.17	0.20	a – potenza di ricarica per unità di superficie (W/m ²) b – numero di ricariche sul numero degli utenti alimentati c – potenza di ricarica in p.u. della potenza contrattuale
OLMO	8.17	1.44	0.29	5.45	0.96	0.19	

Infine, con riferimento al piano di sviluppo dell'A.S.M. ed ai dei servizi offerti dall'Azienda relativamente all'installazione delle stazioni di ricarica (convenzionali e veloci), il ridotto numero di postazioni previsto, la ridotta potenza unitaria delle stesse e l'elevato numero della cabine MT/BT coinvolte per la loro alimentazione, consentono di affermare che:

- il limite di caricabilità delle cabine MT/BT interessate all'alimentazione del postazioni di ricarica non è superato neanche nella peggiori condizioni di esercizio, i.e. al massimo carico effettivo di rete e con tutte le stazioni di ricarica in funzione alla piena potenza;
- le distorsioni armoniche introdotte dai sistemi di ricarica sono di modesta entità, ed il THD si può ragionevolmente ritenere compatibile con i limiti di immunità tipici delle apparecchiature delle utenze di BT alimentate dalle medesime cabine MT/BT.

Pertanto, il piano di sviluppo dell'A.S.M., relativamente alle connessione delle postazioni di ricarica per come sono state definite dall'Azienda, si può ritenere compatibile con le prestazioni della rete di distribuzione nel suo stato di fatto.

Con riferimento ai possibili scenari di penetrazione dei sistemi di ricarica dei veicoli elettrici, stimati mediante il modello REMOVE (impiegato in ambito europeo per la valutazione delle politiche applicabili al mercato del trasporto), se per l'Italia si considera un grado di penetrazione dei veicoli elettrici pari al 25% entro il 2030, ed un tasso di crescita annuo dell'1,5% della domanda interna di energia, la rete di BT nel suo complesso risulta adeguata a coprire la richiesta derivante dai sistemi di ricarica Mode 1, mentre la rete di MT richiede modesti interventi limitati all'eliminazione di alcuni colli di

RELAZIONE TECNICA	NOME FILE: 20150228_ASM TERNI RELAZIONE FINALE - SMART GRID DELIBERA 39_10_rev23Definitivo.docx	28/02/2015
		pag. 110 di 224



bottiglia e alla sostituzione di due vecchi TR di piccola taglia (cfr All. 6.2.5).

2.5.3 Gestione e controllo degli stoccaggi

Nell'ambito degli studi effettuati sulla rete di distribuzione (cfr All. 6.2.2 e 6.2.3) è stata valutata anche l'efficacia, in termini di analisi costi-benefici, dell'installazione di un sistema di storage, opportunamente dimensionato e direttamente connesso alle sbarre di BT della cabina SCOV, nonché dell'attuazione, nella medesima rete di distribuzione in BT, del demand response (DR). La CS SCOV e la rete di distribuzione in BT da essa alimentata ben si prestano a questo tipo di studio, poiché alle sbarre della cabina sono anche collegati un sistema fotovoltaico (240 kW) ed una stazione di ricarica veloce (Mode 4, 65 kVA) di veicoli elettrici, che consentono di investigare molteplici aspetti del funzionamento delle moderne reti di distribuzione in BT. Tutte le simulazioni effettuate su questa rete hanno riguardato l'intero periodo monitorato (8 mesi con una risoluzione temporale di 15 minuti, i.e. 23'232 snap-shots), durante il quale sono stati misurati gli assorbimenti di tutti i carichi e l'energia immessa in rete dall'impianto fotovoltaico.

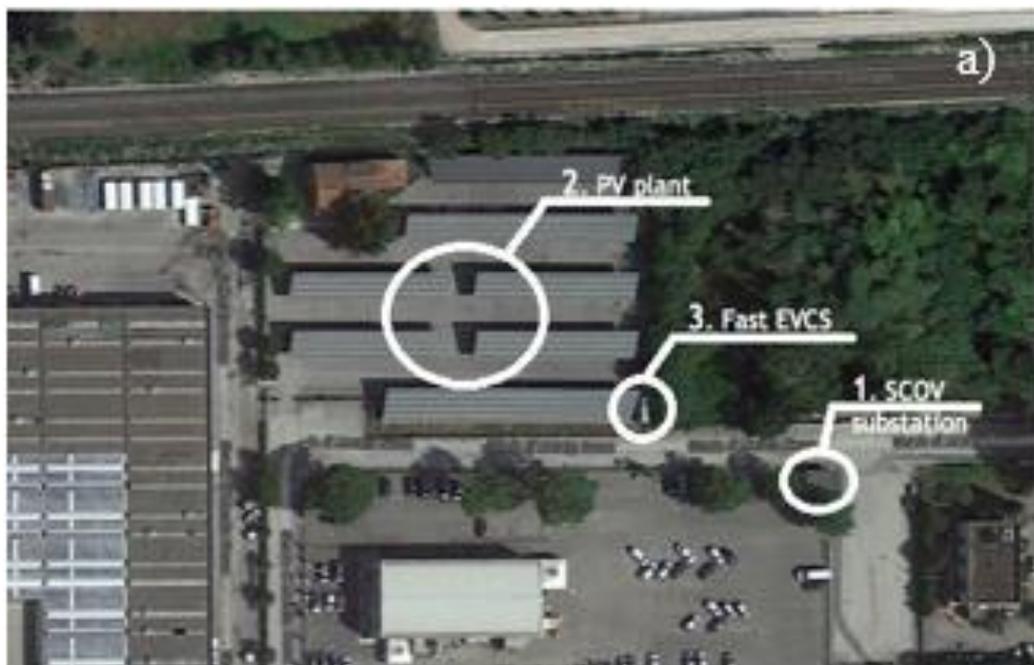


Figura 2.44 - Vista satellitare dell'ubicazione della CS SCOV (1), dell'impianto fotovoltaico e (3) della stazione di ricarica veloce.

RELAZIONE TECNICA	NOME FILE: 20150228_ASM TERNI RELAZIONE FINALE - SMART GRID DELIBERA 39_10_rev23Definitivo.docx	28/02/2015
		pag. 111 di 224

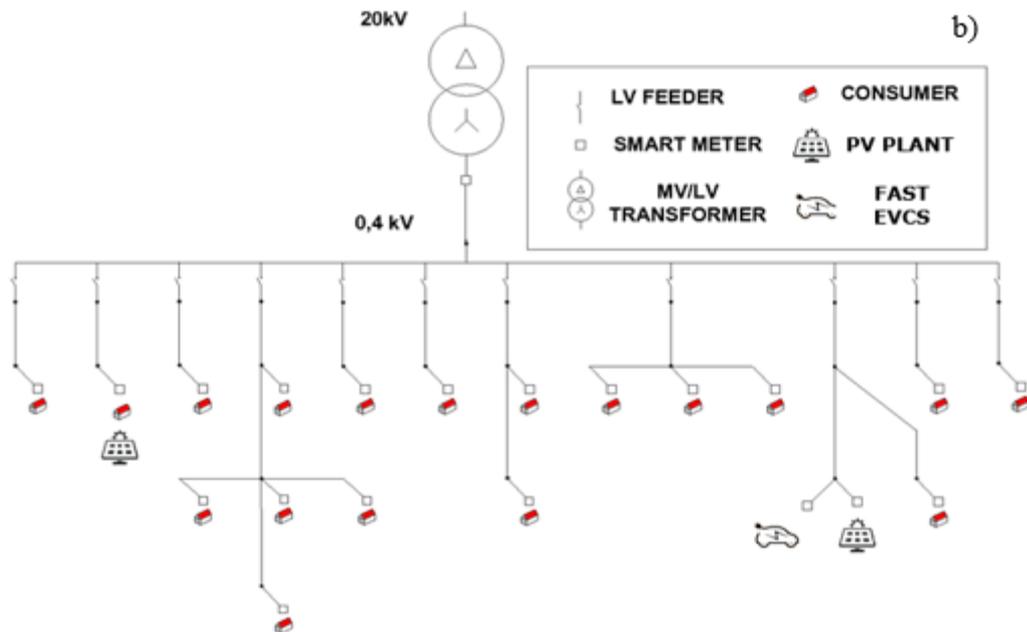


Figura 2.45 - Schema unifilare della rete di distribuzione pubblica in BT alimentata dalla CS SCOV.

Con il modello dettagliato della rete di distribuzione si sono determinati, nel periodo oggetto di monitoraggio, i profili di tensione alle sbarre di BT, di fattore di potenza nella CS e le perdite di energia nella rete di BT. In particolare, sono stati studiati quattro diversi scenari: la rete di BT esercita così come è nel suo stato di fatto (Caso 1); la rete esercita con la stazioni di ricarica veloce (Caso 2); la rete esercita sia in presenza della stazione di ricarica che del sistema di storage (Caso 3); e la rete esercita attuando il DR finalizzato al load shifting (Caso 4).

Le simulazioni (di PF ed di OPF) hanno consentito di stimare, per i quattro scenari considerati, i livelli di tensione alle sbarre di BT e le perdite di energia nella rete di distribuzione; i risultati sono riportati nelle due tabelle seguenti.

Livelli di tensione alle sbarre di BT della CS SCOV (U_{med} : valori medi, U_{min} : valori minimi, U_{max} : valori massimi).



Analisi e Scenari		Umed (V)	Umin (V)	Umax (V)
PF	Caso 1	410.56	399.44	418.24
	Caso 2	410.38	399.44	418.24
	Caso 3	410.37	399.44	418.24
	Caso 4	410.56	399.80	418.24
OPF	Caso 1	410.62	399.44	418.28
	Caso 2	410.57	399.44	418.28
	Caso 3	410.56	399.44	418.04
	Caso 4	410.56	399.80	418.24

Energia dissipata nella rete di BT (TOT: perdite totali, TR: perdite nel trasformatore, NaS: perdite nei servizi ausiliari della batteria).

Analisi e Scenari		TOT (kWh)	TR (kWh)	NaS (kWh)
PF	Caso 1	5146	3601	0
	Caso 2	5184	3652	0
	Caso 3	5050	3543	16450
	Caso 4	5106	3577	0
OPF	Caso 1	5124	3580	0
	Caso 2	5170	3635	0
	Caso 3	5040	3532	16023
	Caso 4	5106	3577	0

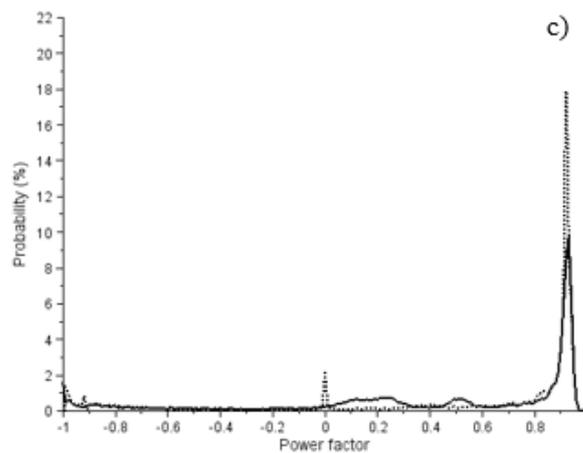
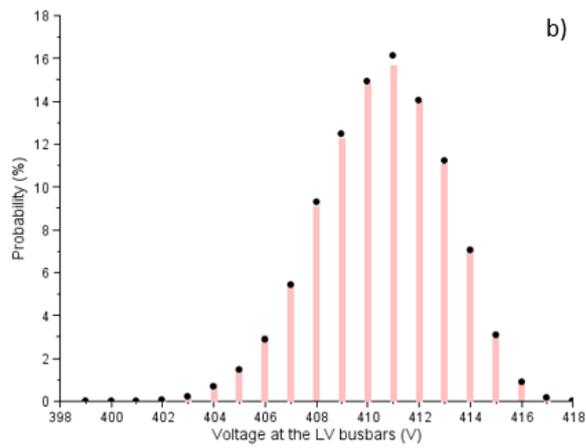
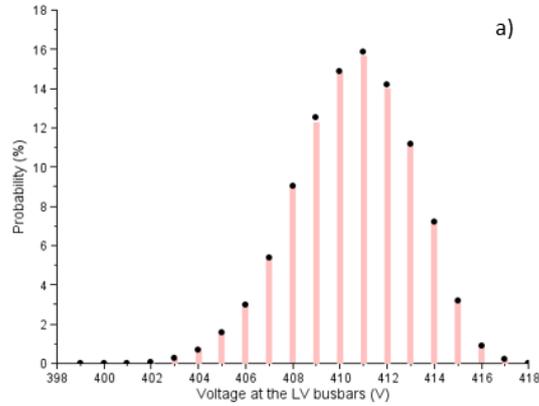
Con riferimento al primo scenario le due tabelle mostrano che i valori di tensione alle sbarre rimangono sempre nel range ammesso ($V_n \div V_n + 5\%$), mentre le perdite in rete non solo sono modeste, ma risultano fortemente influenzate dalle perdite di ferro del trasformatore MT/BT (che sono circa il 58,7% delle perdite totali, essendo $P_0 = 520$ W).

La procedura di OPF proposta (cfr All. 6.2.2 e 6.2.3) risulta essere in grado di ottimizzare la gestione dei flussi di potenza reattiva forniti dall'inverter dell'impianto fotovoltaico, e di controllare i cicli di carica/scarica della batteria NAS. Tuttavia, assai modesti sono i vantaggi che questi controlli possono avere sul funzionamento della rete,

RELAZIONE TECNICA	NOME FILE: 20150228_ASM TERNI RELAZIONE FINALE - SMART GRID DELIBERA 39_10_rev23Definitivo.docx	28/02/2015
		pag. 113 di 224



per altro anche poco apprezzabili da un punto di vista grafico (come si può facilmente constatare osservando i grafici di seguito riportati).



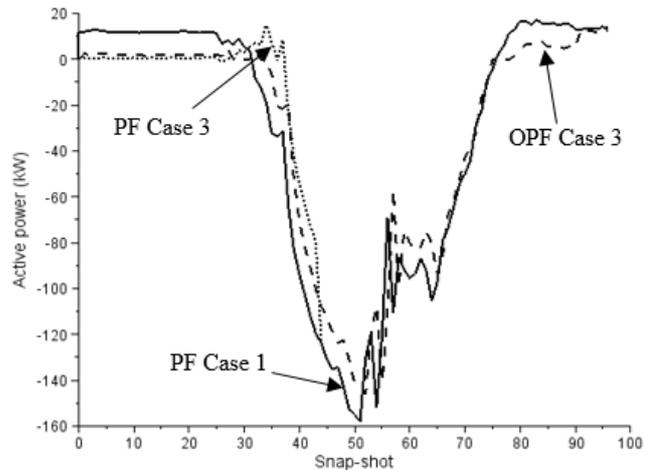


Figura 2.46 - *Distribuzione di probabilità dei livelli di tensione alle sbarra di BT della CS SCOV: a) risultati delle simulazione di PF (barre) e di OPF (punti) per il terzo scenario; b) risultati delle simulazione di PF (barre) del primo scenario a confronto con quelle di PF (punti) del quarto scenario. Distribuzione di probabilità del fattore di potenza nella CS: c) risultati delle simulazione di PF (linea continua) e di OPF (linea tratteggiata) per il terzo scenario;*

Non particolarmente significativi sono i benefici riscontrati rispetto all'andamento del flusso di potenza in cabina, che subisce un modesto appiattimento, come evidenziato attraverso il confronto fra le misure giornaliere e le simulazioni effettuate con il PF che con l'OPF.

Andamento del flusso di potenza attraverso il TR MT/BT della CS SCOV misurato e calcolato (con il PF e l'OPF) il 6 aprile del 2014.

Pertanto, per la rete di BT studiata, l'implementazione nello SCADA delle strategie di controllo implementate nella procedura di OPF non sarebbe rilevante da un punto di vista tecnico. Da un punto di vista economico il controllo dei flussi della potenza reattiva fornita dall'inverter del fotovoltaico non ha alcuna influenza; mentre, l'acquisto di un sistema di storage è del tutto ingiustificato. Infatti, a fronte di un investimento iniziale (stimato in circa € 150.000) i modesti benefici ottenuti sulla riduzione delle perdite sono ampiamente superati dalle perdite del sistema di storage (dovuti agli ausiliari ed la rendimento di carica/scarica). Analoghi risultati sono prevedibili, in base alla documentazione in letteratura, adottando altre tipologie di batterie. Tali risultati suggeriscono, soprattutto per ragioni economiche, che un singolo sistema di storage di grandi dimensioni non è adatto ad ottimizzare il funzionamento di una rete di distribuzione in BT; mentre, potrebbe risultare vantaggiosa l'adozione di batterie di piccole dimensioni distribuite all'interno della rete fino al livello del singolo utente finale. Per quanto riguarda l'analisi del DR (quarto scenario), tutte le simulazioni effettuate (sia con il PF che con l'OPF) forniscono praticamente gli stessi risultati; inoltre, rispetto al primo scenario, si riscontrato soltanto modesti miglioramenti sia in termini di livelli di tensione che soprattutto di perdite in rete. Ciò è principalmente dovuto alle perdite nel ferro del trasformatore MT/BT, che sono significative rispetto a quelle di rete, e non possono in nessun caso essere minimizzate. Pertanto, è possibile concludere che il test del DR, che verrà effettuato nell'ambito del programma di ricerca FINESCE (che



coinvolge un piccolo numero di clienti), non evidenzierà prevedibilmente vantaggi significativi per la rete. In ogni caso, ciò non pregiudica la rilevanza di questa sperimentazione, che è legata allo sviluppo di procedure, metodologie e tecniche finalizzate ad attuare il DR su larga scala e coinvolgendo tutta la rete di distribuzione dell'A.S.M.. Infatti, in una rete di distribuzione MT/BT, il DR può effettivamente essere una soluzione efficace e conveniente (vantaggiosa sia per i DSO che per gli utenti finali) consentendo di effettuare il load shifting senza impiegare costosi ed inefficienti sistemi di storage (stimati in circa € 415 / kWh e con un'efficienza energetica complessiva calcolata durante il periodo monitorato di circa il 57%, se vengono presi in considerazione i consumi degli ausiliari).

Pertanto, dall'analisi di tutte le simulazioni effettuate, si può concludere quanto segue:

- l'installazione della stazione di ricarica non presenta criticità per la rete di distribuzione considerata;
- la formulazione proposta per l'OPF fornisce strategie ottimali (che possono anche essere implementate nello SCADA) per la regolazione sia del flusso della potenza reattiva che può essere erogata dall'inverter dell'impianto fotovoltaico, che per il controllo dei cicli di carica/scarica della batteria NaS; tuttavia, da un punto di vista tecnico, i benefici sul funzionamento della rete, derivanti dalle strategie di controllo implementate, sono risultati del tutto marginali; inoltre, da un punto di vista economico, l'installazione del modulo NaS appare ingiustificata sia per gli alti costi d'investimento, che per l'aumento dei costi di esercizio (dovuti ai consumi dei servizi ausiliari del sistema di storage); da definire ancora sono invece i possibili benefici derivanti dall'installazione di sistemi di ricarica (piombo-acido) di piccole dimensioni e distribuiti all'interno della rete (valutazioni queste che saranno oggetto di futuri studi);
- infine, anche se il DR non fornisce vantaggi significativi sul funzionamento della rete, è una strategia che può generalmente costituire una soluzione pratica ed efficace per attuare il load shifting, al fine di uniformare il diagramma di carico giornaliero.

RELAZIONE TECNICA	NOME FILE: 20150228_ASM TERNI RELAZIONE FINALE - SMART GRID DELIBERA 39_10_rev23Definitivo.docx	28/02/2015
		pag. 116 di 224



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

Nel progetto non era prevista la sperimentazione sulla possibilità di effettuare il dispacciamento dell'energia attiva tra DSO e Produttori. Questo perché si riteneva difficilmente ipotizzabile il coinvolgimento degli utenti in questa direzione.

ASM ha comunque predisposto quanto necessario per effettuare, negli impianti pilota, test su questo aspetto, in quanto l'architettura realizzata risulta perfettamente compatibile con questa funzionalità.

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

Al fine di registrare alcuni interventi del sistema di regolazione installati presso la Cabina Secondaria SCOV (generatore fotovoltaico), la curva di regolazione locale è stata opportunamente modificata determinando delle condizioni d'innescò più restrittive sulla tensione misurata. E' stato eseguito quindi un monitoraggio dal 18/02 al 20/02 (2015) che evidenziasse in condizioni di Stress Test il corretto comportamento dell'impianto. Inoltre il monitoraggio è stato portato a termine anche nella cabina secondaria ove è collocato l'impianto di Pentima (generatore idroelettrico), ma su questo, per la natura della tipologia della fonte di produzione, non è stato necessario "ritoccare" le curve per determinare inneschi frequenti della regolazione locale.

Per l'impianto di SCOV la curva di regolazione utilizzata per svolgere il test è la seguente:

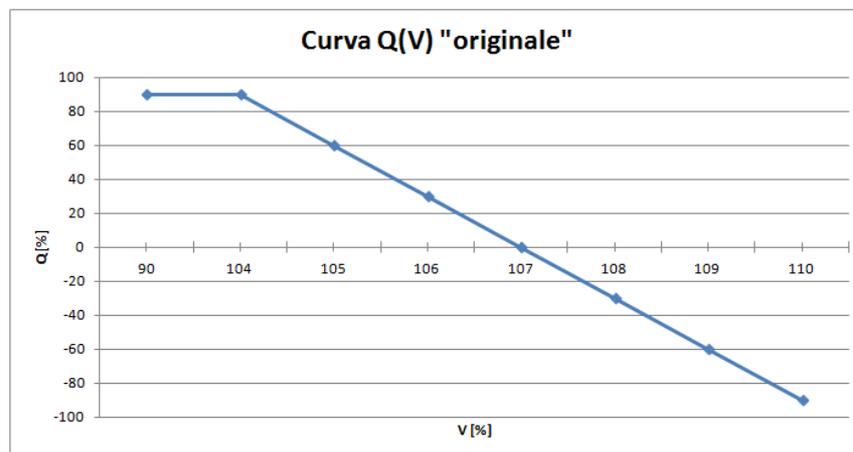


Figura 3.1 - Curva di regolazione Q(V) dell'impianto pilota numero 5 (SCOV)



La cui "immagine" implementata nell'IRE è la seguente:

No	X value	Y value
0	90.0000	90.0000
1	104.0000	90.0000
2	105.0000	60.0000
3	106.0000	30.0000
4	107.0000	0.0000
5	108.0000	-30.0000
6	109.0000	-60.0000
7	110.0000	-90.0000

Figura 3.2 - Impementazione della curva di regolazione Q(V) nell'impianto pilota numero 5 (SCOV)

La curva dell'IRE di SCOV è stata modificata per sottoporre il sistema a regolazione della tensione locale in maniera sistematica:

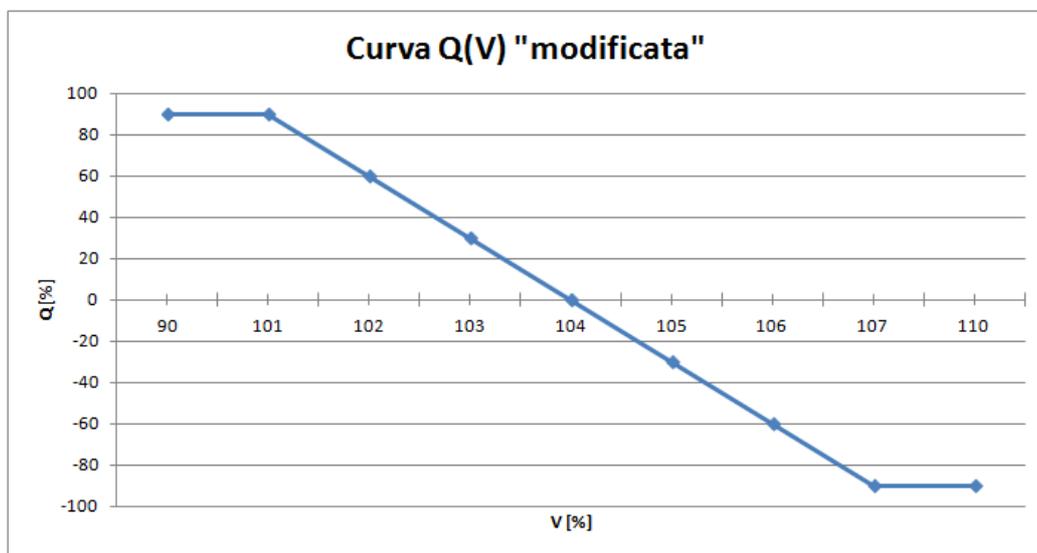


Figura 3.3 - Curva di regolazione modificata dell'impianto pilota "scov" per esaltare gli interventi della regolazione



Qui di seguito "immagine" curva nell'IRE modificata:

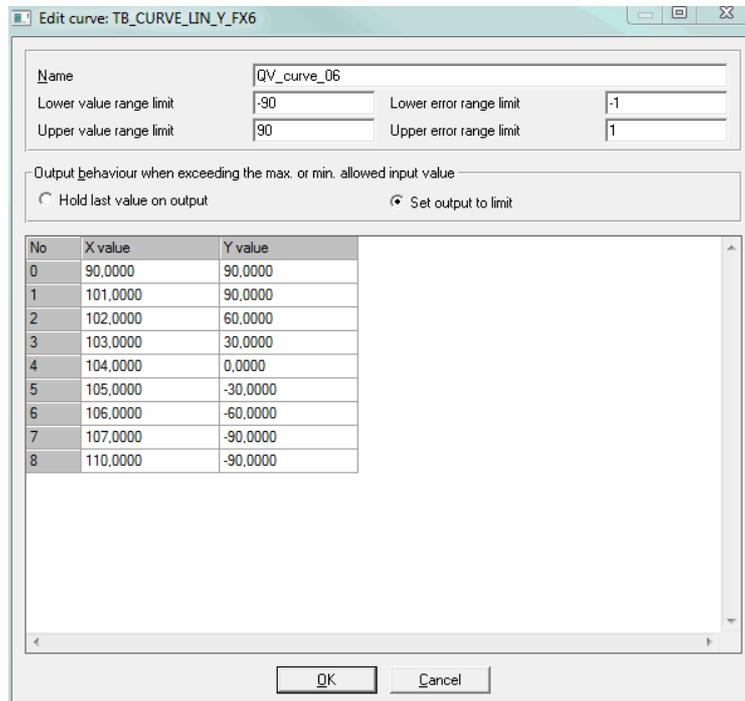


Figura 3.4 - Implementazione della curva di regolazione modificata dell'impianto pilota "scov" per esaltare gli interventi della regolazione

Ecco un'istantanea (19/02) dell'andamento di stato e di misura di SCOV presa dallo SCADA:

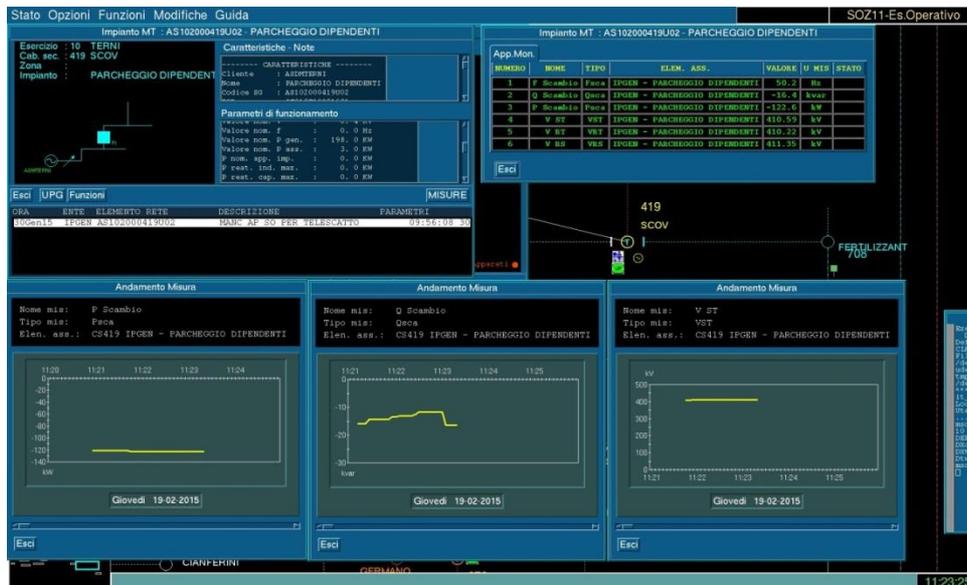


Figura 3.5 - Screenshot del sistema SCADA durante il funzionamento



Riportiamo inoltre di seguito la caratteristica di ingresso/uscita del regolatore di tensione dell'inverter utilizzato e la sua verifica reale riscontrata in campo.

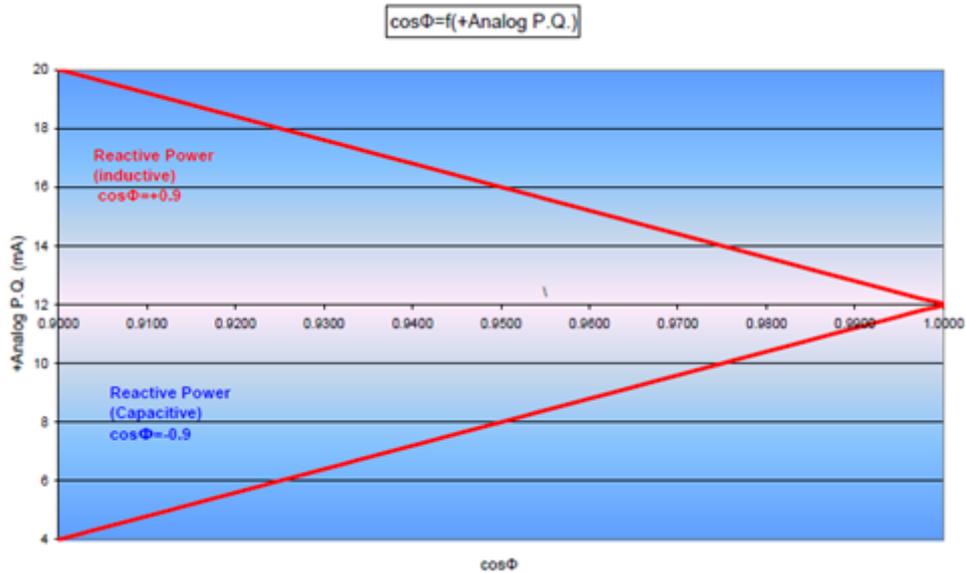


Figura 3.6 - Caratteristica di regolazione dell'inverter del impianto fotovoltaico

misurato mA	misurato P(kW)	misurato Q(kVAr)
20	94,3	-64,3
18	114,7	-65,3
16	124,5	-59,7
14	129,7	-46,3
12	136,6	-20,8
10	136,6	12,0
8	137,9	26,6
6	136,7	36,6
4	135,8	47,1

Figura 3.7 - Rilevazione del comportamento "reale" dell'inverter all'uscita della impianto

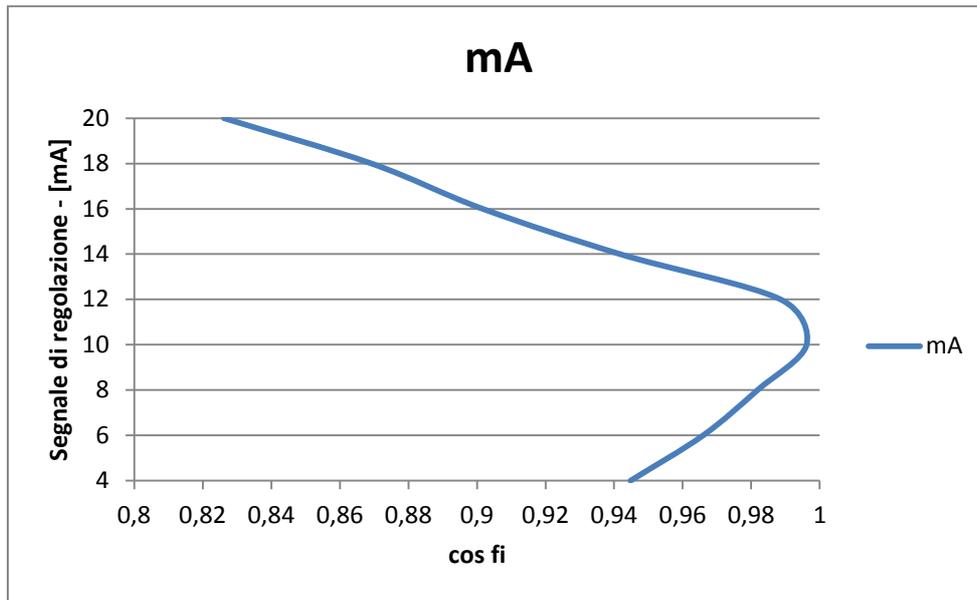


Figura 3.8 - Rilevazione della curva di comportamento "reale" dell'inverter all'uscita della impianto al variare del riferimento di regolazione

Si riporta inoltre uno stralcio dell'andamento delle tensioni registrate durante il monitoraggio e gli interventi della regolazione, evidenziato dai seguenti grafici prelevate dai sistemi di Power Quality:

Impianto SCOV:

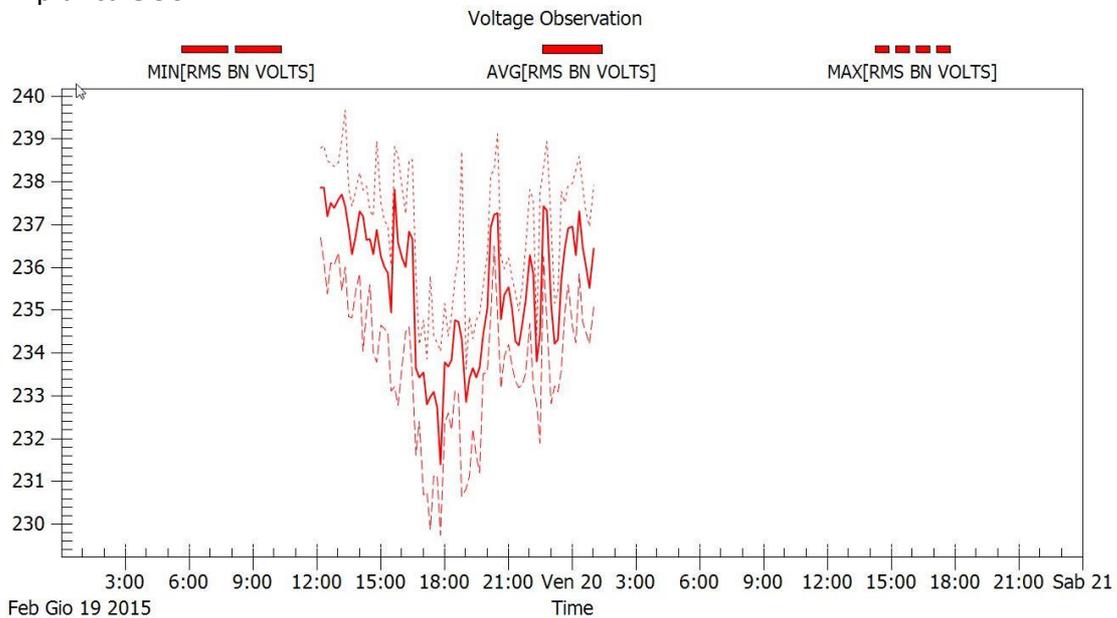


Figura 3.9 - Stralcio delle registrazione del sistema di PQ nell'impianto pilota numero 5



Per l'impianto di PENTIMA la curva di regolazione utilizzata per svolgere il test è la seguente:

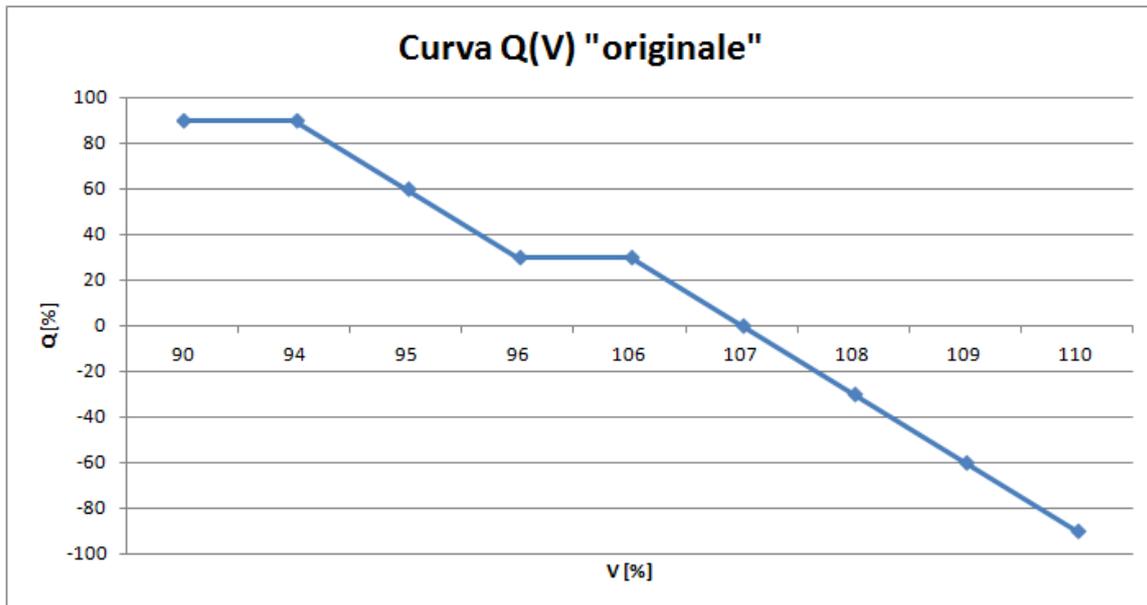


Figura 3.10 - Curva di regolazione Q(V) dell'impianto pilota numero 2 (Pentima)

La cui "immagine" implementata nell'IRE è la seguente:

Edit curve: TB_CURVE_LIN_Y_FX4

Name: QV_curve_04

Lower value range limit: -90 Lower error range limit: -1

Upper value range limit: 90 Upper error range limit: 1

Output behaviour when exceeding the max. or min. allowed input value

Hold last value on output Set output to limit

No	X value	Y value
0	90,0000	90,0000
1	94,0000	90,0000
2	95,0000	60,0000
3	96,0000	30,0000
4	106,0000	30,0000
5	107,0000	0,0000
6	108,0000	-30,0000
7	109,0000	-60,0000
8	110,0000	-90,0000

OK Cancel

Figura 3.11 - Implementazione della curva di regolazione Q(V) dell'impianto pilota numero 2 (Pentima)



Ecco un'istantanea (19/02) dell'andamento di stato e di misura di PENTIMA presa dallo SCADA:



Figura 3.12 - Screenshot del sistema SCADA durante il funzionamento dell'impianto pilota numero 2 (PENTIMA)

Di seguito l'andamento delle tensioni registrate durante il monitoraggio e gli interventi della regolazione, evidenziato dal seguente estratto dai sistemi di Power Quality per l'impianto pilota numero 2:

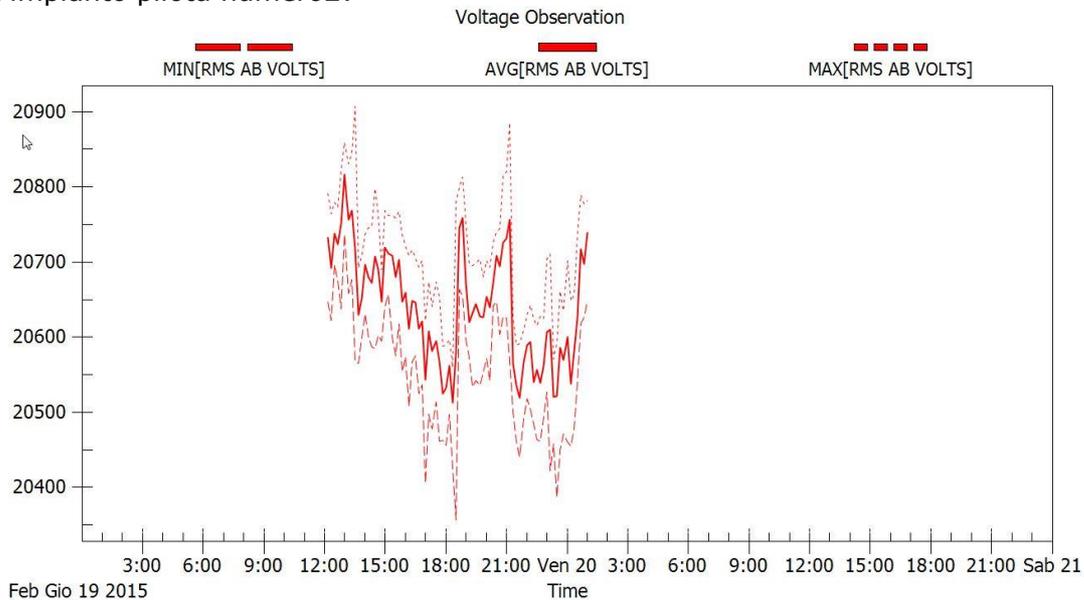


Figura 3.13 - Stralcio delle registrazione del sistema di PQ nell'impianto pilota numero 2



Questi test di campo hanno permesso di verificare l'efficacia delle seguenti soluzioni implementate:

- architettura del sistema di regolazione locale;
- logica di controllo della regolazione locale;
- interfacciamento con l'impianto.

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

Nell'ambito di questa sperimentazione non è stato inserito un test sugli storage, ASM avvierà comunque una sperimentazione su tale applicazione nell'ambito del progetto di Horizon 2020 chiamato ELSA che inizierà a Maggio 2015 al quale parteciperanno anche importanti partner automobilistici del panorama internazionali. In questo progetto ASM sperimenterà un impianto di storage inserendolo nella stessa cabina degli impianti pilota 5 e 6.

3.1.4 Verifica da SCADA del corretto funzionamento del VSC in CP

Esercizio : TC TERNI
Cabina Primaria: 17 TPT EX-SIT

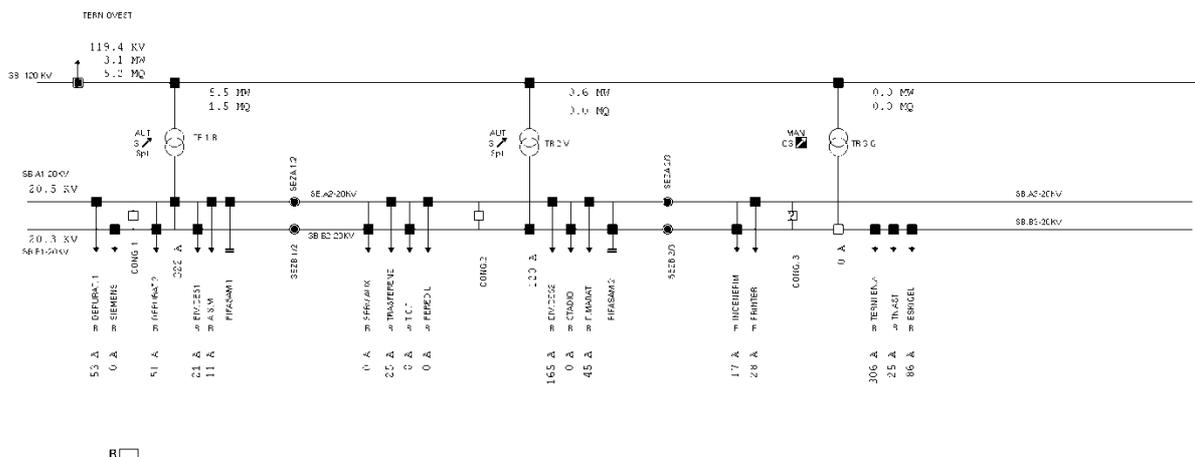


Figura 3.14 – Unifilare cabina primaria Ex-SIT

Al fine di valutare l'impatto della sperimentazione sul numero di manovre dei variatori sotto carico dei trasformatori di cabina primaria si sono presi come riferimento gli anni 2013 e 2014. Il sistema SCADA è stato infatti attivato alla fine del 2013 e pertanto l'impatto delle sue funzionalità sulla gestione della rete è stato via via crescente nell'arco dell'anno 2014. La cabina di riferimento è la cabina primaria EX-SIT la quale è realizzata con un quadro MT a doppio sistema di sbarra divisa ciascuna in tre semisbarre. Il sistema di sbarre è alimentato da tre trasformatori AT/MT come illustrato in **Figura 3.14**. Il numero di manovre è stato monitorato raccogliendo tramite il sistema

RELAZIONE TECNICA	NOME FILE: 20150228_ASM TERNI RELAZIONE FINALE - SMART GRID DELIBERA 39_10_rev23Definitivo.docx	28/02/2015
		pag. 125 di 224



SCADA le segnalazioni di manovra del VSC come mostrato nello stralcio di protocollo di servizio riportato di seguito (**Figura 3.15**).

DATA	NUM	ORA	CO	CABINA	MONTANTE	Descrizione Evento	Ente
01/01/14	3	00:13:50	TERNI	EX SIT	TR 2 V	CSC IN MARCIA	TRSFV
01/01/14	17	03:54:33	TERNI	EX SIT	TR 1 R	CSC IN MARCIA	TRSFV
01/01/14	25	08:53:21	TERNI	EX SIT	TR 2 V	CSC IN MARCIA	TRSFV
01/01/14	26	08:53:22	TERNI	EX SIT	TR 1 R	CSC IN MARCIA	TRSFV
01/01/14	37	10:35:07	TERNI	EX SIT	TR 1 R	CSC IN MARCIA	TRSFV
01/01/14	40	11:13:06	TERNI	EX SIT	TR 2 V	CSC IN MARCIA	TRSFV
01/01/14	61	16:18:28	TERNI	EX SIT	TR 1 R	CSC IN MARCIA	TRSFV
01/01/14	67	16:38:58	TERNI	EX SIT	TR 2 V	CSC IN MARCIA	TRSFV
01/01/14	69	16:47:16	TERNI	EX SIT	TR 1 R	CSC IN MARCIA	TRSFV
01/01/14	72	16:49:41	TERNI	EX SIT	TR 2 V	CSC IN MARCIA	TRSFV
01/01/14	77	17:00:16	TERNI	EX SIT	TR 1 R	CSC IN MARCIA	TRSFV

Figura 3.15 – Stralcio protocollo di manovra VSC cabina primaria Ex-SIT

Nell'ambito della sperimentazione è stato valutato molto utile il monitoraggio delle manovre dei VSC dei trasformatori tramite SCADA, pertanto ASM ha deciso di estendere questa funzionalità a tutte le altre cabine primarie una volta realizzata anche per queste la stessa architettura di telecontrollo implementata nella sperimentazione.

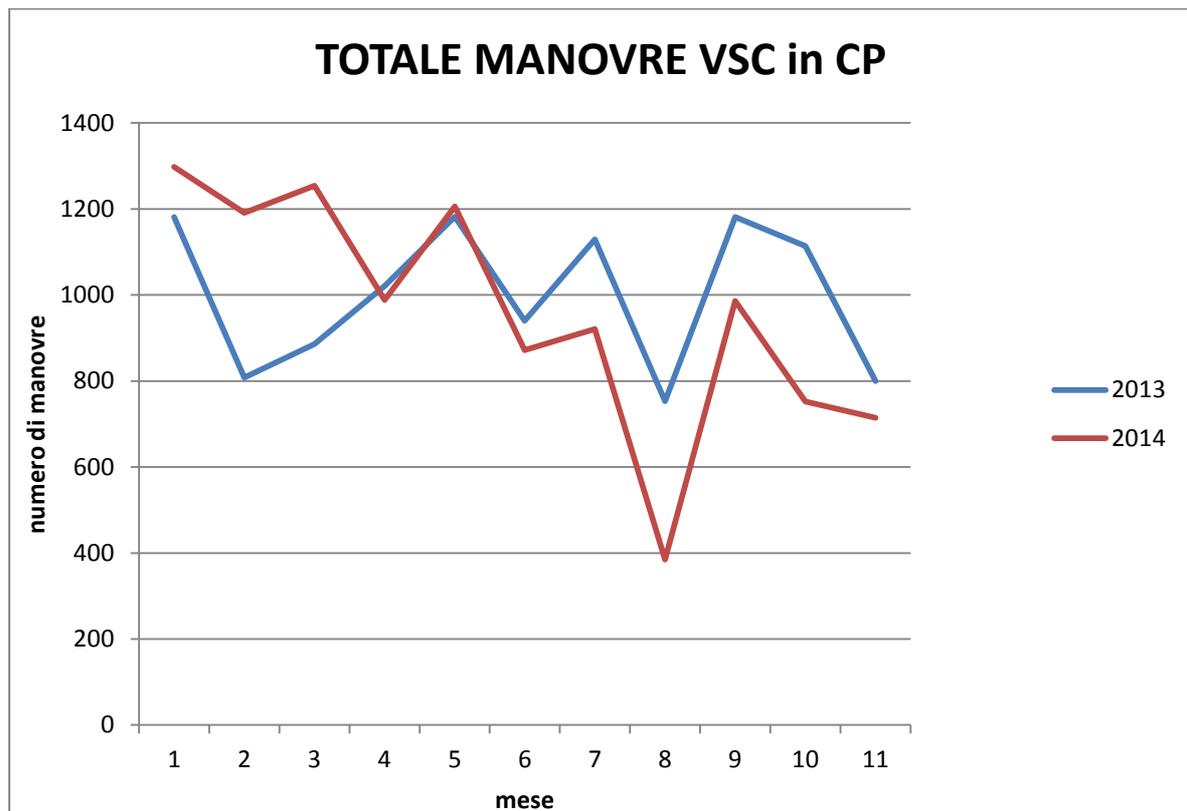


Figura 3.16 – Unifilare cabina primaria Ex-SIT

RELAZIONE TECNICA	NOME FILE: 20150228_ASM TERNI RELAZIONE FINALE - SMART GRID DELIBERA 39_10_rev23Definitivo.docx	28/02/2015
		pag. 126 di 224



Nella

Figura 3.16 è riportato l'andamento del numero di manovre mensili, ricavate dal sistema SCADA, dal quale si può riscontrare come la sperimentazione abbia avuto un impatto positivo su questo fattore soprattutto nella seconda metà dell'anno. Nella tabella di **Figura 3.17** viene riportato il dettaglio del numero di manovre dei VSC per 11 mesi degli anni 2013 e 2014 (il mese di dicembre non è stato rappresentato perché i valori risultano alterati dalle attività di test). Nel complesso si è riscontrata una riduzione delle manovre del 3,9% a valle dell'attivazione del sistema SCADA e dell'evoluzione della rete nell'arco dei due anni.

MESE	NUMERO DI MANOVRE CSC ANNO	
	2013	2014
1	1181	1298
2	808	1191
3	886	1254
4	1021	988
5	1182	1206
6	940	872
7	1129	921
8	753	385
9	1181	986
10	1114	752
11	800	714
Totale complessivo	10995	10567

Figura 3.17 – Confronto del numero di manovre dei VSC nella cabina primaria Ex-SIT durante il periodo di riferimento

Per la rete di ASM non è stata prevista alcuna azione di controllo specifica sul VSC di Cabina Primaria ed, in generale, non si è ritenuta necessaria l'implementazione di un controllo di tensione centralizzato "online" valutando come ampiamente sufficiente in termini di affidabilità/prestazioni un'architettura di controllo della tensione locale e coordinata.

L'impiego di un controllo di tensione centralizzato "online" implica l'utilizzo di una procedura di ORPF (Optimal Reactive Power Flow) per definire dei set point di potenza reattiva per ogni risorsa; premettendo che la rete di ASM ha una particolare configurazione dove sono presenti prevalentemente alcuni generatori di grossa taglia collegati direttamente sulla sbarra di Cabina Primaria (o in una posizione molto prossima) ed in questa rete si è evidenziato come aspetto più critico il fattore di potenza sull'interfaccia tra la rete del Distributore e la rete AT, la soluzione basata sull'ORPF è stata sostituita in maniera molto più efficiente da una strategia di controllo coordinato delle risorse che abbia come obiettivo specifico esattamente il controllo dei transiti di potenza reattiva sui trasformatori AT/MT di Cabina Primaria, oltre ad una logica di controllo locale che garantisca comunque un impiego delle risorse in accordo con la tensione misurata nel punto di scambio dell'impianto. Inoltre, la taratura delle curve di controllo locale è stata effettuata utilizzando degli appositi ORPF "offline" applicati in maniera ricorsiva su una certa finestra temporale (sulla base di dati storici) con

RELAZIONE TECNICA	NOME FILE: 20150228_ASM TERNI RELAZIONE FINALE - SMART GRID DELIBERA 39_10_rev23Definitivo.docx	28/02/2015
		pag. 127 di 224



l'obiettivo di definire delle logiche locali che comunque si avvicinino il più possibile alla "condizione ottimizzata"

3.1.5 Verifica da SCADA delle modalità di intervento delle protezioni e degli interruttori in CP e lungo linea

L'intervento degli interruttori di cabina primaria viene registrato all'interno del protocollo di servizio del sistema SCADA. Nell'ambito della sperimentazione non sono stati installati interruttori lungo linea. Degli stralci degli interventi degli organi di protezione sono riportati nei paragrafi successivi nell'ambito dell'analisi del funzionamento del telescatto.

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

Verifiche funzionamento TELEDISTACCO su rete reale

Partendo dallo stato attuale della rete di ASM sono stati individuati principalmente 3 scenari per cui fare innescare il TELEDISTACCO e registrare gli esiti:

- SCENARIO 1
Apertura interruttore di cabina secondaria a monte dell'impianto oggetto del Teledistacco SENZA disalimentazione del generatore nella cabina stessa;
- SCENARIO 2
Apertura interruttore di cabina secondaria a monte dell'impianto oggetto del Teledistacco CON disalimentare del generatore nella cabina stessa;
- SCENARIO 3
Chiusura IMS della cabina secondaria SCOV su confine direttrice e inizio parallelo delle 2 direttrici collegate; Apertura IMS (in entrata) su cabina secondaria SCOV e fine parallelo delle 2 direttrici collegate (passaggio rete e impianto su direttrice affacciata);

Configurazione di partenza

La Rete di ASM di partenza, nello stato attuale, è quella indicata dalla figura seguente, estratta dallo SCADA. Inoltre, l'impianto, individuato per la verifica dell'apertura della PI è SCOV. Le simulazioni sono state condotte con adeguate precauzioni (ordini funzionali e chiusura interruttore PI generatore temporizzato) per evitare reali disalimentazioni sulla rete. L'impianto pilota invece realizzava teledistacchi "reali".

RELAZIONE TECNICA	NOME FILE: 20150228_ASM TERNI RELAZIONE FINALE - SMART GRID DELIBERA 39_10_rev23Definitivo.docx	28/02/2015
		pag. 128 di 224

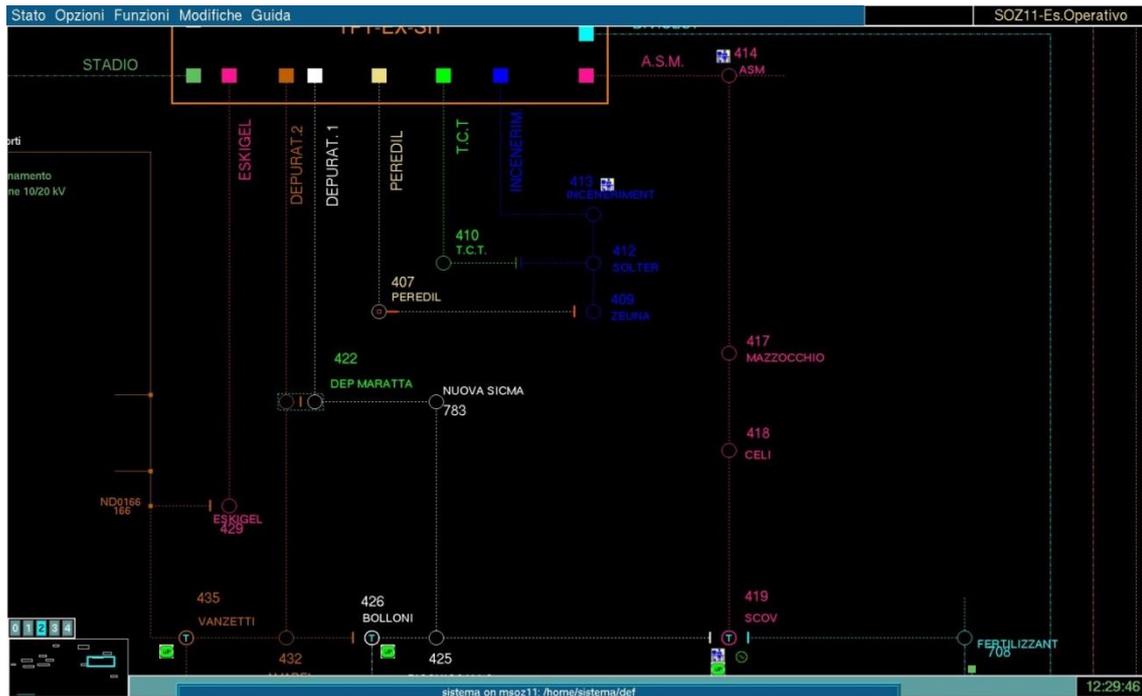


Figura 3.18 – Estratto della configurazione di partenza prima delle prove di telestacato

DETTAGLIO SCENARIO 1:

Le fasi, attraverso cui il primo scenario si snoda, sono le seguenti:

- Messa in prova della cabina secondaria oggetto dell’apertura dell’IMS innescante il tele distacco;
- Apertura IMS della cabina secondaria in prova (in uscita dalla CS);
- Innesco teledistacco con apertura e richiusura PI generatore;
- Ripristino situazione iniziale della rete.

Questi sono gli allarmi registrati sul sistema durante l’esecuzione dello SCENARIO 1:

Eventi di Servizio:

N.Prot.	Data Ora da Sist.	CO	Cab. Primaria	Montante	Ente	Codifica Elemento	Descrizione Evento	Data Ora da Op./App.
37	26/02/2015 08:42:25	TERNI	TPT-EX-SIT	A.S.M.	CABS	CELI;/;/	IN PROVA	
38	26/02/2015 08:42:42	TERNI	TPT-EX-SIT	A.S.M.	IMS	CELI;CELI/SCOV;/	APERTO FSN AGGIORN MANUALE	
39	26/02/2015 08:42:44	TERNI	PARCHEGGIO D	PARCHEGGIO	DIPEN	;AS102000419/U02;/	PI APERTA PER TELESCATTO	26/02/2015 08:42:42.640
40	26/02/2015 08:42:44	TERNI	PARCHEGGIO D	PARCHEGGIO	DIPEN	;AS102000419/U02;/	CHIUSURA ANOMALA PI	26/02/2015 08:42:43.540
41	26/02/2015 08:42:54	TERNI			IMS	CELI;CELI/SCOV;/	RIPRISTINO TELEDISTACCO	26/02/2015 08:42:44.000
42	26/02/2015 08:43:39	TERNI	TPT-EX-SIT	A.S.M.	IMS	CELI;CELI/SCOV;/	CHIUSO SN AGGIORN MANUALE	

RELAZIONE TECNICA	NOME FILE: 20150228_ASM TERNI RELAZIONE FINALE - SMART GRID DELIBERA 39_10_rev23Definitivo.docx	28/02/2015
		pag. 129 di 224



Mentre lo stato attuale della rete, dopo il teledistacco, si presenta così:

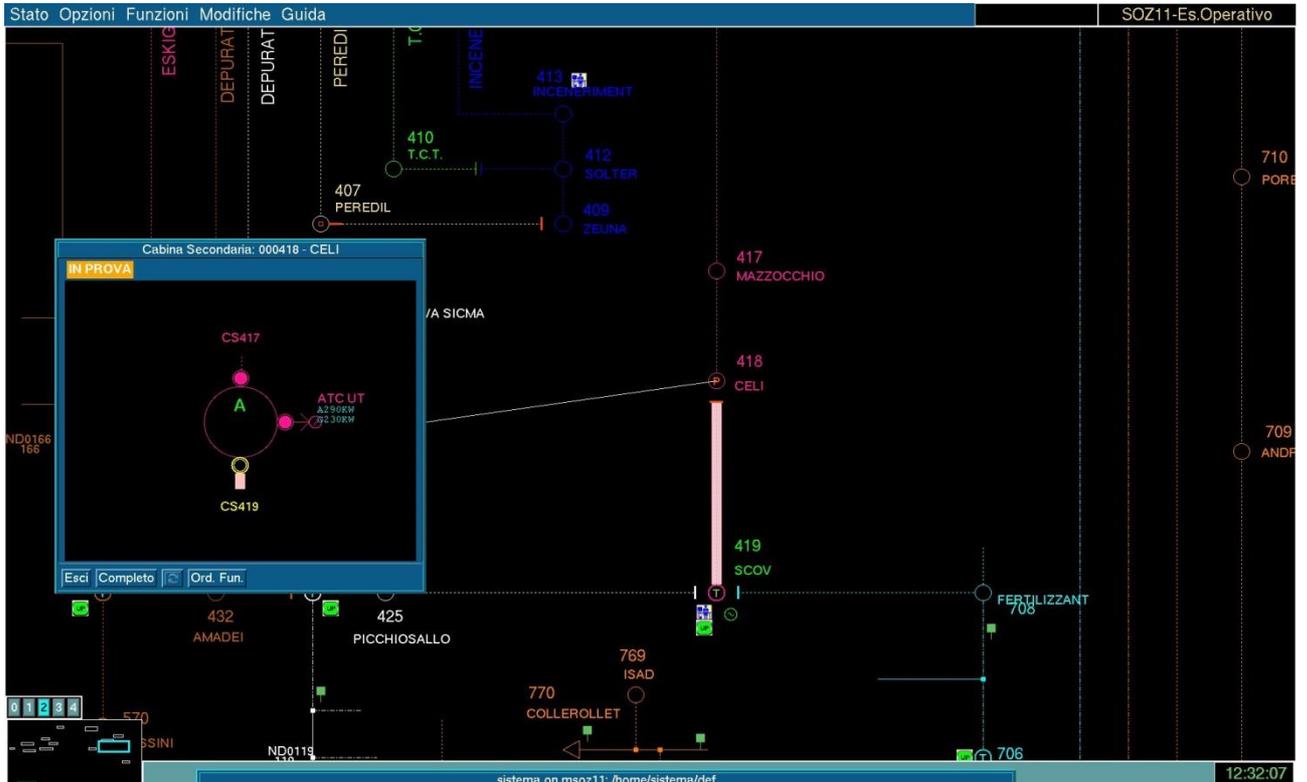


Figura 3.19 –Configurazione delle prove di teledistacco – Scenario 1

Risultati riscontrati:

- Intervento teledistacco nelle condizioni previste;
- Comportamento del teledistacco nelle modalità previste (intervento sulla PI del generatore disalimentato);
- Ripristino condizioni iniziali della funzionalità.

DETTAGLIO SCENARIO 2:

Le fasi, attraverso cui il secondo scenario si snoda, sono le seguenti:

- Messa in prova della cabina secondaria oggetto dell'apertura dell'IMS innescante il tele distacco;
- Apertura IMS della cabina secondaria in prova (in entrata alla CS);
- Innescamento tele distacco con apertura e richiusura PI generatore;
- Ripristino situazione iniziale della rete.

Questi sono gli allarmi registrati sul sistema durante l'esecuzione dello SCENARIO 2:

RELAZIONE TECNICA	NOME FILE: 20150228_ASM TERNI RELAZIONE FINALE - SMART GRID DELIBERA 39_10_rev23Definitivo.docx	28/02/2015
		pag. 130 di 224



Eventi di servizio

N.Prot.	Data Ora da Sist.	CO	Cab. Primaria	Montante	Ente	Codifica Elemento	Descrizione Evento	Data Ora da Op./App.
43	26/02/2015 08:44:43	TERNI	TPT-EX-SIT	A.S.M.	IMS	CELLI;CELLI/MAZZOCCHIO;/	APERTO FSN AGGIORN MANUALE	
44	26/02/2015 08:44:44	TERNI	PARCHEGGIO D	PARCHEGGIO	DIPEN	;AS102000419/U02;/	PI APERTA PER TELESCATTO	26/02/2015 08:44:43.740
45	26/02/2015 08:44:54	TERNI	PARCHEGGIO D	PARCHEGGIO	DIPEN	;AS102000419/U02;/	CHIUSURA ANOMALA PI	26/02/2015 08:44:44.640
46	26/02/2015 08:44:54	TERNI			IMS	CELLI;CELLI/MAZZOCCHIO;/	RIPRISTINO TELEDISTACCO	26/02/2015 08:44:45.000
47	26/02/2015 08:45:56	TERNI	TPT-EX-SIT	A.S.M.	IMS	CELLI;CELLI/MAZZOCCHIO;/	CHIUSO SN AGGIORN MANUALE	
48	26/02/2015 08:46:04	TERNI	TPT-EX-SIT	A.S.M.	CABS	CELLI;/;/	NON IN PROVA	

Mentre lo stato attuale della rete dopo teledistacco si presenta così:

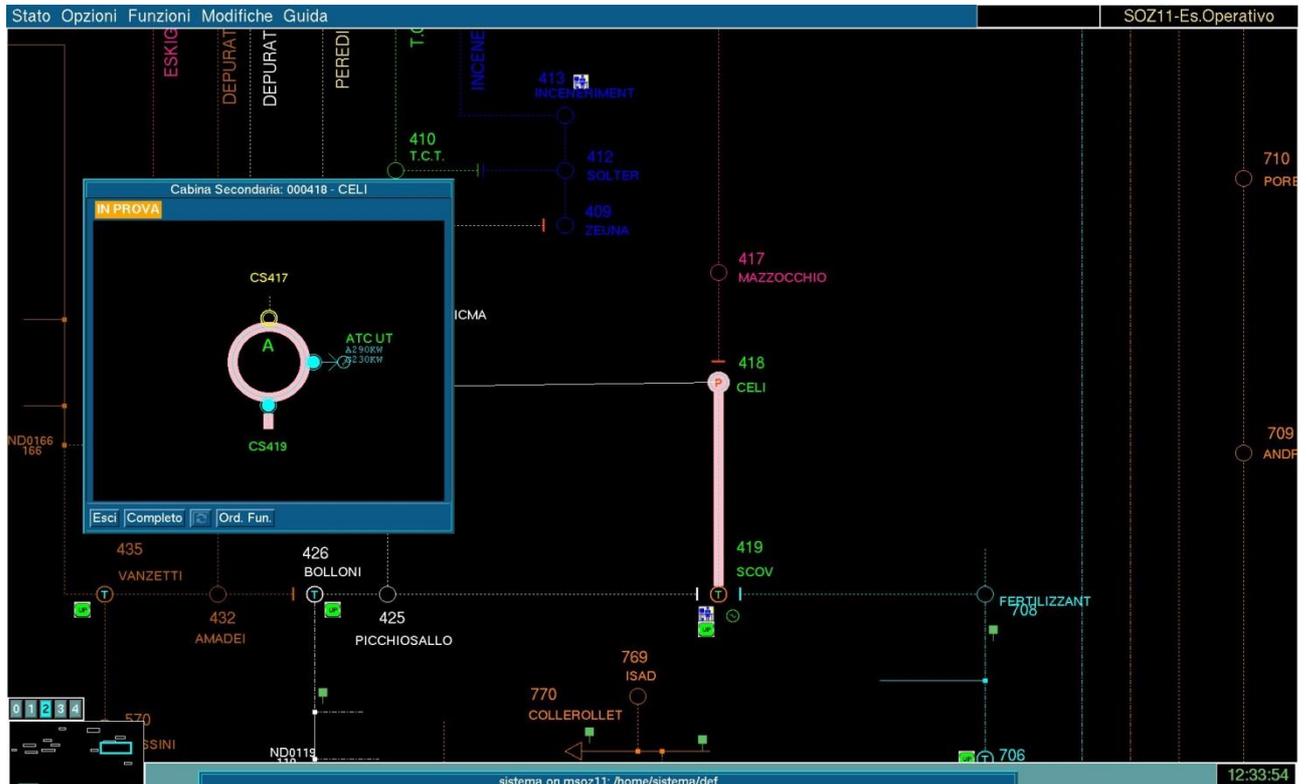


Figura 3.20 – Configurazione delle prove di telecontrollo – Scenario 2

Risultati riscontrati:

- intervento teledistacco nelle condizioni previste;
- comportamento del tele distacco nelle modalità previste (intervento solo sulla PI del generatore disalimentato e connesso al sistema tramite IRE);
- ripristino condizioni iniziali della funzionalità.

DETTAGLIO SCENARIO 3:

Le fasi, attraverso cui il terzo scenario si snoda, sono le seguenti:

- messa in prova della cabina secondaria oggetto dell'apertura dell'IMS innescante il tele distacco e della cabina secondaria affacciata necessaria per la contro-alimentazione;
- chiusura IMS della cabina secondaria SCOV su confine direttrice e inizio parallelo delle 2 direttrici collegate;
- apertura IMS (in entrata) su cabina secondaria SCOV e fine parallelo delle 2 direttrici collegate (passaggio rete e impianto su direttrice affacciata); Apertura

RELAZIONE TECNICA	NOME FILE: 20150228_ASM TERNI RELAZIONE FINALE - SMART GRID DELIBERA 39_10_rev23Definitivo.docx	28/02/2015
		pag. 131 di 224



IMS della cabina secondaria affacciata e innesco tele distacco con apertura e richiusura PI generatore;

- ripristino situazione iniziale della rete.

Questi sono gli allarmi registrati sul sistema durante l'esecuzione dello SCENARIO 3:

Eventi di servizio:

N.Prot.	Data Ora da Sist.	CO	Cab. Primaria	Montante	Ente	Codifica Elemento	Descrizione Evento	Data Ora da Op./App.
49	26/02/2015 08:47:34	TERNI	TPT-EX-SIT	A.S.M.	CABS	SCOV;/;/	IN PROVA	
50	26/02/2015 08:48:11	TERNI	TPT-EX-SIT	A.S.M.	UPTA	SCOV;CS000419;/	FUORI SCANSIONE	
51	26/02/2015 08:48:22	TERNI	TPT-EX-SIT	A.S.M.	IMS01	SCOV;SCOV/PICCHIOSALLO;/	CHIUSO FSN AGGIORN MANUALE	
52	26/02/2015 08:48:22	TERNI	TPT-EX-SIT	DEPURAT. 1	DIRE		INIZIO PARALLELO FSN	
53	26/02/2015 08:48:22	TERNI	TPT-EX-SIT	A.S.M.	DIRE		INIZIO PARALLELO FSN	
54	26/02/2015 08:48:29	TERNI	TPT-EX-SIT	A.S.M.	IMS	SCOV;SCOV/CELLI;/	APERTO FSN AGGIORN MANUALE	
55	26/02/2015 08:48:29	TERNI	TPT-EX-SIT	A.S.M.	DIRE		FINE PARALLELO SN	
56	26/02/2015 08:48:29	TERNI	TPT-EX-SIT	DEPURAT. 1	DIRE		FINE PARALLELO SN	
57	26/02/2015 08:48:43	TERNI	TPT-EX-SIT	A.S.M.	CABS	PICCHIOSALLO;/;/	IN PROVA	
58	26/02/2015 08:48:56	TERNI	TPT-EX-SIT	DEPURAT. 1	IMS	PICCHIOSALLO;PICCHIOSALLO/SCOV;/	APERTO FSN AGGIORN MANUALE	
59	26/02/2015 08:49:04	TERNI	PARCHEGGIO D	PARCHEGGIO	DIPEN	;AS102000419/U02;/	PI APERTA PER TELESCATTO	26/02/2015 08:48:57.540
60	26/02/2015 08:49:04	TERNI	PARCHEGGIO D	PARCHEGGIO	DIPEN	;AS102000419/U02;/	CHIUSURA ANOMALA PI	26/02/2015 08:48:58.440
61	26/02/2015 08:49:04	TERNI			IMS	PICCHIOSALLO;PICCHIOSALLO/SCOV;/	RIPRISTINO TELEDISTACCO	26/02/2015 08:48:59.000
62	26/02/2015 08:49:24	TERNI	TPT-EX-SIT	DEPURAT. 1	IMS	PICCHIOSALLO;PICCHIOSALLO/SCOV;/	CHIUSO SN AGGIORN MANUALE	
63	26/02/2015 08:49:42	TERNI	TPT-EX-SIT	A.S.M.	IMS	SCOV;SCOV/CELLI;/	CHIUSO SN AGGIORN MANUALE	
64	26/02/2015 08:49:42	TERNI	TPT-EX-SIT	A.S.M.	DIRE		INIZIO PARALLELO FSN	
65	26/02/2015 08:49:42	TERNI	TPT-EX-SIT	DEPURAT. 1	DIRE		INIZIO PARALLELO FSN	
66	26/02/2015 08:49:50	TERNI	TPT-EX-SIT	A.S.M.	IMS01	SCOV;SCOV/PICCHIOSALLO;/	APERTO SN AGGIORN MANUALE	
67	26/02/2015 08:49:50	TERNI	TPT-EX-SIT	A.S.M.	DIRE		FINE PARALLELO SN	
68	26/02/2015 08:49:50	TERNI	TPT-EX-SIT	DEPURAT. 1	DIRE		FINE PARALLELO SN	
69	26/02/2015 08:50:03	TERNI	TPT-EX-SIT	DEPURAT. 1	CABS	PICCHIOSALLO;/;/	NON IN PROVA	

Mentre lo stato attuale della rete dopo teledistacco si presenta così:

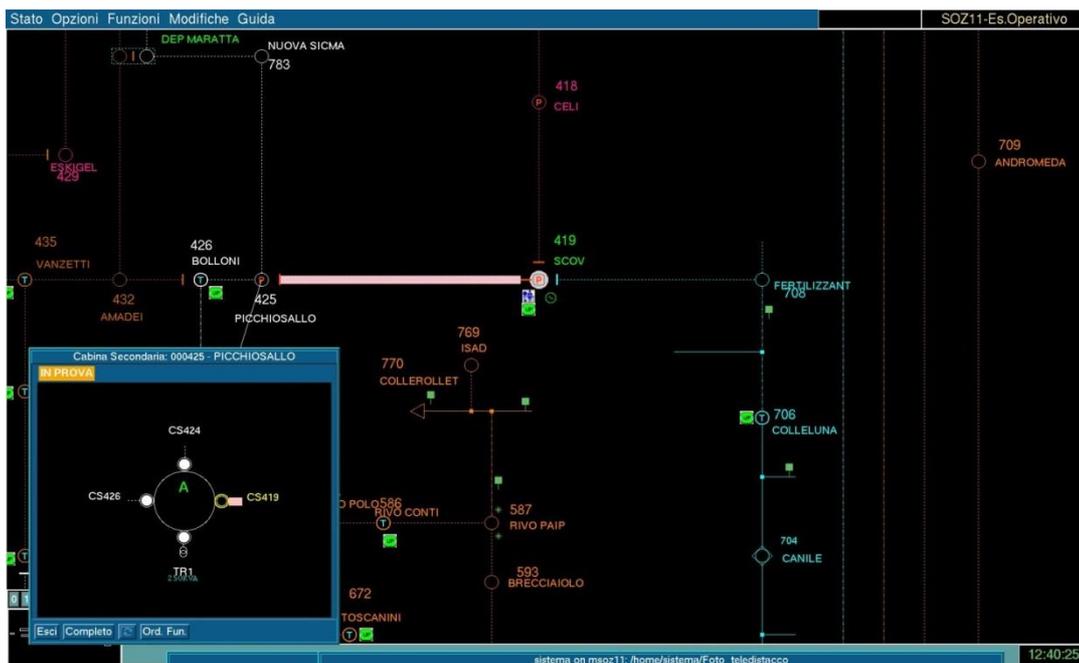


Figura 3.21 –Configurazione delle prove di telescatto – Scenario 3

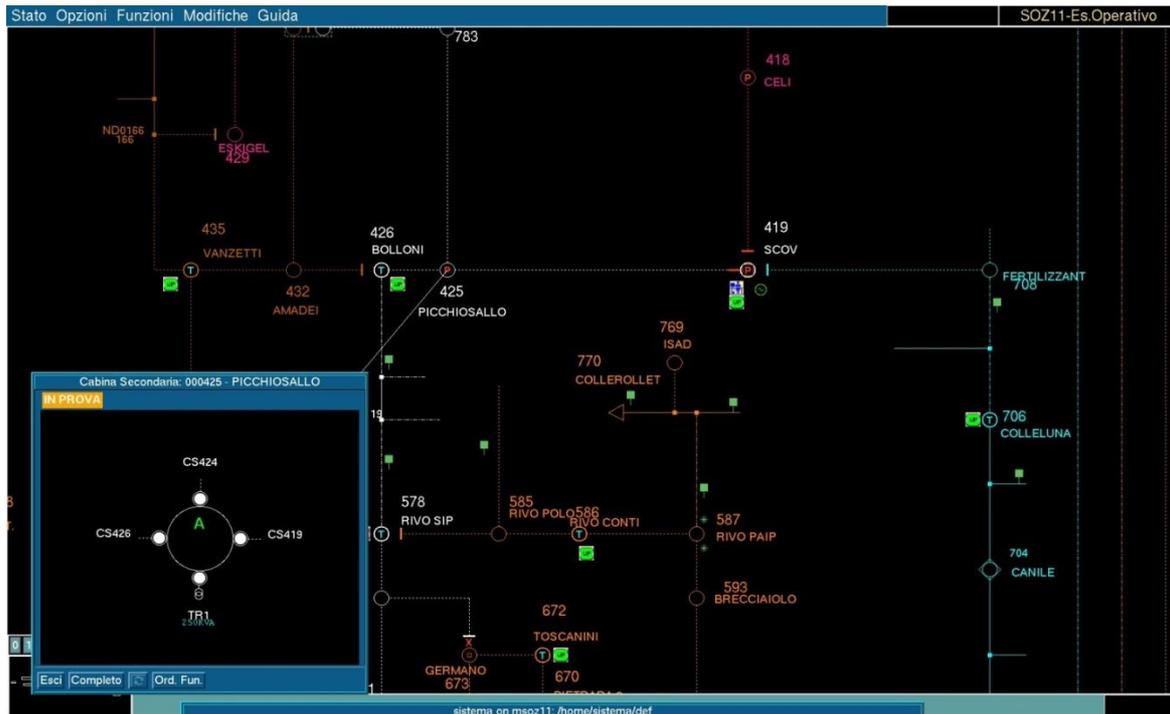


Figura 3.22 – Configurazione di partenza delle prove di telescatto – Scenario 3

Risultati riscontrati:

- intervento teledistacco nelle condizioni previste;
- comportamento del teledistacco nelle modalità previste (intervento solo sulla PI del generatore disalimentato, connesso al sistema tramite IRE e dopo passaggio su direttrice diversa dallo stato normale);
- ripristino condizioni iniziali della funzionalità.

3.1.7 Verifica dei tempi di latenza dei segnali

Al fine di verificare i tempi di latenza delle funzionalità lungo tutta la catena dei nodi del sistema, sono previste logiche di sincronizzazione oraria basate sul protocollo NTP. Nello specifico i TPT2020 sono sincronizzati con i FERP delle UEL del sistema ST che fungono da server. Gli orologi dei FERP sono tenuti aggiornati da un master clock collegato al GPS. I TPT2020, a loro volta, fungono da server verso gli IRE e qualunque altro IED presente sulla rete MT. Per concludere i nodi del sistema del telecontrollo sono sincronizzati, come il FERP, direttamente al Master Clock. Qui di seguito uno schemino che riassume le sincronizzazioni temporali tra i vari sistemi:

RELAZIONE TECNICA	NOME FILE: 20150228_ASM TERNI RELAZIONE FINALE - SMART GRID DELIBERA 39_10_rev23Definitivo.docx	28/02/2015
		pag. 133 di 224

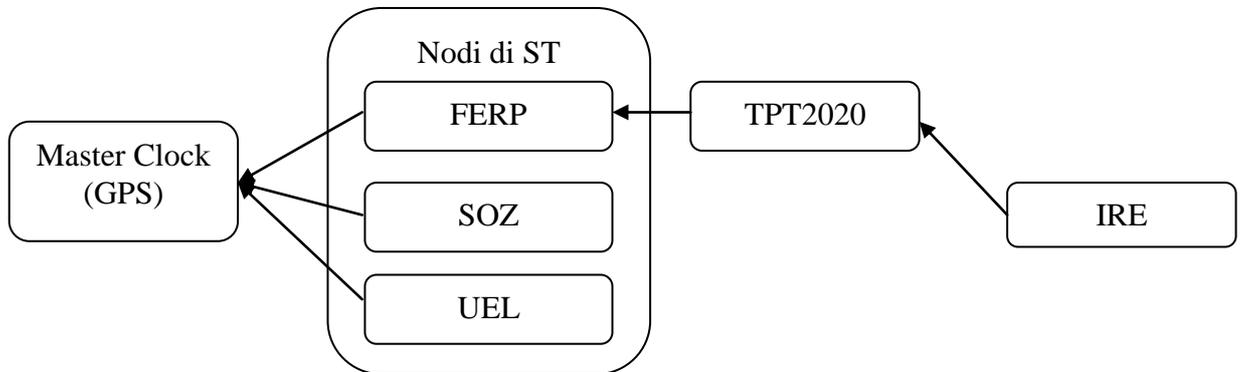


Figura 3.23 – Modalità di sincronizzazione degli apparati

3.2 Misure

Sulla rete elettrica di ASM-Terni sia le misure di cabina primaria che le misure di cabina secondaria sono archiviate con valori ai 10 minuti. Le prime misure sono relative alla tensione delle sbarre AT e MT, alle correnti dei montanti di linea MT e ai transiti sui trasformatori AT/MT, le seconde sono invece relative alla potenza attiva, potenza reattiva, alla frequenza ed alla tensione nel punto di scambio dell'impianto di generazione con la rete del Distributore.

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

Per il monitoraggio delle misure sono stati usati i sistemi di archiviazione messi a disposizione dallo SCADA (STWeb) e dai sistemi di Power Quality.

RELAZIONE TECNICA	NOME FILE: 20150228_ASM TERNI RELAZIONE FINALE - SMART GRID DELIBERA 39_10_rev23Definitivo.docx	28/02/2015
		pag. 134 di 224



Da SCADA

Relativamente all'impianto di SCOV di seguito si mostrano gli andamenti di Potenza attiva, reattiva e tensione della sbarra BT:

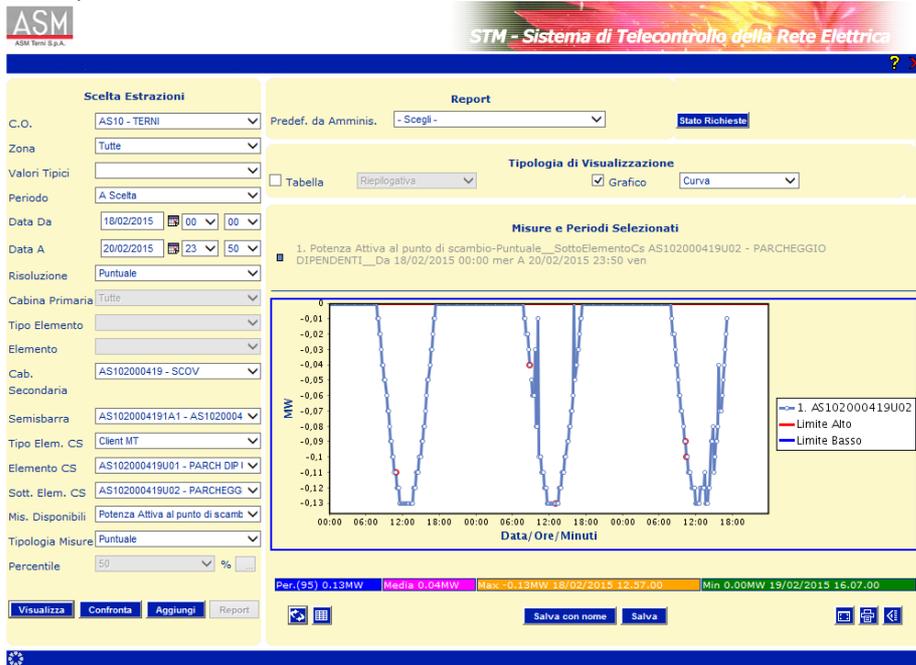


Figura 3.24 – Archivio delle misure della potenza attiva - SCOV



Figura 3.25 – Archivio delle misure della Potenza Reattiva - SCOV

RELAZIONE TECNICA	NOME FILE: 20150228_ASM TERNI RELAZIONE FINALE - SMART GRID DELIBERA 39_10_rev23Definitivo.docx	28/02/2015
		pag. 135 di 224

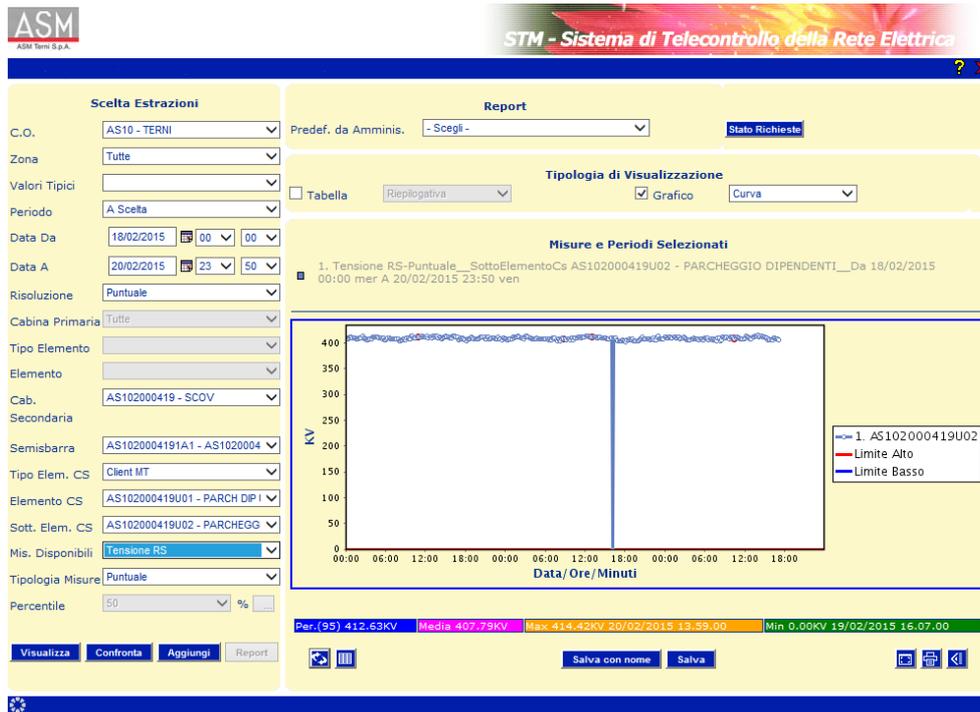


Figura 3.26 – Archivio delle misure della Tensione -SCOV

Relativamente all'impianto di PENTIMA di seguito si mostrano gli andamenti di Potenza attiva, reattiva e tensione della sbarra MT:

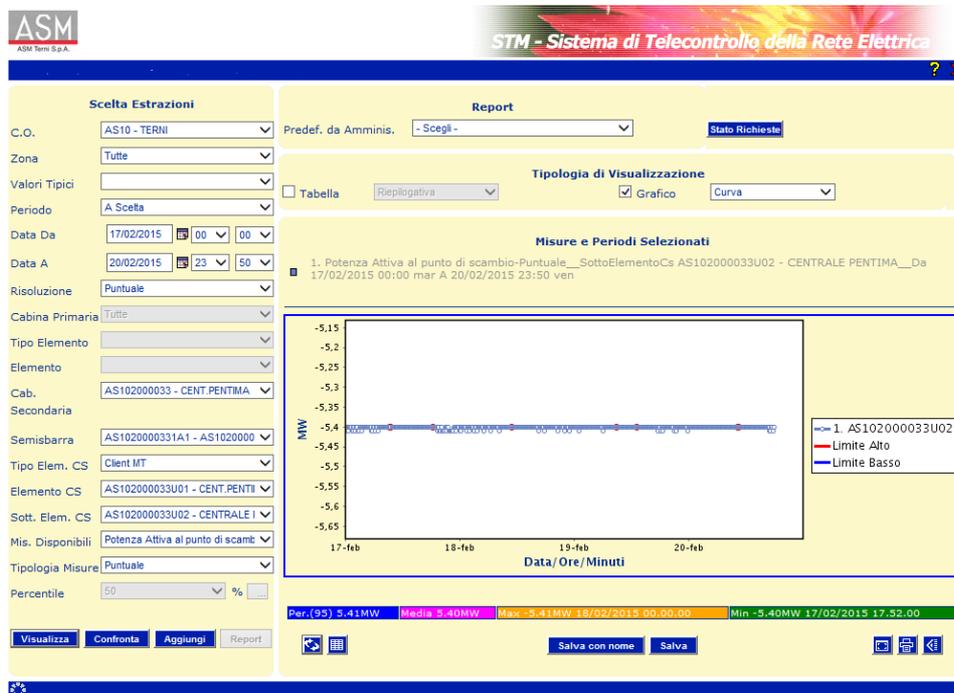


Figura 3.27 – Archivio delle misure della potenza attiva - Pentima

RELAZIONE TECNICA	NOME FILE: 20150228_ASM TERNI RELAZIONE FINALE - SMART GRID DELIBERA 39_10_rev23Definitivo.docx	28/02/2015
		pag. 136 di 224



Figura 3.28 – Archivio delle misure della potenza Reattiva - Pentima

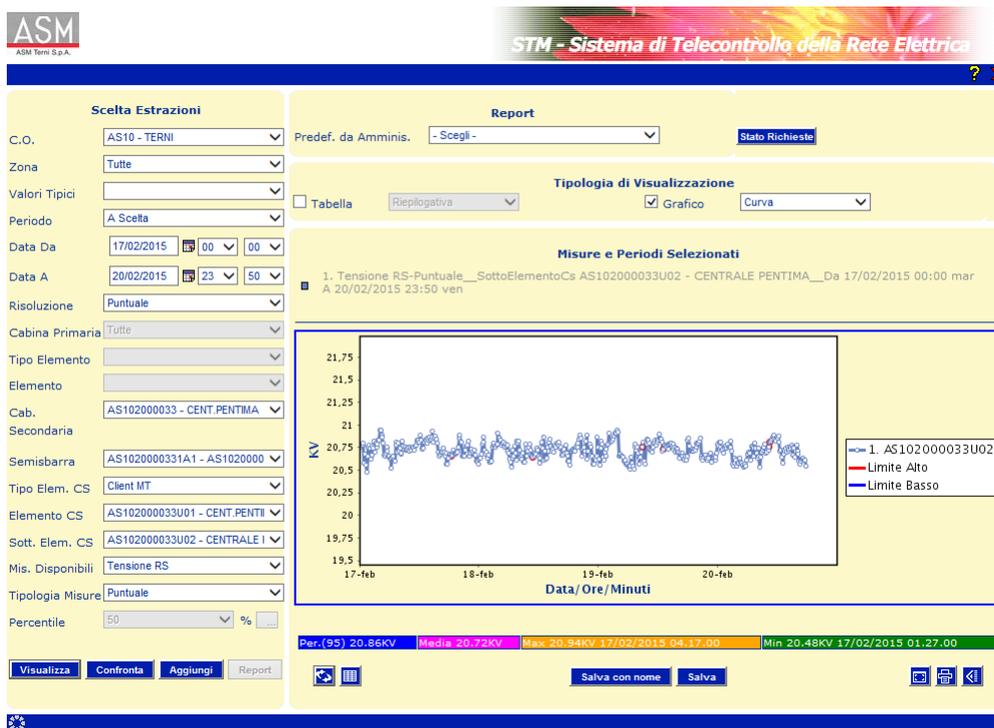


Figura 3.29 – Archivio delle misure della Tensione - Pentima



Dal sistema di smart metering vengono inoltre raccolti i seguenti dati:

- 1-1-LP (kW) → Potenza attiva assorbita
- 1-2-LP (kVar) → Potenza reattiva induttiva (con Potenza attiva assorbita)
- 1-3-LP (kVar) → Potenza reattiva capacitiva (con Potenza attiva assorbita)
- 1-4-LP (kW) → Potenza attiva generata
- 1-5-LP (kVar) → Potenza reattiva induttiva (con Potenza attiva generata)
- 1-6-LP (kVar) → Potenza reattiva capacitiva (con Potenza attiva generata)

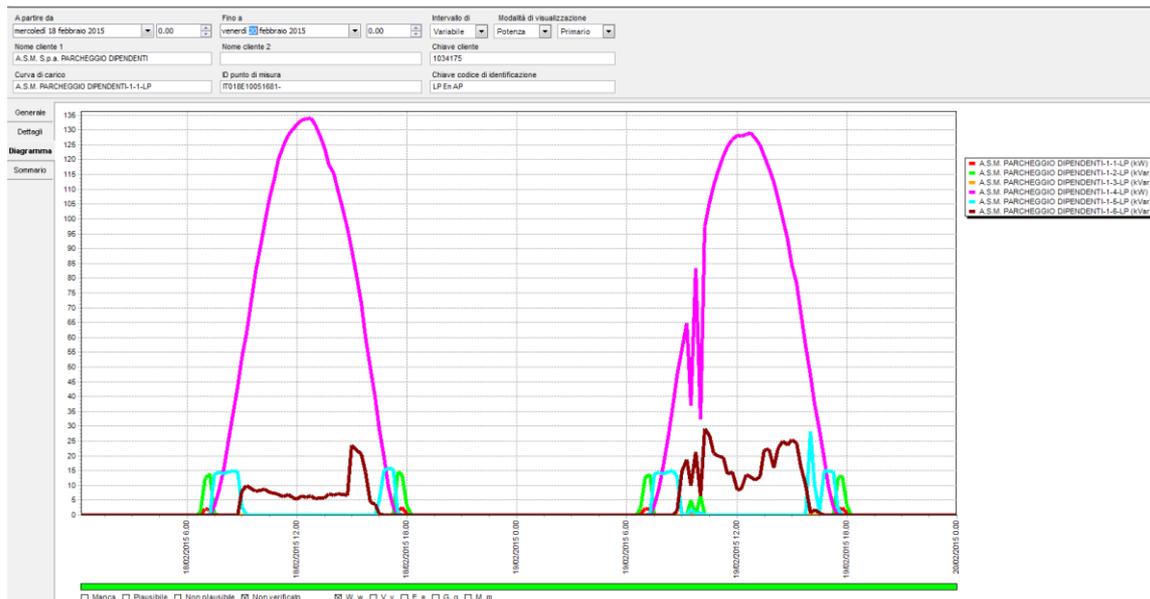


Figura 3.30 – Load profile di due giorni con regolazione attiva con curva “modificata” impianto di SCOV

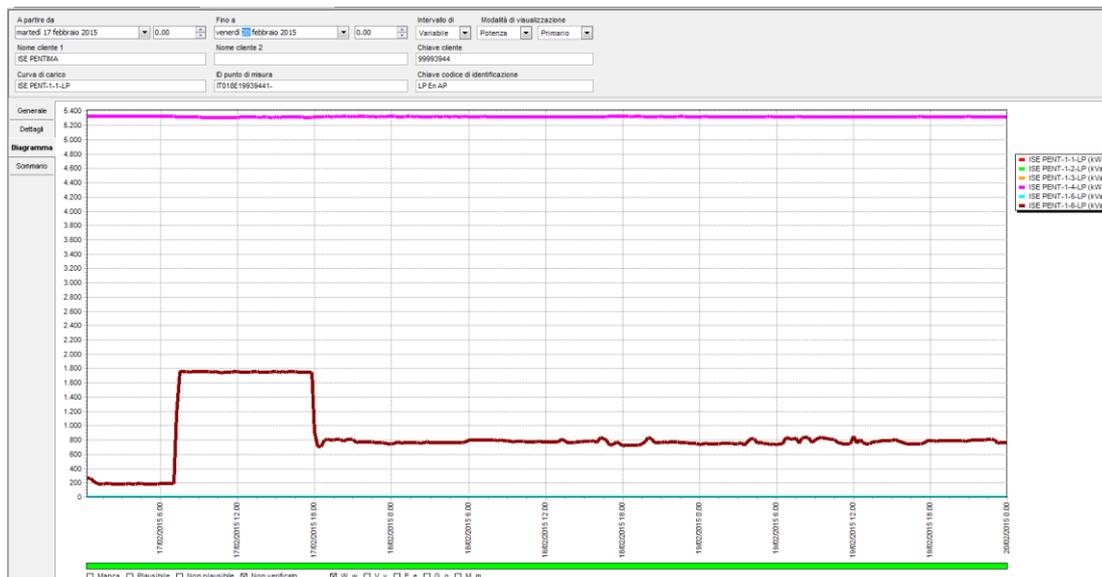


Figura 3.31 – Load profile di due giorni con regolazione attiva con curva “modificata” impianto di Pentima



Commenti generali:

La disponibilità di queste misure presso la rete del distributore permette 2 utilizzi per:

- Il monitoraggio dell'andamento delle grandezze rilevate da strumenti di misura ai fini di evidenziare problematiche collegate a malfunzionamenti dei dispositivi di misura e ad anomalie legate all'esercizio della rete (misure fuori limite, misure eccessivamente fluttuanti, ...);
- L'esecuzione degli algoritmi di stima dello stato ai fini di renderla il più coerente possibile con il funzionamento reale della rete.

3.2.2 Stima delle perdite di rete sulla base delle misure disponibili

Il calcolo della stima delle perdite, partendo dalle misure disponibili in campo, è stato effettuato sulla rete reale della cabina primaria di EX-SIT e relativa rete MT sottesa. L'immagine seguente evidenzia l'area della rete elettrica circostante EX-SIT:

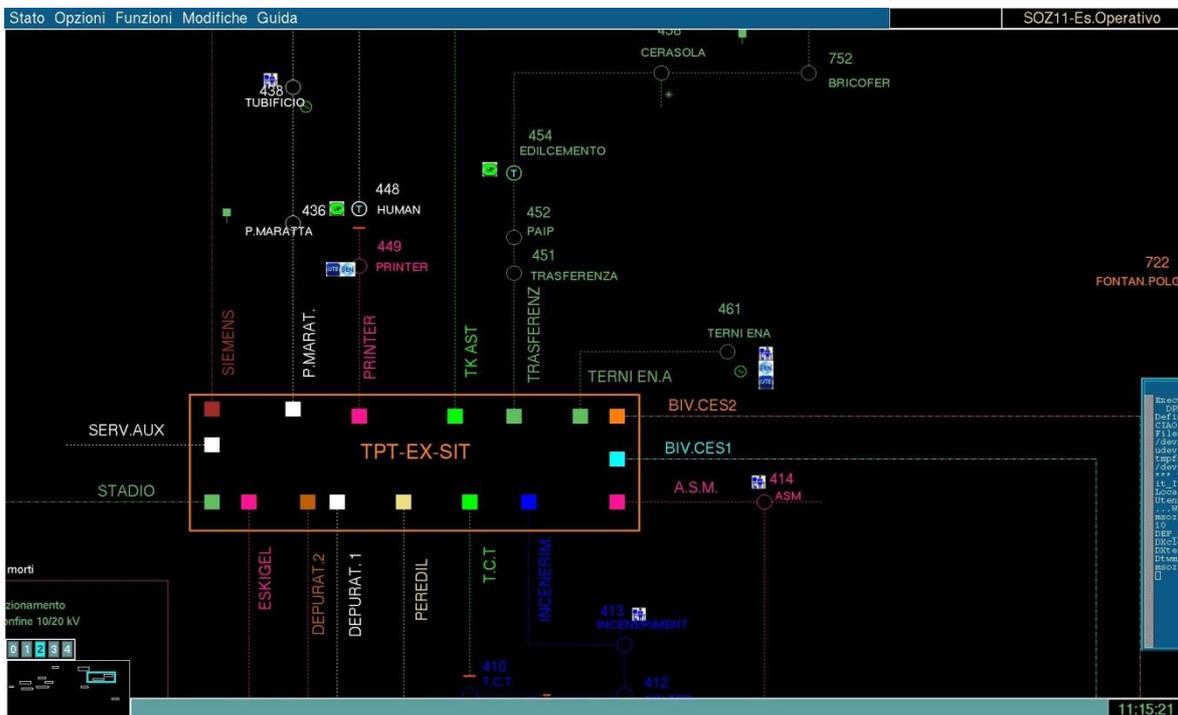


Figura 3.32 – Topologico cabina primaria Ex-Sit

RELAZIONE TECNICA	NOME FILE: 20150228_ASM TERNI RELAZIONE FINALE - SMART GRID DELIBERA 39_10_rev23Definitivo.docx	28/02/2015
		pag. 139 di 224



In particolare la cabina primaria di EX-SIT si presenta con la seguente configurazione:

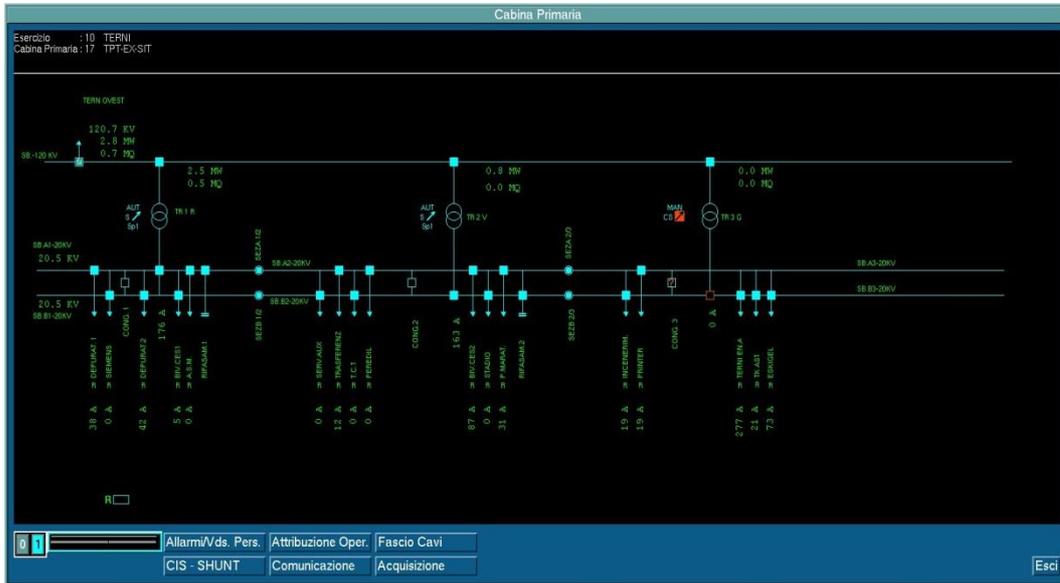


Figura 3.33 – Unifilare cabina Primaria Ex-SIT

Partendo da uno scenario topologico stabile, sono state eseguite 6 “fotografie” delle perdite di rete in un giorno feriale della stagione invernale. Si riporta nel dettaglio l’esito dell’esecuzione della stima dello stato riferite al trasformatore AT/MT rosso:

→ Ora 10.15

	Description	Measure	Estimated Value	Relative Error [%]	Absolute Error
V bus errors:					
AS001000017037.AS001000017036.AS001000017038.:	Sbarra A1-20 kV	20,400	20,400	0,002	0,000
I errors:					
AS001000017-AS102000414-0:	A.S.M.	9,000	5,726	36,382	3,274
AS001000017-AS102000413-0:	Incenerim.	16,000	15,999	0,004	0,001
AS001000017-AS102000407-0:	Peredil	0,000	0,000	-	0,000
AS001000017-AS102000422-1:	Depurat. 1	47,000	47,003	0,007	0,003
AS001000017-AS102000459-0:	Siemens	0,000	0,000	-	0,000
AS001000017-AS102000451-0:	Trasferenza	29,000	28,999	0,002	0,001
AS001000017-AS102000436-0:	P. Marat	69,000	68,993	0,011	0,007
AS001000017-AS001000003-0:	Bivio Cesi 2	123,000	118,998	3,254	4,002
P branch errors:					
AS001000017T01:	Trasformatore 1 Rosso	4500,000	4500,223	0,005	0,223
Q branch errors:					
AS001000017T01:	Trasformatore 1 Rosso	900,000	895,857	0,460	4,143

→ Ora 12.00



	Description	Measure	Estimated Value	Relative Error [%]	Absolute Error
V bus errors:					
AS001000017036.AS001000017037.AS001000017038.:	Sbarra A1-20 kV	20,500	20,501	0,003	0,001
I errors:					
AS001000017-AS102000413-0:	Incenerim.	14,000	13,000	7,146	1,000
AS001000017-AS102000436-0:	P. Marat	16,000	15,996	0,022	0,004
AS001000017-AS102000422-1:	Depurat. 1	43,000	43,001	0,002	0,001
AS001000017-AS102000451-0:	Trasferenza	29,000	29,000	0,002	0,000
AS001000017-AS102000407-0:	Peredil	0,000	0,000	-	0,000
AS001000017-AS102000459-0:	Siemens	0,000	0,010	-	0,010
AS001000017-AS102000414-0:	A. S.M.	6,000	6,000	0,004	0,000
AS001000017-AS001000003-0:	Bivio Cesi 2	108,000	102,992	4,637	5,008
P branch errors:					
AS001000017T01:	Trasformatore 1 Rosso	3200,000	3199,768	0,007	0,232
Q branch errors:					
AS001000017T01:	Trasformatore 1 Rosso	700,000	693,379	0,946	6,621

Qui di seguito, come esempio, i risultati dei calcoli su ST relativi alla direttrice ASM (su cui è presente l'impianto SCOV):

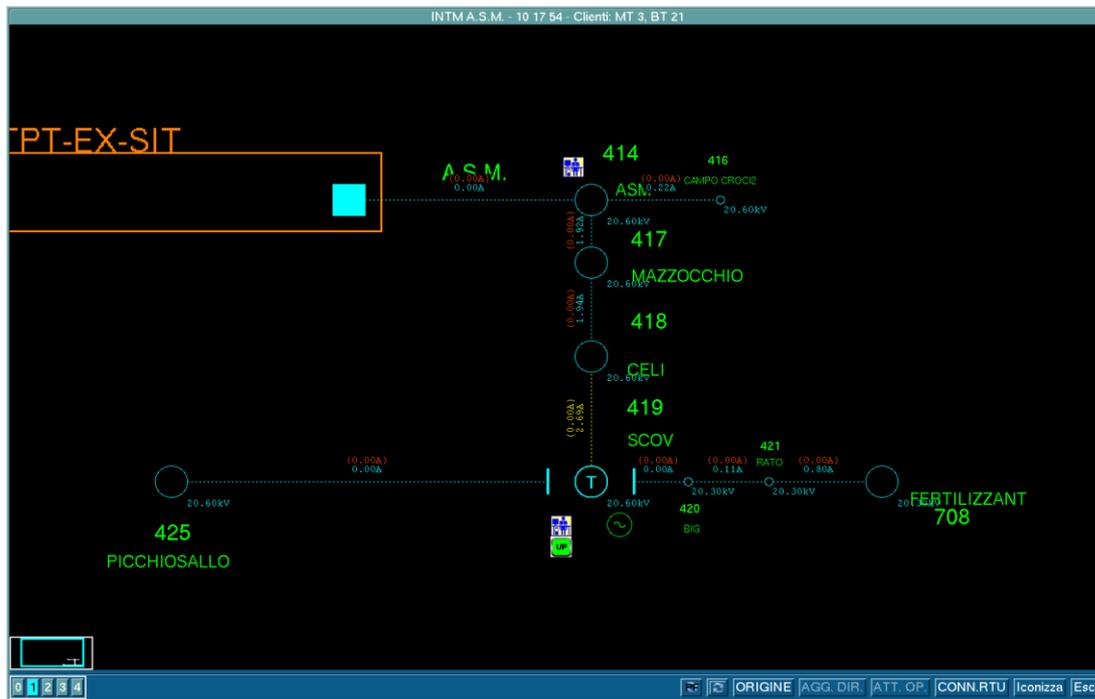


Figura 3.34 – Unifilare cabina Primaria Ex-SIT

RELAZIONE TECNICA	NOME FILE: 20150228_ASM TERNI RELAZIONE FINALE - SMART GRID DELIBERA 39_10_rev23Definitivo.docx	28/02/2015
		pag. 141 di 224



→ Ora 15.15

	Description	Measure	Estimated Value	Relative Error [%]	Absolute Error
V bus errors:					
AS001000017036.AS001000017037.AS001000017038.:	Sbarra A1-20 kV	20,500	20,472	0,136	0,028
I errors:					
AS001000017-AS102000414-0:	A.S.M.	8,000	5,708	28,644	2,292
AS001000017-AS102000422-1:	Depurat. 1	40,000	35,892	10,271	4,108
AS001000017-AS102000436-0:	P. Marat	62,000	49,818	19,648	12,182
AS001000017-AS102000413-0:	Incenerim.	17,000	16,218	4,597	0,782
AS001000017-AS001000003-0:	Bivio Cesi 2	119,000	103,346	13,155	15,654
AS001000017-AS102000459-0:	Siemens	10,000	7,943	20,572	2,057
AS001000017-AS102000407-0:	Peredil	0,000	0,001	-	0,001
AS001000017-AS102000451-0:	Trasferenza	27,000	21,785	19,315	5,215
P branch errors:					
AS001000017T01:	Trasformatore 1 Rosso	4400,000	5146,941	16,976	746,941
Q branch errors:					
AS001000017T01:	Trasformatore 1 Rosso	-1100,000	-809,147	26,441	290,853

→ Ora 18.00

	Description	Measure	Estimated Value	Relative Error [%]	Absolute Error
V bus errors:					
AS001000017038.AS001000017037.AS001000017036.:	Sbarra A1-20 kV	20,400	20,394	0,028	0,006
I errors:					
AS001000017-AS001000003-0:	Bivio Cesi 2	163,000	141,791	13,011	21,209
AS001000017-AS102000422-1:	Depurat. 1	58,000	58,037	0,064	0,037
AS001000017-AS102000413-0:	Incenerim.	19,000	18,999	0,003	0,001
AS001000017-AS102000414-0:	A.S.M.	10,000	5,298	47,021	4,702
AS001000017-AS102000459-0:	Siemens	20,000	19,999	0,003	0,001
AS001000017-AS102000451-0:	Trasferenza	12,000	12,041	0,343	0,041
AS001000017-AS102000436-0:	P. Marat	64,000	47,224	26,213	16,776
AS001000017-AS102000407-0:	Peredil	0,000	0,000	-	0,000
P branch errors:					
AS001000017T01:	Trasformatore 1 Rosso	5400,000	6394,088	18,409	994,088
Q branch errors:					
AS001000017T01:	Trasformatore 1 Rosso	-1300,000	-1245,643	4,181	54,357

Qui di seguito, come esempio, i risultati dei calcoli su ST relativi alla direttrice P. Maratta (su cui è presente l'impianto Tubificio):



Figura 3.35 – Unifilare montante impianto pilota numero 3 (TUBIFICIO)

RELAZIONE TECNICA	NOME FILE: 20150228_ASM TERNI RELAZIONE FINALE - SMART GRID DELIBERA 39_10_rev23Definitivo.docx	28/02/2015
		pag. 142 di 224



→ Ora 22.30

	Description	Measure	Estimated Value	Relative Error [%]	Absolute Error
V bus errors:					
AS001000017037.AS001000017036.AS001000017038.:	Sbarra A1-20 kV	20,400	20,400	0,002	0,000
I errors:					
AS001000017-AS102000451-0:	Trasferenza	7,000	5,141	26,558	1,859
AS001000017-AS102000436-0:	P. Marat	12,000	12,531	4,422	0,531
AS001000017-AS102000407-0:	Peredil	0,000	0,000	-	0,000
AS001000017-AS102000459-0:	Siemens	17,000	18,419	8,347	1,419
AS001000017-AS102000422-1:	Depurat. 1	34,000	33,928	0,212	0,072
AS001000017-AS102000413-0:	Incenerim.	21,000	22,323	6,300	1,323
AS001000017-AS102000414-0:	A.S.M.	12,000	5,726	52,287	6,274
AS001000017-AS001000003-0:	Bivio Cesi 2	116,000	111,760	3,655	4,240
P branch errors:					
AS001000017T01:	Trasformatore 1 Rosso	3500,000	3515,888	0,454	15,888
Q branch errors:					
AS001000017T01:	Trasformatore 1 Rosso	-1500,000	-1496,602	0,227	3,398

→ Ora 23.45

	Description	Measure	Estimated Value	Relative Error [%]	Absolute Error
V bus errors:					
AS001000017036.AS001000017037.AS001000017038.:	Sbarra A1-20 kV	20,500	20,500	0,002	0,000
I errors:					
AS001000017-AS102000413-0:	Incenerim.	17,000	19,745	16,150	2,745
AS001000017-AS102000451-0:	Trasferenza	7,000	7,000	0,002	0,000
AS001000017-AS102000422-1:	Depurat. 1	33,000	33,002	0,005	0,002
AS001000017-AS102000436-0:	P. Marat	13,000	12,999	0,005	0,001
AS001000017-AS001000003-0:	Bivio Cesi 2	98,000	93,986	4,096	4,014
AS001000017-AS102000407-0:	Peredil	0,000	0,000	-	0,000
AS001000017-AS102000459-0:	Siemens	19,000	21,629	13,836	2,629
AS001000017-AS102000414-0:	A.S.M.	6,000	6,000	0,004	0,000
P branch errors:					
AS001000017T01:	Trasformatore 1 Rosso	3200,000	3199,786	0,007	0,214
Q branch errors:					
AS001000017T01:	Trasformatore 1 Rosso	-1500,000	-1503,658	0,244	3,658

Qui di seguito, come esempio, i risultati dei calcoli su ST relativi alla direttrice TERNI EN.A (su cui è presente l'impianto TERNI ENA):



Figura 3.36 – Unifilare montante impianto pilota numero 1 (Terniena)

RELAZIONE TECNICA	NOME FILE: 20150228_ASM TERNI RELAZIONE FINALE - SMART GRID DELIBERA 39_10_rev23Definitivo.docx	28/02/2015
		pag. 143 di 224



Conclusioni

Lo sviluppo e l'utilizzo di un tale tipo di strumento consente al distributore di avere una visione molto più precisa e dettagliata delle perdite, che si rivelano durante l'esercizio della rete, rispetto a quanto fosse fattibile in precedenza, che si rilevano durante l'esercizio della rete. Le perdite sono disponibili per ogni singolo ramo, per ogni trasformatore e sono potenzialmente ri-aggregabili a seconda dell'esigenza e dell'obiettivo del distributore. Per esempio la figura sottostante, per ogni esecuzione temporale, mostra l'aggregazione delle perdite distinte per i trafi AT/MT e i rami della rete di media tensione.

Cabina Primaria Ex-Sit												
Data	P In [kW]	Q In [kVar]	DP Tr HV/MV [kW]	DQ Tr HV/MV [kVar]	N Rami	DP_Rami [kW]	DQ Rami [kVar]	N Gen MT	P Gen MT [kW]	Q Gen MT [kVar]	DP Totali [kW]	DP Totali [%]
2015/02/13 10.15	4919,975	1120,433	66,449	815,740	241	8,909	-999,790	3	-5390,871	-43,027	75,358	1,53%
2015/02/13 12.00	3955,781	2985,273	65,342	785,849	241	6,977	-1005,013	3	-4038,735	675,551	72,319	1,83%
2015/02/13 15.15	5803,178	1245,844	67,897	859,396	241	6,943	-1000,545	3	-3290,903	507,066	74,840	1,29%
2015/02/13 18.00	6913,946	-1020,028	70,011	918,190	241	8,608	-996,346	3	-3490,451	-405,381	78,619	1,14%
2015/02/13 22.30	4281,234	1227,546	66,464	816,283	241	6,239	-1001,211	3	-3494,633	702,221	72,703	1,70%
2015/02/13 23.45	3898,648	1042,255	66,019	802,796	241	5,455	-1005,622	3	-3572,523	645,154	71,475	1,83%

Il significato delle singole colonne è il seguente:

- **Pin, Qin:** potenza complessiva in ingresso alla rete (considerata nella stima);
- **DP Tr HV/MV, DQ Tr HV/MV:** stima delle perdite di potenza attiva/reattiva sui trasformatori AT/MT di Cabina Primaria;
- **N rami:** numero dei rami che compongono la rete MT considerata;
- **DP rami, DQ rami:** stima delle perdite di potenza attiva/reattiva sui tronchi che compongono la rete MT;
- **N Gen MT:** numero di generatori presenti (considerati nella stima) sulla rete MT;
- **P Gen MT, Q Gen MT:** potenza attiva/reattiva considerata per i generatori nel processo di stima;
- **DP Totali [kW]:** stima delle perdite di potenza attiva complessive (trasformatori AT/MT e rami MT);
- **DP Totali [%]:** stima delle perdite di potenza attiva espressa in termini percentuali rispetto alla potenza attiva complessiva in ingresso alla rete.

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

La registrazione di tutte le interruzioni lunghe, brevi e transitorie avviene per tutta la rete del distributore il quale produce e comunica all'AEEGSI annualmente, entro la fine del mese di Marzo, i propri livelli sulla base del suo regime di riferimento. Nel caso di ASM si tratta del regime 11.1.c cioè il distributore dichiara il numero reale di utenti coinvolti in ogni singola interruzione. Una valutazione dell'impatto della sperimentazione sulla qualità del servizio è riportata nei paragrafi successivi. Le registrazioni avvengono tramite l'ausilio del sistema di telecontrollo e del sistema di "Smart Metering".

Per quanto riguarda la qualità della tensione, sono state installate delle apparecchiature di PQ nel punto di connessione degli impianti pilota per verificare la rispondenza alla norma EN50160 della tensione della rete pilota.

RELAZIONE TECNICA	NOME FILE: 20150228_ASM TERNI RELAZIONE FINALE - SMART GRID DELIBERA 39_10_rev23Definitivo.docx	28/02/2015
		pag. 144 di 224



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

I segnali trattati nel progetto sono i seguenti:

- Posizione del commutatore LOCALE/REMOTO;
- Posizione della protezione d'interfaccia.

Detti segnali sono presentati correttamente sull'interfaccia uomo macchina del sistema centrale e trattati con le modalità previste in fase di progetto. Vengono archiviati e l'estrazione degli eventi ad essi relativa ha esito positivo.

Nella tabella seguente è riportato un esempio di acquisizione del commutatore LOCALE/REMOTO che si traduce nell'evento di impianto OPERATIVO/NON OPERATIVO

12/02/15	10:22:29	TER NI	TPT-VILLAVAL	ANCIF AP	;AS102000033/U02;/	IMPIANTO OPERATIVO NON	12/02/2015 10:22:24.260
12/02/15	10:24:09	TER NI	TPT-VILLAVAL	ANCIF AP	;AS102000033/U02;/	IMPIANTO OPERATIVO	12/02/2015 10:24:07.520

Nella tabella seguente è riportato un esempio relativo alla modifica della posizione della protezione d'interfaccia, a seguito di manovre effettuate in locale.

12/02/15	16:23:41	TER NI	PARCHEGG IO D	PARCHEGG IO	;AS102000419/U02;/	APERTURA ANOMALA PI	12/02/2015 16:23:34.040
12/02/15	16:23:41	TER NI	PARCHEGG IO D	PARCHEGG IO	;AS102000419/U02;/	CHIUSURA ANOMALA PI	12/02/2015 16:23:34.940

Nella tabella seguente è riportato un esempio relativo al comando di apertura della protezione d'interfaccia, a seguito di richiesta di tele distacco con esito negativo.

12/02/15	16:23:41	TER NI	PARCHEGG IO D	PARCHEGG IO	;AS102000419/U02;/	MANC AP PI PER TELESCATTO	12/02/2015 16:23:33.635
----------	----------	--------	---------------	-------------	--------------------	---------------------------	-------------------------

I tempi di risposta sono compatibili con quelli previsti in fase di progetto.

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.

Di seguito vengono riportati degli stralci del sistema di monitoraggio degli apparati di comunicazione che è attivo da dicembre 2013.

RELAZIONE TECNICA	NOME FILE: 20150228_ASM TERNI RELAZIONE FINALE - SMART GRID DELIBERA 39_10_rev23Definitivo.docx	28/02/2015
		pag. 145 di 224

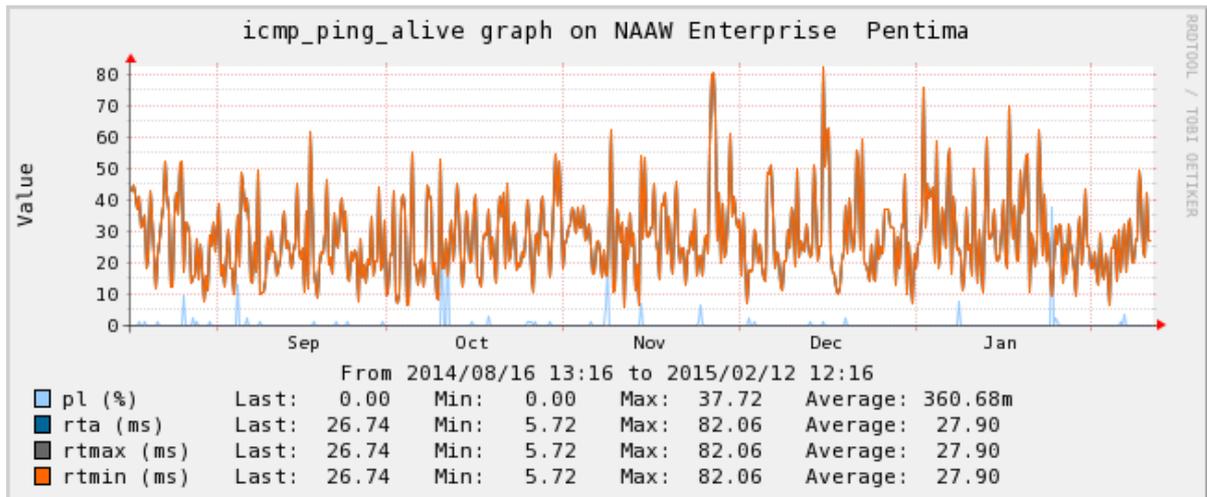


Figura 3.37 – Stralcio del monitoraggio comunicazione Impianto Pilota 2 (Pentima)

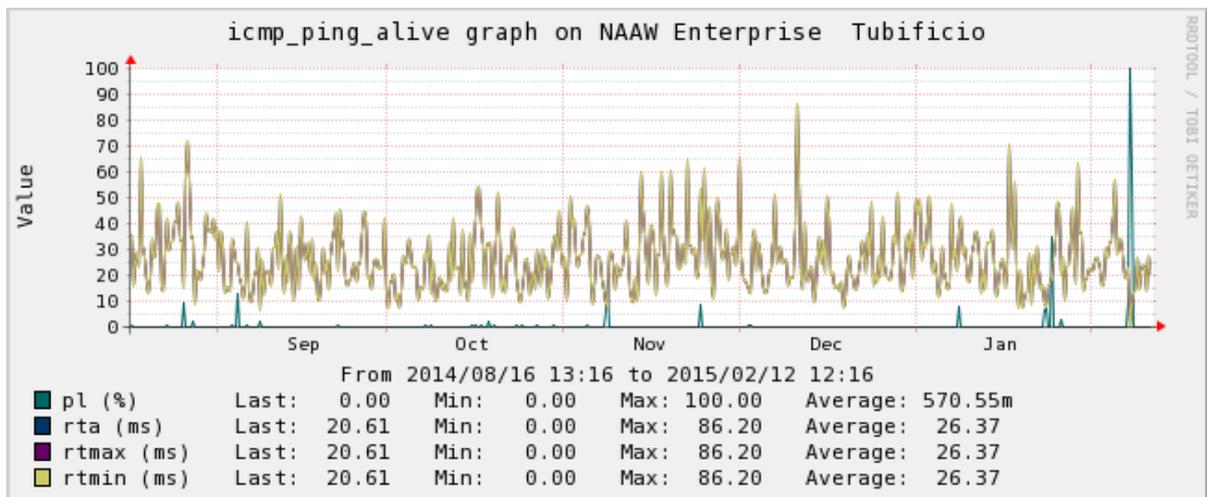


Figura 3.38 – Stralcio del monitoraggio comunicazione Impianto Pilota 3 (Tubificio)

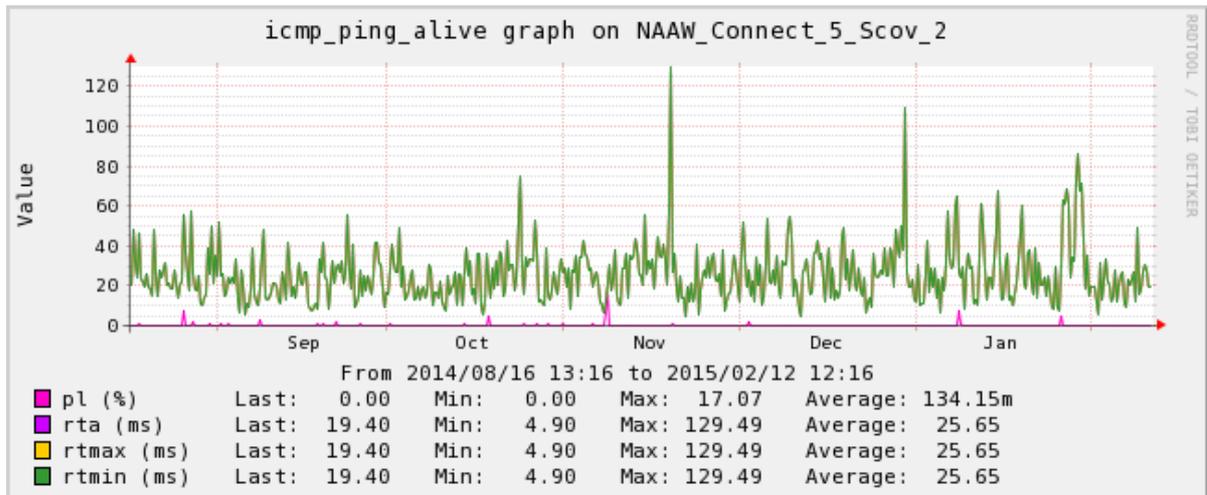


Figura 3.39 – Stralcio del monitoraggio comunicazione Impianto Pilota 5 (SCOV)

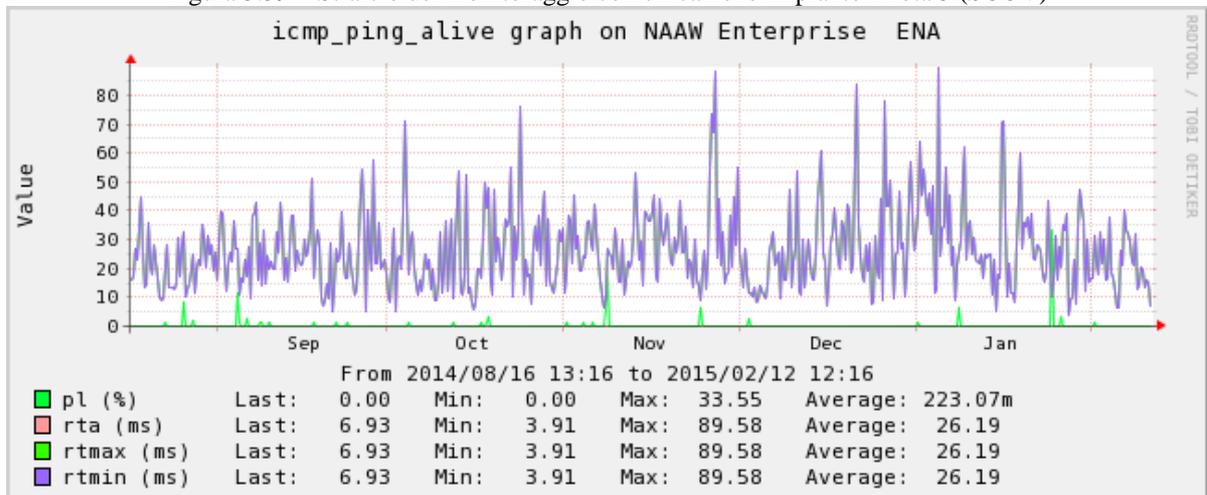


Figura 3.40 – Stralcio del monitoraggio comunicazione Impianto Pilota 1 (TERNIENA)

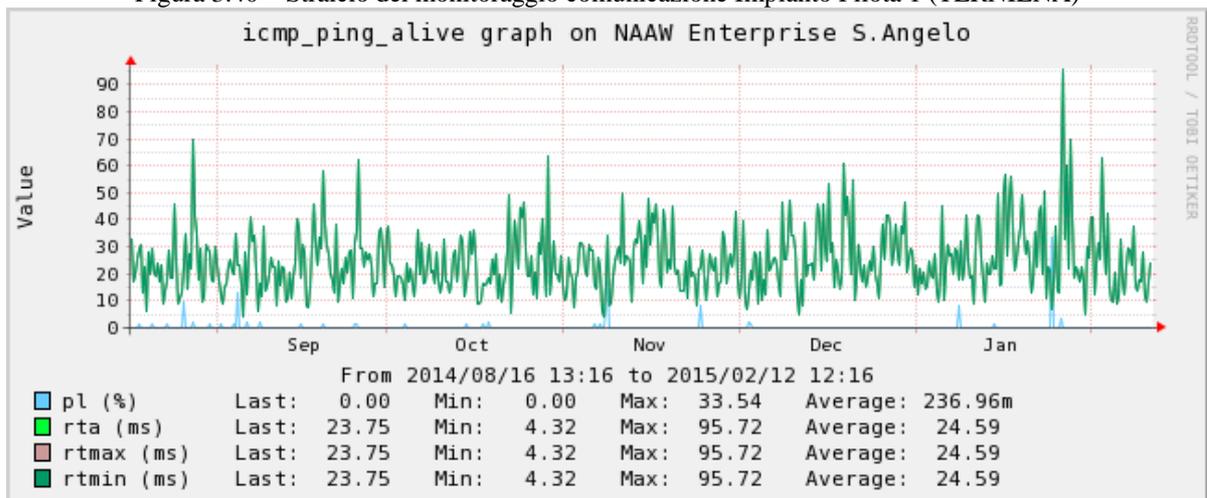


Figura 3.41 – Stralcio del monitoraggio comunicazione nodo Monte Sant'Angelo

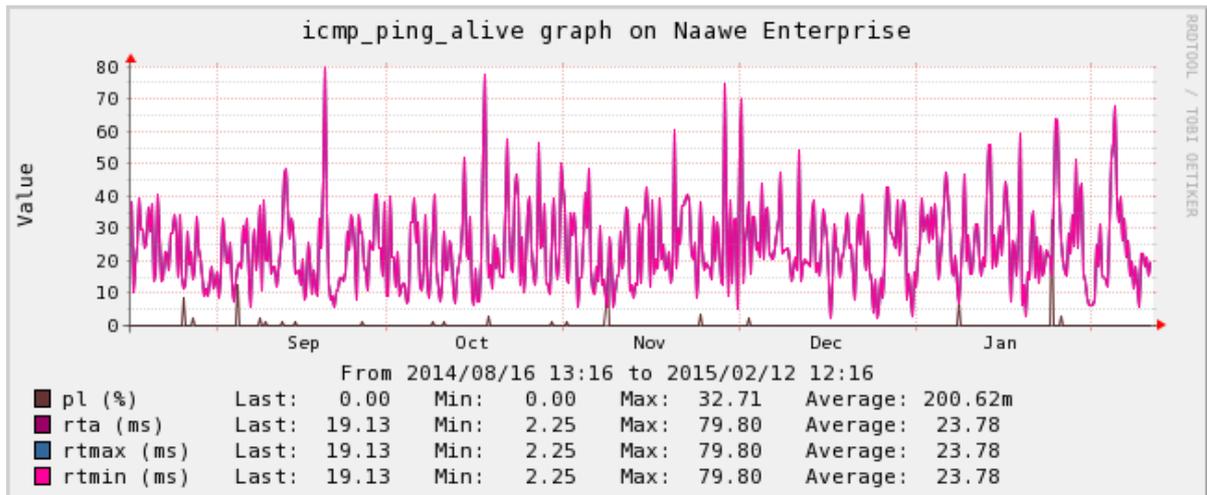


Figura 3.42 – Stralcio del monitoraggio comunicazione nodo ASM

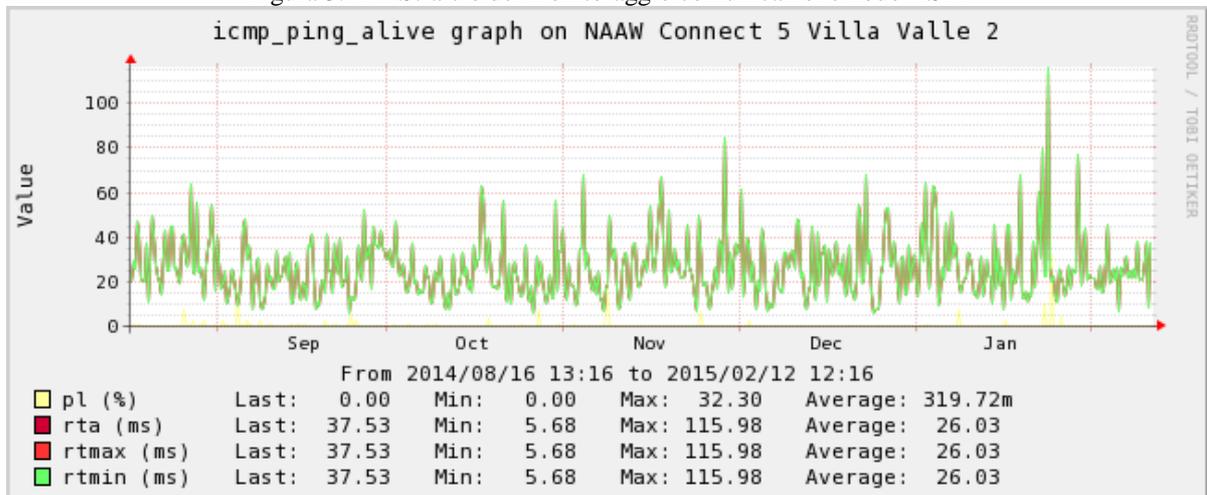


Figura 3.43 – Stralcio del monitoraggio comunicazione nodo Villa Valle

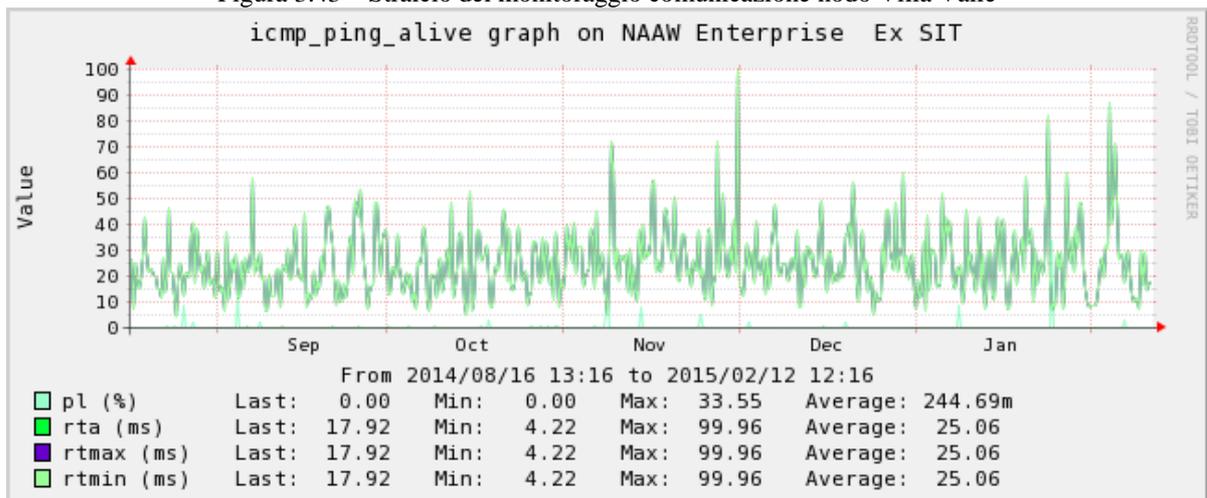


Figura 3.44 – Stralcio del monitoraggio comunicazione nodo Ex Sit



3.3 Generazione intenzionale di eventi in campo

Verifiche tempi di latenza del TELEDISTACCO su rete reale

I tempi di latenza sono stati calcolati partendo dalle verifiche applicate agli scenari esposti nel precedente paragrafo (si riportano gli allarmi di sistema). La notifica dell'evento di "PI APERTA PER TELESCATTO" viene emessa se e solo se l'apertura della PI avviene entro i 200 msec dall'invio del comando, grazie all'implementazione di un controllo temporale sul periferico di cabina primaria (TPT2020). Infatti, qualora tali tempistiche non fossero mantenute, invece del suddetto allarme, sarebbe emesso l'evento "APERTURA ANOMALA PI".



Scenario 1



Scenario 2



Scenario 3

Eventi di servizio

N.Prot.	Data Ora da Sist.	CO	Cab. Primaria	Montante	Ente	Codifica Elemento	Descrizione Evento	Data Ora da Op./App.
37	26/02/2015 08:42:25	TERNI	TPT-EX-SIT	A.S.M.	CABS	CELLI;/	IN PROVA	
38	26/02/2015 08:42:42	TERNI	TPT-EX-SIT	A.S.M.	IMS	CELLI;CELLI/SCOV;/	APERTO FSN AGGIORN MANUALE	
39	26/02/2015 08:42:44	TERNI	PARCHEGGIO D	PARCHEGGIO	DIPEN	;AS102000419/U02;/	PI APERTA PER TELESCATTO	26/02/2015 08:42:42.640
40	26/02/2015 08:42:44	TERNI	PARCHEGGIO D	PARCHEGGIO	DIPEN	;AS102000419/U02;/	CHIUSURA ANOMALA PI	26/02/2015 08:42:43.540
41	26/02/2015 08:42:54	TERNI			IMS	CELLI;CELLI/SCOV;/	RIPRISTINO TELEDISTACCO	26/02/2015 08:42:44.000
42	26/02/2015 08:43:39	TERNI	TPT-EX-SIT	A.S.M.	IMS	CELLI;CELLI/SCOV;/	CHIUSO SN AGGIORN MANUALE	
43	26/02/2015 08:44:43	TERNI	TPT-EX-SIT	A.S.M.	IMS	CELLI;CELLI/MAZZOCCHIO;/	APERTO FSN AGGIORN MANUALE	
44	26/02/2015 08:44:44	TERNI	PARCHEGGIO D	PARCHEGGIO	DIPEN	;AS102000419/U02;/	PI APERTA PER TELESCATTO	26/02/2015 08:44:43.740
45	26/02/2015 08:44:54	TERNI	PARCHEGGIO D	PARCHEGGIO	DIPEN	;AS102000419/U02;/	CHIUSURA ANOMALA PI	26/02/2015 08:44:44.640
46	26/02/2015 08:44:54	TERNI			IMS	CELLI;CELLI/MAZZOCCHIO;/	RIPRISTINO TELEDISTACCO	26/02/2015 08:44:45.000
47	26/02/2015 08:45:56	TERNI	TPT-EX-SIT	A.S.M.	IMS	CELLI;CELLI/MAZZOCCHIO;/	CHIUSO SN AGGIORN MANUALE	
48	26/02/2015 08:46:04	TERNI	TPT-EX-SIT	A.S.M.	CABS	CELLI;/	NON IN PROVA	
49	26/02/2015 08:47:34	TERNI	TPT-EX-SIT	A.S.M.	CABS	SCOV;/	IN PROVA	
50	26/02/2015 08:48:11	TERNI	TPT-EX-SIT	A.S.M.	UPTA	SCOV;CS000419;/	FUORI SCANSIONE	
51	26/02/2015 08:48:22	TERNI	TPT-EX-SIT	A.S.M.	IMS01	SCOV;SCOV/PICCHIOSALLO;/	CHIUSO FSN AGGIORN MANUALE	
52	26/02/2015 08:48:22	TERNI	TPT-EX-SIT	DEPURAT. 1	DIRE		INIZIO PARALLELO FSN	
53	26/02/2015 08:48:22	TERNI	TPT-EX-SIT	A.S.M.	DIRE		INIZIO PARALLELO FSN	
54	26/02/2015 08:48:29	TERNI	TPT-EX-SIT	A.S.M.	IMS	SCOV;SCOV/CELLI;/	APERTO FSN AGGIORN MANUALE	
55	26/02/2015 08:48:29	TERNI	TPT-EX-SIT	A.S.M.	DIRE		FINE PARALLELO SN	
56	26/02/2015 08:48:29	TERNI	TPT-EX-SIT	DEPURAT. 1	DIRE		FINE PARALLELO SN	
57	26/02/2015 08:48:43	TERNI	TPT-EX-SIT	DEPURAT. 1	CABS	PICCHIOSALLO;/	IN PROVA	
58	26/02/2015 08:48:56	TERNI	TPT-EX-SIT	DEPURAT. 1	IMS	PICCHIOSALLO;PICCHIOSALLO/SCOV;/	APERTO FSN AGGIORN MANUALE	
59	26/02/2015 08:49:04	TERNI	PARCHEGGIO D	PARCHEGGIO	DIPEN	;AS102000419/U02;/	PI APERTA PER TELESCATTO	26/02/2015 08:48:57.540
60	26/02/2015 08:49:04	TERNI	PARCHEGGIO D	PARCHEGGIO	DIPEN	;AS102000419/U02;/	CHIUSURA ANOMALA PI	26/02/2015 08:48:58.440
61	26/02/2015 08:49:04	TERNI			IMS	PICCHIOSALLO;PICCHIOSALLO/SCOV;/	RIPRISTINO TELEDISTACCO	26/02/2015 08:48:59.000
62	26/02/2015 08:49:24	TERNI	TPT-EX-SIT	DEPURAT. 1	IMS	PICCHIOSALLO;PICCHIOSALLO/SCOV;/	CHIUSO SN AGGIORN MANUALE	
63	26/02/2015 08:49:42	TERNI	TPT-EX-SIT	A.S.M.	IMS	SCOV;SCOV/CELLI;/	CHIUSO SN AGGIORN MANUALE	
64	26/02/2015 08:49:42	TERNI	TPT-EX-SIT	A.S.M.	DIRE		INIZIO PARALLELO FSN	
65	26/02/2015 08:49:42	TERNI	TPT-EX-SIT	DEPURAT. 1	DIRE		INIZIO PARALLELO FSN	
66	26/02/2015 08:49:50	TERNI	TPT-EX-SIT	A.S.M.	IMS01	SCOV;SCOV/PICCHIOSALLO;/	APERTO SN AGGIORN MANUALE	
67	26/02/2015 08:49:50	TERNI	TPT-EX-SIT	A.S.M.	DIRE		FINE PARALLELO SN	
68	26/02/2015 08:49:50	TERNI	TPT-EX-SIT	DEPURAT. 1	DIRE		FINE PARALLELO SN	
69	26/02/2015 08:50:03	TERNI	TPT-EX-SIT	DEPURAT. 1	CABS	PICCHIOSALLO;/	NON IN PROVA	

Gli allarmi elementari gestiti dal Sistema di telecontrollo durante il Teledistacco per il **primo scenario** sono:

- Apertura IMS (in uscita) su CS a monte di SCOV (08:42:42)
08:42:42.640, IPGEN, AS102000419U02, T_APPITS
- 08:42:43.540, IPGEN, AS102000419U02, T_CHPIAN
- 08:42:44.000, INTCS, , T_RIPPROD, 0
- Chiusura IMS (in uscita) su CS a monte di SCOV

- **PI APERTA PER TELESCATTO**
- **CHIUSURA ANOMALA PI**
- **RIPRISTINO TELEDISTACCO**

Si riportano inoltre le informazioni con le tracce del TELEDISTACCO registrate sul sistema di telecontrollo (**Scenario 1**):

Riceve MSG_APIO_TD:
Inserisco il Primo Teledistacco!!
08:42:42>Teledistacco Ente <IMCS> CG1 <AS102000418101>
08:42:42>CG2 <> Test: 0
08:42:42>TAG1: 4353 TAG2: 16908802
08:42:42>TAG3: 33882112 TAG4: 0

RELAZIONE TECNICA	NOME FILE: 20150228_ASM TERNI RELAZIONE FINALE - SMART GRID DELIBERA 39_10_rev23Definitivo.docx	28/02/2015
		pag. 149 di 224



08:42:42>TAG5: 0 TAG6: 0
08:42:42>TAG7: 0 TAG8: 0
08:42:42>TAG9: 0 TAG10: 0
08:42:42>TAG11: 0 TAG12: 0
08:42:42>Identificativo per G_TIMERS: 8001

*Thu Feb 26 08:42:42 2015*g_comied.exe(274)*[LE_DGSGEN]*RA:0x804b7a2
%INF% Iec61850GseOuConfirm Esito: ACK User 1 Cause 12

*Thu Feb 26 08:42:42 2015*g_comied.exe(274)*[LE_DGSGEN]*RA:0x804b7ca
%INF% Iec61850GseOuConfirm valint 458752, Id VAR: 12

*Thu Feb 26 08:42:42 2015*g_comied.exe(274)*[LE_DGSGEN]*RA:0x8053651
%INF% M_ME_TF_1 REPORT: UID 1 Tm-Float-WT TypeId 36, IdObj 1, Value -24.287998, Quality 0 - Thu Feb 26 08:42:41 2015

*Thu Feb 26 08:42:42 2015*g_comied.exe(274)*[LE_DGSGEN]*RA:0x8053651
%INF% M_ME_TF_1 REPORT: UID 1 Tm-Float-WT TypeId 36, IdObj 2, Value 1.617000, Quality 0 - Thu Feb 26 08:42:42 2015

8:42:42>Riceve MSG_APIO_TAGS
08:42:42>INVIO TAG Su sezc Link 3
08:42:42>INVIO TAG Coord1: 2 Coord2: 0
08:42:42> Valore: 0

08:42:42>INVIO TAG Coord1: 2 Coord2: 1
08:42:42> Valore: 33687555

(omissis...)

08:42:42>INVIO TAG Coord1: 2 Coord2: 10
08:42:42> Valore: 0

08:42:42>INVIO TAG Coord1: 2 Coord2: 11
08:42:42> Valore: 0

*Thu Feb 26 08:42:42 2015*g_comied.exe(274)*[LE_DGSGEN]*RA:0x804ba3b
%INF% Iec61850CisConfirm valore 0, ACK Cause 5 Coord 2.0

08:42:42>Riceve Esito SP Coord 2.0 verifico se e' una TAG
08:42:42>Trovata struttura con SEZC link 3
08:42:42>Procedura non terminata, attendo almeno esito della TAG di coord 2.1
08:42:42>Verifica TAG USCITA!!

*Thu Feb 26 08:42:42 2015*g_comied.exe(274)*[LE_DGSGEN]*RA:0x804ba3b
%INF% Iec61850CisConfirm valore 33687555, ACK Cause 5 Coord 2.1

08:42:42>Riceve Esito SP Coord 2.1 verifico se e' una TAG
08:42:42>Trovata struttura con SEZC link 3
08:42:42>Procedura non terminata, attendo almeno esito della TAG di coord 2.2
08:42:42>Verifica TAG USCITA!!

*Thu Feb 26 08:42:42 2015*g_comied.exe(274)*[LE_DGSGEN]*RA:0x804ba3b
%INF% Iec61850CisConfirm valore 0, ACK Cause 5 Coord 2.2

(omissis...)

08:42:42>Riceve Esito SP Coord 2.10 verifico se e' una TAG
08:42:42>Trovata struttura con SEZC link 3
08:42:42>Procedura non terminata, attendo almeno esito della TAG di coord 2.11
08:42:42>Verifica TAG USCITA!!

*Thu Feb 26 08:42:42 2015*g_comied.exe(274)*[LE_DGSGEN]*RA:0x804ba3b
%INF% Iec61850CisConfirm valore 0, ACK Cause 5 Coord 2.11

08:42:42>Riceve Esito SP Coord 2.11 verifico se e' una TAG
08:42:42>Trovata struttura con SEZC link 3
08:42:42>INVIO TAG 1 VALIDA Coord1: 2 Coord2: 0
08:42:42> Valore: 4353

RELAZIONE TECNICA	NOME FILE: 20150228_ASM TERNI RELAZIONE FINALE - SMART GRID DELIBERA 39_10_rev23Definitivo.docx	28/02/2015
		pag. 150 di 224



08:42:42>Verifica TAG USCITA!!

*Thu Feb 26 08:42:42 2015*g_comied.exe(274)*[LE_DGSGEN]*RA:0x804ba3b
%INF% Iec61850CisConfirm valore 4353, ACK Cause 5 Coord 2.0

08:42:42>Riceve Esito SP Coord 2.0 verifico se e' una TAG
08:42:42>Trovata struttura con SEZC link 3
08:42:42>Fine invio TAG su SEZC: 3
08:42:42>Elimina_struttura_tags SEZC 3 Tutti? 0
08:42:42>Eliminato!
08:42:42>Dopo Elimina Struttura TAG Punt: 0
08:42:42>Verifica TAG USCITA!!

*Thu Feb 26 08:42:43 2015*g_comied.exe(274)*[LE_DGSGEN]*RA:0x8052f72
%INF% M_SP_TB_1 REPORT: UID 1 Ts-Sing-WT TypeId 30, IdObj 19, Value 0, Quality 0 - Thu Feb 26
08:42:43 2015
.9063890
08:42:44>TERMINO Teledistacco Ente <IMCS> CG1 <AS102000418101>
08:42:44> CG2 <> Test: 0
08:42:44> ESITO :1
08:42:44>Evento per Teledistacco: IndDiz: 4487 emesso su SEZC finto di Link 0, con elemento associato: 0
08:42:44>Fine di tutti i TD

Gli allarmi elementari gestiti dal Sistema di telecontrollo durante il Teledistacco per il **secondo scenario** sono:

→Apertura IMS (in entrata) su CS a monte di SCOV (08:44:43)
08:44:43.740, IPGEN, AS102000419U02, T_APPITS → **APERTURA PI PER TELESCATTO**
08:44:44.640, IPGEN, AS102000419U02, T_CHPIAN → **CHIUSURA ANOMALA PI**
08:44:45.000, INTCS, , T_RIPPROD, 0 → **RIPRISTINO TELEDISTACCO**
→Chiusura IMS (in entrata) su CS a monte di SCOV

Si riportano inoltre le informazioni con le tracce del TELEDISTACCO registrate sul sistema di telecontrollo (**Scenario 2**):

Inserisco il Primo Teledistacco!!
08:44:43>Teledistacco Ente <IMCS> CG1 <AS102000418102>
08:44:43>CG2 <> Test: 0
08:44:43>TAG1: 4353 TAG2: 16908802
08:44:43>TAG3: 33816576 TAG4: 0
08:44:43>TAG5: 0 TAG6: 0
08:44:43>TAG7: 0 TAG8: 0
08:44:43>TAG9: 0 TAG10: 0
08:44:43>TAG11: 0 TAG12: 0
08:44:43>Identificativo per G_TIMERS: 8001
*Thu Feb 26 08:44:43 2015*g_comied.exe(274)*[LE_DGSGEN]*RA:0x804b7a2
%INF% Iec61850GseOuConfirm Esito: ACK User 1 Cause 12

*Thu Feb 26 08:44:43 2015*g_comied.exe(274)*[LE_DGSGEN]*RA:0x804b7ca
%INF% Iec61850GseOuConfirm valint 458752, Id VAR: 12

08:44:43>Riceve MSG_APIO_TAGS
08:44:43>INVIO TAG Su sezc Link 3
08:44:43>INVIO TAG Coord1: 2 Coord2: 0
08:44:43> Valore: 0

08:44:43>INVIO TAG Coord1: 2 Coord2: 1
08:44:43> Valore: 33687555

08:44:43>INVIO TAG Coord1: 2 Coord2: 2
08:44:43> Valore: 0

(omissis...)
08:44:43>INVIO TAG Coord1: 2 Coord2: 10

RELAZIONE TECNICA	NOME FILE: 20150228_ASM TERNI RELAZIONE FINALE - SMART GRID DELIBERA 39_10_rev23Definitivo.docx	28/02/2015
		pag. 151 di 224



08:44:43> Valore: 0

08:44:43>INVIO TAG Coord1: 2 Coord2: 11

08:44:43> Valore: 0

*Thu Feb 26 08:44:43 2015*g_comied.exe(274)*[LE_DGSGEN]*RA:0x804ba3b
%INF% Iec61850CisConfirm valore 0, ACK Cause 5 Coord 2.0

08:44:43>Riceve Esito SP Coord 2.0 verifico se e' una TAG

08:44:43>Trovata struttura con SEZC link 3

08:44:43>Procedura non terminata, attendo almeno esito della TAG di coord 2.1

08:44:43>Verifica TAG USCITA!!

*Thu Feb 26 08:44:43 2015*g_comied.exe(274)*[LE_DGSGEN]*RA:0x804ba3b
%INF% Iec61850CisConfirm valore 33687555, ACK Cause 5 Coord 2.1

08:44:43>Riceve Esito SP Coord 2.1 verifico se e' una TAG

08:44:43>Trovata struttura con SEZC link 3

08:44:43>Procedura non terminata, attendo almeno esito della TAG di coord 2.2

08:44:43>Verifica TAG USCITA!!

*Thu Feb 26 08:44:43 2015*g_comied.exe(274)*[LE_DGSGEN]*RA:0x804ba3b
%INF% Iec61850CisConfirm valore 0, ACK Cause 5 Coord 2.2

(omissis...)

08:44:43>Riceve Esito SP Coord 2.10 verifico se e' una TAG

08:44:43>Trovata struttura con SEZC link 3

08:44:43>Procedura non terminata, attendo almeno esito della TAG di coord 2.11

08:44:43>Verifica TAG USCITA!!

*Thu Feb 26 08:44:43 2015*g_comied.exe(274)*[LE_DGSGEN]*RA:0x804ba3b
%INF% Iec61850CisConfirm valore 0, ACK Cause 5 Coord 2.11

08:44:43>Riceve Esito SP Coord 2.11 verifico se e' una TAG

08:44:43>Trovata struttura con SEZC link 3

08:44:43>INVIO TAG 1 VALIDA Coord1: 2 Coord2: 0

08:44:43> Valore: 4353

08:44:43>Verifica TAG USCITA!!

*Thu Feb 26 08:44:43 2015*g_comied.exe(274)*[LE_DGSGEN]*RA:0x804ba3b
%INF% Iec61850CisConfirm valore 4353, ACK Cause 5 Coord 2.0

08:44:43>Riceve Esito SP Coord 2.0 verifico se e' una TAG

08:44:43>Trovata struttura con SEZC link 3

08:44:43>Fine invio TAG su SEZC: 3

08:44:43>Elimina_struttura_tags SEZC 3 Tutti? 0

08:44:43>Eliminato!

08:44:43>Dopo Elimina Struttura TAG Punt: 0

08:44:43>Verifica TAG USCITA!!

*Thu Feb 26 08:44:44 2015*g_comied.exe(274)*[LE_DGSGEN]*RA:0x8052f72

%INF% M_SP_TB_1 REPORT: UID 1 Ts-Sing-WT TypeId 30, IdObj 19, Value 0, Quality 0 - Thu Feb 26

08:44:44 2015

.10741612

08:44:45>TERMINO Teledistacco Ente <IMCS> CG1 <AS102000418102>

08:44:45> CG2 <> Test: 0

08:44:45> ESITO :1

08:44:45>Evento per Teledistacco: IndDiz: 4487 emesso su SEZC finto di Link 0, con elemento associato: 0

08:44:45>Fine di tutti i TD

Gli allarmi elementari gestiti dal Sistema di telecontrollo durante il Teledistacco per il **terzo scenario** sono:

→Apertura IMS su CS affacciata a SCOV (08:48:57)

RELAZIONE TECNICA	NOME FILE: 20150228_ASM TERNI RELAZIONE FINALE - SMART GRID DELIBERA 39_10_rev23Definitivo.docx	28/02/2015
		pag. 152 di 224



08:48:57.540, IPGEN, AS102000419U02, T_APPITS → **APERTURA PI PER TELESCATTO**
08:48:58.440, IPGEN, AS102000419U02, T_CHPIAN → **CHIUSURA ANOMALA PI**
08:48:59.000, INTCS, , T_RIPPROD, 0 → **RIPRISTINO TELEDISTACCO**
→ Chiusura IMS (contro-alimentazione) su CS affacciata a SCOV

Si riportano inoltre le informazioni con le tracce del TELEDISTACCO registrate sul sistema di telecontrollo (**Scenario 3**):

Riceve MSG_APIO_TD:
Inserisco il Primo Teledistacco!!
08:48:56>Teledistacco Ente <IMCS> CG1 <AS102000425103>
08:48:56>CG2 <> Test: 0
08:48:56>TAG1: 4353 TAG2: 16909066
08:48:56>TAG3: 33619968 TAG4: 0
08:48:56>TAG5: 0 TAG6: 0
08:48:56>TAG7: 0 TAG8: 0
08:48:56>TAG9: 0 TAG10: 0
08:48:56>TAG11: 0 TAG12: 0
08:48:56>Identificativo per G_TIMERS: 8001

*Thu Feb 26 08:48:56 2015*g_comied.exe(274)*[LE_DGSGEN]*RA:0x804b7a2
%INF% Iec61850GseOuConfirm Esito: ACK User 1 Cause 12

*Thu Feb 26 08:48:56 2015*g_comied.exe(274)*[LE_DGSGEN]*RA:0x804b7ca
%INF% Iec61850GseOuConfirm valint 458752, Id VAR: 12

08:48:57>Riceve MSG_APIO_TAGS
08:48:57>INVIO TAG Su sezc Link 3
08:48:57>INVIO TAG Coord1: 2 Coord2: 0
08:48:57> Valore: 0

08:48:57>INVIO TAG Coord1: 2 Coord2: 1
08:48:57> Valore: 33687555

08:48:57>INVIO TAG Coord1: 2 Coord2: 2
08:48:57> Valore: 0

(omissis...)

08:48:57>INVIO TAG Coord1: 2 Coord2: 10
08:48:57> Valore: 0

08:48:57>INVIO TAG Coord1: 2 Coord2: 11
08:48:57> Valore: 0

*Thu Feb 26 08:48:57 2015*g_comied.exe(274)*[LE_DGSGEN]*RA:0x804ba3b
%INF% Iec61850CisConfirm valore 0, ACK Cause 5 Coord 2.0

08:48:57>Riceve Esito SP Coord 2.0 verifico se e' una TAG
08:48:57>Trovata struttura con SEZC link 3
08:48:57>Procedura non terminata, attendo almeno esito della TAG di coord 2.1
08:48:57>Verifica TAG USCITA!!

*Thu Feb 26 08:48:57 2015*g_comied.exe(274)*[LE_DGSGEN]*RA:0x804ba3b
%INF% Iec61850CisConfirm valore 33687555, ACK Cause 5 Coord 2.1

08:48:57>Riceve Esito SP Coord 2.1 verifico se e' una TAG
08:48:57>Trovata struttura con SEZC link 3
08:48:57>Procedura non terminata, attendo almeno esito della TAG di coord 2.2
08:48:57>Verifica TAG USCITA!!

(omissis...)

08:48:57>Riceve Esito SP Coord 2.9 verifico se e' una TAG
08:48:57>Trovata struttura con SEZC link 3
08:48:57>Procedura non terminata, attendo almeno esito della TAG di coord 2.10
08:48:57>Verifica TAG USCITA!!

RELAZIONE TECNICA	NOME FILE: 20150228_ASM TERNI RELAZIONE FINALE - SMART GRID DELIBERA 39_10_rev23Definitivo.docx	28/02/2015
		pag. 153 di 224



*Thu Feb 26 08:48:57 2015*g_comied.exe(274)*[LE_DGSGEN]*RA:0x804ba3b
%INF% Iec61850CisConfirm valore 0, ACK Cause 5 Coord 2.10

08:48:57>Riceve Esito SP Coord 2.10 verifico se e' una TAG
08:48:57>Trovata struttura con SEZC link 3
08:48:57>Procedura non terminata, attendo almeno esito della TAG di coord 2.11
08:48:57>Verifica TAG USCITA!!

*Thu Feb 26 08:48:57 2015*g_comied.exe(274)*[LE_DGSGEN]*RA:0x804ba3b
%INF% Iec61850CisConfirm valore 0, ACK Cause 5 Coord 2.11

08:48:57>Riceve Esito SP Coord 2.11 verifico se e' una TAG
08:48:57>Trovata struttura con SEZC link 3
08:48:57>INVIO TAG 1 VALIDA Coord1: 2 Coord2: 0
08:48:57> Valore: 4353

08:48:57>Verifica TAG USCITA!!

*Thu Feb 26 08:48:57 2015*g_comied.exe(274)*[LE_DGSGEN]*RA:0x804ba3b
%INF% Iec61850CisConfirm valore 4353, ACK Cause 5 Coord 2.0

08:48:57>Riceve Esito SP Coord 2.0 verifico se e' una TAG
08:48:57>Trovata struttura con SEZC link 3
08:48:57>Fine invio TAG su SEZC: 3
08:48:57>Elimina_struttura_tags SEZC 3 Tutti? 0
08:48:57>Eliminato!
08:48:57>Dopo Elimina Struttura TAG Punt: 0
08:48:57>Verifica TAG USCITA!!

*Thu Feb 26 08:48:58 2015*g_comied.exe(274)*[LE_DGSGEN]*RA:0x8052f72
%INF% M_SP_TB_1 REPORT: UID 1 Ts-Sing-WT TypeId 30, IdObj 19, Value 0, Quality 0 - Thu Feb 26
08:48:58 2015
.7386169

08:48:58>TERMINO Teledistacco Ente <IMCS> CG1 <AS102000425103>

08:48:58> CG2 <> Test: 0

08:48:58> ESITO :1

08:48:59>Evento per Teledistacco: IndDiz: 4487 emesso su SEZC finto di Link 0, con elemento associato: 0

08:48:59>Fine di tutti i TD

Risultati ottenuti:

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

3.4 Indicatori precedenti e successivi agli interventi di smartizzazione

3.4.1 Continuità del servizio

Al fine di valutare l'impatto della sperimentazione sulla qualità del servizio sono stati messi a confronto i dati raccolti dal sistema di smart metering per gli anni 2013 e 2014. Il distributore utilizza infatti i contatori elettronici ai fini della raccolta dei dati delle interruzioni. Tali dati vengono poi elaborati e messi in relazione con quelli provenienti dallo SCADA (manovre, assetto di rete, ecc.). Andando ad isolare esclusivamente la porzioni di rete interessata e quindi montanti in cui sono installati gli

RELAZIONE TECNICA	NOME FILE: 20150228_ASM TERNI RELAZIONE FINALE - SMART GRID DELIBERA 39_10_rev23Definitivo.docx	28/02/2015
		pag. 154 di 224



impianti pilota si è riscontrato una significativa riduzione del numero di interruzioni (sia transitorie che breve che lunghe come si può vedere in **Figura 3.45**).

E' chiaro che concorrono a modificare i valori degli indicatori un elevato numero di fattori, alcuni dei quali anche aleatori. Si ritiene comunque significativo il fatto che a valle della sostituzione del sistema di telecontrollo la qualità del servizio sia migliorata. Questo dipende da alcuni fattori migliorativi che ha introdotto la sperimentazione rispetto alla vecchia architettura di telecontrollo e che hanno avuto un impatto sull'intera rete, in particolare:

- il numero di cabine secondarie telecontrollate è aumentato di circa 20 unità, non era infatti più possibile aggiungere ulteriori cabine secondarie telecontrollate a causa della saturazione dei precedenti canali di comunicazione;
- la precedente interfaccia di comunicazione aveva la necessità, per alcuni apparati periferici, di utilizzare un convertitore di protocollo con ritardi nella comunicazione, nel caso di manovre per la modifica di assetto, anche dell'ordine del minuto;
- la comunicazione con le cabine primarie risulta notevolmente più rapida ed affidabile;
- la comunicazione con le cabine primarie è stata ridondata con una rete mesh always-on e con SIM dati di cabina primaria come ulteriore sicurezza;
- il sistema SCADA ha introdotto nuovi e migliori strumenti di post processing per la conduzione della rete;
- la sostituzione delle RTU di cabina primaria ha dato la possibilità di fare numerosi test sul comportamento delle apparecchiature di campo di cabina primaria.

Andando a valutare i dati a disposizione su tutta la rete risulta inoltre che per l'anno 2014 solamente 6 utenti MT hanno avuto un numero di interruzioni oltre la soglia, questi utenti sono tutti connessi su una direttrice che non è stata coinvolta dalla sperimentazione e che storicamente purtroppo ha un basso livello di qualità a causa del tracciato.

	Alta Conc.	Bassa Conc.	Totale complessivo
Utenti MT con un numero di interruzioni in soglia	131	58	189
Utenti MT con un numero di interruzioni oltre la soglia	0	6	6
TOTALE	131	64	195

RELAZIONE TECNICA	NOME FILE: 20150228_ASM TERNI RELAZIONE FINALE - SMART GRID DELIBERA 39_10_rev23Definitivo.docx	28/02/2015
		pag. 155 di 224

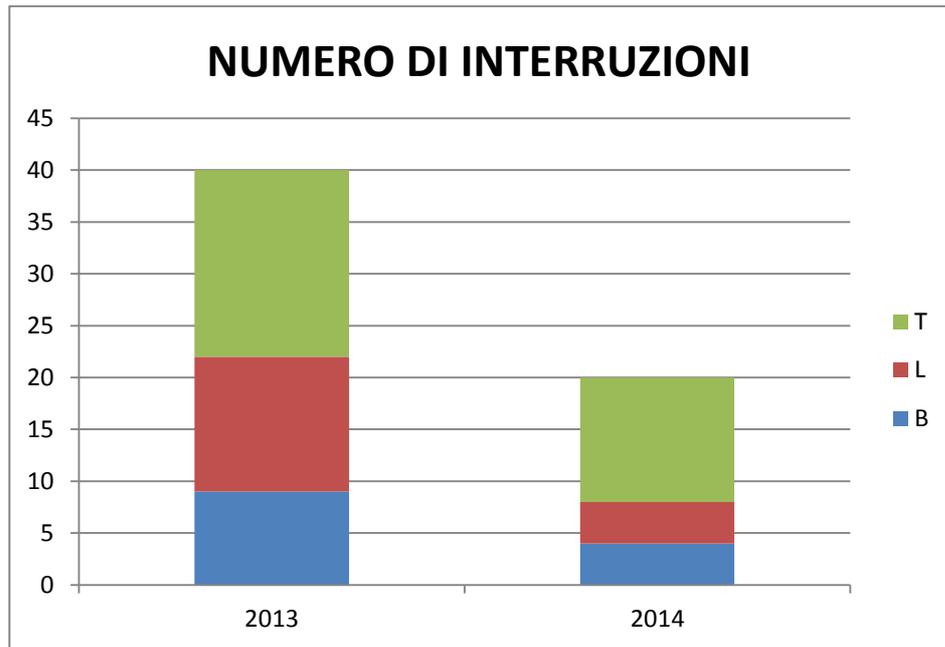


Figura 3.45 – Confronto del numero di interruzione fra l'anno 2013 e l'anno 2014 per i montanti smartizzati

3.4.2 Qualità della tensione

La valutazione dell'impatto della sperimentazione sulla qualità della tensione è stato effettuato mediante la raccolta dei dati provenienti da apparecchiature di monitoraggio della PQ installate presso le cabine secondarie degli impianti pilota di produzione i cui risultati sono riportati di seguito. Non si sono riscontrate sostanzialmente delle violazioni rispetto ai limiti imposti dalla norma EN50160 nell'arco di un anno di osservazione. Nella tabella successiva è riportato un riepilogo prodotto dal sistema di monitoraggio della PQ per l'anno 2014 relativamente agli impianti pilota.



Analisi Violazione EN50160

ANNO	M E S E	IMPIANTO													
		C.EX SIT TR1	C.EX SIT TR1	C.EX SIT TR2	C.EX SIT TR2	C.P Villa Valle Sbarra Verde TR6	C.P Villa Valle Sbarra Verde TR6	CENTR ALE PENTI MA	CENTR ALE PENTI MA	TERNI-ENA	TERNI-ENA	TUBIFICIO	TUBIFICIO	SCOV	SCOV
		Media di Percentuale entro il ±10%	Media di Percentuale entro il ±15%	Media di Percentuale entro il ±10%	Media di Percentuale entro il ±15%	Media di Percentuale entro il ±10%	Media di Percentuale entro il ±15%	Media di Percentuale entro il ±10%	Media di Percentuale entro il ±15%	Media di Percentuale entro il ±10%	Media di Percentuale entro il ±15%	Media di Percentuale entro il ±10%	Media di Percentuale entro il ±15%	Media di Percentuale entro il ±10%	Media di Percentuale entro il ±15%
2014	1	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
2014	2	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
2014	3	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
2014	4	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
2014	5	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
2014	6	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
2014	7	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
2014	8	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
2014	9	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
2014	0	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
2014	1	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
2014	1	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
2014	2	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
2014	Totale	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100

Come ulteriore verifica relativa all’impatto della regolazione della tensione mediante il controllo del fattore di potenza degli impianti pilota, sono stati riportati due grafici con gli andamenti della tensione degli impianti pilota n°5 e n°2. Nel primo caso si è riscontrato la tendenza a contenere le oscillazioni della tensione di BT da parte del sistema dei regolazione della tensione. Nei periodi di tempo in cui la regolazione è attiva le oscillazioni sono risultate leggermente più contenute, è chiaro che vista la potenza dell’impianto e la sua vicinanza alla cabina primaria, il suo impatto è contenuto.

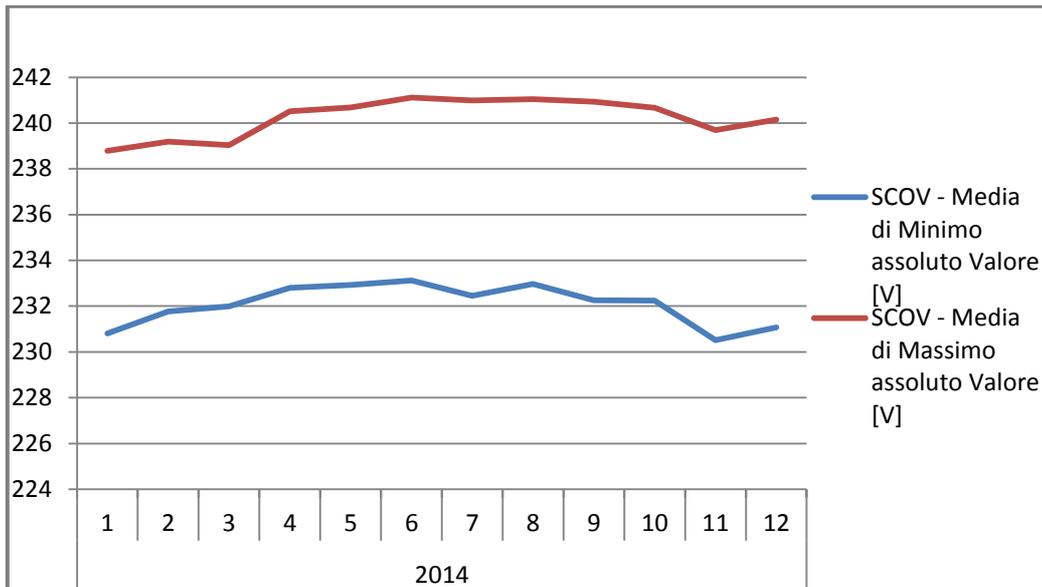


Figura 3.46 – Andamento delle tensioni Massime e Minime (valori medi mensili) per l'impianto pilota n°5

Relativamente all'impianto pilota numero 2, mettendo a confronto l'andamento del valore massimo mediato al mese della tensione di cabina secondaria con quello della sbarra della cabina primaria si è riscontrato un impatto sensibile sulle variazioni della tensione. Nell'ultima parte dell'anno (da ottobre 2014) la regolazione è stata esclusa temporaneamente e questo ha evidenziato come le oscillazioni di tensione siano aumentate anche in cabina primaria. Questo è dovuto al fatto che l'impianto è di una potenza rilevante e che le sbarre di cabina secondaria, essendo abbastanza scariche, lavorano molto spesso in controflusso.

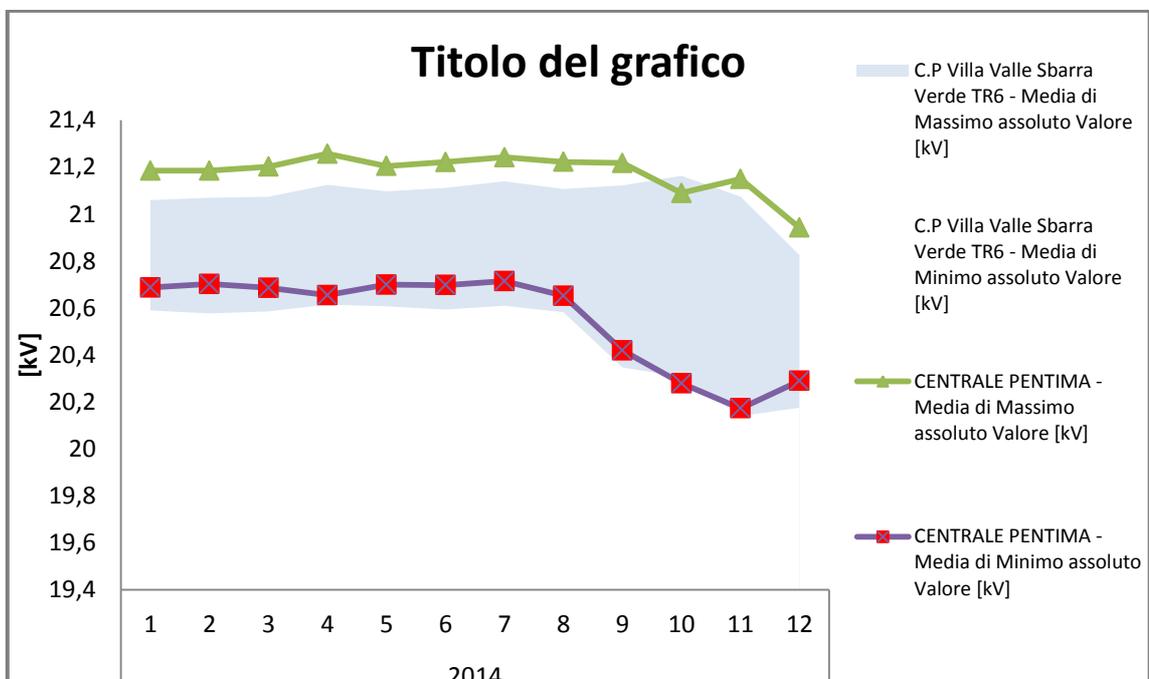


Figura 3.47 – Andamento delle tensioni Massime e Minime (valori medi mensili) per l'impianto pilota n°2



A titolo di esempio delle possibilità introdotte con il modello della rete del sistema SCADA si riporta una elaborazione dello studio di alcuni scenari eseguiti con la stima dello stato in un giorno ferialo della stagione invernale, oltre alle perdite di rete è stato possibile stimare il profilo di tensione di tutti i nodi. Si riporta l'andamento delle tensioni sulla direttrice P. Marat (su cui è presente l'impianto Tubificio) e sulla direttrice A.S.M. (su cui è presente l'impianto SCOV):

Data	Direttrice A.S.M.					Direttrice P.Marat.						
	AS001000017037	AS1020004141A1	AS1020004171A1	AS1020004181A1	AS1020004191A1	AS001000017037	AS1020004361A1	AS1020004371A1	AS1020007531A1	AS1020004381A1	AS1020004391A1	AS1020004401A1
2015/02/13 10.15	20,400387	20,400631	20,400851	20,401238	20,401617	20,400387	20,401457	20,403400	20,405718	20,408190	20,408060	20,407985
2015/02/13 12.00	20,500622	20,500624	20,500695	20,500906	20,501157	20,500622	20,501244	20,502504	20,504049	20,505579	20,505505	20,505459
2015/02/13 15.15	20,472084	20,472327	20,472546	20,472932	20,473309	20,472084	20,470932	20,469172	20,467928	20,466848	20,466663	20,466558
	Sbarra MT di CP	Sbarra MT di CS (Generatore)	Sbarra MT di CP	Sbarra MT di CS (Generatore)	Sbarra MT di CS	Sbarra MT di CS						

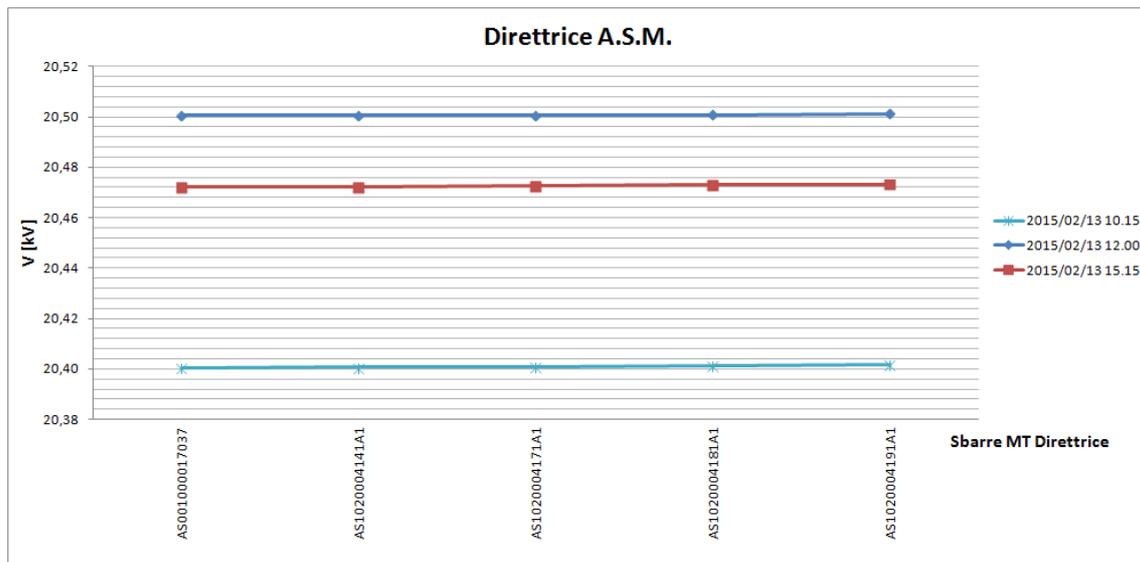


Figura 3.48 – Andamento dei profili di tensione sul montante ASM ricavate tramite il modello della rete

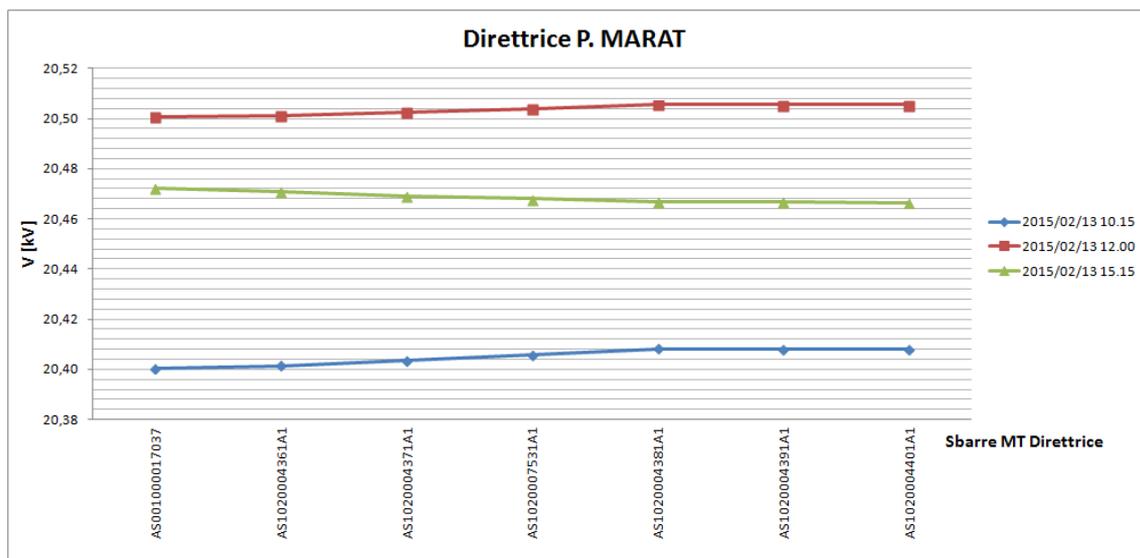


Figura 3.49 – Andamento dei profili di tensione sul montante P.Maratta ricavate tramite il modello della rete



Dato che l'algoritmo di calcolo è innescato in maniera continuativa durante l'arco della giornata, è possibile tracciare l'andamento temporale della tensione anche per qualsiasi nodo (ad esempio per nodi particolarmente critici).

Si riporta quindi l'andamento della tensione per una durata di circa 7 ore per evidenziare che, ponendoci per esempio a metà della direttrice di ASM, la tensione stimata dell'algoritmo (in assenza di misure) è la seguente:

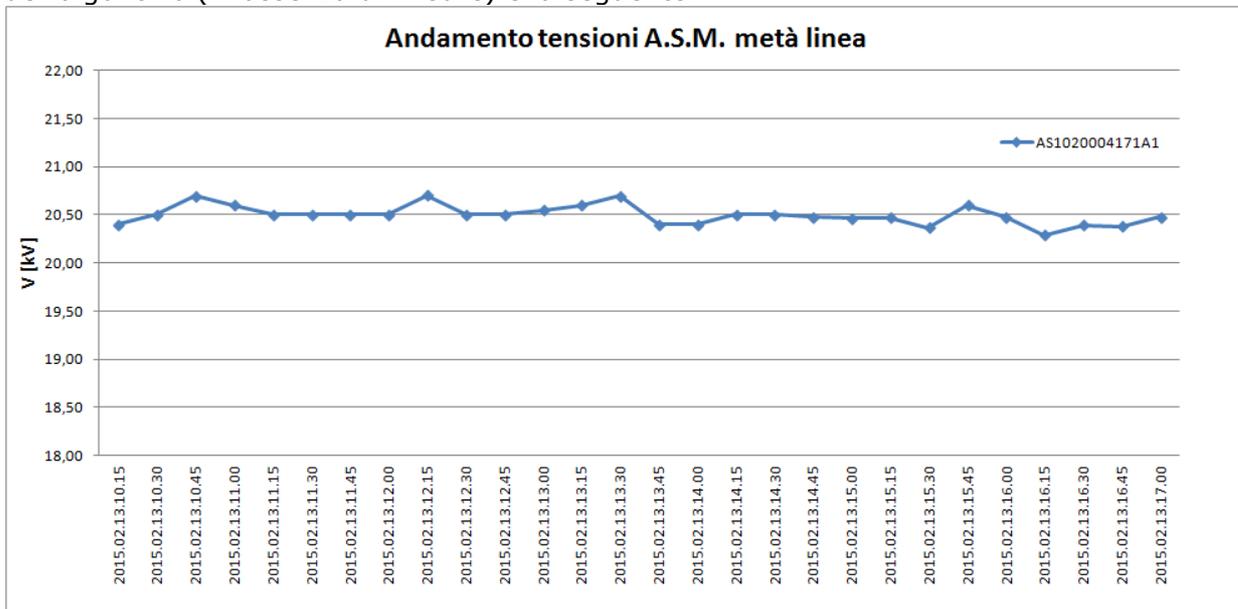


Figura 3.50 – Andamento dei profili di tensione sul montante ASM ricavate tramite il modello della rete a metà della direttrice

Oppure ponendoci per esempio in fondo alla direttrice di P. Maratta, la tensione stimata dell'algoritmo (in assenza di misure) è la seguente:

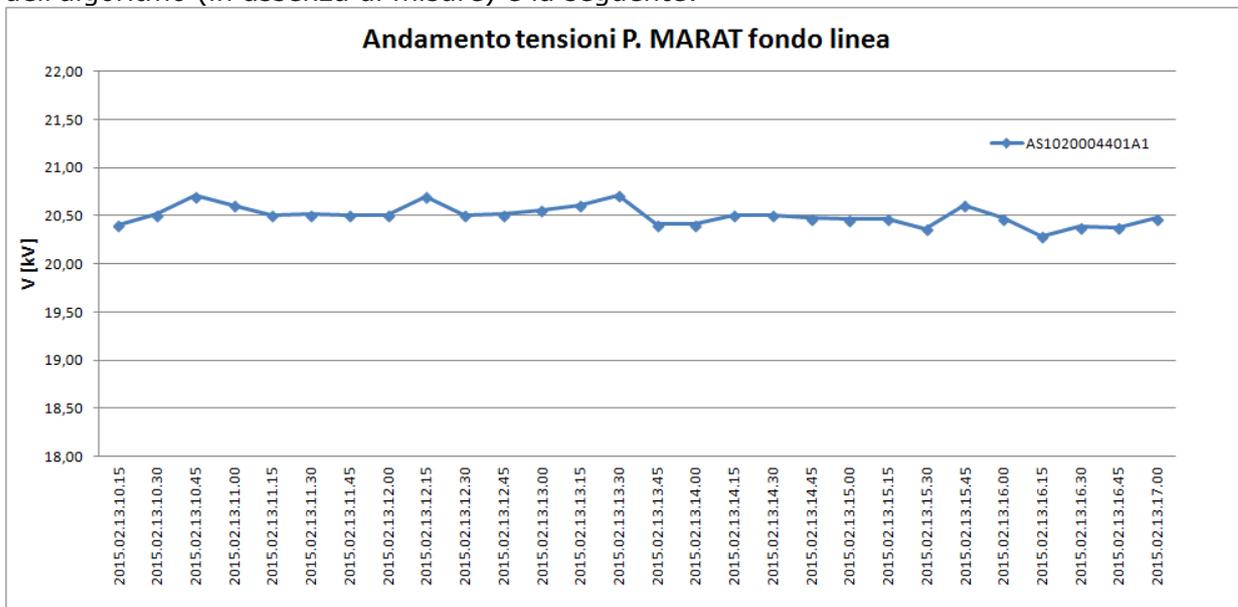


Figura 3.51 – Andamento dei profili di tensione sul montante P.Maratta ricavate tramite il modello della rete a metà della direttrice

RELAZIONE TECNICA	NOME FILE: 20150228_ASM TERNI RELAZIONE FINALE - SMART GRID DELIBERA 39_10_rev23Definitivo.docx	28/02/2015
		pag. 160 di 224



3.4.3 Perdite di rete

Per valutare la variazione delle perdite a seguito degli eventi di smartizzazione, è stata considerata la direttrice ANCIFAP sotto cui è installato l'impianto di generazione di PENTIMA, valutando 2 giornate consecutive. In particolare nella seconda giornata è stata attivata la regolazione locale sull'IRE installata presso l'impianto. Nella tabelle le colonne in rosso indicano le perdite dei singoli rami costituenti la direttrice oggetto del monitoraggio. Prima giornata (regolazione locale disattiva):

CP VILLAVALLE - DIRETTRICE ANCIFAP										
DATA	DP RAMO [kW]	DP Tot Rami [kW]								
2015.02.17.00.00	15,484	0,003	3,236	0,027	0	0,004	0,006	0,001	0,001	18,761
2015.02.17.00.15	16,87	0,004	3,527	0,011	0,001	0,002	0,008	0,001	0,001	20,424
2015.02.17.00.30	16,685	0,004	3,488	0,011	0,001	0,002	0,008	0,001	0,001	20,2
2015.02.17.00.45	16,049	0	3,327	0,092	0	0,014	0	0	0	19,482
2015.02.17.01.00	15,713	0	3,257	0,077	0	0,014	0	0	0	19,071
2015.02.17.01.15	18,383	0,004	3,844	0,023	0,001	0,004	0,007	0,001	0,001	22,267
2015.02.17.01.30	15,902	0	3,296	0,09	0	0,014	0	0	0	19,302
2015.02.17.01.45	16,624	0,003	3,477	0,02	0,001	0,004	0,006	0,001	0,001	20,136
2015.02.17.02.00	15,706	0,003	3,283	0,018	0,001	0,003	0,005	0,001	0,001	19,02
2015.02.17.02.15	16,445	0,003	3,445	0,02	0,001	0,004	0,006	0,001	0,001	19,26
2015.02.17.02.30	16,216	0,003	3,39	0,019	0,001	0,004	0,005	0,001	0,001	19,639
2015.02.17.02.45	16,918	0,003	3,535	0,018	0,001	0,003	0,005	0,001	0,001	20,484
2015.02.17.03.00	15,444	0,003	3,228	0,027	0	0,004	0,006	0,001	0,001	18,713
2015.02.17.03.15	14,23	0	2,951	0,001	0	0	0	0	0	17,182
2015.02.17.03.30	14,724	0	3,052	0,074	0	0,012	0	0	0	17,862
2015.02.17.03.45	15,052	0	3,12	0,078	0	0,013	0	0	0	18,263
2015.02.17.04.00	15,768	0,003	3,295	0,018	0,001	0,003	0,005	0,001	0,001	19,094
2015.02.17.04.15	15,024	0,003	3,142	0,027	0	0,004	0,006	0,001	0,001	18,207
2015.02.17.04.30	15,394	0,003	3,217	0,027	0	0,004	0,006	0,001	0,001	18,052
2015.02.17.04.45	16,3	0,004	3,409	0,038	0,001	0,005	0,009	0,001	0,001	19,767
2015.02.17.05.00	14,889	0	3,086	0,076	0	0,012	0	0	0	18,063
2015.02.17.05.15	16,859	0,003	3,524	0,02	0,001	0,004	0,006	0,001	0,001	20,418
2015.02.17.05.30	15,194	0	3,149	0,08	0	0,013	0	0	0	18,436
2015.02.17.05.45	16,553	0,003	3,458	0,018	0,001	0,003	0,005	0,001	0,001	20,042
2015.02.17.06.00	14,895	0	3,088	0,076	0	0,012	0	0	0	18,071
2015.02.17.06.15	15,493	0	3,217	0,083	0	0,014	0	0	0	18,335
2015.02.17.06.30	16,537	0,004	3,458	0,012	0,001	0,002	0,008	0,001	0,001	20,023
2015.02.17.06.45	15,793	0,003	3,3	0,017	0	0,003	0,005	0,001	0,001	19,122
2015.02.17.07.00	16,105	0,003	3,365	0,017	0,000	0,003	0,005	0,001	0,001	19,5
2015.02.17.07.15	17,840	0,003	3,728	0,019	0,000	0,003	0,006	0,001	0,001	21,6
2015.02.17.07.30	18,752	0,003	3,916	0,02	0,001	0,002	0,006	0,001	0,001	22,01
2015.02.17.07.45	18,586	0,003	3,881	0,020	0,001	0,002	0,006	0,001	0,001	22,5
2015.02.17.08.00	18,338	0,003	3,830	0,020	0,001	0,002	0,006	0,001	0,001	22,2
2015.02.17.08.15	18,128	0,004	3,789	0,014	0,001	0,001	0,01	0,001	0,001	21,948
2015.02.17.08.30	19,157	0,004	3,997	0,051	0,001	0,007	0,01	0,001	0,001	23,228
2015.02.17.08.45	17,84	0	3,688	0,001	0	0	0	0	0	21,529
2015.02.17.09.00	18,549	0,000	3,835	0,001	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	22,385
2015.02.17.09.15	16,975	0,000	3,510	0,001	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	20,486
2015.02.17.09.30	16,987	0,000	3,512	0,001	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	20,5
2015.02.17.09.45	16,821	0,000	3,478	0,001	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	20,3
2015.02.17.10.00	16,570	0,003	3,464	0,019	0,001	0,003	0,008	0,001	0,001	20,069
2015.02.17.10.15	16,960	0,004	3,547	0,019	0,001	0,003	0,009	0,001	0,001	20,544
2015.02.17.10.30	17,171	0,004	3,591	0,019	0,001	0,003	0,009	0,001	0,001	20,8
2015.02.17.10.45	17,914	0,004	3,747	0,020	0,001	0,003	0,010	0,001	0,001	21,7
2015.02.17.11.00	18,114	0,004	3,789	0,024	0,001	0,004	0,010	0,001	0,001	21,947
2015.02.17.11.15	18,912	0,004	3,952	0,023	0,001	0,004	0,009	0,001	0,001	22,906
2015.02.17.11.30	18,659	0,004	3,899	0,023	0,001	0,004	0,009	0,001	0,001	22,6
2015.02.17.11.45	18,293	0,003	3,822	0,021	0,001	0,004	0,008	0,001	0,001	22,153
2015.02.17.12.00	18,772	0,004	3,922	0,022	0,001	0,005	0,009	0,001	0,001	22,736
2015.02.17.12.15	18,136	0,005	3,792	0,014	0,001	0,004	0,011	0,002	0,002	21,965
2015.02.17.12.30	17,917	0,005	3,746	0,014	0,001	0,004	0,011	0,002	0,002	21,7
2015.02.17.12.45	17,865	0,004	3,736	0,016	0,001	0,004	0,011	0,002	0,002	21,639
2015.02.17.13.00	17,797	0,005	3,723	0,011	0,001	0,003	0,013	0,002	0,002	21,555
2015.02.17.13.15	17,917	0,005	3,748	0,011	0,001	0,003	0,013	0,002	0,002	21,7
2015.02.17.13.30	18,151	0,004	3,793	0,021	0,001	0,004	0,009	0,001	0,001	21,984
2015.02.17.13.45	17,999	0,004	3,761	0,021	0,001	0,004	0,009	0,001	0,001	21,8
2015.02.17.14.00	18,68	0,004	3,903	0,022	0,001	0,003	0,009	0,001	0,001	22,621
2015.02.17.14.15	16,872	0	3,488	0,001	0	0	0	0	0	20,361
2015.02.17.14.30	16,864	0	3,486	0,001	0	0	0	0	0	20,351
2015.02.17.14.45	17,398	0	3,598	0,001	0	0	0	0	0	20,997
2015.02.17.15.00	15,792	0	3,265	0,001	0	0	0	0	0	19,058
2015.02.17.15.15	17,797	0,004	3,72	0,021	0,001	0,003	0,009	0,001	0,001	21,556
2015.02.17.15.30	17,656	0,004	3,691	0,021	0,001	0,003	0,009	0,001	0,001	21,386
2015.02.17.15.45	17,561	0,003	3,67	0,02	0,001	0,003	0,008	0,001	0,001	21,267
2015.02.17.16.00	17,78	0,003	3,713	0,018	0,001	0,003	0,007	0,001	0,001	21,526
2015.02.17.16.15	17,747	0,004	3,708	0,013	0,001	0,002	0,009	0,001	0,001	21,485
2015.02.17.16.30	17,436	0,003	3,643	0,019	0,001	0,002	0,007	0,001	0,001	21,112
2015.02.17.16.45	18,263	0,004	3,817	0,021	0,001	0,003	0,008	0,001	0,001	22,118
2015.02.17.17.00	18,289	0,004	3,823	0,021	0,001	0,003	0,008	0,001	0,001	22,15
2015.02.17.17.15	17,340	0,004	3,624	0,020	0,001	0,003	0,008	0,001	0,001	21
2015.02.17.17.30	16,184	0,004	3,382	0,019	0,001	0,003	0,007	0,001	0,001	19,6
2015.02.17.17.45	15,028	0,003	3,141	0,017	0,001	0,002	0,007	0,001	0,001	18,2
2015.02.17.18.00	14,450	0,003	3,020	0,017	0,001	0,002	0,006	0,001	0,001	17,5
2015.02.17.18.15	13,285	0,000	2,748	0,002	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	16,035
2015.02.17.18.30	13,670	0,000	2,828	0,002	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	16,5
2015.02.17.18.45	14,250	0,000	2,948	0,002	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	17,2
2015.02.17.19.00	14,664	0,000	3,033	0,002	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	17,7
2015.02.17.19.15	15,576	0,000	3,222	0,002	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	18,8
2015.02.17.19.30	15,410	0,000	3,188	0,002	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	18,6
2015.02.17.19.45	15,244	0,000	3,153	0,002	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	18,4
2015.02.17.20.00	15,576	0,000	3,222	0,002	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	18,8
2015.02.17.20.15	15,990	0,000	3,308	0,002	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	19,3
2015.02.17.20.30	16,298	0,011	3,408	0,000	0,002	0,000	0,024	0,003	0,003	19,746
2015.02.17.20.45	16,425	0,011	3,435	0,000	0,002	0,000	0,024	0,003	0,003	19,9
2015.02.17.21.00	17,003	0,011	3,555	0,000	0,002	0,000	0,025	0,003	0,003	20,6
2015.02.17.21.15	16,626	0,003	3,474	0,018	0,001	0,002	0,005	0,001	0,001	20,13
2015.02.17.21.30	16,979	0,003	3,548	0,019	0,001	0,002	0,006			



Seconda giornata (regolazione locale attiva):

CP VILLAVALLE - DIRETTRICE ANCIFAP									
DATA	DP RAMO [kW]	DP Tot Rami [kW]							
	AS101000012 AS104000003	AS104000003 AS102000038	AS104000003 AS102000033	AS102000013 AS102000032	AS102000032 AS102000074	AS102000032 AS102000031	AS102000031 AS102000074	AS102000031 AS102000030	
2015.02.18.00.00	15,394	0	3,191	0,081	0	0,012	0	0	18,678
2015.02.18.00.15	14,931	0	3,095	0,074	0	0,012	0	0	18,112
2015.02.18.00.30	15,728	0	3,253	0,089	0	0,014	0	0	19,084
2015.02.18.00.45	15,728	0	3,253	0,09	0	0,014	0	0	19,085
2015.02.18.01.00	13,898	0,003	2,919	0,021	0,001	0,004	0,006	0,001	16,853
2015.02.18.01.15	13,597	0	2,813	0,001	0	0	0	0	16,411
2015.02.18.01.30	13,31	0	2,766	0,003	0	0	0	0	16,079
2015.02.18.01.45	14,895	0	3,087	0,074	0	0,012	0	0	18,068
2015.02.18.02.00	16,259	0	3,366	0,092	0	0,015	0	0	19,732
2015.02.18.02.15	15,248	0	3,161	0,079	0	0,013	0	0	18,501
2015.02.18.02.30	15,065	0	3,123	0,076	0	0,012	0	0	18,276
2015.02.18.02.45	15,406	0	3,193	0,081	0	0,013	0	0	18,693
2015.02.18.03.00	15,236	0	3,158	0,079	0	0,013	0	0	18,486
2015.02.18.03.15	13,949	0,003	2,928	0,02	0,001	0,004	0,005	0,001	16,911
2015.02.18.03.30	14,521	0	3,012	0,001	0	0	0	0	17,534
2015.02.18.03.45	15,781	0	3,271	0,086	0	0,014	0	0	19,152
2015.02.18.04.00	15,377	0	3,182	0	0	0	0	0	18,559
2015.02.18.04.15	15,08	0	3,117	0,001	0	0	0	0	18,198
2015.02.18.04.30	15,443	0	3,192	0,001	0	0	0	0	18,636
2015.02.18.04.45	14,538	0,002	3,046	0,021	0,001	0,004	0,008	0,001	17,621
2015.02.18.05.00	13,791	0,004	2,898	0,022	0,001	0,004	0,007	0,001	16,728
2015.02.18.05.15	15,376	0	3,182	0	0	0	0	0	18,556
2015.02.18.05.30	14,443	0	2,995	0,001	0	0	0	0	17,439
2015.02.18.05.45	16,438	0	3,402	0,096	0	0,015	0	0	19,951
2015.02.18.06.00	15,904	0	3,294	0,083	0	0,013	0	0	19,294
2015.02.18.06.15	16,31	0	3,381	0,093	0	0,015	0	0	19,799
2015.02.18.06.30	16,109	0	3,339	0,091	0	0,014	0	0	19,553
2015.02.18.06.45	16,309	0,003	3,408	0,018	0,001	0,003	0,005	0,001	19,748
2015.02.18.07.00	16,756	0,003	3,5	0,018	0,001	0,003	0,005	0,001	20,287
2015.02.18.07.15	16,519	0,003	3,450	0,018	0,001	0,003	0,005	0,001	20
2015.02.18.07.30	16,301	0,003	3,405	0,027	0	0,004	0,006	0,001	19,747
2015.02.18.07.45	16,180	0,003	3,380	0,027	0,000	0,004	0,006	0,001	19,6
2015.02.18.08.00	16,056	0,003	3,354	0,027	0,000	0,004	0,006	0,001	19,45
2015.02.18.08.15	15,994	0,003	3,344	0,019	0,001	0,002	0,007	0,001	19,371
2015.02.18.08.30	17,378	0,003	3,656	0,018	0,001	0,002	0,007	0,001	21,192
2015.02.18.08.45	17,978	0,003	3,755	0,019	0,001	0,002	0,007	0,001	21,766
2015.02.18.09.00	18,419	0,003	3,847	0,019	0,001	0,002	0,007	0,001	22,3
2015.02.18.09.15	18,584	0,003	3,882	0,020	0,001	0,002	0,007	0,001	22,5
2015.02.18.09.30	18,254	0,003	3,813	0,019	0,001	0,002	0,007	0,001	22,1
2015.02.18.09.45	18,006	0,003	3,761	0,019	0,001	0,002	0,007	0,001	21,8
2015.02.18.10.00	17,841	0,003	3,726	0,019	0,001	0,002	0,007	0,001	21,6
2015.02.18.10.15	18,419	0,003	3,847	0,019	0,001	0,002	0,007	0,001	22,3
2015.02.18.10.30	18,667	0,003	3,899	0,020	0,001	0,002	0,007	0,001	22,6
2015.02.18.10.45	18,915	0,003	3,951	0,020	0,001	0,002	0,007	0,001	22,9
2015.02.18.11.00	18,667	0,003	3,899	0,020	0,001	0,002	0,007	0,001	22,6
2015.02.18.11.15	18,584	0,003	3,882	0,020	0,001	0,002	0,007	0,001	22,5
2015.02.18.11.30	18,419	0,003	3,847	0,019	0,001	0,002	0,007	0,001	22,3
2015.02.18.11.45	18,254	0,003	3,813	0,019	0,001	0,002	0,007	0,001	22,1
2015.02.18.12.00	18,089	0,003	3,778	0,019	0,001	0,002	0,007	0,001	21,9
2015.02.18.12.15	18,006	0,003	3,761	0,019	0,001	0,002	0,007	0,001	21,8
2015.02.18.12.30	17,923	0,003	3,744	0,019	0,001	0,002	0,007	0,001	21,7
2015.02.18.12.45	17,841	0,003	3,726	0,019	0,001	0,002	0,007	0,001	21,6
2015.02.18.13.00	18,006	0,003	3,761	0,019	0,001	0,002	0,007	0,001	21,8
2015.02.18.13.15	17,923	0,003	3,744	0,019	0,001	0,002	0,007	0,001	21,7
2015.02.18.13.30	17,789	0,003	3,716	0,02	0,001	0,003	0,008	0,001	21,541
2015.02.18.13.45	18,003	0,003	3,761	0,020	0,001	0,003	0,008	0,001	21,8
2015.02.18.14.00	18,17	0,003	3,796	0,02	0,001	0,003	0,008	0,001	22,002
2015.02.18.14.15	15,906	0	3,297	0,088	0	0,012	0	0	19,303
2015.02.18.14.30	15,914	0	3,299	0,088	0	0,012	0	0	19,313
2015.02.18.14.45	16,542	0	3,429	0,098	0	0,014	0	0	20,083
2015.02.18.15.00	14,965	0	3,102	0,017	0	0,011	0	0	18,155
2015.02.18.15.15	16,866	0,003	3,524	0,018	0,001	0,003	0,007	0,001	20,423
2015.02.18.15.30	17,358	0,004	3,628	0,017	0,001	0,002	0,009	0,001	21,02
2015.02.18.15.45	16,837	0,003	3,518	0,019	0,001	0,003	0,007	0,001	20,389
2015.02.18.16.00	17,714	0,004	3,702	0,012	0,001	0,002	0,01	0,001	21,446
2015.02.18.16.15	16,895	0,008	3,533	0	0,001	0	0,02	0,003	20,46
2015.02.18.16.30	16,184	0,003	3,383	0,019	0,001	0,002	0,007	0,001	19,6
2015.02.18.16.45	15,854	0,003	3,314	0,019	0,001	0,002	0,007	0,001	19,2
2015.02.18.17.00	15,689	0,003	3,279	0,018	0,001	0,002	0,007	0,001	19
2015.02.18.17.15	15,523	0,003	3,245	0,018	0,001	0,002	0,007	0,001	18,8
2015.02.18.17.30	15,358	0,003	3,210	0,018	0,001	0,002	0,007	0,001	18,6
2015.02.18.17.45	15,193	0,003	3,176	0,018	0,001	0,002	0,007	0,001	18,4
2015.02.18.18.00	15,028	0,003	3,141	0,018	0,001	0,002	0,007	0,001	18,2
2015.02.18.18.15	14,863	0,003	3,107	0,017	0,001	0,002	0,006	0,001	18,1
2015.02.18.18.30	14,698	0,003	3,072	0,017	0,001	0,002	0,006	0,001	17,8
2015.02.18.18.45	14,533	0,003	3,038	0,017	0,001	0,002	0,006	0,001	17,6
2015.02.18.19.00	14,367	0,003	3,003	0,017	0,001	0,002	0,006	0,001	17,4
2015.02.18.19.15	14,202	0,003	2,969	0,017	0,001	0,002	0,006	0,001	17,2
2015.02.18.19.30	14,037	0,003	2,934	0,016	0,001	0,002	0,006	0,001	17
2015.02.18.19.45	13,872	0,003	2,900	0,016	0,001	0,002	0,006	0,001	16,8
2015.02.18.20.00	13,955	0,003	2,917	0,016	0,001	0,002	0,006	0,001	16,9
2015.02.18.20.15	13,789	0,003	2,882	0,016	0,001	0,002	0,006	0,001	16,7
2015.02.18.20.30	13,707	0,003	2,865	0,016	0,001	0,002	0,006	0,001	16,6
2015.02.18.20.45	13,624	0,003	2,848	0,016	0,001	0,002	0,006	0,001	16,5
2015.02.18.21.00	13,542	0,003	2,831	0,016	0,001	0,002	0,006	0,001	16,4
2015.02.18.21.15	13,664	0,003	2,863	0,027	0	0,004	0,006	0,001	16,568
2015.02.18.21.30	14,62	0,003	3,057	0,027	0	0,004	0,006	0,001	17,718
2015.02.18.21.45	14,853	0,003	3,106	0,027	0,000	0,004	0,006	0,001	18
2015.02.18.22.00	15,183	0,003	3,175	0,028	0,000	0,004	0,006	0,001	18,4
2015.02.18.22.15	15,513	0,003	3,244	0,029	0,000	0,004	0,006	0,001	18,8
2015.02.18.22.30	15,843	0,003	3,313	0,029	0,000	0,004	0,007	0,001	19,2
2015.02.18.22.45	16,090	0,003	3,364	0,030	0,000	0,004	0,007	0,001	19,5
2015.02.18.23.00	16,34	0,003	3,416	0,014	0,001	0,002	0,006	0,001	19,783
2015.02.18.23.15	15,438	0	3,2	0,081	0	0,012	0	0	18,731
2015.02.18.23.30	13,855	0	2,875	0,002	0	0	0	0	16,732
2015.02.18.23.45	12,447	0,003	2,614	0,029	0,001	0,004	0,007	0,001	15,106
TOTALE PERDITE ENERGIA [kWh]	382,748	0,051	79,798	0,755	0,014	0,108	0,115	0,017	463,607

Figura 3.53 – Elaborazione dei dati di Power Flow nel caso di sistema di regolazione del reattivo attivo

RELAZIONE TECNICA	NOME FILE: 20150228_ASM TERNI RELAZIONE FINALE - SMART GRID DELIBERA 39_10_rev23Definitivo.docx	28/02/2015
		pag. 162 di 224



Il grafico seguente mostra l'andamento delle perdite nei due giorni da cui si evince che nella seconda giornata si registra un miglioramento complessivo delle perdite:



Figura 3.54 – Confronto fra le perdite di rete del montante dell'impianto pilota numero 2 con regolazione attiva e non attiva

Considerando anche le perdite di energia complessive nelle due giornate, 483 kWh prima giornata e 463 kWh nella seconda giornata, si confermano numericamente le osservazioni fatte sul grafico. A completamento dell'analisi svolta si riporta l'andamento delle misure sull'impianto di generazione di PENTIMA registrato nelle due giornate:

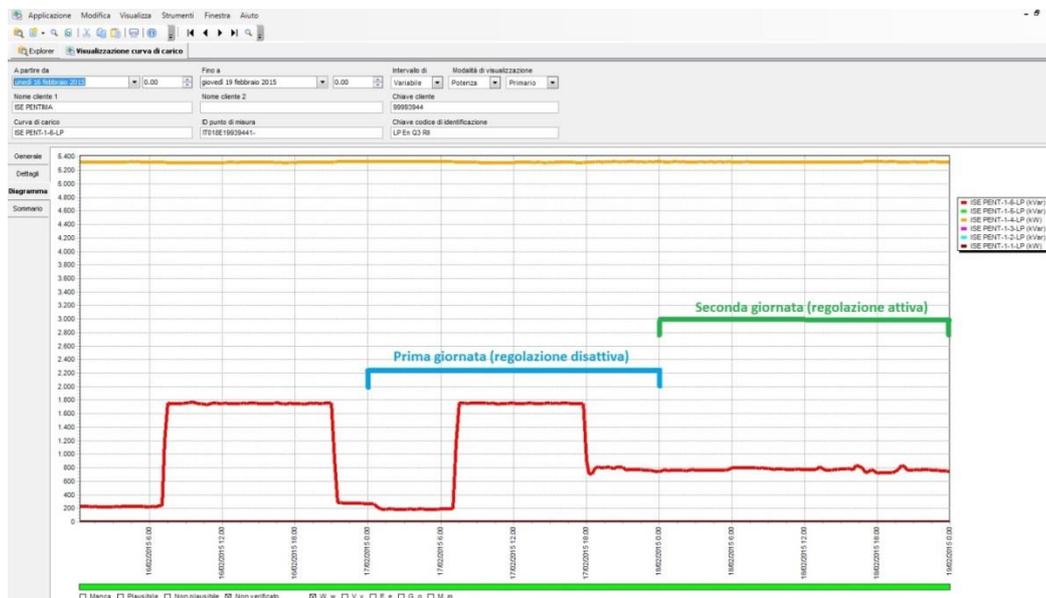


Figura 3.55 – Confronto fra le curve di carico dell'impianto pilota con regolazione attiva e non attiva in due giorni

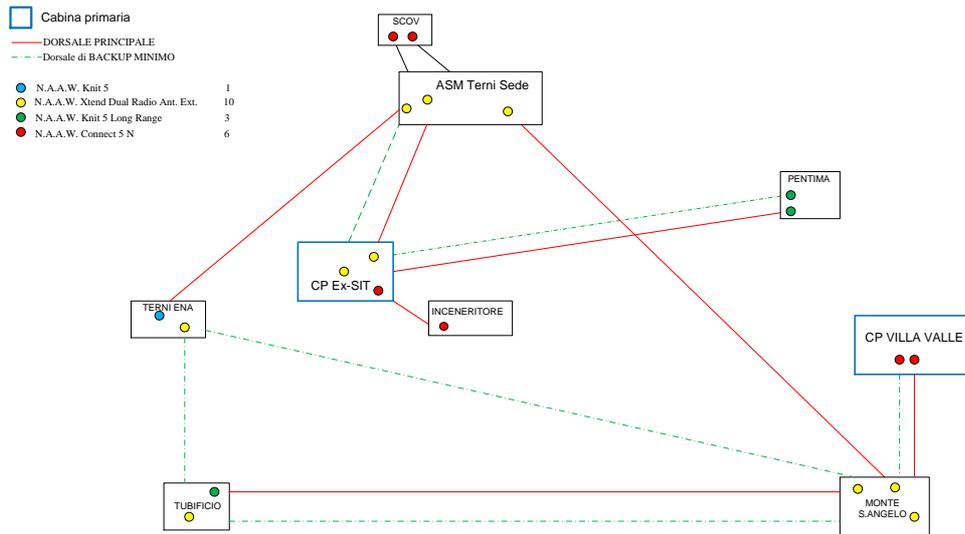


3.4.4 Connettività

Durata del mantenimento della connettività a livello di progetto.

Tenendo presente la topologia dell'architettura della rete di ASM si evidenziano di seguito i tempi dell'operatività della infrastruttura di rete e dei relativi nodi durante tutto il 2014:

Topologia della rete – ASM Terni progetto 39/10 con backup EX-SIT



Hostgroup	Begin date	End date	Duration							
SmartGrid	01/01/2014 00:00:00	01/01/2015 00:00:00	31536000s							
Status	Total Time	Mean Time	Alert							
DOWN	1.7	1.72%	282							
UP	91.61	92.62%	4850							
UNREACHABLE	5.59	5.65%	307							
UNDETERMINED	1.1									
Hosts Group	Up Time	Up Mean Time	Up Alerts	Down Time	Down Mean Time	Down Alerts	Unreachable Time	Unreachable Mean Time	Unreachable Alerts	Undetermined Time
NAAW Connect 5 Inceneritore	0.02	0.02	3	20.58	20.81	88	78.3	79.17	0	307 1.1
NAAW Connect 5	98.8	99.9	369	0.1	0.1	10	0	0	0	0 1.1
NAAW Connect 5 Villa Valle	98.77	99.86	378	0.13	0.14	19	0	0	0	0 1.1
NAAW Connect 5 Villa Valle 2	98.77	99.86	377	0.13	0.14	18	0	0	0	0 1.1
NAAW Enterprise 2 S. Angelo	98.79	99.88	372	0.12	0.12	13	0	0	0	0 1.1
NAAW Enterprise ENA	98.79	99.89	372	0.11	0.11	13	0	0	0	0 1.1
NAAW Enterprise Ex SIT	98.77	99.87	375	0.13	0.13	16	0	0	0	0 1.1
NAAW Enterprise Pentima	98.49	99.58	378	0.41	0.42	21	0	0	0	0 1.1
NAAW Enterprise Tubificio	98.79	99.88	372	0.12	0.12	13	0	0	0	0 1.1
NAAW Enterprise S. Angelo	98.79	99.88	372	0.12	0.12	13	0	0	0	0 1.1
Naawe Enterprise	98.79	99.89	371	0.11	0.11	12	0	0	0	0 1.1
NAAW_Connect_5_Scov	98.08	99.16	368	0.83	0.84	15	0	0	0	0 1.1
NAAW_Connect_5_Scov_2	98.08	99.16	368	0.83	0.84	15	0	0	0	0 1.1
Xtend Ex SIT	98.77	99.87	375	0.13	0.13	16	0	0	0	0 1.1

Figura 3.56 – Topologia della rete di comunicazione e livelli di servizio

Da questa tabella si può vedere come il mantenimento della connettività per un anno di osservazione sia molto elevato >99% per tutti gli apparati, ad esclusione di uno la cui bassa connettività non è riconducibile a problemi di comunicazione. Si ritiene in particolare che il livello di connettività soddisfi ampiamente il livello di servizio necessario per queste tipologia di applicazione.

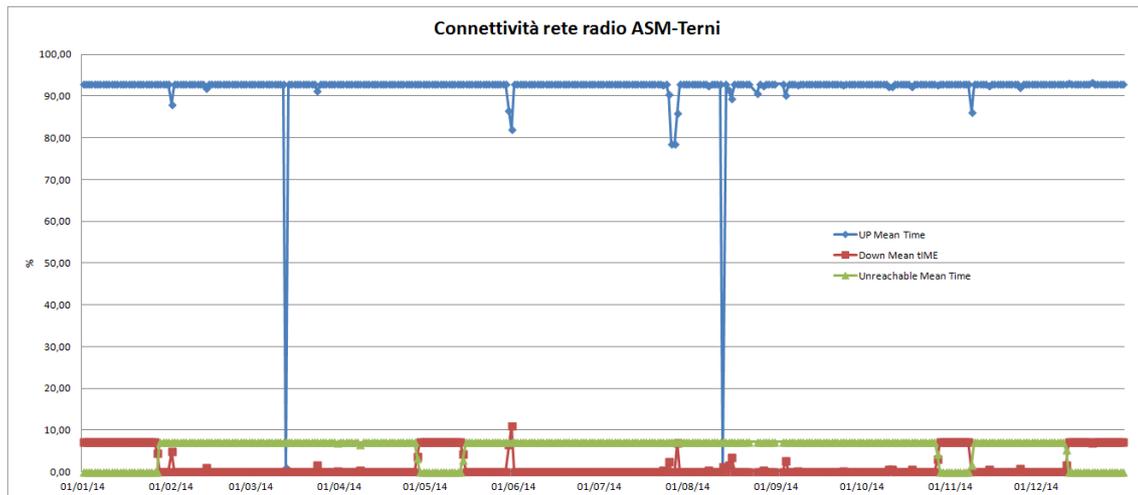


Figura 3.57 – Connettività della rete di comunicazione

4. ANALISI CRITICA RELATIVA AI COSTI DEL PROGETTO

4.1 Peculiarità del progetto e problematiche di economicità della soluzione adottata

Per valutare e inquadrare correttamente gli aspetti di natura economica del progetto occorre premettere che, prima del suo inizio, era già a servizio della rete del distributore un sistema di telecontrollo. Questo non risultava in grado di gestire le funzioni di regolazione, controllo e monitoraggio della smart grid. Risultava inoltre estremamente complesso anche aumentare il numero di periferici telecontrollati di cabina secondaria, a causa di limite delle interfacce comunicazione. Inoltre, in quel periodo, i distributori di energia elettrica nazionali dovevano affrontare lo sviluppo impulsivo avuto dalle fonti rinnovabili alimentato da contesto incentivante del momento. Per far fronte a queste situazioni ASM ha fatto la scelta di avviare la sperimentazione nel settore delle smart grid includendo questi 4 elementi fondamentali:

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

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

Analogamente nel caso delle cabine primarie non si è fatta la scelta di affiancare le nuove RTU (TPT2020) alle precedenti RTU delegandogli esclusivamente la gestione dei montanti "smart". Si è invece proceduto facendo migrare l'intera cabina sui nuovi periferici.

RELAZIONE TECNICA	NOME FILE: 20150228_ASM TERNI RELAZIONE FINALE - SMART GRID DELIBERA 39_10_rev23Definitivo.docx	28/02/2015
		pag. 165 di 224



Relativamente al canale di comunicazione constatata l'affidabilità nei primi periodi di monitoraggio, si è affidato il telecontrollo di due cabine primarie delle tre gestite al nuovo sistema.

Queste tre scelte sono orientate ad abilitare una più rapida, facile ed economica scalabilità del progetto su tutta la rete. Sono infatti in corso due importati nuove connessioni alla rete per due nuovi impianti che possono immettere in rete. Per questi due impianti si è optato di replicare la soluzione della sperimentazione per una sua ulteriore analisi. Il primo dei due impianti sarà connesso alla cabina primaria Ex-Sit e quindi per la sua implementazione i costi che si dovranno sostenere saranno quelli relativi a:

- canale di comunicazione;
- IRE (in questo specifico caso sarà riutilizzata la IRE dell'impianto pilota n°3).

Nel secondo caso l'impianto sarà connesso alla cabina primaria Terni Ovest e in questo caso occorrerà installare:

- RTU di cabina primaria;
- rete di comunicazione tra cabina primaria e centro;
- rete di comunicazione tra cabina secondaria e cabina primaria;
- IRE di cabina secondaria.

La scelta fatta del canale di comunicazione di tipo Hyperlan risulta molto flessibile ed economica soprattutto per i collegamenti fra cabine secondarie e cabine primarie, dato che una eventuale rete in fibra ottica di analoga estensione a quella realizzata sarebbe stata molto onerosa. Considerando la ridondanza del canale di comunicazione la rete realizzata ha un'estensione di circa 11,5 km mentre una in fibra ottica con le stesse connessioni avrebbe avuto, su strada, una lunghezza di circa 15,5 km.

Facendo riferimento ai prezzi regionali in vigore la fornitura in opera di una fibra ottica di questa lunghezza sarebbe costata ($8,6\text{€}/\text{m} \times 15'500\text{m} = 133'300\text{€}$) circa 133k€. Nell'ipotesi di dover realizzare anche le canalizzazioni interrato su strada a un costo medio di circa 56€/m (riscontrato su analoghi appalti) l'investimento sarebbe stato di circa ($56\text{€}/\text{m} * 15'500\text{m} = 868.000\text{€}$). Pur trattandosi di una stima si può dire che la sola realizzazione di un nuovo anello in fibra ottica al posto della rete Hyperlan implementata sarebbe costata circa 1M€ pertanto più dell'intero progetto (800k€).

4.2 Investimenti ammessi all'incentivazione.

Stimare i costi di progetto all'inizio della sperimentazione è stato molto complesso in quanto durante il suo sviluppo potevano essere possibile che si presentassero molte possibilità di miglioramento e ottimizzazione. Le giustificazioni per affrontare questo tipologia di investimento risiedono sui margini economici di miglioramento che si possono ottenere da nuovi criteri di conduzione della rete elettrica e dalla necessità di far fronte alla rivoluzione in atto della GD con degli strumenti tecnologici adeguati. La riduzione dei nuovi impianti di produzione da fonti rinnovabili ha tamponato la preoccupazione dei distributori di far fronte a nuovi e ulteriori connessioni con strumenti adeguati. Rimane chiaramente fondamentale la necessità di gestire correttamente gli impianti GD già connessi e di non rimanere penalizzati da bassi livelli di qualità del servizio. Un aspetto quindi che ha contribuito a sostenere l'attuazione del progetto è la

RELAZIONE TECNICA	NOME FILE: 20150228_ASM TERNI RELAZIONE FINALE - SMART GRID DELIBERA 39_10_rev23Definitivo.docx	28/02/2015
		pag. 166 di 224



sua funzione preventiva a contrastare il potenziale peggioramento della Qualità del Servizio (QdS). Al fine di garantire adeguati livelli di QdS è necessario, oltre che il buon mantenimento degli impianti, anche avere a disposizione evoluti sistemi tecnologici a supporto di chi conduce la rete. Il miglioramento atteso sulla qualità del servizio nell'anno 2014 rispetto quello dell'anno 2013 supporta quindi la scelta fatta di investire in questa sperimentazione.

Si riepilogano di seguito l'elenco delle voci di costo che furono previste in fase di bgd per il progetto:

ELENCO GENERALE DEI COSTI AFFERENTI AL PROGETTO	
Raccolta dati per modellazione della rete	
Gare d'appalto per le apparecchiature ed emissione ordini	
Campagna di misura degli indicatori dei benefici attesi	
Analisi flussi di potenza	
Modellazione della rete su Software d'analisi	
Ampliamento Sistema SCADA	
RTU	
Sistema di comunicazione	
Revisione dei criteri di taratura delle protezioni	
Modifica dell'assetto di rete	
Campagna di misura di verifica dei risultati	
Hot commissioning	
Analisi degli scenari per la diffusione stazioni di ricarica rapida	
Totale progetto	800k€

In Figura 4.1 è riportata la ripartizione dei costi per tipologia del progetto, dalla consuntivazione è risultato il 72% di materiali, il 23% di prestazioni e il 5% di ricerca di sviluppo. Nella tabella successiva, invece è riportata la consuntivazione al 31.12.2014 del progetto, la quale risulta sostanzialmente in linea con quanto previsto nella fase di progettazione preliminare. Essendo ASM una società pubblica, si è preferito, non stipulare accordi onerosi con i proprietari degli impianti pilota.

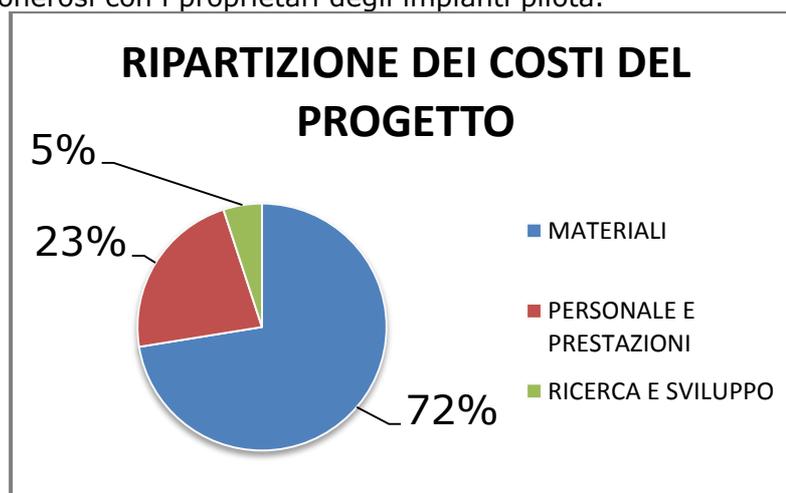


Figura 4.1 – Ripartizione dei costi del progetto pilota per tipologia



TIPO	PREVISIONE	CONSUNTIVO
MATERIALI	€ 589.000,00	€ 577.923,75
PERSONALE E PRESTAZIONI	€ 172.000,00	€ 179.983,31
RICERCA E SVILUPPO	€ 39.000,00	€ 40.000,00
Totale complessivo	€ 800.000,00	€ 797.907,06

Figura 4.2 – Confronto fra la previsione dei costi ed il loro consuntivo

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

Valutare i costi CAPEX del nuovo sistema è molto complesso in questa fase, si può comunque osservare che essendo più articolato il sistema SCADA il canone di manutenzione del sistema potrà essere più alto, ma ancora non è disponibile un dato ufficiale di questo.

Dal punto di vista del costo del personale non si è ancora proceduto alle modifiche organizzative derivanti direttamente da questa sperimentazione. Il progetto ha evidenziato la necessità per ASM, anche alla luce di altre sperimentazioni in corso sulla rete, di dotarsi di un dipartimento di ricerca e sviluppo che possa rendere strutturale la ricerca per il miglioramento della propria rete.

Riguardo il sistema di comunicazione, una considerazione da fare è che i canoni dei canali telefonici precedentemente utilizzati per la connessione con le cabine primarie (ex-sit e Villa Valle) era di circa 4k€ in un anno, ora, dopo l'implementazione delle soluzioni introdotte con il progetto, essendo il sistema Hyperlan su licenze libere, non si sostengono canoni particolari. Pertanto si è determinata una forma di saving, introdotta dalla sperimentazione, che estesa alle altre cabine dotate di canale telefonico porterà ad un risparmio totale di circa 20k€ l'anno. Inoltre il modello di business adottato (rete di comunicazione proprietaria) permette di effettuare gli interventi di manutenzione ordinaria con il proprio personale e controllare direttamente un asset essenziale della Smart Grid.

4.4 Possibili azioni per migliorare la sostenibilità

4.4.1 Economie di scala

La soluzione proposta risulta scalabile infatti la sua eventuale estensione a tutti gli i produttori della rete richiederebbe:

- l'installazione delle RTU di cabina primaria sulle restanti cabine primari e satelliti (Terni Ovest; Città Giardino; Campofregoso; S.Valentino; Stadio; Bivio Cesi; Valnerina);
- l'estensione di un nodo di comunicazione presso tutti i gli impianti dei produttori;
- l'installazione di IRE presso gli impianti dei produttori MT.

RELAZIONE TECNICA	NOME FILE: 20150228_ASM TERNI RELAZIONE FINALE - SMART GRID DELIBERA 39_10_rev23Definitivo.docx	28/02/2015
		pag. 168 di 224



Il sistema SCADA e il modello di rete risulterebbero già idonei per questo ipotetico ampliamento. Il quale in realtà risulta più condizionato dalle caratteristiche degli impianti di produzione già realizzati che dai limiti tecnici del sistema di distribuzione.

4.4.2 Accordi quadro

Nell'anno 2009, prima della presentazione dell'istanza all'AEEG per il progetto pilota di Smart Grids, ASM Terni Spa ha sottoscritto un accordo con il D.I.A.E.E. (Dipartimento di Ingegneria Astronautica, Elettrica ed Energetica) dell'Università "Sapienza" di Roma per, la modellazione della rete e la valutazione dell'impatto delle stazioni di ricarica dei veicoli elettrici sulla rete stessa.

Come naturale prosecuzione dell'accordo di collaborazione di cui sopra è stato affidato al D.I.A.E.E. un contratto di ricerca specifico per le attività del Progetto Pilota a luglio 2011 denominato: "Studi per la valutazione dell'impatto sulla rete di distribuzione MT/BT dell'ASM Terni degli interventi previsti dal Progetto Pilota Smart Grids ammesso a trattamento incentivante dall'Autorità per l'Energia Elettrica e il GAS".

Relativamente agli impianti da realizzare nelle cabine secondarie dei Produttori sono stati sottoscritti degli accordi preliminari con loro, con lo scopo di:

- massimizzare la continuità d'esercizio degli impianti;
- massimizzare la potenza immettibile in rete da generazione distribuita;
- minimizzare le perdite in rete;
- ottimizzare la regolazione della tensione.

4.4.3 Considerazioni sul livello di smartizzazione raggiunto/raggiungibile

Dalla sperimentazione si è riscontrato un significativo aumento del livello di "smartizzazione" della rete determinato dalla nuova rete di comunicazione Hyperlan e dalle funzionalità del nuovo sistema SCADA. Questi due componenti hanno permesso di sanare un gap tecnologico che era presente rispetto ad alcuni altri distributori. E ci si attende per questo dei miglioramenti dal punto di vista dei livelli di qualità del servizio dell'anno 2014 che saranno ufficiali nel mese di Marzo 2015. E' chiaro che questa sperimentazione e gli investimenti in essa sostenuti non completano l'evoluzione tecnologica del distributore. Le possibili evoluzioni sul breve periodo sono:

- l'installazione di RTU di cabina primaria su tutti i restanti centri satelliti e la sostituzione delle relative linee CDF con la rete Hyperlan;
- lo sviluppo di sistemi di automazione da inserire nelle linee MT;
- estensione della rete di ricarica per veicoli elettrici presso ulteriori punti della rete cittadina;
- integrazione della rete Hyperlan con la rete in f.o. per la fornitura di servizio agli utenti;
- effettuare ulteriori test di telescatto con un numero più alto di "nodi" al fine di individuare l'architettura limite per l'applicazione del telescatto.

Ci si attende di favorire lo sviluppo della smartizzazione della rete elettrica inoltre dai risultati degli altri progetti di ricerca che ASM ha in corso nei settori:

- della misura in "near real time" con applicazioni di Demand Response nell'ambito del progetto FINESCE;

RELAZIONE TECNICA	NOME FILE: 20150228_ASM TERNI RELAZIONE FINALE - SMART GRID DELIBERA 39_10_rev23Definitivo.docx	28/02/2015
		pag. 169 di 224



- dello storage concentrato nell'ambito del progetto ELSA;
- della sicurezza delle reti informatiche dei distributori (nell'ambito del progetto SESEMAG);
- delle nuove tecnologie di contatori nell'ambito del progetto NOBELGRID.

4.4.4 Tempistica e gradualità di implementazione delle soluzioni

Le evoluzioni di cui sopra fanno parte di un piano di sviluppo tecnologico che il distributore ha in atto attraverso soprattutto la partecipazione a progetti di ricerca in ambito europeo di cui quello della delibera ARG/elt 39/10 è stato il primo e più importante tassello, senza il quale probabilmente non sarebbero stati possibili gli altri che sono seguiti. L'evoluzione sostenuta da questi progetti ha, in questo momento una durata di altri 4 anni, si ritiene pertanto che alla fine dell'anno 2019 ASM avrà compiuto un significativo adeguamento tecnologico. Questo non deve essere visto esclusivamente dal punto di vista tecnico ma anche dal punto di vista culturale infatti questi processi di innovazione determino risultati rilevanti anche dal punto di vista delle competenze che vengono acquisite dal personale dell'Azienda.

5. VALUTAZIONI CONCLUSIVE

5.1 Livello di raggiungimento degli obiettivi del progetto

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

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

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

il tutto attraverso la gestione dei flussi di energia reattiva in rete e il coordinamento fra il produttore e il distributore, si ritiene raggiunto. In particolare: la caricabilità della rete risulta aumentata per gli impianti dove è installato il sistema di regolazione della tensione; la qualità della tensione risulta maggiormente sotto controllo e quindi con minori oscillazioni; il fattore di potenza risulta dagli studi fatti migliorabile attraverso le tecniche di regolazione sperimentate; il fenomeno dell'isola indesiderata risulta evitabile attraverso il sistema di telecontrollo con tempi inferiori ai 200ms anche con una comunicazione di tipo Hyperlan.

Le maggiori difficoltà riscontrate sono legate al coinvolgimento operativo dei produttori nella sperimentazione che se pur molto interessati al miglioramento della qualità del servizio sono da un lato difficilmente persuadibili alla partecipazione a dei progetti di natura sperimentale e dall'altro limitati dai vincoli impiantistici degli impianti di produzione.

RELAZIONE TECNICA	NOME FILE: 20150228_ASM TERNI RELAZIONE FINALE - SMART GRID DELIBERA 39_10_rev23Definitivo.docx	28/02/2015
		pag. 170 di 224



5.2 Valutazione qualitativa dei benefici (attesi vs effettivi)

Il progetto è nato con lo scopo di determinare un miglioramento di alcuni parametri fondamentali della rete elettrica quali:

- il numero di interruzioni;
- i profili di tensione;
- il numero di manovre del commutatore sottocarico dei trasformatori AT/MT;
- il fattore di potenza convenzionale;
- le perdite in rete;
- il numero di eventi di isola indesiderata.

Premesso che è molto difficile isolare l'effetto della sperimentazione dagli altri fattori che concorrono al comportamento della rete, si riportano le seguenti valutazioni in merito ai parametri sopra citati:

- il numero di interruzione dell'area della sperimentazione si è ridotto, e ci si attende anche un miglioramento su tutta la rete dei livelli della qualità del servizio per l'anno 2014 (a Marzo ci saranno i dati ufficiali in merito a questo). Il nuovo sistema SCADA ha fornito nuovi strumenti e migliori performances rispetto al precedente sistema dando sicuramente un contributo positivo al miglioramento della qualità del servizio di tutta la rete;
- i profili di tensione, soprattutto per gli impianti più grandi, possono essere controllati dalla regolazione dell'energia reattiva, gli algoritmi sperimentati si sono riscontrati funzionali e potrebbero esserci ampi margini di miglioramento qualora queste funzionalità fossero estese a tutti i produttori;
- il numero di manovre dei commutatori sotto carico risulta avere un andamento decrescente, è possibile ipotizzare un contributo positivo in tal senso delle tecnologie sperimentate, per effettuare ulteriori indagini verranno comunque riportati sotto il monitoraggio dello SCADA anche i CSC degli altri trasformatori;
- il fattore di potenza convenzionale all'interfaccia dei punti di indagine non risulta essere migliorato in modo rilevante, questo può derivare dalla rilevante riduzione dell'energia distribuita in rete e dal contemporaneo aumento dell'energia prodotta immessa in rete, il cui effetto non può essere compensato dall'energia reattiva controllata dagli impianti pilota;
- nei casi sperimentati la regolazione della tensione tramite il controllo del fattore di potenza può ridurre i transiti di corrente e quindi può concorrere alla riduzione delle perdite in rete, soprattutto nelle direttrici che lavorano in controflusso;
- durante la sperimentazione non sono stati osservati fenomeni di isola indesiderata, i test effettuati sulle logiche di telescatto confermano che tale problematica può essere coordinata correttamente da uno SCADA centrale e che i tempi di risposta dell'architettura Hyperlan sono compatibili con la sua corretta implementazione. Sarebbe interessante confrontare i tempi di risposta della rete Hyperlan con quelli dalla F.O. per fare questo, ASM sta valutando di allestire una prova sperimentale presso l'impianto pilota n°5.

Oltre ai benefici sopra citati il progetto pilota ha generato ulteriori opportunità quali il rinnovo del sistema di telecontrollo e l'avvio di investimenti nel settore della mobilità elettrica, settore potenzialmente di grande interesse per i distributori. Inoltre la possibilità di investire su settori innovativi ha generato la possibilità di acquisire

RELAZIONE TECNICA	NOME FILE: 20150228_ASM TERNI RELAZIONE FINALE - SMART GRID DELIBERA 39_10_rev23Definitivo.docx	28/02/2015
		pag. 171 di 224



competenze e tecnologie per lo sviluppo di nuovi progetti nonché di accedere a finanziamenti. Grazie soprattutto a questa prima esperienza nel campo della ricerca ASM ha avviato un periodo di evoluzione che ha creato le basi per la partecipazione a vari progetti europei nell'ambito dell'innovazione tecnologica. Osservando i dati del bilancio della rete elettrica nei primi paragrafi **Figura 1.1** si può riscontrare la profonda "impronta energetica" che ha lasciato la crisi economica del territorio (riduzione dei consumi elettrici dal 2010 al 2014 del 11,5% nella rete del distributore). Essendo ASM una multiutility pubblica, 100% di proprietà del Comune di Terni, si desidera che il processo di innovazione possa permettere un aumento delle competenze, un'evoluzione delle relazioni, e l'acquisizione di nuove tecnologie che abilitino il territorio a contrastare la pensante crisi economica attraverso nuove applicazioni in ambito smart city.

5.3 Standardizzazione delle soluzioni sperimentate

La soluzione sperimentata, dal un punto di vista dell'architettura, è replicabile senza particolari difficoltà per altri utenti della rete, anche già in esercizio. Un possibile aspetto critico sono però gli ingombri delle apparecchiature, infatti non in tutte le cabine secondarie potrebbero esserci spazi sufficienti per installare un armadio IRE. Questo per i nuovi utenti può essere affrontato in fase di progettazione prevedendo locali idonei per installare anche degli apparti dedicati a funzionalità smart grid, tra l'altro potrebbe essere anche da valutare l'ipotesi di installare in locali separati le apparecchiature elettroniche e quelle elettromeccaniche. ASM a tal riguardo sta procedendo alla revisione degli standard delle cabine al fine di predisporre per le nuove connessioni queste funzionalità. E' inoltre ragionevole pensare che a fronte di una loro maggiore diffusione sul mercato tramite l'unificazione da parte dei maggiori distributori, gli apparati tipo IRE potranno avere degli ingombri inferiori.

Relativamente al canale di comunicazione la morfologia del territorio del distributore, circondato da colline, permetterebbe una buona raggiungibilità delle cabine dei produttori, anche perché tipicamente non sono collocati nel centro cittadino dove è possibile che ci siano delle zone più complesse da connettere.

A livello di standardizzazione sarebbe importante individuare il numero massimo di "rilanci su nodi" che comunque può garantire il teledistacco entro tempi utili, questo sarebbe un parametro utile ai fine della pianificazione dello sviluppo della rete di comunicazione.

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

Si ritiene dall'esperienza ricavata della sperimentazione che, per una diffusione su più ampia scala delle funzionalità smart grid, tutti i nuovi produttori MT predispongano delle interfacce verso i distributori che garantiscano la possibilità di:

- regolare i fattore di potenza tramite un riferimento del distributore;
- effettuare il teledistacco per evitare il fenomeno dell'isola indesiderata.

In merito al primo punto un'eventuale normativa dovrebbe anche definire dei tempi massimi per raggiungere tale regolazione che può variare in relazione alla taglia e al tipo di generatore (statico, rotante, ecc.). Sarebbe inoltre utile avere da parte del produttore un segnale che confermi l'avvenuta regolazione prima di tale tempo massimo. Si ritiene

RELAZIONE TECNICA	NOME FILE: 20150228_ASM TERNI RELAZIONE FINALE - SMART GRID DELIBERA 39_10_rev23Definitivo.docx	28/02/2015
		pag. 172 di 224



inoltre utile che nel caso di mancato funzionamento del sistema di regolazione continuo del fattore di potenza, l'impianto si porti a funzionare secondo una tabella oraria da concordare con il distributore.

Relativamente agli impianti esistenti ai fini dell'implementazione dovrebbero essere imposti dei tempi di adeguamento o l'obbligo di adeguarsi nel caso di interventi di sostituzione/revamping degli apparati (ad esempio degli inverter).

Relativamente invece al teledistacco la maggiore criticità è che senza un obbligo è poco plausibile un adeguamento dei produttori, diverso potrebbe essere a fronte di un obbligo da parte loro ad adeguarsi. Potrebbe essere realistica una loro tutela con degli eventuali indennizzi a fronte di interventi intempestivi.

Dal punto di vista tecnologico si è riscontrata la necessità di avere la massima attenzione sulla certificazione dei componenti della rete di comunicazione perché eventuali difformità possono condizionare il corretto funzionamento del telescato (mancata apertura).

Alcune altre criticità sono emerse nell'approvvigionamento di apparecchiature nuove e pertanto in fase di sviluppo da parte dei costruttori e quindi ed il loro inserimento nella architetture impiantistiche esistenti.

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

A livello di sistema trasmissivo radio Hyperlan sono state eseguite una serie di misurazioni per rendere conto degli effettivi tempi di trasmissione informazioni resi disponibili dalla rete stessa.

Le misurazioni sono state eseguite a livello d'interfaccia LAN di accesso alla rete trasmissiva, escludendo tutti gli eventuali tempi di attraversamento di dispositivi di gestione (tanto ethernet - switch e/o routers - che RTU) interni alla stazioni controllate.

Non sono inoltre compresi i tempi di elaborazione richiesti da ciascuna delle applicazioni coinvolte, a carico del sistema di elaborazione della stazione o della Sede ASM, preliminari alla richiesta di utilizzo del canale trasmissivo.

La tabella contenente i risultati delle verifiche sui canali di comunicazione non può quindi che fornire informazioni indipendenti dalla specifica funzionalità di controllo.

Le prove sono state effettuate partendo da ciascuna delle cabine collegate, sui link appartenenti alla dorsale principale e mettendo sotto verifica il collegamento della cabina verso ASM Sede.

Il cammino seguito dai dati può di conseguenza essere tanto diretto che richiedere un rilancio da parte di un nodo intermedio.

Non esistono ad oggi precorsi della dorsale principale che richiedano due o più rilanci.

La procedura di test si basa sull'effettuazione di un percorso di tipo "round-trip", ossia l'informazione trasmessa viene inviata verso il nodo destinatario e da questo rispedita automaticamente al mittente: il tempo calcolato corrisponde quindi a quello di un percorso andata-ritorno per l'informazione gestita.

I tempi misurati (e sotto riportati in modo riassuntivo) corrispondono a questo tipo di percorso; ciò consente di stimare agevolmente i valori di riferimento per il corrispondente "one-way trip".

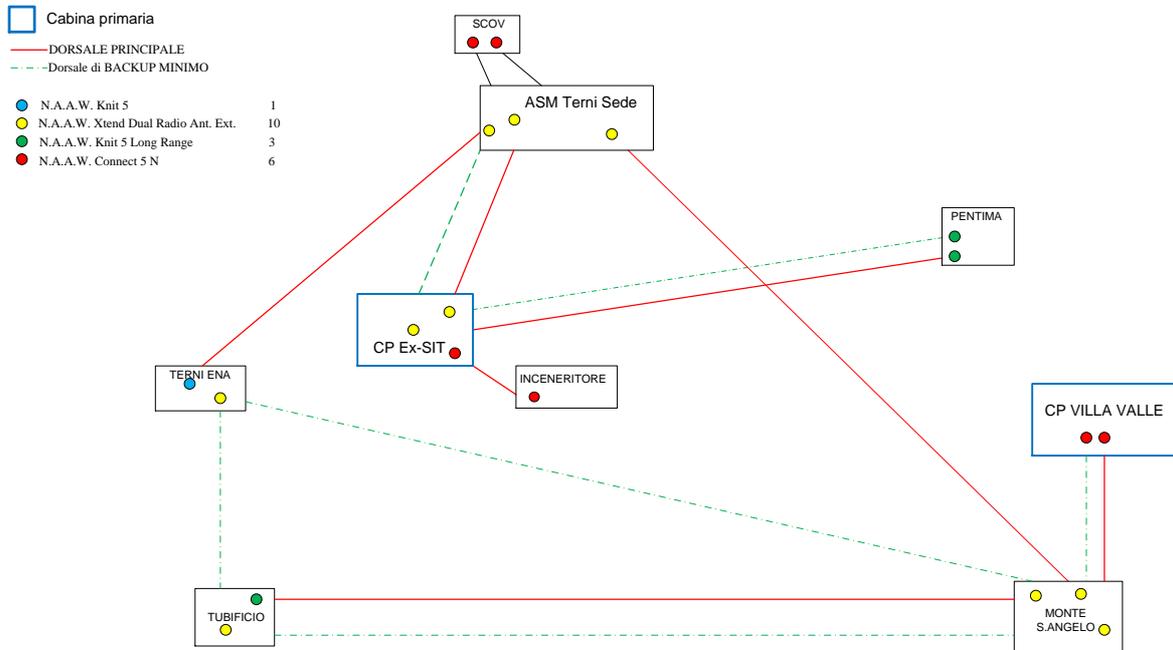
RELAZIONE TECNICA	NOME FILE: 20150228_ASM TERNI RELAZIONE FINALE - SMART GRID DELIBERA 39_10_rev23Definitivo.docx	28/02/2015
		pag. 173 di 224



Tempi di propagazione dei dati - Rete di trasmissione Hyperlan

Ripartendo dalla topologia dell'architettura della rete di ASM si evidenziano di seguito i tempi di trasferimento dei dati e la raggiungibilità di alcuni nodi di esempio:

Topologia della rete – ASM Terni progetto 39/10 con backup EX-SIT



Tipo di comunicazione	N° hops	Staz.intermedia	t.med ms	t.max ms
Diretta	0	-	2,0 - 2,5	10,00
Indiretta	1	Monte S.Angelo	3,5 - 4,5	14,00
Indiretta	1	Ex-SIT	5,00	13,00

Figura 5.1 – Tempi di propagazione dei dati - Rete di trasmissione Hyperlan (N.B. i tempi misurati si riferiscono ad un "round-trip" da ciascuna stazione controllata verso ASM Sede)

I tempi di trasferimento massimi corrispondono sempre alla fase di avvio della comunicazione. E' da sottolineare come, anche in questo caso, i valori rimangano comunque entro limiti accettabili anche in relazione a quanto richiesto dalle più esigenti tipologie di applicazione di cui è previsto il supporto nell'ambito del progetto in discussione.

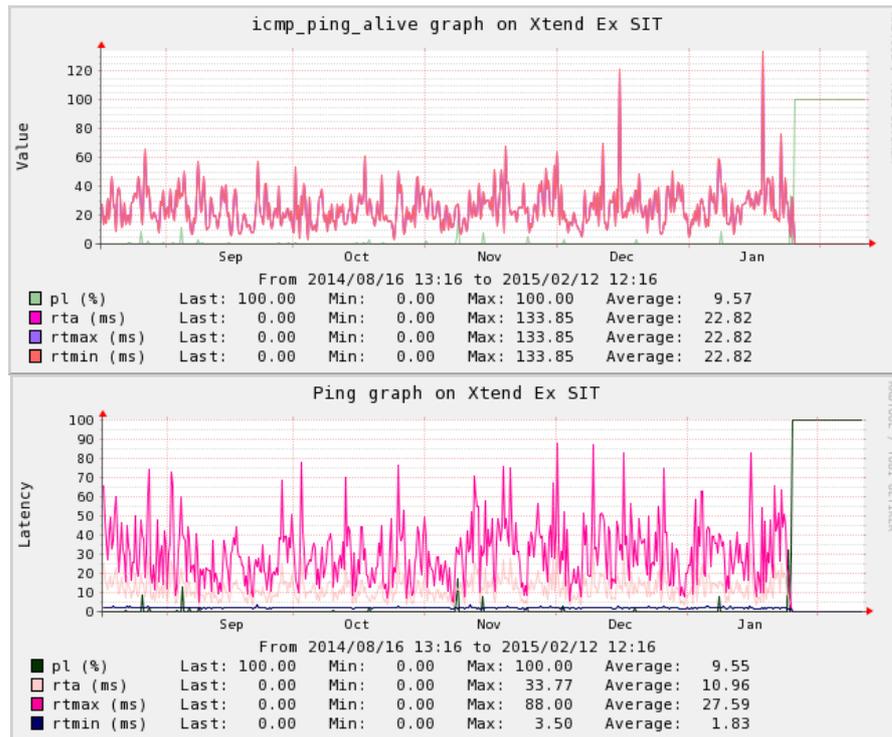


Figura 5.2 - Raggiungibilità della CP di EX-SIT (Agosto 2014 – Febbraio 2015)

Nella tabella seguente sono riportati per ogni funzionalità i tempi di ricezione/tramissione richiesti in fase progettuale, quelli effettivamente misurati e la valutazione sul protocollo utilizzato.

Funzionalità	Tempo progettuale	Tempo misurato	Valutazione protocollo
Acquisizione misure	10 secondi	Caso migliore: meno di 1 secondo Caso peggiore: 10 secondi	IEC61850 MMS è adeguato per la funzionalità, tenendo presente che le tempistiche non presentano particolari criticità
Acquisizione segnali	10 secondi	Caso migliore: meno di 1 secondo Caso peggiore: 10 secondi	IEC61850 MMS è adeguato per la funzionalità, tenendo presente che le tempistiche non presentano particolari criticità
Teledistacco	200 millisecondi		IEC61850 GOOSE può rispettare i requisiti progettuali



6.ALLEGATI

6.1 Regolamento di esercizio con gli utenti attivi coinvolti nel progetto

Si riporta lo schema di allegato al regolamento di esercizio utilizzato con gli utenti attivi del progetto per la regolazione del reattivo e che si sta proponendo anche ai nuovi utenti.

“ALLEGATO AL REGOLAMENTO DI ESERCIZIO TRA ASM TERNI SPA E PER LA GESTIONE DELLE REGOLAZIONE DELLA TENSIONE (CON FUNZIONALITA' “SMART GRID”) DELL’IMPIANTO DENOMINATO POD IT018E..... UBICATO A TERNI IN RIFERIMENTO RICHIESTA DI CONNESSIONE ”

Lo scopo del presente allegato al regolamento di esercizio è di definire le modalità di scambio dell’energia reattiva tra il distributore ASM Terni Spa e il produttore. Nel caso di una connessione esistente questo documento aggiorna ed integra le convenzioni stabilite nel regolamento di esercizio già in essere tra le parti.

PREMESSA

Ai sensi di quanto stabilito nella norma CEI 0-16 gli impianti di generazione connessi in MT devono partecipare alla regolazione della tensione.

1) GENERATORI SINCRONI

INTERFACCIA TRA DSO E PRODUTTORE:

IL DSO (ASM) e Produttore (.....) si scambiano nella cabina di connessione i seguenti segnali e comandi presso la morsettiera denominata **XU** situata all’interno del quadro di regolazione nella cabina del DSO di proprietà ASM:

- A. **SET POINT** $\cos \varphi$: 4/12/20 mA \leftrightarrow 0,9 capacitivo/1/0,9 induttivo* (da ASM \rightarrow Produttore)
- B. **FEED BACK** $\cos \varphi$: 4/12/20 mA \leftrightarrow 0,9 capacitivo/1/0,9 induttivo* (da ASM \rightarrow Produttore)
- C. **ESCLUSIONE REGOLAZIONE** (sono presenti due selettori che gestiscono tale comando: uno in cabina DSO e uno in cabina Produttore) (da ASM \rightarrow Produttore)
- D. **STATO INTERRUTTORE DI INTERFACCIA (DDI)** (dal Produttore \rightarrow ASM)
- E. **RIFERIMENTO DI $\cos \varphi$ VALIDO** (da ASM \rightarrow Produttore)

* per induttivo si intende che il generatore si comporta come un induttore

RELAZIONE TECNICA	NOME FILE: 20150228_ASM TERNI RELAZIONE FINALE - SMART GRID DELIBERA 39_10_rev23Definitivo.docx	28/02/2015
		pag. 176 di 224



CONVENZIONI: Tutti i segnali dovranno essere a 24Vdc, tutti i comandi a 110 Vdc. La polarizzazione dei contatti puliti avviene tramite tensione ausiliaria del Produttore. I riferimenti 4-20mA sono polarizzati da chi li genera.

GESTIONE DEL FATTORE DI POTENZA ALL'INTERFACCIA:

Si fa riferimento alle interfacce di cui ai punti A, B, C, D e E.

Il fattore di potenza dell'impianto di produzione è sempre condizionato alla capability del generatore che ha la priorità e dovrà essere regolato esclusivamente in una delle due seguenti modalità:

1 – Da tabella oraria (fattore di potenza di riferimento per le ore piene: **cos**
 $\varphi=0.95$ induttivo;
fattore di potenza di riferimento per le ore vuote:
cos $\varphi=1$)

2 – Da sistema di regolazione L'impianto di produzione deve avere un sistema di regolazione automatico del fattore di potenza in immissione. Il distributore fornisce al Produttore un'interfaccia con a disposizione con i riferimenti del fattore di potenza da rispettare in quel momento. Tale riferimento può variare entro i limiti di stabilità con continuità nell'arco della giornata. Il sistema automatico di regolazione del produttore attua la regolazione entro massimo 30s dalla variazione di stato. (Configurazione del **SET POINT: cos** φ così configurato: 4/12/20 mA <-> 0,9 capacitivo/1/0,9 induttivo*; i limiti del set point sono 0,95 capacitivo e 0,95 induttivo; ASM potrà estendere i limiti del set point fino a 0,90 capacitivo e a 0,90 induttivo previo comunicazione al Produttore. Lo stato alto dell'interfaccia E convalida il segnale di regolazione)

Selezione della modalità di funzionamento: In impianto sono presenti due selettori, uno in Cabina ASM (locali di consegna) e uno in Cabina(locale utente). La regolazione "da sistema di regolazione" (2) è attiva solo se entrambi i selettori sono posizionati su "Regolazione attiva", in caso contrario il sistema lavora in tabella (1). In caso di anomalie (stato del contatto E alto) il sistema di regolazione del produttore si deve portare in regolazione tramite Tabella oraria (1).

Lo stato normale dei selettori di regolazione è "Regolazione attiva" l'altro stato è denominato "Regolazione da tabella oraria"; Il produttore può posizionare temporaneamente il selettore in

RELAZIONE TECNICA	NOME FILE: 20150228_ASM TERNI RELAZIONE FINALE - SMART GRID DELIBERA 39_10_rev23Definitivo.docx	28/02/2015
		pag. 177 di 224



posizione di "Regolazione da tabella oraria" previa comunicazione ad ASM SPA al Pronto Intervento COA fax 0744391247 con indicazione della durata di tale condizione anomala.

TABELLA ORARIA

Tutte le altre ore sono da considerare ore PIENE.

VALIDITA'

La validità del presente accordo è a decorrere dalla data di attivazione dell'utenza o della data di sottoscrizione dello stesso nel caso di utenza esistente.

Terni, li.....

per **il Produttore**

per **ASM TERNI S.p.A.**
Il Responsabile dell'Area Energia

”

RELAZIONE TECNICA	NOME FILE: 20150228_ASM TERNI RELAZIONE FINALE - SMART GRID DELIBERA 39_10_rev23Definitivo.docx	28/02/2015
		pag. 178 di 224



6.2 Pubblicazioni tecniche

- 6.2.1 Reactive power control strategy for voltage regulation and power-factor correction in MV distribution networks, 2015 IEEE Power Tech Conference, June 29th - July 2nd 2015, Eindhoven, Netherlands (accepted, in press)

Reactive Power Control Strategy for Voltage Regulation and Power-Factor Correction in MV Distribution Networks

F.M. Gatta, A. Geri, M. Maccioni, A. Mantineo
Department of Astronautics, Electrical and Energetics
Engineering (DIAEE)
"Sapienza" University of Rome
Rome, Italy

M. Cresta, M. Paulucci
A.S.M. Terni S.p.A.
Terni, Italy

Abstract—In Italy, many demonstration projects were sponsored and funded in order to develop intelligent automation techniques able to achieve efficiency, reliability, and security of power grids. One of these projects, conducted by A.S.M. Terni S.p.A. (an Italian distribution system operator), concerns the voltage profile control along MV feeders and the power-factor correction at HV/MV primary substations by regulating the available reactive power sources. The selection of a trial location has been performed through measurements and simulations. To this aim, an optimal power flow procedure, which controls the reactive power generated by existent production units and by a synchronous compensator installed on this purpose, has been developed. Tests and simulations confirm that the proposed solution can be adopted to obtain voltage profile stabilization, power-factor correction, reduction of power losses and operating costs, and justify the implementation of this procedure in the supervisor control and data acquisition (SCADA).

Index Terms—Optimal power flow, power-factor correction, smart grids, voltage profile.

I. INTRODUCTION

The growth of distributed generation (DG) and renewable energy sources in industrialized countries continues at an increasing rate: in Italy, according to the latest official statistical data published by the Italian Regulatory Authority for Electricity and Gas (AEEG) [1], at the end of 2011 there were 335318 power plants classified as DG (i.e., plants having nominal power lesser than 10 MVA [2]), totaling 17911 MW (i.e., 14.6% of the total Italian installed capacity, which is of 122302.2 MW, +117.8% with respect to 2010), most of which photovoltaic (i.e., 330318 of PV totaling 12255 MW, +274% with respect to 2010), due to incentives granted for their installation by ministerial decrees [1]. The DG includes a wide array of technologies, such as mini-hydro, very small wind power plants as well as small thermal generation (e.g. biomass-based) usually integrated in combined heat and power plants. By definition, this DG is typically connected to

distribution networks at MV and LV level; for this reason, the DG capacity installed in a typical Italian MV network can be comparable to, or even exceed, its supplied load. Most of Italian distribution system operators (DSOs) at municipal level are experiencing, or will experience in the short term, these critical operational conditions in their MV/LV distribution networks. In steady state operation, the main issues related to the high DG penetration can be ascribed to: the irregularities of the voltage profile; the reduction of the power-factor at the HV/MV primary substation (PS); the increase of power losses in the distribution network. For Italian DSOs, these criticisms translate, directly and/or indirectly, in a more or less significant economic burden, associated with penalties charges (e.g., for low power-factor and poor quality electrical service) and additional operating costs (e.g., due to the increase of power losses). For all these reasons, the AEEG issued a selection procedure to sponsor innovative projects related to the evolution of traditional MV/LV distribution networks toward "smart grids". The Authority funded the best eight projects, which also had to propose innovative solutions easily applicable by other DSOs, submitted by Italian utilities. The paper deals with one aspect among those investigated within the "Pilot project - Smart Grids" [3] developed by A.S.M. Terni S.p.A. (simply A.S.M. in the following), namely the voltage profile control along MV feeders and the power-factor correction at PS by regulating the reactive power flow. After the description of the A.S.M. MV/LV distribution network and of the trial site involved in the project, an optimal power flow (OPF) procedure, based on the open-source software MATPOWER, is described; the OPF is then tested by using, as input data, measurements obtained by A.S.M. and, finally, numerical results are shown and discussed.

II. BASIC CONSIDERATIONS

A. The A.S.M. Terni S.p.A. MV Distribution Network

The MV distribution network is operated by A.S.M., a public-owned municipal utility, in the Center of Italy. The

RELAZIONE TECNICA	NOME FILE: 20150228_ASM TERNI RELAZIONE FINALE - SMART GRID DELIBERA 39_10_rev23Definitivo.docx	28/02/2015
		pag. 179 di 224



system is interconnected with the HV transmission network in three bulk delivery points (i.e., the PSs named “Terzi Ovest”, “Ex-Sit” and “Villa Valle”) having a total transformer capacity of 190 MVA. At present, the total MV network extension is 622 km (35% underground cables), with 615 MV/LV secondary substations having a total transformer capacity of 130 MVA; the secondary substations (SSs) supply 65100 LV customers (97% equipped with smart meter) for an aggregate contractual power of 307 MW. In 2013, the peak load reached 68.7 MW and the average daily energy demand was 994.5 MWh. The total installed DG amounts to 63.1 MVA, of which 55.5 MVA directly connected on MV 20 kV and 10 kV networks, and 7.6 MVA connected on LV level (400/230 V).

B. Trial Site

The trial site is located in the industrial zone in the west of the urban area. In the “Ex-Sit” PS three HV/MV transformers (two 20 MVA – 132/20 kV power transformers, one 16 MVA – 132/20 kV power transformer) with automatic or remotely controlled on load tap changer (OLTC) are installed. From the PS busbars (three busbars at 20 kV), seventeen feeders are connected, four of them directly involved in the pilot project (Fig. 1). Several renewable energy sources are connected to the MV network: two MT thermal power plants, four PV power plants at MV level and three large PV power plants at LV level. Three of them are involved in the pilot project (Fig. 1): a 16 MVA thermoelectric unit, ①, directly connected to the MV busbars; a 2.15 MW PV plant, ②, connected along a MV feeder; and a 240 kW PV plant, ④, at LV level. In addition, a synchronous compensator, ③, (2.8 MVA, by LEROY-SOMER) directly connected to the MV busbars and a fast recharging system, ⑤, for electrical vehicle (CHAdeMO type, Mode 4) are engaged in the pilot project. Devices ②, ④ and ⑤ belong to A.S.M..

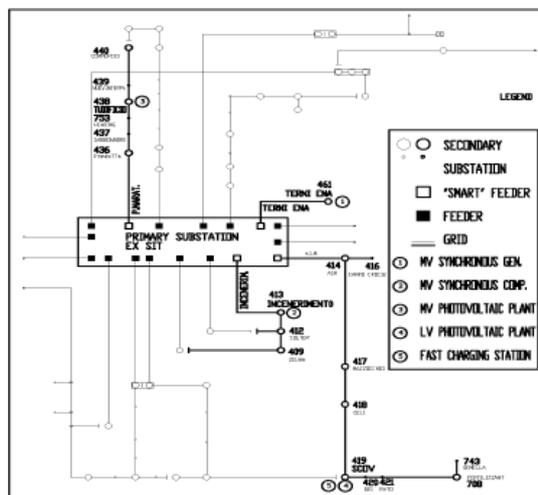


Figure 1. Ex-Sit PS and 20 kV distribution network. Layout exported from SCADA. Feeders and units involved in the pilot project are in bold.

C. Starting Point

At first, A.S.M. signed agreements with producers connected at the trial site (units ① and ③) in order to implement a bidirectional interfacing with a supervisor control and data acquisition system (SCADA) for voltage and reactive power management. Subsequently, a SCADA (by Siemens) was installed, with the task of MV distribution network supervision and control and, in particular, having the following features:

- communicating with computational environment “InGrid” able to perform all electrical calculations related to network state estimation, power flow (PF), optimal power flow (OPF) and voltage regulation;
- receiving and sending information to/from PS equipments (Remote Terminal Unit TPT2020) and SSs equipments (Remote Terminal Unit TM 1703 ACP);
- implementing the anti-islanding and, when necessary, sends requests to disconnect the TPT2020.

III. DEVELOPMENTS

In order to achieve an automatic control system for voltage and reactive power management, a simple OPF-based procedure is proposed, with the aim to exploit the available reactive power resources of DG units and of the synchronous compensator installed by A.S.M..

A. Optimal Power Flow Procedure

An optimization procedure, which couples the OPF formulation described in [4]-[6] with a constraint on power-factor at the PS, has been implemented in order to achieve the power loss minimization in the MV network. This procedure operates in the following steps:

1. read input data (voltage at PS, load demand, active and reactive power generations, generation costs);
2. read constraints (bus voltages on the MV feeders within the range 0.95÷1.05 p.u., power flows on the MV feeders under thermal limits, power-factor at the PS equal or greater than 0.9, P-Q capability curves of rotating machines and functional limits of inverters);
3. run OPF without power-factor constraint;
4. check the OPF convergence: if convergence is not reached, exit; if convergence is reached (i.e., all constraints are fulfilled), check power-factor value at the PS;
5. if power-factor value is equal or greater than 0.9, exit; if power-factor value is lesser than 0.9, run a new OPF imposing power-factor constraint;
6. check the OPF convergence: if convergence is not reached, exit and use OPF results of step 3; if convergence is reached, exit and use OPF results of step 4.

The procedure is currently off-line (will be implemented in the SCADA in 2015 and verified by measurements) and has been tested by using, as input data, measurements obtained by A.S.M.; however, for a real-time usage it may be easily implemented in the computational environment “InGrid” used by SCADA.

RELAZIONE TECNICA	NOME FILE: 20150228_ASM TERNI RELAZIONE FINALE - SMART GRID DELIBERA 39_10_rev23Definitivo.docx	28/02/2015
		pag. 180 di 224



IV. NUMERICAL RESULTS

In order to evaluate the performance of the proposed procedure in different load and generation conditions, two relevant days have been considered: Scenario 1 (October 10th 2013), when the maximum power flow at the PS (17.3 MW from HV to MV network) was recorded; Scenario 2 (October 13th 2013), when the maximum reverse power flow at the PS (6.73 MW from MV to HV network) was recorded. Both daily scenarios are subdivided in 15 minutes time steps. Referring to Scenario 1, Figs. 2a and 2b report the active and reactive power flows, respectively, at the PS: comparisons between measurements, PF results (obtained by MATPOWER load flow) and OPF results are shown. Fig. 3 shows the reactive powers contributed by units ① and ② for the loss minimization assessed by the OPF.

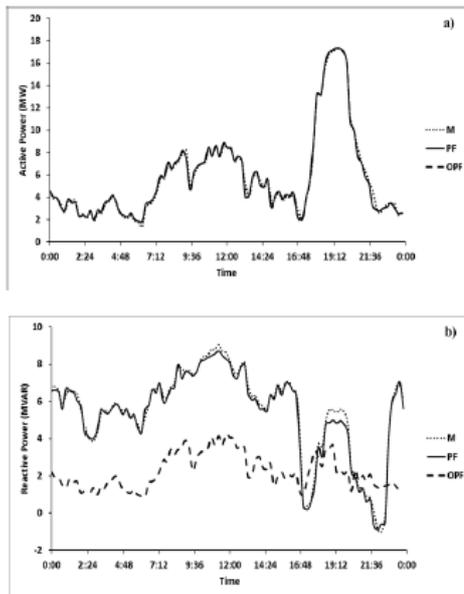


Figure 2. Scenario 1: a) Active power flow at the PS; b) Reactive power flow at the PS. (M refers to measurements, PF to power flow results and OPF to optimal power flow results)

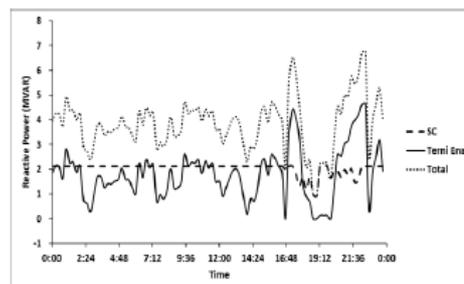


Figure 3. Reactive power computed by the OPF procedure in scenario 1 (SC refers to reactive power generated by the synchronous compensator ②).

V. CONCLUSIONS

The paper presents an OPF procedure able to control and regulate the reactive power generation in a MV distribution network with high penetration of DG. The procedure, based on the open-source software MATPOWER, has been applied to an existing MV network and more specifically to the trial location involved in the "Pilot project - Smart Grids", funded by the Italian Regulatory Authority for Electricity and Gas and developed by A.S.M. Terni S.p.A.. Tests have been performed in the daily operation of the network, considering two relevant days with very different load and generation conditions. Taking advantage of bilateral agreements with independent producers and of the installed synchronous compensator, the OPF procedure has been able to flatten voltage profiles in all busses (voltage variations along feeders never larger than 0.01 p.u.) and to correct power-factor at the TSO point of delivery to the target value ($\cos\phi$ always greater than 0.9), reducing at the same time the power losses (up to 10.5%). The good performance obtained, as well as the simplicity and the stability of the OPF procedure, suggest and justify its implementation on the computational environment "InGrid" used by SCADA. In addition, the proposed solution, based on the reactive power control by means of new operating regulations, the installation of a synchronous compensator and, consequently, the implementation of the described OPF procedure within the SCADA, seems to be simple and efficient, as well as easy to be adopted also by other DSOs.

ACKNOWLEDGMENT

This research received the financial support from A.S.M. Terni S.p.A. through the research contract "Studies to assess the impact on the MV/LV distribution network operated by A.S.M. Terni with respect to the planned actions under 'Pilot Project - Smart Grids' admitted at an incentive treatment by the Authority for Electricity and Gas (AEEG)" (2011-'14), stipulated between A.S.M. Terni S.p.A. and DIAEE under the "Pilot project - Smart Grids", sponsored and funded by the Italian Regulatory Authority for Electricity and Gas (AEEG).

REFERENCES

- [1] Italian Ministerial Decrees named "Conto Energia": DM 28/07/2005 and DM 06/02/2006; DM 19/02/2007; DM 06/08/2010; DM 05/05/2011; DM 05/07/2012.
- [2] Italian Regulatory Authority for Electricity and Gas (AEEG), "Monitoraggio dello sviluppo degli impianti di generazione distribuita per l'anno 2011," Report available on line (in Italian): <http://www.autorita.energia.it/allegati/docs/13/129-13all.pdf>, 2013.
- [3] A.S.M. Terni S.p.A., "Progetto pilota smart grids", V Stato d'avanzamento, 20 settembre 2013. Report available on line (in Italian): <http://www.autorita.energia.it/allegati/operatori/elettricit/smartgrid/V%20Rel%20smart%20ASM%20Terni.pdf>
- [4] <http://www.pserc.cornell.edu/matpower/>
- [5] R. D. Zimmerman, C. E. Murillo-Sanchez, and R. J. Thomas, "MATPOWER's extensible optimal power flow architecture," *IEEE Power & Energy Society General Meeting (PES '09)*, 2009.
- [6] R. D. Zimmerman, C. E. Murillo-Sanchez, and R. J. Thomas, "MATPOWER: steady-state operations, planning, and analysis tools for power systems research and education," *IEEE Trans. Power Systems*, Vol. 26, No. 1, pp. 12-19, Febr. 2011.



6.2.2 Optimal operation of a low voltage public network with renewable DG by storage systems and demand response: a case study in a trial site, 3rd Renewable Power Generation Conference – RPG 2014, Naples, Italy, September 24th-25th, 2014

Optimal operation of a low voltage public network with renewable DG by storage systems and demand response: a case study in a trial site

M. Cresta, F. M. Gatta†, A. Geri†, M. Maccioni†, A. Mantineo†, M. Paulucci**

** A.S.M. Terni S.p.A., Via Bruno Capponi n° 100, 05100 Terni, Italy, † Department of Astronautics, Electrical and Energetics Engineering, "Sapienza" University of Rome, Via Eudossiana n° 18, 00184 Rome, Italy*

Keywords: smart grid, renewable energy, distributed generation, storage system, optimal power flow.

Abstract

The purpose of this paper is to analyze possible strategies for control and management of the LV network (integrating a supervisor control and data acquisition system with future internet potentialities) in order to flatten the voltage profile, to improve the power factor at MV supplying busbars, to minimize the overall power losses and then to reduce operating costs. In particular, the response of the LV network will be analyzed over a period of 8 months, with a time rate of 4 snap-shot per hour (i.e. 23,232) and referring to all different possible scenarios (each of which compatible with the pilot plant control system and power management). On the base of simulation results (carried out by power flow, PF, and optimal power flow, OPF), it will be also assessed the effectiveness, in term of cost-benefits analysis, of the installation in the LV network of a suitable sized electrical energy storage system. The main results of simulations, measurements and experimental tests will be proposed and discussed in detail.

1 Introduction

The large and rapidly increasing amount of distributed generation and renewable energy sources is changing many of the basic assumptions underlying planning and operation of MV/LV distribution network. Intelligent distribution automation techniques must be developed to achieve efficiency, reliability, and security of power grids. According to the guidelines adopted by the European Union [1,2], the Italian Regulatory Authority for Electricity and Gas (AEEG) has issued a tender for sponsoring and funding innovative projects related to the evolution of traditional MV/LV distribution networks toward "smart grids" [3]. At the end of the selection procedure, the Authority has funded the top eight projects submitted by Italian utilities. These projects, besides highlighting the technical and economic benefits obtainable by pilot plants, had to propose innovative solutions that could be also readily applied by other distribution system operators (DSOs). This research explores only one aspect among those investigated within the "Pilot project - Smart Grids" [4,5,6] developed by A.S.M. Terni S.p.A. (the second of eight projects eligible for funding), namely the optimal operation of the LV public network starting from the

secondary substation (SS) named "SCOV" (Fig. 1). This substation, being one of the several trial sites of the previously cited pilot project, will be controlled by the supervisory control and data acquisition (SCADA) system, already installed and now under test. The SCADA system will handle both the distributed generation (DG) connected at LV (consisting in photovoltaic - PV - power plants equipped with the last generation of inverters, able to maintain voltage and to increase efficiency in the power system by sourcing or sinking reactive power) and electric vehicle charging stations (EVCSs) installed (Mode 4) or programmed (Mode 3) in the network. On the same LV network, and within the European Union project FINESCE - Future INternEt Smart Utility ServiCEs of the Seventh Framework Programme [7], a pilot plant is currently being implemented for the management of energy flows based on the activation of the "Demand Response".

2 Basic considerations

The MV network subject of the project is operated by A.S.M. Terni S.p.A. (simply A.S.M. in the following), a public-owned municipal utility, in the Center of Italy. The whole MV system is interconnected with the HV transmission network in three bulk delivery points (i.e., the PSs named "Terni Ovest", "Ex-Sit" and "Villa Valle") having an overall transformer capacity of 190 MVA.

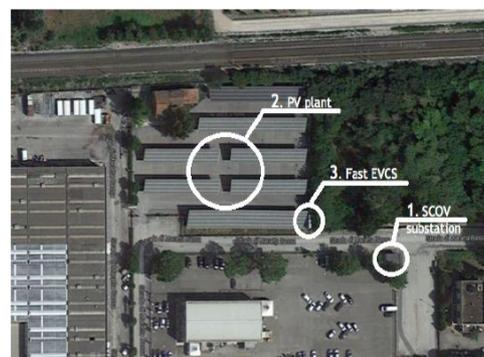


Figure 1: Satellite view of the area served by SS "SCOV" (1), localization of PV plant (2) and fast EVCS (3).

RELAZIONE TECNICA	NOME FILE: 20150228_ASM TERNI RELAZIONE FINALE - SMART GRID DELIBERA 39_10_rev23Definitivo.docx	28/02/2015
		pag. 182 di 224



At present, the total MV network extension is 622 km (35% underground cables), with 615 MV/LV SSs having an overall transformer installed power of 130 MVA; the SSs supply 65,100 LV customers (97% equipped with smart meter) for an aggregate contractual power of 307 MW. In 2013, the load peak, mainly due to residential and tertiary loads (since industrial loads are mostly supplied at HV level), reached 68.7 MW and the average daily energy demand was 994.5 MWh. The total installed DG amounts to 63.1 MVA, of which 44 plants (for an overall 55.5 MVA capacity) are directly connected on MV 20 kV and 10 kV networks, whereas 987 photovoltaic units (for an overall 7.6 MW capacity) are connected on LV level (400/230 V). Practically all types of DG are connected and, with respect to the installed power, the distribution of generation plants by typology is: 1% liquid biomass (1 units), 30% gas-fired thermal cycle (2 units), 32% PV at MV level (37 units), 12% PV at LV level (987 units) and 25% hydro (4 units). Concerning generation connected at MV level, DG is unevenly shared among bulk delivery points: about 17 MVA in “Villa Valle” network (4 rotating DG and 9 PV); 28 MVA in “Ex-Sit” network (about 9 MVA PV); 10 MVA in “Terni Ovest” network (about 9 MVA PV). In 2013, the DG peak (34.2 MW) has reached 50% of the load peak (68.7 MW), while the aggregate DG output has been of 139 GWh (i.e., about 38% of the 363 GWh energy demand). In 2014, with the “TERNI ENA” power plant back to full capacity after revamping, the percentage of load demand supplied by DG will back to the 2009 values, i.e. equal or greater than 40%.

2.1 Pilot project “Smart Grids”

The aim of the project is to introduce innovative techniques for the management and the protection of the distribution

network, easily replicable in other national contexts. In particular, the project investigates some specific aspects related to the operation of distribution network by means of several dedicated trial sites [4], in order to:

- maintain or decrease the number of interruptions per year, despite the possible increase of DG installed on the MV/LV distribution networks;
- reduce the voltage fluctuations, mainly due to the irregular generation of renewable sources (especially of PV type), in a tight band;
- increase the hosting capacity of the distribution network (with respect to additional installations of DG power plants and EVCSs) by “bottlenecks” removing and/or network reconfiguration;
- involve active customers in the voltage control and in the reactive power regulation by bilateral distributor-producer agreements (supported by specific operating rules, power units are placed under the direct management of the SCADA);
- improve the power-factor at the transmission system operator (TSO) point of delivery;
- minimize the power losses also in case of reverse power flows due to the high DG penetration.

In a previous paper [8] and referring to some trial sites belonging to the PS named “Ex-Sit”, the authors proposed an OPF procedure able to control the reactive power generated by existent production units and a specially installed synchronous compensator, for achieving a near flat voltage profile and allowing an optimal power-factor correction. In this paper, the authors investigate trial sites (a 240 kW PV plant and a fast EVCS - CHAdeMO type, Mode 4) involving the SS named “SCOV”, with the aim to predict the behaviour of the LV network during the operation of the EVCS and, at the same time, to evaluate the effect of a battery energy

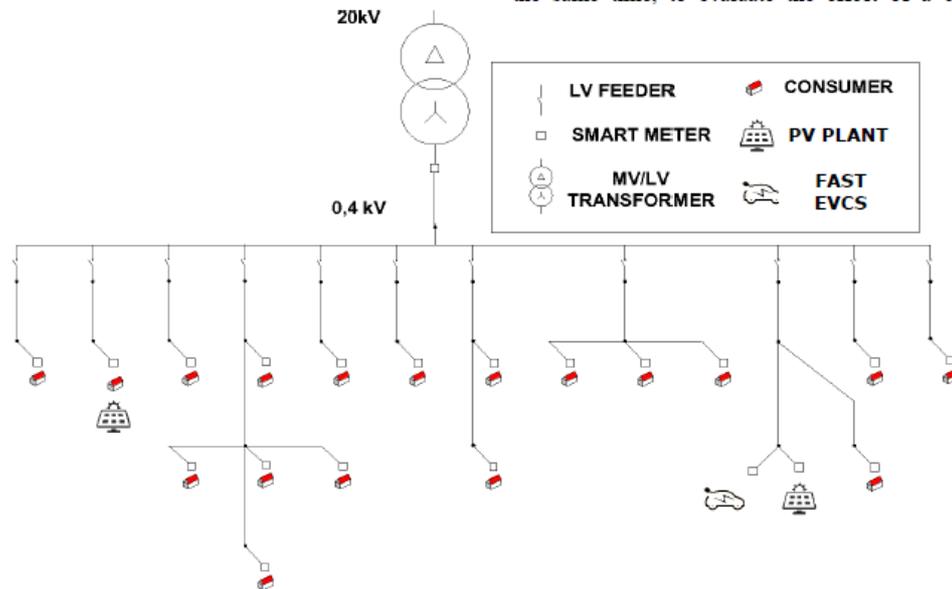


Figure 2: The LV public distribution network supplied by the secondary sub-station named “SCOV”.



storage system (BESS) connected to the same LV busbar where both the PV and the EVCS are connected.

2.2 Trial site

The SS named “SCOV” and the radial LV distribution network are located in the industrial zone to the west of the urban area (Fig. 1). In the SS, a 250 kVA transformer ($P_o=520$ W, $P_{sc}=2,600$ W, $u_{sc}\%=4.3\%$) is installed. At the MV busbar, a meter able to record the voltage measurements every quarter hour is installed. The radial LV distribution network (Fig. 2) consists of 11 lines that feed 19 users (civil, commercial, industrial and public lighting, for an aggregate contractual power of 263 kW nominal power). The PV (240 kW) and EVCS (65.5 kVA) may be considered directly connected to the LV busbar of the SS. All users (active and passive) are equipped with smart meter able to record the energy measurements every quarter hour.

2.3 Starting point

The “SCOV” SS and the radial LV distribution network have been monitored for 8 months (from September 2013 to April 2014) measuring, every fifteen minutes, the voltage profile at MV busbar and the energy consumed/produced by each user. All meters and their measurements have been synchronized. In addition, the overall energy measured by all smart meters has been also verified by means of the balance meter installed in the SS. Then, all recordings have been used as input data file for all power flow, PF, simulations. By way of example, Fig. 3 shows the measured two-way active power flow in the SS transformer in every quarter hour (i.e., for 23,232 snapshots).

3 Developments

The network monitoring (cf. § 2.3) has allowed a realistic analysis of the network response (in terms of power losses, voltage profiles and power-factor at SS) following the operation of the EVCS (already installed and now under test) and the possible installation of a storage system (whose acquisition is being evaluated by A.S.M.). The distribution network model has been implemented in MATPOWER environment. The effects due to the EVCS operation (cf. § 3.1), as well as those ones due to a storage system installation (after being properly sized, cf. § 3.2), have been evaluated with reference to the period monitored and, with respect to the variations of power losses, voltage profiles and overall power-factor.

3.1 Electric vehicle charging station simulation

The fast EVCS (Mode 4) has been simulated by an ideal load diagram (Fig. 4), deduced from measurements, and assuming an average power-factor value of 0.90 (it linearly decreases from 0.91 to 0.89 during charging). Assuming, in the mid-term, a maximum number of the A.S.M. electric vehicle fleet equal to 10, for each day we have extracted a random number of possible charging cycles (for the period under analysis about 1000 charges, i.e. 10% of the total hours monitored).

This is done taking into account both partial charges and the maximum time of each charge (e.g., about 30 minutes). Then, for every day, we have overlaid the measured load diagram (Fig. 5a) with that of EVCS (estimated as previously described, Fig. 5b) in such manner to obtain the realistic load diagram plotted in Fig. 5c.

3.2 Storage system sizing

As storage system, a Sodium Sulfur (NAS) battery type has been chosen because it appears to be mature for possible industrial applications. The storage system has been sized with reference to average daily diagrams of load (also including the EVCS) and of PV, imposing, as far as possible, the flattening of the resulting average daily diagram through the SS (Fig. 6). Since the rated values of the storage system obtained by applying these criteria are $P_n=57$ kW and $E_n=200$ kWh (assuming both discharging and charging efficiencies equal to 0.85), it has been chosen to install a NAS battery commercial module of 50 kW / 360 kWh, with nominal efficiency of 0.85 and standby heat losses of 3.4 kW [9]. The storage system has been simulated by imposing, as operational constraints, those declared as optimal by the manufacturer (both with respect the lifetime of charge-discharge cycles – i.e., 7.2 hours in discharge at the rated power– and the depth of discharge, DOD – i.e., 80% –). Performance and especially efficiencies have been assumed invariant (and equal to nominal values), regardless of actual operating conditions and battery aging.

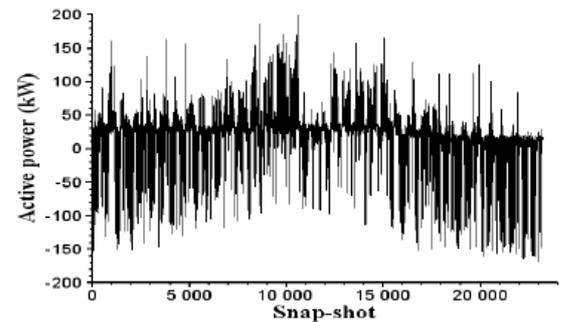


Figure 3: Measured active power flows through the MV/LV transformer during the entire period of analysis (September 2013 - April 2014).

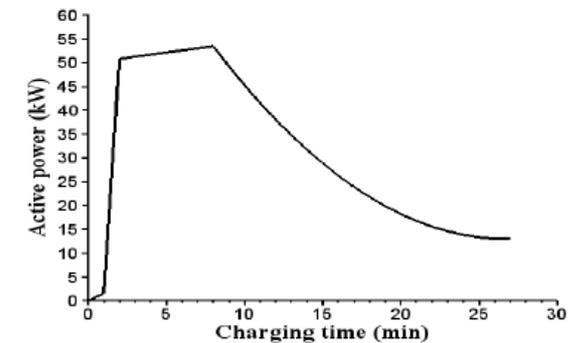


Figure 4: Ideal EVCS load diagram assumed for simulations.

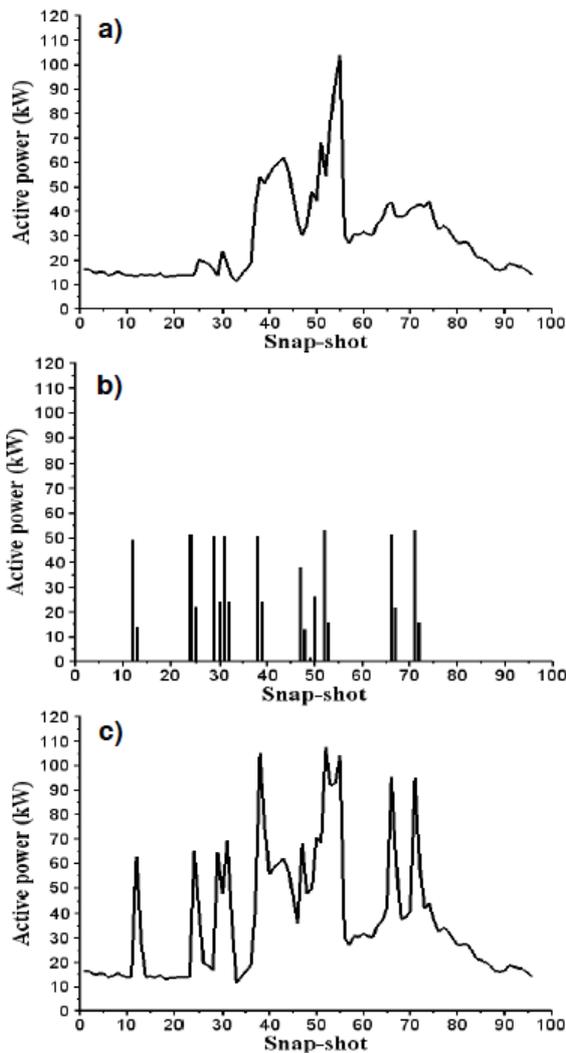


Figure 5: Daily load diagrams for power flow simulations (March 25, 2014).

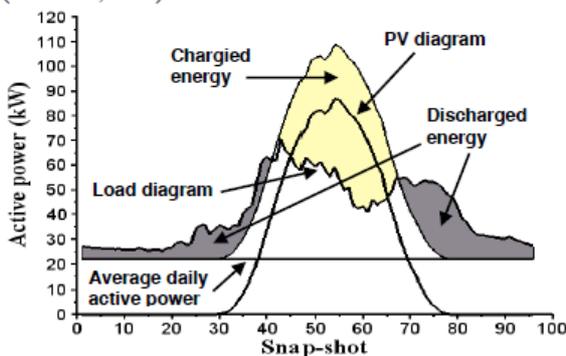


Figure 6: Average daily diagrams of the monitored 8 months; charged and discharged energies by the NAS battery during the day are evidenced.

3.3 Optimal power flow formulation

OPF is a widely used technique for power system problems related to optimization. In this paper, the authors have adopted the OPF embedded in MATPOWER, an open-source Matlab power system simulation package [10,11]. This package allows the user to add easily new variables and constraints to the standard OPF formulation, without rewriting or modifying the existing code. The chosen optimization strategy was the active power loss minimization in the network, under the following constraints:

1. bus voltages on the LV feeders within the range $0.95 \div 1.05$ p.u.;
2. apparent power flows on the LV feeders under thermal limits;
3. power-factor at the SS equal or greater than 0.9.

Additional constraints due to technical and regulation limits are:

- DG units must contribute to voltage regulation by exchanging reactive power according to Italian technical standard CEI 0-21 (at LV level). OPF takes into account the P-Q capability curve and the functional limits of inverters;
- BESS is operated with 1 charge-discharge cycle per day and a DOD equals to 80%. The discharge cycle begins in the evening and ends in the morning of the following day: due to the long discharge cycle (about 12 hours), discharge is operated at a power lower than the rated power, according to the manufacturer.

The standard OPF formulation in [11], based on the optimization strategy and constraints previously discussed, has been integrated with authors' user-defined formulation in order to take into account the constraint on power factor at SS as described in [6]. Naming P_{SS} and Q_{SS} the active and reactive power flowing through the SS and $\cos\phi_{SS}$ the desired minimum power-factor value, the linear constraint

$$Q_{SS} - \tan\phi_{SS} \cdot P_{SS} = 0 \quad (1)$$

has been added. In the simulations presented in the next section, a minimum desired value $\cos\phi_{SS}=0.9$ (i.e., $\tan\phi_{SS}=0.48$) has been set in order to avoid penalties charges for low power-factor. Finally, in order to ensure a proper operation of the BESS, if a not acceptable value of state of charge and/or DOD is found during the day, the OPF restarts the simulations referred to that day, modifying the generation costs (both the charging and the discharging one) related to the storage, in order to reach a permitted operation.

4 Numerical results

All simulations refer to the whole time monitored (consisting of 23,232 snap-shots) and they are related to different possible scenarios analysed by means of PF and OPF: the LV network as actually operated (named Case 1), the network operated with the EVCS (named Case 2) and the network operated with the EVCS and the NAS (named Case 3). For all cases previously defined, PF and OPF simulations have been carried out and compared each other. In particular, in Tab. 1 the voltage levels at the LV busbar are reported, while in Tab. 2 the energy losses in the LV network are summarised. Heat



losses of the storage system, in this analysis, have been evaluated as 3.4 kW in standby, and linearly decreasing to 0 kW as the power of charge/discharge is increasing to the rated power. With reference to Case 3, and by way of example, probability curves related to the voltage levels at the LV busbars (Fig. 7) and to the values of the power factor at the SS (Fig. 8) have been plotted. Then, in Fig. 9 the evolution of the measured and computed daily power flows through the MV/LV transformer have been plotted. All diagrams have been drawn in order to highlight, as far as possible, any beneficial effects (estimated by applying the OPF) of an optimal management and control both of reactive power flows (as it is allowed by the capability curve of the PV inverter) and of charge/discharge cycles of the NAS.

5 Analysis of results

From the results in § 4, and in particular with reference to Figs. 7, 8 and 9, it is apparent that the OPF is able to implement optimal strategies for the management of reactive power flow supplied by the PV inverter and for the control of charge/discharge cycles of the NAS. This allows to obtain an improvement of the network operation, even if it is practically negligible (so as to be barely appreciable from a graphical point of view): the voltage levels tend to increase gathering around the mode (Fig. 7); the frequency of the power factor values above 0.9 significantly increases (Fig. 8), although, de facto, the monthly average power factor (on the basis of which any penalties are calculated) remains unchanged; the evolution of the daily power flows through the MV/LV transformer show a flattening (Fig. 9), albeit very modest.

Analysis and Case		U _{mean} (V)	U _{min} (V)	U _{max} (V)
PF	Case 1	410.56	399.44	418.24
	Case 2	410.38	399.44	418.24
	Case 3	410.37	399.44	418.24
OPF	Case 1	410.62	399.44	418.28
	Case 2	410.57	399.44	418.28
	Case 3	410.56	399.44	418.04

Table 1: Voltage levels at the LV busbar (U_{mean}: mean values, U_{min}: minimum values, U_{max}: maximum values).

Analysis and Case		TOT(kWh)	TR (kWh)	NAS(kWh)
PF	Case 1	5146	3601	0
	Case 2	5184	3652	0
	Case 3	21581	3543	16531
OPF	Case 1	5124	3580	0
	Case 2	5170	3635	0
	Case 3	21063	3532	16023

Table 2: Energy losses in the LV network (TOT: total losses, TR: transformer losses, NAS: battery auxiliary losses).

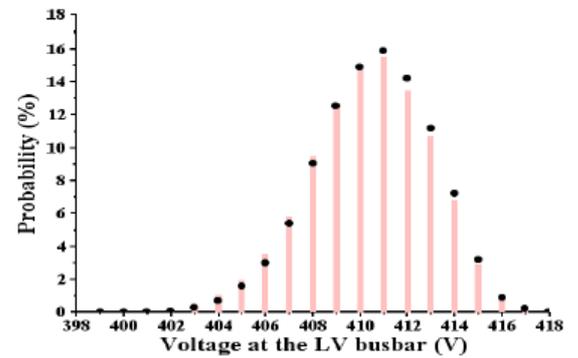


Figure 7: Probability distribution of voltage levels at LV busbar (Case 3, bars: PF simulations, dots: OPF simulations).

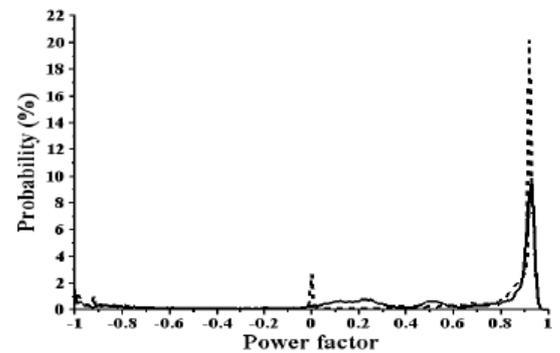


Figure 8: Probability distribution of the power factor at the SS (Case 3, continuous line: PF simulations, dotted line: OPF simulations).

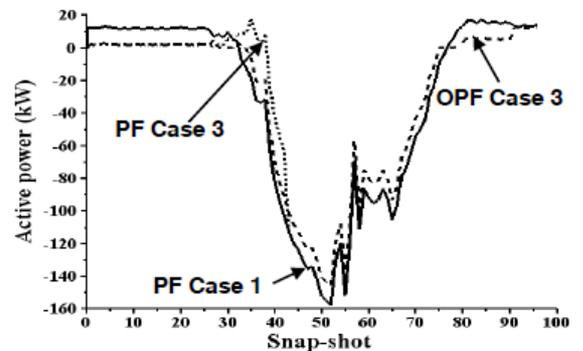


Figure 9: Measured and computed daily power flows through the MV/LV transformer (April 6, 2014).

Therefore, for the LV network at issue, the implementation in the SCADA of the control strategies tested by the OPF would be irrelevant from a technical point of view. The result is quite different from an economic point of view: on the one hand, control of the reactive power flow allowed by the PV inverter has no influence; on the other hand, the purchase of a storage system becomes economically unjustifiable. In fact,



compared with an initial investment (estimated in about € 150,000), the modest benefits obtained on the reduction of MV/LV transformer losses are completely overcome by losses of the storage system due to auxiliary consumptions and charge/discharge efficiency (see Tab. 2 Case 3). Similar considerations about storage losses may be found for other on-field projects involving NAS batteries [12], as well as for projects involving other battery types, for instance Li-ion batteries [13]. In addition, referring to "Case 1 – PF" simulation results (not discussed here for brevity sake), it is also possible to conclude that the "demand response" testing, required by FINESCE research program and involving a small number of customers, will not predictably provide significant benefits in terms of network operation. Anyway, this does not prejudice the relevance of this trial, which is related to the development of procedures, methodologies and techniques designed to implement, on a large scale and along the whole distribution network, the "demand response". In fact, in MV/LV network, the "demand response" may actually be a convenient and an effective solution (mutually beneficial to DSOs and end-users) for the "load shifting" implementation, without employing expensive (estimated at about € 400/kWh) and inefficient (the calculated true energetic efficiency, during the monitored period, is about 57%) storage systems.

6 Conclusions and remarks

In this paper, the behaviour of the existing SCOV LV network over a period of 8 months has been analysed. Various possible scenarios have been studied: the LV network as actually operated, the network operated with the EVCS and the network operated with the EVCS and the NAS storage system. The evolution of voltage levels at the LV busbar, of power-factors at the SS and of energy losses in the LV network have been calculated. By analyzing the results, it was found that the installation of the EVCS itself does not present any criticality for the considered distribution network. The proposed OPF detects optimal strategies (which may be implemented in the SCADA) for the management of reactive power flow supplied by the PV inverter and for the control of charge/discharge cycles of the NAS. However, from a technical point of view, the expected benefits on SCOV network operation may be practically considered negligible. On the contrary, from an economic point of view, the installation of the NAS appears to be unjustifiable because of both the high investment cost and the increase in operating costs (due to the additional energy losses). Lastly, the "demand response" practice, applied to "SCOV" customers does not provide significant benefits on the network operation; however, this practice may generally constitute a convenient and effective solution for the implementation of the "load shifting" along a daily load diagram.

Acknowledgements

This research received the financial support from A.S.M. Terni S.p.A. through the research contract "Studies to assess

the impact on the MV/LV distribution network operated by A.S.M. Terni with respect to the planned actions under 'Pilot Project - Smart Grids' admitted at an incentive treatment by the Authority for Electricity and Gas (AEEG)" (2011-'14) stipulated between A.S.M. Terni S.p.A. and DIAEE under the "Pilot project - Smart Grids", sponsored and funded by the Italian Regulatory Authority for Electricity and Gas (AEEG).

References

- [1] Directive 2009/72/EC of the European Parliament and of the Council of 13 July 2009.
- [2] "Investing in the Development of Low Carbon Technologies (SET-Plan)", COM(2009) 519 final, Brussels, 7 October 2009.
- [3] AEEG, Deliberazione 25 marzo 2010 – ARG/elt 39/10 (in Italian).
- [4] A.S.M. Terni S.p.A., "Progetto pilota smart grids", V Stato d'avanzamento, 20 settembre 2013. Report available on line (in Italian): <http://www.autorita.energia.it/allegati/operatori/electricit a/smartgrid/V%20Rel%20smart%20ASM%20Terni.pdf>
- [5] M. Cresta, F. M. Gatta, A. Geri, L. Landolfi, S. Lauria, M. Maccioni, M. Paulucci. "Active distribution networks: MV voltage profiles and loading limits for a large penetration of renewable DG", *CIGRE International Symposium 2011*, Bologna, Italy, 13-15 September 2011.
- [6] M. Cresta, F. M. Gatta, A. Geri, L. Landolfi, S. Lauria, M. Maccioni, M. Paulucci, M. Pompili. "Prospective installation of EV charging points in a real LV network: two case studies", *IEEE Energy Conference & Exhibition - EnergyCon 2012*, Florence, Italy, 9-12 September 2012.
- [7] EU FP7, FINESCE, <http://www.finesce.eu/>.
- [8] M. Cresta, F. M. Gatta, A. Geri, M. Maccioni, A. Mantineo, M. Paulucci. "Voltage control and power-factor correction in MV distribution network by reactive power management: a case study in a trial site", *EPSR*, under review, (2014).
- [9] Overview of NAS Battery for load Management, CEC Energy Storage Workshop, Feb. 2005, at http://www.energy.ca.gov/research/notices/2005-02-24_workshop/11%20Mears-NAS%20Battery%20Feb05.pdf
- [10] <http://www.pserc.cornell.edu/matpower/>
- [11] R. D. Zimmerman, C. E. Murillo-Sanchez, R. J. Thomas, "MATPOWER: steady- state operations, planning, and analysis tools for power systems research and education", *IEEE Transaction on Power Systems*, Vol. 26, No. 1, pp. 12-19, (2011).
- [12] http://www.sandia.gov/ess/docs/pr_conferences/2009/ec_kroad.pdf
- [13] L. Consiglio, G. Di Lembo, C. Noce, P. Eckert, A. Rasic, A. Schuette. "Performances of the first electric storage system of ENEL Distribuzione", *22nd International Conference and Exhibition on Electricity Distribution (CIRED 2013)*. Stockholm (Sweden), 10-13 June 2013, Paper n°0781.

RELAZIONE TECNICA	NOME FILE: 20150228_ASM TERNI RELAZIONE FINALE - SMART GRID DELIBERA 39_10_rev23Definitivo.docx	28/02/2015
		pag. 187 di 224



6.2.3 Optimal operation of a LV distribution network with renewable DG by NaS battery and demand response strategy: a case study in a trial site, IET Renewable Power Generation Journal (invited paper, under review)

f 18

IET Renewable Power Generation

Optimal operation of a LV distribution network with renewable DG by NaS battery and demand response strategy: a case study in a trial site

M. Cresta^{*}, F. M. Gatta[†], A. Geri[†], M. Maccioni[†], A. Mantineo[†], M. Paulucci^{*}

^{*} A.S.M. Terni S.p.A., Via Bruno Capponi n° 100, 05100 Terni, Italy, [†] Department of Astronautics, Electrical and Energetics Engineering, "Sapienza" University of Rome, Via Eudossiana n° 18, 00184 Rome, Italy

Abstract

The purpose of this paper is to analyse possible strategies for control and management of an existing LV network, also with a supervisor control and data acquisition system (SCADA) with future internet potentialities, in order to flatten the network voltage profile, to improve the power factor at MV supplying busbars, to minimise the overall power losses and then to reduce operating costs. In particular, operational records of the LV network have been acquired over a period of 8 months, with a time rate of 4 snap-shots per hour (23,232 measures), and different possible scenarios (each of which compatible with the pilot plant control system and power management) have been analysed. On the base of simulation results carried out by power flow, PF, and optimal power flow, OPF, studies, the effectiveness, in terms of cost-benefits analysis, of the installation of a suitable sized battery energy storage system (BESS), as well as of the implementation of a demand response (DR) strategy, has been also assessed. The main results of simulations, measurements and experimental tests are reported and discussed in detail.

1. Introduction

The large and rapidly increasing amount of distributed generation and renewable energy sources is changing many of the basic assumptions underlying planning and operation of MV/LV distribution networks. Intelligent distribution automation techniques must be developed to achieve efficiency, reliability, and security of power grids. According to the guidelines adopted by the European Union [1,2], the Italian Regulatory Authority for Electricity and Gas (AEEG) has issued a tender for sponsoring and funding innovative projects related to the evolution of traditional MV/LV distribution networks toward "smart grids" [3]. At the end of the selection procedure, the Authority has funded the top eight projects submitted by Italian utilities. These projects, besides highlighting the technical and economic benefits obtainable by pilot plants, had to propose innovative solutions that could be also readily applied by other distribution system operators (DSOs). This research explores only one aspect among those investigated within the "Pilot project - Smart Grids" [4,5,6] developed by A.S.M. Terni S.p.A. (the second of eight projects eligible for funding), namely the optimal operation of the LV public network starting from the secondary substation (SS) named "SCOV". This substation will be controlled by the supervisory control and data acquisition (SCADA) system, already installed and now under test. The SCADA system will handle both the distributed generation



(DG) connected at LV level, photovoltaic - PV - power plants equipped with the latest generation of inverters (i.e., able to control voltage and reactive power for an efficient and reliable operation of the network), and electric vehicle charging stations (EVCSs) already installed (Mode 4) or programmed (Mode 3) in the network. On the same LV network, and within the European Union project FINESCE - Future INternEt Smart Utility ServiCEs of the Seventh Framework Programme [7], a pilot plant is currently being implemented for the management of energy flows based on the activation of the "Demand Response" (DR).

The paper is organized as follows: Section 2 begins with a short description of the pilot project 'Smart Grids' and then describes the LV distribution network studied in this paper. Section 3 presents models and criteria developed in order to simulate the EVCS, to take into account the DR strategy (which will be activated in the near future) and to size a suitable battery energy storage system (BESS), with the aim to flat the daily load diagram at the distribution transformer of "SCOV" SS. Section 4 describes an optimal power flow (OPF) formulation complying with the Pilot project requirements and easy to implement in the SCADA system. Lastly, in Section 5 and Section 6 simulation results are reported and discussed.

2. Basic considerations

The MV network of the project is operated by A.S.M. Terni S.p.A. (A.S.M. in the following), a public-owned municipal utility, in the Centre of Italy. The whole MV system is connected with the HV transmission network in three bulk delivery points (i.e., the primary substations, PSS, "Terni Ovest", "Ex-Sit" and "Villa Valle") having an overall installed power of 190 MVA.

The MV network extension is 622 km (35% underground cables), with 615 MV/LV SSs supplying 65,100 LV customers (97% equipped with smart meter) for an aggregate contractual power of 307 MW. In 2013, the peak load, mainly due to residential and tertiary loads (industrial loads are mostly supplied at HV level), reached 68.7 MW and the average daily energy demand was 994.5 MWh. The total installed DG amounts to 63.1 MVA: 44 plants (for an overall 55.5 MVA capacity) are directly connected to MV 20 kV/10 kV grids, whereas 987 photovoltaic units (for an overall 7.6 MW capacity) are connected to LV level (400/230 V). Most of DG technologies are connected: 1 liquid biomass unit, 2 gas-fired thermal cycle units, 4 hydro units, 37 PV units at MV level and 987 PV units at LV level.

In 2013, the 34.2 MW DG peak has matched 50% of the peak load (68.7 MW), whereas the aggregate DG output has been of 139 GWh (i.e., about 38% of the 363 GWh energy demand). In 2014, when the "TERNI ENA" power plant returned to full capacity after revamping, the percentage of load demand supplied by DG was similar to the 2009 values, i.e. greater than 40%.

RELAZIONE TECNICA	NOME FILE: 20150228_ASM TERNI RELAZIONE FINALE - SMART GRID DELIBERA 39_10_rev23Definitivo.docx	28/02/2015
		pag. 189 di 224



2.1 Pilot project "Smart Grids"

The aim of the project is to introduce innovative techniques for the management and the protection of the distribution network, easily replicable in other MV grids in Italy. In particular, the project investigates some specific aspects concerning the operation of the distribution network by means of several dedicated trial sites [4], in order to:

- decrease the number of interruptions per year;
- reduce the voltage fluctuations;
- increase the hosting capacity of the distribution network;
- involve DG customers in reactive power and voltage control by bilateral distributor-producer agreements, defining specific operating rules, i. e. committing the operation of power units to SCADA;
- improve the power-factor at the transmission system operator (TSO) point of delivery;
- minimize the power losses also in case of reverse power flows at SS due to the high DG penetration.

In [8], and dealing with trial sites feeding from the "Ex-Sit" PS, the authors proposed an OPF procedure able: i) to control the reactive power generated by the already existent generation units and by an ad hoc installed synchronous compensator, ii) to flatten voltage profiles along MV feeders and iii) to obtain an optimal power-factor correction at the HV/MV PS. In this paper, the authors investigate a trial site with a 240 kW PV plant and a fast EVCS - CHAdEMO type, Mode 4 – connected to the SS named "SCOV", with the aim to predict the behaviour of the LV network during the operation of the EVCS. At the same time, the load shifting effects, due either to a suitable sized BESS connected to the LV busbars of the SS or to DR strategy implemented in the LV network, are evaluated and discussed.

2.2 Trial site

The 20/0.4 kV SS named "SCOV" and the radial 0.4 kV LV distribution network are in the industrial zone of Terni, to the west of the urban area (Fig. 1a). In the SS, a 250 kVA transformer ($P_0=520$ W, $P_{sc}=2,600$ W, $u_{sc}\%=4.3\%$) is in service and a meter able to record the voltage measurements every quarter hour is installed at the MV busbars. The radial LV distribution network (Fig. 21b) consists of 11 LV feeders supplying 19 users (civil, commercial, industrial and public lighting, for an aggregate 263 kW contractual power). The peak load is in winter and amounts to about 203 kW (December 2013), whereas the peak to average load ratio is 5.75. The PV (240 kW) and EVCS (65.5 kVA) may be considered directly connected to the LV busbars of the SS. All users are equipped with smart meters able to record the energy measurements every quarter hour.

RELAZIONE TECNICA	NOME FILE: 20150228_ASM TERNI RELAZIONE FINALE - SMART GRID DELIBERA 39_10_rev23Definitivo.docx	28/02/2015
		pag. 190 di 224

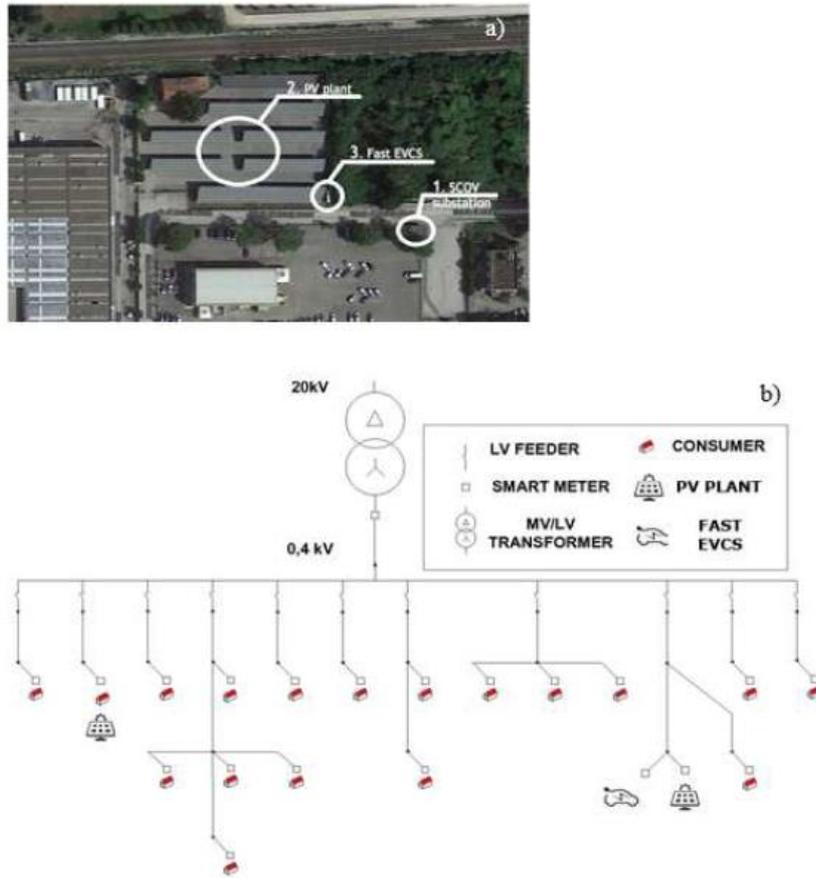


Figure 1: a) Satellite view of the area served by SS "SCOV" (1): localization of the PV plant (2) and of the fast EVCS (3). b)

One-line diagram of the LV public distribution network supplied by the "SCOV" SS.

2.3 Starting point

The "SCOV" SS and the radial LV distribution network have been monitored for 8 months (from September 2013 to April 2014), measuring the voltage profile at MV busbars and the energy consumed/produced by each user every fifteen minutes. All meters and their measurements are synchronized. In addition, the overall energy measured by all smart meters has been also checked by means of the balance meter installed in the SS. Then, all recordings have been used as input data file for all power flow, PF, simulations. By way of example, Fig. 2 shows the energy flows in the LV side of SS transformer measured by A.S.M. every quarter hour in the 8-month period (i.e., 23,232 snap-shots).

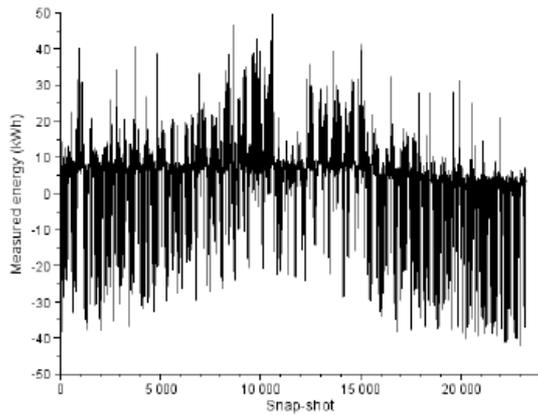


Figure 2: Measured flow of energy at LV terminals of the MV/LV transformer during the monitored period (September 2013 - April 2014).

3. Developments

The model of the LV distribution network has been implemented in MATLAB® environment and validated by comparison with measurements. Fig. 3 plots the active power flows, deduced from ASM measurements and calculated by the MATPOWER (a package of MATLAB®M-file) power flow, at the LV side of the MV/LV transformer during September 1st 2013.

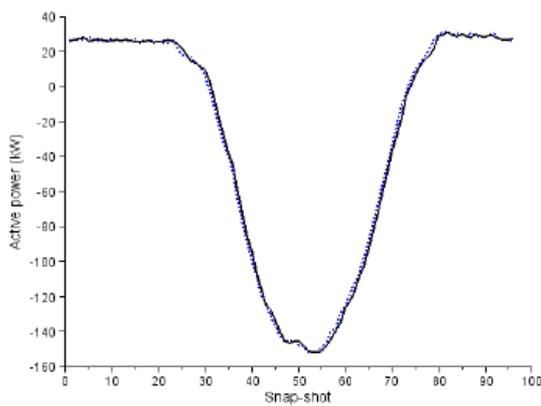


Figure 3: Active power flows through the MV/LV transformer (September 1, 2013). Continuous line: deduced from measurements; dotted line: computed by PF.

At this point, the operation of the fast EVCS (already installed and now under test) has been simulated (see 3.1) in order to evaluate its effect on the network, in terms both of possible transformer overloads and of voltage limit violations. Moreover, two different approaches have been considered and compared in order to flatten the very variable daily active power flows



through the MV/LV transformer. At first (Section 3.2), a DR strategy has been implemented and simulated; then (Section 3.3), a BESS has been sized and operated. The effects of the two approaches have been evaluated, with reference to the 8-month monitored period, both from a technical (variations of power losses, voltage profiles and overall power-factor) and from an economic point of view.

3.1 Electric vehicle charging station simulation

The fast EVCS (Mode 4) has been simulated by an ideal load diagram (Fig. 4a), deduced from measurements, and considering an average power-factor value of 0.90, since it decreases from 0.92 to 0.88 during charging (average value 0.91). Assuming, in the mid-term, a maximum number of the A.S.M. electric vehicle fleet equal to 10, for each day we have extracted a random number of possible charging cycles that, for the period under analysis, is about 1000 charges, i.e. 10% of the total monitored time span. This is done by taking into account both partial charges and the maximum time of each charge (e.g., about 30 minutes). Then, for every day, we have superimposed the measured load diagram (Fig. 4b) with that of EVCS (Fig. 4c) in order to obtain the credible load diagram plotted in Fig. 4d.

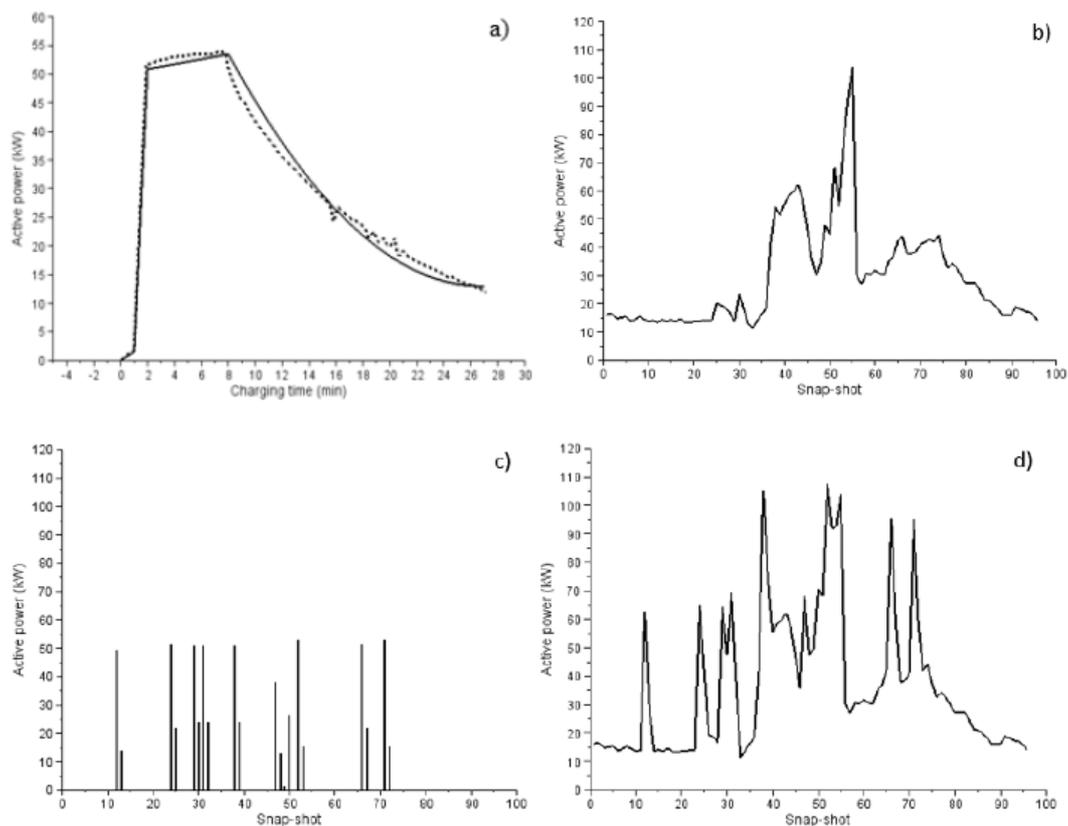


Figure 4: a) Active power absorbed by the EVCS during a fast charge. Dotted line: measured, solid line: simulated; b) load



diagram measured in March 25, 2014, without EVCS operation; c) estimated EVCS load diagram in March 25, 2014; d) compounded load diagram used for simulations in March 25, 2014.

3.2 Demand response strategy

In current MV/LV distribution networks, an efficient economic and technical operation is often hard to achieve: one of the reasons is the rapidly increasing amount of DG in service at MV and LV level (mostly PV), which may cause reverse power flows, as well as overloads and voltage violations in the network. Among the possible solutions to this technical issue, DR has a potentially high impact and relatively low costs. A DR strategy implementation requires the active participation of customers in electricity market, for instance by reducing energy absorptions at peak load conditions, and depends on the network characteristics, for instance on the amount of connected DG. Many DR models [9,10], also integrating plug-in electric vehicles and renewable distributed generators [11], have been developed and are available in literature; furthermore, pilot studies of DR from household customers have been implemented in real distribution networks [12-14] and results show the potentially high effectiveness of DR in reducing peak load absorption and/or in load shifting from high to low electricity price hours.

For the "SCOV" LV network, a pilot study regarding DR will be carried out in the near future [7]. According to [14], three different strategies of DR may be implemented:

- 1) foregoing: reducing load demand in the peak-price period;
- 2) shifting: rescheduling load demand away from peak-price periods to low-price periods;
- 3) onsite generation: turning on an onsite or backup emergency generator to supply some or all of the electricity needs of the customer.

In the "SCOV" LV network, the shifting strategy has been chosen and an estimation of DR contribution in the optimal network operation has been made on the base of the following assumptions:

- in the days when the PV plant is in operation, electricity price is lower in the hours when reverse power flows through the SS are expected;
- in the days when the PV plant is out of service or no reverse power flows through the SS are expected (for instance, because of rainy weather), electricity price is higher when the power flow through the SS exceeds the mean daily power flow;
- to take into account possible errors in load and PV generation forecasting, as well as in estimation of demand price elasticity, a response rate uniformly distributed between 0% and 20% has been simulated during the 8-month

RELAZIONE TECNICA	NOME FILE: 20150228_ASM TERNI RELAZIONE FINALE - SMART GRID DELIBERA 39_10_rev23Definitivo.docx	28/02/2015
		pag. 194 di 224



period.

In order to illustrate the methodology adopted to simulate DR, Fig. 5 plots the load diagrams through the MV/LV transformer during two days, one (Fig. 5a) when the PV plant is in operation but no reverse power flow occurred, the other (Fig. 5b) when the PV plant is in operation and reverse power flows were measured.

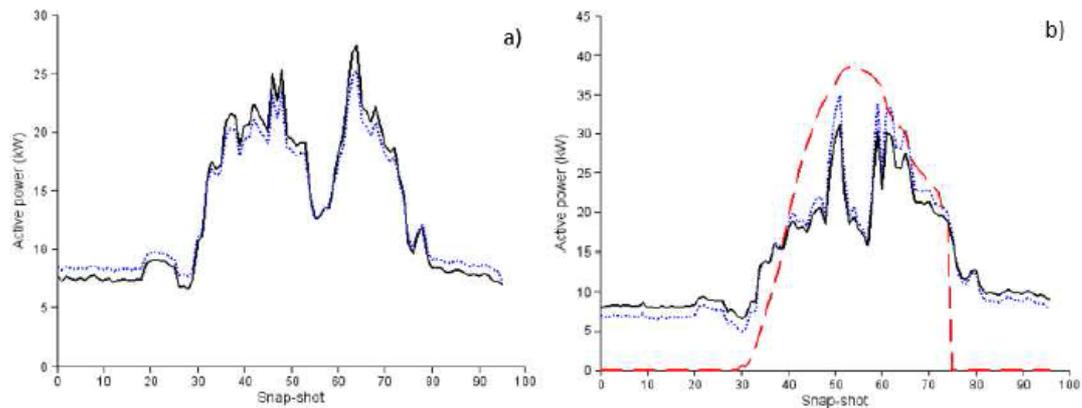


Figure 5: DR simulation: a) daily (October 12, 2013) load diagram without reverse power flows through the MV/LV transformer; b) daily (September 2, 2013) load diagram with reverse power flows due to the PV generation. Continuous line: measured; dotted line: simulated by implementing DR; dashed line: measured PV generation diagram.

3.3 Storage system sizing and operation

A BESS may perform different tasks when connected to a distribution network: peak shaving, load shifting, frequency regulation and voltage regulation. The choice depends both on technical reasons, related to the specific network under examination, and on economic considerations. The network under study does not present operational problems regarding overloads (through LV feeders and MV/LV transformer) and voltage violations, but the large size of the PV plant, which is comparable to the rated power of the MV/LV transformer, suggests to use the BESS for load shifting with the aim to flatten, as far as possible, the power flows through the transformer. Moreover, the use of the BESS for load shifting allows a direct technical/economic comparison with the DR strategy chosen in [7] and described in Section 3.2. The load shifting would cause the reduction both of reverse power flows, by charging the BESS in the daytime (when the PV plant is in operation), and of forward power flows during the night, by discharging the BESS. Consequently, these reductions would minimize the active power losses in the network.

Different battery technologies are currently available, among the others the most promising are Li-ion, sodium-sulfur (NaS) and NaNiCl_2 batteries. In this paper, a NaS battery type has been chosen because has reached a satisfactory developmental stage and appears to be mature for possible industrial applications.



The BESS sizing problem has been addressed in [15] for load leveling application, in [16] for peak shaving and in [17] for primary frequency control, whereas in [18-20] the problem has been studied when the BESS is used in grid-connected DG systems. In this paper, since historical records both of load and of PV generation in the LV network are available, a deterministic approach was used in this paper. The sizing of the storage system has been performed according to the following strategy:

1. establish a desired constant active power flow through the MV/LV transformer;
2. charge the battery when the PV generation (superimposed to the desired constant active power flow) is larger than the load absorptions (including the EVCS);
3. discharge the battery during the remaining time of the day;
4. calculate the rated energy, E_n , of the BESS as the greatest value between the energy absorbed during charge and the energy supplied during discharge;
5. calculate the rated power, P_n , of the BESS as the maximum instantaneous value of the energy, both charged and discharged.

Two different approaches of the same sizing strategy have been chosen. In the first one, each day of the monitored period requires a different battery size; indeed, both the desired constant active power flow through the MV/LV transformer and the PV generation and passive load diagrams are different during each day. In the second one, a single daily diagram of load and a single daily diagram of PV generation, both averaged in the 8-month period, have been used, whereas the desired constant active power flow through the MV/LV transformer has been calculated as the average active power flow through the MV/LV transformer during the same 8-month period. Fig. 6 describes the adopted sizing strategy and refers to the second approach. The first approach provided more than 200 different size BESSs, with P_n values ranging from 30 kW to 156 kW and E_n values ranging from 135 kWh to 847 kWh, whereas the second one provided a single BESS with $P_n= 57$ kW and $E_n= 200$ kWh. Since the NaS battery commercial module size is 50 kW / 360 kWh and the cost amounts approximately to 3000 €/kW, a good compromise between economic and technical reasons seems to be the installation of a single NaS commercial module.

The BESS is directly connected to the LV busbars of the 'SCOV' SS, and has been simulated by accounting an overall efficiency equal to 85% (considering the DC-DC efficiency of the battery and the inverter efficiency both in charge and discharge). The following operational constraints, declared as optimal by the manufacturer, have been imposed: maximum depth of discharge, DOD, equal to 80%; maximum time of discharge at the rated power equal to 7.2 hours; number of charge/discharge cycles per day equal to 1. Performance and efficiencies have been assumed invariant (and equal to nominal

RELAZIONE TECNICA	NOME FILE: 20150228_ASM TERNI RELAZIONE FINALE - SMART GRID DELIBERA 39_10_rev23Definitivo.docx	28/02/2015
		pag. 196 di 224



values), regardless of operation conditions and battery aging. Auxiliary (heaters) consumptions of the NaS module have been evaluated as 3.4 kW in standby (as reported in [21]), and linearly decreasing as the power of charge/discharge is increasing to the rated power, according to the equation

$$P_{H,d} = 3.4 - 0.8 \cdot |P_{c,d}| \cdot \frac{3.4}{50} \quad (1)$$

where $P_{H,d}$ (kW) is the active power absorbed by the heaters and $P_{c,d}$ (kW) is the active power charged/discharged by the battery. This approximated formula provides results in good agreement with more sophisticated models [22], as shown in [23].

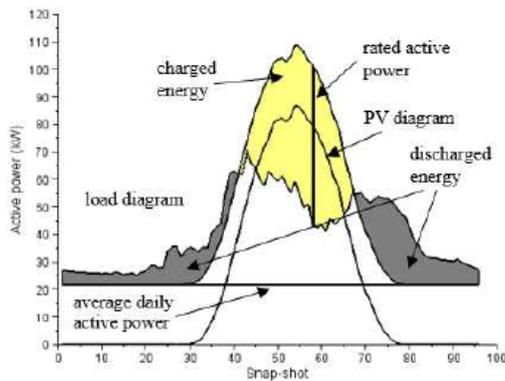


Figure 6: Average daily PV and load diagrams of the monitored 8 months; charged and discharged energies by the NaS battery during the day are highlighted.

4. Optimal power flow formulation

OPF is a widely used technique for obtaining the optimal operation of power systems. Due to the high penetration of DG, many OPF techniques have been applied for distribution networks operation, e.g. optimal placement and sizing of DG units [24,25]; subsequently, several OPF formulations also integrating BESS optimal operation were proposed [26,27]. In this paper, according to the requirement of the pilot project “Smart Grids” concerning the easy replicability of the proposed operation techniques, the authors have adopted the OPF embedded in MATPOWER [28,29]. This package allows the user to add easily new variables and constraints to the standard OPF formulation, without rewriting or modifying the source code. The chosen optimization strategy has been the active power loss minimization in the network, under the following constraints:

1. bus voltages on the LV feeders within the range 0.95+1.05 p.u.;
2. currents flowing through LV feeders under thermal limits;

RELAZIONE TECNICA	NOME FILE: 20150228_ASM TERNI RELAZIONE FINALE - SMART GRID DELIBERA 39_10_rev23Definitivo.docx	28/02/2015
		pag. 197 di 224



3. power-factor at the SS equal or greater than 0.9.

Additional constraints due to technical and regulation limits are:

- DG units must contribute to voltage regulation by exchanging reactive power according to Italian technical standard CEI 0-21 (at LV level). OPF takes into account the P-Q capability curve and the functional limits of inverters;
- BESS is operated with 1 charge-discharge cycle per day and a maximum DOD equal to 80%. The discharge cycle begins in the evening and ends in the morning of the next day: due to the long discharge cycle (about 12 hours), discharge is operated at a power lower than the rated power, according to the manufacturer.

The standard OPF formulation in [29], based on the optimization strategy and the settled above constraints, has been integrated with authors' user-defined formulation in order to take into account the constraint on power factor at SS, as described in [8]. Naming P_{SS} and Q_{SS} the active and reactive power flowing through the SS and $\cos\varphi_{SS}$ the desired minimum power-factor value, the linear constraint

$$Q_{SS} - \tan\varphi_{SS} \cdot P_{SS} = 0 \quad (2)$$

has been added. In the simulations presented in the next section, a minimum desired value $\cos\varphi_{SS}=0.9$ (i.e., $\tan\varphi_{SS}=0.48$) has been set in order to avoid potential penalty charges due to low power-factor. Finally, in order to estimate the effect of a proper operation of the BESS on the LV network, if a not acceptable value of state of charge and/or DOD is found during the day, the OPF restarts the simulations referred to that day, modifying the generation costs (both the charging and the discharging one) related to the storage, in order to reach a permitted operation.

5. Numerical results

All simulations refer to the whole time monitored (8 months, consisting of 23,232 snap-shots) and examine four different scenarios: the LV network as actually operated (named Case 1), the network operated with the EVCS (named Case 2), the network operated with the EVCS and the NaS (named Case 3) and the network operated implementing the DR strategy described in Section 3.2 (named Case 4). For all cases, PF and OPF simulations have been carried out and compared each other. In particular, in Tab. 1 the voltage levels at the LV busbars are reported, whereas in Tab. 2 the energy losses in the LV network are summarised. By way of example, probability curves related to the voltage levels at the LV busbars in Case 3 and Case 4 simulations (Figs. 7a and 7b) and to the values of the power factor at the SS in Case 3 simulations (Fig. 7c) have been plotted. Then, in Fig. 8 the evolution of the measured and computed daily (April 6, 2014) power flows through the MV/LV transformer have been plotted. All diagrams have been drawn in order to highlight, as far as possible, any beneficial effects, estimated by applying the OPF, of an optimal management and control both of reactive power flows (as it is allowed by the

RELAZIONE TECNICA	NOME FILE: 20150228_ASM TERNI RELAZIONE FINALE - SMART GRID DELIBERA 39_10_rev23Definitivo.docx	28/02/2015
		pag. 198 di 224



capability curve of the PV inverter) and of charge/discharge cycles of the NaS battery.

Table 1

Voltage levels at the LV busbar (U_{mean} : mean values, U_{min} : minimum values, U_{max} : maximum values)

Analysis and Case	U_{mean} (V)	U_{min} (V)	U_{max} (V)	
PF	Case 1	410.56	399.44	418.24
	Case 2	410.38	399.44	418.24
	Case 3	410.37	399.44	418.24
	Case 4	410.56	399.80	418.24
OPF	Case 1	410.62	399.44	418.28
	Case 2	410.57	399.44	418.28
	Case 3	410.56	399.44	418.04
	Case 4	410.56	399.80	418.24

Table 2

Energy losses in the LV network (TOT: total losses, TR: transformer losses, NaS: estimated battery auxiliary consumptions)

Analysis and Case	TOT(kWh)	TR (kWh)	NaS(kWh)	
PF	Case 1	5146	3601	0
	Case 2	5184	3652	0
	Case 3	5050	3543	16450
	Case 4	5106	3577	0
OPF	Case 1	5124	3580	0
	Case 2	5170	3635	0
	Case 3	5040	3532	16023
	Case 4	5106	3577	0

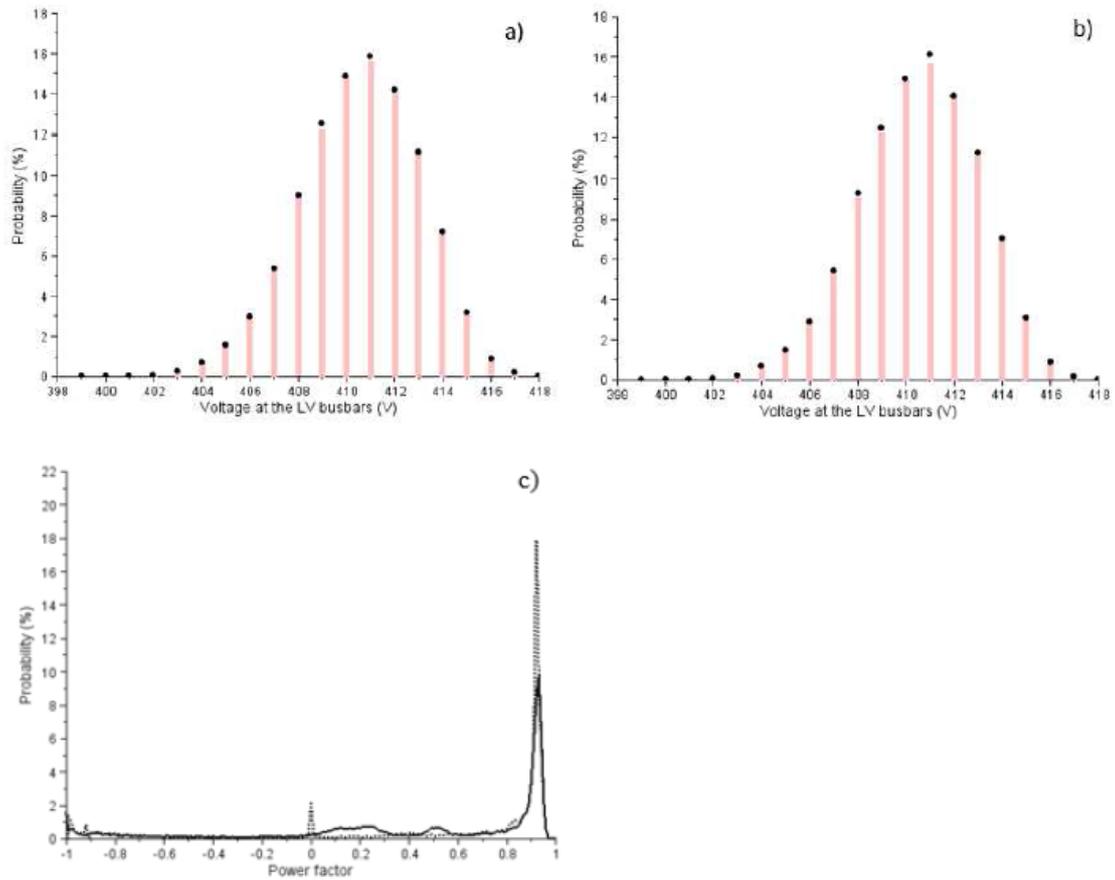


Figure 7: a) Probability distribution of voltage levels at LV busbars. Bars: Case 3 PF simulations, dots: Case 3 OPF simulations. b) Probability distribution of voltage levels at LV busbars. Bars: Case 1 PF simulations, dots: Case 4 PF simulations. c) Probability distribution of the power factor at the SS in Case 3. Continuous line: PF simulations, dotted line: OPF simulations.

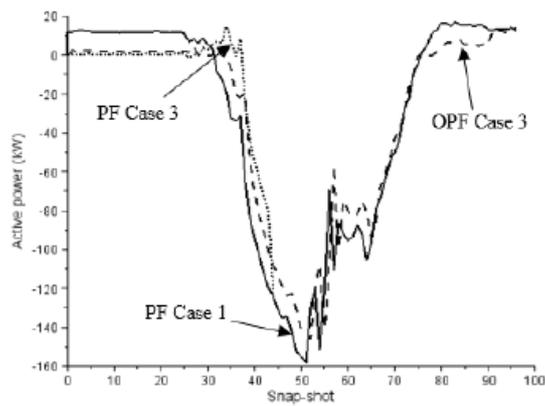


Figure 8: Measured and computed daily (April 6, 2014) power flows through the MV/LV transformer.



6. Analysis of results

PF Case 1 simulations refer to the LV network as operated in the monitored period: Table 1 and Table 2 show that bus voltage values always were in an allowed range ($V_n \pm V_n + 5\%$), whereas the total energy losses in the network were not large and, at the same time, strongly influenced by the iron losses of the MV/LV transformer (about 58.7% of the total losses, being $P_0=520$ W).

From Case 1, Case 2 and Case 3 results shown in Section 5, and in particular with reference to Figs. 7 and 8, it is apparent that the OPF is able to implement optimal strategies for the management of reactive power flow supplied by the PV inverter and for the control of charge/discharge cycles of the NaS. This causes an improvement of the network operation, even if it is practically negligible and barely appreciable from a graphical point of view: the voltage levels tend to increase gathering around the mode (Figs. 7a and 7b); the frequency of the power factor values above 0.9 significantly increases (Fig. 7c), although, de facto, the monthly average power factor (on the basis of which any penalties are calculated) remains unchanged; the evolution of the daily power flows through the MV/LV transformer shows a flattening (Fig. 8), albeit very modest. Therefore, for the studied LV network, the implementation in the SCADA of the control strategies tested by the OPF would be not relevant from a technical point of view.

The result is quite different from an economic point of view: on the one hand, control of the reactive power flow allowed by the PV inverter has no influence; on the other hand, the purchase of a storage system becomes economically unjustifiable. In fact, compared with an initial investment (estimated in about € 150,000), the modest benefits obtained on the reduction of MV/LV transformer losses are completely overcome by losses of the storage system due to auxiliary consumptions and charge/discharge efficiency (see Tab. 2 Case 3). Similar considerations about storage losses may be found for other projects involving NaS batteries [30], as well as for projects involving other battery types, for instance Li-ion batteries [31]. Such results suggest that a single, large size storage BESS is not suitable to the optimal operation of an LV distribution network, especially due to economic reasons, and address to evaluate the effectiveness of small size BESSs, distributed through an LV network, in further studies.

Regarding the DR implementation in Case 4, both PF and OPF simulations practically provide the same results; moreover, only a slight improvement of the network operation is obtained with respect to PF Case 1, in terms of voltage levels and especially of active power losses. This is mostly due, and the same consideration is applicable for Case 3 results, to the iron losses of the MV/LV transformer, which cannot be minimised. Therefore, it is possible to conclude that the "demand response" testing, required by FINESCE research program and involving a small number of customers, will not predictably provide to the LV network under study significant benefits in terms of network operation. Anyway, this does not prejudice the relevance of this trial, which is related to the development of procedures, methodologies and techniques designed to

RELAZIONE TECNICA	NOME FILE: 20150228_ASM TERNI RELAZIONE FINALE - SMART GRID DELIBERA 39_10_rev23Definitivo.docx	28/02/2015
		pag. 201 di 224



implement, on a large scale and along the whole A.S.M. MV/LV distribution network, the DR. In fact, in a MV/LV distribution network, the DR may actually be a convenient and an effective solution (mutually beneficial to DSOs and end-users) for the load shifting implementation, without employing expensive (estimated at about € 415/kWh) and inefficient (the calculated overall energetic efficiency during the monitored period is about 57%, if auxiliary consumptions are taken into account) storage systems.

7. Conclusions and remarks

In this paper, the behaviour of the existing “SCOV” LV network over a period of 8 months has been analysed. Various possible scenarios have been studied: the LV network as actually operated; the network operated with the EVCS; the network operated with the EVCS and the NaS storage system; the network operated with the EVCS and a DR strategy. The evolution of voltage levels at the LV busbars, of power-factor at the SS and of energy losses in the LV network have been calculated. Analysis of results show that the installation of the EVCS does not present any criticality for the considered distribution network. The proposed OPF formulation detects optimal strategies (which may be implemented in the SCADA) for the management of reactive power flow supplied by the PV inverter and for the control of charge/discharge cycles of the NaS battery. However, from a technical point of view the expected benefits on SCOV network operation may be neglected. Furthermore, from an economic point of view the installation of the NaS module appears to be unjustifiable because of both the high investment costs and the increase in operating costs (due to the additional auxiliary energy consumptions). The effectiveness of small size BESSs (lead-acid technology), distributed through an LV network, will be checked in further studies. Lastly, the DR shifting strategy applied to “SCOV” customers does not provide significant benefits on the network operation; however, this practice may generally constitute a convenient and effective solution for the implementation of load shifting along a daily load diagram.

Acknowledgements

This research received the financial support from A.S.M. Terni S.p.A. through the research contract “Studies to assess the impact on the MV/LV distribution network operated by A.S.M. Terni with respect to the planned actions under 'Pilot Project - Smart Grids' admitted at an incentive treatment by the Authority for Electricity and Gas (AEEG)” (2011-'14) stipulated between A.S.M. Terni S.p.A. and DIAEE under the “Pilot project - Smart Grids”, sponsored and funded by the Italian Regulatory Authority for Electricity and Gas (AEEG).

RELAZIONE TECNICA	NOME FILE: 20150228_ASM TERNI RELAZIONE FINALE - SMART GRID DELIBERA 39_10_rev23Definitivo.docx	28/02/2015
		pag. 202 di 224

**References**

- [1] Directive 2009/72/EC of the European Parliament and of the Council of 13 July 2009
- [2] 'Investing in the Development of Low Carbon Technologies (SET-Plan)', COM(2009) 519 final, Brussels, 7 October 2009
- [3] AEEG, Deliberazione 25 marzo 2010 – ARG/elt 39/10 (in Italian)
- [4] A.S.M. Terni S.p.A., 'Progetto pilota smart grids', V Stato d'avanzamento, <http://www.autorita.energia.it/allegati/operatori/elettricit%C3%A0/smartgrid/V%20ReI%20smart%20ASM%20Terni.pdf>, September 2013
- [5] Cresta, M., Gatta, F. M., Geri, A., Landolfi, L., Lauria, S., Maccioni, M., Paulucci, M.: 'Active distribution networks: MV voltage profiles and loading limits for a large penetration of renewable DG'. CIGRE International Symposium 2011, Bologna, Italy, September 2011
- [6] Cresta, M., Gatta, F. M., Geri, A., Landolfi, L., Lauria, S., Maccioni, M., Paulucci, M., Pompili, M.: 'Prospective installation of EV charging points in a real LV network: two case studies'. IEEE Energy Conference & Exhibition - EnergyCon 2012, Florence, Italy, September 2012
- [7] EU FP7, FINESCE, http://www.finesce.eu/Trial_Site_Terni.html
- [8] Cresta, M., Gatta, F. M., Geri, A., Maccioni, M., Mantineo, A., Paulucci, M.: 'Reactive power control strategy for voltage regulation and power-factor correction in MV distribution networks'. Proc. Int. Conf. IEEE PowerTech 2015, Eindhoven, Netherlands, July 2015 (accepted for publication)
- [9] Mnatsakanyan, A., Kennedy, S. H.: 'A novel demand response model with an application for a virtual power plant', IEEE Trans. Smart Grid, 2015, 6, (1), pp. 230-237
- [10] Conejo, A. J., Morales, J. M., Baringo, L.: 'Real-time demand response model', IEEE Trans. Smart Grid, 2010, 1, (3), pp. 236-242
- [11] Zhao, T., Peng, Y., Arye, N.: 'An optimal and distributed demand response strategy with electric vehicles in the smart grid', IEEE Trans. Smart Grid, 2014, 5, (2), pp. 861-869
- [12] Piette, M. A., Kiliccote, S., Dudley, J. H.: 'Field demonstration of automated demand response for both winter and summer events in large buildings in the pacific Northwest', <https://escholarship.org/uc/item/37m405jm>
- [13] Lakshmanan, V., Gudmand-Hoyer, K., Marinelli, M., Kosek, A.M., Norgard, P.: 'Energy shift estimation of demand response activation on refrigerators — A field test study'. 49th International Universities Power Engineering Conference (UPEC 2014), Cluj-Napoca, Romania, September 2014
- [14] Saele, H., Grande, O. S.: 'Demand response from household customers: experiences from a pilot study in Norway', IEEE Trans. Smart Grid, 2011, 2, (1), pp. 102-109

RELAZIONE TECNICA	NOME FILE: 20150228_ASM TERNI RELAZIONE FINALE - SMART GRID DELIBERA 39_10_rev23Definitivo.docx	28/02/2015
		pag. 203 di 224



- [15] Lo, C. H., Anderson, M. D.: 'Economic dispatch and optimal sizing of battery energy storage systems in utility load-leveling operations', IEEE Trans. Energy Convers., 1999, 14, (3), pp. 824-829
- [16] Oudalov, A., Cherkaoui, R., Beguin, A.: 'Sizing and optimal operation of battery energy storage system for peak shaving application'. Proc. Int. Conf. IEEE Power Tech 2007, Lausanne, Switzerland, July 2007
- [17] Oudalov, A., Chartouni, D., Ohler, C.: 'Optimizing a battery energy storage system for primary frequency control', IEEE Trans. Power Syst., 2007, 22, (3), pp. 1259-1266
- [18] Barton, J. P., Infield, D. G.: 'Energy storage and its use with intermittent renewable energy', IEEE Trans. Energy Convers., 2004, 19, (2), pp. 441-448
- [19] Makarov, Y. V., Du, P., Kintner-Meyer, M. C. W., Jin, C., Illian, H. F.: 'Sizing energy storage to accommodate high penetration of variable energy resources', IEEE Trans. Sustain. Energy, 2012, 3, (1), pp. 34-40
- [20] Ru, Y., Kleissl, J., Martinez, S.: 'Storage size determination for grid-connected photovoltaic systems', IEEE Trans. Sustain. Energy, 2013, 4, (1), pp. 68-81
- [21] Overview of NAS Battery for load Management, CEC Energy Storage Workshop, Feb. 2005, http://www.energy.ca.gov/research/notices/2005-02-24_workshop/11%20Mears-NAS%20Battery%20Feb05.pdf
- [22] Haessig, P., Multon, B., Hamed, H. B., Lascaud, S., Jamy, L.: 'Aging-aware NaS battery model in a stochastic wind-storage simulation framework'. Proc. Int. Conf. IEEE Power Tech 2013, Grenoble, France, June 2013
- [23] Gatta, F. M., Geri, A., Lauria, S., Maccioni, M., Palone, F.: 'Battery energy storage efficiency calculation including auxiliary losses: technology comparison and operating strategies'. Proc. Int. Conf. PowerTech 2015, Eindhoven, Netherlands, July 2015 (accepted for publication)
- [24] Ghosh, S., Ghoshal, S. P., Ghosh, S.: 'Optimal sizing and placement of distributed generation in a network system', International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 2010, 32, (8), pp. 849-856
- [25] Dent, C. J., Ochoa, L. F., Harrison, G. P.: 'Network distributed generation capacity analysis using OPF with voltage step constraints', IEEE Trans. Power Syst., 2010, 25, (1), pp. 296-304
- [26] Gabash, A., Li, P.: 'Active-reactive optimal power flow in distribution networks with embedded generation and battery storage', IEEE Trans. Power Syst., 2012, 27, (4), pp. 2026-2035
- [27] Gill, S., Kockar, I., Ault, G. W.: 'Dynamic optimal power flow for active distribution networks', IEEE Trans. Power Syst., 2014, 29, (1), pp. 121-131
- [28] <http://www.pserc.cornell.edu/matpower/>
- [29] Zimmerman, R. D., Murillo-Sanchez, C. E., Thomas, R.J.: 'MATPOWER: steady-state operations, planning, and analysis tools for power systems research and education', IEEE Trans. Power Syst., 2011, 26, (1), pp. 12-19



[30] http://www.sandia.gov/ess/docs/pr_conferences/2009/eckroad.pdf

[31] Consiglio, L., Di Lembo, G., Noce, C., Eckert, P., Rasic, A., Schuette, A.: 'Performances of the first electric storage system of ENEL Distribuzione'. 22nd International Conference and Exhibition on Electricity Distribution (CIRED 2013). Stockholm (Sweden), June 2013, Paper n°0781

RELAZIONE TECNICA	NOME FILE: 20150228_ASM TERNI RELAZIONE FINALE - SMART GRID DELIBERA 39_10_rev23Definitivo.docx	28/02/2015
		pag. 205 di 224



6.2.4 Active distribution networks: MV voltage profiles and loading limits for a large penetration of renewable DG, CIGRE International Symposium 2011, Bologna, Italy, 13-15 Settembre 2011



21, rue d'Artois, F-75008 PARIS
<http://www.cigre.org>

Paper n° 178

BOLOGNA 2011

Active distribution networks: MV voltage profiles and loading limits for a large penetration of renewable GD

M. Cresta¹, F. M. Gatta², A. Geri², L. Landolfi², S. Lauria², M. Maccioni², M. Paulucci¹
¹ A.S.M. Terni S.p.A., Via Bruno Capponi 100, 05100 Terni, Italy

² Dep. of Astronautic, Electric and Energetics Engineering, Sapienza University of Rome
Via Eudossiana 18, 00184 Roma, Italy

SUMMARY

The paper presents the preliminary results of a study focused on the integration of a large amount of distributed generation (DG) into the distribution networks owned and operated by A.S.M. Terni S.p.A.. The A.S.M. system already incorporates a significant amount of generation at MV level: the study is focused on the steady-state simulation of the effect of DG, mainly in terms of feeder loading and voltage profile. Extensive load-flow simulations of a detailed model of the whole A.S.M. system show that a massive increase of photovoltaic generation is feasible: ampacity "bottlenecks" along the radial feeders are the main factors limiting DG expansion in the studied system, whereas voltage profiles are not binding. However, potential power quality problems due to voltage variations caused by fluctuating generation and additional costs suffered by the distribution system operator, for low power factor values at the bulk delivery points, require further investigations.

KEYWORDS

Smart grid – distributed generation – load flow – feeder ampacity – voltage limits – bulk delivery – power factor.

email: alberto.geri@uniroma1.it

RELAZIONE TECNICA	NOME FILE: 20150228_ASM TERNI RELAZIONE FINALE - SMART GRID DELIBERA 39_10_rev23Definitivo.docx	28/02/2015
		pag. 206 di 224



INTRODUCTION

One of the aspects of the smart grid concept [1][2] is the integration of a growing amount of distributed generation (DG) into MV and LV distribution networks. DG covers a wide range of energy conversion technologies: some renewables such as photovoltaic (PV) plants, minihydro, small wind power plants as well as small thermal generation (e.g. biomass-based) usually integrated in combined heat and power (CHP) plants. The impetuous growth of DG, often supported by financial and regulatory incentives, is reaching significant aggregate levels: as of 2010, 74348 power plants are in operation in Italy, with 7509 MW of efficient installed active power and a 22.9 TWh annual energy production [3][4].

Locally, at individual MV network level the amount of installed DG can be comparable to network load, and even offset the latter at low loads. Such an operating condition poses new problems to distribution network operators, as both voltage control and protective relaying, which are usually coordinated, at MV level, for a radial network supplying passive loads via only one main source. The traditional, radial structure of such networks allowed a reasonably efficient supply, at an acceptable cost, of essentially "passive" customers having (statistically) predictable load curves: due to the simple network topology, the load is directly translated into predictable, unidirectional power flows. The presence of a number of variable, inhomogeneous generators dispersed throughout the MV network changes the traditional paradigm [5][6]: strongly variable bidirectional power flows can be expected on MV feeders, when DG output becomes comparable to the load demand, and even at HV/MV substation transformers. The shift of the radial MV network role, from passive load supply to load/generator interconnection, raises many issues [7][8], including (but not limited to) the following ones:

1. short-circuit current increase
2. sustained feeder operation (islanding) after line dropping
3. increased variability of MV and LV voltage profiles
4. low network power factor at the interface with the bulk power system [9]: with DG generating a large share of the active load but not supplying the attendant reactive load, the power factor "seen" at bulk delivery substation is significantly lowered.

The paper presents a parametric study of an existing MV network in Italy, evaluating the effect of a DG increase up to the network limits. After a description of the MV network in question, including its embedded generation, simulation results are presented: at first, the peak load condition of the passive network is assessed; subsequently, DG generation is added, in increasing amount, up to full utilization of currently installed DG capacity, looking for local congestions and violations of operational constraints. As a second step, simulated DG is increased according to planned growth scenarios and beyond, pointing out factors which define maximum allowable values.

THE SIMULATED NETWORK

The studied MV distribution network is owned and operated by A.S.M. Terni S.p.A., a public-owned municipal utility. The system is supplied by three bulk delivery ('primary') substations, totalling 156 MVA transformer capacity; total network extension is 612 km (35% underground cables), with 570 MV/LV substations supplying 64000 customers with 250 MW contractual power and 500 MWh average daily energy demand. At present, a significant amount of DG is already installed in the network: 13 plants, totalling 44 MW capacity (60% of it biomass or gas-fired thermal cycle, 36% PV, 4% hydro), are directly connected on the MV network, whereas 160 PV systems, adding up to 2.5 MW peak capacity, are connected on LV networks. The aggregate DG output is substantial: in year 2009, it was 143 GWh, i.e. about 40% of the 360 GWh load demand supplied in the same year. Figure 1 shows the topology of the whole studied MV distribution network: the peak load condition, reached in 2010, amounts to 47 MW. A large increase of DG capacity is foreseen in the next future: connection requests currently on record account for 19 MW capacity (74% PV, 13% hydro, 12.5% TPP), which would increase existing DG capacity by 45%, up to 64 MW. In the mid-term, it is likely that DG output will be around 60% of total energy network demand. Some brief considerations may be made: loads supplied at MV level are essentially residential/tertiary (commercial, offices), while the most significant industrial loads are directly supplied by Tema at HV level (120 kV/150 kV). The



significant amount of DG listed above thus consists mostly of generators of small unitary size, including practically all types of DG; however, at present the DG connected to the A.S.M. network is remarkable, because the installed capacity approximatively equals the maximum load supplied.

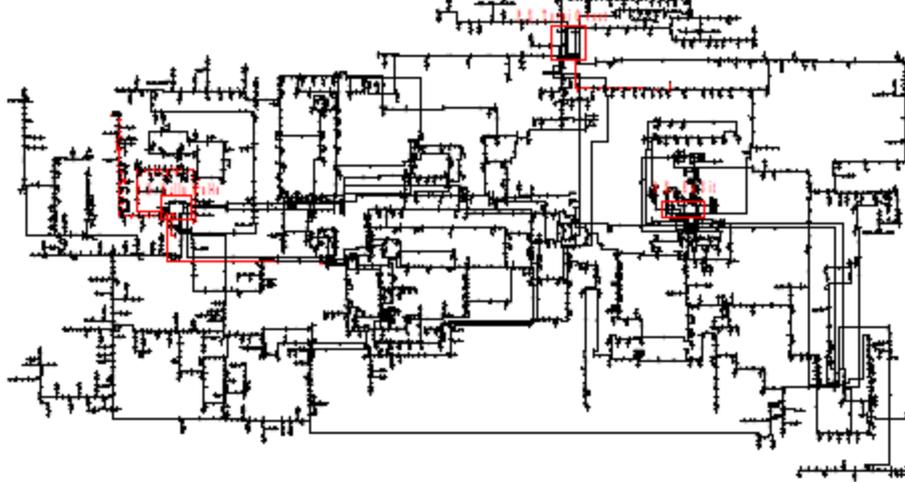


Fig. 1: The simulated A.S.M. 20/10 kV networks

SIMULATED SCENARIOS

Potential upper constraints on DG penetration, in order of consideration, are:

1. maximum loading (ampacity) of feeders where the DG is connected: this is mainly related to the amount of the active power injection and almost independent from the type of DG;
2. alteration of voltage profiles along the feeders: this also involves reactive power balance and is influenced by type and control of DG;
3. increase of short-circuit currents due to DG interfaced by synchronous and asynchronous generators.¹

The present paper reports a systematic investigation of DG penetration limits under the first and second constraints, by incrementing installed DG power on individual feeders up to feeder ampacity. The chosen approach can be regarded as conservative as long as the feeder load growth is neglected. It must be pointed out that, at very high DG penetration levels, the first constraint could actually "move upward", i.e. in the HV/MV transformer which could be saturated by the reverse power flow. Figure 2 shows the single line diagram of one of the MV networks, originating at HV/MV primary substation "Villa Valle". The 40 MVA, 150/20 kV transformer supplies four main MV feeders, all of them mixed overhead/cable MV lines. One 20 kV feeder includes a 10 kV stretch, supplied by a couple of 20/10 kV autotransformers; moreover, due to the progressive network expansion, different stretches of the same feeders have different ampacities, so that they may constitute bottlenecks. As the above reported aggregate loading/generation data evidence, the studied MV network, at present, is not stressed, even at peak loading condition (47 MW, 15 Mvar lagging).

The starting point for the studies is the peak load condition of the A.S.M. network, with all DG units disconnected. DG is subsequently reinstated in 25% steps, up to 100% of the installed capacity; in addition, an hypothetical "maximum DG" case was investigated, by adding at the end of each feeder an active power injection, up to the limits defined by constraints 1. and 2. above.

Significant results are summarized in Tables I and II. Table I reports load and DG power scenarios, as well as MV primary substation busbar voltages, for the 0%, 25%, 50% and 100% DG (% DG is

¹ Another problem, related to commercial issue, is the sharp drop of the power factor at HV bulk delivery supply points when a significant share of the MV network active power load is actually supplied (i.e. offset) by the locally installed DG. This can translate into non-negligible low-power factor penalty.



referred to the installed DG capacity). A remarkable result in Table I is the pattern of the power factor "seen" by the HV network at bulk delivery point: as the active power supplied by the HV network decreases, the power factor goes rapidly down to zero (at around 40% DG) and then, with increasing reverse active power flows, its absolute value rises back towards 1. At higher values of DG penetration (more specifically max load + 100% DG and "maximum DG"), voltage at the MV busbars was kept down by means of the primary substation transformer tap-changer.

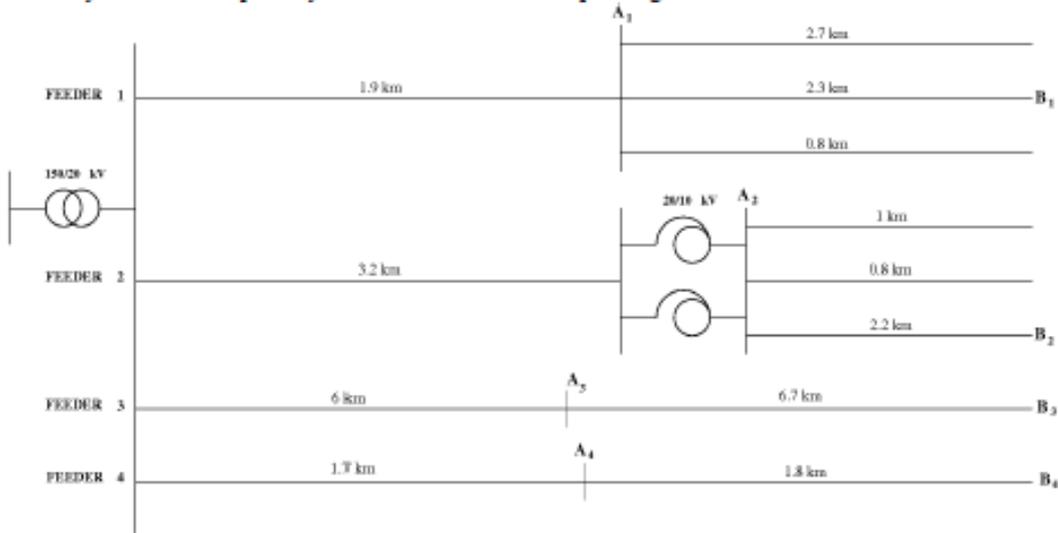


Fig. 2: One-line diagram of MV network from HV/MV substation transformer "Villa Valle"

Table II reports, for each main HV feeder in Fig. 2, the P,Q power flows and line voltage at two significant locations (indicated as A_i, B_i in Fig.2); the table shows that voltage profiles are always within acceptable limits, due to unit power factor injections of DG and HV/MV transformer tap-changer action. Maximum DG injection, which amounts to about 35 MW for the Villa Valle MV network (the attendant aggregate value for the whole A.S.M. system is 145 MW), is instead limited by feeder overloads, occurring at bottlenecks, such as short overhead stretches or older cables with small conductor cross-sections².

Figure 3 shows the results of a detailed loadability evaluation carried out on a feeder belonging to "Termini Ovest" A.S.M. 20 kV network; line loading patterns obtained with different locations of the six DG "blocks", each rated 2.16 MW, are compared. Case "A" refers to the whole 13 MW DG being installed at the end of the feeder; in case "B", two DG blocks are installed every one-third of feeder length, whereas case "C" shows results obtained with single DG blocks installed at 1/6 feeder length distance. Case "A" predictably gives rise to substantial feeder overloads (19.5%), affecting all the 95 mm² underground cables; with the DG pattern of case "B", two of these overloads persist (17.5%), whereas the uniformly spread DG of case "C" does not cause any overload. Notably, feeder voltage profiles are acceptable in all simulated cases.

Table I : Voltages and power flows at "Villa Valle" substation for simulated scenarios

	V [kV]	P [MW]	Q [Mvar]	cosφ
Max load	20.94	6.49	1.55	0.97
Max load + 25% DG	20.94	2.53	1.62	0.84
Max load + 50% DG	20.94	-1.41	1.77	-0.62
Max load + 100% DG	19.83	-9.25	2.66	-0.96
Maximum DG	19.63	-29.98	7.71	-0.97

² Reconductoring of just a few kilometers of the simulated network could significantly raise the loading and the maximum DG limit.



Table II: Voltages and power flows for each feeder in the simulated DG scenarios

		Max load			Max load + 25% DG			Max load + 50% DG			Max load + 100% DG			Maximum DG		
		V [kV]	P [MW]	Q [Mvar]	V [kV]	P [MW]	Q [Mvar]	V [kV]	P [MW]	Q [Mvar]	V [kV]	P [MW]	Q [Mvar]	V [kV]	P [MW]	Q [Mvar]
F. 1	A1	20.93	0.86	0.01	20.96	-0.81	0.04	20.98	-2.47	0.11	20.99	-5.76	0.43	19.76	-9.73	1.82
	B1	20.92			20.98			21.02			21.07			19.84		
F. 2	A2	10.15	4.81	1.64	10.15	4.81	1.64	10.15	4.81	1.64	9.60	4.81	1.64	9.97	-7.95	2.10
	B2	10.12			10.12			10.12			9.57			9.97		
F. 3	A3	20.92	0.69	-0.02	20.92	0.69	-0.02	20.92	0.69	-0.02	19.80	0.69	-0.02	20.00	-3.39	0.13
	B3	20.91			20.91			20.91			19.79			20.82		
F. 4	A4	20.94	0.11	-0.05	20.97	-2.02	-0.03	21.00	-4.15	0.05	21.01	-8.39	0.36	19.75	-8.37	0.42
	B4	20.94			20.97			21.00			21.02			19.76		

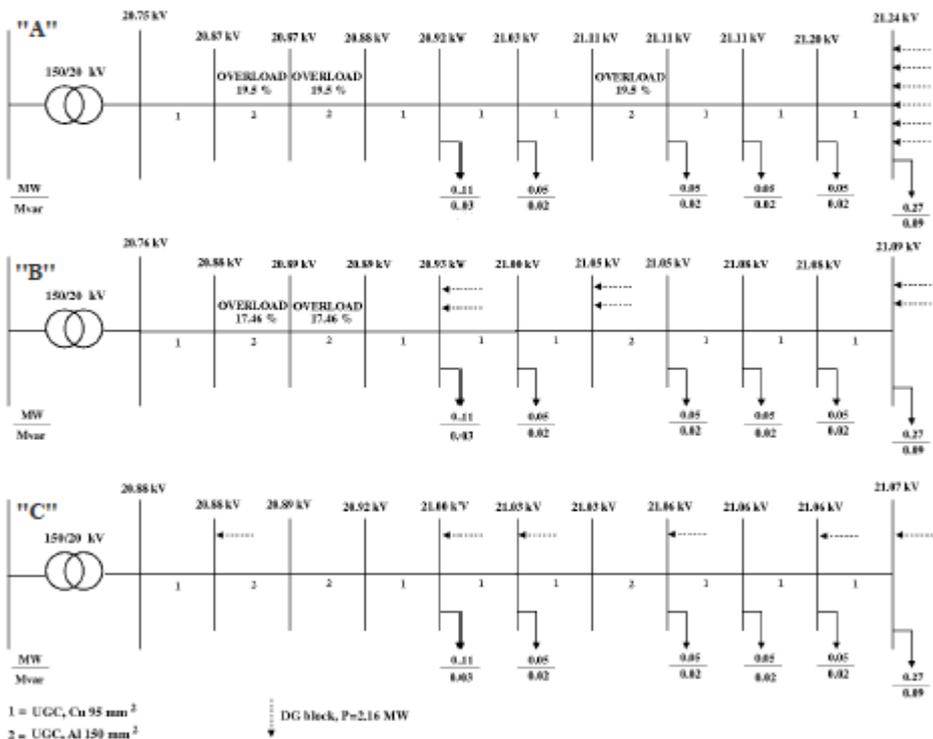


Fig. 3: Loadability evaluation of a 20 kV feeder for different DG locations

CONCLUSIONS

The authors have presented a study aimed at assessing the ability of an existing distribution system to integrate significant amount of distributed generation. In this stage, the study dealt with the theoretical "loading" of the MV network with MV- and LV- connected DG, considering only steady state constraints such as feeder ampacity and voltage limits. The starting point of the study is the peak load condition (year 2010) of the A.S.M. Terni 20 kV distribution system: extensive load-flow simulations of the A.S.M. distribution networks show that significant amounts of distribution generation can be



integrated in steady-state operation. With reference to unit power factor-based DG increase, the following points can be made:

- considering steady-state constraints only, the A.S.M. system can accommodate DG in excess of network load, and actually it can afford a 100 MW reverse flow (i.e. an hypothetical 150 MW of MV- and LV- connected DG);
- the main limiting factor in steady-state conditions is the presence of bottlenecks, i.e. thermally constrained line stretches, in practically all the feeders of the studied network;
- assuming constant active power injection by the DG, voltage profiles can be kept under control by means of the HV/MV transformer load tap changer.

However, the inherently variable nature of several types of DG, such as photovoltaic, can cause significant voltage fluctuations at MV and LV level, and requires further statistical analyses. Moreover, the variable active power injection directly reflects on the power factor seen at HV bulk delivery point: in one study case the power factor became lower than 0.9 as soon as DG injection attained 25% of planned capacity, involving significant potential costs for the distribution company.

RELAZIONE TECNICA	NOME FILE: 20150228_ASM TERNI RELAZIONE FINALE - SMART GRID DELIBERA 39_10_rev23Definitivo.docx	28/02/2015
		pag. 211 di 224

**BIBLIOGRAPHY**

- [1] Europe 2020. "A strategy for smart grid sustainable and inclusive growth". Available: http://ec.europa.eu/europe2020/index_en.html
- [2] U.S. Department of Energy. "The Smart Grid: An introduction", 2008. Available: <http://www.oe.energy.gov/SmartGridIntroduction.html>
- [3] "Le Attività del Gestore dei Servizi Energetici" (in Italian), Rapporto GSE, 2009. Available: http://www.gse.it/IL_GSE/Rapporto/RAPPORTO%20ATTIVITA%20GSE%202009.pdf
- [4] AEEG, "Monitoraggio dello sviluppo degli impianti di generazione distribuita in Italia per l'anno 2009 ed analisi dei possibili effetti della generazione distribuita sul sistema elettrico nazionale" (in Italian), Delibera ARG/elt 223/10. Available: <http://www.autorita.energia.it/it/docs/10/223-10arg.htm>
- [5] M. Paun, G. Lorenz "Smart Grid and Networks of the Future--Eurelectric Views", in Proc. Cired, Prague, June 2009, Paper 0678
- [6] G. Simioli, P. Mapelli "Descrizione di possibili nuove strutture di reti future con GD e relativi criteri di esercizio e pianificazione" (in Italian), Rapporto CESI A3/009246
- [7] T. ACKERMANN, V. KNYAZKIN "Interaction between Distributed Generation and Distribution Network: Operation Aspects", in Proc. IEEE on Transmission and Distribution Asia/Pacific Conference, 2002, pp.1357-1362
- [8] Standard EN 50160. "Voltage characteristic of electricity supplied by public distribution systems"
- [9] A. Ardito "Analisi dell'impatto sulle reti MT di distribuzione del fattore di potenza degli impianti di produzione connessi" (in Italian). Ricerca di Sistema

RELAZIONE TECNICA	NOME FILE: 20150228_ASM TERNI RELAZIONE FINALE - SMART GRID DELIBERA 39_10_rev23Definitivo.docx	28/02/2015
		pag. 212 di 224



6.2.5 *Prospective installation of EV charging points in a real LV network: two case studies*, IEEE Energy Conference & Exhibition - EnergyCon 2012, Florence, Italy, September 9th-12th, 2012.

PROSPECTIVE INSTALLATION OF EV CHARGING POINTS IN A REAL LV NETWORK: TWO CASE STUDIES

M. Cresta¹, F. M. Gatta², A. Geri², L. Landolfi², S. Lauria², M. Maccioni², M. Paulucci¹, M. Pompili²

¹ A.S.M. Terni S.p.A., Via Bruno Capponi 100, 05100 Terni, Italy

² Dep. of Astronautic, Electric and Energetics Engineering (DIAEE), “Sapienza” University of Rome, Via Eudossiana 18, 00184 Roma, Italy

ABSTRACT

The paper presents a study of the installation of charging points for electric vehicles (EVs) in public LV distribution network: the hosting capacity of two existing LV networks in central Italy (one suburban, residential only, the other downtown, mixed residential/commercial) was assessed, considering both “slow” distributed and “fast” concentrated charging points. Detailed simulation results show that existing LV networks are unable to supply a reasonable number of fast chargers, whereas existing spare transformer and feeder capacity allows to accommodate a relevant amount of slow chargers, essentially for overnight duty. Other operational constraints such as feeder voltage profiles and total harmonic distortion are not limiting in the considered networks.

Index Terms— Battery charging, hosting capacity, LV network

1. INTRODUCTION

Electric vehicles (EVs) play an important role in European plans for CO₂ emission reduction: in particular, battery-powered full electric vehicles are now entering the market. The large-scale deployment of full EVs, however, is inextricably linked to the larger issue of the recharging infrastructures. These pose substantial questions, starting from the paramount problem of standardization: it is hardly conceivable, in fact, to switch plugs and/or cables when entering another country or simply the area served by another utility.

Another basic question is the siting of charging points (CPs): should these be predominantly located in private parking boxes or in public charging stations? The private option would be welcome by users, because recharging would occur at home, during nighttime, when usually vehicles are idle and electric tariffs are lower. On the other, the approach would be constrained by safety and, especially, system capacity (hosting capacity) [1].

EV recharging raises some technical issues for the Distribution System Operator (DSO) due to the large amount of electrical energy requested (power losses, LV feeder overloads, voltage deviations and harmonics), especially if an uncoordinated charging is performed (which in real cases is the most likely situation) [2].

Another interesting aspect for the DSO is the impact of a large penetration of EVs on the MV network, with respect both to possible problems in power quality and to Vehicle-to-Grid (V2G) concept [3, 4].

The paper deals with the system impact of EV charging points, simulating the installation of “fast” and “slow” CPs in two existing LV networks (one downtown, one suburban) of A.S.M. S.p.A. in Terni, in the center of Italy. Worst-case scenarios are analyzed, aiming at the assessment of the LV networks’ hosting capacity; MV networks’ limits have also been checked for an hypothetical year 2030 development scenario.

2. CASE STUDIES

The study was focused on the A.S.M. Terni distribution system, with reference to existing MV and LV sub-networks. In the following, a brief description of the A.S.M. MV system, of the simulated LV networks and of charging points is given, along with a summary of simulated scenarios.

2.1 MV/LV distribution system

The studied LV networks belong to the MV/LV distribution system owned and operated by A.S.M. Terni S.p.A., a public-owned municipal utility, in the Center of Italy. The MV distribution system of A.S.M. Terni [5] is a meshed network, but radially operated, with possible sectionalising and reverse supply of faulted feeders. The system is interconnected with the HV network in three bulk delivery points (named “Terni Ovest”, “Ex-Sit” and “Villavalle”) and is supplied by six HV/MV primary substations (two for each bulk delivery point), with a total amount of 156 MVA transformer capacity; at present, total MV network extension is 618 km (35% underground cables), with 595 MV/LV substations supplying 64000 customers with 250 MW contractual power and 500 MWh average daily energy demand. The peak load condition was reached in 2011 and amounts to 48.4 MW. The aggregate length of LV networks is approximately 1400 km (24% overhead lines, 34% aerial cables and 42% underground cables), supplying over 64000 customers (of these, over 90% have digital meters).

2.2. Simulated LV networks

RELAZIONE TECNICA	NOME FILE: 20150228_ASM TERNI RELAZIONE FINALE - SMART GRID DELIBERA 39_10_rev23Definitivo.docx	28/02/2015
		pag. 213 di 224



In this paper, the study was conducted, using the PSAF software suite, on complete models of two LV (400 V) networks: one is located in the city center ("Olmo" network) and the other supplies a residential suburb ("Arno" network). Simulated networks are typical in Italian provincial towns: "Olmo" covers 34600 m² with a 630 kVA MV/LV transformer and 2.1 km of 0.4 kV lines (eight main feeders), supplying 987 kW (contractual power) to 54 commercial/residential customers (28 W/m² load density, with 105 m supply radius); the one-line diagram is reported in Figure 1. "Arno" covers 146300 m² with a 400 kVA MV/LV transformer and 5.4 km of 0.4 kV lines (four main feeders), supplying 548 kW (contractual power) to 180 residential customers (3.75 W/m² load density, with 215 m supply radius); the one-line diagram is reported in Figure 2.

As shown in the figures, both networks have a purely

radial topology, with the main feeders splitting and branching in a "tree" structure after a few tens of meters from the MV/LV substation. LV cable cross-sections thus decrease from the 95 mm² of the main feeders to values as low as 6 mm² at supply points of individual customers; concentrated loads in the "Olmo" network are directly supplied from the MV/LV substation via 95 mm² cables.

2.3. Battery chargers

Two different charging points were simulated: a fast one (15-30 minutes charging time), rated 55 kVA, $\cos\phi=0.98$ lagging; a slow one (6-8 hours charging time), rated 3.7 kVA, $\cos\phi=0.98$ lagging. Simulated CPs were commercially available in 2010: their main technical characteristics are reported in Table I, while Table II shows current harmonics generated.

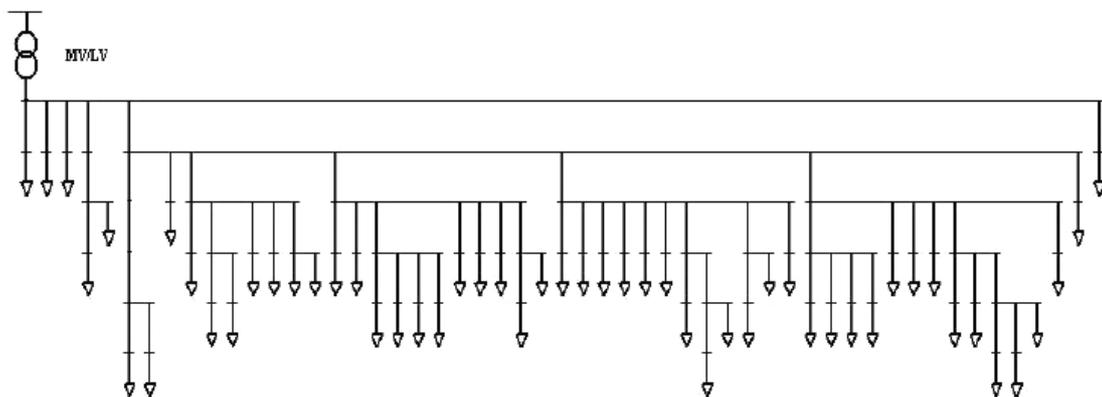


Figure 1. One-line diagram of "Olmo" network.

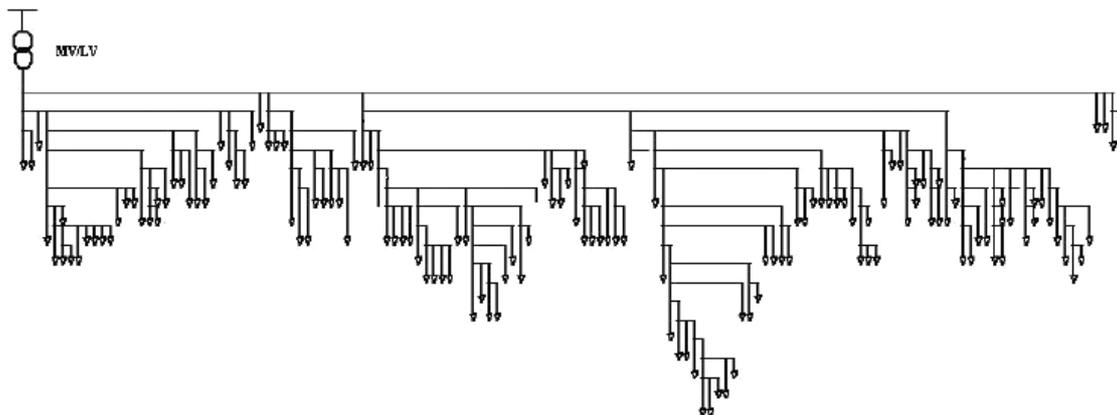


Figure 2. One-line diagram of "Arno" network.

RELAZIONE TECNICA	NOME FILE: 20150228_ASM TERNI RELAZIONE FINALE - SMART GRID DELIBERA 39_10_rev23Definitivo.docx	28/02/2015
		pag. 214 di 224



TABLE I
TECHNICAL CHARACTERISTICS OF SIMULATED CPs

Supply voltage	Fast charger	Slow charger
	Three phase 400 V - 50 Hz	Single phase 230 V - 50 Hz
Input current	80 A	16 A
Rated power	55 kVA	3.7 kVA
Power factor	0.98	0.98
Efficiency	>92%	>92%

TABLE II
CURRENT HARMONICS GENERATED BY THE
SIMULATED RE-CHARGERS

Harmonic order	Percent of Fundamental
3	8.7
5	3.1
7	1.3

2.4. Simulated scenarios

A first, rough evaluation can be carried out by checking via load-flow simulation the number of charging points, either fast or slow, that can be added to the existing system. Load flow simulations were performed for the following initial (i.e., without charging loads) conditions:

- minimum load, i.e. 30% of MV/LV transformer rating, corresponding to a 0.18 load factor for customers;
- maximum load, i.e. 68% of transformer rating, corresponding to a 0.4 load factor for customers.

The choice of these load conditions is dictated by the consideration that, at least for slow CPs, in residential areas it is reasonable to assume that most of the recharging activity will take place at night, i.e. at minimum load conditions, while in commercial/tertiary areas EV charging will probably occur during daytime, i.e. at maximum load. These simplistic correlations do not apply to fast recharging; it can be surmised, however, that most of the latter will take place in daytime (say, from 05:00 a.m. to 09:00 p.m.).

Both at minimum and maximum load conditions, simulations were repeated by incrementing the number of fast and/or slow CPs, evenly distributed among residential customers, to the point of saturating transformer/feeder capability. Some simplifying (conservative) assumptions have been made: all CPs are simultaneously in operation at their maximum power (uncoordinated charging) and only the worst case load scenario, in the time-span when recharges are operated, is considered. In this limit conditions, the viability of voltage profiles and the total harmonic voltage distortion factor (THD_U) were subsequently checked. CPs were simulated, in load-flows analyses, as constant power (P,Q) loads, while in harmonic analyses as shunt frequency current sources.

In addition, further simulations were carried out considering the exclusive use of fast charging points, hypothetically supplied by a new, dedicated LV system (630 kVA MV/LV transformer with a single LV feeder).

3. IMPACT OF FAST CHARGING POINTS

Results of load-flows for fast charging points distributed in the network are summarized in Table III. The number of fast CPs that can be accommodated within the existing network is obviously limited, especially during peak load conditions ("Arno" network: 2 points, "Olmo" network: 3 points; at minimum load these values rise to 5 and 8, respectively). In all these cases, the penetration limit is dictated by transformer loading, whereas no feeder overload and voltage violation occur (ΔU_{max} is always lesser than 5% and, moreover, the maximum total harmonic voltage distortion factor THD_U in each LV network is always well below 2%). Results show that, in practice, fast CPs are not suited for widespread installation in the existing LV networks, given their unit size. As a consequence, if a large penetration of EV is expected, fast charging needs a dedicated LV system: a single 630 kVA MV/LV transformer can supply up to 11 fast CPs, sited for instance in public locations (e.g., parkings).

4. IMPACT OF SLOW CHARGING POINTS

Table IV reports load-flow results for slow charging points. In comparison with fast CPs, the smaller size of slow CPs allows a much more capillary diffusion: at maximum load, 30 in "Arno" and 52 in "Olmo" network, while at minimum load (the most significant case, if a nighttime recharging is assumed) these values rise to 42 and 78, respectively. For all simulated cases, the penetration of slow chargers is limited either by the ampacity of the feeder directly supplied by the MV/LV transformer, or by the ampacity of sub-circuits supplying a group of residential customers. Transformer loading at min load is 279 kVA and 510 kVA for "Arno" and "Olmo", respectively (at max load, values rise to 362 kVA and 619 kVA). Voltage profiles are fully tolerable throughout the simulated networks (ΔU_{max} is always lesser than 5%), despite having several LV cables loaded at their thermal limits, because of the short length of individual cable stretches and of the ramified structure of the networks. Moreover, regarding harmonic distortion, THD_U is always under 2%.

Some general considerations about the hosting capacity of the LV network can be arrived at by calculating the "density" of charging point installation. This can be done in several different ways:

- as an "area" density of recharging power, referred to the surface covered by the LV network (W/m^2);
- as a ratio to the number of customers served;
- by expressing the total recharging power in p.u. of the total LV contractual power.



TABLE III
IMPACT OF FAST CHARGING POINTS

LV network	Transformer rated power (kVA)	N° of CPs		Max ΔU	Max THD _V
		Min Load	Max Load		
ARNO	400	5	2	4.4%	<2%
OLMO	630	8	3	3.6%	<2%

TABLE IV
IMPACT OF SLOW CHARGING POINTS

LV network	Transformer rated power (kVA)	N° of CPs		Max ΔU	Max THD _V	Spare transformer capacity at min load (kVA)
		Min Load	Max Load			
ARNO	400	42	30	2.8%	<2%	121
OLMO	630	78	52	3.9%	<2%	120

The three indexes can be referred to the maximum or minimum served load, minimum load obviously yielding the highest value: results are summarized in Table V.

Values of *a* are much lower for “Arno” network, whereas, both at minimum and maximum load condition, values of index *c* are practically the same for the two networks, suggesting that the hosting capacity in per unit of the contractual power of LV networks of different (rural and urban) typology should not vary significantly.

The penetration of CPs in relation to the number of customers is indicated by *b*: for “Arno” (only residential customers), the *b* value is relatively low, varying between 0.17 at maximum load and 0.23 at minimum load, whereas for “Olmo” (tertiary/residential customers) *b* is nearly 1 at maximum load and greater than one (1.44) at minimum load. However, considering a maximum penetration degree of EVs (estimated by using the Tremove model [6], which is widely used in the European Commission to support environmental transport policies) equal to 25% by 2030 for Italy [7], *b* values reveal a good capability, for both the LV networks under study, in hosting slow CPs in minimum load conditions, even if a 1.5% annual growth rate of the load demand is taken into account.

5. EFFECTS OF EV PENETRATION ON MV NETWORK

In the end of section 4, a 2030 loading scenario (25% penetration degree of EVs, 1.5% annual growth rate of load demand) has been hypothesized for “Arno” and “Olmo” networks: taking into account the spare transformer capacity at minimum load, both LV networks can host slow CPs, up to full loading of MV/LV transformers. Extending this result to each LV network

TABLE V
DENSITY OF SLOW CHARGING POINT INSTALLATIONS

LV network	Min Load			Max Load		
	<i>a</i>	<i>b</i>	<i>c</i>	<i>a</i>	<i>b</i>	<i>c</i>
ARNO	1.04	0.23	0.28	0.74	0.17	0.20
OLMO	8.17	1.44	0.29	5.45	0.96	0.19

means that all MV/LV transformers would be fully loaded in 2030 loading scenario: this could cause problems to MV feeders (overloads, violations of voltage constraints) and/or to HV/MV transformers (saturation of capacity margins).

Referring to the A.S.M. MV network, a first test was performed by simulating, on the feeders supplying “Olmo” and “Arno” networks, all MV/LV transformers at their rated load (100% load, power factor 0.9 lagging). The feeder supplying “Arno” network has a linear structure, with MV line stretches having a rather uniform ampacity: simulation showed no overload or voltage violation for a 100% load. On the contrary, the feeder supplying “Olmo” network has a ramified structure and stretches with different sections, ranging from Cu 35 mm² overhead line (OHL) to Cu 185 mm² underground cable (UGC): simulation revealed overloads at 95% load; moreover, other simulations, performed on similar feeders, confirmed the overall inability of the A.S.M. MV network, in its present state, to supply such load scenarios.

It is possible, as a first approximation, to estimate the effect of a large EV penetration on MV feeders and HV/MV transformers, assuming that existing MV ‘bottlenecks’ are being progressively eliminated by replacing line stretches equipped with smaller conductors, namely, by equalling the sections of feeder stretches to the maximum section currently present in the MV network. Referring to the A.S.M. MV network, Table VI shows rated power, MV rated voltage and the number of feeders supplied by each HV/MV substation, whereas Table VII reports the main electrical characteristics of the largest cable and aerial conductor in the network. Since the overall MV network extension is 618 km with 33 MV feeders (65% overhead lines and 35% underground cables), a “mean” feeder may be defined, whose main features are reported in Table VIII. Moreover, equally sharing the 595 MV/LV transformers (each considered loaded at its rated power, p.f. 0.9 lagging, totalling 127 MVA) between the 33 feeders yields an overall 3.83 MVA load for each feeder (well below the load at ampacity, 6.14 MVA and 12.28 MVA for U_n=10 kV and U_n=20 kV, respectively). Assuming the above defined 3.83 feeder load to be uniformly distributed along the feeder with 18 MV/LV transformers (one every 1.04 km) each supplying 213 kVA, by using the simple equation

$$\Delta U_{\%} = \sqrt{3} \cdot \sum_{i=1}^{18} (r' \cdot I_i \cdot I_i \cdot \cos \phi + x' \cdot I_i \cdot I_i \cdot \sin \phi) \quad (1)$$



TABLE VI
MAIN A.S.M. MV NETWORK CHARACTERISTICS

HV/MV Substation	Transformer capacity (MVA)	N° feeders	Rated voltage (kV)
V.Valle1	40	5	20
V.Valle2	40	5	10
Ex-Sit1	20	8	20
Ex-Sit2	16	4	20
T.Ovest1	20	5	20
T.Ovest2	20	6	20

TABLE VII
MAIN ELECTRICAL CHARACTERISTIC OF THE LARGEST FEEDER STRETCHES IN THE MV NETWORK

Feeder stretch	r (Ω/km)	x (Ω/km)	Ampacity (A)
Al 185 mm ² UGC	0.164	0.101	270
Al 160 mm ² OHL	0.23	0.323	400

TABLE VIII
MAIN CHARACTERISTICS OF THE "MEAN" FEEDER

Length (km)	r (Ω/km)	x (Ω/km)	Ampacity (A)
18.7	0.2069	0.2453	354.5

an estimation of voltage drop in per cent of the rated voltage ($\Delta U_{\%}$) is possible, yielding $\Delta U_{\%(10kV)}=11.1$ and $\Delta U_{\%(20kV)}=2.77$: values thus obtained are acceptable even for 10 kV feeders, if OLTC operation is considered. Regarding the capacity margins of HV/MV transformers, only Ex-Sit1 and Terni Ovest2 primary substations would be overloaded (53% and 15% overload, respectively) and would thus require the substitution of HV/MV transformers. Lastly, a brief consideration must be made about the beneficial effect of DG, not taken into account in this study: DG injections should decrease power flows across MV feeders and HV/MV primary substations, so ad hoc (probabilistic) simulations would be required in order to evaluate the impact of DG.

In conclusion, the performed simulations show that, by reconductoring MV feeders and substituting a couple of older, relatively small HV/MV transformers, the MV network is able to supply the 2030 load scenario.

6. CONCLUSIONS

The paper studies the impact of distributed EV-charging facilities (i.e., charging points) on two existing LV distribution networks owned and operated by A.S.M.

Terni S.p.A., in central Italy. Networks are typical in Italian provincial towns: one, in downtown Terni, supplies a mixed residential/commercial load; the other is a suburb network, serving residential loads spread across a much larger area. The study focused on the assessment of the hosting capacity of the LV networks, considering two different types of charging points: 3.7 kVA slow chargers and 55 kVA fast chargers. Results obtained, by carrying out load flow simulations of a detailed model of both networks in several different load scenarios and subsequently adding charging points, can be summarized as follows:

- the size of individual fast charging points precludes their systematic addition to existing network and requires dedicated transformers/feeders;
- for nighttime recharging, slow charging points are feasible for the two studied networks, considering a penetration degree of EVs equal to 25% by 2030 for Italy and a 1.5% annual growth rate of the load demand; however, such result can not be extended for LV networks in metropolitan areas;
- a first estimation about the effect of EV penetration on the MV network shows that the A.S.M. MV network is able to supply the hypothesized 2030 load scenario.

The paper presented only an initial survey. Further developments will include: statistical load representation by means of recorded time-duration curves and the consideration of LV-connected distributed generation (mainly PV). Lastly, the long-term effect of an increased and leveled LV load on the MV network will be investigated.

6. ACKNOWLEDGEMENTS

This research received the financial support from the project "Mobilità Urbana ed Infraurbana Sostenibile e Sicura (MUSS)" (2011), Italian Ministry of Economic Development (MSE), and was carried out through the research contract "Studi di rete per la valutazione dell'impatto dei sistemi distribuiti di alimentazione (pubblici e/o privati) adibiti alla ricarica dei motocicli ibridi di nuova generazione" (2009) stipulated between A.S.M. Terni SpA and DIAEE.

7. REFERENCES

- [1] G. Mauri, P. Gramatica, E. Fasciolo, and S. Fratti, "Recharging of EV in a typical italian urban area: evaluation of the hosting capacity," *PowerTech*, 2011 IEEE, Trondheim.
- [2] K. Clement-Nyns, E. Haesen, and J. Driesen, "The impact of charging plug-in hybrid electric vehicles on a residential distribution grid," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 25, no. 1, pp. 371–380, Jan. 2010.
- [3] J. A. P. Lopes, F. J. Soares, and P. M. R. Almeida, "Integration of electric vehicles in the electric power system," *Proc. IEEE*, vol. 99, no. 1, pp. 168–183, Jan. 2011.

RELAZIONE TECNICA	NOME FILE: 20150228_ASM TERNI RELAZIONE FINALE - SMART GRID DELIBERA 39_10_rev23Definitivo.docx	28/02/2015
		pag. 217 di 224



[4] W. Kempton and J. Tomic, "Vehicle-to-grid power fundamentals: Calculating capacity and net revenue," *J. Power Sources*, vol. 144, no. 1, pp. 268–279, Jun. 2005.

[5] M. Cresta, F. M. Gatta, A. Geri, L. Landolfi, S. Lauria, M. Maccioni, and M. Paulucci, "Active distribution networks: MV voltage profiles and loading limits for a large penetration of renewable GD," *CIGRE*, 2011, Bologna.

[6] S. Logghe, B. Van Herbruggen, and B. Van Zeebroeck, "Emissions of road traffic in Belgium, tmlaiven," *Tremove*, Jan. 2006.

[7] M. de Nigris, and I. Gianinoni, "RSE e la mobilità elettrica: una ricerca in movimento," (in Italian), AEIT, pp. 32-39, Dec. 2011.



6.3 Scheda sintetica del progetto

In Italia, molti progetti dimostrativi sono stati promossi e incentivati dall'AEEGSI al fine di sviluppare tecniche di automazione intelligenti in grado di raggiungere l'efficienza, l'affidabilità e la sicurezza delle reti elettriche. Uno di questi progetti, è stato condotto da ASM Terni SpA (un distributore italiano di energia elettrica), e riguarda il controllo del profilo di tensione lungo i feeder MT e la correzione del fattore di potenza in AT/MT cabine primarie regolando le fonti di energia reattiva disponibili. A questo scopo è stata sviluppata una procedura di optimal power flow che controlla la potenza reattiva generata dalle unità di produzione esistenti. I test e le simulazioni confermano che la soluzione proposta può essere adottata per ottenere la stabilizzazione del profilo di tensione, la correzione del fattore di potenza, riduzione delle perdite di potenza e dei costi operativi, e giustificare l'applicazione di questa procedura nel controllo di supervisione e acquisizione dati (SCADA).

Principali risultati della sperimentazione sono:

- il miglioramento della qualità del servizio;
- la possibilità di controllare i profili di tensione tramite l'energia reattiva dei produttori;
- la diminuzione del numero di manovre dei commutatori sotto carico dei trasformatori;
- la riduzione delle perdite nei feeder "smartizzati";
- l'implementazione di un sistema anti-islanding basato su un sistema di comunicazione di tipo Hyperlan.

In Italy, many demonstration projects were sponsored and funded in order to develop intelligent automation techniques able to achieve efficiency, reliability, and security of power grids. One of these projects, conducted by ASM Terni SpA (an Italian distribution system operator), concerns the voltage profile control along MV feeders and the power-factor correction at HV/MV primary substations by regulating the available reactive power sources. To this aim, an optimal power flow procedure, which controls the reactive power generated by existent production units has been developed. Tests and simulations confirm that the proposed solution can be adopted to obtain voltage profile stabilization, power-factor correction, reduction of power losses and operating costs, and justify the implementation of this procedure in the supervisor control and data acquisition (SCADA).

Main results of the trail site are:

- *the outage level has been improved;*
- *the voltage profiles, especially for larger systems, can be controlled by adjusting the reactive energy of the producers;*
- *less operations of on-load tap changers;*
- *losses reduction in the feeders with smart grid functionality;*
- *anti-islanding system can works with Hyperlan communication.*

RELAZIONE TECNICA	NOME FILE: 20150228_ASM TERNI RELAZIONE FINALE - SMART GRID DELIBERA 39_10_rev23Definitivo.docx	28/02/2015
		pag. 219 di 224



7. PARTNER DEL PROGETTO

SCHEDA UNITÀ DI RICERCA

Il partner scientifico di questo progetto è il **DIAEE - Dipartimento di Ingegneria Astronautica, Elettrica ed Energetica** della **"Sapienza" Università di Roma**.

L'unità di ricerca⁶, coordinata dal **Prof. Alberto GERI**, ha affiancato ed affiancherà l'ASM negli studi di rete relativi alle valutazioni "ex ante" ed "ex post" sulle porzioni di rete attive interessate dal progetto pilota, e sulla rete di distribuzione nella sua interezza (cfr Appendice A). Ha fornito e continuerà a fornire la propria consulenza nelle attività di progettazione dell'impianto pilota, e nella valutazione dei risultati ottenuti dalla sperimentazione effettuata.

I componenti l'unità di ricerca sono:

Prof. Fabio Massimo	GATTA	Professore Associato	
Prof. Alberto	GERI	Professore Associato	<i>Responsabile unità</i>
Prof. Massimo	POMPILI	Professore Associato	
Prof. Stefano	LAURIA	Ricercatore Universitario	
Ing. Marco	MACCIONI	Assegnista di Ricerca	
Ing. Luca	LANDOLFI	Dottore di ricerca	(giugno 2013)
Ing. Gianluca	PETRONI	Dottore di ricerca	(settembre 2013)
Prof. Carlo	MAZZETTI	Professore Ordinario	(in pensione da ottobre 2013)
Prof. Giuseppe Maria	VECA	Professore Ordinario	(in pensione da ottobre 2012)

Nello specifico, l'unità di ricerca si è occupata e/o si occuperà di:

- studiare i flussi di potenza nell'intera rete di distribuzione al fine di:
 - individuare i colli di bottiglia e stimare i benefici derivanti dalla loro rimozione;
 - valutare gli effetti di possibili ulteriori allacci di generazione distribuita in MT e BT;

6

L'unità di ricerca coordinata dal Prof. Alberto Geri dal 22.12.2009 ha in essere con l'A.S.M. di Terni un accordo di collaborazione relativo a "STUDI DI RETE PER LA VALUTAZIONE DELL'IMPATTO DEI SISTEMI DISTRIBUITI DI ALIMENTAZIONE (PUBBLICI E/O PRIVATI) ADIBITI ALLA RICARICA DEI MOTOCICLI IBRIDI DI NUOVA GENERAZIONE". Con questo accordo le parti si sono impegnate a collaborare in attività di ricerca tecnico-scientifica, di sperimentazione e di analisi riguardanti la rete elettrica di distribuzione MT/BT esercita dall'Azienda. Più specificatamente, gli studi di rete riguarderanno la valutazione dell'impatto dei sistemi distribuiti di ricarica convenzionale e rapida di veicoli elettrici ed ibridi plug-in, sia pubblici che privati, unitamente ad una analisi e pianificazione dei conseguenti adeguamenti infrastrutturali delle rete di distribuzione che, nel medio-lungo periodo, si renderanno necessari per soddisfare la domanda di questo mercato emergente.

RELAZIONE TECNICA	NOME FILE: 20150228_ASM TERNI RELAZIONE FINALE - SMART GRID DELIBERA 39_10_rev23Definitivo.docx	28/02/2015
		pag. 220 di 224



- valutare le perdite in rete prima e dopo gli interventi bonifica/riassetto;
- analizzare possibili scenari legati alla diffusione sul territorio comunale di stazioni di ricarica convenzionale/rapida interconnesse alla rete di distribuzione. Questi studi riguarderanno:
 - la caricabilità della rete attuale e futura con questi sistemi di ricarica;
 - i disturbi che eventualmente tali sistemi possono immettere in rete ed i loro prevedibili effetti;
 - la possibilità, in relazione alla loro diffusione sul territorio, di impiegarli, se eventualmente interconnessi al sistema automatico di gestione e controllo della rete, come sistema di storage dinamico per la regolazione fine della tensione;
- effettuare estesi studi di rete al fine di:
 - individuare criteri e tecniche di regolazione della tensione, anche con il coinvolgimento diretto dei produttori;
 - analizzare la risposta in frequenza della rete;
 - determinare scenari di evoluzione delle correnti di corto circuito;
 - rivedere gli attuali criteri d'intervento ed i settaggi delle protezioni in CP.

RELAZIONE TECNICA	NOME FILE: 20150228_ASM TERNI RELAZIONE FINALE - SMART GRID DELIBERA 39_10_rev23Definitivo.docx	28/02/2015
		pag. 221 di 224



8. GLOSSARIO

Acronimo	Descrizione
AT	Alte tensione
ASM	ASM TERNI Spa
BT	Bassa Tensione
CP	Cabina Primaria
CS	Cabina Secondaria
DA	Data Attribute
DO	Data Object
DSO	Distribution System Operator
FRE	Funzionalità per la Regolazione dell'Energia
GD	Generazione Distribuita
IED	Intelligent Electronic Device
IRE	Funzione d'Impianto per la Regolazione dell'Energia
LAN	Local Area Network
LD	Logical Device
LN	Logical Node
MI	Monitoraggio e controllo impianto
MT	Media Tensione
OPF	Optimal Power Flow
PF	Power Flow
PG	Protezione Generale
PI	Protezione Interfaccia
SCADA	Supervisory Control And Data Acquisition
STM	Sistema di Telecontrollo Media tensione
STUX	Sistema di Telecontrollo Unificato
TSO	Transmission System Operator
UG	Unità di Generazione
UPG	Unità Periferica Generatore
WAN	Wide Area Network



ASM RINGRAZIA TUTTI COLORO CHE IN VARIO MODO HANNO PARTECIPATO ALLA SPERIMENTAZIONE IN PARTICOLARE IL PROPRIO PERSONALE, I PROPRIETARI DEGLI IMPIANTI PILOTA, I TECNICI DI SIEMENS ITALIA E L'UNITA' DI RICERCA COORDINATA DAL PROF. ALBERTO GERI CHE HANNO SUPPORTATO ASM, CON GRANDE ENTUSIASMO E IMPEGNO PER I QUATTRO ANNI DELLA DURATA DEL PROGETTO.

RELAZIONE TECNICA	NOME FILE: 20150228_ASM TERNI RELAZIONE FINALE - SMART GRID DELIBERA 39_10_rev23Definitivo.docx	28/02/2015
		pag. 223 di 224

