

	RAPPORTO PUBBLICO DELLA SPERIMENTAZIONE – PROGETTI STORAGE ENERGY INTENSIVE	07/04/2017
		Rev.00

REPORT DI ESERCIZIO I ANNO DI SPERIMENTAZIONE

SPERIMENTAZIONE DI PROGETTI PILOTA DI ACCUMULO ENERGETICO A BATTERIE DI TIPO ENERGY INTENSIVE

PROGETTI PILOTA: *A1, A2, B1, B2, C1, C2*

DIFFUSIONE DEL REPORT: *PUBBLICA*

IMPIANTI DI ACCUMULO: *GINESTRA SANC (PROGETTI A1, A2)
FLUMERI SANC (PROGETTI B1, B2)
SCAMPITELLA SANC (PROGETTI C1, C2)*

PERIODO DI RIFERIMENTO: *01/01/2016 – 31/12/2016*

SOMMARIO

1.	OGGETTO	4
2.	GLOSSARIO	5
3.	CONTESTO LEGISLATIVO E REGOLATORIO DI RIFERIMENTO	6
4.	DESCRIZIONE GENERALE DEI PROGETTI PILOTA DI ACCUMULO ENERGETICO	7
4.1	CRITERI DI PROGETTAZIONE E REALIZZAZIONE DEI PROGETTI PILOTA	8
4.2	ITER AUTORIZZATIVO ED ADEMPIMENTI IN AMBITO SICUREZZA	13
4.3	CRITERI DI LOCALIZZAZIONE DEI PROGETTI PILOTA	13
4.4	UBICAZIONE GEOGRAFICA ED ELETTRICA DELLE OPERE	16
4.4.1	PROGETTI A1 ED A2 E RELATIVO IMPIANTO GINESTRA SANC	16
4.4.2	PROGETTI B1, B2, C1, C2 E RELATIVI IMPIANTI FLUMERI SANC E SCAMPITELLA SANC	17
5.	DESCRIZIONE DEGLI IMPIANTI E DELLE TECNOLOGIE IMPIEGATE PER LA REALIZZAZIONE DEI PROGETTI PILOTA DI ACCUMULO ENERGETICO	19
5.1	CARATTERISTICHE GENERALI DEGLI IMPIANTI SANC	19
5.2	DESCRIZIONE DELLA TECNOLOGIA IMPIEGATA PER LE BATTERIE ELETTROCHIMICHE	28
5.3	DESCRIZIONE DELLA TECNOLOGIA IMPIEGATA PER I CONVERTITORI STATICI	31
5.4	DESCRIZIONE DEL SISTEMA DI CONTROLLO INTEGRATO SCI	33
6.	DESCRIZIONE GENERALE DELL'INTEGRAZIONE DEI SISTEMI DI ACCUMULO	36
6.1	Dynamic Thermal Rating	36
6.2	Applicativo previsioni FRNP	42
7.	MODALITA' DI CONDUZIONE E DISPACCIAMENTO DEI PROGETTI PILOTA DI ACCUMULO	43
7.1	Considerazioni generali sulla programmazione e sul dispacciamento dei sistemi di accumulo per la gestione del sistema elettrico nazionale	43
7.1.1	Riduzione di MPE per congestioni locali	43
7.1.2	Riduzione di MPE per Vincoli di Sistema	45
7.1.3	Regolazione secondaria di frequenza	45
7.1.4	Regolazione primaria di frequenza	46
7.1.5	Riserva terziaria e bilanciamento	46
7.1.6	Utilizzo del Dynamic Thermal Rating	46
8.	DESCRIZIONE DEL PERIODO DI ESERCIZIO DEI PROGETTI PILOTA	47
8.1	Eventi principali riscontrati	47
8.2	Esempio sequenze operative di esercizio nel periodo di teleconduzione	54
8.3	Benefici nel periodo di teleconduzione	58
8.3.1	Premessa	58
8.3.2	Beneficio di riduzione MPE	59
8.3.3	Benefici associati alla regolazione primaria di frequenza	61
8.3.4	Benefici associati alla regolazione secondaria frequenza/potenza	64
8.3.5	Benefici associati al Dynamic Thermal Rating	67
8.4	Indicatori principali di performance di esercizio	68
8.4.1	Premessa	68

	RAPPORTO PUBBLICO DELLA SPERIMENTAZIONE – PROGETTI STORAGE ENERGY INTENSIVE	07/04/2017
		Rev.00

8.4.2	Caratterizzazione perdite energetiche	69
8.4.3	Risultato di prove di funzionamento in regolazione primaria	73
8.4.4	Esempio di sequenze operative mitigazione MPE e secondaria f-P	80
9.	DESCRIZIONE DEI COSTI.....	82
10.	CONCLUSIONI	84

	RAPPORTO PUBBLICO DELLA SPERIMENTAZIONE – PROGETTI STORAGE ENERGY INTENSIVE	07/04/2017
		Rev.00

1. OGGETTO

Il presente documento descrive, in conformità alla Deliberazione 288/2012/R/eel e alla Determinazione 8/2012, i risultati del primo anno di sperimentazione dei Progetti Pilota di sistemi di accumulo di Terna denominati “A1”, “A2”, “B1”, “B2”, “C1” e “C2” installati su porzioni di rete critica a 150 kV della Rete di Trasmissione Nazionale e di taglia compresa tra i 4,8 e i 6,0 MW ciascuno.

L’anno 2016 rappresenta, infatti, il primo anno di sperimentazione, a conclusione del periodo di collaudo propedeutico all’attivazione (concluso, per i primi Progetti Pilota, a partire dal dicembre 2014) e alla successiva fase di esercizio provvisorio, terminata nel 2015.

Tali progetti rientrano nel programma complessivo di 35 MW di sperimentazione di sistemi di accumulo approvati dal Ministero dello Sviluppo Economico in data 02/10/2012 nell’ambito del Piano di Sviluppo 2011, per i quali l’Autorità per l’Energia Elettrica, il Gas e il Sistema Idrico ha approvato i relativi Progetti Pilota con Deliberazione 66/2013/R/eel del 21 febbraio 2013.

I suddetti Progetti Pilota sono anche denominati sinteticamente di tipologia “*Energy Intensive*”, in quanto fanno riferimento a sistemi di accumulo con prestazioni energeticamente significative e si distinguono da quelli di tipologia “*Power Intensive*”, dedicati ai sistemi di accumulo con prestazioni maggiormente orientate alla disponibilità in potenza.

	RAPPORTO PUBBLICO DELLA SPERIMENTAZIONE – PROGETTI STORAGE ENERGY INTENSIVE	07/04/2017
		Rev.00

2. GLOSSARIO

Ai fini del presente documento si applicano le seguenti definizioni ed acronimi:

- **SANC:** *Sistema di Accumulo Non Convenzionale*, ovvero impianto di accumulo di energia con tecnologia a batterie elettrochimiche;
- **UAC:** *Unità di Accumulo*, corrispondente alla minima unità comandabile e controllabile, da locale e da remoto, per l'esecuzione di fasi di carica e scarica controllate, costituita da un PCS ed almeno un Assemblato Batterie;
- **NAS:** tecnologia sodio-zolfo impiegata per la realizzazione degli elettrodi delle celle elettrochimiche delle batterie;
- **Assemblato Batterie:** insieme di moduli batterie NAS connessi elettricamente in maniera opportuna al fine di realizzare un unico sistema simultaneamente azionabile da un Power Converter System e simultaneamente controllabile da un unico sistema di controllo Battery Management System;
- **BMS:** *Battery Management System*, ovvero sistema di controllo delle Batterie NAS avente funzioni di monitoraggio, controllo e protezione delle batterie, nonché di interfacciamento con il sistema di controllo del PCS che aziona le batterie al fine dell'attuazione di fasi di carica, scarica e stand-by;
- **PCS:** *Power Converter System*, ovvero sistema di conversione statica in grado di interfacciare le batterie al connection point della Unità di Accumulo, avente la funzione di comandare e controllare fasi di carica, scarica e stand-by delle batterie, nonché in grado di attuare comandi inviati dal sistema di controllo d'impianto SCI;
- **PCS-Controller:** *Sistema di controllo di PCS*, in grado di interfacciarsi con il sistema SCI d'impianto ai fini del dispacciamento e della conduzione delle UAC, nonché utilizzato per la conduzione delle batterie attraverso interfaccia con il BMS;
- **SCI:** *Sistema di Controllo Integrato d'Impianto SANC*, avente la funzione di conduzione, di controllo e protezione della sezione MT e BT dell'impianto SANC, nonché di interfaccia tra le Unità di Accumulo ed i sistemi centrali di teleconduzione di Terna (SCCT) al fine della conduzione e del dispacciamento delle UAC;
- **SCCT:** *Sistema di Teleconduzione e Telecontrollo di Terna*;
- **UPDM:** *Unità Periferica dei sistemi di Difesa e Monitoraggio*;
- **Punto di connessione MT-AC di UAC:** Nodo di connessione elettrica 3~AC-20 kV della UAC al feeder MT di collegamento alla sezione MT dell'impianto SANC. Coincide col nodo di connessione elettrica dove vengono misurate e garantite le grandezze nominali di UAC e le relative performance, e dal quale provengono i riferimenti di corrente, tensione, frequenza per le regolazioni di potenza attiva e potenza reattiva della UAC;
- **Fase di carica:** stato di funzionamento durante il quale le reazioni elettrochimiche innescate all'interno della batteria in maniera controllata ne incrementano il contenuto di energia chimica immagazzinata. In particolare, durante tale fase i moduli batterie prelevano energia elettrica dalla rete convertendola in maniera controllata in energia chimica;
- **Fase di scarica:** stato di funzionamento durante il quale le reazioni elettrochimiche innescate all'interno della batteria in maniera controllata ne decrementano il contenuto di energia chimica

	RAPPORTO PUBBLICO DELLA SPERIMENTAZIONE – PROGETTI STORAGE ENERGY INTENSIVE	07/04/2017
		Rev.00

immagazzinata. In particolare, durante tale fase i moduli batterie rilasciano energia elettrica verso la rete a seguito di una conversione in maniera controllata dell'energia chimica immagazzinata;

- **Fase di stand-by:** stato di funzionamento durante il quale non sussistono reazioni elettrochimiche controllate all'interno della batteria e il contenuto di energia chimica immagazzinata rimane inalterato. Durante tale fase:
 - non sussiste energia scambiata tra la batteria e la rete, a meno degli assorbimenti di energia per i servizi ausiliari ed i sistemi di gestione e controllo (BMS, SCI, etc);
 - la batteria è in stato di attività, ovvero sono alimentati i servizi ausiliari, i sistemi di protezione, i sistemi di gestione e controllo ed ogni sistema necessario a garantire le prestazioni di esercizio e di vita utile;
- **Ciclo:** indica un fase di funzionamento costituita da fasi di carica, fasi di scarica e fasi di stand-by della batteria tali per cui il valore finale di energia immagazzinata in una batteria o in un assemblato e le relative variabili di stato sono pari al valore iniziale;
- **Numero di cicli equivalenti:** rappresenta il numero di cicli equivalenti effettuati dalla batteria durante l'esecuzione di una qualunque sequenza di fasi di carica, scarica e stand-by. È ottenuto rapportando l'energia totale caricata all'energia nominale della batteria;
- **Stato di carica (o State of Charge – SOC):** espresso in percentuale rispetto alla capacità energetica nominale, è il rapporto tra l'integrale nel tempo della potenza erogabile in uscita da una batteria o un assemblato batterie mediante una scarica completa e la relativa capacità energetica nominale;
- **Profondità di scarica (o Depth of Discharge – DOD):** misurata in percentuale, è pari alla variazione subita dal SOC durante una fase di scarica;
- **Ciclo completo:** indica un ciclo caratterizzato da una profondità di scarica (cfr. DOD) pari al 100%.
- **RTN:** Rete elettrica di Trasmissione Nazionale;
- **FRNP:** Fonti Rinnovabili Non Programmabili;
- **MPE:** Mancata Produzione Eolica.

Si precisa che, per quanto possibile, le presenti definizioni sono in linea con le definizioni disponibili nella letteratura scientifica, essendo ancora in fase di predisposizione la specifica normativa di settore sui sistemi di accumuli in ambito CEI ed IEC.

3. CONTESTO LEGISLATIVO E REGOLATORIO DI RIFERIMENTO

La Concessione per le attività di trasmissione e dispacciamento dell'energia elettrica nel territorio nazionale, della quale Terna è titolare, prevede, all'articolo 7, lettera k, che il Concessionario possa realizzare e gestire impianti per l'accumulo dell'energia elettrica al fine di garantire la sicurezza del Sistema Elettrico Nazionale ed il buon funzionamento dello stesso nonché il massimo sfruttamento della produzione da fonti rinnovabili e l'approvvigionamento di risorse per i servizi di dispacciamento.

Il Decreto Legislativo 3 Marzo 2011, n. 28 (Attuazione della direttiva 2009/28/CE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e

	RAPPORTO PUBBLICO DELLA SPERIMENTAZIONE – PROGETTI STORAGE ENERGY INTENSIVE	07/04/2017
		Rev.00

2003/30/CE) all'articolo 17 comma 3, dispone che tra gli interventi previsti da Terna nel Piano di Sviluppo della Rete di Trasmissione Nazionale possano essere inclusi i sistemi di accumulo dell'energia elettrica finalizzati a "favorire il dispacciamento degli impianti non programmabili", in quanto interventi considerati necessari per assicurare l'immissione ed il ritiro integrale dell'energia prodotta dagli impianti a fonte rinnovabile.

Il D.Lgs 93/11 stabilisce che, in attuazione di quanto programmato nel Piano di sviluppo della RTN, il gestore del sistema di trasmissione nazionale può realizzare e gestire sistemi di accumulo diffuso di energia elettrica mediante batterie.

Poste le premesse sopra riportate, considerate le criticità introdotte dall'elevata penetrazione delle Fonti Rinnovabili Non Programmabili (di seguito, FRNP) ai fini dell'attività di Dispacciamento e di gestione in economicità e sicurezza della Rete di Trasmissione Nazionale (RTN), Terna ha individuato aree prioritarie in cui sviluppare i sistemi di accumulo diffusi al fine di mitigare tali criticità. In tal senso, Terna ha previsto nei Piani di Sviluppo 2011 e 2012 investimenti in sistemi di accumulo diffusi installati uniformemente lungo porzioni di rete a 150 kV critiche e potenzialmente critiche. Tale capacità complessiva, a complemento delle opere di sviluppo di rete già previste, è stata individuata nell'ottica di limitare il più possibile il ricorso alla riduzione dell'energia prodotta da Fonte Rinnovabile Non Programmabile (FRNP). Tali impianti hanno infatti la finalità principale di ridurre il quantitativo di Mancata Produzione Eolica (MPE) annuo, ovvero il corrispettivo erogato verso i produttori eolici per effetto dei comandi di limitazione inviati da Terna per modulare la produzione eolica potenzialmente producibile ma che non può essere evacuata in sicurezza dalle porzioni di rete AT. In aggiunta alla mitigazione di congestioni locali, l'investimento contribuisce al contenimento di congestioni tra Zone di Mercato e ad altri servizi di sistema.

In data 02/10/2012, il Dipartimento per l'Energia del Ministero per lo Sviluppo Economico (MiSE), in approvazione del Piano di Sviluppo 2011, ha approvato lo sviluppo di sistemi di accumulo diffusi per un programma sperimentale complessivamente pari a 35 MW.

Successivamente, attraverso la Deliberazione 288/2012/R/eel e la relativa Determinazione n.08/2012, l'Autorità per l'Energia Elettrica, il Gas ed il Sistema Idrico (AEEGSI) ha specificato i requisiti minimi ed opzionali ai fini della selezione dei progetti pilota di sperimentazione di accumulo di energia, nonché i contenuti minimi per la presentazione delle istanze.

La Deliberazione 66/2013/R/eel del 21 febbraio 2013 ha quindi approvato i progetti pilota presentati da Terna (denominati A1 ed A2 quelli afferenti alla porzione di rete critica 150 kV "Campobasso – Benevento 2 – Volturara – Celle San Vito" e B1, B2, C1, e C2 quelli afferenti alla porzione di rete critica 150 kV "Benevento 2 – Bisaccia 380").

I contenuti riportati nel presente documento, quindi, non fanno riferimento ai Progetti di sistemi di accumulo energetico di tipologia "Power Intensive", previsti da Terna nell'ambito del Piano di Difesa 2012: in tal senso, i dettagli attinenti il monitoraggio della sperimentazione di tali progetti vengono trattati in differenti documenti ad essi specifici.

4. DESCRIZIONE GENERALE DEI PROGETTI PILOTA DI ACCUMULO ENERGETICO

	RAPPORTO PUBBLICO DELLA SPERIMENTAZIONE – PROGETTI STORAGE ENERGY INTENSIVE	07/04/2017
		Rev.00

4.1 CRITERI DI PROGETTAZIONE E REALIZZAZIONE DEI PROGETTI PILOTA

Allo scopo di conseguire il beneficio rappresentato dalla Riduzione di Mancata Produzione da FRNP mediante accumulo energetico, sono state valutate “efficaci” al contesto le tipologie di impianti di accumulo che impiegano tecnologie maggiormente rivolte ad applicazioni *energy intensive* piuttosto che *power intensive*. In tal senso, in accordo a quanto previsto nel Piano di Sviluppo (PdS) 2011 in merito ai sistemi di accumulo diffusi, si è provveduto a dotare i Progetti Pilota di tipologie di sistemi in grado di risolvere efficacemente congestioni di rete dovute ad eccessiva generazione da FRNP su porzioni di rete AT, nonché in grado di incrementare i margini di riserva primaria e terziaria rispettivamente per compensare la ridotta capacità di regolazione in rete causata dalla penetrazione delle FRNP e l’incertezza nella previsione di produzione da fonti intermittenti.

Addizionalmente, grazie alle specifiche tecnologie impiegate per realizzare le Unità di Accumulo nonché alle implementazioni funzionali e logiche previste per i sistemi di controllo in sito ed agli sviluppi condotti, ed in corso, sui sistemi di telecontrollo di Terna, i Progetti Pilota hanno potenzialità per conseguire ulteriori benefici. In questo senso, i Progetti risultano rispondenti ai requisiti minimi ed ai requisiti opzionali prescritti dall’Allegato 1 della Delibera n.288/12, ed anche efficaci per ulteriori applicazioni sperimentali.

Il programma complessivo autorizzato di 35 MW è stato da Terna ripartito in 6 Progetti Pilota, a due a due facenti parte di un medesimo impianto elettrico in Media e Bassa Tensione che prende la denominazione di *Sistema di Accumulo Non Convenzionale – SANC*. Pertanto, le coppie di Progetti Pilota in ciascun sito risultano afferenti ad un medesimo nodo elettrico e connessi alla porzione di rete critica mediante una Stazione di Connessione AT/MT (150/20 kV).

I Progetti A1 ed A2 fanno parte dell’impianto *GINESTRA SANC* afferente alla porzione di rete critica 150 kV “*Benevento 2 – Montefalcone – Celle San Vito*”, mentre i Progetti B1 e B2 dell’impianto *FLUMERI SANC*, insieme ai Progetti C1 e C2 dell’impianto *SCAMPITELLA SANC*, sono afferenti alla porzione di rete 150 kV “*Benevento – Bisaccia 380*”.

Ciascuno dei Progetti Pilota, nonché degli impianti SANC suddetti, è progettato e realizzato nel rispetto della normativa tecnica vigente, nonché delle norme ambientali e di sicurezza valide sul territorio nazionale. Il progetto elettromeccanico e delle opere civili ha seguito le linee guida e le indicazioni già presentate ad AEEGSI in occasione della presentazione delle istanze al trattamento incentivante, che sono risultate essere anche le specifiche tecniche generali per l’approvvigionamento, tramite bandi di gara pubblici, delle tecnologie impiegate per la realizzazione dei Progetti. In Tabella 1 e Tabella 2 si riportano le suddette specifiche tecniche generali in riferimento ai Progetti Pilota.

Caratteristiche tecniche per i Progetti Pilota A1, A2, B1, B2, C1	
Tecnologia di batterie elettrochimiche per l'accumulo energetico	NAS (Sodio-Zolfo)
Tecnologia di convertitori statici	Bidirezionali reversibili, tipo bi-stadio ad IGBT
Potenza nominale di scarica (in MW)	6
Potenza nominale di carica (in MW)	6
Potenza massima di scarica (in MW)	6
Potenza massima di carica (in MW)	6
Capacità di accumulo netta (in MWh)	40
Tempo di risposta per inversione nominale del flusso di potenza (in sec)	< 1
Rendimento energetico medio delle batterie per un ciclo completo di carica/scarica con profondità di scarica pari all'80%	> 84 %
Stima del consumo dei servizi ausiliari del SdA (in condizioni di riferimento ⁽¹⁾ ⁽²⁾)	Circa 2,5 MWh
Rendimento energetico complessivo del SdA, in condizioni operative standard di utilizzo del progetto pilota per risoluzione delle congestioni di rete, considerando tutti i flussi energetici di ingresso al SdA, inclusi i consumi per servizi ausiliari (es. condizionamento termico) (2)	Circa 75%
Vita tecnica attesa del SdA, espressa in termini di cicli completi di carica/scarica, con profondità di scarica pari al 100%, in condizioni operative standard di utilizzo del progetto pilota per risoluzione delle congestioni di rete	4500

(1): il ciclo di riferimento prevede una fase di carica con escursione almeno pari a 80% del SOC ad un valore di potenza almeno pari al 70% della potenza nominale, seguita da una fase di scarica con escursione pari a 80 % del SOC ad un valore di potenza > 70% della potenza nominale.

(2): valore variabile in funzione delle condizioni operative di utilizzo e dalla temperatura ambiente. Le condizioni operative cd. standard sono quelle che prevedono cicli continuativi caratterizzati da scambi di potenza con la rete con valori prossimi a quelli nominali.

Tabella 1 – Sintesi delle principali caratteristiche tecniche per i Progetti Pilota A1, A2, B1, B2 e C1

Caratteristiche tecniche per il Progetto Pilota C2	
Tecnologia di batterie elettrochimiche per l'accumulo energetico	NAS (Sodio-Zolfo)
Tecnologia di convertitori statici	Bidirezionali reversibili, tipo bi-stadio ad IGBT
Potenza nominale di scarica (in MW)	4,8
Potenza nominale di carica (in MW)	4,8
Potenza massima di scarica (in MW)	4,8
Potenza massima di carica (in MW)	4,8
Capacità di accumulo netta (in MWh)	32
Tempo di risposta per inversione nominale del flusso di potenza (in sec)	< 1
Rendimento energetico medio delle batterie per un ciclo completo di carica/scarica con profondità di scarica pari all'80%	> 84 %
Stima del consumo dei servizi ausiliari del SdA (in condizioni di riferimento ⁽¹⁾ ⁽²⁾)	Circa 2,0 MWh
Rendimento energetico complessivo del SdA, in condizioni operative standard di utilizzo del progetto pilota per risoluzione delle congestioni di rete, considerando tutti i flussi energetici di ingresso al SdA, inclusi i consumi per servizi ausiliari (es. condizionamento termico) ⁽²⁾	Circa 75%
Vita tecnica attesa del SdA, espressa in termini di cicli completi di carica/scarica, con profondità di scarica pari al 100%, in condizioni operative standard di utilizzo del progetto pilota per risoluzione delle congestioni di rete	4500

(1): il ciclo di riferimento prevede una fase di carica con escursione almeno pari a 80% del SOC ad un valore di potenza almeno pari al 70% della potenza nominale, seguita da una fase di scarica con escursione pari a 80% del SOC ad un valore di potenza > 70% della potenza nominale.

(2): valore variabile dalle condizioni operative di utilizzo e dalla temperatura ambiente. Le condizioni operative cd. standard sono quelle che prevedono cicli continuativi caratterizzati da scambi di potenza con la rete con valori prossimi a quelli nominali

Tabella 2 – Sintesi delle principali caratteristiche tecniche per il Progetto Pilota C2

Nella tabella seguente si riportano i dati delle performance nominali e delle caratteristiche tecniche principali dell'intero impianto SANC (nel caso degli impianti da 12 MW). Il valore di rendimento riportato in tabella è da intendersi come un valore nominale, riferendosi a quello riscontrabile a seguito di un utilizzo dell'impianto basato su cicli continuativi aventi profili di potenza scambiata con la rete prossimi a quelli del ciclo di riferimento utilizzato per la caratterizzazione delle performance nominali della tecnologia di accumulo.

Data sheet – Impianto SANC 12 MW	
Tecnologia di accumulo energetico	Batterie NAS
Potenza nominale di scarica	12 MW
Potenza nominale di carica	12 MW
Energia nominale netta	80 MWh
Efficienza energetica di “round trip” ac/ac ⁽¹⁾	75% (*)
Full charge time (da SOC ⁽²⁾ 0% fino a carica completa , a potenza nominale di carica)	Circa 10 h
Full discharge time (da SOC 100% fino a scarica completa, a potenza nominale di scarica)	Circa 7,5 h
Tasso di autoscarica	-
Maximum power ramp in scarica	12 MW/sec
Maximum power ramp in carica	12 MW/sec
Numero di cicli (a DOD ⁽³⁾ 100%)	4500 cicli
Vita utile calendariale	15 anni
Temperatura operativa di esercizio	305 – 350 °C

(1): L'efficienza è comprensiva dei servizi ausiliari, valutata con riferimento ad un ciclo di carica/scarica completo giornaliero

(2): SOC, State Of Charge

(3): DOD, Depth Of Discharge

Tabella 3 – Principali performance e caratteristiche tecniche dell'impianto di accumulo SANC da 12 MW

La realizzazione di tali progetti, e dell'impianto nel suo insieme, è soggetta all'Autorizzazione Unica Ministeriale D. Lgs. 239/04. In fase di iter autorizzativo, è stato soddisfatto quanto previsto dalla legge e dalla normativa vigente in tema di sicurezza per le persone e l'ambiente, nonché in tematiche specifiche di sicurezza antincendio, ovvero rispettivamente secondo quanto disposto dalla Direttiva Seveso – D.Lgs. 334/99 – relativa al controllo dei pericoli di incidenti rilevanti connessi a determinate sostanze pericolose – e dal regolamento D.P.R 151/11 recante la semplificazione della disciplina dei procedimenti relativi alla prevenzione degli incendi. L'assoggettabilità alla Direttiva Seveso è una conseguenza derivante dall'utilizzo della tecnologia NAS (*sodio-zolfo*) per la realizzazione delle celle elettrochimiche dei moduli batterie ed, in particolare, dal contenuto complessivo di materia attiva delle celle installate in sito.

Con tali premesse, i Progetti Pilota afferenti ad un medesimo impianto SANC condividono principalmente:

- le opere civili di realizzazione del sito;
- il sistema MT di connessione dei feeder di alimentazione di ciascuna Unità di Accumulo;
- il sistema BT di alimentazione dei servizi ausiliari e dei servizi generali di ciascuna Unità di Accumulo e dell'intero impianto Ginestra SANC;
- il *Sistema di Controllo Integrato* d'Impianto (SCI), ovvero il sistema di controllo e monitoraggio locale che gestisce le logiche di automazione d'impianto ed interfaccia ciascuna UAC al Sistema di Teleconduzione e Controllo Centrale (SCCT) di Terna, garantendone la conduzione ed il controllo in locale e da remoto.

Tuttavia, ogni Progetto Pilota viene individuato, in maniera distintiva ed univoca, dalle proprie *Unità di Accumulo* (UAC), ciascuna costituita dall'insieme di un convertitore statico di potenza (PCS, *Power Converter System*) con relativo trasformatore MT/BT di interfaccia e da uno o più assemblati di moduli batterie da esso

	RAPPORTO PUBBLICO DELLA SPERIMENTAZIONE – PROGETTI STORAGE ENERGY INTENSIVE	07/04/2017
		Rev.00

azionati, includendo anche i rispettivi sistemi dei servizi ausiliari ed i sistemi di controllo (questi ultimi rispettivamente denominati *PCS-Controller* e *Battery Management System*).

Ai fini della conduzione e del dispacciamento, ciascuna UAC è singolarmente comandabile e controllabile:

- da *“locale”*, tramite il sistema *“PCS-Controller”*;
- oppure da *“distante”* in sito tramite il Sistema di Controllo Integrato d’impianto *“SCI”*;
- oppure da *“remoto”* dai Sistemi Centrali Terna, interfacciati con i sistemi del campo tramite il Sistema SCCT

In particolare, per la conduzione da remoto, ciascuna UAC è singolarmente tele-conducibile e tele-controllabile dalla Sala di controllo e conduzione di Terna. L’attivazione di fasi di carica o di fasi di scarica è conseguenza di comandi (*set-point*) di potenza attiva oppure conseguenza della selezione e dell’attivazione di uno o più servizi di rete (tra loro anche in simultanea). I comandi inviati da remoto vengono presi in carico e gestiti in impianto dal Sistema di Controllo Integrato (SCI), che ha le funzioni di interfacciamento dei sistemi di controllo delle singole UAC e degli apparati periferici del campo con il Sistema di Teleconduzione e Telecontrollo (SCCT), nonché di supervisionare e gestire anche autonomamente l’intero impianto mediante le funzioni SCADA di automazione, controllo e monitoraggio.

Ciascun Progetto Pilota, essendo costituito da UAC indipendentemente azionabili, può essere asservito a servizi di rete o ad applicazioni in maniera indipendente dal Progetto Pilota afferente al medesimo sito: in considerazione di ciò, Terna ha dotato i Progetti di sistemi di misura e monitoraggio indipendenti, in maniera da poter trattare separatamente i due progetti secondo quanto previsto da AEEGSI nella Determinazione n. 08/12/R/eel in merito al monitoraggio della sperimentazione.

Infine, fatte salve le opere civili, il sistema nel suo complesso risulta completamente amovibile: in particolare, i moduli batterie risultano compatti ed ermeticamente chiusi, inseriti a loro volta all’interno di appositi armadi batterie per installazione outdoor (costituenti gli *“assemblati batterie”*). Gli armadi sono fissati al basamento tramite una struttura di sostegno completamente bullonata e pertanto completamente rimovibile, i moduli in essa installati sono anch’essi fissati in modo completamente reversibile. In caso di necessità di riutilizzo, i sistemi sopra descritti possono essere disassemblati per moduli, così come l’armadio può essere svincolato dal basamento e smontato. In maniera analoga, quanto detto è applicabile ai PCS, ai quadri MT e BT, alle apparecchiature elettriche AT ed MT, ai gruppi elettrogeni, ai cavi, ai dispositivi elettronici, etc.

	RAPPORTO PUBBLICO DELLA SPERIMENTAZIONE – PROGETTI STORAGE ENERGY INTENSIVE	07/04/2017
		Rev.00

4.2 ITER AUTORIZZATIVO ED ADEMPIMENTI IN AMBITO SICUREZZA

La realizzazione degli impianti SANC è stata soggetta all’Autorizzazione Unica Ministeriale secondo D.Lgs. 239/03. Parallelamente, sono stati affrontati due ulteriori percorsi autorizzativi connessi ad aspetti di sicurezza:

- D.Lgs. 334/99 – Attuazione della Direttiva 96/82/CE (c.d. Direttiva Seveso) relativa al controllo dei pericoli di incidenti rilevanti connessi con determinate sostanze pericolose;
- D.P.R. 151/11 – Regolamento recante semplificazione della disciplina dei procedimenti relativi alla prevenzione degli incendi.

I due ambiti sono quindi stati trattati con stretta correlazione tra gli aspetti antincendio e gli aspetti attinenti il rischio chimico.

In dettaglio, l’iter seguito da Terna ha portato all’ottenimento:

- del Decreto Autorizzativo Unico – D.Lgs. 239/03, rilasciato dal Ministero dello Sviluppo Economico di concerto con il Ministero dell’Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, previo ottenimento di tutti i nulla osta rilasciati dagli enti competenti;
- del Nulla Osta di Fattibilità antincendio sul progetto preliminare – D.P.R. 151/11;
- del Parere Favorevole di Conformità antincendio sul progetto definitivo – D.P.R. 151/11;
- del Certificato di Prevenzione Incendi che attesta la sussistenza dei requisiti di sicurezza antincendio ai sensi del D.P.R. 151/11;

In aggiunta, si è disposto ed ottenuto il soddisfacimento di tutto quanto previsto in ambito Seveso dall’applicazione dell’art. 6 del D.Lgs. 334/99.

Gli impianti SANC sono quindi gestiti ed eserciti nel totale rispetto anche di quanto previsto dal D.Lgs. 81/08 e di quanto previsto dal D.Lgs. 334/99: a tal proposito Terna ha predisposto e reso attuative una serie di procedure, costituenti il Sistema di Gestione della Sicurezza Seveso, specificatamente dedicate ai siti SANC.

4.3 CRITERI DI LOCALIZZAZIONE DEI PROGETTI PILOTA

La localizzazione e la progettazione delle opere è stata sviluppata tenendo in considerazione un sistema di indicatori sociali, ambientali e territoriali, che hanno permesso di valutare gli effetti della pianificazione elettrica nell’ambito territoriale considerato, nel pieno rispetto degli obiettivi della salvaguardia, tutela e miglioramento della qualità dell’ambiente, della protezione della salute umana e dell’utilizzazione accorta e razionale delle risorse naturali.

Per la taglia complessiva dei SdA in oggetto, il beneficio in termini di riduzione di Mancata Produzione Eolica risulta essere sufficientemente indipendente dal preciso nodo elettrico tramite il quale il progetto afferisce alla porzione di rete critica. Pertanto, in prima battuta, per l’individuazione dei siti sottesi alle direttrici critiche su cui installare sistemi di accumulo, si è proceduto a privilegiare le aree adiacenti o poste nelle immediate vicinanze di Stazioni Elettriche (SE) RTN già esistenti ed afferenti alla direttrice, che avessero spazi interni adeguati per l’ampliamento. In tal modo, la connessione alla RTN avviene con l’opportunità di attestarsi su uno stallo dedicato direttamente all’interno di una stazione elettrica esistente, nell’ottica di minimizzare la lunghezza dell’eventuale cavidotto MT di collegamento alla SE. In alternativa, si è proceduto

	RAPPORTO PUBBLICO DELLA SPERIMENTAZIONE – PROGETTI STORAGE ENERGY INTENSIVE	07/04/2017
		Rev.00

ad analizzare gli spazi immediatamente sottesi agli elettrodotti esistenti costituenti la direttrice, per realizzare la connessione alla RTN a mezzo di una stazione di connessione e di raccordi AT dedicati di lunghezza il più possibile limitata.

La localizzazione è stata pertanto sviluppata seguendo i seguenti criteri di tipo tecnico ed ambientale:

- a) *massimizzazione dei benefici*: la dislocazione degli impianti deve essere tale da massimizzare i benefici per il Sistema Elettrico Nazionale (SEN), in particolar modo massimizzando il recupero dell'energia immessa da FRNP che altrimenti sarebbe da tagliare nei momenti di congestione della rete. Tale criterio viene soddisfatto, principalmente, rispettando i seguenti principi:
- baricentricità elettrica rispetto alla dislocazione degli impianti eolici sottesi, ovvero dislocando i sistemi di accumulo in posizione baricentrica rispetto a quella degli impianti eolici sottesi alla porzione di direttrice di riferimento;
 - installando i sistemi di accumulo quanto più possibile "a monte" della congestione, ovvero privilegiando una minor vicinanza alle stazioni in AAT (380/150 kV);
 - localizzando gli SdA in funzione delle caratteristiche delle linee, della conformazione topologica della porzione di rete e delle configurazioni di esercizio (in quest'ultimo caso, in funzione della localizzazione dei punti nei quali vengono effettuate con maggior frequenza le azioni di smagliatura della rete);
- b) *minimizzazione dei costi*: tale aspetto si esplica considerando principalmente:
- vicinanza alle infrastrutture elettriche, al fine di sfruttare per la connessione eventuali stazioni elettriche esistenti oppure per limitare lo sviluppo dei raccordi aerei;
 - caratteristiche geologiche ed idrogeologiche dei siti, al fine di ridurre gli oneri per la realizzazione delle opere civili, con particolare attenzione alla scarsa acclività delle aree, per minimizzare gli sbancamenti di terreno ed utilizzare tipologie di opere a minor costo;
- c) *minimizzazione dell'impatto ambientale e paesaggistico degli impianti e delle opere di connessione*: al fine di agevolare l'iter autorizzativo, tale aspetto consiste nel privilegiare:
- *Aree con assenza di vincoli ambientali ed urbanistici*;
 - *Aree scarsamente antropizzate*, dando preferenza alle aree scarsamente antropizzate e situate in contesti rurali e/o isolati;
 - *Aree caratterizzate da idoneità geomorfologica ed idrogeologica*: le aree individuate devono risultare il più possibile non esondabili e compatibili con la perimetrazione delle aree classificate dalle competenti Autorità di Bacino;
 - *Aree in cui sono già presenti opere della RTN*: per i siti posti a ridosso di stazioni elettriche esistenti, l'impatto paesaggistico delle opere di connessione viene ridotto al minimo in quanto esse sono costituite essenzialmente da uno o due nuovi stalli AT/MT da realizzare all'interno delle stazioni in questione, mentre, anche per i siti posti non nelle immediate vicinanze di una stazione elettrica utilizzabile, l'impatto paesaggistico delle opere di connessione può essere ridotto al minimo grazie alla scelta di una localizzazione quanto più vicina possibile agli elettrodotti al fine di minimizzare la lunghezza dei raccordi AT.

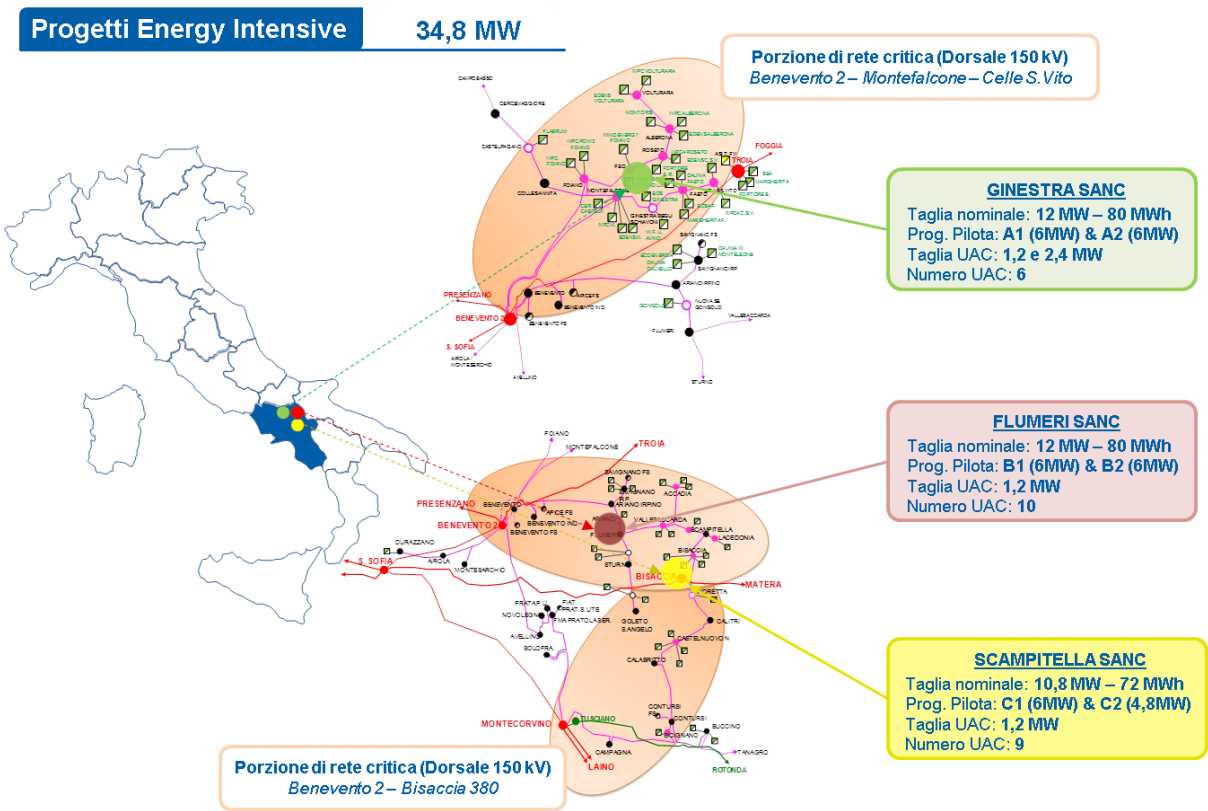
	RAPPORTO PUBBLICO DELLA SPERIMENTAZIONE – PROGETTI STORAGE ENERGY INTENSIVE	07/04/2017
		Rev.00

Tra le possibili soluzioni è stato quindi individuato il sito più funzionale, tenuto conto di tutte le esigenze suddette e delle possibili ripercussioni sull'ambiente, con riferimento alla legislazione nazionale e regionale vigente in materia. In tal senso, il sito individuato minimizza le possibili interferenze con le zone di pregio ambientale, naturalistico, paesaggistico e archeologico, evitando, nel contempo, le aree urbanizzate o di sviluppo urbanistico. Sotto questo aspetto, l'ubicazione è la più idonea, tenendo conto delle esigenze tecniche e dell'opportunità ambientale di minimizzare le modifiche all'elettrodotto esistente, comparando le necessità della pubblica utilità delle opere con gli interessi pubblici e privati coinvolti ed integrando il progetto in armonia col territorio stesso.

4.4 UBICAZIONE GEOGRAFICA ED ELETTRICA DELLE OPERE

L’installazione degli impianti SANC è in porzioni di rete a 150 kV critiche dal punto di vista dell’occorrenza di limitazioni della produzione FRNP, eolica in particolare, principalmente per congestioni locali ed esigenze di sistema.

Localizzazione Impianti SANC



2

Figura 1 – Collocazione e dati di targa SANC

4.4.1 PROGETTI A1 ED A2 E RELATIVO IMPIANTO GINESTRA SANC

I Progetti A1 ed A2 prevedono la realizzazione di sistemi di accumulo afferenti alla porzione di rete critica 150 kV “Benevento 2 – Volturara – Celle San Vito”, per una taglia complessiva per progetto pari a 6 MW e capacità energetica pari a 40 MWh. In particolare, questi sono installati nel medesimo sito e fanno parte del medesimo impianto elettrico in Media e Bassa Tensione denominato “Ginestra SANC” (di taglia complessiva, quindi, pari a 12 MW e capacità energetica 80 MWh).

I due Progetti Pilota, e, quindi, l’impianto Ginestra SANC, interessano una superficie di circa 8.500 m² e sono ubicati nel Comune di Castelfranco in Miscano, in provincia di Benevento, in terreni agricoli posti in un’area disponibile che ha il vantaggio di essere nei pressi dell’esistente stazione elettrica 150 kV di Ginestra, la quale è già collegata alla porzione critica 150 kV “Benevento II – Montefalcone – Celle San Vito”. In tal senso, i Progetti afferiscono, inoltre, al medesimo nodo elettrico della Rete di Trasmissione Nazionale per mezzo della Stazione di connessione 150/20 kV “Ginestra degli Schiavoni”, situata nel comune limitrofo di “Ginestra degli Schiavoni”. La configurazione di connessione della SE alla porzione RTN è del tipo “entra-esce” in afferenza alla linea 150 kV “Montefalcone – Faeto”.

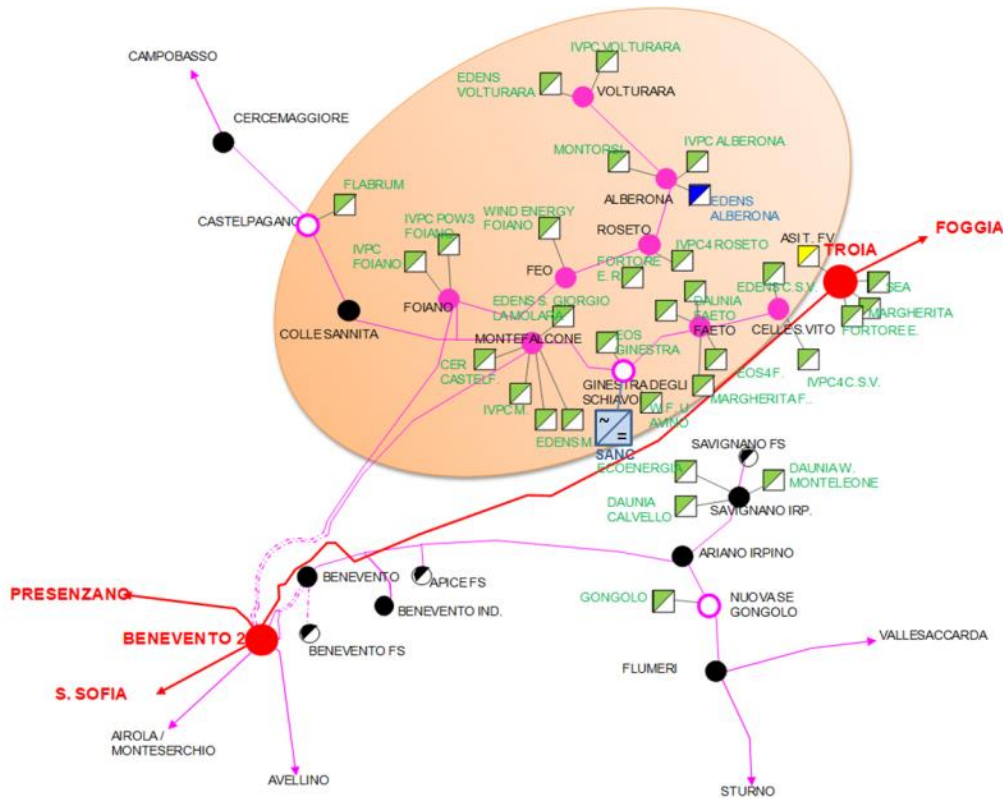


Figura 2 – Rappresentazione grafica della dorsale “Campobasso - Benevento 2 - Volturara – Celle San Vito” e localizzazione geografica dell’impianto GINESTRA SANC

4.4.2 PROGETTI B1, B2, C1, C2 E RELATIVI IMPIANTI FLUMERI SANC E SCAMPITELLA SANC

I Progetti B1 e B2 prevedono la realizzazione di sistemi di accumulo afferenti alla porzione di rete critica 150 kV “Benevento 2 – Bisaccia 380”, per una taglia complessiva pari a 12 MW e capacità energetica pari a 80 MWh.

L’impianto Flumeri SANC (nel suo insieme composto dai Progetti B1 e B2) interessa una superficie di circa 8.500 m² ed è ubicato nel Comune di Flumeri, in provincia di Avellino. Esso è collegato alla Rete di Trasmissione Nazionale per mezzo di una Stazione di connessione 150/20 kV realizzata ex-novo e denominata “SE Flumeri”, situata nel medesimo comune a circa 800 metri dall’impianto SANC. La configurazione di

connessione della SE alla porzione RTN è del tipo “entra-esce” in afferenza alla linea 150 kV “Vallesaccarda – Flumeri”.

Il terzo e ultimo sito, costituito dai Progetti C1 e C2, facenti anch’essi parte del medesimo impianto elettrico di Media e Bassa Tensione, è denominato “Scampitella SANC” (di taglia complessiva pari a 10,8 MW e capacità energetica 72 MWh) e localizzato nel comune di Scampitella (AV).

A differenza degli altri progetti, si caratterizza per la presenza di sistemi di accumulo di taglia differente:

- Progetto C1: taglia di 6 MW e capacità energetica pari a 40 MWh (in linea con i progetti A1, A2, B1 e B2)
- Progetto C2: taglia di 4,8 MW per 32 MWh di capacità di accumulo.

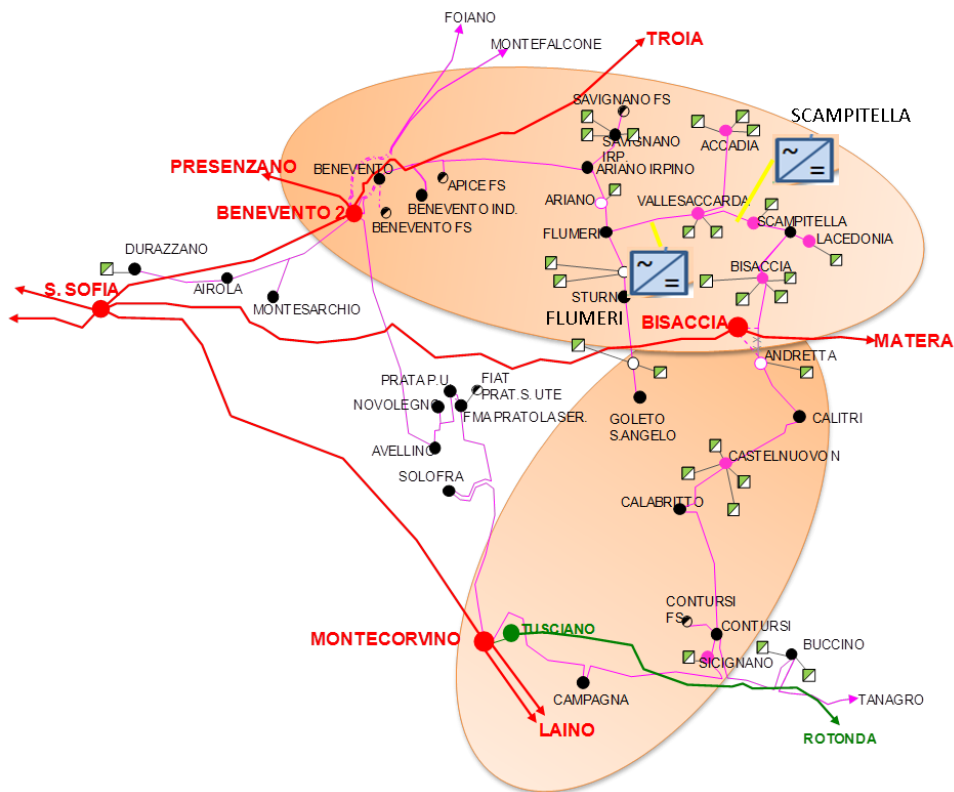


Figura 3 – Rappresentazione grafica della dorsale “Benevento 2 – Bisaccia 380” e localizzazione geografica degli impianti FLUMERI e SCAMPITELLA SANC

	RAPPORTO PUBBLICO DELLA SPERIMENTAZIONE – PROGETTI STORAGE ENERGY INTENSIVE	07/04/2017
		Rev.00

5. DESCRIZIONE DEGLI IMPIANTI E DELLE TECNOLOGIE IMPIEGATE PER LA REALIZZAZIONE DEI PROGETTI PILOTA DI ACCUMULO ENERGETICO

5.1 CARATTERISTICHE GENERALI DEGLI IMPIANTI SANC

L'impianto SANC (Sistema di Accumulo Non Convenzionale a batterie) è un impianto di accumulo di energia elettrica a batterie elettrochimiche costituito da apparecchiature per la conversione bidirezionale dell'energia in bassa tensione con trasformazione in media tensione.

Nel suo complesso, ovvero come impianto comprensivo dei progetti Pilota A1 ed A2, Ginestra SANC è caratterizzato da una potenza nominale pari a 12 MW e da una capacità energetica nominale pari ad 80 MWh, ed è realizzato con sottosistemi, macchine ed apparati di potenza modulare per installazioni outdoor, utilizzando container attrezzati per le varie necessità impiantistiche ed idonei a garantire una facile rimovibilità. Analogamente l'impianto Flumeri SANC, costituito dai progetti B1 e B2 ciascuno di taglia 6 MW, è caratterizzato dalla medesima taglia e capacità energetica complessiva di Ginestra SANC.

Nel caso di Scampitella SANC, invece, il progetto C1 presenta le medesime caratteristiche dei precedenti, mentre il progetto C2 presenta una taglia di 4,8 MW per una capacità energetica di 32 MWh.

L'impianto Ginestra SANC risulta essere costituito da n. 6 UAC, di cui n. 4 UAC di taglia 2,4 MW (caratterizzate da un PCS che aziona simultaneamente due Assemblati batterie) e n. 2 UAC di taglia 1,2 MW (caratterizzate da un PCS che aziona esclusivamente un Assemblato batterie). Ogni UAC è singolarmente comandabile e controllabile da locale (da PCS-Controller e da SCI) e da remoto (dalle sale controllo di Terna).

L'impianto Flumeri SANC risulta essere costituito da n. 10 UAC tutte di taglia 1,2 MW, ovvero caratterizzate da un PCS che aziona esclusivamente un Assemblato batterie. Anche in tal caso, ogni UAC è singolarmente comandabile e controllabile da locale (da PCS-Controller e da SCI) e da remoto (dalle sale controllo di Terna).

L'impianto Scampitella SANC risulta essere costituito da n. 9 UAC tutte di taglia 1,2 MW, ovvero caratterizzate da un PCS che aziona esclusivamente un Assemblato batterie. Anche in questo ultimo caso, ogni UAC è singolarmente comandabile e controllabile da locale (da PCS-Controller e da SCI) e da remoto (dalle sale controllo di Terna).

Ogni PCS è dotato di un sistema di controllo (denominato "*PCS-Controller*") che si interfaccia al sistema di controllo di ciascun assemblato batterie (c.d.: "*Battery Management System*" – BMS), per garantirne il corretto e sicuro funzionamento.

Un sistema di controllo centrale in sito, denominato SCI ed avente funzioni SCADA, si interfaccia principalmente con:

- ciascun PCS ai fini della conduzione e del controllo della Unità di Accumulo;
- ciascun MT Controller per la manovra ed il monitoraggio delle celle MT dei quadri di Media Tensione;
- i sistemi di controllo (SA Controller) dei servizi ausiliari di impianto;
- il Sistema di Teleconduzione e Controllo Centrale (SCCT) di Terna, al fine di garantire la conduzione ed il controllo dell'impianto e di ciascuna UAC da remoto.

Ciascun impianto SANC risulta in dettaglio costituito da:

- n. 10 assemblati batterie (9 nel caso di Scampitella SANC) di taglia ciascuno pari a 1,2 MW e capacità energetica di 9 MWh, dotati di *Battery Management System*;

	RAPPORTO PUBBLICO DELLA SPERIMENTAZIONE – PROGETTI STORAGE ENERGY INTENSIVE	07/04/2017
		Rev.00

- nel caso di Ginestra SANC, da n. 4 PCS (*Power Conversion System*) di taglia 2,4 MW e n. 2 PCS di taglia 1,2 MW, per Flumeri SANC da n.10 PCS di taglia 1,2 MW, mentre per Scampitella da n. 9 PCS di taglia 1,2 MW, dotati ciascuno di un proprio PCS-Controller e collocati ciascuno all'interno di un proprio container;
- per il solo impianto Ginestra SANC da n. 5 shelters per trasformatori MT/BT dei PCS e trasformatori BT/BT di spillamento per i servizi ausiliari di batteria (mentre per Flumeri e Scampitella SANC i trasformatori MT/BT ed i trasformatori di spillamento BT/BT sono inclusi nei container dei PCS);
- n. 2 container per i quadri MT (n.1 shelter per il QMTA e QMTC e n.1 shelter per il QMTB e QMTD);
- n. 2 container per i quadri BT (n.1 shelter per il QBTA e quadri servizi ausiliari e n.1 shelter per il QBTB e quadri servizi ausiliari);
- n. 2 gruppi elettrogeni per esterno;
- n. 1 shelter per il sistema di controllo e servizi (SPCC-TLC);
- n. 3 trasformatori MT/BT per i servizi ausiliari;
- n. 2 trasformatori formatori di neutro TFN con relativa resistenza di compensazione;
- Cavidotto MT di collegamento tra SANC e Stazione Elettrica.

Ciascun SANC è connesso alla Rete Elettrica Nazionale mediante una Stazione Elettrica di connessione AT/MT, che prevede due trasformatori 150/20 kV asserviti uno per volta all'intero impianto SANC o, in assetto alternativo, a ciascuno dei due Progetti Pilota di cui il SANC è costituito. In particolare, l'esistente Stazione RTN di Ginestra degli Schiavoni è stata ampliata per poter collegare l'impianto Ginestra SANC con la Rete di Trasmissione Nazionale, per Flumeri SANC è stato necessario prevedere la realizzazione della stazione SE Flumeri, mentre per il collegamento di Scampitella SANC si è realizzata una nuova Stazione Elettrica per la sua connessione alla Rete Elettrica Nazionale. Gli stalli di trasformazione a 150/20 kV del tipo unificato Terna con isolamento in aria e dal secondario dei trasformatori 150/20 kV partono i cavi MT che, con percorso interrato, collegano il SANC e lo rendono quindi magliato con la RTN.

Nel seguito si riportano lo schema unifilare semplificato ed il layout elettromeccanico delle apparecchiature per l'impianto di Ginestra SANC.

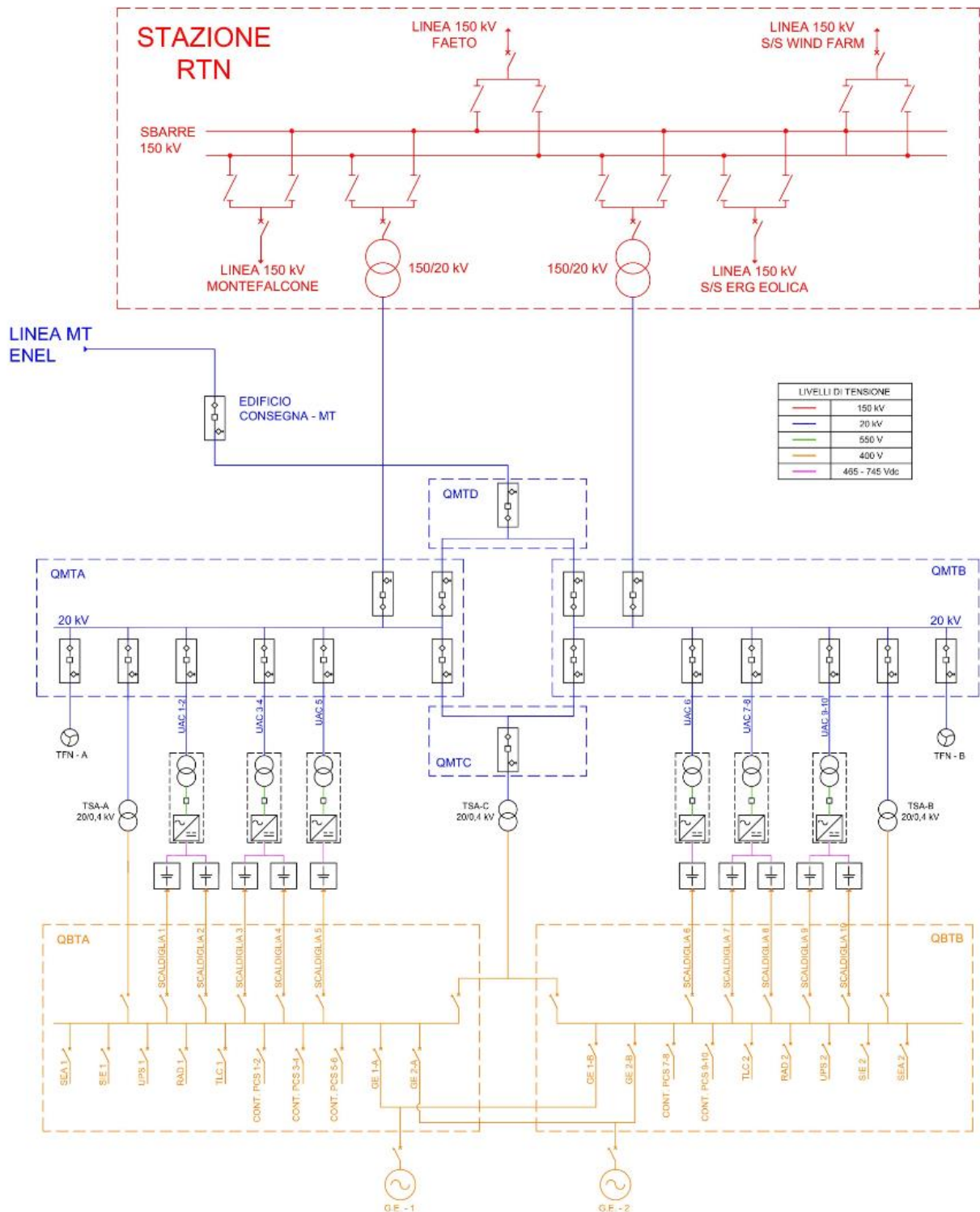


Figura 4 – Schema unifilare semplificato dell'impianto di accumulo GINESTRA SANC

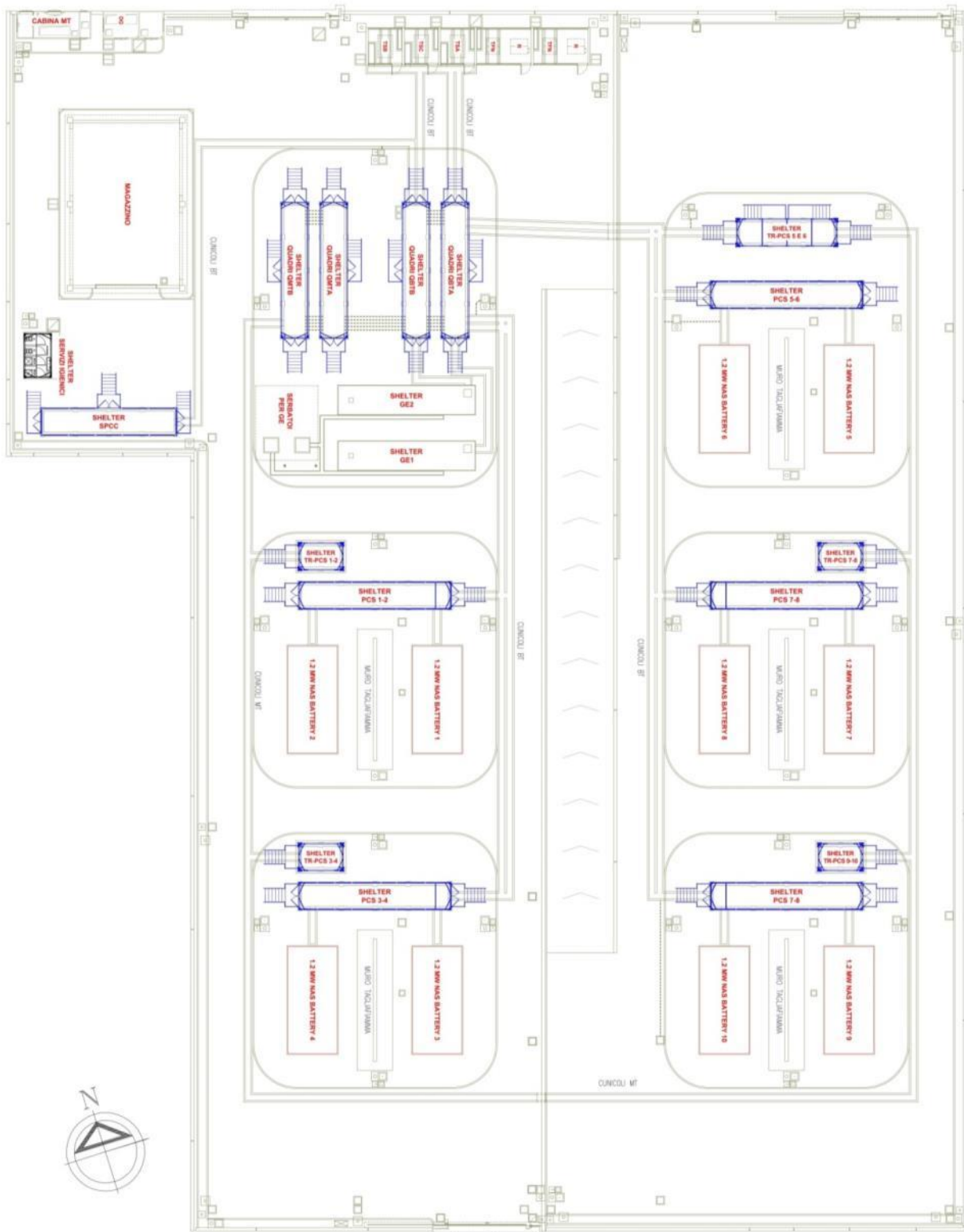


Figura 5 – Layout elettromeccanico delle macchine ed apparecchiature installate nell'impianto GINESTRA SANC

Di seguito si riportano lo schema unifilare semplificato ed il layout elettromeccanico delle apparecchiature per l'impianto Flumeri SANC.

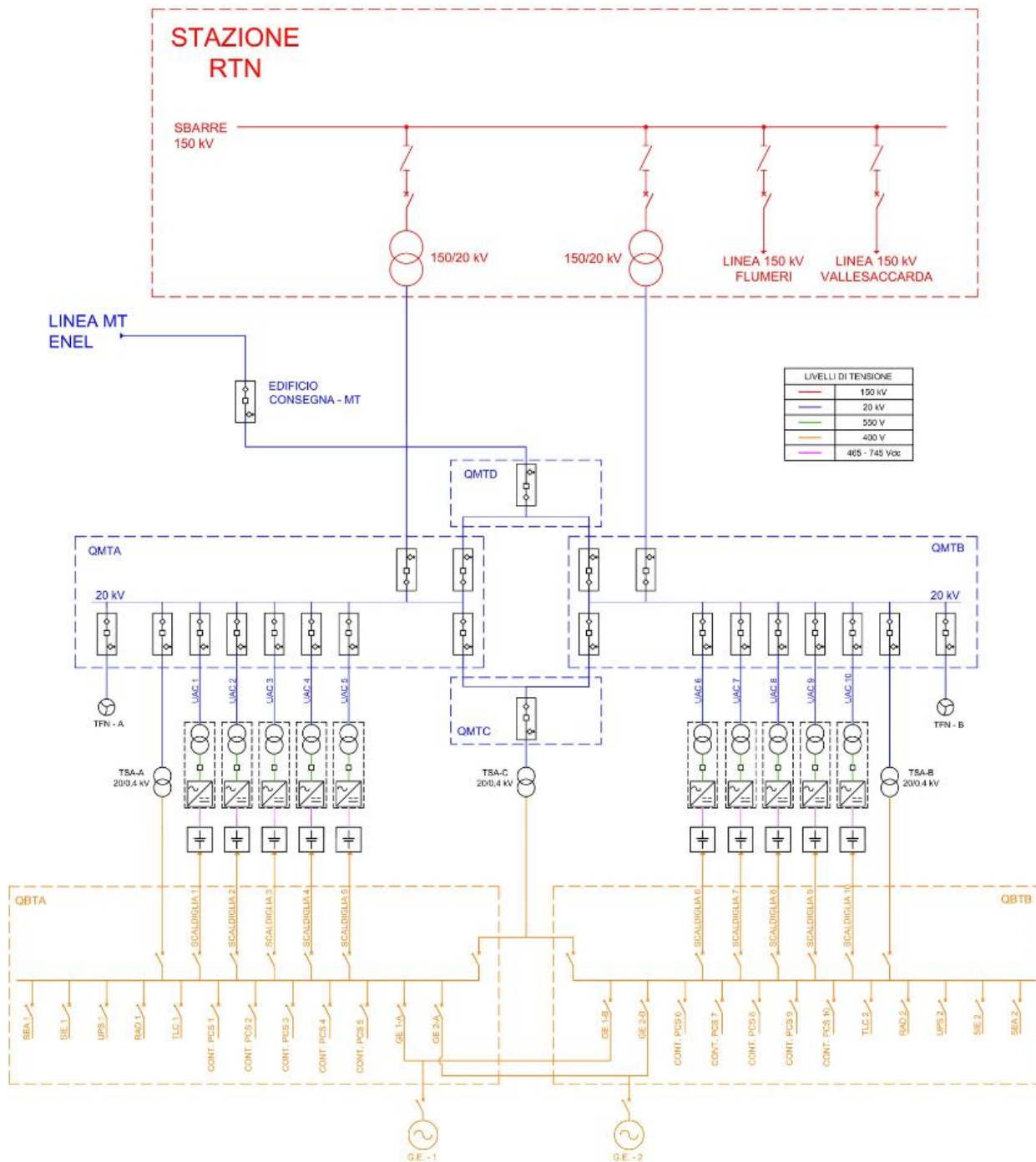


Figura 6 – Schema unifilare semplificato dell'impianto di accumulo FLUMERI SANC

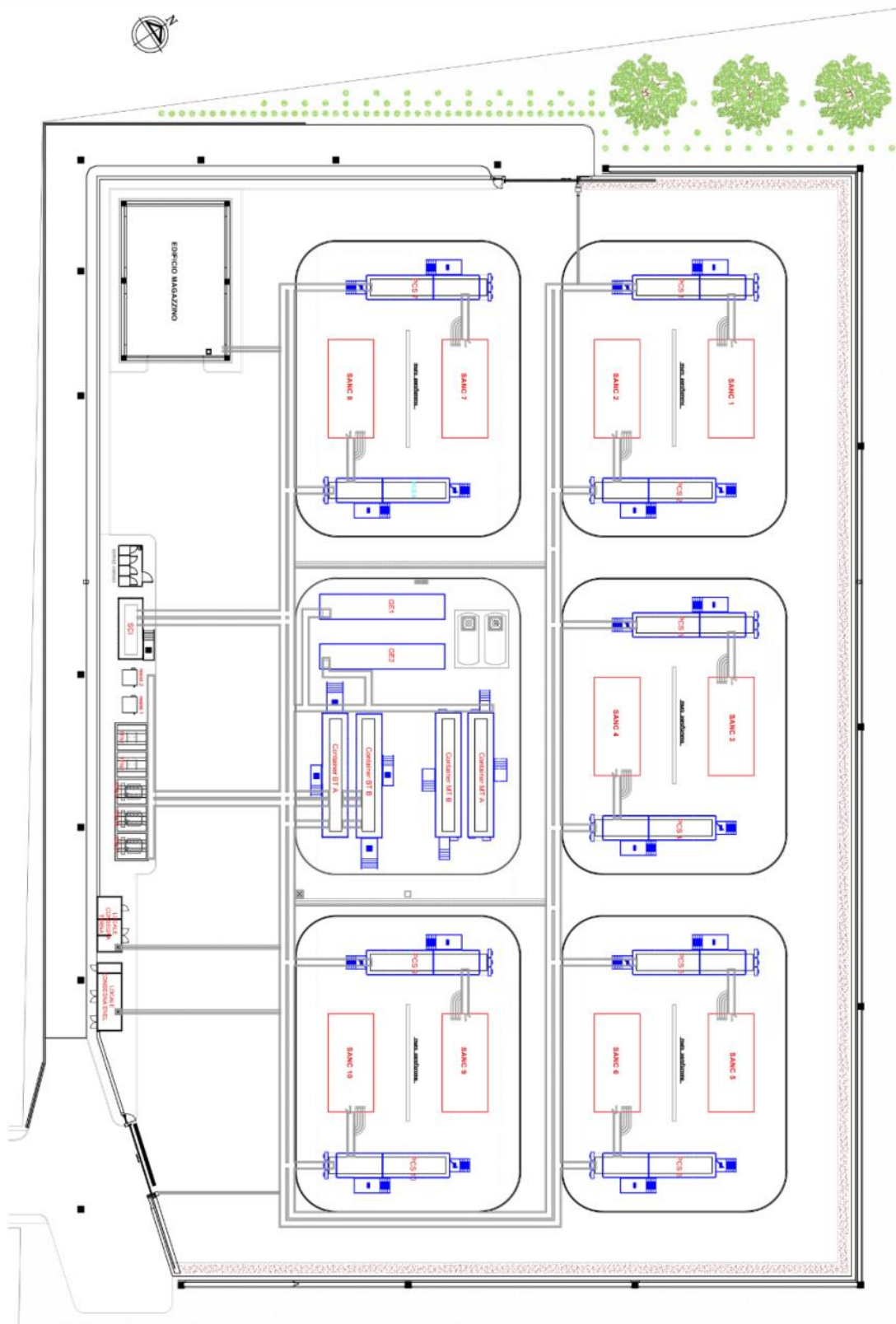


Figura 7 – Layout elettromeccanico delle macchine ed apparecchiature installate nell'impianto FLUMERI SANC

Nel seguito si riporta lo schema unifilare semplificato ed il layout elettromeccanico delle apparecchiature per l'impianto Scampitella SANC.

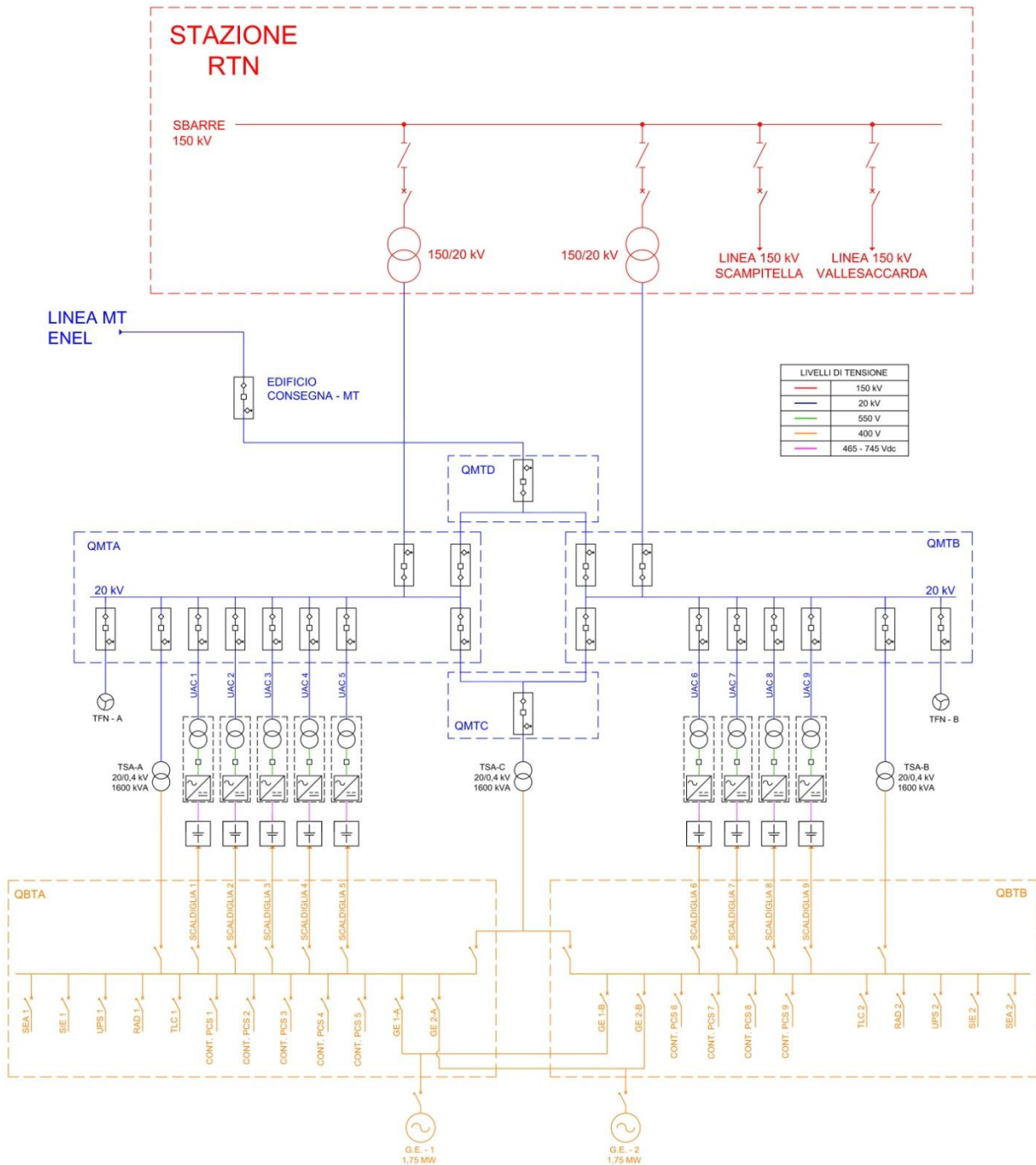


Figura 8. Schema unifilare semplificato dell'impianto di accumulo SCAMPITELLA SANC

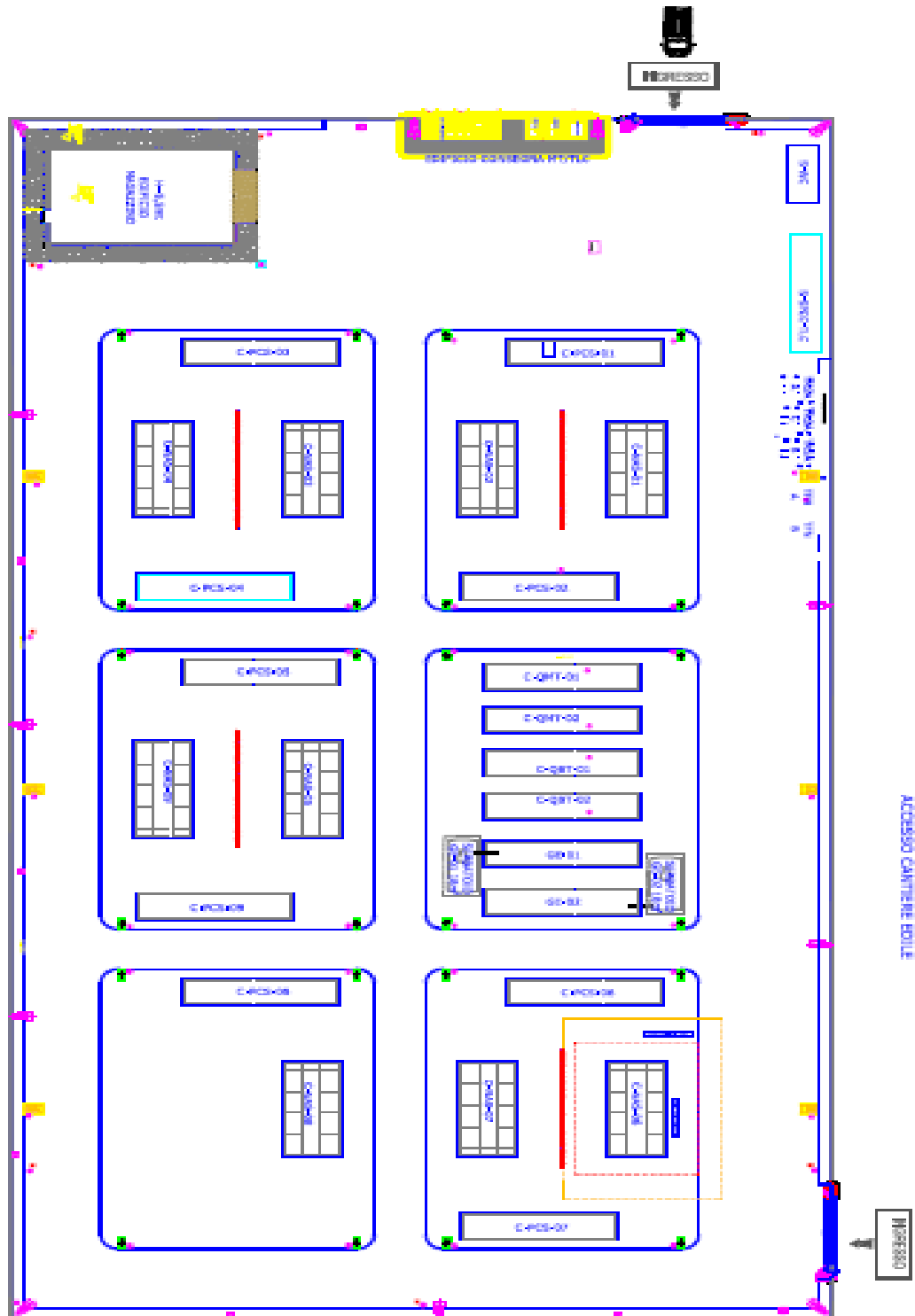


Figura 9. Layout elettromeccanico delle macchine ed apparecchiature installate nell'impianto SCAMPITELLA SANC

	RAPPORTO PUBBLICO DELLA SPERIMENTAZIONE – PROGETTI STORAGE ENERGY INTENSIVE	07/04/2017
		Rev.00

Come visibile dagli schemi riportati, escludendo la sezione in corrente continua relativa alle batterie NAS, gli impianti SANC presentano le seguenti sezioni principali di impianto in funzione del livello di tensione nominale di esercizio: 20.000 Vca, 550 Vca, 400 Vca.

Il Sistema 20 kV, esercito con neutro a terra tramite trasformatori zig-zag e resistore, risulta realizzato con quadri MT con tecnologia convenzionale (sbarre isolate in aria, apparecchiature isolate in SF6 ed aria), composto da due semiquadri principali denominati QMTA e QMTB, sui quali sono collegati tutti i PCS (Power Converter System) atti alla carica/scarica delle batterie del SANC ed i trasformatori servizi ausiliari (TSA-A e TSA-B). Tali quadri sono rispettivamente collegati mediante cavidotto MT alla vicina stazione RTN di interconnessione. Nel caso di mancanza dell'alimentazione principale dalla SE, i quadri principali possono essere alimentati mediante commutazioni automatiche tramite il quadro denominato QMTD energizzato dalla linea MT del distributore locale. Il Sistema 550 V deriva dalla tensione di uscita dei quadri PCS, i quali si interfacciano con il sistema 20 kV con l'ausilio di un trasformatore 20/0,55 kV da 1600 kVA per i convertitori con un solo gruppo di accumulo (PCS da 1,2 MW) e trasformatore 20/0,55 kV da 3150 kVA per i convertitori con due gruppi di accumulo (PCS da 2,4 MW). Per motivi di sicurezza visto la vicinanza dei trasformatori di interfaccia con le celle elettrochimiche, questi sono realizzati con isolamento in resina e con classe F1 di comportamento al fuoco. Il Sistema 400 V è realizzato con sistema di distribuzione TN-S e costituisce la principale tensione ausiliaria dell'impianto. La distribuzione è anch'essa articolata in due quadri principali di tipologia *power center* denominati QBTA e QBTB, ciascuno dedicato all'alimentazione di circa metà dei servizi ausiliari dell'impianto. In condizioni ordinarie, tali quadri sono alimentati ciascuno da un trasformatore 20/04 kV dedicato (rispettivamente TSA-A per il QBTA e TSA-B per QBTB); entrambi i quadri possono essere inoltre alimentati da un terzo trasformatore di riserva TSA-C in mancanza di uno dei due trasformatori dedicati.

Dai quadri principali di bassa tensione QBTA e QBTB sono alimentati i seguenti carichi:

- Alimentazione delle scaldiglie degli assemblati batteria NAS;
- Alimentazione ausiliari quadri PCS. Ogni partenza alimenta il circuito di precarica, il quadro pompe del PCS, gli estrattori del PCS per il raffreddamento degli induttori;
- Alimentazione ausiliari privilegiati in corrente continua. Ogni partenza alimenta un singolo sistema raddrizzatore/batterie per l'alimentazione dei servizi ausiliari del SANC in corrente continua 110 Vcc;
- Alimentazione ausiliari privilegiati in corrente alternata 230 Vac tramite UPS. Ogni partenza alimenta un singolo sistema UPS da circa 50 kVA che alimenta le utenze sensibili ed indispensabili al controllo ed alla messa in sicurezza dell'impianto (BMS e PCS Controller);
- Alimentazione sistema di continuità per SCI-TLC. Ogni partenza alimenta, con un singolo sistema di continuità, gli apparati di controllo e di telecomunicazione (RTU – UPDM - Workstation 1/2-Computer 2 - Armadio TLC);
- Alimentazione servizi ausiliari non privilegiati. Le partenze alimentano i seguenti circuiti: quadri di distribuzione periferici di tutti i container, condizionamento di tutti i container PCS, BT, MT, nei locali Magazzino e cabina MT del distributore, forza motrice esterna, impianto antiratto, antintrusione, antincendio, cancelli, videosorveglianza, etc;
- Alimentazione impianto di illuminazione esterna non privilegiato.

Inoltre, per gestire adeguatamente la condizione di emergenza di assenza di alimentazione dei quadri principali dalle fonti di alimentazione ordinarie, sono previsti due gruppi elettrogeni di taglia adeguata per l'alimentazione dei quadri QBTA e QBTB (attivati mediante logiche di commutazione automatica).

Pertanto, in condizione ordinarie, l'intero sistema dei servizi ausiliari viene normalmente alimentato dalla stazione RTN tramite il sistema a 20 kV del SANC. Nel caso di impossibilità di alimentazione dalla Stazione RTN, gli automatismi locali di impianto provvedono automaticamente:

- a commutare l'alimentazione sulla linea MT del Distributore Locale qualora questa sia disponibile;
- ad avviare i gruppi elettrogeni qualora l'alimentazione MT del Distributore non sia disponibile oppure vi sia indisponibilità di due dei tre TSA di alimentazione dei servizi ausiliari.

In aggiunta, ai fini della sola alimentazione dei servizi ausiliari delle batterie NAS, si dispone di un quadro in ciascuno dei container PCS in grado di gestire la commutazione tra l'alimentazione ordinaria proveniente dal QBT e l'alimentazione di riserva proveniente da un TR BT/BT di spillamento collegato alla sezione AC-550 V di ciascun PCS.

Infine, l'impianto SANC è corredato dai tipici impianti tecnologici di Stazione come: impianto luce, impianto FM, impianto LPS, impianto rilevazione incendi, etc.

5.2 DESCRIZIONE DELLA TECNOLOGIA IMPIEGATA PER LE BATTERIE ELETTROCHIMICHE

Ciascun assemblato batterie da 1,2 MW è costituito da 40 moduli batterie NAS. Il modulo batterie NAS è costituito da 224 celle elettrochimiche di tipo *sodio-zolfo*, elettricamente connesse in serie e parallelo al fine di stabilire una tensione nominale di 32 V al 100% dello stato di carica (SOC) e potenza nominale 30 kW.

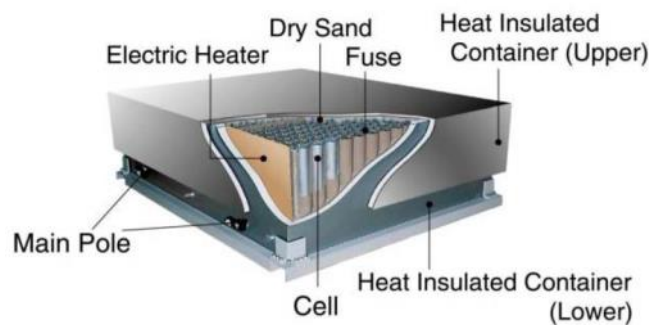


Figura 10 – Componenti principali costituenti un modulo batteria NAS da 30 kW

Ciascuna cella utilizza sodio e zolfo come materiali attivi per la realizzazione degli elettrodi, ed un materiale ceramico (β -allumina) come elettrolita solido, idoneo a garantire il flusso di ioni sodio tra i due elettrodi. All'interno di ogni modulo sono presenti dei riscaldatori (resistenze elettriche) che hanno la funzione di mantenere la temperatura interna delle celle a valori compresi tra i 290 ÷ 350 °C, necessaria al corretto funzionamento delle stesse. La connessione in serie di 20 moduli batterie realizza una stringa da 600 kW di tensione nominale 664 V a 100% SOC. L'assemblato batterie si costituisce, pertanto, di due stringhe di 600 kW, connesse in parallelo attraverso un bus DC nel PCS. La potenza complessiva dei servizi ausiliari di

assemblato risulta essere pari a circa 230 kW, considerando che ciascun modulo batterie da 30 kW ha al suo interno riscaldatori di potenza complessiva pari a 5,6 kW.



Figura 11 – Shelter dell'assemblato batterie NAS da 1,2 MW

Il sistema BMS (*Battery Management System*) controlla e monitora un assemblato batterie da 1,2 MW, interfacciandosi con i vari BMC (*Battery Module Controller*) presenti nell'assemblato al fine di controllare i singoli moduli batterie e gestendone i servizi ausiliari. Il BMS si interfaccia con il sistema di controllo del convertitore (*PCS-Controller*) per gestirne misure, segnali, allarmi e protezioni, nonché il corretto azionamento delle batterie.

In via rappresentativa del funzionamento di un modulo batterie NAS, si riportano di seguito gli andamenti delle principali grandezze elettriche (tensione, corrente, potenza) e variabili di stato (temperatura interna) in relazione all'attuazione di un ciclo di riferimento. Come si può notare dalle figure riportate, il processo di scarica comporta reazioni chimiche di tipo esotermico, determinando un incremento della temperatura interna al modulo. Viceversa, la fase di carica determina reazioni chimiche di tipo endotermico, causando un decremento della temperatura interna.

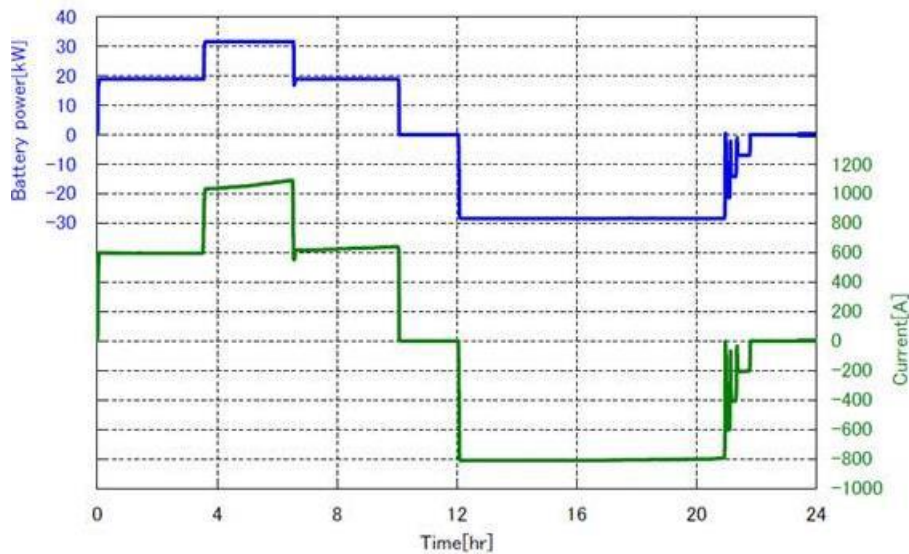


Figura 12 – Potenza e corrente relative ad un ciclo di riferimento eseguito su un modulo batteria NAS

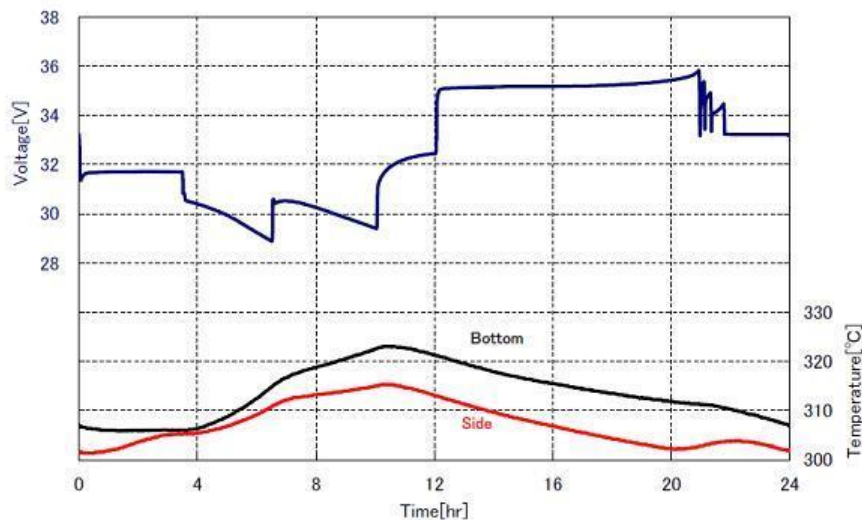


Figura 13 – Tensione e temperature interne relative ad un ciclo di riferimento eseguito su un modulo batteria NAS

Le limitazioni alla potenza in scarica vengono ad attivarsi dal BMS in funzione del raggiungimento del valore limite superiore di temperatura interna dei moduli pari a 340°C , mentre le condizioni di blocco alla scarica si attivano in corrispondenza del raggiungimento del valore limite di temperatura pari a 350°C oppure della condizione di “fine scarica” (stato di carica SOC prossimo a 0%).

In fase di carica, il limite alla flessibilità di utilizzo della batteria NAS non è influenzato dalla temperatura interna dei moduli, bensì esclusivamente dal raggiungimento di valori di tensione elevati, indicatori di stati di carica SOC elevati. In particolare, il BMS riconosce, attraverso la misura di tensione ai poli delle batterie, condizioni di stato di carica elevate, determinando l’attivazione automatica della fase denominata “*supplementary charging*”, che si costituisce di tre soglie di potenza massima che possono essere stabilite in fase di carica fino al raggiungimento di SOC pari a 100%. In dettaglio, per ciascuno dei tre step, il valore della potenza in carica richiesto non può essere maggiore rispettivamente dei valori soglia 75%, 50%, ed 25% della

	RAPPORTO PUBBLICO DELLA SPERIMENTAZIONE – PROGETTI STORAGE ENERGY INTENSIVE	07/04/2017
		Rev.00

potenza nominale. In questo senso, la fase di supplementary charging ha la duplice funzione di portare l'energia accumulata nell'assemblato batterie fino al valore effettivo 100% SOC (con condizione di carica completa) e di permettere la ricalibrazione del sistema di calcolo del SOC (per tale tecnologia è opportuno effettuare tale fase periodicamente, per evitare che il BMS riporti indicazioni di SOC non aderenti all'effettiva misura della capacità energetica residua delle batterie).

5.3 DESCRIZIONE DELLA TECNOLOGIA IMPIEGATA PER I CONVERTITORI STATICI

Il convertitore statico (PCS) viene realizzato mediante *ponti di conversione bidirezionali reversibili*, che impiegano componenti IGBT (*Insulated Gate Bipolar Transistor*) impulsati con frequenze di circa 2 kHz. Essendo gli assemblati batterie NAS caratterizzati da ampie escursioni di tensione nel range SOC 0-100%, per l'azionamento si è utilizzato uno schema di conversione "bi-stadio", realizzato da convertitori DC/DC connessi a convertitori AC/DC in configurazione *back-to-back* con DC-link intermedio comune. Un controllo di tipo AFE (*Active Front-End*) permette quindi di mitigare il decadimento dei rendimenti di conversione ai carichi parziali nonché ridurre il contenuto di THD (AC) e ripple DC di corrente e tensione. Inoltre, i PCS sono progettati con un elevato grado di modularità in maniera da incrementare l'affidabilità e la manutenibilità della macchina, prevedendo uno schema con più *power train* operanti in parallelo, con possibilità di funzionamento in configurazione *N-1* (fino a 92% carico nominale) e *N-2* (fino a circa 60% del carico nominale).

In dettaglio, il PCS viene equipaggiato con:

- un quadro di conversione DC/DC per la gestione dell'interfaccia al link DC delle batterie, a sua volta costituito principalmente da:
 - induttanze e condensatori di spianamento inseriti al link DC con le batterie;
 - ponti bidirezionali reversibili DC/DC (chopper) con tecnologia ad IGBT;
 - condensatori per la realizzazione del BUS DC di accoppiamento tra chopper ed inverter AFE;
 - ferriti antidisturbo inserite al DC link;
- un quadro di conversione AC/DC per l'interfacciamento del link 3~AC-BT con il BUS DC, costituito principalmente da:
 - ponti trifase bidirezionali reversibili AC/DC (inverter) con tecnologia ad IGBT, azionati con controllo attivo del BUS DC del tipo AFE (Active Front End);
 - filtro LC Sinewave di rete AC;
 - condensatori per la realizzazione del BUS DC di accoppiamento tra chopper ed inverter AFE;
 - filtri RFI antidisturbo;
- un quadro per l'alimentazione dei servizi ausiliari dei quadri di conversione (es. alimentazione sistemi di comando e controllo, condizionamento, etc);
- sistemi ed apparecchiature di manovra e protezione (interruttori, fusibili, etc), e dispositivi di sicurezza (antincendio, etc);
- apparecchiature per la realizzazione del circuito esterno di pre-carica dei condensatori del link DC e del BUS DC;
- un quadro pompe per il sistema di raffreddamento a liquido dei ponti di conversione;

- un sistema di ventilazione ad aria forzata per il raffreddamento delle induttanze di filtro;
- un quadro PCS Controller, contenente il sistema di supervisione, controllo e monitoraggio in grado di interfacciarsi con i controllori dei chopper e degli inverter, con il BMS delle batterie e con il sistema di controllo integrato d'impianto SCI.

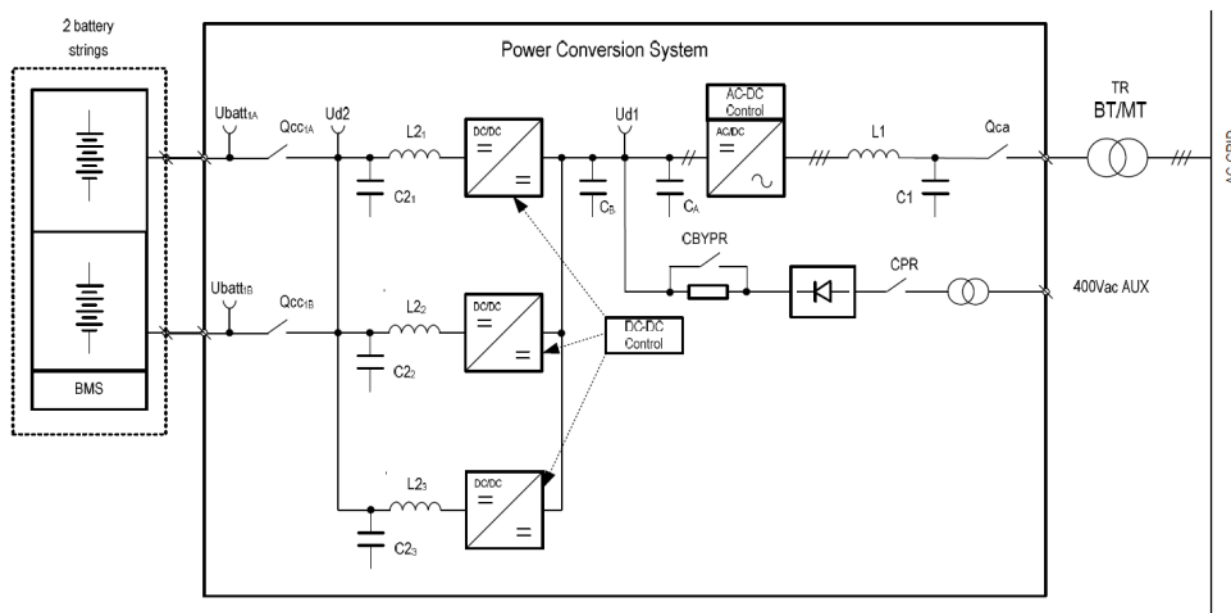


Figura 14 – Schema a blocchi delle macchine e delle apparecchiature elettriche principali costituenti il PCS

Un trasformatore MT/BT (20/0,55 kV) in resina con gruppo orario del tipo Dd0, di taglia 1600 kVA o 3150 kVA a seconda che il PCS sia rispettivamente di taglia 1,2 MW o 2,4 MW, provvede a realizzare l'accoppiamento del link 3~AC-BT del PCS con il punto di connessione 3~AC-MT, ovvero al punto di connessione al quale avvengono le retroazioni delle grandezze elettriche di riferimento come tensione, corrente, potenza e frequenza, al fine della regolazione di potenza attiva e di potenza reattiva della Unità di Accumulo oppure al fine delle regolazioni primarie di frequenza e di tensione. In dettaglio, in presenza del campo minimo di funzionamento in tensione e in frequenza della rete AC-MT alla quale il PCS può collegarsi in sincronismo, l'Unità di Accumulo può regolare al punto di connessione MT la potenza attiva e la potenza reattiva secondo set-point di P e Q ricevuti dal sistema di controllo SCI, oppure secondo la correzione di deviazioni di frequenza o di tensione misurate in locale rispetto ad un riferimento impostato (rispettivamente se è attivo il regolatore primario di frequenza o il regolatore primario di tensione).

Il sistema di controllo del convertitore, denominato *PCS-Controller*, provvede ad interfacciare il PCS con il sistema di controllo centrale di impianto SCI, ai fini della gestione dei comandi, delle richieste di scambio di potenza e dell'attivazione o selezione di servizi di rete provenienti dai Sistemi Centrali di Terna, nonché ad attuare le limitazioni di potenza o i blocchi alla carica o alla scarica provenienti dal sistema di controllo BMS dell'assemblato batteria azionato.

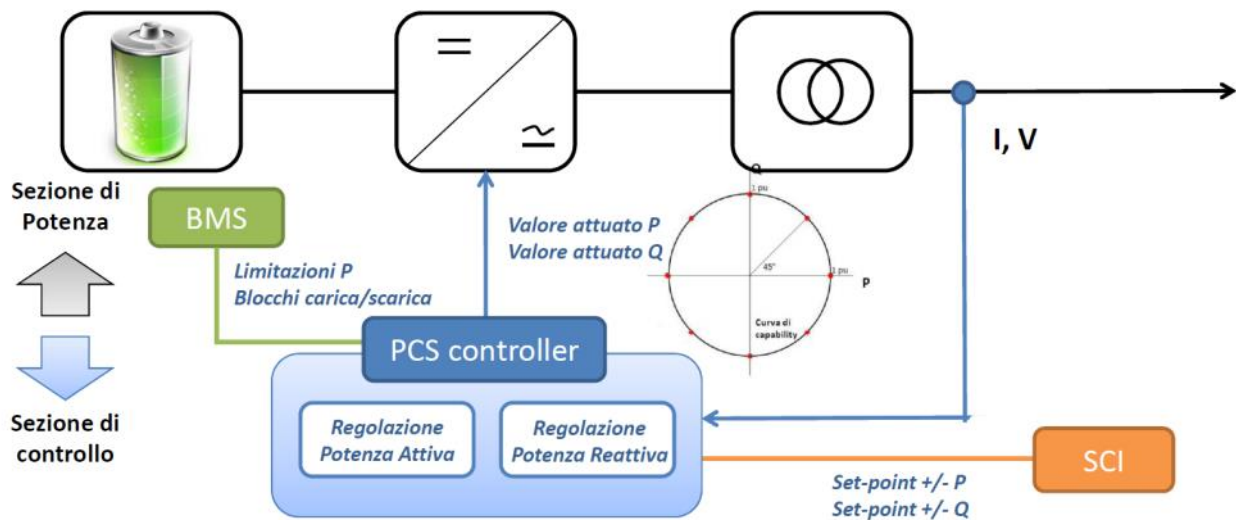


Figura 15 – Schema a blocchi delle regolazioni e degli interfacciamenti ai controllori in sito per singola UAC

Le regolazioni di potenza attiva e reattiva, in assorbimento ed in erogazione verso la rete, avvengono all'interno della curva di capability (P,Q) del PCS e nel rispetto delle limitazioni/blocchi provenienti dal BMS. L'attivazione di fasi di scarica o di carica delle UAC è, quindi, conseguenza di comandi manuali di erogazione o assorbimento di potenza attiva dalla rete (es. tramite invio di programmi di produzione ed accumulo) impartiti dai centri remoti di Terna, oppure di richieste di scambio di potenza provenienti dai regolatori automatici locali di frequenza (per la regolazione primaria di frequenza) o dal regolatore automatico centrale di area (per la regolazione secondaria di frequenza). Analogamente, lo scambio di potenza reattiva con la rete può avvenire tramite invio manuale di set-point di potenza oppure tramite l'attivazione del regolatore automatico primario locale di tensione.

In assenza di un campo minimo di funzionamento della rete o in presenza di reti elettriche scarsamente robuste (es. condizioni di isola elettrica), il PCS può essere configurato in una modalità di funzionamento atta ad imprimere alla rete dei riferimenti di tensione e frequenza al fine di sostenere l'adeguata alimentazione dei carichi ed il collegamento alla rete di ulteriori impianti di generazione.

5.4 DESCRIZIONE DEL SISTEMA DI CONTROLLO INTEGRATO SCI

Il sistema SCI è il sistema di controllo e supervisione d'impianto, avente funzioni SCADA e di automazione di stazione, in grado di interfacciare le Unità di Accumulo del SANC con i sistemi centrali di Terna ai fini della conduzione e del controllo, nonché interfacciare tra loro gli apparati di controllo delle varie macchine e apparecchiature in sito, come PCS controller, BMS, MT controller, SA Controller, etc.

Il Battery Management System (BMS), deputato alla gestione e alla diagnostica degli assemblati batterie, dialoga esclusivamente con il relativo PCS Controller per ciascuna UAC, mentre tutti i PCS Controller dell'impianto SANC, così come tutti i dispositivi di comando e controllo del quadro MT, dialogano con il sistema SCI, che provvede al coordinamento dei vari convertitori secondo le indicazioni ricevute da SCCT (quali ad esempio il programma di produzione o le parametrizzazioni richieste per le regolazioni di tensione

e frequenza). L'interfaccia di SCI verso il Sistema di Controllo e Conduzione Terna (SCCT) è garantita da Remote Terminal Unit (RTU).

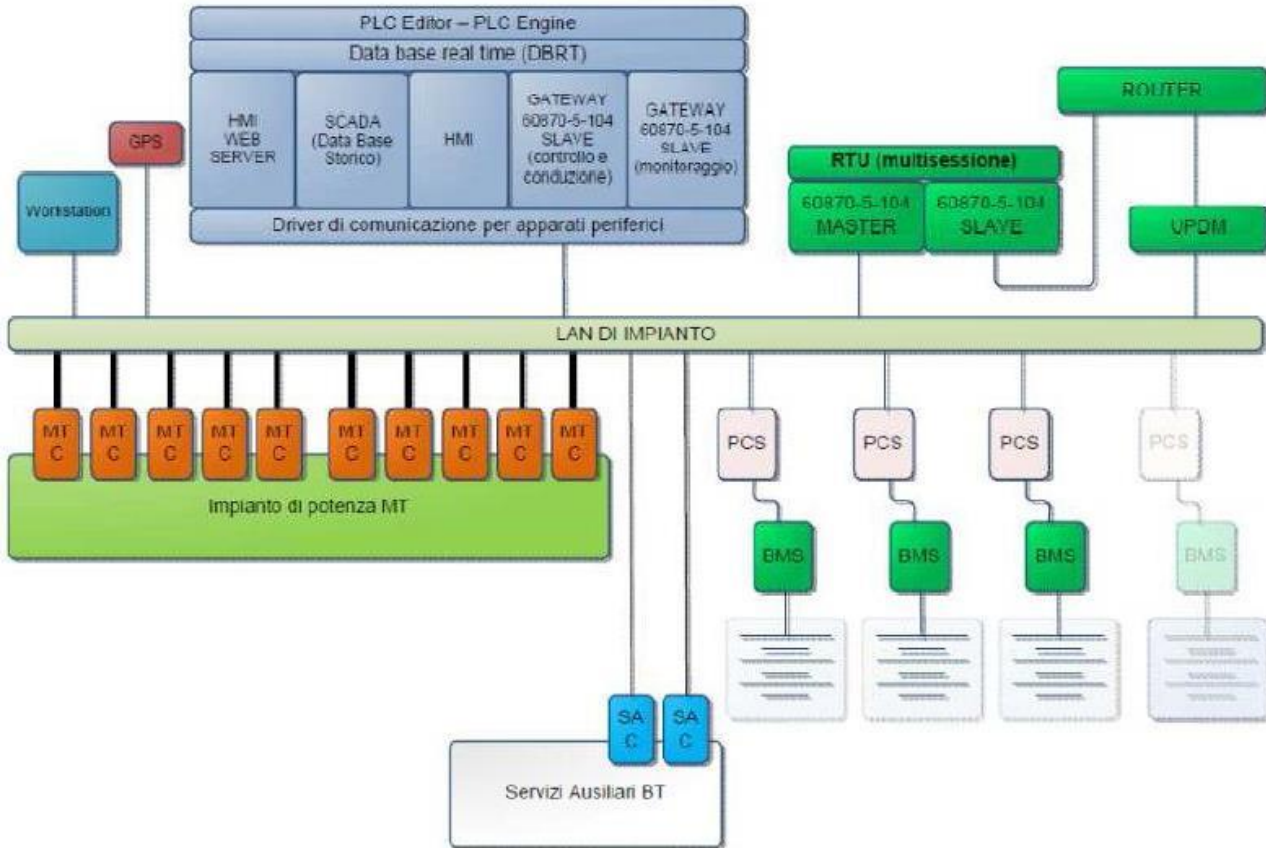


Figura 16 – Architettura del Sistema di Controllo Integrato SCI

L'architettura del sistema di controllo degli impianti Energy Intensive è fortemente centralizzata. Le Unità di Accumulo si interfacciano attraverso i PCS Controller con SCI mediante protocollo IEC 60870-5-104, mentre gli MT Controller e gli SA Controller dialogano tramite protocollo IEC 61850. L'architettura della rete LAN utilizzata dal sistema SCI per l'interfacciamento con gli apparati è progettata per garantire un'elevata ridondanza e affidabilità.

La rete LAN è costituita da tre livelli differenti connessi tra di loro. Il primo livello (root) connette i sistemi centrali in modalità duale (Station Computer, HMI Workstation, RTU); il secondo livello (ring) realizza la distribuzione mista (radiale e ad anello) verso il terzo livello costituito da switch periferici che collegano gli apparati delle sezioni di impianto (MT Controller, SA Controller, PCS Controller) raggiunti sempre da due canali di trasmissione a garanzia della massima disponibilità richiesta.

In ciascuna stazione di accumulo è inoltre installata un'Unità Periferica di Difesa e Monitoraggio (UPDM), destinata a eseguire le funzioni di distacco automatico, telesesto, monitoraggio segnali e misure e, in genere, tutte le attività sugli impianti che permettono il controllo in emergenza del sistema elettrico. Per garantire la massima rapidità di intervento l'UPDM agisce direttamente, mediante segnali analogici, sui PCS controllers, sullo SCI e sugli interruttori generali MT le azioni comandate dal sistema centrale di difesa e monitoraggio

	RAPPORTO PUBBLICO DELLA SPERIMENTAZIONE – PROGETTI STORAGE ENERGY INTENSIVE	07/04/2017
		Rev.00

(SCDM). Le informazioni relative allo stallo di connessione AT e al trasformatore AT/MT sono inviate all’SCCT mediante il sistema di protezione comando e controllo (SPCC) della stazione AT della RTN, dotato della sua RTU.

L’operatore può, quindi, controllare dal Sistema Centrale Terna SCCT il programma di produzione e i principali parametri di regolazione di ogni singola UAC. Il sistema di automazione e controllo propriamente detto è affiancato inoltre da un sistema di monitoraggio, che consente la supervisione e la diagnostica a distanza dei vari apparati periferici del sistema SCI e dell’impianto di accumulo nel suo insieme.

La conduzione e il controllo di una singola UAC può avvenire, in maniera mutuamente esclusiva, in sito a livello di PCS-Controller o a livello di SCI, oppure da remoto dai centri di teleconduzione e controllo: dai suddetti tre livelli è possibile attivare o disattivare servizi (e, quindi, eventuali regolatori primari) oppure impostare i set-point per le parametrizzazioni degli stessi. A livello di PCS-Controller, è possibile controllare e condurre la UAC direttamente dalla relativa postazione HMI. Tale livello di conduzione gode di “priorità” rispetto a tutti gli altri livelli, ovvero dalla HMI del PCS-C è sempre possibile, tramite selezione del token di comando, assumere i privilegi per la conduzione locale della UAC. Viceversa, i livelli di conduzione “da distante” (SCI) o “da remoto” necessitano del passaggio di consegna manuale al livello di conduzione più “esterno” per ottenere la piena conduzione della singola UAC. In funzione del verso di passaggio del token di comando tra i sistemi di controllo, si attivano automaticamente funzioni di sovrascrittura delle parametrizzazioni tra i sistemi di controllo stessi, nonché funzioni di inizializzazione a valori di default di alcuni parametri e funzioni di blocco tra le HMI delle varie console di comando, al fine di garantire sempre la conoscenza dello stato, da parte dell’operatore che al momento possiede i privilegi di conduzione, delle impostazioni presenti al livello della macchina attuatrice dei comandi. Come mostrato nella figura a seguire, la gestione della singola UAC a livello di conduzione locale da SCI avviene navigando in maschere dedicate allo “stato”, all’impostazione “comandi e parametrizzazione delle funzioni”, alle “misure”, agli “eventi”, agli “allarmi” e al “monitoraggio e trend grafici”.

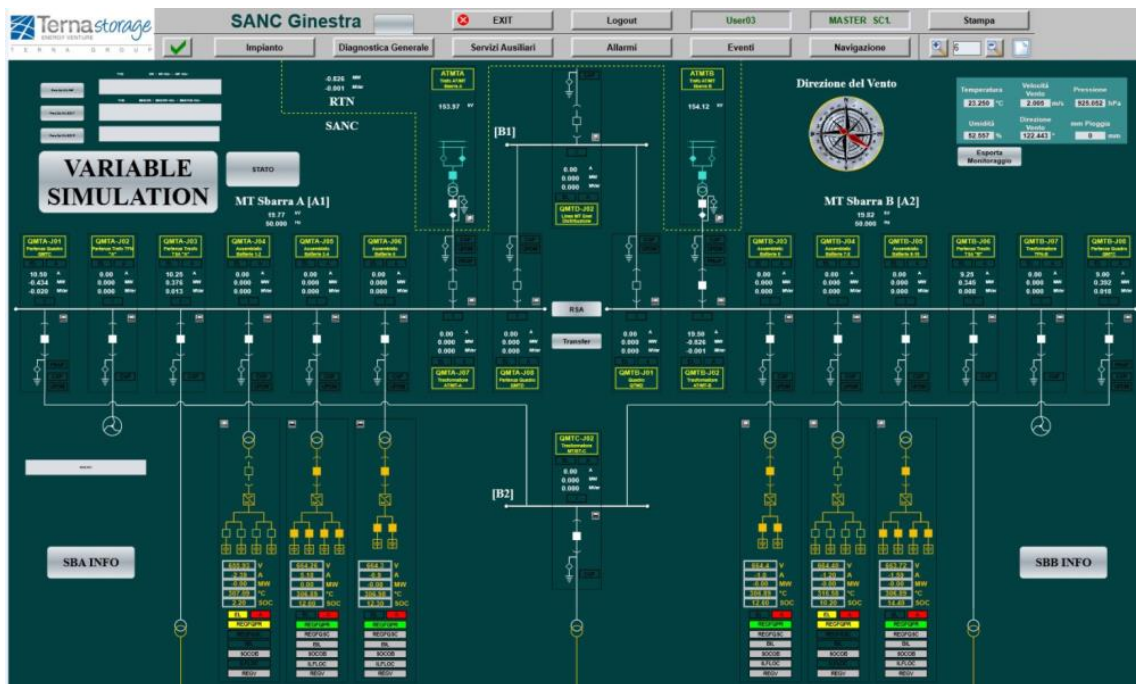


Figura 17 – Vista principale da HMI di SCI dello schema unifilare di impianto

Attraverso il sistema SCADA, il sistema locale dialoga con il sistema di controllo e conduzione di Terna. Grazie a un opportuno trattamento sintetico a livello di SCI dei segnali generati dai sistemi e dalle macchine in campo ai fini della trasmissione delle informazioni al Centro, nonché attraverso una progettazione ad hoc della maschere delle console dei Sistemi Centrali, l’operatore di sala può condurre e controllare in sicurezza da remoto l’impianto SANC e le singole Unità di accumulo, pur avendo a disposizione un minor dettaglio informativo rispetto a quanto disponibile in conduzione locale dal sito.

6. DESCRIZIONE GENERALE DELL’INTEGRAZIONE DEI SISTEMI DI ACCUMULO

6.1 DYNAMIC THERMAL RATING

Le due porzioni di rete e relative dorsali eoliche “Benevento 2 – Volturara – Celle San Vito” e “Bisaccia 380-Benevento 2” sono dotate di installazioni del dispositivo Dynamic Thermal Rating (DTR) aventi l’obiettivo di massimizzare l’utilizzabilità degli asset grazie a una stima in tempo reale del rating massimo effettivo, nel rispetto dei vari vincoli di sicurezza.

Il calcolo è effettuato utilizzando misure locali come input principali (elenco esemplificativo e non esaustivo):

- La temperatura del conduttore nelle campate considerate più critiche;
- Le variabili meteo;
- I parametri elettrici della linea (configurazione e corrente transiente).

La rilevazione puntuale della temperatura nelle campate critiche viene eseguita tramite un sensore connesso direttamente sul conduttore.



Figura 18 - DTR: sensore di misura

Al sensore si affianca una serie di rilevatori dei parametri meteo, installati sui sostegni: i valori da essi rilevati sono inviati a un server centrale di Terna. Nella foto seguente è riportato il layout dell'installazione dell'hardware di misura.



Figura 19 - DTR: sensori meteo

Il sistema di elaborazione centrale calcola ciclicamente il valore di corrente massima che garantisce, in un tempo massimo impostato, il rispetto della temperatura limite in termini di franco per ogni campata. Ciò significa che l'operatore ha a disposizione un tempo predefinito per attuare le opportune contromisure,

senza violare i limiti di franco della linea. La corrente limite calcolata viene comunque limitata ad un valore ritenuto cautelativo per la linea in base alle sue attuali condizioni ed è resa disponibile all’effettivo esercizio della rete da parte delle Sale Controllo.

Architettura Generale Sistema

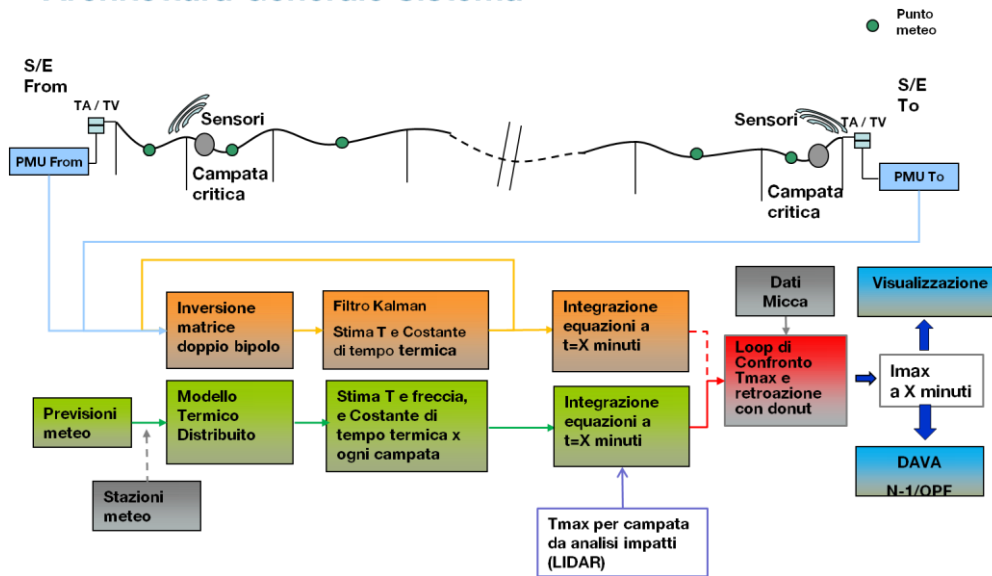


Figura 20 – DTR: architettura generale di sistema

Il processo di calcolo si basa sull’utilizzo di due distinti e indipendenti modelli: uno principale e responsabile degli output veri e propri, il **modello termico delle linee elettriche**, e un secondo, sperimentale e di backup al precedente, di tipo **elettrico**. Il modello termico è applicato ad un sistema distribuito, ossia consente di stimare, puntualmente campata per campata le variabili di output di seguito riportate. L’impostazione è quella di un classico problema di ottimo vincolato, ove i vincoli sono costituiti dalla temperatura massima associata al franco massimo ammissibile nel rispetto dei vincoli di sicurezza per ogni campata. Le variabili di ingresso sono la corrente di linea e tutte le variabili meteo previste e misurate; l’uscita è la temperatura stimata attuale e finale del conduttore e la corrente limite a cui si può portare.

Il **modello termico**, adotta i seguenti input:

- ✓ Informazioni geo-referenziate linea
- ✓ Informazioni su conduttore
- ✓ Limiti di campata (Temperatura massima o freccia massima)
- ✓ Condizioni ambientali per ogni campata
- ✓ Corrente

Generando i seguenti output:

- ✓ Per ogni campata:
 - Temperatura
 - Freccia

- Tensione meccanica
- ✓ Corrente massima per i prossimi 30' minuti

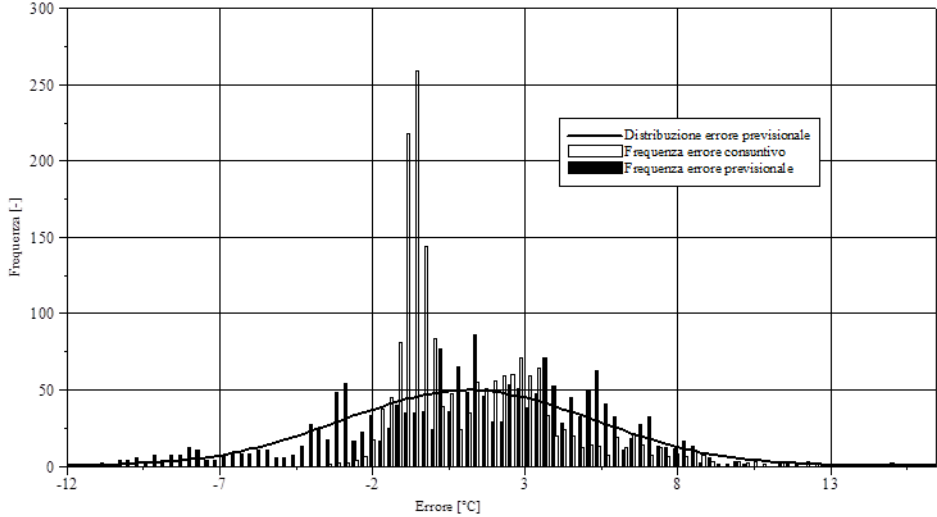
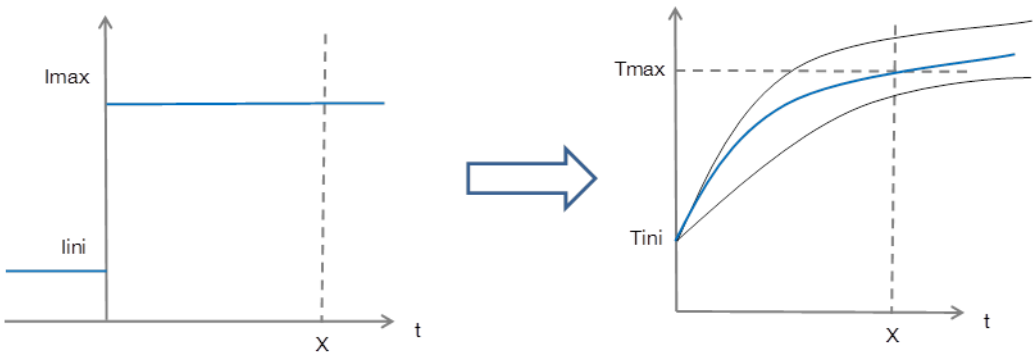
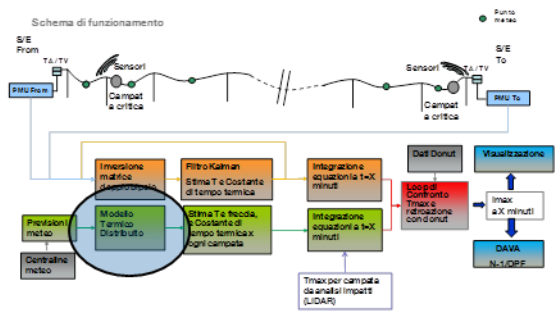


Figura 21 – Il modello termico: stima della precisione

Il modello sviluppato si è rivelato intrinsecamente molto preciso in termini di previsione della condizione effettiva del conduttore: gli errori presenti sulla stima della temperatura di campata sono essenzialmente legati alle incertezze sui parametri meteo utilizzati nel calcolo. Da un'analisi statistica effettuata su alcune campate monitorate per un certo periodo, si è notato come la distribuzione degli errori fra la temperatura misurata e quella stimata utilizzando come input i valori meteo previsionali avesse deviazione standard

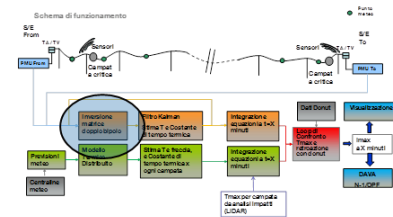
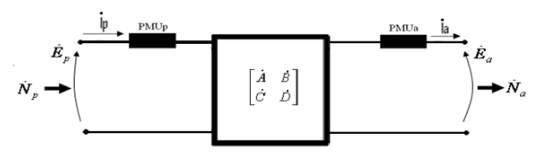
inferiore a 4°C, mentre utilizzando come input i valori rilevati da una stazione meteorologica installata sul sostegno più vicino la deviazione standard si riducesse ad un valore inferiore a 2°C, di fatto paragonabile con la precisione di misura dei sensori (circa 1,5 °C).

Il **modello elettrico**, invece, è così caratterizzato:

- Utilizzo di sincro-fasori di corrente e tensione da Phasor Measurement Unit (PMU) come input
- Stima dei parametri di linea basati su logiche di Kalman filter
- Stima resistenza elettrica di linea
- Confronto su altri parametri invarianti con la temperatura
- Temperatura media da relazione resistenza elettrica su temperatura conduttore

Tale modello è basato sulle sole grandezze elettriche agli estremi e non necessita né di informazioni meteorologiche né di sensori sul conduttore. Nella ricerca di metodologie innovative è stato quindi sviluppato e confrontato con quello termico. I due modelli sono comparabili in termini di precisione su linee con condizioni di posa e ambientali quasi uniformi lungo il tracciato, mentre in caso di linee costruite in aree a orografia complessa, quello termico risulta più preciso e affidabile.

Si è pertanto preferito utilizzare come metodo principale per l’esercizio il modello termico, utilizzando quello elettrico come backup.



Equazione bipolo

$$\begin{bmatrix} \dot{E}_p \\ \dot{I}_p \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} A & B \\ C & D \end{bmatrix} \begin{bmatrix} E_a \\ I_a \end{bmatrix}$$

Kalman filter

$$\begin{cases} \dot{\mathbf{X}}(k+1) = \dot{\mathbf{X}}(k) + v(k) \\ \dot{Y}(k) = [1 \quad -Z_p(k) \cdot Z_a(k)] \cdot \dot{\mathbf{X}}(k) + w(k) \end{cases}$$

Equazione Resistenza vs temperatura

$$T(k) = T_0 + \frac{1}{\alpha} \cdot \left[\frac{R(k)}{k_f(I(k)) \cdot R_{cc}(T_0)} - 1 \right]$$

Figura 22 – Il modello elettrico: il sistema di equazioni

Si deve segnalare come il DTR possa incrementare la corrente massima trasportabile in sicurezza dalla linea di un valore massimo dell’ordine del 30%, in uno scenario estivo, e di circa il 10% in quello invernale.

UBICAZIONE GEOGRAFICA ED ELETTRICA DEL DTR

Le due porzioni di rete e relative dorsali eoliche “Benevento 2 – Volturara – Celle San Vito” e “Bisaccia 380- Benevento 2” di competenza delle installazioni dei tre progetti pilota SANC sono complessivamente dotate di tre applicazioni dei sistemi di DTR. Nello specifico:

1. Dorsale “Benevento 2 – Volturara – Celle San Vito”, linea Benevento 2 – Foiano BN
2. Dorsale “Benevento 2 – Volturara – Celle San Vito”, linea Benevento 2 – Montefalcone
3. Dorsale “Benevento 2 – Bisaccia 380”, linea Bisaccia – Bisaccia 380

Una schematizzazione dell’ubicazione geografica ed elettrica, a scopi esemplificativi, è rappresentata dalla Figura 23. Si precisa che sono presenti, nella RTN, altre installazioni DTR, non oggetto di questa analisi.

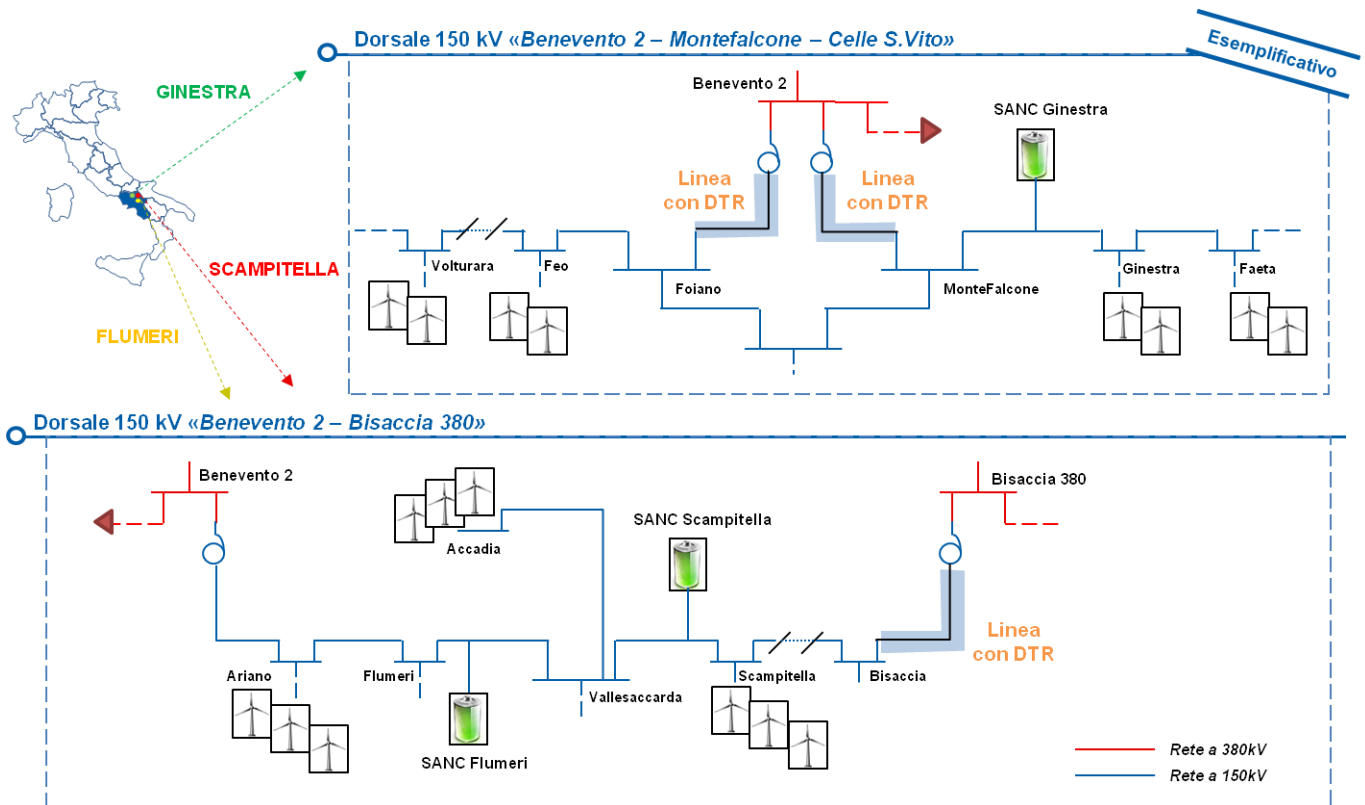


Figura 23. Ubicazione geografica ed elettrica DTR

	RAPPORTO PUBBLICO DELLA SPERIMENTAZIONE – PROGETTI STORAGE ENERGY INTENSIVE	07/04/2017
		Rev.00

6.2 APPLICATIVO PREVISIONI FRNP

L'utilizzo dei sistemi di accumulo dei progetti pilota prevede un forte grado di integrazione con i sistemi di previsione di produzione eolica. Infatti, l'attivazione della fase di predisposizione delle Unità di Accumulo (fase di scarica) al fine della successiva attivazione di una fase di carica per riduzione di MPE viene sancita dagli esiti delle fasi di previsione di produzione eolica: il coordinamento di tali sistemi permette in tal senso la massimizzazione della riduzione di MPE.

Il modello previsionale, impiegato nel corso del 2016, è basato sull'utilizzo di reti neurali artificiali, una per ogni impianto eolico di riferimento (Unità di Produzione *reference*): si intende in questo caso un impianto che sia altamente rappresentativo dal punto di vista della producibilità eolica dell'area geografica di competenza e che disponga di adeguati dati di input. Per ciascun impianto *reference*, la corrispondente rete neurale è addestrata con i dati storici relativi sia alle condizioni meteorologiche (ad esempio la temperatura, la velocità del vento a 10 m e a 100 m di altezza e la direzione del vento a 10 m e a 100 m di altezza) che alla produzione. In fase di previsione, gli input principali delle reti neurali sono i dati meteo di previsione di velocità, direzione e temperatura delle medesime condizioni meteorologiche per ciascuna UP.

Le restanti UP, non di tipo *reference*, non sono oggetto di una previsione dedicata, bensì derivata da quella delle UP *reference* a più elevato grado di sensibilità. A fine 2016 le UP *reference* hanno raggiunto, in riferimento al perimetro complessivo di UP, un percento superiore al 20, e sono distribuite su tutto il territorio nazionale, ma con una concentrazione prevalente nelle zone con maggiore capacità installata, quali, ad esempio, il Sud, la Sicilia, o Centro-Sud e la Sardegna.

Si segnalano, tra le altre principali caratteristiche, l'utilizzo di modelli aventi lo scopo di includere nella previsione del vento l'effetto dell'orografia del sito in cui l'UP è installata tramite la correlazione dei dati di previsione del vento con i dati di consuntivi rilevati dall'anemometro di centrale e la definizione dell'incertezza della previsione di produzione eolica (accanto al valore atteso della produzione eolica, è generata anche la relativa incertezza, tramite la fornitura di più previsioni meteorologiche, ciascuna caratterizzata da un proprio intervallo di confidenza, tarato a diversi livelli: 50%, 80% e 90%).

Per tutte le altre UP non *reference* (UP Upscaling), il modello permette di generare la previsione attraverso l'utilizzo di algoritmi di upscaling, che relazionano la previsione della produzione dell'impianto da calcolare a quella degli impianti *reference* limitrofi sulla base della vicinanza e della potenza installata. Tale algoritmo è utilizzato, inoltre, per il calcolo della previsione di quegli impianti entrati da poco in esercizio per i quali non esistono dati storici significativi.

Il calcolo delle previsioni di produzione viene effettuato più volte al giorno e ha una profondità temporale superiore alle 24 ore.

Nell'ambito dell'esercizio dei SANC, così come nel seguito riportato, la disponibilità di previsioni eoliche, aggregate per dorsale, permette all'operatore di sala, in occasione di un incipiente fronte di congestione, e, laddove non sussista la condizione di congestione in atto, di predisporre prioritariamente i SANC in scarica, con l'esplicita finalità di raggiungere il SOC più adeguato per la successiva azione di mitigazione (in linea generale lo stato di accumulatori completamente scarichi).

	RAPPORTO PUBBLICO DELLA SPERIMENTAZIONE – PROGETTI STORAGE ENERGY INTENSIVE	07/04/2017
		Rev.00

7. MODALITA' DI CONDUZIONE E DISPACCIAMENTO DEI PROGETTI PILOTA DI ACCUMULO

7.1 CONSIDERAZIONI GENERALI SULLA PROGRAMMAZIONE E SUL DISPACCIAMENTO DEI SISTEMI DI ACCUMULO PER LA GESTIONE DEL SISTEMA ELETTRICO NAZIONALE

Il carattere fortemente innovativo della possibile integrazione dei sistemi di accumulo con il Sistema Elettrico Nazionale (SEN) ha reso necessaria un'adeguata fase di sviluppo e sperimentazione, al fine di rendere le applicazioni, per le quali si intendono dedicare i progetti pilota di accumulo, opportunamente integrate nei processi già consolidati e regolati della programmazione e del dispacciamento delle risorse.

In particolare, l'integrazione di dette applicazioni con gli attuali strumenti di controllo della rete ha richiesto l'ingegnerizzazione e l'implementazione di adeguati metodi e processi opportunamente testati: si tratta tuttavia di una fase di sperimentazione, attraverso la quale poter valutare e implementare eventuali miglie in metodologia e organizzazione del lavoro.

7.1.1 RIDUZIONE DI MPE PER CONGESTIONI LOCALI

La gestione della rete in presenza di congestione locale dovuta alla produzione eolica avviene secondo le istruzioni e disposizioni operative esistenti, prevedendo assetti di configurazione magliata o radiale indipendentemente dai criteri di attivazione dei sistemi di accumulo, sempre nell'ottica di massimizzare la produzione da FRNP e fermo restando i requisiti minimi di sicurezza di gestione del SEN.

La gestione dei SANC avviene mediante una fase di predisposizione (scarica), una fase di attuazione (carica) e una fase di rilascio (scarica), così come specificato nel seguito, considerando per ciascuna delle tre fasi suddette una **gestione equivalente con rete magliata**, ovvero considerando in modo convenzionale, come condizioni di trigger dell'attivazione delle fasi suddette, quelle che si avrebbero assumendo in ipotesi una rete sempre magliata.

Detto che l'esercizio della rete è indipendente dall'attivazione dei SANC, la richiesta di inserzione in carica per mitigazione MPE si manifesta al superamento delle condizioni di assetto di esercizio con rete magliata, con il conseguente passaggio a quello radiale (scenario tipico di aumento delle condizioni di ventosità e del possibile manifestarsi di esigenze di limitazione della produzione eolica). Le fasi di predisposizione e rilascio, invece, si attuano tipicamente a fronte di assetti di rete magliata, oppure in scenari di decrescita tendenziale dell'immissione eolica e transizione dall'esercizio radiale a quello magliato.

In dettaglio, si descrivono di seguito le azioni intraprese in caso di congestione prevista, in atto e terminata, e le condizioni operative che attivano tali azioni, considerando che, in linea di principio, la fase di predisposizione e di rilascio non saranno mai eseguite in presenza di MPE e che a tale gestione si riserva ampio spazio di esercizio, non altrimenti allocato alla sperimentazione di altri servizi o assetti di esercizio:

i. CONGESTIONE PREVISTA

Predisposizione del sistema di accumulo (fase di scarica): sulla base della previsione di eolico, in funzione dell'attuale stato di carica (SOC) delle UAC da azionare e del valore di SOC individuato per

	RAPPORTO PUBBLICO DELLA SPERIMENTAZIONE – PROGETTI STORAGE ENERGY INTENSIVE	07/04/2017
		Rev.00

garantire l'efficacia del servizio (batteria scarica), la predisposizione è attivata al verificarsi di entrambe le seguenti condizioni:

- a) superamento di un valore di soglia di potenza totale prevista immessa sulla direttrice, strettamente correlato al rischio di congestione locale sullo scenario previsionale;
- b) mancato superamento di un valore di soglia di potenza totale, tale da determinare uno scenario di congestioni in atto del quale risulta essere interessata la direttrice in tempo reale.

L'operatore di sala attua opportunamente la predisposizione. Terminata la predisposizione al raggiungimento del SOC desiderato, il sistema di accumulo rimane in stand-by al valore di SOC obiettivo previsto. Qualora possibile, la fase di predisposizione dovrà essere attuata considerando di raggiungere il valore di SOC obiettivo con sufficiente anticipo sulla previsione di attivazione della fase di carica.

ii. CONGESTIONE IN ATTO

Mitigazione della congestione (fase di carica): l'operatore di sala gestisce il sistema di accumulo per la mitigazione della congestione. L'attuazione è avviata convenzionalmente al superamento del valore di soglia di potenza totale, indicativo di uno scenario di congestione in atto, misurata in punti predeterminati della direttrice su cui insiste l'impianto. Fin tanto che sussiste la condizione suddetta, ovvero l'esigenza di ridurre il transito sulla dorsale utilizzando unità di accumulo in prelievo, l'attivazione della fase di carica potrà essere mantenuta fino al raggiungimento della completa carica.

iii. CONGESTIONE TERMINATA

Predisposizione a nuovo servizio (generalmente fase di scarica parziale o totale): individuato il SOC da raggiungere (in funzione del servizio previsto successivamente), l'operatore di sala predispose il sistema di accumulo. L'attuazione è avviata convenzionalmente quando la potenza totale misurata in punti predeterminati della direttrice su cui insiste l'impianto è inferiore a un valore di soglia tale per cui non sussista la condizione di congestione in atto e non se ne determini una nuova invertendo la fase di scambio dei SANC (possibile scenario da carica per mitigazione a scarica di predisposizione). L'attuazione è effettuata solo se non è previsto a breve un nuovo incremento della produzione eolica tale da comportare il raggiungimento della soglia di cui al precedente punto a).

La mitigazione della congestione locale, insieme a quella relativa alle congestioni fra Zone di Mercato, ha priorità assoluta su tutti gli altri servizi e può essere attivata in qualsiasi momento, anche in assenza di previsione.

	RAPPORTO PUBBLICO DELLA SPERIMENTAZIONE – PROGETTI STORAGE ENERGY INTENSIVE	07/04/2017
		Rev.00

7.1.2 RIDUZIONE DI MPE PER VINCOLI DI SISTEMA

L'utilizzo dei sistemi di accumulo per mitigazione delle congestioni è riservato solo al caso di possibile limitazione della produzione da FRNP, pertanto, ai fini del calcolo della Mancata Produzione da FRNP evitata, non è considerato l'utilizzo del sistema di accumulo per risolvere congestioni di altra natura, laddove queste non siano determinate, in tutto o in parte, da produzione FRNP. In caso di conflittualità fra esigenze dovute a congestione locale e quelle del SEN, si privilegia l'utilizzo del SANC per la prima tipologia di mitigazione. Si riportano di seguito le azioni da intraprendere in caso di esigenza prevista, in atto e terminata:

I. MITIGAZIONE MPE PREVISTA PER ESIGENZE DI SISTEMA

Predisposizione del sistema di accumulo (fase di scarica): in D-1, in caso di congestioni tra Zone di Mercato con possibili limitazioni di eolico o di riserva terziaria allocata su eolico, la Sala Controllo verifica l'assenza di conflittualità della stessa con l'attività in atto dei SANC. Terminata la fase di predisposizione, il sistema di accumulo rimane in stand-by al valore di SOC obiettivo previsto. Qualora possibile, la fase di predisposizione dovrà essere attuata considerando di raggiungere il valore di SOC obiettivo con sufficiente anticipo sulla previsione di attivazione della fase di carica (ad esempio indicativamente circa due ore prima).

II. MITIGAZIONE MPE IN ATTO PER ESIGENZE DI SISTEMA

Utilizzo del sistema di accumulo in concomitanza con richiesta attivazione MPE (fase di carica): la Sala Controllo, in assenza di conflittualità della fase richiesta con l'attività già in atto dei SANC, attiva in carica le unità di accumulo. Fin tanto che sussiste la condizione suddetta, ovvero l'esigenza di ridurre il transito sulla dorsale utilizzando le unità di accumulo in prelievo, l'attivazione della fase di carica potrà essere mantenuta fino al raggiungimento della completa carica.

III. MITIGAZIONE MPE TERMINATA PER ESIGENZE DI SISTEMA

Predisposizione a nuovo servizio (generalmente fase di scarica parziale): la Sala Controllo individua il SOC da raggiungere e predispone a tal fine i dovuti comandi verso le unità di accumulo qualora sussista assenza di conflittualità degli stessi con l'attività in atto dei SANC.

7.1.3 REGOLAZIONE SECONDARIA DI FREQUENZA

L'utilizzo in regolazione secondaria non è programmato, ha carattere sperimentale e si caratterizza come l'asservimento dei SANC alla ricezione ed esecuzione del livello di regolazione secondaria inviato dal regolatore nazionale, avendo come finalità la verifica della compatibilità dell'erogazione del servizio con tali tecnologie.

La regolazione secondaria di frequenza viene sperimentalmente attivata in via separata rispetto al servizio di mitigazione della MPE. Il servizio viene attivato in assenza di esigenza di mitigazione di congestioni locali o per ridurre la mancata produzione da FRNP per vincoli di sistema e comunque espletato in tutte le sue fasi senza che sia compromessa alcuna azione legata alla mitigazione di MPE: è attivabile solo in finestre

	RAPPORTO PUBBLICO DELLA SPERIMENTAZIONE – PROGETTI STORAGE ENERGY INTENSIVE	07/04/2017
		Rev.00

temporali debitamente disaccoppiate rispetto a un nuovo fronte di congestione da FRNP e tali per cui sia possibile sospendere per tempo per la regolazione secondaria f-P garantendo alle UAC un'adeguata fase di predisposizione.

Il servizio può prevedere una fase preliminare di predisposizione e successive fasi di ripristino dello stato di carica in valori non prossimi alla saturazione.

7.1.4 REGOLAZIONE PRIMARIA DI FREQUENZA

La regolazione primaria di frequenza è un servizio mantenuto sempre attivo per tutte le unità di accumulo costituenti l'impianto SANC. Sono opportunamente trattati e tracciati eventuali casi in cui, in via eccezionale, si debba procedere alla disattivazione del servizio.

In termini di margini di potenza dedicati al servizio, si segnala come, in generale, siano sempre disponibili, quelli tra il punto di lavoro (determinato, ad esempio, dal valore di potenza erogato in una scarica di predisposizione) e la massima potenza di scarica o carica, a seconda del tipo di regime di frequenza.

7.1.5 RISERVA TERZIARIA E BILANCIAMENTO

Nel corso della sperimentazione, avendo comunque l'obiettivo di verificarne la fattibilità tecnica dell'implementazione e dell'esercizio sui sistemi di accumulo, il servizio non è mai stato attivato date le priorità riconosciute nell'ambito della sperimentazione (e.g. mitigazione MPE e regolazione di frequenza).

7.1.6 UTILIZZO DEL DYNAMIC THERMAL RATING

Gli esiti dei calcoli del DTR sono correntemente impiegati dagli applicativi di EMS Terna e nel telecontrollo da parte delle sale controllo e conduzione.

In generale i nuovi limiti di corrente delle linee, ricalcolati dinamicamente, sono impiegati secondo il seguente procedimento:

- Il limite di corrente DTR non può determinare riduzioni nel rating delle portate amperometriche degli elettrodotti: quelle massime di sicurezza rappresentano in ogni caso il valore di soglia inferiore nell'effettivo esercizio degli stessi
- Il limite superiore di effettivo esercizio può essere cautelativamente limitato entro valori massimi di maggior cautela, in ragione delle effettive condizioni al contorno
- Il ricalcolo DTR, in generale, determina un aumento del rating di capacità di trasporto degli elettrodotti costituenti la sezione critica delle semi-dorsali eoliche su cui esso è installato, rispetto ai valori nominali statici

La procedura che beneficia in maniera diretta dei nuovi valori, sfruttando l'integrazione dei sistemi, è quella di calcolo della sicurezza di rete N-1. Tuttavia, anche il calcolo della sicurezza di rete N può trovare benefici dall'impiego del DTR in particolari assetti.

	RAPPORTO PUBBLICO DELLA SPERIMENTAZIONE – PROGETTI STORAGE ENERGY INTENSIVE	07/04/2017
		Rev.00

Infatti, il DTR può determinare benefici in termini di riduzione di Mancata Produzione Eolica anche su porzioni di rete afferenti a quella in cui esso è presente, avendo valenza di poter incrementare la capacità di trasporto di una dorsale in condizioni N ed in condizioni N-1: in condizioni di rete N-1 (es. evento rappresentato da uno scatto linea in una porzione di rete) si può determinare una redistribuzione dei flussi energetici tra porzioni tra loro afferenti. La presenza del DTR può essere benefica quindi nel favorire la possibilità di massimizzare lo sfruttamento delle linee delle porzioni afferenti.

I nuovi valori sono disponibili in visualizzazione sui tool presenti nelle Sale Controllo e quindi funzionali all'attività di telecontrollo: un possibile utilizzo è quindi rappresentato dalla possibilità di sfruttare in tempo reale, in uno scenario di alta ventosità, una portata massima incrementata per effetto del DTR tale da annullare o ridurre la necessità di ricorrere a comandi di riduzione della produzione eolica per congestione locale. Altri possibili utilizzi sono invece rivolti alle analisi ed ai calcoli off-line per la valutazione della sicurezza degli assetti di rete, effettuati sia ai fini della programmazione di breve termine sia del dispacciamento.

8. DESCRIZIONE DEL PERIODO DI ESERCIZIO DEI PROGETTI PILOTA

8.1 EVENTI PRINCIPALI RISCONTRATI

Nel primo anno di esercizio si è verificato un certo numero di anomalie, concentrate in particolare nel primo semestre del 2016 e legate prevalentemente ad anomalie e successivi aggiornamenti del software del PCS. A seguito degli aggiornamenti effettuati ad inizio del secondo semestre 2016 gli interventi dei sistemi di protezione sono sensibilmente diminuiti a favore di una sempre maggiore disponibilità.

Nello specifico è possibile sintetizzare i principali malfunzionamenti registrati nelle seguenti tipologie:

- anomalie e guasti del sistema di raffreddamento dei convertitori statici (perdite di liquido refrigerante, rotture di componenti del circuito, etc.);
- sensibilità ai disturbi del sistema di comunicazione e degli interfacciamenti tra schede *embedded* dei singoli convertitori statici (es. Unit Control Board dei chopper) e schede del PCS (es. scheda "System") o del PCS-Controller;
- sensibilità ai disturbi del BUS DC intermedio del PCS; anomalie provocate da errori di comunicazione tra le schede dei singoli convertitori statici e quelle delle batterie;
- intervento protezioni (fusibili) dei filtri LC di rete AC.

Tali casistiche, strettamente legate alla tipologia di soluzione progettuale e realizzativa del PCS o a particolari scelte su tecnologie di realizzazione di singoli apparati, hanno influito sull'esercizio continuativo delle Unità di Accumulo.

Da un punto di vista quantitativo¹, nel caso di Ginestra si è registrata una discreta diminuzione dei periodi di indisponibilità all'esercizio nel passaggio dal primo al secondo semestre.

¹ Nel seguito del documento si misura la disponibilità all'esercizio dell'impianto SANC per il tramite di un % riferito alla taglia nominale: si intende il valore medio orario di potenza sempre disponibile nel periodo di riferimento. Pertanto i

La disponibilità media semestrale passa dal 63% all'83% considerando come indisponibilità anche i periodi di prove e collaudi in cui l'impianto non viene utilizzato per svolgere servizi di rete (mitigazione MPE, regolazione primaria, secondaria etc.). Tuttavia, il SANC in tali periodi non è affetto da guasti e/o anomalie, quindi, al lordo delle ore utilizzate per le prove, la disponibilità sale al 93% nel secondo semestre (64% nel primo).

L'impianto di Flumeri è stato caratterizzato da una forte diminuzione dei periodi di indisponibilità all'esercizio: la disponibilità media semestrale passa dall'80% al 91% nel passaggio dal primo al secondo semestre (97% nel secondo semestre al lordo delle prove e collaudi, assenti nel primo).

Relativamente all'impianto di Scampitella, la continuità d'esercizio presenta un andamento maggiormente costante durante l'anno in esame, rispetto agli altri 2 siti. La disponibilità all'esercizio cresce nel passaggio tra i semestri: dall'83% del primo si raggiunge l'89% del secondo semestre. Si segnala, inoltre, l'elevata incidenza dei fuori servizio dovuti a prove e collaudi (valgono il 45% su totale del solo secondo semestre, data l'assenza di questa voce nel primo: la disponibilità corretta sarebbe, quindi, al 94% nel secondo semestre).

Numero complessivo di ore di fuori servizio sul periodo (somma delle ore di indisponibilità di ciascuna UAC)			
Periodo	Ginestra	Flumeri	Scampitella
I semestre 2016	9668	8862	6671
II semestre 2016	4554	3822	4386

Tabella 4 - Dati di indisponibilità 2016

In riferimento ai malfunzionamenti per anomalie sui sistemi o sulle logiche software attinenti ai sistemi di controllo in impianto (BMS, PCS-Controller o SCI), si precisa che tali circostanze sono in genere maggiormente impattanti delle precedenti in termini di disponibilità all'esercizio delle Unità di Accumulo, in quanto devono essere trattate:

- imponendo il fuori-servizio di tutte le Unità di Accumulo, quando gli eventi determinano incertezze sul mantenimento dei dovuti livelli di sicurezza nella gestione e nell'esercizio dell'impianto;
- emulando, per quanto possibile, condizioni reali di esercizio al fine di identificare le cause dell'anomalia e le eventuali interazioni con altre logiche di funzionamento;
- eseguendo sessioni di prove con test di non regressione, essendo le correzioni o le soluzioni migliorative, per la maggior parte delle cause, a carattere invasivo di logiche già collaudate.

Si riportano a seguire alcuni grafici riassuntivi delle principali cause di indisponibilità relative agli impianti SANC in esercizio, adottando un'analisi per semestre.

valori totali di indisponibilità, mostrati di seguito in forma grafica e tabellare e misurati in termini di ore, rappresentano la somma sul periodo di riferimento delle ore in cui ogni UAC è stata indisponibile.

GINESTRA SANC

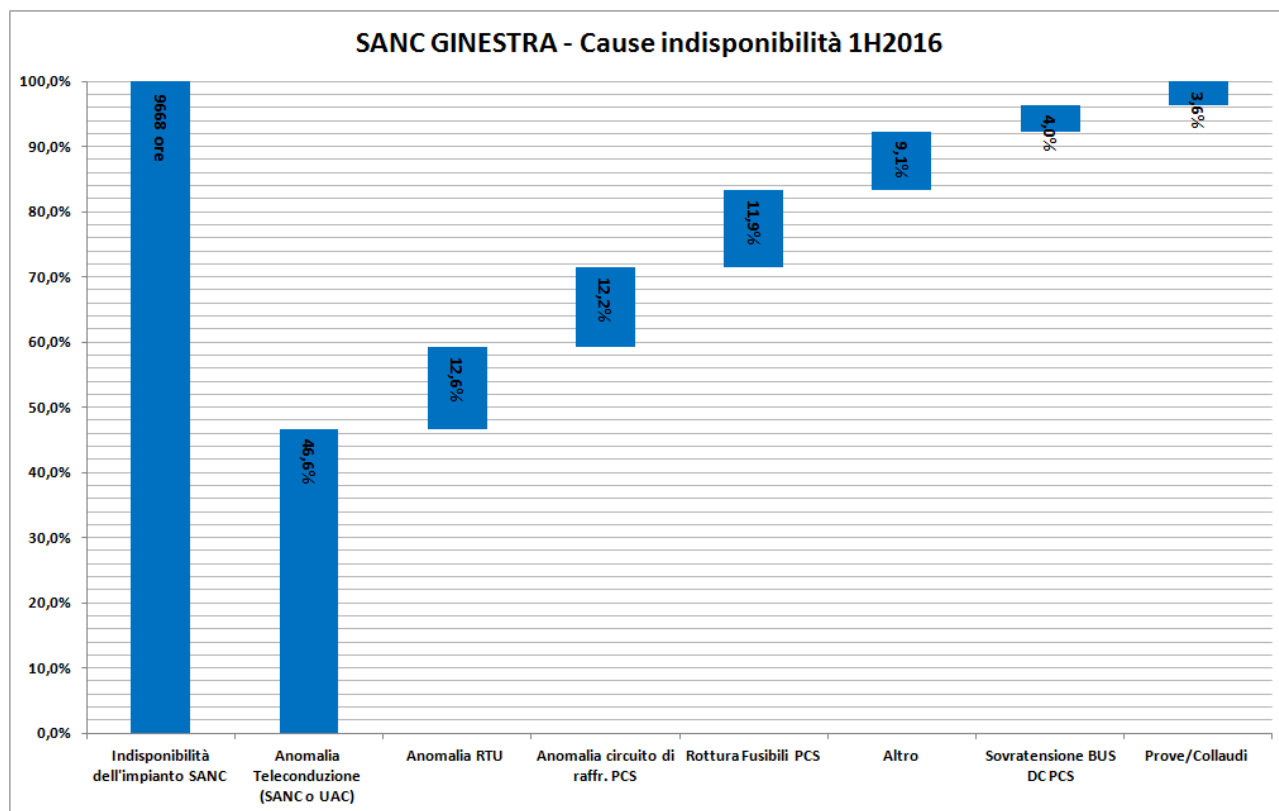


Figura 24 – Ripartizioni delle cause di indisponibilità di Ginestra – SANC 1H2016

La Figura 24 mostra la ripartizione delle cause di indisponibilità dell'impianto di Ginestra SANC nel primo semestre: si segnala² che le principali cause di indisponibilità all'esercizio dell'impianto sono riconducibili per ad anomalie iniziali legate alla capacità di tele conduzione degli impianti o all'operatività della RTU. Altre cause rilevanti di indisponibilità sono la rottura fusibili e l'anomalia al circuito di raffreddamento del PCS.

² Nella voce "Altro" sono conteggiate, complessivamente, le motivazioni di fuori servizio la cui incidenza percentuale di guasto sia inferiore all'1% o cause di guasto la cui dinamica ha determinato il fuori servizio contemporaneo o consequenziale di più componenti.

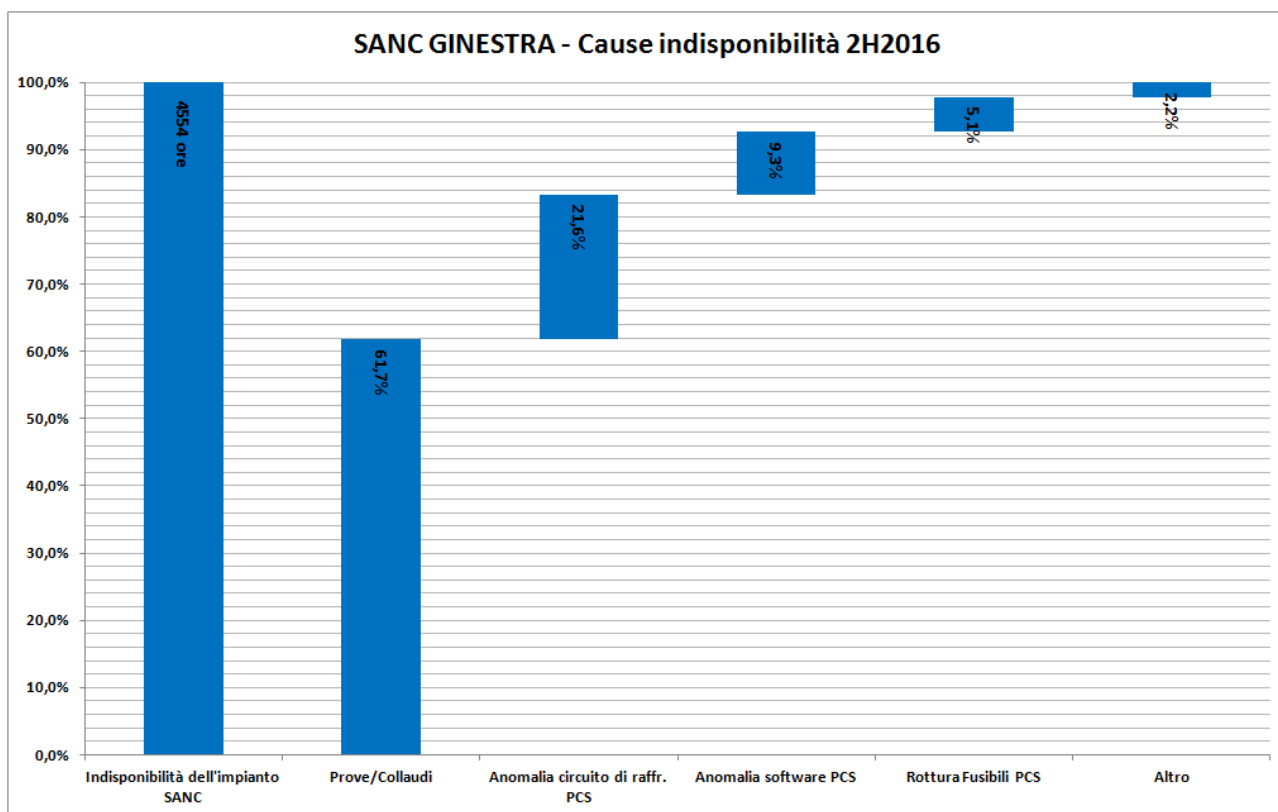


Figura 25 – Ripartizioni delle cause di indisponibilità di Ginestra – SANC 2H2016

La Figura 25 mostra la ripartizione delle cause di indisponibilità dell'impianto di Ginestra SANC nel secondo semestre: si segnala che le principali cause di indisponibilità all'esercizio dell'impianto sono riconducibili per il 61% ad attività in sito, legate alla manutenzione ordinaria degli assemblati batteria, alle prove di performance sugli assemblati batteria e sui sistemi di conversione e agli aggiornamenti software per la risoluzione di anomalie. Altra causa rilevante di indisponibilità è strettamente connessa ad anomalie dei circuiti di raffreddamento e ad anomalie software.

In sensibile riduzione rispetto al precedente semestre di esercizio sono risultate le ore di indisponibilità per rottura fusibili e condensatori.

FLUMERI SANC

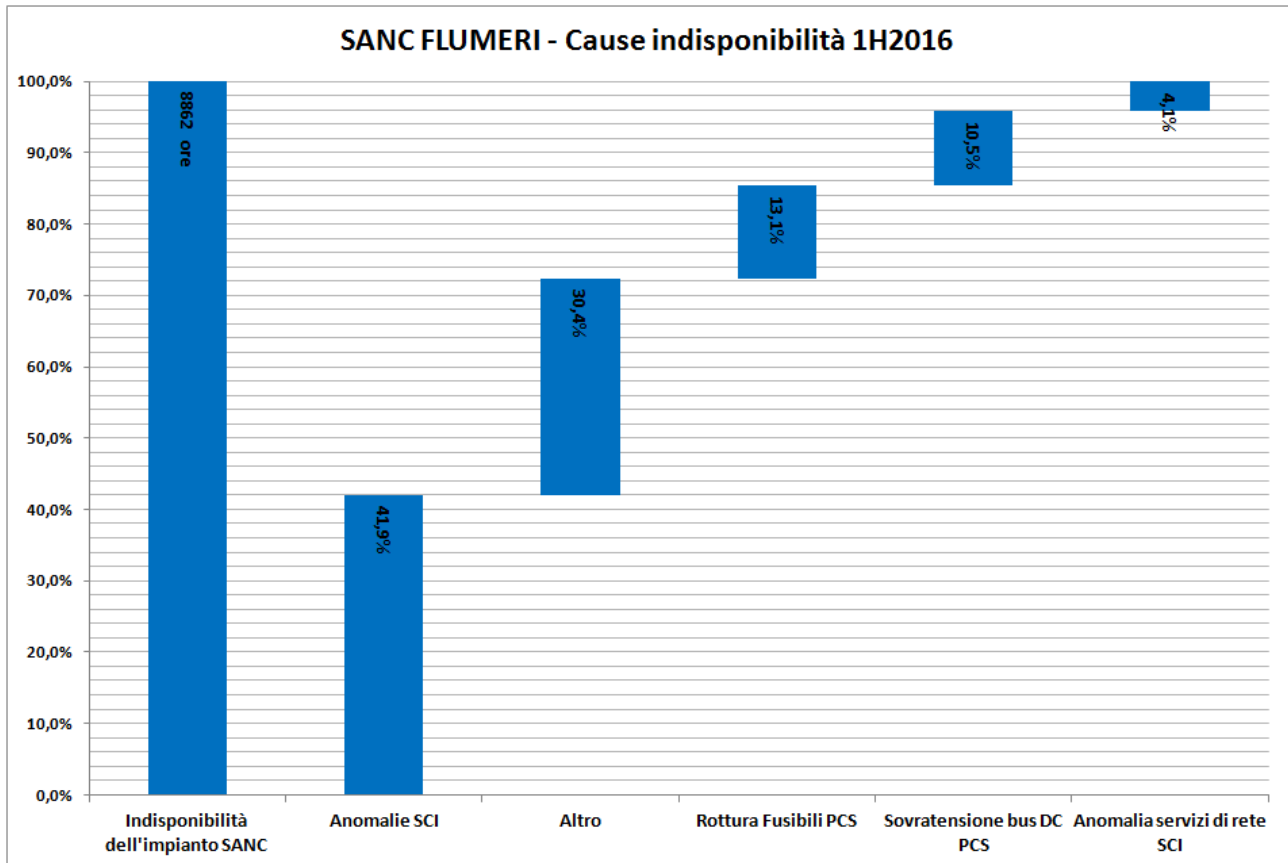


Figura 26 - Ripartizioni delle cause di indisponibilità di Flumeri – SANC 1H2016

Con riferimento al primo semestre, si segnalano le anomalie ascrivibili al sistema di controllo locale e l'incidenza al 13% circa, della rottura di fusibili.

3822

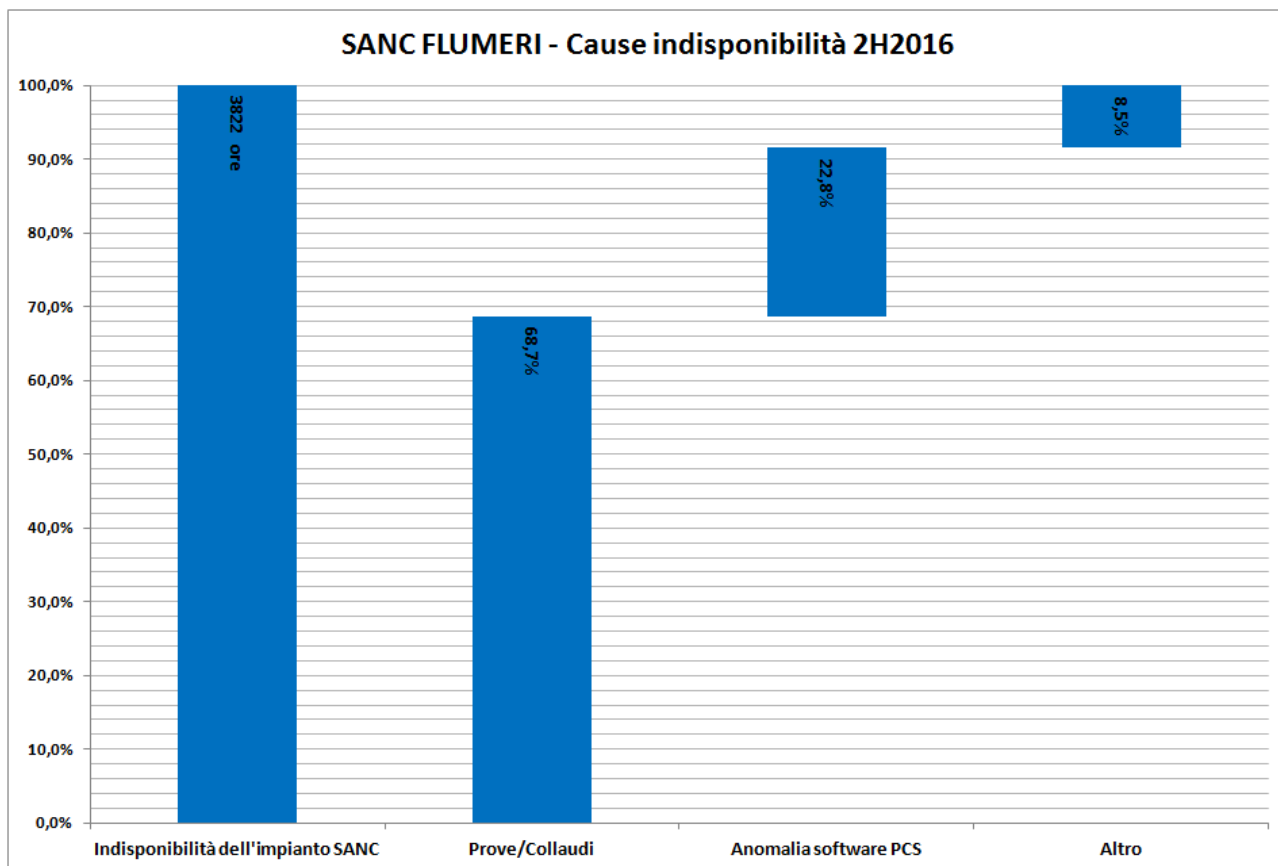


Figura 27 – Ripartizioni delle cause di indisponibilità di Flumeri - SANC 2H2016

Di seguito è riportata la ripartizione delle cause di indisponibilità dell'impianto SANC di Flumeri nel secondo semestre: il 68% delle cause di indisponibilità all'esercizio dell'impianto è da ricondurre ad attività in sito, legate alla manutenzione ordinaria degli assemblati batteria, alle prove di performance sugli assemblati batteria e sui sistemi di conversione, e agli aggiornamenti software per la risoluzione di anomalie.

Altra causa rilevante di indisponibilità è legata ad anomalie software dei PCS: essa incide per il 22% sul totale delle indisponibilità.

Si segnala, inoltre, l'assenza di indisponibilità nel semestre determinata da rottura di fusibili e condensatori.

SCAMPITELLA SANC

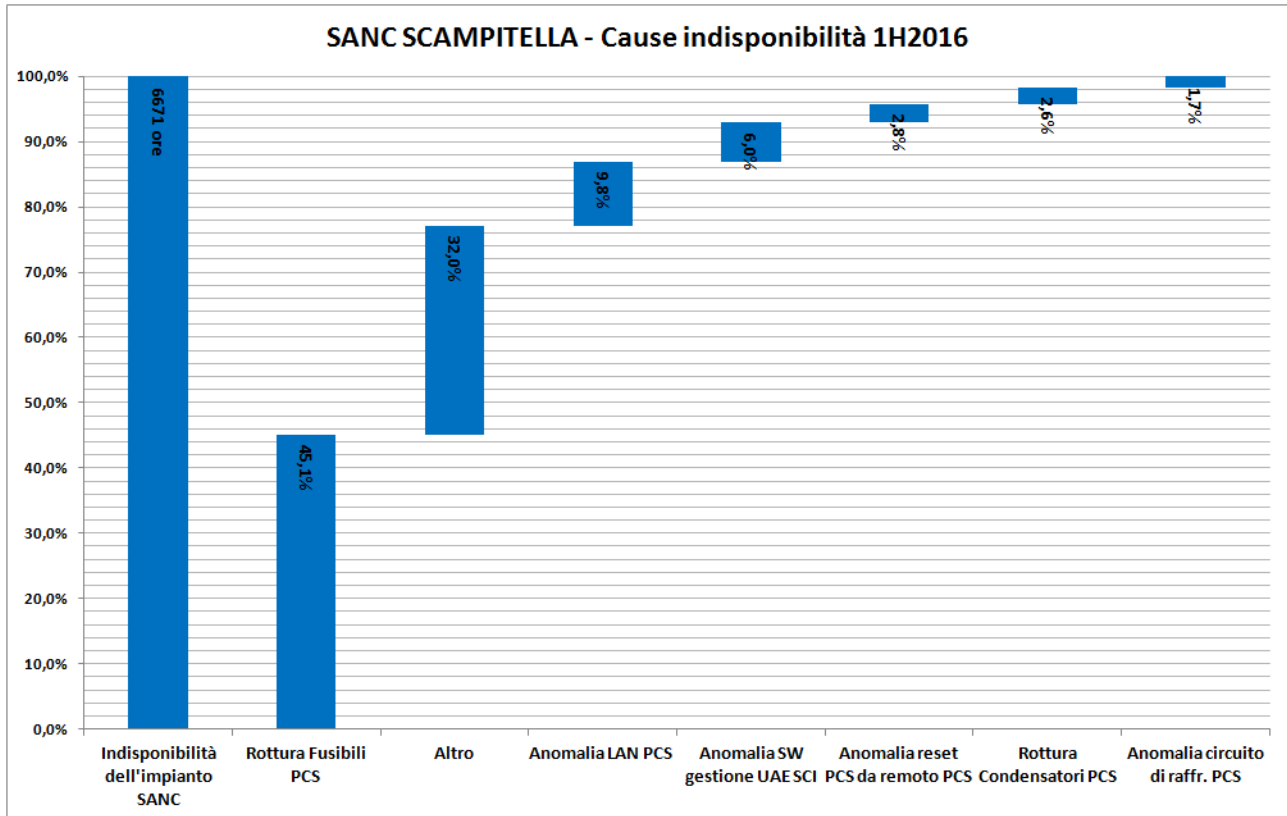


Figura 28 - Ripartizioni delle cause di indisponibilità di Scampitella - SANC 1H2016

La Figura 28 mostra come, dalla ripartizione delle cause di indisponibilità dell'impianto SANC di Scampitella nel primo semestre, risulti evidente che la causa principale di indisponibilità, con un parziale del 45%, sia da ascrivere alla rottura fusibili.

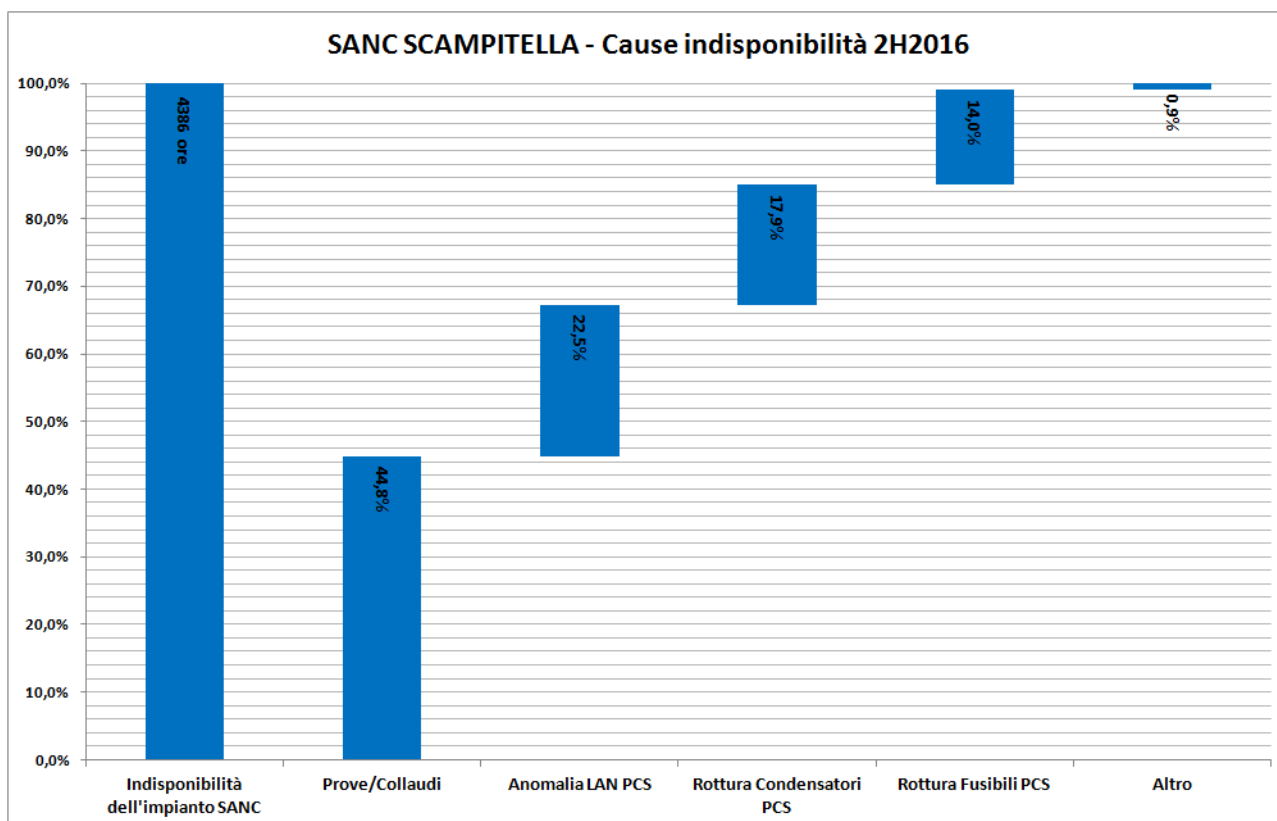


Figura 29 - Ripartizioni delle cause di indisponibilità di Scampitella - SANC 2H2016

La Figura 29 mostra la ripartizione delle cause di indisponibilità dell'impianto SANC di Scampitella nel secondo semestre, dalla quale risulta evidente che il 48% delle principali cause di indisponibilità all'esercizio dell'impianto sono riconducibili ad attività in sito, legate alla manutenzione ordinaria degli assemblati batteria, alle prove di performance sugli assemblati batteria e sui sistemi di conversione, e agli aggiornamenti software per la risoluzione di anomalie.

Altra causa rilevante di indisponibilità è legata ad anomalie dovute alla comunicazione del PCS con il BMS e lo SCI: tale problematica incide per il 22% sul totale delle indisponibilità.

8.2 ESEMPIO SEQUENZE OPERATIVE DI ESERCIZIO NEL PERIODO DI TELECONDUZIONE

La ricostruzione delle sequenze operative si esplica principalmente nella definizione delle fasi di:

- Mitigazione MPE (locale e di sistema), che richiede fasi di accumulo
- Fasi di restituzione (dovute alle seguenti tipologie di manovre: scariche per predisposizione per incipiente fronte di congestione, dei volumi energetici in scarica per la regolazione secondaria f-P e per le scariche di ripristino dei valori ottimali di SOC sempre per il servizio di regolazione secondaria f-P)
- Fasi di accumulo (comprensivo dei volumi energetici in carica per la regolazione secondaria f-P e per le cariche di ripristino dei valori ottimali di SOC sempre per il servizio di regolazione secondaria f-P)

I grafici seguenti mostrano la distribuzione della frequenza di immissione-prelievo, a titolo esemplificativo, per il solo sito di Ginestra e, nello specifico, per la UAC 3-4 durante il secondo semestre 2016. Questa rappresentazione è da considerarsi rappresentativa dell'utilizzo di tutte le restanti UAC dei 3 impianti, essendo standardizzate le procedure di attivazione e altamente correlate le dinamiche di ventosità tra le due dorsali "Benevento 2 – Bisaccia 380" e "Benevento 2 – Celle S.Vito – Montefalcone".

Le fasi di carica e scarica sono quelle in cui la UAC è in servizio, con una o più funzionalità di rete disponibili e attive e scambia, in ragione della fase, potenza attiva con la rete.

La frequenza di immissione e prelievo rappresentata è corredata dell'indicazione della potenza media a parità di durata di carica o scarica, al netto delle finestre temporali in cui sono stati eseguiti collaudi o prove.

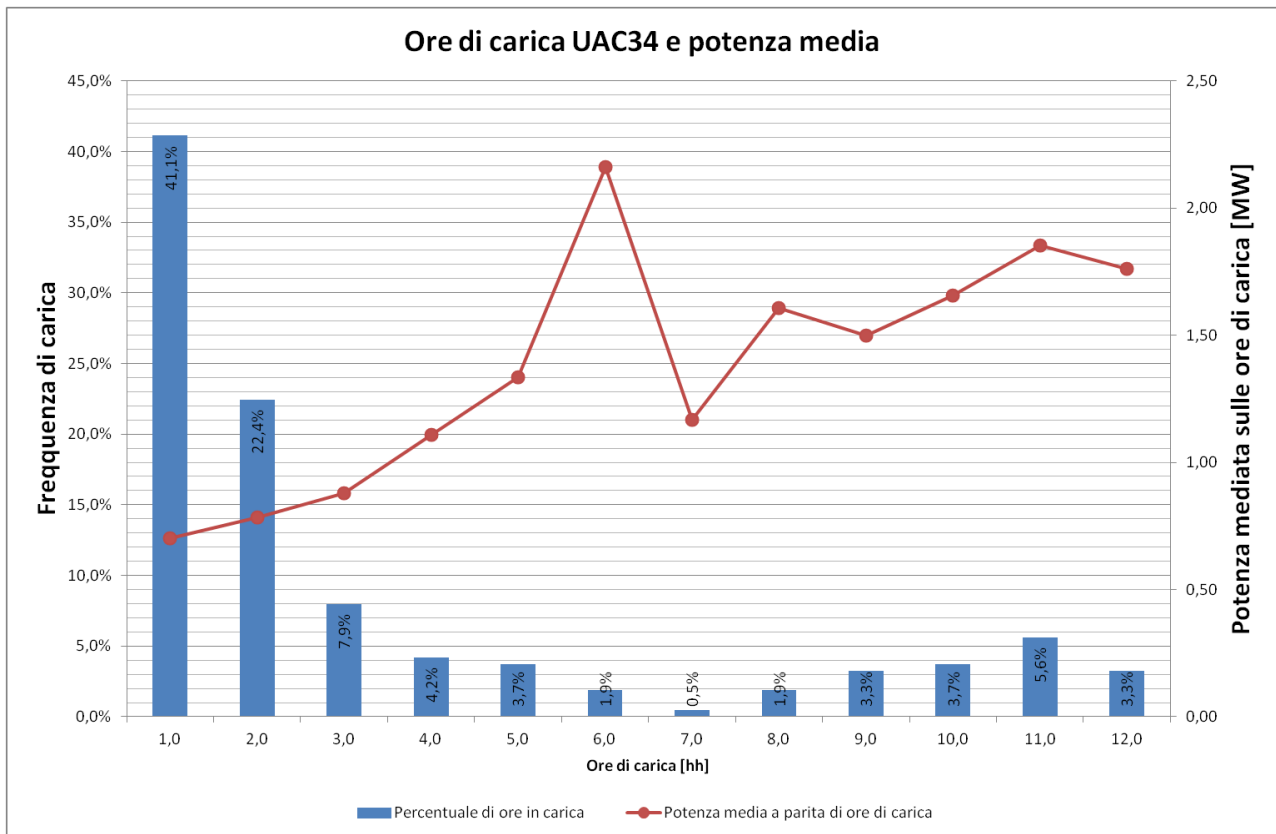


Figura 30 – Frequenza di carica UAC34 - SANC Ginestra

	RAPPORTO PUBBLICO DELLA SPERIMENTAZIONE – PROGETTI STORAGE ENERGY INTENSIVE	07/04/2017
		Rev.00

La UAC 3-4 è stata, nel periodo luglio-dicembre 2016, in carica consecutivamente per 1 ora nel 41,1% dei casi di attivazione in assorbimento, con una potenza media di 0,70 MW, per 2 ore nel 22,4% dei casi con una potenza media di 0,78 MW, per 3 ore nel 7,9% dei casi con una potenza media di 0,88 MW e così via, fino a rimanere in carica per 12 ore consecutive nel 3,3% dei casi, con una potenza media di 1,75 MW. Si può osservare come la percentuale maggiore di volte in cui è stata in carica si è verificata per durate consecutive pari a 1 ora, a cui corrisponde un ridotto valore di potenza; emerge quindi, che sequenze di carica continuativa breve siano accreditate di potenze medie scambiate più basse, al contrario delle fasi estese di carica. Le principali cause da ascriversi sono le attivazioni correlate dei servizi: le durate continuative e prolungate in carica sono tipicamente dovute all'asservimento alla mitigazione MPE caratterizzate da valori di potenza più vicini alla taglia nominale (proprio per massimizzare il beneficio reso), mentre le durate brevi sono maggiormente riconducibili ad altri servizi (e.g. regolazione secondaria f-P) in cui è più pronunciata la modulazione di carico.

Valori di potenza mediamente più elevati si hanno quindi al crescere delle ore di assorbimento continuativo, come è, ad esempio, la situazione di carica continuativa per 11 ore consecutive³, durante le quale la potenza media è risultata pari a 1,85 MW. Questa situazione è rappresentativa di fasi con mitigazione di congestioni in atto, nelle quali è richiesto di assorbire il 100% della potenza nominale.

Dalla Figura 30 emerge, ad esempio, come, superata la fascia di attivazione in carica consecutiva pari a 4÷7 ore, torni a crescere il numero di occorrenze con durate consecutive superiori: prevale, nella misura del 5,6% del totale di ore in carica, la fase a 11 periodi orari consecutivi, con valore medio pari a 1,85 MW: si tratta della più frequente fase operativa per mitigazione MPE, con completamento della supplementary charge e raggiungimento del SOC 100%.

In tale senso, si devono far presenti le seguenti considerazioni:

- 1) La carica completa degli accumulatori si esplica in un tempo, in assorbimento alla massima potenza, pari a circa 10 ore: avendo, da un punto di vista statistico, la prima attivazione nel corso del periodo orario 1, tale fase sarà accreditata al periodo orario 11;
- 2) Il valore di potenza media in carica, per cariche complete (con attivazione e completamento della supplementary charge), è determinato, principalmente, dal manifestarsi della supplementary charge: la motivazione è da ricercarsi nella durata della stessa, dell'ordine di 2 ore, e dalle relative riduzioni di potenza massima assorbibile, a valori predefiniti del 75, 50 e 25% della potenza nominale (si consideri che, per una UAC da 2,4 MW, una ricarica completa, da accumulatori completamente scarichi e sino a SOC 100% e supplementary charge completa, è data, ove istruita a potenza massima di assorbimento, a un valor medio scambiato nell'arco delle 10 ore di 2,0 MW);
- 3) A fasi di carica consecutiva maggiori o uguali a 12 periodi orari, non può che competere un valore di potenza media scambiata inferiore a quella di 11 periodi orari: lo si denota dal valore pari a 1,75 MW della fase a 12 periodi orari della Figura 30. La causa da ascriversi è il combinato disposto tra capacità energetica e la taglia degli accumulatori;
- 4) Le fasi di carica consecutiva comprese nella fascia 4÷7, sono numericamente ridotte in rapporto alle due dinamiche prevalenti (durate consecutive basse per secondaria f-P o prolungate per mitigazione

³ La convezione sul passo di campionamento è quella del periodo orario: fasi di carica attivate, ad esempio, al minuto 25 del periodo orario 1 e durate consecutivamente 10 ore, sono assegnate al periodo orario 11 dell'asse delle ascisse

MPE): i valori di potenza media sono quindi statisticamente non rappresentativi (1,9% del totale a 6 ore, 0,5% a 7), motivo per cui tendono a discostarsi con un'elevata varianza dall'andamento tendenziale rappresentato.

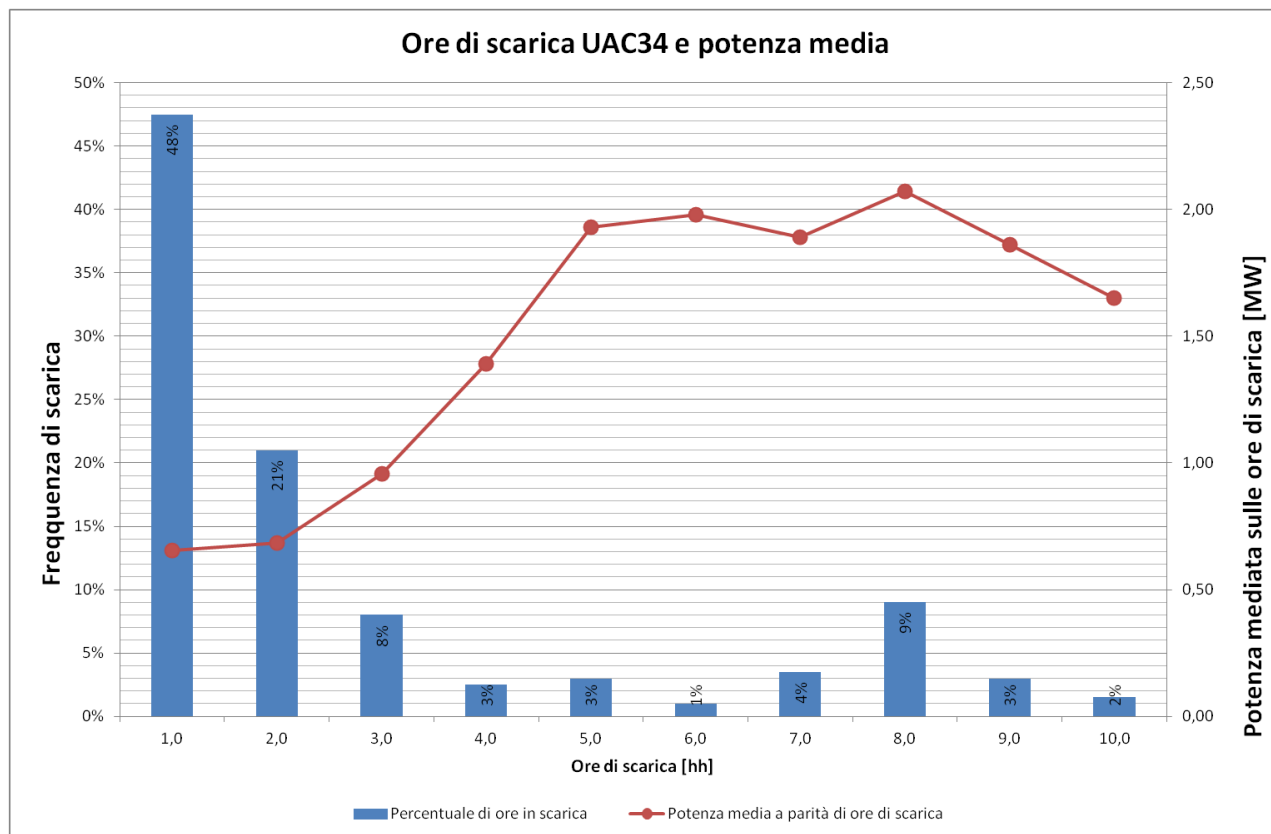


Figura 31 – Frequenza di scarica UAC34 - SANC Ginestra

Analogamente all'analisi eseguita per la carica, si osserva in Figura 31 come l'UAC 3-4 sia stata in scarica il 48% delle volte per un intervallo di tempo consecutivo di 1 ora e con una potenza media pari a 0,65 MW. All'aumentare del numero di ore consecutive di scarica, la potenza media cresce; la massima potenza media di 2,07 MW si è registrata per 8 ore di funzionamento continuativo e tale situazione si è verificata il 9% del totale delle volte in cui l'UAC è stata in scarica: una fase di rilascio a potenza massima, a partire da condizioni di SOC 100% e sino al raggiungimento dello stato di accumulatori completamente scarichi, è, per l'appunto, concretizzabile in circa 7,5 ore. Le condizioni di funzionamento con alti valori di potenza media e per intervalli temporali continuativi elevati di scarica sono tipiche della predisposizione dell'impianto alla riduzione del fronte di congestione previsto. Il ridotto scostamento del valore medio a 8 ore rispetto a quello della taglia nominale (nel caso di specie 2,07 contro 2,4 MW) è dovuto, dal punto di vista statistico dell'analisi, dal valore medio calcolato su 8 periodi orari e dalla presenza e incidenza dell'asservimento, tipicamente nella fase iniziale della scarica continuativa, della regolazione secondaria f-P: in linea generale, tra fasi di mitigazione MPE consecutive, i SANC sono asserviti, in via sperimentale, al suddetto servizio, interrotto, in favore della sopracitata scarica di predisposizione, non appena previsto il nuovo fronte di congestione eolica.

	RAPPORTO PUBBLICO DELLA SPERIMENTAZIONE – PROGETTI STORAGE ENERGY INTENSIVE	07/04/2017
		Rev.00

8.3 BENEFICI NEL PERIODO DI TELECONDUZIONE

8.3.1 PREMESSA

La valutazione dei benefici conseguiti nel periodo di teleconduzione 01/01/2016 – 31/12/2016 viene condotta sulla base dei seguenti criteri:

- *Per il beneficio di Riduzione MPE:* il beneficio è rappresentato dal conteggio dell'energia prelevata dalla Rete dalle Unità di Accumulo durante le attivazioni di fasi di carica in ore in cui le UAC sono disponibili all'esercizio e sussiste la suddetta esigenza;
- *Per il beneficio associato al Dynamic Thermal Rating:* il beneficio è rappresentato dal calcolo dei volumi di MPE evitata effettivamente imputabili all'aumento del rating di capacità di trasporto degli elettrodotti costituenti la sezione critica delle semi-direttrici su cui i sistemi sono stati installati;
- *Per il beneficio di asservimento alla regolazione secondaria potenza/frequenza:* il beneficio è rappresentato dal conteggio dell'energia scambiata in valore assoluto con la Rete, nettato del valore di centro banda assegnato da un programma di potenza, nelle ore in cui le UAC vengono asservite dall'operatore di Sala al servizio omonimo;
- *Per il beneficio di asservimento alla regolazione primaria di frequenza:* il beneficio è rappresentato dal conteggio delle ore di disponibilità delle UAC al servizio omonimo, ovvero in cui le UAC sono disponibili all'esercizio ed è attiva, a livello di UAC, la funzione di asservimento alla regolazione primaria di frequenza.

Per le regolazioni primaria e secondaria di frequenza, in aggiunta alle valutazioni quantitative suddette, se ne riportano anche altre di carattere qualitativo tramite esempi su scenari reali di funzionamento, essendo i valori delle energie scambiate con la Rete, nel periodo di riferimento, non compiutamente rappresentativi del beneficio reso al Sistema Elettrico (con particolare riferimento alla regolazione primaria accreditabile di scambi energetici contenuti, oppure alla secondaria f-P, attivata in finestre temporali dedicate ai fini della sperimentazione).

8.3.2 BENEFICIO DI RIDUZIONE MPE

Di seguito si riporta il dettaglio del beneficio di Riduzione MPE per ogni impianto SANC, in riferimento sia alla MPE per congestioni locali sia alla MPE per soddisfacimento di Vincoli di Sistema. Insieme ai volumi globali di energia assorbita per riduzione MPE vengono riportati anche i dettagli relativi ai progetti pilota (insieme delle UAC connesse alle semisbarre MT).

Dai consuntivi di seguito rappresentati emerge tuttavia l'assenza di volumi di energia riconducibili alla mitigazione MPE per vincoli di sistema (sia per ripristino dei margini di riserva a scendere che per congestione tra zone di mercato).

Le motivazioni attengono a più aspetti del consuntivo di esercizio e della fenomenologia di accadimento di congestioni tra zone di mercato e sono così schematizzabili:

- Durante il 2016, i volumi di MPE, su entrambe le dorsali (presiedate da Ginestra e Flumeri-Scampitella), per "Ripristino margini di riserva terziaria" sono nulli;
- la congestione tra zone di mercato, cui contribuisce la generazione eolica installata sulle dorsali suddette, di solito è concomitante con la congestione locale o si manifesta compiutamente subito a seguire: nel primo caso, i volumi di attivazione sui SANC sono contati come "mitigazione MPE per congestioni locali" mentre nel secondo, tipicamente, si configura uno stato di accumulatori completamente carichi (avendo precedentemente fronteggiato una congestione locale) a fronte del perdurare della necessità di assorbimento per mitigazione.

GINESTRA SANC

La tabella seguente mostra il dato complessivo dell'energia assorbita per riduzione MPE nel semestre di riferimento per l'impianto GINESTRA SANC. Insieme ai GWh totali, sono riportati i valori relativi ai due progetti pilota, A1 e A2.

Beneficio Riduzione Mancata Produzione Eolica nel periodo 01/01/2016 - 31/12/2016 (GINESTRA SANC)			
Energia prelevata dalla RTN per la riduzione MPE	SANC	A1	A2
Riduzione MPE per Congestioni locali [GWh]	5,67	2,72	2,95
Riduzione MPE per Vincoli di Sistema [GWh]	0	0	0
Riduzione MPE complessiva [GWh]	5,67	2,72	2,95

Tabella 5 - Beneficio Riduzione MPE su dorsale critica nel periodo di riferimento 01/01/2016-31/12/2016 – GINESTRA SANC

Come riportato in Tabella 5, Ginestra ha contribuito alla riduzione di MPE con **5,67 GWh** assorbiti globalmente nell'anno 2016: la riduzione di MPE per vincoli di sistema risulta nulla; questa evenienza è dipesa

principalmente dal numero e dalla sequenza temporale con cui si sono manifestate le due esigenze di rete (mitigazione MPE per congestioni locali e di sistema).

Dall'analisi emerge un sostanziale allineamento tra i volumi accreditati ai progetti A1 e A2.

FLUMERI SANC

Analogamente al caso di Ginestra, di seguito vengono riportati i dati relativi all'energia assorbita per riduzione MPE nel semestre di riferimento per l'impianto Flumeri SANC. Insieme ai GWh totali, sono inseriti valori relativi ai due progetti pilota, B1 e B2.

Beneficio Riduzione Mancata Produzione Eolica nel periodo 01/01/2016 - 31/12/2016 (FLUMERI SANC)			
Energia prelevata dalla RTN per la riduzione MPE	SANC	B1	B2
Riduzione MPE per Congestioni locali [GWh]	6,49	3,14	3,35
Riduzione MPE per Vincoli di Sistema [GWh]	0	0	0
Riduzione MPE complessiva [GWh]	6,49	3,14	3,35

Tabella 6 - Beneficio Riduzione MPE su dorsale critica nel periodo di riferimento 01/01/2016-31/12/2016 (FLUMERI SANC)

La tabella precedente mostra come l'impianto di Flumeri abbia contribuito alla riduzione di MPE con l'assorbimento di **6,49 GWh** esclusivamente in relazione alle congestioni locali e non ai vincoli di sistema; anche in questo caso, la motivazione è da ricondursi principalmente al numero e alla sequenza temporale con cui si sono manifestate le due distinte esigenze di rete (valendo tale considerazione anche per Scampitella SANC).

Nel caso di Flumeri, i valori accreditati ai due progetti pilota sono maggiormente allineati rispetto a quanto visto per Ginestra.

SCAMPITELLA SANC

Il contributo alla mitigazione della Mancata Produzione Eolica da parte dell’impianto SCAMPITELLA SANC è riportato nella Tabella 7: sono riportati sia i GWh complessivi assorbiti dall’impianto sia quelli relativi ai due progetti pilota, C1 e C2.

Beneficio Riduzione Mancata Produzione Eolica nel periodo 01/01/2016 - 31/12/2016 (SCAMPITELLA SANC)			
Energia prelevata dalla RTN per la riduzione MPE	SANC	C1	C2
Riduzione MPE per Congestioni locali [GWh]	5,55	3,14	2,41
Riduzione MPE per Vincoli di Sistema [GWh]	0	0	0
Riduzione MPE complessiva [GWh]	5,55	3,14	2,41

Tabella 7 - Beneficio Riduzione MPE su dorsale critica nel periodo di riferimento 01/01/2016-31/12/2016 (SCAMPITELLA SANC)

L’impianto, durante l’arco dell’anno, ha assorbito **5,55 GWh** per la riduzione di MPE da congestione locale. I valori accreditati ai due progetti pilota sono sostanzialmente allineati anche in considerazione della differente taglia tra C1 e C2.

8.3.3 BENEFICI ASSOCIATI ALLA REGOLAZIONE PRIMARIA DI FREQUENZA

La rendicontazione del servizio viene resa attraverso l’informazione delle ore in cui il servizio viene mantenuto attivo per ciascuna Unità di Accumulo e disponibile all’esercizio. Tale valutazione viene effettuata, per ciascuna UAC, utilizzando i seguenti dati prelevati dal Sistema di Controllo SCCT:

- stato di attivazione della funzione “regolazione primaria di frequenza”;
- il segnale di stato “marcia avanti PCS” della UAC attivo

La presenza di entrambi i segnali in stato attivo discrimina le ore di asservimento effettive al servizio di regolazione.

Inoltre, analogamente a quanto previsto per la regolazione secondaria, la rendicontazione viene addizionalmente integrata con l’informazione dei valori assunti dalle parametrizzazioni standard del servizio, delle misure di potenza e di energia scambiate dalla singola UAC con la RTN, delle misure di frequenza su rete AT.

Il valore dell’energia scambiata con la RTN per tale servizio, però, risulta quantitativamente ridotto, per via della natura del servizio, e non rappresenta un indicatore efficace nella valutazione dell’effettivo beneficio. Pertanto, il beneficio viene rappresentato come ore di asservimento delle Unità di Accumulo alla funzione “regolazione primaria di frequenza”.

La parametrizzazione del servizio è identica tra i 3 SANC, e rappresentata nella successiva tabella.

Parametro	Calibrazione	Unità di misura	Significato
Set-point di frequenza	50	Hz	Valore nominale della frequenza di rete
Banda morta	20	mHz	Parametro prescritto dall'Allegato A15 del codice di rete
Banda morta isteresi	50%	% banda morta	Valore del parametro impiegato per introdurre il meccanismo di isteresi nella gestione del contributo di regolazione primaria
Statismo	2%	%	Parametro prescritto dall'Allegato A15 del codice di rete
Limite regolazione P max	200%	% cap. ist.	Valore massimo del contributo di primaria per sottofrequenze
Limite Regolazione P min	-200%	% cap. ist.	Valore massimo del contributo di primaria per sottofrequenze
Tempo di risposta	1	secondi	Intervallo di tempo massimo entro cui il sistema è in grado di erogare il contributo richiesto

Tabella 8 – Valori assunti dalle parametrizzazioni del servizio di regolazione primaria

Si segnala che la taratura del valore di statismo impostato (pari al 2%) determina, a parità di altre condizioni, un contributo in potenza attiva almeno pari al doppio di quello degli impianti termici e idroelettrici.

Di seguito viene riportato, per i singoli impianti SANC, il numero di ore di attivazione del servizio in esame.

GINESTRA SANC

Come sopra specificato, il beneficio viene computato tramite il numero di ore di asservimento al servizio di regolazione primaria di frequenza:

Numero di ore di asservimento al servizio di regolazione primaria di frequenza nel periodo 01/01/2016 - 31/12/2016 (GINESTRA SANC)		
PERIODO TEMPORALE	n° ore	% di attivazione
GENNAIO	126	17%
FEBBRAIO	237	34%
MARZO	404	54%
APRILE	256	36%
MAGGIO	575	77%
GIUGNO	588	82%
LUGLIO	669	90%
AGOSTO	744	100%
SETTEMBRE	683	95%
OTTOBRE	739	99%
NOVEMBRE	326	45%
DICEMBRE	709	95%
TOTALE	6055	69%

Tabella 9 – Numero ore e percento sul totale delle ore mensili di asservimento alla regolazione primaria di frequenza nel periodo 01/01/2016-31/12/2016 (GINESTRA SANC)

FLUMERI SANC

Di seguito il riepilogo del numero di ore di attivazione del servizio in esame; il valore percentuale è riferito al totale mensile/annuale.

Numero di ore di asservimento al servizio di regolazione primaria di frequenza nel periodo 01/01/2016 - 31/12/2016 (FLUMERI SANC)		
PERIODO TEMPORALE	n° ore	% di attivazione
GENNAIO	724	97%
FEBBRAIO	442	63%
MARZO	698	94%
APRILE	525	73%
MAGGIO	490	66%
GIUGNO	720	100%
LUGLIO	598	80%
AGOSTO	743	100%
SETTEMBRE	720	100%
OTTOBRE	674	91%
NOVEMBRE	672	93%
DICEMBRE	740	99%
TOTALE	7747	88%

Tabella 10 – Numero ore e per cento sul totale delle ore mensili di asservimento alla regolazione primaria di frequenza nel periodo 01/01/2016-31/12/2016 (FLUMERI SANC)

Nel caso di Flumeri il numero di ore di attivazione del servizio di regolazione primaria è pari a **7747 ore** nel periodo da Gennaio a Dicembre 2016.

SCAMPITELLA SANC

La Tabella 11 mostra le ore effettive di asservimento al servizio, sia in termini assoluti che percentuali (rispetto al totale mensile/annuale), per l'impianto Scampitella SANC.

Numero di ore di asservimento al servizio di regolazione primaria di frequenza nel periodo 01/01/2016 - 31/12/2016 (SCAMPITELLA SANC)		
PERIODO TEMPORALE	n° ore	% di attivazione
GENNAIO	0	0%
FEBBRAIO	61	9%

MARZO	467	63%
APRILE	632	88%
MAGGIO	684	92%
GIUGNO	708	98%
LUGLIO	475	64%
AGOSTO	744	100%
SETTEMBRE	720	100%
OTTOBRE	743	100%
NOVEMBRE	559	78%
DICEMBRE	742	100%
TOTALE	6535	75%

Tabella 11 – Numero ore e per cento sul totale delle ore mensili di asservimento alla regolazione primaria di frequenza nel periodo 01/07/2016-31/12/2016 (SCAMPITELLA SANC)

8.3.4 BENEFICI ASSOCIATI ALLA REGOLAZIONE SECONDARIA FREQUENZA/POTENZA

In questa sezione verranno riportati i riscontri derivanti dalla attivazione della regolazione secondaria f-P sui 3 impianti in termini di numero di ore di attivazione del servizio stesso nel periodo gennaio-dicembre 2016. A titolo informativo, vengono di seguito riportati i valori assunti dalle parametrizzazioni del servizio, secondo una strategia unica per i 3 SANC:

Parametro	Calibrazione	Unità di misura	Significato
Semibanda	Variabile nel range 20-100%*	% capa. ist.	Valore massimo del contributo, centrato rispetto al punto di lavoro, del servizio di regolazione secondaria di frequenza

Tabella 12 – Parametrizzazione del servizio di regolazione secondaria P/f

* Durante l'Operation, il valore di semibanda è stato adattato secondo le esigenze del Dispacciamento in tempo reale.

Si fa comunque presente, come, in linea generale, lo scenario più frequente di esercizio degli impianti in regolazione secondaria f-P, ha previsto un valore di centro banda paria 0 MW in abbinamento a un valore di semibanda pari al 100%.

GINESTRA SANC

Nella tabella seguente sono disponibili il dettaglio mensile e il valore globale nell'anno 2016, sia in termini assoluti, sia in percentuale rispetto al totale mensile/annuale, delle ore di attivazione del servizio in esame:

Numero di ore di asservimento al servizio di regolazione secondaria di frequenza nel periodo 01/01/2016 - 31/12/2016 (GINESTRA SANC)		
PERIODO TEMPORALE	n° ore	% di attivazione
GENNAIO	126	17%

FEBBRAIO	237	34%
MARZO	428	57%
APRILE	341	47%
MAGGIO	382	51%
GIUGNO	224	31%
LUGLIO	564	76%
AGOSTO	380	51%
SETTEMBRE	400	56%
OTTOBRE	493	66%
NOVEMBRE	163	23%
DICEMBRE	530	71%
TOTALE	4267	49%

Tabella 13 – Numero ore e percento sul totale delle ore mensili di asservimento alla regolazione frequenza/potenza (GINESTRA SANC)

Nell’arco del periodo di riferimento, quindi, l’impianto è stato asservito al servizio di regolazione secondaria per **4267 ore**, scambiando complessivamente un’energia pari a **6,75 GWh**, ottenuta come somma in valore assoluto dell’energia immessa e prelevata dal SANC.

FLUMERI SANC

Come nel caso di Ginestra, di seguito vengono riportate le ore di asservimento al servizio di regolazione secondaria f-P da parte dell’impianto.

Nella tabella seguente sono disponibili il dettaglio mensile e il valore globale annuale, sia in termini assoluti, sia in percentuale rispetto al totale.

Numero di ore di asservimento al servizio di regolazione secondaria di frequenza nel periodo 01/01/2016 - 31/12/2016 (FLUMERI SANC)		
PERIODO TEMPORALE	n° ore	% di attivazione
GENNAIO	724	97%
FEBBRAIO	442	63%
MARZO	544	73%
APRILE	166	23%
MAGGIO	292	39%
GIUGNO	393	55%
LUGLIO	530	71%
AGOSTO	523	70%
SETTEMBRE	436	61%
OTTOBRE	459	62%

NOVEMBRE	441	61%
DICEMBRE	570	77%
TOTALE	5519	63%

Tabella 14 – Numero ore e percento sul totale delle ore mensili di asservimento alla regolazione frequenza/potenza (FLUMERI SANC)

Nella finestra temporale Gennaio – Dicembre 2016, perciò, l’impianto è stato asservito al servizio in esame per **5519 ore**, durante le quali ha contribuito alla regolazione secondaria f-P scambiando con la rete un’energia pari a **3,49 GWh** (ottenuta come somma in valore assoluto dell’energia immessa e prelevata dal SANC).

SCAMPITELLA SANC

La tabella seguente mostra il beneficio in termini di ore di attivazione della regolazione secondaria frequenza/potenza relativo all’impianto Scampitella SANC.

Nella tabella seguente sono disponibili il dettaglio mensile e il valore globale, sia in termini assoluti, sia in percentuale rispetto al totale mensile/annuale.

Numero di ore di asservimento al servizio di regolazione secondaria di frequenza nel periodo 01/01/2016 - 31/12/2016 (SCAMPITELLA SANC)		
PERIODO TEMPORALE	n° ore	% di attivazione
GENNAIO	0	0%
FEBBRAIO	62	9%
MARZO	318	43%
APRILE	174	24%
MAGGIO	419	56%
GIUGNO	388	54%
LUGLIO	404	54%
AGOSTO	524	70%
SETTEMBRE	396	55%
OTTOBRE	486	65%
NOVEMBRE	306	43%
DICEMBRE	545	73%
TOTALE	4022	46%

Tabella 15 – Numero ore e percento sul totale delle ore mensili di asservimento alla regolazione frequenza/potenza (SCAMPITELLA SANC)

Nell’arco del secondo semestre 2016, perciò, l’impianto è stato asservito al servizio in esame per **4022 ore**, durante le quali ha contribuito alla regolazione secondaria f-P per un totale di energia scambiata con la rete pari a **8,31 GWh**, ottenuta come somma in valore assoluto dell’energia immessa e prelevata dal SANC.

8.3.5 BENEFICI ASSOCIATI AL DYNAMIC THERMAL RATING

Il beneficio reso dal DTR alla riduzione dei volumi di MPE, per le semi-dorsali in esame, è imputabile alla effettiva concomitanza delle seguenti condizioni durante l'esercizio della rete:

- Sussistono in tempo reale condizioni favorevoli di temperatura e velocità del vento tali da aumentare il rating di capacità di trasporto
- si verificano esigenze tali da richiedere taglio di produzione eolica.

Si riporta quindi di seguito, per ciascuna delle porzioni critiche 150 kV, il beneficio relativo ai volumi di mitigazione di MPE conseguiti tramite l'utilizzo del DTR nell'anno 2016.

Beneficio Riduzione Mancata Produzione Eolica nel periodo 01/01/2016 - 31/12/2016 (SISTEMI DTR)		
Dorsale	Progetti Pilota	SAVING MPE
Benevento 2 – Volturara – Celle San Vito	A1, A2	37,49 GWh
Bisaccia – Bisaccia 380	B1, B2, C1, C2	11,62 GWh

Tabella 16 – Beneficio Riduzione MPE dovuto a sistemi DTR nel periodo di riferimento 01/01/2016-31/12/2016

	RAPPORTO PUBBLICO DELLA SPERIMENTAZIONE – PROGETTI STORAGE ENERGY INTENSIVE	07/04/2017
		Rev.00

8.4 INDICATORI PRINCIPALI DI PERFORMANCE DI ESERCIZIO

8.4.1 PREMESSA

Le performance di esercizio di un impianto di accumulo sono, in generale, valutate sia in riferimento alle prestazioni (es. tempo di risposta, stabilità della regolazione, etc.) che caratterizzano le Unità di accumulo in termini di dinamica di erogazione di un determinato servizio di rete, in conformità alle competenti specifiche tecniche, sia in riferimento alle perdite energetiche di UAC direttamente correlate o, semplicemente, legate alle fasi in cui esse si rendono disponibili al servizio.

Nello specifico le prestazioni in termini perdite e rendimento degli impianti SANC sono stati calcolate a partire dalle misure di energia sui montanti MT dei due trasformatori AT/MT che collegano gli impianti SANC alla rete AT. Con riferimento a quanto nel seguito indicato, si segnalano:

- Le “Perdite energetiche”, di cui al paragrafo 8.4.2, sono definibili come il totale dell’energia dissipata dall’intero impianto e calcolate come differenza tra l’energia prelevata e immessa nella rete AT; le perdite energetiche, come riportato nel successivo par. 8.4.2, costituiscono il totale di energia dissipata nel processo di conversione energetica dei sistemi di accumulo e per il sostentamento di tutti i servizi ausiliari di impianto
- Il “Rendimento complessivo” di impianto SANC, come richiamato nelle conclusioni del capitolo 10, è definito come il rendimento complessivo, ottenuto dal SANC nel periodo di riferimento, nel processo di conversione energetica ed è dato dal rapporto tra l’energia immessa e prelevata dalla RTN

8.4.2 CARATTERIZZAZIONE PERDITE ENERGETICHE

Le perdite complessive sono calcolate come la differenza tra l'energia totalmente prelevata dalla rete AT misurata sul lato MT del trasformatore elevatore e quella restituita in rete.

Le perdite negli impianti SANC sono riconducibili a 3 fattori principali:

- perdite energetiche nel processo elettrochimico, calcolate come la differenza tra l'energia immagazzinata negli assemblati e l'energia prelevata dagli stessi. Tale perdita è nel seguito indicata con il termine "Perdite batterie";
- perdite energetiche nel processo di conversione AC/DC imputabili ad effetto Joule, a perdite di commutazione, etc., calcolate come la differenza di energia prelevata e restituita al nodo MT da ciascuna UAC, al netto delle Perdite batterie. Tale perdita è nel seguito indicata con il termine "Perdite PCS";
- consumi energetici per il mantenimento delle batterie nelle condizioni di lavoro attraverso le scaldiglie alimentate dal quadro BT. Tale voce è di seguito indicata con il termine "Consumo scaldiglie batterie".

Oltre a quelle citate, è necessario considerare che in impianto sono presenti ulteriori utenze, per le quali non è possibile fornire puntualmente un consumo, come, ad esempio, le apparecchiature ausiliarie asservite agli assemblati batterie (BMS) e ai PCS (PCS - controller e sistemi di raffreddamento), i sistemi per il condizionamento all'interno dei container, l'impianto di illuminazione, gli ausiliari nei quadri MT e BT. L'insieme di tutti questi consumi è nel seguito rappresentato graficamente con il termine "Altri consumi ausiliari SANC".

La totalità delle perdite energetiche e assorbimenti dei servizi ausiliari del singolo impianto SANC è rappresentata dalla somma dei contributi delle 4 tipologie summenzionate (di seguito indicate come "Perdite energetiche complessive") e valorizzata in Tabella 17.

Le figure seguenti mostrano l'entità delle perdite ripartite sulla base della suddivisione precedentemente esposta, con dettaglio del singolo semestre 2016.

Riferendosi, ad esempio, al secondo semestre, e analizzando i valori parziali, emerge che il principale contributo alle perdite è ascrivibile alle scaldiglie batterie (con un'incidenza media del 57%), seguite dalle perdite batterie, al 19%, perdite PCS al 17% e dal 7% degli ausiliari di impianto.

Anno 2016	Ginestra	Flumeri	Scampitella
Perdite energetiche complessive [GWh]	8,16	7,60	7,49

Tabella 17 - Perdite energetiche totali del periodo

GINESTRA SANC

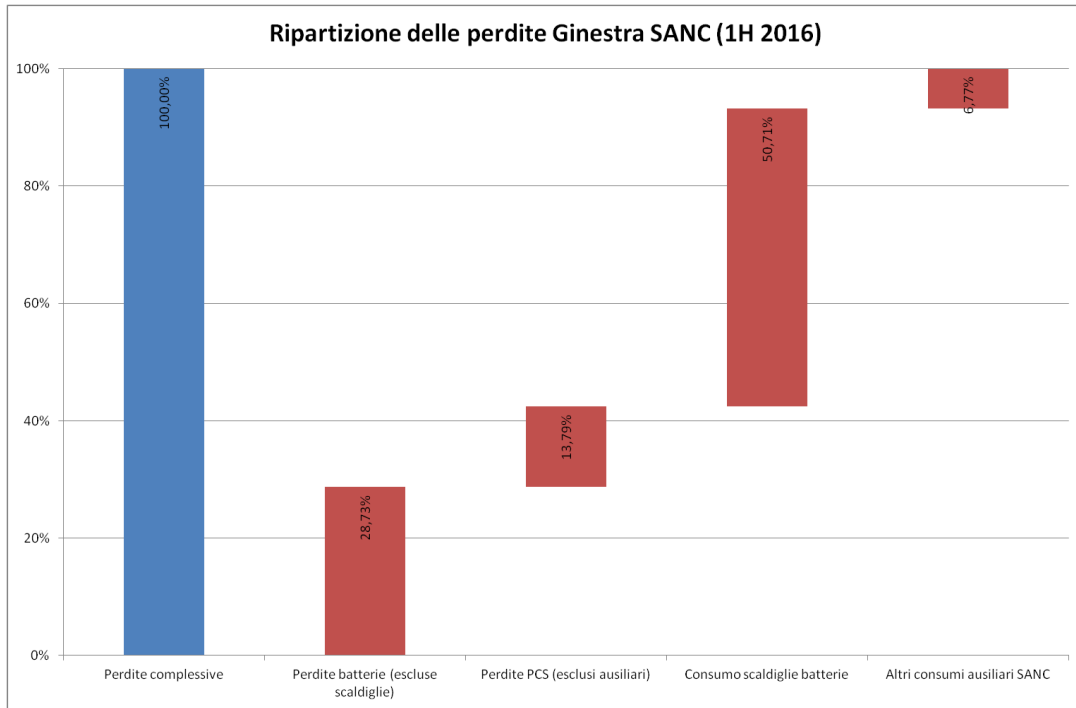


Figura 32 – Ripartizione delle perdite di Ginestra SANC (1H 2016)

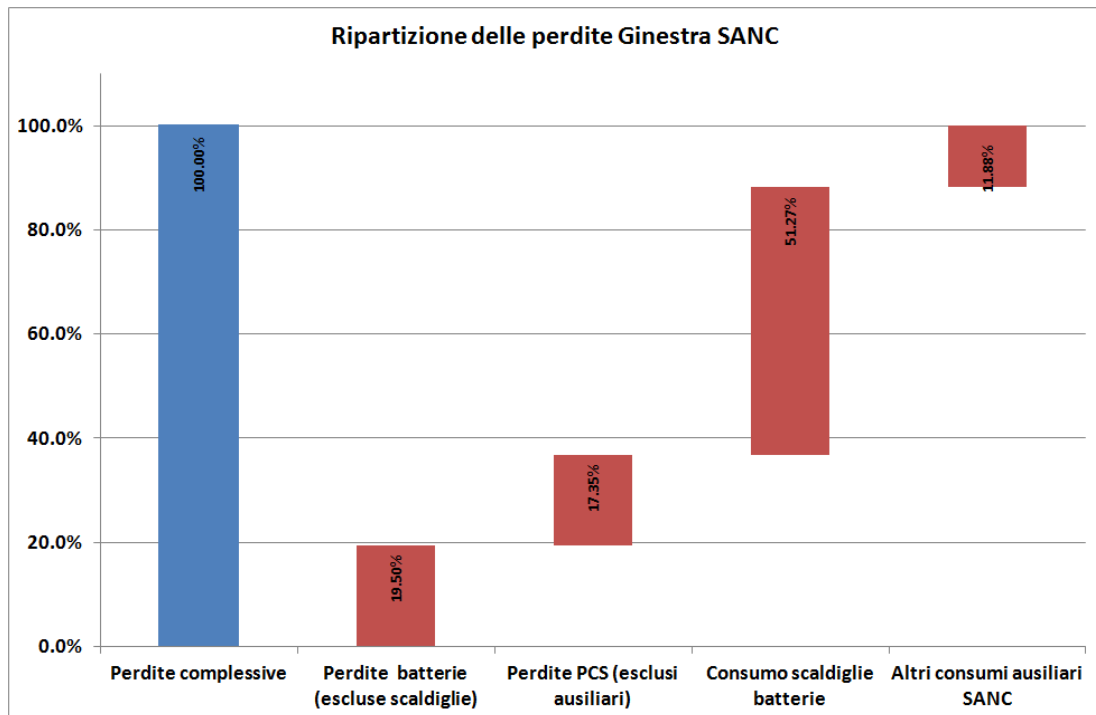


Figura 33 – Ripartizione delle perdite di Ginestra SANC (2H 2016)

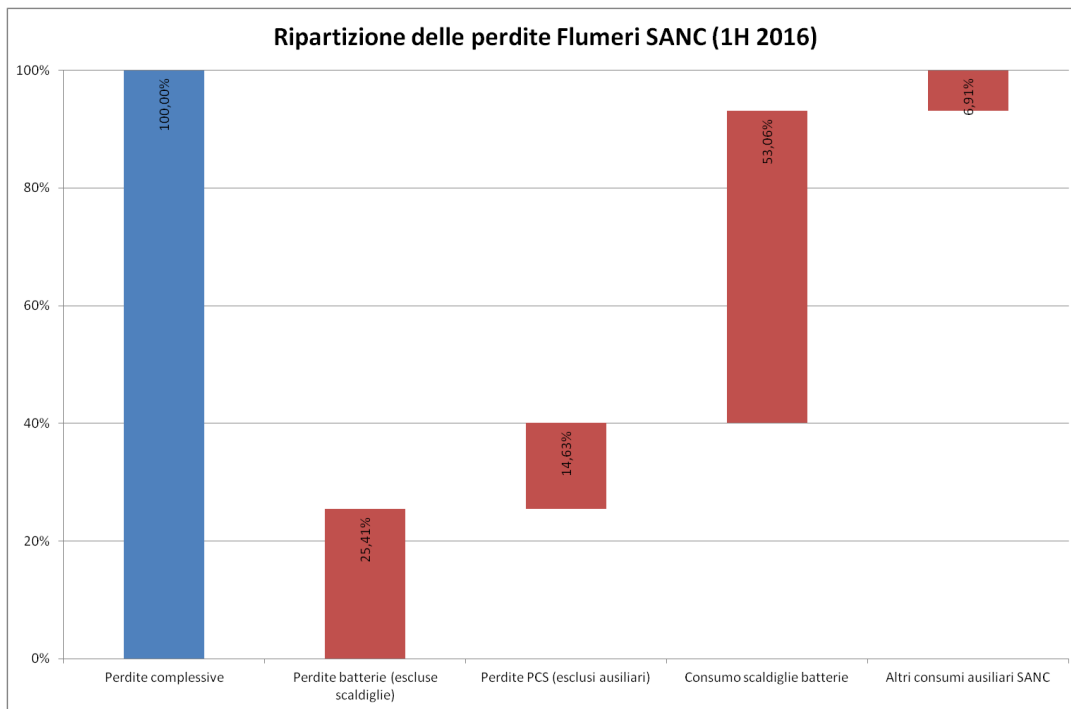
FLUMERI SANC


Figura 34 – Ripartizione delle perdite di Flumeri SANC (1H 2016)

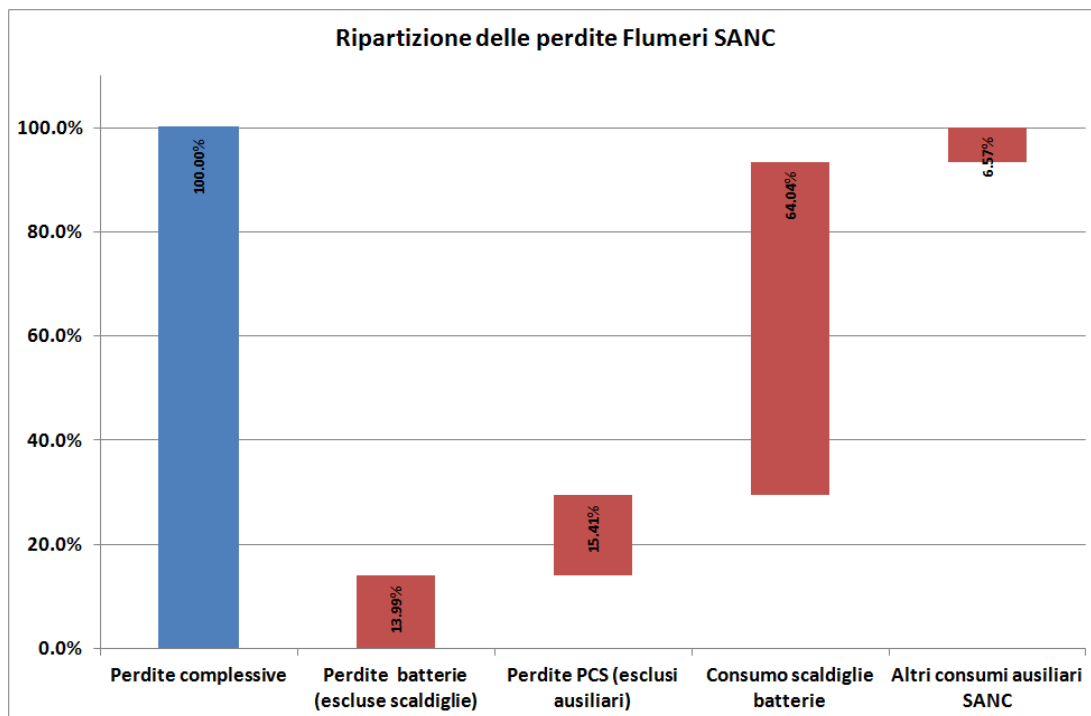


Figura 35 – Ripartizione delle perdite di Flumeri SANC (2H 2016)

SCAMPITELLA SANC

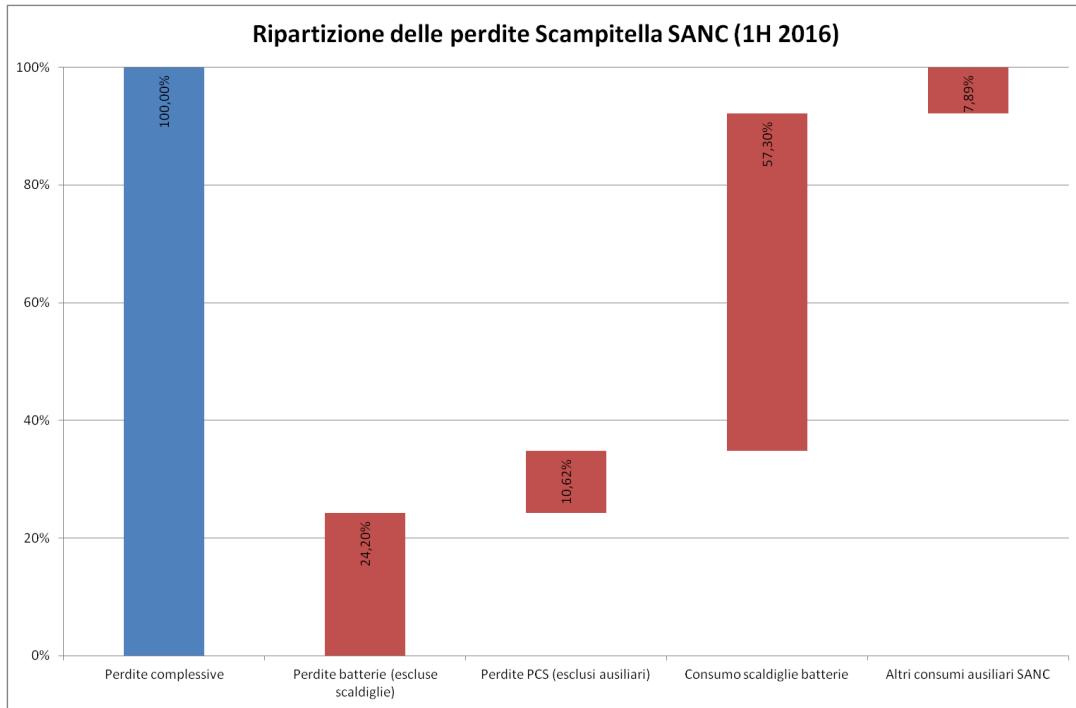


Figura 36 – Ripartizione delle perdite di Scampitella SANC (1H 2016)

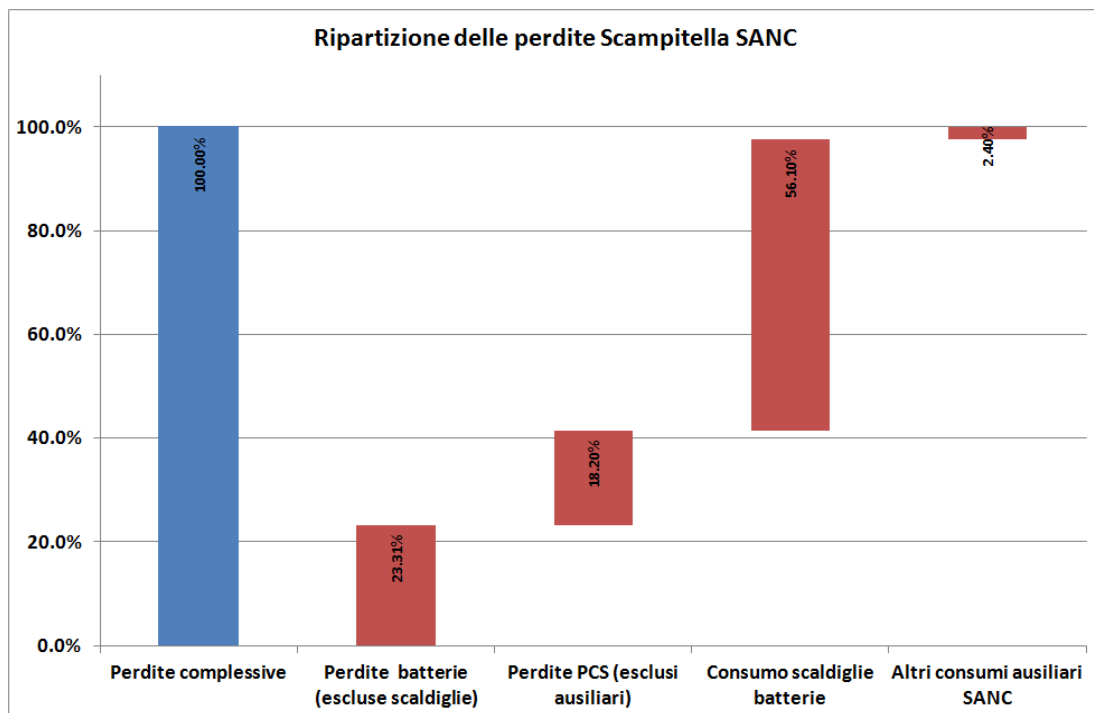


Figura 37 – Ripartizione delle perdite di Scampitella SANC (2H 2016)

	RAPPORTO PUBBLICO DELLA SPERIMENTAZIONE – PROGETTI STORAGE ENERGY INTENSIVE	07/04/2017
		Rev.00

8.4.3 RISULTATO DI PROVE DI FUNZIONAMENTO IN REGOLAZIONE PRIMARIA

In ottemperanza a quanto previsto al punto p), dell'Allegato C della Determinazione n. 8/12, si riportano di seguito, per ciascun SANC, le rielaborazioni di alcune finestre temporali, di particolare interesse per ciascun impianto, in cui sono stati apprezzabili i contributi della regolazione primaria di frequenza: si tratta, in particolare, di regimi di transizione da valori in sotto frequenza a valori in sovra frequenza o viceversa estrapolati dall'effettivo esercizio degli impianti. La comparazione con il valore teorico vuole mettere in risalto il corretto profilo seguito dal sistema di regolazione; gli scostamenti, comunque contenuti, tra i due profili, sono da imputarsi agli errori di misura. Per le analisi di tipo quantitativo si rimanda alle prove fatte in sito durante la visita dell'AEEGSI e della Commissione nell'impianto di Ginestra SANC il 10/09/2015.

GINESTRA SANC

1) **Contributo di una UAC alla regolazione primaria di frequenza in condizioni di sovra frequenza e sotto frequenza – 08 Maggio 2016:**

Alle ore 21:02:37 del giorno 08/05/2016, è stato registrato un valore di picco di sotto-frequenza pari a 49.896 Hz. Negli istanti iniziali la registrazione, l'UAC6 presentava attiva la sola funzione di regolazione primaria di frequenza, con una risposta a una sovra frequenza di 50.064 Hz pari a -0.086 MW. In seguito alla progressiva diminuzione della frequenza, al rientro all'interno banda morta inferiore (10 mHz), la UAC6 ha correttamente azzerato il contributo di potenza. Successivamente, uscita dalla banda morta superiore (20 mHz), l'UAC6 ha risposto con una potenza positiva fino al picco di 0.117 MW in corrispondenza della sotto frequenza di 49.896 Hz: la regolazione risulta coerente con le parametrizzazioni impostate per il servizio. Nel grafico sottostante, sono confrontati i profili dell'effettivo output della UAC6 (costituito dalla sola contribuzione della primaria) e del contributo teorico, replicato a partire dalle registrazioni della frequenza di rete.

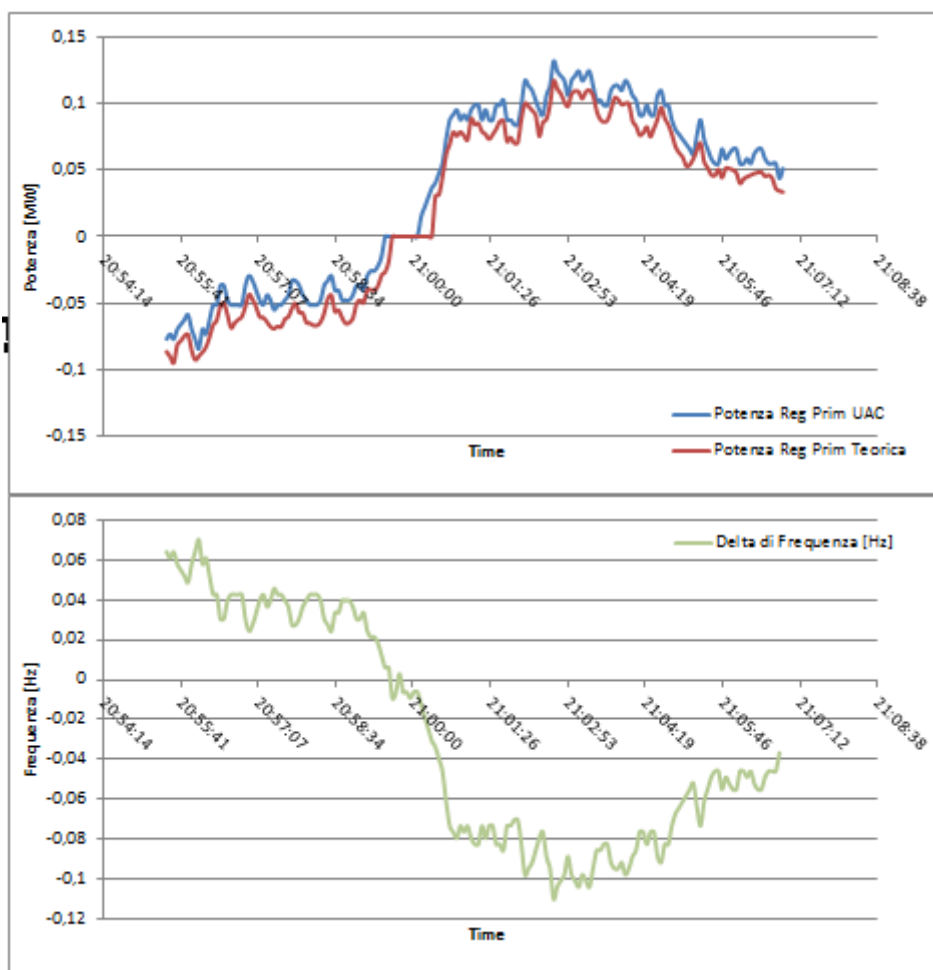


Figura 38 – Andamento della potenza di una UAC di Ginestra SANC durante un transitorio di frequenza

2) **Contributo di una UAC alla regolazione primaria di frequenza in condizioni di sovra frequenza e sotto frequenza – 19 Ottobre 2016**

Nel seguito è riportato per la UAC6 il contributo effettivamente prodotto di potenza attiva per la regolazione primaria di frequenza, confrontato con il contributo teorico calcolato. Si osserva che il 19/10/2016 alle ore 22:42 la UAC6 era in una fase di carica in risposta a una sovra frequenza per poi passare a una fase di scarica nel successivo regime di sottofrequenza.

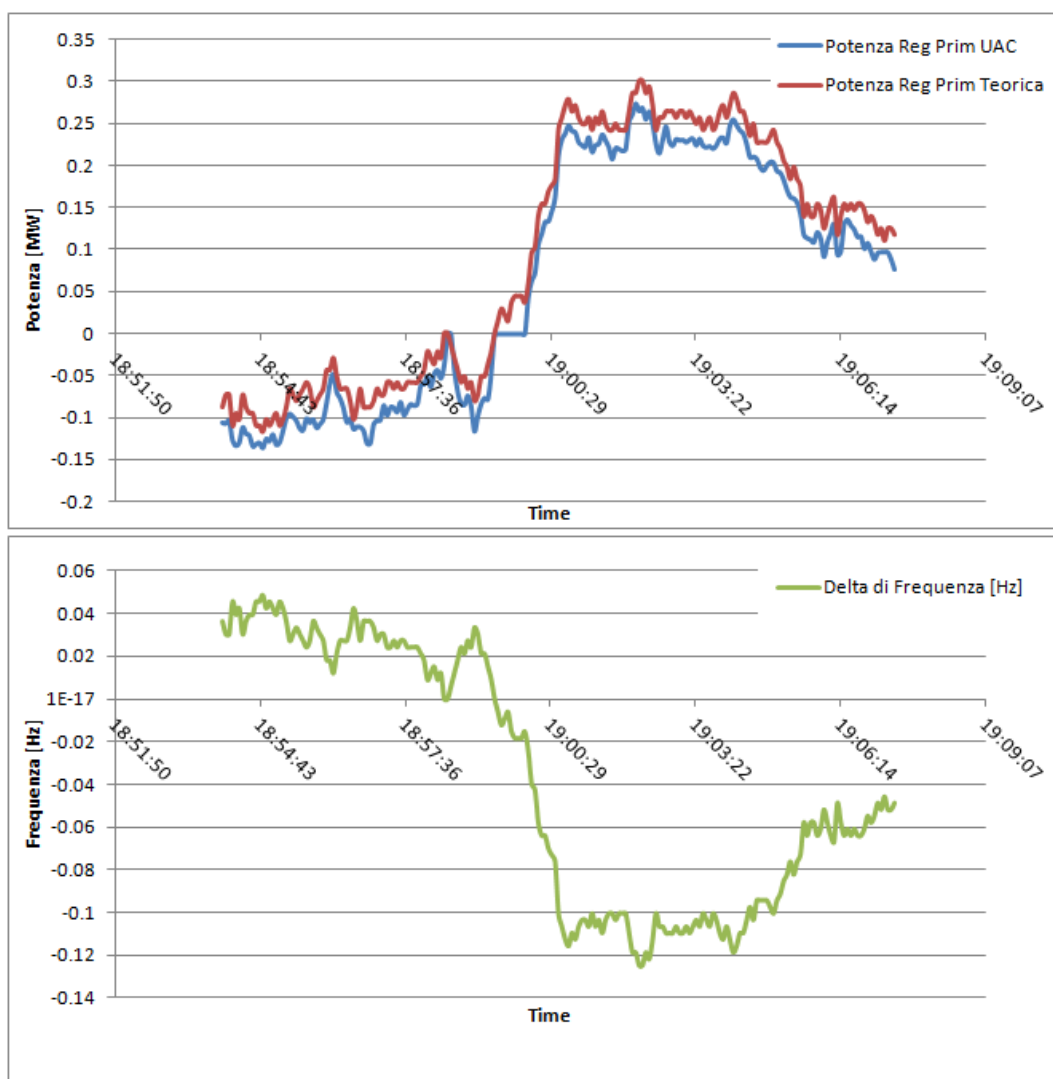


Figura 39 – Andamento della potenza di una UAC di Ginestra SANC durante un transitorio di frequenza

1) **Contributo di una UAC alla regolazione primaria di frequenza in condizioni di sovra frequenza e sotto frequenza – 10 Marzo 2016**

Alle ore 17:02:00 del giorno 10/03/2016, è stato registrato un valore di picco di sovra frequenza pari a 50.102 Hz. Negli istanti iniziali la registrazione, l'UAC 4 presentava attiva la sola funzione di regolazione primaria di frequenza e regolava a fronte di una sotto frequenza al valore di 49.937 Hz con una risposta di 0.063 MW. In seguito al progressivo aumento di frequenza all'interno della banda morta inferiore d'isteresi (10 mHz) la UAC4 ha correttamente azzerato il contributo di potenza. L'aumento della frequenza a un valore esterno alla banda morta superiore (20 mHz), ha determinato un contributo di potenza negativo (in assorbimento) fino a -0.133 MW in corrispondenza della sovra frequenza di 50.102, coerente con le parametrizzazioni impostate per il servizio.

Nel grafico sottostante, sono confrontati i profili dell'effettivo output della UAC4 (costituito dalla sola contribuzione delle primaria) e del contributo teorico, replicato a partire dalle registrazioni della frequenza di rete.

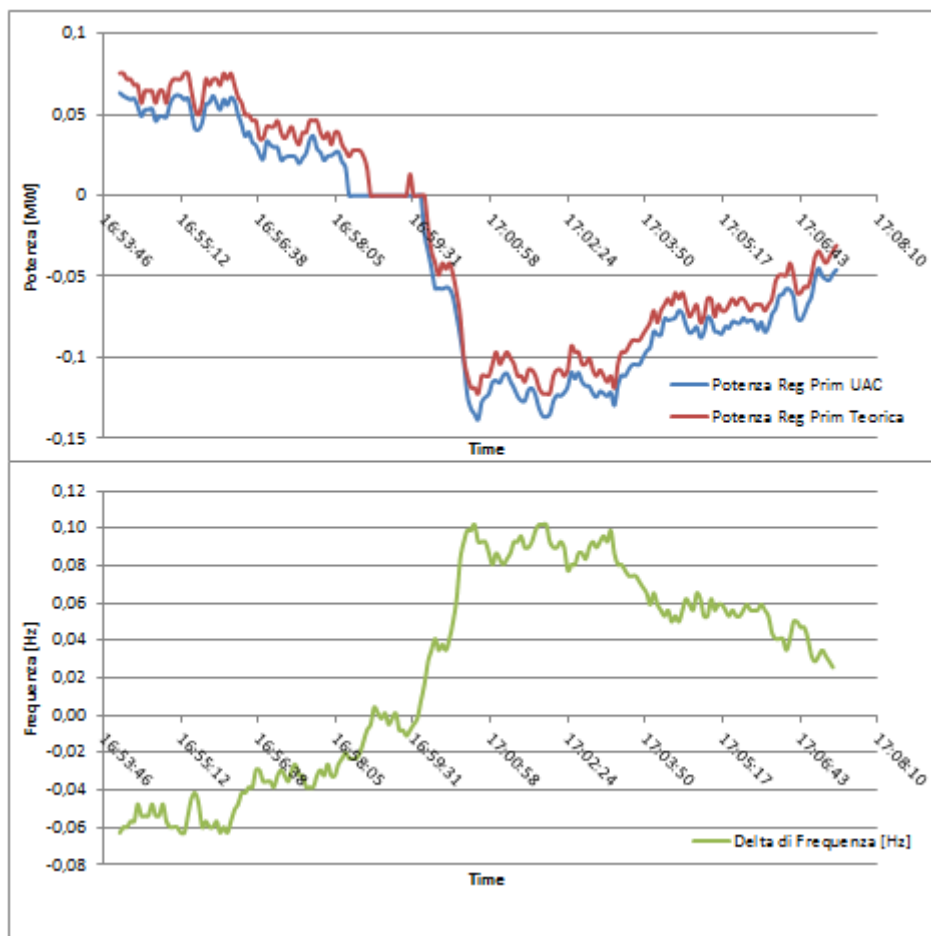


Figura 40 - Andamento della potenza di una UAC di Flumeri SANC durante un transitorio di frequenza

2) **Contributo di una UAC alla regolazione primaria di frequenza in condizioni di sovra frequenza e sotto frequenza – 28 Novembre 2016**

Nel seguito è riportato per la UAC4 il contributo effettivamente prodotto di potenza attiva in regolazione primaria di frequenza, confrontato con il contributo teorico calcolato. Si osserva che il 28/11/2016 alle 19:54 la UAC4 era in fase di carica in risposta al regime di sovra frequenza per poi passare in fase di scarica sul successivo di sotto frequenza.

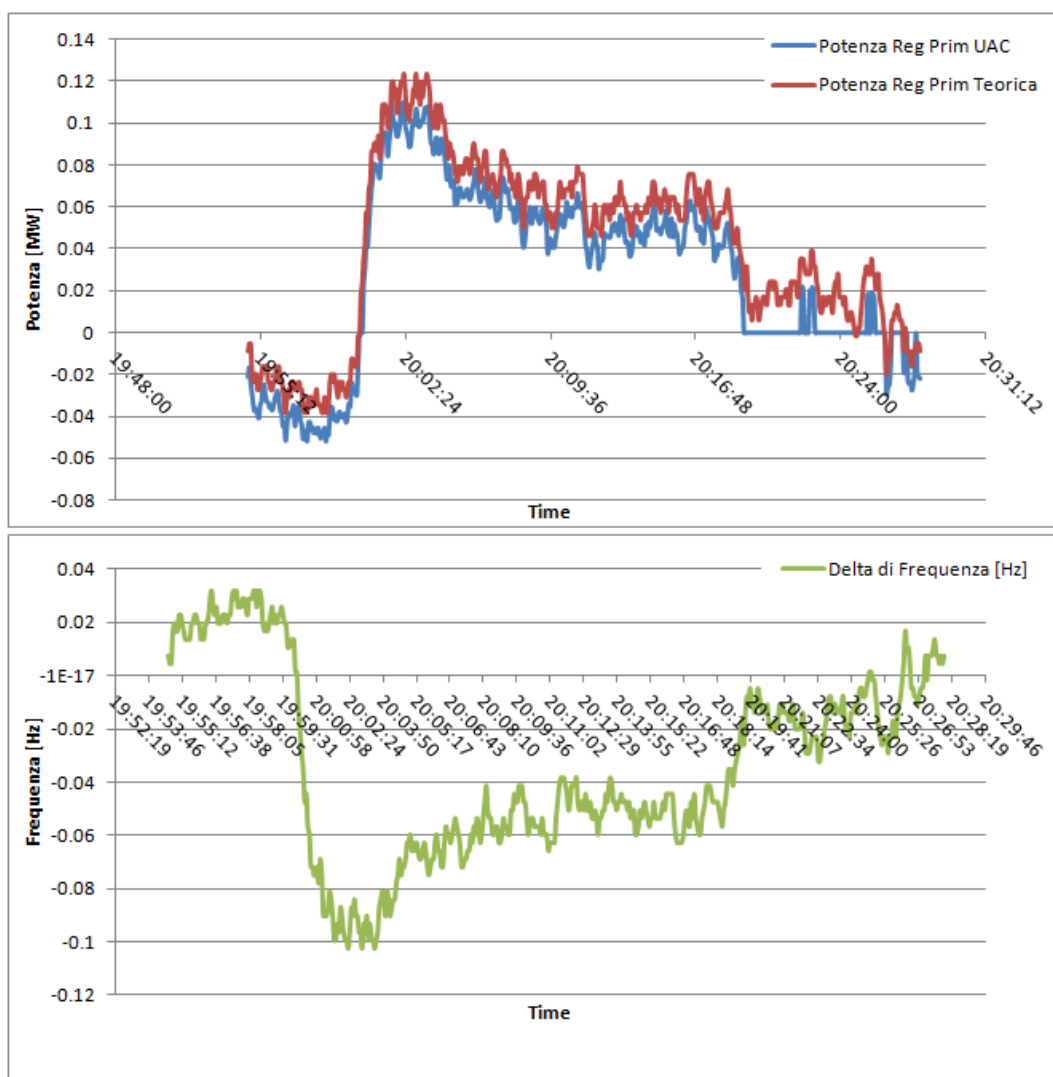


Figura 41 - Andamento della potenza di una UAC di Flumeri SANC durante un transitorio di frequenza

SCAMPITELLA SANC

1) **Contributo di una UAC alla regolazione primaria di frequenza in condizioni di sovra frequenza e sotto frequenza – 15 Marzo 2016**

Alle ore 19:55:09 del giorno 15/03/2016, è stato registrato un valore di picco in sotto frequenza pari a 49.910 Hz. Negli istanti iniziali la registrazione, l'UAC3 presentava attiva la sola funzione di regolazione primaria di frequenza e modulando a fronte di una sovra frequenza al valore di 50.016 Hz con una risposta di -0.033 MW. La risposta dell'UAC3 si è correttamente azzerata alla diminuzione della frequenza all'interno della banda morta inferiore, per poi aumentare fino a erogare 0.102 MW in corrispondenza della sotto frequenza di 49.910 Hz.

Nel grafico sottostante, sono confrontati i profili dell'effettivo output della UAC3 (costituito dalla sola contribuzione delle primaria) e del contributo teorico, replicato a partire dalle registrazioni della frequenza di rete.

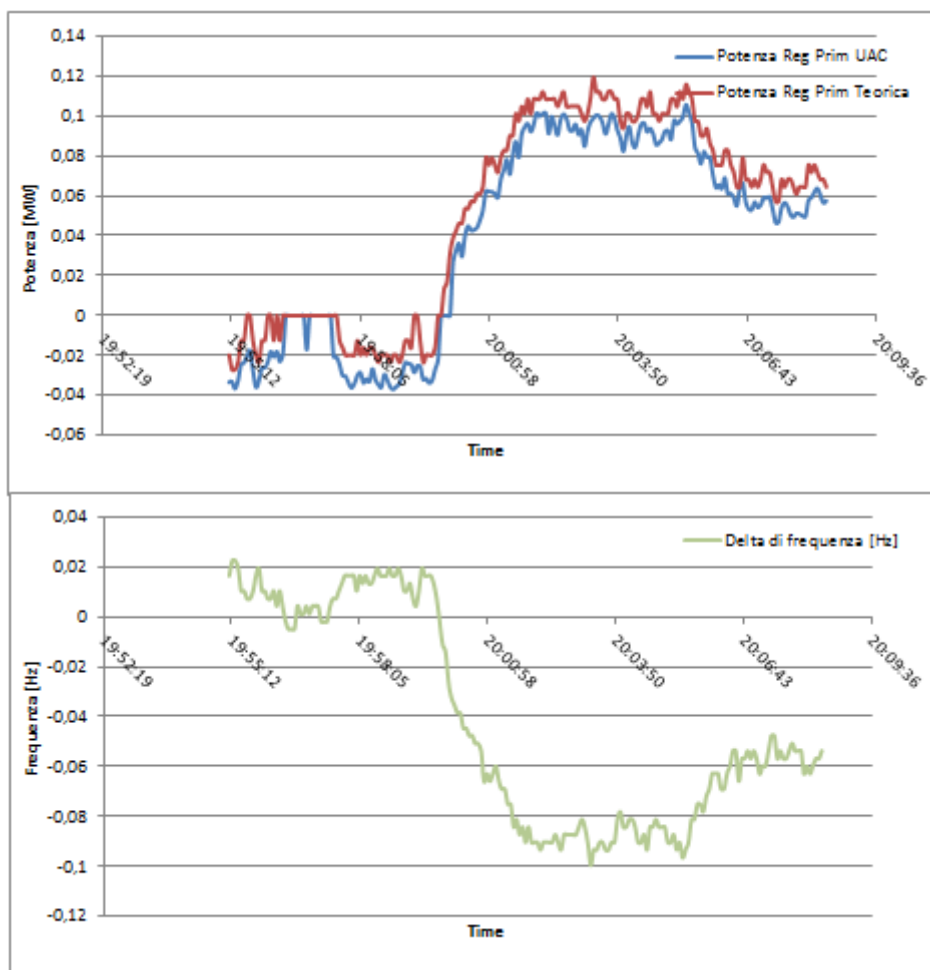


Figura 42 - Andamento della potenza di una UAC di Scampitella SANC durante un transitorio di frequenza

2) **Contributo di una UAC alla regolazione primaria di frequenza in condizioni di sovra frequenza e sotto frequenza – 26 Settembre 2016**

Di seguito è riportato per la UAC4 il confronto tra il contributo di potenza attiva effettivamente erogata in regolazione primaria di frequenza e il contributo teorico calcolato. Si osserva che il 26/9/2016 alle ore 20:54 la UAC4 era in fase di carica in risposta al regime di sovra frequenza per poi passare in fase di scarica a fronte del successivo di sotto frequenza.

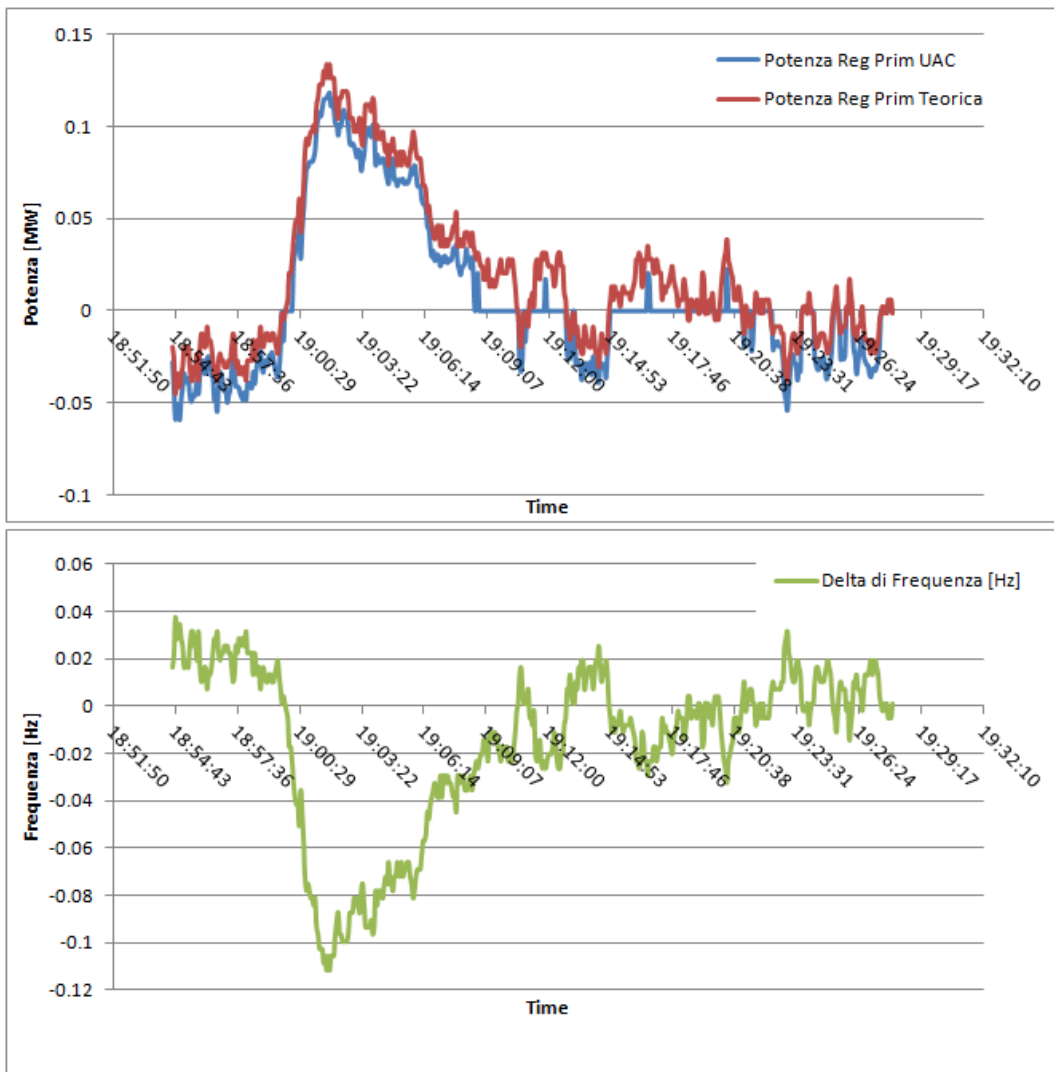


Figura 43 - Andamento della potenza di una UAC di Scampitella SANC durante un transitorio di frequenza

Con le rappresentazioni di cui alle precedenti figure, s'intende ribadire il carattere innovativo della calibrazione della regolazione primaria: si consideri come, l'evenienza di uno statismo al 2%, determini, a fronte di uno scostamento dell'ordine di 100 mHz, una contribuzione pari al 10% della potenza nominale di UAC.

8.4.4 ESEMPIO DI SEQUENZE OPERATIVE MITIGAZIONE MPE E SECONDARIA F-P

A complemento dei precedenti esempi, in cui vengono apprezzati i contributi di regolazione primaria di frequenza, nel presente paragrafo viene riportato un caso esemplificativo delle modalità di conduzione degli impianti SANC, in accordo con le strategie esposte nel paragrafo 7.1.

Nello specifico viene analizzato l'esercizio dell'intero impianto Scampitella SANC, dalle ore 20:00 del 30 ottobre alle 9:15 del 31 ottobre 2016.

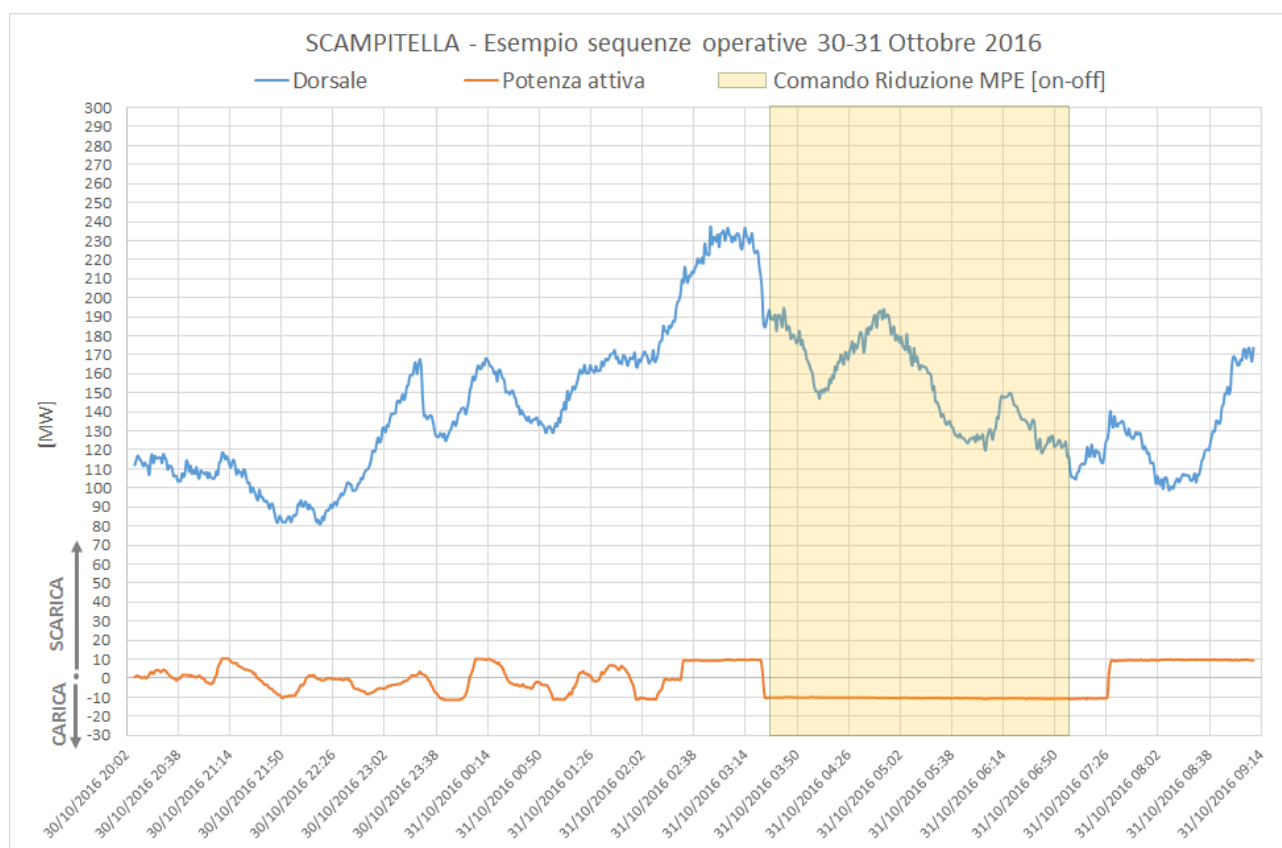


Figura 44 – Esempio sequenze operative mitigazione MPE e secondaria f-P (Scampitella)

La Figura 44 mostra la consequenzialità dei due servizi di regolazione secondaria f-P e di mitigazione MPE nell'intervallo temporale scelto, mettendo a confronto la potenza scambiata dell'impianto e il flusso di potenza sulla dorsale Benevento II – Bisaccia 380, rappresentato in considerazione della gestione a fronte dello scenario di rete magliata equivalente.

È possibile apprezzare come, durante la giornata del 30 ottobre, l'impianto stesse partecipando alla regolazione secondaria f-P, in conformità alle logiche di attivazione del servizio, ovvero in assenza di congestioni locali in atto.

La mancata necessità di mitigazione MPE è confermata dall'andamento del flusso sulla dorsale in questione, inferiore al valore di soglia di attivazione della carica, condizione di trigger per le seguenti azioni di smagliatura.

L’asservimento alla regolazione secondaria f-P, in accordo alle procedure operative, è terminato a partire dalle ore 2:30 circa del 30 ottobre, quando veniva attivata la fase di predisposizione (scarica) alla luce delle previsioni di un nuovo fronte di congestione.

La sequenza di spegnimento del servizio e imposizione in scarica del SANC, per un tempo ridotto prima del manifestarsi compiuto del fronte di congestione, è dettata da due fattori: stato di carica degli assemblati batteria nella fase di regolazione in secondaria f-P e durata/intensità della incipiente congestione. Sino alle 2:30, infatti, il SOC era dell’ordine del 55% (es. UAC1 al 61%): la predisposizione in scarica è stata tale da variare, dell’ordine del -10%, il valore di impianto (alle 3:30 la UAC1 raggiungeva il SOC del 49%) in modo tale da garantire il completo mantenimento della carica per tutta la durata della congestione.

Al termine della fase di scarica l’operatore provvedeva all’inserzione in carica delle UAC.

La sequenza si concludeva, con il rientro del flusso sulla dorsale sotto i livelli di soglia, alle 7:30 (UAC1 carica al 91%), prevedendo la disinserzione della carica a favore di una seguente e nuova predisposizione del SANC ai valori ottimali di SOC per le successive esigenze di rete.

Il dettaglio della partecipazione dell’impianto alla regolazione secondaria f-P è rappresentato nella figura seguente, dove sono riportati gli andamenti del segnale di livello e della potenza effettivamente scambiata dall’impianto.

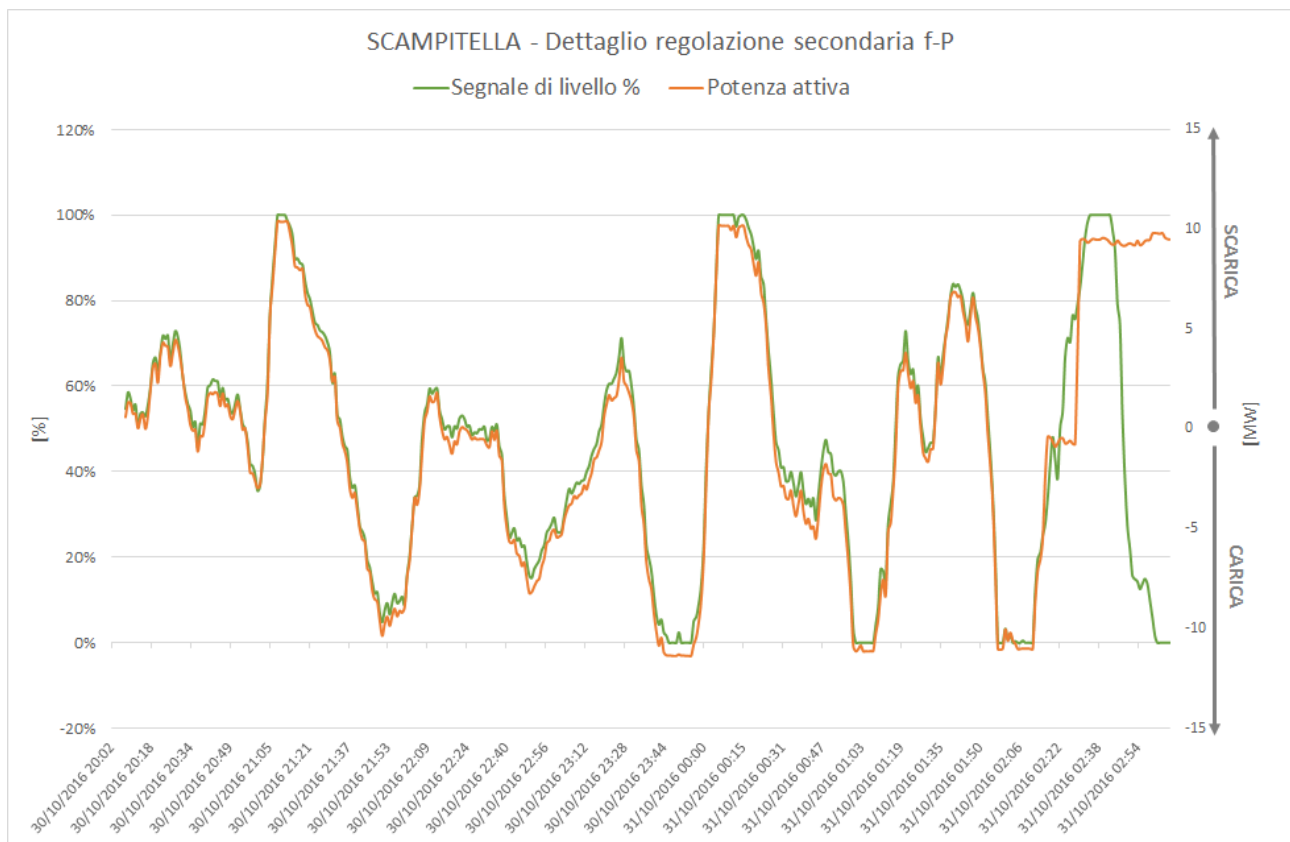


Figura 45 – Dettaglio regolazione secondaria f-P nell’ambito dell’esempio di sequenze operative (Scampitella)

	RAPPORTO PUBBLICO DELLA SPERIMENTAZIONE – PROGETTI STORAGE ENERGY INTENSIVE	07/04/2017
		Rev.00

9. DESCRIZIONE DEI COSTI

Nel presente capitolo è trattata la rendicontazione, in termini di costi di investimento e operativi, dei sistemi impiegati ai fini della sperimentazione di progetti pilota di accumulo energetico a batterie (cfr. capitolo 6): SANC, dispositivi DTR e applicativo di previsione eolica. Il focus è, nello specifico, riferito al primo anno di sperimentazione, tuttavia, considerando che le entrate in esercizio dei vari dispositivi sono occorse in periodi diversi e che appare opportuno dare evidenza anche dei costi di investimento sostenuti precedentemente al 2016, l'orizzonte temporale della rendicontazione è stato opportunamente rimodulato.

SANC

I costi dei progetti pilota sono sostanzialmente in linea con le previsioni dichiarate ad AEEGSI in occasione della presentazione delle Istanze di ammissione al trattamento incentivante, con uno scostamento complessivo stimabile nel +6% circa, che verrà raggiunto al completamento di avanzate funzionalità di monitoraggio, dispacciamento e conduzione delle unità di accumulo, finalizzate a conferire al progetto un ulteriore contenuto innovativo e quindi un significativo valore ai fini della sperimentazione.

Nel seguito si dà evidenza del prospetto dei costi di investimento sostenuti per la realizzazione degli impianti e dei costi operativi legati alle attività di O&M, riportando un intervallo di costi per tener conto dei valori minimi e massimi sostenuti per i vari siti (a titolo esemplificativo si consideri che, per Ginestra SANC, la voce di costo relativa alle opere civili "OOCC" determina l'estremo superiore in tabella, essendo l'impianto realizzato su sito in forte declivio, mentre allo stesso tempo presenta l'estremo inferiore della voce "opere di connessione" essendo l'unico sito che ha beneficiato di una connessione ottenuta per ampliamento di una stazione già esistente in luogo di una stazione ex-novo come gli altri due impianti).

In riferimento ai costi di investimento, è importante sottolineare come questi siano da rapportare ad un insieme di funzionalità implementate (riportate nel capitolo 7) particolarmente ampio e completo ai fini di una sperimentazione compiuta dell'utilizzo dei sistemi di accumulo per esigenze del gestore della rete di trasmissione.

Per l'intero anno 2016 i costi sostenuti da Terna sono esclusivamente ascrivibili ai costi del personale, e più specificatamente:

- Costi del personale per lo sviluppo e la verifica delle performance: rappresentano i costi a partire del primo anno di sperimentazione per lo sviluppo di nuove funzionalità e la verifica delle prestazioni dei sistemi di accumulo. Si tratta di un costo di investimento;
- Costi del personale per l'esercizio: rappresentano i costi a partire dal primo anno di sperimentazione legati agli interventi di reperibilità su guasto, manutenzione ordinaria e straordinaria e sorveglianza delle attività svolte dai fornitori. Si tratta di un costo operativo di O&M.

Nell'anno 2016 non sono stati sostenuti altri costi: le attività svolte dai fornitori di manutenzione ordinaria e straordinaria, le prove eseguite e le apparecchiature sostituite per guasto/anomalia sono coperte della garanzia contrattuale della fornitura.

I prospetti dei costi sostenuti, riportati in Tabella 18 e Tabella 19, non comprendono la valorizzazione economica delle perdite energetiche del periodo di cui al par. 8.4.2. Al termine del biennio di sperimentazione si procederà alla stima delle perdite energetiche ed alla relativa valorizzazione economica.

DESCRIZIONE	Valori per impianto SANC	
	FINO AL 12/2015	2016
SANC - batterie + impianto di potenza	€ 45.000.000 ÷ € 49.000.000	€ -
SANC - OOCC + progetto per autorizzazione	€ 3.000.000 ÷ € 5.000.000	€ -
Opere di connessione alla RTN	€ 2.000.000 ÷ € 6.000.000	€ -
Sviluppo progetto ed Analisi dei Rischi Tecnologici	€ 13.000 ÷ € 170.000	€ -
Costo personale per lo sviluppo e la verifica delle performance (dopo entrata in servizio)	€ - ÷ € -	€ 40.000 ÷ € 60.000
TOTALE COSTI ANNO	€ 53.000.000 ÷ € 55.000.000	€ 40.000 ÷ € 60.000

Tabella 18 – Prospetto costi investimento SANC

DESCRIZIONE	FLUMERI, SCAMPITELLA E GINESTRA SANC
	2016
Costi di esercizio	€ 119.022
Costi di manutenzione e pronto intervento (controlli periodici, controlli per legge, messa in sicurezza, riparazione, etc.)	€ 6.408
TOTALE COSTI ANNO	€ 125.430

Tabella 19 – Prospetto costi O&M per i SANC

DYNAMIC THERMAL RATING

I sistemi DTR, di cui al capitolo 6.1 **Errore. L'origine riferimento non è stata trovata.**, sono stati rilasciati in esercizio progressivamente fra il 2012 e il 2014; si tratta, in generale, di dispositivi entrati in produzione prima dell'avvio del biennio di sperimentazione.

Nella suddetta fase incidono in misura sostanziale, sul totale del rendiconto, i costi di investimento per la prima installazione, lo sviluppo ed il rilascio in esercizio delle piattaforme software e dei modelli numerici. I costi relativi a queste voci sono stati sostenuti, rispettivamente, nel periodo 2011-2014 e 2012-2014. Considerazioni simili sono riferibili ai costi per installazione di trasduttori e protezioni nel periodo 2012-2014 e per il project management nel periodo 2011-2014 (Tabella 20).

Voce di costo		Periodo di riferimento	Importo (€/migliaia)
Costi di investimento	Trasduttori, dispositivi PMU, upgrade tecnologico	2012÷2014	261
	Studi preliminari, sviluppo e rilascio dei modelli termici ed elettrici, evolutive dei modelli e sviluppo piattaforme software	2011÷2014	349
	Installazione trasduttori e protezioni	2012÷2014	139
	Costi di project management	2011÷2014	91

Tabella 20 - Costi DTR sostenuti antecedentemente l'inizio della sperimentazione SANC

Nel primo anno di sperimentazione, il 2016, non sono stati, invece, sostenuti ulteriori costi di investimento (imputabili, ad esempio, ad upgrade tecnologici o a evolutive sui modelli numerici), mentre i costi operativi (riconguibili al costo del personale, alle attrezzature per l'esecuzione del piano di manutenzione ordinaria e straordinaria e ad altri costi quali il canone annuale di utilizzo del traffico dati delle schede SIM impiegate) sono trascurabili.

APPLICATIVO PREVISIONI FRNP EOLICHE

Lo sviluppo dell'applicativo di previsione dell'immesso eolico risale a molti anni fa. Nel corso del 2016 sono stati sostenuti alcuni costi di investimento per manutenzioni evolutive e per l'upgrade dell'applicativo oltre a costi operativi per supporto all'uso e reperibilità, fornitura della base dati meteo di input ai modelli di previsione ed altro. Tali costi sono valorizzati in Tabella 21⁴, ma è difficilmente quantificabile la quota di tali costi di competenza dei sistemi pilota di accumulo, in quanto il sistema di previsione viene utilizzato prevalentemente per altre finalità.

Voce di costo 2016		Importo (€/migliaia)
Costi di investimento	Manutenzioni evolutive	23
	Costi di project management	34
Costi operativi	Supporto all'uso e reperibilità	47
	Fornitura base dati meteo	101

Tabella 21 - Costi 2016 per l'applicativo previsioni eoliche

10. CONCLUSIONI

L'anno 2016, primo anno di esercizio sperimentale per i 6 Progetti Pilota (Ginestra: A1 e A2, Flumeri: B1 e B2 e Scampitella: C1 e C2), è stato fortemente orientato a:

⁴ Stime riferite all'anno 2016, oggetto di possibili ulteriori controlli in riferimento alla rendicontazione di attività e relative voci di costo estese su più anni consecutivi

	RAPPORTO PUBBLICO DELLA SPERIMENTAZIONE – PROGETTI STORAGE ENERGY INTENSIVE	07/04/2017
		Rev.00

- Definire le più adeguate procedure operative di utilizzo dei SANC prestando la massima cura a soddisfare le esigenze di rete e a sperimentare i servizi di rete dal carattere innovativo (e.g. regolazione secondaria f-P)
- Standardizzare le effettive sequenze operative, in termini di consecuzione temporale e coordinamento tra i 3 impianti SANC, al sopracitato protocollo operativo
- Risolvere progressivamente le principali cause d'indisponibilità verificatesi a partire dal 2015 e responsabili del fuori servizio di alcuni componenti di impianto
- Consolidare i livelli di affidabilità, curando l'accrescimento del *know-how* tecnico sullo storico dei guasti, della diagnostica e delle procedure manutentive ordinarie/straordinarie

La natura principalmente stocastica delle cause di guasto occorse ha richiesto un continuo miglioramento delle procedure di collaudo, del programma e degli interventi di manutenzione ordinaria e straordinaria: l'esperienza pregressa sui Progetti Pilota che per primi sono stati rilasciati alla sperimentazione, ha garantito, da un lato, livelli di affidabilità più alti sin dall'inizio per le nuove attivazioni e da un altro, una più rapida crescita degli stessi, apprezzabile nel passaggio tra il primo e il secondo semestre 2016.

Da un punto di vista quantitativo, nel caso di Ginestra si è registrata una forte diminuzione dei periodi di indisponibilità all'esercizio nel passaggio dal primo al secondo semestre. La disponibilità media semestrale passa dal 63% all'83% considerando come indisponibilità anche i periodi di prove e collaudi in cui l'impianto non viene utilizzato per svolgere servizi di rete (mitigazione MPE, regolazione primaria, secondaria etc.). Tuttavia, il SANC in tali periodi non è affetto da guasti e/o anomalie, quindi, al lordo delle ore utilizzate per le prove, la disponibilità sale al 93% nel secondo semestre.

L'impianto di Flumeri è stato caratterizzato da una discreta diminuzione dei periodi di indisponibilità all'esercizio: la disponibilità media semestrale passa dall'80% al 91% nel passaggio dal primo al secondo semestre (97% nel secondo semestre al lordo delle prove e collaudi).

Relativamente all'impianto di Scampitella, la continuità d'esercizio presenta un andamento maggiormente costante durante l'anno in esame, rispetto agli altri 2 siti. L'indisponibilità all'esercizio causata dall'esecuzione delle prove di performance previste non ha determinato alcuna flessione: la disponibilità del SANC è aumentata dall'83% del primo semestre all'89% del secondo (94%, per il secondo semestre, al lordo delle prove summenzionate).

La definizione delle procedure operative ha seguito un percorso, in conformità alla Deliberazione 288/2012/R/eel e alla Determinazione n. 8/12, tale da riconoscere come prioritario l'esercizio continuativo dei SANC per mitigazione della Mancata Produzione Eolica, a complemento delle specificità del Dynamic Thermal Rating, garantendo, nei regimi di bassa ventosità, di avviare la sperimentazione del servizio di regolazione secondaria f-P. L'obiettivo del più alto numero di cicli equivalenti raggiungibili, e quindi dei possibili riscontri tecnici desumibili, è stato infatti uno dei principali *driver* nei criteri di conduzione e di dispacciamento delle unità di accumulo adottati nel periodo in esame.

Non da ultimo è stata riconosciuta di particolare valenza tecnica e tecnologica l'attivazione continuativa della regolazione primaria di frequenza: si sta, quindi, sperimentando, da un lato, l'assetto sistematico di esercizio con almeno due servizi di rete sempre attivi (es. la mitigazione MPE e la regolazione primaria di frequenza oppure regolazione secondaria f-P e primaria di frequenza) e da un altro, una calibrazione sperimentale, con valore dello statismo del 2%, inferiore rispetto a quanto di competenza del parco di generazione termico e idrico.

	RAPPORTO PUBBLICO DELLA SPERIMENTAZIONE – PROGETTI STORAGE ENERGY INTENSIVE	07/04/2017
		Rev.00

Analizzando, da un punto di vista quantitativo, i servizi di rete resi alla RTN, avendo comunque cura di sottolineare l'evenienza di una sperimentazione ancora in corso, si possono iniziare a desumere le seguenti considerazioni:

- Il servizio di regolazione primaria può essere stabilmente prestato dai SANC anche in abbinamento a uno o più servizi di rete: non si ravvedono al momento particolari limitazioni nella durata continuativa dello stesso (es. per Flumeri SANC ore di attivazione, nel semestre, mai inferiori al 63%, con punte al 100% nel secondo 2016 e limitate esclusivamente dall'indisponibilità dei sistemi); nei transitori di frequenza registrati, anche a fronte della calibrazione sperimentale, gli impianti hanno prestato stabilmente il servizio;
- L'asservimento alla mitigazione della MPE mette in evidenza la corretta gestione della contemporaneità e del coordinamento delle fasi di carica dei 3 SANC: le principali cause da ascrivere sono il consolidamento e l'affinamento del processo di dispacciamento;
- I volumi di MPE evitata, sono allineati fra i 3 impianti SANC, e costanti nell'intero 2016: nel primo semestre, a maggior ventosità, ciascun impianto è accreditato di circa 3,0 GWh, contro i 2,8 del secondo semestre. È compensato, nel confronto tra i due semestri, il numero inferiore di congestioni (si consideri, ad esempio, la riduzione, in termini di numero di fronti di congestione eolica, per Ginestra SANC, del 52%) per effetto dei summenzionati affinamenti nei processi operativi e dell'incremento dei livelli di affidabilità;
- L'asservimento alla regolazione secondaria f-P, a carattere sperimentale, ha esibito una crescita nel numero delle ore tra i due semestri, misurata in un +48%, e limitata esclusivamente dai periodi d'indisponibilità e dal numero di avviamenti ammesso dal carattere sperimentale delle attivazioni e dal coordinamento con l'attività principale di mitigazione MPE.
Non si ravvedono, al momento, particolari limitazioni nell'esercizio continuativo e combinato con gli altri servizi (e.g. regolazione primaria);
- Il rendimento complessivo d'impianto è sensibilmente correlato al numero di cicli eseguiti (e, quindi, all'incidenza degli assorbimenti degli ausiliari, in particolare delle scaldiglie degli accumulatori): si consideri il caso di Scampitella, che quasi raddoppia i cicli equivalenti nel passaggio dal primo al secondo semestre (da circa 60 a 100), beneficiando di un aumento del rendimento complessivo semestrale dal 44 al 58%;
- Con riferimento alle modalità di ciclaggio del secondo semestre e al valore complessivo delle perdite energetiche/consumi dei servizi ausiliari, prevale, nella misura media del 57%, il consumo delle scaldiglie batteria, seguito dalle perdite di batteria (scaldiglie escluse), al 19%, dalle perdite sul PCS (esclusi i relativi servizi ausiliari), 17%, e dai restanti consumi dei servizi ausiliari di impianto, accreditati del 7% medio di incidenza sul totale;
- I valori nominali di rendimento sono operativamente raggiungibili: il valore accreditato, per il mese di dicembre, a Scampitella SANC è pari al 71%: si tratta di un valore prossimo a quello nominale raggiunto su un arco temporale significativo (un mese solare) e con un utilizzo sulle reali esigenze di rete, diverse ancorché non distanti, da quelle prescritte dal ciclo di riferimento del fornitore di batterie.

ANNO 2016 – SANC	GINESTRA	FLUMERI	SCAMPITELLA	TOTALE
Disponibilità media (in % taglia nom.)	73,0%	85,6%	86,0%	81,5%
Disponibilità media (MW)	8,8	10,3	9,3	28,4
Perdite energetiche (GWh)	8,16	7,60	7,49	22,0
Rendimento complessivo	49,9%	46,2%	51,7%	50,7%

Le perdite sopra riportate rappresentano gli assorbimenti complessivi prelevati dalla rete di trasmissione in ogni condizione di esercizio ed utilizzo delle unità di accumulo (includendo quindi i periodi di funzionamento per prove e collaudi, indisponibilità, etc). In ogni caso, alla luce di quanto sopra riportato, i dati di rendimento complessivo di impianto meritano di essere inquadrati in maniera sistemica considerando la valenza degli effettivi servizi erogati al Sistema Elettrico dagli accumuli elettrochimici in questa fase di sperimentazione. In tal senso, le perdite energetiche contabilizzate sono state *funzionali* a garantire due tipologie di servizi resi:

- servizi che richiedono effettive attivazioni di fasi di carica e scarica, misurabili, per rappresentare un beneficio per il Sistema Elettrico, come ad esempio i cicli di carica e scarica per mitigazione MPE. Per tali servizi, la misura dell'entità degli scambi di potenza con la rete in un periodo rilevante rappresenta un indice di performance nell'erogazione del servizio; in base a ciò, per tali servizi anche il rendimento di conversione energetica è un indicatore efficace ai fini della rappresentazione della performance nell'erogazione del servizio;
- servizi che, per rappresentare un beneficio per il Sistema, possono basarsi anche sulla sola *disponibilità continuativa* delle risorse all'esecuzione di cicli di carica e scarica. Per tali servizi, come ad esempio la riserva primaria di frequenza, la misura degli scambi energetici con la rete non può essere, in via esclusiva, considerata come un indicatore efficace al fine di rappresentare univocamente la performance della risorsa nell'erogazione del servizio. In questo caso, quindi, il rendimento energetico in esecuzione del servizio per un periodo rilevante può fornire indicazioni non compiute rispetto all'effettivo beneficio riscontrabile dal Sistema Elettrico.

Con la premessa che, in riferimento al secondo punto sopra riportato, nei periodi di operatività in esame i SANC sono stati costantemente disponibili ad erogare servizi di rete (alcuni dei quali anche con calibrazione sperimentale, come per la regolazione primaria), si evidenzia dal primo anno di esercizio come le tecnologie di accumulo impiegate per i SANC meglio si prestano ad applicazioni che richiedono l'effettiva esecuzione di cicli quanto più possibili continuativi (come evidenziato dal periodo di esercizio del mese dicembre per Scampitella SANC).

In ultima analisi, si riportano gli indicatori sintetici di utilizzo dei sistemi di accumulo per asservimento alle esigenze di rete nel periodo di riferimento gennaio-dicembre 2016:

ANNO 2016 – SANC	GINESTRA	FLUMERI	SCAMPITELLA
Mitigazione MPE [GWh]	5,67	6,49	5,55

	RAPPORTO PUBBLICO DELLA SPERIMENTAZIONE – PROGETTI STORAGE ENERGY INTENSIVE	07/04/2017
		Rev.00

ANNO 2016 – Dorsale	Benevento 2 – Volturara – Celle San Vito	Benevento 2 – Bisaccia 380
Mitigazione MPE – DTR [GWh]	37,49	11,62

In conclusione, l'analisi svolta sui risultati del primo anno di sperimentazione permette di identificare le future aree di miglioramento nell'esercizio dei sistemi di accumulo:

- consolidamento del rendimento di esercizio rispetto ai valori di fine anno;
- riduzione delle ore di indisponibilità;
- integrazione crescente nei tool centrali di Terna;
- sperimentazione di nuovi servizi di rete.

In particolare, in relazione all'ultimo punto, nel 2017 si intende condurre ulteriori campagne di test volte a validare l'utilizzo dei SANC nell'implementazione di ulteriori funzionalità innovative al servizio del dispacciamento nazionale.