

# **REPORT DI ESERCIZIO IN ASSETTO PROVVISORIO**

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

**PROGETTI PILOTA:** *A1, A2, B1*

**DIFFUSIONE DEL REPORT:** PUBBLICA

**IMPIANTI DI ACCUMULO:** *GINESTRA SANC (PROGETTI A1, A2)  
FLUMERI SANC (PROGETTO B1)*

**PERIODO DI RIFERIMENTO:** *01/01/2015 – 31/12/2015*

**SOMMARIO**

1.	OGGETTO .....	3
2.	GLOSSARIO .....	4
3.	CONTESTO LEGISLATIVO E REGOLATORIO DI RIFERIMENTO .....	5
4.	DESCRIZIONE GENERALE DEI PROGETTI PILOTA DI ACCUMULO ENERGETICO .....	7
4.1	CRITERI DI PROGETTAZIONE E REALIZZAZIONE DEI PROGETTI PILOTA .....	7
4.2	ITER AUTORIZZATIVO ED ADEMPIMENTI IN AMBITO SICUREZZA .....	10
4.3	CRITERI DI LOCALIZZAZIONE DEI PROGETTI PILOTA .....	11
4.4	UBICAZIONE GEOGRAFICA ED ELETTRICA DELLE OPERE .....	13
4.4.1	PROGETTI A1 ED A2 E RELATIVO IMPIANTO GINESTRA SANC .....	13
4.4.2	PROGETTO B1 E RELATIVO IMPIANTO FLUMERI SANC .....	14
5.	DESCRIZIONE DEGLI IMPIANTI E DELLE TECNOLOGIE IMPIEGATE PER LA REALIZZAZIONE DEI PROGETTI PILOTA DI ACCUMULO ENERGETICO .....	15
5.1	CARATTERISTICHE GENERALI DEGLI IMPIANTI SANC .....	15
5.2	DESCRIZIONE DELLA TECNOLOGIA IMPIEGATA PER LE BATTERIE ELETTROCHIMICHE .....	22
5.3	DESCRIZIONE DELLA TECNOLOGIA IMPIEGATA PER I CONVERTITORI STATICI .....	25
5.4	DESCRIZIONE DEL SISTEMA DI CONTROLLO INTEGRATO SCI .....	27
6.	DESCRIZIONE DEL PERIODO DI ESERCIZIO IN ASSETTO PROVVISORIO DEI PROGETTI PILOTA .....	30
6.1	INTRODUZIONE .....	30
6.2	DESCRIZIONE DEGLI EVENTI PRINCIPALI RICONTRATI NEL PERIODO DI ESERCIZIO IN ASSETTO PROVVISORIO E MIGLIORIE SVILUPPATE .....	32
6.2.1	EVENTI RILEVANTI PER I PROGETTI A1 ED A2 NEL PRIMO SEMESTRE 2015 .....	32
6.2.2	EVENTI RILEVANTI PER I PROGETTI A1 ED A2 NEL SECONDO SEMESTRE 2015 .....	34
6.3	PRIMI RISULTATI OPERATIVI NELL' ESERCIZIO DELLE UNITA' DI ACCUMULO .....	35
6.4	CAMPAGNA DI PROVE .....	41
6.4.1	“Round-trip Efficiency AC/AC–MT” per UAC .....	41
6.4.2	TEMPO DI INVERSIONE di PCS .....	43
7.	DESCRIZIONE DEI COSTI .....	45
8.	CONCLUSIONI .....	45

	<b>RAPPORTO PUBBLICO DELLA SPERIMENTAZIONE – PROGETTI STORAGE ENERGY INTENSIVE A1, A2, B1</b>	18/04/2016
		Rev.02

## 1. OGGETTO

Il presente documento descrive il periodo di esercizio in assetto provvisorio dei Progetti Pilota di Sistemi di Accumulo di Terna denominati “A1”, “A2” e “B1”, installati su porzioni di rete critica 150 kV della Rete di Trasmissione Nazionale e di taglia 6 MW ciascuno, che hanno concluso i collaudi preliminari all’attivazione e sono stati consegnati all’esercizio ai fini della sperimentazione al termine dell’anno 2014. In particolare, i contenuti del rapporto forniscono le principali informazioni in esito al primo periodo di esercizio provvisorio.

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 ed 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 Intesive”, 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.

I contenuti del presente documento richiamano alcuni dei risultati illustrati durante la Campagna di Prove condotta con la sorveglianza di AEEGSI e della Commissione di esperti il 10/09/2015.

	<b>RAPPORTO PUBBLICO DELLA SPERIMENTAZIONE – PROGETTI STORAGE ENERGY INTENSIVE A1, A2, B1</b>	18/04/2016
		Rev.02

## 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;

	<b>RAPPORTO PUBBLICO DELLA SPERIMENTAZIONE – PROGETTI STORAGE ENERGY INTENSIVE A1, A2, B1</b>	18/04/2016
		Rev.02

- **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 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;
- **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 2003/30/CE) all'articolo 17 comma 3, dispone che tra gli interventi previsti da Terna nel Piano di Sviluppo

	<b>RAPPORTO PUBBLICO DELLA SPERIMENTAZIONE – PROGETTI STORAGE ENERGY INTENSIVE A1, A2, B1</b>	18/04/2016
		Rev.02

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.

	<b>RAPPORTO PUBBLICO DELLA SPERIMENTAZIONE – PROGETTI STORAGE ENERGY INTENSIVE A1, A2, B1</b>	18/04/2016
		Rev.02

## 4. DESCRIZIONE GENERALE DEI PROGETTI PILOTA DI ACCUMULO ENERGETICO

### 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.

Adizionalmente, 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 il Progetto B1 fa parte, assieme al suo progetto simmetrico B2 sviluppato successivamente, dell’impianto *FLUMERI SANC* afferente 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 si riportano le suddette specifiche tecniche generali comuni a tutti i Progetti Pilota.

Caratteristiche tecniche per singolo Progetto Pilota	
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 %
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

Tabella 1 – Sintesi delle principali caratteristiche tecniche per singolo Progetto Pilota

In tabella 2 si riportano i dati delle performance e delle caratteristiche tecniche principali degli impianti SANC (analoghe per gli impianti Ginestra SANC e Flumeri SANC).

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 <sup>(1)</sup>	75% (*)
Full charge time (da SOC <sup>(2)</sup> 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 <sup>(3)</sup> 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 2 – 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 con 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

	<b>RAPPORTO PUBBLICO DELLA SPERIMENTAZIONE – PROGETTI STORAGE ENERGY INTENSIVE A1, A2, B1</b>	18/04/2016
		Rev.02

batterie da esso 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 telecontrollabile 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.

#### 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.

	<b>RAPPORTO PUBBLICO DELLA SPERIMENTAZIONE – PROGETTI STORAGE ENERGY INTENSIVE A1, A2, B1</b>	18/04/2016
		Rev.02

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 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:

	<b>RAPPORTO PUBBLICO DELLA SPERIMENTAZIONE – PROGETTI STORAGE ENERGY INTENSIVE A1, A2, B1</b>	18/04/2016
		Rev.02

- 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 vengono ridotte al minimo in quanto costituite essenzialmente da uno o due nuovi stalli AT/MT da realizzare all’interno delle stazioni in questione, mentre i siti posti non nelle immediate vicinanze di una stazione elettrica utilizzabile, l’impatto paesaggistico delle opere di connessione possono anch’esse ridotte al minimo in quanto si è scelta una localizzazione quanto più vicina possibile agli elettrodotti al fine di minimizzare la lunghezza dei raccordi AT.

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. In questo senso, 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.



#### 4.4.2 PROGETTO B1 E RELATIVO IMPIANTO FLUMERI SANC

Il Progetto *B1* prevede la realizzazione di sistemi di accumulo afferenti alla porzione di rete critica 150 kV “*Benevento 2 – Bisaccia 380*”, per una taglia complessiva pari a 6 MW e capacità energetica pari a 40 MWh. In particolare, il Progetto è installato nel medesimo sito dell’ulteriore Progetto denominato “*B2*” (attivato in data successiva), e con esso costituisce l’impianto elettrico in Media e Bassa Tensione denominato “*Flumeri SANC*” (di taglia complessiva quindi pari a 12 MW e capacità energetica 80 MWh).

L’impianto Flumeri SANC (nel suo insieme dei Progetti B1 e B2) interessa una superficie di circa 8.500 mq ed è ubicato nel Comune di Flumeri, in provincia di Avellino.

L’impianto Flumeri SANC si collega 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-esci*” in afferenza alla linea 150 kV “*Vallesaccarda – Flumeri*”.

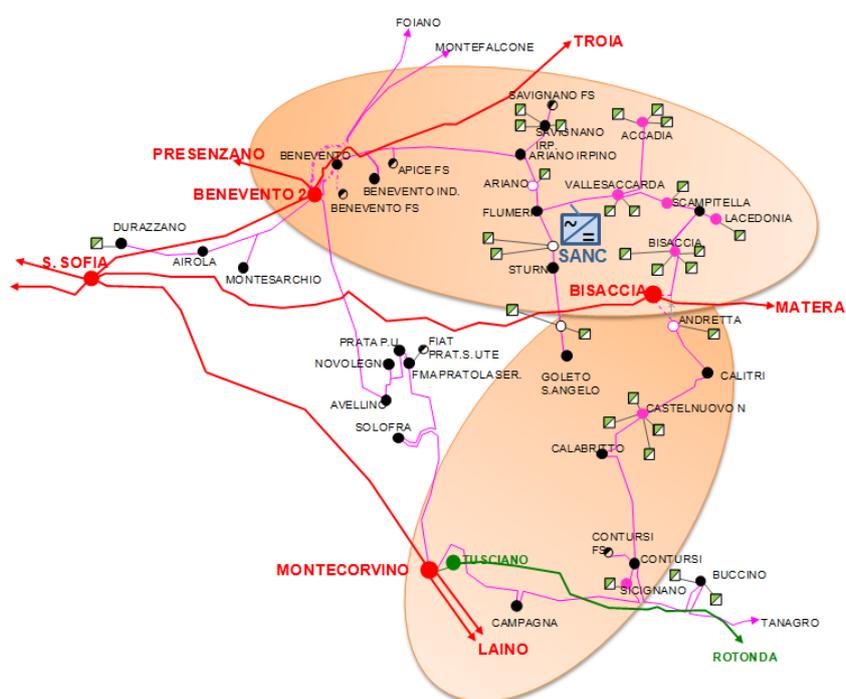


Figura 2 – Rappresentazione grafica della dorsale “*Benevento 2 – Bisaccia 380*” e localizzazione geografica dell’impianto FLUMERI SANC

	<b>RAPPORTO PUBBLICO DELLA SPERIMENTAZIONE – PROGETTI STORAGE ENERGY INTENSIVE A1, A2, B1</b>	18/04/2016
		Rev.02

## 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.

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).

Ogni PCS è dotato di un sistema di controllo (denominato "PCS-Controller") che si interfaccia ai sistemi 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 fini 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 di taglia ciascuno pari a 1,2 MW e capacità energetica di 9 MWh, dotati di *Battery Management System*;
- 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, mentre per Flumeri SANC da n.10 PCS di taglia 1,2 MW, dotati ciascuno di un proprio PCS-Controller e collocati ciascuno all'interno di un proprio container;

	<b>RAPPORTO PUBBLICO DELLA SPERIMENTAZIONE – PROGETTI STORAGE ENERGY INTENSIVE A1, A2, B1</b>	18/04/2016
		Rev.02

- 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 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, mentre per Flumeri SANC è stato necessario prevedere la realizzazione della stazione SE Flumeri. Per entrambe le SE, sono previsti stalli di trasformazione a 150/20 kV del tipo unificato Terna con isolamento in aria. 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 riporta lo schema unifilare semplificato ed il layout elettromeccanico delle apparecchiature per l'impianto di Ginestra SANC.

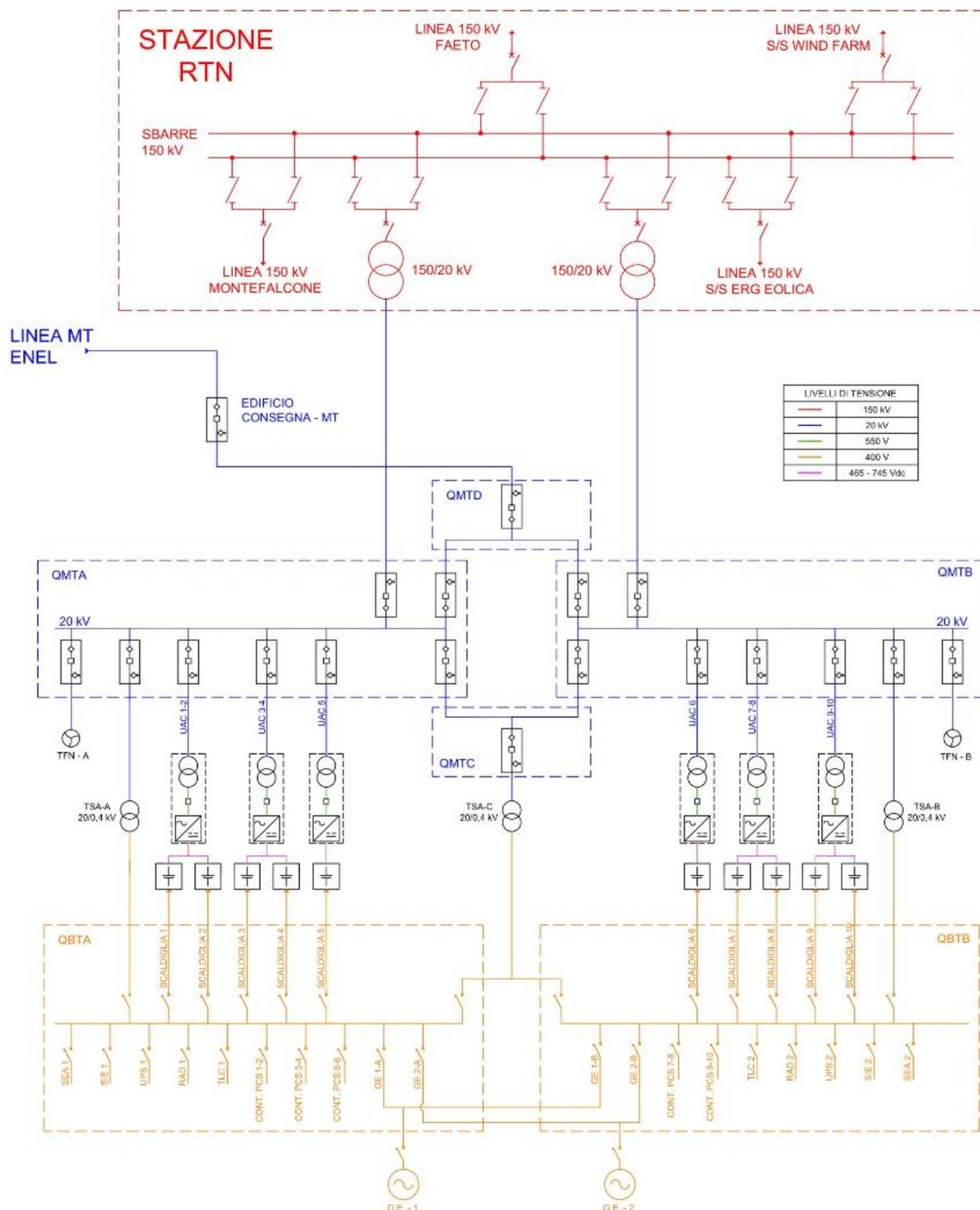


Figura 3 – Schema unifilare semplificato dell'impianto di accumulo GINESTRA SANC

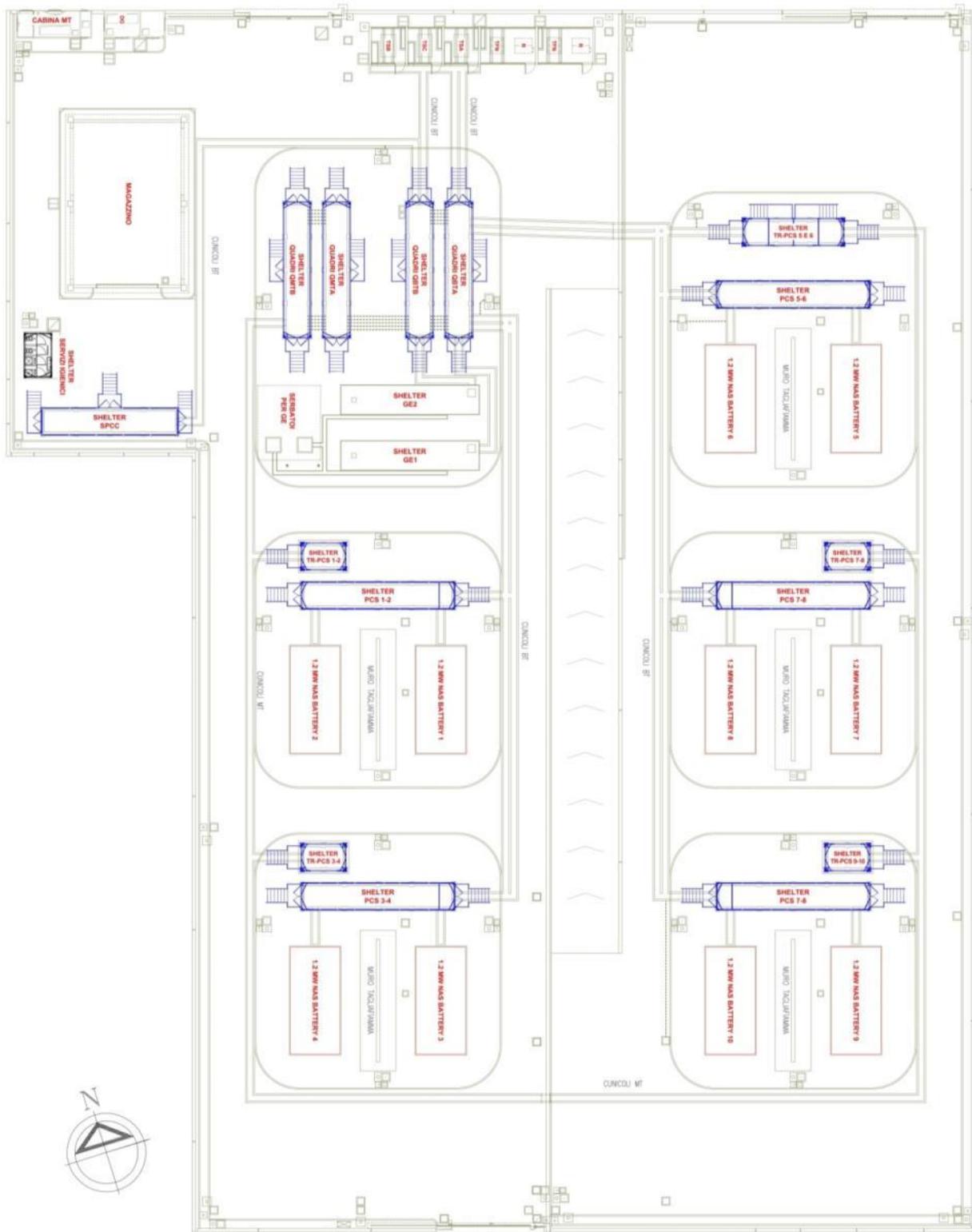


Figura 4 – Layout elettromeccanico delle macchine ed apparecchiature installate nell'impianto GINESTRA SANC



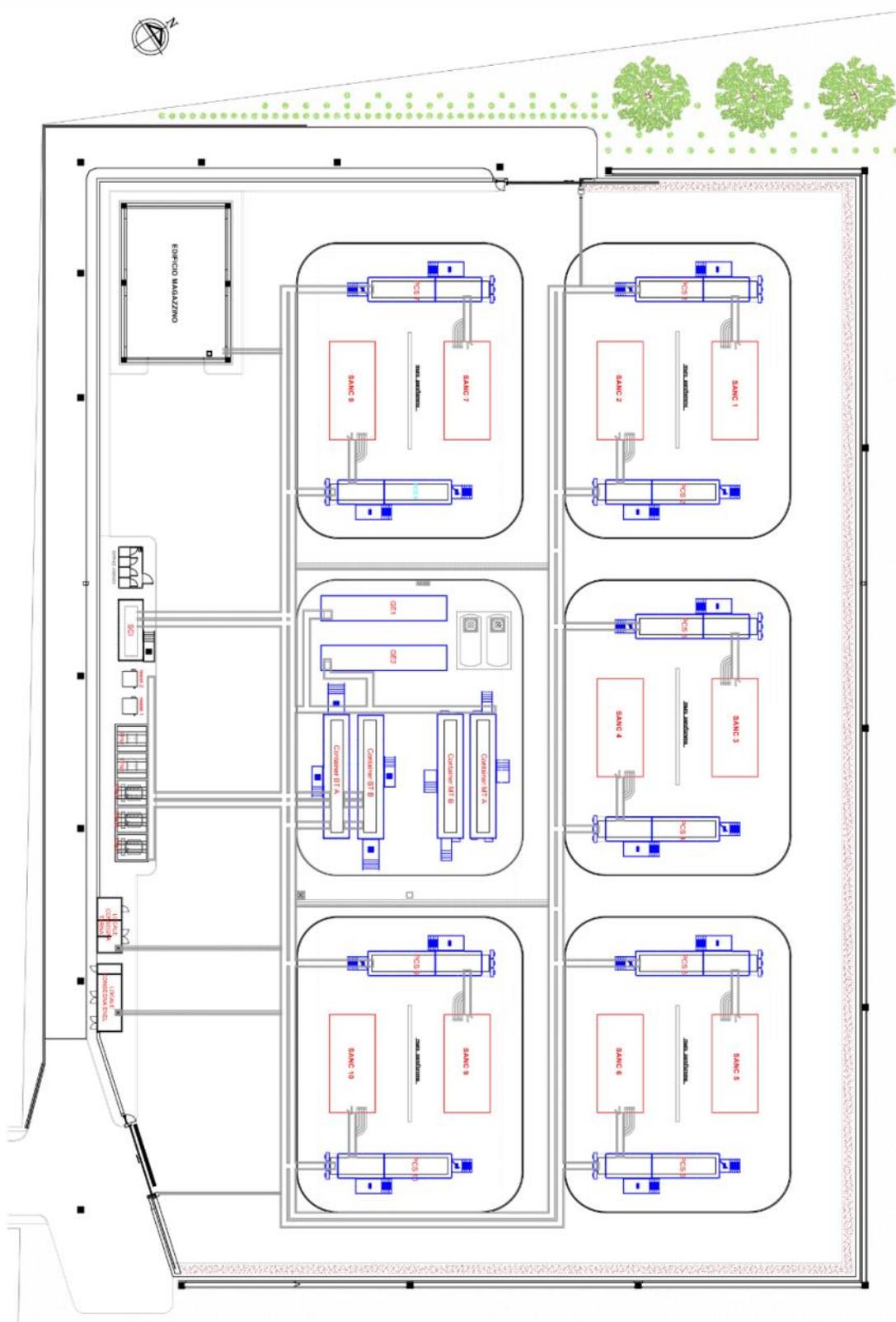


Figura 6 – Layout elettromeccanico delle macchine ed apparecchiature installate nell'impianto FLUMERI SANC

	<b>RAPPORTO PUBBLICO DELLA SPERIMENTAZIONE – PROGETTI STORAGE ENERGY INTENSIVE A1, A2, B1</b>	18/04/2016
		Rev.02

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 a 100% dello stato di carica (SOC) e potenza nominale 30 kW.

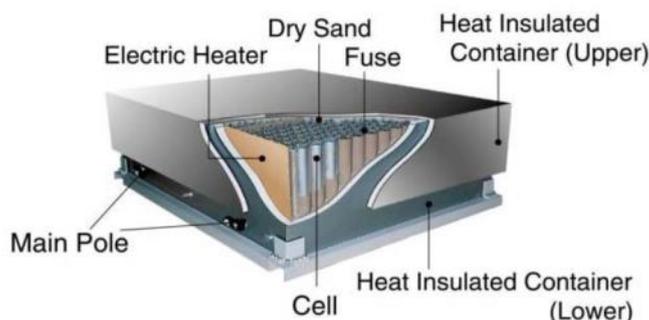


Figura 7 – Componenti principali costituenti un modulo batteria NAS da 30 kW

Ciascuna cella utilizza sodio e zolfo come materiali attivi per la realizzazione degli elettrodi, ed un materiale ceramico ( $\beta$ -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, necessario 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 8 – 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 esotermiche, determinando un incremento della temperatura interna al modulo. Viceversa, la fase di carica determina reazioni chimiche di tipo endotermico, determinando un decremento della temperatura interna.

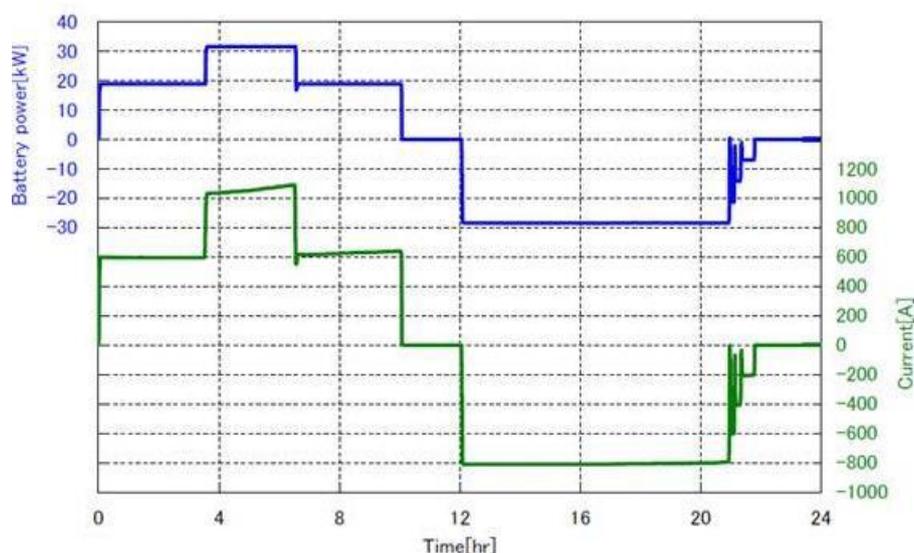


Figura 9 – Potenza e corrente relative ad un ciclo di riferimento eseguito su un modulo batteria NAS

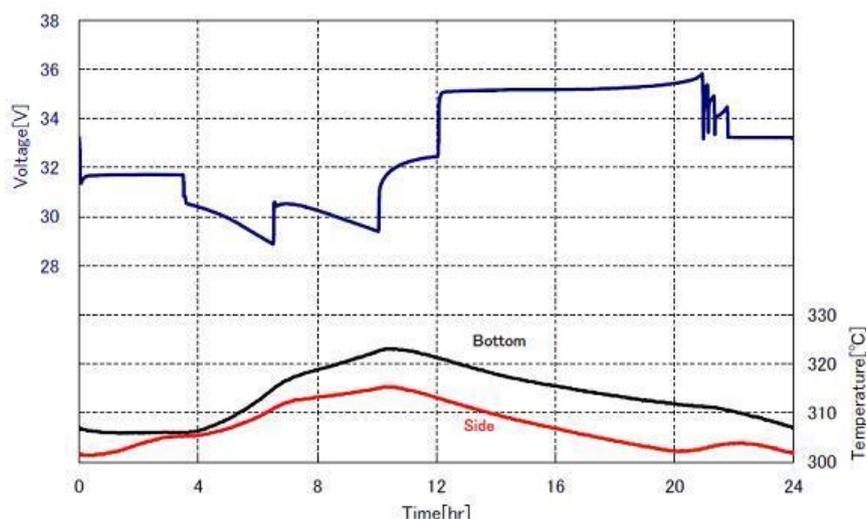


Figura 10 – Tensione e temperature interne relative ad un ciclo di riferimento eseguito su un modulo batteria NAS

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

	<b>RAPPORTO PUBBLICO DELLA SPERIMENTAZIONE – PROGETTI STORAGE ENERGY INTENSIVE A1, A2, B1</b>	18/04/2016
		Rev.02

25% della 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.

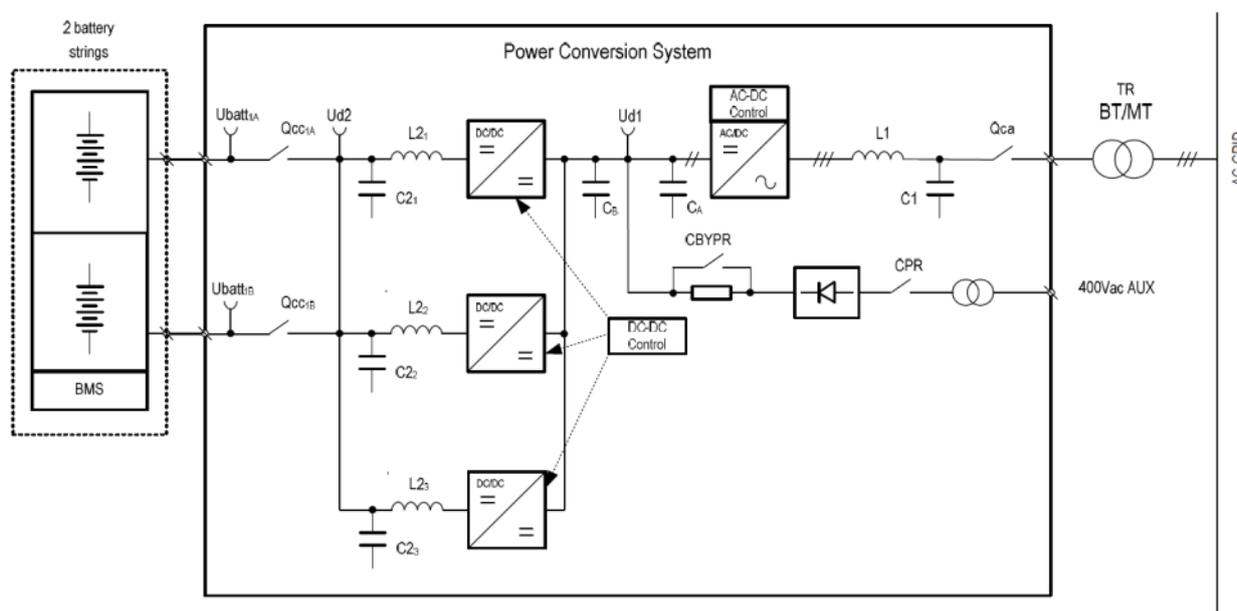


Figura 11 – Schema a blocchi delle macchine e delle apparecchiature elettriche principali costituenti il PCS

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 ed 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.

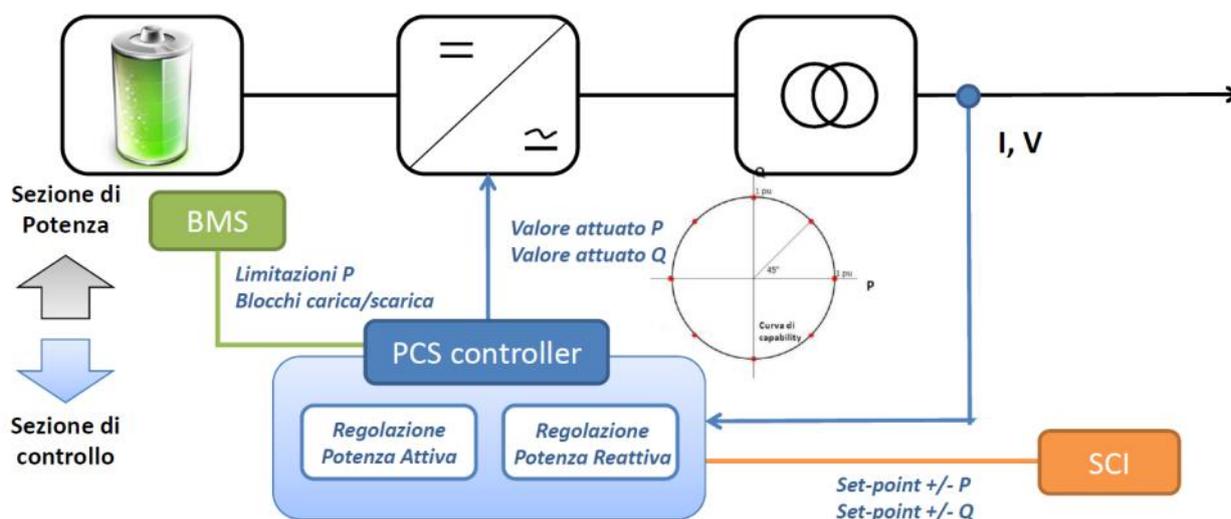


Figura 12 – Schema a blocchi delle regolazioni e degli interfacciamenti ai controllori in sito per singola UAC

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 fasi 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 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 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).

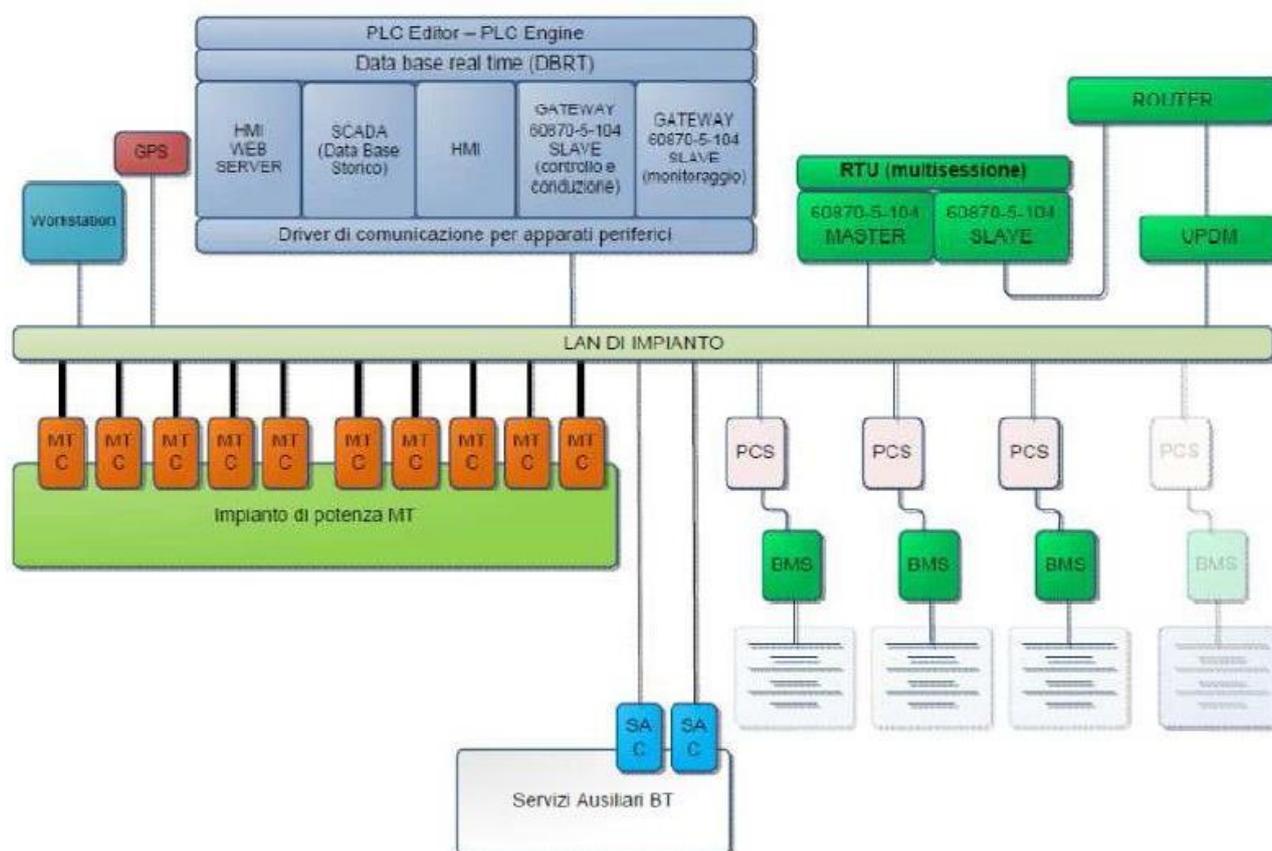


Figura 13 – Architettura del Sistema di Controllo Integrato SCI

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 e 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 anello) verso il terzo livello costituito da switch periferici che collegano gli

	<b>RAPPORTO PUBBLICO DELLA SPERIMENTAZIONE – PROGETTI STORAGE ENERGY INTENSIVE A1, A2, B1</b>	18/04/2016
		Rev.02

apparatì 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, telescatto, 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 attua direttamente, mediante segnali analogici, sui PCS controllers, sullo SCI e sugli interruttori generali MT le azioni comandate dal sistema centrale di difesa e monitoraggio (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".

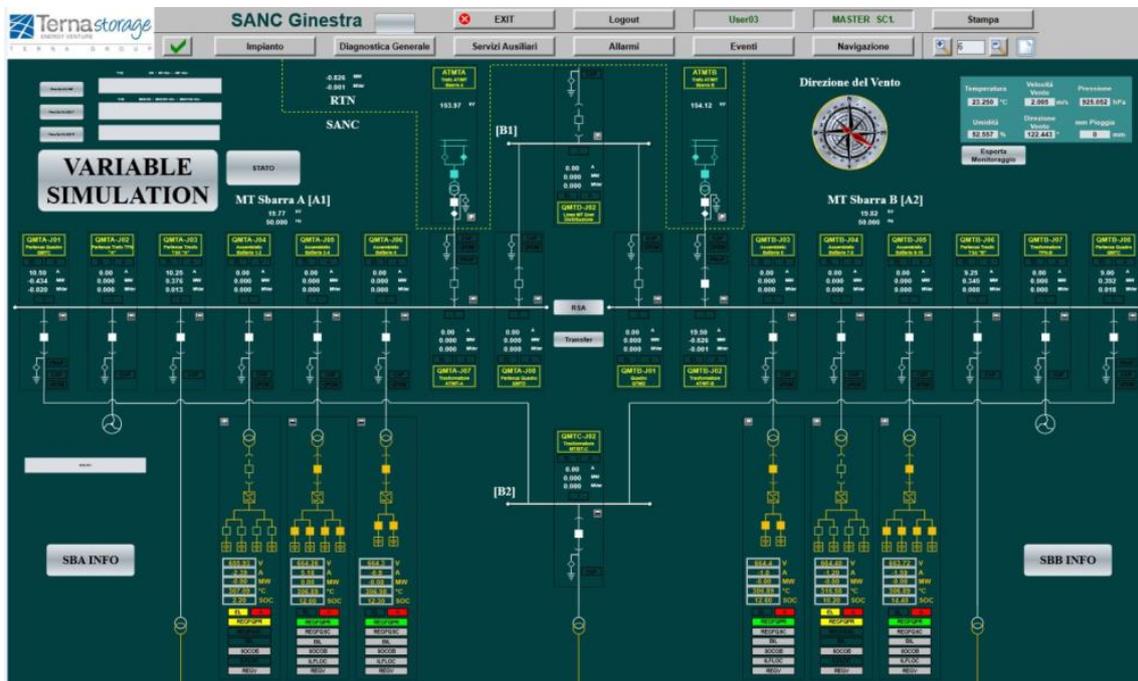


Figura 14 – Vista principale da HMI di SCI dello schema unifilare di impianto

Attraverso il sistema SCADA, il sistema locale dialoga con 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 DEL PERIODO DI ESERCIZIO IN ASSETTO PROVVISORIO DEI PROGETTI PILOTA

### 6.1 INTRODUZIONE

I Progetti Pilota A1 ed A2, costituenti nel loro insieme l’impianto GINESTRA SANC, hanno completato la fase di “collaudi a caldo” di attivazione dell’impianto, ovvero i collaudi in sito di post-connesione dell’impianto SANC alla RTN, in data 23/12/2014. Il Progetto Pilota B1, relativo ai primi 6 MW realizzati dell’impianto FLUMERI SANC, ha terminato i collaudi a caldo in data 29/12/2014. Successivamente alla conclusione dei collaudi a caldo, a seguito di alcuni malfunzionamenti ed anomalie riscontrate, Terna ha dovuto disporre per i progetti un periodo temporaneo di assetto di esercizio in cui le funzioni di dispacciamento e conduzione venissero attivate nei momenti in cui fosse possibile garantire un monitoraggio e controllo dell’esercizio delle Unità di Accumulo in maniera strettamente presidiata da parte del personale Terna in sito.

	<b>RAPPORTO PUBBLICO DELLA SPERIMENTAZIONE – PROGETTI STORAGE ENERGY INTENSIVE A1, A2, B1</b>	18/04/2016
		Rev.02

Per effetto di tale disposizione, i primi mesi di esercizio in assetto provvisorio dei progetti A1, A2 e B1 sono stati caratterizzati da un considerevole numero di ore di indisponibilità delle Unità di Accumulo ai fini dell'erogazione dei servizi di rete sia in conduzione locale sia, in particolare, in teleconduzione da remoto. In dettaglio, tale periodo ha denotato le necessità di:

- i. attuare migliorie impiantistiche e tecnologiche conseguenti al verificarsi di anomalie e guasti riscontrati durante tale periodo (in particolare in riferimento al funzionamento di alcune tecnologie ad elevato contenuto innovativo, come i convertitori statici);
- ii. effettuare alcune verifiche e modifiche al Sistema di Controllo Integrato (SCI) ed al sistema di controllo del PCS (PCS-Controller), nonché eseguire ulteriori sessioni di prove, non preliminarmente programmabili in fase di collaudo, principalmente in riferimento a migliorie da implementare per funzionalità e logiche di conduzione e di gestione dei servizi di rete delle Unità di Accumulo, nonché a logiche di PCS-Controller per la gestione delle fasi di carica e di scarica delle batterie;
- iii. perfezionare il processo di teleconduzione, telecontrollo da remoto e pronto intervento degli impianti di accumulo, non altrimenti possibile se non con impianto in esercizio provvisorio.

In dettaglio, nel primo periodo della fase di esercizio, entrambi gli impianti sono stati caratterizzati da eventi di natura stocastica non riscontrati e, comunque, non individuabili nella precedente fase di collaudo, evidenziati attraverso l'intervento di protezioni, dall'attivazione di allarmi oppure, talvolta, senza alcuna segnalazione dai sistemi del campo verso il centro ma constatati dal monitoraggio e dall'analisi dell'esercizio. Tali eventi, che hanno interessato sia componenti hardware sia ambienti software delle macchine e dei relativi controllori costituenti le Unità di Accumulo hanno suggerito, in particolare per questi ultimi casi, di adottare un approccio prudente nell'esercizio in teleconduzione da remoto, sia al fine di evitare il danneggiamento accidentale o il precoce invecchiamento delle unità di accumulo (batterie e/o convertitori), sia al fine di salvaguardare l'esercizio dell'impianto in favore di una corretta integrazione e gestione con gli altri elementi della Rete di Trasmissione Nazionale. In tal senso, per meglio determinare le cause e le possibili soluzioni, la disponibilità all'esercizio è stata limitata per condurre i dovuti approfondimenti.

L'individuazione delle motivazioni e la risoluzione di anomalie software ha comportato la necessità di rivedere le logiche dei controller delle batterie, dei PCS, o del sistema SCI, ripetendo quasi integralmente i collaudi e i test funzionali. Inoltre, i comportamenti non riscontrati durante le fasi di collaudi in fabbrica e durante i test in sito in quanto generati da situazioni casuali (es. fasi di stand-by prolungate per giorni) o perché non semplicemente riproducibili, hanno determinato periodi di studio e prolungate fasi di test in sito in cui si è reso necessario individuare condizioni o scenari, nonché adattare opportunamente l'impianto, in maniera da favorire la replicabilità degli eventi per comprendere le effettive cause dei malfunzionamenti, coinvolgendo talvolta anche altri elementi della RTN.

In virtù dello sviluppo dei due impianti ad opera dei rispettivi fornitori con tempistiche parallele, in alcuni casi gli eventi, i guasti o i malfunzionamenti osservati in riferimento ad uno dei due impianti hanno determinato il fuori-servizio delle Unità di Accumulo dell'altro impianto, essendo i due caratterizzati dai medesimi modelli per le batterie e da prodotti simili con medesime tecnologie e logiche per i convertitori statici (entrambi forniti dallo stesso costruttore). Inoltre, pur avendo specificato per i due impianti le medesime logiche di conduzione e controllo, queste sono state sviluppate ed implementate nei rispettivi Sistemi di Controllo Integrato (SCI) d'impianto da fornitori differenti e dunque con piccole differenze

	<b>RAPPORTO PUBBLICO DELLA SPERIMENTAZIONE – PROGETTI STORAGE ENERGY INTENSIVE A1, A2, B1</b>	18/04/2016
		Rev.02

realizzative, che hanno tuttavia suggerito l'opportunità di uniformare ulteriormente i due impianti, per quanto possibile, in modo da assicurare omogenee condizioni per il telecontrollo e la teleconduzione delle unità di accumulo, ed in particolare il comportamento di esse ai comandi inviati da remoto, sia in condizioni di esercizio ordinarie sia in condizioni di assetto perturbato.

Le evenienze di cui ai punti *i)*, *ii)* e *iii)* hanno pertanto determinato:

- l'attivazione degli impianti solo in caso di impianto presidiato in sito da personale Terna, durante il primo semestre 2015;
- la necessità di mantenere un assetto provvisorio di esercizio, con attivazione graduale delle funzionalità di conduzione e dispacciamento, monitoraggio continuativo del funzionamento ed ulteriori periodi di prova nel secondo semestre 2015.

## 6.2 DESCRIZIONE DEGLI EVENTI PRINCIPALI RISCONTRATI NEL PERIODO DI ESERCIZIO IN ASSETTO PROVVISORIO E MIGLIORIE SVILUPPATE

### 6.2.1 EVENTI RILEVANTI PER I PROGETTI A1 ED A2 NEL PRIMO SEMESTRE 2015

Il periodo iniziale di esercizio provvisorio è stato caratterizzato da alcuni interventi dei sistemi di protezione delle Unità di Accumulo riconducibili all'intervento, in alcune circostanze di tipo intempestivo, di protezioni per malfunzionamenti su apparati hardware di singoli componenti interni o esterni al PCS.

E' possibile sintetizzare i malfunzionamenti degli apparati hardware e gli interventi delle protezioni nelle seguenti tipologie:

- anomalie e guasti del sistema di raffreddamento dei convertitori statici (perdite di fluido, 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;
- 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'operation continuativa delle Unità di Accumulo.

In riferimento invece 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 tipicamente 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;
- replicando, per quanto possibile, condizioni reali di esercizio al fine di identificare le cause dell'anomalia e le eventuali interazioni con altre logiche di funzionamento;

	<b>RAPPORTO PUBBLICO DELLA SPERIMENTAZIONE – PROGETTI STORAGE ENERGY INTENSIVE A1, A2, B1</b>	18/04/2016
		Rev.02

- eseguendo sessioni di prove con test di non regressione, essendo le correzioni o le soluzioni migliorative, per le maggior parte delle cause, a carattere invasivo di logiche già collaudate.

A titolo esemplificativo, si riportano i principali comportamenti anomali e le principali migliorie comuni ad entrambi gli impianti Ginestra SANC e Flumeri SANC che hanno interessato nel periodo, rispettivamente, il sistema di controllo locale delle batterie (BMS), il sistema di controllo locale dei convertitori statici (PCS-Controller), ed il sistema di controllo integrato SCI:

- a) errato calcolo dello Stato di Carica (c.d. SOC), in quanto il BMS conteggiava anche correnti di piccole entità presenti durante volontarie fasi di stand-by;
- b) fallimento saltuario nel recepimento di comandi da parte del PCS Controller (in particolare nelle schede dei controllori “embedded” delle singole macchine costituenti il PCS);
- c) imprecisione nella gestione delle acquisizioni, da locale o da remoto, di alcune variabili (comandi, parametrizzazioni, etc.) nel sistema SCI.

La presenza di tali eventi ha manifestato aleatorietà sulla conoscenza dello stato effettivo di funzionamento delle macchine in sito, con conseguente necessità di condurre verifiche e test di dettaglio per comprenderne le cause.

I test sono stati condotti replicando, per quanto possibile, reali condizioni di funzionamento delle UAC in asservimento ai servizi di rete, ed hanno confermato che, saltuariamente, l'impostazione di alcuni comandi, set-point o parametrizzazioni impostati ed inviati dai controllori più esterni della catena del controllo non venivano correttamente gestiti dai controllori destinatari.

Le soluzioni implementate sono state quindi:

- nuove funzioni di sovrascrittura delle variabili tra le schede di controllo del PCS;
- nuove funzioni di verifica di corretta scrittura e trattamento dei feedback (segnalazione di ritorno verso i controllori centrali).

Tale soluzione implementativa, comunque invasiva nelle logiche di gestione degli stati e dei comandi gestiti dal PCS-Controller e dalle schede embedded, ha comportato la necessità di programmare ed effettuare sessioni di test di non regressione, anche ripetendo corposi protocolli di prova già precedentemente effettuati, con esito positivo, durante l'esecuzione dei collaudi di pre-attivazione.

Le migliorie alle logiche scaturite dalle evidenze sopra descritte sono state condotte eseguendo test in fabbrica su sistema simulato, prima di effettuare implementazioni e test in campo.

Alla luce delle motivazioni sopra riportate, i progetti pilota A1 e A2 dell'impianto di GINESTRA SANC e il progetto pilota B1 dell'impianto di FLUMERI SANC sono stati attivati in teleconduzione da remoto, senza necessità di presidio in sito al termine del primo semestre 2015.

I tre Progetti Pilota sono stati caratterizzati nel successivo periodo di esercizio, fino al termine dell'anno 2015, dall'assenza di finestre temporali di disponibilità continuativa di una taglia significativa di UAC in esercizio simultaneo.

	<b>RAPPORTO PUBBLICO DELLA SPERIMENTAZIONE – PROGETTI STORAGE ENERGY INTENSIVE A1, A2, B1</b>	18/04/2016
		Rev.02

Tuttavia, nei periodi in cui le UAC risultavano disponibili all'esercizio, queste sono state comunque asservite ad esigenze di rete, di cui si riportano nel seguito alcune evidenze.

#### 6.2.2 EVENTI RILEVANTI PER I PROGETTI A1 ED A2 NEL SECONDO SEMESTRE 2015

Nel periodo in esame si sono registrate finestre temporali caratterizzate da indisponibilità parziale o totale di impianto per l'asservimento a servizi di rete.

Di seguito si riportano le principali cause di indisponibilità antecedenti la campagna di prove dimostrativa condotta da Terna con AEEGSI e la Commissione di Valutazione dei Progetti Pilota in data 10/09/2015:

- sospensione dell'operation da remoto di tutte le UAC a seguito del riscontro della incompleta segnalazione di alcune condizioni di funzionamento necessarie per il mantenimento della vita utile dichiarata delle batterie NAS;
- interventi di protezione dei PCS di varie UAC, determinando parziali indisponibilità di esercizio dell'impianto SANC (conseguente ad un'anomalia nel funzionamento della macchina a stati dei PCS in condizioni prolungate di servizio con valore di potenza attiva regolata prossima a 0 kW);
- guasti occorsi al sistema di continuità di impianto.

A valle di tale periodo, l'impianto Ginestra SANC è stato reso indisponibile all'esercizio al fine di attuare tutte le necessarie azioni di preparazione per la campagna dimostrativa di test condotta in presenza di AEEGSI e della Commissione di Valutazione dei Progetti Pilota. Tale campagna di test, svolta il giorno 10/09/2015, è stata realizzata al fine di comprovare le performance delle tecnologie impiegate e le funzionalità di conduzione e dispacciamento delle UAC fino a quel momento implementate da Terna.

Successivamente, inoltre, si sono rilevate ulteriori casistiche di eventi che hanno portato a dover effettuare numerosi affinamenti anche in merito al flusso dati scambiato tra il sistema di campo SCI ed il Sistema SCCT.

Infine, sono stati riscontrati eventi d'instabilità e perdita di comunicazione temporanea tra SCI e Centro remoto (CTI). Inizialmente imputati a un guasto dell'apparato RTU (Remote Terminal Unit), tali eventi si sono ripetuti anche a valle degli interventi di sostituzione HW. A successiva analisi, la causa dell'instabilità e della perdita di comunicazione è risultata essere un comportamento anomalo del SW di gestione del Gateway di comunicazione tra SCI e CTI, sanato mediante l'aggiornamento del SW di gestione del Gateway sul sistema SCI.

Nel periodo in esame, anche per i Progetti B1 e B2 si sono registrati finestre temporali caratterizzate da indisponibilità parziale o totale di impianto per l'asservimento a servizi di rete.

I guasti hanno riguardato principalmente i PCS, sui quali si sono verificati TRIP intempestivi, nonché alcuni trasformatori di misura TV utilizzati nelle celle di Media Tensione.

Si sono inoltre registrati dei malfunzionamenti a livello SW di SCI e di PCS-c che impedivano la corretta attivazione/disattivazione delle funzionalità e dei servizi di rete delle UAC, e che quindi hanno precluso la possibilità di telecondurre correttamente l'impianto.

### 6.3 PRIMI RISULTATI OPERATIVI NELL' ESERCIZIO DELLE UNITA' DI ACCUMULO

Si riportano di seguito, a titolo esemplificativo, alcuni scenari di analisi di esercizio delle Unità di Accumulo di Ginestra e Flumeri SANC in asservimento ad alcuni servizi di rete.

In riferimento all'asservimento alla regolazione primaria di frequenza, i valori assunti dalle parametrizzazioni del servizio, nel periodo di riferimento, sono riportati in Tabella 3.

La calibrazione assunta dal servizio rispetta, da un lato, le prescrizioni del Codice di rete, Allegato 15, e dall'altro, permette l'ottenimento di prestazioni, in regolazione, più performanti rispetto al parco di generazione tradizionale: il valore di statismo, permette, a parità di altre condizioni, un contributo in potenza doppio rispetto alle unità idroelettriche, favorendo la sicurezza dell'esercizio a fronte dei transitori in frequenza di maggiore intensità.

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 15 del Codice di rete
Statismo	2%	%	Parametro prescritto dall'Allegato 15 del Codice di rete

Tabella 3 – Valori assunti dalle parametrizzazioni del servizio

Per la rappresentazione esemplificativa del funzionamento delle UAC di Ginestra SANC, vengono selezionati due casi considerando rispettivamente due eventi rilevanti di transitori frequenza, uno rappresentativo di una condizione di sotto-frequenza e l'altro di una condizione di sovra-frequenza, con deviazioni di frequenza comprese in assoluto nell'intervallo 50÷100 mHz, mostrando il comportamento della UAC in un periodo temporale pari a 10 minuti circa:

- Contributo di una UAC alla regolazione primaria di frequenza in condizioni di sovra-frequenza:** il giorno 03/07/2015, è stato registrato un valore di picco di sovra-frequenza pari a 50,092 Hz. Negli istanti iniziali del fenomeno, la UAC 5 e la UAC 6 presentavano attiva la sola funzione di regolazione primaria di frequenza. In seguito alla progressiva diminuzione della frequenza al di sotto del valore soglia di banda morta impostato, la UAC 5 e la UAC 6 hanno risposto con un contributo di potenza attiva coerente con le parametrizzazioni impostate per il servizio di regolazione primaria di frequenza. In dettaglio le UAC, che negli istanti iniziali erogavano un valore di potenza attiva pari 0 MW, hanno risposto con un'escursione di potenza pari rispettivamente a -0,107 e -0,102 MW. Si riportano in figura a seguire le escursioni di frequenza e potenza nella finestra temporale di osservazione.

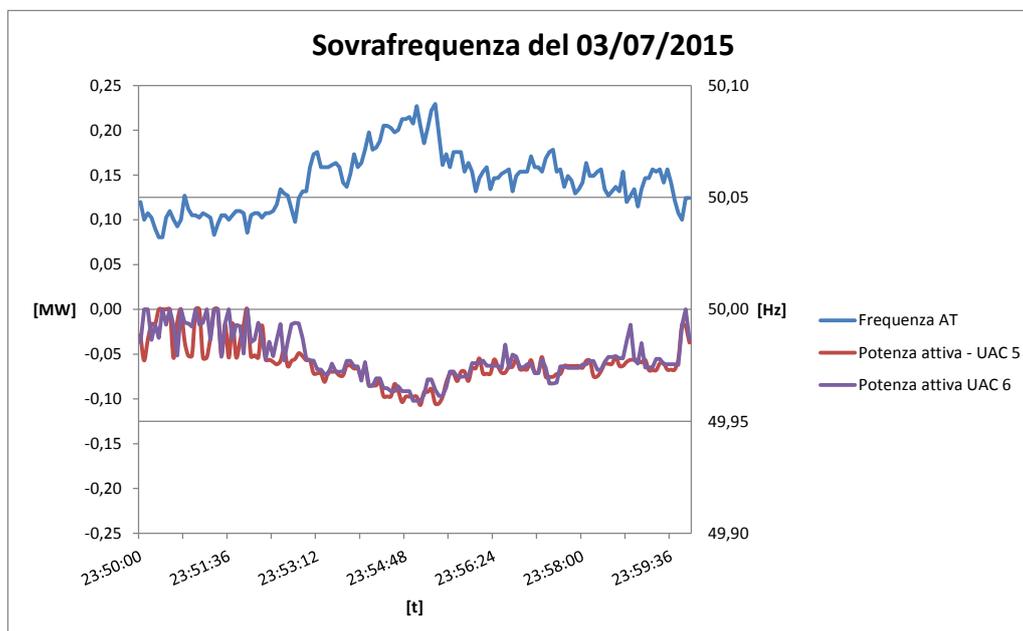


Figura 15 – Evento di sovra-frequenza del 03/07/2015 e risposta della UAC5 e UAC6 di Ginestra SANC

- Contributo di una UAC alla regolazione primaria di frequenza in condizioni di sotto-frequenza:** il giorno 03/07/2015, è stato registrato un valore di picco di sotto-frequenza pari a 49,929 Hz. Negli istanti iniziali del fenomeno, la UAC 7-8 presentava attiva la sola funzione di regolazione primaria di frequenza. In seguito alla progressiva diminuzione della frequenza al di sotto del valore soglia di banda morta impostato, la UAC 7-8 ha risposto con un contributo di potenza attiva coerente con le parametrizzazioni impostate per il servizio di regolazione primaria di frequenza. In dettaglio la UAC, che negli istanti iniziali erogava un valore di potenza attiva pari -0,16 MW in virtù di una condizione di iniziale sovra-frequenza (fase di carica), ha risposto con una potenza attiva pari a 0,170 MW con una escursione complessiva di potenza pari a 0,338 MW. Si riportano in figura a seguire le escursioni di frequenza e potenza nella finestra temporale di osservazione.

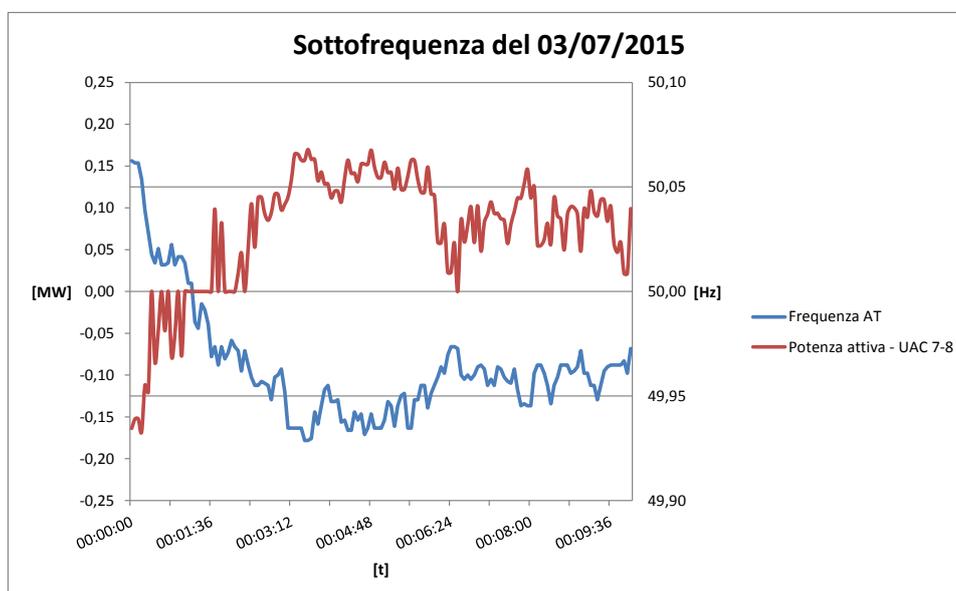


Figura 16 – Evento di sotto-frequenza del 03/07/2015 e risposta della UAC 7-8 di Ginestra SANC

L'impiego dei SANC in asservimento alla regolazione secondaria f-P ha carattere sperimentale ed è stato necessario per finalizzare il collaudo del servizio.

Il servizio, essendo stato progettato come completamente configurabile, ha permesso la calibrazione di più valori di semibanda.

Si riporta di seguito, a titolo esemplificativo, uno scenario di analisi di esercizio delle Unità di Accumulo di Ginestra SANC in asservimento a tale servizio, selezionato considerando l'asservimento di una UAC in via esclusiva a tale servizio:

- **Contributo di una UAC alla regolazione secondaria di frequenza in via esclusiva:** il giorno 27/06/2015, la UAC 5 presentava come unica funzione di rete attiva la "regolazione secondaria di f-P" e valore di semibanda pari a 100% (1,2 MW). Il segnale è stato caratterizzato nel periodo in esame dall'escursione in figura a seguire, ovvero da un valore in diminuzione con passaggio per il valore 50%. In dettaglio, in figura si riporta:
  - in rosso, il segnale di livello;
  - in verde, il contributo teorico della UAC calcolato in termini di potenza attiva scambiata con la RTN;
  - in blu, il contributo effettivo della UAC in termini di potenza attiva scambiata con la RTN misurata dal sistema Centrale SCCT.

I dati dimostrano la conformità della risposta della UAC in riferimento ai valori del segnale di livello ricevuti dal Regolatore Nazionale, evidenziando i contributi in potenza attiva della UAC al passaggio del segnale di livello da valori superiori al 50% (che presuppongono, per condizioni di centro banda pari a 0, come nel caso in esame, un contributo in rilascio di potenza attiva verso la rete) al valore 0% (i valori al di sotto del 50% presuppongono, in condizioni di centro banda pari a 0 come il caso in esame, contributi in assorbimento di potenza attiva dalla RTN).

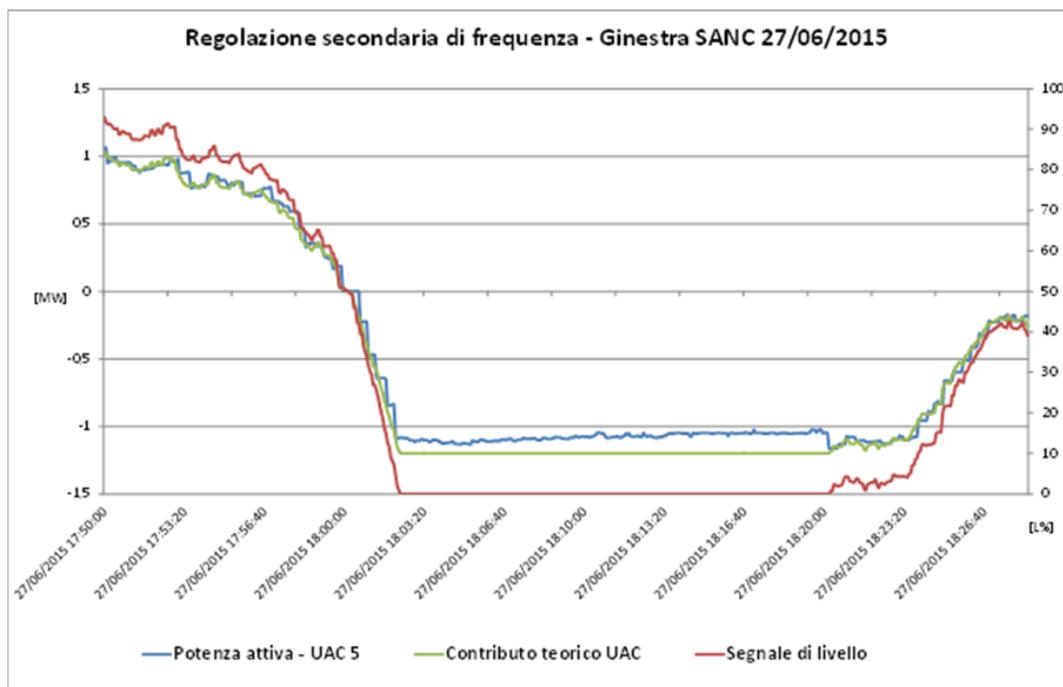


Figura 17 – Risposta della UAC 5 di Ginestra SANC in asservimento alla regolazione secondaria f-P del 27/06/2015

Infine si riporta di seguito, in via esemplificativa, uno scenario rappresentativo dell’asservimento di più UAC a differenti combinazioni di servizi attivi:

- **Contributo di più UAC alla regolazione secondaria di frequenza, con assetto misto:** il giorno 15/07/2015, la UAC 5, 6 e 7-8 erano in assetto riportato in Tabella 4, e valore di semibanda impostata per tutte pari a 20%. In figura a seguire si riportano:
  - in rosso, il segnale di livello;
  - in verde il contributo effettivo della UAC 7-8 misurato dal sistema di controllo Centrale SCCT;
  - in blu il contributo effettivo della UAC 5 misurato dal sistema di controllo Centrale SCCT;
  - in verde il contributo effettivo della UAC 6 misurato dal sistema di controllo Centrale SCCT.

I dati evidenziano che le UAC rispondono in maniera qualitativamente e quantitativamente conforme a quanto richiesto dal singolo servizio attivo (per la UAC 6) e l’insieme dei servizi simultaneamente attivi (per la UAC 5 e la UAC 7-8). In particolare, a differenza della UAC 6, per la UAC 5 e la UAC 7-8 si evidenzia chiaramente anche il contributo della funzione “regolazione primaria di frequenza” attiva alle potenze complessive elaborate dai PCS e scambiate in rete dalle UAC.

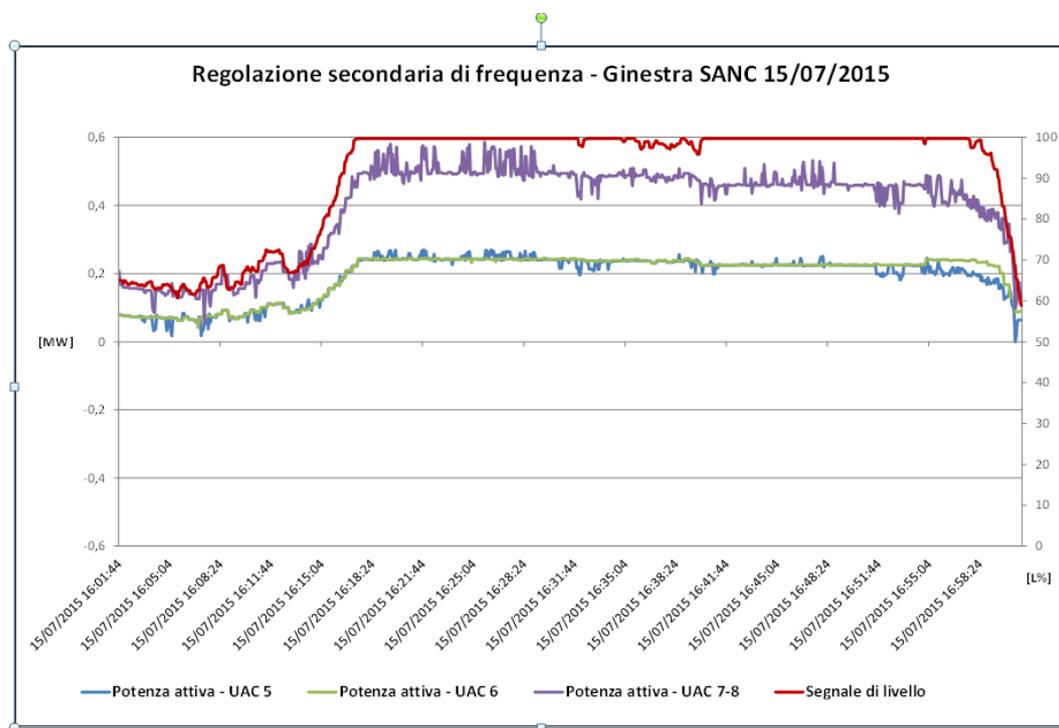


Figura 18 - Risposta della UAC 5, UAC 6, UAC 7-8 in asservimento alla regolazione secondaria di frequenza del 15/07/2015

Funzione	UAC 5	UAC 6	UAC 7-8
Regolazione Secondaria	ON	ON	ON
Regolazione Primaria	ON <sup>1</sup>	OFF	ON <sup>1</sup>
Bilanciamento	OFF	OFF	ON <sup>2</sup>

1 con le parametrizzazioni impostate come riportato in Tabella 3

2 con set-point impostato pari a 0%

Tabella 4 – Configurazione degli stati di attivazione dei servizi in potenza attiva tra le UAC in riferimento all'esempio in esame

Per Flumeri SANC, si riporta di seguito, in via esemplificativa, uno scenario rappresentativo dell'asservimento di una UAC a più servizi di rete, contemporaneamente attivi:

- **Comportamento della UAC1 di Flumeri in asservimento al bilanciamento e alla regolazione secondaria di frequenza**: il 02/11/2015 la UAC 1 è stata impegnata, sperimentando un regime di SOC intermedio (valore medio dell'ordine del 48%), in bilanciamento (servizio attivo e set-point nullo, 0,0 MW), regolazione primaria di frequenza e secondaria f-P (con valore di semibanda pari a 0,3 MW). Nella figura si evidenziano:
  - la misura di potenza attiva complessivamente scambiata dalla UAC1 (a valori positivi corrisponde l'assorbimento dalla RTN) – curva blu
  - il contributo ricostruito a partire dalle telemisure della sola regolazione secondaria (a valori positivi corrisponde il rilascio di potenza verso la RTN; il contributo è al lordo della regolazione primaria di frequenza) – curva rossa
  - il contributo teorico della regolazione secondaria – curva verde
  - la misura del segnale di livello – curva arancione

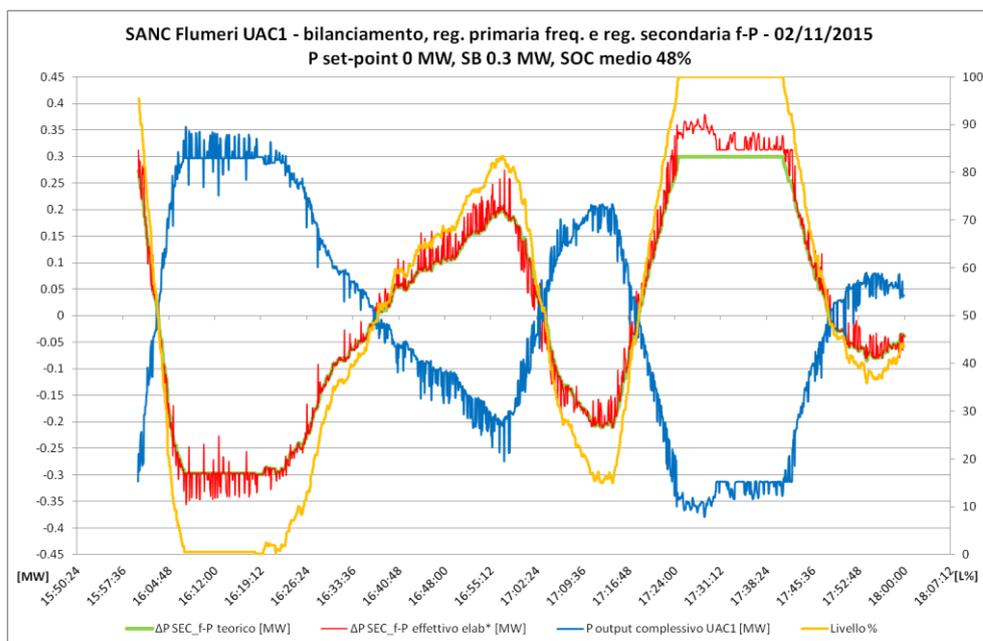


Figura 19 - Risposta della UAC 1 di Flumeri, in asservimento a più servizi in potenza attiva

Durante la fase di regolazione, anche grazie al regime di valori del livello oscillanti, in media, attorno al 50% nella finestra di osservazione, la UAC1 è stata caratterizzata, complessivamente, da un'energia scaricata leggermente superiore all'energia in carica durante l'asservimento alla regolazione, essendo i cicli di carica/scarica soggetti a perdite per effetto dei rendimenti interni degli elementi costituenti la UAC; le regolazioni esibite risultano conformi.

## 6.4 CAMPAGNA DI PROVE

In aggiunta alle prime risultanze operative presentate nel precedente paragrafo, si riportano i risultati dell'esecuzione di alcune prove di funzionalità per l'erogazione di servizi di rete e alcuni test di performance condotte per l'impianto di accumulo energetico GINESTRA SANC nei giorni 09-10/09/2015, con la presenza di AEEGSI e di membri della Commissione di valutazione dei Progetti Pilota di Accumulo.

Durante la sessione di test, sono state realizzate, tra le altre, le seguenti prove le cui risultanze vengono illustrate nel seguito:

- Prove di performance:
  - “Round-trip Efficiency AC/AC–MT” per UAC
  - “Time to phase inversion” di PCS
- Prove di asservimento a servizi di rete:
  - Prova di asservimento di UAC a più servizi di rete in simultanea

### 6.4.1 “ROUND-TRIP EFFICIENCY AC/AC–MT” PER UAC

Il rendimento “round-trip AC/AC” di UAC è il rapporto tra l'energia in uscita (fasi di scarica) e quella in ingresso (fasi di carica) ad una UAC durante l'esecuzione di un ciclo completo, misurata al punto di connessione AC-MT, comprensivo delle perdite termiche e degli assorbimenti dei servizi ausiliari del PCS e degli Assemblati Batterie azionati.

Fissato un ciclo di riferimento completo caratterizzato da  $n$  fasi di scarica ed  $m$  fasi di carica, il rendimento round-trip AC/AC, espresso in percentuale, viene ottenuto attraverso il seguente rapporto:

$$\eta_{AC/AC} = \frac{\sum_{i=1..n} E_{dis_i}}{\sum_{j=1..m} E_{ch_j} + Aux\_Batt + Aux\_PCS}$$

dove:

- $E_{dis(i)}$  è la somma dei valori di energia transitanti al punto di connessione AC durante ciascuna delle  $i$ -ime fasi di scarica del ciclo di riferimento;
- $E_{ch(i)}$  è la somma dei valori di energia transitanti al punto di connessione AC durante ciascuna delle  $j$ -ime fasi di carica del ciclo di riferimento;
- $Aux\_Batt$ : è il valore di energia totale assorbita, durante il ciclo di riferimento, dai servizi ausiliari e dai carichi vitali dell'assemblato batterie e del BMS;

- *Aux\_PCS*: è il valore di energia totale assorbita, durante il ciclo di riferimento, dai servizi ausiliari del PCS.

Esito della prova

Componente in test	UAC [No]	SOC iniziale [%]	Rendimento Round trip AC-AC [%]
<b>UAC 1-2</b>	<b>1-2</b>	<b>100%</b>	<b>78,16</b>

Tabella 5 – Rendimento round-trip AC/AC della UAC 1-2

Ai fini dell’esecuzione del ciclo suddetto, è stato adottato il seguente pattern di utilizzo della UAC:

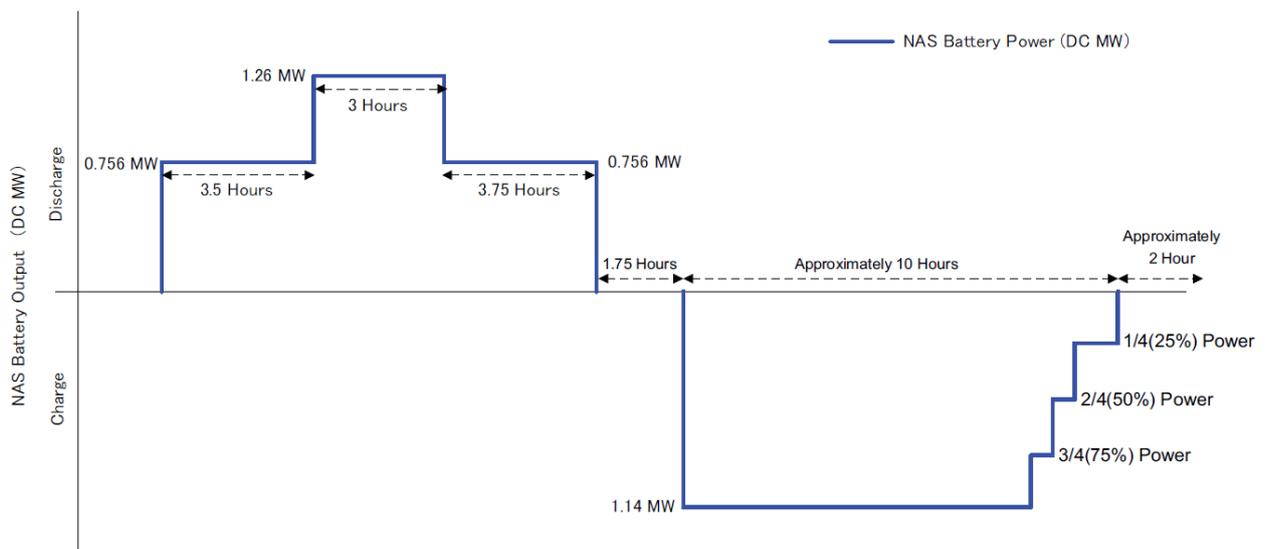


Figura 20 – Pattern del ciclo di riferimento di tipo A utilizzabile per le prove di capacità e rendimento di round-trip di UAC

La fase di scarica è costituita da tre pre-determinate coppie di valori potenza di scarica-tempo eseguite in sequenza continuativa:

1. 60% del valore di Potenza nominale di scarica per una durata di 3,5 ore;
2. 100% del valore di Potenza nominale di scarica per una durata di 3 ore;
3. 60% del valore di Potenza nominale di scarica per una durata di 3,75 ore.

La fase di scarica del ciclo termina quindi o al raggiungimento dell’istante conclusivo dell’ultimo set-point di potenza oppure all’attivazione da parte del BMS del segnale di “blocco scarica”.

	<b>RAPPORTO PUBBLICO DELLA SPERIMENTAZIONE – PROGETTI STORAGE ENERGY INTENSIVE A1, A2, B1</b>	18/04/2016
		Rev.02

La fase di carica prevede invece l'attivazione di una "carica principale" a potenza nominale di carica seguita da una fase di carica supplementare gestita automaticamente dal PCS attraverso segnali di limitazione di potenza inviati al PCS-Controller dal BMS. Il ciclo si considera completato, oltre il raggiungimento del blocco carica (che determina il termine della carica supplementare e quindi l'arresto automatico della fase di carica) al termine di 24 ore a partire dall'istante di avvio del ciclo stesso.

#### 6.4.2 TEMPO DI INVERSIONE DI PCS

Il tempo di inversione di fase, "time to phase inversion", viene definito come il tempo intercorrente dall'istante in cui il PCS riceve un comando (segnale in ingresso) di inversione di fase (da scarica a carica o viceversa) all'istante in cui la potenza al punto di connessione MT della UAC assume, in maniera stabile e permanente, un valore nell'intorno del +/- 3% del valore di potenza richiesto.

Il "tempo di inversione nominale di fase" è il valore massimo tra i seguenti intervalli di tempo misurati:

- Tempo di inversione di fase "*rated charge to rated discharge*", ovvero il tempo di inversione di fase misurato in condizioni in cui il PCS, nell'istante precedente alla ricezione del comando, è in funzionamento in carica al valore di potenza nominale di carica ed il comando di inversione prevede l'imposizione di una fase di scarica al valore di potenza nominale di scarica;
- Tempo di inversione di fase "*rated discharge to rated charge*", ovvero il tempo di inversione di fase misurato in condizioni in cui il PCS, nell'istante precedente alla ricezione del comando, è in funzionamento in scarica al valore di potenza nominale di scarica ed il comando di inversione prevede l'imposizione di una fase di carica al valore di potenza nominale di carica;

#### Componenti in test

UAC 3-4 e relativo PCS, UPDM.

Per il test è stato utilizzato il sistema di difesa di Terna, mediante l'invio del comando da UPDM.

#### Condizioni iniziali di riferimento e condizioni ambientali

- SOC iniziale UAC 3-4: 70%
- UAC in condizione di erogazione di potenza attiva pari al valore di potenza nominale del PCS, in segno opposto alla potenza finale richiesta dal comando inviato tramite UPDM

#### Risultati attesi

La UAC deve soddisfare il rispetto della sequenza riportata nella procedura di test per la verifica dell'asservimento al Sistema di Difesa. In particolare, i comandi richiesti da UPDM ( $P_{max}$  e  $P_{min}$ ) devono comportare lo stabilirsi e il mantenimento al punto di connessione MT di UAC del valore di potenza attiva richiesto entro un tempo compatibile con il Sistema di Difesa, generalmente pari a 300 ms, a partire dall'istante di ricezione del comando. Contestualmente, si è proceduto a rilevare il tempo di inversione

nominale di fase del PCS, verificando che questo sia dell'ordine di centinaia di millisecondi (comunque inferiore ad 1 sec).

### Esito della prova

Per la determinazione del tempo di inversione di fase è stata quindi considerata la ricostruzione della potenza attiva trifase durante l'attuazione dell'inversione di fase, valutandone il tempo intercorrente tra l'istante  $t_0$  di arrivo del comando da UPDM all'istante in cui la potenza attiva trifase rientra e si mantiene stabilmente nel  $\pm 3\%$  del valore di riferimento richiesto.

Si riporta di seguito l'esito della prova "rated charge to rated discharge", detto che valori simili sono stati rilevati con la prova speculare "rated discharge to rated charge".

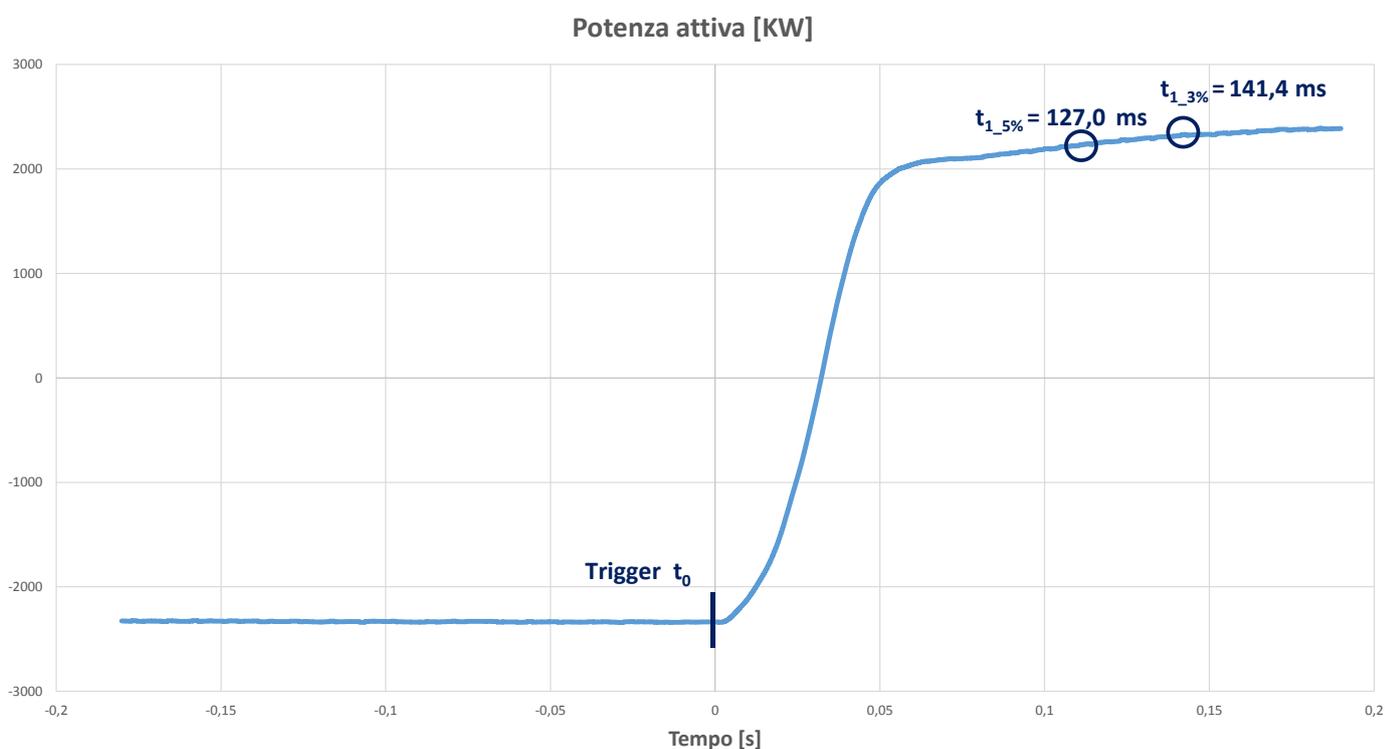


Figura 21 – Prova "rated charge to rated discharge" – Potenza attiva

L'esito della prova risulta positivo, in quanto la UAC correttamente prende in carico e gestisce il comando  $P_{max}$  proveniente da UPDM per asservimento al Sistema di Difesa, nonché viene rilevato un tempo di inversione di fase pari a 141,4 ms, considerando come istante finale  $t_1$  il tempo che impiega la potenza attiva trifase per assumere un valore in maniera stabile e permanente nel range  $\pm 3\%$  del valore nominale richiesto. Considerando invece per le potenze il range  $\pm 5\%$ , il tempo di inversione risulta pari a 127,0 ms.

	<b>RAPPORTO PUBBLICO DELLA SPERIMENTAZIONE – PROGETTI STORAGE ENERGY INTENSIVE A1, A2, B1</b>	18/04/2016
		Rev.02

## 7. DESCRIZIONE DEI COSTI

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 un massimo scostamento complessivo stimabile di circa +6%, 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.

## 8. CONCLUSIONI

Il primo periodo di esercizio dei Progetti Pilota A1, A2 e B1 è stato caratterizzato da una serie di eventi di guasto e malfunzionamenti di natura principalmente stocastica non riscontrati e, comunque, non individuabili nella precedente fase di collaudo, che hanno determinato frequenti e lunghi periodi di indisponibilità delle Unità di Accumulo. Tali eventi hanno suggerito di adottare un approccio prudente nell'esercizio, sia al fine di evitare il danneggiamento accidentale o il precoce invecchiamento delle Unità di Accumulo (batterie NAS e/o convertitori), sia al fine di salvaguardare l'esercizio dell'impianto in favore di una corretta integrazione e gestione con gli altri elementi della Rete di Trasmissione Nazionale. Tuttavia l'esperienza accumulata nell'analisi e risoluzione delle anomalie riscontrate ha permesso di migliorare le procedure di collaudo e test, al fine di riscontrare, per quanto possibile, il verificarsi di casistiche analoghe durante i collaudi stessi. In effetti l'ultimo impianto SANC attivato ha potuto beneficiare in tal senso dell'esperienza pregressa.

Le parziali indisponibilità a cui sono state soggette le Unità di Accumulo dei Progetti hanno comunque influito sensibilmente sulla disponibilità dell'impianto all'erogazione di servizi di rete, motivo per cui non è possibile in maniera analitica, per l'anno in esame, valutare dei benefici annuali per il Sistema Elettrico, anche se i test condotti ed i cui esiti sono riportati nel presente report permettono di avere buona evidenza delle potenzialità dei suddetti impianti.

Come tuttavia evidenziato nel presente Rapporto, le principali criticità dei primi mesi di operation hanno trovato progressiva risoluzione e, inoltre, le funzionalità implementate finora hanno trovato sempre più consolidamento nei processi del Dispacciamento di Terna. Inoltre, Terna ha comunque riscontrato finestre temporali di operation, nel presente documento riportate in via esemplificativa e non esaustiva, nelle quali le Unità di accumulo hanno potuto erogare servizi di rete con performance in linea a quelle attese e previste per la sperimentazione, sperimentando oltre al servizio prioritario di Riduzione di MPE, anche altri servizi di sistema, ovvero il servizio di regolazione secondaria potenza/frequenza ed il servizio di regolazione primaria di frequenza, in maniera mutuamente esclusiva o simultanea. In tal maniera, come reso evidente anche nella Campagna di prove dimostrativa condotta in data 10/09/2015 in presenza di una delegazione di AEEGSI e della Commissione di Valutazione dei Progetti Pilota, le performance delle tecnologie impiegate nell'erogazione dei servizi di rete si sono dimostrate notevolmente superiori rispetto

	<b>RAPPORTO PUBBLICO DELLA SPERIMENTAZIONE – PROGETTI STORAGE ENERGY INTENSIVE A1, A2, B1</b>	18/04/2016
		Rev.02

a quelle generalmente offerte o tecnicamente ammissibili dal parco di generazione tradizionale, in particolare in riferimento all'erogazione dei contributi di potenza e dei relativi tempi di attuazione.

Con le suddette premesse, Terna ha ritenuto opportuno considerare l'entrata in esercizio dei Progetti Pilota A1, A2 e B1 alla data del 31/12/2015, in maniera da poter utilizzare per tutti i Progetti Pilota realizzati (quindi anche il Progetto B2 di Flumeri SANC ed i Progetti C1 e C2 costituenti l'impianto Scampitella SANC) il biennio 2016-2017 ai fini del monitoraggio della sperimentazione.

In aggiunta, la Campagna di prove dimostrativa ha fornito un puntuale riscontro non solo sulle reali performance delle tecnologie impiegate e sull'efficacia delle funzioni attualmente implementate, ma ha fornito anche evidenza del valore potenziale che possono ricoprire le implementazioni delle funzioni avanzate di conduzione e dispacciamento e delle funzionalità avanzate di monitoraggio, attualmente in corso di sviluppo e test, alla sperimentazione dei presenti sistemi di accumulo. Infatti, le potenzialità delle tecnologie installate in sito e delle logiche sviluppate nei sistemi di controllo PCS-C, SCI ed SCCT, sono in grado di conferire all'impianto ed alle Unità di Accumulo ulteriori addizionalità positive al carattere di sperimentazione già fortemente innovativo: tali funzionalità potranno essere gradualmente e progressivamente rilasciate all'esercizio in teleconduzione e telecontrollo da remoto, al fine di ottimizzare la conduzione dell'impianto e massimizzare i benefici per il Sistema Elettrico. In ogni caso, tali sviluppi ulteriori potranno essere condotti opportunamente cercando di minimizzare i periodi di indisponibilità per esecuzione di prove in sito ed adattamento dei sistemi Centrali di Terna.