

REGIONE SICILIANA

Provincia di Agrigento
Comune di FAVARA

PROGETTO:

IMPIANTO AGRI-VOLTAICO "FAVARA 2"

PROGETTO PER LA REALIZZAZIONE DI UN IMPIANTO FOTOVOLTAICO DI POTENZA PARI A
63,07 MWp nel comune di FAVARA (AG)
denominato "FAVARA 2"



PROGETTO DEFINITIVO

COMMITTENTE



11PIU' ENERGIA SRL

Via Aldo Moro, 28 - 25043 Breno (BS)

P.I. 04309300988 - PEC: 11piuenergia@pec.it

PROGETTAZIONE



PROTECNA s.r.l.

via XX Settembre, 25

00062 Bracciano (RM)

PEC: protecnasrl@pec.it

I Tecnici

Dott. Ing. Paolo Lo Biundo

Dott. Ing. Francesco Mollame

ELABORATO

Impianto di accumulo BESS

CODICE	SCALA	FORMATO	CODIFICA INTERNA
R.27	1:--	A4	R.27_11PN2022PDRbes027R0

REV.	DATA	DESCRIZIONE REVISIONE	REDATTO	VERIFICATO	APPROVATO
00	31/07/2024	INTEGRAZIONE CTVA 5548 DEL 26-04-2024	PL	FM	AL



RELAZIONE TECNICA IMPIANTO DI ACCUMULO

SOMMARIO

1. Generalità

- 1.1 Introduzione
- 1.2 Oggetto e scopo
- 1.3 Dati locazione impianto
- 1.4 Leggi, normative e regolamenti di riferimento

2. Descrizione del sistema di accumulo

- 2.1 Generale
- 2.2 Servizi
- 2.3 Dimensionamento del sistema di accumulo
- 2.4 Configurazione impianto
- 2.5 Batterie
- 2.6 Inverter
- 2.7 Trasformatore
- 2.8 Quadro MT
- 2.9 Quadro BT
- 2.10 Cavi
- 2.11 Impianto di Terra
- 2.12 Luce e FM
- 2.13 Impianto Antincendio
- 2.14 Impianto HVAC
- 2.15 UPS
- 2.16 Scheda di impianto e comunicazione



1. Generalità

1.1 Introduzione

La Società 11PIU' ENERGIA S.R.L. intende realizzare un sistema di accumulo elettrochimico (BESS) Denominato "Favara 2" nel territorio Comunale di Favara (AG), con la finalità di accumulare l'energia dall'impianto FV di progetto e scambiare energia con la RTN. La presente relazione ha lo scopo di fornire una descrizione del progetto definitiva per la realizzazione dell'impianto denominato "Impianto BESS Favara 2" da 20MW - 40MWh.

1.2 Oggetto e scopo

Negli ultimi anni si sta assistendo, in Italia come in altri Paesi europei, ad una trasformazione radicale del settore elettrico caratterizzata, da un lato, dalla crescita importante di impianti a Fonti Rinnovabili non Programmabili e, dall'altro, dalla dismissione di impianti convenzionali in grado di fornire i servizi di regolazione necessari ad assicurare l'esercizio in sicurezza del sistema. Ciò determina già oggi (e in misura maggiore in scenari futuri) condizioni di forte criticità per la sicurezza del sistema elettrico strettamente connesse al verificarsi di fenomeni come: riduzione della potenza regolante di frequenza e tensione, progressiva riduzione dell'inerzia del sistema, over-generation da impianti rinnovabili nelle ore centrali della giornata, crescente ripidità della rampa serale del carico residua (causata dalla drastica e repentina riduzione della produzione solare nelle ore serali) ed aumento delle situazioni di congestioni di rete a causa della distribuzione disomogenea degli impianti rinnovabili sul territorio nazionale (principalmente localizzati al Sud). Il sistema di accumulo definito dall'Autorità come "un insieme di dispositivi, apparecchiature e logiche di gestione e controllo, funzionale ad assorbire e rilasciare energia elettrica, previsto per funzionare in maniera continuativa in parallelo con la rete con obbligo di connessione di terzi o in grado di comportare un'alterazione dei profili di scambio con la rete elettrica (immissione e/o prelievo)", quest'ultimo è un dispositivo fondamentale per gestire le problematiche sopraelencate al fine di stabilizzare la RTN. I requisiti del servizio di rete dell'energy shifting impattano quindi sul dimensionamento degli impianti e sulla scelta dei componenti.

1.3 Dati indicativi locazione impianto

Il sistema di accumulo elettrochimico di potenza ed energia nominale rispettivamente pari a 20MW - 40MWh ricadrà nel territorio Comunale di Favara (AG).

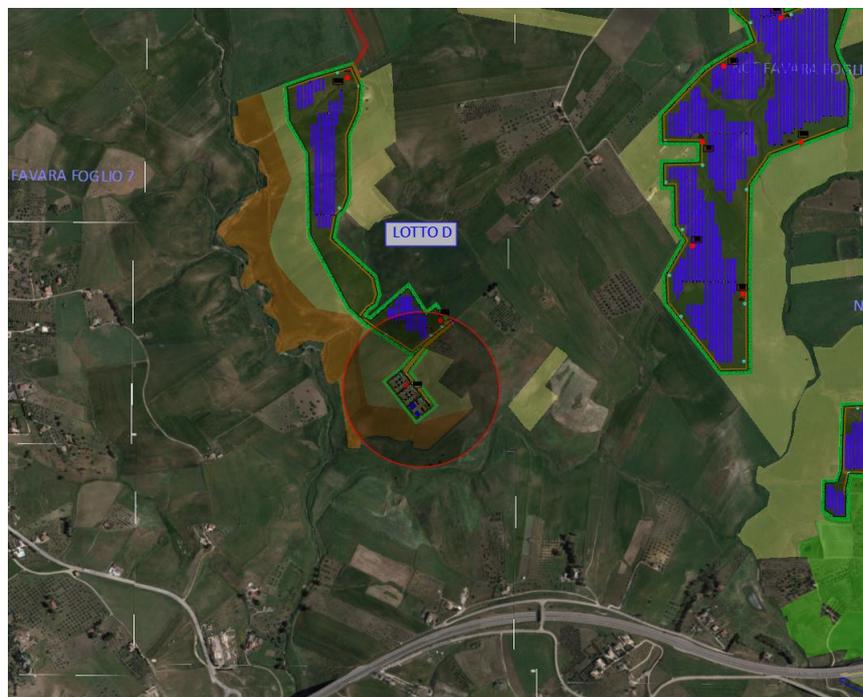


Figura 1: Posizione area d'installazione del sistema di accumulo

1.4 Leggi, normative e regolamenti di riferimento

L'impianto sarà realizzato a regola d'arte, come prescritto dalle normative vigenti, ed in particolare dal D.M. 22 gennaio 2008, n. 37 e s.m.i. Le caratteristiche dell'impianto stesso, non che dei suoi componenti, devono essere in accordo con le norme di legge e di regolamento vigenti ed in particolare essere conformi:

- alle prescrizioni di autorità locali;
- alle prescrizioni di autorità provinciali;
- alle prescrizioni di autorità regionali;
- alle prescrizioni e indicazioni della Società Distributrice di energia elettrica;
- alle prescrizioni del gestore della rete;
- alle norme CEI (Comitato Elettrotecnico Italiano).

Un elenco indicativo delle norme alla base della progettazione e riportato a seguire: Leggi e decreti

Normativa generale:

Legge 1° marzo 1968, n. 186: disposizioni concernenti la produzione di materiali, apparecchiature, macchinari, installazione e impianti elettrici ed elettronici.

Legge 9 gennaio 1991, n. 10: norma per l'attuazione del piano energetico nazionale in materia di uso nazionale dell'energia, di risparmio energetico e di sviluppo delle fonti rinnovabili di energia.

Decreto Legislativo 16 marzo 1999, n. 79: attuazione della direttiva 96/92/CE recante norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica.

Relazione tecnica sistema di accumulo

Decreto Ministero dell'Ambiente 22 dicembre 2000: finanziamento ai comuni per la realizzazione di edifici solari fotovoltaici ad alta valenza architettonica.

Direttiva CE 27 settembre 2001, n. 77: sulla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato dell'elettricità (2001/77/CE).

D.P.R. 6 giugno 2001, n. 380: Testo unico delle disposizioni legislative e regolamentari in materia edilizia.

Decreto Legislativo n. 387 del 29-12-2003: attuazione della direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità.

Decreto Legislativo n. 42 del 22 gennaio 2004: Codice dei beni culturali e del paesaggio, ai sensi dell'articolo 10 della legge 6 luglio 2002, n. 137

Decreto Legislativo n. 152 del 3 aprile 2006: Norme in materia ambientale (G.U. n. 88 del 14 aprile 2006).

Decreto Ministero Sviluppo Economico del 10 settembre 2010: Linee guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili. (G.U. n. 219 del 18 settembre 2010)

Decreto legislativo n. 28 del 3 marzo 2011: 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 (G.U. n. 71 del 28 marzo 2011);

Decreto Pres. Regione Sicilia n° 48 del 18/07/2012: Regolamento recante norme di attuazione dell'art. 105, comma 5, della legge regionale 12 maggio 2010, n. 11.

Decreto Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare del 30 marzo 2015: Linee guida per la verifica di assoggettabilità a valutazione di impatto ambientale dei progetti di competenza delle regioni e province autonome, previsto dall'articolo 15 del decreto- legge 24 giugno 2014, n. 91, convertito, con modificazioni, dalla legge 11 agosto 2014, n. 116.

Legge Regione Sicilia n° 16 del 10 agosto 2016: Recepimento del Testo Unico delle disposizioni legislative e regolamentari in materia edilizia approvato con decreto del Presidente della Repubblica 6 giugno 2001, n. 380

Sicurezza:

D.lgs. 81/2008 (testo unico della sicurezza): misure di tutela della salute e della sicurezza nei luoghi di lavoro;

DM 37/2008: sicurezza degli impianti elettrici all'interno degli edifici. Norme Tecniche

CEI 64-8: impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000 V in corrente alternata e a 1500 V in corrente continua.

CEI 0-16: Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti AT e MT delle imprese distributrici di energia elettrica

CEI 11-20: impianti di produzione di energia elettrica e gruppi di continuità collegati a reti di I e II categoria.

CEI EN 60904-I(CEI 82-1): dispositivi fotovoltaici Parte 1: Misura delle caratteristiche fotovoltaiche tensione-corrente.

CEI EN 60904-2 {CEI 82-2): dispositivi fotovoltaici - Parte 2: Prescrizione per le celle fotovoltaiche di riferimento.

CEI EN 60904-3 (CEI 82-3): dispositivi fotovoltaici - Parte 3: Principi di misura per sistemi solari fotovoltaici per uso terrestre e irraggiamento spettrale di riferimento.

CEI EN 61727 (CEI 82-9): sistemi fotovoltaici (FV) - Caratteristiche dell'interfaccia di raccordo con la rete

CEI EN 61215(CEI 82-8):moduli fotovoltaici in silicio cristallino per applicazioni terrestri, qualifica del progetto e omologazione del tipo.

CEI EN 61646 (82-12): moduli fotovoltaici (FV) a film sottile per usi terrestri - Qualifica del progetto e approvazione di tipo.

CEI EN 50380 (CEI 82-22): fogli informativi e dati di targa per moduli fotovoltaici.

CEI 82-25: guida alla realizzazione di sistemi di generazione fotovoltaica collegati alle reti elettriche di Media e Bassa tensione

CEI EN 62093 (CEI 82-24): componenti di sistemi fotovoltaici - moduli esclusi (BOS) - Qualifica di progetto in condizioni ambientali naturali.

CEI EN 61000-3-2 (CEI 110-31): compatibilità elettromagnetica (EMC) - Parte 3: Limiti - Sezione 2: Limiti per le emissioni di corrente armonica (apparecchiature con corrente di ingresso" = 16 A per fase).

CEI EN 60555-1 (CEI 77-2): disturbi nelle reti di alimentazione prodotti da apparecchi elettrodomestici e da equipaggiamenti elettrici simili - Parte 1: Definizioni.

CEI EN 60439 (CEI 17-13): apparecchiature assemblate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT).

UNI EN 12464-1 illuminazione nei luoghi di lavoro Serie composta da:

CEI EN 60439-1 (CEI 17-13/1): apparecchiature soggette a prove di tipo (AS) e apparecchiature parzialmente soggette a prove di tipo (ANS).

CEI EN 60439-2 (CEI 17-13/2): prescrizioni particolari per i condotti sbarre

CEI EN 60439-3 (CEI 17-13/3): prescrizioni particolari per apparecchiature assemblate di protezione e di manovra destinate ad essere installate in luoghi dove personale non addestrato ha accesso al loro USO

Quadri di distribuzione (ASD).

CEI EN 60445 (CEI 16-2): principi base e di sicurezza per l'interfaccia uomo-macchina, marcatura e identificazione - Individuazione dei morsetti e degli apparecchi e delle estremità dei conduttori designati e regole generali per un sistema alfanumerico.

CEI EN 60529 (CEI 70-1): gradi di protezione degli involucri (codice IP).

CEI EN 60099-1 (CEI 37-1): scaricatori - Parte 1: Scaricatori a resistori non lineari con spinterometri per sistemi a corrente alternata.

CEI 20-19: cavi isolati con gamma con tensione nominale non superiore a 450/750 V.

CEI 20-20: cavi isolati con polivinilcloruro con tensione nominale non superiore a 450/750 V.

CEI EN 62305 (CEI 81-10): protezione contra i fulmini. Serie composta da:

CEI EN 62305-1 (CEI 81-10/1): principi generali.

CEI EN 62305-2 (CEI 81-10/2): valutazione del rischio.

CEI EN 62305-3 (CEI 81-10/3): danno materiale alle strutture e pericolo per le persone.

CEI EN 62305-4 (CEI 81-10/4): impianti elettrici ed elettronici interni alle strutture.

CEI 81-3: valori medi del numero di fulmini a terra per anno e per chilometro quadrato. **CEI 0-2:** guida per la definizione della documentazione di progetto per impianti elettrici. **CEI 0-3:** guida per la compilazione della dichiarazione di conformità e relativi allegati.

UNI 10349: riscaldamento e raffrescamento degli edifici. Dati climatici

CEI EN 61724 (CEI 82-15): rilievo delle prestazioni dei sistemi fotovoltaici - Linee guida per la misura, lo scambio e l'analisi dei dati.

CEI 13-4: sistemi di misura dell'energia elettrica - Composizione, precisione e verifica.

CEI EN 62053-21 (CEI 13-43): apparati per la misura dell'energia elettrica (c.a.) - Prescrizioni particolari -Parte 21: Contatori statici di energia attiva (classe 1 e 2).

CEI EN 62053-23 (CEI 13-45): apparati per la misura dell'energia elettrica (c.a.) - Prescrizioni particolari -Parte 23: Contatori statici di energia reattiva (classe 2 e 3).

CEI 64-8, parte 7, sezione 712: sistemi fotovoltaici solari (PV) di alimentazione. TICA:

Delibera ARG-elt n.90-07: attuazione del decreto del Ministro dello Sviluppo Economico, di concerto con il Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare 19 febbraio 2007, ai fini dell'incentivazione della produzione di energia elettrica mediante impianti fotovoltaici.

Delibera ARG-elt n. 99-08 TICA: testo integrato delle condizioni tecniche ed economiche per la connessione alle reti elettriche con obbligo di connessione di terzi degli impianti di produzione di energia elettrica (Testa integrate delle connessioni attive -TICA).

Delibera ARG-elt n. 161-08: modificazione della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 13 aprile 2007, n. 90/07, in materia di incentivazione della produzione di energia elettrica da impianti fotovoltaici.

Delibera ARG-elt n. 179-08: modifiche e integrazioni alle deliberazioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas ARG/elt 99/08 e n. 281/05 in materia di condizioni tecniche ed economiche per la connessione alle reti elettriche con obbligo di connessione di terzi degli impianti di produzione di energia elettrica.

Precisazione:

I riferimenti di cui sopra possono non essere esaustivi. Ulteriori disposizioni di legge, norme e deliberazioni in materia, anche se non espressamente richiamati, si considerano applicabili

2. Descrizione del sistema di accumulo

2.1 Generale

Il sistema di accumulo è costituito da sei sottosistemi uguali, ciascuno caratterizzato da un sesto della potenza e dell'energia nominale dell'intero impianto.

Gli obiettivi di progetto sono quelli di:

- Ottimizzare l'utilizzo di energia prodotta dall'impianto fotovoltaico, tramite l'energy shifting, accumulando energia durante le ore del giorno in cui si presentano picchi di produzione dell'impianto fotovoltaico e fornendo energia alla rete nelle ore di maggiore necessità;
- Predisporre l'impianto a futuri servizi di rete richiesti da Terna riguardanti i sistemi di accumulo in ottica di adattare la rete RTN a gestire i radicali cambiamenti del sistema elettrico nazionale, come ad esempio regolazione secondaria e bilanciamento

2.2 Servizi

I sistemi di accumulo dell'energia distribuita stanno diventando componenti essenziali per funzionamento della rete elettrica, dove il continuo aumento di generazione distribuita da fonti di energia rinnovabile (FER) sta provocando un forte aumento di flussi di potenza non programmabili. In particolare, la crescita esponenziale di potenza fotovoltaica installata provoca una sovrapproduzione nelle ore centrali della giornata. L'utilizzo di tecnologie di accumulo per ottimizzare la produzione rinnovabile diventa quindi fondamentale poiché riduce i picchi di produzione nei momenti di over generation ed eroga potenza in rete nei momenti di maggiore carico. Ne consegue una migliore gestione degli sbilanciamenti e permette arbitraggi del prezzo dell'energia

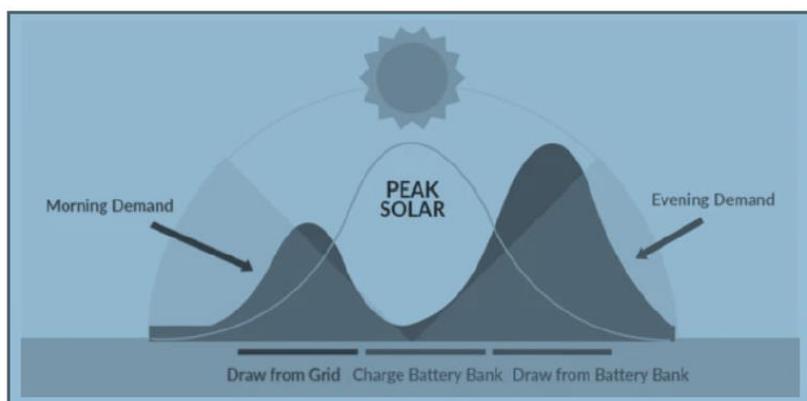


Figura 1: Energy shifting

Poiché il sistema di accumulo si carica quando l'impianto fotovoltaico produce non è necessario chiedere una potenza in immissione maggiore di quella del fotovoltaico. Dato che l'accumulo può caricarsi la notte va richiesta una potenza in prelievo pari a quella dello storage, ovvero 20MW

La Regolazione Secondaria ha la funzione di ristabilire i valori di frequenza nominale e potenza di scambio programmati; agisce su un margine di potenza dedicata, denominata riserva o banda secondaria, la cui entità è stabilita da TERNA in ottemperanza alle raccomandazioni definite dall'UCTE.

Gli impianti di produzione abilitati alla fornitura del servizio di regolazione secondaria di frequenza/potenza devono rendere disponibile una riserva secondaria di potenza non inferiore a:

- Il maggiore tra ± 10 MW e $\pm 6\%$ della potenza massima per le UP termoelettriche. Nel caso di UP a ciclo combinato il valore della riserva va riferito alla potenza complessiva di tutto l'assetto dell'UP;
- $\pm 15\%$ della potenza massima per le UP idroelettriche.

La banda di regolazione deve essere erogata da ciascuna unità abilitata entro il tempo massimo di 200 secondi ed erogata con continuità per almeno 2 ore.

I sistemi di accumulo, essendo caratterizzati da tempi di risposta rapidi, hanno le potenzialità per coprire il servizio di regolazione secondaria, con prestazioni anche superiori rispetto agli impianti termoelettrici.

Il bilanciamento, quale componente fondamentale dei servizi di dispacciamento, prevede che il gestore della rete provveda a garantire un corretto rapporto fra energia prelevata e immessa in rete, garantendo che il flusso di energia rimanga conforme alle richieste oscillatorie dell'utenza.

L'impiego massiccio di energia da fonti rinnovabili ha gravato sul servizio di bilanciamento in modo non trascurabile, essendo tale fonte energetica non programmabile e non prevedibile, causando squilibri fra domanda e offerta e scompensi di rete.

Si prevede che a causa dell'aumento considerevole di energia da fonti rinnovabili ci sarà un parallelo necessario aumento di sistemi di accumulo elettrochimico, che sono potenzialmente in grado di offrire il servizio di bilanciamento

Il sistema di accumulo è stato dimensionato rispettando l'ottimizzazione dei flussi di potenza dell'impianto fotovoltaico autorizzato e in previsione di futuri ulteriori sviluppi.

Considerando le opportune efficienze di conversione e la profondità di scarica delle batterie (DoD)

e stata calcolata l'Energia Nominale in DC; considerando un C-rate 0,5 e stata definita la Potenza Nominale AC:

- Potenza Nominale AC: 20 MW $\cos\phi=0,85$
- Energia installata in DC: 41,4 MWh

L'impianto BESS sarà connesso alla sala di smistamento MT connessa a sua volta alla Cabina MT di Sottostazione a valle del dispositivo di interfaccia come da ammesso dalla norma CEI 0-16 per un "sistema di accumulo posizionato nella parte di impianto in corrente alternata a valle del contatore dell'energia generata".

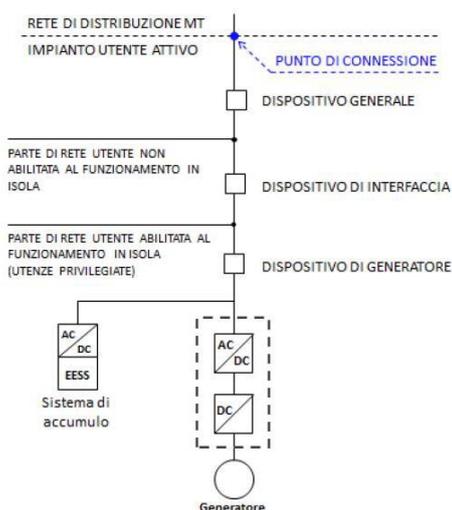


Figura 3: Connessione alla rete dell'impianto BESS come da CEI0-16

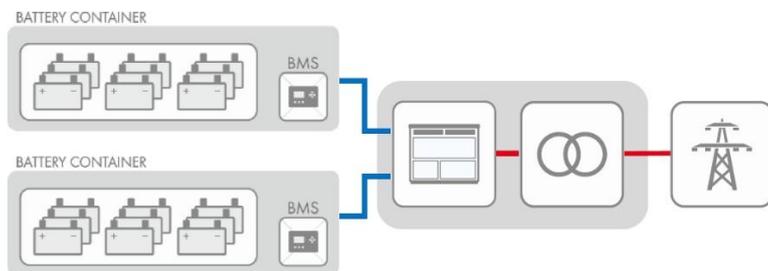


Figura 3: Esempio di struttura del sistema

Come da Figura 4 l'impianto si costituisce di sei sottosistemi ciascuno dei quali dotato di un interruttore MT, un trasformatore MT/BT a doppio secondario e due inverter. A ciascun inverter sono connessi in parallelo sul bus DC 15 battery rack (che costituiscono un battery pack) ognuno composto dalla serie di 15 moduli batteria.

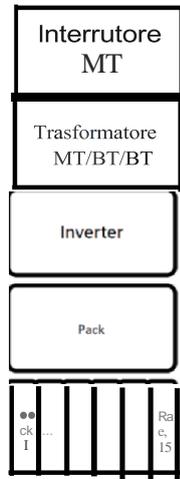


Figura 4: Configurazione BESS

L'impianto sarà composto di elementi alloggiati all'interno di container suddivisi funzionalmente come segue e come illustrato in Figura 5

- Una cabina di smistamento MT
- Un container di controllo
- Sei container PCS
- Dodici container Batterie ESS

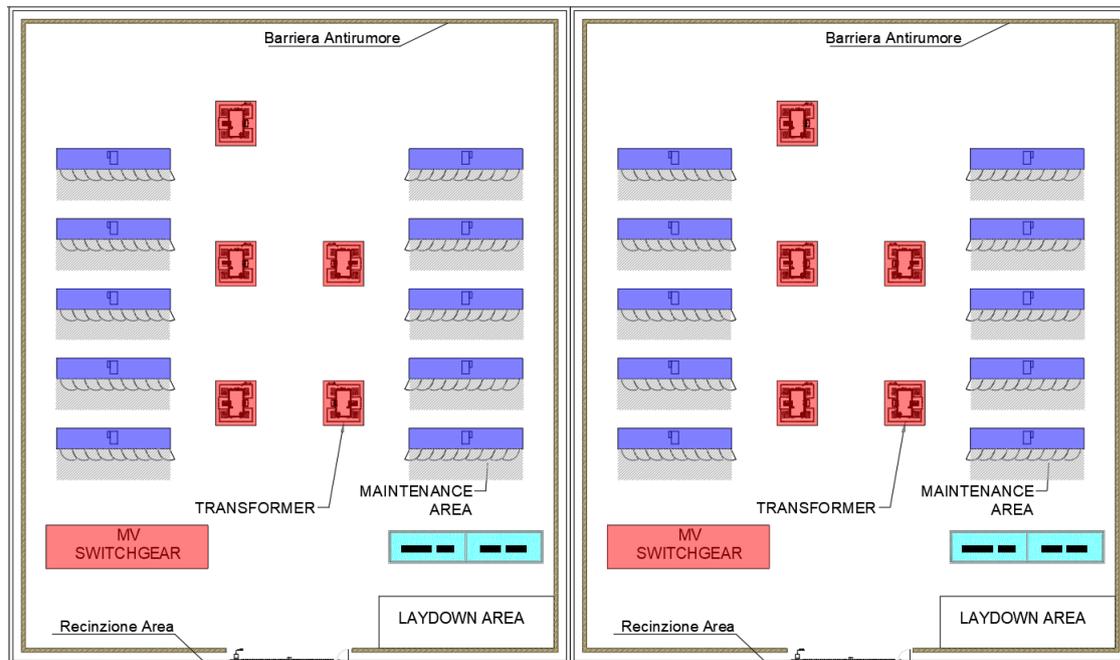


Figura 5: Area Sistema di Accumulo - Pianta

Nel seguito una descrizione delle componenti principali che ogni container ospita e la relativa rappresentazione prospettica e in pianta:

- Una cabina di smistamento MT
 - Un arrivo linea
 - Uno scomparto misure
 - Sei scomparti di alimentazione
 - Uno scomparto per trasformatore ausiliario
 - Un trasformatore ausiliario

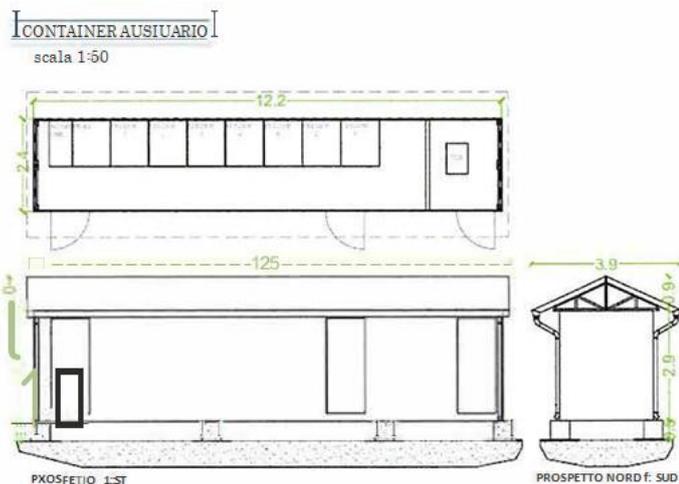


Figura 6: Container ausiliari: Pianta e Prospetto

- Un container di controllo
 - Quadri di distribuzione degli ausiliari BR
 - Quadri di controllo
 - Quadri di monitoraggio
 - Quadri di comunicazione
- Sei container PCS
 - Due inverter
 - Un trasformatore a doppio secondario
- Un Quadro ausiliari

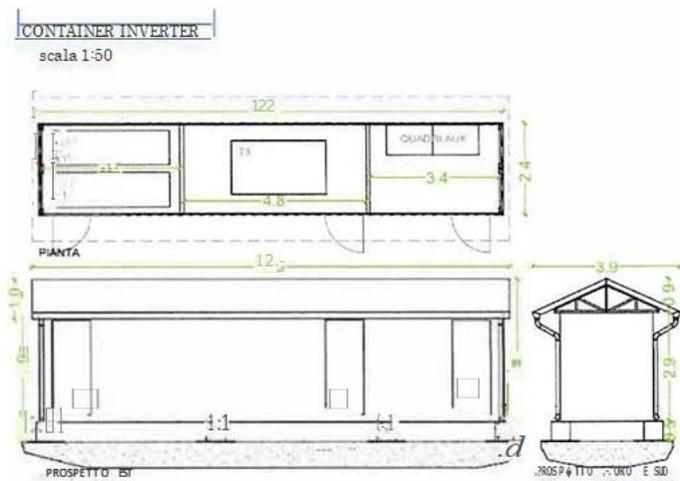


Figura 7: Container Inverter: Pianta e Prospetto

Dodici container Batterie ESS

- Quindici rack per pack

- Un Quadro di parallelo
- Un sistema di spegnimento incendio
- Quadri ausiliari

Heating Ventilating and Air conditioning (HVAC)

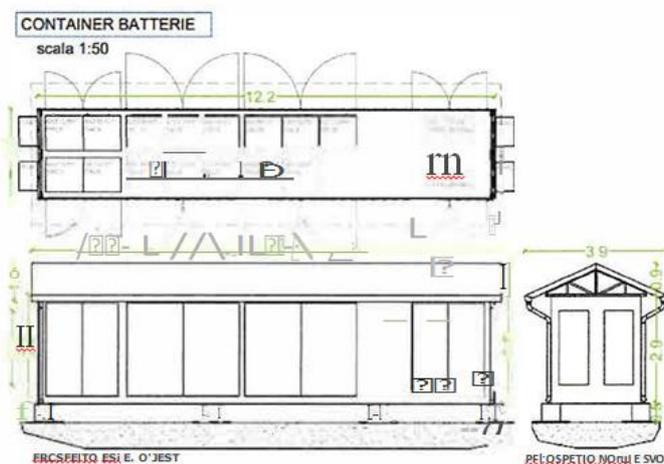


Figura 8: Container Batterie - Pianta e Prospetto

2.5 Batterie

Il progetto prevede l'installazione di 2700 moduli batterie al Litio-Ferro-Fosfato (LFP), composti da una specifica configurazione di celle elementari disposte in serie e in parallelo; i moduli raggruppati in serie da 15 compongono i singoli rack, 15 dei quali in parallelo compongono a loro volta i pack.

La capacità di un singolo rack è di 230 kWh che moltiplicata per 180 rack fornisce Energia installata a inizio vita (BOL) pari a 41,4 MWh.

BESS Features	
Type	LFP
Total number of rack	180
Total installed energy BOL	41,4 MWh
Number of module per Rack	15
Capacity per Rack	230 kWh
Voltage Range	1008-1296 V
Raccomandato Operating Temperature of BESS	10 °C to 30 °C
Humidity	up to 95%
Size	1000*938*2400 mm ³
Weight	2.465,5 kg

Tabella 1: Dati di targa del BESS

Di seguito una descrizione dei componenti elementari che gerarchicamente costituiscono il sistema d'accumulo e le relative energie:

Main Components			
Component	Appaerance	Model	Energy
Cella		FEIOSA	0,336 kWh
Modulo		76.8NESP200	15,4 kWh
Rack		768100230	230 kWh

Tabella 2: Cella, modulo e rack batterie

Ciascun rack comunica con un BMS (Battery Bank Management System), il sistema di gestione che consente di monitorare e trasmettere informazioni sullo stato di funzionamento delle celle e sui parametri del sistema (tensione, corrente, temperatura etc.).

Il BMS e costituito da:

- BMU (Battery Management UNIT)
- BCMU (Battery Cluster Management Unit)
- Control box

- BAMS (Battery Administration Management System), composto a sua volta dal BAU (Administration Management Unit) e da una HMI (Human Machine Interface).

Le varie sezioni del BMS sono gestite a loro volta dal BSCS (Battery Storage Control System), cui è imputabile la gestione dell'intero impianto, l'ottimizzazione e il monitoraggio del sistema che avviene mediante integrazione con lo SCADA, con il quale il BSCS comunica continuamente, garantendo il

controllo non solo del sistema di accumulo, ma anche di tutti i quadri BT/MT, dei sistemi HVAC e degli ausiliari. Si riportano nel seguito le principali funzioni del BSCS:

- Controllo automatico/manuale in tempo real
- Controllo remoto
- Controllo locale
- Registrazione dei dati storici

Fra servizi che il BSCS ha la potenzialità di svolgere ci sono l'inseguimento del set point di potenza attiva, reattiva e fattore di potenza, time-shifting, peak-shaving, regolazione primaria, secondaria o terziaria di frequenza, bilanciamento.

2.6 Inverter

L'inverter bidirezionale è un elemento fondamentale di interconnessione tra le batterie funzionanti in corrente continua (DC) e la rete elettrica esercita in corrente alternata (AC). Tramite la commutazione degli IGBT l'inverter è in grado di effettuare la conversione continua-alternata per scaricare in rete l'energia immagazzinata nelle batterie ed è in grado di effettuare la conversione alternata-continua per caricare le batterie con gli eccessi di produzione fotovoltaica. L'inverter utilizzato è quindi

un "due quadranti" nel piano tensione-corrente, essendo in grado di gestire correnti sia positive che negative e tensioni solo positive.

I principali componenti dell'inverter sono:

Fusibili - hanno il compito di proteggere i dispositivi dal sovraccarico e dal corto-circuito;

interruttore DC motorizzato - collega / scollega l'inverter e il banco batterie;

Modulo di conversione - è costituito da tre ponti IPM-IGBT che convertono la corrente DC in AC;

Contattore AC - collega / scollega automaticamente l'Inverter dalla rete;

Filtro EMC - ha il compito di ridurre il ripple sulle batterie e gli accoppiamenti di modo comune;

Filtro LCL - ha il compito di ridurre le armoniche immesse in rete;

Control unit - ha il compito di modulare gli IGBT tramite un algoritmo di controllo avanzato basato su la SVM (Space Vector Modulation), di gestire lo scambio di potenza con la rete monitorando i valori di tensione e frequenza e di comunicare con i sistemi di controllo di livello superiore;

Circuito di precarica - consente una energizzazione graduale dei condensatori dell'inverter



Figura 9: Inverter

L'inverter è conforme alla norma CEI 0-16:2019-04 "Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti AT e MT delle imprese distributrici di energia elettrica" rispettandone tutte le prescrizioni, tra cui, ma non solo:

- Low voltage ride through;
- Gestione potenza reattiva per regolazione di tensione e di cosfi;
- Range di tensione di funzionamento;
- Frequency ride through;
- Total harmonic distortion.

L'inverter può funzionare con un fattore di potenza (PF) variabile a seconda della necessità, con diversi set-point di lavoro interni al cerchio il cui raggio è la potenza apparente della macchina. La capacità di circolare alla tensione nominale non presentando limitazioni né sulla potenza attiva né sulla potenza reattiva. L'inverter, quindi, risulta pienamente in grado di erogare servizi quali regolazione di tensione Q(V) o regolazione del cosfi.

In seguito, viene riportata la caratteristica P/Q del dispositivo che risulta non limitata dalla capacità delle batterie:

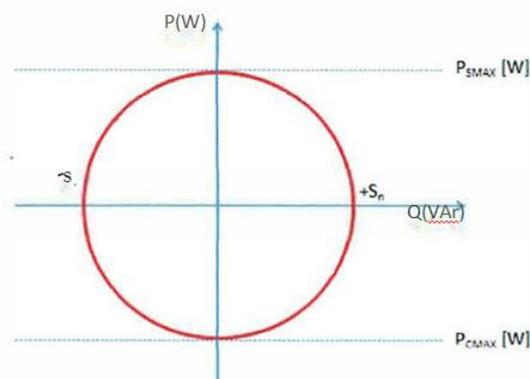


Figura 10: Capability del PCS a tensione nominale

Tensione minima DC	976V
Tensione massima DC	1500V
Corrente massima DC	4390A
Potenza apparente massima AC @50°C	4075 kVA
Tensione nominale AC	690V
Corrente massima AC @40°C	3674A
Frequenza	50 Hz
THD	<3%
Efficienza massima	98,93 %
Capability	Circolare

Figura 11: Datasheet inverter

2.7 Trasformatore

Verranno installati sei trasformatori MT/BT in olio da 4 MVA per adattare la tensione di 690V in uscita dagli inverter alla tensione 36 kV delle barre MT_

Ciascun trasformatore connesso lato MT agli scomparti della sala di smistamento MT e lato BT a due inverter. Ciascun inverter connesso su un secondario dedicato al fine di separare galvanicamente i due circuiti BT ed evitare disturbi dovuti alla modulazione ad alte frequenze dei convertitori. Ogni avvolgimento BT inoltre del tipo "a triangolo" per bloccare la circolazione di componenti di terza armonica. L'avvolgimento MT del tipo a stella.

Ciascun trasformatore posizionato tra i due inverter ed collegato ad essi mediante barrature rigide.

Potenza nominale	4000 kVA
Tensione primario	36 kV
Tensione secondario	400V
Vee%	6%
Isolamento	Olio
Raffreddamento	ONAF
Gruppo	Yd11d11

Figura 12: Datasheet trasformatore

2.8 QUADRO MT

La sala di smistamento MT, mediante cavo interrato MT, e collegata alla Cabina di Media Tensione alimentata dal trasformatore AT/MT. Nella sala di smistamento sono presenti tre scomparti dedicati alla connessione dei sei sottosistemi dell'ESS; ad ogni scomparto e collegato un singolo trasformatore mediante linea MT interrata.

Ogni scomparto e realizzato in lamiera di acciaio zincata ed e equipaggiato di:

- Interruttore isolato in SF6
- Rele di protezione 50-51-S0N-SIN
- Sezionatore di linea
- Sezionatore di messa a terra
- Dispositivi di blocco a chiave
- Interblocco organi di manovra

Vista la distanza limitata tra protezione e trasformatore non e reputata necessaria l'adozione di protezione direzionale 67N.

2.8 QUADRO BT

I quadri BT sono del tipo quadri di potenza, quadri ausiliari e quadri di controllo.

I quadri di potenza sono posizionati all'interno del container batterie e sono:

- N.12 QUADRI FUSIBILI, uno per ciascun Pack batterie contengono i fusibili di protezione di ogni rack e sono predisposti per accogliere le barre di parallelo DC.

I quadri ausiliari garantiscono la distribuzione elettrica e l'alimentazione a tutti i dispositivi installati, in particolare sono previsti:

- N.1 QUADRO AUSILIARI ESS per alimentare luce, forza motrice, hvac, ausiliari dei PCS, i quadri ausiliari PACK e i quadri di controllo. Riceve alimentazione dal trasformatore MT/BT ausiliari di sottostazione da 200kVA ed è posizionato nel container ausiliari.
- N.12 QUADRI AUSILIARI PACK per alimentare le ventole delle batterie, i rack batteria e tutti i dispositivi installati nel container batterie.

I quadri di controllo, alimentati dal quadro ausiliari ess, sono posizionati nel container ausiliari.

Sono previsti:

- N.1 QUADRO SCADA ESS per il controllo di tutti i dispositivi facenti parte del sistema di accumulo. Contiene un HMI (Human Machine Interface) per la gestione dell'operatore in sito e tutto il necessario per garantire il monitoraggio e il controllo remoto dell'impianto.

2.10 CAVI

Cavo MT

Tutte le linee elettriche dei collegamenti in media tensione saranno realizzate attraverso l'utilizzo di cavo del tipo RG16H1R12 26/45 kV. In particolare, all'interno dell'area questo cavo viene impiegato per il collegamento dagli scomparti MT ai trasformatori del sistema di accumulo.

Si tratta di cavi unipolar elicordati, congiunti in maniera da formare un unico fascio di forma circolare. Tale cavo presenta uno spessore maggiorato della guaina che ne migliora notevolmente la resistenza allo schiacciamento e all'impatto. Grazie a queste peculiarità, si rende adatto alle installazioni fisse interne o esterne, posato in aria o direttamente o indirettamente interrato, anche in ambienti bagnati.

A seguire si riportano le caratteristiche tecniche:

Conduttore	Conduttore rig. dot. di rame rosso, Classe 2
Materiale del semi-conduttore interno	Elastometrico estruso
Isolante	HEPR di qualità G16
Materiale del semi-conduttore esterno	Elastomerico estruso pelabile a freddo
Schermata	Fili di rame rosso
Guaina esterna	Termoplastica tipo R12 per cavi MT
Colore guaina esterna	Rosso
Tensione nominale U ₀ /U	26/45 kV
Temperatura massima di esercizio	+105°C
Temperatura minima di esercizio	-15°C
Temperatura massima di corto circuito	+300°C
Temperatura minima di installazione e maneggio	0°C
Sforzo massimo di tiro	60 N/mm ²
Raggio minima di curvatura per diametro D (in mm)	12 volte il diametro
Imballo	Bobina con metrature da definire in fase di ordine

Tabella 3: Datasheet Cavi MT

CAVI BT:

Tutti i cavi BT ausiliari esterni ai quadri sono cavi del tipo FG16(0)R16 conformi alla normativa CPR.

Il cavo è adatto per l'alimentazione di energia nell'industria, nei cantieri, nell'edilizia residenziale.

Per posa fissa all'interno e all'esterno, anche in ambienti bagnati; per posa interrata diretta e indiretta. Per all'installazione all'aria aperta, su murature e strutture metalliche, su passerelle, tubazioni, canalette e sistemi simili. Adatto per installazioni a fascio in ambienti a maggior rischio in caso d'incendio.

Date le proprietà di limitare lo sviluppo del fuoco e l'emissione di calore, il cavo è adatto per l'alimentazione di energia elettrica nelle costruzioni ed altre opere di ingegneria civile.

Conduttore	Conduttore a corda rotonda flessibile di rame rosso ricotto
Isolante	Miscela di qualità etilpropilenica ad alto modulo di qualità G16
Riempitivo	Miscela di materiale non fibroso e non igoscopico
Guaina esterna	Miscela di PVC di qualità R16
Colore guaina esterna	Grigio
Tensione nominale U_0/U	0,6/1kV e 1,5 kV in C.C.
Temperatura massima di esercizio	+90°C
Temperatura minima di esercizio	-15°C in assenza di sollecitazioni meccaniche
Temperatura massima di corto circuito	+300°C
Temperatura minima di installazione e maneggio	0°C
Sforzo massimo di trazione	50 N/mm ²
Raggio minimo di curvatura per diametro D (in mm)	4 volte il diametro esterno massimo

Tabella 4 Datasheet Cavi BT

Tutti i cavi ausiliari di alimentazione di dispositivi a 12 e 24V sono del tipo twistato e schermato con schermo messo a terra ad entrambe le estremità.

CAVI BT interni ai quadri

I cavi interni ai quadri ausiliari e ai quadri di controllo sono del tipo N07V-K 450/750 V. Sono cavi unipolari flessibili, per energia e cablaggio, isolati in polivinilcloruro (PVC).

CAVI DC

I cavi di potenza DC utilizzati tra ciascun rack batterie e il relativo quadro fusibili e tra il quadro fusibili e l'ingresso DC dell'inverter sono del tipo H12222-K conformi alla normativa CPR.

Questi cavi risultano particolarmente adatti per applicazioni in corrente continua per le loro peculiarità. Sono isolati con gomma 22, sotto guaina 22, con conduttori flessibili stagnati, non propagano la fiamma, sono senza alogeni e a basso sviluppo di fumi e gas tossici e corrosivi.

CAVI DI SEGNALE e COMUNICAZIONE

Tutti i cavi di segnale e comunicazione e tutti i cavi di alimentazione a 24V saranno del tipo schermato e twistato con lo schermo messo a terra ad entrambe le estremità.

CAVI DI PROTEZIONE

I conduttori di protezione sono in cavo FS17 di colore giallo verde per le apparecchiature installate indoor e in corda nuda in rame per la connessione alla maglia di terra delle apparecchiature installate outdoor.

DIMENSIONAMENTO E VERIFICA DEI CAVI

Isolamento dei cavi

I cavi utilizzati in corrente alternata devono essere adatti a tensione nominale verso terra e tensione nominale (U_0/U) non inferiori a 0,75/ U , in modo da essere compatibili con le tensioni caratteristiche dei sistemi in cui sono installati. Mentre i cavi in corrente continua poiché lavorano a livelli di tensione maggiore e sono sottoposti a condizioni di funzionamento più gravose per gli isolanti devono essere adatti a tensione nominale verso terra e tensione nominale (U_0/U) non inferiori a 1/1,5kV.

Verifica della portata

La portata dei cavi I_z dipende dal tipo di posa, dalla temperatura ambiente in cui lavora il cavo, dalla vicinanza o meno di altri conduttori attivi e dalla disposizione dei cavi (fascio o strato). Per determinare i coefficienti di riduzione delle portate ordinarie dei cavi vengono utilizzate le tabelle CEI UNEL 35024/1 per i cavi posati in aria libera e CEI-UNEL 35026 per i cavi interrati. La portata del cavo viene quindi determinata secondo la seguente relazione:

$$I_z = I_0 \times K_1 \times K_2 \times K_3 \times K_4$$

dove:

I_z = Portata effettiva del cavo

I_0 = Portata nominale dichiarata dal costruttore, per posa interrata a 20° C; K_1 = Fattore di correzione per temperature diverse da 20° C;

K_2 = Fattore di correzione per gruppi di più cavi installati sullo stesso piano; K_3 = Fattore di correzione per profondità di interrimento diversa da 0,8 m;

K_4 = Fattore di correzione per resistività termica del terreno diversa da 1,5 k^*m/W .

Verifica della caduta di tensione

Il calcolo è svolto in modo tale che la somma delle cadute di tensione medie (che in valore relativo coincidono con le perdite di potenza) dei vari tratti in cavo compresi fra le stringhe e l'ingresso lato DC dell'inverter non superi il valore di progetto del 1,5%. Le cadute di tensione vengono calcolate considerando la corrente pari alla corrente alla massima potenza delle stringhe, il che rende cautelativo il dimensionamento in quanto, per natura della conversione fotovoltaica, associata alla radiazione solare, la condizione di funzionamento alla massima potenza risulta limitata nel tempo e mediamente le correnti di impiego dei cavi risultano essere più basse. La caduta di tensione è definita dalla seguente relazione:

$$U = 2 \times R \times I \times L$$

dove:

U = caduta di tensione;

R = resistenza per unità di lunghezza del conduttore in Ω/km ; I = corrente in A;

L = lunghezza della linea in km.

Colori distintivi dei cavi

I conduttori impiegati nell'esecuzione degli impianti devono essere contraddistinti dalle colorazioni previste dalle vigenti tabelle di unificazione CEI-UNEL 00722-74 e 00712. In particolare, i conduttori di neutro e protezione devono essere contraddistinti, rispettivamente ed esclusivamente, con il colore blu chiaro e con il bicolore giallo-verde. I conduttori di fase devono essere contraddistinti in modo univoco per tutto l'impianto dai colori: grigio (cenere), marrone, nero.

Per i cavi in Corrente Continua si utilizzerà la colorazione Rossa per la polarità positiva e la colorazione nera per la polarità negativa.

Sezioni minime e cadute di tensione ammesse

Le sezioni dei conduttori sono calcolate in funzione della corrente di impiego e della lunghezza dei circuiti, affinché non vengano superati i valori delle portate di corrente ammesse, per i diversi tipi di conduttori, dalle tabelle di unificazione CEI-UNEL 35024-70 e 35023-70 e la caduta di tensione non superi il valore del 4% della tensione a vuoto. In realtà nelle applicazioni fotovoltaiche si tende a sovradimensionare le sezioni dei cavi per aumentare i margini di sicurezza e diminuire le perdite per effetto Joule.

Dimensionamento dei conduttori di protezione

Il dimensionamento dei conduttori di protezione sarà effettuato considerando le sezioni dei conduttori di fase. A seguire si riporta la regola prevista dalla normativa CEI 64-8, dove:

$$\begin{aligned} S_f < 16\text{mm}^2: & \quad S_{PE} = S_f \\ 16 \leq S_f \leq 35\text{mm}^2: & \quad S_{PE} = 16\text{mm}^2 \\ S_f > 35\text{mm}^2: & \quad S_{PE} = S_f / 2 \end{aligned}$$

S_f è la sezione del conduttore di fase (mm^2);

S_{PE} è la sezione del conduttore di protezione (mm^2).

Tubi e canalizzazioni

I conduttori devono essere sempre protetti e salvaguardati meccanicamente.

Dette protezioni possono essere: tubazioni, canalette porta cavi, passerelle, etc.

il diametro interno dei tubi deve essere pari ad almeno 1,3 volte

il diametro del cerchio circoscritto al fascio dei cavi in esso contenuti; il diametro del tubo deve essere sufficientemente grande da permettere di sfilare e rinfilare i cavi in esso contenuti con facilità e senza che ne risultino danneggiati i cavi stessi o i tubi. Comunque, il diametro interno non deve essere inferiore a 16 mm. Il tracciato dei tubi protettivi deve consentire un andamento rettilineo orizzontale (con minima pendenza per favorire lo scarico di eventuale condensa) o verticale. Le curve devono essere effettuate con raccordi o con piegature che non danneggino il tubo e non pregiudichino la sfilabilità dei cavi. Le giunzioni dei conduttori devono essere eseguite nelle cassette di derivazione con impiego di opportuni morsetti o morsettiere. Dette cassette devono essere costruite in modo che, nelle condizioni di installazione, non sia possibile introdurre corpi estranei; inoltre, deve risultare agevole la dispersione del calore in esse prodotta. Il coperchio delle cassette deve offrire buone garanzie di fissaggio ed essere apribile solo con attrezzo. Le giunzioni di conduttori interrati vanno eseguite utilizzando idonee muffole opportunamente sigillate attraverso la colata di resina al loro interno.

Criteri di verifica della protezione contro i contatti indiretti

Devono essere protette contro i contatti indiretti tutte le parti metalliche accessibili dell'impianto elettrico e degli apparecchi utilizzatori, normalmente non in tensione, ma che, per cedimento dell'isolamento principale o per altre cause accidentali, potrebbero trovarsi sotto tensione (masse). All'impianto di terra devono essere collegati tutte le masse metalliche accessibili.

Coordinamento tra conduttori e dispositivi di protezione

I conduttori che costituiscono l'impianto devono essere protetti contro le sovracorrenti causate da sovraccarichi e da corto circuiti.

Sovraccarico secondo la norma CEI 64-8/4, le caratteristiche di funzionamento del dispositivo di protezione delle condutture contro i sovraccarichi (interruttore automatico magnetotermico) devono rispondere alle seguenti due condizioni

$$I_b \leq I_n \leq I_z$$

$$I_f = 1,45 * I_z$$

Dove

I_b = corrente di impiego del circuito;

I_z = portata in regime permanente

della conduttura; I_n = corrente

nominale del dispositivo di

protezione.

I_f = corrente che assicura l'effettivo funzionamento del dispositivo di protezione.

Per la parte in corrente continua del sistema non si prevede la protezione del sistema contro i sovraccarichi, in quanto la massima corrente erogabile dal campo fotovoltaico, nel punto di massima potenza, è approssimabile alla massima corrente che il campo è in grado di erogare in condizioni di cortocircuito.

E quindi l'unica condizione da verificare è:

$$I_b = I_z$$

Riducendo il valore I_z con opportuni coefficienti correttivi che tengono delle condizioni termiche di esercizio dei cavi.

Corto circuito per la parte di circuito in corrente continua la protezione contro il corto circuito è assicurata dalla presenza di fusibili a intervento rapido ed extrarapido installati nella BPU (Battery Protection Unit), nei quadri fusibili e negli ingressi DC degli inverter.

Per le varie sezioni in alternata occorre proteggere le condutture dalle correnti di corto circuito di ritorno dalla rete mediante l'inserimento di interruttori automatici magnetotermici che devono avere potere di interruzione superiore alla corrente di corto circuito presunta nel punto di installazione. Bisogna quindi verificare che $I^2t = K^2 S^2$ sull'energia passante ricorrendo alla curva caratteristica del dispositivo scelto, le sezioni di cavo adottate e le correnti di corto circuito nel punto di consegna dell'energia.

2.11 IMPIANTO DI TERRA

Il sistema di accumulo è installato nell'area adiacente all'impianto fotovoltaico dove bisogna realizzare un impianto di terra magliato.

I sei PCS costituiti ciascuno da due inverter e un trasformatore saranno collegati alla maglia di terra sottostante intercettata in almeno 4 punti al fine di garantire opportuna ridondanza.

I dispositivi del container ausiliari e controllo e del container batterie sono collegati ai collettori di terra dei locali previsti nell'impianto di messa a terra.

Tutti i conduttori di protezione saranno dimensionati come da capitolo "**Errore. L'origine riferimento non è stata trovata.**". Tutti i collettori equipotenziali dei locali sono chiusi tra loro ad anello per garantire opportuna ridondanza.

LUCE E FM

L'impianto di illuminazione è progettato per garantire il rispetto delle soglie minime di illuminamento previste dalla normativa per questo tipo di locali.

Locale	Requisito normativo	Valore di progetto
Container ausiliari e controllo	500	500
Container batterie	200	300

2.13 IMPIANTO ANTINCENDIO

L'impianto antincendio è costituito da una zona in cui è prevista la sola rilevazione incendio (container ausiliari e controllo) e da una zona in cui è prevista sia la rilevazione che lo spegnimento (container batterie).

La rilevazione è gestita da sensori di temperatura e di fumo installati a soffitto. Per lo spegnimento sono previste invece bombole di gas installate nel container ausiliari e controllo che mediante apposite condutture, in caso di incendio, saturano l'atmosfera del container batterie.

La scarica del gas è pilotata da appositi pulsanti manuali installati all'esterno del container o dalla centralina Fire Fighting Unit installata nel container ausiliari e controllo. La centralina, inoltre, mediante connessione alla rete internet, consente la supervisione dello stato del sistema da remoto. In caso di mancanza di alimentazione di rete la centralina è dotata di batterie tampone che ne assicurano l'alimentazione per 24h.

La scarica del gas nel container batterie è inibita da appositi pulsanti manuali installati all'esterno del container o da sensori di porta aperta installati nel container batterie.

Apposite targhe ottico-acustiche sono previste sia all'esterno dei container che all'interno nei locali adibiti ad ospitare le apparecchiature del sistema di accumulo. Il gas previsto per l'estinzione incendio è il Novec123, il più moderno standard applicato ai sistemi di accumulo a batterie a litio.

Il fluido Novec 1230 è un agente estinguente sviluppato come alternativa ad halon e idro fluorocarburi (HFC), un agente chimico di nuova generazione, formulato per equilibrare la sicurezza per le persone, con le prestazioni e l'ambiente. Il fluido Novec 1230 è un fluoroketone-C6 con formula chimica $CF_3, CF_2, C(O)CF(CF_3)_2$, mentre altri agenti come FM-200 sono HFC (HFC-227ea). Il fluido Novec 1230 ha un potenziale di riscaldamento globale (GWP) minore di 1 mentre gli HFC hanno un GWP tipicamente superiore a 3000. Il fluido Novec 1230 è uno dei agenti che non crea danni per l'uomo.

L'utilizzo di gas Novec1230 consente di:

Estinguere un incendio in pochi secondi, prima che divampi, con una rapidità che altri sistemi non hanno. Questa caratteristica è fondamentale per sistemi di accumulo a batterie a liquido in quanto in caso di Thermal runaway delle celle è indispensabile bloccare il processo nei primi istanti;

Non danneggiare parti elettroniche ed elettrochimiche (il fluido Novec 1230 è un sistema estinguente che non contiene acqua, che non lascia residui e che non è elettricamente conduttivo);

Garantire la miglior sicurezza alle persone;

Non avere un prodotto soggetto al phasedown degli HFC ai sensi del regolamento sugli F-Gas in Europa o di qualsiasi ente normativo globale, compreso il protocollo di Montreal;

Salvare spazio, perché il prodotto viene immagazzinato come liquido e scaricato come gas, occupando circa l'80% di spazio in meno rispetto ai sistemi a gas

2.14 Impianto HVAC

L'impianto HVAC è installato nel container batterie ed è in grado di compensare il calore prodotto dalle batterie, mantenendo la temperatura uniforme sui $23 \pm 0.5^\circ\text{C}$. L'impianto HVAC è dimensionato per 60kWt ripartiti in due macchine.

Ogni macchina è dotata di un circuito chiuso a liquido, di un'unità esterna e di un'unità interna.

L'unità interna è un condizionatore d'aria ad espansione diretta ad alta precisione con mandata di aria dall'alto predisposto ad essere collegato ad un sistema di canalizzazione e distribuzione dell'aria fredda. In questo modo si riesce ad assicurare un raffreddamento omogeneo dei rack batteria.

Il condensatore esterno dissipa in ambiente il calore mediante uno scambiatore aria-acqua.

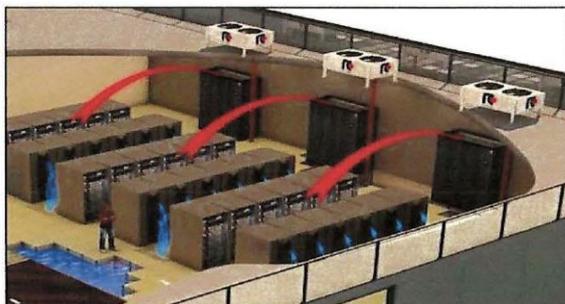


Figura 13: Esempio di installazione di impianto HVAC in container batterie

2.15 UPS



11PIÙ ENERGIA S.r.l.

Sede Legale: 25043 Breno (BS), Via Aldo Moro, 28

C.F. e P.I. 04309300988

La sezione dei carichi privilegiati del sistema di accumulo, riceve l'alimentazione da un gruppo di continuità online a doppia conversione. Tale dispositivo avrà una potenza di 6 kVA e allo stesso verrà collegato un pacco batterie aggiuntivo per aumentarne l'autonomia di alimentazione ai servizi ausiliari principali dell'ESS.

2.16 SCADA DI IMPANTO e COMUNICAZIONE

Lo SCADA "Supervisory Control And Data Acquisition" di impianto è installato nel quadro ESS SCADA. Mediate diversi protocolli di comunicazione, quali Modbus RTU, Modbus TCP/IP, CAN, Profinet o equivalenti scambia dati con tutti i dispositivi in impianto e li comanda in modo sincronizzato.

L'ESS SCADA gestisce, dialoga e/o monitora:

- Gli inverter;
- Il battery management system, i rack batteria e i singoli moduli batteria;
- Le centraline termometriche dei trasformatori;
- I condizionatori;
- Gli ausiliari.

L'ESS SCADA inoltre riceve i dati dall'impianto fotovoltaico per ottimizzarne la produzione e per eseguire le logiche di energy shifting.

L'ESS SCADA connesso ad internet fornisce il pieno controllo del sistema di accumulo da remoto per esigenze O&M.