

N.A.	CAGLIARI		A4	
REV.	DATA	REDATTO	VERIFICATO	APPROVATO
00	Novembre 2023	Ing. S. Matta	Innova Service S.r.l.	SKI 40 S.r.l.
DATA Novembre 2023	TIPO DI EMISSIONE Prima Emissione			
Proponente - Sviluppo progetto FV: SKI 40 S.r.l. Via Caradosso n. 9 - Milano (MI) P.IVA 11584400961 			Studio di progettazione LA SIA S.p.a. Viale L. Schiavonetti, 28600173-Roma (RM) P.IVA 08207411003 	
PROGETTO Progetto Definitivo per la realizzazione di un impianto agrivoltaico denominato “Mogoro Agrisolare” della potenza di picco di 65’902,20 kW + BESS, ubicato nel Comune di Mogoro (OR), e relative opere di connessione alla RTN				
TITOLO ELABORATO RELAZIONE DIMENSIONAMENTO STORAGE				
Coordinamento Progettisti INNOVA SERVICE S.r.l. Via Santa Margherita, 4 – 09124 Cagliari (CA) P.IVA 03379940921, PEC: innovaserviceca@pec.it				
GRUPPO DI LAVORO: per INNOVA SERVICE S.r.l. Giorgio Roberto Porpiglia – Architetto Silvio Matta - Ingegnere Elettrico Aurora Melis – Geometra			per La SIA S.p.A. Riccardo Sacconi – Ingegnere Civile Antonio Dedoni – Ingegnere Idraulico Alberto Mossa – Archeologo Simone Manconi – Geologo Franco Milito - Agronomo Francesco Paolo Pinchera - Biologo Rita Bosi – Agronomo	
NOME ELABORATO REL_TC_STORAGE				REV 00

RELAZIONE

DIMENSIONAMENTO STORAGE

Si sottolinea che le soluzioni tecniche descritte nella presente relazione descrivono un sistema di storage con le attuali tecnologie presenti e disponibili sul mercato, ma saranno con tutta probabilità sostituite da analoghe ma più moderne soluzioni al momento in cui l'impianto andrà in realizzazione.

Sono pertanto da ritenersi valide tutte le indicazioni vincolanti (quali ad esempio la potenza di immissione in rete del sistema di accumulo, approvata dall'Ente gestore della RTN) in termini di potenza e spazio occupato, mentre **sono soggette a rapida evoluzione tecnologica le apparecchiature e i sistemi di immagazzinamento elettrochimico dell'energia e pertanto solamente in fase di progettazione esecutiva verrà scelta la tecnologia di storage da realizzare**, verrà valutato in dettaglio ogni rischio specifico legato a tale scelta e verrà selezionato un prodotto che abbia rispondenza a tutti i requisiti di conformità della normativa in corso al momento della esecuzione dei lavori di realizzazione dell'impianto.

SOMMARIO

1) <u>PREMESSA</u>	5
2) <u>DEFINIZIONI DEI SISTEMI DI ACCUMULO</u>	6
3) <u>RELAZIONE DIMENSIONAMENTO STORAGE</u>	8
4) <u>SISTEMA DI ACCUMULO IN PROGETTO:</u>	10
▪ SCHEMA A BLOCCHI IMPIANTO STORAGE:	12
▪ GRUPPO BATTERIE (SUNGROW ST2752 UX):	13
▪ GRUPPO INVERTER BIDIREZIONALE /TRAFO – PCS (SUNGROW SC3450 UD-MV):.....	15
▪ CAVI DI CONNESISONE IN BT.....	15
▪ CAVI DI CONNESSIONE IN MT	16
▪ CAVIDOTTI	16
▪ IMPIANTI AUSILIARI PER LA SICUREZZA E IL CONTROLLO:.....	16
▪ SISTEMA DI SUPERVISIONE	17
▪ SISTEMA ANTINCENDIO:	18
5) <u>CONSIDERAZIONI DI IMPATTO AMBIENTALE SUI SISTEMI DI ACCUMULO</u>	19
▪ ANALISI DEL RISCHIO	20
▪ RUMORE	21
▪ VALUTAZIONE PRELIMINARE DEI CAMPI ELETTROMAGNETICI	21
▪ COMPATIBILITA' ELETTROMAGNETICA	22
▪ STIMA COSTI E SOLUZIONI DI SMALTIMENTO SISTEMA DI ACCUMULO	22
6) <u>NORMATIVA DI RIFERIMENTO</u>	23
▪ NORME TECNICHE IMPIANTI ELETTRICI	24
▪ NORME E GUIDE TECNICHE DIVERSE	24
7) <u>DATASHEET DEI PRINCIPALI COMPONENTI DEL SISTEMA DI ACCUMULO</u>	24

La presente relazione tecnica costituisce parte integrante del progetto per un impianto fotovoltaico agrivoltaico denominato “Mogoro Agrisolare”, previsto ubicato in località 'Perdiana', nel territorio del Comune di Mogoro (OR), con potenza installata di 65'902.20 kWp, potenza in Immissione su RTN pari a 62'400 kW, e con un sistema di Accumulo dell'energia elettrica in forma elettrochimica (BESS) di potenza pari a a **22.75 MW** e capacità di immagazzinamento di energia pari a **182.00 MWh**.

Il sistema di accumulo è previsto in funzionamento “parallelo” con l'impianto fotovoltaico, e sarà dotato di un sistema di gestione e controllo in maniera tale che la potenza complessiva erogata dovrà sempre tenere conto della potenza istantanea prodotta dal fotovoltaico stesso, e pertanto la massima potenza che potrà essere riversata in rete non dovrà mai superare la potenza autorizzata da TERNA in STMG, pari a **62'400 kW**.

1) PREMESSA

I sistemi di accumulo per grandi centrali fotovoltaiche permettono di dare una mano importante alla flessibilità di rete e alla stabilizzazione della frequenza della stessa. Inoltre, permetteranno di abbassare i costi dell'energia a beneficio di cittadini e industria, attività commerciali ecc, immagazzinando o prelevando energia dalla rete quando si ha un esubero di produzione e immettendo energia nella rete quando i prezzi sono più convenienti.

NORMATIVA E CERTIFICAZIONE PER I SISTEMI DI ACCUMULO

Le applicazioni stazionarie dei Sistemi di accumulo sono trattate in un certo numero di Standard IEEE, riepilogate nella Tabella 1 che segue:

STANDARD	TITOLO DELLO STANDARD
1375-1998	Guida per la protezione dei sistemi di batterie stazionari. <i>(Guide for protection of stationary battery systems)</i>
1491-2005	Guida per la scelta e l'uso delle apparecchiature di monitoraggio della batteria in applicazioni stazionarie. <i>(Guide for selection and use of battery monitoring equipment in stationary applications)</i>
1657-2009	Pratica consigliata per la qualificazione del personale addetto all'installazione e alla manutenzione di batterie in sistemi stazionari. <i>(Recommended practice for personnel qualifications for installation and maintenance of stationary batteries).</i>
1660-2008	Guida per l'applicazione e la gestione delle batterie stazionarie utilizzate nel servizio ciclico. <i>(Guide for application and management of stationary batteries used in cycling service)</i>
1679-2010	Pratiche consigliate per la caratterizzazione e la valutazione delle tecnologie emergenti di accumulo di energia in applicazioni stazionarie. <i>(Recommended practice for the characterization and evaluation of emerging energy storage technologies in stationary applications)</i>

Lo Standard IEEE più significativo è il recente 1679-2010, che definisce quali obblighi informativi debba avere il costruttore quando si appresta a fornire una data tecnologia di accumulo. Tra gli altri, il costruttore dovrebbe specificare alle Norme di quale ente il suo prodotto è conforme ai fini della sicurezza. Tra i vari enti lo IEEE STD 1679-2010 cita i seguenti:

- Department of Transportation (DOTR)/International Air Transport Association (IATA)/International Marine Organization (IMO)
- American Society for Testing and Materials (ASTM)
- Underwriters Laboratories (UL)
- Canadian Standard Association (CSA)
- Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE)
- International Organization for Standardization (ISO)
- International Electrotechnical Commission (IEC*)

* nota IEC (International Electrotechnical Commission) è l'organizzazione che a livello mondiale si occupa della standardizzazione che include tutti i Comitati tecnici nazionali (IEC nazionali). Lo scopo dell'IEC è di promuovere la cooperazione internazionale su tutti gli argomenti che concernono la standardizzazione di equipaggiamenti e sistemi elettrici ed elettronici, pubblicando Standard Internazionali, Specifiche Tecniche e Guide tecniche.

2) DEFINIZIONI DEI SISTEMI DI ACCUMULO

Prima di entrare nel merito delle considerazioni tecniche che hanno portato alle scelte di progetto è necessario precisare i termini della questione, definendo i parametri essenziali secondo la normativa tecnica.

Sistema di Accumulo: è un insieme di dispositivi, apparecchiature e logiche di gestione e controllo finalizzate ad assorbire, trattenere nel tempo e rilasciare su richiesta l'energia elettrica; questi dispositivi dovranno funzionare in maniera continuativa in parallelo con la rete con obbligo di connessione di terzi e sono in grado di generare un'alterazione dei profili di scambio con la rete elettrica (immissione e/o prelievo) rispetto alla erogazione "naturale" dell'impianto fotovoltaico. Il metodo utilizzato per "accumulare" energia elettrica è quello di effettuare la sua conversione in un'altra forma di energia che ne permetta lo stoccaggio, per poi effettuare nuovamente la conversione inversa nel momento in cui tale energia dovrà essere riutilizzata.

Pertanto esistono sistemi di accumulo che sfruttano la conversione dell'energia elettrica in energia termica, energia potenziale, cinetica, etc. Ognuno di questi sistemi, che prevede poi la conversione inversa nel momento in cui si ha esigenza di "richiamare" l'energia elettrica accumulata, presenta pregi e difetti che risultano vantaggiosi o meno in base alle dimensioni dell'accumulo, le modalità di erogazione e ad altri fattori di difficile schematizzazione di sintesi.

In questi ultimi anni, il mondo delle rinnovabili ha iniziato un percorso di evoluzione piuttosto importante nei confronti dell'energia elettrica accumulata sotto forma di energia elettrochimica, tramite "batterie", che a loro volta si sono evolute e differenziate in base alle tecnologie costruttive e ai materiali utilizzati per realizzarle. La maggior parte dei sistemi di storage attualmente operativi nel mondo utilizza batterie al litio.

L'universo delle batterie al litio si basa su un gruppo variegato di tecnologie, in cui il filo conduttore per accumulare energia è l'utilizzo degli ioni di litio, particelle con una carica positiva libera che possono facilmente entrare in reazione con altri elementi.

Il funzionamento di carica e scarica delle batterie al litio, la cui struttura è composta da un elettrodo positivo (catodo in litio) ed un elettrodo negativo (costituito da un anodo in carbonio), si realizza tramite **reazioni chimiche** che consentono di accumulare e restituire l'energia, in questo caso generata dagli impianti rinnovabili, ma non solo: infatti il sistema è strutturato per poter caricare le batterie dell'accumulo anche andando ad assorbire energia direttamente dalla rete a cui l'impianto è connesso; questo sia per poter condurre l'impianto secondo logiche dipendenti dalle scelte commerciali/tecniche (prezzo dell'energia nel mercato), sia per poter eventualmente partecipare ai servizi di regolazione e stabilizzazione della rete stessa.

In virtù delle loro caratteristiche tecnologiche, tra cui l'estrema rapidità con cui gli stessi sono capaci di immettere ed assorbire energia dalla rete, gli storage elettrochimici si configurano tra i principali fattori abilitanti della transizione energetica in corso, contribuendo a:

- Fornire servizi ancillari di rete (come la regolazione di frequenza) e supporto alla stabilità del sistema (es. inerzia);
- Limitare il curtailment di eolico e FV (previsto in aumento in assenza di altre misure) e ridurre i fenomeni di congestioni di rete;
- Ottimizzare gli investimenti in infrastrutture di rete.

La versione finale del Piano Nazionale Integrato Energia e Clima (PNIEC) prevede, per il raggiungimento degli obiettivi per la sicurezza energetica del sistema elettrico, l'installazione di nuovi sistemi di accumulo centralizzati per una potenza complessiva pari ad almeno 6 GW entro il 2030 (3GW entro il 2025), "prevalentemente rivolti a partecipare al mercato dei servizi di rete e localizzati principalmente nella zona Sud seguita da Sicilia e Sardegna". Di questa nuova capacità di accumulo almeno il 50% dovrà essere costituita da sistemi di accumulo elettrochimici.

L'impianto di storage sarà quindi in grado di garantire diversi servizi di dispacciamento e controllo della frequenza sulla base delle necessità della rete, partecipando al mercato dei servizi e ai progetti pilota indetti dal gestore della rete di trasmissione. A tal proposito, si menziona il progetto "Fast Reserve" per la fornitura del servizio di regolazione ultra-rapida della frequenza, all'interno del quale alla Sardegna è stato riservato un contingente di potenza. Inoltre Terna metterà in consultazione un ulteriore progetto pilota volto a sperimentare nuove modalità di fornitura del servizio di regolazione secondaria di frequenza da parte di dispositivi ad energia limitata, fonti rinnovabili non programmabili e aggregati di dispositivi; progetto in cui lo storage potrà ovviamente prendere parte.

Infine, l'impianto di accumulo, con l'impianto di produzione FV, potrà partecipare al mercato della capacità.

Grazie alla presenza del sistema di accumulo, l'impianto di progetto sarà in grado di "modulare" l'energia elettrica immessa in rete, potendo accumulare l'energia prodotta durante periodi di massima offerta e vendendo poi la stessa nei periodi di massima richiesta (arbitraggio dell'energia).

In ogni situazione di esercizio, comunque, il sistema di accumulo sarà gestito al fine di immettere in rete una potenza massima complessiva (inclusa la potenza dell'impianto fotovoltaico) pari alla potenza in immissione concessa nella STMG.

Il sistema di Storage dovrà garantire le seguenti prestazioni e caratteristiche:

- Convertitore bidirezionale a quattro quadranti ad alta efficienza ottimizzato per applicazioni ESS;
- Efficienza di conversione di prim'ordine con un unico stadio di conversione della potenza, ottimizzato per perdite minime;
- Costruzione modulare e industrializzazione dell'armadio per la massima affidabilità e un facile accesso a tutti i componenti per manutenibilità e facilità di manutenzione in loco;
- Inverter collegati alla rete, compatibili anche con la modalità operativa off-grid;
- Funzioni integrate del codice di rete (LVRT, controllo della potenza reattiva, controllo della frequenza e della tensione) in conformità con gli standard europei e internazionali più avanzati;
- Compatibile con tutti i tipi di batteria più recenti presenti sul mercato;
- Possibilità di monitoraggio remoto sia per un singolo dispositivo che per un'installazione multiinverter;
- Protezione lato DC integrata fornita da sezionatore con bobina di rilascio;
- Protezione automatica dai guasti sul lato CC;
- Protezione lato CA integrata con interruttore di sezionamento automatico;
- Monitoraggio attivo integrato dell'isolamento CC;
- Modbus integrato su RS485 e TCP-IP su connessione dati Ethernet;
- Ingressi integrati per sensori ambientali;

3) RELAZIONE DIMENSIONAMENTO STORAGE

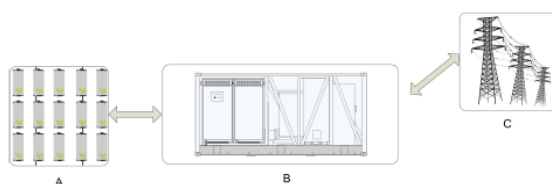
L'opera in oggetto prevede la realizzazione di un impianto fotovoltaico ad inseguimento mono-assiale con potenza installata a terra pari a 65'902.20 kWp e potenza in Immissione su RTN pari a 62'400 kW, e delle relative opere accessorie per il suo regolare funzionamento.

Poichè l'erogazione di energia elettrica di un impianto fotovoltaico dipende dalla radiazione solare e dunque ha una erogazione "diurna" e non costante, il progetto prevede anche la **realizzazione di un sistema di accumulo**, al fine di poter immagazzinare energia elettrica e gestirla secondo necessità.

Il progetto descrive dunque anche il **sistema di accumulo di energia a batterie** (BESS – Battery Energy Storage System) agli ioni litio, di potenza pari a **22.75 MW** e capacità di immagazzinamento di **182.00 MWh**, che equivalgono alla capacità di erogare la massima potenza di accumulo per **8 ore**, o alla capacità di accumulare tale energia direttamente dall'impianto FV qualora la stessa non venisse convogliata in rete.

Un BESS è un impianto di accumulo elettrochimico di energia costituito da apparecchiature e dispositivi necessari per l'immagazzinamento dell'energia ed alla conversione bidirezionale della stessa in energia elettrica.

L'unità fondamentale dello storage è rappresentata dalle celle elettrochimiche (batterie e i loro sistemi di controllo principali), che vengono tra loro elettricamente collegate in combinazioni serie/parallelo per formare moduli di batterie di determinata potenza e capacità.



I moduli di batterie, a loro volta, vengono elettricamente collegati tra loro ed assemblati in appositi armadi (rack), che verranno infine posizionati all'interno di container in modo tale da conseguire i valori richiesti di potenza, energia, tensione e corrente. Questa caratteristica costruttiva rende i sistemi di accumulo modulari e "modulabili", lasciando la possibilità, quindi, di incrementare successivamente la capacità energetica dello storage.



La struttura dei container sarà autoportante, di tipo monolitico, con telaio in profilati di acciaio e avrà apertura verso l'esterno. Le pareti saranno realizzate con lamiera metallica di spessore 1,5 mm, saldate a tenuta con il fondo ed il tetto, e tutte le strutture e le lamiere saranno saldate in continuo tra loro e con la struttura principale.

I container saranno anche dotati di sistema di raffreddamento delle batterie (solitamente aria forzata e/o sistemi a liquido e/o pompa di calore nei casi più evoluti) per garantire alle stesse di operare in condizioni di temperatura ottimale e perfettamente regolata. Le batterie infatti risentono pesantemente della temperatura dell'ambiente in cui operano e questo influisce a sua volta sui rendimenti dell'intero impianto di accumulo.

Inoltre, al fine di garantire il funzionamento in sicurezza dello storage, ogni container dovrà essere dotato di:

- Sistemi di controllo delle condizioni ambientali, con lo scopo di mantenere le condizioni di umidità, temperatura e ventilazioni dei locali a valori ottimali per il corretto funzionamento in sicurezza dell'impianto;
- Centrale rilevamento fumi, calore e fiamme libere;
- Sistema antincendio, in grado di contenere eventuali incendi, spegnere le fiamme e prevenire in modo affidabile la diffusione di incendi secondari;
- Battery Management System, BMS, un componente fondamentale per il funzionamento dei sistemi di storage, ma che ricopre anche un importante ruolo di prevenzione dei guasti; ai BMS sono richiesti diverse funzioni, tra le quali:
 - La ricarica in sicurezza delle celle;
 - Il mantenimento del sistema nelle condizioni di lavoro raccomandate dal progettista (V,I,T);
 - L'interruzione di corrente in caso di malfunzionamento
 - Lo scambio di informazioni con l'esterno;
 - L'avviso di pericolo se una cella è in stato di cortocircuito;
 - Diagnostica (presenza di deformazioni, fumo nell'ambiente, problemi elettrici);
 - Azionamento ventole, sistemi di sicurezza.

4) SISTEMA DI ACCUMULO IN PROGETTO:

Il sistema di accumulo in progetto prevede una dislocazione delle apparecchiature di storage nei pressi della stazione di step-up, per una migliore modularità e sfruttabilità dello stesso a seconda dei compiti che sarà chiamato a ricoprire: viene prevista dunque un'area nelle vicinanze del punto di connessione alla RTN, in un'area di circa 17 Ha in aderenza alla stazione di step-up, con una potenza di **22.75 MW** ed energia di **182.00 MWh** (corrispondente a 8 ore di accumulo alla massima potenza dello storage).

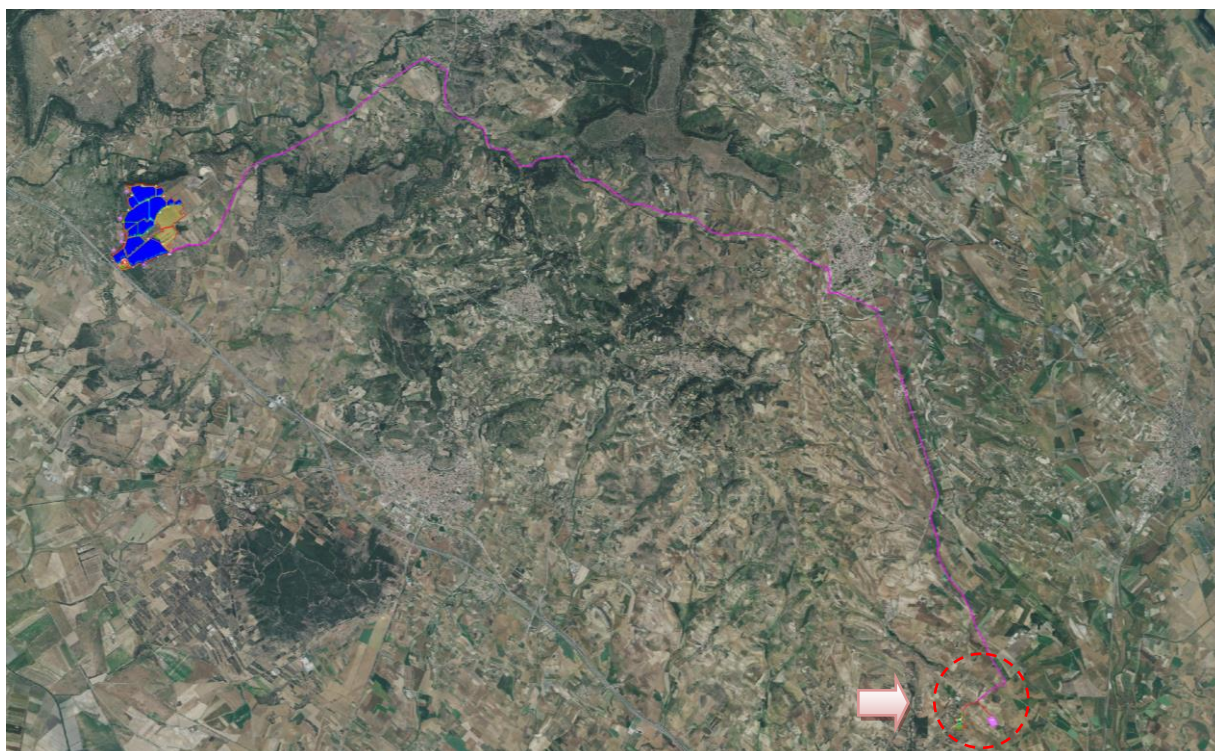
Le aree indicate contengono le unità di potenza (gruppi inverter-trafo) e i container batterie, oltre ovviamente ai dispositivi ausiliari e ai cavidotti e connessioni necessarie per il corretto funzionamento dell'impianto stesso. I container batterie sono connessi ai relativi gruppi di potenza (PCS) tramite cavi in BT ove si ha tensione continua. Lo storage si connette invece al resto dell'impianto tramite linee in MT a 30 kV.

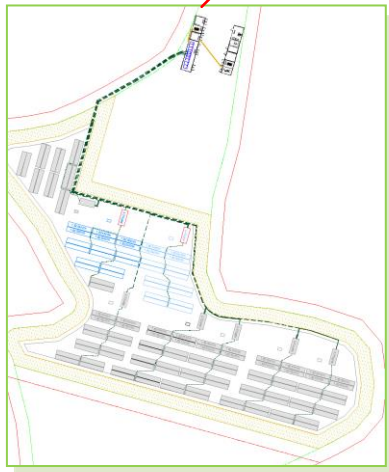
Le aree individuate sono gestite con separazione dal resto dell'impianto fotovoltaico tramite recinzioni / barriere e, se necessario, potranno essere utilizzate delle tecniche di mitigazione visiva e di schermatura.

Il sistema viene concepito in maniera modulare per poter essere implementato in più tempi, in base alle reali esigenze di accumulo e alle politiche commerciali del Proponente.

Grazie alla costruzione "modulare" delle unità di storage, la realizzazione effettiva dell'impianto di storage prevede inizialmente la realizzazione di una parte di potenza pari a 6.50 MW ed energia di 52.00 MWh (8 h) e una successiva espansione, fino a giungere alla potenza massima indicata, passando dai 2 moduli iniziali ai 7 moduli totalmente previsti nell'area dedicata allo storage.

L'area dedicata allo storage, adiacente alla stazione di step-up, è mostrata nella figura riportata sotto.





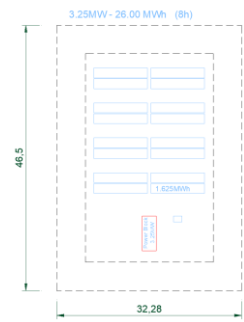
Il sistema di accumulo lavora in due modalità di funzionamento:

- La **modalità di CARICA**, in cui il sistema assorbe energia dalla rete, proveniente dalla produzione dell'impianto fotovoltaico o – se previsto – dalla RTN. L'energia arriva dalla linea in media tensione (MT), viene convertita in bassa tensione dai trasformatori BT/MT e ulteriormente convertita in "bassa tensione continua" dagli inverter per poi poter essere riversata nelle batterie ed immagazzinata dalle stesse, configurate in gruppi serie/parallelo per ottenere i livelli di tensione e potenza di progetto.
- La **modalità di SCARICA**, in cui il sistema eroga energia alla rete (proveniente dalle batterie, e dunque precedentemente accumulata in esse). L'energia arriva dalle batterie in bassa tensione e in corrente continua, e viene convertita in corrente alternata tramite gli inverter e successivamente convertita in media tensione (MT) dai trasformatori BT/MT per poter essere riversata nella linea MT verso la RTN, sotto analisi del Sistema di Controllo che eviterà il superamento della massima potenza erogabile dal gruppo "impianto fv + storage" che non deve mai superare la potenza autorizzata da TERNA nella STMG.

I cicli di carica e scarica delle batterie, cosiccome il livello di “profondità di scarica” delle batterie stesse, viene gestito dal Sistema di Controllo dello storage al fine di ottimizzare la vita delle batterie stesse, e pertanto la potenza dell’impianto e l’energia che l’impianto sarà in grado di erogare non è valutabile con la semplice somma delle potenze dei singoli componenti, ma i valori di Potenza ed Energia indicati in progetto (tempo di erogazione) sono influenzati da numerosi valori quali la profondità di scarica, la percentuale di potenza attiva e reattiva che l’impianto deve poter iniettare/assorbire, il naturale decadimento della capacità di carica/scarica delle batterie etc., il cui esatto calcolo risulta complesso e difficilmente valutabile. Il dato più importante comunque resta la massima potenza iniettabile in rete, garantita dal Sistema di Controllo e direttamente impostabile secondo quanto già detto.

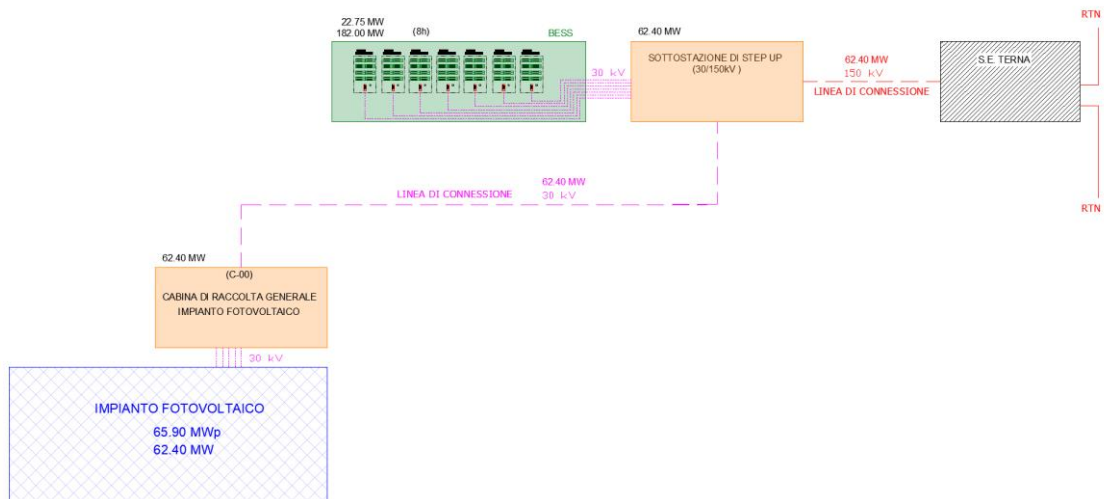
▪ **SCHEMA A BLOCCHI IMPIANTO STORAGE:**

Come accennato precedentemente, l’impianto storage viene concepito utilizzando una “modularità” di base con un elemento di potenza (PCS, ossia Inverter+Trafo BT/MT) e una serie di elementi di accumulo, il cui schema elementare è il seguente:

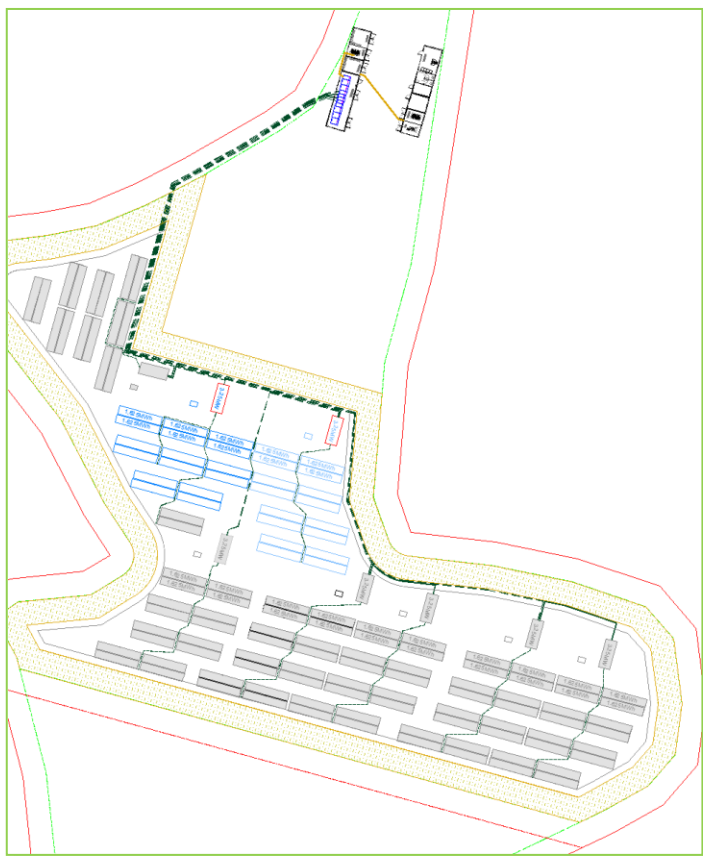


Il sistema BESS del presente progetto dunaue si presenta come un sistema completamente modulare, formato dai seguenti blocchi elementari:

- Gruppo Batterie in Container, tipo: Sungrow ST2752 UX
- Gruppo Inverter/Trafo BT/MT (PCS), tipo: Sungrow SC3450 UD-MV
- Cavi di connessione tra Batterie e PCS, in dc;
- Cavi di connessione tra PCS e Cabine di Raccolta Generali, in ac in MT.
- Impianti ausiliari per la sicurezza e il controllo.
- Sistema di supervisione dello Storage (BMS).



Nella figura precedente è mostrato lo schema a blocchi, con relative connessioni, dell'intero impianto in progetto (fotovoltaico + accumulo), mentre nelle figure seguenti sono mostrate le due aree in cui è stato suddiviso l'impianto di accumulo:



Area Storage1

(Adiacente alla stazione di step-up)

▪ **GRUPPO BATTERIE (Sungrow ST2752 UX):**

Il gruppo batterie sarà costituito da batterie agli ioni di litio del tipo NCM (litio, nichel, cobalto e manganese) o LFP (litio, ferro e fosfato), dai moduli delle celle e dai rack per contenere i moduli stessi. Le batterie operano in corrente e tensione continua. I

Il sistema di batterie (celle, moduli e rack) è alloggiato all'interno di contenitori speciali con adeguata resistenza al fuoco e opportunamente protetto da un sistema di rilevazione e spegnimento degli incendi. Di fatto, i pacchi batteria sono di tipo ermetico e sono in grado di resistere, a involucro integro, a sollecitazioni termiche elevate e alla fiamma diretta. Esse non costituiscono aggravio al carico di incendio previsto per l'impianto esistente.

Al fine di gestire i rischi legati all'utilizzo di ESS, il BESS sarà realizzato garantendo il rispetto delle normative in vigore e delle buone pratiche di installazione e gestione, in particolare:

- verranno escluse forniture di batterie che contengano sostanze classificate come potenzialmente soggette alle disposizioni di cui al D.Lgs. 105/2015.
- le batterie saranno posizionate all'interno dei container metallici a tenuta, equipaggiati di sistema di condizionamento ridondato, sistema antincendio e sistema di rilevamento fumi/temperatura.

-
- in fase di selezione verranno preferite soluzioni che adottano misure atte a prevenire il fenomeno del “thermal runaway”.

I container delle batterie sono condizionati per mantenere la corretta temperatura ambiente per il funzionamento del sistema.

CERTIFICAZIONI:

attualmente le batterie devono rispettare una serie di norme e certificazioni in Italia e in Europa come precedentemente descritto. In particolare, le principali certificazioni relative ai modelli selezionati come evidenziato nei datasheet allegati e in parte riportati di seguito, sono:

- Certificazione delle singole celle: UL 1642, UN 38.3
- Certificazione del prodotto: CE, IEC 62619, UL 1973, UN 38.3,
- IEC 61000-6-3, BattG
- 2006/66/EG

In fase di realizzazione i modelli e le tecnologie potrebbero essere differenti, ma chiaramente sempre rispondenti alle normative vigenti e con le idonee certificazioni di conformità.

Di seguito si evidenziano le caratteristiche chimiche, elettriche e tecnologiche per le principali tipologie di batterie applicabili alla situazione in oggetto.

Batterie Litio/Ioni

In una batteria litio/ioni il catodo è solitamente costituito da un ossido litiato di un metallo di transizione (LiTMO₂ con TM = Co, Ni, Mn) che garantisce una struttura a strati o a tunnel dove gli ioni di litio possono essere inseriti o estratti facilmente. L’anodo è generalmente costituito da grafite allo stato litiato in cui ogni atomo è legato ad altri tre in un piano composto da anelli esagonali fusi assieme e che grazie alla delocalizzazione della nuvola elettronica conduce elettricità. L’elettrolita è composto tipicamente da sali di litio come l’esafluorofosfato di litio (LiPF₆) disciolti in una miscela di solventi organici (carbonato di dimetile o di etilene) e la membrana separatrice è costituita normalmente da polietilene o polipropilene. I collettori di corrente sono generalmente costituiti da metalli che non devono reagire con l’elettrolita e sono solitamente il rame per l’anodo e l’alluminio per il catodo.

Le batterie litio/ioni sono una famiglia di accumulatori elettrochimici che si differenziano tra loro oltre che per la tecnologia dell’elettrolita (liquido o polimerico) anche per quella dei materiali catodici ed anodici.

Il materiale catodico più utilizzato ed il primo ad essere usato è l’ossido litiato di cobalto (LiCoO₂) il quale presenta una buona capacità di immagazzinare ioni di litio, ma critico quando si verifica la sovraccarica della cella, che può determinare il collasso della struttura del materiale con conseguente rilascio di grande quantità di calore. Inoltre la lieve tossicità e l’elevato costo del cobalto ha determinato recenti sforzi per cercare alternative migliori.

Per migliorare la stabilità e ridurre i costi sono oggi realizzati catodi composti di ossidi misti a tre elementi di transizione a base di nichel/cobalto come l’NCA, NMC, che permettono di ottenere prestazioni superiori dell’ossido di cobalto con prezzi decisamente inferiori. Il materiale anodico maggiormente utilizzato è il carbonio nella forma allotropica della grafite, poiché permette di ottenere una capacità prossima a quella del litio metallico.

Come materiale anodico alternativo al carbonio ed alla grafite, è possibile utilizzare ossidi di titanio, per esempio anatasio e rutilio. In particolare, il titanato di litio Li₄/3Ti₅/304 (LTO) è stato ampiamente studiato come materiale anodico ottimale da molti enti di ricerca nel mondo. Le batterie agli ioni di litio con anodo LTO possono garantire un’elevata potenza, una lunga durata ed una estrema sicurezza perché l’elettrodo LTO presenta vantaggi in termini di stacità termica sia a basse temperature (-30°C) che ad alta temperatura (+70°C).

Rispetto alle altre tecnologie di batterie ricaricabili di alta qualità le batterie agli ioni di litio presentano una serie di vantaggi. Hanno una delle densità di energia più elevate di qualsiasi tecnologia di batteria oggi (100-265 Wh / kg o

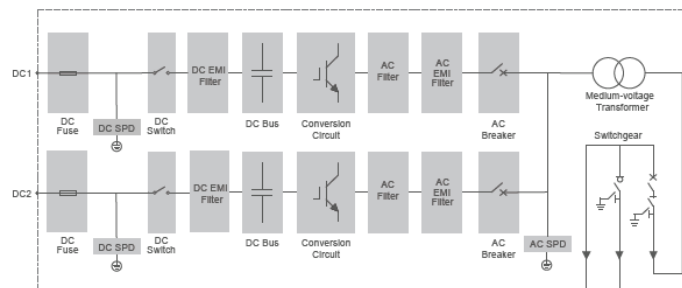
250-670 Wh / L). Inoltre, le celle della batteria agli ioni di litio possono fornire fino a 3,6 Volt, 3 volte superiori rispetto a tecnologie come Ni-Cd o NiMH; ciò significa che possono fornire grandi quantità di corrente per applicazioni ad alta potenza. Le batterie agli ioni di litio inoltre richiedono una manutenzione relativamente bassa e non richiedono cicli programmati per mantenere la durata della batteria.

Le LIB non hanno effetto memoria, un processo dannoso in cui ripetuti cicli di carica o scarica parziale possono far sì che una batteria "ricordi" una capacità inferiore. Questo è un vantaggio rispetto sia al Ni-Cd che al Ni-MH, che mostrano questo effetto. Le batterie agli ioni di litio hanno anche un basso tasso di autoscaricamento di circa l'1,5-2% al mese e presentano buoni livelli di sicurezza.

- **GRUPPO INVERTER BIDIREZIONALE /TRAFO – PCS (Sungrow SC3450 UD-MV):**

Il gruppo Inverter-Trafo, detto anche Sistema di Conversione di Potenza o PCS, risulta assemblato in maniera compatta all'interno di un container facilmente trasportabile, che lo schermava e lo protegge dagli agenti esterni, e ne permette un rendimento elevato con efficienza del 99%.

Sono stati integrati due inverter di grande potenza, di tipo bidirezionale, capaci di lavorare con ingressi in continua con tensioni fino a 1'500 V, le protezioni in ingresso, i filtri, gli interruttori di potenza lato BT e lato MT, il trasformatore di potenza e un sistema di raffreddamento ad aria forzata che ne permette il funzionamento a piena potenza (senza derating) fino a una temperatura esterna di 45 °C. Lo schema a blocchi è il seguente:



- **CAVI DI CONNESISONE IN BT**

CAVI DI POTENZA IN DC:

Le connessioni tra i container dei gruppi batteria e il relativo gruppo di potenza (PCS) saranno realizzate con cavi unipolari con isolamento fino a 1'500 V dc, che viaggeranno in cavidotti interrati, e le cui caratteristiche salienti sono riportate alla fine della presente relazione (Datasheet).

CAVI IN AC:

Per la distribuzione in corrente alternata BT saranno utilizzati cavi multipolari del tipo FG7OR 0.6/1kV o equivalenti con conduttore in rame, isolamento in gomma EPR e guaina in PVC, conformi a norma CEI 20-22 e CEI 20-34, costruiti con riferimento al regolamento Prodotti da Costruzione 305/2011 EU e Norma EN 50575.

CAVI SEGNALE:

I circuiti di sicurezza saranno realizzati mediante cavi FTG10(O)M1 0,6/1 KV - CEI 20-45 CEI 20-22 III / 20-35 (EN50265) / 20-37 resistenti al fuoco secondo IEC 331 / CEI 20-36 EN 50200, direttiva BT 73/23 CEE e 93/68 non propaganti l'incendio senza alogeni a basso sviluppo di fumi opachi con conduttori flessibili in rame rosso con barriera antifuoco.

▪ *CAVI DI CONNESSIONE IN MT*

Le connessioni tra i gruppi di potenza (PCS) e la Cabina di Raccolta Generale che ne riceverà il collegamento saranno realizzate con cavi per la MT, di tipo tripolare elicordato in alluminio, con guaina esterna di colore rosso, che viaggeranno in cavidotti interrati, e le cui caratteristiche salienti sono riportate alla fine della presente relazione (Datasheet).

▪ *CAVIDOTTI*

Tutti i cavi appartenenti ad uno stesso circuito seguiranno lo stesso percorso e saranno quindi posati nella stessa canalizzazione. Cavi di circuiti a tensioni diverse saranno inseriti in tubazioni separate e faranno capo a scatole di derivazione distinte; qualora facessero capo alle stesse scatole, queste avranno diaframmi divisorii.

I cunicoli per cassetteria saranno realizzati in c.a. dotati di coperture asportabili che saranno carrabili nelle parti soggette a traffico di mezzi. I cavidotti saranno realizzati con tubazione in corrugato PVC/PEAD a doppia parete. Dimensioni e proprietà meccaniche dovranno essere rispondenti alle prescrizioni della norma CEI EN 50086-2-4/A1 (CEI 23-46/V1), variante della CEI EN 50086-2-4 (CEI 23-46), classe di prodotto serie N con resistenza allo schiacciamento 750 N con marchio IMQ di sistema (tubi e raccordi) e dotati di marcatura CE. Lungo le tubazioni ed in corrispondenza delle deviazioni di percorso, saranno inseriti pozzetti ispezionabili di opportune dimensioni.

▪ *IMPIANTI AUSILIARI PER LA SICUREZZA E IL CONTROLLO:*

Si prevede che l'impianto di Storage sarà dotato dei seguenti impianti, necessari per garantirne la piena operatività e la sicurezza in ogni condizione di funzionamento:

- Illuminazione ordinaria e di sicurezza;
- Forza motrice di servizio;
- Sistema di condizionamento per i container batterie e (ove previsto) per le unità di potenza;
- Sistema di ventilazione (ove previsto);
- Alimentazione sistema di controllo locale (sotto UPS, per le parti che ne necessitano).

I servizi ausiliari del sistema BESS saranno normalmente alimentati dalla distribuzione elettrica dell'impianto, mediante trasformatori derivati dedicati appunto ai Servizi Ausiliari.

▪ *SISTEMA DI SUPERVISIONE*

Il sistema di Storage dovrà garantire un certo numero di caratteristiche funzionali, e per fare questo, sarà dotato di un sistema di controllo e di Supervisione, che rappresenta il cuore del sistema, e dovrà garantire le seguenti funzioni:

Power Conversion System (PCS)

- Gestione della carica/scarica degli assemblati batterie;
- Gestione dei blocchi e interblocchi degli assemblati batterie;
- Protezione degli assemblati batterie;
- Protezione dei convertitori.

(Battery Management System –BMS)

Le principali funzioni del BMS (Battery Management System) saranno le seguenti:

- Monitoraggio e gestione del SoC e del SoH;
- Monitoraggio e gestione del bilanciamento delle celle;
- Monitoraggio e diagnostica degli assemblati batterie;
- Gestione dei segnali di allarme/anomalia;
- Supervisione e controllo delle protezioni con eventuale azione di disconnessione/connessione delle batterie in caso di necessità;
- Gestione dei segnali di sicurezza delle batterie con il monitoraggio fino alle singole celle dei valori quali tensioni, temperature, correnti di dispersione;
- Invio segnali di soglia per la gestione delle fasi di carica e scarica;
- Elaborazione dei parametri per la gestione delle fasi di carica e di scarica;
- Elaborazione dei parametri necessari ad identificare la vita utile residua delle batterie;
- Elaborazione dei parametri necessari alla stima dello Stato di Carica delle batterie.
- Le principali funzionalità del sistema di monitoraggio del BMS saranno:
- Calcolare ed inviare ai sistemi locali (SCI) lo stato di carica (SOC)
- Fornire ai sistemi locali (SCI) i parametri di valutazione dei programmi di produzione e erogazione ammissibili
- Fornire ai sistemi locali (SCI) i segnali di allarme/anomalia
- Confermare la fattibilità di una richiesta di potenza in assorbimento o in erogazione.

Energy Management System (EMS)

L'Energy Management System (EMS) ha il compito di gestire l'impianto attraverso le logiche di controllo e supervisionare lo stato di funzionamento. Nello specifico il sistema EMS sarà composto da:

- Power Plant Controller (PPC) che gestisce le logiche di gestione e di supervisione di tutte le batterie con i relativi BMS, con particolare attenzione a rilevare dei malfunzionamenti e/o stati anomali che debbano provocare la messa in sicurezza di parti d'impianto o dell'impianto stesso

-
- Human Machine Interface (HMI) che permettono la gestione locale e la verifica di situazioni d'allarme o per attività di manutenzione;
 - Collegamento con l'esterno per la gestione remotizzata in assenza di personale nella sala controllo;
 - Registrazione dei dati e storicizzazione per reportistica e per analisi.

Questo sistema troverà collocazione in appositi ambienti climatizzati e riscaldati dove troveranno collocazione anche le HMI per la gestione locale. Qualora fosse necessario coordinare l'esercizio del BESS con quello di altri impianti all'interno del sito, l'EMS sarà integrato con Sistema Centrale di Supervisione (SCCI). Tutte le logiche di gestione dell'impianto saranno in accordo con le richieste di Terna e con i criteri necessari ad assicurare la durata delle batterie.

▪ *SISTEMA ANTINCENDIO:*

Il sistema antincendio dovrà essere in grado di allertare le persone in caso di pericolo, disattivare gli impianti tecnologici, attivare i sistemi fissi di spegnimento. I principali requisiti sono:

- Tutti i container BESS saranno dotati di sistemi di rivelazione fumi e temperatura rivelatori incendi e di sistemi di estinzione specifici per le apparecchiature contenute all'interno;
- Il sistema di estinzione sarà attivato automaticamente dalla centrale antincendio presente all'interno di ciascun container BESS in seguito all'intervento dei sensori di rivelazione;
- Il fluido estinguente sarà un gas caratterizzato da limitata tossicità per le persone e massima sostenibilità ambientale, contenuto in bombole pressurizzate con azoto (tipicamente a 25 bar). Sarà di tipo fluoro-chetone 3M NOVEC 1230 o equivalente. La distribuzione è effettuata ad ugelli, e realizzerà l'estinzione entro 10 s;
- La gestione degli apparecchi che contengono gas ad effetto serra sarà conforme alle normative F-Gas vigenti. I gas ad effetto serra contenuti nei sistemi di condizionamento e nel sistema antincendio, saranno gestiti nel rispetto delle normative in materia (DPR 16 aprile 2013, n. 74, DPR 26 novembre 2018, n. 146 finalizzati alla minimizzazione delle eventuali perdite);
- Il sistema di estinzione installato dovrà implementare soluzioni in grado di consentire il corretto funzionamento delle apparecchiature di rilevazione e di automazione e delle bombole anche in situazioni critiche (incendio, temperature elevate, ...), garantendo requisiti di protezione REI 120 oppure equivalenti o superiori;
- Estintori portatili e carrellati saranno, inoltre, posizionati in prossimità dei BESS, dei PCS e dei quadri elettrici;
- I container o cabinati o piccoli prefabbricati contenenti i quadri elettrici, i trasformatori in resina e i PCS saranno dotati di impianti di rivelazione fumi e temperatura. Esternamente ai dispositivi saranno installati avvisatori visivi e acustici degli stati d'allarme ed estintori a CO2. Gli estintori a CO2 e gli impianti di rivelazione fumi saranno realizzati in conformità alle norme UNI 9795 e UNI EN 54.
- Le segnalazioni provenienti dal sistema antincendio vengono inviati al sistema di controllo di impianto e alla sala controllo del gestore dell'impianto.

5) CONSIDERAZIONI DI IMPATTO AMBIENTALE SUI SISTEMI DI ACCUMULO

Il BESS sarà realizzato all'interno dei confini dell'area di progetto, avrà un'occupazione del suolo limitata e sarà realizzato in un'area non asfaltata.

Non sono previsti scarichi idrici, se non quelli delle acque meteoriche che verranno convogliate alla rete di drenaggio.

Non è possibile alcuno sversamento di sostanze chimiche dai container ESS, che sono a tenuta dall'interno.

Il sistema di accumulo non prevede emissioni di alcun genere in atmosfera e ha una rumorosità molto bassa.

Per quanto concerne i gas ad effetto serra contenuti nei sistemi di condizionamento e nel sistema antincendio, saranno gestiti nel rispetto delle normative in materia (DPR 6 aprile 2013, n. 74, DPR 16 novembre 2018 n. 146), finalizzate alla minimizzazione delle eventuali perdite.

In fase di esercizio non è prevista la produzione di rifiuti, ad esclusione di quelli legati alle attività manutentive impiantistiche eseguite sullo stesso impianto.

Il fornitore del sistema BESS fornirà idonea documentazione nella quale verranno descritte le modalità gestionali e tecniche del processo di riciclaggio e smaltimento nonché le relative tempistiche e gli aspetti di sicurezza.

Il processo di decommissioning, riciclaggio e smaltimento dei materiali costituenti il sistema BESS verrà attuato in conformità alle leggi nazionali, europee ed internazionali vigenti (tra le quali Direttiva UE 2018/849), assicurandone il rispetto anche nel caso di modifiche e/o integrazioni di quest'ultime dal momento in cui l'impianto verrà messo in esercizio.

I requisiti generali di impatto ambientale riguardano, su scala globale, argomenti relativi alla progettazione, produzione dei componenti, installazione, funzionamento, manutenzione ed aspetti relativi al riciclo dei materiali, con particolare attenzione al rispetto dell'ambiente e del territorio ed allo sviluppo di prodotti non inquinanti.

I requisiti ambientali di un SdA (Sistemi di Accumulo) sono influenzati dalle condizioni di installazione (residenziale, industriale, Utility, SdA associato a generazione elettrica da fonte rinnovabili), dal tipo di tecnologia elettrochimica utilizzata e dalle tipologie di rischio tecnico introdotte nell'installazione.

I SdA sono influenzati dalle condizioni ambientali in cui vengono installati; a loro volta possono avere degli effetti rispetto all'ambiente circostante in caso di un evento non controllato. In tal senso, i SdA andrebbero considerati durante le condizioni di funzionamento usuali e non usuali.

Il principio generale definisce che in condizioni di funzionamento "usuali" i SdA non dovrebbero essere influenzati dalle condizioni ambientali che caratterizzano l'installazione. Le condizioni ambientali "non normali", disastro naturale o accidentale, dovrebbero avere un impatto il più possibile controllato nei riguardi del SdA e viceversa.

I SdA hanno un impatto sull'ambiente durante tutte le fasi del loro ciclo di vita, in termini di acquisizione dei materiali grezzi, produzione, distribuzione, uso applicativo e trattamenti di fine vita. A tal fine è appropriato ricevere dai fornitori un'analisi di impatto ambientale che generalmente contiene: analisi tecnica della tecnologia di accumulo utilizzata, livello di rumore, test sismici, effetti ambientali.

A titolo esemplificativo e non esaustivo, si possono considerare le seguenti condizioni climatiche e accidentali relative al punto di installazione del SdA:

Condizioni climatiche

- Temperatura
- Umidità
- Altitudine
- Caratteristiche geologiche

Condizioni accidentali di funzionamento e manutenzione

- terremoto
- vibrazione
- allagamenti
- incendio
- esplosione

▪ **ANALISI DEL RISCHIO**

Occorre prima premettere alcune precisazioni terminologiche e lessicali visto che i termini che verranno usati fanno parte di un lessico non scientifico e quindi si potrebbero ingenerare confusioni. Le definizioni che seguono sono prese dalla guida ICH Q9 "Quality risk management":

- **HARM** (danno) Damage to health, including the damage that can occur from loss of product quality or availability (Danno all'integrità includendo quello proveniente dalla perdita della qualità del prodotto o della sua disponibilità)
- **HAZARD** (pericolo) Potential source of harm (Sorgente potenziale di danno)
- **SEVERITY** (severità o gravità o magnitudo) Measure of the possible consequences of a hazard (Misura delle possibili conseguenze di un pericolo)
- **PROBABILITY** (probabilità) Extent to which the harm is likely to occur (Probabilità che si verifichi il danno)
- **RISK** (rischio) Combination of the probability of occurrence of harm and the severity of that harm (Combinazione della probabilità di accadimento di un danno e della severità del danno medesimo)
- **DETECTABILITY** (rilevabilità) Extent to which the harm is evident (Possibilità di rilevare il danno)
- **RISK ANALYSIS** (analisi di rischio) Use of available information to identify hazards and to estimate the risk (Utilizzo di informazioni disponibili per identificare i pericoli e per stimare il rischio)

Le tecniche più utilizzate per l'analisi del rischio sono:

- **Process/System Checklists** (Liste di controllo di processo/sistema)
- **Safety Review** (Revisione di sicurezza)
- **Preliminary Hazard Analysis** (Analisi preliminare di rischio)
- **"What If" Analysis** (Analisi "What If")
- **Cause-Consequence Analysis** (Analisi cause-conseguenze)
- **FMEA e FMECA**(Failure Modes and Effects Analysis, Failure Modes and Effects and Criticality Analysis): (Analisi dei modi di guasto, effetti e criticità)
- **HAZOP** (Hazard and Operability study): (Analisi di pericolo e funzionalità)
- **FTA** (Fault Tree Analysis): (Albero dei guasti)
- **ETA** (Event Tree Analysis): (Albero degli eventi)
- **Dow and Mond Hazard Indices**: (Indici di rischio Dow and Mond)
- **HACCP** (Hazard Analysis and Critical Control Points): (Analisi del pericolo e punti critici di controllo)

Senza addentrarci in ognuno dei sopraccitati, si descrivono solo i più usati. Ad esempio l'HAZOP è un metodo induttivo che consente di identificare potenziali deviazioni nel progetto di realizzazione di un sistema, rispetto agli intenti iniziali ("design intent"), di esaminarne le possibili cause valutandone le conseguenze. Il metodo FTA è un buon metodo per

valutare i fattori che più influiscono su un parametro. I risultati mostrano una rappresentazione visiva dei “fallimenti” e una stima quantitativa delle probabilità del fallimento di ogni modalità.

Il FMEA e FMECA sono sovente applicati ad attrezzature e macchinari, e possono essere utilizzati anche per analizzare un processo di fabbricazione e per individuare passaggi ad alto rischio o parametri critici. La differenza tra FMEA e FMECA consiste nel fatto che con la tecnica originaria, la FMEA, si può condurre un’analisi solo qualitativa di difetti o malfunzionamenti (risk estimation).

La FMECA completa quindi il processo del FMEA incorporando un’indagine intorno al grado di severità e alla probabilità e rilevabilità di ogni evento, con una valutazione della criticità di ogni difetto o malfunzionamento (risk evaluation). Il risultato è la definizione dell’indice di priorità del rischio per ognuno dei sopraccitati eventi.

L’analisi del rischio viene effettuata relativamente alle caratteristiche relative all’installazione di SdA, basandosi sulla severità dell’accadimento e sulla probabilità che esso provochi un danno. A tal fine il Comitato Tecnico internazionale IEC TC 120 Electrical Energy Storage (EES) Systems, è attualmente al lavoro per produrre una Norma per gli aspetti di impatto ambientale e la sicurezza legati agli SdA.

▪ *RUMORE*

Dal punto di vista dell’impatto acustico, il BESS comprende macchinari di tipo statico (trasformatori di potenza) ed apparecchiature, quali gli ESS, che per il loro funzionamento non danno origine ad elevati livelli di rumorosità.

Le due principali fonti di rumore sono i sistemi di condizionamento dei container e i ventilatori ad aria forzata dei PCS e dei trasformatori necessari a garantire il funzionamento dei dispositivi che costituiscono il BESS all’interno del campo di temperature richiesto dai produttori degli apparati. L’area può essere comunque facilmente schermata.

▪ *VALUTAZIONE PRELIMINARE DEI CAMPI ELETTROMAGNETICI*

Per quanto riguarda la valutazione preliminare dei campi elettromagnetici si rimanda alla specifica relazione facente parte della documentazione di progetto.

La progettazione del sistema BESS è comunque tale da garantire il rispetto degli obiettivi di qualità fissati dalla normativa vigente in materia di campi elettromagnetici.

L’impatto elettromagnetico generato dalle opere in progetto verso le aree esterne all’impianto è nullo in quanto la Distanza di Prima Approssimazione (DPA) calcolata per 3 μ T (obiettivo di qualità) ad esse associata, nell’assetto di progetto, ricadrà interamente all’interno del sito di Centrale, senza interessare luoghi con permanenza di popolazione superiore a 4 ore.

Inoltre, poiché tutti i componenti dell’impianto presentano al loro interno schermature o parti metalliche collegate all’impianto di terra, i campi elettrici risultanti sono del tutto trascurabili (le relative fasce di rispetto sono ridotte e ricadrebbero all’interno di quelle per i campi magnetici sopra dette) o nulli.

In riferimento in particolare alle linee in cavo MT (>1 kV) si applica quanto previsto dalla normativa applicabile (es. CEI 211-6 § 7.2.1) relativamente ai cavi elettrici a qualsiasi livello di tensione: “Le linee elettriche in cavo non producono campo elettrico all’esterno, in quanto le guaine metalliche dei cavi costituiscono un’efficace schermatura nei riguardi di tale tipo di campo.”

- **COMPATIBILITA' ELETTROMAGNETICA**

Il progetto prevede l'utilizzo di apparecchiature modulari in cui i dispositivi elettronici sono all'interno di container metallici, e gli stessi dispositivi sono dotati di certificazioni di compatibilità elettromagnetica e di filtri per l'eliminazione/attenuazione dei disturbi condotti tramite linee elettriche. Si può pertanto affermare che, con ovvia verifica finale sulle certificazioni dei dispositivi realmente installati, ogni PCS e ogni apparato che verrà montato nell'impianto risponderà ai requisiti della normativa vigente (IEC 61000) per quanto riguarda l'emissione elettromagnetica.

La messa a terra dei container, la gestione del sistema DC isolato da terra, la presenza del trasformatore BT/MT che assicurerà un isolamento galvanico della sezione di conversione rispetto al punto di connessione, consentiranno di evitare i disturbi anche attraverso modalità di accoppiamento di modo comune.

Ove si rendesse necessario, per rientrare nei limiti previsti dalle norme, l'emissione irradiata potrà essere ulteriormente schermata attraverso l'installazione di ulteriori schermature studiate appositamente, o con la realizzazione di box metallici, quando non già previsti ed efficaci.

- **STIMA COSTI E SOLUZIONI DI SMALTIMENTO SISTEMA DI ACCUMULO**

Il processo di smantellamento del BESS e la sua rimozione dal sito dovranno avvenire in conformità con le norme applicabili al momento della dismissione. La vigente Direttiva quadro sui rifiuti 2008/98/CE del Parlamento Europeo e del Consiglio dell'Unione, recependo il concetto della responsabilità estesa del produttore, ha fatto proprio l'approccio di politica ambientale secondo cui la responsabilità di un produttore (fisico e/o finanziario) per un determinato prodotto è estesa alla fase post-consumo e quindi al termine del ciclo di vita del prodotto.

I produttori, sebbene non debbano necessariamente organizzare direttamente la raccolta e il riciclo, sono tenuti a sostenere i costi secondo il principio del "chi inquina paga". Attualmente il fine vita delle batterie prodotte e immesse nel mercato UE è regolata dalla direttiva comunitaria 2006/66/CE. La direttiva sulle batterie è stata adottata nel 2006 ed è stata oggetto di una serie di revisioni. Le ultime modifiche sono state inserite nel 2013. Il 10 dicembre 2020 la Commissione ha proposto un nuovo regolamento sulle batterie.

Il regolamento mira a garantire che le batterie immesse sul mercato dell'UE siano sostenibili e sicure durante l'intero ciclo di vita. Secondo questi principi, il fornitore del BESS fornirà idonea documentazione nella quale verranno descritte le modalità gestionali e tecniche del processo di riciclaggio e smaltimento nonché le relative tempistiche e gli aspetti di sicurezza.

Operativamente, in fase di dismissione, si procederà a scollegare, rimuovere, imballare ed etichettare in modo sicuro tutti i moduli batteria per i successivi trattamenti in conformità con la normativa vigente ed avviarli a recupero / smaltimento in ragione delle possibilità offerte dalla tecnologia.

Per lo smaltimento dei Sistemi di Accumulo in oggetto, particolare attenzione vanno poste per i rifiuti di tipo "Speciale" e "Tossico-nocivo":

Rifiuti di tipo speciale: in questa categoria sono compresi tutti quei rifiuti derivanti da lavorazioni dell'industria di trasformazione (industria chimica, raffinerie, concerie, ecc.), da attività artigianali (autofficine, laboratori artigianali, ecc.), attività agricole (allevamenti di animali, mangimifici, ecc.) che per quantità e qualità non si possano considerare assimilabili ai rifiuti urbani.

Rifiuti di tipo tossico-nocivo: in questa categoria sono compresi tutti quei rifiuti tossici o nocivi che sono contaminati o contengono in parte tutte le sostanze elencate nel DPR 915/82.

Lo smaltimento di questi rifiuti deve essere eseguito secondo le direttive vigenti nel paese dell'utilizzatore in ambito di tutela dell'ambiente e devono obbligatoriamente essere affidati solo ed esclusivamente a ditte autorizzate e specializzate per il trattamento specifico della sostanza stessa.

Riepilogo aspetti relativi allo smaltimento/ambientali per tecnologia di accumulatori elettrochimici:

TECNOLOGIA	Aspetti relativi allo smaltimento / Ambientali
Piombo acido	Contengono materiali parzialmente inquinanti, per cui lo smaltimento deve essere gestito da ditte autorizzate e specializzate. Dal 1998 è stato istituito il COBAI, Consorzio Obbligatorio per le Batterie al piombo esauste e rifiuti piombosi, che assicura la raccolta e il riciclaggio delle batterie esauste. Attualmente il metallo riciclato delle batterie esauste rappresenta il 40% della produzione italiana di piombo.
Nichel/cadmio	Il maggiore problema ambientale è legato all'apresenza dell'elettrodo di cadmio, un metallo pesante e tossico. Per tale ragione gli accumulatori nichel/cadmio sono classificati come rifiuti pericolosi. La Direttiva Europea 2006/66/EC stabilisce che le batterie nichel/cadmio per applicazioni industriali devono essere raccolte dal produttore e riciclate in strutture specializzate. Dal processo di riciclaggio è possibile recuperare il 99% dei metalli contenuti, e il cadmio derivante da questo processo è destinato alla realizzazione di nuovi accumulatori.
Litio / ioni	Non presentano problemi di inquinamento ambientale dato il ridotto livello di tossicità dei componenti costituenti le batterie. L'unico elemento che può presentare problemi ambientali è rappresentato dai solventi utilizzati all'interno degli elettroliti liquidi, i quali risultano infiammabili, irritanti e corrosivi.
Sodio / cloruro	Non presentano problemi dal punto di vista ambientale dato il carattere poco inquinante dei due elettroliti.

I trattamenti a cui le batterie verranno sottoposte al momento del riciclo e dello smaltimento dovranno rispettare le norme vigenti in materia di rispetto ambientale e sfruttamento del lavoro. A disciplinare gran parte delle attività industriali legate al trattamento dei rifiuti è la direttiva 2010/75/UE. Tuttavia, nel caso ci siano attività legate al trattamento dei rifiuti non previste o non contemplate dalle norme e dalle direttive europee, la proposta di legge delega alla Commissione il potere di adottare atti conformemente all'articolo 290 del TFUE11.

Il ciclo di vita convenzionale dei sistemi a batteria è stato fissato in 12 anni.



6) NORMATIVA DI RIFERIMENTO

Di seguito un elenco, non esaustivo, dei principali riferimenti di legge e norme tecniche applicabili per la progettazione e la realizzazione dell'intervento in oggetto. L'elenco normativo è riportato soltanto a titolo di promemoria informativo; esso non è esaustivo per cui eventuali leggi o norme applicabili, anche se non citate, andranno comunque applicate.

Infine, qualora le sopra elencate norme tecniche siano modificate o aggiornate, si dovranno applicare le norme più recenti.

- *Norme tecniche impianti elettrici*

- CEI EN 61936-1 (Classificazione CEI 99-2). Impianti elettrici con tensione superiore a 1 kV in corrente alternata;
- CEI EN 50522 (Classificazione CEI 99-3). Messa a terra degli impianti elettrici a tensione superiore a 1 kV in corrente alternata;
- CEI 11-37. Guida per l'esecuzione degli impianti di terra nei sistemi utilizzatori di energia alimentati a tensione maggiore di 1 kV;
- 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 11-17. Impianti elettrici di potenza con tensioni nominali superiori a 1 kV in corrente alternata. Impianti di produzione, trasmissione e distribuzione pubblica di energia elettrica – Linee in cavo.

- *Norme e guide tecniche diverse*

- Codice di rete TERNA. Codice di trasmissione, dispacciamento, sviluppo e sicurezza della rete;
- Codice di rete TERNA. Capitolo 1C - Regole tecniche di connessione degli impianti nuovi. Requisiti tecnici di connessione alle Sezioni 36 kV di Stazioni RTN;
- Allegato A2. Appendice D - Schemi e Requisiti 36 kV. Rev. 02. 20 ottobre 2021;
- Guida Tecnica Terna. Allegato A17. CENTRALI EOLICHE. Condizioni generali di connessione alle reti AT. Sistemi di protezione regolazione e controllo. Aggiornamento per nuovi schemi di connessione 36 kV e revisione generale. Rev. 03 Marzo 2023;
- Guida Tecnica Terna. Allegato A79. IMPIANTI CON SISTEMI DI ACCUMULO ELETTROCHIMICO Condizioni generali di connessione alle reti AAT e AT. Sistemi di protezione regolazione e controllo. Rev. 00 Marzo 2023.

7) DATASHEET DEI PRINCIPALI COMPONENTI DEL SISTEMA DI ACCUMULO

- A. ENERGY STORAGE SYSTEM (Batterie e sistema di controllo carica)**
- B. POWER CONVERSION SYSTEM (Inverter + Quadri MT e BT + Trafo BT/MT)**
- C. CAVI IN BT**
- D. CAVI IN AC (MT)**

ST2752UX

Liquid Cooling Energy Storage System

Preliminary



LOW COSTS

- Highly integrated ESS for easy transportation and O&M
- All pre-assembled, no battery module handling on site
- 8 hour installation to commission, drop on a pad and make electrical connections



SAFE AND RELIABLE

- DC electric circuit safety management includes fast breaking and anti-arc protection
- Multi level battery protection layers formed by discreet standalone systems offer impeccable safety



EFFICIENT AND FLEXIBLE

- Intelligent liquid cooling ensures higher efficiency and longer battery cycle life
- Modular design supports parallel connection and easy system expansion
- IP55 outdoor cabinet and optional C5 anti-corrosion



SMART AND ROBUST

- Fast state monitoring and faults record enables pre-alarm and faults location
- Integrated battery performance monitoring and logging



Type designation	ST2752UX
Battery Data	
Cell type	LFP
Battery capacity (BOL)	2752 kWh
System output voltage range	1300 – 1500 V
General Data	
Dimensions of battery unit (W * H * D)	9340*2520*1730 mm
Weight of battery unit	26,000 kg
Degree of protection	IP 55
Operating temperature range	-30 to 50 °C (> 45 °C derating)
Relative humidity	0 – 95 % (non-condensing)
Max. working altitude	3000 m
Cooling concept of battery chamber	Liquid cooling
Fire safety standard/Optional	Deluge sprinkler heads (standard), Fused sprinkler heads (optional), NFPA69 explosion prevention and ventilation IDLH gases (optional)
Communication interfaces	RS485, Ethernet
Communication protocols	Modbus RTU, Modbus TCP
Compliance	CE, IEC 62477-1, IEC 61000-6-2, IEC61000-6-4, IEC62619
2 HOURS APPLICATION-ST2752UX*4-5000UD-MV	
BOL kWh (DC/AC LV Side)	11,008 kWh DC / 10,379 kWh AC
ST2752UX Quantity	4
PCS Model	SC5000UD-MV
4 HOURS APPLICATION-ST2752UX*8-5000UD-MV	
BOL kWh (DC/AC LV Side)	22,016 kWh / 21,448 kWh
ST2752UX Quantity	8
PCS Model	SC5000UD-MV
Grid Connection Data	
Max.THd of current	< 3 % (at nominal power)
DC component	< 0.5 % (at nominal power)
Power factor	> 0.99 (at nominal power)
Adjustable power factor	1.0 leading – 1.0 lagging
Nominal grid frequency	50 / 60 Hz
Grid frequency range	45 – 55 Hz / 55 – 65 Hz
Transformer	
Transformer rated power	5,000 kVA
LV/MV voltage	0.9 kV / 33 kV
Transformer cooling type	ONAN (Oil Natural Air Natural)
Oil type	Mineral oil (PCB free) or degradable oil on request

SC2750UD-MV/SC3150UD-MV/ SC3450UD-MV

Power Conversion System



HIGH YIELD

- Advanced three-level technology, max. efficiency 99%
- Effective forced air cooling, no derating up to 45°C
- Wide DC voltage operation window, full power operation at 1500V



SMART O&M

- Modular design, easy for maintenance
- IP65 protection degree, easy for outdoor installation
- C5 anti-corrosion degree, adjust to applications close to the sea



FLEXIBLE APPLICATION

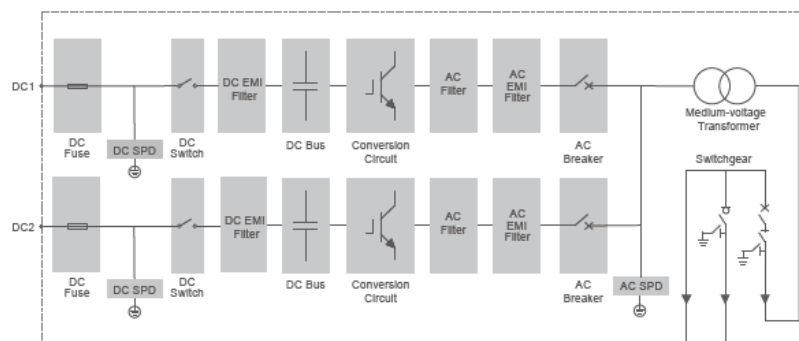
- Bidirectional power conversion system with full four-quadrant operation
- Compatible with high voltage battery system, low system cost
- Battery charge & dis-charge management and black start function integrated



GRID SUPPORT

- Compliant with CE, IEC 62477, IEC 61000 and grid regulations
- Fast active/reactive power response
- L/HVRT, FRT, soft start/stop, specified power factor control and reactive power support

CIRCUIT DIAGRAM



© 2022 Sungrow Power Supply Co., Ltd. All rights reserved. Subject to change without notice. Version 15

Type Designation	SC2750UD-MV	SC3150UD-MV	SC3450UD-MV
DC side			
Max. DC voltage		1500 V	
Min. DC voltage	800 V	915 V	1000 V
DC voltage range	800 – 1500 V	915 – 1500 V	1000 – 1500 V
Max. DC current		1935 A * 2	
No. of DC inputs		2	
AC side (Grid)			
AC output power	2750 kVA @ 45 °C 3025 kVA @ 30 °C	3150 kVA @ 45 °C 3465 kVA @ 30 °C	3450 kVA @ 45 °C 3795 kVA @ 30 °C
Converter port max. AC output current		1587 A*2	
Converter port nominal AC voltage	550 V	630 V	690 V
Converter port AC voltage range	484 – 605 V	554 – 693 V	607 – 759 V
Nominal grid frequency / Grid frequency range		50 Hz / 45 – 55 Hz, 60 Hz / 55 – 65 Hz	
Harmonic (THD)		< 3 % (at nominal power)	
Power factor at nominal power / Adjustable power factor		>0.99 / 1 leading – 1 lagging	
Adjustable reactive power range		-100 % – 100 %	
Feed-in phases / AC connection		3 / 3	
AC side (Off-Grid)			
Converter port nominal AC voltage	550 V	630 V	690 V
Converter port AC voltage range	484 – 605 V	554 – 693 V	607 – 759 V
AC voltage Distortion		< 3 % (Linear load)	
DC voltage component		< 0.5 % Un (Linear balance load)	
Unbalance load Capacity		100%	
Nominal frequency / Frequency range		50 Hz / 45 – 55 Hz, 60 Hz / 55 – 65 Hz	
Efficiency			
Converter max. efficiency		99%	
Transformer			
Transformer rated power	2750 kVA	3150 kVA	3450 kVA
Transformer max. power	3025 kVA	3465 kVA	3795 kVA
LV / MV voltage	0.55 kV / 20 – 35 kV	0.63 kV / 20 – 35 kV	0.69 kV / 20 – 35 kV
Transformer vector		Dy11	
Transformer cooling type		ONAN	
Oil type		Mineral oil (PCB free) or degradable oil on request	
Protection			
DC input protection		Load break switch + fuse	
Converter output protection		Circuit breaker	
AC output protection		Circuit breaker	
Surge protection		DC Type II / AC Type II	
Grid monitoring / Ground fault monitoring		Yes / Yes	
Insulation monitoring		Yes	
Overheat protection		Yes	
General Data			
Dimensions (W*H*D)		6058*2896*2438 mm	
Weight		16000 kg	
Degree of protection		IP54 (Converter: IP65)	
Operating ambient temperature range		-35 to 60 °C (> 45 °C derating)	
Allowable relative humidity range		0 – 100 %	
Cooling method		Temperature controlled forced air cooling	
Max. operating altitude		4000 m (> 2000 m derating)	
Display		LED, WEB HMI	
Communication		RS485, CAN, Ethernet	
Compliance		CE, IEC 62477-1, IEC 61000-6-2, IEC 61000-6-4	
Grid support		L/HVRT, FRT, active & reactive power control and power ramp rate control, Volt-var, Volt-watt, Frequency-watt	

BASSA TENSIONE - DISTRIBUZIONE DI ENERGIA / LOW VOLTAGE - POWER DISTRIBUTION

ARE4EX 0,6/1 kV



Norma di riferimento TABELLE ENEL GSC 002

Descrizione del cavo

Anime di fase e neutro

Conduttore a corda rigida rotonda compatta di alluminio

Isolante

Polietilene reticolato

Guaina

Mescola termoplastica di colore nero (qualità DM01)

Marcatura

Anima di fase:

ENEL ARE4*EX 0.6/1 kV 95 PRYSMIAN (T)

IP 20## YY 0000 FASE 1 (2) (3)... FASE 1 (2) (3)...

Anima di neutro:

ENEL ARE4*EX 0.6/1 kV 50 PRYSMIAN (T)

IP 20## YY

IP = Indice di progetto; 20## = Anno di produzione (ad inchiostro);

YY = Mese di fabbricazione (Es. 01, 02, ... 11, 12 - ad inchiostro);

FASE = ad inchiostro; 0000 = Metricatura ad inchiostro.

Standard

ENEL TABLES GSC 002

Cable design

Phase and neutral core

Rigid compacted stranded aluminium conductor

Insulation

Cross-linked polyethylene

Sheath

Black thermoplastic compound (quality DM01)

Marking

Phase core:

ENEL ARE4*EX - 0.6/1 kV 95 PRYSMIAN (T)

IP 20## YY 0000 PHASE 1 (2) (3)... PHASE 1 (2) (3)...

Neutral core:

ENEL ARE4*EX - 0.6/1 kV 50 PRYSMIAN (T)

IP 20## YY

IP = Project index; 20## = Year of manufacturing (marked with ink jet);

YY = Month of manufacturing (eg.: 01, 02, ... 11, 12 - marked with ink jet);

PHASE = marked with ink jet; 0000 = Metre marking, marked with ink jet.

Conforme ai requisiti essenziali delle direttive BT 2006/95/CE

Applicazioni

Cavi di bassa tensione quadripolari ad elica visibile.

Compliant with the requirements of the BT 2006/95/CE directives

Applications

LV four cores cables with assembly; suitable for power system.



Condizioni di posa / Laying conditions



ARE4EX

sezione nominale conductor cross-section	diametro indicativo conduttore conductor diameter	spessore medio isolante average insulation thickness	diametro esterno outer diameter	peso indicativo del cavo approximate weight	resistenza massima a 20 °C in c. c. maximum DC resistance at 20 °C	portata di corrente con temperatura ambiente di 30 °C in aria permissible current rating (A) in open air at 30 °C	portata di corrente con temperatura ambiente di 20 °C interrato permissible current rating (A) buried at 20 °C	raggio minimo di curvatura minimum bending radius
(mm²)	(mm)	(mm)	(mm)	(kg/km)	(Ω/km)			(mm)

3 conduttori / 3 cores

3x95+50 N	11,4/8,2	1,1/1,0	39	1300	0,320/0,641	239	245	310
3x150+95 N	14,0/11,4	1,4/1,1	47	1990	0,206/0,320	318	305	360
3x240+150 N	18,2/14,0	1,7/1,4	58	3130	0,125/0,206	425	405	450

TECSUN (PV) PV1-F 0,6/1 kV AC (1,5 kV DC)



Cavi PV con isolante in gomma e certificazione TÜV e VDE
PV cables, rubber insulated, TÜV and VDE certified

Norma di riferimento

TÜV 2 PFG 1169/08.2007 e requisiti per cavi per sistemi fotovoltaici, DKE/VDE AK 411.2.3

Certificazioni / Approvazioni

Certificazione N. R 60013989 di TÜV, Registrazione VDE N. 7985

Descrizione del cavo

Conduttore

Rame stagnato, flessibile, secondo IEC 60228 classe 5

Isolante

HEPR reticolato 120 °C (miscela tipo EI6/EI8)

Identificazione anima

Colore naturale

Guaina

Gomma EVA reticolata 120 °C (miscela tipo EM4/EM8)

Isolante e guaina saldamente aderenti

(isolamento a doppio strato)

Colori della guaina

Nero, rosso, blu

Schermo a treccia di protezione

Tipo TECSUN (PV) (C), con treccia aggiuntiva in fili di rame stagnato (copertura della superficie > 80%), quale elemento di protezione contro roditori o urti accidentali

Marchatura

TECSUN (PV) PV1F

Applicazioni

I cavi solari PRYSMIAN TECSUN (PV) PV1-F conformi TÜV 2PFG 1169/08.2007 sono concepiti per essere utilizzati in sistemi elettrici di tipo fotovoltaico con tensione nominale fino a 1.5 kV in corrente continua.

Possono essere installati sia all'interno che all'esterno, in ambito industriale e agricolo, in/su attrezzature con isolante protettivo (Classe di Protezione II) e in aree a rischio di esplosione (Test interno PRYSMIAN).

Possono essere installati in posa fissa, sospesi, in movimento libero, su passerelle, tubi, a vista o incassate nei muri.

Grazie ad oltre 10 anni di esperienze positive in ambito di posa direttamente interrata, non solo in base ai test eseguiti internamente ma anche al successo nelle installazioni in impianti fotovoltaici in tutto il mondo, i cavi TECSUN (PV) sono adatti per posa diretta nel terreno. Si raccomanda di seguire le relative linee guida per questo tipo di installazione.

Standard

TÜV 2 PFG 1169/08.2007 and requirements for cables for PV systems, DKE/VDE AK 411.2.3

Certification / Approvals

TÜV Cert.-No. R 60013989,
VDE-Reg.No. 7985

Design features

Conductor

Tinned copper, flexible, according to IEC 60228 class 5

Insulation

Cross-linked HEPR 120°C (compound type EI6/EI8)

Core identification

Natural colour

Sheath

Cross-linked EVA rubber 120°C (compound type EM4/EM8).

Insulation and sheath are solidly bonded

(Two-layer-insulation)

Sheath-colours

Black, red, blue

Protective Braid Screen

TECSUN(PV) (C) with additional braid made of tinned copper wires (surface coverage > 80%), as a protective element against rodents or impact

Marking

TECSUN (PV) PV1F

Applications

PRYSMIAN Solar cables TECSUN (PV) PV1-F acc. to TÜV 2PFG 1169/08.2007, are intended for use in Photovoltaic Power Supply Systems at nominal voltage rate up to 1,5kV DC.

They are suitable for applications indoor and/or outdoor, in industrial and agriculture fields, in/at equipment with protective insulation (Protecting Class II) and in explosion hazard areas (PRYSMIAN Internal Testing).

They may be installed fixed, freely suspended or free movable, in cable trays, conduits, on and in walls.

Thanks to more than 10 years of positive experience with direct burial, not only according to the internal tests performed, but also to the successful installation in PV plants worldwide, the TECSUN(PV) cables are suitable for direct burial in ground (PRYSMIAN Internal Testing). The corresponding installation guidelines shall be taken in consideration.

Condizioni di posa / Laying conditions

DURANTE LA POSA /
 DURING
 INSTALLATION
 50 N/MM²

IN ESERCIZIO /
 IN OPERATION
 15 N/MM²

MIN. TEMPERATURA
 AMBIENTALE: -40°C /
 MIN. AMBIENT
 TEMPERATURE:
 -40°C

TEMPERATURA
 MASSIMA ESERCIZIO
 CONDUTTORE: 120°C /
 CONDUCTOR MAX.
 OPERATING
 TEMPERATURE: 120°C



TECSUN (PV) PV1-F 0,6/1 kV AC (1,5 kV DC)

Parametri elettrici / Electrical parameters

Tensione Nominale / Rated voltage	0,6/1 kV (600/1000 V)	0,6/1 kV (600/1000 V)
Tensione massima possibile in DC nei sistemi fotovoltaici / Maximum PV-System voltage DC	fino a 2000 V	up to 2000 V possible
Tensione di servizio massima consentita in AC / Max. permissible operating voltage AC	0,7/1,2 kV	0,7/1,2 kV
Tensione di servizio massima consentita in DC / Max. permissible operating voltage DC	0,9/1,8 kV	0,9/1,8 kV
Tensione di prova AC / Test voltage AC:	6,5 kV / DC: 15 kV (5 min.)	6,5 kV / DC: 15 kV (5 min.)
Portata di corrente / Current Carrying Capacity description	Soddisfa i requisiti per cavi fotovoltaici secondo TÜV 2 PFG 1169/08.2007	Meets requirements for PV-Wire per TÜV 2 PFG 1169/08.2007
Portata di corrente / Electrical Tests	TÜV 2PFG 1169/08.2007: conforme a VDE 0282 Sezione 2, HD 22.2 ed EN 50395 per resistenza del conduttore, tensione di prova in AC e DC, rigidità dielettrica, resistenza superficiale e Spark Test su isolante, EN 50305 Parte 6 per stabilità in corrente continua (10 giorni, 85 °C, in acqua salata, 1500 V in DC), resistenza d'isolamento a 20 °C e a 90 °C in acqua. Test interno PRYSMIAN: Resistenza d'isolamento a 120 °C in aria.	TÜV 2PFG 1169/08.2007 meets VDE 0282 Section 2, HD 22.2 and EN 50395 Conductor Resistance, Test Voltages AC and DC, Electric Strength, Surface Resistance, Spark Test on Insulation, EN 50305 Part 6 DC stability (10 days, 85° C, salt water, 1500 V DC), Insulation Resistance at 20° C and 90° C in Water. PRYSMIAN Internal Testing: Insulation Resistance at 120° C in Air.

Parametri termici / Thermal parameters

Temperatura massima caratteristica del conduttore / Max. operating temperature of the conductor	Max. 90 °C sul conduttore (durata secondo il diagramma di Arrhenius = 30 anni). Permette 20.000 ore di servizio ad una temperatura del conduttore di 120 °C (e temperatura ambiente a 90 °C).	Max. 90°C at the conductor (lifetime acc. to Arrhenius-Diagram = 30 years). 20.000 hours of operation at conductor temperature of 120°C (and 90°C ambient temperature) are permitted.
Temperatura massima di corto circuito del conduttore / Max. short circuit temperature of the conductor	250 °C (5 s.)	250 °C (5 s.)
Temperatura ambiente per installazione fissa / Ambient temperature for fixed installation	min -40 °C; max +90 °C	min -40 °C; max +90 °C
Temperatura ambiente per esercizio mobile / Ambient temperature in fully flexible operation	min -40 °C; max +90 °C	min -40 °C; max +90 °C
Resistenza al freddo / Resistance to cold	Prova di piegatura a freddo ad una temperatura di -40° C secondo DIN EN 60811-1-4.	Cold Bend Test at -40° C temperature per DIN EN 60811-1-4. Impact Test -40° C temperature similar to DIN EN 50305
Prova di resistenza all'umidità / Damp-Heat Test	Conforme a TÜV 2 PFG 1169/08.2007 e EN 60068-2-78: 1.000 h a 90 °C e 85% di umidità	Meets TÜV 2 PFG 1169/08.2007 and EN 60068-2-78: 1.000 h at 90° C and 85% humidity

Parametri meccanici / Mechanical parameters

Sforzo di trazione massimo / Max. tensile load	15 N/mm ² in esercizio, 50 N/mm ² durante l'installazione	15 N/mm ² in operation, 50 N/mm ² during installation
Raggio di curvatura minimo / Minimum bending radius	4 x D	4 x D
Resistenza all'abrasione / Abrasion resistance	Test interno PRYSMIAN: - secondo DIN ISO 4649 su carta abrasiva - guaina contro guaina - guaina contro metallo - guaina contro plastica	PRYSMIAN Internal Testing: - Acc. to DIN ISO 4649 against abrasive paper - Sheath against sheath - Sheath against metal - Sheath against plastics
Prova di ritiro / Shrinkage Test	<2% secondo EN 60811-1-3	<2% acc. to EN 60811-1-3
Prova di pressione a temperatura elevata / Pressure Test at High Temperature	<50% secondo EN 60811-3-1	<50% acc. to EN 60811-3-1
Prova di penetrazione dinamica / Dynamic Penetration Test	Soddisfa i requisiti di TÜV 2 PFG 1169/08.2007	Meets requirements as per TÜV 2 PFG 1169/08.2007
Durezza-Shore di tipo A / Shore-Hardness Type A	min. 85 secondo DIN EN ISO 868 (Test interno PRYSMIAN)	min. 85 nach DIN EN ISO 868 (PRYSMIAN Internal Testing)
Resistenza ai roditori / Rodent resistance	La sicurezza può essere ottimizzata utilizzando tubi di protezione o elementi protettivi come uno schermo a treccia metallica	Safety can be optimized by utilizing protective hoses, or protective element, such as a metallic screen braid

TECSUN (PV) PV1-F 0,6/1 kV AC (1,5 kV DC)

numero anime per sezione	colore	numero componente	diametro massimo conduttore	diametro minimo esterno	diametro massimo esterno	raggio curvatura minimo posa fissa	peso indicativo	carico rottura massimo garantito	resistenza massima conduttore a 20°C	portata corrente singolo cavo libero in aria *	portata corrente singolo cavo su superficie *	corrente corto circuito (1s da 90°C a 250°C)
<i>numbers of cores x cross section</i>	<i>colour</i>	<i>part number</i>	<i>conductor diameter max.</i>	<i>outer diameter min.</i>	<i>outer diameter max.</i>	<i>bending radius fixed min.</i>	<i>weight (ca.)</i>	<i>permissible tensile force max.</i>	<i>conductor resistance at 20°C max.</i>	<i>current carrying capacity for single cable free in air *</i>	<i>current carrying capacity for single cable on a surface *</i>	<i>short circuit current (1s. from 90°C to 250°C)</i>
			mm	mm	mm	mm	kg/km	N	Ω/km	A	A	kA
1x1,5	nero/black	20014125	1,6	4,4	4,8	14,4	34	23	13,7	30	29	0,21
1x1,5	blu/blue	20004366	1,6	4,4	4,8	14,4	33	23	13,7	30	29	0,21
1x1,5	rosso/red	20004367	1,6	4,4	4,8	14,4	33	23	13,7	30	29	0,21
1x2,5	nero/black	20004369	1,9	4,7	5,1	15,3	44	38	8,21	41	39	0,36
1x2,5	blu/blue	20004370	1,9	4,7	5,1	15,3	44	38	8,21	41	39	0,36
1x2,5	rosso/red	20004372	1,9	4,7	5,1	15,3	44	38	8,21	41	39	0,36
1x4	nero/black	20004374	2,4	5,2	5,6	16,8	59	60	5,09	55	52	0,57
1x4	blu/blue	20004377	2,4	5,2	5,6	16,8	59	60	5,09	55	52	0,57
1x4	rosso/red	20004379	2,4	5,2	5,6	16,8	59	60	5,09	55	52	0,57
1x6	nero/black	20004382	2,9	5,7	6,13	18,3	81	90	3,39	70	67	0,86
1x6	blu/blue	20004385	2,9	5,7	6,1	18,3	78	90	3,39	70	67	0,86
1x6	rosso/red	20004388	2,9	5,7	6,1	18,3	78	90	3,39	70	67	0,86
1x10	nero/black	20004391	4	6,8	7,2	21,6	120	150	1,95	98	93	1,43
1x16	nero/black	20004394	5,6	8,3	8,9	36	190	240	1,24	132	125	2,29
1x25	nero/black	20008077	6,4	10	10,7	43	280	375	0,795	176	167	3,58
1x35	nero/black	20008078	7,5	11,1	11,8	47	380	525	0,565	218	207	5,01
1x50	nero/black	20004396	9	12,6	13,3	53	530	750	0,393	276	262	7,15
1x70	nero/black	20024634	10,8	14,8	15,8	61	720	1050	0,277	347	330	10,01
1x95	nero/black	20004397	12,6	16,2	17	68	900	1425	0,21	416	395	13,59
1x120	nero/black	20008826	14,2	17,7	18,7	75	1150	1800	0,164	488	464	17,16
1x150	nero/black	20008828	15,8	19,7	20,7	83	1420	2250	0,132	566	538	21,45
1x185	nero/black	20038266	17,4	21,3	22,3	89	1710	2775	0,108	644	612	26,46
1x240	nero/black	20008079	20,4	24,2	25,5	102	2200	3600	0,082	775	736	34,32
TECSUN (PV)												
(C) PV1-F												
1x4 (C)	nero/black	-	2,4	5,8	6,2	24,8	85	-	5,09	-	-	-
1x6 (C)	nero/black	-	2,9	6,4	6,8	27,2	105	-	3,39	-	-	-

(*) Temperatura ambiente a 60°C
60°C ambient temperature

MEDIA TENSIONE - APPLICAZIONI TERRESTRI E/O EOLICHE / MEDIUM VOLTAGE - GROUND AND/OR WIND FARM APPLICATION

ARP1H5E *P-Laser*



Unipolare 12/20 kV a 18/30 kV
Single core 12/20 kV a 18/30 kV

Norma di riferimento
HD 620/IEC 60502-2

Descrizione del cavo

Anima

Conduttore a corda rotonda compatta di alluminio

Semiconduttivo interno

Mescola estrusa

Isolante

Mescola in elastomero termoplastico (qualità HPTE)

Semiconduttivo esterno

Mescola estrusa

Rivestimento protettivo

Nastro semiconduttore igroespandente

Schermatura

Nastro di alluminio avvolto a cilindro longitudinale
(R_{max} 3 Ω /Km)

Guaina

Polietilene: colore rosso (qualità DMP 2)

Marcatura

PRYSMIAN (**) ARP1H5E <tensione>

<sezione> <anno>

(**) sigla sito produttivo

Marcatura in rilievo ogni metro

Marcatura metrica ad inchiostro

Applicazioni

Temperatura di sovraccarico massima 140°C

Coefficiente K per temperature di corto circuito di 300°C: K = 100

N.B. Il cavo rispetta le prescrizioni della norma HD 620 per quanto riguarda l'isolante, per tutte le altre caratteristiche rispetta le prescrizioni della IEC 60502-2.

Accessori idonei

Terminali

ELTI-1C (pag. 115), ELTO-1C (pag. 118), FMCS 250 (pag. 128),

FMCE (pag. 130), FMCTs-400 (pag. 132),

FMCTXs-630/C (pag. 136)

Giunti

ECOSPEED™ (pag. 140)

Standard

HD 620/IEC 60502-2

Cable design

Core

Compact stranded aluminium conductor

Inner semi-conducting layer

Extruded compound

Insulation

Thermoplastic elastomer compound (type HPTE)

Outer semi-conducting layer

Extruded compound

Protective layer

Semiconductive watertight tape

Screen

Aluminium tape longitudinally applied (R_{max} 3 Ω /Km)

Sheath

Polyethylene: red colour (DMP 2 type)

Marking

PRYSMIAN (**) ARP1H5E <rated voltage>

<cross-section> <year>

(**) production site label

Embossed marking each meter

Ink-jet meter marking

Applications

Overload maximum temperature 140°C

K coefficient for short-circuit temperatures at 300°C: K = 100

N.B. According to HD 620 standard for insulation, and the IEC 60502-2 for the other characteristics.

Suitable accessories

Terminations

ELTI-1C (pag. 115), ELTO-1C (pag. 118), FMCS 250 (pag. 128),

FMCE (pag. 130), FMCTs-400 (pag. 132),

FMCTXs-630/C (pag. 136)

Joints

ECOSPEED™ (pag. 140)

TEMPERATURA
FUNZIONAMENTO /
OPERATING
TEMPERATURE

105°C

TEMPERATURA
CORTOCIRCUITO /
SHORT-CIRCUIT
TEMPERATURE

300°C

RIGIDO /
RIGID



Condizioni di posa / Laying conditions

TEMPERATURA
MIN. DI POSA -25°C /
MINIMUM
INSTALLATION
TEMPERATURE -25°C



CANALE
INTERRATO /
BURIED
TROUGH



TUBO INTERRATO /
BURIED DUCT



ARIA LIBERA /
OPEN AIR



INTERRATO CON
PROTEZIONE /
BURIED WITH
PROTECTION



ARP1H5E

Unipolare 12/20 kV e 18/30 kV
Single core 12/20 kV e 18/30 kV

Conduttore di alluminio / Aluminium conductor - ARP1H5E

sezione nominale	diametro conduttore	diametro sull'isolante	diametro esterno nominale	massa indicativa del cavo	raggio minimo di curvatura	sezione nominale	portata di corrente in aria	posa interrata a trifoglio p=1 °C m/W	p=2 °C m/W
conductor cross-section	conductor diameter	diameter over insulation	nominal outer diameter	approximate weight	minimum bending radius	conductor cross-section	open air installation	underground installation trefoil p=1 °C m/W	p=2 °C m/W
(mm ²)	(mm)	(mm)	(mm)	(kg/km)	(mm)	(mm ²)	(A)	(A)	(A)

Dati costruttivi / Construction charact. - 12/20 kV

50	8,2	18,0	25	520	350
70	9,7	19,1	26	590	370
95	11,4	20,6	28	690	400
120	12,9	22,1	29	810	410
150	14,0	23,4	31	910	440
185	15,8	25,6	33	1070	470
240	18,2	27,8	35	1280	490
300	20,8	31,0	39	1530	550
400	23,8	34,2	42	1890	590
500	26,7	37,1	45	2280	630
630	30,5	41,5	50	2830	700

Caratt. elettriche / Electrical charact. - 12/20 kV

50	196	182	136
70	244	224	167
95	298	268	200
120	345	306	228
150	390	341	255
185	451	387	289
240	536	450	336
300	620	509	380
400	726	583	435
500	846	665	495
630	985	756	565

Dati costruttivi / Construction charact. - 18/30 kV

50	8,2	24,8	32	800	450
70	9,7	25,1	32	850	450
95	11,4	26,0	33	940	470
120	12,9	26,9	34	1020	480
150	14,0	27,6	35	1110	490
185	15,8	29,0	37	1250	520
240	18,2	31,4	39	1480	550
300	20,8	34,6	43	1760	610
400	23,8	37,8	46	2140	650
500	26,7	40,9	49	2560	690
630	30,5	45,5	54	3150	760

Caratt. elettriche / Electrical charact. - 18/30 kV

50	197	180	134
70	246	221	165
95	299	265	198
120	346	303	226
150	391	339	253
185	451	385	287
240	534	447	334
300	618	506	378
400	723	580	433
500	840	661	494
630	978	752	562