

REGIONE SARDEGNA  
**COMUNE DI CODRONGIANOS**  
PROVINCIA DI SASSARI

**PROGETTO DEFINITIVO**

**PER LA REALIZZAZIONE E L'ESERCIZIO DI UN IMPIANTO SOLARE AGRIVOLTAICO A TERRA DELLA POTENZA DI PICCO (DC) PARI A 39,99 MWp CON SISTEMA DI ACCUMULO, CON CONNESSIONE ALLA RETE TERNA PER UNA POTENZA (AC) PARI A 30,8 MW**



Proponente: **SOLAR TORRES SRL**

VIA BORBOGNA, 8 - 20122 MILANO (MI)

**TAVOLA:**

**D1.R02**

**ELABORATO:**

**DISCIPLINARE DESCRITTIVO E PRESTAZIONALE  
DEGLI ELEMENTI TECNICI DI TUTTE LE OPERE**

DATA STESURA  
**SETTEMBRE 2023**

AGGIORNAMENTO

SCALA  
**n.a.**

PROPONENTE



**SOLAR TORRES s.r.l.**



Via Borgogna, 8  
20122 Milano (MI)  
PEC: solartorres@legalmail.it  
P.IVA 10670410967

PROGETTAZIONE



**MARE s.r.l.s.**

Ing. Enrico Gadaleta  
Via Galluzzi 5  
70044 Polignano a Mare (BA)  
Tel . 3382263891  
P.IVA 08324050726



## Sommaro

<b>1</b>	<b>OGGETTO.....</b>	<b>4</b>
<b>2</b>	<b>DATI PRINCIPALI DI PROGETTO.....</b>	<b>4</b>
<b>3</b>	<b>CARATTERISTICHE GENERALI DELLE OPERE DA REALIZZARE E SUOI ELEMENTI COSTITUENTI DELLA SOLA PARTE IMPIANTO FOTOVOLTAICA.....</b>	<b>5</b>
3.1	Strutture di supporto dei moduli fotovoltaici .....	6
3.2	Moduli fotovoltaici e stringhe .....	7
3.3	Quadri elettrici di campo o di parallelo stringhe.....	10
3.4	Cabine elettriche.....	10
3.4.1	Conversione CC/CA (Inverter).....	10
3.4.2	Gruppo conversione/trasformatore .....	12
3.5	Cabina di raccolta.....	13
3.6	Cabina di controllo .....	14
<b>4</b>	<b>OPERE CIVILI.....</b>	<b>15</b>
4.1	Preparazione del sito .....	15
4.2	Realizzazione di strade interne.....	15
4.3	Realizzazione trincee e cavidotti.....	16
4.4	Realizzazione recinzione perimetrale e cancelli .....	16
4.5	Realizzazione sistema di illuminazione e videosorveglianza.....	16
4.6	Regimentazione Idraulica.....	18
<b>5</b>	<b>OPERE ELETTRICHE.....</b>	<b>19</b>
5.1	Collegamenti elettrici e cablaggi.....	19
5.2	Elettrodotti AT .....	20
5.2.1	Cavi AT .....	20
5.2.2	Temperatura di posa .....	21
5.2.3	Prova di isolamento .....	21
5.2.4	Giunzioni e terminazioni AT.....	22
5.3	Tubazioni.....	24
5.4	Impianti di sicurezza .....	24
<b>6</b>	<b>SICUREZZA ELETTRICA DELL'IMPIANTO .....</b>	<b>25</b>
6.1	Misure di protezione generale .....	25
6.2	Protezione contro corto circuiti sul lato c.c. dell'Impianto .....	25
6.3	Protezione da contatti accidentali lato c.c. ....	26
6.4	Protezione dalle fulminazioni.....	26
6.5	Sicurezza sul lato c.a. dell'Impianto .....	27
6.6	Impianto di messa a terra.....	27
<b>7</b>	<b>SISTEMA BESS – STORAGE.....</b>	<b>28</b>
7.1	Considerazioni sul sistema .....	28
7.2	Sistema di batterie .....	29



**DISCIPLINARE DESCRITTIVO E  
PRESTAZIONALE DEGLI ELEMENTI  
TECNICI DI TUTTE LE OPERE**

Codifica	
<b>D1.R02</b>	
Rev. 00 del 15/09/2023	Pag. <b>3</b> a 35

7.3	Contenitore della batteria .....	31
7.4	Sistema di servizi ausiliari.....	31
7.5	Centrali elettriche .....	32
8	<b>COMPONENTE AGRICOLA DELL'IMPIANTO.....</b>	<b>34</b>

## 1 OGGETTO

Il progetto di cui la presente relazione è parte integrante, ha come scopo la realizzazione di un impianto per la produzione di Energia Elettrica da fonte Solare Fotovoltaica e delle relative opere di connessione alla Rete Nazionale, costituite da un cavidotto AT a 36 kV. Come da STMG, l'impianto sarà collegato in antenna a 36 kV con una nuova stazione elettrica (SE) di trasformazione a 380/220/150/36 kV della RTN.

L'impianto sarà denominato "**AgriCodrongianos**" ed avrà una potenza di picco di 39,99 MWp e in immissione di 30,80 MWac integrato da un sistema di accumulo sul lato dc. L'impianto sarà ubicato nel Comune di Codrongianos (SS), Sardegna.

## 2 DATI PRINCIPALI DI PROGETTO

<b>PROPONENTE</b>	
<i>Ragione Sociale</i>	SOLAR TORRES S.r.l.
<i>Sede Legale</i>	Via Borgogna, 8 - 20122 Milano (MI)
<b>UBICAZIONE DELLE OEPRE</b>	
<i>Collocazione geografica</i>	Codrongianos (Sassari)
<i>Altitudine s.l.m.</i>	342 m s.l.m.
<i>Coordinate geografiche Impianto</i>	40°38'16.73"N - 8°42'47.99"E
<b>DATI TECNICI IMPIANTO</b>	
<i>Potenza di picco</i>	39,99 MWp
<i>Massima tensione in c.c. in ingresso Inverter</i>	< 1.500 V
<i>Collegamento alla rete</i>	Terna S.p.A.
<i>Tensione nominale</i>	36 kV

**Tabella 1: Informazioni generali**

### **3 CARATTERISTICHE GENERALI DELLE OPERE DA REALIZZARE E SUOI ELEMENTI COSTITUENTI DELLA SOLA PARTE IMPIANTO FOTOVOLTAICA**

L'elemento principale di un Impianto di produzione di energia solare, è la "cella fotovoltaica" (di cui si compongono i moduli fotovoltaici e dei quali si dirà più avanti), che grazie al materiale semiconduttore di cui è composta, trasforma l'energia luminosa derivante dal sole in corrente continua (c.c.) che viene poi convertita a mezzo degli Inverter, in corrente alternata (c.a.) per essere così ceduta alla *Rete Nazionale*.

In linea generale, i componenti principali di un impianto agrivoltaico sono:

- ☉ i moduli fotovoltaici (costituiti dalle celle su descritte);
- ☉ i cavi elettrici di collegamento;
- ☉ gli inverter;
- ☉ i trasformatori BT/AT;
- ☉ i quadri di protezione e distribuzione in alta tensione;
- ☉ gli elettrodotti in alta tensione;
- ☉ i contatori per misurare l'energia elettrica prodotta dall'impianto;
- ☉ la cabina di raccolta.

L'impianto agrivoltaico in oggetto avrà le seguenti caratteristiche:

- ☉ potenza installata lato DC: 39,99 MWp;
- ☉ potenza dei singoli moduli: 625 Wp;
- ☉ n. 8 blocchi di cabine di conversione e trasformazione dell'energia elettrica e di storage sul lato DC;
- ☉ n. 2 cabina di raccolta e controllo AT
- ☉ n. 8 magazzini;

sarà costituito inoltre da:

- ☉ rete elettrica interna a bassa tensione e corrente continua;
- ☉ rete elettrica interna a 36 kV per il collegamento sia in entra-esce che ad anello tra le cabine di trasformazione fino alla cabina di raccolta;
- ☉ rete telematica interna di monitoraggio per il controllo dell'impianto agrivoltaico.

### 3.1 Strutture di supporto dei moduli fotovoltaici

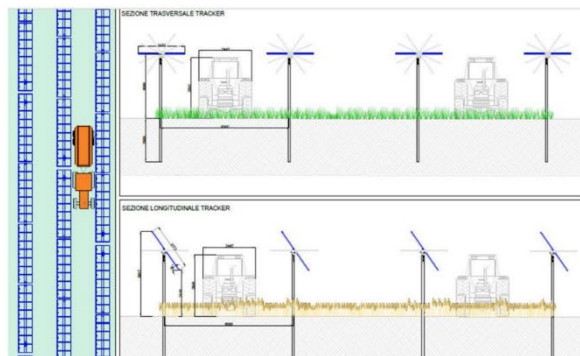
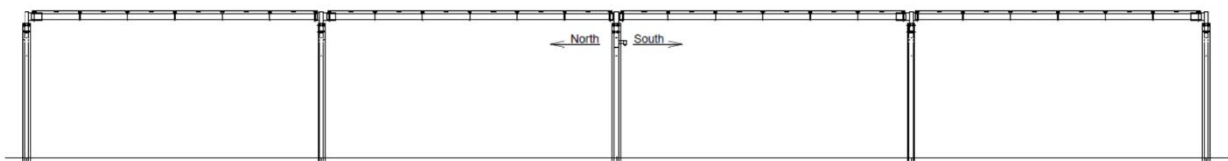
Il progetto del presente impianto prevede l'utilizzo di moduli fotovoltaici montati su struttura mobile ad inseguitore solare monoassiale. Questa tecnologia consente, attraverso la variazione dell'orientamento dei moduli, di mantenere la superficie captante sempre perpendicolare ai raggi solari. La struttura ruotando sul suo asse, con orientamento Nord-Sud, ne consente la movimentazione giornaliera da Est a Ovest, coprendo un angolo sotteso tra  $\pm 60^\circ$  massimo. Nella struttura ad inseguitore solare i moduli fotovoltaici sono fissati ad un telaio in acciaio, che ne forma il piano d'appoggio, a sua volta opportunamente incernierato ad un palo, anch'esso in acciaio, da infiggere direttamente nel terreno. L'infissione sarà eseguita a mezzo di battipalo. La profondità standard di infissione è di 2 m. Tuttavia, in fase esecutiva in base alle caratteristiche del terreno ed ai calcoli strutturali tale valore potrebbe subire modifiche che tuttavia si prevede siano non eccessive (come l'utilizzo di pali più profondi o cemento su alcuni pali). Questa tipologia di struttura faciliterà enormemente sia la costruzione che la dismissione dell'impianto a fine vita, riducendo drasticamente le modifiche subite dal suolo. E' importante evidenziare che le altezze minime e massime della struttura di supporto dei moduli fotovoltaici potranno essere rispettivamente 1300 mm e 3.500 mm (con variazioni di 100 mm a seconda della caratteristica del terreno).

I moduli saranno montati in posizione orizzontale su una fila, in numero tale da formare quattro tipologie di strutture:

- Tracker da 72 moduli, 3 stringhe in serie;
- Tracker da 60 moduli, 2,5 stringhe in serie;
- Tracker da 48 moduli, 2 stringhe in serie;
- Tracker da 24 moduli, 1 stringhe in serie.

La movimentazione dei tracker nell'impianto agrivoltaico è controllata da un software che include un algoritmo di backtracking per evitare ombre reciproche tra file adiacenti. Quando l'altezza del sole è bassa, i pannelli ruotano dalla loro posizione ideale di inseguimento per evitare l'ombreggiamento reciproco, che ridurrebbe la potenza elettrica delle stringhe. L'inclinazione non ideale riduce la radiazione solare disponibile ai pannelli fotovoltaici, ma aumenta l'output complessivo dell'impianto, in quanto globalmente le stringhe fotovoltaiche sono esposte in maniera più uniforme all'irraggiamento solare.

Da un punto di vista strutturale il tracker è realizzato in acciaio da costruzione in conformità agli Eurocodici, con maggior parte dei componenti zincati a caldo. I tracker possono resistere fino a velocità del vento di 55 km/h, ed avviano la procedura di sicurezza (ruotando fin all'angolo di sicurezza) quando le raffiche di vento hanno velocità superiore a 50 km/h. L'angolo di sicurezza non è zero (posizione orizzontale) ma un angolo diverso da zero, per evitare instabilità dinamico ovvero particolari oscillazioni che potrebbero danneggiare i moduli ed il tracker stesso.



**Immagine 1: TRJ Agrovoltaic**

### **3.2 Moduli fotovoltaici e stringhe**

#### **MODULI FOTOVOLTAICI**

Il progetto prevede l'installazione di moduli fotovoltaici del tipo mono-cristallino aventi potenza nominale alle **STC (Standard Test Condition)** pari a 625 Wp; avranno dimensioni pari a 2.465 x 1.134 mm.

Di seguito si riportano le caratteristiche tecniche dei moduli scelti.



**ELECTRICAL PARAMETERS AT STC**

TYPE	JAM72D42 -605/LB	JAM72D42 -610/LB	JAM72D42 -615/LB	JAM72D42 -620/LB	JAM72D42 -625/LB	JAM72D42 -630/LB
Rated Maximum Power(Pmax) [W]	605	610	615	620	625	630
Open Circuit Voltage(Voc) [V]	51,27	51,47	51,67	51,86	52,05	52,24
Maximum Power Voltage(Vmp) [V]	42,91	43,11	43,31	43,51	43,71	43,90
Short Circuit Current(Isc) [A]	14,83	14,88	14,93	14,98	15,03	15,08
Maximum Power Current(Imp) [A]	14,10	14,15	14,20	14,25	14,30	14,35
Module Efficiency [%]	21,6	21,8	22,0	22,2	22,4	22,5
Power Tolerance	0~+5W					
Temperature Coefficient of Isc( $\alpha_{Isc}$ )	+0.046%/°C					
Temperature Coefficient of Voc( $\beta_{Voc}$ )	-0.260%/°C					
Temperature Coefficient of Pmax( $\gamma_{Pmp}$ )	-0.300%/°C					
STC	Irradiance 1000W/m <sup>2</sup> , cell temperature 25°C, AM1,5G					

Remark: Electrical data in this catalog do not refer to a single module and they are not part of the offer. They only serve for comparison among different module types.

**ELECTRICAL CHARACTERISTICS WITH 10% SOLAR IRRADIATION RATIO**

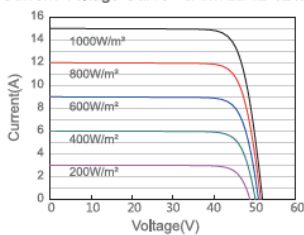
**OPERATING CONDITIONS**

TYPE	JAM72D42 -605/LB	JAM72D42 -610/LB	JAM72D42 -615/LB	JAM72D42 -620/LB	JAM72D42 -625/LB	JAM72D42 -630/LB	OPERATING CONDITIONS	
Rated Max Power(Pmax) [W]	653	659	664	670	675	680	Maximum System Voltage	1500V DC
Open Circuit Voltage(Voc) [V]	51,27	51,47	51,67	51,86	52,05	52,24	Operating Temperature	-40°C~+85°C
Max Power Voltage(Vmp) [V]	42,91	43,11	43,31	43,51	43,71	43,90	Maximum Series Fuse Rating	30A
Short Circuit Current(Isc) [A]	16,01	16,07	16,12	16,18	16,23	16,29	Maximum Static Load, Front*	5400Pa(112 lb/ft <sup>2</sup> )
Max Power Current(Imp) [A]	15,23	15,28	15,34	15,39	15,44	15,50	Maximum Static Load, Back*	2400Pa(50 lb/ft <sup>2</sup> )
Irradiation Ratio (rear/front)	10%						NOCT	45±2°C
							Bifaciality**	80%±10%
							Fire Performance	UL Type 29

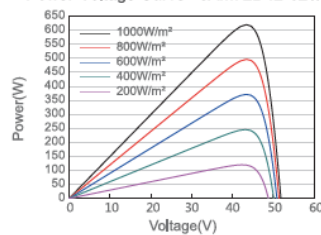
\*For Nexttracker installations, maximum static load please take compatibility approve letter between JA Solar and Nexttracker for reference.  
\*\*Bifaciality=Pmax,rear/Rated Pmax,front

**CHARACTERISTICS**

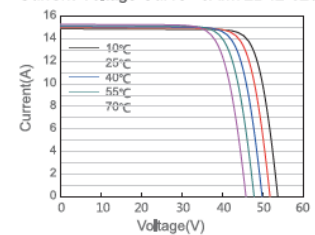
Current-Voltage Curve JAM72D42-620/LB



Power-Voltage Curve JAM72D42-620/LB

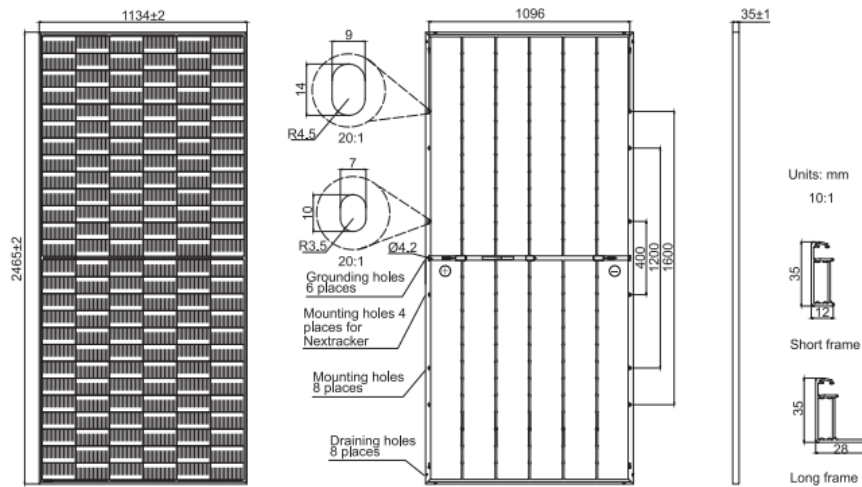


Current-Voltage Curve JAM72D42-620/LB



**Immagine 2: Principali caratteristiche dei moduli fotovoltaici**





Remark: customized frame color and cable length available upon request

**Immagine 3: Principali caratteristiche dimensionali dei moduli fotovoltaici**

### **STRINGHE**

Più moduli sulla stessa struttura saranno collegati tra loro in serie, a formare una “stringa”. Questa sarà costituita da 24 moduli. Ogni struttura ospiterà un massimo di 3 stringhe, quindi 72 moduli, che afferiranno ad un Quadro elettrico di campo posizionato in prossimità delle strutture portamoduli.

### 3.3 Quadri elettrici di campo o di parallelo stringhe

Il Quadro, detto anche di Parallelo Stringhe, raccoglie la corrente continua in **Bassa Tensione** prodotta dai moduli. Questa è poi trasferita sempre in **c.c.** e **BT**, al gruppo di conversione dove avverrà la trasformazione in **c.a.** (corrente alternata). Il gruppo di conversione sarà alloggiato all'interno di una Cabina elettrica di Campo.

### 3.4 Cabine elettriche

Le cabine elettriche di campo (2 per ogni blocco) saranno costituite da Shelter prefabbricati ed preassemblati in stabilimento dal produttore. Questi ospiteranno al loro interno il Gruppo Conversione/Trasformazione (Inverter + Trasformatore BT/AT) ed il Quadro AT, costituito dalle celle/scomparti per l'arrivo e la partenza delle linee di Alta Tensione dell'Impianto. Le Cabine avranno dimensioni pari a 12,5 x 3 x 3,5 m (LxWxH) e saranno poggiate su una vasca di fondazione prefabbricata, la cui funzione sarà anche quella di vasca porta cavi (in prossimità della Cabina o all'interno della vasca di fondazione, sarà predisposta una scorta di cavo di 5-10 m).

A sua volta la vasca sarà poggiata su strato di allettamento costituito da una soletta in calcestruzzo magro debolmente armata.

#### 3.4.1 Conversione CC/CA (Inverter)

Il gruppo di conversione della corrente continua in corrente alternata (o inverter) attua il condizionamento e il controllo della potenza trasferita. Esso deve essere idoneo al trasferimento della potenza dal generatore fotovoltaico alla rete del distributore, in conformità ai requisiti normativi tecnici e di sicurezza applicabili. In particolare il gruppo deve essere rispondente alle norme su EMC e alla Direttiva Bassa Tensione (73/23/CEE e successiva modifica 93/68/CEE).

I valori della tensione e della corrente di ingresso di questa apparecchiatura devono essere compatibili con quelli del campo fotovoltaico cui è connesso, mentre i valori della tensione e della frequenza in uscita devono essere compatibili con quelli della rete del distributore alla quale viene connesso. Il convertitore deve, preferibilmente, essere basato su inverter a commutazione forzata (con tecnica PWM) ed essere in grado di operare in modo completamente automatico, inseguendo il punto di massima potenza (MPPT) del campo fotovoltaico. Tra i dati di targa deve figurare la potenza nominale dell'inverter in **c.c.** e in **c.a.**, nonché quella massima erogabile continuamente dal convertitore e il campo di temperatura ambiente alla quale tale potenza può essere erogata. Tra i dati di targa dovrebbero figurare inoltre l'efficienza, la distorsione e il fattore di potenza. L'inverter

deve essere progettato in modo da evitare, così come nei quadri elettrici, che la condensa si formi nell'involucro IP65; questo in genere è garantito da una corretta progettazione delle distanze fra le schede elettroniche. Un'ultima nota riguarda le possibili interferenze prodotte. I convertitori per fotovoltaico sono, come tutti gli inverter, costruiti con dispositivi a semiconduttore che commutano (si accendono e si spengono) ad alta frequenza (fino a 20kHz); durante queste commutazioni si generano dei transitori veloci di tensione che possono propagarsi ai circuiti elettrici ed alle apparecchiature vicine dando luogo ad interferenze. Le interferenze possono essere condotte (trasmesse dai collegamenti elettrici) o irradiate (trasmesse come onde elettromagnetiche).

Gli inverter devono essere dotati di marcatura CE, ciò vuol dire che si presume che rispettino le norme che limitano queste interferenze ai valori prescritti, senza necessariamente annullarle. Inoltre le verifiche di laboratorio sono eseguite in condizioni standard che non sono necessariamente ripetute sui luoghi di installazione, dove peraltro possono essere presenti dispositivi particolarmente sensibili.

Quindi, per ridurre al minimo le interferenze è bene evitare di installare il convertitore vicino a apparecchi sensibili e seguire le prescrizioni del costruttore, ponendo attenzione alla messa a terra dell'inverter e collegandolo il più a monte possibile nell'impianto dell'utente utilizzando cavidotti separati (sia per l'ingresso dal campo fotovoltaico che per l'uscita in ca).

L'Inverter avrà le seguenti caratteristiche principali:

- conformità alle normative europee di sicurezza;
- disponibilità di informazione di allarme e di misura sul display integrato;
- funzionamento automatico, quindi semplicità d'uso e di installazione;
- sfruttamento ottimale del campo fotovoltaico con la funzione MPPT integrata;
- elevato rendimento globale;
- massima sicurezza, con il trasformatore di isolamento a frequenza di rete incorporato;
- forma d'onda di uscita perfettamente sinusoidale;
- possibilità di monitoraggio, di controllo a distanza e di collegamento a PC per la raccolta e l'analisi dei dati (tipicamente interfaccia seriale RS485).

L'inverter sarà certificato CE e munito di opportuna certificazione sia sui rendimenti che sulla compatibilità elettromagnetica.

Gli inverter scelti per il presente progetto avranno potenza nominale in c.a. pari a 2.000 kVA. A tal proposito, si fa presente che l'inverter definitivo verrà scelto in funzione delle tecnologie disponibili sul mercato europeo al momento della costruzione, e quindi, poiché la tecnologia fotovoltaica è in

rapido sviluppo, si presume che dal momento della progettazione definitiva alla realizzazione, tali tecnologie potrebbero cambiare; pertanto gli inverter che verranno presi in considerazione saranno ovviamente quelli di ultima generazione.

A valle dell'Inverter vi sarà un Trasformatore elevatore di tensione, per la trasformazione da **Bassa Tensione (BT)** a **Alta Tensione (AT)**.

Di seguito si riportano le caratteristiche tecniche dell'Inverter scelto.

### 3.4.2 Gruppo conversione/trasformatore

La funzione del Trasformatore è quella di elevare la Tensione in uscita dagli Inverter, sino a 36.000 V (**36 kV**), idonea per essere trasportata sino alla SE Terna 380/220/150/36 kV senza eccessive perdite.

Come detto il Trasformatore AT è parte integrante del gruppo conversione/trasformazione alloggiato all'interno dello Shelter prefabbricato prima detto.

Si tratterà di trasformatori con liquido isolate costituito da olio minerale. Specifica trattazione sul rischio incendi è parte del presente progetto (v. Relazione Antincendio).

Nella tabella seguente sono riportate le principali caratteristiche elettriche del gruppo Inverter/Trafo.

	3825 FSK C Series	7650 FSK C Series
<b>General information</b>		
Number of inverters	1	2
Max. power, @35 °C / 95 °F <sup>(1)</sup>	3,824 kVA	7,648 kVA
Operating temperature range	from -5 °C to +50 °C	
Relative humidity (non condensing)	0 - 100%	
Maximum altitude	3,000 masl (power derating starting at 1,000 masl)	
<b>LV/MV Transformer</b>		
Medium voltage	From 20 kV up to 36 kV, 50-60 Hz	
Cooling system	ONAN (KYN4 optionally)	
Minimum PEI (Peak Efficiency Index) <sup>(2)</sup>	99.0%	
Protection degree	IP-4	
<b>MV Switchgear (RMU)</b>		
Medium voltage	24 kV / 36 kV / 40.5 kV	
Rated current	630 A	
Cooling system	Natural air ventilation	
Protection degree	IP54 (IP55 optionally)	
<b>Equipment</b>		
Auxiliary services panel	Standard version (optical monitoring system)	
Step-up transformer	Oil-immersed hermetically sealed transformer	
MV Switchgear	1LTA cells (2LTA optional)	
<b>Mechanical information</b>		
Structure type	Hot dip galvanized steel skid	
Dimensions Full Skid (W x D x H)	9,500 x 2,600 x 2,620 mm	11,390 x 2,600 x 2,620 mm
Full Skid	16 T	25 T
Standards	IEC 62271-212, IEC 62271-200, IEC 60076, IEC 61439-1	

**Immagine 4: Datasheet Inverter, con potenza 3.825 kVA**

Step-up Transformer / Hermetically Sealed Completely Filled	
General Information	
Category	Hermetic mineral oil-insulated transformer
Rated frequency	50 / 60Hz
Efficiency at rated power	Standard IEC or Tier II
Primary voltage regulator	$\pm 2 \times 2.5\%$
Insulation class	24 kV or 36 kV
Short-time withstand voltage	70 kV
Impulse withstand voltage	170 kV
Primary / secondary conductive material	Aluminium / Aluminium
Vector group	Dy11 for one C Series inverter and Dd0y11 for two C Series inverters
HV bushing	Type C - 36 kV 630 A <sup>(1)</sup>
Corrosion degree	C4H
Insulation oil	According to IEC 60292
No load current	< 1%
Max. inrush current peak	<12 x I <sub>n</sub> <sup>(1)</sup>
Installation	Outdoor
Cooling type	ONAN
Max. altitude above sea level <sup>(2)</sup>	4,500 m
Short-circuit impedance at 75 °C	7.5%, 8% <sup>(1)</sup>
General features	Terminal board for primary voltage adjustment, lifting lugs, earthing terminal, electrostatic shield and DGPT2 / DMCR relay

**Immagine 5: Datasheet Trasformatore BT/AT**

### 3.5 Cabina di raccolta

La cabina AT di raccolta sarà realizzata all'interno dell'area dell'impianto agrivoltaico. Sarà conforme alla norma CEI 0-16 ed avrà dimensioni approssimative esterne di 15x4,5x3,5m (LxWxH); si comporrà di tre locali, in particolare:

- vano quadri AT;
- vano per l'alloggiamento del trasformatore per i servizi ausiliari;
- vano per l'alloggiamento dei quadri BT e per il monitoraggio.

La cabina sarà prefabbricata, realizzata in cemento armato vibrato (c.a.v.) o shelter, completa di vasca di fondazione con funzione portacavi del medesimo materiale, posata su un magrone di sottofondazione in cemento.

### **3.6 Cabina di controllo**

La Cabina di controllo sarà realizzata all'interno dell'area dell'impianto agrivoltaico. Sarà conforme alla norma CEI 0-16 ed avrà dimensioni approssimative esterne di 15x4,5x3,5m (LxWxH); si comporrà di due locali, in particolare:

- vano controllo;
- vano per l'alloggiamento UPS e racks.

La cabina sarà prefabbricata, realizzata in cemento armato vibrato (c.a.v.) o shelter, completa di vasca di fondazione con funzione portacavi del medesimo materiale, posata su un magrone di sottofondazione in cemento.



## 4 OPERE CIVILI

La costruzione dell'Impianto agrivoltaico prevede più fasi che di seguito sono dettagliate.

### 4.1 Preparazione del sito

Sarà necessaria una pulizia propedeutica del terreno dalle graminacee e dalle piante selvatiche preesistenti o qualsiasi altro tipo di coltura arborea.

In generale gli interventi di spianamento e di livellamento, dovendo essere ridotti al minimo, saranno ottimizzati in fase esecutiva e quindi di Direzione Lavori.

### 4.2 Realizzazione di strade interne

La viabilità interna all'impianto agrivoltaico, come indicato negli elaborati di progetto, sarà costituita da una strada perimetrale interna alla recinzione (strada secondaria) e da una strada che attraversa trasversalmente tutte le aree a servizio dei blocchi cabine (strade principali). Dal punto di vista strutturale, tale strada consisterà in una massicciata tipo "**MACADAM**". Si prevede quindi:

- scoticamento superficiale per una profondità massima di 20 cm;
- posa di strato di base costituito da materiale lapideo proveniente da cave di prestito o scavi di cantiere, per uno spessore di 20 cm – pezzatura 70-100 mm;
- posa di uno strato superiore a formare il piano viabile, in misto di cava per uno spessore di 10 – pezzatura 0-20 mm.

In base alla tipologia del terreno di sottofondo riscontrato, potrebbe essere necessario l'utilizzo di telo di geo-tessuto ad ulteriore rinforzo del sottofondo, così da evitare cedimenti al passaggio dei mezzi di servizio, e crescita di erbe infestanti durante la fase di esercizio dell'impianto.

Il materiale di cui al punto b), potrebbe essere rinvenuto direttamente in sito durante le fasi di scavo per la posa delle Cabine di Campo o di recupero attraverso l'attività di preparazione del sito. Tale materiale potrà quindi essere riutilizzato, previa caratterizzazione, per la costituzione delle fondazioni stradali. Ciò consentirà di ridurre notevolmente l'apporto di materiale da cave di prestito, riducendo così anche i costi dell'intero progetto.

Le strade perimetrali e quelle interne, seguiranno l'andamento orografico attuale, che di per sé risulta pressoché pianeggiante.

#### 4.3 Realizzazione trincee e cavidotti

Gli scavi (trincee) a sezione ristretta necessari per la posa dei cavi avranno ampiezza variabile in relazione al numero di terne di cavi che dovranno essere posate, da un minimo di 40 cm per 1 terna di cavi, ad un massimo di 1,20 m per 4 terne di cavi (se fosse necessario). Ogni avr  una distanza da quella adiacente, pari a min. 0,25 m. Gli scavi avranno profondit  variabile in relazione alla tipologia di cavi che si andranno a posare. Per i cavi BT la profondit  di posa sar  di 0,60 – 0,70 m, per i cavi AT 1,6 m.

Il percorso dei cavidotti sar  tale da minimizzare i movimenti di materia. La posa dei cavi AT dalla CdS (che raccoglie l'energia prodotta dall'Impianto agrivoltaico) alla SE Terna, sar  ottimizzato in termini di impatto ambientale, intendendo con questo che i cavidotti saranno realizzati, per quanto pi  possibile, al lato di strade esistenti ovvero delle piste di nuova realizzazione all'interno dell'area di impianto.

#### 4.4 Realizzazione recinzione perimetrale e cancelli

La recinzione dell'impianto sar  realizzata con pannelli di rete metallica a maglia sciolta 50 x 50 mm, di lunghezza pari a 2,5 m ed altezza di 2 m, per assicurare un'adeguata protezione dalla corrosione il materiale sar  zincato. I pannelli saranno fissati a paletti di acciaio o pali in legno. I paletti saranno infissi nel terreno e bloccati da piccoli plinti in cemento (dimensioni di riferimento 25x25x50 cm) completamente annegati nel terreno e coperti con terreno vegetale. Alcuni paletti saranno poi opportunamente controventati.

La rete sar  rialzata da terra in modo da lasciare uno spazio verticale di 20 cm circa tra terreno e recinzione, per permettere il movimento interno-esterno (rispetto l'area di impianto) della piccola fauna.

I cancelli saranno realizzati in acciaio zincato anch'essi grigliati e sostenuti da paletti in tubolare di acciaio.

#### 4.5 Realizzazione sistema di illuminazione e videosorveglianza

L'Impianto agrivoltaico sar  dotato di un sistema di videosorveglianza e anti-intrusione e di un sistema di illuminazione.

**Il sistema Anti-intrusione** sar  costituito da:

- termocamere TVCC tipo fisso Day-Night, per visione diurna e notturna, con illuminatore a IR, ogni 40 - 60 m circa (con un massimo di 200 m). Queste saranno installate su pali in acciaio

zincato di altezza pari al massimo di m 5 ed ancorati su opportuno pozzetto di fondazione porta palo e cavi;

- barriere a microonde sistemate in prossimità della muratura di cabina e del cancello di ingresso.

I sistemi appena elencati funzioneranno in modo integrato.

Le barriere a microonde rileveranno l'accesso in caso di scavalco o effrazione nelle aree del cancello e/o della cabina. Le telecamere saranno in grado di registrare oggetti in movimento all'interno del campo, anche di notte; la centralina manterrà in memoria le registrazioni.

I badges impediranno l'accesso alla cabina elettrica e alla centralina di controllo ai non autorizzati. Al rilevamento di un'intrusione, da parte di qualsiasi sensore in campo, la centralina di controllo, alla quale saranno collegati tutti i sopradetti sistemi, invierà una chiamata alla più vicina stazione di polizia e al responsabile di impianto tramite un combinatore telefonico automatico e trasmissione via antenna *gsm*.

### **Il sistema di Illuminazione**

L'impianto di illuminazione sarà costituito a sua volta da 2 sistemi:

- Illuminazione perimetrale
- Illuminazione esterno cabine

Tali sistemi sono di seguito brevemente descritti.

#### **Illuminazione perimetrale**

- Tipo lampada: Proiettori LED;
- Tipo armatura: proiettore direzionabile;
- Funzione: illuminazione anti-intrusione in caso di allarme;
- Distanza tra i pali: circa 40 - 60 m (in coppia alla termocamera).

#### **Illuminazione esterno cabine**

- Tipo lampade: Proiettori LED
- Tipo armatura: corpo al pressofuso, forma ogivale;
- Modalità di posa: sostegno su tubolare ricurvo aggraffato alla parete. Posizione agli angoli di cabina;
- Funzione: illuminazione piazzole per manovre e sosta.

Il suo funzionamento sarà esclusivamente legato alla sicurezza dell'impianto. Ciò significa che qualora dovesse verificarsi un'intrusione durante le ore notturne, il campo verrà automaticamente

illuminato a giorno dai proiettori a led, installati sugli stessi pali montanti le termocamere dell'impianto di videosorveglianza. Quindi sarà a funzionamento discontinuo ed eccezionale. Inoltre la direzione di proiezione del raggio luminoso, sarà verso il basso, senza quindi oltrepassare la linea dell'orizzonte o proiettare la luce verso l'altro.

#### **4.6 Regimentazione Idraulica**

L'orografia delle aree su cui sorgerà l'impianto agrivoltaico e la natura dei terreni, sono tali da non necessitare di un sistema di regimentazione delle acque meteoriche. Le strutture portamoduli saranno tali da non ostacolare il libero deflusso delle acque. Anche le cabine elettriche non saranno di ostacolo al deflusso superficiale delle acque, essendo di poco rialzate rispetto al livello del terreno. Le strade saranno realizzate con materiale drenante che non impedirà quindi il normale ruscellamento superficiale. Tuttavia, se necessario, sarà realizzato, lungo le strade e sul perimetro delle cabine elettriche, un sistema di regimentazione costituita da fossi di guardia rivestiti con geotessuto.

## 5 OPERE ELETTRICHE

### 5.1 Collegamenti elettrici e cablaggi

All'interno dell'impianto agrivoltaico sono previste le seguenti connessioni:

1. connessioni in corrente continua:

- connessione fra i moduli fotovoltaici per la realizzazione delle stringhe;
- connessioni fra le stringhe e gli inverter.

I cavi utilizzati per l'interconnessione dei moduli fotovoltaici devono essere fascettati (per mezzo di fascette resistenti ai raggi UV, ossia con alto contenuto di grafite) alle strutture di sostegno degli stessi, mentre i cavi di prolungamento di ognuna delle stringhe confluiscono verso gli inverter con percorso prima libero (eventualmente su passerelle porta-cavi, posizionate sulle stesse strutture di sostegno) e poi in cavidotti di protezione in PVC del tipo corrugato interrato. Tali cavi sono del tipo Radox con sezione di 6 mm<sup>2</sup> in modo da diminuire al minimo le perdite.

2. connessioni in corrente alternata (bassa tensione)

- connessioni fra gli inverter ed i quadri di parallelo (QP) all'interno delle cabine di conversione;

I cavi che realizzano il collegamento tra gli inverter ed i quadri di parallelo AC (QP) saranno in alluminio (dimensionati in modo da supportare le correnti previste (dipendenti dal tipo di modulo) nelle rispettive condizioni di posa e conformi alle norme CEI20-13, CEI20-22 II e CEI20-37 I. Marchiatura IMQ, colorazione delle anime secondo norme UNEL, grado d'isolamento di 24 kV); tali cavi saranno direttamente interrati e del tipo ARG7OR Quadripolari – 0,6/1 kV.

3. connessioni in corrente alternata (alta tensione):

Tali tipi di cavi, del tipo **RG7H1RX 26/45 kV** sono quelli relativi:

- ai 4 circuiti che collegano le 11 cabine di trasformazione AT/BT previste presso l'impianto agrivoltaico fino alle "cabine di raccolta" (MTR) + l'altro circuito dello storage;
- al circuito in AT a 36 kV che collega la "cabina di raccolta" e la "cabina di ricezione".

Per non compromettere la sicurezza di chi opera sull'impianto durante la verifica, l'adeguamento o la manutenzione, i conduttori avranno la seguente colorazione:

- Conduttori di protezione: giallo-verde (obbligatorio).
- Conduttore di neutro: blu chiaro (obbligatorio).
- Conduttore di fase punti luce: grigio.
- Conduttore di fase prese luce: marrone.
- Conduttore di fase prese F.M.: grigio/nero.
- Conduttore per circuiti in CC: chiaramente siglato con indicazione del positivo con il simbolo '+' e del negativo con il simbolo '-'.

## 5.2 Elettrodotti AT

L'energia prodotta dall'impianto e dalle sue sezioni o sottocampi, sarà trasportata nelle cabine di raccolta prima detti (Shelter prefabbricati), a mezzo di elettrodotti in **Alta Tensione (AT a 36 kV)**. La rete così costituita sarà composta quindi da:

- collegamento AT a mezzo di elettrodotto interrato, tra le Cabine di Conversione/Trasformazione collegate tra loro in serie (anello, configurazione entra-esce) in 5 sottogruppi e la Cabina Utente o di Raccolta;
- collegamento AT a mezzo di elettrodotto interrato, tra la Cabina di raccolta (MTR) e la Stazione Elettrica (SE) AT di circa 1 km.

### 5.2.1 Cavi AT

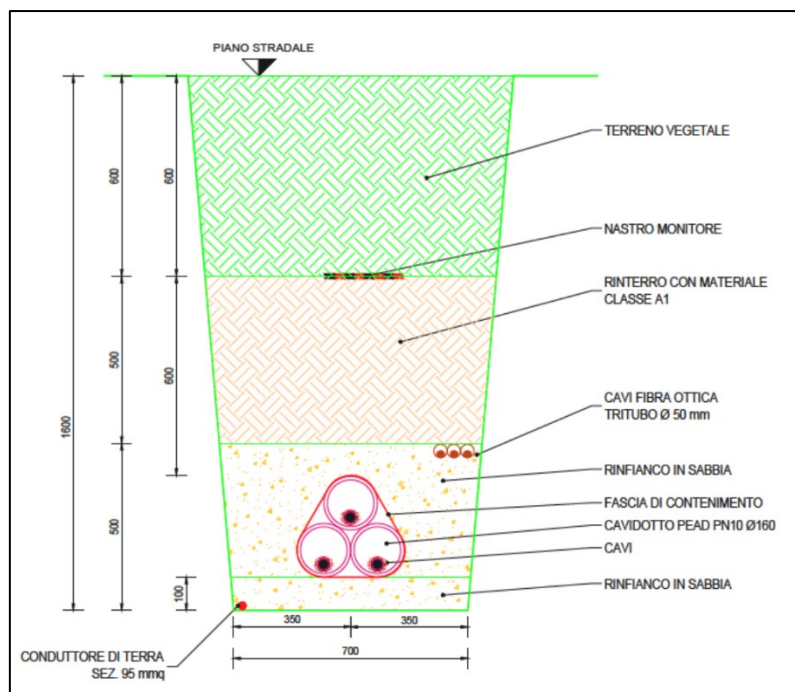
Saranno impiegati terne di cavi in alluminio disposti a trifoglio, tipo **RG7H1R 36 kV** (qualora disponibili sul mercato prima dell'esecuzione dell'impianto). Le sezioni dei cavi, derivanti dal predimensionamento e alla cui relazione specialistica si rimanda, varieranno a seconda della corrente in essi circolante.

Il conduttore sarà in alluminio. La scelta un tale tipologia di, è stata dettata da:

- **facile reperibilità sul mercato;**
- **basso costo;**
- **sicurezza.** Infatti, l'esperienza ha evidenziato il rischio nell'utilizzo di cavi in rame a causa dei non rari furti in fase di esercizio, con conseguente danni per perdite di produzione, e danneggiamenti subiti dai cavi in fase di posa che hanno reso estremamente difficoltoso il normale svolgimento della costruzione degli elettrodotti.

In fase di installazione sarà prevista la posa all'interno del proprio scavo di strato di sabbia di spessore pari a 30 cm, tegolino di protezione (nel caso sia necessario) e nastro segnalatore.





**Immagine 6: Tipico per cavidotto AT – terna di cavi**

In alternativa di potrà optare per l'utilizzo di cavi "Air-Bag", dotati cioè di fabbrica di protezione meccanica contro lo schiacciamento. Il cavo Air-Bag consente inoltre la posa diretta sul fondo scavo senza l'ausilio di strato di allettamento in sabbia.

### 5.2.2 Temperatura di posa

Durante le operazioni di installazione dei cavi, per tutta la loro lunghezza e per tutto il tempo in cui essi possono essere piegati o raddrizzati, la temperatura non deve essere inferiore a quanto specificato dal produttore del cavo.

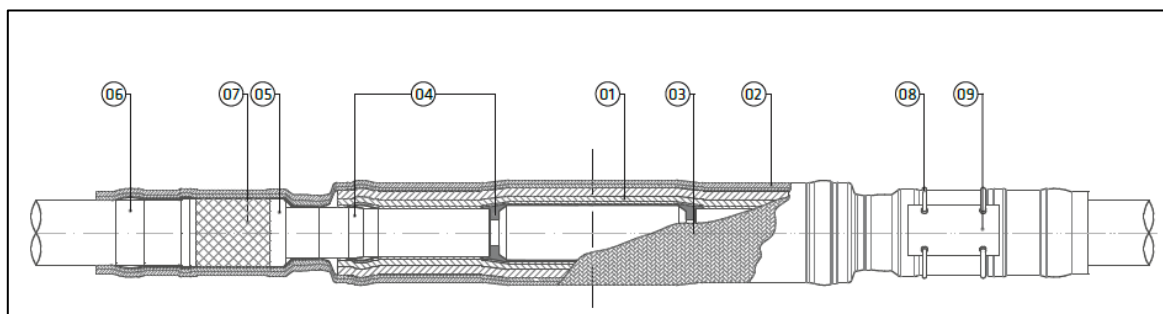
### 5.2.3 Prova di isolamento

Successivamente alle operazioni di posa e comunque prima della messa in servizio, l'isolamento dei cavi a AT, dei giunti e dei terminali, sarà verificato attraverso opportune misurazioni secondo le norme CEI 11-17. La tensione di prova dell'isolamento in corrente continua dovrà essere pari a quattro volte la tensione nominale stellata.

#### 5.2.4 Giunzioni e terminazioni AT

In linea generale definiamo “*giunzione*” la giunzione tripolare delle tre fasi del conduttore più la messa a terra dello schermo. Quindi la giunzione sarà costituita da tre terminali unipolari (connettore di interconnessione) e tre corredi per terminazione unipolare. Le giunzioni elettriche saranno realizzate mediante l'utilizzo di connettori del tipo diritto, a compressione (giunto), adeguati alle caratteristiche e tipologie dei cavi sopra detti.

Le giunzioni saranno effettuate in accordo con la norma CEI 20-62 seconda edizione ed alle indicazioni riportate dal Costruttore dei giunti. Saranno realizzati con guaine auto-restringenti montate in fabbrica su tubo di supporto, che assicurano la ricostruzione dell'isolamento e della protezione meccanica, e il mantenimento delle caratteristiche elettriche del cavo.



**Immagine 7: Tipico di giunto cavo AT**

Pos.	Descrizione	Pos.	Descrizione
1	Manica a tre strati	6	Nastro in mastice auto sigillante
2	Guaina a due strati	7	Nastro in rame in rilievo
3	Rete in rame	8	Striscia in pvc
4	Nastro ad alta permittività	9	Etichetta di identificazione
5	Nastro in pvc		

**Tabella 2: Informazioni generali**

Si riporta una descrizione grafica della procedura di esecuzione del giunto:

1. Remove the outer sheath.



2. Cut the wires of the screen;



let them stick out of the outer sheath cutting.



3. Remove the semiconductor and the Insulation using appropriate tools.



4. Joint the conductors using crimping or shear bolt connectors.



5. Apply the high - permittivity tape.



6. Apply the sealing mastic.



7. Place the joint body onto the prepared cables and centre them.



8. Remove two spiral supports.



### **Immagine 8: Tipi giunti**

Eseguito il giunto sarà posto in opera un "ball-marker" passivo non deteriorabile interrato con codice di riconoscimento a cui si assoceranno le informazioni relative al giunto. Inoltre il giunto, prima del rinterro, sarà coperto con una protezione meccanica da realizzare con tegole in pvc o in cav e un letto di sabbia in cui annegare il giunto di almeno 20 cm.

Per la terminazione dei cavi scelti e per l'attestazione sui quadri in cabina si devono applicare terminali unipolari per interno con isolatore in materiale retraibile e capicorda di sezione idonea, come da specifiche dei quadri AT.

In corrispondenza della buca giunti, per le terne di cavi unipolari non avvolti ad elica visibile sarà eseguita la trasposizione delle fasi. Questa consente di minimizzare l'induzione magnetica già a breve distanza dall'asse della linea: infatti i campi di induzione prodotti dalle diverse fasi tendono a cancellarsi ad una certa distanza, in modo più marcato di quanto non avvenga in un elettrodotto posato a trifoglio.

Infine la posizione dei giunti sarà individuata su cartografia in scala 1:5.000, sulla quale saranno riportate le coordinate WGS84 di ciascuno di essi.

### **5.3 Tubazioni**

In casi particolari e secondo la necessità la protezione meccanica potrà essere realizzata mediante tubazioni di materiale plastico (PVC), flessibili, a doppia parete con parete interna liscia, rispondenti alle norme CEI EN 50086-1 e CEI EN 50086-2-4 e classificati come normali nei confronti della resistenza all'urto.

### **5.4 Impianti di sicurezza**

Come detto, all'interno dell'Impianto sarà un impianto di videosorveglianza ed antintrusione realizzato in modo tale da garantire la copertura totale dei confini delimitati dalla recinzione.

I dispositivi di videosorveglianza ed antintrusione saranno scelti in fase esecutiva in funzione della tecnologia disponibile (termocamere fisse, dome, telecamere con sensori di movimento, apparecchiatura di videoregistrazione, ecc.).

Gli impianti suddetti verranno alimentati dallo scomparto dedicato ai servizi ausiliari presente nella cabina di raccolta o da una cabina di conversione e trasformazione.

## 6 SICUREZZA ELETTRICA DELL'IMPIANTO

### 6.1 Misure di protezione generale

Tutte le parti attive del generatore fotovoltaico saranno isolate da terra, mentre le masse metalliche saranno collegate all'impianto di terra di protezione. A protezione dai contatti indiretti, in ottemperanza alla norma CEI 64-8/4, l'impianto disporrà di un dispositivo di controllo dell'isolamento che indicherà il verificarsi del primo guasto a terra, interrompendo il circuito e quindi il servizio.

Sarà realizzato un impianto di terra per la protezione dai contatti indiretti e le fulminazioni al quale saranno collegate tutte le strutture metalliche di sostegno e le armature dei prefabbricati oltre che tutte le masse dei componenti elettrici di classe I.

La protezione contro i contatti diretti sarà assicurata mediante isolamento delle parti attive o con l'utilizzo di involucri e barriere; in ogni caso il contatto verrà impedito in modo totale. L'impianto sarà realizzato con grado di protezione complessivo IP65 minimo.

La protezione contro i contatti indiretti nella sezione bassa tensione, in corrente alternata alla frequenza di rete, si attuerà mediante l'interruzione automatica dell'alimentazione, soddisfacendo la prescrizione:

$$R_t \times I_d \leq 50 \text{ V}$$

Ove:

$R_t$  è la resistenza del dispersore al quale sono collegate le masse

$I_d$  è la corrente di 1° guasto

50 V è il valore di tensione verso massa.

L'impianto sarà costituito da una maglia realizzata con conduttori nudi di rame e da piattine di acciaio, a cui saranno collegati, mediante conduttori o sbarre di rame, i morsetti di terra dei vari apparecchi, i dispositivi di manovra ed i supporti dei terminali dei cavi. In prossimità di tali supporti sarà previsto un punto destinato alla messa a terra delle schermature dei cavi stessi.

### 6.2 Protezione contro corto circuiti sul lato c.c. dell'Impianto

Gli impianti FV sono realizzati attraverso il collegamento in serie/parallelo di un determinato numero moduli FV, a loro volta realizzati attraverso il collegamento in serie/parallelo di celle FV inglobate e sigillate in un unico pannello d'insieme. Pertanto gli impianti FV di qualsiasi dimensione conservano le caratteristiche elettriche della singola cella, semplicemente a livelli di tensione e correnti superiori,

a seconda del numero di celle connesse in serie (per ottenere tensioni maggiori) oppure in parallelo (per ottenere correnti maggiori).

Negli impianti fotovoltaici la corrente di corto circuito del generatore quindi non supera il valore della somma delle correnti di corto circuito delle singole stringhe.

Essendo le stringhe composte da una serie di generatori di corrente (i moduli fotovoltaici) la loro corrente di corto circuito è di poco superiore alla corrente nominale e questo conferisce una certa sicurezza intrinseca alle stringhe stesse.

### **6.3 Protezione da contatti accidentali lato c.c.**

Le tensioni continue sono particolarmente pericolose per la vita. Il contatto accidentale con una tensione di oltre 500 V. c.c., valore certamente superato dalle stringhe, può avere conseguenze letali. Per ridurre il rischio di contatti pericolosi il campo fotovoltaico, lato corrente continua, è assimilabile ad un sistema IT cioè flottante da terra. La separazione galvanica tra il lato corrente continua e il lato corrente alternata è garantita dalla presenza dell'inverter.

In tal modo affinché un contatto accidentale sia realmente pericoloso occorre che si entri in contatto contemporaneamente con entrambe le polarità del campo. Il contatto accidentale con una sola delle polarità non ha praticamente conseguenze, a meno che una delle polarità del campo non sia casualmente a contatto con la massa.

Per prevenire tale eventualità gli inverter sono muniti di un opportuno dispositivo di rivelazione degli squilibri verso massa, che ne provoca l'immediato spegnimento e l'emissione di una segnalazione di allarme.

### **6.4 Protezione dalle fulminazioni**

Un campo fotovoltaico correttamente collegato a massa, non altera in alcun modo l'indice ceraunico della località di montaggio, e quindi la probabilità di essere colpito da un fulmine.

I moduli fotovoltaici sono in alto grado insensibili alle sovratensioni atmosferiche, che invece possono risultare pericolose per le apparecchiature elettroniche di condizionamento della potenza.

Per ridurre i danni dovuti ad eventuali sovratensioni i quadri di parallelo sottocampi sono muniti di varistori su entrambe le polarità dei cavi d'uscita. In caso di sovratensioni i varistori collegano una od entrambe le polarità dei cavi a massa e provocano l'immediato spegnimento degli inverter e l'emissione di un segnale d'allarme.



### **6.5 Sicurezza sul lato c.a. dell’Impianto**

La limitazione delle correnti del campo fotovoltaico comporta analogia limitazione anche nelle correnti in uscita dagli inverter.

Eventi di corto circuito sul lato alternata dell’impianto sono tuttavia pericolosi perché possono provocare ritorni da rete di intensità non limitata.

L’interruttore AT in SF6 è equipaggiato con una protezione generale di massima corrente e una protezione contro i guasti a terra.

### **6.6 Impianto di messa a terra**

All’interno del campo fotovoltaico sarà realizzata una rete di terra costituita da dispersori in acciaio zincato del tipo per posa nel terreno e da una piattina in acciaio 30x3,5 mm (sez. 105 mm<sup>2</sup>) o una corda di rame nuda di sezione 16 mm<sup>2</sup>, interrati ad una profondità di almeno 0,5 m.

A tale rete saranno collegate tutte le strutture metalliche di supporto dei moduli e la recinzione.

L’impianto di terra dovrà essere conforme alle prescrizioni della norma CEI 99-3 e dimensionato sulla base della corrente di guasto a terra sulla rete AT di alimentazione e del tempo di eliminazione del guasto a terra.

L’impianto di terra delle cabine di conversione e trasformazione e di raccolta sarà costituito, conformemente alle prescrizioni della Norma CEI EN 50522 ed alle prescrizioni della Guida CEI 11-37, da una maglia di terra realizzata con conduttori nudi in rame elettrolitico di sezione pari a 50 mm<sup>2</sup>, interrati ad una profondità di almeno 0,7 m e picchetti in acciaio zincato di lunghezza 1,5 m. Per le connessioni agli armadi verranno impiegati conduttori di sezione anche maggiore.

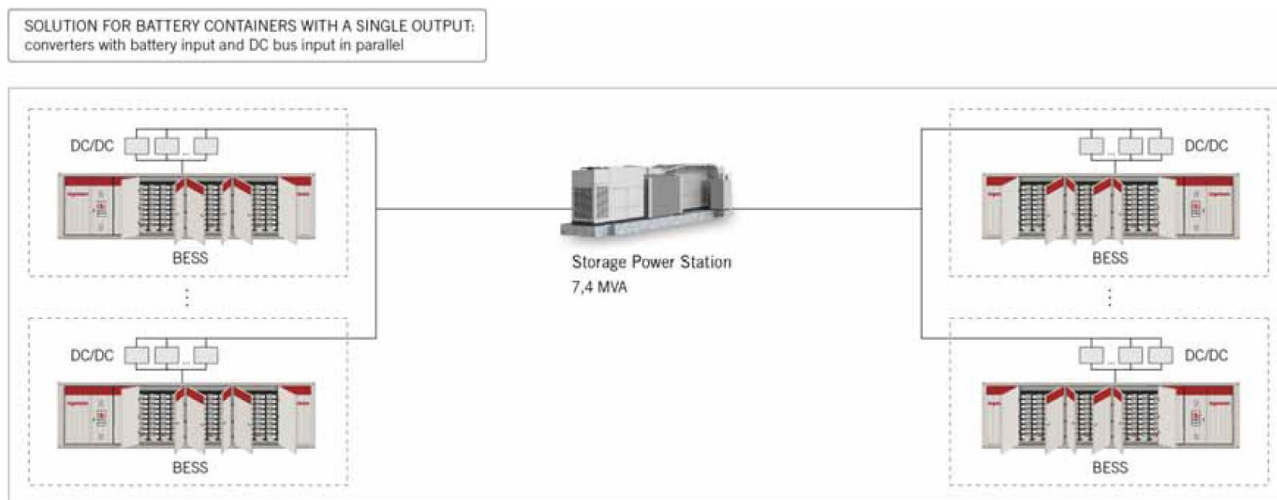
## 7 SISTEMA BESS – STORAGE

### 7.1 Considerazioni sul sistema

Per il sistema BESS - Storage è stata presa in considerazione un'energia Beginning of Life (BoL). La progettazione del sistema di accumulo sarà basata su una configurazione modulare e scalabile composta da 32 unità di energia modulari e 8 unità di potenza modulari:

- L'unità di potenza modulare avrà una capacità massima di quasi 4 MW di potenza attiva. Questa unità è costituita da un sistema di conversione di potenza (PCS), un trasformatore e una cella AT (a 36 kV). Ogni PCS ha quattro ingressi in corrente continua (DC).
- Ogni unità di potenza è costituita da 4 containers che ospitano i rack delle batterie e i loro sistemi ausiliari. Ogni unità di alimentazione ha un'uscita in corrente continua (DC) che si collega al PCS corrispondente.

Di seguito è riportato uno schema concettuale della configurazione proposta:



**Immagine 9: Schema concettuale del sistema di stoccaggio proposto**

## 7.2 Sistema di batterie

Il dimensionamento del sistema BESS viene effettuato con l'obiettivo di soddisfare la potenza nel punto di connessione. Un sistema di batterie è un insieme di accumulatori di energia che attraverso un processo elettrochimico sono in grado di immagazzinare energia elettrica.

Il Battery System è costituito principalmente dalle batterie stesse e da un sistema di controllo e monitoraggio (BMS, Battery Management System).

L'unità più piccola e indivisibile di una batteria è chiamata cella, all'interno della quale si verificano reazioni chimiche. Le celle sono collegate da configurazioni elettriche in serie-parallelo all'interno dei moduli per raggiungere un determinato livello di tensione ed energia. Questi moduli hanno sensori di tensione, corrente e temperatura per monitorare lo stato delle celle. I moduli, a loro volta, sono collegati in serie all'interno di armadi comunemente chiamati rack per batterie fino a raggiungere il livello di tensione in corrente continua del sistema desiderato a livello di progettazione, poiché, a loro volta, i rack delle batterie sarebbero sempre collegati in parallelo, presentando tutti lo stesso livello di tensione.

A seconda della tecnologia, della configurazione del rack e dello stato di carica delle batterie, questa tensione può raggiungere i 1.500 V.

Le illustrazioni seguenti mostrano le tre unità batteria per livello di integrazione: cella, modulo e rack batteria.



**Immagine 10: Cella della batteria e moduli batteria**

Spiegata la composizione di un rack di batterie, questi possono essere intesi come l'unità di base di un sistema di batterie, poiché è l'elemento che i produttori di batterie normalmente forniscono insieme al BMS del sistema.

I rack delle batterie contengono anche un modulo di controllo e protezione aggiuntivo. Questo modulo incorpora la protezione hardware attraverso un interruttore automatico o un contatto più fusibile per proteggere da sovracorrente o cortocircuito e una scheda elettronica BMS che controlla e monitora il rack individualmente. Questo BMS monitora le principali variabili come tensioni, correnti e temperature, sia a livello dei moduli contenuti nel rack, sia a livello di cella.

Inoltre, la struttura o l'involucro dei rack delle batterie può essere:

- Interni: Struttura in metallo. Il sistema di raffreddamento è solitamente gestito dall'integratore di sistemi. Normalmente il raffreddamento ad aria, anche se il raffreddamento a liquido sta cominciando ad essere comune, come nel caso anche della soluzione proposta in questo progetto. In caso di raffreddamento ad aria, il fornitore della batteria fornisce delle ventole solo nel caso di un sistema ad alta potenza.
- Esterno: Struttura metallica normalmente con IP65. Raffreddamento a liquido interno. Pompa per fornitore di batterie o integratore di sistema in base al progetto

Infine, il sistema BMS è descritto di seguito. Di solito è un sistema incorporato nelle schede elettroniche e le sue funzioni fondamentali sono:

- Bilancia il sistema. Tutte le celle del sistema devono essere bilanciate e mantenere sempre lo stesso livello di energia.
- Monitora tutte le variabili: temperature, tensione, corrente, SOC, SOH.

Autoprotezione in caso di funzionamento anomalo dell'EMS.

Come anticipato in precedenza, il BMS si trova a diversi livelli del sistema, seguendo una struttura di controllo gerarchica:

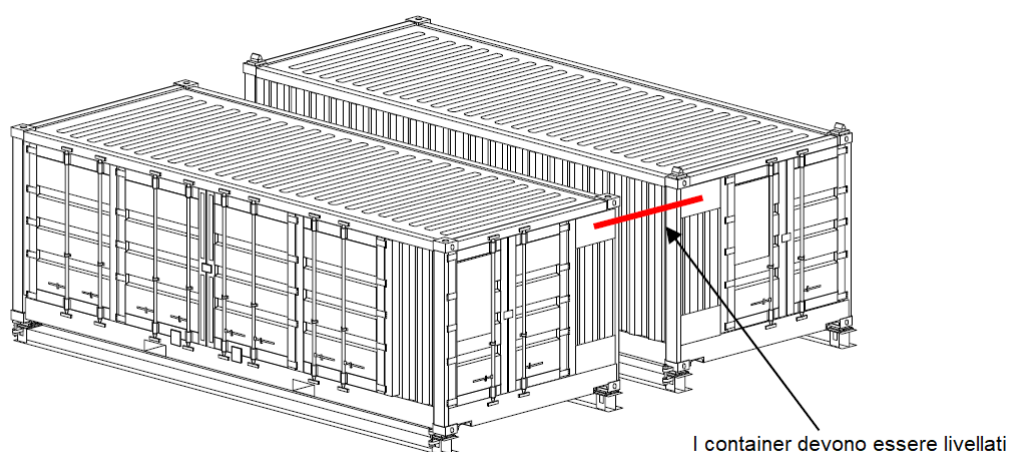
- Master BMS Card: controlla e monitora l'intero sistema.
- Schede BMS a livello di rack: controlla e monitora ogni rack. È tipico in alcuni produttori che uno dei BMS rack funga da Master del sistema completo.
- Schede BMS a livello di modulo: a seconda del produttore, le schede BMS di solito esistono a livello di modulo.

Ogni Master BMS e il numero di rack che è in grado di controllare, un valore che dipende dal produttore, determina il numero di sistemi di batterie all'interno di un sistema BESS. Questo numero è talvolta determinato anche dalla disposizione fisica dei rack all'interno di un contenitore.

Dopo aver spiegato in dettaglio la composizione di un sistema di batterie, sono indicate le caratteristiche principali. Per questo progetto sono state selezionate batterie agli ioni di litio con tecnologia LFP del produttore CATL.

### 7.3 Contenitore della batteria

I sistemi di batterie, a seconda della tecnologia e del produttore utilizzato, possono essere installati all'esterno o alloggiati in container o edifici. In questo progetto, il sistema di batterie sarà integrato in contenitori.



***Immagine 11: Containers batterie***

### 7.4 Sistema di servizi ausiliari

È l'insieme dei sistemi responsabili del mantenimento della sicurezza e delle prestazioni del sistema di batterie. Per questo, sarà richiesta una potenza totale dei servizi ausiliari di 7900 kW.

Si compone dei seguenti elementi:

- 🔵 Impianto di condizionamento/refrigerazione. Sistema per mantenere la temperatura della batteria entro l'intervallo richiesto dal fornitore della batteria per soddisfare la garanzia in termini di prestazioni e sicurezza. In questo caso, la soluzione containerizzata presentata, ha un sistema di raffreddamento a liquido.

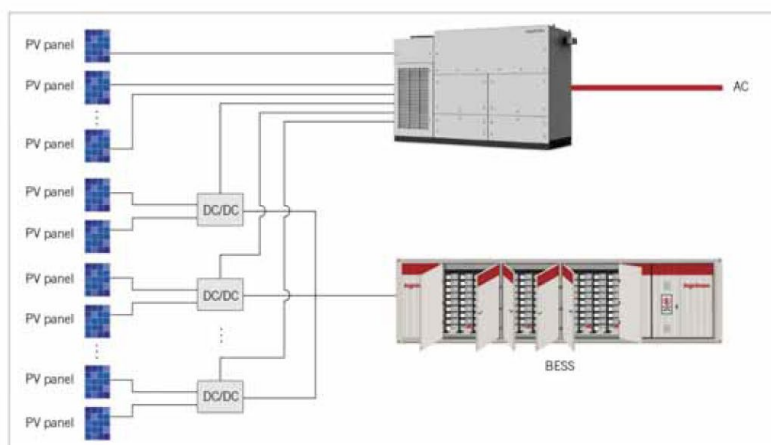
- PCI: sistema di rivelazione e spegnimento incendi. I produttori raccomandano diversi agenti estinguenti come CO<sub>2</sub>, FM200, acqua, ecc. Inoltre, come raccomandato, il sistema avrà rilevatori di gas installati per evitare il fenomeno di "imbalsamazione" termica che si verifica nelle batterie in caso di situazioni indesiderate.
- UPS: sistema di backup per alimentare i carichi essenziali del sistema di batterie in caso di assenza di rete o per eseguire uno spegnimento sicuro. Normalmente alimenterà il sistema di controllo della batteria e del contenitore, vale a dire tutte le schede BMS e, se disponibili, il sistema di raffreddamento interno dei rack delle batterie, cioè le ventole dei rack, nonché l'unità di controllo PCI o l'unità di controllo dell'impianto di condizionamento dell'aria.

## 7.5 Centrali elettriche

La Power Station è composta dal PCS, il trasformatore responsabile dell'innalzamento della tensione del PCS e dalla corrispondente celle di Alta Tensione.

Le EP sono costituite da tutti i componenti necessari per il collegamento alla rete di media tensione in un assemblaggio compatto che integra un trasformatore di potenza e celle AT. Ogni centrale elettrica avrà anche un pannello e un trasformatore per i servizi ausiliari (SSAA) oltre a un UPS. Di seguito è riportata un'immagine delle EP e del suo schema unifilare.

SOLUTION FOR DC-COUPLED SOLAR+STORAGE SYSTEMS



- > Bidirectional buck-boost converter
- > 360A total output current (4x90A power modules)
- > Modular design: 4 power modules to connect to 1, 2 or 4 independent BESS
- > Three-level topology
- > Rack-level battery management
- > PV input optional

**Immagine 12: Immagine della centrale elettrica**



Di seguito sono riportate le caratteristiche tecniche delle centrali elettriche:

<b>Caratteristiche del trasformatore</b>	
<b>Potenza nominale (kVA)</b>	3.800
<b>Tensione BT/AT (kV)</b>	0.6/36
<b>Refrigerazione</b>	Aria forzata
<b>Caratteristiche della TM Cell</b>	
<b>Tipo</b>	INGRESSO, USCITA E PROTEZIONE
<b>Protezione</b>	SALVAVITA
<b>Caratteristiche generali</b>	
<b>Dimensioni (W*H*D)</b>	12.500 x 3.000 x 3.500 millimetri

**Tabella 3: Caratteristiche della station**

## 8 COMPONENTE AGRICOLA DELL'IMPIANTO

Vista la buona disposizione del terreno si è scelto di progettare un agrivoltaico e di proporre la coltivazione del foraggio con prato permanente (detto anche prato stabile). L'impianto di pannelli fotovoltaici si integra perfettamente nella coltivazione del prato stabile, potendo far aumentare la resa in foraggio grazie agli effetti di schermo e protezione con parziale ombreggiamento nelle ore più assolate delle giornate estive ed il mantenimento di condizioni ottimali di umidità del terreno per un tempo più prolungato. Questa condizione è particolarmente interessante dopo lo sfalcio, quando l'assenza di copertura vegetale causerebbe un rapido essiccamento del terreno nel periodo estivo, a discapito della capacità di ricaccio delle essenze foraggere. L'interesse tra i filari fotovoltaici unitamente alla possibilità di reclinare completamente i pannelli con appositi automatismi, consente l'accesso a qualsiasi tipo di mezzo meccanico comunemente impiegato nella fienagione, che consistono in trattrici di potenza medio-bassa, e piccole e medie attrezzature agricole (barre falcianti, spandi-voltafieno, giro-andanatori, rotoimballatrici). L'intero layout dell'impianto è stato progettato per permettere una facile lavorazione della terra.

Nell'analisi dell'interazione coltura-sistema fotovoltaico vanno considerati i seguenti elementi:

- i filari fotovoltaici consentono un agevole accesso per le lavorazioni agricole ai mezzi meccanici utilizzati per la coltivazione, lo sfalcio e la raccolta del foraggio;
- è prevista la posizione di blocco dei pannelli in totale rotazione ovest o est, in questo modo è agevole lavorare il terreno per la semina del prato fino a ridosso dei sostegni;
- il prato polifita permanente arricchisce progressivamente di sostanza organica e di biodiversità il terreno, mantiene un ecosistema strutturato e solido del cotico erboso, le leguminose presenti nel miscuglio fissano l'azoto atmosferico fornendo una ottimale concimazione azotata del terreno, e offrono un foraggio di elevato valore nutritivo ricco di proteine;
- a fine vita operativa, ad impianto dismesso, il suolo così rigenerato sarà ideale anche per coltivazioni agricole di pregio (es. orticole, frutteto, vigneto).

L'impatto del sistema fotovoltaico sul suolo è ritenuto minimo, in quanto non interessato in modo significativo da infrastrutture inamovibili:

- i cavidotti sono minimi e anch'essi sono facilmente rimovibili a fine vita operativa dell'impianto fotovoltaico;

- ☉ il prato permanente è una coltura pluriennale la cui durata è dell'ordine di decenni e più e, offrendo una copertura vegetale verde costante, anche nel periodo invernale, mitiga efficacemente l'impatto paesaggistico del sistema fotovoltaico;
- ☉ le attività di impianto del prato polifita, che consistono in aratura, erpicatura e semina, non interferiscono con il Fotovoltaico in quanto sono attività una-tantum propedeutiche e preliminari all'installazione dell'impianto stesso;
- ☉ l'attività di manutenzione del fotovoltaico, che consiste in sostanza nell'annuale lavaggio dei pannelli, avviene con mezzi leggeri che non arrecano danno al prato, al contrario, vi è un impatto positivo del prato sulla transitabilità del terreno;
- ☉ il lavaggio dei pannelli avviene con l'uso di roto-spazzoloni, utilizzando acqua pura, senza alcun detergente che possa inquinare la coltivazione e le falde.