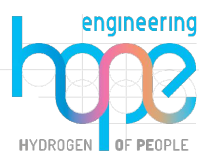


PROGETTO PER LA REALIZZAZIONE DI UN NUOVO IMPIANTO AGRIVOLTAICO
LOCALITA' CASCINA POMPOGNO
COMUNI DI BARENGO E BRIONA NELLA PROVINCIA DI NOVARA
E DELLE RELATIVE OPERE DI CONNESSIONE ALLA RTN
DENOMINAZIONE IMPIANTO - PVA001 CAMERONA
POTENZA NOMINALE - 43.1 MW

PROGETTO DEFINITIVO - SIA

PROGETTAZIONE E SIA



HOPE engineering
ing. Fabio PACCAPELO
ing. Andrea ANGELINI
arch. Gaetano FORNARELLI
arch. Andrea GIUFFRIDA
ing. Francesca SACCAROLA

PROGETTAZIONE DEGLI IMPIANTI ELETTRICI

ing. Roberto DI MONTE

AGRONOMIA E STUDI COLUTRALI



dott. agr. Mauro CERFEDA
dott. agr. Davide CERFEDA
dott. agr. Marco MASCIADA

STUDI SPECIALISTICI E AMBIENTALI



Ambiente & Paesaggio
dott. agr. Ivo RABBOGLIATTI
dott. agr. Fabrizio BREGANNI
dott.ssa Valeria GOSMAR
dott. geol. Palo MILLEMACI

ARCHEOLOGIA

dott.ssa Elena POLETTI

COLLABORAZIONE SCIENTIFICA

UNIVERSITÀ CATTOLICA DEL SACRO CUORE
DIPARTIMENTO DI SCIENZE DELLE PRODUZIONI VEGETALI SOSTENIBILI
prof. Stefano AMADUCCI

PD.R.2 RELAZIONI SPECIALISTICHE

R.2.3 Relazione tecnica impianti elettrici e componentistiche elettriche

Scala

REV.	DATA	DESCRIZIONE
	06-23	prima emissione



INDICE

1.	PREMESSA	3
2.	INTRODUZIONE	4
3.	LEGISLAZIONE VIGENTE	5
4.	DEFINIZIONI	7
4.1	IMPIANTO AGRIVOLTAICO	7
4.2	IMPIANTO PER LA CONNESSIONE	7
4.3	IMPIANTO DI RETE PER LA CONNESSIONE	7
5.	INQUADRAMENTO DELL'OPERA	8
5.1	DATI TECNICI	8
6.	DESCRIZIONE DEI COMPONENTI E DELLE SCELTE PROGETTUALI	9
6.1	CRITERI PROGETTUALI E CONDIZIONAMENTI INDOTTI DALLA NATURA DEI LUOGHI	9
6.2	CARATTERISTICHE GENERALI DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO	9
6.3	CONNESSIONE ALLA RETE	11
6.4	MODULO FOTOVOLTAICO	11
6.5	CABINE POWER SKIDS E CABINA DI RACCOLTA	12
6.5.1	GRUPPO DI CONVERSIONE CC/CA (INVERTER)	13
6.6	SISTEMA DI ACCUMULO ENERGIA ESS	17
6.6.1	il pcs	17
6.6.2	DISPOSIZIONE bess	19
6.7	DISPOSIZIONE INTERNA	19
6.7.1	Strutture di supporto a inseguimento biassiale, sistema REM TEC	19
6.8	QUADRI ELETTRICI	22
6.9	CAVI E TUBAZIONI	23
6.10	SISTEMA DI TERRA (MISURE DI PROTEZIONE CONTRO I CONTATTI DIRETTI E INDIRETTI)	24
6.11	SISTEMA DI MONITORAGGIO DELLE PRESTAZIONI	24
6.12	SISTEMA DI VIDEOSORVEGLIANZA	26
6.13	SISTEMI ANTINCENDIO	26
6.14	IMPIANTO DI ILLUMINAZIONE	26
6.15	RECINZIONI PERIMETRALI	26
7.	VALUTAZIONE DELLA PRODUCIBILITA'	27
7.1	DIMENSIONAMENTO DEL SISTEMA	27
8.	CALCOLI E VERIFICHE DI PROGETTO DEL GENERATORE	28



8.1	VARIAZIONE DELLA TENSIONE CON LA TEMPERATURA PER LA SEZIONE C.C.	28
9.	VERIFICHE E COLLAUDO	29
9.1	CERTIFICAZIONE	29
9.2	COLLAUDO	29
9.3	VERIFICHE DELL'IMPIANTO DI TERRA	29
9.4	VERIFICHE DEI SISTEMI DI MISURE	30
9.5	DOCUMENTAZIONE DA PRODURRE	30



1. PREMESSA

Nella presente relazione viene descritta la realizzazione dell'impianto elettrico agrivoltaico che sfrutta la tecnologia fotovoltaica per convertire l'energia solare primaria in energia elettrica. L'impianto e le relative opere ed infrastrutture connesse saranno realizzate in località Cascina Pompogno nel territorio del Comune di Barengo e Briona (NO).

La progettazione è stata studiata utilizzando le tecnologie ad oggi presenti e disponibili sul mercato; considerando che la tecnologia fotovoltaica è in rapido sviluppo, dal momento della progettazione definitiva alla realizzazione dell'impianto le caratteristiche delle componenti principali (moduli fotovoltaici, inverter, strutture di supporto) potranno non essere più disponibili sul mercato e quindi potranno essere impiegate nella realizzazione tecnologie disponibili e più all'avanguardia, lasciando invariate le caratteristiche complessive e principali dell'intero impianto in termini di potenza massima di produzione e occupazione del suolo.



2. INTRODUZIONE

La conversione fotovoltaica consiste nella trasformazione diretta dell'energia solare in energia elettrica mediante dispositivi a stato solido, prodotti con metodi affini a quelli impiegati nell'industria elettronica. Essa mostra la più elevata efficienza di conversione dell'energia solare primaria in elettricità rispetto alle altre tecnologie rinnovabili.

La tecnologia fotovoltaica appare, nel lungo periodo, quella che consente lo sfruttamento più promettente e su grande scala delle fonti rinnovabili, soprattutto in Paesi come l'Italia, con alti livelli di insolazione e un potenziale energetico fotovoltaico pari a 47.000 miliardi di kWh/anno¹.

A differenza di talune fonti rinnovabili, il fotovoltaico beneficia della indipendenza del luogo di installazione rispetto alla fonte di energia: seppur in misura variabile, sulla superficie terrestre l'irraggiamento solare arriva ovunque, la fonte eolica e quella idroelettrica sono invece limitate a porzioni specifiche del territorio, laddove tali risorse si concentrano in misura idonea ad essere sfruttate, mentre la biomassa va coltivata in situ o comunque trasportata. Da ciò discende un ulteriore pregio del fotovoltaico: tali impianti sono gli unici idonei ad applicazioni di tipo locale, sono modulari e possono risolvere ovunque fabbisogni, capaci anche di alimentare autonomamente utenze isolate distanti dalla rete elettrica o protette da vincoli, tipo parchi naturali, isole, etc.

¹ Bilancio Energetico 2018



3. LEGISLAZIONE VIGENTE

Le principali normative e leggi di riferimento per la progettazione dell'impianto fotovoltaico sono:

- D.Lgs. 387/2003 in attuazione della direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione della energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità;
- D.Lgs 28/2011 in attuazione della direttiva 2009/28/CE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE
- Legge n. 10/1991 "Norme per l'attuazione del Piano energetico nazionale in materia di uso razionale dell'energia, di risparmio energetico e di sviluppo delle fonti rinnovabili di energia";
- Legge Regionale Lazio n. 18 del 23 novembre 2006: "Delega alle province di funzioni e compiti amministrativi in materia di energia" che modifica la Legge Regionale 6 agosto 1999, n.14 "Organizzazione delle funzioni a livello regionale e locale per la realizzazione del decentramento amministrativo" e successive modifiche;
- Decreto del Ministero per lo Sviluppo Economico del 10 settembre 2010, "Linee Guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili";
- Deliberazione della Giunta Regionale Lazio 19 novembre 2010, n. 520: "Revoca delle deliberazioni di Giunta regionale nn. 517/2008 e 16/2010 inerenti l'approvazione e la modifica delle linee guida regionali per lo svolgimento del procedimento unico, relativo alla installazione di impianti per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, di cui al decreto legislativo 29 settembre, n. 387";
- Decreto Legislativo 3 marzo 2011, n. 28 Attuazione della direttiva 2009/28/CE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE
- L.R. 16 Dicembre 2011, n. 16 - Norme in materia ambientale e di fonti rinnovabili
- DM 19.02.2007;
- DM 06.08.2010;
- DM 05.05.2011;
- norme CEI/IEC per la parte elettrica convenzionale;
- conformità al marchio CE per i componenti dell'impianto;
- norme CEI/IEC e/o JRC/ESTI per i moduli fotovoltaici;
- norme UNI/ISO per la parte meccanico/strutturale;
- D.lgs. n. 81/08 recante "Attuazione dell'articolo 1 della legge 3 agosto 2007, n. 123, in materia di tutela della salute e della sicurezza nei luoghi di lavoro";
- D.M. 37/08 norma per la sicurezza e realizzazione impianti elettrici;
- unificazioni Società Elettriche (E - DISTRIBUZIONE e/o altre) per le interfacce con la rete elettrica;
- 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 con tensione superiore a 1 kV in corrente alternata.
- norma CEI 11-20 per gli impianti di produzione;
- norma CEI 0-16 per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti AT ed MT delle imprese distributrici di energia elettrica;
- delibera dell'Autorità per l'energia elettrica ed il gas ARG/elt 99/08 recante "Testo integrato delle condizioni tecniche ed economiche per la connessione alle reti elettriche con obbligo di connessione di terzi degli impianti di produzione di energia elettrica (Testo integrato delle connessioni attive - TICA)" come successivamente modificato ed integrato;
- "Guida per le connessioni alla rete elettrica di e-distribuzione, normativa E-DISTRIBUZIONE.

L'elenco normativo è riportato soltanto a titolo di promemoria indicativo; esso non è esaustivo per cui eventuali leggi o norme applicabili, anche se non citate, vanno comunque applicate. Le opere e installazioni saranno eseguite a regola d'arte in conformità alle Norme applicabili CEI, IEC, UNI, ISO vigenti, anche se non espressamente richiamate nel seguito.



4. DEFINIZIONI

4.1 IMPIANTO AGRIVOLTAICO

Con il termine “agrivoltaico” si intende un sistema che coniuga la produzione agricola con la produzione di energia elettrica mediante impianto fotovoltaico, ospitando le due componenti nel medesimo terreno; pertanto, si tratta della convivenza, sul medesimo sito della conduzione delle colture agricole unitamente alla produzione di energia elettrica mediante l’installazione di pannelli fotovoltaici su apposite strutture di supporto, le caratteristiche di tali strutture dovranno essere compatibili con il regolare svolgimento dell’attività agricola e il transito dei mezzi agricoli necessari alla stessa.

Il termine “impianto agrivoltaico” o “impianto” verrà di seguito utilizzato per identificare l’insieme dei pannelli fotovoltaici, degli inverter, dei trasformatori elevatori, della rete elettrica per il collegamento dei pannelli agli inverter e ai trasformatori (rete BT), della rete elettrica per il collegamento dei vari trasformatori fino al quadro MT generale di Sottostazione (rete MT), dell’impianto di videosorveglianza, dell’impianto di telecontrollo, degli impianti per servizi ausiliari, delle opere civili (recinzione viabilità ecc.) realizzate sull’area di impianto indicata negli elaborati grafici.

4.2 IMPIANTO PER LA CONNESSIONE

L’ “impianto per la connessione” è l’insieme degli impianti realizzati a partire dal punto di inserimento sulla rete esistente, necessari per la connessione alla rete di un impianto di produzione (Sottostazione Utente+Stazione RTN).

4.3 IMPIANTO DI RETE PER LA CONNESSIONE

L’ “impianto di rete per la connessione” è la porzione di impianto per la connessione di competenza del gestore di rete, compresa tra il punto di inserimento sulla rete esistente e il punto di connessione (Stazione Elettrica RTN).



5. INQUADRAMENTO DELL'OPERA

La società Camerona S.r.L., facente parte del Gruppo Hope, con sede in Milano, via Lanzone,31 intende realizzare un impianto agrivoltaico della potenza nominale pari a circa **43,1 MWp**, in un sito a destinazione agricola ricadente sui territori comunali di Barengo e Briona nella Provincia di Novara. Il progetto definitivo comprende le opere necessarie alla connessione alla Rete di Trasmissione Nazionale, progettate in base alla **STMG 202201799** rilasciata dalla società di gestione Terna s.p.a. e regolarmente accettata dal Proponente.

5.1 DATI TECNICI

Luogo di installazione:	Località Cascina Pompogno - Comune di Barengo e Briona (NO)
Potenza di picco:	43123,00 kWp
N° moduli fotovoltaici	60312
Tipo strutture di sostegno:	Struttura di supporto ad inseguimento biassiale
Inclinazione piano dei moduli:	Variabile
Angolo di azimuth ° (0°Sud – 90°Est):	0° Sud
Angolo di tilt °:	Variabile
Rete di Raccolta:	Media tensione 36 kV
Rete di collegamento:	Alta Tensione RTN 380 kV
Gestore della rete:	Terna
Coordinate geografiche:	Latitudine: 45.545489°; Longitudine: 8.525165°



6. DESCRIZIONE DEI COMPONENTI E DELLE SCELTE PROGETTUALI

6.1 CRITERI PROGETTUALI E CONDIZIONAMENTI INDOTTI DALLA NATURA DEI LUOGHI

L'area per la realizzazione dell'impianto è stata scelta a valle di considerazioni basate in primis sul rispetto dei vincoli intesi a contenere gli effetti modificativi del suolo ed a consentire l'esistenza dell'impianto nel rispetto dell'ambiente e delle attività umane in atto nell'area, ed in secondo luogo sui requisiti tecnici e di rendimento dell'impianto.

Il progetto è stato sviluppato studiando la disposizione dell'impianto sul territorio in relazione a numerosi fattori tra cui:

- radiazione incidente al suolo e fenomeni di ombreggiamento;
- orografia del sito;

Sulla base dei criteri sopra descritti, attraverso indagini e sopralluoghi in situ, è stata ipotizzata una configurazione dell'impianto che viene esaurientemente rappresentata negli elaborati allegati al presente progetto.

6.2 CARATTERISTICHE GENERALI DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO

L'impianto agrivoltaico per la produzione di energia elettrica in oggetto è suddiviso in cinque lotti separati da una recinzione propria. Ogni lotto raccoglierà la potenza del generatore in corrente continua e la convoglierà tramite cavidotti in CC verso i punti di raccolta, conversioni e trasformazione in MT dell'energia prodotta. Tali punti di raccolta, non saranno né cabine prefabbricate e cabine posate in opera ma saranno dei Power Skid poggiati su platea di fondazione composta dall'insieme dell'inverter centralizzati outdoor, il trasformatore elevatore MT/BT e i quadri BT e MT tutti Outdoor come meglio specificato nei paragrafi successivi.

L'impianto ha una potenza totale di 43,123 kWp e di seguito vengono riportate le caratteristiche generali dei 5 lotti:

LOTTO 1 Camerona	
N° moduli fotovoltaici (Huasun, modello Himalaia G12 DS715 715 Wp)	30984
N° moduli in serie (stringa)	24
N° stringhe	1291
Potenza totale di picco	22.154 kWp
Tipo Sottostruttura	Struttura ad inseguimento biassiale
N° Punti di Raccolta, Conversione e trasformazione (Power Skid)	N. 6 Power Skid
Componenti Power Skid N. S1.1, S1.2, S1.3, S1.4, S1.5 - Inverter x Esterno (Tipo Centralizzato Sunny Central della SMA) - Trasformatore MT/BT in olio 36/0,6 kV - Quadro Servizi Ausiliari - Quadro MT a 36 kV di raccolta e smistamento	N. 1 Inverter da 4000 kVA N. 1 Trasformatore da 5000 kVA N. 1 Quadro BT N. 1 Quadro MT
Componenti Power Skid N. S1.6 - Inverter x Esterno (Tipo Centralizzato Sunny Central della SMA) - Trasformatore MT/BT in olio 36/0,6 kV - Quadro Servizi Ausiliari Quadro MT a 3 kV di raccolta e smistamento	N. 1 Inverter da 2660 kVA N. 1 Trasformatore da 3000 kVA N. 1 Quadro BT N. 1 Quadro MT



LOTTO 2 Feliciaio	
N° moduli fotovoltaici (Huasun, modello Himalaia G12 DS715 715 Wp)	11280
N° moduli in serie (stringa)	24
N° stringhe	470
Potenza totale di picco	8.065 kWp
Tipo Sottostruttura	Struttura ad inseguimento biassiale
N° Punti di Raccolta, Conversione e trasformazione (Power Skid)	N. 2 Power Skid
Componenti Power Skid N. S2.1, S2.2 - Inverter x Esterno (Tipo Centralizzato Sunny Central della SMA) - Trasformatore MT/BT in olio 36/0,6 kV - Quadro Servizi Ausiliari - Quadro MT a 36 kV di raccolta e smistamento	N. 1 Inverter da 4000 kVA N. 1 Trasformatore da 5000 kVA N. 1 Quadro BT N. 1 Quadro MT

LOTTO 3 Laghetto 2 – 3 Pierina	
N° moduli fotovoltaici (Huasun, modello Himalaia G12 DS715 715 Wp)	6096
N° moduli in serie (stringa)	24
N° stringhe	254
Potenza totale di picco	4.359 kWp
Tipo Sottostruttura	Struttura ad inseguimento biassiale
N° Punti di Raccolta, Conversione e trasformazione (Power Skid)	N. 1 Power Skid
Componenti Power Skid N. S3.1 - Inverter x Esterno (Tipo Centralizzato Sunny Central della SMA) - Trasformatore MT/BT in olio 36/0,6 kV - Quadro Servizi Ausiliari - Quadro MT a 36 kV di raccolta e smistamento	N. 1 Inverter da 4000 kVA N. 1 Trasformatore da 5000 kVA N. 1 Quadro BT N. 1 Quadro MT

LOTTO 4 Campo Pomogno	
N° moduli fotovoltaici (Huasun, modello Himalaia G12 DS715 715 Wp)	5808
N° moduli in serie (stringa)	24
N° stringhe	242
Potenza totale di picco	4.153 kWp
Tipo Sottostruttura	Struttura ad inseguimento biassiale
N° Punti di Raccolta, Conversione e trasformazione (Power Skid)	N. 1 Power Skid
Componenti Power Skid N. S4.1 - Inverter x Esterno (Tipo Centralizzato Sunny Central della SMA) - Trasformatore MT/BT in olio 36/0,6 kV - Quadro Servizi Ausiliari - Quadro MT a 36 kV di raccolta e smistamento	N. 1 Inverter da 4000 kVA N. 1 Trasformatore da 5000 kVA N. 1 Quadro BT N. 1 Quadro MT



LOTTO 5 Campo Fontana	
N° moduli fotovoltaici (Huasun, modello Himalaia G12 DS715 715 Wp)	6144
N° moduli in serie (stringa)	24
N° stringhe	256
Potenza totale di picco	4.393 kWp
Tipo Sottostruttura	Struttura ad inseguimento biassiale
N° Punti di Raccolta, Conversione e trasformazione (Power Skid)	N. 1 Power Skid
Componenti Power Skid N. S3.1 - Inverter x Esterno (Tipo Centralizzato Sunny Central della SMA) - Trasformatore MT/BT in olio 36/0,6 kV - Quadro Servizi Ausiliari - Quadro MT a 36 kV di raccolta e smistamento	N. 1 Inverter da 4000 kVA N. 1 Trasformatore da 5000 kVA N. 1 Quadro BT N. 1 Quadro MT

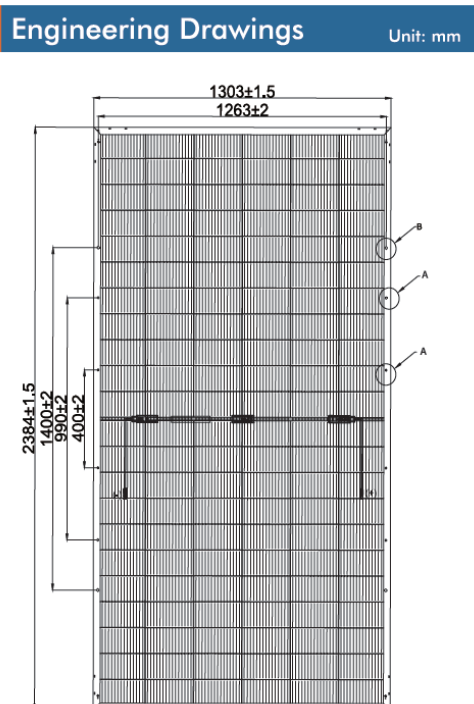
6.3 CONNESSIONE ALLA RETE

L'impianto sarà connesso alla rete RTN tramite la costruzione dell'impianto di rete per la connessione. L'impianto di rete per la connessione permetterà di connettere l'impianto fotovoltaico al punto di inserimento in antenna a 36 kV su una futura Stazione Elettrica (SE) di trasformazione della RTN da inserire in entra-esce alla linea 380 kV "Turbigo ST - Rondissone".

6.4 MODULO FOTOVOLTAICO

Il modulo fotovoltaico scelto è in silicio monocristallino Huasun, modello Himalaia G12 DS715, da 132 Celle, con potenza del singolo modulo pari a 715 W. I moduli sono del tipo "bifacciali", cioè in grado di convertire in energia elettrica anche la radiazione solare riflessa dall'ambiente circostante e incidente sul retro dei moduli. Si rimanda all'elaborato "disciplinare descrittivo degli elementi tecnici" per maggiori specifiche.

Si riporta di seguito un estratto della scheda tecnica con le principali caratteristiche del modulo utilizzato.



Dimensioni del modulo

Electrical Characteristics (STC*)

		HS-210-B132-DS715
Maximum Power	(Pmax)	715W
Module Efficiency	(%)	23.02%
Optimum Operating Voltage	(Vmp)	41.38V
Optimum Operating Current	(Imp)	17.28A
Open Circuit Voltage	(Voc)	49.63V
Short Circuit Current	(Isc)	17.62A
Operating Module Temperature		-40 to +85 °C
Maximum System Voltage		DC1500V (IEC)
Maximum Series Fuse		30A
Power Tolerance		0~+5W
Bifaciality		80% ± 5%

*STC: Irradiance 1000 W/m², cell temperature 25 °C, AM=1.5, Tolerance of Pmax is within +/- 3%.

Principali caratteristiche elettriche del modulo fotovoltaico

6.5 CABINE POWER SKIDS E CABINA DI RACCOLTA

I **Power Skids** selezionati sono prodotti dalla SMA, i modelli della linea MV Power Station saranno individuati in base alle potenze del sottocampo che vanno a servire e potranno variare tra il modello SMA SC 2660 UP e il modello SMA SC 4000 UP. Ogni singolo Power Skids è un elemento prefabbricato delle dimensioni di 6x2.9x2.4 metri che contiene al suo interno l'inverter, il trasformatore i quadri di campo e tutte le componenti del BoS (Balance of System) necessarie per la trasformazione e l'innalzamento della corrente continua, in una configurazione ready to use.



Immagine del modulo SMA Powerstation



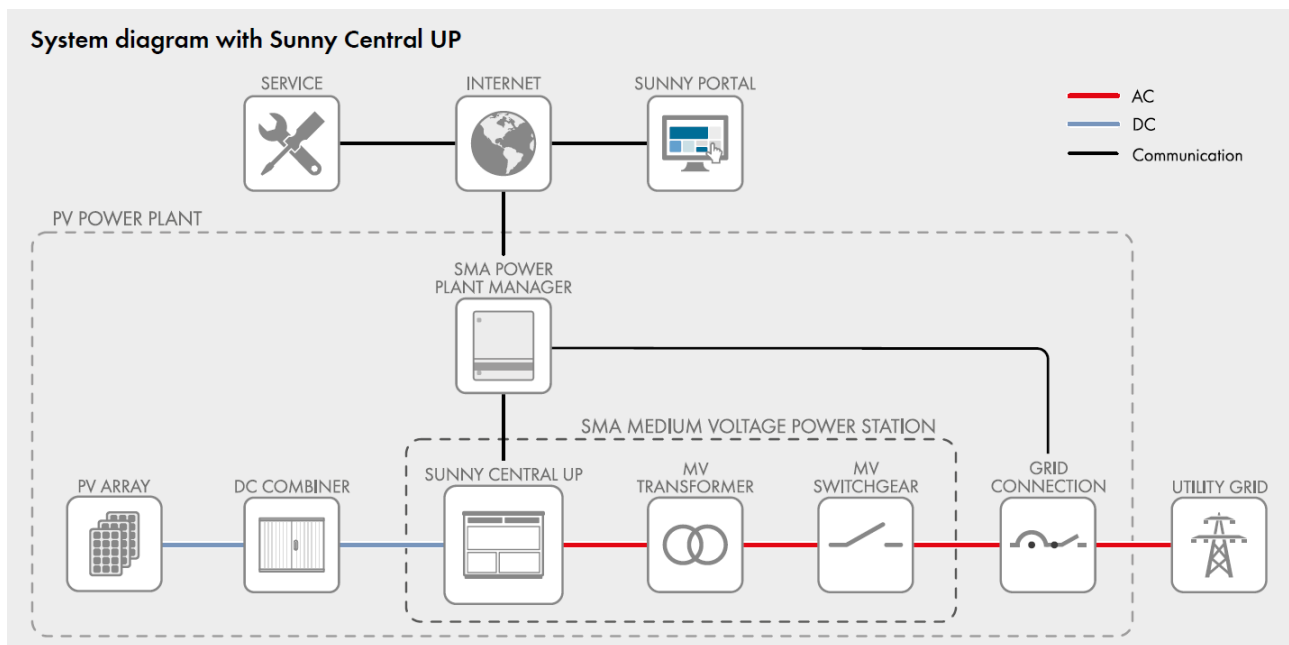
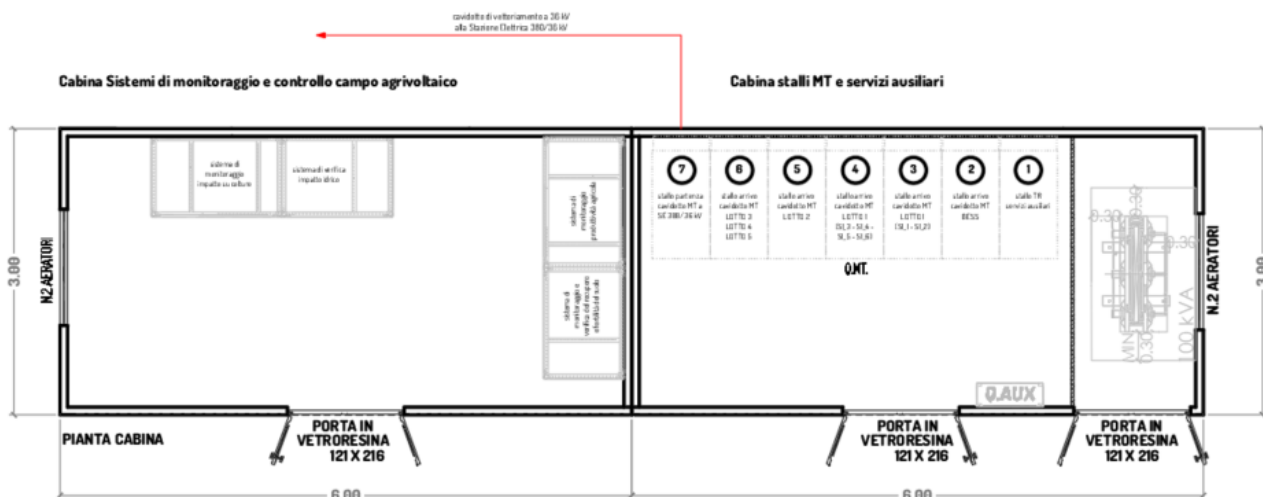


Diagramma elettrico dell'elemento SMA Powerstation

La **Cabina di Raccolta e monitoraggio** è anch'essa un elemento prefabbricato posta in prossimità dell'ingresso al campo agrivoltaico, questo piccolo edificio avrà il compito di raccogliere tutte le linee provenienti dai Power Skids tramite stalli arrivo linea e di convogliarle nel Cavidotto di vettoriamento tramite stallo partenza linea per la connessione alla rete. Al suo interno sono inoltre posizionati i quadri relativi alla fornitura di energia elettrica per i servizi ausiliari dell'impianto, necessari ad esempio alla movimentazione dei tracker, il trasformatore per i servizi ausiliari ed i sistemi di monitoraggio e controllo per la verifica dell'impatto sulle colture, risparmio idrico, produttività agricola e recupero della fertilità del suolo.



Cabina di raccolta dimensionamento di massima

6.5.1 GRUPPO DI CONVERSIONE CC/CA (INVERTER)

In base alle caratteristiche elettriche determinate con il dimensionamento del sistema, sarà selezionato l'inverter centralizzato più adatto. Nello specifico, saranno utilizzati inverter centralizzati posizionati in modo baricentrico per raccogliere l'energia prodotta dai pannelli fotovoltaici.

Da un punto di vista generale, si richiedono le seguenti caratteristiche:

- 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 (interfaccia seriale RS485).



Gli inverter saranno certificati CE e muniti di opportuna certificazione sia sui rendimenti che sulla compatibilità elettromagnetica e non saranno dotati di trasformatore di isolamento ca/ca in uscita.

Di seguito si riportano i dati degli inverter outdoor scelti con due tipologie di potenza (4000kVA e 2660 kVA).



Dati tecnici	Sunny Central 4000 UP	Sunny Central 4200 UP
Lato CC		
Range di tensione V_{CC} [a 25 °C / a 50 °C]	da 880 a 1325 V / 1100 V	da 921 a 1325 V / 1050 V
Tensione CC min. $V_{CC, min}$ / Tensione d'avviamento $V_{CC, start}$	849 V / 1030 V	891 V / 1071 V
Tensione CC max. $V_{CC, max}$	1500 V	1500 V
Corrente CC max. $I_{CC, max}$	4750 A	4750 A
Corrente di cortocircuito max $I_{CC, cc}$	8400 A	8400 A
Numero ingressi CC	Sbarra collettiva con 26 collegamenti per polo, 24 fusibili su entrambi i poli (32 fusibili su polo singolo)	
Numero di ingressi CC con l'opzione di batteria connessa su lato CC	18 fusibili su entrambi i poli (36 su polo singolo) per PV e 6 fusibili su entrambi i poli per batterie	
Numero max di cavi CC per ogni ingresso CC (per ciascuna polarità)	2x 800 kcmil, 2x 400 mm ²	
Zone Monitoring integrato	o	
Dimensioni di fusibili FV disponibili (per ingresso)	200 A, 250 A, 315 A, 350 A, 400 A, 450 A, 500 A	
La massima dimensione del fusibile di batteria disponibile (per ingresso)	750 A	
Lato CA		
Potenza nominale CA con $\cos \varphi = 1$ [a 35 °C / a 50 °C]	4000 kVA ⁽¹⁾ / 3600 kVA	4200 kVA ⁽¹⁾ / 3780 kVA
Potenza nominale CA con $\cos \varphi = 0,9$ [configurazione standard A68] [a 35 °C/a 50 °C] ⁽⁴⁾	3600 kW ⁽¹⁾ / 3240 kW	3780 kW ⁽¹⁾ / 3402 kW
Potenza attiva nominale CA con $\cos \varphi = 0,8$ [a 35 °C / a 50 °C]	3200 kW ⁽¹⁾ / 2880 kW	3360 kW ⁽¹⁾ / 3024 kW
Corrente nominale CA $I_{CA, nom}$ [a 35 °C / a 50 °C]	3850 A / 3465 A	3850 A / 3465 A
Fattore massimo di distorsione	< 3 % alla potenza nominale	
Tensione nominale CA / Range di tensione nominale CA ⁽¹⁾⁽⁴⁾	600 V / 480 V a 720 V	630 V / 504 V a 756 V
Frequenza di rete CA / Range	50 Hz / 47 Hz a 53 Hz 60 Hz / 57 Hz a 63 Hz	
Rapporto min di cortocircuito ai morsetti ⁽¹⁾	> 2	
Fattore di potenza a potenza nominale / Fattore di sfasamento regolabile ⁽¹⁾⁽⁴⁾	1 / 0,8 induttivo fino a 0,8 capacitivo	
Grado di rendimento europeo		
Efficienza max ⁽¹⁾ / efficienza efficienza ⁽¹⁾ / efficienza CEC ⁽¹⁾	98,8 % / 98,6 % / 98,5 %	98,8 % / 98,7 % / 98,5 %
Dispositivi di protezione		
Dispositivo di disinserzione lato ingresso	Sezionatore di carico CC	
Dispositivo di sgancio lato uscita	Interruttore di potenza CA	
Protezione contro sovratensioni CC	Scaricatore di sovratensioni, tipo I e II	
Protezione da sovratensioni CA (opzionale)	Scaricatore di sovratensioni, classe I e II	
Protezione antifulmine (secondo IEC 62305-1)	Classe di protezione antifulmine III	
Monitoraggio dispersione a terra / Monitoraggio dispersione a terra remoto	o / o	
Monitoraggio dell'isolamento	o	
Classe di protezione del sistema elettronico / canale d'aria / campo di collegamento (secondo IEC 60529)	IP54 / IP34 / IP34	
Dati generali		
Dimensioni [L / A / P]	2815 / 2318 / 1588 mm [110,8 / 91,3 / 62,5 pollici]	
Peso	< 3700 kg / < 8158 lb	
Autoconsumo (max. ⁽¹⁾ / carico parziale ⁽¹⁾ / medio ⁽¹⁾)	< 8100 W / < 1800 W / < 2000 W	
Autoconsumo (stand-by)	< 370 W	
Alimentazione ausiliaria	Trasformatore integrato da 8,4 kVA	
Range di temperature di funzionamento (opzionale) ⁽¹⁾	(-40 °C) -25 a 60 °C / (-40 °F) -13 °F a 140 °F	
Rumorosità ⁽¹⁾	65,0 dB(A)	
Range di temperature (stand-by)	-40 °C a 60 °C / -40 °F a 140 °F	
Range di temperature (in magazzino)	-40 °C a 70 °C / -40 °F a 158 °F	
Valore massimo ammissibile per l'umidità relativa (condensante / non condensante)	95% a 100% (2 mesi/anno) / 0% a 95%	
Altitudine operativa massima s.l.m. ⁽¹⁾ 1000 m / 2000 m ⁽¹⁾ / 3000 m ⁽¹⁾	● / ○ / ○ ● / ○ / -	
Fabbisogno d'aria fresca	6500 m ³ /h	
Dotazione		
Collegamento CC	Capocorda a ogni ingresso (senza fusibile)	
Collegamento CA	sistema di sbarre (3 sbarre collettive, una per ciascuna fase)	
Comunicazione	Ethernet, Modbus Master, Modbus Slave	
Farbe involucro / Dach	RAL 9016 / RAL 7004	
Approvvigionamento per utilizzatori esterni	o (2,5 kVA)	
rispetta le norme e direttive	AR-N 4110, AR-N 4120 ⁽¹⁾ , Arrêté du 23/04/08, CE, IEC / EN 62109-1, IEC / EN 62109-2, IEEE1547, UL 840 Cat. IV	
Norme CEM	IEC 55011, IEC 61000-6-2, FCC Part 15 Class A	
Rispetta direttive e standard di qualità	VDI/VDE 2862 page 2, DIN EN ISO 9001	
● Dotazione di serie ○ Opzionale - Non disponibile		
Denominazione del tipo	SC 4000 UP	SC 4200 UP

Dati tecnici Inverter Sunny Central 4000 - UP



Technical Data	Sunny Central 2660 UP	Sunny Central 2800 UP
DC side		
MPP voltage range V_{DC} (at 35 °C / at 50 °C)	880 V to 1325 V / 1100 V	921 V to 1325 V / 1100 V
Min. DC voltage $V_{DC, min}$ / Start voltage $V_{DC, start}$	849 V / 1030 V	891 V / 1071 V
Max. DC voltage $V_{DC, max}$	1500 V	1500 V
Max. DC current $I_{DC, max}$ / with DC coupling	3200 A / 4800 A	3200 A / 4800 A
Max. short-circuit current $I_{DC, SC}$	8400 A	8400 A
Number of DC inputs	Busbar with 26 connections per terminal, 24 double pole fused [32 single pole fused]	
Number of DC inputs with optional DC battery coupling	18 double pole fused [36 single pole fused] for PV and 6 double pole fused for batteries	
Max. number of DC cables per DC input (for each polarity)	2 x 800 kcmil, 2 x 400 mm ²	
Integrated zone monitoring	○	
Available PV fuse sizes (per input)	200 A, 250 A, 315 A, 350 A, 400 A, 450 A, 500 A	
Available battery fuse size (per input)	750 A	
AC side		
Nominal AC power at $\cos \varphi = 1$ (at 35 °C / at 50 °C)	2667 kVA / 2400 kVA	2800 kVA / 2520 kVA
Nominal AC active power at $\cos \varphi = 0.8$ (at 35 °C / at 50 °C)	2134 kW / 1920 kW	2240 kW / 2016 kW
Nominal AC current $I_{AC, nom}$ (at 35 °C / at 50 °C)	2566 A / 2309 A	2566 A / 2309 A
Max. total harmonic distortion	< 3% at nominal power	
Nominal AC voltage / nominal AC voltage range ⁽¹⁾⁽²⁾	600 V / 480 V to 720 V	630 V / 504 V to 756 V
AC power frequency / range	50 Hz / 47 Hz to 53 Hz 60 Hz / 57 Hz to 63 Hz	
Min. short-circuit ratio at the AC terminals ⁽¹⁾	> 2	
Power factor at rated power / displacement power factor adjustable ⁽¹⁾⁽²⁾	1 / 0.8 overexcited to 0.8 underexcited	
Efficiency		
Max. efficiency ⁽²⁾ / European efficiency ⁽²⁾ / CEC efficiency ⁽²⁾	98.7%* / 98.6%* / 98.5%*	98.7%* / 98.6%* / 98.5%*
Protective Devices		
Input-side disconnection point	DC load break switch	
Output-side disconnection point	AC circuit breaker	
DC overvoltage protection	Surge arrester, type I & II	
AC overvoltage protection (optional)	Surge arrester, class I & II	
Lightning protection (according to IEC 62305-1)	Lightning Protection Level III	
Ground-fault monitoring / remote ground-fault monitoring	○ / ○	
Insulation monitoring	○	
Degree of protection: electronics / air duct / connection area (as per IEC 60529)	IP54 / IP34 / IP34	
General Data		
Dimensions (W / H / D)	2815 / 2318 / 1588 mm [110.8 / 91.3 / 62.5 inch]	
Weight	< 3400 kg / < 7500 lb	
Self-consumption (max. ⁽⁴⁾ / partial load ⁽¹⁾ / average ⁽⁴⁾)	< 8100 W / < 1800 W / < 2000 W	
Self-consumption (standby)	< 370 W	
Internal auxiliary power supply	○ Integrated 8.4 kVA transformer	
Operating temperature range ⁽¹⁾	-25 °C to 60 °C / -13 °F to 140 °F	
Noise emission ⁽¹⁾	67.0 dB(A)*	
Temperature range (standby)	-40 °C to 60 °C / -40 °F to 140 °F	
Temperature range (storage)	-40 °C to 70 °C / -40 °F to 158 °F	
Max. permissible value for relative humidity (condensing / non-condensing)	95% to 100% [2 month/year] / 0% to 95%	
Maximum operating altitude above MSL ⁽¹⁾ 1000 m / 2000 m ⁽¹⁾ / 3000 m ⁽¹⁾	● / ○ / ○	
Fresh air consumption	6500 m ³ /h	
Features		
DC connection	Terminal lug on each input (without fuse)	
AC connection	With busbar system (three busbars, one per line conductor)	
Communication	Ethernet, Modbus Master, Modbus Slave	
Enclosure / roof color	RAL 9016 / RAL 7004	
Supply for external loads	○ [2.5 kVA]	
Standards and directives complied with	CE, IEC / EN 62109-1, IEC / EN 62109-2, AR-N 4110, IEEE1547, UL 840 Cat. IV, Arrêté du 23/04/08	
EMC standards	IEC 55011, FCC Part 15 Class A	
Quality standards and directives complied with	VDI/VDE 2862 page 2, DIN EN ISO 9001	
● Standard features ○ Optional – not available * preliminary		
Type designation	SC 2660 UP	SC 2800 UP

Dati tecnici Inverter Sunny Central 2660 - UP:

Invece i trasformatori per elevare la tensione AC all'uscita degli inverter, da 3000 kVA e 5000 kVA saranno in olio ermetico e di seguito descritti nel dettaglio:

Grandezza	Valore
Potenza	3000 kVA / 5000 kVA
Frequenza	50 Hz
Tensione Primaria	36 kV
Tensione Secondaria	400-600 V
Vcc%	6%
Regolazione, lato MT	± 2 x 2,5%
Gruppo Vettoriale	Dyn11
Raffreddamento	Olio



6.6 SISTEMA DI ACCUMULO ENERGIA ESS

Si prevede l'integrazione di un sistema di accumulo elettrico (BESS – Battery Energy Storage System) all'interno dell'impianto fotovoltaico per stabilizzare l'immissione di energia in Rete nonostante le fluttuazioni della risorsa primaria e i necessari servizi di manutenzione. Inoltre, un sistema di accumulo di energia fornisce capacità di stoccaggio con dispacciabilità controllata, in cui l'energia immagazzinata viene rilasciata quando i prezzi sul mercato spot raggiungono una certa soglia.

L'energia prodotta dall'impianto fotovoltaico sarà accumulata nelle ore di picco ed immessa nella RTN durante le ore di bassa produzione. Non si prevede accumulo di energia prelevata dalla rete. La potenza del sistema di accumulo elettrochimico non andrà ad incidere sulla potenza totale in immissione atteso che questo funzionerà quando l'impianto fotovoltaico immetterà in Rete una potenza inferiore a quella nominale.

La tecnologia più promettente, per le applicazioni di accumulo distribuito di taglia medio-grande, è quella delle batterie agli ioni di litio che presenta una vita attesa molto lunga (fino a 5000 cicli di carica/ scarica a DOD 80%), un rendimento energetico significativamente alto (generalmente superiore al 90%) con elevata energia specifica. Esse sono adatte ad applicazioni di potenza, sia tradizionali, sia quelle a supporto del sistema elettrico. Le caratteristiche delle batterie litio-ioni in termini di prestazioni relative alla potenza specifica, energia specifica, efficienza e durata, rendono queste tecnologie di accumulo particolarmente interessanti per le applicazioni "in potenza" e per il settore dell'automotive.

Nel caso specifico saranno utilizzati accumulatori a ioni di litio (LFP: litio-ferro-fosfatato) che permettono di ottenere elevate potenze specifiche in rapporto alla capacità nominale.

Le batterie sono alloggiare all'interno di container e sono raggruppate in stringhe. Le stringhe vengono messe in parallelo e associate a ciascun PCS attraverso un Box di parallelo che consente l'interfaccia con il PCS.

Le batterie sono di tipo ermetico e sono in grado di resistere, ad involucro integro, a sollecitazioni termiche elevate ed alla fiamma diretta. Esse non costituiscono aggravio al carico di incendio.

Di seguito si riportano i dati della singola cella:



Battery Pack		
General		
Model	LUNA2000-2.0MWH-1H0	LUNA2000-2.0MWH-2H1
Cell Material	LFP	LFP
Pack Configuration	16S 1P	18S 1P
Rated Voltage	51.2 V	57.6 V
Nominal Capacity	320 Ah / 16.38 kWh	280 Ah / 16.13 kWh
Supported Charge & Discharge Rate	≤ 1 C	≤ 0.5 C
Weight	≤ 140 kg	≤ 140 kg
Dimensions (W x H x D)	442 x 307 x 660 mm	442 x 307 x 660 mm

Le celle sono collegate in serie (16 oppure 18) per raggiungere la tensione massima in corrente continua al PCS (inverter bidirezionali CC/CA) e parallelati per raggiungere la potenza e la capacità di progetto (2 MWh per Container)


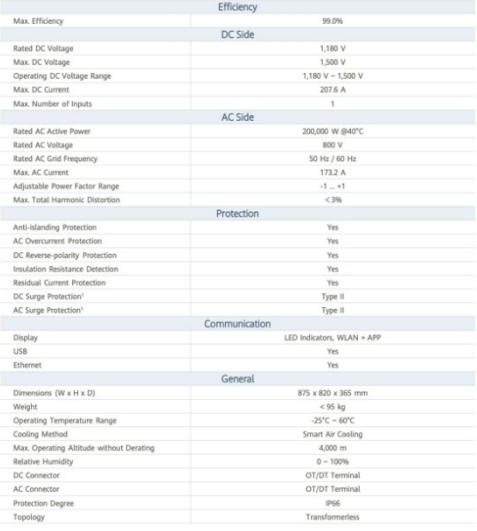
6.6.1 IL PCS

Il PCS (Power Conversion System), oltre alle batterie di accumulo elettrochimico, è un componente fondamentale per il sistema di accumulo, esso fa da "ponte" tra gli accumulatori e la rete elettrica.

Il PCS serve per controllare e gestire i flussi bidirezionali di energia permettendo alle batterie di caricarsi o scaricarsi secondo le diverse esigenze, attraverso le conversioni AC/DC e viceversa.



Il PCS nel caso specifico sarà formato da 5 inverter bidirezionali montati su un BOX DC di parallelo dove il lato CC sarà collegato alle batterie e l'altra parte in AC sarà collegata al quadro di parallelo BT prima della trasformazione BT/MT e il collegamento alla rete.

 Dati PCS con n. 5 inverter		LUNA2000-200KTL-H0 Technical Specifications 																															
<table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="2">Electrical</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>Max. Input Voltage</td><td>1,500 V</td></tr> <tr><td>Nominal Input Voltage</td><td>1,200 V</td></tr> <tr><td>Max. Branch Current for Battery Rack Side</td><td>321 A</td></tr> <tr><td>Max. Branch Current for PCS Side</td><td>193 A</td></tr> <tr><td>Number of DC Circuit Breaker</td><td>14</td></tr> <tr><td>Max. Input Number of Battery Rack</td><td>5</td></tr> <tr><td>Max. Input Number of PCS</td><td>5</td></tr> <tr><td>Max. Convergence Capacity</td><td>5 x 193 A</td></tr> </tbody> </table>		Electrical		Max. Input Voltage	1,500 V	Nominal Input Voltage	1,200 V	Max. Branch Current for Battery Rack Side	321 A	Max. Branch Current for PCS Side	193 A	Number of DC Circuit Breaker	14	Max. Input Number of Battery Rack	5	Max. Input Number of PCS	5	Max. Convergence Capacity	5 x 193 A	<table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="2">Efficiency</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>Max. Efficiency</td><td>99.0%</td></tr> </tbody> </table>		Efficiency		Max. Efficiency	99.0%								
Electrical																																	
Max. Input Voltage	1,500 V																																
Nominal Input Voltage	1,200 V																																
Max. Branch Current for Battery Rack Side	321 A																																
Max. Branch Current for PCS Side	193 A																																
Number of DC Circuit Breaker	14																																
Max. Input Number of Battery Rack	5																																
Max. Input Number of PCS	5																																
Max. Convergence Capacity	5 x 193 A																																
Efficiency																																	
Max. Efficiency	99.0%																																
<table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="2">Protection</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>DC Overcurrent Protection</td><td>Yes</td></tr> </tbody> </table>		Protection		DC Overcurrent Protection	Yes	<table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="2">DC Side</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>Rated DC Voltage</td><td>1,180 V</td></tr> <tr><td>Max. DC Voltage</td><td>1,500 V</td></tr> <tr><td>Operating DC Voltage Range</td><td>1,180 V - 1,500 V</td></tr> <tr><td>Max. DC Current</td><td>207.6 A</td></tr> <tr><td>Max. Number of Inputs</td><td>1</td></tr> </tbody> </table>		DC Side		Rated DC Voltage	1,180 V	Max. DC Voltage	1,500 V	Operating DC Voltage Range	1,180 V - 1,500 V	Max. DC Current	207.6 A	Max. Number of Inputs	1														
Protection																																	
DC Overcurrent Protection	Yes																																
DC Side																																	
Rated DC Voltage	1,180 V																																
Max. DC Voltage	1,500 V																																
Operating DC Voltage Range	1,180 V - 1,500 V																																
Max. DC Current	207.6 A																																
Max. Number of Inputs	1																																
<table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="2">Environment</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>Operating Temperature Range</td><td>-30°C - 60°C</td></tr> <tr><td>Relative Humidity</td><td>0 - 100%</td></tr> <tr><td>Max. Operating Altitude</td><td>4,000 m</td></tr> </tbody> </table>		Environment		Operating Temperature Range	-30°C - 60°C	Relative Humidity	0 - 100%	Max. Operating Altitude	4,000 m	<table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="2">AC Side</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>Rated AC Active Power</td><td>200,000 W @40°C</td></tr> <tr><td>Rated AC Voltage</td><td>800 V</td></tr> <tr><td>Rated AC Grid Frequency</td><td>50 Hz / 60 Hz</td></tr> <tr><td>Max. AC Current</td><td>173.2 A</td></tr> <tr><td>Adjustable Power Factor Range</td><td>-1 ... +1</td></tr> <tr><td>Max. Total Harmonic Distortion</td><td><3%</td></tr> </tbody> </table>		AC Side		Rated AC Active Power	200,000 W @40°C	Rated AC Voltage	800 V	Rated AC Grid Frequency	50 Hz / 60 Hz	Max. AC Current	173.2 A	Adjustable Power Factor Range	-1 ... +1	Max. Total Harmonic Distortion	<3%								
Environment																																	
Operating Temperature Range	-30°C - 60°C																																
Relative Humidity	0 - 100%																																
Max. Operating Altitude	4,000 m																																
AC Side																																	
Rated AC Active Power	200,000 W @40°C																																
Rated AC Voltage	800 V																																
Rated AC Grid Frequency	50 Hz / 60 Hz																																
Max. AC Current	173.2 A																																
Adjustable Power Factor Range	-1 ... +1																																
Max. Total Harmonic Distortion	<3%																																
<table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="2">General</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>Cable Entries</td><td>Top in for PCS & Bottom in for Battery Rack</td></tr> <tr><td>Dimensions (W x H x D)</td><td>2,040 x 1,415 x 975 mm</td></tr> <tr><td>Weight (Without Smart PCS)</td><td>< 750 kg</td></tr> <tr><td>DC Connector / AC Connector</td><td>OT Terminal</td></tr> <tr><td>Protection Degree</td><td>IP55</td></tr> <tr><td>Installation Options</td><td>Grounding</td></tr> </tbody> </table>		General		Cable Entries	Top in for PCS & Bottom in for Battery Rack	Dimensions (W x H x D)	2,040 x 1,415 x 975 mm	Weight (Without Smart PCS)	< 750 kg	DC Connector / AC Connector	OT Terminal	Protection Degree	IP55	Installation Options	Grounding	<table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="2">Protection</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>Anti-islanding Protection</td><td>Yes</td></tr> <tr><td>AC Overcurrent Protection</td><td>Yes</td></tr> <tr><td>DC Reverse-polarity Protection</td><td>Yes</td></tr> <tr><td>Insulation Resistance Detection</td><td>Yes</td></tr> <tr><td>Residual Current Protection</td><td>Yes</td></tr> <tr><td>DC Surge Protection¹</td><td>Type II</td></tr> <tr><td>AC Surge Protection¹</td><td>Type II</td></tr> </tbody> </table>		Protection		Anti-islanding Protection	Yes	AC Overcurrent Protection	Yes	DC Reverse-polarity Protection	Yes	Insulation Resistance Detection	Yes	Residual Current Protection	Yes	DC Surge Protection ¹	Type II	AC Surge Protection ¹	Type II
General																																	
Cable Entries	Top in for PCS & Bottom in for Battery Rack																																
Dimensions (W x H x D)	2,040 x 1,415 x 975 mm																																
Weight (Without Smart PCS)	< 750 kg																																
DC Connector / AC Connector	OT Terminal																																
Protection Degree	IP55																																
Installation Options	Grounding																																
Protection																																	
Anti-islanding Protection	Yes																																
AC Overcurrent Protection	Yes																																
DC Reverse-polarity Protection	Yes																																
Insulation Resistance Detection	Yes																																
Residual Current Protection	Yes																																
DC Surge Protection ¹	Type II																																
AC Surge Protection ¹	Type II																																
<table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="2">Communication</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>Display</td><td>LED Indicators, WLAN + APP</td></tr> <tr><td>USB</td><td>Yes</td></tr> <tr><td>Ethernet</td><td>Yes</td></tr> </tbody> </table>		Communication		Display	LED Indicators, WLAN + APP	USB	Yes	Ethernet	Yes	<table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="2">General</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>Dimensions (W x H x D)</td><td>875 x 820 x 365 mm</td></tr> <tr><td>Weight</td><td>< 95 kg</td></tr> <tr><td>Operating Temperature Range</td><td>-25°C - 60°C</td></tr> <tr><td>Cooling Method</td><td>Smart Air Cooling</td></tr> <tr><td>Max. Operating Altitude without Derating</td><td>4,000 m</td></tr> <tr><td>Relative Humidity</td><td>0 - 100%</td></tr> <tr><td>DC Connector</td><td>OT/OT Terminal</td></tr> <tr><td>AC Connector</td><td>OT/OT Terminal</td></tr> <tr><td>Protection Degree</td><td>IP66</td></tr> <tr><td>Topology</td><td>Transformerless</td></tr> </tbody> </table>		General		Dimensions (W x H x D)	875 x 820 x 365 mm	Weight	< 95 kg	Operating Temperature Range	-25°C - 60°C	Cooling Method	Smart Air Cooling	Max. Operating Altitude without Derating	4,000 m	Relative Humidity	0 - 100%	DC Connector	OT/OT Terminal	AC Connector	OT/OT Terminal	Protection Degree	IP66	Topology	Transformerless
Communication																																	
Display	LED Indicators, WLAN + APP																																
USB	Yes																																
Ethernet	Yes																																
General																																	
Dimensions (W x H x D)	875 x 820 x 365 mm																																
Weight	< 95 kg																																
Operating Temperature Range	-25°C - 60°C																																
Cooling Method	Smart Air Cooling																																
Max. Operating Altitude without Derating	4,000 m																																
Relative Humidity	0 - 100%																																
DC Connector	OT/OT Terminal																																
AC Connector	OT/OT Terminal																																
Protection Degree	IP66																																
Topology	Transformerless																																

LUNA2000-2.0MWH-1H0/2H1
 Smart String ESS



More Energy



Optimal Investment



Simple O&M



Safe & Reliable

Battery Container		
Model	LUNA2000-2.0MWH-1H0	LUNA2000-2.0MWH-2H1
DC Rated Voltage	1,200 V	1,250 V
DC Max. Voltage	1,500 V	1,500 V
Nominal Energy Capacity	2,064 kWh	2,032 kWh
Rated Power	344 kW * 6	338.7 kW * 3
Container Configuration (W x H x D)	6,058 x 2,896 x 2,438 mm	6,058 x 2,896 x 2,438 mm
Container Weight	≤ 30 t	≤ 30 t
Operation Temperature Range	-30°C - 55°C	-30°C - 55°C
Storage Temperature Range	-40°C - 60°C	-40°C - 60°C
Operation Humidity Range	0 - 100% (Without Condensation)	0 - 100% (Without Condensation)
Max. Operating Altitude	4,000 m	4,000 m
Cooling Method	Smart Air Cooling	Smart Air Cooling
Configuration of HVAC	8 HVACs	6 HVACs
Fire Suppression Agent	FM-200 / Novec 1230™	FM-200 / Novec 1230™
Communication Interface	Ethernet / SFP	Ethernet / SFP
Communication Protocol	Modbus TCP / IEC104	Modbus TCP / IEC104
Protection Degree	IP55	IP55
Certificates (more available upon request)		
Environment	RoHS6	
Safety & Electrical	IEC62477-1, IEC62040-1, IEC61000-6-2, EN55011, UL9540A, IEC62619, UN3536, etc.	

Dati Accumulo Container



6.6.2 DISPOSIZIONE BESS

L'impianto di accumulo sarà costituito da 24 Container Batteria ognuno di capacità pari a 2 MWh, disposti ed assemblati per dare una potenza complessiva pari a 12 MW.

In particolare, si formeranno piazzole composte da 2 trasformatori da 6,8 MVA e 12 PCS formati ognuno da 5 inverter da 200 kW aventi potenza totale di 1 MW. I 24 container batteria saranno distribuiti sui 12 PCS.



Schema a blocchi del sistema di accumulo BESS con componenti principali di impianto

6.7 DISPOSIZIONE INTERNA

L'impianto fotovoltaico da realizzarsi nei territori comunali di Barengo e Briona (NO) sarà costituito da 60312 moduli fotovoltaici, ognuno di potenza pari a 715,00 Wp, disposti ed assemblati per dare una potenza complessiva pari a 43.123,00 kWp.

Nel particolare, si formeranno stringhe da 24 pannelli collegati in serie e distribuiti proporzionalmente sugli inverter scelti. I moduli saranno montati su un sistema tracker biassiale tale che i pannelli seguano il movimento del sole dall'alba al tramonto.

6.7.1 STRUTTURE DI SUPPORTO A INSEGUIMENTO BIASSIALE

L'impianto in esame è stato concepito utilizzando strutture di supporto dotate di inseguitori solari biassiali ovvero ampi pannelli montati su supporti metallici infissi nel terreno, senza necessità di alcun basamento con plinti di cemento, posti in filari paralleli e distribuiti nell'ambito di una determinata superficie. I pannelli, opportunamente comandati tramite specifici software, ruotano progressivamente su due assi ortogonali seguendo istantaneamente la posizione del sole onde assorbire la massima quantità di energia.

L'altezza da terra, pari a circa 5 m al mozzo degli inseguitori biassiali, consente il passaggio di qualsiasi tipologia di mezzo agricolo, l'interdistanza di 16 metri a cui sono posti i filari determina una interferenza trascurabile rispetto a qualsiasi attività agricola che si intende svolgere. Nel caso specifico in esame l'utilizzo di tali strutture è certamente la soluzione che garantisce la massima integrazione tra impianto e attività agricole: le colture estensive che si svolgeranno nei terreni in questione, infatti, richiedono l'utilizzo di macchine agricole di grandi dimensioni, situazione non certamente compatibile con l'utilizzo di normali tracker monoassiali. Questi ultimi, infatti, oltre a non essere normalmente installati su strutture di altezza così elevata, devono essere necessariamente disposti in direzione nord-sud per massimizzare la produzione, mentre il sistema di inseguitori biassiali adottato consente una installazione libera nel campo agricolo, rispettando l'attuale sistema di coltivazione.

Uno dei principali produttori che ha immesso sul mercato strutture di questo tipo è l'azienda REM Tec, che ha sviluppato e brevettato una serie di soluzioni innovative per combinare energia e agricoltura.



L'azienda

-  Fondata nel 2015, e basata su una tecnologia sviluppata nel 2009
-  Realizziamo impianti agrivoltaici dal 2011, con oltre 10 anni di esperienza nella coltivazione al di sotto degli impianti, su circa 45 ettari di terreno
-  Tecnologia sviluppata in 4 Stati differenti su diverse culture in diverse zone climatiche
-  Costante innovazione che ha portato a 10 brevetti ed il marchio 

I nostri obiettivi

-  1 Produzione elettrica sospendibile e carbon-free per supportare la transizione energetica della società
-  2 Conservazione della realtà agricola e del terreno per la produzione di cibo
-  3 Integrazione tra produzione elettrica e agricola, creando una situazione favorevole per tutti i soggetti coinvolti



Vantaggi dei sistemi Rem Tec

Nel dimensionamento dell'impianto sono state utilizzate le caratteristiche di base fornite da REM TEC in base agli accordi commerciali e tecnici stabiliti. Sul punto si precisa che nella fase di progettazione esecutiva saranno definite nel dettaglio le strutture di supporto, analizzando tutte le soluzioni disponibili in quel momento sul mercato aderenti a quella rappresentata nel presente progetto definitivo.

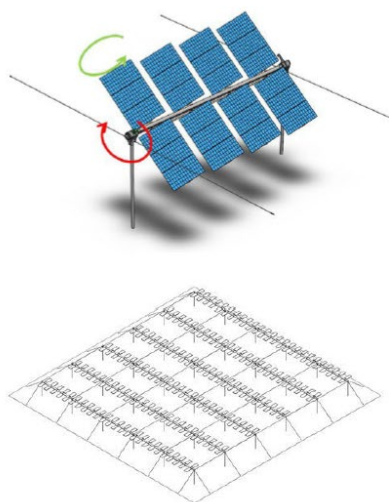
La tecnologia selezionata per l'impianto agrivoltaico Camerona fa riferimento al tracker 3D T2.1, l'immagine seguente ne descrive le principali caratteristiche e i vantaggi.

Focus tecnologia Tracker 2.1: la seconda generazione di tracker Agrovoltaico® comprende tracker mono - o biassiali progettato per creare un'ombra dinamica e controllata sul terreno

Agrovoltaico® T2.1 è un sistema di inseguimento ad asse singolo o doppio, studiato per essere utilizzato nei seguenti casi d'uso:

- Grandi colture/superfici
- Gestione delle ombre precisa e dinamica, che consente una crescita e una resa delle piante ottimizzate
- Occupazione di suolo minima rispetto ad altre tecnologie concorrenti in campo agrivoltaico
- È possibile l'uso di macchine e attrezzature agricole con campata fino a 18 m
- Alta efficienza (fino al 45% di energia in più rispetto a un impianto fisso)
- Alta disponibilità e bassi costi di O&M
- Struttura ad alta resistenza al vento e ai terremoti

AGROVOLTAICO® T2.1 Illustrazione



AGROVOLTAICO® T2.1 Specifiche tecniche

- **Altezza:** 4.5 m o più, per permettere il passaggio dei macchinari agricoli.
- **Struttura di supporto:** 2 pali verticali distanziati 14 m
- **Rotazione:** profilo orizzontale in acciaio, in grado di ruotare sul proprio asse lungo 14 m (tracker)
- **Profili:** 4 profili secondari montati perpendicolari all'asse orizzontale, in grado di ruotare sul proprio asse;
- **Moduli FV:** 24 moduli fotovoltaici 78/132/144/156 celle bifacciali installati per ogni tracker corrispondenti ad una potenza variabile fra 13 e 17 kWp per tracker a seconda della potenza dei moduli;
- **Distanza fra le file:** 12 - 18 m
- **Ombreggiamento:** ombra dinamica e controllata per ridurre lo stress idrico della piantagione sottostante
- **Topografia del terreno:** ideale per terreni pianeggianti con pendenza massima del 3%

Tracker T2.1 caratteristiche principali

Il modulo base della struttura a inseguimento è un elemento in acciaio zincato a caldo della lunghezza di 14 metri sul quale saranno installati 24 moduli bifacciali corrispondenti alla stringa base del BOS.

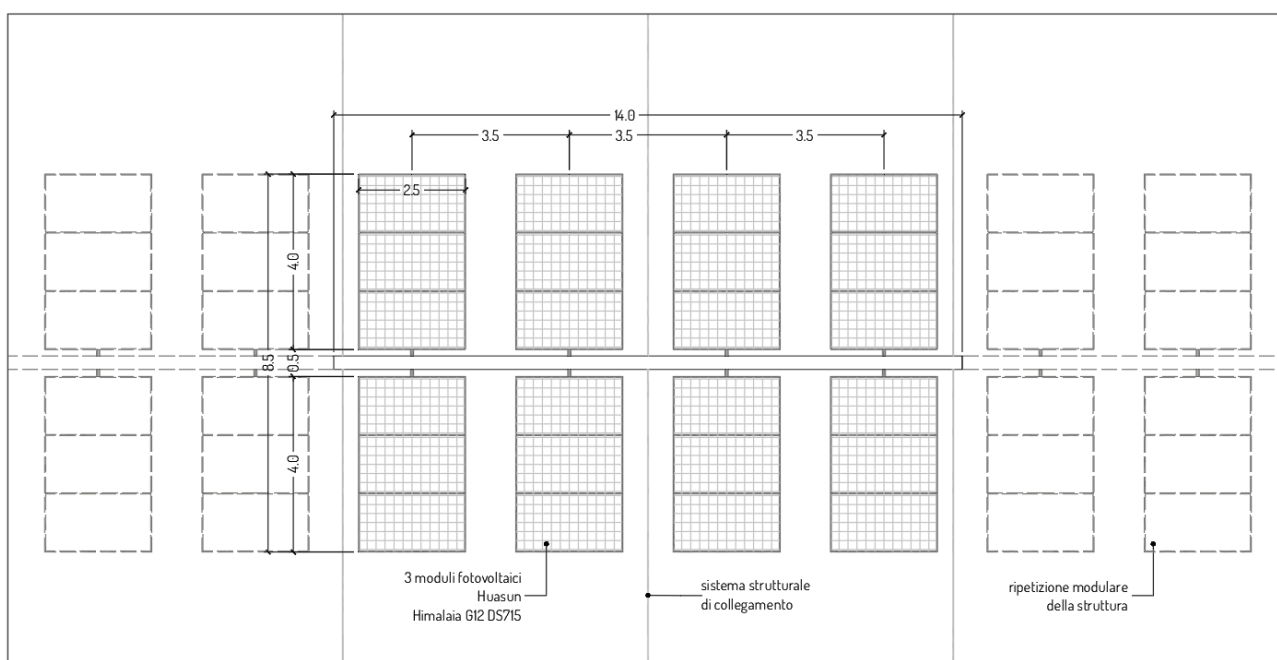


Ogni elemento è dotato di motori elettrici che ne consentono la rotazione lungo l'asse primario e secondario, il tracker è fissato al suolo tramite fondazioni a vite o a palo infisso a seconda delle caratteristiche del terreno, i singoli tracker verranno sistemati lungo filari e legati tra loro tramite una tensostruttura a tendone, con tiranti infissi. Questo sistema consente un distanziamento tra le file di tracker compreso tra i 12 e i 18 metri.

Nell'ambito dello sviluppo del progetto si è svolta una ottimizzazione dell'interdistanza tra le file basata su una stima modellistica degli ombreggiamenti sulle colture sottostanti per massimizzare i livelli di produzione agricola, in base ai risultati della ottimizzazione si è scelta una distanza massima tra le file di supporti verticali pari a 16 metri in tutto l'impianto. In base alle caratteristiche dei mezzi agricoli da utilizzare si è inoltre individuata l'altezza al mozzo delle strutture dell'impianto agrivoltaico Camerona, che sarà pari a 5 metri.

Si rimanda agli elaborati specialistici e allo Studio di Impatto Ambientale per i dettagli sugli studi agronomici e modellistici condotti.

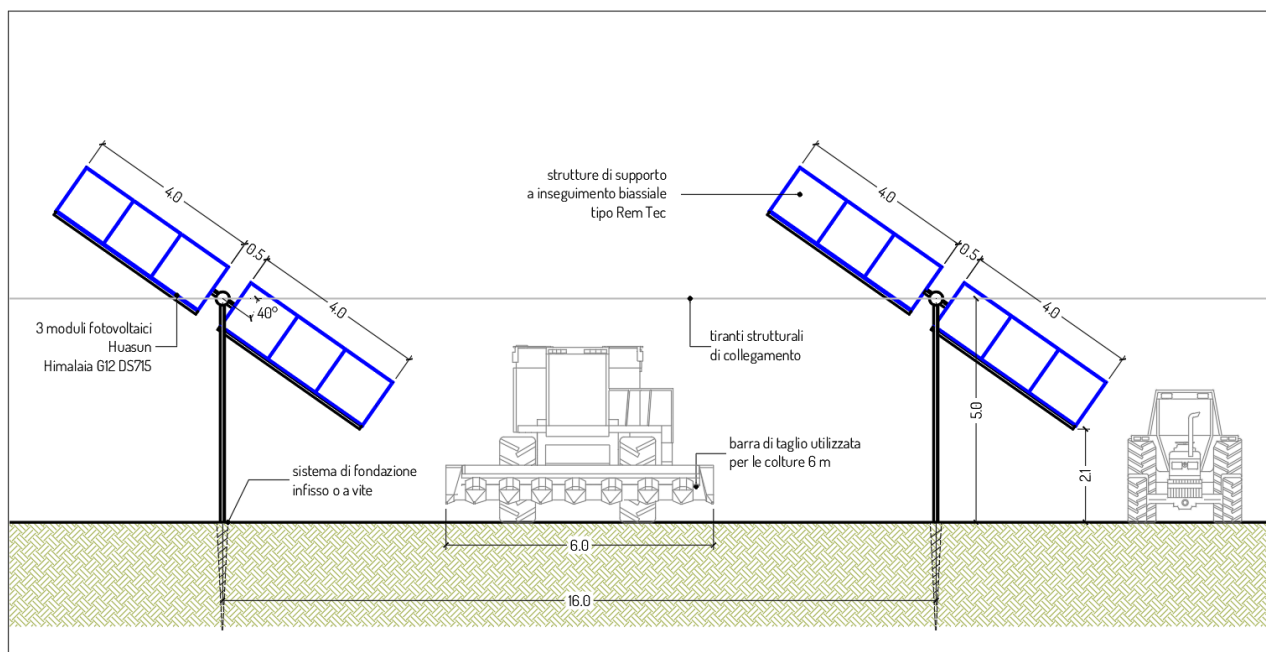
La scelta di questa struttura particolarmente vantaggiosa e tecnologica è favorita anche dall'orografia del suolo, pressoché pianeggiante e con pendenze mai superiori all'1%.



Tipico delle strutture di inseguimento biassiale pianta scala 1:100

La struttura a inseguimento dimensioni





Sezione trasversale tipica

6.8 QUADRI ELETTRICI

La realizzazione dell'impianto fotovoltaico necessita di una serie di quadri per il collegamento elettrico dei componenti sia nella sezione in corrente continua che in quella in alternata (bassa tensione e media tensione). L'installazione sarà predisposta con tutti gli elementi di protezione elettrica previsti dalla normativa vigente sia contro i contatti diretti (interruttori) che contro quelli indiretti (differenziali). Tutti i quadri elettrici installati in interno avranno un grado di protezione almeno IP41. Quelli in esterno avranno tutti grado di protezione IP65.

Quadri elettrici di sezionamento linee CC e parallelo stringhe

I quadri di sezionamento e parallelo hanno la funzione di:

- Sezionamento delle stringhe del generatore fotovoltaico in ingresso;
- Eseguire il parallelo stringhe per la raccolta vicino ai pannelli prima di collegarli all'inverter centralizzato.

I quadri sono previsti realizzati in PVC e fissati alle strutture di sostegno tramite staffe in modo che il quadro si trovi ad altezza idonea per interventi di manutenzione senza attrezzature aggiuntive.

Quadro servizi ausiliari di Skid

Il quadro generale servizi ausiliari ha la funzione di alimentare e proteggere le utenze del sottocampo.

Il quadro è previsto realizzato in PVC per esterno

Scomparti in media tensione

Gli scomparti di media tensione a 36kV saranno del tipo *8DJH36 RMU* per esterno montati sullo Skid direttamente in fabbrica. Saranno composti da un parallelo sbarre con due partenze linee, per effettuare l'entra-esce con gli altri Skid, e uno scomparto protezione Trasformatore MT/BT.

Caratteristiche Scomparti MT

Lo scomparto avrà un involucro realizzato in acciaio inossidabile resistente alla corrosione. Le pareti dei recipienti e le boccole per i collegamenti elettrici e i meccanismi di manovra vengono unite mediante moderne procedure di saldatura, formando così un sistema di pressione sigillato. I dispositivi di manovra e le sbarre posizionate nel contenitore del quadro sono protetti da influssi esterni quali umidità, inquinamento, polvere,



gas aggressivi e piccoli animali. Il quadro adatto anche per applicazioni in climi estremi o in condizioni ambientali aggressive.

Ogni singolo pannello ha il proprio contenitore del quadro. Nei blocchi di pannelli, i dispositivi di commutazione di più pannelli condividono un contenitore del quadro.

Lo scomparto viene riempito in fabbrica con esafluoruro di zolfo (SF6). Questo gas è atossico, chimicamente inerte e presenta un'elevata rigidità dielettrica. Non sono necessari lavori a gas in loco. Anche durante il funzionamento non è necessario controllare lo stato del gas o ricaricare.

Per monitorare la densità del gas, ogni Scomparto del quadro è dotata di un indicatore di pronto per il servizio sul fronte operativo. Si tratta di un indicatore meccanico rosso / verde, autocontrollato e indipendente dalla temperatura e dalle variazioni della pressione dell'aria ambiente.

Sistema sbarre

La sbarra è tripolare racchiusa nell'involucro del quadro. Per i singoli pannelli e opzionalmente anche per i blocchi di pannelli, può essere interconnessa lateralmente con le sbarre dei pannelli adiacenti mediante giunti isolati in modo da realizzare un sistema di sbarre continuo. Non sono necessarie opere a gas per il montaggio o per eventuali successivi ampliamenti del quadro.

Vano cavi

Per tutti i collegamenti principali, cavo-trasformatore-interruttore, i cavi sono collegati tramite passanti in resina colata che conducono al contenitore del quadro. Le boccole sono progettate come sistema a cono esterno secondo DIN EN 50181.

Il vano cavi è accessibile dal fronte. Un interblocco meccanico assicura che il coperchio del vano

I passanti nelle partenze, cavo-interruttore corrispondono all'interfaccia tipo C (DIN EN 50181). Sono adatti per il collegamento di cavi con connettori maschio isolati in corrispondenza del contatto bullonato M16. Il test del cavo può essere eseguito direttamente sulla terminazione se vengono utilizzati connettori a T per cavi adeguati. È quindi possibile omettere una presa di prova separata.

Nella versione standard le partenze del trasformatore sono dotate di passanti di interfaccia tipo C con contatto bullonato. Opzionalmente sono disponibili anche boccole del tipo di interfaccia B.

6.9 CAVI E TUBAZIONI

Le linee elettriche prevedono conduttori di tipo idoneo per le tre sezioni d'impianto (continua, alternata bassa tensione, alternata media tensione) in rame e in alluminio. Il dimensionamento delle condutture è a norma CEI e la scelta del tipo di cavi è armonizzata anche con la normativa internazionale.

Le sezioni dei cablaggi sono state calcolate in modo che rispettino le cadute di tensione massime indicate nella seguente tabella, incluse le possibili perdite per terminali intermedi e i limiti di riscaldamento raccomandati dal produttore dei conduttori.

Zona	Caduta di tensione massima riferita alla tensione nominale continua del sistema (%)
Sezione CC	<1,5
Sezione CA	<1,5

La posa sarà viceversa realizzata come segue:



Sezione in corrente continua

Cablaggio interno del generatore fotovoltaico: cavi in posa libera fissata alle strutture di sostegno protette dalla sagoma della carpenteria, fascette anti-UV e equipaggiate ai terminali di stringa con connettori IP65 (cavo tipo **TECSUN PV1-F 6 mm²**);

Cablaggio generatore fotovoltaico - quadri di parallelo e sezionamento stringhe: cavi in posa libera fissata alle strutture di sostegno protette dalla sagoma della carpenteria, o in posa intubata in PVC corrugato (cavo tipo **TECSUN PV1-F 6 mm²**);

Cablaggio quadri di sezionamento stringhe - Inverter: cavi in posa intubata in PVC corrugato (cavo tipo **H1Z2Z2-K 2x(1x120) mm²**).

Sezione in corrente alternata

La sezione in corrente alternata AC tra inverter, trasformatore e quadri BT e MT sarà realizzata in fabbrica sullo Power Skid. Con la seguente tipologia:

Cablaggio inverter - Trasformatore: cavi in posa libera entro vasca in aria (cavo tipo **FG16R** con composizione e sezioni come da Schema Unifilare);

Cablaggio Trasformatore Quadro Media Tensione: cavi in posa libera nella parte inferiore dello Power Skid (cavo tipo **ARE4H5EX** con composizione e sezioni come da Schema Unifilare);

6.10 SISTEMA DI TERRA (MISURE DI PROTEZIONE CONTRO I CONTATTI DIRETTI E INDIRETTI)

Il sistema di distribuzione della sezione in corrente continua sarà del tipo IT (flottante senza punti a terra) con protezione da primo guasto con relè di isolamento elettrico, mentre la distribuzione in alternata sarà del tipo TN-S.

La rete principale di terra è composta da 2 reti di terra collegate tra loro:

- Rete di terra del generatore fotovoltaico costituita da varie sbarre di rame unite da cavi nudi di rame di 35 mm² di sezione ai quali di collega la struttura metallica e le cassette di parallelo;
- Rete di terra dei Power Skid (inverter e centro di trasformazione) costituita da anelli di terra situati sotto ciascuna platea, ognuno formato da sbarre di rame unite da un cavo nudo di 50 mm² di sezione.

La protezione contro i contatti diretti è assicurata dalla scelta di moduli fotovoltaici in classe II certificata (senza messa a terra della cornice), dai cablaggi con cavi in doppio isolamento (isolamento delle parti attive) e dall'utilizzo di involucri e barriere secondo la normativa vigente.

6.11 SISTEMA DI MONITORAGGIO DELLE PRESTAZIONI

Il sistema di monitoraggio consisterà in un hardware ed un software in grado di monitorare e registrare le variabili fisiche ed elettriche principali durante l'esercizio dell'impianto e di inviare i dati dall'impianto ad un server web da cui sono gestiti e memorizzati. Tutte le informazioni di operazione potranno essere consultate sia nei valori istantanei che negli storici valutando l'evoluzione delle variabili (giorno, mese, anno, ecc.). Il sistema sarà corredato di tutti gli allarmi necessari alla visibilità totale dell'impianto ai tecnici preposti alla sorveglianza, per un intervento manutentivo in caso di anomalia di funzionamento in tempi molto veloci, spesso ancor prima che si verifichi un guasto.

Attraverso un sistema di gestione locale e remoto, è possibile conoscere e gestire in tempo reale, dalla Centrale di Controllo, l'andamento delle:

- Variabili ambientali (temperatura, intensità del vento);



- Variabili di funzionamento (potenza erogata, energia prodotta, tensioni, correnti, temperatura dei moduli ecc.).

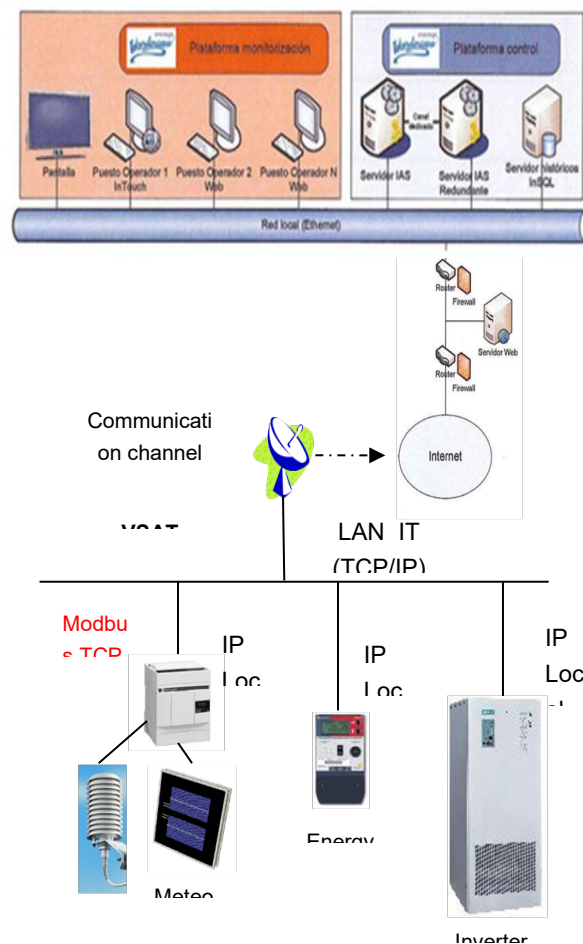
Il sistema permette la consultazione in tempo reale (tramite una password) e da qualsiasi luogo, mediante l'accesso web attraverso un normale PC.

Il sistema di monitoraggio sarà composto dai seguenti componenti principali:

- Stazione di supervisione remota che consentirà di:
 - o Evidenziare eventuali allarmi dalla stazione locale collegata;
 - o Monitorare e comandare la stazione locale, collegata tramite linea dedicata;
 - o Elaborazione dei dati di esercizio e report di prestazione annuale.
- Accesso Web del Cliente per le stesse operazioni di cui al punto precedente

Le pagine video del software operativo generate sulle stazioni (locale e remota) riporteranno:

- Layout disposizione moduli ed apparecchiature del campo fotovoltaico;
- Stato dei dispositivi di comando e protezione;
- Stato e dati di produzione dei singoli gruppi di conversione;
- Dati di produzione istantanea del generatore fotovoltaico;
- Macro trend di produzione (giornaliera, mensile);
- Allarmi o anomalie di funzionamento;
- Storico degli allarmi.



6.12 SISTEMA DI VIDEOSORVEGLIANZA

Gli elementi che compongono il sistema di videosorveglianza proposto saranno i seguenti:

- Sottosistema di controllo antintrusione: protezione perimetrale con barriera ad infrarossi;
- Sottosistema di controllo a circuito chiuso televisivo;
- Sottosistema di comunicazione.

La protezione del sistema di videosorveglianza consisterà nell'installazione di un sistema antintrusione di tipo perimetrale con barriera a raggi infrarossi combinato con telecamere sorvegliate reciprocamente a circuito chiuso in modo da verificare visivamente lo stato della barriera ad infrarossi.

Il sistema antintrusione permetterà la gestione degli allarmi e la attivazione dei dispositivi sia localmente che da remoto.

I dissuasori addizionali saranno sonori con sirene ad alta potenza dotate di lampade a luce flash.

6.13 SISTEMI ANTINCENDIO

Sono previsti sistemi ad estintore su ogni Power Skid presente e alcuni estintori aggiuntivi per eventuali focolai lontani dagli Skid (sterpaglia, erba secca, ecc.).

6.14 IMPIANTO DI ILLUMINAZIONE

L'impianto di illuminazione dovrà essere dimensionato per coprire l'intera area interna alla recinzione di ogni lotto.

L'impianto di illuminazione notturna sarà realizzato con piccole strutture di sostegno con corpi illuminanti a bassa intensità e rivolti verso il basso, con il divieto di realizzare grandi strutture e interferenze visive in genere.

Al fine di contenere l'inquinamento luminoso, sarà necessario che l'impianto di illuminazione sia dotato di un sistema di accensione da attivarsi solo in caso di allarme intrusione.

6.15 RECINZIONI PERIMETRALI

I cinque lotti di impianto saranno dotati ognuno di recinzione perimetrale realizzata, con la seguente tipologia:

- pannelli a rete metallica, fissati a montanti direttamente infissi nel terreno oppure ancorati a strutture puntuali (plintino 30x30 cm) in cls, di altezza totale fuori terra di circa 2,50 m.

Il cancello di ingresso sarà realizzato in acciaio zincato, sorretto da pilastri in scatolare metallico. Le dimensioni saranno tali da permettere un agevole ingresso dei mezzi pesanti impiegati in fase di realizzazione e manutenzione.

Il cancello di ingresso sarà posizionato in maniera da agevolare l'ingresso dei mezzi all'area di impianto.



7. VALUTAZIONE DELLA PRODUCIBILITA'

È stata eseguita una stima della producibilità, utilizzando un software di simulazione specifico attraverso la quale troviamo il valore della producibilità elettrica annua per ogni kWp e la produzione totale annua dell'impianto.

Latitudine/Longitudine	Latitudine: 45.545489°; Longitudine: 8.525165°
Database solare	ENEA (94-99)
Tecnologia FV	Silicio mono-cristallino
Perdite di sistema generatore e gruppo di conversione	20 %
Produzione annuale FV [kWh/kW] sistema Tracker (slope 0°)	1656,86 kWh
Produzione Annuale totale dell'impianto	71,2 GWh

7.1 DIMENSIONAMENTO DEL SISTEMA

Le tavole allegate riportano la planimetria e lo schema elettrico generale dell'impianto fotovoltaico da cui si evidenziano le principali funzioni svolte dai vari sottosistemi e apparecchiature che compongono l'impianto stesso.

Con riferimento all'area disponibile del sito individuato, l'impianto è dimensionato in modo tale da costituire un impianto fotovoltaico della potenza totale di 43.123,00 kWp.

Le stringhe sono costituite da moduli connessi in serie in modo da non superare una tensione a vuoto di 1500 Vdc anche in condizioni di basse temperature (il calcolo è stato fatto per una temperatura minima di -5°C).

In ciascun lotto le stringhe saranno realizzate collegando in serie 24 moduli e collegate al quadro di parallelo stringhe prima di essere collegate all'inverter centralizzato del relativo Skid.

I valori minimi e massimi della tensione di uscita del generatore fotovoltaico nelle condizioni operative limite previste (-5° C/37° C) sono compatibili con il range di funzionamento dell'inverter che assicura l'inseguimento della massima potenza.

Analogamente, la corrente massima di parallelo delle stringhe è inferiore alla corrente massima tollerata in ingresso dall'inverter.

Una esigenza tecnica è rappresentata dalla ricerca del miglior accoppiamento possibile tra i livelli di tensione del generatore fotovoltaico con quelli del convertitore cc/ca, per il quale si registra un aumento dell'efficienza al diminuire del rapporto tra tensione di ingresso ed uscita. Si osserva, innanzitutto, che quanto più alta è la tensione di lavoro, tanto minori risultano essere, a parità di potenza, le correnti in gioco nel circuito, determinando minori perdite elettriche.



8. CALCOLI E VERIFICHE DI PROGETTO DEL GENERATORE

8.1 VARIAZIONE DELLA TENSIONE CON LA TEMPERATURA PER LA SEZIONE C.C.

Occorre verificare che in corrispondenza dei valori minimi di temperatura esterna e dei valori massimi di temperatura raggiungibili dai moduli fotovoltaici risultino verificate tutte le seguenti disuguaglianze:

$$V_{m \min} \geq V_{invMPPT \min}$$

$$V_{m \max} \leq V_{inv MPPT \max}$$

$$V_{oc \max} < V_{inv \max}$$

dove:

V_m = tensione alla massima potenza, delle stringhe fotovoltaiche

$V_{inv MPPT \min}$ = tensione minima ammissibile dall'inverter per la ricerca del punto di massima potenza;

$V_{invMPPT \max}$ = tensione massima ammissibile dall'inverter per la ricerca del punto di massima potenza;

V_{oc} = tensione a vuoto delle stringhe fotovoltaiche;

$V_{inv \max}$ = tensione massima in corrente continua ammissibile ai morsetti dell'inverter;



9. VERIFICHE E COLLAUDO

9.1 CERTIFICAZIONE

A seguito della realizzazione dell'impianto l'installatore dovrà rilasciare un certificato di collaudo ai fini del rilascio della dichiarazione di conformità ai sensi del DM 37/08.

9.2 COLLAUDO

Al termine delle installazioni saranno eseguite a cura dell'installatore tutte le prove di collaudo tecnico-funzionale necessarie per assicurare la conformità delle opere alla progettazione esecutiva, la qualità della stesse ed il loro corretto funzionamento.

L'impianto fotovoltaico e i relativi componenti saranno realizzati nel rispetto delle norme tecniche vigenti e ai sensi di quanto previsto dalle Norme CEI 82-25 e DM 37/08;

I moduli fotovoltaici saranno provati e verificati da laboratori accreditati, per le specifiche prove necessarie alla verifica dei moduli, in conformità alla norma UNI CEI EN ISO/IEC 17025. Tali laboratori sono accreditati EA (European Accreditation Agreement) o hanno stabilito con EA accordi di mutuo riconoscimento.

Gli impianti fotovoltaici saranno realizzati con componenti che assicurino l'osservanza delle due seguenti condizioni:

a) $P_{cc} > 0,85 * P_{nom} * I/I_{stc}$

dove:

- P_{cc} è la potenza in corrente continua misurata all'uscita del generatore fotovoltaico, con precisione migliore del $\pm 2\%$;

- P_{nom} e' la potenza nominale del generatore fotovoltaico;

- I è l'irraggiamento [W/m^2] misurato sul piano dei moduli, con precisione migliore del $\pm 3\%$;

- I_{stc} , pari a $1000 W/m^2$, e' l'irraggiamento in condizioni di prova standard;

Tale condizione è stata verificata per $I > 600 W/m^2$.

b) $P_{ca} > 0,9 * P_{cc}$

dove:

P_{ca} e' la potenza attiva in corrente alternata misurata all'uscita del gruppo di conversione della corrente generata dai moduli fotovoltaici continua in corrente alternata, con precisione migliore del 2% .

La misura della potenza P_{cc} e della potenza P_{ca} deve essere effettuata in condizioni di irraggiamento (I) sul piano dei moduli superiore a $600 W/m^2$.

Verranno effettuate esami a vista, verifica di tensioni e correnti di stringa, misura dell'isolamento dei circuiti e verifica dei collegamenti equipotenziali Tutte le prove di collaudo eseguite sul campo saranno eseguite in contraddittorio con il Committente o un suo rappresentante (Direzione lavori o Collaudatore).

Per tutte le altre forniture saranno eseguite le prove richieste dalla normativa tecnica.

Di tutte le prove eseguite, sia in fabbrica che in sito, l'installatore consegnerà al committente appositi verbali di collaudo.

9.3 VERIFICHE DELL'IMPIANTO DI TERRA

L'impianto di terra sarà verificato mediante esami a vista e prove prima della messa in servizio dell'impianto. Pertanto, sarà effettuata la verifica dell'impianto di terra con la produzione della Dichiarazione di Conformità rilasciata dall'installatore della messa in servizio dell'impianto per consegnare copia al Committente.

Le modalità di prova dell'efficienza dell'impianto di terra saranno effettuate con le seguenti verifiche:

- continuità elettrica dell'impianto di terra al partire dal dispersore fino alle masse e masse estranee collegate;



- isolamento dei circuiti elettrici dalle masse;

Le misure saranno effettuate, per quanto possibile, con l'impianto nelle ordinarie condizioni di funzionamento.

9.4 VERIFICHE DEI SISTEMI DI MISURE

Come condizione preliminare all'attivazione dell'impianto, il sistema di misura sarà sottoposto a verifica di prima posa da parte del responsabile dell'installazione e manutenzione dello stesso. Inoltre si verificherà la teleleggibilità dei dati di misura del contatore da parte del sistema centrale di telelettura.

9.5 DOCUMENTAZIONE DA PRODURRE

Dovranno essere emessi e rilasciati dall'installatore i seguenti documenti:

- manuale di uso e manutenzione, inclusivo della pianificazione consigliata degli interventi di manutenzione;
- dichiarazione attestante le verifiche effettuate e il relativo esito;
- dichiarazione di conformità ai sensi del D.M. 37/08 (ex legge 46/90, articolo 1, lettera a);
- certificazione rilasciata da un laboratorio accreditato circa la conformità alla norma CEI EN 61215, per moduli al silicio cristallino;
- certificati di garanzia relativi alle apparecchiature installate;
- garanzia sull'intero impianto e sulle relative prestazioni di funzionamento.

La ditta installatrice, oltre ad eseguire scrupolosamente quanto indicato nel presente progetto, dovrà eseguire tutti i lavori nel rispetto della REGOLA DELL'ARTE

