

# REGIONE PIEMONTE

Provincia di Biella  
Comune di Masserano

## **FATTORIA SOLARE DEL PRINCIPE** Provvedimento Autorizzativo Unico Regionale FER - SVILUPPO FOTOVOLTAICO

COORDINAMENTO GENERALE



REN SOLAR ONE SRL  
P.IVA 09897240967

PROGETTISTA



Arch. Luca Menci  
mail: [lucamenci@studiomenci.com](mailto:lucamenci@studiomenci.com)

PROPONENTE



Salita Santa Caterina 2/1 - 16123 Genova  
mail: [ren190@pec.it](mailto:ren190@pec.it)  
P.IVA: 02686880994

TITOLO ELABORATO

### **Relazione tecnica - illustrativa Mas**

ELABORATO  
3.1

PARAGRAFO  
3 - Descrizione dell'opera

DATA  
17/07/2021

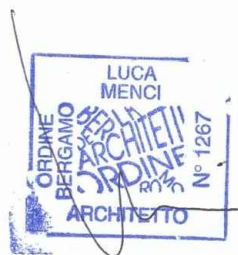
CODICE ELABORATO  
MR-3.1-MAS-DO-0

REDATTO DA  
Pietro Mazzarella

APPROVATO DA  
Luca Menci

TIMBRI E FIRME

Progettista



Consulenza Ambientale



Proponente

REN.190 S.r.l.,  
Marco Tassara  
(Firmato digitalmente)

**INDICE**

1	PREMESSa.....	1
2	SCOPO DEL DOCUMENTO .....	1
2.1	LOCALIZZAZIONE .....	2
2.2	L'IMPIANTO FOTOVOLTAICO .....	4
2.3	TERMINOLOGIA.....	7
3	PROGETTAZIONE DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO.....	8
3.1	ARCHITETTURA GENERALE DELL'IMPIANTO .....	8
3.2	CONFIGURAZIONE DEL GENERATORE FOTOVOLTAICO .....	8
3.3	NORMATIVA DI RIFERIMENTO .....	9
3.4	DATI TECNICI DI PROGETTO .....	10
3.5	ANALISI DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO .....	11
4	SPECIFICHE TECNICHE DEI COMPONENTI .....	12
4.1	MODULI FOTOVOLTAICI .....	12
4.2	GRUPPO DI CONVERSIONE – INVERTER .....	14
4.3	DISPOSITIVI DI PROTEZIONE SUL COLLEGAMENTO ALLA RETE ELETTRICA.....	23
4.3.1	DISPOSITIVO DEL GENERATORE.....	23
4.3.2	DISPOSITIVO DI INTERFACCIA.....	23
4.3.3	DISPOSITIVO GENERALE .....	23
4.4	OPERE CIVILI .....	23
4.4.1	CAVIDOTTI.....	23
4.4.2	RETE ELETTRICA DI TRASMISSIONE BT CC E CA .....	24
4.4.3	RETE DI MT .....	24
4.4.4	CAVI ELETTRICI E DI CABLAGGIO.....	24
4.4.5	RECINZIONE, PARCHEGGI, AREE DI CANTIERE, ZONE DI TRANSITO .....	25
4.4.6	STRUTTURE DI SUPPORTO (TRACKER).....	25
4.4.7	CABINE PREFABBRICATE .....	25
4.5	SICUREZZA DELL'IMPIANTO.....	26
4.5.1	PROTEZIONE DA CORTI CIRCUITI SUL LATO CC DELL'IMPIANTO .....	26
4.5.2	PROTEZIONE DA CONTATTI ACCIDENTALI LATO CC .....	26
4.5.3	PROTEZIONE DALLE FULMINAZIONI .....	27
4.5.4	SICUREZZE SUL LATO CA DELL'IMPIANTO .....	27
4.5.5	PREVENZIONE FUNZIONAMENTO IN ISOLA .....	27
4.5.6	DISPOSITIVI DI PROTEZIONE SUL COLLEGAMENTO ALLA RETE ELETTRICA .....	27
4.5.7	ANTINCENDIO, ANTINTRUSIONE, SORVEGLIANZA ED ILLUMINAZIONE .....	27

4.5.8	SISTEMA DI CONTROLLO e monitoraggio .....	28
5	INDICAZIONE DELLA PRODUTTIVITÀ E DELLE EMISSIONI DI CO <sub>2</sub> EVITATE .....	29
6	OPERE DI MITIGAZIONE PAESAGGISTICO-AMBIENTALE .....	39
6.1	SIEPE ARBUSTIVA PERIMETRALE ALL'IMPIANTO .....	39
6.2	SIEPI ARBOREO-ARBUSTIVE DI CONNESSIONE ECOLOGICA .....	40
6.3	AREE PRATIVE ALL'INTERNO DELL'IMPIANTO .....	41
6.4	SPECIFICHE TECNICHE PER LA REALIZZAZIONE DELLE OPERE A VERDE .....	42
6.5	SPECIFICHE TECNICHE PER LA MANUTENZIONE DELLE OPERE A VERDE .....	43
7	MANUTENZIONE E GARANZIE.....	44

## 1 PREMESSA

La proponente REN 190 S.r.l. nasce come società di scopo della controllante Renergetica SpA, società operativa da oltre dieci anni nel mondo delle FER e specializzata nello sviluppo di impianti a fonte rinnovabile e di soluzioni per l'integrazione e il controllo delle reti ibride.

Dal 2011 Renergetica opera a livello internazionale: a partire dal 2014 apre proprie filiali in Chile (Renergetica Chile S.p.A.), Colombia (Renergetica LATAM Corp.) e Stati Uniti (Renergetica USA Corp.) e a partire dall'agosto 2018, con la quotazione all'Aim di Borsa Italiana, conferma il proprio ruolo primario nel campo della green economy, entrando in una nuova fase di espansione, sia nazionale sia internazionale, ed esportando il proprio modello di sviluppo in quei paesi che credono in un futuro sostenibile fondato sulle energie rinnovabili.

Ogni azione dell'azienda è caratterizzata dal forte impegno per lo sviluppo sostenibile: valorizzare le persone, contribuire allo sviluppo e al benessere delle comunità nelle quali opera, rispettare l'ambiente, perseguire l'efficienza energetica e l'innovazione tecnologica quali strumenti di un modello di business che contribuisce a mitigare i rischi del cambiamento climatico.

## 2 SCOPO DEL DOCUMENTO

Questa relazione ha lo scopo di fornire una descrizione tecnica-illustrativa generale di progetto per la realizzazione di un impianto di generazione elettrica con utilizzo della fonte rinnovabile solare attraverso la conversione fotovoltaica.

Il progetto definitivo prevede la realizzazione di un impianto fotovoltaico della potenza di **32.545,00 kWp in corrente continua e 29.440,00 kVA in corrente alternata** da installarsi su un'area a forte connotazione agricola nei pressi del Comune di Masserano (BI).

L'applicazione della tecnologia fotovoltaica consente:

- la produzione di energia elettrica senza emissione di alcuna sostanza inquinante;
- il risparmio di combustibile fossile;
- nessun inquinamento acustico;
- disponibilità dell'energia anche in località disagiate o lontane dalle grandi dorsali elettriche.

Al fine di ottenere i massimi vantaggi possibili, sia in termini economici che di impatto ambientale, gli impianti sono progettati per essere realizzati con materiali di eccellente qualità, in grado di ottenere elevate prestazioni, minimi ingombri, riciclabilità dei componenti, durata illimitata, bassi costi di gestione e manutenzione. In quest'ottica i moduli da utilizzare saranno in silicio monocristallino ad alta efficienza, le strutture di sostegno in materiale resiliente nel tempo e, inoltre, gli impianti dovranno essere divisi in più sottocampi, associati a più gruppi di conversione in modo tale da permettere un buon equilibrio tra ingombri, efficienza, continuità del servizio e possibilità di monitoraggio delle singole parti dell'impianto.

I vantaggi dei sistemi fotovoltaici sono: la modularità, le esigenze di manutenzione ridotte (dovute all'assenza di parti in movimento o alla semplicità di esse), la semplicità d'utilizzo, e un impatto ambientale estremamente basso.

L'unico vero impatto ambientale durante la fase di esercizio, è rappresentato dall'occupazione di superficie.

Gli impianti fotovoltaici sono inoltre esenti da vibrazioni ed emissioni sonore e se ben integrati, non deturpano l'ambiente ma consentono di riutilizzare e recuperare superfici e spazi altrimenti inutilizzati.

Il progetto si inserisce nel quadro degli interventi finalizzati alla riduzione dell'inquinamento atmosferico e al risparmio energetico.

Dalla realizzazione del progetto deriveranno benefici di tipo energetico, ambientale e socio-economico, così brevemente riassunti:

- miglioramento della situazione ambientale;
- abbattimento delle emissioni inquinanti e risparmio di combustibili fossili;
- bassi costi di esercizio e manutenzione;
- nessun inquinamento acustico;
- miglioramento dell'efficienza economica attraverso il contenimento dei costi energetici, per il tempo di vita dell'impianto, stimato in 30 anni;
- possibilità di sviluppo di impiego nel settore degli installatori e manutentori a scala locale.

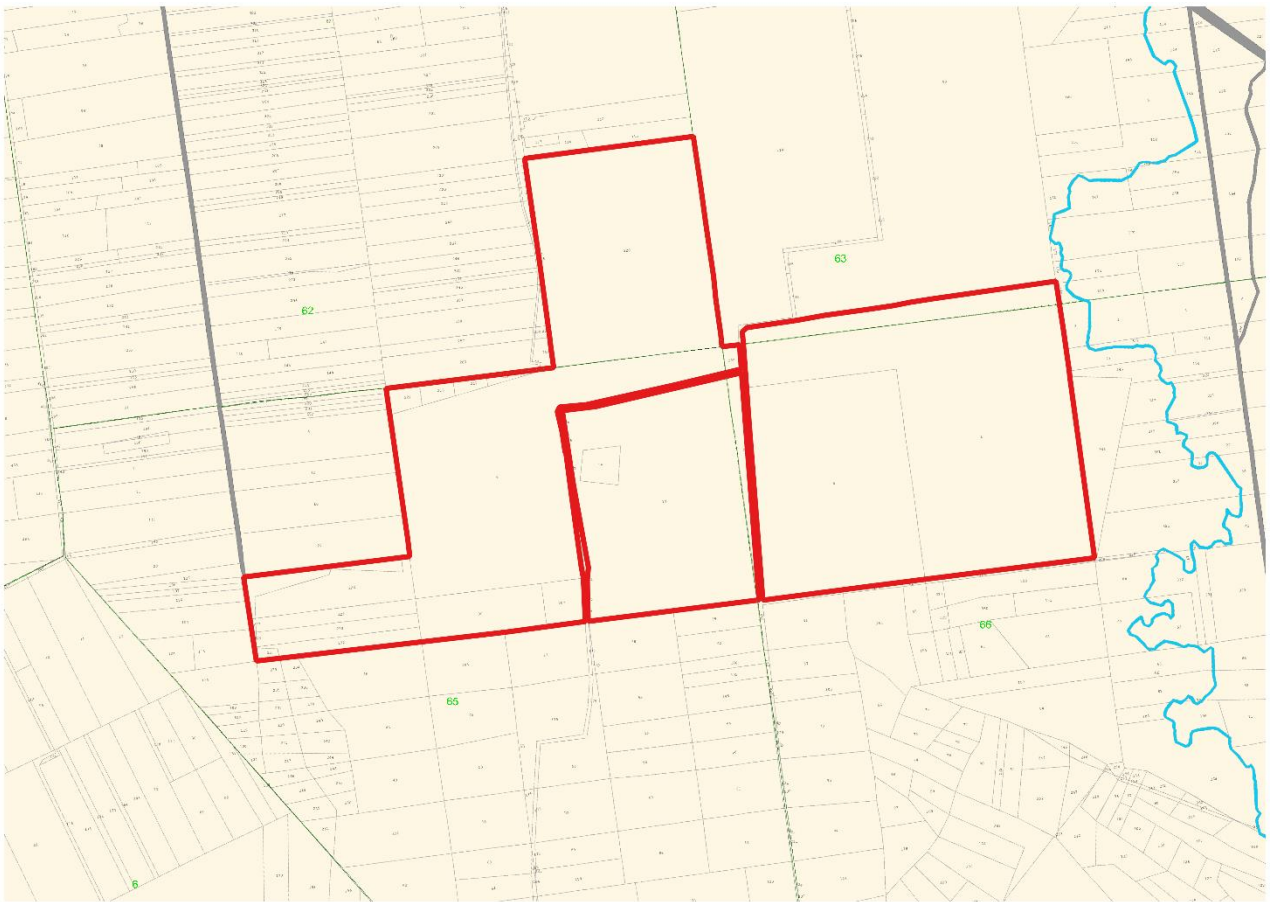
## 2.1 LOCALIZZAZIONE

Il sito scelto per la realizzazione dell'impianto fotovoltaico si trova nel comune di Masserano (BI). Le coordinate geografiche sono le seguenti:

- Latitudine: 45°32'41.52"N
- Longitudine: 8°15'34.85"E
- Altitudine 233 m s.l.m.

Il sito dell'Area è censito presso il catasto terreni del comune di Masserano:

- Foglio 62, Particelle 120;
- Foglio 63, Particelle 88; 118;
- Foglio 65, Particelle 6; 10; 19; 215; 217; 219; 221; 223; 24; 27; 28; 29; 107; 30; 182;
- Foglio 66, Particelle 1; 8; 200; 203.



Planimetria catastale

Le opere impiantistiche si inseriscono all'interno di aree agricole, nello specifico in aree a risaia e in aree a incolto produttivo.

Il Comune di Masserano (2027 abitanti, al 31/12/2019), si trova in Piemonte ed ha come localizzazione amministrativa la Provincia di Biella, e dista circa 23 chilometri dal capoluogo.

Il territorio comunale si estende tra i comuni di Brusnengo (BI), Buronzo (VC), Casapinta (BI), Castelletto Cervo (BI), Curino (BI), Lessona (BI), Rovasenda (VC), per una superficie di 27,07 km<sup>2</sup> con una densità abitativa di 74,87 abitanti per chilometro quadrato.

Masserano ha una frazione, denominata San Giacomo del Bosco

Le strade che attraversano il territorio di Masserano sono: la SP142 "Del Biellese"; la SP142 var., la SP233 "Masserano-Brusnengo"; la SP315 "Torino-Svizzera"; la SP317 "San Giacomo-Rovasenda". Nel territorio comunale non sono presenti reti ferroviarie. La rete di mobilità è interamente strutturata sul trasporto su gomma, sia in riferimento alle persone che alle merci.

La porzione settentrionale collinare risulta limitata ad Ovest della valle del Rio Osterla, mentre verso oriente il limite è il corso del torrente Bisingana. Per quanto riguarda la porzione meridionale del territorio, pianeggiante e sviluppatasi a Sud-Est dell'abitato di San Giacomo del Bosco, essa è fisicamente definita ad Ovest dal corso del Torrente Ostola, mentre nelle altre direzioni non vi è soluzione di continuità con l'ambiente baraggivo dei comuni contermini.

Sotto l'aspetto altitudinale il territorio comunale è compreso tra i 213 m al confine meridionale con il comune di Buronzo e i 451 m della culminazione del rilievo della Madonna degli Angeli a settentrione.

Il territorio comunale è attraversato da corsi d'acqua che hanno prevalente sviluppo da Nord verso Sud, tutti compresi nel bacino del Torrente Cervo. Il maggiore è dato dal Torrente Ostola la cui valle taglia la parte centrale del settore collinare ed a cui confluiscono in particolare in sinistra il Torrente Bisignana e in destra il rio Osterla. La parte più orientale della piana baraggiva è invece attraversata dal torrente Guarabione, che ha origine poco a monte.

L'area di progetto interferisce con la fascia di tutela paesaggistica del Rio Triogna, ad Ovest e del Rio Guarabione ad Est.

Il territorio comunale di Masserano ricade nelle seguenti aree naturali protette: ZSC/SIC IT1120004 BARAGGIA DI ROVASENDA; RISERVA NATURALE DELLE BARAGGE; SIR IT1130008 RIVE ROSSE BIELLESI.

Inoltre, parte del territorio comunale ricade nel vincolo Galassino denominato AREE DELLA BARAGGIA VERCELLESE.

L'area di progetto ricade: in parte (nelle porzioni Est e Ovest), nella ZSC/SIC IT1120004 denominata BARAGGIA DI ROVASENDA; in parte (nelle porzioni Est e Ovest), nella RISERVA NATURALE DELLE BARAGGE; completamente nel c.d. "Galassino" denominato "Aree della Baraggia Vercellese".

Nel territorio comunale è presente un corridoio mammiferi, dal quale si terrà una fascia di rispetto discrezionale pari a 25 m. Il progetto dell'impianto fotovoltaico a terra rispetterà tutti gli habitat naturali presenti nel territorio comunale. Sarà infatti mantenuta una fascia di rispetto discrezionale di 20 m dalla ZSC/SIC.

Il territorio comunale è costituito da un cospicuo indice di boscosità che si riscontra soprattutto con la presenza di copertura forestale sul versante collinare, prevalentemente costituita da robinieti, quercu-carpinieti, querceti di rovere e Castagneti. Alcune porzioni d'area interferiscono con tali aree boscate.

Le energie rinnovabili sono un settore in forte sviluppo, oltre che una grande opportunità di crescita. Tali energie rispondono al crescente fabbisogno di energia pulita, contribuendo in modo concreto alle dinamiche evolutive delle fonti disponibili.

## 2.2 L'IMPIANTO FOTOVOLTAICO

L'impianto, denominato "Fattoria solare del Principe" sarà di tipo montato a terra, connesso alla rete (grid-connected) in modalità trifase in alta tensione (AT) e avrà una superficie di 39,77 ha e sarà composto da **56600** moduli fotovoltaici da 575 Wp per una potenza totale prevista di **32.545,00 kWp** in corrente continua.

L'impianto sarà facilmente raggiungibile dalla SP317 e dalla strada interpodereale ad essa collegata.

Per quanto riguarda invece l'area interna dell'impianto e la relativa viabilità, si fa riferimento alla tavola 3.16 – "Planimetria e particolare viabilità interna al campo e accessi Mas".

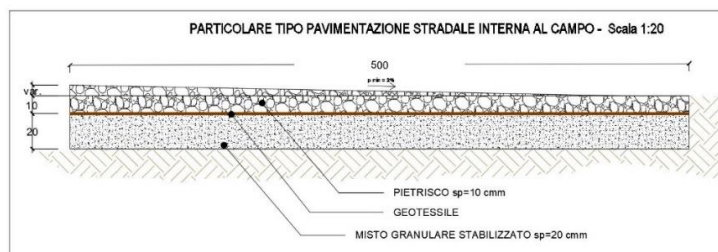
Si tratta di un impianto ad inseguimento mono-assiale a singola fila di moduli bifacciali (1 Portrait) disposti orizzontalmente con asse di rotazione dell'inseguitore orientato Nord - Sud.

L'area dell'impianto sarà delimitata da una recinzione perimetrale costituita da rete a maglia sciolta a maglie rettangolari sorretta da pali infissi a terra per un'altezza massima di circa 2 m. La distanza tra i vari pali sarà di circa 2 m.

Le recinzioni oltre alla funzione di sicurezza del campo fotovoltaico, saranno progettate anche per consentire il passaggio della piccola fauna del limitrofo "corridoio dei mammiferi" segnalato dalla Rete Ecologica Regionale del Piemonte, evitando anche le possibili intrusioni e ipotetici danni da fauna di media e grossa taglia. Per questo motivo la recinzione sarà posta a 20cm dal piano campagna lungo tutta la sua lunghezza.

Per i dettagli vedere la tavola 6.9 – "Particolari costruttivi recinzioni e cancelli Mas" e la tavola 7.4 – "Particolari opere passaggio fauna Mas".

L'accesso al parco fotovoltaico sarà consentito attraverso 7 ingressi in cui saranno collocati cancelli carrabili aventi larghezza pari a 5 m. Ogni ingresso sarà segnalato adeguatamente mediante cartellonistica dedicata visibile dalle strade principali di accesso al campo. Per consentire la movimentazione degli automezzi all'interno del parco fotovoltaico saranno realizzate delle strade interne aventi una larghezza pari a 5 m. Tali strade presenteranno una sezione di circa 30cm, con 10 cm di pietrisco, uno strato di tessuto non tessuto (geotessile) e 20 cm di materiale misto granulare stabilizzato. Si riporta di seguito un esempio tipo.



Particolare tipo di pavimentazione

All'interno del campo sono presenti dei canali artificiali che preserveremo con le relative fasce di rispetto. Lungo il perimetro del campo saranno installati il sistema di illuminazione e il sistema di telesorveglianza, utili per la gestione della sicurezza del campo.

Per i dettagli vedere paragrafo 3.5.7 – “ANTINCENDIO, ANTINTRUSIONE, SORVEGLIANZA ED ILLUMINAZIONE” e la tavola 3.18 – “Planimetria e particolare illuminazione e telesorveglianza Mas”.

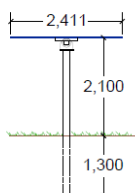
I moduli fotovoltaici saranno del tipo silicio monocristallino della Jinko Solar mod. TIGER PRO BIFACIAL MODULE TILING RIBBON (TR) JKM575M-7RL4-TV, con una vita utile stimata di oltre 25 anni e con una degradazione della produzione dovuta ad invecchiamento dello 0,45% annuo circa (ad eccezione del primo anno dove la degradazione si attesta al 2%). Il modulo ha dimensioni pari a 2411x1134 mm e cornice di 35 mm.

Per garantire una maggiore producibilità dell'impianto si è scelto di utilizzare dei moduli bifacciali in quanto essi, presentando celle attive sia frontalmente che posteriormente, sono in grado di sfruttare anche la luce incidente sulla sua parte posteriore.

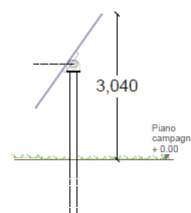
Per maggiori dettagli vedere la tavola 6.3 – “Particolari costruttivi moduli Mas”.

Una stringa sarà costituita da 25 moduli fotovoltaici. Questo valore è ottenuto a seguito del dimensionamento elettrico come descritto nel paragrafo 3.2 – “CONFIGURAZIONE DEL GENERATORE FOTOVOLTAICO”, e verrà posta in senso orizzontale in un'unica fila sulla struttura ad inseguimento (tracker), la cui altezza è di 3,040 m nel punto di massima inclinazione (55°) e di 2,100 m quando l'inclinazione è nulla (0°). Quest'ultimo sarà del tipo SunHunter 18AB della Comal Impianti S.r.l. e si riporta di seguito una loro vista trasversale.

POSIZIONE + 0°

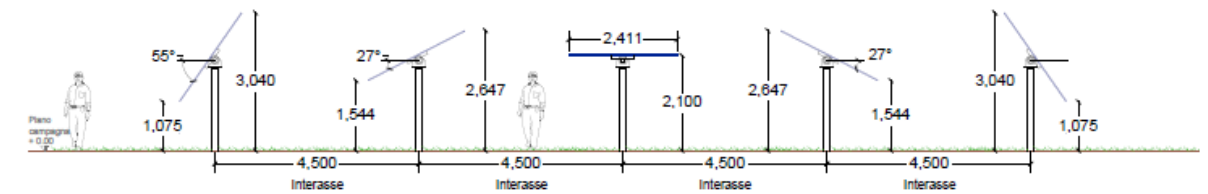


POSIZIONE + 55°  
(inclinazione massima)





## VISTA TRASVERSALE IN CAMPO E POSIZIONI TRACKER



Sezione Tracker, dimensioni in metri

Per maggiori dettagli vedere la tavola 6.1 – “Particolari costruttivi tracker Mas”.

Il tracker sarà costituito da travi scatolate a sezione quadrata, sorretti da pali con profilo a Z ed incernierate nella parte centrale dell'inseguitore al gruppo di riduzione/motore; i supporti dei moduli saranno ancorati alle travi, con profilo omega e zeta. I moduli verranno fissati con bulloni e almeno uno di essi sarà dotato di un dado antifurto. La struttura sarà infissa a terra mediante battitura e sarà perfettamente removibile una volta terminata la “vita” dell'impianto, senza comportare cambiamenti rispetto allo stato ante-operam. L'interasse (Pitch) tra le file di pannelli sarà di **4,50 m**, con lo scopo di evitare l'auto-ombreggiamento dei pannelli stessi e, al tempo stesso, di consentire il passaggio di mezzi necessari alla manutenzione ordinaria e straordinaria del campo fotovoltaico.

Il piano dei moduli sarà inclinato rispetto all'orizzontale di un angolo variabile tra 0 e 55°, per permettere l'inseguimento solare da Est a Ovest. L'orientamento azimutale sarà 0° rispetto al Sud.

I moduli fotovoltaici saranno collegati tramite cavi del tipo H1Z2Z2-K (1500 V cc) fino ad arrivare ai quadri di stringa e da questi ultimi alle 8 Power Station containerizzate, di dimensioni complessive 6,056x2,437x2,895 m, nelle quali saranno integrati gli inverter centralizzati SMA UP, i trasformatori BT/MT e le apparecchiature in MT.

Gli inverter utilizzati saranno idonei al trasferimento della potenza dal campo fotovoltaico alla SSE utente MT/AT e da essa alla rete Terna, in conformità ai requisiti normativi tecnici e di sicurezza applicabili.

Le Power Station saranno collegate alla cabina utente che sarà, così come la cabina di controllo (control room), di tipo prefabbricato e trasportata su camion in un unico blocco già assemblata e scaricata nel punto scelto per l'installazione in corrispondenza dei basamenti in calcestruzzo. Le cabine saranno dotate di apparecchiature elettromeccaniche, cablate ed assemblate in fabbrica. La cabina prefabbricata sarà realizzata con conglomerato cementizio armato, avente classe C20/25 kg/cm<sup>2</sup> additivato con superfluidificanti ed impermeabilizzanti, tali da garantire un'adeguata protezione contro le infiltrazioni d'acqua per capillarità. L'ossatura della cabina sarà costituita da una armatura metallica in rete elettrosaldata e ferro nervato, ad aderenza migliorata, entrambi in B450C maglia 100x100x6 controllato a stabilimento. Tale armatura, unita mediante saldatura, realizzerà una maglia equipotenziale di terra omogenea su tutta la struttura della cabina elettrica (gabbia di Faraday) che collegata all'impianto di terra proteggerà le apparecchiature interne da sovratensioni atmosferiche e limiterà verso valori trascurabili gli effetti delle tensioni di passo e contatto.

Le pareti interne sono tinteggiate al quarzo di colore bianco. Le pareti esterne sono rifinite ad intonaco tradizionale e tinteggiate con pittura ad acqua.

Il colore standard è definito nella scala RAL - F2.

- Pareti interne: RAL 9010 bianco
- Pareti esterne: RAL 6025 verde felce
- Copertura: RAL 7001 grigio argento

Sarà previsto, inoltre, un sistema di accumulo in configurazione lato AC, che permetterà alla corrente elettrica prodotta dal generatore fotovoltaico di essere immagazzinata, per poi essere immessa nella rete elettrica nazionale quando più conveniente e/o necessario.

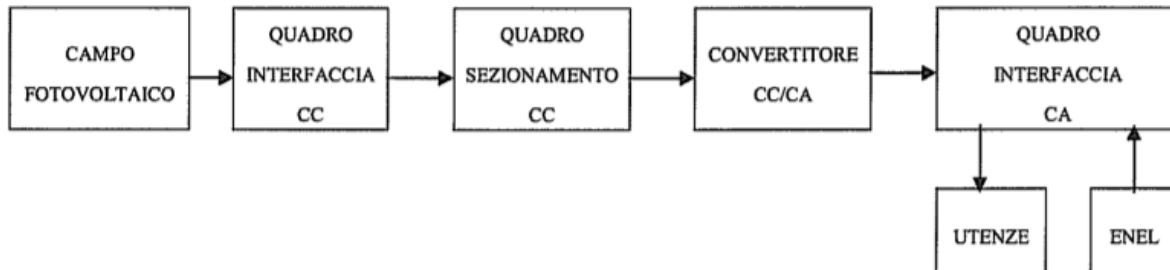
## 2.3 TERMINOLOGIA

- Cella fotovoltaica: dispositivo semiconduttore che genera elettricità quando esposto alla luce solare; è l'unità di base della generazione fotovoltaica;
- Modulo fotovoltaico: assieme di celle fotovoltaiche elettricamente collegate e incapsulate in materiale protettivo e isolante; è la più piccola unità rimpiazzabile in un campo fotovoltaico;
- Tensione a Circuito aperto (Voc): tensione massima prodotta da un dispositivo fotovoltaico;
- Caratteristica corrente - tensione di un modulo: grafico della caratteristica di corrente in funzione della tensione per determinati valori di tensione e radiazione solare;
- MPPT (Maximum Power Point Tracker): circuito elettronico che permette di mantenere il punto di lavoro del campo fotovoltaico nel punto di picco della curva corrente - tensione in qualsiasi condizione di temperatura ed irraggiamento;
- Condizioni standard di funzionamento (STC): temperatura di 25 °C, radiazione solare di 1.000 W/m<sup>2</sup>, distribuzione spettrale della radiazione solare standard (AM = 1,5);
- Potenza di picco: potenza massima erogata da un dispositivo fotovoltaico alle condizioni standard di funzionamento (STC);
- Angolo di Azimut: posizione della superficie rispetto all'asse Nord - Sud; vale 0° se la superficie è rivolta a Sud, -90° se è rivolta ad Est;
- Angolo di Tilt: angolo formato tra la superficie del modulo fotovoltaico e la superficie orizzontale;
- Inseguitore solare (Tracker): dispositivo meccanico-automatico atto ad orientare favorevolmente rispetto ai raggi del Sole un pannello fotovoltaico, aumentando la potenza dell'energia solare captata e dunque la resa effettiva del dispositivo energetico;
- Pitch: Interasse tra gli inseguitori solari;
- Efficienza di conversione di un modulo (espresso in %): rapporto tra la potenza massima del modulo ed il prodotto tra la radiazione solare incidente e la sua superficie;
- Stringa: insieme di moduli fotovoltaici elettricamente connessi alla rete;
- Generatore fotovoltaico: insieme dei moduli fotovoltaici, collegati in serie/parallelo per ottenere la tensione/corrente desiderata;
- Gruppo di conversione: insieme di apparecchiature elettroniche per la conversione della corrente continua, fornita dal generatore fotovoltaico, in corrente alternata;
- Impianto fotovoltaico: sistema di produzione di energia elettrica mediante conversione diretta della luce, cioè della radiazione solare, in elettricità (effetto fotovoltaico); esso è essenzialmente costituito dal generatore fotovoltaico e dal gruppo di conversione;
- Potenza nominale (o massima, o di picco, o di targa) del generatore fotovoltaico: potenza determinata dalla somma delle singole potenze nominali (o massime, o di picco, o di targa) di ciascun modulo fotovoltaico costituente il generatore, misurate nelle condizioni standard di riferimento STC;
- Quadro di consegna: sistema elettrico di interfaccia tra il gruppo di conversione e la rete del distributore;
- Distributore: soggetto che presta il servizio di distribuzione e vendita dell'energia elettrica agli utenti.

### 3 PROGETTAZIONE DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO

#### 3.1 ARCHITETTURA GENERALE DELL'IMPIANTO

Si riporta lo schema a blocchi dell'impianto:



#### 3.2 CONFIGURAZIONE DEL GENERATORE FOTOVOLTAICO

L'impianto oggetto della presente relazione tecnica avrà una potenza nominale di **32.545,00 kWp**, suddiviso in **8** sottocampi. Ogni sottocampo prevederà l'utilizzo di inverter centralizzati del tipo SMA SUNNY CENTRAL UP, le cui taglie varieranno a seconda della potenza in DC del singolo sottocampo. L'impianto sarà quindi suddiviso e struttura come indicato dalla seguente tabella:

Descrizione sottocampo	Potenza di picco [kWp]	Inverter	
		Modello	Potenza [kVA]
Sottocampo 1	3220,000	SMA Sunny Central 3060 UP	3060
Sottocampo 2	4197,500	SMA Sunny Central 4000 UP	4000
Sottocampo 3	4887,500	SMA Sunny Central 4400 UP	4400
Sottocampo 4	3464,375	SMA Sunny Central 3060 UP	3060
Sottocampo 5	3277,500	SMA Sunny Central 3060 UP	3060
Sottocampo 6	4729,375	SMA Sunny Central 4400 UP	4400
Sottocampo 7	4398,750	SMA Sunny Central 4000 UP	4000
Sottocampo 8	4370,000	SMA Sunny Central 4000 UP	4000

Tabella 1

La potenza totale installata in corrente alternata sarà dunque **29.440,00 kVA**.

Per la realizzazione del generatore fotovoltaico, si è scelto di utilizzare moduli fotovoltaici del tipo JINKO SOLAR TIGER PRO BIFACIAL MODULE TILING RIBBON (TR) JKM575M-7RL4-TV da 575 Watt, i quali, tra le tecnologie attualmente disponibili in commercio, presentano rendimenti di conversione tra i più elevati, premettendo che essi verranno acquistati in funzione della disponibilità e del costo di mercato in sede di realizzazione.

L'impianto sarà suddiviso in sottocampi, per ognuno dei quali si dovrà realizzare un locale di conversione e trasformazione, all'interno del quale sarà installato l'inverter, i quadri elettrici di bassa tensione, il trasformatore MT/BT, i dispositivi di protezione dei montanti di media tensione dei trasformatori, un interruttore generale di media tensione e gli eventuali gruppi di misura dell'energia prodotta.

Definito il layout di impianto, progettato tenendo conto della superficie utile disponibile, del pitch tra filari di moduli per evitare fenomeni di auto-ombreggiamento e degli spazi necessari per l'installazione dei locali di conversione e trasformazione, di consegna e ricezione, il numero di moduli della stringa e il numero di stringhe da collegare in parallelo, sono stati determinati coordinando opportunamente le caratteristiche dei moduli fotovoltaici con quelle degli inverter scelti rispettando le seguenti condizioni:

- la massima tensione del generatore fotovoltaico deve essere inferiore alla massima tensione di ingresso dell'inverter;
- la massima tensione nel punto di massima potenza del generatore fotovoltaico non deve essere superiore alla massima tensione del sistema MPPT dell'inverter;
- la minima tensione nel punto di massima potenza del generatore fotovoltaico non deve essere inferiore alla minima tensione del sistema MPPT dell'inverter;
- la massima corrente del generatore fotovoltaico non deve essere superiore alla massima corrente in ingresso all'inverter.

Ad ogni inverter saranno collegate un numero variabile di stringhe, dipendente dalla potenza di picco del sottocampo, e queste saranno costituite da 25 moduli fotovoltaici in serie.

Le stringhe fotovoltaiche saranno collegate in parallelo tra loro attraverso appositi quadri di parallelo stringhe, alloggiati direttamente nei pressi delle strutture di supporto dei moduli fotovoltaici. Da ciascun quadro di parallelo, partirà una linea in corrente continua che si collegherà al locale inverter dove avverrà conversione e trasformazione.

Ciascun inverter verrà collegato al relativo trasformatore attraverso un quadro elettrico di bassa tensione equipaggiato con dispositivi di generatore (interruttori automatici di tipo magnetotermico-differenziale) e un interruttore automatico generale di tipo magnetotermico, attraverso il quale verrà realizzato il collegamento con l'avvolgimento BT del trasformatore stesso.

Ogni trasformatore verrà alloggiato nella medesima cabina dell'inverter ad esso collegato. Queste cabine saranno disposte, ove possibile, in posizione baricentrica rispetto ai generatori e lungo dorsali, in modo tale da ridurre le perdite per effetto Joule sulle linee di bassa tensione in corrente continua.

All'interno di ciascun locale di "conversione e trasformazione" sarà predisposto un quadro elettrico di media tensione contenente interruttori di manovra-sezionatore combinati con fusibili per la protezione dei montanti di media tensione dei trasformatori, un sezionatore di linea sotto-carico interbloccato con un sezionatore di terra e gli eventuali gruppi di misura dell'energia prodotta.

Da ciascun quadro di media tensione del locale cabina di trasformazione, partirà una linea elettrica in cavo interrato elettrificata che andrà ad attestarsi sulla corrispondente "cella partenza linea" del quadro elettrico di media tensione installato all'interno del locale utente MT.

L'impianto verrà poi collegato via cavidotto in media tensione alla sezione della sottostazione di utenza AT/MT.

La superficie totale occupata dai pannelli fotovoltaici in pianta è di **15,73 ha** sui **35,43 ha** disponibili nell'intero lotto. Da ciò si evince che il grado di copertura del terreno (Ground Coverage Ratio, GCR) è pari a circa il **44%**.

### 3.3 NORMATIVA DI RIFERIMENTO

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

- conto energia 2011 DM 6 agosto 2010 pubblicato sulla G.U. n.197;
- 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;

- Legge 123/07 e regolamenti attuativi per la prevenzione infortuni sul lavoro;
- regolamento attuazione DECRETO 22 gennaio 2008 n. 3721 per la sicurezza elettrica;
- Norma CEI 0-16 “Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti AT ed MT delle imprese distributrici di energia elettrica”;
- Norma CEI EN 61936-1 “Impianti elettrici con tensione superiore a 1 kV in c.a Parte 1: Prescrizioni comuni”;
- Norma CEI EN 50522 “Messa a terra degli impianti elettrici a tensione superiore a 1 kV in c.a.”;
- Norma CEI 11-17 “Impianti di produzione, trasmissione e distribuzione pubblica di energia elettrica Linee in cavo”;
- Norma CEI 11-32 “Impianti di produzione di energia elettrica connessi a sistemi di III categoria”;
- Norma CEI UNI 70029 “Strutture sotterranee polifunzionali per la coesistenza di servizi a rete diversi Progettazione, costruzione, gestione e utilizzo – Criteri generali e di sicurezza”;
- Norma CEI UNI 70030 “Impianti tecnologici sotterranei – Criteri generali di posa”;
- Norma CEI 103-6 “Protezione delle linee di telecomunicazione dagli effetti dell’induzione elettromagnetica provocata dalle linee elettriche vicine in caso di guasto”;
- Norma CEI EN 61386-24 “Sistemi di tubi ed accessori per installazioni elettriche Parte 24: Prescrizioni particolari - Sistemi di tubi interrati”;
- D.M. MIN. INFRASTRUTTURE 14 gennaio 2008 Nuove Norme Tecniche Per Le Costruzioni (GU n.29 del 04-02-2008) e CIRC. C.S. LL.PP. 02 febbraio 2009, n. 617 Istruzioni per l'applicazione delle “nuove norme tecniche per la costruzioni” di cui al decreto ministeriale 14 gennaio 2008 (GU n.47 del 26-2-2009 –Suppl. Ordinario n.27) relativo al calcolo dei carichi da vento e da neve sulle strutture.

L'elenco normativo è riportato soltanto a titolo di promemoria informativo; esso non è esaustivo per cui eventuali leggi o norme applicabili, anche se non citate, 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.

### 3.4 DATI TECNICI DI PROGETTO

Di seguito si riporta l'insieme degli elementi costituenti l'impianto di utente:

- 56600 moduli fotovoltaici in silicio monocristallino;
- 2264 stringhe fotovoltaiche costituite da 25 moduli in serie;
- 2264 tracker da 25 moduli;
- cavi elettrici H1Z2Z2-K (1500 V dc) che dalla stringa arrivano al quadro di parallelo stringhe;
- cavi elettrici H1Z2Z2-K (1500 V dc) che dai quadri parallelo stringhe arrivano agli inverter;
- 8 cabine inverter containerizzate, di dimensioni complessive 6,056x2,437x2,895 m, nelle quali sono integrati gli inverter centralizzati SMA UP, i trasformatori BT/MT e le apparecchiature in MT;
- linee di media tensione in cavo interrato realizzate in cavo multipolare isolato in HEPR;
- 8 cabine di dimensioni 12,192 x 2,438 x 2,896 m per predisposizione storage energetico;
- 1 cabina con locale utente MT con struttura monoblocco prefabbricato in cemento armato vibrato, di dimensioni complessive 12,192 x 2,438 x 2,896 m, nella quale sarà collocato il quadro elettrico generale di media tensione;
- 1 cabina uso “control room”.

### 3.5 ANALISI DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO

Nel seguente paragrafo saranno descritti gli impianti ed i cavidotti destinati ad ospitare le linee elettriche per il trasporto di energia tra i vari fabbricati destinati ad ospitare apparecchiature all'interno di un campo fotovoltaico. Gli impianti da realizzare saranno:

- fornitura in opera di linee elettriche di distribuzione in corrente continua;
- fornitura in opera di cabinet di connessione del cablaggio delle linee in corrente continua;
- fornitura in opera di linee elettriche di distribuzione in corrente continua, alternata in BT e in MT in cavidotto interrato;
- fornitura in opera di Inverter di trasformazione da corrente continua a corrente alternata;
- realizzazione di cabine di campo MT/BT e di locali tecnici accessori;
- realizzazione di cabina di ricezione MT.

4 SPECIFICHE TECNICHE DEI COMPONENTI

4.1 MODULI FOTOVOLTAICI

I moduli fotovoltaici di progetto avranno le seguenti caratteristiche tecniche:

www.jinkosolar.com



**Tiger Pro 7RL4-TV**  
**565-585 Watt**  
 BIFACIAL MODULE  
 TILING RIBBON (TR)

P-Type







Positive power tolerance of 0~+3%

- IEC61215(2016), IEC61730(2016)
- ISO9001:2015: Quality Management System
- ISO14001:2015: Environment Management System
- ISO45001:2018 Occupational health and safety management systems

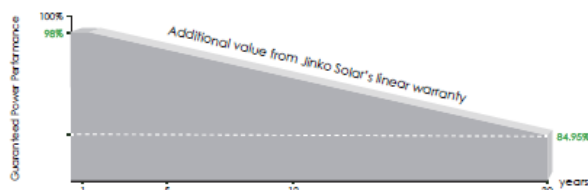


Tiling Ribbon Technology

**Key Features**

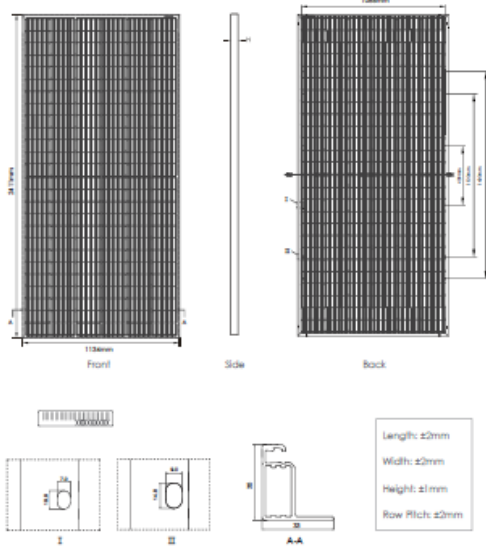
 <p><b>TR (Tiling Ribbon) Technology</b>                  Advanced tiling ribbon technology achieve the double breakthrough in both module efficiency and output power.</p>	 <p><b>Longer Life-time Power Yield</b>                  0.45% annual power degradation and 30 year linear power warranty.</p>
 <p><b>Light-weight design</b>                  Light-weight design using transparent backsheet for easy installation and low BOS cost.</p>	 <p><b>Enhanced Mechanical Load</b>                  Certified to withstand: wind load (2400 Pascal) and snow load (5400 Pascal).</p>
 <p><b>Higher Power Output</b>                  Module power increases 5-25% generally, bringing significantly lower LCOE and higher IRR.</p>	

**LINEAR PERFORMANCE WARRANTY**

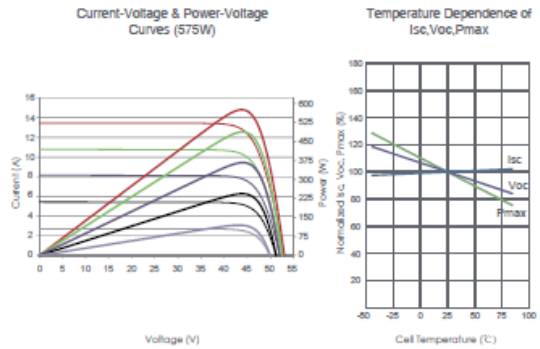


- 12 Year Product Warranty
- 30 Year Linear Power Warranty
- 0.45% Annual Degradation Over 30 years

**Engineering Drawings**



**Electrical Performance & Temperature Dependence**



**Mechanical Characteristics**

Cell Type	P type Mono-crystalline
No. of cells	156 (2x78)
Dimensions	2411x1134x35mm (94.92x44.65x1.38 inch)
Weight	30.6 kg (67.46 lbs)
Front Glass	3.2mm, Anti-Reflection Coating, High Transmission, Low Iron, Tempered Glass
Frame	Anodized Aluminium Alloy
Junction Box	IP68 Rated
Output Cables	TUV 1x4.0mm <sup>2</sup> (+): 400mm, (-): 200mm or Customized Length

**Packaging Configuration**

( Two pallets = One stack )  
31pcs/pallets, 62pcs/stack, 496pcs/ 40HQ Container

**SPECIFICATIONS**

Module Type	JKM565M-7RL4-TV		JKM570M-7RL4-TV		JKM575M-7RL4-TV		JKM580M-7RL4-TV		JKM585M-7RL4-TV	
	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Maximum Power (Pmax)	565Wp	420Wp	570Wp	424Wp	575Wp	428Wp	580Wp	432Wp	585Wp	435Wp
Maximum Power Voltage (Vmp)	44.08V	41.05V	44.19V	41.17V	44.30V	41.29V	44.41V	41.41V	44.52V	41.53V
Maximum Power Current (Imp)	12.82A	10.24A	12.90A	10.30A	12.98A	10.36A	13.06A	10.42A	13.14A	10.48A
Open-circuit Voltage (Voc)	53.53V	50.53V	53.61V	50.60V	53.70V	50.69V	53.81V	50.79V	53.92V	50.89V
Short-circuit Current (Isc)	13.48A	10.89A	13.55A	10.94A	13.62A	11.00A	13.70A	11.07A	13.78A	11.13A
Module Efficiency STC (%)	20.67%		20.85%		21.03%		21.21%		21.40%	
Operating Temperature(°C)	-40°C~+85°C									
Maximum system voltage	1500VDC (IEC)									
Maximum series fuse rating	30A									
Power tolerance	0~+3%									
Temperature coefficients of Pmax	-0.35%/°C									
Temperature coefficients of Voc	-0.28%/°C									
Temperature coefficients of Isc	0.048%/°C									
Nominal operating cell temperature (NOCT)	45±2°C									
Refer. Bifacial Factor	70±5%									

**BIFACIAL OUTPUT-REAR SIDE POWER GAIN**

		JKM565M-7RL4-TV	JKM570M-7RL4-TV	JKM575M-7RL4-TV	JKM580M-7RL4-TV	JKM585M-7RL4-TV
5%	Maximum Power (Pmax)	593Wp	599Wp	604Wp	609Wp	614Wp
	Module Efficiency STC (%)	21.70%	21.89%	22.08%	22.27%	22.47%
15%	Maximum Power (Pmax)	650Wp	656Wp	661Wp	667Wp	673Wp
	Module Efficiency STC (%)	23.76%	23.98%	24.19%	24.40%	24.61%
25%	Maximum Power (Pmax)	706Wp	713Wp	719Wp	725Wp	731Wp
	Module Efficiency STC (%)	25.83%	26.06%	26.29%	26.52%	26.75%

\*STC: Irradiance 1000W/m<sup>2</sup> Cell Temperature 25°C AM=1.5  
NOCT: Irradiance 800W/m<sup>2</sup> Ambient Temperature 20°C AM=1.5 Wind Speed 1m/s

©2020 Jinko Solar Co., Ltd. All rights reserved.  
Specifications included in this datasheet are subject to change without notice. TR JKM565-585M-7RL4-TV-F1-EN



I valori di tensione alle varie temperature di funzionamento (minima, massima e d'esercizio) rientreranno nel range di accettabilità ammesso dall'inverter. Ogni serie di moduli sarà munita di diodo di blocco per isolare ogni stringa dalle altre in caso di accidentali ombreggiamenti, guasti etc.

La linea elettrica proveniente dai moduli fotovoltaici sarà messa a terra mediante appositi scaricatori di sovratensione con indicazione ottica di fuori servizio, al fine di garantire la protezione dalle scariche di origine atmosferica.

I moduli fotovoltaici presenteranno le caratteristiche tecniche riportate nella tabella 1 (calcolate a STC):

Voc [V]	53,70
Vmp [V]	44,30
Imp [A]	12,98
Isc [A]	13,62

STC, Standard Testing Condition: Irradianza 1000W/m<sup>2</sup>, Temperatura Cella 25°C, Massa d'Aria AM1,5.

Tabella 1: caratteristiche elettriche del modulo fotovoltaico

## 4.2 GRUPPO DI CONVERSIONE – INVERTER

Le caratteristiche principali del gruppo di conversione saranno:

- inverter a commutazione forzata con tecnica PWM (Pulse-Width Modulation), senza clock e/o riferimenti interni di tensione o di corrente e dotato di funzione MPPT (inseguimento della massima potenza);
- ingresso lato CC da generatore fotovoltaico gestibile con poli non connessi a terra, ovvero con sistema IT;
- rispondenza alle norme generali su EMC e limitazione delle emissioni RF: conformità norme CEI EN 55011, CEI EN IEC 61000-6-2;
- protezioni per la sconnessione dalla rete per valori fuori soglia di tensione e frequenza della rete e per sovracorrente di guasto in conformità alle prescrizioni delle norme CEI 0-16 ed a quelle specificate dal distributore elettrico locale. Reset automatico delle protezioni per predisposizione ad avviamento automatico;
- conformità marchio CE;
- grado di protezione adeguato all'ubicazione in prossimità del campo fotovoltaico (IP65);
- dichiarazione di conformità del prodotto alle normative tecniche applicabili, rilasciato dal costruttore, con riferimento a prove di tipo effettuate sul componente presso un organismo di certificazione abilitato e riconosciuto.
- campo di tensione di ingresso adeguato alla tensione di uscita del generatore fotovoltaico;
- efficienza massima superiore 90 % al 70% della potenza nominale.

Il gruppo di conversione sarà composto da 8 inverter, e di seguito si riportano le specifiche tecniche.

SUNNY CENTRAL UP



SC 2660 UP / SC 2800 UP / SC 2930 UP / SC 3060 UP

**Efficient**

- Up to 4 inverters can be transported in one standard shipping container
- Overdimensioning up to 150% is possible
- Full power at ambient temperatures of up to 35 °C

**Robust**

- Intelligent air cooling system OptiCool for efficient cooling
- Suitable for outdoor use in all climatic ambient conditions worldwide

**Flexible**

- One device for all applications
- PV application, optionally available with DC-coupled storage system

**Easy to Use**

- Improved DC connection area
- Connection area for customer equipment
- Integrated voltage support for internal and external loads

## SUNNY CENTRAL UP

The new Sunny Central: more power per cubic meter

With an output of up to 3067 kVA and system voltages of 1500 V DC, the SMA central inverter allows for more efficient system design and a reduction in specific costs for PV and battery power plants. A separate voltage supply and additional space are available for the installation of customer equipment. True 1500 V technology and the intelligent cooling system OptiCool ensure smooth operation even in extreme ambient temperature as well as a long service life of 25 years.

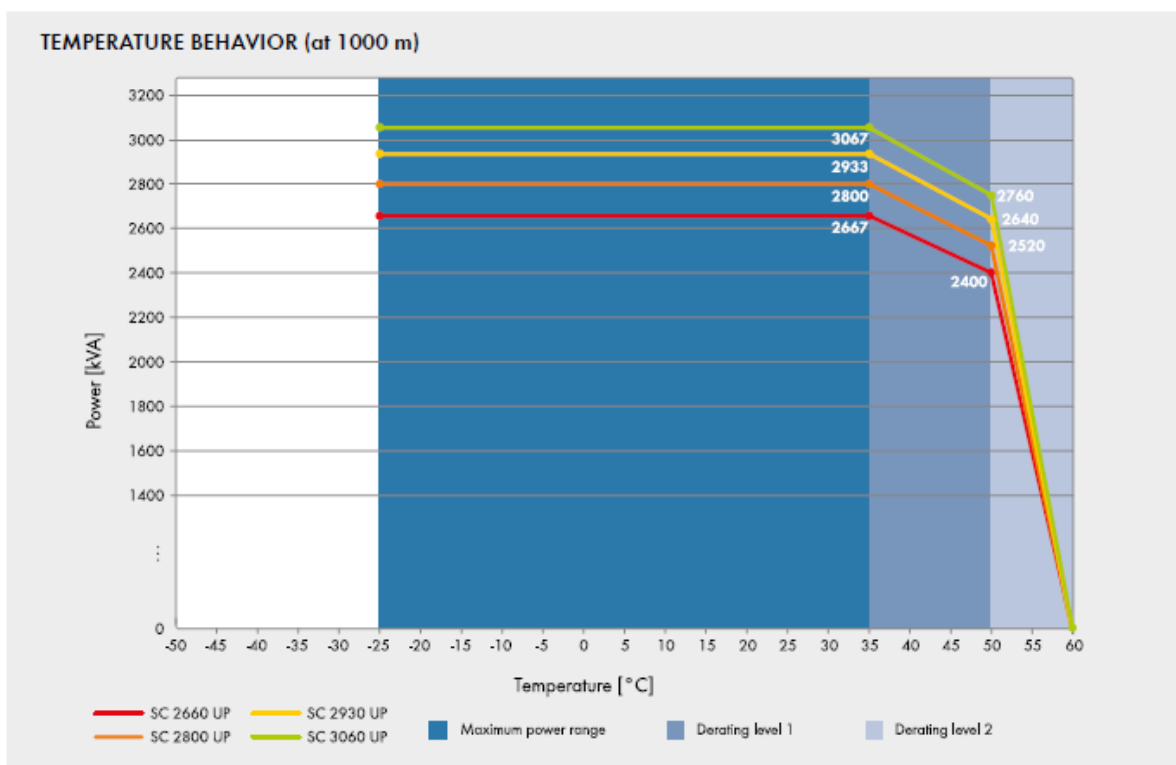
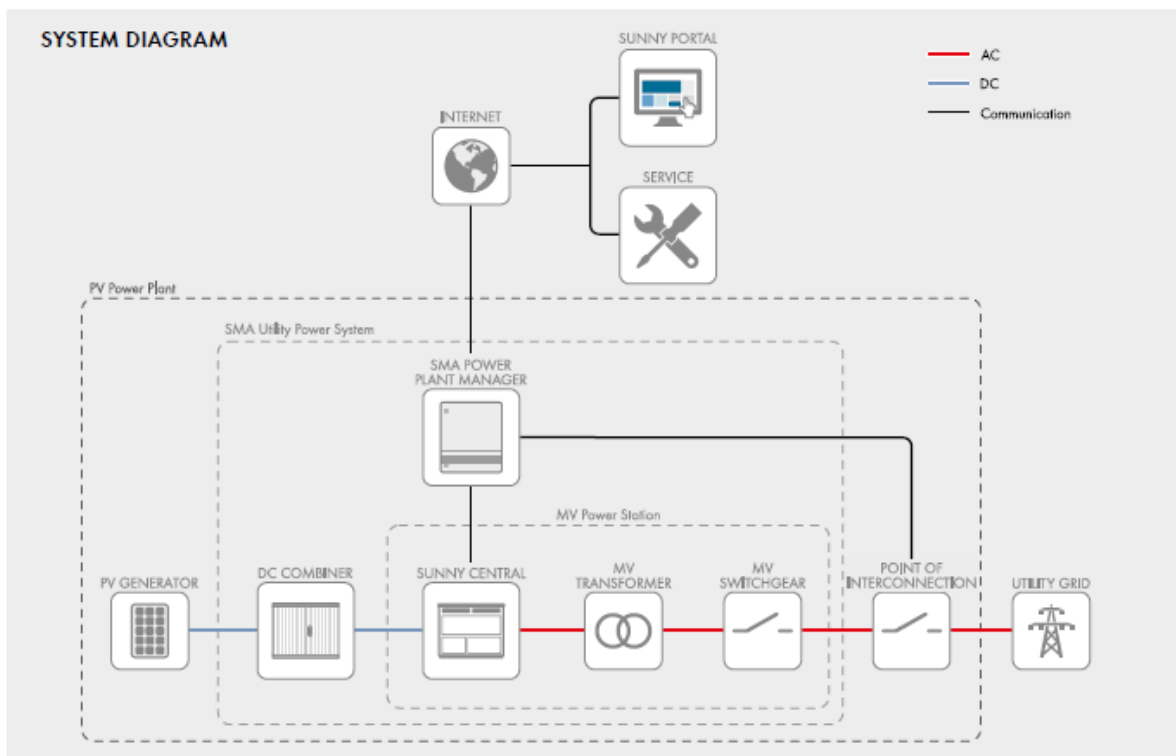
## SUNNY CENTRAL UP

Technical Data	Sunny Central 2660 UP	Sunny Central 2800 UP
<b>DC side</b>		
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 <sup>2</sup>	
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	
<b>AC side</b>		
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 <sup>1) 4)</sup>	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 <sup>5)</sup>	> 2	
Power factor at rated power / displacement power factor adjustable <sup>6) 10)</sup>	1 / 0.8 overexcited to 0.8 underexcited	
<b>Efficiency</b>		
Max. efficiency <sup>2)</sup> / European efficiency <sup>2)</sup> / CEC efficiency <sup>2)</sup>	98.7%* / 98.6%* / 98.5%*	98.7%* / 98.6%* / 98.5%*
<b>Protective Devices</b>		
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	
<b>General Data</b>		
Dimensions (W / H / D)	2815 / 2318 / 1588 mm (110.8 / 91.3 / 62.5 inch)	
Weight	< 3400 kg / < 7500 lb	
Self-consumption (max. <sup>4)</sup> / partial load <sup>11)</sup> / average <sup>4)</sup> )	< 8100 W / < 1800 W / < 2000 W	
Self-consumption (standby)	< 370 W	
Internal auxiliary power supply	○ Integrated 8.4 kVA transformer	
Operating temperature range <sup>8)</sup>	-25 °C to 60 °C / -13 °F to 140 °F	
Noise emission <sup>7)</sup>	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 <sup>9)</sup> 1000 m / 2000 m <sup>11)</sup> / 3000 m <sup>11)</sup>	● / ○ / ○	
Fresh air consumption	6500 m <sup>3</sup> /h	
<b>Features</b>		
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

- 1) At nominal AC voltage, nominal AC power decreases in the same proportion
- 2) Efficiency measured without internal power supply
- 3) Efficiency measured with internal power supply
- 4) Self-consumption at rated operation
- 5) Self-consumption at < 75% P<sub>n</sub> at 25 °C
- 6) Self-consumption averaged out from 5% to 100% P<sub>n</sub> at 25 °C
- 7) Sound pressure level at a distance of 10 m

- 8) Values apply only to inverters. Permissible values for SMA MV solutions from SMA can be found in the corresponding data sheets.
- 9) A short-circuit ratio of < 2 requires a special approval from SMA
- 10) Depending on the DC voltage
- 11) Earlier temperature-dependent derating and reduction of DC open-circuit voltage

Technical Data	Sunny Central 2930 UP	Sunny Central 3060 UP
<b>DC side</b>		
MPP voltage range V <sub>DC</sub> (at 35 °C / at 50 °C)	962 V to 1325 V / 1100 V	1003 V to 1325 V / 1100 V
Min. DC voltage V <sub>DC, min</sub> / Start voltage V <sub>DC, start</sub>	934 V / 1112 V	976 V / 1153 V
Max. DC voltage V <sub>DC, max</sub>	1500 V	1500 V
Max. DC current I <sub>DC, max</sub> / with DC coupling	3200 A / 4800 A	3200 A / 4800 A
Max. short-circuit current I <sub>DC, SC</sub>	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 <sup>2</sup>	
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	
<b>AC side</b>		
Nominal AC power at cos φ = 1 (at 35 °C / at 50 °C)	2933 kVA / 2640 kVA	3067 kVA / 2760 kVA
Nominal AC active power at cos φ = 0.8 (at 35 °C / at 50 °C)	2346 kW / 2112 kW	2454 kW / 2208 kW
Nominal AC current I <sub>AC, nom</sub> (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 <sup>1) 8)</sup>	660 V / 528 V to 759 V	690 V / 552 V to 759 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 <sup>9)</sup>	> 2	
Power factor at rated power / displacement power factor adjustable <sup>10) 11)</sup>	● 1 / 0.8 overexcited to 0.8 underexcited	
<b>Efficiency</b>		
Max. efficiency <sup>2)</sup> / European efficiency <sup>2)</sup> / CEC efficiency <sup>3)</sup>	98.7%* / 98.6%* / 98.5%*	98.7%* / 98.6%* / 98.5%*
<b>Protective Devices</b>		
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	
<b>General Data</b>		
Dimensions (W / H / D)	2815 / 2318 / 1588 mm (110.8 / 91.3 / 62.5 inch)	
Weight	< 3400 kg / < 7500 lb	
Self-consumption (max. <sup>4)</sup> / partial load <sup>5)</sup> / average <sup>6)</sup>	< 8100 W / < 1800 W / < 2000 W	
Self-consumption (standby)	< 370 W	
Internal auxiliary power supply	○ Integrated 8.4 kVA transformer	
Operating temperature range <sup>7)</sup>	-25°C to 60°C / -13°F to 140°F	
Noise emission <sup>7)</sup>	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 <sup>9)</sup> 1000 m / 2000 m <sup>11)</sup> / 3000 m <sup>11)</sup>	● / ○ / -	
Fresh air consumption	6500 m <sup>3</sup> /h	
<b>Features</b>		
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 2930 UP	SC 3060 UP



SUNNY CENTRAL UP



**Efficient**

- Up to 4 inverters can be transported in one standard shipping container
- Overdimensioning up to 150% is possible
- Full power at ambient temperatures of up to 35 °C

**Robust**

- Intelligent air cooling system OptiCool for efficient cooling
- Suitable for outdoor use in all climatic ambient conditions worldwide

**Flexible**

- One device for all applications
- PV application, optionally available with DC-coupled storage system

**Easy to Use**

- Improved DC connection area
- Connection area for customer equipment
- Integrated voltage support for internal and external loads

## SUNNY CENTRAL UP

The new Sunny Central: more power per cubic meter

With an output of up to 4600 kVA and system voltages of 1500 V DC, the SMA central inverter allows for more efficient system design and a reduction in specific costs for PV and battery power plants. A separate voltage supply and additional space are available for the installation of customer equipment. True 1500 V technology and the intelligent cooling system OptiCool ensure smooth operation even in extreme ambient temperature as well as a long service life of 25 years.

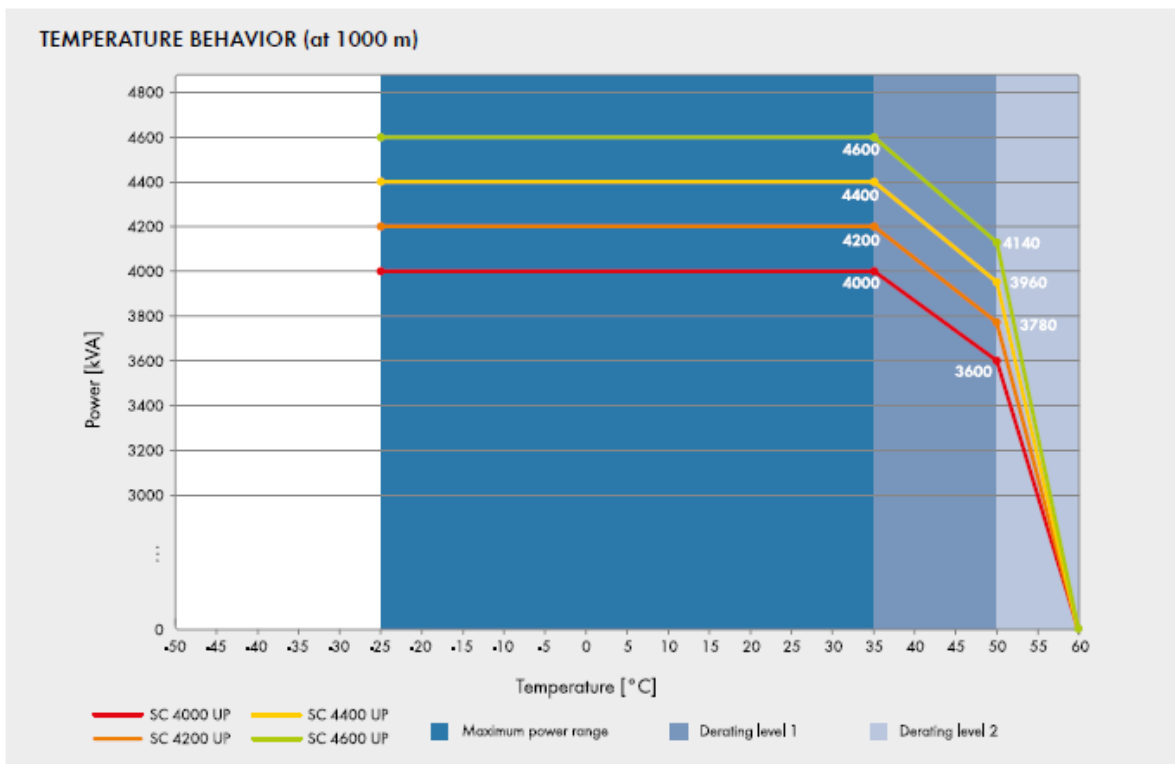
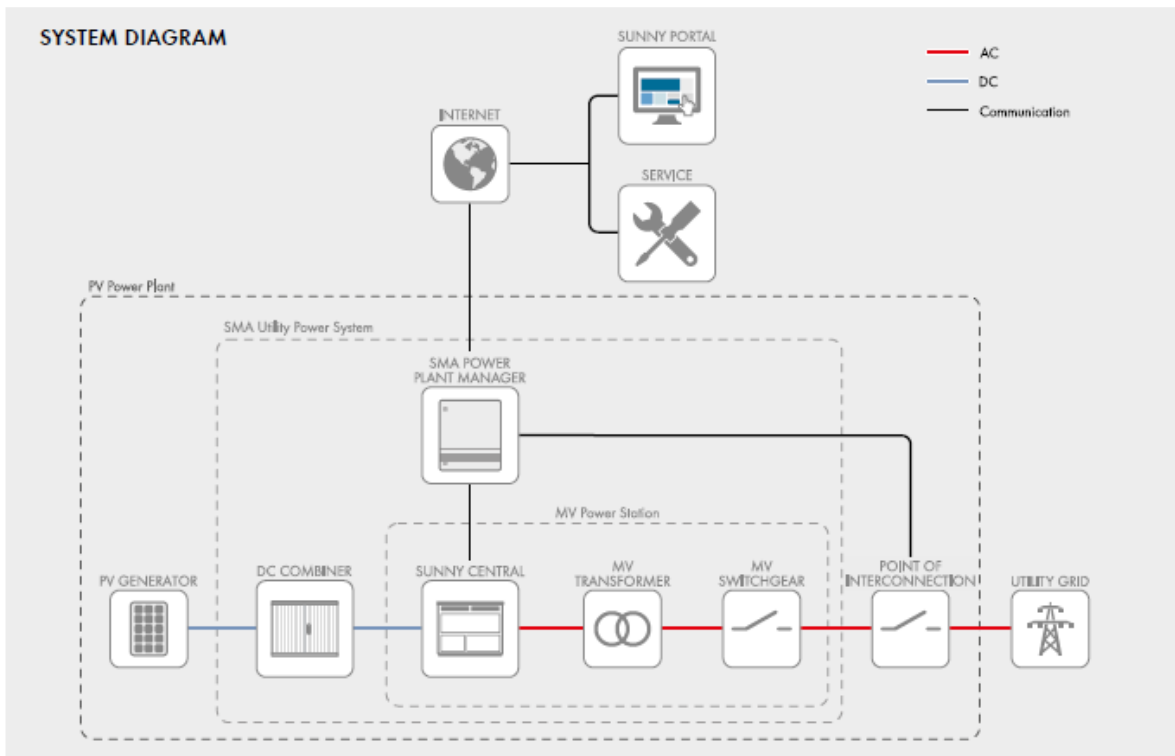
## SUNNY CENTRAL UP

Technical Data	SC 4000 UP	SC 4200 UP
<b>DC side</b>		
MPP voltage range $V_{DC}$ (at 25 °C / at 50 °C)	880 to 1325 V / 1100 V	921 to 1325 V / 1050 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 $I_{DC, max}$	4750 A	4750 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 coupled storage	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 <sup>2</sup>	
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	
<b>AC side</b>		
Nominal AC power at $\cos \varphi = 1$ (at 35 °C / at 50 °C)	4000 kVA <sup>1)</sup> / 3600 kVA	4200 kVA <sup>1)</sup> / 3780 kVA
Nominal AC active power at $\cos \varphi = 0.8$ (at 35 °C / at 50 °C)	3200 kW <sup>1)</sup> / 2880 kW	3360 kW <sup>1)</sup> / 3024 kW
Nominal AC current $I_{AC, nom}$ (at 35 °C / at 50 °C)	3850 A / 3465 A	3850 A / 3465 A
Max. total harmonic distortion	< 3% at nominal power	< 3% at nominal power
Nominal AC voltage / nominal AC voltage range <sup>1) 4)</sup>	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 <sup>5)</sup>	> 2	
Power factor at rated power / displacement power factor adjustable <sup>6) 10)</sup>	1 / 0.8 overexcited to 0.8 underexcited	
<b>Efficiency</b>		
Max. efficiency <sup>2)</sup> / European efficiency <sup>3)</sup> / CEC efficiency <sup>2)</sup>	98.8% / 98.6% / 98.5%	98.8% / 98.7% / 98.5%
<b>Protective Devices</b>		
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	
<b>General Data</b>		
Dimensions (W / H / D)	2815 / 2318 / 1588 mm (110.8 / 91.3 / 62.5 inch)	
Weight	< 3700 kg / < 8158 lb	
Self-consumption (max. <sup>4)</sup> / partial load <sup>5)</sup> / average <sup>6)</sup> )	< 8100 W / < 1800 W / < 2000 W	
Self-consumption (standby)	< 370 W	
Internal auxiliary power supply	○ Integrated 8.4 kVA transformer	
Operating temperature range <sup>6)</sup>	-25 °C to 60 °C / -13 °F to 140 °F	
Noise emission <sup>7)</sup>	63.0 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 <sup>8)</sup> 1000 m / 2000 m <sup>11)</sup> / 3000 m <sup>11)</sup>	● / ○ / ○	
Fresh air consumption	6500 m <sup>3</sup> /h	
<b>Features</b>		
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, IEC 61000-6-2, 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 4000 UP	SC 4200 UP

- |   |   |
|---|---|
| 1) At nominal AC voltage, nominal AC power decreases in the same proportion<br>2) Efficiency measured without internal power supply<br>3) Efficiency measured with internal power supply<br>4) Self-consumption at rated operation<br>5) Self-consumption at < 75% P <sub>n</sub> at 25 °C<br>6) Self-consumption averaged out from 5% to 100% P <sub>n</sub> at 25 °C<br>7) Sound pressure level at a distance of 10 m | 8) Values apply only to inverters. Permissible values for SMA MV solutions from SMA can be found in the corresponding data sheets.<br>9) A short-circuit ratio of < 2 requires a special approval from SMA<br>10) Depending on the DC voltage<br>11) Earlier temperature-dependent de-rating and reduction of DC open-circuit voltage<br>12) Nominal AC power at 35 °C achievable up to a maximum of 1050 V <sub>DC</sub><br>13) Nominal AC power at 35 °C achievable up to a maximum of 1000 V <sub>DC</sub><br>14) Nominal AC power at 35 °C achievable up to a maximum of 1025 V <sub>DC</sub> |
|---|---|

Technical Data	SC 4400 UP	SC 4600 UP
<b>DC side</b>		
MPP voltage range V <sub>DC</sub> (at 25 °C / at 50 °C)	962 to 1325 V / 1000 V	1003 to 1325 V / 1040 V
Min. DC voltage V <sub>DC, min</sub> / Start voltage V <sub>DC, start</sub>	934 V / 1112 V	976 V / 1153 V
Max. DC voltage V <sub>DC, max</sub>	1500 V	1500 V
Max. DC current I <sub>DC, max</sub>	4750 A	4750 A
Max. short-circuit current I <sub>DC, SC</sub>	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 coupled storage	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 <sup>2</sup>	
Integrated zone monitoring	o	
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	
<b>AC side</b>		
Nominal AC power at cos φ = 1 (at 35 °C / at 50 °C)	4400 kVA <sup>(13)</sup> / 3960 kVA	4600 kVA <sup>(14)</sup> / 4140 kVA
Nominal AC active power at cos φ = 0.8 (at 35 °C / at 50 °C)	3520 kW <sup>(13)</sup> / 3168 kW	3680 kW <sup>(14)</sup> / 3312 kW
Nominal AC current I <sub>AC, nom</sub> (at 35 °C / at 50 °C)	3850 A / 3465 A	3850 A / 3465 A
Max. total harmonic distortion	< 3% at nominal power	
Nominal AC voltage / nominal AC voltage range <sup>(1)</sup>	660 V / 528 V to 759 V	690 V / 552 V to 759 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 <sup>(9)</sup>	> 2	
Power factor at rated power / displacement power factor adjustable <sup>(10)</sup>	● 1 / 0.8 overexcited to 0.8 underexcited	
<b>Efficiency</b>		
Max. efficiency <sup>(2)</sup> / European efficiency <sup>(2)</sup> / CEC efficiency <sup>(2)</sup>	98.8% / 98.7% / 98.5%	98.9% / 98.7% / 98.5%
<b>Protective Devices</b>		
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	o / o	
Insulation monitoring	o	
Degree of protection: electronics / air duct / connection area (as per IEC 60529)	IP54 / IP34 / IP34	
<b>General Data</b>		
Dimensions (W / H / D)	2815 / 2318 / 1588 mm (110.8 / 91.3 / 62.5 inch)	
Weight	< 3700 kg / < 8158 lb	
Self-consumption (max. <sup>(4)</sup> / partial load <sup>(5)</sup> / average <sup>(6)</sup> )	< 8100 W / < 1800 W / < 2000 W	
Self-consumption (standby)	< 370 W	
Internal auxiliary power supply	o Integrated 8.4 kVA transformer	
Operating temperature range <sup>(6)</sup>	-25 °C to 60 °C / -13 °F to 140 °F	
Noise emission <sup>(7)</sup>	63.0 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 <sup>(11)</sup> 1000 m / 2000 m <sup>(11)</sup> / 3000 m <sup>(11)</sup>	● / o / -	
Fresh air consumption	6500 m <sup>3</sup> /h	
<b>Features</b>		
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	o (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, IEC 61000-6-2, FCC Part 15 Class A	
Quality standards and directives complied with	VDI/VDE 2862 page 2, DIN EN ISO 9001	
● Standard features o Optional - not available * preliminary		
Type designation	SC 4400 UP	SC 4600 UP





### 4.3 DISPOSITIVI DI PROTEZIONE SUL COLLEGAMENTO ALLA RETE ELETTRICA

La protezione del sistema di generazione fotovoltaica nei confronti sia della rete autoproduttore che da quella di distribuzione pubblica sarà realizzata in conformità a quanto previsto dalla norma CEI 0-16.

Eventuali modifiche all'architettura finale del sistema di connessione, protezione e regolazione saranno concordate con il gestore di rete come richiesto nella Delibera 188/05 dell'Autorità dell'energia elettrica ed il gas. L'impianto verrà equipaggiato con un sistema di protezione che si articola su tre livelli:

- dispositivo del generatore;
- dispositivo di interfaccia;
- dispositivo generale.

#### 4.3.1 DISPOSITIVO DEL GENERATORE

Ciascun inverter sarà protetto in uscita da un interruttore automatico con sganciatore di apertura collegato al pannello del dispositivo di interfaccia in modo da agire come dispositivo di ricalzo all'interfaccia.

L'inverter sarà anche dotato di dispositivi contro le sovratensioni generate in condizioni anomale lato CA.

#### 4.3.2 DISPOSITIVO DI INTERFACCIA

Il dispositivo di interfaccia (DDI) gestirà la disconnessione automatica dell'impianto di generazione in caso di mancanza di tensione sulla rete di distribuzione. Questo fenomeno, detto funzionamento in isola, dovrà essere assolutamente evitato, soprattutto perché potrà tradursi in condizioni di pericolo per il personale addetto alla ricerca e alla riparazione dei guasti. Il dispositivo di interfaccia sarà costituito da un interruttore in BT con bobina di sgancio a mancanza di tensione. A protezione della rete di distribuzione pubblica, come richiesto dalla CEI 0-16, sarà presente il dispositivo di interfaccia della Thytronic del tipo NV10P (o equivalente), che assicurerà protezioni 59, 27, 59N, 81O, 81U conforme alla norma CEI 0-16.

#### 4.3.3 DISPOSITIVO GENERALE

Il dispositivo generale (DG) avrà la funzione di salvaguardare il funzionamento della rete nei confronti di guasti nel sistema di generazione elettrica. Il dispositivo generale sarà costituito dai seguenti componenti:

- sezionatore generale, posto immediatamente a valle di ciascun punto di connessione e destinato a sezionare l'impianto di utenza per la connessione dalla rete;
- interruttore generale, posto immediatamente a valle del sezionatore generale e in grado di escludere dall'impianto di rete per la connessione l'intero impianto di utenza.

### 4.4 OPERE CIVILI

#### 4.4.1 CAVIDOTTI

I cavidotti, di lunghezza pari a 9498 m, saranno del tipo corrugato con doppia parete liscia internamente in polietilene alta densità (PEAD) e dovranno contenere il filo guida in rame isolato per un eventuale reinfilaggio dei cavi, filo che rimarrà anche dopo la posa dei conduttori di alimentazione.

La posa delle linee in cavo in cavidotto è classificata come posa tipo 61 nella norma CEI 64-8.

Le caratteristiche sono:

- temperatura di posa: -30/+60 °C
- resistenza allo schiacciamento:  $\geq 750$  N
- resistenza dielettrica:  $> 800$  kV/cm
- resistenza d'isolamento:  $> 100$  M $\Omega$

Gli scavi a sezione ristretta, necessari per la posa dei cavi elettrici avranno ampiezza massima di 1,5 m e profondità massima di 1 m. La larghezza dello scavo potrà variare in relazione al numero di linee elettriche (terne di cavi) che dovranno essere posati. Gli scavi, effettuati con mezzi meccanici, saranno realizzati evitando scoscendimenti, franamenti, ed in modo tale che le acque scorrenti alla superficie del terreno non abbiano a riversarsi nei cavi. I materiali rinvenuti dagli scavi a sezione ristretta, realizzati per la posa dei cavi, saranno momentaneamente depositati in prossimità degli scavi stessi o in altri siti individuati nel cantiere. Successivamente lo stesso materiale sarà riutilizzato per il rinterro. Quanto in eccesso sarà utilizzato per il rimodellamento dell'orografia generale del sito.

---

#### 4.4.2 RETE ELETTRICA DI TRASMISSIONE BT CC E CA

Il trasporto dell'energia generata dai pannelli fotovoltaici agli inverter avverrà per mezzo di cavi tipo H1Z2Z2-K (1500 Vcc a norma CEI EN 50618; hanno delle caratteristiche particolari essendo adatti ad essere esposti per lungo tempo al sole e funzionare ad alta temperatura) posati all'interno dei cavidotti sopracitati.

Il collegamento tra stringhe ed inverter avverrà mediante quadri di campo da 24 ingressi.

Il collegamento tra gli inverter ed i trasformatori, in corrente alternata, avrà invece la minima lunghezza possibile, necessaria solo al trasporto di energia dalla zona inverter al locale trasformazione all'interno della cabina di campo.

Le stringhe saranno costituite dalla serie di singoli moduli fotovoltaici e singolarmente sezionabili, provviste di diodo di blocco e di protezioni contro le sovratensioni. È stata inoltre prevista la separazione galvanica tra la parte in corrente continua dell'impianto e la rete.

---

#### 4.4.3 RETE DI MT

La rete di MT di tutto il campo fotovoltaico sarà formata da 2 rami che collegheranno le 9 cabine di trasformazione alla cabina di consegna. Ogni cabina di trasformazione sarà collegata radialmente a mezzo di sezionatori sotto carico.

Cabine inverter e cabine di consegna dove sono inserite le relative protezioni, interruttori di manovra e sezionatori oltre che la protezione generale e d'interfaccia in conformità ai criteri d'allaccio CEI 0-16.

---

#### 4.4.4 CAVI ELETTRICI E DI CABLAGGIO

Il cablaggio delle apparecchiature elettroniche in media tensione sarà realizzato con conduttori in alluminio.

Il trasporto di energia avverrà a mezzo di cavi tipo ARE4H5E o similare in modo da contenere la caduta di potenziale entro il 2% come da Guida Tecnica CEI 82-24. Per non compromettere la sicurezza di chi opera sull'impianto durante la verifica o 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: grigio / marrone;
- conduttore per circuiti in corrente continua: chiaramente siglato con indicazione del positivo con "+" e del negativo con "-". In caso di utilizzo di sistema di messa a terra tipo TN-C il conduttore PEN avente funzione congiunta di neutro e di protezione potrà essere giallo verde con fascetta blu chiaro o blu chiaro con fascetta giallo verde.

---

#### 4.4.5 RECINZIONE, PARCHEGGI, AREE DI CANTIERE, ZONE DI TRANSITO

La distanza della recinzione dalle strade e dai confini di proprietà è determinata nel rispetto delle disposizioni del codice della strada e dello strumento urbanistico vigente nel comune interessato (PRGC Masserano).

Inoltre, per impedire la visuale dall'esterno si procederà alla realizzazione di opere di mitigazione, vedere tavola 7.1 – “Particolari sestri di impianto opere di mitigazione ambientale Mas”.

Saranno realizzate aree provvisorie di cantiere per lo stoccaggio dei pannelli, del materiale elettrico, dei manufatti in carpenteria metallica, parcheggi e zone di transito.

Maggiori dettagli sono presenti nell'elaborato 3.20 - “Planimetria di cantierizzazione – fasi di lavoro Mas” e nel relativo allegato 3.21 – “Programma di attuazione e cantierizzazione Mas”.

---

#### 4.4.6 STRUTTURE DI SUPPORTO (TRACKER)

Il particolare profilo dei pali Z consente una efficace penetrazione in differenti tipologie di terreni ed un'ottima tenuta alle sollecitazioni dovute alla movimentazione della struttura e carichi di vento. Entrambe le tipologie di pali presentano delle asolature per il successivo fissaggio delle teste palo. La presenza di asole consente una più accurata regolazione dell'allineamento della struttura e la compensazione di eventuali errori in fase di infissione.

Sul palo centrale sono imbullonate due piastre ad L per l'ancoraggio del gruppo motore (definite teste motore) e su queste viene fissato il gruppo motore stesso, al quale vengono successivamente accoppiate le prime due travi centrali.

Analogamente per ogni palo Z sono presenti delle piastre a T (definite teste palo), sulle quali sono fissati i cuscinetti per la rotazione della struttura.

Nella parte centrale della struttura sono presenti il motore e il gruppo di riduzione. Le travi sono l'elemento portante dell'intera struttura. Queste sono ancorate al motore e passanti all'interno dei cuscinetti. Le travi attraverso opportuni giunti sono collegate in serie, andando a formare un'unica struttura.

Sulle travi verranno installati i moduli fotovoltaici. Specifici supporti con profilo omega (zeta quelli terminali) verranno fissati alle travi e grazie alla presenza di fori di dimensioni compatibili con quelli presenti sui moduli sarà possibile l'ancoraggio del generatore fotovoltaico all'inseguitore.

---

#### 4.4.7 CABINE PREFABBRICATE

Di seguito si riportano i componenti della struttura prefabbricata per le cabine.

##### **Pareti**

Le pareti verticali formano una struttura con superficie interna liscia senza nervature, contenenti le sedi di posizionamento e fissaggio dei relativi infissi di ingresso e griglie di aereazione per il vano trasformatore.

##### **Solette di copertura**

La soletta di copertura, realizzata in conglomerato cementizio armato, è dimensionata in modo da sopportare sovraccarichi accidentali fino a 400 kg/m<sup>2</sup>. Il collegamento di unione tra la struttura scatolare monolitica e la soletta di copertura, oltre a particolari sedi di incastro, è garantito da adeguata bulloneria in acciaio sbullonabile solo dall'interno della cabina.

## Pavimenti

Il pavimento monoblocco con le pareti è realizzato da una soletta piana resistente alle infiltrazioni d'acqua, ed è dimensionato per sostenere il carico trasmesso dalle apparecchiature elettromeccaniche, fissate allo stesso, a mezzo di appositi inserti metallici filettati e risponde alle seguenti caratteristiche:

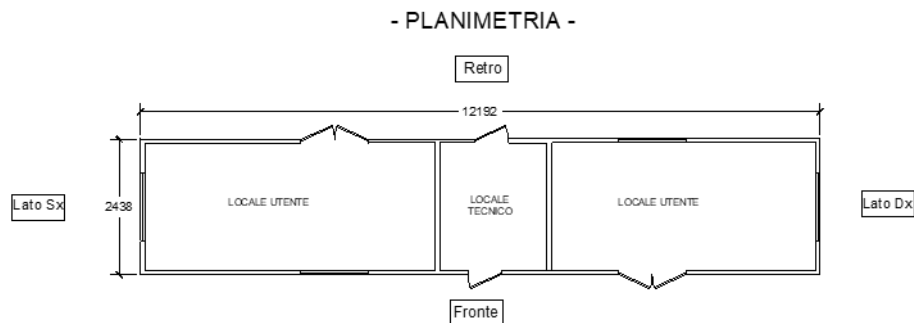
- carico permanente, uniformemente distribuito di 500 kg/m<sup>2</sup>;
- carico mobile, tale da poter posizionare ovunque un carico di 3000 kg localizzati, comunque distribuito su quattro appoggi situati ai vertici di un quadrato di lato 1 m.

Lo stesso è provvisto di appositi cavetti per il passaggio dei cavi MT e BT in entrata ed in uscita dalla cabina stessa.

Nessuna limitazione è data per quanto riguarda la loro dimensione, disposizione, destinazione dei locali e posizionamento dei serramenti.

Le cabine presentano una notevole resistenza agli agenti atmosferici.

Il tetto è stato impermeabilizzato con guaina catramata, saldata al tetto e verniciata con pittura bituminosa di colore alluminio. La ventilazione naturale all'interno dei box avviene tramite finestre di aerazione che consentono l'eliminazione dei fenomeni di condensa.



Planimetria cabina utente

Per maggiori dettagli vedere tavola 6.7 – “Schema tipologico cabine in campo Mas”.

## 4.5 SICUREZZA DELL'IMPIANTO

### 4.5.1 PROTEZIONE DA CORTI CIRCUITI SUL LATO CC DELL'IMPIANTO

Gli impianti fotovoltaici sono realizzati attraverso il collegamento in serie/parallelo di un determinato numero di moduli, a loro volta realizzati attraverso il collegamento in serie/parallelo di celle inglobate e sigillate in un unico pannello d'insieme. Pertanto gli impianti fotovoltaici di qualsiasi dimensione conservano le caratteristiche elettriche della singola cella, semplicemente a livelli di tensione e correnti superiore, 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 dell'impianto non può superare la somma delle correnti di corto circuito delle singole stringhe.

### 4.5.2 PROTEZIONE DA CONTATTI ACCIDENTALI LATO CC

Le tensioni continue sono particolarmente dannose per la salute. Il contatto accidentale con una tensione di oltre 500 V in corrente continua, che è la tensione tipica delle 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 del trasformatore BT/MT. In tal modo, perché 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.

---

#### 4.5.3 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. I varistori, per prevenire eventuali incendi, saranno segregati in appositi scomparti antideflagranti. 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.

---

#### 4.5.4 SICUREZZE SUL LATO CA DELL'IMPIANTO

La limitazione delle correnti del campo fotovoltaico comporta analogia limitazione anche nelle correnti in uscita dagli inverter. Corti circuiti sul lato alternata dell'impianto sono tuttavia pericolosi perché possono provocare ritorni da rete di intensità non limitata. L'interruttore MT di tipo SF6 è equipaggiato con una protezione generale di massima corrente e una protezione contro i guasti a terra.

---

#### 4.5.5 PREVENZIONE FUNZIONAMENTO IN ISOLA

In accordo a quanto prescritto dalla normativa italiana sarà previsto, incorporato nell'inverter, un dispositivo per prevenire il funzionamento in isola dell'impianto, come descritto nel paragrafo 3.3 – "DISPOSITIVI DI PROTEZIONE SUL COLLEGAMENTO ALLA RETE ELETTRICA".

---

#### 4.5.6 DISPOSITIVI DI PROTEZIONE SUL COLLEGAMENTO ALLA RETE ELETTRICA

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 un conduttore di terra in rame da 35 mm<sup>2</sup>. A tale rete saranno collegate tutte le strutture metalliche di supporto dei moduli e la recinzione. L'impianto di terra sarà rispondente alle normative vigenti specificate in paragrafo 2.3 - "NORMATIVA DI RIFERIMENTO", in particolare alla Norma CEI EN 50522 "Messa a terra degli impianti elettrici a tensione superiore a 1 kV in c.a." e la Norma CEI 99-5 "Guida per l'esecuzione degli impianti di terra delle utenze attive e passive connesse ai sistemi di distribuzione con tensione superiore a 1 kV in c.a.".

Prima della messa in servizio dell'impianto, saranno effettuate le verifiche dell'impianto di terra previste dal D.P.R. 22 ottobre 2001 n. 462.

---

#### 4.5.7 ANTINCENDIO, ANTINTRUSIONE, SORVEGLIANZA ED ILLUMINAZIONE

Per quanto riguarda l'antincendio si specifica che l'attività di costruzione ed esercizio dell'impianto fotovoltaico non è soggetta al controllo preventivo dei Vigili del Fuoco, in quanto non rientra fra le attività soggette ai controlli di prevenzione incendi ai sensi del D.P.R. 1° agosto 2011 n. 151. Saranno svolte le normali procedure antincendio previste dalle normative di sicurezza sul lavoro vigenti (D. Lgs. 81/08): in particolare i locali tecnici saranno muniti di estintori ad anidride

carbonica e a polvere. L'impianto sarà provvisto di sistema anti-intrusione costituito da un insieme di sensori volumetrici per esterno multi tecnologia.

Il sistema di illuminazione del perimetro del lotto sarà collegato al sistema di anti-intrusione, collegato con gli organi di sicurezza locali e/o con agenzie private di vigilanza in modo tale che, qualsiasi forma di allerta interessi la recinzione perimetrale, provocherà l'accensione delle luci. L'impianto inoltre sarà munito di un sistema di sorveglianza composto da telecamere night & day a infrarossi posizionate con un interasse pari a 45 m.

L'illuminazione sarà alloggiata su carpenterie snelle ed il fascio luminoso sarà rivolto verso il basso (tavola di progetto 3.18 "Planimetria e particolare illuminazione e telesorveglianza Mas") e sarà conforme a quanto previsto dalla legge regionale 24 marzo 2000, n. 31 "Disposizioni per la prevenzione e lotta all'inquinamento luminoso e per il corretto impiego delle risorse energetiche".

---

#### 4.5.8 SISTEMA DI CONTROLLO E MONITORAGGIO

Il sistema di controllo dell'impianto avverrà tramite: controllo locale e controllo remoto.

Controllo locale: monitoraggio con PC, posto in prossimità dell'impianto, tramite software apposito in grado di monitorare e controllare gli inverter e le altre sezioni di impianto.

Controllo remoto: gestione a distanza dell'impianto tramite modem GPRS con scheda di rete e Data-Logger per l'acquisizione dei dati relativi agli inverter, quadri di campo, dispositivi di protezione in MT e contatori di energia. Esso avviene da centrale (servizio assistenza) con il medesimo software del controllo locale.

Le grandezze controllate dal sistema sono:

- potenze dell'inverter;
- tensione di campo dell'inverter;
- corrente di campo dell'inverter;
- radiazioni solari;
- temperatura ambiente;
- velocità del vento;
- letture dell'energia attiva e reattiva prodotte.

La connessione tra gli inverter e il PC avviene tramite un box acquisizione (convertitore USB/RS485 MODBUS).

Sullo stesso BUS si inserisce la scheda di acquisizione ambientale per la misura della temperatura ambiente, dell'irraggiamento e della velocità del vento.

## 5 INDICAZIONE DELLA PRODUTTIVITÀ E DELLE EMISSIONI DI CO<sub>2</sub> EVITATE

L'analisi di producibilità dell'impianto fotovoltaico "Masserano" è stata realizzata tramite software PVSyst.

Dopo aver inserito tutti i dati di input descritti in relazione (paragrafo 1.2 – "L'IMPIANTO FOTOVOLTAICO") come:

- dati meteorologici;
- tipologia impianto;
- tipo e numero di moduli;
- tipo e numero di inverter;
- parametri di perdita;
- modello 3D dell'impianto fotovoltaico.

Il software fornisce, dopo la valutazione delle ombre, in output un insieme di dati, tra i quali la producibilità annua ed il rendimento PR (Performance Ratio).

Si riporta di seguito il report generato dalla simulazione con il suddetto software.



PVSYST V6.88	Rensolar one srl (Italy)		09/07/21	Pagina 1/9
<b>Sistema connesso in rete: Parametri di simulazione</b>				
<b>Progetto : Masserano</b>				
<b>Luogo geografico</b>	<b>Filatura Fontanella Spa</b>	<b>Paese</b>	<b>Italia</b>	
<b>Ubicazione</b>	Latitudine	45.55° N	Longitudine	8.26° E
Ora definita come	Ora legale	Fuso orario TU+1	Altitudine	232 m
	Albedo	0.20		
<b>Dati meteo:</b>	<b>Filatura Fontanella Spa</b>	PVGIS api TMY - TMY		
<b>Variante di simulazione : Calculation version n° 9 of 09/07/2021</b>				
	Data di simulazione	09/07/21 16h40		
<b>Parametri di simulazione</b>	Tipo di sistema	<b>Sistema inseguitori con indetreggiamento (backtracking)</b>		
<b>Piano a inseguimento, asse inclinato</b>	Inclinazione asse	0°	Azimut asse	0°
Limitazioni di rotazione	Phi minimo	-55°	Phi massimo	55°
	Tracking algorithm	Astronomic calculation		
<b>Strategia Backtracking</b>	N. di eliostati	2264	Campo (array) identico	
	Distanza eliostati	4.50 m	Larghezza collettori	2.43 m
Angolo limite indetreggiamento	Limiti phi	+/- 5.7°	Fattore di occupazione (GCR)	54.0 %
<b>Modelli utilizzati</b>	Trasposizione	Perez	Diffuso	Importato
<b>Orizzonte</b>	Altezza media	1.3°		
<b>Ombre vicine</b>	Secondo le stringhe dei moduli		effetto elettrico	90 %
<b>Sistema a moduli bifacciali</b>	Modello	Unlimited trackers, 2D calculation		
	Distanza eliostati	4.50 m	ampiezza eliostati	2.43 m
	Backtracking limit angle	57.1°	GCR	54.0 %
	Albedo dal suolo	20.0 %	Axis height above ground	2.10 m
Fattore di ripartizione delle faccie associato al modulo FV	Fattore di ombreggiamento posteriore	70 %		5.0 %
Trasparenza del modul FV	Perdite per Mismatch posteriori	0.0 %		10.0 %
<b>Bisogni dell'utente :</b>	Carico illimitato (rete)			
<b>Caratteristiche campi FV (4 tipi di campi definiti)</b>				
<b>Modulo FV</b>	Si-mono	Modello	<b>JKM575M-7RL4-TV</b>	
definizione customizzata dei parametri	Costruttore	Jinkosolar		
<b>Sottocampo "Sub-array #1"</b>				
Numero di moduli FV	In serie	25 moduli	In parallelo	669 stringhe
Numero totale di moduli FV	N. di moduli	16725	Potenza nom. unit.	575 Wp
Potenza globale campo	Nominale (STC)	<b>9617 kWp</b>	In cond. di funz.	8778 kWp (50°C)
Caratt. di funzionamento campo FV (50°C)	U mpp	1013 V	I mpp	8665 A
<b>Sottocampo "Sub-array #2"</b>				
Numero di moduli FV	In serie	25 moduli	In parallelo	610 stringhe
Numero totale di moduli FV	N. di moduli	15250	Potenza nom. unit.	575 Wp
Potenza globale campo	Nominale (STC)	<b>8769 kWp</b>	In cond. di funz.	8004 kWp (50°C)
Caratt. di funzionamento campo FV (50°C)	U mpp	1013 V	I mpp	7901 A
<b>Sottocampo "Sub-array #3"</b>				
Numero di moduli FV	In serie	25 moduli	In parallelo	292 stringhe
Numero totale di moduli FV	N. di moduli	7300	Potenza nom. unit.	575 Wp
Potenza globale campo	Nominale (STC)	<b>4198 kWp</b>	In cond. di funz.	3831 kWp (50°C)
Caratt. di funzionamento campo FV (50°C)	U mpp	1013 V	I mpp	3782 A

PVSYST V6.88	Rensolar one srl (Italy)		09/07/21	Pagina 2/9
<b>Sistema connesso in rete: Parametri di simulazione</b>				
<b>Sottocampo "Sub-array #4"</b>				
Numero di moduli FV	In serie	25 moduli	In parallelo	693 stringhe
Numero totale di moduli FV	N. di moduli	17325	Potenza nom. unit.	575 Wp
Potenza globale campo	Nominale (STC)	<b>9962 kWp</b>	In cond. di funz.	9093 kWp (50°C)
Caratt. di funzionamento campo FV (50°C)	U mpp	1013 V	I mpp	8976 A
<b>Totale</b>	Potenza globale campi	Nominale (STC)	<b>32545 kWp</b>	Totale
	Superficie modulo		<b>154749 m<sup>2</sup></b>	56600 moduli
<b>Sottocampo "Sub-array #1" : Inverter</b>				
PVsys database originale	Modello	<b>Sunny Central 4400 UP</b>		
Caratteristiche	Costruttore	SMA		
Gruppo di inverter	Tensione di funzionamento	962-1325 V	Potenza nom. unit.	4400 kWac
	N. di inverter	2 unità	Potenza totale	8800 kWac
			Rapporto Pnom	1.09
<b>Sottocampo "Sub-array #2" : Inverter</b>				
PVsys database originale	Modello	<b>Sunny Central 4200 UP</b>		
Caratteristiche	Costruttore	SMA		
Gruppo di inverter	Tensione di funzionamento	921-1325 V	Potenza nom. unit.	4200 kWac
	N. di inverter	2 unità	Potenza totale	8400 kWac
			Rapporto Pnom	1.04
<b>Sottocampo "Sub-array #3" : Inverter</b>				
PVsys database originale	Modello	<b>Sunny Central 4000 UP</b>		
Caratteristiche	Costruttore	SMA		
Gruppo di inverter	Tensione di funzionamento	880-1325 V	Potenza nom. unit.	4000 kWac
	N. di inverter	1 unità	Potenza totale	4000 kWac
			Rapporto Pnom	1.05
<b>Sottocampo "Sub-array #4" : Inverter</b>				
definizione customizzata dei parametri	Modello	<b>Sunny Central 3060 UP (Preliminary)</b>		
Caratteristiche	Costruttore	SMA		
Gruppo di inverter	Tensione di funzionamento	1003-1325 V	Potenza nom. unit.	3060 kWac
	N. di inverter	3 unità	Potenza totale	9180 kWac
			Rapporto Pnom	1.09
<b>Totale</b>	N. di inverter	8	Potenza totale	30380 kWac
<b>Fattori di perdita campo FV</b>				
Perdite per sporco campo			Fraz. perdite	2.0 %
Fatt. di perdita termica	Uc (cost)	29.0 W/m <sup>2</sup> K	Uv (vento)	0.0 W/m <sup>2</sup> K / m/s
Perdita ohmica di cablaggio	Campo#1	1.9 mOhm	Fraz. perdite	1.5 % a STC
	Campo#2	2.1 mOhm	Fraz. perdite	1.5 % a STC
	Campo#3	4.4 mOhm	Fraz. perdite	1.5 % a STC
	Campo#4	1.9 mOhm	Fraz. perdite	1.5 % a STC
	Globale		Fraz. perdite	1.5 % a STC
LID - Light Induced Degradation			Fraz. perdite	2.0 %
Perdita di qualità moduli			Fraz. perdite	-0.8 %
Perdite per "mismatch" moduli			Fraz. perdite	0.3 % a MPP
Perdita disadattamento Stringhe			Fraz. perdite	0.10 %
Effetto d'incidenza, profilo definito utente (IAM): Vetro Fresnel antiriflesso, nVetro=1.526, n(AR)=1.290				
	0°	30°	50°	60°
	1.000	0.999	0.987	0.962
			70°	75°
			0.892	0.816
			80°	85°
			0.681	0.440
			90°	0.000
<b>Fattori di perdita sistema</b>				
Trasformatore esterno	Perdita ferro (connesso 24h)	31991 W	Fraz. perdite	0.1 % a STC
	Perdite resistive/induttive	0.136 mOhm	Fraz. perdite	1.0 % a STC
<b>Perdite ausiliarie</b>	Ventilatori costanti	16.00 kW ... dalla soglia di potenza		4.3 kW

PVSYST V6.88	Rensolar one srl (Italy)	09/07/21	Pagina 3/9
--------------	--------------------------	----------	------------

Sistema connesso in rete: Definizione orizzonte

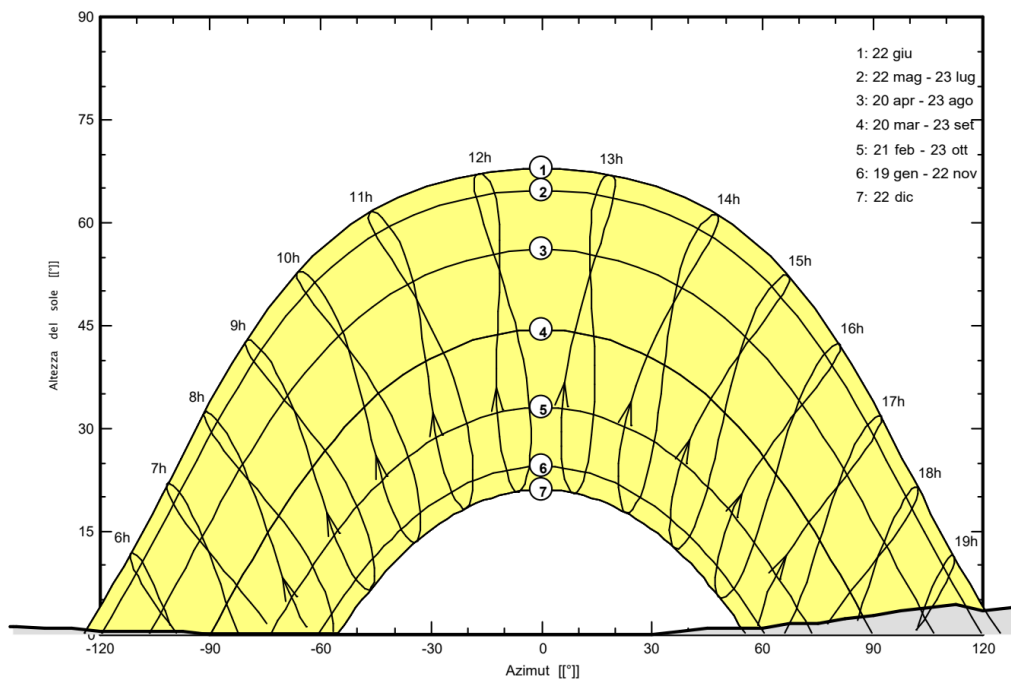
**Progetto :** Masserano  
**Variante di simulazione :** Calculation version n° 9 of 09/07/2021

<b>Parametri principali del sistema</b>	Tipo di sistema	<b>Sistema inseguitori con indetreggiamento (backtracking)</b>	
<b>Orizzonte</b>	Altezza media	1.3°	
<b>Ombre vicine</b>	Secondo le stringhe dei moduli	effetto elettrico	90 %
Orientamento	0°	Azimet asse	0°
Moduli FV	Modello JKM575M-7RL4-TV	Pnom	575 Wp
Campo FV	Numero di moduli 56600	Pnom totale	<b>32545 kWp</b>
Inverter	Modello Sunny Central 4400 UP	Pnom	4400 kW ac
Inverter	Modello Sunny Central 4200 UP	Pnom	4200 kW ac
Inverter	Modello Sunny Central 4000 UP	Pnom	4000 kW ac
Inverter	Sunny Central 3060 UP (Preliminary)	Pnom	3060 kW ac
Gruppo di inverter	Numero di unità 8.0	Pnom totale	<b>30380 kW ac</b>
Bisogni dell'utente	Carico illimitato (rete)		

<b>Orizzonte</b>	Altezza media	1.3°	Fattore su diffuso	0.98
	Fattore su albedo	100 %	Frazione albedo	0.88

Altezza [°]	2.3	2.3	1.5	1.5	1.1	1.1	0.8	0.8	0.4	0.4	0.0
Azimet [°]	-180	-173	-165	-158	-150	-143	-135	-128	-120	-98	-90
Altezza [°]	0.0	0.4	0.8	0.8	1.5	1.5	2.3	2.7	3.4	3.8	4.2
Azimet [°]	30	38	45	60	68	75	83	90	98	105	113
Altezza [°]	3.4	3.8	4.2	4.2	3.8	3.8	3.1	2.7	2.3		
Azimet [°]	120	128	135	143	150	158	165	173	180		

Horizon from PVGIS website API, Lat=45°32'42', Long=8°15'38', Alt=232m



PVsynt Licensed to Rensolar one srl (Italy)

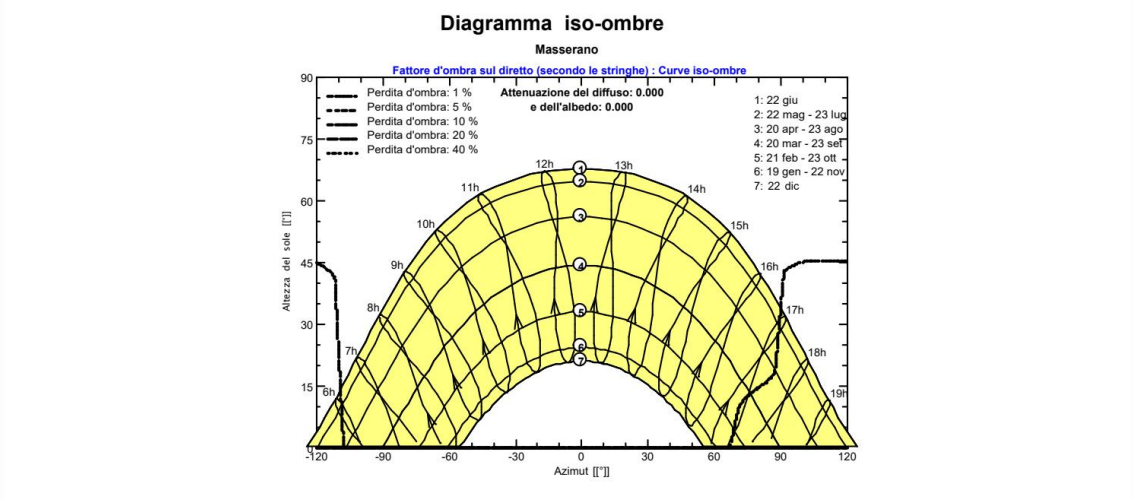
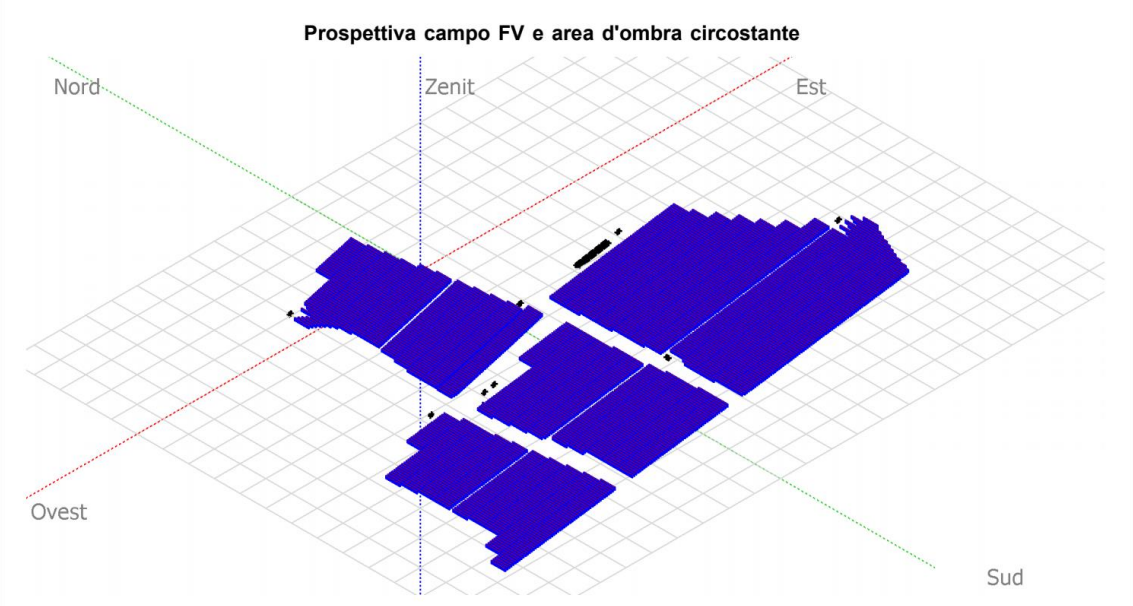
Traduzione senza garanzia, Solo il testo inglese fa fede.

PVSYST V6.88	Rensolar one srl (Italy)	09/07/21	Pagina 4/9
--------------	--------------------------	----------	------------

**Sistema connesso in rete: Definizione ombre vicine**

**Progetto :** Masserano  
**Variante di simulazione :** Calculation version n° 9 of 09/07/2021

<b>Parametri principali del sistema</b>	Tipo di sistema	<b>Sistema inseguitori con indetreggiamento (backtracking)</b>	
<b>Orizzonte</b>	Altezza media	1.3°	
<b>Ombre vicine</b>	Secondo le stringhe dei moduli	effetto elettrico	90 %
Orientamento	0°	Azimet asse	0°
Moduli FV	Modello JKM575M-7RL4-TV	Pnom	575 Wp
Campo FV	Numero di moduli 56600	Pnom totale	<b>32545 kWp</b>
Inverter	Sunny Central 4400 UP	Pnom	4400 kW ac
Inverter	Sunny Central 4200 UP	Pnom	4200 kW ac
Inverter	Sunny Central 4000 UP	Pnom	4000 kW ac
Inverter	Sunny Central 3060 UP (Preliminary)	Pnom	3060 kW ac
Gruppo di inverter	Numero di unità 8.0	Pnom totale	<b>30380 kW ac</b>
Bisogni dell'utente	Carico illimitato (rete)		



PV'syst Licensed to Rensolar one srl (Italy)

Traduzione senza garanzia, Solo il testo inglese fa fede.

PVSYST V6.88	Rensolar one srl (Italy)	09/07/21	Pagina 5/9
--------------	--------------------------	----------	------------

Sistema connesso in rete: Risultati principali

Progetto : **Masserano**

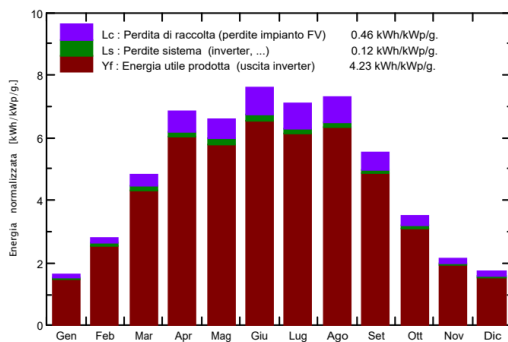
Variante di simulazione : **Calculation version n° 9 of 09/07/2021**

<b>Parametri principali del sistema</b>	Tipo di sistema	<b>Sistema inseguitori con indietro (backtracking)</b>		
<b>Orizzonte</b>	Altezza media	1.3°		
<b>Ombre vicine</b>	Secondo le stringhe dei moduli	effetto elettrico	90 %	
Orientamento	0°	Azimuth asse	0°	
Moduli FV	Modello	JKM575M-7RL4-TV	Pnom	575 Wp
Campo FV	Numero di moduli	56600	Pnom totale	<b>32545 kWp</b>
Inverter	Sunny Central 4400 UP	Pnom	4400 kW ac	
Inverter	Sunny Central 4200 UP	Pnom	4200 kW ac	
Inverter	Sunny Central 4000 UP	Pnom	4000 kW ac	
Inverter	Sunny Central 3060 UP (Preliminary)	Pnom	3060 kW ac	
Gruppo di inverter	Numero di unità	8.0	Pnom totale	<b>30380 kW ac</b>
Bisogni dell'utente	Carico illimitato (rete)			

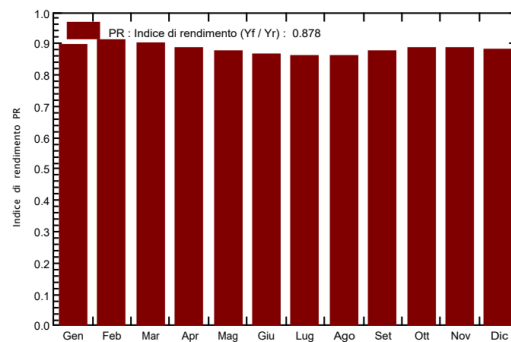
Risultati principali di simulazione

Produzione sistema	<b>Energia prodotta</b>	<b>50191 MWh/anno</b>	Prod. spec.	1542 kWh/kWp/anno
	Indice di rendimento PR	87.77 %		

Produzione normalizzata (per kWp installato): Potenza nominale 32545 kWp



Indice di rendimento PR



Calculation version n° 9 of 09/07/2021

Bilanci e risultati principali

	GlobHor kWh/m <sup>2</sup>	DiffHor kWh/m <sup>2</sup>	T_Amb °C	GlobInc kWh/m <sup>2</sup>	GlobEff kWh/m <sup>2</sup>	EArray MWh	E_Grid MWh	PR
Gennaio	41.1	20.44	3.62	51.1	46.2	1554	1494	0.897
Febbraio	61.9	25.26	3.54	78.5	72.3	2402	2324	0.910
Marzo	117.8	45.45	8.15	149.4	139.3	4504	4376	0.900
Aprile	160.8	53.89	12.80	204.6	192.2	6057	5890	0.884
Maggio	169.8	71.13	15.59	205.1	191.6	6013	5845	0.876
Giugno	187.9	71.38	20.06	227.5	213.4	6575	6399	0.864
Luglio	182.6	78.10	21.04	220.4	206.0	6360	6189	0.863
Agosto	180.2	63.54	21.12	227.0	213.0	6547	6374	0.863
Settembre	133.1	51.42	18.02	166.0	155.1	4867	4735	0.876
Ottobre	86.3	39.07	13.90	108.2	100.1	3219	3124	0.887
Novembre	51.0	22.51	8.49	64.8	58.8	1941	1873	0.889
Dicembre	41.7	17.75	4.43	54.5	48.5	1629	1568	0.884
Anno	1414.3	559.94	12.61	1757.1	1636.4	51668	50191	0.878

Legenda:	GlobHor	Irraggiamento orizz. globale	GlobEff	Globale "effettivo", corr. per IAM e ombre
	DiffHor	Irraggiamento diffuso orizz.	EArray	Energia effettiva in uscita campo
	T_Amb	T amb.	E_Grid	Energia iniettata nella rete
	GlobInc	Globale incidente piano coll.	PR	Indice di rendimento

PVSYST V6.88	Rensolar one srl (Italy)	09/07/21	Pagina 6/9
--------------	--------------------------	----------	------------

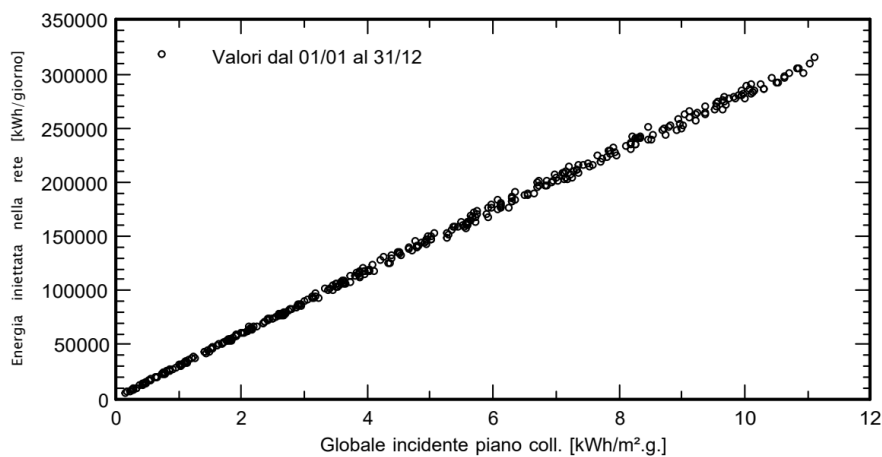
## Sistema connesso in rete: Grafici speciali

**Progetto :** Masserano

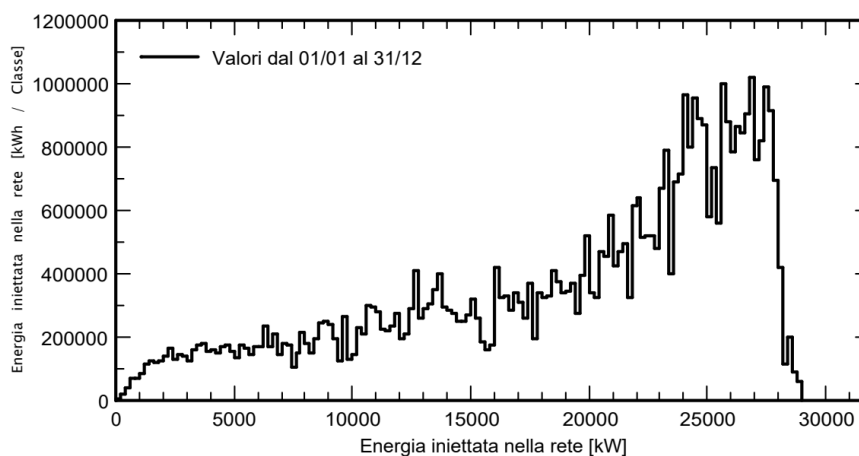
**Variante di simulazione :** Calculation version n° 9 of 09/07/2021

<b>Parametri principali del sistema</b>	Tipo di sistema	<b>Sistema inseguitori con indetreggiamento (backtracking)</b>		
<b>Orizzonte</b>	Altezza media	1.3°		
<b>Ombre vicine</b>	Secondo le stringhe dei moduli	effetto elettrico	90 %	
Orientamento	0°/15°, asse inclinato, Inclinazione asse	Azimut asse	0°	
Moduli FV	Modello	JKM575M-7RL4-TV	Pnom	575 Wp
Campo FV	Numero di moduli	56600	Pnom totale	<b>32545 kWp</b>
Inverter	Sunny Central 4400 UP	Pnom	4400 kW ac	
Inverter	Sunny Central 4200 UP	Pnom	4200 kW ac	
Inverter	Sunny Central 4000 UP	Pnom	4000 kW ac	
Inverter	Sunny Central 3060 UP (Preliminary)	Pnom	3060 kW ac	
Gruppo di inverter	Numero di unità	8.0	Pnom totale	<b>30380 kW ac</b>
Bisogni dell'utente	Carico illimitato (rete)			

**Diagramma giornaliero entrata/uscita**



**System Output Power Distribution**



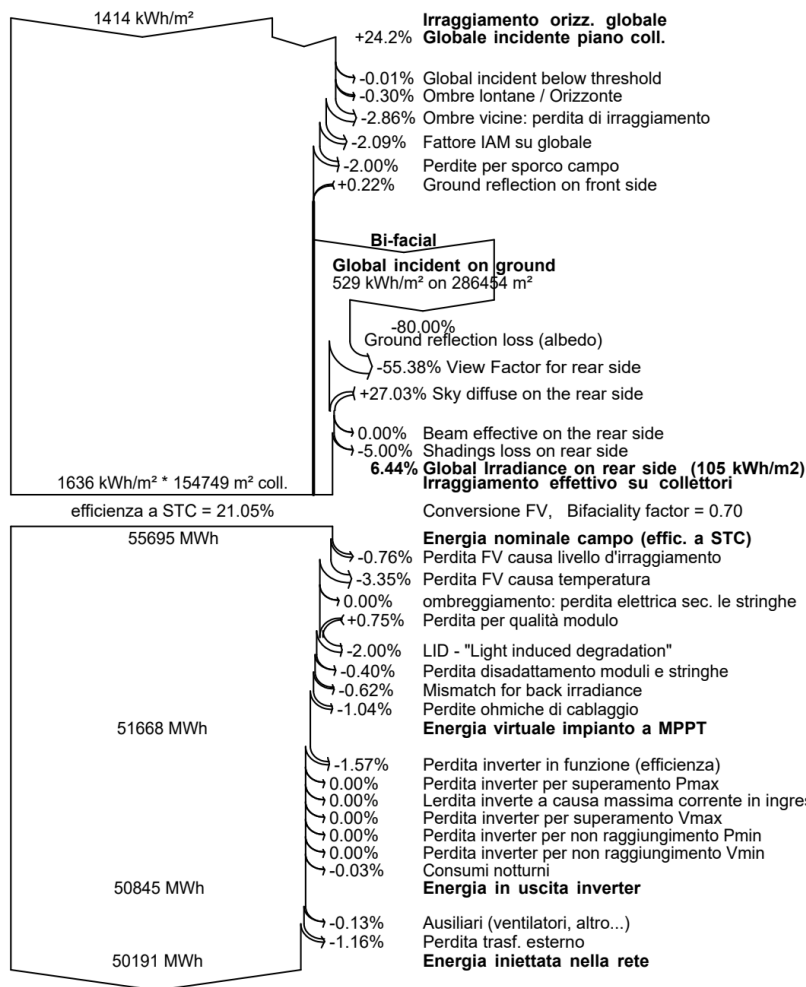
PVSYST V6.88	Rensolar one srl (Italy)	09/07/21	Pagina 7/9
--------------	--------------------------	----------	------------

**Sistema connesso in rete: Diagramma perdite**

**Progetto :** Masserano  
**Variante di simulazione :** Calculation version n° 9 of 09/07/2021

<b>Parametri principali del sistema</b>	Tipo di sistema	<b>Sistema inseguitori con indetreggiamento (backtracking)</b>		
<b>Orizzonte</b>	Altezza media	1.3°		
<b>Ombre vicine</b>	Secondo le stringhe dei moduli	effetto elettrico	90 %	
Orientamento	0°	Azimet asse	0°	
Moduli FV	Modello	JKM575M-7RL4-TV	Pnom	575 Wp
Campo FV	Numero di moduli	56600	Pnom totale	<b>32545 kWp</b>
Inverter	Sunny Central 4400 UP	Pnom	4400 kW ac	
Inverter	Sunny Central 4200 UP	Pnom	4200 kW ac	
Inverter	Sunny Central 4000 UP	Pnom	4000 kW ac	
Inverter	Sunny Central 3060 UP (Preliminary)	Pnom	3060 kW ac	
Gruppo di inverter	Numero di unità	8.0	Pnom totale	<b>30380 kW ac</b>
Bisogni dell'utente	Carico illimitato (rete)			

**Diagramma perdite sull'anno intero**



PVsynt Licensed to Rensolar one srl (Italy)

Traduzione senza garanzia. Solo il testo inglese fa fede.

PVSYST V6.88	Rensolar one srl (Italy)	09/07/21	Pagina 8/9
<b>Sistema connesso in rete: Valutazione P50-P90</b>			
<b>Progetto : Masserano</b>			
<b>Variante di simulazione : Calculation version n° 9 of 09/07/2021</b>			
<b>Parametri principali del sistema</b>	Tipo di sistema	<b>Sistema inseguitori con indetreggiamento (backtracking)</b>	
<b>Orizzonte</b>	Altezza media	1.3°	
<b>Ombre vicine</b>	Secondo le stringhe dei moduli		effetto elettrico 90 %
Orientamento	Modulo	JKM575M-7RL4-TV	Azimut asse 0°
Moduli FV	Numero di moduli	56600	Pnom 575 Wp
Campo FV			Pnom totale <b>32545 kWp</b>
Inverter	Sunny Central 4400 UP		Pnom 4400 kW ac
Inverter	Sunny Central 4200 UP		Pnom 4200 kW ac
Inverter	Sunny Central 4000 UP		Pnom 4000 kW ac
Inverter	Sunny Central 3060 UP (Preliminary)		Pnom 3060 kW ac
Gruppo di inverter	Numero di unità	8.0	Pnom totale <b>30380 kW ac</b>
Bisogni dell'utente	Carico illimitato (rete)		
<b>Valutazione della probabile previsione di produzione</b>			
La distribuzione della probabilita di previsione del sistema per diversi anni Eè dipendente principalmente sui dati meteo usati per la simulazione, e dipende sulle seguenti scelte:			
Origine dati Meteo	PVGIS api TMY		
Dati meteo	Tipo	TMY, multi anno	
Deviazione Standard	Cambiamento Climatico	0.0 %	
Differena da anno in anno	Varianza	4.5 %	
La varianza della probabilita di distribuzione è anche dipendente dalla incertezza di alcuni parametri del sistema			
Deviazione Standard	settaggio parametri modulo FV	1.0 %	
	Incertezza nella stima efficienza inverter	0.5 %	
	Incertezze di disadattamento e sporcizia	1.0 %	
	Incertezza nella stima del degrado	1.0 %	
Variabilità globale	Varianza	4.8 % (Somma quadratica)	
Valore di probabilita associato alla produzione	<b>Variabilità</b>	<b>2416 MWh</b>	
	<b>P50</b>	<b>50191 MWh</b>	
	<b>P90</b>	<b>47092 MWh</b>	
	<b>P95</b>	<b>46221 MWh</b>	
<b>Probability distribution</b>			



PVSYST V6.88	Rensolar one srl (Italy)	09/07/21	Pagina 9/9
<b>Sistema connesso in rete: CO2 Balance</b>			
<b>Progetto : Masserano</b>			
<b>Variante di simulazione : Calculation version n° 9 of 09/07/2021</b>			
<b>Parametri principali del sistema</b>	Tipo di sistema	<b>Sistema inseguitori con indietro (backtracking)</b>	
<b>Orizzonte</b>	Altezza media	1.3°	
<b>Ombre vicine</b>	Secondo le stringhe dei moduli	effetto elettrico	90 %
Orientamento	0°	Azimut asse	0°
Moduli FV	Modello JKM575M-7RL4-TV	Pnom	575 Wp
Campo FV	Numero di moduli 56600	Pnom totale	<b>32545 kWp</b>
Inverter	Sunny Central 4400 UP	Pnom	4400 kW ac
Inverter	Sunny Central 4200 UP	Pnom	4200 kW ac
Inverter	Sunny Central 4000 UP	Pnom	4000 kW ac
Inverter	Sunny Central 3060 UP (Preliminary)	Pnom	3060 kW ac
Gruppo di inverter	Numero di unità 8.0	Pnom totale	<b>30380 kW ac</b>
Bisogni dell'utente	Carico illimitato (rete)		
<b>Produced Emissions</b>	<b>Total: 55928.31 tCO2</b>	Source: Detailed calculation from table below	
<b>Replaced Emissions</b>	<b>Total: 636922.3 tCO2</b>	System production: 50190.88 MWh/a      Lifetime: 30 years	
	Grid Lifecycle Emissions: 423 gCO2/kWh	Annual Degradation: 1.0 %	
	Source: IEA List	Country: Italy	
<b>CO2 Emission Balance</b>	<b>Total: 496707.2 tCO2</b>		
<b>System Lifecycle Emissions Details:</b>			
Item	Modules	Supports	
LCE	1713 kgCO2/kWp	2.82 kgCO2/kg	
Quantity	28563 kWp	2483750 kg	
Subtotal [kgCO2]	48920635	7007677	

Inseriti i dati del mixer energetico nazionale dalla simulazione si evince che l'impianto fotovoltaico potrà far risparmiare **496.707,2 tonnellate** di  $CO_2$  durante il suo ciclo di vita.

## 6 OPERE DI MITIGAZIONE PAESAGGISTICO-AMBIENTALE

Nel presente capitolo si riporta la descrizione degli interventi che saranno realizzati per migliorare l'inserimento paesaggistico-ambientale delle opere in progetto.

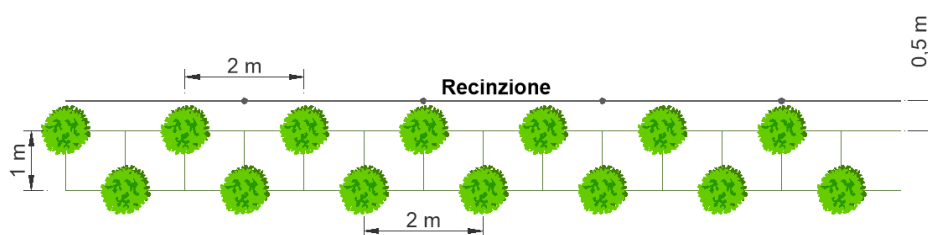
Tali interventi hanno un duplice scopo: da una parte mitigare la percezione visiva dell'impianto in progetto nei confronti delle aree contermini, dall'altra migliorare ed ampliare gli elementi della rete ecologica esistente, con evidenti benefici nei confronti delle componenti vegetazionali e faunistiche presenti.

Di seguito si riporta la descrizione delle caratteristiche qualitative e quantitative degli interventi in progetto, mentre per la visualizzazione grafica degli interventi in progetto si rimanda alla Tavola MR-7.1-MAS-OMA-0 "Particolari sestri di impianto - opere di mitigazione ambientale".

### 6.1 SIEPE ARBUSTIVA PERIMETRALE ALL'IMPIANTO

Perimetralmente all' impianto fotovoltaico sarà realizzata una siepe arbustiva che avrà lo scopo principale di mitigare l'impatto visivo che l'intervento in progetto potrà determinare nei confronti delle aree contermini.

La siepe in progetto sarà realizzata a circa 0,5 metri dalla recinzione perimetrale e sarà costituita da due file arbustive distanziate e sfalsate tra loro di circa 1 metro al fine di massimizzare l'effetto di mascheramento visivo; all'interno di ogni fila, ogni esemplare arbustivo sarà invece distanziato di circa 2 metri (vedi Figura seguente).



Schema d'impianto della siepe arbustiva perimetrale alla recinzione

Tutte le specie utilizzate saranno di origine autoctona al fine di promuovere la tutela e la diffusione delle specie forestali autoctone e indigene del territorio regionale; saranno inoltre adatte alle caratteristiche pedo-climatiche dell'area e caratterizzate da abbondanti fioriture e da un'elevata produzione baccifera.

Complessivamente, la siepe in progetto presenterà una lunghezza pari a circa 3 km lineari (3.086 m) e saranno messi a dimora 3.086 esemplari arbustivi, così suddivisi:

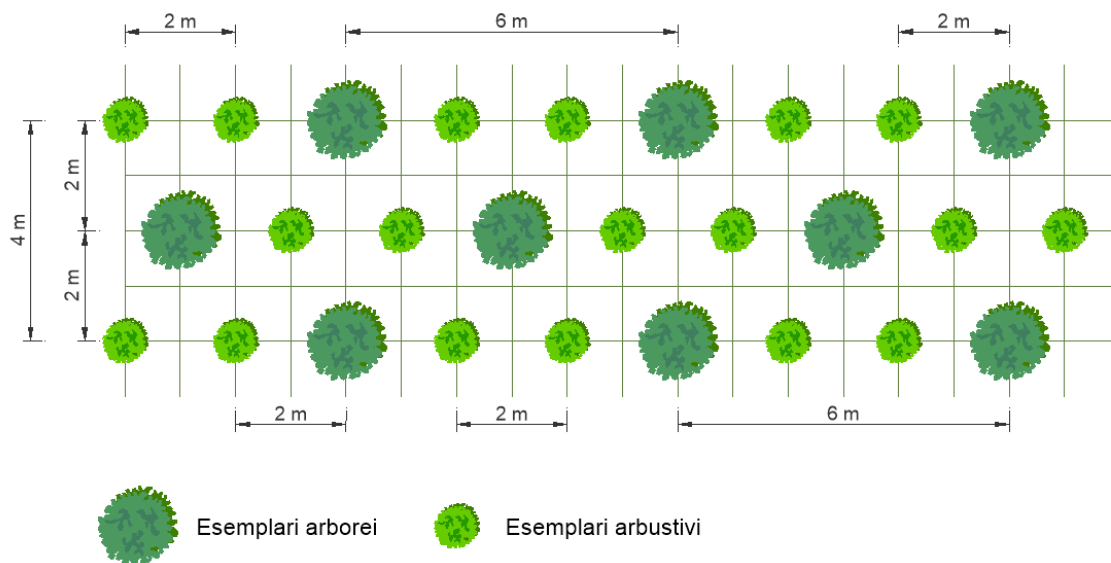
Specie	n. esemplari/modulo	n. totale
Sanguinello ( <i>Cornus sanguinea</i> )	2	386
Nocciolo ( <i>Corylus avellana</i> )	2	386
Biancospino ( <i>Crataegus monogyna</i> )	2	386
Fusaggine ( <i>Euonymus europaeus</i> )	2	386
Frangola ( <i>Frangula alnus</i> )	2	386
Ligustro ( <i>Ligustrum vulgare</i> )	2	386
Prugnolo ( <i>Prunus spinosa</i> )	2	386
Lantana ( <i>Viburnum lantana</i> )	2	386
<b>Totale</b>	<b>16</b>	<b>3.086</b>

Gli esemplari arbustivi messi a dimora saranno governati al fine di limitare il più possibile eventuali ombreggiamenti nei confronti dell'adiacente impianto fotovoltaico, prevedendo potature periodiche che tuttavia non dovranno pregiudicare la forma e il portamento tipico delle diverse specie impiegate, limitando pertanto i potenziali aspetti di artificialità derivanti dalla presenza di barriere vegetali lineari.

## 6.2 SIEPI ARBOREO-ARBUSTIVE DI CONNESSIONE ECOLOGICA

Allo scopo di incrementare il livello di connettività ecologica dell'area e, in particolare, i 3 km di siepe perimetrale all'impianto (vedi paragrafo precedente) con le limitrofe aree interne alla Riserva Naturale delle Baragge e al Sito ZSC IT1120004 "Baraggia di Rovasenda", all'interno delle aree in proprietà (vedi Tavola MR-7.1-MAS-OMA-0) saranno realizzate numerose siepi arboreo-arbustive che raggiungeranno un'estensione complessiva pari a circa 1,1 km lineari (1.148 metri).

Il sesto d'impianto adottato, rappresentato nella successiva immagine, si prevede la realizzazione di 3 file distanziate di circa 2 metri; lungo le file, ogni esemplare arboreo sarà distanziato di circa 6 metri l'uno dall'altro, mentre tra ogni esemplare arbustivo, o tra un esemplare arboreo ed uno arbustivo, sarà mantenuta una distanza d'impianto di circa 2 metri.



Schema d'impianto delle siepi arboreo-arbustive di connessione ecologica

Così come per la siepe perimetrale all'impianto, tutte le specie di origine autoctona e adatte alle caratteristiche pedoclimatiche dell'area; in particolare, per quanto riguarda le specie arboree, saranno utilizzate le specie caratteristiche del quercocarpineto (Farnia e Carpino bianco), ampiamente presenti all'interno della Riserva Naturale delle Baragge.

Complessivamente saranno messi a dimora 574 esemplari arborei e 1.148 esemplari arbustivi, così suddivisi:

Specie	n. esemplari/modulo	n. totale
<b>Arboree</b>		
Acer campestre ( <i>Acer campestre</i> )	3	191
Carpino bianco ( <i>Carpinus betulus</i> )	3	191
Farnia ( <i>Quercus robur</i> )	3	191
<b>Arbustive</b>		
Sanguinello ( <i>Cornus sanguinea</i> )	3	191
Nocciolo ( <i>Corylus avellana</i> )	3	191
Biancospino ( <i>Crataegus monogyna</i> )	3	191
Ligustro ( <i>Ligustrum vulgare</i> )	3	191
Prugnolo ( <i>Prunus spinosa</i> )	3	191
Lantana ( <i>Viburnum lantana</i> )	3	191
<b>Totale</b>	<b>27</b>	<b>1.722</b>

### 6.3 AREE PRATIVE ALL'INTERNO DELL'IMPIANTO

In seguito alla cantierizzazione dell'opera, le aree situate al di sotto dei pannelli fotovoltaici saranno prive o parzialmente di copertura erbacea; si procederà pertanto ad effettuare in tali aree la semina di miscugli di specie erbacee annuali,

perenni o perennanti allo scopo di accelerare il naturale processo di colonizzazione da parte di specie erbacee caratteristiche del prato polifita.

Tale intervento avrà lo scopo di favorire l'instaurarsi di un prato polifita, che consentirà la presenza di una ricca entomofauna che si trova alla base della catena alimentare per molte specie (ad es. uccelli e mammiferi).

L'inerbimento sarà effettuato tramite semina a spaglio utilizzando un miscuglio costituito per l'80% da graminacee (*Lolium perenne*, *Festuca arundinacea*, *Festuca rubra*, *Dactylis glomerata* e *Poa pratensis*) e per il 20% da leguminose (*Trifolium repens* e *Lotus corniculatus*); tale miscuglio potrà essere eventualmente integrato da una piccola percentuale (ca 10%) di varie specie di dicotiledoni a valenza ecologica (entomofauna) ed estetica (fioritura).

#### 6.4 SPECIFICHE TECNICHE PER LA REALIZZAZIONE DELLE OPERE A VERDE

Di seguito si riportano le preliminari indicazioni per la corretta realizzazione degli interventi di piantumazione previsti dal progetto, al fine di raggiungere nel più breve tempo possibile gli obiettivi di mitigazione paesaggistico-ambientale prefissati. Tali indicazioni sono inoltre finalizzate al controllo e al contenimento del diffondersi di specie infestanti nei luoghi destinati alla messa a dimora di nuove essenze arboreo-arbustive.

Per quanto riguarda le lavorazioni preliminari del terreno, finalizzate alla preparazione del substrato idoneo alle piantumazioni previste, dovranno essere effettuate le operazioni di seguito riportate:

- lavorazione del terreno fino alla profondità massima di 0,5 m;
- fornitura e spandimento di ammendante organico, ove ritenuto necessario;
- affinamento del letto di semina mediante le adeguate operazioni su terreno precedentemente lavorato.

Successivamente alla realizzazione degli interventi di preparazione del terreno superficiale, si procederà alla messa a dimora del materiale vegetale previsto dal progetto.

Tale materiale (alberi, arbusti, sementi, ecc.), dovrà essere di provenienza esclusivamente autoctona e provenire da vivai autorizzati ai sensi delle Leggi dello Stato nn. 987/31, 269/73 con le successive modificazioni e integrazioni, e ai sensi dell'art 19 del D.Lgs 214/2005.

Il materiale vegetale dovrà essere fornito sano e ben lignificato; il fusto e le branche principali dovranno essere esenti da deformazioni, ferite, grosse cicatrici conseguenti ad urti, grandine, scortecciamenti, legature e ustioni da sole, capitozzature, monconi di rami tagliati male, danni meccanici in genere; dovranno inoltre essere esenti da attacchi (in corso o passati) di insetti, di funghi, malattie crittogamiche o virus.

Tutte le essenze arboree ed arbustive impiegate dovranno essere fornite in vaso o in zolla e presentare, a seconda delle specie e della disponibilità dei vivai di provenienza, altezze minime comprese tra 40-80 cm.

La messa a dimora delle piante dovrà essere eseguita nel periodo di riposo vegetativo, dalla fine dall'autunno all'inizio della primavera, evitando in ogni modo i periodi in cui le gelate risultano statisticamente più probabili.

Durante la messa a dimora delle piante si ricorrerà all'apertura di buche, manualmente o con adeguato mezzo meccanico, con dimensioni che dovranno essere più ampie possibili in rapporto alla grandezza delle piante da mettere a dimora. In

generale le buche dovranno avere larghezza almeno pari a una volta e mezzo rispetto a quelle del pane di terra, e una profondità corrispondente alle dimensioni della zolla.

A riempimento della buca ultimato, per ogni singolo esemplare arboreo ed arbustivo messo a dimora si prevede inoltre:

- l'impiego di cannette in bamboo o simili, ancorate alla piantina con un legaccio elastico, per sostegno e individuazione durante le operazioni di manutenzione;
- l'utilizzo di dischi o telo pacciamante in materiale biodegradabile, ancorati al suolo con idonei picchetti metallici, al fine di limitare la crescita di specie erbacee infestanti e mantenere l'umidità negli strati superficiali del suolo;
- l'impiego di "shelter" in materiale biodegradabile, al fine di evitare che gli animali possano arrecare danni e compromettere così la sopravvivenza delle piante appena messe a dimora.

Al termine delle operazioni, le piante dovranno presentarsi perfettamente verticali, non inclinate, non presentare affioramenti radicali e con il colletto ben visibile e non interrato.

La ricostituzione del cotico erboso all'interno dell'impianto sarà effettuata mediante semina a spaglio, e sarà realizzato di norma nei periodi primaverile e tardo estivo-autunnale, evitando i periodi molto caldi e asciutti. Il materiale da semina sarà contenuto in imballaggi che dovranno riportare in modo chiaro e leggibile sul cartellino: la o le specie di appartenenza, le caratteristiche di terminabilità e di purezza e quando richiesto il numero di partita E.N.S.E. (Ente Nazionale delle Sementi Elette).

Per quanto riguarda la composizione specifica del miscuglio, la miscela dovrà essere composta da graminacee (ad azione radicale superficiale) e da leguminose (ad azione radicale profonda e con capacità di arricchimento del terreno in azoto).

#### 6.5 SPECIFICHE TECNICHE PER LA MANUTENZIONE DELLE OPERE A VERDE

Allo scopo di mantenere nel tempo l'effettiva funzionalità delle opere a verde realizzate, la manutenzione degli impianti vegetazionali avrà inizio immediatamente dopo la messa a dimora (o la semina) di ogni singola pianta e di ogni parte di prato e prolungarsi per almeno 3 anni.

Ogni nuova piantagione sarà infatti mantenuta con particolare attenzione fino a quando non sarà evidente che le piante, superato lo stress da trapianto (o il periodo di germinazione per le semine), siano ben attecchite e siano in buone condizioni vegetative.

A tale scopo, le attività di manutenzione dei nuovi impianti messi a dimora dovranno comprendere le seguenti operazioni:

- irrigazione, mediante periodico controllo delle esigenze idriche delle piante, prevedendo regolari apporti idrici da effettuarsi con autobotte nei periodi estivi e/o maggiormente siccitosi;
- ripristino conche e rinalzo, al fine di ricostituire se necessario la conchetta per le irrigazioni alla base delle piantine;
- controllo periodico riguardo la presenza di parassiti e fitopatie, prevedendo, se necessario, interventi con prodotti fitosanitari;
- operazioni di difesa dalla vegetazione infestante, da realizzarsi almeno 3 volte l'anno nei primi anni successivi all'impianto; tale intervento, che potrà avvenire sia manualmente che con opportuni mezzi meccanici, prevede l'eliminazione della vegetazione infestante lungo e tra le file dei nuovi impianti;

- potature di allevamento e contenimento, al fine di evitare il potenziale ombreggiamento nei confronti del limitrofo impianto fotovoltaico;
- controllo degli ancoraggi e ripristino della verticalità delle piante, da effettuarsi periodicamente negli anni successivi all'impianto;
- rimozione e sostituzione fallanze, con altro materiale avente le stesse caratteristiche, da realizzarsi nei primi 3 anni al termine della stagione vegetativa;
- rimozione protezioni e strutture di ancoraggio, da realizzarsi una volta verificato il corretto affrancamento di ogni singolo esemplare messo a dimora.

## 7 MANUTENZIONE E GARANZIE

Come qualsiasi impianto, anche l'impianto fotovoltaico deve essere periodicamente controllato e sottoposto a manutenzione al fine di evitare disservizi causati da deterioramenti dei materiali sottoposti comunque ad usura.

Per dettagli vedere l'allegato 9.1 – “Piano di manutenzione Mas”.

Arch. Luca Menci

