

PROGETTO PER LA REALIZZAZIONE DI UN NUOVO IMPIANTO AGRIVOLTAICO
E DELLE RELATIVE OPERE DI CONNESSIONE ALLA RTN
LOCALITA' LAMA PAGLIARA
COMUNE DI RUVO DI PUGLIA (BA)
DENOMINAZIONE IMPIANTO - PVA004 RUVO LAMA PAGLIARA
POTENZA NOMINALE 12.7 MW

PROGETTO DEFINITIVO - SIA

PROGETTAZIONE E SIA

HOPE engineering

ing. Fabio PACCAPELO

ing. Andrea ANGELINI

arch. Gaetano FORNARELLI

dott.ssa Anastasia AGNOLI

Studio ALAMI

Arch.Fabiano SPANO

Arch. Valentina Marta RUBRICHI

Arch. Susanna TUNDO

AGRONOMIA E STUDI COLTURALI

dott.ssa Lucia PESOLA

STUDI SPECIALISTICI E AMBIENTALI

MICROCLIMATICA

dott.ssa Elisa GATTO

ARCHEOLOGIA

dott.ssa Domenica CARRASSO

GEOLOGIA

Apogeo Srl

ACUSTICA

dott.ssa Sabrina SCARAMUZZI

R.2 RELAZIONI SPECIALISTICHE

R.2.12 Relazione tecnica impianti elettrici e componentistiche elettriche

REV.	DATA	DESCRIZIONE
	12-23	prima emissione



INDICE

1. INTRODUZIONE³
2. LEGISLAZIONE VIGENTE⁴
3. DEFINIZIONI⁶
 - 3.1 IMPIANTO PER LA CONNESSIONE⁶
 - 3.2 IMPIANTO DI RETE PER LA CONNESSIONE⁶
 - 3.3 IMPIANTO DI UTENZA PER LA CONNESSIONE⁶
4. INQUADRAMENTO DELL'OPERA⁷
 - 4.1 DATI TECNICI⁷
5. DESCRIZIONE DEI COMPONENTI E DELLE SCELTE PROGETTUALI⁸
 - 5.1 CARATTERISTICHE GENERALI DELL'IMPIANTO DI GENERAZIONE⁸
 - 5.2 CONNESSIONE ALLA RETE⁹
 - 5.3 DESCRIZIONE DEI SOTTOCAMPI COSTITUENTI L'IMPIANTO FOTOVOLTAICO⁹
 - 5.4 MODULO FOTOVOLTAICO¹⁰
 - 5.5 POWER STATIONS E CABINA DI RACCOLTA¹¹
 - 5.5.1 *Gruppo di conversione CC/CA*¹³
 - 5.6 SISTEMA DI ACCUMULO ENERGIA BESS¹⁶
 - 5.6.1 *Il DC-DC Converter*¹⁷
 - 5.6.2 *Disposizione Bess*¹⁸
 - 5.7 STRUTTURE DI SOSTEGNO MONOASSIALI¹⁸
 - 5.8 OPERE PRINCIPALI DA ESEGUIRSI²¹
 - 5.9 QUADRI ELETTRICI²²
 - 5.10 CAVI E TUBAZIONI²³
 - 5.11 SISTEMA DI TERRA (MISURE DI PROTEZIONE CONTRO I CONTATTI DIRETTI E INDIRECTI)²⁴
 - 5.12 SISTEMA DI MONITORAGGIO DELLE PRESTAZIONI²⁵
 - 5.13 SISTEMA DI VIDEOSORVEGLIANZA²⁶
 - 5.14 SISTEMI ANTINCENDIO²⁶
6. CALCOLI E VERIFICHE DI PROGETTO DEL GENERATORE E DEI CAVIDOTTI MT²⁷
 - 6.1 MODALITÀ DI CALCOLO²⁷
 - 6.2 CALCOLO DELLA PORTATA²⁷
 - 6.3 SCELTA DEL TIPO DI POSA CAVO MT²⁹
 - 6.4 SCELTA DEL LIVELLO DI TENSIONE E DEL TIPO DI CAVO²⁹
 - 6.5 DIMENSIONAMENTO DEI CAVI MT³⁰
 - 6.6 CONDIZIONI OPERATIVE E VINCOLI³¹
 - 6.7 COLLEGAMENTI AUSILIARI^{ERRORE. IL SEGNA LIBRO NON È DEFINITO.}



- 6.8 **APPARECCHIATURE A MT**ERRORE. IL SEGNALIBRO NON È DEFINITO.
- 6.9 **QUADRO GENERALE MT**ERRORE. IL SEGNALIBRO NON È DEFINITO.
- 6.10 **SERVIZI AUSILIARI ESSENZIALI**ERRORE. IL SEGNALIBRO NON È DEFINITO.
- 6.11 **RETE DI TERRA**ERRORE. IL SEGNALIBRO NON È DEFINITO.
- 6.12 **IMPIANTI SPECIALI**ERRORE. IL SEGNALIBRO NON È DEFINITO.
- 6.13 **ILLUMINAZIONE ESTERNA ED IMPIANTO FM**ERRORE. IL SEGNALIBRO NON È DEFINITO.
- 6.14 **PROTEZIONE APPARECCHIATURE**ERRORE. IL SEGNALIBRO NON È DEFINITO.

7. VALUTAZIONE DELLA PRODUCIBILITA'32

8. VERIFICHE E COLLAUDO33

- 8.1 **CERTIFICAZIONE**33
- 8.2 **COLLAUDO**33
- 8.3 **VERIFICHE DELL'IMPIANTO DI TERRA**33
- 8.4 **VERIFICHE DEI SISTEMI DI MISURE**34
- 8.5 **DOCUMENTAZIONE DA PRODURRE**34

Nella presente relazione sono descritte le opere elettriche necessarie alla realizzazione dell'impianto agrovoltaico che sfrutta la tecnologia fotovoltaica per convertire l'energia solare primaria in energia elettrica. L'impianto e le relative opere ed infrastrutture connesse saranno realizzate in località Lama Pagliara nel territorio comunale di Ruvo di Puglia nella Provincia di Bari (BA).

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



INTRODUZIONE

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

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

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



LEGISLAZIONE VIGENTE

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

- D.Lgs. 387/2003 in attuazione della direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione della energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità;
- D.Lgs 28/2011 in attuazione della direttiva 2009/28/CE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE
- Legge n. 10/1991 "Norme per l'attuazione del Piano energetico nazionale in materia di uso razionale dell'energia, di risparmio energetico e di sviluppo delle fonti rinnovabili di energia";
- Decreto del Ministero per lo Sviluppo Economico del 10 settembre 2010, "Linee Guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili";
- Decreto Legislativo 3 marzo 2011, n. 28 Attuazione della direttiva 2009/28/CE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE
- L.R. 16 Dicembre 2011, n. 16 - Norme in materia ambientale e di fonti rinnovabili
- DM 19.02.2007;
- DM 06.08.2010;
- DM 05.05.2011;
- norme CEI/IEC per la parte elettrica convenzionale;
- conformità al marchio CE per i componenti dell'impianto;
- norme CEI/IEC e/o JRC/ESTI per i moduli fotovoltaici;
- norme UNI/ISO per la parte meccanico/strutturale;
- D.lgs. n. 81/08 recante "Attuazione dell'articolo 1 della legge 3 agosto 2007, n. 123, in materia di tutela della salute e della sicurezza nei luoghi di lavoro";
- D.M. 37/08 norma per la sicurezza e realizzazione impianti elettrici;
- unificazioni Società Elettriche (E - DISTRIBUZIONE e/o altre) per le interfacce con la rete elettrica;
- CEI EN 61936-1 (Classificazione CEI 99-2): Impianti elettrici con tensione superiore a 1 kV in corrente alternata.
- CEI EN 50522 (Classificazione CEI 99-3): Messa a terra degli impianti elettrici con tensione superiore a 1 kV in corrente alternata.
- norma CEI 11-20 per gli impianti di produzione;
- norma CEI 0-16 per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti AT ed MT delle imprese distributrici



di energia elettrica;

- delibera dell'Autorità per l'energia elettrica ed il gas ARG/elt 99/08 recante "Testo integrato delle condizioni tecniche ed economiche per la connessione alle reti elettriche con obbligo di connessione di terzi degli impianti di produzione di energia elettrica (Testo integrato delle connessioni attive - TICA)" come successivamente modificato e integrato;
- "Guida per le connessioni alla rete elettrica di e-distribuzione, normativa E-DISTRIBUZIONE.

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



DEFINIZIONI

1.1 IMPIANTO PER LA CONNESSIONE

L'impianto per la connessione è l'insieme degli impianti realizzati a partire dal punto di inserimento sulla rete esistente, necessari per la connessione alla rete di un impianto di produzione. L'impianto per la connessione è costituito dall'impianto di rete per la connessione e dall'impianto di utenza per la connessione

1.2 IMPIANTO DI RETE PER LA CONNESSIONE

L'impianto di rete per la connessione è la porzione di impianto per la connessione di competenza del gestore di rete, compresa tra il punto di inserimento sulla rete esistente e il punto di connessione.

1.3 IMPIANTO DI UTENZA PER LA CONNESSIONE

L'impianto di utenza per la connessione è la porzione di impianto per la connessione la cui realizzazione, gestione, esercizio e manutenzione rimangono di competenza del richiedente.



INQUADRAMENTO DELL'OPERA

La società **Santa Barbara Energia S.r.l.**, facente parte del Gruppo Hope, con sede in Milano, Via Lanzone,31 intende realizzare un impianto agrovoltaiico avente codice pratica **202300492**, avente potenza nominale dei moduli fotovoltaici pari a **12.712,08 kWp**, ricadente sul territorio comunale di Ruvo di Puglia, nella Provincia di Bari (BA), in località Lama Pagliara.

Il progetto definitivo comprende le opere necessarie alla connessione alla Rete di Trasmissione Nazionale, progettate in base alla **STMG** rilasciata dalla società di gestione Terna S.p.A. e regolarmente accettata dal Proponente.

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

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

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

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

1.4 DATI TECNICI

Luogo di installazione:	Località Lama Pagliara - Comune di Ruvo di Puglia (BA)
Potenza di picco:	12.712,08 kWp
N° moduli fotovoltaici	17.664
Tipo strutture di sostegno:	Tracker ad inseguimento biassiale
Inclinazione piano dei moduli:	Variabile
Angolo di azimuth ° (0°Sud – 90°Est):	0° Sud
Angolo di tilt °:	Variabile
Rete di Raccolta:	36 kV
Rete di collegamento:	Tensione RTN 36 kV
Gestore della rete:	Terna
Coordinate geografiche:	Latitudine: 41.046592°, Longitudine: 16.442851°



DESCRIZIONE DEI COMPONENTI E DELLE SCELTE PROGETTUALI

1.5 CARATTERISTICHE GENERALI DELL'IMPIANTO DI GENERAZIONE

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

L'impianto fotovoltaico per la produzione di energia elettrica in oggetto è suddiviso essenzialmente in tre aree, all'interno del quale sono disposti i tracker e le cabine Power Stations, denominate a seconda dell'area di appartenenza:



Layout aree di impianto

Il campo fotovoltaico sarà composto da 17664 moduli di potenza unitaria pari a 720 W e riuniti in stringhe. Le stringhe sono costituite da moduli connessi in serie in modo da non superare una tensione a vuoto di 1500 Vdc anche in condizioni di basse temperature (il calcolo è stato fatto per una temperatura minima di -5°C).

In ciascun sottocampo le stringhe saranno realizzate collegando in serie 24 moduli e collegate al quadro di parallelo stringhe prima di essere collegate all'inverter centralizzato della relativa Power Station.

Ogni sottocampo raccoglierà la potenza del generatore in corrente continua e la convoglierà tramite cavidotti in CC verso i punti di raccolta, dove avverrà la conversione e trasformazione dell'energia prodotta.



Tali punti di raccolta, non saranno né cabine prefabbricate né cabine posate in opera ma saranno delle Power Station poggiate su platea di fondazione composta dall'insieme dell'inverter centralizzati outdoor, il trasformatore elevatore MT/BT e i quadri BT e MT tutti Outdoor come meglio specificato nei paragrafi successivi. Una esigenza tecnica è rappresentata dalla ricerca del miglior accoppiamento possibile tra i livelli di tensione del generatore fotovoltaico con quelli del convertitore cc/ca, per il quale si registra un aumento dell'efficienza al diminuire del rapporto tra tensione di ingresso e uscita. Si osserva, innanzitutto, che quanto più alta è la tensione di lavoro, tanto minori risultano essere, a parità di potenza, le correnti in gioco nel circuito, determinando minori perdite elettriche.

1.6 CONNESSIONE ALLA RETE

L'impianto sarà connesso alla Rete di Trasmissione Nazionale RTN tramite la costruzione di un impianto elettrico per la connessione.

La consistenza dell'impianto di connessione è determinata in base alle indicazioni del gestore di rete che in questo caso è Terna S.p.A., il quale invia al soggetto richiedente (Santa Barbara Energia S.r.l.) un preventivo di connessione contenente i costi di connessione e la Soluzione Tecnica Minima Generale per la connessione dell'impianto (STMG). La STMG rilasciata da Terna S.p.A con preventivo di connessione del 14/03/2023 codice pratica **202300492**, prevede che l'impianto fotovoltaico sarà connesso alla Rete di Trasmissione Nazionale mediante collegamento in antenna a 36 kV su una nuova Stazione Elettrica (SE) della RTN a 150/36 kV da inserire in entra-esce alla linea RTN a 150 kV "Bari Ind/le 2 – Corato". Secondo tale STMG, l'impianto di rete per la connessione sarà costituito dallo/gli stallo/i arrivo produttore a 36 kV nella suddetta stazione, mentre il nuovo elettrodotto in antenna a 36 kV per il collegamento dell'impianto sulla Stazione Elettrica della RTN costituisce impianto di utenza.

Si dovrà pertanto realizzare un impianto di rete per la connessione costituito da una nuova Stazione Elettrica 150/36 kV ed un impianto di utenza per la connessione costituito da un elettrodotto di vettoriamento MT tra il campo fotovoltaico e la Stazione Elettrica.

1.7 DESCRIZIONE DEI SOTTOCAMPI COSTITUENTI L'IMPIANTO FOTOVOLTAICO

L'impianto fotovoltaico ha una potenza totale di 12.712,08 kWp e da punto di vista elettrico sono stati individuate tre linee MT interne per il raggruppamento dei Power Stations, scelti a seconda dei criteri sopra elencati e di seguito vengono riportate le caratteristiche generali:

LINEA A	
Sottocampo A	Area A
N° moduli fotovoltaici (Huasun, modello Himalaya G12 DS720 720 Wp)	5.928
N° moduli in serie (stringa)	24
N° stringhe	247
Potenza totale di picco	4.268,16 kWp
Tipo Sottostruttura	Struttura Tracker ad inseguimento monoassiale
N° Punti di Raccolta, Conversione e trasformazione (Power Station)	N. 1 Power Station
Componenti Power Station 1 - Inverter x Esterno (Tipo Centralizzato Sunny Central della SMA) - Trasformatore MT/BT in olio 36/0,63 kV - Quadro Servizi Ausiliari - Quadro MT a 36 kV di raccolta e smistamento	N. 1 Inverter da 4000 kVA N. 1 Trasformatore da 4000 kVA N. 1 Quadro BT N. 1 Quadro MT



LINEA B	
Sottocampo B	Area B
N° moduli fotovoltaici (Huasun, modello Himalaya G12 DS720 720 Wp)	5.832
N° moduli in serie (stringa)	24
N° stringhe	243
Potenza totale di picco	4.199,04 kWp
Tipo Sottostruttura	Struttura Tracker ad inseguimento monoassiale
N° Punti di Raccolta, Conversione e trasformazione (Power Station)	N. 1 Power Station
Componenti Power Station 2 - Inverter x Esterno (Tipo Centralizzato Sunny Central della SMA) - Trasformatore MT/BT in olio 36/0,63 kV - Quadro Servizi Ausiliari - Quadro MT a 36 kV di raccolta e smistamento	N. 1 Inverter da 4000 kVA N. 1 Trasformatore da 4000 kVA N. 1 Quadro BT N. 1 Quadro MT

LINEA C	
Sottocampo C	Area C
N° moduli fotovoltaici (Huasun, modello Himalaya G12 DS720 720 Wp)	5.904
N° moduli in serie (stringa)	24
N° stringhe	246
Potenza totale di picco	4.250,88 kWp
Tipo Sottostruttura	Struttura Tracker ad inseguimento monoassiale
N° Punti di Raccolta, Conversione e trasformazione (Power Station)	N. 1 Power Station
Componenti Power Station 3 - Inverter x Esterno (Tipo Centralizzato Sunny Central della SMA) - Trasformatore MT/BT in olio 36/0,63 kV - Quadro Servizi Ausiliari - Quadro MT a 36 kV di raccolta e smistamento	N. 1 Inverter da 4000 kVA N. 1 Trasformatore da 4000 kVA N. 1 Quadro BT N. 1 Quadro MT

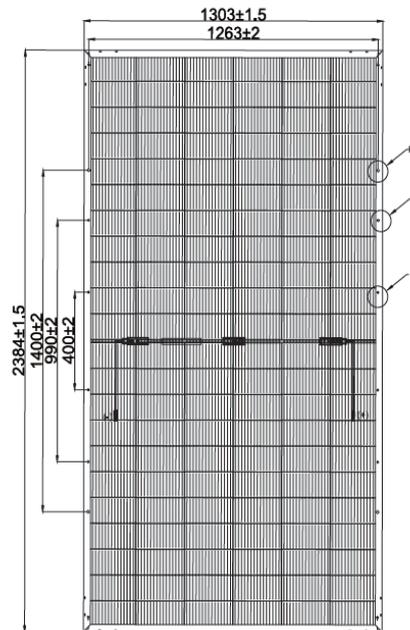
1.8 MODULO FOTOVOLTAICO

Il modulo fotovoltaico scelto è in silicio monocristallino Huasun, modello Himalaya G12 DS720, da 132 Celle, con potenza del singolo modulo pari a 720 W. I moduli sono del tipo "bifacciali", cioè in grado di convertire in energia elettrica anche la radiazione solare riflessa dall'ambiente circostante e incidente sul retro dei moduli. Si rimanda all'elaborato "R.1.4 Disciplina descrittiva prestazionale degli elementi tecnici" per maggiori specifiche.

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



Engineering Drawings Unit: mm



Dimensioni del modulo

Electrical Characteristics (STC*)

HS-210-B132	DS700	DS705	DS710	DS715	DS720
Maximum Power (Pmax)	700W	705W	710W	715W	720W
Module Efficiency (%)	22.53%	22.70%	22.86%	23.02%	23.18%
Optimum Operating Voltage (Vmp)	42.10V	42.25V	42.39V	42.54V	42.68V
Optimum Operating Current (Imp)	16.63A	16.69A	16.75A	16.81A	16.87A
Open Circuit Voltage (Voc)	50.13V	50.29V	50.44V	50.59V	50.74V
Short Circuit Current (Isc)	17.43A	17.49A	17.55A	17.61A	17.67A
Operating Module Temperature	-40 to +85 °C				
Maximum System Voltage	DC1500V (IEC)				
Maximum Series Fuse	30A				
Power Tolerance	0~+5W				
Bifaciality	85% ± 5%				

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

Principali caratteristiche elettriche del modulo fotovoltaico

1.9 POWER STATIONS E CABINA DI RACCOLTA

Nella progettazione dell'impianto si è scelto di utilizzare delle **Power Stations tipo SMA MVPS nelle taglie da 4000 kVA** individuate in base alle potenze dei sottocampi che vanno a servire.

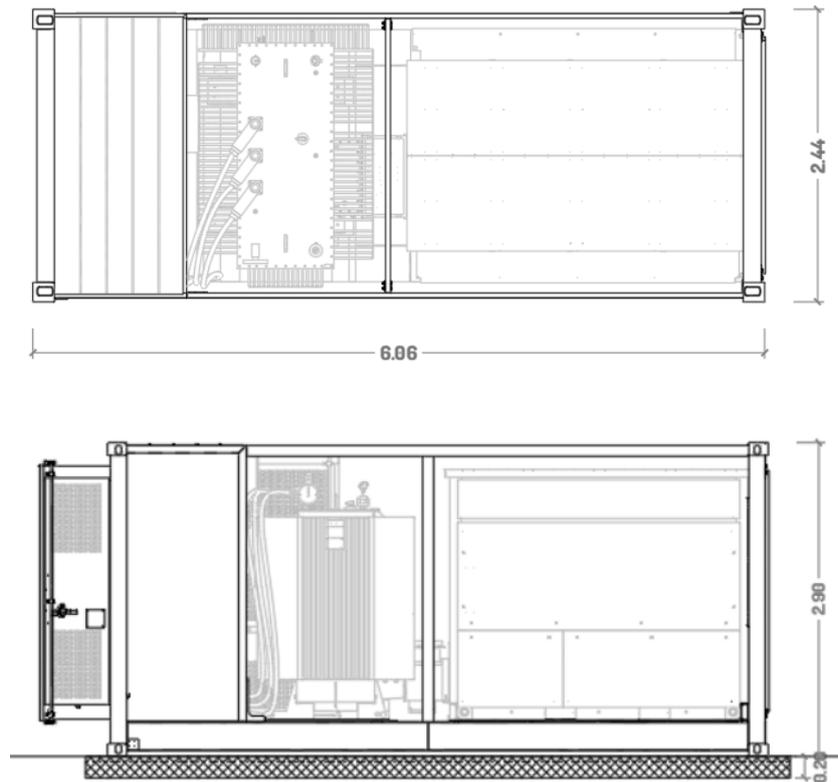
Il vantaggio delle Station deriva dal fatto che vengono assemblati e collaudati prima del loro arrivo al sito di utilizzo. L'integrazione con l'impianto principale è quindi molto rapida, e ciò consente di minimizzare le interruzioni del ciclo produttivo.

Un elemento imprescindibile di ogni Station è la piattaforma su cui viene montato. Oltre che fornire un supporto solido e specifico all'impianto, la piattaforma deve consentire un trasporto agevole e sicuro dello



Station dopo che è stato assemblato, e facilitarne l'accesso da parte degli addetti al funzionamento. Per questi motivi, ogni piattaforma deve essere progettata e costruita specificatamente per ogni singolo impianto Station.

Ogni singola Power Stations è un elemento prefabbricato delle dimensioni di 6x2.9x2.4 metri che contiene al suo interno l'inverter, il trasformatore, il quadro MT e tutte le componenti del BoS (Balance of System) necessarie per la trasformazione e l'innalzamento della corrente continua, in una configurazione ready to use.

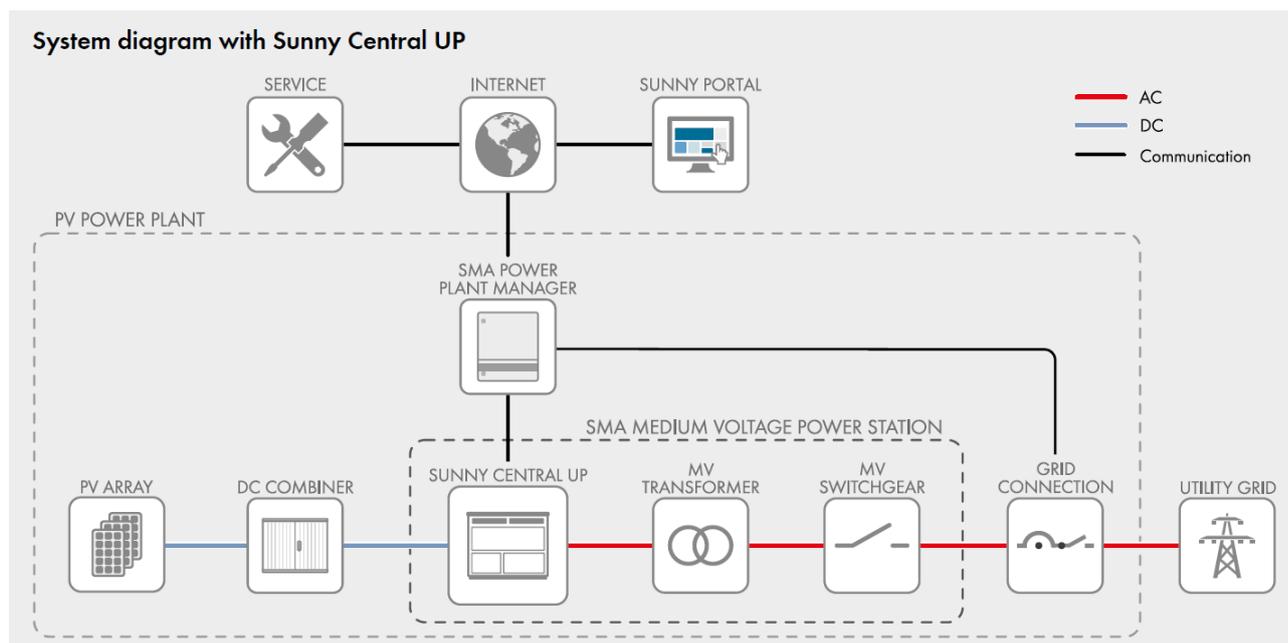


Pianta e Sezione di un Power Station da 4000 kVA



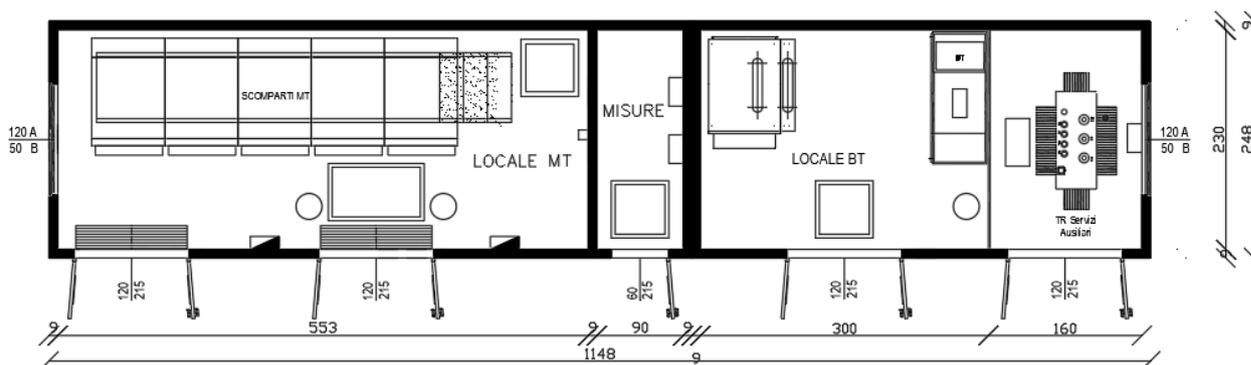
Immagine del modulo SMA Powerstation





Schema elettrico dell'elemento SMA Powerstation

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



Cabina di raccolta dimensionamento di massima

1.9.1 GRUPPO DI CONVERSIONE CC/CA

La scelta dell'Inverter e della sua taglia va effettuata verificando che in corrispondenza dei valori minimi di temperatura esterna e dei valori massimi di temperatura raggiungibili dai moduli fotovoltaici, risultino verificate tutte le seguenti disuguaglianze:

$$V_m \min \geq V_{inv} MPPT \min$$

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



Voc max <Vinv max

dove:

V_m = tensione alla massima potenza, delle stringhe fotovoltaiche

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

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

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

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

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

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

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

Di seguito si riportano i dati degli inverter outdoor scelti di potenza 4000kVA:



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

Dati tecnici Inverter Sunny Central 4000 – UP

I valori minimi e massimi della tensione di uscita del generatore fotovoltaico nelle condizioni operative limite previste (-5° C / 70° C) sono compatibili con il range di funzionamento dell'inverter che assicura l'inseguimento della massima potenza. Analogamente, la corrente massima di parallelo delle stringhe è inferiore alla corrente massima tollerata in ingresso dall'inverter.



Per elevare la tensione all'uscita degli inverter da 630 V a 36.000 V, si prevede l'utilizzo di trasformatori in olio ermetico di taglie differenti a seconda dell'inverter scelto e di seguito descritti nel dettaglio:

Grandezza	Valore
Potenza	4000 kVA
Frequenza	50 Hz
Tensione Primaria	36 kV
Tensione di ingresso max	630 V
Vcc%	6%
Regolazione, lato MT	$\pm 2 \times 2,5\%$
Gruppo Vettoriale	Dyn11
Raffreddamento	Olio

1.10 SISTEMA DI ACCUMULO ENERGIA BESS

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

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

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

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

Le batterie sono alloggiare all'interno di container e sono raggruppate in stringhe. Le stringhe vengono messe in parallelo e accoppiate ad un DC – DC converter.

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

Le celle sono collegate in serie (16 oppure 18) per raggiungere la tensione massima in corrente continua al DC -DC converter e parallelati per raggiungere la potenza e la capacità di progetto (potenza di 500 kW per la tipologia di DC – DC converter utilizzato visibile nel datasheet e capacità di 2 MWh per Container).



Technical Data	SMA DC-DC CONVERTER without installed Metering Kit	SMA DC-DC CONVERTER with installed Metering Kit
Electrical Data		
Max. continuous power (at 30 °C)	500 kW at 1000 VDC 600 kW at 1200 VDC to 1500 VDC	
Battery input voltage range	550 V to 1500 V	
PV input voltage range	550 V to 1500 V	
Max. continuous current (at 30 °C)	+/- 500 A	
Supply voltage	120 V, 1-ph, 60 Hz, 600 VA 230 V, 1-ph, 50 Hz, 600 VA 277 V, 1-ph, 60 Hz, 600 VA	
Accuracy on power and energy measurements	<1.5 %	<0.5 %
Battery technology	compatible with all common battery technologies	
Efficiency		
Average efficiency	98.2 %	
Protective devices		
Battery-side disconnection point	Circuit breaker in the battery system and/or internal converter fusing	
PV-side disconnection point	Fusing inside the Sunny Central	
Ground-fault monitoring and insulation monitoring	Use of monitoring in the Sunny Central	
Overvoltage protection for auxiliary supply	●	
General Data		
Dimensions (W / H / D)	960.1 / 2029.5 / 983.0 mm (37.8 / 79.9 / 38.7 in)	
Weight	653 kg (1440 lb)	
Operating temperature	-25 °C to 55 °C (-13 °F to 131 °F)	
Storage temperature	-40 °C to 70 °C (-40 °F to 158 °F)	
Noise emission (sound pressure level at a distance of 10 m)	< 65 db(A)	
Cooling method	Forced air-cooling	
Degree of protection of enclosure	IP54 / UL Type 3R	
Application in unprotected outdoor environments	●	
Max. permissible value for relative humidity (non-condensing)	95%	
Maximum operating altitude above MSL 1000 m / 2000 m / 3000 m	● / ○ / ○ (earlier temperature-dependent de-rating)	
Fresh air consumption	2720 m³/h (96000 ft³/h)	
Equipment		
Cable entry	Bottom	
Communication / protocols	Modbus TCP / IP	
System monitoring	Real-time monitoring with automated alerts and data storage	
Status lights	On the front for operating mode, alert and error state	
Factory-installed DC meter (Metering Kit) with high accuracy (0.2%)	-	●
Warranty: 5 / 10 / 15 years	● / ○ / ○	
Certificates and approvals	CE Label, CISPR 11:2015+A1:2016, CSA 22.2 #107, EN 62109-1, FCC Part 15 Class A, ICC-ES-AS156, IEC 61000-6-2, IEC 62109-1, IEEE 693, UL 1741, UL 62109-1	
Type designation and material number	DPS-500 without installed Metering Kit 205607-00.01	DPS-500 with installed Metering Kit 205606-00.01

Dati Accumulo DC -DC Converter

1.10.2 DISPOSIZIONE BESS

L'impianto di accumulo sarà costituito da sei Container Batteria ognuno di capacità pari a 2 MWh e sei DC -DC Converter di potenza pari a 500 kW disposti ed assemblati nei vari sottocampi per dare una potenza complessiva pari a 3.000 KW.

1.11 STRUTTURE DI SUPPORTO AD INSEGUIMENTO BIASSIALE

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

L'altezza da terra, pari a circa 5 m al mozzo degli inseguitori biassiali, consente il passaggio di qualsiasi tipologia di mezzo agricolo, l'interdistanza di 16 metri a cui sono posti i filari determina una interferenza trascurabile rispetto a qualsiasi attività agricola che si intende svolgere. Nel caso specifico in esame l'utilizzo di tali strutture è certamente la soluzione che garantisce la massima integrazione tra impianto e



attività agricole: le colture estensive che si svolgeranno nei terreni in questione, infatti, richiedono l'utilizzo di macchine agricole di grandi dimensioni, situazione non certamente compatibile con l'utilizzo di normali tracker monoassiali. Questi ultimi, infatti, oltre a non essere normalmente installati su strutture di altezza così elevata, devono essere necessariamente disposti in direzione nord-sud per massimizzare la produzione, mentre il sistema di inseguitori biassiali adottato consente una installazione libera nel campo agricolo, rispettando l'attuale sistema di coltivazione.

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

L'azienda	I nostri obiettivi
 Fondata nel 2015, e basata su una tecnologia sviluppata nel 2009	 Produzione elettrica sostenibile e carbon-free per supportare la transizione energetica della società ¹
 Realizziamo impianti agrivoltaici dal 2011, con oltre 10 anni di esperienza nella coltivazione al di sotto degli impianti, su circa 45 ettari di terreno	 Conservazione della realtà agricola e del terreno per la produzione di cibo ²
 Tecnologia sviluppata in 4 Stati differenti su diverse culture in diverse zone climatiche	 Integrazione tra produzione elettrica e agricola, creando una situazione favorevole per tutti i soggetti coinvolti ³
 Costante innovazione che ha portato a 10 brevetti ed il marchio 	

Vantaggi dei sistemi Rem Tec

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

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

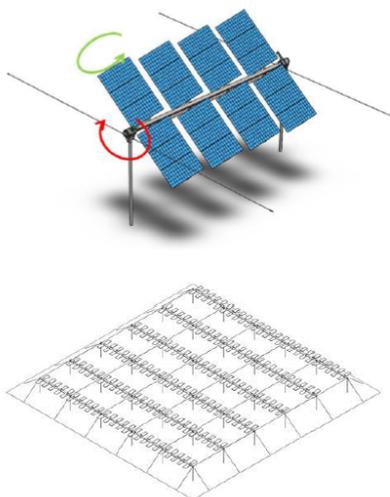


Focus tecnologia Tracker 2.1: la seconda generazione di tracker Agrovoltaico® comprende tracker tracker mono - o biassiali progettato per creare un'ombra dinamica e controllata sul terreno

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

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

AGROVOLTAICO® T2.1 Illustrazione



AGROVOLTAICO® T2.1 Specifiche tecniche

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

Tracker T2.1 caratteristiche principali

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

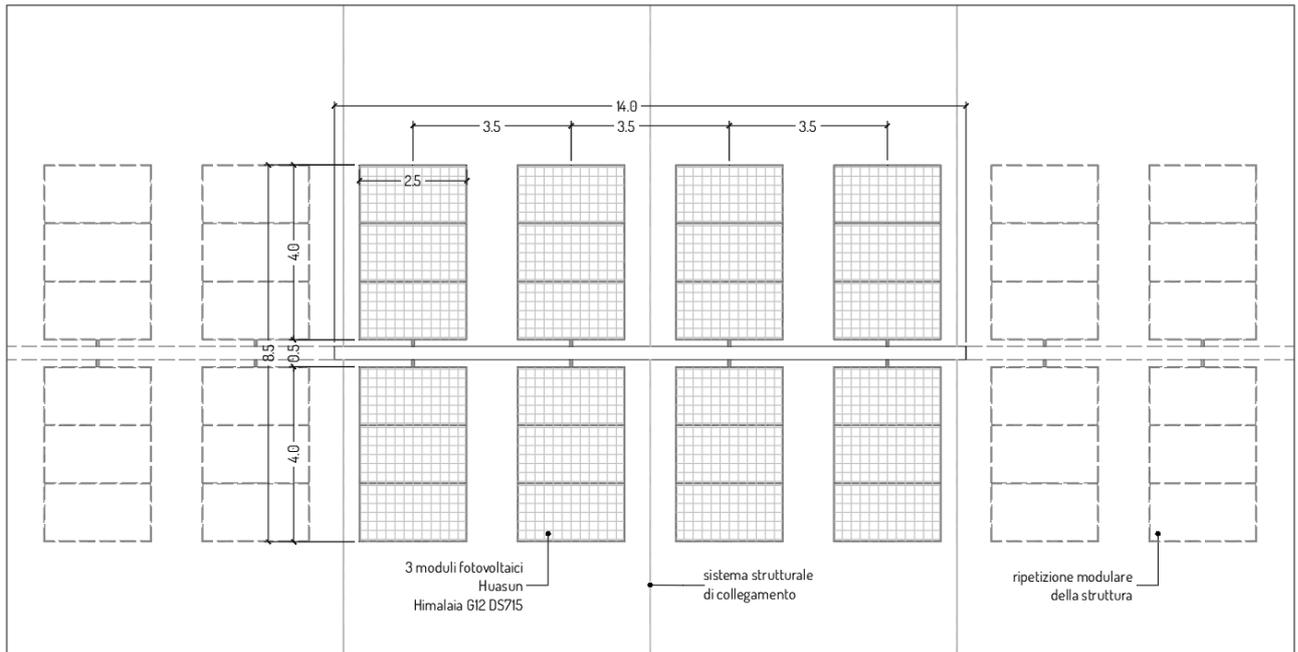
Ogni elemento è dotato di motori elettrici che ne consentono la rotazione lungo l'asse primario e secondario, il tracker è fissato al suolo tramite fondazioni a vite o a palo infisso a seconda delle caratteristiche del terreno, i singoli tracker verranno sistemati lungo filari e legati tra loro tramite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

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

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

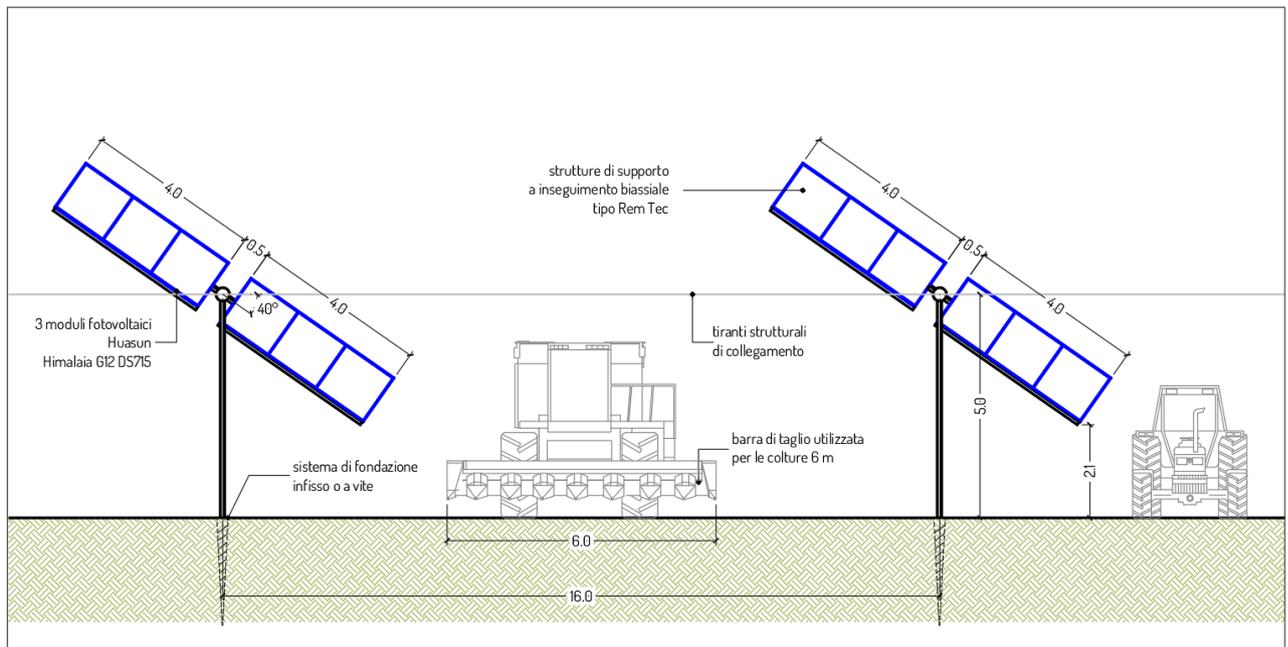
La scelta di questa struttura particolarmente vantaggiosa e tecnologica è favorita anche dall'orografia del suolo, pressoché pianeggiante e con pendenze mai superiori all'1%.





Tipico delle strutture di inseguimento biassiale pianta scala 1:100

La struttura a inseguimento dimensioni



Sezione trasversale tipica

1.12 OPERE PRINCIPALI DA ESEGUIRSI

Di seguito sono riportate le principali lavorazioni che si effettueranno nell'area di impianto:

- preparazione area impianto fotovoltaico;
- realizzazione viabilità interna al campo in strada brecciata;
 - scavi a sezione ampia per sbancamento;



- posa in opera di materiali aridi costituiti da detriti di cava o ghiaia mista, aventi pezzatura come da progetto esecutivo, esenti da materie terrose e vegetali, per la formazione del letto di posa della fondazione stradale, per la regolarizzazione del piano viabile;
- formazione di fondazione stradale in misto granulare stabilizzato con legante naturale;
- spargimento di graniglia e pietrisco di idonea granulometria;
- cilindratura meccanica;
- realizzazione recinzione perimetrale impianto fotovoltaico;
- realizzazione di platea per posa dei Power Station, punto di raccolta, conversione e di trasformazione dell'energia;
- posa dei Power Station comprensivi di Inverter, Quadri BT e MT e Trasformatore MT/BT;
- realizzazione elettrodotto MT;
- realizzazione impianto fotovoltaico:
 - infissione pali metallici nel terreno senza modificare l'attuale natura del terreno;
 - fissaggio delle strutture di supporto dei moduli fotovoltaici;
 - fissaggio dei pannelli sulle strutture;
 - realizzazione dei collegamenti elettrici fra i moduli stessi per formare la stringa;
 - posa dei quadri di parallelo stringhe;
 - realizzazione dei collegamenti elettrici fra i quadri di parallelo stringhe e gli inverter, previo scavo nell'area di campo, posa in opera dei cavi elettrici, e realizzazione dei pozzetti elettrici per l'ispezione dei cavi;
 - realizzazione impianto videosorveglianza, illuminazione e antintrusione.

1.13 QUADRI ELETTRICI

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

Tutti i quadri elettrici installati in interno avranno un grado di protezione almeno IP41. Quelli in esterno avranno tutti grado di protezione IP65.

Quadri elettrici di sezionamento linee CC e parallelo stringhe

I quadri di sezionamento e parallelo hanno la funzione di:

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

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

Quadro servizi ausiliari di Station

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

Il quadro è previsto realizzato in PVC per esterno



Scomparti in media tensione

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

Caratteristiche Scomparti MT

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

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

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

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

Sistema sbarre

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

Vano cavi

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

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

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

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

1.14 CAVI E TUBAZIONI

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

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



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

La posa sarà viceversa realizzata come segue:

Sezione in corrente continua

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

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

Cablaggio quadri di sezionamento stringhe - Inverter: cavi in posa intubata in PVC corrugato (**cavo tipo H1Z2Z2-K 2x(1x150) mm²**).

Sezione in corrente alternata

La sezione in corrente alternata AC tra inverter, trasformatore e quadri BT e MT sarà realizzata in fabbrica sui Power Station con la seguente tipologia:

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

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

Per quanto riguarda la sezione in corrente alternata AC esercita in media tensione costituita dai cavidotti interrati necessari per l'interconnessione tra le Power Station e la cabina di raccolta oltre che dall'elettrodotto di vettoriamento si rinvia al successivo capitolo.

1.15 SISTEMA DI TERRA (MISURE DI PROTEZIONE CONTRO I CONTATTI DIRETTI E INDIRECTI)

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

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

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

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



1.16 SISTEMA DI MONITORAGGIO DELLE PRESTAZIONI

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

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

- Variabili ambientali (temperatura, intensità del vento);
- Variabili di funzionamento (potenza erogata, energia prodotta, tensioni, correnti, temperatura dei moduli ecc.).

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

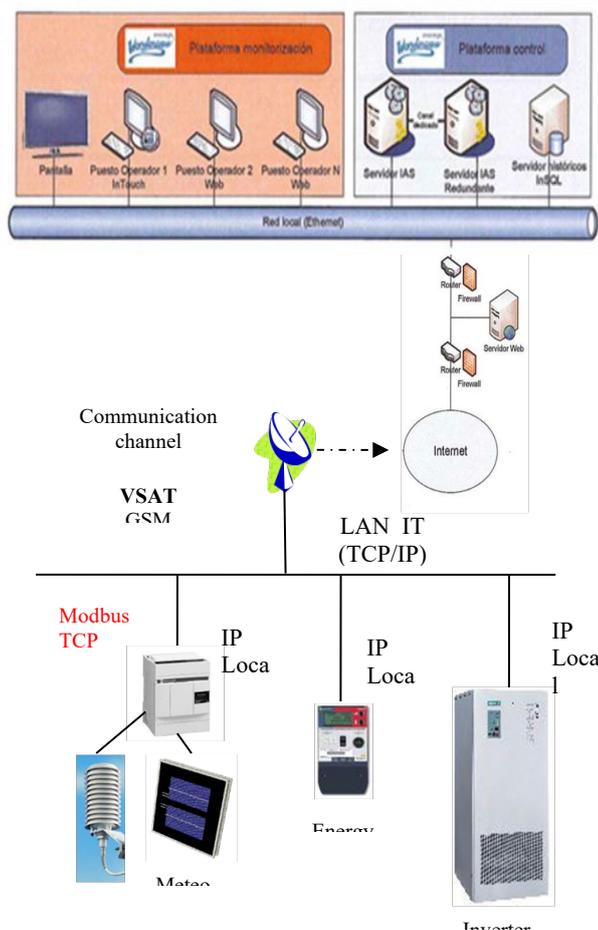
Il sistema di monitoraggio sarà composto dai seguenti componenti principali:

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

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

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





1.17 SISTEMA DI VIDEOSORVEGLIANZA

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

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

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

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

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

1.18 SISTEMI ANTINCENDIO

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



CALCOLI E VERIFICHE DI PROGETTO DEL GENERATORE E DEI CAVIDOTTI MT

1.19 MODALITÀ DI CALCOLO

Partendo dalla modellazione del sistema con i parametri dei generatori, dei trasformatori, si introducono i parametri dei cavi e si risolve il problema del load flow con il metodo di Newton – Raphson utilizzando un software proprietario e si verifica se sono rispettati i vincoli imposti sulla portata, caduta di tensione, perdite di potenze, etc.

Il processo è iterativo, nel senso che, se uno dei vincoli non è rispettato si maggiora la sezione dei cavi, e si risolve di nuovo il problema.

Questa operazione sarà ripetuta fino a quando tutti i vincoli saranno rispettati.

Per la scelta delle caratteristiche delle apparecchiature elettriche e per la scelta definitiva dei cavi, si risolve il problema del corto circuito con la norma IEC 60909/2001 equivalente alla norma CEI 11-25, sulla rete precedentemente modellata (con i cavi che rispettano tutti i vincoli imposti).

Risolto il problema del corto circuito, si verifica se tutti i cavi precedentemente scelti, sono in grado di sostenere la corrente presunta di corto circuito per 0,5 secondi. Se si verifica che una data linea non è in grado di sostenere il corto circuito, si maggiora la sezione e si procede di nuovo alla verifica, il tutto fino a quando i risultati sono coerenti.

1.20 CALCOLO DELLA PORTATA

Una delle principali caratteristiche funzionali dei cavi interrati è la portata nominale al limite termico I_n , intesa come la massima intensità di corrente che può circolare in un conduttore, in condizioni di servizio, senza che la temperatura sia superiore a quella massima ammissibile θ_{max} dell'isolante. Ovviamente questo valore di temperatura varierà a seconda delle caratteristiche dielettriche dell'isolante impiegato e, di conseguenza, la corrente che può circolare nel conduttore dipende fortemente dal tipo di isolante adoperato che, come precedentemente osservato, è la parte più sensibile alle sollecitazioni elettriche e termiche.

Considerando che il cavo è isolato in XLPE (polietilene reticolato), oppure in E4 o in P1 la temperatura massima ammissibile per l'isolante vale:

$\theta_{max}=90^\circ$ (caso peggiorativo)

Un altro parametro termico da tener presente è la temperatura dell'ambiente di posa del cavo, che varia a seconda delle sue condizioni di posa e, per ciascuna di esse, tiene conto della situazione ambientale più sfavorevole allo smaltimento del calore. In particolare, si è scelto:

$\theta_{amb}=20^\circ$ (come previsto dalla CEI 20-21 per l'Italia)

quale temperatura del terreno di posa.

Si definisce salto termico totale $\Delta\theta_{tot}$ la quantità (funzione della portata I_n):

$$\Delta\theta_{tot}=\theta_{max} - \theta_{amb}=f(I)$$

Il salto termico totale è un limite di temperatura che non deve essere superato. Infatti, la trasmissione di elevati valori di energia elettrica comporta notevoli difficoltà legate, oltre che al tipo di isolante e alle dimensioni del cavo, anche al modo in cui il calore viene smaltito all'esterno. Inoltre, la vita dell'isolante, intesa come l'intervallo di tempo durante il quale il cavo può esercitare le funzioni per le quali è stato realizzato, cala bruscamente se il salto termico totale viene superato.



Assegnato $\Delta\theta_{tot}$, lo scopo del progetto termico è quello di determinare la portata massima ammissibile del cavo. Per determinare la portata occorre valutare l'intera potenza che si dissipa all'interno del cavo (ovvero la potenza termica che si genera al suo interno per effetto dei diversi fenomeni di perdita che hanno sede nei vari strati). Nota la potenza termica, sarà possibile valutare i salti di temperatura $\Delta\theta$ relativi a ogni strato di cui è composto il cavo. A ciascun elemento del cavo, infatti, compete un diverso salto di temperatura, oltre che una diversa potenza dissipata, e la somma di questi $\Delta\theta$ non dovrà superare $\Delta\theta_{tot}$.

Il progetto termico viene effettuato facendo riferimento alla norma tecnica Norma CEI 20-21, in modo tale da determinare la portata in regime permanente in funzione della temperatura ambiente e modalità di posa. Le elaborazioni di calcolo ed i risultati sono ottenuti, come riportato dalle tabelle sotto riportate, utilizzando la procedura indicata dalla norma:

$$I = [\Delta\theta_{tot} - W_d(0,5T_1 + n(T_2 + T_3 + T_4))] / (RT_1 + nR(1 + \lambda_1)T_2 + nR(1 + \lambda_1 + \lambda_2)(T_3 + T_4))^{1/2}$$

dove:

- $W_d = \omega C U^2 \tan\delta$ (perdite dell'isolante per unità di lunghezza)
- $C = \epsilon / 18 \ln(D_i/d_c)$ (capacità dell'isolante per unità di lunghezza)
- $R = R'(1 + Y_s + Y_p)$ [Ω/m] (resistenza in corrente alternata del conduttore)
- $R' = R_0[1 + \alpha_{20}(\theta - 20)]$ [Ω/m] (resistenza in corrente continua)
- Y_s (fattore dell'effetto pelle)
- Y_p (fattore dell'effetto di prossimità)
- $X_s^2 = 8\pi f 10^{-7} K_p/R'$
- $\lambda = \lambda_1 + \lambda_2$ (fattore di perdita nelle guaine e nello schermo ($\lambda_2 = 0$ cavo non armato))
- T_1 (resistenza termica dell'isolante)
- T_2 (resistenza termica dell'imbottitura tra isolante e guaina esterna)
- T_3 (resistenza termica del rivestimento esterno del cavo)
- $T_4 = 1,5/3,14 \cdot \rho_T \ln(16L_3/D_e \cdot s^2)$ (resistenza termica tra la superficie del cavo ed il mezzo ambiente per una terna)
- ρ_T (resistività termica del terreno)
- T_4' (resistenza termica tra superficie esterna del cavo ed il mezzo ambiente per due terne affiancate)
- T_4'' (resistenza termica tra superficie esterna del cavo ed il mezzo ambiente per tre terne affiancate)

I cavi saranno posati direttamente a contatto con il terreno. La profondità di posa è di 1,2 m e le terne che seguiranno lo stesso tracciato saranno affiancate ad una distanza, rispetto ai cavi più interni, di 0,3 m asse-asse. La portata dei cavi affiancati è calcolata tenendo conto anche del riscaldamento causato su di esso dalle correnti che effettivamente percorrono gli altri cavi posti nello stesso scavo. Tale calcolo per i vari casi previsti è fatto applicando il principio dell'immagine termica proposta dalla norma CEI 20-21.

Nelle tabelle sotto riportate sono illustrati i risultati dei calcoli di portata in base al numero di terne affiancate per le taglie di cavi che si utilizzeranno nella realizzazione della rete elettrica (50 mmq, 95 mmq e 500 mmq).

È importante sottolineare che la portata dei cavi dipende fortemente dalla resistività termica del mezzo che circonda il cavo interrato. Per il calcolo delle portate di corrente è stato utilizzato un valore di resistenza termica del terreno di 1 K·m/W.

È importante sottolineare che la resistenza termica dei terreni, lungo il percorso degli elettrodotti di collegamento dei sottocampi con la cabina di raccolta e di questa con la Stazione Elettrica (SE) a 150/36



kV della RTN, cambia di molto a seconda della tipologia dei terreni che si hanno dalla zona del campo fotovoltaico fino ad arrivare alla zona della Stazione.

1.21 SCELTA DEL TIPO DI POSA CAVO MT

Tutti i cavidotti MT interni al campo fotovoltaico saranno interrati ad una profondità non inferiore a 1,10 m. Per quanto riguarda il cavidotto MT di vettoriamento dell'energia di collegamento tra la cabina di raccolta interna al campo fotovoltaico e la Stazione Elettrica a 150/36 kV della RTN mediante stallo arrivo linea, sarà interrato ad una profondità di circa 1,50 m su sede propria o su banchina di strada esistente in conglomerato bituminoso.

I cavi saranno posati su un letto di terreno vegetale oppure di terreno vagliato rinveniente dallo stesso scavo in modo tale da avere una resistenza pari a 1 K·m/W. Verranno posati anche i nastri segnalatori disposti superiormente ai cavi ad almeno 30 cm.

Gli scavi ed i ripristini sulle eventuali carreggiate stradali saranno eseguiti secondo le modalità descritte nelle tavole del progetto esecutivo civile.

Per i cavi, in generale, si definiscono le seguenti modalità di posa:

- L: Cavi direttamente interrati senza protezione meccanica supplementare;
- M: Cavi direttamente interrati con protezione meccanica supplementare (lastra piana M.1 o apposito tegolo M.2);
- N: Cavi in tubo interrato;
- O: Cavi in condotti;
- P: Cavi in cunicolo affiorante;
- Q: Cavo in cunicolo interrato;
- R: Cavo in acqua (posato sul fondo R.1 o interrato sul fondo R.2).

1.22 SCELTA DEL LIVELLO DI TENSIONE E DEL TIPO DI CAVO

Ai sensi della norma CEI 11-17 e come riportato nella tabella 4.1.4, in funzione della tensione nominale del sistema pari a 36 kV, si ottiene:

- valore della tensione massima $U_n=36$ kV;
- categoria A oppure B cui corrisponde una durata massima per ogni singolo caso di funzionamento con fase a terra da 1 fino a 8 ore;
- tensione di isolamento a campo elettrico radiale $U_0=18$ kV.

Tra i vari cavi con materiale conduttore in alluminio, è possibile utilizzare cavi ARE4H5ER 36 kV che sono normati, per quanto riguarda le prove sui materiali, dalla norma CEI. Tutte le verifiche sono state effettuate considerando i dati elettrici e costruttivi forniti dalla committenza nonché i datasheet Nexans.

Di seguito si riportano le caratteristiche dei vari tipi di cavo.

✓ Cavo tipo ARE4H5ER

Tale cavo presenta le seguenti caratteristiche:

- anima costituita da conduttore a corda rotonda compatta di alluminio, classe 2 secondo IEC60228;
- semiconduttore interno in materiale elastomerico estruso;
- isolante estruso XLPE;



- semiconduttore esterno in materiale elastomerico estruso;
- barriera d'acqua longitudinale;
- schermo metallico con nastro in alluminio applicato longitudinalmente;
- due guaine una in PE e una in PVC estruso - colore rosso per aumentare la resistenza meccanica.

Il cavo ha una temperatura massima di funzionamento in condizioni ordinarie di 90°C, una temperatura massima ammissibile in corto circuito di 250 °C.

Tipo:	ARE4H5EX
Tensione nominale [kV]:	18/36
Formazione e sezione [mm ²]:	3x1x50
Resistenza a 20 °C [Ω/km]:	0.641
Resistenza a 90 °C [Ω/km]:	0.822
Reattanza [Ω/km]:	0.152
Capacità chilometrica [μF/km]:	0.147

Caratteristiche cavo 3x1x50

Tipo:	ARE4H5ER
Tensione nominale [kV]:	18/30
Formazione e sezione [mm ²]:	3x400
Resistenza a 20 °C [Ω/km]:	0.078
Resistenza a 90 °C [Ω/km]:	0.102
Reattanza [Ω/km]:	0.098
Capacità chilometrica [μF/km]:	0.344

Caratteristiche cavo 3x1x400

1.23 DIMENSIONAMENTO DEI CAVI MT

Nelle tabelle sottostanti si riportano i dati e i risultati dei calcoli effettuati a piena potenza per tutti i cavidotti MT di collegamento tra le Power Station situate nelle 5 aree di impianto e la cabina di raccolta. Inoltre, sono state effettuate le verifiche di portata e caduta di tensione sull'elettrodotto MT di collegamento tra la Cabina di raccolta e la Stazione Elettrica 150/36 kV:

Raggruppamenti	Tratto	Lunghezza Tratto [m]	Potenza [MW]	Sezione [mmq]	Corrente di impiego da Load Flow [A]	Portata Conduttore (n° Terne affiancate) [A]	Margine di sicurezza sul carico [%]	Caduta di tensione sulla linea [%]	Verifica Caduta di tensione
Linea A	CabA - CR	300	4	50	71,28	125,8(3)	43,34	0,08	OK
Linea B	CabB - CR	260	4	50	71,28	125,8(3)	43,34	0,07	OK
Linea C	CabC - CR	460	4	50	71,28	125,8(3)	43,34	0,13	OK

Dimensionamento e verifica della portata e cdt cavidotti MT interni all'impianto fotovoltaico (potenza erogata 100%)

Cavidotto di vettoriamento a 36 kV	Tratto	Lunghezza a Tratto [m]	Potenza [MW]	N. Terne Affiancate	Sezione [mmq]	Corrente di impiego da Load Flow [A]	Portata Conduttore (n° Terne affiancate) [A]	Margine di sicurezza sul carico [%]	Caduta di tensione sulla linea [%]	Verifica Caduta di tensione
	CR - RTN	14533	12	1	400	214	505,96(1)	57,74	2,18	OK

Dimensionamento e verifica della portata e cdt cavidotto di vettoriamento MT (potenza erogata 100%)



Dai risultati ottenuti, si può constatare che, in regime di funzionamento ordinario (caso di massima potenza erogata), i vincoli impostati sono verificati su ogni tratto di linea.

1.24 CONDIZIONI OPERATIVE E VINCOLI

Per i calcoli elettrici relativi ai cavidotti, si sono considerate le seguenti condizioni:

di carico:

- potenza max generatore fotovoltaico afferente ad un Inverter: 4804,8 kW;
- Tensione nominale elettrodotto: 36 kV

di posa dei conduttori:

- tipologia di posa: direttamente interrato;
- profondità di posa: 1,00/1,2 m;
- temperatura del terreno: 25°C;
- resistività termica del terreno: 1 K·m/W;
- distanza di posa: 25 cm;
- numero totale massimo di terne nello stesso scavo: 3;

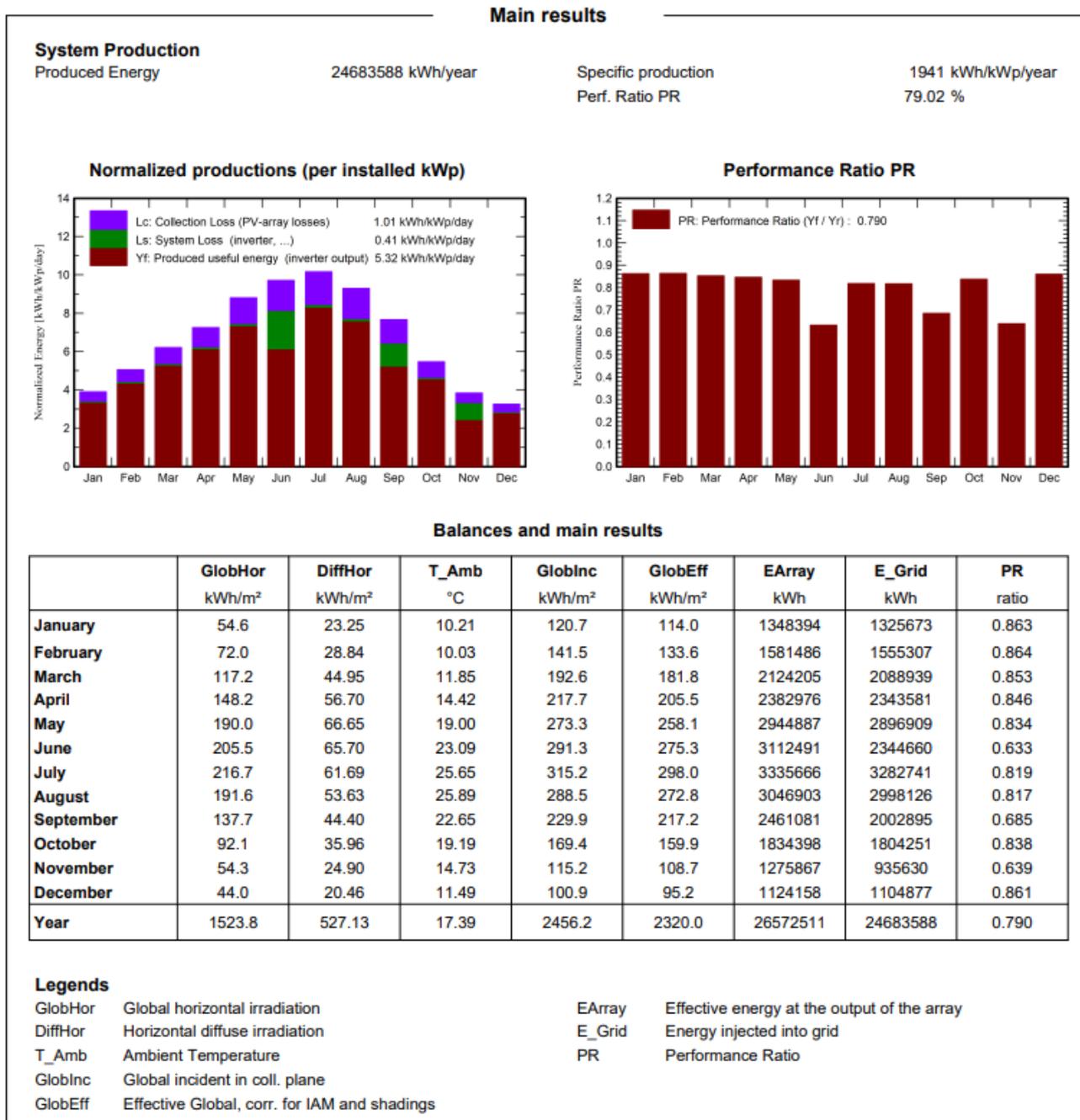
Si sono considerati i seguenti vincoli, imposti dal corretto funzionamento degli impianti e dalla scelta della soluzione più economica:

- massima caduta di tensione per collegamento tra due Power Station $\Delta V = 0,32\%$;
- massima caduta di tensione per collegamento tra Power Station e Cabina di Raccolta $\Delta V = 0,5\%$;
- tempo di intervento protezione $t=0,5$ s;
- massime perdite ammesse sulle linee: 2,5%;
- massimo carico previsto per il cavo: 80 %.



VALUTAZIONE DELLA PRODUCIBILITA'

È stata eseguita una stima della producibilità, utilizzando l'applicazione PVsyst, elaborata da Group of Energy Institute of the Sciences of the Environment, University of Geneva, attraverso la quale troviamo il valore della producibilità elettrica annua per ogni kWp distinguendola per le due tipologie di posa e la produzione totale annua dell'impianto.



Per ulteriori dettagli consultare l'allegato 1.



VERIFICHE E COLLAUDO

1.25 CERTIFICAZIONE

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

1.26 COLLAUDO

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

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

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

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

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

dove:

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

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

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

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

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

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

dove:

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

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

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

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

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

1.27 VERIFICHE DELL'IMPIANTO DI TERRA

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

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



- continuità elettrica dell'impianto di terra al partire dal dispersore fino alle masse e masse estranee collegate;
- isolamento dei circuiti elettrici dalle masse;

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

1.28 VERIFICHE DEI SISTEMI DI MISURE

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

1.29 DOCUMENTAZIONE DA PRODURRE

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

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

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



ALLEGATO 1



Version 7.4.5

PVsyst - Simulation report

Grid-Connected System

Project: Ruvo Lama Pagliara

Variant: Nuova variante di simulazione

No 3D scene defined, no shadings

System power: 12.72 MWp

Ruvo Lama Pagliara - Italy

Author
Hope Engineering srl (Italy)





PVsyst V7.4.5

VC0, Simulation date:
22/12/23 18:09
with v7.4.5

Project: Ruvo Lama Pagliara

Variant: Nuova variante di simulazione

Hope Engineering srl (italy)

Project summary

Geographical Site Ruvo Lama Pagliara Italy	Situation Latitude 41.05 °N Longitude 16.44 °E Altitude 320 m Time zone UTC+1	Project settings Albedo 0.20
Meteo data Ruvo Lama Pagliara NASA-SSE satellite data 1983-2005 - Sintetico		

System summary

Grid-Connected System	No 3D scene defined, no shadings	
PV Field Orientation Orientation Tracking plane, two axis	Tracking algorithm Astronomic calculation	Near Shadings No Shadings
System information PV Array Nb. of modules 17664 units Pnom total 12.72 MWp	Inverters Nb. of units 3 units Pnom total 12.00 MWac Pnom ratio 1.060	
User's needs Unlimited load (grid)		

Results summary

Produced Energy	24683588 kWh/year	Specific production	1941 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR	79.02 %
-----------------	-------------------	---------------------	-------------------	----------------	---------

Table of contents

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Main results	5
Loss diagram	6
Predef. graphs	7
Single-line diagram	8





PVsyst V7.4.5

VC0, Simulation date:
 22/12/23 18:09
 with v7.4.5

Project: Ruvo Lama Pagliara

Variant: Nuova variante di simulazione

Hope Engineering srl (italy)

General parameters

Grid-Connected System	No 3D scene defined, no shadings	
PV Field Orientation	Tracking algorithm	Trackers configuration
Orientation Tracking plane, two axis	Astronomic calculation	No 3D scene defined
Models used		
Transposition Perez		
Diffuse Perez, Meteonorm		
Circumsolar separate		
Horizon	Near Shadings	User's needs
Free Horizon	No Shadings	Unlimited load (grid)

PV Array Characteristics

PV module	Inverter
Manufacturer Luxor	Manufacturer SMA
Model LX-720-M-210-132-GG-Bifacial	Model Sunny Central 4000 UP
(Original PVsyst database)	(Original PVsyst database)
Unit Nom. Power 720 Wp	Unit Nom. Power 4000 kWac
Number of PV modules 17664 units	Number of inverters 3 units
Nominal (STC) 12.72 MWp	Total power 12000 kWac
Modules 736 string x 24 In series	Operating voltage 880-1325 V
At operating cond. (50°C)	Pnom ratio (DC:AC) 1.06
Pmpp 11.96 MWp	
U mpp 967 V	
I mpp 12371 A	
Total PV power	Total inverter power
Nominal (STC) 12718 kWp	Total power 12000 kWac
Total 17664 modules	Number of inverters 3 units
Module area 54871 m ²	Pnom ratio 1.06

Array losses

Array Soiling Losses	Thermal Loss factor	DC wiring losses
Loss Fraction 5.0 %	Module temperature according to irradiance	Global array res. 1.3 mΩ
	Uc (const) 20.0 W/m ² K	Loss Fraction 1.5 % at STC
	Uv (wind) 0.0 W/m ² K/m/s	
LID - Light Induced Degradation	Module Quality Loss	Module mismatch losses
Loss Fraction 2.0 %	Loss Fraction -0.8 %	Loss Fraction 2.0 % at MPP
Strings Mismatch loss		
Loss Fraction 0.2 %		
IAM loss factor		
Incidence effect (IAM): Fresnel, AR coating, n(glass)=1.526, n(AR)=1.290		
0°	30°	50°
1.000	0.999	0.987
60°	70°	75°
0.962	0.892	0.816
80°	85°	90°
0.681	0.440	0.000

System losses

--





PVsyst V7.4.5

VC0, Simulation date:
22/12/23 18:09
with v7.4.5

Project: Ruvo Lama Pagliara

Variant: Nuova variante di simulazione

Hope Engineering srl (italy)

System losses

Unavailability of the system

Time fraction 5.0 %
18.3 days,
3 periods

Auxiliaries loss

constant (fans) 6.00 kW
6.0 kW from Power thresh.





PVsyst V7.4.5
 VC0, Simulation date:
 22/12/23 18:09
 with v7.4.5

Project: Ruvo Lama Pagliara
 Variant: Nuova variante di simulazione

Hope Engineering srl (italy)

Main results

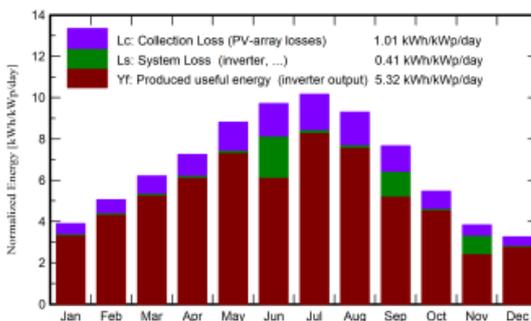
System Production

Produced Energy 24683588 kWh/year

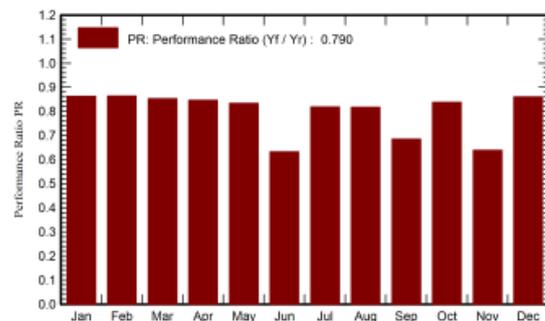
Specific production
 Perf. Ratio PR

1941 kWh/kWp/year
 79.02 %

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



Balances and main results

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray kWh	E_Grid kWh	PR ratio
January	54.6	23.25	10.21	120.7	114.0	1348394	1325673	0.863
February	72.0	28.84	10.03	141.5	133.6	1581486	1555307	0.864
March	117.2	44.95	11.85	192.6	181.8	2124205	2088939	0.853
April	148.2	56.70	14.42	217.7	205.5	2382976	2343581	0.846
May	190.0	66.65	19.00	273.3	258.1	2944887	2896909	0.834
June	205.5	65.70	23.09	291.3	275.3	3112491	2344660	0.633
July	216.7	61.69	25.65	315.2	298.0	3335666	3282741	0.819
August	191.6	53.63	25.89	288.5	272.8	3046903	2998126	0.817
September	137.7	44.40	22.65	229.9	217.2	2461081	2002895	0.685
October	92.1	35.96	19.19	169.4	159.9	1834398	1804251	0.838
November	54.3	24.90	14.73	115.2	108.7	1275867	935630	0.639
December	44.0	20.46	11.49	100.9	95.2	1124158	1104877	0.861
Year	1523.8	527.13	17.39	2456.2	2320.0	26572511	24683588	0.790

Legends

GlobHor Global horizontal irradiation
 DiffHor Horizontal diffuse irradiation
 T_Amb Ambient Temperature
 GlobInc Global incident in coll. plane
 GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings
 EArray Effective energy at the output of the array
 E_Grid Energy injected into grid
 PR Performance Ratio

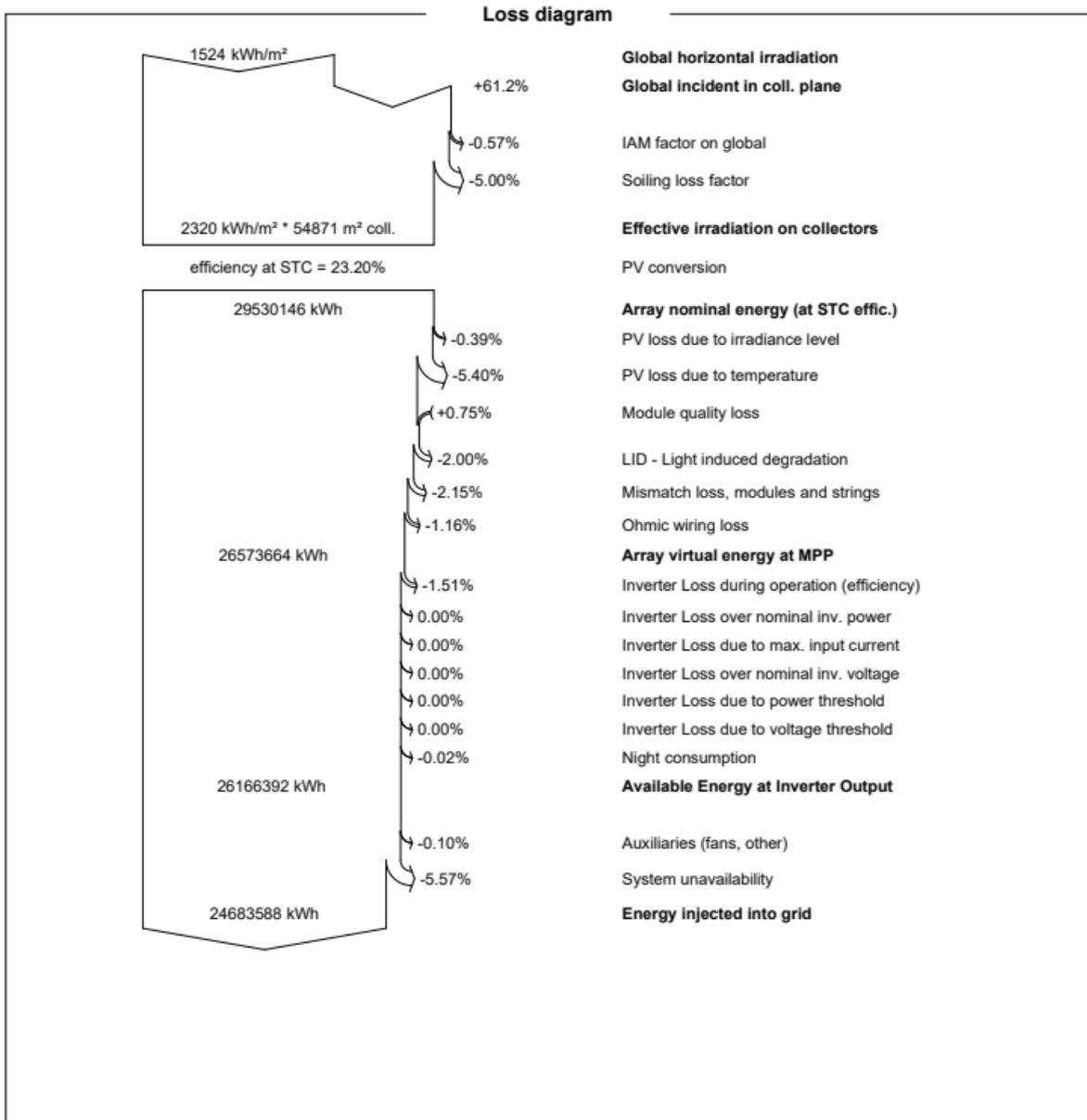




PVsyst V7.4.5
 VC0, Simulation date:
 22/12/23 18:09
 with v7.4.5

Project: Ruvo Lama Pagliara
Variant: Nuova variante di simulazione

Hope Engineering srl (italy)





PVsyst V7.4.5

VC0, Simulation date:
22/12/23 18:09
with v7.4.5

Project: Ruvo Lama Pagliara

Variant: Nuova variante di simulazione

Hope Engineering srl (italy)

Predef. graphs

