Comune di Paliano Prot. n. 0009679 del 11-08-2021 arrivo Cat. 6 Cl. 3 COMUNE DI Paliano Provincia di Frosinone Regione LAZIO

Nome Progetto / Projet Name

PROGETTO DEFINITIVO

Centrale fotovoltaica

Mole di Paliano

Potenza

931,77 kWp

committente

Titolo documento /Document title

RELAZIONE GENERALE

Sottotitolo documento /Document subtitle

0	03/08/2021	Emissione	S.FININI	M.CECCONI	M.CECCONI
N.	Data Revisione	Descrizione revisione	 Preparato	Vagliato	Approvato

Consulenza / Advice



Consulenza / Advice



Progettista / Planner

Ing. Massimiliano Cecconi

SUNNERG DEVELOPMENT s.r.l.

Via San Pietro all'Orto, 10 - 20121 (MI) P.IVA 11085630967 PEC sunnergdevelopment@legalmail.it

Documento Numero

Commessa	Origine	Tipo documento	N. Progressivo	Revisione
20D004				03/08/2021

Scala:

TUTTI I DIRITTI SONO RISERVATI - Questo documento è di proprietà esclusiva SUNNERG DEVELOPMENT srl, che si riserva ogni diritto sullo stesso. Pertanto non può essere copiato, riprodotto, comunicato o divulgato ad altri o usato in qualsiasi maniera, nemmeno per fini sperimentali, senza autorizzazione scritta dell'Autore

Sommario

I. C	DESCRIZIONE DELL'IDEA PROGETTUALE E DEL PROPONENTE	4
A.	PREMESSA	4
B.	UBICAZIONE DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO	4
C.	DESCRIZIONE DELL'IMPIANTO: DIMENSIONI E CARATTERISTICHE	7
D.	RIFERIMENTI LEGISLATIVI	9
E.	NORME APPLICABILI	<u>9</u>
F.	STRUMENTO URBANISTICO VIGENTE E RELATIVE NORME DI ATTUAZIONE	11
II. C	DESCRIZIONE AREA DI PROGETTO E CARATTERISTICHE DEL SISTEMA	13
A.	SITO DI INSTALLAZIONE	13
B.	DISPONIBILITA' DI SPAZI SU CUI INSTALLARE L'IMPIANTO FOTOVOLTAICO	13
C.	DISPONIBILITA' DELLA FONTE SOLARE	13
D.	CRITERIO DI STIMA DELL'ENERGIA PRODOTTA	13
E.	DIMENSIONAMENTO DELL'IMPIANTO	
F.	MODULI FOTOVOLTAICI	14
G.	TECNOLOGIA AD INSEGUIMENTO SOLARE	15
Н.	CONFIGURAZIONE DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO	16
III.	ANALISI DEI COSTI	18
A.	COSTO DI REALIZZAZIONE IMPIANTO	
B.	COSTI DI ESERCIZIO	18
1	. COSTI UNA TANTUM	18
2	COSTI PERIODICI	18
C.	RISPARMIO SUL COMBUSTIBILE ED EMISSIONI EVITATE IN ATMOSFERA	19
D.	EMISSIONI EVITATE IN ATMOSFERA	19
IV.	SERVIZI AUSILIARI E OPERE CIVILI	19
A.	STRUTTURE DI FISAGGIO	19
B.	CABINE ELETTRICHE	20
C.	IMPIANTO GENERALE DI TERRA	20
D.	CAVIDOTTI INTERRATI E CONNESSIONE ALLA RETE ELETTRICA	20
E.	STRADA DI ACCESSO AL SITO	21
F.	RECINZIONE	21
V. C	COMPONENTI DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO	22
A.	MODULI FOTOVOLTAICI	22
B.	INVERTER	25
C.	QUADRO ELETTRICO DI INTERFACCIA PARALLELO RETE LATO C.A	26
D.	SPECIFICHE CABINE DI TRASFORMAZIONE	26

E.	IMPIANTI ELETTRICI AUSILIARI	27
F.	IMPIANTO GENERALE DI TERRA	27
VI.	FASI E TEMPI DI REALIZZAZIONE	28
A.	TEMPISTICA DI REALIZZAZIONE, MODALITA' DI ESECUZIONE LAVORI	28
B.	PRODUZIONE DI RIFIUTI E DISMISSIONE IMPIANTO	28
C.	TIPOLOGIA E QUANTITÀ DEI RIFIUTI ED EMISSIONI PRODOTTE	29
1	I. FASE DI COSTRUZIONE	29
2	2. FASE DI ESERCIZIO	30

I. DESCRIZIONE DELL'IDEA PROGETTUALE E DEL PROPONENTE

A. PREMESSA

L'impianto in progetto prevede l'installazione a terra, su un lotto di terreno di estensione totale 18.558 mq attualmente a destinazione agricola, di 2.142 pannelli fotovoltaici in silicio monocristallino della potenza unitaria di 435 Wp, per una potenza totale di 931,77 kWp.

Il sito di installazione è in località Mole, nel Comune di Paliano (FR).

I pannelli saranno montati su strutture ad inseguimento monoassiale (tracker), in configurazione monofilare da 28 moduli ciascuno. Nel dettaglio saranno complessivamente installati n. 76 trackers da 28 pannelli e n. 1 tracker da 14 pannelli, per un totale di 2.142 pannelli supportati.

Gli inverter, posizionati in campo sui tracker, saranno collegati in bassa tensione alla cabina di trasformazione BT/MT ove si trovano allocati il quadro MT, i trasformatori e il quadro di bassa tensione.

L'energia stimata come produzione del primo anno sarà di 1.024.947 kWh.

L'energia prodotta dall'impianto sarà veicolata, mediante un cavidotto MT interrato della lunghezza di circa 400 m dalla cabina elettrica MT di consegna di proprietà di Amea S.p.a. al punto di connessione in entra ed esci su nuovo palo inserito nella linea aerea denominata Paliano centro.

B. UBICAZIONE DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO

Il terreno su cui è progettato l'impianto ricade nella porzione sud-orientale del territorio comunale di Paliano, circa 4 km a sud-est del centro abitato, in una zona occupata da terreni agricoli e distante da agglomerati residenziali.

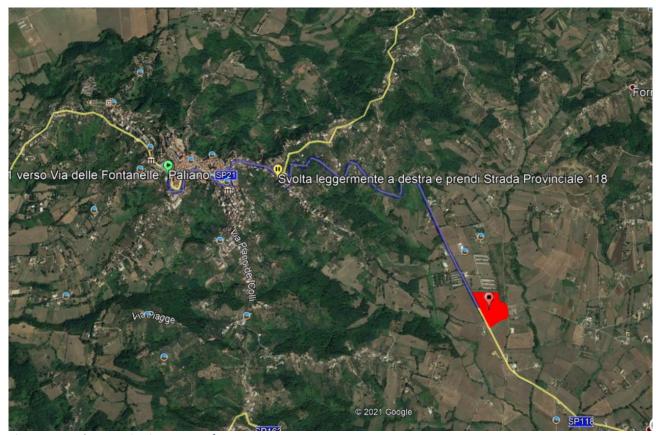


Figura 1 Inquadramento impianto su ortofoto

Il sito risulta accessibile dalla viabilità locale, costituita da strade comunali e vicinali, che si dirama dalla SP n. 118. L'area è comunque accessibile esclusivamente da strada privata.

Nella cartografia del Catasto Terreni l'area di impianto è ricompresa nel Foglio 23, particelle n. 34, 35, 192 e 193, comune di Paliano.

Le particelle in disponibilità della Sunnerg Development, sono distinte nella tabella sotto riportata, insieme alla estensione dei terreni e alla relativa classificazione:

5. Immobili siti nel Comune di PALIANO(Codice G276) - Catasto dei Terreni

N.	DATI	IDENTIFICA	TIVI		DATI DI CLASSAMENTO								ALTRE INFORMAZIONI			
	Foglio	Particella	Sub	Porz	Qualità Cl	lasse	Su	perficie	(m²)	Deduz. Reddito		Dati derivanti da	Dati ulteriori			
							- 3	ha are o	a		Dominicale	Agrario				
1	23	35		٠	SEMIN ARBOR	2	2	61	40		Euro 94,50 L. 182,980	Euro 87,75 L. 169.910	Impianto meccanografico del 20/09/1975			

Intestazione degli immobili indicati al n. 5

N.	DATI ANAGRAFICI	CODICE FISCALE	DIRITTI E ONERI REALI						
1	ALESSANDRI Nazzarena nata a PIGLIO il 05/07/1965	LSSNZR65L45G659T*	(1) Proprieta' per 1/1 in regime di separazione dei beni						
DATI D	ERIVANTI DA ISTRUMENTO (ATTO PUBBLICO) del 05/10/2009 Nota presentata co	ISTRUMENTO (ATTO PUBBLICO) del 05/10/2009 Nota presentata con Modello Unico in atti dal 16/10/2009 Repertorio n.: 65037 Rogante: SALVI ANGELO Sede: ANAGNI							
With the second	Registrazione: Sede: COMPRAVENDITA (n. 18120 1/2009)								

65 Tinifio Gillastri nel Comune di PALIANO (Codice G276) - Catasto dei Terreni

N.	DATI	DATI IDENTIFICATIVI DATI DI CLASSAMENTO					ASSAMENT	О		ALTRE INFORM	ALTRE INFORMAZIONI		
_	Foglio	Particella	Sub	Porz	Porz Qualità Classe		Superficie(m²)		Deduz.	Reddito		Dati derivanti da	Dati ulteriori
							ha are	ca		Dominicale	Agrario		
1	23	34			SEMIN ARBOR	2	45	00		Euro 16,27 L. 31.500	Euro 15,11 L. 29.250	FRAZIONAMENTO del 26/11/1978 in atti dal 12/05/1986 CECCARONI T (n. 42184	
2	23	192		•	SEMIN ARBOR	2	36	00		Euro 13,01 L. 25.200	Euro 12,09 L. 23.400	FRAZIONAMENTO del 26/11/1978 in atti dal 12/05/1986 CECCARONI T (n. 42184	

Totale: Superficie 81.00 Redditi: Dominicale Euro 29,28 Agrario Euro 27,20

Intestazione degli immobili indicati al n. 6

N.		DATI ANAGRAFICI	CODICE FISCALE	DIRITTI E ONERI REALI				
1	ALESSANDRI Nazzarena nata a	PIGLIO il 05/07/1965	LSSNZR65L45G659T*	(1) Proprieta' per 1/1 in regime di separazione dei beni				
DATI D	DERIVANTI DA	DECRETO (DISPOSIZIONI DELLE AUTORITA') del 19/01/2010 Trascri	O (DISPOSIZIONI DELLE AUTORITA') del 19/01/2010 Trascrizione in atti dal 10/02/2010 Repertorio n.: 197 Rogante: TRIBUNALE DI FROSINONE Sede: FROSINONE					
		Registrazione: Sede: DECRETO DI TRASFERIMENTO IMMOBILI (n. 1	538.1/2010)					

7. Immobili siti nel Comune di PALIANO(Codice G276) - Catasto dei Terreni

N.	DATI	IDENTIFICA	TIVI		(5		DATI	DICL	ASSAMENT	0		ALTRE INFORMAZIONI		
	Foglio	Particella	Sub	Porz	Qualità C	lasse	Superficie	(m ²)	Deduz.	Rec	ldito	Dati derivanti da	Dati ulteriori	
							ha are o	a		Dominicale	Agrario			
1	23	193		-	SEMIN ARBOR	2	49	40		Euro 17,86	Euro 16,58	VOLTURA D'UFFICIO del 19/01/2010 protocollo n. FR0065378 in atti dal 03/03/2010 VERIF. TRASC. 1538/2010 NOTA 11208/04 (n. 5025.1/2010)	Riserve	

Intestazione degli immobili indicati al n. 7

N.		DATI ANAGRAFICI	CODICE FISCALE	DIRITTI E ONERI REALI			
1	ALESSANDRI Nazzarena nata a PIG	LIO il 05/07/1965	LSSNZR65L45G659T*	(1) Proprieta' per 1/1 in regime di separazione dei beni			
DATI D	DERIVANTI DA	VOLTURA D'UFFICIO del 19/01/2010 protocollo n. FR0065378 Voltura	n atti dal 03/03/2010 Reperto	rio n.: 197 Rogante: TRIBUNALE Sede: FROSINONE Registrazione: Sede:			
		VERIF. TRASC. 1538/2010 NOTA 11208/04 (n. 5025.1/2010)					

Il baricentro del terreno interessato dal progetto è individuato nel sistema di coordinate UTM e nel sistema di coordinate

geografiche alle coordinate:

41.797000° LAT

13.083000° LONG

I terreni su cui insiste il progetto hanno una destinazione d'uso agricola, e sono liberi da vincoli archeologici, naturalistici, paesaggistici, di tutela dell'ambiente idrico superficiale e profondo.



Figura 2 Layout preliminare di impianto su mappa catastale



Figura 3 Layout preliminare di impianto su ortofoto

C. DESCRIZIONE DELL'IMPIANTO: DIMENSIONI E CARATTERISTICHE

I pannelli fotovoltaici hanno dimensioni 2034x1000x30 mm, incapsulati in una cornice di alluminio anodizzato dello spessore di 46 mm, per un peso totale di 25 kg ognuno e sono montati su strutture ad inseguimento solare monoassiale (tracker) in configurazione monofilare, ossia ogni tracker alloggerà 1 fila da 28 moduli ciascuno.

Sono realizzati in acciaio al carbonio galvanizzato, resistente alla corrosione, e sono mossi da un motorino magnetico passo-passo.

Le strutture dei tracker sono costituite da pali verticali infissi al suolo e collegati da una trave orizzontale secondo l'asse nord-sud (mozzo) inserita all'interno di cuscinetti appositamente progettati per consentirne la rotazione lungo l'arco solare (asse est-ovest).

Ogni tracker è dotato di un motorino a vite senza fine, che trasmette il moto rotazionale al mozzo.

L'angolo di rotazione del mozzo è di ±55° rispetto all'orizzontale, e la motorizzazione del mozzo è alimentata da un kit integrato comprendente un piccolo modulo fotovoltaico dedicato una batteria di accumulo, e non necessita di alimentazione esterna.

L'altezza al mozzo delle strutture sarà circa 1.30 m dal suolo, in modo tale che nella posizione a 55° i pannelli non abbiamo mai un'altezza inferiore a 0.50 m dal suolo e mai superiore a 2.20 metri al punto di massima altezza.

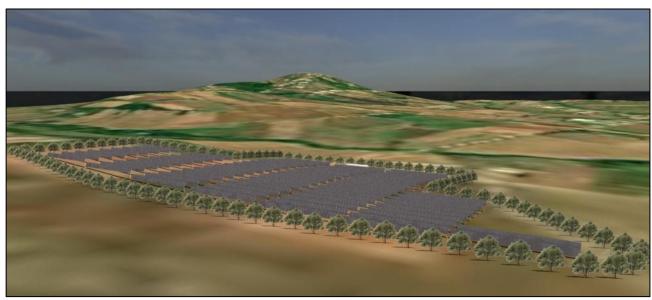


Figura 4 Rappresentazione renderizzata di come apparirà l'impianto

L'impianto sarà corredato da una cabina di trasformazione in un monoblocco in cls prefabbricato (per dettagli si veda elaborato ELA006 - Tipologico cabina elettrica di trasformazione).

L'energia prodotta dall'impianto sarà veicolata in uscita verso la cabina elettrica di consegna di Amea S.p.a. e da questa, tramite un elettrodotto interrato in MT, alla linea aerea esistente denominata Paliano centro di Amea S.p.a.. L'elettrodotto interrato si svilupperà totalmente su terreno vegetale (per dettagli si vedano gli elaborati ELA001 - Inquadramento territoriale e vincolistico e ELA012 - Percorso cavidotto e particellare di esproprio).

L'impianto sarà dotato di viabilità perimetrale, un accesso carrabile, recinzione perimetrale, sistema di illuminazione e videosorveglianza.

L' accesso carrabile sarà costituito da n.1 cancello largo 5.0m a due ante in pannellature metalliche montate su pali in acciaio, fissati al suolo con plinti di fondazione in cls armato. La recinzione perimetrale sarà realizzata con rete in acciaio zincato alta 2.0m, collegata a pali di acciaio alti 2.0m, cementati a plinti nel suolo per una profondità di almeno 40 cm.

La viabilità perimetrale sarà costituita semplicemente da una fascia di 2.5m di terreno battuto, calcolato dalla linea della recinzione, per permettere il passaggio dei mezzi di cantiere.

Il sistema di illuminazione e videosorveglianza sarà montato su pali in acciaio zincato fissati al suolo con plinto di fondazione in cls armato. I pali avranno una altezza massima di 3.2 m, saranno dislocati ogni 50 m circa di recinzione e su di essi saranno montai i corpi illuminanti (che si attiveranno in caso di allarme/intrusione) e le videocamere del sistema di sorveglianza. I cavi di collegamento del sistema saranno alloggiati nello scavo perimetrale.

Nella fase di funzionamento dell'impianto non sono previsti consumi di energia.

I tracker sono del tutto indipendenti, dal punto di vista della alimentazione elettrica, e non necessitano di connessioni alla rete.

Analogamente, le apparecchiature di conversione dell'energia generata dai moduli (inverter e trasformatori), nonché i moduli stessi, non richiedono fonti di alimentazione elettrica. Il funzionamento dell'impianto fotovoltaico non richiede ausilio o presenza di personale addetto, tranne per le eventuali operazioni di riparazione quasti o manutenzioni ordinarie e straordinarie.

Con cadenza saltuaria sarà necessario provvedere alla pulizia dell'impianto, che si divide in due operazioni: lavaggio dei pannelli fotovoltaici per rimuovere lo sporco naturalmente accumulatosi sulle superfici captanti (trasporto eolico e meteorico) e taglio dell'erba sottostante i pannelli. La frequenza delle suddette operazioni avrà indicativamente carattere stagionale, salvo casi particolari individuati durante la gestione dell'impianto. Le operazioni di taglio dell'erba saranno effettuate, secondo una tecnica già consolidata e comprovata in quasi dieci anni di esercizio di impianti fotovoltaici, che prevede l'accordo con i pastori locali per far pascolare nell'area di impianto greggi di pecore. Tale procedura, del tutto naturale, assicura ottimi risultati ed evita il

ricorso a macchine di taglio o a diserbanti chimici. Le operazioni di lavaggio dei pannelli saranno invece effettuate con un trattore di piccole dimensioni equipaggiato con una lancia in pressione e una cisterna di acqua demineralizzata. Il trattore passerà sulla viabilità di impianto e laverà i pannelli alla bisogna. L'azione combinata di acqua demineralizzata e pressione assicura una pulizia ottimale delle superfici captanti evitando sprechi di acqua potabile e il ricorso a detergenti e sgrassanti.

Tutte le operazioni di manutenzione e riparazione di natura elettrica saranno effettuate da ditte specializzate, con proprio personale e mezzi, con cadenze programmate o su chiamata del gestore dell'impianto.

D. RIFERIMENTI LEGISLATIVI

Dovranno essere rispettate le prescrizioni imposte dalla D.M. 37-2008: Regolamento concernente l'attuazione dell'articolo 11, comma 13, lettera a) della legge n. 248 del 2 dicembre 2005, recante riordino delle disposizioni in materia di attività di installazione degli impianti all'interno degli edifici. Devono essere altresì rispettate le prescrizioni dettate dalle seguenti disposizioni legislative: Legge n. 186/1968: "Disposizioni concernenti la produzione di materiali, apparecchiature, macchinari, installazioni ed impianti elettrici ed elettronici"; D.Lgs. n.81del 9/04/2008: "Attuazione dell'articolo 1 della legge 3 agosto 2007, n. 123, in materia di tutela della salute e della sicurezza nei luoghi di lavoro" Legge 791/77: "attuazione della direttiva europea n°73/23/CEE - Direttiva Bassa Tensione" D.Lgs. 14/08/96 n°493: "Segnaletica di sicurezza e/ o salute sul luogo del lavoro"; D.Lgs. 12/11/96 n°615: "Attuazione della direttiva 89/336/CEE del Consiglio del 03/05/1989 in materia di riavvicinamento delle legislazioni degli stati membri relative alla compatibilità elettromagnetica, modificata ed integrata dalla direttiva 92/31/CEE del

relative alla compatibilità elettromagnetica, modificata ed integrata dalla direttiva 92/31/CEE del Consiglio del 28/04/1992, dalla direttiva 93/68/CEE del Consiglio del 29/10/1993". D.G.R. 5/1 del 28/01/2016

E. NORME APPLICABILI

In base alla destinazione finale d'uso degli ambienti interessati, dovranno essere rispettate le prescrizioni normative dettate da:

CEI 64-8: "Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000 V in C.A. e a 1500 V in C.C.":

CEI 17-13/1: "Apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per Bassa Tensione. Parte 1: Apparecchiature di serie soggette a prove

di tipo (AS) ed apparecchiature non di serie parzialmente soggette a prove di tipo (ANS)";

CEI 23-51: "Prescrizioni per la realizzazione, le verifiche e le prove dei quadri di distribuzione per installazioni fisse per uso domestico e similare." Si sottolinea come, in conformità a quanto prescritto dalla Normativa CEI 23-51, i quadri di distribuzione con corrente nominale maggiore di 32A (e minore di 125A), sono sottoposti a verifiche analitiche dei limiti di sovratemperatura, secondo le modalità illustrate dalla stessa

CEI 11-17 "Impianti di produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica – Linee in cavo";

CEI 20-22: "Prova dei cavi non propaganti l'incendio";

CEI 20-38: "Cavi isolati con gomma non propaganti l'incendio ed a basso sviluppo di fumi e gas tossici e corrosivi";

ISO 3684: "Segnali di sicurezza, colori"

CEI 81-3: "Valori medi del numero di fulmini a terra per anno e per chilometro quadrato nei comuni d'Italia, in ordine alfabetico";

CEI 81-10/1: "Protezione contro i fulmini" Principi generali CEI 81-10/2: "Protezione contro i fulmini"

Valutazione del rischio

CEI 81-10/3: "Protezione contro i fulmini" Danno materiale alle strutture e pericolo per le persone

CEI 81-10/4: "Protezione contro i fulmini" Impianti elettrici ed elettronici nelle strutture

CEI 11-20: Impianti di produzione di energia elettrica e gruppi di continuità collegati a reti di I e II categoria;

CEI EN 60904-1: Dispositivi fotovoltaici Parte 1: Misura delle caratteristiche fotovoltaiche tensionecorrente:

CEI EN 60904-2: Dispositivi fotovoltaici - Parte 2: Prescrizione per le celle fotovoltaiche di riferimento:

CEI EN 60904-3: Dispositivi fotovoltaici - Parte 3: Principi di misura per sistemi solari fotovoltaici per uso terrestre e irraggiamento spettrale di riferimento;

CEI EN 61727: Sistemi fotovoltaici (FV) - Caratteristiche dell'interfaccia di raccordo con la rete;

CEI EN 61215: Moduli fotovoltaici in silicio cristallino per applicazioni terrestri. Qualifica del progetto e omologazione del tipo;

CEI EN 61646 (82-12): Moduli fotovoltaici a film sottile per usi terrestri – Qualifica del progetto e approvazione di tipo;

CEI EN61000-3-2: Compatibilità elettromagnetica (EMC) - Parte 3: Limiti Sezione 2: Limiti per le emissioni di corrente armonica (apparecchiature con corrente di ingresso = 16 A per fase);

CEI EN 60555-1: Disturbi nelle reti di alimentazione prodotti da apparecchi elettrodomestici e da equipaggiamenti elettrici simili

Parte 1: Definizioni;

CEI EN 60439-1-2-3: Apparecchiature assiemate di protezione e manovra per bassa tensione;

CEI EN 60445: Individuazione dei morsetti e degli apparecchi e delle estremità dei conduttori designati e regole generali per un sistema alfanumerico;

CEI EN 60529: Gradi di protezione degli involucri (codice IP);

CEI EN 60099-1-2: Scaricatori;

CEI 20-19: Cavi isolati con gomma con tensione nominale non superiore a 450/750 V;

CEI 20-20: Cavi isolati con polivinilcloruro con tensione nominale non superiore a 450/750 V;

CEI 0-2: Guida per la definizione della documentazione di progetto per impianti elettrici;

CEI 0-3: Guida per la compilazione della documentazione per la legge n. 46/1990;

UNI 10349: Riscaldamento e raffrescamento degli edifici.

Dati climatici;

CEI EN 61724: Rilievo delle prestazioni dei sistemi fotovoltaici. Linee guida per la misura, lo scambio e l'analisi dei dati;

IEC 60364-7-712 Electrical installations of buildings - Part 7-712: Requirements for special installations or locations Solar photovoltaic (PV) power supply systems. Sono inoltre considerate le raccomandazioni contenute all'interno delle seguenti Guide:

CEI 82-25 Guida alla realizzazione di sistemi di generazione fotovoltaica collegati alle reti elettriche di Media e Bassa tensione.

CEI 11-35: Guida per l'esecuzione di cabine elettriche MT/BT del cliente/utente finale.

CEI 11-25 "Correnti di corto circuito nei sistemi trifasi in corrente alternata. Parte 0. Calcolo delle correnti";

CEI 11-28 "Guida d'applicazione per il calcolo delle correnti di cortocircuito nelle reti radiali a bassa tensione";

CEI 64-50 "Guida per l'integrazione nell'edificio degli impianti elettrici utilizzatori e per la predisposizione per impianti ausiliari, telefonici e di trasmissione dati. Criteri generali."

CEI 64-53: "Guida per l'integrazione nell'edificio degli impianti elettrici utilizzatori e per la predisposizione per impianti ausiliari, telefonici e di trasmissione dati. Criteri particolari per edifici ad uso prevalentemente residenziale.

"CEI 0-16; V2: "Regola tecnica di riferimento per la connessione di utenti attivi e passivi alle reti AT e MT delle imprese distributrici di energia elettrica".

F. STRUMENTO URBANISTICO VIGENTE E RELATIVE NORME DI ATTUAZIONE

Il Piano Urbanistico Comunale Generale del comune di Paliano disciplina le trasformazioni del territorio comunale, ai sensi della legge 17 agosto 1942, n.1150 e successive modificazioni ed integrazioni, nonché della Legge Regionale del 22 dicembre 1999, n.38, e successive modificazioni ed integrazioni. Dall'esame delle tavole del PUCG, e come anche riportato nel Certificato di Destinazione Urbanistica rilasciato dal Comune, si rileva come i terreni interessati dal progetto ricadano in Zona Agricola E2 – ZONE AGRICOLE DI INTERESSE SECONDARIO.

Si evidenzia che:

- ai sensi dell'art. 12, comma 1, del D. Lgs. 387/03, sono considerati di pubblica utilità, indifferibili ed urgenti le opere, comprese quelle connesse e le infrastrutture indispensabili alla costruzione ed esercizio, per la realizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili
- ai sensi dell'art. 12, comma 7, del D. Lgs. 387/03, gli impianti fotovoltaici possono essere ubicati anche in zone classificate come agricole dai vigenti strumenti urbanistici.

Per quanto riguarda specificamente i terreni destinati ad ospitare il campo fotovoltaico, questi non ricadono in aree soggette a tutela naturalistica di alcun tipo.

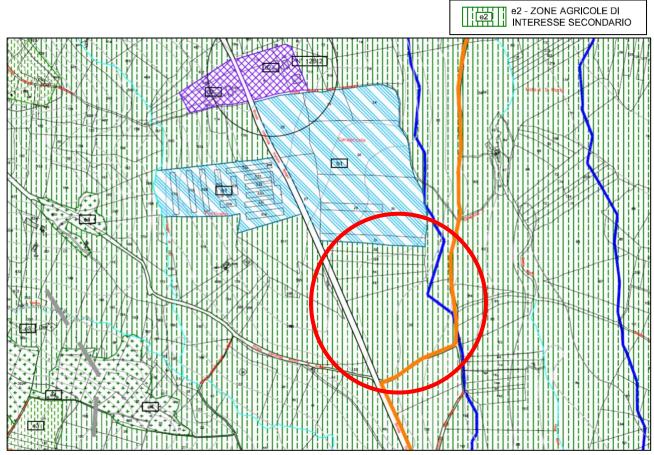


Figura 5 PUCG vigente comune di Paliano

Dall'analisi degli strumenti di pianificazione e programmazione territoriale e ambientale esaminati, si può ragionevolmente concludere che il progetto dell'impianto fotovoltaico in studio sia pienamente compatibile:

- con i vincoli,
- le tutele,
- i piani e i programmi attualmente vigenti sui terreni e sulle aree coinvolte,
- Vincolo idrogeologico/PAI,
- PTP,
- PTPR,
- PRG,
- PTA.
- Parchi nazionali istituiti,
- Parchi Regionali istituiti,
- Aree della rete Natura 2000 (SIC/ZPS),
- Altre aree di interesse naturalistico previste,
- Aree percorse da incendio.

(vedasi ELA001 – Inquadramento territoriale e vincolistico).

II. DESCRIZIONE AREA DI PROGETTO E CARATTERISTICHE DEL SISTEMA

A. SITO DI INSTALLAZIONE

Il dimensionamento energetico dell'impianto fotovoltaico connesso alla rete del distributore è stato effettuato tenendo conto, oltre che della disponibilità economica, di:

- disponibilità di spazi sui quali installare l'impianto fotovoltaico;
- disponibilità della fonte solare;
- fattori morfologici e ambientali (ombreggiamento e albedo).

B. DISPONIBILITA' DI SPAZI SU CUI INSTALLARE L'IMPIANTO FOTOVOLTAICO

L'impianto, oggetto del presente documento, è posizionato a terra su strutture di supporto. La zona in cui è ubicato l'impianto ha destinazione agricola e non è soggetta a vincolo paesaggistico.

C. DISPONIBILITA' DELLA FONTE SOLARE

Il principio progettuale normalmente utilizzato per un impianto fotovoltaico è quello di massimizzare la captazione della radiazione solare annua disponibile. Nella generalità dei casi, il generatore fotovoltaico deve essere esposto alla luce solare in modo ottimale, scegliendo prioritariamente l'orientamento a Sud e evitando fenomeni di ombreggiamento. In funzione degli eventuali vincoli architettonici della struttura che ospita il generatore stesso, sono comunque adottati orientamenti diversi e sono ammessi fenomeni di ombreggiamento, purché adeguatamente valutati. Perdite d'energia dovute a tali fenomeni incidono sul costo del kWh prodotto e sul tempo di ritorno dell'investimento.

D. CRITERIO DI STIMA DELL'ENERGIA PRODOTTA

L'energia generata dipende:

- dal sito di installazione (latitudine, radiazione solare disponibile, temperatura, riflettanza della superficie antistante i moduli);
- dall'esposizione dei moduli: angolo di inclinazione (Tilt) e angolo di orientazione (Azimut);
- da eventuali ombreggiamenti o insudiciamenti del generatore fotovoltaico;
- dalle caratteristiche dei moduli: potenza nominale, coefficiente di temperatura, perdite per disaccoppiamento o mismatch;
- dalle caratteristiche del BOS (Balance Of System).

Il valore del BOS può essere stimato direttamente oppure come complemento all'unità del totale delle perdite, calcolate mediante

la seguente formula:

Totale perdite [%] =
$$[1 - (1 - a - b) \times (1 - c - d) \times (1 - e) \times (1 - f)] + g$$

per i seguenti valori:

- a Perdite per riflessione.
- b Perdite per ombreggiamento.
- c Perdite per mismatching.
- d Perdite per effetto della temperatura.
- e Perdite nei circuiti in continua.
- f Perdite negli inverter.
- g Perdite nei circuiti in alternata.

E. DIMENSIONAMENTO DELL'IMPIANTO

In riferimento alle tecnologie fotovoltaiche per impianti di taglia industriale, nel progetto della Sunnerg Development sono state scelte e implementate le migliori tecnologie attualmente disponibili, che consentono al contempo di massimizzare la produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile e minimizzare l'occupazione di suolo e l'utilizzo di risorse naturali.

Gli impianti fotovoltaici sono sistemi in grado di captare e trasformare l'energia solare in energia elettrica, impianti connessi ad una rete elettrica di distribuzione (grid-connected): l'energia viene convertita in corrente elettrica alternata per alimentare il carico-utente e/o immessa nella rete, con la quale lavora in regime di interscambio.

Un impianto fotovoltaico è costituito da un insieme di componenti meccanici, elettrici ed elettronici che captano l'energia solare, la trasformano in energia elettrica, sino a renderla disponibile all'utilizzazione da parte dell'utenza.

Esso sarà quindi costituito dal generatore fotovoltaico (o da un campo fotovoltaico nel caso di impianti di una certa consistenza), e da un sistema di controllo e condizionamento della potenza.

Il rendimento di conversione complessivo di un impianto è il risultato di una serie di rendimenti, che a partire da quello della cella, passando per quello del modulo, del sistema di controllo della potenza e di quello di conversione, ed eventualmente di quello di accumulo (non presente in questo progetto), permette di ricavare la percentuale di energia incidente che è possibile trovare all'uscita dell'impianto, sotto forma di energia elettrica, resa al carico utilizzatore.

Nel seguito del paragrafo si descriveranno le tecniche e le tecnologie scelte per l'impianto di Paliano con indicazioni sulle maggiori prestazioni sia elettriche che ambientali rispetto a quelle tradizionalmente usate nella progettazione di impianti fotovoltaici, nonché sulle soluzioni progettuali e operative adottate per minimizzare le emissioni e il consumo di risorse naturali.

F. MODULI FOTOVOLTAICI

Il rendimento, o efficienza, di un modulo fotovoltaico è definito come il rapporto espresso in percentuale tra l'energia captata e trasformata in elettricità, rispetto all'energia totale incidente sul modulo stesso.

L'efficienza dei pannelli fotovoltaici è proporzionale al rapporto tra watt erogati e superficie occupata, a parità di tutte le altre condizioni (irraggiamento, radiazione solare, temperatura, spettro della luce solare, risposta spettrale, etc.).

L'efficienza di un pannello fotovoltaico diminuisce costantemente nel tempo, a causa di fenomeni di degradazione sia meccanica che elettrica, a scala macroscopica e microscopica (degradazione delle giunzioni, deriva elettronica, degradazione della struttura cristallina del silicio, etc.). Di fatto, la vita utile di un modulo fotovoltaico viene considerata tra i 20 e i 25 anni, oltre i quali si impone una sostituzione del modulo per via della bassa efficienza raggiunta.

Facendo riferimento alla attuale offerta di mercato dei produttori a scala industriale, si possono assumere i seguenti dati medi di rendimento per pannelli reperibili in commercio (si specifica che i dati riguardano pannelli fotovoltaici assemblati e prodotti in serie, e non riguardano la potenza complessiva del pannello. A livello di singolo modulo fotovoltaico, o cella, i produttori dichiarano valori massimi raggiunti in condizioni di laboratorio anche superiori a quelli relativi ai pannelli):

Moduli in silicio monocristallino – 20%

Lo stesso ordine decrescente si può assumere anche per la diminuzione di rendimento dei moduli al crescere della temperatura di esercizio.

I moduli fotovoltaici scelti per la realizzazione dell'impianto di Paliano sono realizzati da Risen, in silicio monocristallino, ed hanno una potenza di picco di 435 Wp (serie RSM 144-6-435-HDG).

La scelta è motivata dalla elevata potenza specifica del modulo e dalle migliori caratteristiche di rendimento in diverse condizioni ambientali e nel tempo rispetto alle offerte delle altre maggiori case produttrici a livello mondiale.

Nello specifico, la tecnologia adottata consente di:

- Ridurre drasticamente il calo intrinseco di rendimento alle alte temperature:
- Ridurre la intrinseca degradazione dei moduli indotta dalla prolungata esposizione alla luce;
- Aumentare l'efficienza di conversione in condizioni di irraggiamento non ottimale come scarsa luminosità o luminosità diffusa e non diretta;
- Ridurre la percentuale di energia incidente che viene persa per riflessione;
- Ridurre il calo intrinseco di rendimento nell'arco di vita utile dei moduli;
- Massimizzare la produzione di energia durante tutta la vita utile del pannello;
- Massimizzare la stabilità di rendimento del pannello nel tempo.

L'efficienza media di tali moduli, certificata dal produttore e garantita per 25 anni, è maggiore del 21%. I moduli convertono una maggiore quantità di luce solare in elettricità, producendo il 38% di energia in più per modulo e il 70% di energia in più per metro quadrato in 25 anni rispetto ai moduli tradizionali in silicio monocristallino. Nel primo anno il loro elevato rendimento produce il 45% di energia in più per watt nominale. Tale vantaggio aumenta con il tempo, grazie alla maggiore stabilità dei moduli, arrivando a produrre l'81% di energia in più al 25° anno, ossia in media un 60% di energia in più nei primi 25 anni, rispetto ai moduli tradizionali in silicio monocristallino. La stabilità di rendimento delle celle permette di avere una maggiore potenza garantita dal costruttore: 95% per i primi 5 anni, con una diminuzione di solo lo -0,4%/anno fino al 25° anno.

Allo stato attuale, rispetto alle altre tecnologie disponibili, i moduli fotovoltaici scelti per il presente progetto consentono di avere:

- una maggiore potenza installata a parità di superficie occupata;
- una maggiore efficienza a parità di irraggiamento del sito di installazione;
- una maggiore produzione di energia rinnovabile nel tempo a parità di tutte le altre condizioni.

G. TECNOLOGIA AD INSEGUIMENTO SOLARE

Il rendimento e la produttività di un impianto fotovoltaico dipendono da numerosi fattori, non soltanto dalla potenza nominale e dall'efficienza dei pannelli installati. La resa complessiva dell'impianto dipende anche dal posizionamento dei pannelli, dalla struttura elettrica del loro collegamento in stringhe, dalla tipologia e dalle prestazioni dei componenti di raccolta e conversione dell'energia prodotta, dalla tipologia e dalla lunghezza dei cablaggi e dei cavi utilizzati per il trasporto dell'energia.

Oltre al posizionamento dei pannelli in configurazione fissa, che consente di massimizzare la captazione di energia radiante del sole nelle fasce orarie centrali della giornata, esistono anche tecnologie di inseguimento solare, che possono essere ad un asse o a due assi. Tali tecnologie prevedono il montaggio dei pannelli su strutture dotate di motorizzazione che, opportunamente sincronizzata e comandata a seconda della latitudine del sito di installazione, modificano l'inclinazione dei pannelli durante l'intera giornata per far sì che questi si trovino sempre nella posizione ottimale rispetto all'incidenza dei raggi solari.

L'inseguimento monoassiale prevede che i pannelli siano montati con esposizione a sud, e oscillino lungo l'asse est-ovest durante il giorno; l'inseguimento biassiale fa invece muovere i pannelli lungo i due assi nord-sud ed est-ovest. A parità di potenza installata, e rispetto alla configurazione fissa classica, l'inseguimento biassiale garantisce ovviamente la massima producibilità dell'impianto, ma richiede spazi di installazione notevolmente superiori rispetto all'inseguimento monoassiale, in quanto le strutture hanno bisogno di maggior spazio libero per evitare ombreggiamenti reciproci.

Per l'impianto in progetto si è optato per una tecnologia ad inseguimento monoassiale, che permette di avere, con ingombri praticamente simili a quelli richiesti da una configurazione fissa, una producibilità superiore di almeno il 25% durante l'anno.

Tale soluzione permette di ottimizzare l'occupazione di territorio massimizzando al contempo la produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile.

L'inclinazione e l'orientamento dei moduli sono stati scelti per ottimizzare la radiazione solare incidente: i moduli saranno orientati a Sud con inclinazione variabile da -55° a +55°, in modo da consentire la massima raccolta di energia nell'arco dell'anno unitamente ad una ridotta superficie di esposizione al vento con la tecnologia ad inseguimento ad un asse.

I moduli sono disposti secondo file parallele; la distanza tra le stringhe è calcolata in modo che l'ombra della fila antistante non interessi la fila retrostante per inclinazione del sole sull'orizzonte pari o superiore a quella che si verifica a mezzogiorno del solstizio d'inverno nella particolare località. Come si può facilmente verificare tale angolo limite è dato da:

$$\alpha = 90^{\circ} Lat - 23.5^{\circ}$$

detta h l'altezza dei moduli fotovoltaici rispetto al piano di appoggio la distanza tra le file deve essere almeno pari a:

 $d = h/tg\alpha$.

H. CONFIGURAZIONE DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO

Nel complesso, l'impianto fotovoltaico di Paliano è stato progettato per avere una alta efficienza e minimizzare le perdite intrinseche dovute ai processi di conversione e vettoriamento dell'energia elettrica prodotta dai pannelli. La progettazione elettrica dei componenti utilizzati e delle loro connessioni è stata eseguita tenendo conto delle migliori soluzioni disponibili in termini di impatto sull'ambiente e stabilità del sistema.

L'energia massima producibile teoricamente in un anno dall'impianto è data dal prodotto della radiazione media annua incidente sul piano dei moduli per la potenza nominale dell'impianto, in base al calcolo di irraggiamento dai dati della Norma UNI 10349.

L'energia effettivamente producibile va poi calcolata tenendo conto dei rendimenti delle diverse sezioni dell'impianto, in particolare il Decreto Ministeriale del 28 luglio 2005 fissa i seguenti requisiti minimi da dimostrare in fase di collaudo:

- Pcc > 0,85 Pnom X I /Istc
- Pca > 0,9 Pcc (tale condizione deve essere verificata per Pca > 90% della potenza di targa del gruppo di conversione della corrente continua in corrente alternata) dove :
- Pcc = Potenza in corrente continua misurata all'uscita del generatore fotovoltaico con precisione migliore del ±2%.
- Pnom = Potenza nominale del generatore fotovoltaico.
- I = Irraggiamento in W/m2 misurato sul piano dei moduli, con precisione migliore del +3%
- Istc = 1000 W/m2 è l'irraggiamento in condizioni di prova standard.
- Pca = Potenza attiva in corrente alternata misurata all'uscita del gruppo di conversione della corrente continua in
- corrente alternata, con precisione migliore del ±2%.

Già a livello preliminare, i componenti dell'impianto sono stati selezionati per minimizzare le perdite nel processo di conversione:

in sede di progetto definitivo verranno presi ulteriori accorgimenti volti ad ottimizzare le prestazioni del sistema, in termini di energia prodotta.

In particolare sono stati adottati criteri di selezione dei moduli per garantire la migliore uniformità delle loro prestazioni elettriche e quindi ottimizzare il rendimento delle stringhe; vengono inoltre utilizzati componenti selezionati e cavi di sezione adeguate per ridurre le perdite sul lato corrente continua.

Alla luce di quanto sopra, il bilancio esteso delle perdite nelle varie sezioni del sistema è riportato nello schema seguente:

perdite per scostamento delle condizioni di targa (temperatura) 6%

- perdite per mismatching tra le stringhe 2%
- perdite in corrente continua 5%
- perdite sul sistema di conversione CC/CA 1%
- perdite per basso soleggia mento e per ombreggiamento reciproco 2%
- perdite per polluzione sui moduli 1%

per cui il rendimento stimato del sistema è pari a: ηsist = 77%, tenendo conto degli inevitabili fermi di impianto, si può assumere un rendimento totale pari al 75%.

Nel campo fotovoltaico sono presenti cinque gruppi di conversione (inverter).

I gruppi di conversione saranno collegati in un apposito quadro a formare lato C.A. un sistema trifase connesso al trasformatore BT/MT. L'uscita MT del trasformatore a 20 kV trifase sarà collegata a sua volta alle apparecchiature di manovra e sezionamento della rete di raccolta energia, che convoglierà tutta l'energia alla cabina di consegna.

L'inverter è conforme alle più stringenti direttive nazionali ed europee per la sicurezza e l'immissione in rete d'energia: EMC: EN61000-6-2, EN61000-6-4; CE. L'inverter, del tipo trifase, sarà collegato sul lato in corrente alternata al sistema di distribuzione attraverso cui avviene di seguito l'immissione dell'energia elettrica prodotta in rete. I gruppi di conversione previsti sono stati realizzati con tecnica PWM, e sono in grado di operare in modo completamente automatico e di inseguire il punto di massima potenza (MPPT) del generatore fotovoltaico. L'inverter è munito di display che indica la temperatura di lavoro, l'energia cumulativa trasmessa, la potenza istantanea immessa in rete e quella in ingresso dal campo fotovoltaico.

Il collegamento tra gli inverter in campo e il quadro AC è realizzato con cavi armati adatti alla posa interrata. La sezione dei cavi per i vari collegamenti è tale da assicurare una durata di vita soddisfacente dei conduttori e degli isolamenti sottoposti agli effetti termici causati dal passaggio della corrente elettrica per periodi prolungati e in condizioni ordinarie di esercizio.

Il sistema di controllo dell'impianto avviene tramite due tipologie di controllo: controllo locale e controllo remoto:

- Controllo locale: monitoraggi tramite PC centrale, posto in prossimità dell'impianto, tramite software apposito in grado di monitorare e controllare i cinque inverter;
- Controllo remoto: gestione a distanza dell'impianto tramite modem GPRS con scheda di rete Data- Logger montata a bordo degli inverter.

Il controllo in remoto avviene da centrale (servizio e assistenza) con medesimo software del controllo locale.

Le grandezze controllate da sistema sono:

- Potenza 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.

III. ANALISI DEI COSTI

A. COSTO DI REALIZZAZIONE IMPIANTO

Il costo stimato per la realizzazione dell'impianto, è riportato nel quadro economico di seguito allegato:

	COMPUTO METRICO ESTIMATIVO											
N.R.	ARTICOLO	DESCRIZIONE E COMPUTO	U.M.		FATTORI C		QUANTITA'	PREZZO	INC.	IMPORTO		
				Parti uguali	lungh	largh	alt					
		A. OPERE DI SISTEMAZIONE B. CAMPO SOLARE									€	
		C. SISTEMA DI POTENZA D. CONNESSIONE RETE									€	
		E. COSTI DI DISMISSIONE SOMMANO									€	
		A dedurre oneri della sicurezza compresi nei prezzi di stima									-€	
	ImpN											

Figura 6 Documento di sintesi del computo metrico estimativo

B. COSTI DI ESERCIZIO

Sono da considerarsi i seguenti costi di natura tecnologica, necessari per una corretta valutazione economica dell'impianto:

1. COSTI UNA TANTUM

Sono da considerarsi i seguenti costi di natura tecnologica, necessari per una corretta valutazione economica dell'impianto:

Descrizione	anno	[%]	[€/kW]	[€]
Manutenzione straordinaria	10	10	150.00	<mark>1.498.140</mark>
Sostituzione inverter	10	5	75.00	<mark>749.070</mark>

2. COSTI PERIODICI

I seguenti costi, periodici, si rendono necessari per un corretto esercizio dell'impianto:

Descrizione	periodo	durata	[%]	[€/kW]	[€]
Manutenzione ordinaria	1	20	10	10.00	<mark>199.752</mark>
Assicurazione	1	20	5	3.00	<mark>59.925</mark>

C. RISPARMIO SUL COMBUSTIBILE ED EMISSIONI EVITATE IN ATMOSFERA

Un utile indicatore per definire il risparmio di combustibile derivante dall'utilizzo di fonti energetiche rinnovabili è il fattore di conversione dell'energia elettrica in energia primaria [TEP/MWh].

Questo coefficiente individua le T.E.P. (Tonnellate Equivalenti di Petrolio) necessarie per la realizzazione di 1 MWh di energia, ovvero le TEP risparmiate con l'adozione di tecnologie fotovoltaiche per la produzione di energia elettrica.

RISPARMIO DI COMBUSTIBILE	TEP
Fattore di conversione dell'energia elettrica in energia	0.187
primaria [TEP/MWh]	
TEP risparmiate in un anno	4.135
TEP risparmiate in 20 anni	82.700

D. EMISSIONI EVITATE IN ATMOSFERA

Inoltre, l'impianto fotovoltaico consente la riduzione di emissioni in atmosfera delle sostanze che hanno effetto inquinante e di quelle che contribuiscono all'effetto serra.

EMISSIONI EVITATE IN ATMOSFERA	CO2	SO2	NOX	POLVERI
Emissioni specifiche in atmosfera [g/kWh]	0.474	0.373	0.427	0.014
Emissioni evitate in un anno [kg]	10.481	8.248	9.442	309
Emissioni evitate in 20 anni [kg]	209.622	164.956	188.836	6.180

IV. SERVIZI AUSILIARI E OPERE CIVILI

A. STRUTTURE DI FISAGGIO

Per quanto riguarda la sistemazione e l'ancoraggio dei moduli costituenti il generatore fotovoltaico, è previsto l'utilizzo di un sistema di supporto modulare (tracker), sviluppato al fine di ottenere un'alta integrazione estetica ad elevata facilità di impiego e di montaggio dei moduli fotovoltaici incorniciati, realizzati in profilati di alluminio e bulloneria in acciaio.

Le strutture dei tracker sono costituite da pali verticali infissi al suolo e collegati da una trave orizzontale secondo l'asse nord-sud (mozzo) inserita all'interno di cuscinetti appositamente progettati per consentirne la rotazione lungo l'arco solare (asse est-ovest).

L'altezza al mozzo delle strutture sarà circa 1.30 m dal suolo, in modo tale che nella posizione a 55° i pannelli non abbiamo mai un'altezza inferiore a 0.50 m dal suolo e mai superiore a 2.20 metri al punto di massima altezza

Le strutture di sostegno ipotizzate hanno la caratteristica di poter essere infisse nel terreno senza bisogno di alcun tipo di fondazione in CLS, compatibilmente alle caratteristiche geotecniche del terreno e alle prove penetrometriche che verranno effettuate in fase esecutiva; inoltre, come certificato dal costruttore, le strutture sono in grado di supportare il peso dei moduli anche in presenza di raffiche di vento di elevata velocità, di neve e altri carichi accidentali.

B. CABINE ELETTRICHE

Nel campo fotovoltaico è presente n.1 cabina di trasformazione con dimensioni 3,00 X 5,00 m per altezza di 3,00 m, esterna al campo n. 1 cabine di consegna con dimensioni 2,50 X 6,70 m per altezza di 2,50 m.

C. IMPIANTO GENERALE DI TERRA

Il sito verrà provvisto di un impianto generale di terra di protezione costituito da un sistema di dispersori a picchetto tra loro interconnessi mediante corda di terra in rame nudo. L'impianto sarà collegato ad un collettore generale dal quale verranno poi derivati tutti i collegamenti secondari.

D. CAVIDOTTI INTERRATI E CONNESSIONE ALLA RETE ELETTRICA

L'elettrodotto verrà realizzato interamente nel sottosuolo ad una profondità rispetto al piano stradale o di campagna non superiore ad 1.5 mt per quanto riguarda le linee MT.

Il cavidotto verrà posato su un letto di sabbia di almeno 10 cm e ricoperto con altri 10 cm dello stesso materiale a partire dal suo bordo superiore. Il successivo riempimento del cavo sarà effettuato con modalità differenti a seconda del tratto di strada interessata e secondo gli standard realizzativi prescritti da Amea.

Si prevede la realizzazione di uno scavo a sezione obbligata. Le lunghezze e i volumi di scavo dei diversi tratti sono riportati nelle tabelle sottostanti:

C	ALCOLO LUNGH	EZZA CAVI	DOTTI INTERRATI	
TIPOLOGIA DI CAVIDOTTO	TIPOLOGIA CAVI	DIMENSIONI SCAVO (cm)	LUNGHEZZA COMPLESSIVA SCAVO (m)	VOLUME COMPLESSIVO DI SCAVO (m³)
CAVIDOTTI INTERRATI MT	CAVI MT ARE4H5HEX EVENTUALE CORDA NUDA IN RAME 25 mmq OVE PREVISTA	120 X 50	400	240
CAVIDOTTI INTERRATI IN BT DA INVERTER A CABINA BT/MT	CAVI BT ARG7OR EVENTUALE CORDA NUDA IN RAME 25mmq OVE PREVISTA	70 x 50	75	27
CAVIDOTTI INTERRATI PERIMETRALI PER TVCC	CAVI DI SEGNALE EVENTUALE CORDA NUDA IN RAME 25mmq OVE PREVISTA	70 x 30	580	122
SOMMANO				389

E. STRADA DI ACCESSO AL SITO

Le strade di accesso al sito, considerata l'assenza di una infrastrutturazione della zona, saranno quelle presenti praticamente lungo i confini del lotto interessato e la strada vicinale che fiancheggia il lotto stesso (strada comunale della Mola).



Figura 7 Accesso al sito da via Mole

F. RECINZIONE

Contestualmente all'installazione dell'impianto fotovoltaico in progetto si prevede la realizzazione di una recinzione lungo il perimetro di confine allo scopo di proteggere l'impianto. Tale recinzione non presenterà cordoli di fondazione posti alla base, ad eccezione dei pali di sostegno e dell'area di accesso in cui sono presenti dei pilastrini a sostegno della cancellata.

Le opere di recinzione e mitigazione a verde saranno particolarmente curate.

La recinzione verrà arretrata di 5 m rispetto al confine del lotto e in questa striscia verrà realizzata una fascia alberata di *olea europaea* alternata ogni 6.0m come schermatura, per i dettagli si veda ELA004 - Layout opere di mitigazione ambientale. In questo modo si potrà perseguire l'obiettivo di costituire una barriera visiva per un miglior inserimento paesaggistico dell'impianto.

Come sostegni alla recinzione verranno utilizzati pali sagomati in acciaio. I pali, alti 2.0m, verranno cementati nel terreno per una profondità di almeno 0.4m. Questi presenteranno giunti di fissaggio laterale della rete sul palo e giunti in metallo per il fissaggio di angoli retti e ottusi. La rete metallica che verrà utilizzata sarà di tipo "a maglia romboidale".

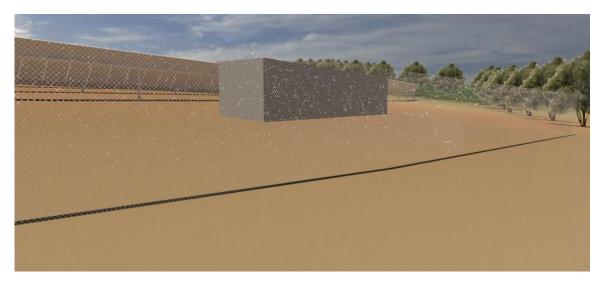


Figura 8 Tipologico rete metallica di protezione

V. COMPONENTI DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO

Di seguito verranno analizzate le varie componenti dell'impianto e le loro caratteristiche tecniche.

A. MODULI FOTOVOLTAICI

CALC	COLO TRACKER E P	ANNELLI FOTOVOLTAICI	
TRACKER STRUTTURA	77	NUMERO PANNELLI	2.142
A 28 PANNELLI		FOTOVOLTAICI 435 Wp	
		TOTALE PANNELLI	2142
		FOTOVOLTAICI	
		POTENZA TOTALE	931,77 kWp
		IMPAINTO	•

I moduli utilizzati per il progetto sono in silicio monocristallino, Serie RSM 144-6-435-HDG da 435Wp cadauno, aventi le seguenti caratteristiche tecniche:

Heterojunction Intrinsic Thin-layer HJT Module

RSM144-6-415HDG-435HDG

144 CELL HITMODULE

415-435Wp POWER OUTPUT RANGE

1500VDC MAXIMUM SYSTEM VOLTAGE

21.4% MAXIMUM EFFICIENCY

Preliminary For Global Market



About Risen Energy

Risen Energy is a leading, global tier 1 manufacturer of high-performance solar photovoltaic products and provider of total business solutions for residential, commercial and utility-scale power generation. The company, founded in 1986, and publicly listed in 2010, compels value generation for its chosen global customers. Techno-commercial innovation, underpinned by consummate quality and support, encircle Risen Energy's total Solar PV business solutions which are among the most powerful and cost-effective in the industry. With local market presence and strong financial bankability status, we are committed, and able, to building strategic, mutually beneficial collaborations with our partners, as together we capitalise on the rising value of green energy.

KEY SALIENT FEATURES



Global, Tier 1 bankable brand, with independently certified state-of-the-art automated manufacturing



Industry leading lowest thermal co-efficient of power



Industry leading 12 years product warranty



Excellent low irradiance performance



Excellent PID resistance



Positive tight power tolerance



Dual stage 100% EL Inspection warranting defect-free product



Module Imp binning radically reduces string mismatch losses





Warranted reliability and stringent quality assurances well beyond certified requirements



Certified to withstand severe environmental conditions



- Anti-reflective & anti-soiling surface minimise power loss from dirt and dust
- Severe salt mist, ammonia & blown sand resistance, for seaside, farm and desert environments
- Excellent mechanical load 2400Pa & snow load 5400Pa resistance









RISEN ENERGY CO., LTD.

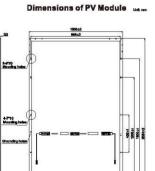
Tashan Industry Zone, Meilin, Ninghai 315609, Ningbo | PRC Tel: +86-574-59953239 Fax: +86-574-59953599

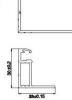
E-mail: marketing@risenenergy.com Website: www.risenenergy.com



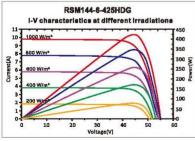
THE POWER OF RISING VALUE

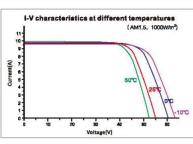






N A ·







Model Number	RSM144-6-415HDG	RSM144-6-420HDG	RSM144-6-425HDG	RSM144-6-430HDG	RSM144-6-435HDG
Rated Power in Watts-Pmax(Wp)	415	420	425	430	435
Open Circuit Voltage-Voc(V)	54.40	54.70	55.00	55.30	55.60
Short Circuit Current-Isc(A)	9.70	9.75	9.80	9.85	9.90
Maximum Power Voltage-Vmpp(V)	45.65	45.95	46.25	46.55	46.85
Maximum Power Current-Impp(A)	9.10	9.15	9.20	9.25	9.30
Module Efficiency (%) ★	20.4	20.6	20.9	21.1	21.4

STC: Irradiance 1000 W/m², Cell Temperature 25°C, Air Mass AM1.5 according to EN 80904-3.

* Module Efficiency (%): Round-off to the nearest number

Model Number	RSM144-6-415HDG	RSM144-6-420HDG	RSM144-6-425HDG	RSM144-6-430HDG	RSM144-6-435HDG
Maximum Power-Pmax (Wp)	310.5	314.3	318.0	321.9	325.7
Open Circuit Voltage-Voc (V)	50.05	50.32	50.60	50.88	51.15
Short Circuit Current-Isc (A)	7.95	8.00	8.04	8.08	8.12
Maximum Power Voltage-Vmpp (V)	41.82	42.09	42.37	42.64	42.91
Maximum Power Current-Impp (A)	7.43	7.47	7.51	7.55	7.59

NMOT: Irradiance at 800 W/m², Ambient Temperature 20°C, Wind Speed 1 m/s.

Solar cells	HJT cell, 9BB
Cell configuration	144 cells (6×12+6×12)
Module dimensions	2034×1000×30mm
Weight	25kg
Superstrate	High Transmission, Low Iron, Tempered ARC Glass
Substrate	Tempered Glass
Frame	Anodized Aluminium Alloy type 6063T5, Silver Color
J-Box	Potted, IP68, 1500VDC, 3 Schottky bypass diodes
Cables	4.0mm² (12AWG), Positive(+) 270mm, Negative(-) 270mm
Connector	Risen Twinsel PV-SY02, IP68

Nominal Module Operating Temperature (NMOT)	43°C±2°C	
Temperature Coefficient of Voc	-0.22%/°C	
Temperature Coefficient of Isc	0.047%/°C	
Temperature Coefficient of Pmax	-0.24%/°C	
Operational Temperature	-40°C~+85°C	
Maximum System Voltage	1500VDC	
Max Series Fuse Rating	20A	
Limiting Reverse Current	20A	

PACKAGING CONFIGURATION		
	40ft	
Number of modules per container	770	
Number of modules per pallet	35	
Number of pallets per container	22	
Packaging box dimensions (LxWxH) in mm	2100×1130×1135	
Box gross weight[kg]	930	

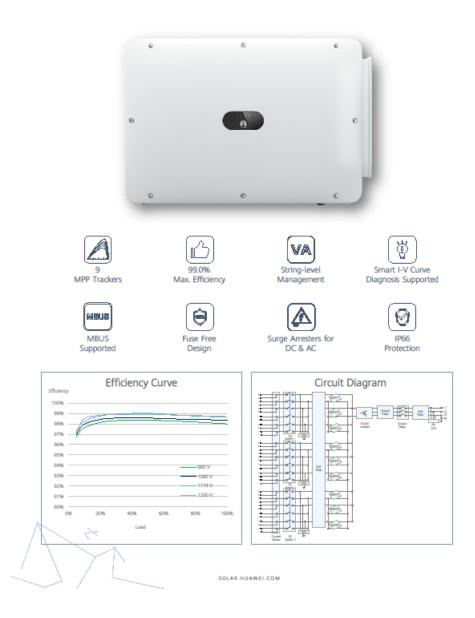
CAUTION: READ SAFETYAND INSTALLATION INSTRUCTIONS BEFORE USING THE PRODUCT. \$2020 Risen Energy. All rights reserved. Specifications included in this datasheet are subject to cha

THE POWER OF RISING VALUE

B. INVERTER

Il gruppo di conversione è composto dal componente principale "inverter" e da un insieme di componenti, quali filtri e dispositivi di sezionamento protezione e controllo, che rendono il sistema idoneo al trasferimento della potenza dal generatore alla rete, in conformità ai requisiti normativi, tecnici e di sicurezza applicabili. Nel caso specifico, verranno installati cinque inverter prodotto da Huawei avente le seguenti caratteristiche:

SUN2000-185KTL-H1 Smart String Inverter



SUN2000-185KTL-H1
Technical Specifications

Input-side Disconnection Device Anti-islanding Protection AC Overcurrent Protection DC Reverse-polarity Protection PV-array String Fault Monitoring DC Surge Arrester AC Surge Arrester DC Insulation Resistance Detection Residual Current Monitoring Unit Con Display USB MBUS	99.03% 98.69% Input 1,500 V 26 A 40 A 550 V 500 V - 1,500 V 1,080 V 18 9 Output 175,000 W @40*C 185,000 VA 800 V, 3W + PE 50 Hz / 60 Hz 126.3 A @40*C 134.9 A 0.8 LG _ 0.8 LD <
Max. Input Voltage Max. Current per MPPT Max. Short Circuit Current per MPPT Start Voltage MPPT Operating Voltage Range Nominal Input Voltage Number of Inputs Number of MPP Trackers Nominal AC Active Power Max. AC Apparent Power Nominal Output Voltage Rated AC Grid Frequency Nominal Output Current Max. Output Current Max. Output Current Max. Output Current Max. Inputsible Power Factor Range Max. Total Harmonic Distortion Input-side Disconnection Device Anti-islanding Protection DC Reverse-polarity Protection DC Reverse-polarity Protection PV-array String Fault Monitoring DC Surge Arrester AC Surge Arrester AC Surge Arrester DC Insulation Resistance Detection Residual Current Monitoring Unit Con Display USB MBUS	Input 1,500 V 26 A 40 A 550 V 500 V ~ 1,500 V 1,080 V 18 9 Output 175,000 W @40°C 185,000 VA 800 V, 3W + PE 50 Hz / 60 Hz 126.3 A @40°C 134.9 A 0.8 LG _ 0.8 LD < 3%6 Protection Yes Yes Yes Yes Type II
Max. Current per MPPT Max. Short Circuit Current per MPPT Start Voltage MPPT Operating Voltage Range Nominal Input Voltage Number of Inputs Number of Inputs Number of MPP Trackers Nominal AC Active Power Max. AC Apparent Power Nominal Output Voltage Rated AC Grid Frequency Nominal Output Current Max. Output Current Max. Total Harmonic Distortion Input-side Disconnection Device Anti-slanding Protection AC Overcurrent Protection DC Reverse-polarity Protection PV-array String Fault Monitoring DC Surge Arrester AC Surge Arrester DC Insulation Resistance Detection Residual Current Monitoring Unit Con Display USB MBUS	1,500 V 26 A 40 A 550 V 500 V ~ 1,500 V 1,080 V 18 9 Output 175,000 W @40°C 185,000 VA 800 V, 3W + PE 50 Hz / 60 Hz 126.3 A @40°C 134.9 A 0.8 LG _ 0.8 LD < 3%6 Protection Yes Yes Yes Yes Yes Type II
Max. Current per MPPT Max. Short Circuit Current per MPPT Start Voltage MPPT Operating Voltage Range Nominal Input Voltage Number of Inputs Number of Inputs Number of MPP Trackers Nominal AC Active Power Max. AC Apparent Power Nominal Output Voltage Rated AC Grid Frequency Nominal Output Current Max. Output Current Max. Total Harmonic Distortion Input-side Disconnection Device Anti-slanding Protection AC Overcurrent Protection DC Reverse-polarity Protection PV-array String Fault Monitoring DC Surge Arrester AC Surge Arrester DC Insulation Resistance Detection Residual Current Monitoring Unit Con Display USB MBUS	26 A 40 A 550 V 500 V ~ 1,500 V 1,080 V 18 9 Output 175,000 W @40°C 185,000 VA 800 V, 3W + PE 50 Hz / 60 Hz 126.3 A @40°C 134.9 A 0.8 LG — 0.8 LD < 3% Protection Yes Yes Yes Yes Yes Type II
Max. Short Circuit Current per MPPT Start Voltage MPPT Operating Voltage Range Nominal Input Voltage Number of Inputs Number of Inputs Number of MPP Trackers Nominal AC Active Power Max. AC Apparent Power Nominal Output Voltage Rated AC Grid Frequency Nominal Output Current Max. Output Current Adjustable Power Factor Range Max. Total Harmonic Distortion Input-side Disconnection Device Anti-islanding Protection AC Overcurrent Protection DC Reverse-polarity Protection PV-array String Fault Monitoring DC Surge Arrester AC Surge Arrester DC Insulation Resistance Detection Residual Current Monitoring Unit Con Display USB MBUS	40 A 550 V 500 V − 1,500 V 1,080 V 1,080 V 18 9 Output 175,000 W @40°C 185,000 VA 800 V, 3W + PE 50 Hz / 60 Hz 126.3 A @40°C 134.9 A 0.8 LG _ 0.8 LD < 396 Protection Yes Yes Yes Yes Yes Type II
Start Voltage MPPT Operating Voltage Range Nominal Input Voltage Number of Inputs Number of MPP Trackers Nominal AC Active Power Max. AC Apparent Power Nominal Output Voltage Rated AC Grid Frequency Nominal Output Current Max. Output Current Max. Output Current Max. Total Harmonic Distortion Input-side Disconnection Device Anti-islanding Protection AC Overcurrent Protection DC Reverse-polarity Protection PV-array String Fault Monitoring DC Surge Arrester AC Surge Arrester DC Insulation Resistance Detection Residual Current Monitoring Unit Con Display USB MBUS	550 V 500 V - 1,500 V 1,080 V 18 9 Output 175,000 W @40°C 185,000 VA 800 V, 3W + PE 50 Hz / 60 Hz 126.3 A @40°C 134.9 A 0.8 LG _ 0.8 LD < 396 Protection Yes Yes Yes Yes Yes Type II
MPPT Operating Voltage Range Nominal Input Voltage Number of Inputs Number of MPP Trackers Nominal AC Active Power Max. AC Apparent Power Nominal Output Voltage Rated AC Grid Frequency Nominal Output Current Max. Output Current Max. Output Current Max. Total Harmonic Distortion Input-side Disconnection Device Anti-Islanding Protection AC Overcurrent Protection DC Reverse-polarity Protection PV-array String Fault Monitoring DC Surge Arrester AC Surge Arrester DC Insulation Resistance Detection Residual Current Monitoring Unit Con Display USB MBUS	500 V ~ 1,500 V 1,080 V 18 9 Output 175,000 W @40°C 185,000 VA 800 V, 3W + PE 50 Hz / 60 Hz 126.3 A @40°C 134.9 A 0.8 LG 0.8 LD < 3%6 Protection Yes Yes Yes Yes Type II
Nominal Input Voltage Number of Inputs Number of MPP Trackers Nominal AC Active Power Max. AC Apparent Power Mominal Output Voltage Rated AC Grid Frequency Nominal Output Current Max. Output Current Max. Output Current Max. Total Harmonic Distortion Input-side Disconnection Device Anti-islanding Protection AC Overcurrent Protection DC Reverse-polarity Protection PV-array String Fault Monitoring DC Surge Arrester AC Surge Arrester DC Insulation Resistance Detection Residual Current Monitoring Unit Con Display USB MBUS	1,080 V 18 9 Output 175,000 W @40°C 185,000 VA 800 V, 3W + PE 50 Hz / 60 Hz 126.3 A @40°C 134.9 A 0.8 LG _ 0.8 LD < 396 Protection Yes Yes Yes Yes Yes Type II
Number of Inputs Number of MPP Trackers Nominal AC Active Power Max. AC Apparent Power Nominal Output Voltage Rated AC Grid Frequency Nominal Output Current Max. Output Current Max. Output Current Adjustable Power Factor Range Max. Total Harmonic Distortion Input-side Disconnection Device Anti-slanding Protection AC Overcurrent Protection DC Reverse-polarity Protection PV-array String Fault Monitoring DC Surge Arrester AC Surge Arrester DC Insulation Resistance Detection Residual Current Monitoring Unit Con Display USB MBUS	18 9 Output 175,000 W @40°C 185,000 VA 800 V, 3W + PE 50 Hz / 60 Hz 126.3 A @40°C 134.9 A 0.8 LG 0.8 LD < 3% Protection Yes Yes Yes Yes Yes Type II
Number of MPP Trackers Nominal AC Active Power Max. AC Apparent Power Nominal Output Voltage Rated AC Grid Frequency Nominal Output Current Max. Output Current Max. Output Current Max. Total Harmonic Distortion Input-side Disconnection Device Anti-islanding Protection AC Overcurent Protection DC Reverse-polarity Protection PV-array String Fault Monitoring DC Surge Arrester AC Surge Arrester DC Insulation Resistance Detection Residual Current Monitoring Unit Con Display USB MBUS	9 Output 175,000 W @40°C 185,000 VA 800 V, 3W + PE 50 Hz / 60 Hz 126.3 A @40°C 134.9 A 0.8 LG 0.8 LD < 396 Protection Yes Yes Yes Yes Type II
Nominal AC Active Power Max. AC Apparent Power Nominal Output Voltage Rated AC Grid Frequency Nominal Output Current Max. Output Current Adjustable Power Factor Range Max. Total Harmonic Distortion Input-side Disconnection Device Anti-islanding Protection AC Overcurrent Protection DC Reverse-polarity Protection PV-array String Fault Monitoring DC Surge Arrester AC Surge Arrester DC Insulation Resistance Detection Residual Current Monitoring Unit Con Display USB MBUS	Output 175,000 W @40°C 185,000 VA 800 V, 3W + PE 50 Hz / 60 Hz 126.3 A @40°C 134.9 A 0.8 LG _ 0.8 LD < 3%6 Protection Yes Yes Yes Yes Yes Type II
Max. AC Apparent Power Nominal Output Voltage Rated AC Grid Frequency Nominal Output Current Max. Output Current Max. Output Current Adjustable Power Factor Range Max. Total Harmonic Distortion Input-side Disconnection Device Anti-islanding Protection AC Overcurrent Protection DC Reverse-polarity Protection PV-array String Fault Monitoring DC Surge Arrester AC Surge Arrester DC Insulation Resistance Detection Residual Current Monitoring Unit Con Display USB MBUS	175,000 W @40*C 185,000 VA 800 V, 3W + PE 50 Hz / 60 Hz 126.3 A @40*C 134.9 A 0.8 LG 0.8 LD < 3%6 Protection Yes Yes Yes Yes Yes Type II
Max. AC Apparent Power Nominal Output Voltage Rated AC Grid Frequency Nominal Output Current Max. Output Current Max. Output Current Adjustable Power Factor Range Max. Total Harmonic Distortion Input-side Disconnection Device Anti-islanding Protection AC Overcurrent Protection DC Reverse-polarity Protection PV-array String Fault Monitoring DC Surge Arrester AC Surge Arrester DC Insulation Resistance Detection Residual Current Monitoring Unit Con Display USB MBUS	185,000 VA 800 V, 3W + PE 50 Hz / 60 Hz 126.3 A @40°C 134.9 A 0.8 LG _ 0.8 LD < 396 Protection Yes Yes Yes Yes Type II
Nominal Output Voltage Rated AC Grid Frequency Nominal Output Current Max. Output Current Max. Output Current Adjustable Power Factor Range Max. Total Harmonic Distortion Input-side Disconnection Device Anti-islanding Protection AC Overcurrent Protection DC Reverse-polarity Protection PV-array String Fault Monitoring DC Surge Arrester AC Surge Arrester DC Insulation Resistance Detection Residual Current Monitoring Unit Con Display USB MBUS	800 V, 3W + PE 50 Hz / 60 Hz 126.3 A @40°C 134.9 A 0.8 LG 0.8 LD < 3% Protection Yes Yes Yes Yes Yes Type II
Rated AC Grid Frequency Nominal Output Current Max. Output Current Adjustable Power Factor Range Max. Total Harmonic Distortion Input-side Disconnection Device Anti-islanding Protection DC Reverse-polarity Protection DC Reverse-polarity Protection PV-array String Fault Monitoring DC Surge Arrester AC Surge Arrester DC Insulation Resistance Detection Residual Current Monitoring Unit Con Display USB MBUS	50 Hz / 60 Hz 126.3 A @40°C 134.9 A 0.8 LG 0.8 LD < 396 Protection Yes Yes Yes Yes Yes Type II
Nominal Output Current Max. Output Current Adjustable Power Factor Range Max. Total Harmonic Distortion Input-side Disconnection Device Anti-islanding Protection AC Overcurrent Protection DC Reverse-polarity Protection PV-array String Fault Monitoring DC Surge Arrester AC Surge Arrester AC Surge Arrester DC Insulation Resistance Detection Residual Current Monitoring Unit Con Display USB MBUS	126.3 A @40°C 134.9 A 0.8 LG 0.8 LD < 3% Protection Yes Yes Yes Yes Yes Type II
Max. Output Current Adjustable Power Factor Range Max. Total Harmonic Distortion Input-side Disconnection Device Anti-islanding Protection AC Overcurrent Protection DC Reverse-polarity Protection PV-array String Fault Monitoring DC Surge Arrester AC Surge Arrester DC Insulation Resistance Detection Residual Current Monitoring Unit Con Display USB MBUS	134.9 A 0.8 LG 0.8 LD < 3% Protection Yes Yes Yes Yes Yes Type II
Adjustable Power Factor Range Max. Total Harmonic Distortion Input-side Disconnection Device Anti-islanding Protection AC Overcurrent Protection DC Reverse-polarity Protection PV-array String Fault Monitoring DC Surge Arrester AC Surge Arrester DC Insulation Resistance Detection Residual Current Monitoring Unit Con Display USB MBUS	0.8 LG 0.8 LD < 3% <p>Protection Yes Yes Yes Yes Yes Yes Yes Yes Yes Type II</p>
Max. Total Harmonic Distortion Input-side Disconnection Device Anti-islanding Protection AC Overcurrent Protection DC Reverse-polarity Protection PV-array String Fault Monitoring DC Surge Arrester AC Surge Arrester DC Insulation Resistance Detection Residual Current Monitoring Unit Con Display USB MBUS	<3% Protection Yes Yes Yes Yes Yes Yes Type II
Input-side Disconnection Device Anti-Islanding Protection AC Overcurrent Protection DC Reverse-polarity Protection PV-array String Fault Monitoring DC Surge Arrester AC Surge Arrester DC Insulation Resistance Detection Residual Current Monitoring Unit Con Display USB MBUS	Protection Yes Yes Yes Yes Yes Type II
Input-side Disconnection Device Anti-islanding Protection AC Overcurrent Protection DC Reverse-polarity Protection PV-array String Fault Monitoring DC Surge Arrester AC Surge Arrester DC Insulation Resistance Detection Residual Current Monitoring Unit Con Display USB MBUS	Yes Yes Yes Yes Yes Type II
Anti-islanding Protection AC Overcurrent Protection DC Reverse-polarity Protection PV-array String Fault Monitoring DC Surge Arrester AC Surge Arrester DC Insulation Resistance Detection Residual Current Monitoring Unit Con Display USB MBUS	Yes Yes Yes Yes Yes Type II
AC Overcurrent Protection DC Reverse-polarity Protection PV-array String Fault Monitoring DC Surge Arrester AC Surge Arrester DC Insulation Resistance Detection Residual Current Monitoring Unit Con Display USB MBUS	Yes Yes Yes Type II
DC Reverse-polarity Protection PV-array String Fault Monitoring DC Surge Arrester AC Surge Arrester AC Surge Arrester DC Insulation Resistance Detection Residual Current Monitoring Unit Con Display USB MBUS	Yes Yes Type II
PV-array String Fault Monitoring DC Surge Arrester AC Surge Arrester DC Insulation Resistance Detection Residual Current Monitoring Unit Con Display USB MBUS	Yes Type II
DC Surge Arrester AC Surge Arrester DC Insulation Resistance Detection Residual Current Monitoring Unit Con Display USB MBUS	Type II
AC Surge Arrester DC Insulation Resistance Detection Residual Current Monitoring Unit Con Display USB MBUS	
DC Insulation Resistance Detection Residual Current Monitoring Unit Con Display USB MBUS	T
Residual Current Monitoring Unit Con Display USB MBUS	Type II
Con Display USB MBUS	Yes
Display USB MBUS	Yes
USB MBUS	nmunication
MBUS	LED Indicators, Bluetooth/WLAN + APP
	Yes
	Yes
RS485	Yes
	General
Dimensions (W x H x D)	1,035 x 700 x 365 mm (40.7 x 27.6 x 14.4 inch)
Weight (with mounting plate)	84 kg (185.2 lb.)
Operating Temperature Range	-25°C ~ 60°C (-13°F ~ 140°F)
Cooling Method	Smart Air Cooling
Max. Operating Altitude without Derating	4,000 m (13,123 ft.)
Relative Humidity	0 ~ 100%
DC Connector	Staubli MC4 EVO2
AC Connector	Waterproof Connector + OT/DT Terminal
Protection Degree	IP66
Topology	Transformerless
	(more available upon request)
EN 62109-1/-2	2, IEC 62109-1/-2, EN 50530, IEC 62116, IEC 60068, IEC 61683, IEC 6172: .O. 12.3, RD 1699, RD 661, RD 413, RD 1565, RD 1663, ABNT NBR 16149 ABNT NBR 16150, ABNT NBR IEC 62116

C. QUADRO ELETTRICO DI INTERFACCIA PARALLELO RETE LATO C.A.

Il quadro elettrico a valle degli inverter sarà costituito da un armadio metallico avente grado di protezione minimo IP55, completo di telai di fissaggio degli apparecchi, portella, morsettiera, guide DIN, accessori di montaggio, etichette di identificazione degli apparecchi e quant'altro per realizzare il quadro a regola d'arte completi della dichiarazione di conformità del costruttore alle norme CEI 17-13.

D. SPECIFICHE CABINE DI TRASFORMAZIONE E CONSEGNA

Nel campo fotovoltaico sono presenti 1 cabine di trasformazione con dimensioni P $3,00 \times L 5,00 \times H 3,00$ metri e 1 cabina di consegna con dimensioni P $2,48 \times L 6,70 \times H 2,42$. Queste sono atte ad ospitare i locali per la realizzazione dell'allacciamento del cliente alla rete AMEA e per raccolta dell'energia prodotta.

La cabina deve garantire:

- Grado di sismicità S = 12
- Grado di protezione IP = 33 (standard)

In particolare la struttura prefabbricata in cemento armato vibrato, oltre ad avere come riferimento le specifiche di unificazione A, dovrà rispondere alle seguenti normative di riferimento:

Legge 5 novembre 1971 N° 1086 (La nuova disciplina per le opere in conglomerato cementizio armato)

D.M. 09 Gennaio 1996 (Norme tecniche per il calcolo I esecuzione ed il collaudo delle strutture in c.a. normale.....)

Circolare M.LL.PP. 15 Ottobre 1996 n. 252 (Istruzioni per l'applicazione delle Norme tecniche per il calcolo......) legge 2 febbraio

1974 N° 64 (Provvedimenti per le costruzioni con particolari prescrizioni per le zone sismiche)

D.M. 3 dicembre 1987 (Norme per le costruzioni prefabbricate) D.M. 16 gennaio 1996 (Norme tecniche per le costruzioni in zone

sismiche)

Circolare M.LL.PP. 10 Aprile 1997 n.65 (Istruzioni per l'applicazione delle Norme tecniche in zone sismiche)

D.M. 16 Gennaio 1996 (Norme tecniche per la verifica di sicurezza delle costruzioni e dei carichi e sovraccarichi)

Circolare M.LL.PP. 4 Luglio 1996 n.156 (Istruzioni per l'applicazione delle Norme tecniche per carichi e sovraccarichi).

E. IMPIANTI ELETTRICI AUSILIARI

E' previsto un quadro elettrico di bassa tensione per l'alimentazione di tutti i servizi asserviti all'impianto quali:

- Linea luce e forza motrice. locali cabina
- Alimentazione dispositivi di estrazione locale inverter
- Predisposizione per eventuale illuminazione esterna, cancelli automatici, etc.

F. IMPIANTO GENERALE DI TERRA

Il sito verrà provvisto di un impianto generale di terra di protezione costituito da un sistema di dispersori a picchetto tra loro interconnessi mediante corda di terra in rame nudo. L'impianto sarà collegato ad un collettore generale dal quale verranno poi derivati tutti i collegamenti secondari.

Per la realizzazione dell'impianto fotovoltaico verranno utilizzati componenti con isolamento verso l'esterno di classe I; per tali componenti la Norma CEI 64-8/4 richiede la connessione delle masse all'impianto di terra esistente. Il collegamento a terra dell'impianto fotovoltaico avverrà portando il conduttore equipotenziale dell'impianto, di colore giallo verde, al collettore EQP di terra. Essendo l'impianto fotovoltaico ubicato all'aperto e sorretto da una struttura metallica sarà necessario un collegamento a terra realizzato per mezzo di un conduttore di terra collegato direttamente al nodo equipotenziale fotovoltaico.

L'impianto fotovoltaico sarà in ogni caso dotato di opportuni limitatori di sovratensione SPD sul circuito in continua in grado di scongiurare l'insorgenza di tensioni pericolose sia in caso di fulminazione diretta che indiretta; in tali impianti è buona norma salvaguardare sempre l'ingresso lato cc degli inverter, che rappresentano dal punto di vista delle sovratensioni il componente

più delicato di tutto il sistema, per mezzo di SPD di classe II o III. In tale impianto quindi sono previsti degli SPD di classe II installati negli inverter.

Infine per quanto riguarda il funzionamento della sezione in corrente continua verrà adottato il sistema a potenziale flottante, cioè isolato rispetto al potenziale del terreno.

VI. FASI E TEMPI DI REALIZZAZIONE

A. TEMPISTICA DI REALIZZAZIONE, MODALITA' DI ESECUZIONE LAVORI

Ricevute tutte le autorizzazioni e le concessioni relative al nuovo impianto, i tempi di realizzazione delle opere necessarie saranno in linea di massima brevi, presumibilmente dell'ordine di 6 mesi. Tali tempi sono condizionati dalla posa in opera delle strutture portanti dei moduli.

Per quanto concerne la movimentazione dei materiali e l'accesso al sito, verrà utilizzata la viabilità esistente, così da limitare i costi e rendere minimo l'impatto con l'ambiente circostante.

Sarà comunque stilato un programma cronologico delle operazioni prima dell'inizio dei lavori, dove saranno rese chiare le operazioni prioritarie e le responsabilità della direzione degli stessi.

B. PRODUZIONE DI RIFIUTI E DISMISSIONE IMPIANTO

La tipologia dell'intervento nelle fasi d'esercizio è tale da non comportare, sostanzialmente, produzione di rifiuti. Gli unici rifiuti prodotti riguarderanno la fase d'installazione (1° fase) e di dismissione dell'impianto (ultima fase).

Per quanto concerne la fase di installazione si dichiara che verranno prodotte le seguenti tipologie di rifiuti, ciascuna con relativo avvio a smaltimento:

- imballaggi dei moduli fotovoltaici e degli altri dispositivi ed apparati dell'impianto: la ditta esecutrice dei lavori avrà in carico il relativo conferimento ai consorzi di recupero ove previsti, ovvero, laddove ciò non ricorresse, avrà in carico il relativo conferimento al servizio pubblico di raccolta conformemente alle modalità (quantità, tipologia ed orari) previsti dal relativo regolamento comunale;
- 2. rifiuti derivanti dalle tipiche opere di impiantistica elettrica (spezzoni di cavi elettrici, di canaline e/o passacavi ecc.): la ditta esecutrice dei lavori avrà in carico il relativo conferimento al servizio pubblico di raccolta conformemente alle modalità (quantità, tipologia ed orari) previsti dal relativo regolamento comunale, essendo tali rifiuti, in virtù del regolamento comunale per la gestione dei RSU, assimilati per quantità (quantitativi di modesto volume) e qualità a questi ultimi.
- altri rifiuti derivanti dalle opere edili accessorie (materiale di risulta ricavato dagli scavi, ecc.): la ditta esecutrice dei lavori avrà in carico l'eventuale conferimento conformemente alle modalità previste dal relativo regolamento comunale, ovvero provvederà ad idonea ridistribuzione nel medesimo sito di intervento.

Per la determinazione delle quantità di rifiuti prodotti nella prima fase, considerata la dimensione dell'impianto di circa 1 MWp di impianto, sulla scorta delle informazioni ricevute dalle ditte produttrici di pannelli fotovoltaici, si può sostenere quanto segue:

- Rifiuti solidi urbani prodotti da mediamente 40 persone per 6 mesi di cantiere
- 50 m3 di cartone
- 750 m3 di polistirolo
- 400 m3 di scarti di tubi di PVC
- 200 bancali in pallet recuperati dalla ditta di trasporto.

Il calcestruzzo per le opere di fondazioni continue della cabina di trasformazione verrà approvvigionato da centrali di betonaggio

esterne all'area di lavorazione e, perciò, non ci saranno sfridi in cantiere. Stesso discorso vale per gli eventuali elementi prefabbricati in calcestruzzo aventi funzioni di zavorra.

Per la fase di smantellamento dell'impianto, si può fare la seguente considerazione:

i materiali che costituiscono i moduli fotovoltaici sono il silicio (componente delle celle), quantità trascurabili di elementi chimici non tossici inseriti nel silicio stesso, vetro (protezione frontale), fogli

di materiale plastico (protezione posteriore) ed alluminio (cornice). Si rimanda per approfondimenti alla scheda tecnica allegata al progetto.

In generale quindi, come ogni altro prodotto che ci circonda, anche i moduli fotovoltaici saranno smaltiti correttamente, ma si precisa che gli elementi che li costituiscono non sono tossici e sono facilmente riciclabili. Alla fine della produzione si procederà dunque al ripristino dello stato ex ante, semplicemente smantellando i pannelli e i loro supporti.

C. TIPOLOGIA E QUANTITÀ DEI RIFIUTI ED EMISSIONI PRODOTTE

1. FASE DI COSTRUZIONE

Nella fase di costruzione dell'impianto, la cui durata è stimata in circa 6 mesi, si avranno delle emissioni in atmosfera generate dall'utilizzo delle macchine operatrici di cantiere.

Le operazioni preliminari di preparazione del sito prevedono la verifica catastale dei confini e il tracciamento della recinzione d'impianto così come autorizzata. Successivamente, a valle di un rilievo topografico, verranno delimitate e livellate le parti di terreno che hanno dislivelli non compatibili con l'allineamento del sistema pannello/inseguitore.

Concluso il livellamento, si procederà alla installazione dei supporti dei moduli. Tale operazione viene effettuata con piccole trivelle da campo, mosse da cingoli, che consentono una agevole e efficace infissione dei montanti verticali dei supporti nel terreno, fino alla profondità necessaria a dare stabilità alla fila di moduli. Il corretto posizionamento dei pali di supporto è attuato mediante stazioni di misura GPS, essendo la tolleranza di posizionamento dell'ordine del cm.

Successivamente vengono sistemate e fissate le barre orizzontali di supporto. Montate le strutture di sostegno, si procederà allo scavo del tracciato dei cavidotti e alla realizzazione delle platee per le cabine di campo. Le fasi finali prevedono, a meno di dettagli da definire in fase di progettazione esecutiva, il montaggio dei moduli, il loro collegamento e cablaggio, la posa dei cavidotti interni al parco e la ricopertura dei tracciati.

Dato il raggruppamento in blocchi dell'impianto, legato alla soluzione tecnologica scelta, le installazioni successive al livellamento del terreno procederanno in serie, ovvero si installerà completamente un blocco e poi si passerà al successivo. Data l'estensione del terreno e le modalità di installazione descritte, si prevede di utilizzare aree interne al perimetro per il deposito di materiali e il posizionamento delle baracche di cantiere. Tali aree saranno delimitate da recinzione temporanea, in rete metallica,

idoneamente segnalate e regolamentate, e saranno gestite e operate sotto la supervisione della direzione lavori.

L'accesso al sito avverrà utilizzando l'esistente viabilità locale, che non necessita di aggiustamenti o allargamenti e risulta adeguata al transito dei mezzi di cantiere. A installazione ultimata, il terreno verrà ripristinato, ove necessario, allo stato naturale.

Per le lavorazioni descritte è previsto un ampio ricorso a manodopera e ditte locali. Fatta eccezione per le opere preliminari, tutte le altre operazioni presentano un elevato grado di parallelismo, in quanto si prevede di realizzare l'impianto per lotti.

Le sorgenti di emissione in atmosfera attive nella fase di cantiere possono essere distinte in base alla natura del possibile contaminante in: sostanze chimiche inquinanti e polveri.

Le sorgenti di queste emissioni sono:

- gli automezzi pesanti da trasporto,
- i macchinari operatori da cantiere,
- i cumuli di materiale di scavo,
- i cumuli di materiale da costruzione.

Le polveri saranno prodotte dalle operazioni di:

- scavo e riporto per il livellamento dell'area cabine;
- scavo e riporto per il livellamento delle trincee cavidotti;
- battitura piste viabilità interna al campo;
- movimentazione dei mezzi utilizzati nel cantiere.

Per quanto riguarda invece le sostanze chimiche emesse in atmosfera, queste sono generate dai motori a combustione interna utilizzati: mezzi di trasporto, compressori, generatori.

Gli impatti derivanti dall'immissione di tali sostanze sono facilmente assorbibili dall'atmosfera locale, sia per la loro temporaneità, sia per il grande spazio a disposizione per una costante dispersione e diluizione da parte del vento. Si osserva infine che le emissioni sono circoscritte in un'area a densità abitativa pressoché nulla. per cui i modesti quantitativi di inquinanti atmosferici immessi interesseranno di fatto i soli addetti alle attività del cantiere e le componenti ambientali del sito.

Una considerazione analoga vale anche per gli eventuali effetti generati dall'inquinamento atmosferico sulle componenti biotiche.

La fase di costruzione dell'impianto comporterà anche delle emissioni di tipo acustico (rumore). L'area di progetto ricade in un contesto di aperta campagna destinato per lo più ad attività agricole di tipo estensivo. La viabilità prossimale l'area di progetto è costituita da strade vicinali destinate prevalentemente al transito dei mezzi agricoli e privati, e dalla strada "via della Mola".

Il clima acustico è quindi quello tipico di contesti rurali, con una preponderante componente di fondo naturale nelle giornate ventose e di brezza, e l'apporto giornaliero periodico del traffico locale e dei mezzi agricoli.

2. FASE DI ESERCIZIO

In merito alle eventuali emissioni durante la fase di esercizio, si precisa che gli impianti fotovoltaici, per loro stessa costituzione, non comportano emissioni in atmosfera di nessun tipo e pertanto non hanno impatti sulla qualità dell'aria locale.

Inoltre, la tecnologia fotovoltaica consente di produrre kWh di energia elettrica senza ricorrere alla combustione di combustibili fossili, peculiare della generazione elettrica tradizionale (termoelettrica). Ne segue che l'impianto avrà un impatto positivo sulla qualità dell'aria, a livello nazionale e non sito-specifico, in ragione della quantità di inquinanti non immessa nell'atmosfera.