

REGIONE PUGLIA



PROVINCIA DI FOGGIA



COMUNI DI MANFREDONIA
ED ORTA NOVA



Denominazione impianto:

LA PESCIA

Ubicazione:

**Comuni di Manfredonia (FG) ed Orta Nova (FG)
Località "La Pescia" e "Santa Felicità"**

PROGETTO DEFINITIVO

**per la realizzazione di un impianto agrivoltaico da ubicare in agro
dei comuni di Manfredonia (FG) ed Orta Nova (FG) in località "La Pescia" e "Santa Felicità",
potenza nominale pari a 39,8268 MW in DC e potenza in immissione pari a 37,8 MW in AC,
e delle relative opere di connessione alla RTN ricadenti nei comuni
di Manfredonia (FG), Orta Nova (FG), Carapelle (FG), Cerignola (FG) e Foggia (FG).**

PROPONENTE



SORGENIA RENEWABLES S.R.L.

Milano (MI) Via Algardi Alessandro 4 - CAP 20148

Partita IVA: 10300050969

Indirizzo PEC: sorgenia.renewables@legalmail.it

ELABORATO

Relazione Tecnica generale

Tav. n°

2RG

Scala

Aggiornamenti	Numero	Data	Motivo	Eseguito	Verificato	Approvato
	Rev 0	Ottobre 2022	Istanza VIA art.23 D.Lgs 152/06			

PROGETTAZIONE

GRM GROUP S.R.L.
Via Caduti di Nassiriya n. 179
70022 Altamura (BA)
P. IVA 07816120724
PEC: grmgroupsrl@pec.it
Tel.: 0804168931



Spazio riservato agli Enti

IL TECNICO

Dott. Ing. ANTONIO ALFREDO AVALLONE
Contrada Lama n.18 - 75012 Bernalda (MT)
Ordine degli Ingegneri di Matera n. 924
PEC: antonioavallone@pec.it
Cell: 339 796 8183



Dott. Ing. Nicola Incampo
Via Golgota 3B
70022 Altamura (BA)
Ordine degli Ingegneri di Bari n. 6280
PEC: nicola.incampo6280@pec.ordingbari.it
Cell: 3806905493



Sommario

PREMESSA	3
DATI GENERALI DEL PROPONENTE	3
DESCRIZIONE DELLE CARATTERISTICHE DELLA FONTE UTILIZZATA CON ANALISI DELLA PRODUCIBILITA'	4
DESCRIZIONE DEI DIVERSI ELEMENTI PROGETTUALI	8
DESCRIZIONE DELL'IMPIANTO	9
COMPONENTE FOTOVOLTAICA	9
PROGETTO AGRICOLO	33
<i>PIANO DI AVVICENDAMENTO COLTURALE MANFREDONIA</i>	36
DESCRIZIONE DELL'INTERVENTO A FARSI E TEMPI DI REALIZZAZIONE.....	37
PIANO DI DISMISSIONE	39
Rimozione dei pannelli fotovoltaici	39
Rimozione delle strutture di sostegno	40
Impianto ed apparecchiature elettriche	40
Locali prefabbricati cabine di trasformazione e cabina di impianto	41
Recinzione area	41
Viabilità interna	41
Siepe perimetrale	41
Dettagli riguardanti lo smaltimento dei componenti.....	41
Interventi necessari al ripristino vegetazionale	42
RICADUTE OCCUPAZIONALI E SOCIALI	44

PREMESSA

Il sottoscritto ing. Nicola Incampo, nato ad Altamura il 31/03/1972, C.F. NCMNCL72C31A225M, regolarmente iscritto all'Albo degli Ingegneri della Provincia di Bari con il n. 6280, incaricato dalla società **Sorgenia Renewables S.r.l.**, con sede legale in Via Algardi Alessandro n.4, Milano (MI) 20148 - P.IVA 10300050969, della progettazione dell'impianto elettrico a servizio dell'impianto fotovoltaico di Potenza nominale pari a **39,8268 MWp** in DC e potenza in immissione massima pari a **37,8 MWp** in AC, identificato dal codice di rintracciabilità **202102651**, da realizzare in località La Pescia nei comuni di Manfredonia e di Orta Nova (FG), , redige la presente relazione tecnica generale.

DATI GENERALI DEL PROPONENTE

Il soggetto proponente del progetto in esame è Sorgenia Renewables S.r.l., interamente parte del gruppo Sorgenia, uno dei maggiori operatori energetici italiani.



SORGENIA RENEWABLES S.R.L.

Via Algardi Alessandro n. 4, Milano (MI) 20148

P.IVA 10300050969

PEC: sorgenia.renewables@legalmail.it

Il Gruppo è attivo nella produzione di energia elettrica con oltre 4,4 GW di capacità di potenza installata e circa 400.000 clienti in fornitura in tutta Italia. Efficienza energetica e attenzione all'ambiente sono le linee guida della sua crescita.

Il parco di generazione, distribuito su tutto il territorio nazionale, è costituito dai più avanzati impianti a ciclo combinato, la migliore tecnologia ad oggi disponibile in termini di efficienza, rendimento e compatibilità ambientale. Rispetto alle tecnologie termoelettriche tradizionali, gli impianti Sorgenia presentano infatti un rendimento elettrico medio superiore del 15%, prestazioni ambientali molto elevate (emissioni di ossidi di zolfo trascurabili e drastica riduzione delle emissioni di CO₂ e di ossidi di azoto) e la possibilità di modulare agevolmente la produzione in funzione delle richieste della rete elettrica nazionale.

Nell'ambito delle energie rinnovabili, il Gruppo, nel corso della sua storia, ha sviluppato, realizzato e gestito impianti di tipo fotovoltaico (ca. 24 MW), eolico (oltre 120 MW) ed idroelettrico (ca. 33 MW). In quest'ultimo settore, Sorgenia è attiva con oltre 75 MW di potenza installata gestita tramite

la società Tirreno Power, detenuta al 50%, oltre a 420 MW suddivisi tra asset eolici e asset nelle biomasse, gestiti dalle altre controllate.

Tramite le sue controllate, fra le quali Sorgenia Renewables S.r.l., è attualmente impegnata nello sviluppo di un importante portafoglio di progetti rinnovabili di tipo idroelettrico, geotermico, fotovoltaico, eolico e biometano, tutti caratterizzati dall'impiego delle Best Available Technologies nel pieno rispetto dell'ambiente e del territorio.

DESCRIZIONE DELLE CARATTERISTICHE DELLA FONTE UTILIZZATA CON ANALISI DELLA PRODUCIBILITA'

L'impianto proposto per la produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile sfrutta la radiazione solare per trasformarla in energia elettrica attraverso l'effetto fotovoltaico.

La fonte energetica primaria per l'intero pianeta è il **sole**, risorsa naturale e ad impatto zero poiché, grazie all'enorme quantità di energia sprigionata dal sole ogni giorno, la sua disponibilità è illimitata ed inoltre è disponibile in ogni luogo, sebbene le sue caratteristiche varino a seconda della latitudine e della longitudine del sito di installazione.

Preziosa per il pianeta e il suo **futuro sostenibile**, l'energia che proviene dai raggi solari è ecologica per eccellenza perché può essere trasformata in energia elettrica in modo diretto e istantaneo senza usare combustibili.

La conversione da radiazione solare a energia elettrica avviene nella cella fotovoltaica, costituita generalmente da **silicio**, semiconduttore fondamentale del generatore di energia. Alla base della trasformazione della luce solare in elettricità pulita c'è il **cosiddetto "effetto fotovoltaico"**: quando i raggi del sole colpiscono una cella fotovoltaica, costituita da un materiale semiconduttore (simile, per principio, a quello dei chip dei computer), parte dell'energia contenuta nella luce viene catturata e trasformata in elettricità.

Il materiale usato per costruire la maggior parte delle celle fotovoltaiche è il silicio, che può essere monocristallino o policristallino. Le celle fotovoltaiche monocristalline hanno una struttura di silicio puro, uniforme e omogeneo, un rendimento maggiore, ma costi superiori. Le celle fotovoltaiche policristalline hanno invece una struttura di silicio disomogenea, perché il materiale usato è meno puro.

Esistono poi altri tipi di celle fotovoltaiche meno diffuse, come quelle a silicio amorfo e quelle realizzate non in silicio, ma in altri materiali (tellurio o solfuro di cadmio, arseniuro di gallio, indio-rame-gallio e altri ancora).

L'energia generata dipende sia dai fattori morfologici che tecnici dei materiali

- 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:

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

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.

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 ed 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.

Tra i requisiti prioritari per la individuazione del sito c'è la massimizzazione della radiazione solare disponibile.

Con l'ausilio del PVSys (vedi relazione stima di producibilità) è stata effettuata la stima della producibilità per il sito in oggetto

La stima è stata effettuata nelle seguenti condizioni:

1. assenza di perdite per manutenzione, ovvero non considerando eventuali failure del sistema di

inseguimento del tracker e non considerando failure degli inverter e di intervento delle protezioni,

2. disponibilità di radiazione solare come sopra descritta,

3. perdite dovute a:

- Perdita per irraggiamento
- Perdite per ombreggiamento
- Perdite per temperatura
- Perdita per mismatch
- Perdita per effetto joule nei cavi sezione CC
- Perdita per effetto joule nei cavi sezione AC/BT
- Perdita per effetto joule nei cavi sezione AC/MT
- Perdite nell'inverter
- Perdite nei trasformatori

Si stima con l'ausilio del software per l'impianto di potenza totale pari a 39,8268 MWp una produzione di energia annua pari a circa **70 GWh/anno**, equivalente a **1 764 kWh/kWp/anno**, con un **Performance Ratio PR** pari a **82,58%**, come si evince nei grafici di seguito riportati estratti dal calcolo mediante PVSyst.



Project: Manfredonia (FG) - 39,8268 MW DC

Variant: Nuova variante di simulazione

PVsyst V7.2.16

VC0, Simulation date:
15/12/22 11:45
with v7.2.16

Main results

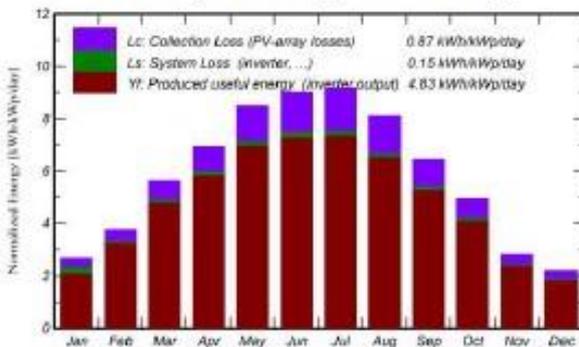
System Production

Produced Energy 70 GWh/year

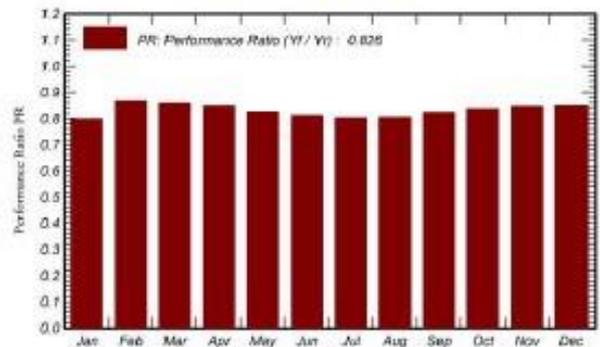
Specific production
Performance Ratio PR

1764 kWh/kWp/year
82.58 %

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 GWh	E_Grid GWh	PR ratio
January	58.4	28.61	7.42	82.6	77.9	2.913	2.625	0.798
February	75.6	35.83	7.97	105.1	100.1	3.732	3.626	0.866
March	125.2	52.60	11.24	174.0	166.8	6.106	5.942	0.857
April	155.0	72.63	14.40	208.0	199.6	7.199	7.009	0.846
May	194.1	77.66	19.91	262.5	252.5	8.867	8.636	0.826
June	204.2	83.86	24.95	270.1	259.8	8.971	8.742	0.813
July	208.7	82.10	28.02	284.4	273.7	9.319	9.084	0.802
August	187.1	76.58	27.68	251.5	242.0	8.265	8.056	0.804
September	137.9	58.92	22.01	192.6	184.8	6.487	6.319	0.824
October	105.4	39.04	17.97	153.3	146.7	5.234	5.094	0.834
November	60.1	31.68	12.65	84.5	79.9	2.931	2.842	0.845
December	48.1	26.25	8.71	67.6	63.5	2.362	2.283	0.847
Year	1559.8	665.77	16.97	2136.1	2047.2	72.387	70.257	0.826

Legends

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

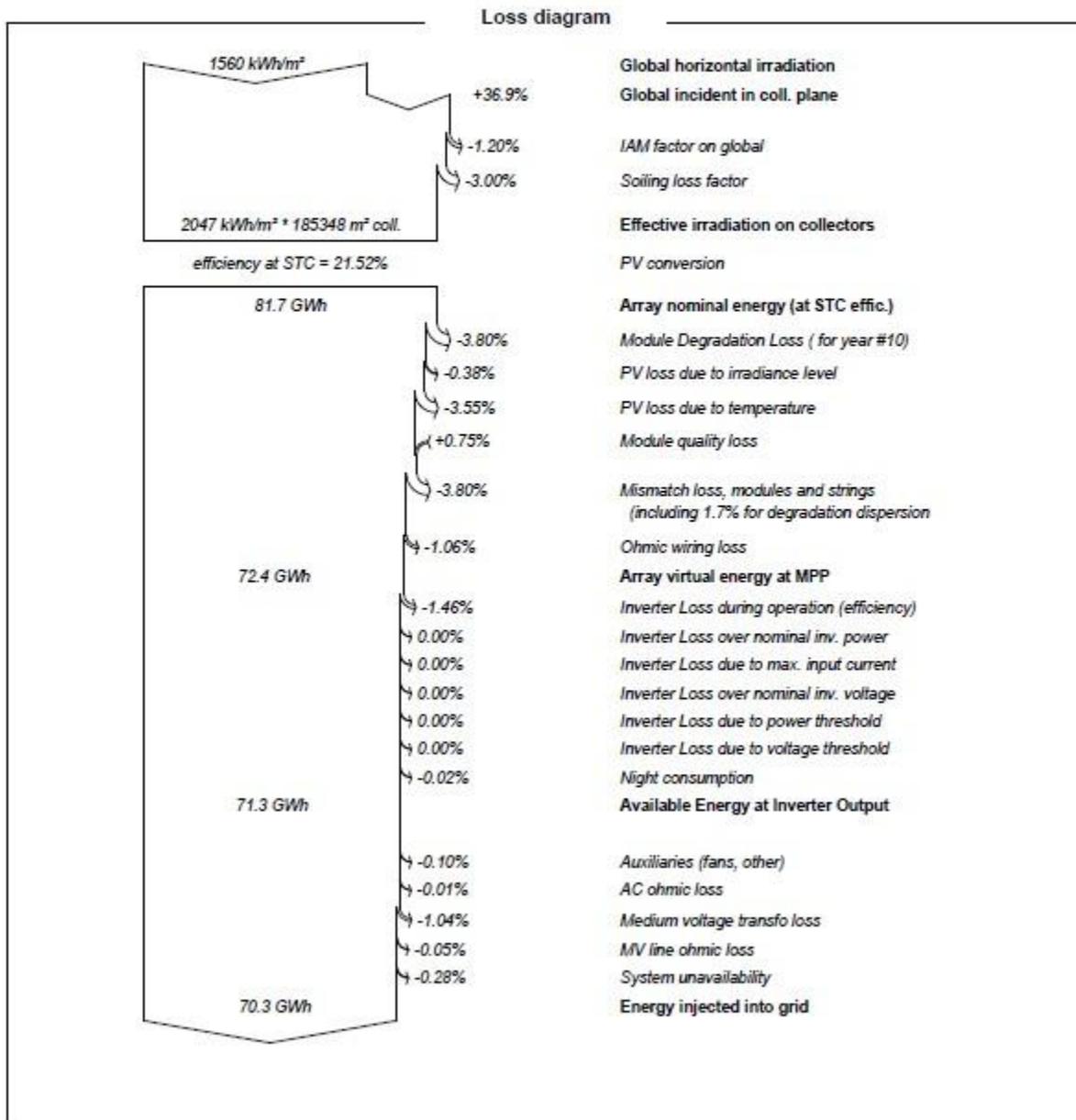
Al netto delle perdite riportate nel diagramma seguente:



PVsyst V7.2.16
VCO, Simulation date:
15/12/22 11:45
with v7.2.16

Project: Manfredonia (FG) - 39,8268 MW DC

Variant: Nuova variante di simulazione



DESCRIZIONE DEI DIVERSI ELEMENTI PROGETTUALI

Le centrali fotovoltaiche, alla luce del continuo sviluppo di nuove tecnologie per la produzione di energia da fonti rinnovabili, rappresentano oggi una realtà concreta in termini di disponibilità di energia elettrica in aree geografiche come quelle interessate dal presente progetto. Questo tipo di installazioni infatti possono garantire una sensibile diminuzione delle centrali termoelettriche funzionanti con combustibile di tipo tradizionale (gasolio o combustibili fossili) col duplice vantaggio di eliminare l'emissione di anidride carbonica nell'atmosfera e di un cospicuo risparmio

energetico. Pertanto, la possibilità di sfruttare l'energia ricavata dalla radiazione solare è senza dubbio, per la comunità, un'occasione di sviluppo dal punto di vista dell'occupazione e della salvaguardia dell'ambiente, poiché trattasi di energia pulita.

L'impianto fotovoltaico si compone essenzialmente di:

- Generatore fotovoltaico, ovvero moduli fotovoltaici e strutture di sostegno e montaggio,
- Rete elettrica, ovvero scavi, cavidotti e cavi
- Power Station, ovvero cabine di trasformazione

In sostanza si tratta di opere civili ed opere elettriche.

Le opere civili da realizzare, recinzione e viabilità interne incluse, risultano essere compatibili con l'inquadramento urbanistico del territorio; esse, infatti, non comportano una variazione della "destinazione d'uso del territorio" e non necessitano di alcuna "variante allo strumento urbanistico", come da giurisprudenza consolidata. Oltre all'installazione del generatore fotovoltaico, sarà necessario realizzare un elettrodotto per il trasporto dell'energia sino al punto di consegna; il tracciato dell'elettrodotto è evidenziato nelle tavole di progetto, redatto in conformità del Decreto Legislativo 29/12/2003 n°387 per l'adozione del provvedimento finale di autorizzazione relativa ad impianti alimentati da fonti rinnovabili e delle opere agli stessi connesse, nonché delle infrastrutture indispensabili alla costruzione e all'esercizio.

DESCRIZIONE DELL'IMPIANTO

Nei capitoli seguenti sono illustrate le principali componenti impiegate all'interno dell'impianto agrivoltaico. Non si esclude, in fase di realizzazione, di poter utilizzare componenti differenti (moduli, inverter, tracker) aventi comunque caratteristiche prestazionali uguali o superiori, in base all'effettiva disponibilità degli stessi sul mercato.

COMPONENTE FOTOVOLTAICA

Il generatore dell'impianto agrivoltaico sarà composto da **69.264** moduli fotovoltaici in silicio monocristallino da 575 Wp per una potenza di picco complessiva di **39,8268** MWp. I moduli saranno raggruppati in **2.664** stringhe formate da **26** moduli collegati in serie, il campo sarà suddiviso in **9** sottocampi di livello I, ciascuno diviso a sua volta in **24** sottocampi di livello II; i **216** quadri di parallelo di stringa relativi ai diversi sottocampi di livello II afferiscono a gruppi di stringhe in numerosità variabile tra 10 e 15.

Ogni sottocampo di livello I è caratterizzato dalla potenza di 4,5 MWp circa, ed è dotato di una Power Station con inverter centralizzato per la conversione CC/CA della corrente elettrica, un trasformatore BT/MT per l'innalzamento della tensione fino al valore di 30 kV e quadro MT. La rete MT interna ai due campi è composta da due tronchi radiali ed ha il compito di raccogliere l'energia prodotta e convogliarla alla cabina di smistamento dove avviene l'innalzamento della tensione al valore nominale di 36 kV. Infine, mediante un cavidotto interrato in AT, l'energia viene trasportata fino al punto di consegna (SE Manfredonia) dove viene immessa nella rete elettrica nazionale in accordo con la soluzione di connessione ricevuta da Terna (codice rintracciabilità 202102651).

Per un maggiore dettaglio si rimanda alla relazione tecnica dell'impianto elettrico, allo schema elettrico unifilare nonché al layout Campi e sottocampi, ed alle tabelle Cavi e Quadri-inverter. Nella seguente tabella sono evidenziate le principali caratteristiche dell'Impianto fotovoltaico.

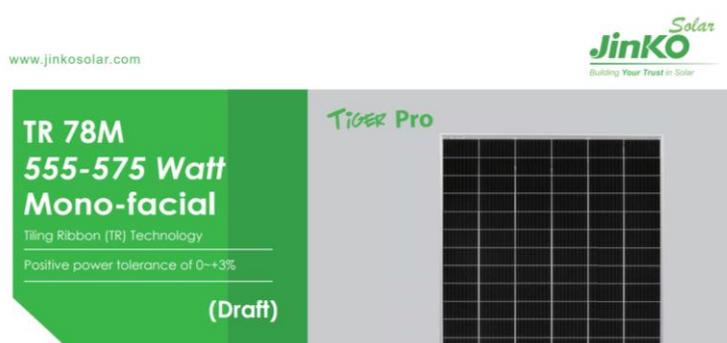
Principali caratteristiche dell'impianto	
Comune (Provincia)	Manfredonia ed Orta Nova (FG)
Località	La Pescia e Santa Felicità
Sup. Catastale (lorda di impianto)	Ha 64.53.66
Sup. Area di impianto netta recintata	Ha 53.16.59
Sup. Area di impianto al netto di fasce di rispetto	Ha 49.90.86
Potenza nominale (CC)	39,8268 MW
Potenza nominale (CA)	37,800 MW
Tensione di sistema (CC)	≤ 1500 Vdc
Punto di connessione	SE Manfredonia 36/150/380 kV
Regime di esercizio	Cessione totale
Potenza in immissione richiesta	37.800 MW
Tipologia impianto	Strutture ad inseguimento solare monoassiale
Moduli	69.264 moduli in silicio monocristallino 575 Wp
Inverter/Unità di trasformazione	n. 9 inverter centralizzati: (n.3) da 4.000 kVA, (n.3) da 4.200 kVA, (n.3) da 4.400 kVA
Tilt	0°
Tipologia tracker	1264 tracker da 52 moduli 136 tracker da 26 moduli Configurazione portrait
Massima inclinazione tracker	(+55°/-55°)
Azimuth	(Est/ovest -90°/90°)
Cabine	n.2 cabina di smistamento n.2 cabina ausiliari n.1 cabina di elevazione 30/36 kV

Occorre sottolineare come la tensione massima di esercizio degli inverter è di 1500 Vdc, ciò costituisce un enorme vantaggio poiché aumentando le tensioni operative, si abbassano la corrente di impiego dei cavi, e perciò la sezione dei cavi di progetto, la caduta di tensione e le relative perdite, di contro tutti i materiali devono essere certificati per tensione di esercizio nominale max 1500 Vdc.

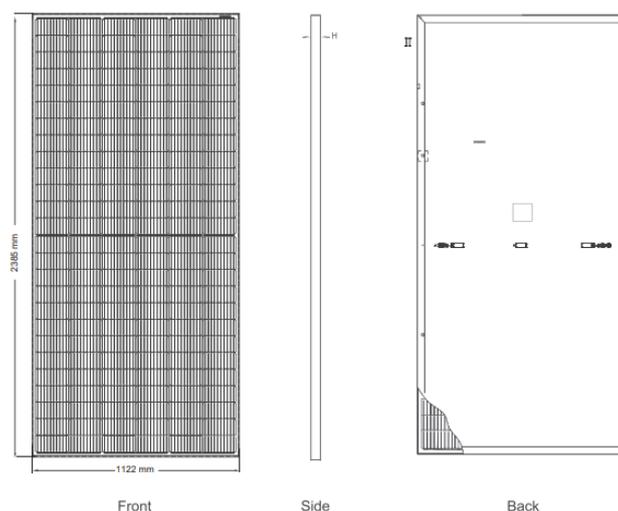
MODULI FOTOVOLTAICI

I moduli fotovoltaici scelti sono i **JKM575M-7RL4-V della JINKO SOLAR** in silicio monocristallino, 2x78 celle e di dimensioni 2385x1122x35 mm, da 575 Wp. I moduli sono ad alta efficienza, e ciò garantisce a parità di potenza installata una minore occupazione del suolo rispetto a moduli con efficienza standard.

Sono caratterizzati da una cornice in alluminio e da una lastra di protezione delle celle in EVA, che garantiscono una elevata resistenza meccanica, una resistenza al fuoco di classe A tipo 3 oltre a ottime prestazioni da un punto di vista di minori perdite per le connessioni elettriche, minori perdite dovute ad ombreggiamenti e minori perdite per temperature.

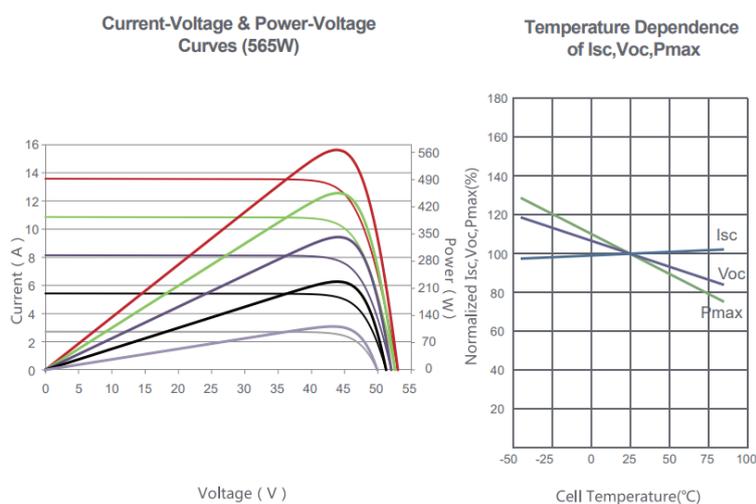


Engineering Drawings



I moduli scelti sono caratterizzati da elevate efficienza, oltre che da tolleranze positive e da buona insensibilità alle variazioni delle tensioni al variare della temperatura, come evidenziato dalle seguenti curve caratteristiche.

Electrical Performance & Temperature Dependence



E dai seguenti parametri tecnici:

SPECIFICATIONS

Module Type	JKM555M-7RL4-V		JKM560M-7RL4-V		JKM565M-7RL4-V		JKM570M-7RL4-V		JKM575M-7RL4-V	
	STC	NOCT								
Maximum Power (Pmax)	555Wp	413Wp	560Wp	417Wp	565Wp	420Wp	570Wp	424Wp	575Wp	428Wp
Maximum Power Voltage (Vmp)	44.19V	40.55V	44.31V	40.63V	44.43V	40.72V	44.55V	40.80V	44.67V	40.89V
Maximum Power Current (Imp)	12.56A	10.18A	12.64A	10.25A	12.72A	10.32A	12.80A	10.39A	12.88A	10.46A
Open-circuit Voltage (Voc)	52.80V	49.84V	52.90V	49.93V	53.00V	50.03V	53.10V	50.12V	53.20V	50.21V
Short-circuit Current (Isc)	13.42A	10.84A	13.50A	10.90A	13.58A	10.97A	13.66A	11.03A	13.74A	11.10A
Module Efficiency STC (%)	20.74%		20.93%		21.11%		21.30%		21.49%	
Operating Temperature(°C)	-40°C~+85°C									
Maximum system voltage	1500VDC (IEC)									
Maximum series fuse rating	25A									
Power tolerance	0~+3%									
Temperature coefficients of Pmax	-0.35%/°C									
Temperature coefficients of Voc	-0.28%/°C									
Temperature coefficients of Isc	0.048%/°C									
Nominal operating cell temperature (NOCT)	45±2°C									

I moduli sono inoltre dotati delle seguenti certificazioni:

- ISO 9001:2015 / Quality management system
- ISO 14001:2015 / Standards for environmental management system
- OHSAS 18001:2007 / International standards for occupational health & safety
- IEC 61215 / IEC 61730: VDE / CE
- CSA / IEC61701 ED2: VDE / IEC62716: VDE

Il collegamento elettrico tra i singoli moduli sarà del tipo “in serie”, in modo da formare n. 1041 stringhe composte di 26 moduli ciascuna. Tale collegamento sarà realizzato mediante i cavi forniti in dotazione ai singoli moduli ed impiego di cavi “solari”, del tipo H1Z2Z2-K o similari, conformi alle norme e con tensione nominale $U \geq 1,5$ kV (CC).

I cavi **H1Z2Z2-K** sono cavi per trasporto di energia e trasmissione segnali in ambienti interni o esterni anche bagnati. Garantiscono un funzionamento ottimale per almeno 25 anni in normali condizioni d'uso. Funzionamento a lungo termine (Indice di temperatura TI): 120°C riferito a 20.000 ore (CEI EN 60216-1).

Caratteristiche costruttive dei cavi solari H1Z2Z2-K

- Conduttore: rame stagnato ricotto cl. 5 CEI EN 60228
- Isolante: Elastomero reticolato atossico di qualità Z2. Colore: naturale
- Guaina esterna: Elastomero reticolato atossico di qualità Z2.
- Colore: Nero RAL 9005 – Rosso RAL 3013, blu RAL 5015 – CEI EN 50618

Riferimento normativo

- Costruzione e requisiti: CEI EN 50618
- Emissione gas corrosivi e alogenidrici: CEI EN 50525-1
- Resistenza a:
- Raggi UV: CEI EN 50289-4-17 (A)
- Ozono: CEI EN 50396
- Sollecitazione termica: CEI EN 60216-1
- Direttiva Bassa Tensione: 2014/35/UE
- Direttiva RoHS: 2011/65/UE

Reazione al fuoco REGOLAMENTO 305/2011/UE

- Norma: EN 50575:2014+A1:2016
- Classe: Cca-s1b,d1,a1
- Classificazione (CEI UNEL 35016): EN 13501-6:2019
- Prova di non propagazione della fiamma su un singolo conduttore o cavo isolato:
- CEI EN 60332-1-2:2016/A1:2016
- CEI EN 60332-1-1:2016/A1:2016
- EN 60332-1-2:2014/A11:2016
- EN 60332-1-1:2014/A1:2015
- Grado di acidità (corrosività) dei gas:
- CEI EN 60754-2:2015
- EN 60754-2:2014-04
- Propagazione della fiamma verticale: EN 50399:2016-09
- Gas corrosivi e alogenidrici: EN 60754-2

- Densità dei fumi:
- CEI EN 61034-2/A1:2014
- CEI EN 61034-1/A1:2014
- EN 61034-2/A1:2013/08
- EN 61034-1/A1:2014-04

Caratteristiche funzionali

- Tensione nominale U_0/U :
 - 1/1 V c.a.
 - 1,5/1,5 V c.c.
- Tensione Massima U_m :
 - 1,2 V c.a.
 - 1,8 V c.c.
- Tensione di prova: 6,5 kVac 15 kVcc
- Massima temperatura di esercizio: 90°C
- Temperatura minima di posa: -25°C
- Temperatura massima di corto circuito: 250°C
- Raggio minimo di curvatura: 6 volte il diametro del cavo.

Condizioni d'impiego dei cavi H1Z2Z2-K

Uso previsto in installazioni di pannelli fotovoltaici in conformità all'HD 60364-7-712. Sono Adatti per applicazione su apparecchiature con isolamento di protezione (Classe di protezione II). Sono a prova di cortocircuito e di dispersioni a terra in conformità all'HD 60364-5-52. Installazioni non previste dalle classi superiori e dove non c'è rischio di incendio o pericolo per persone e/o cose (Rischio basso posa singola).

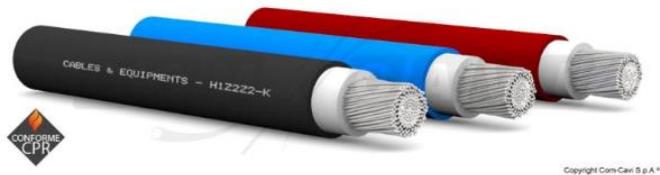
- Adatti per uso permanente all'esterno o all'interno
- per installazioni libere mobili, libere a sospensione e fisse.
- Installazione anche in condotti e su canaline, all'interno o sotto intonaco oltre che nelle apparecchiature.

La scelta del cavo solare in rame è motivata dal fatto che l'alluminio presenta inoltre una serie di svantaggi che è necessario conoscere:

- Alta resistività del metallo e tendenza al calore. Per questo motivo, l'uso di un filo inferiore a 16 mq non è consentito (tenendo conto dei requisiti del PUE, 7a edizione).

- Allentamento dei giunti di contatto a causa del frequente riscaldamento durante carichi pesanti e successivo raffreddamento.
- Il film che appare sul filo di alluminio a contatto con l'aria ha una scarsa conduttività di corrente, il che crea ulteriori problemi ai giunti dei prodotti via cavo.
- Fragilità. I fili di alluminio si rompono facilmente, il che è particolarmente importante con il frequente surriscaldamento del metallo. In pratica, la risorsa del cablaggio in alluminio non supera i 30 anni, dopo di che deve essere cambiata.

Si riportano di seguito alcuni estratti del datasheet del cavo proposto:



CAVI PER APPLICAZIONI IN IMPIANTI FOTOVOLTAICI - zero alogeni
SOLAR PLANTS CABLES - halogen free

H1Z2Z2-K

CAVI NON PROPAGANTI LA FIAMMA - ZERO ALOGENI - RESISTENTI AI RAGGI UV
FLAME RETARDANT CABLES - HALOGEN-FREE - UV RESISTANT

CARATTERISTICHE FUNZIONALI:

- Tensione nominale U₀/U: 1/1 kVAc 1,5/1,5 kVcc
- Tensione massima: 1,2 kVAc 1,8 kVcc
- Tensione di prova: 6,5 kVAc 15 kVcc
- Temperatura massima di esercizio: 90°C
- Temperatura minima di posa: -25°C
- Temperatura massima di corto circuito: 250°C
- Raggio minimo di curvatura: 6 volte il diametro esterno massimo

CARATTERISTICHE PARTICOLARI:

Per trasporto di energia e trasmissione segnali in ambienti interni o esterni anche bagnati. Funzionamento per almeno 25 anni in normali condizioni d'uso. Funzionamento a lungo termine (Indice di temperatura TI): 120°C riferito a 20.000 ore (CEI EN 60216-1)

CONDIZIONI DI IMPIEGO:

Uso previsto in installazioni fotovoltaici es. in conformità all'HD 60364-7-712. Adatti per applicazione su apparecchiature con isolamento di protezione (Classe di protezione II). Intrinsecamente sono a prova di cortocircuito e di dispersioni a terra in conformità all'HD 60364-5-52. Uso previsto in installazioni fotovoltaici es. in conformità all'HD 60364-7-712. Adatti per applicazione su apparecchiature con isolamento di protezione (Classe di protezione II). Intrinsecamente sono a prova di cortocircuito e di dispersioni a terra in conformità all'HD 60364-5-52. Installazioni non previste dalle classi superiori e dove non esiste rischio di incendio e pericolo per persone e/o cose (Rischio basso posa singola). Adatti per uso permanente all'esterno o all'interno, per installazioni libere mobili, libere a sospensione e fisse. Installazione anche in condotti e su canaline, all'interno o sotto intonaco oltre che nelle apparecchiature.

FUNCTIONAL CHARACTERISTICS

- Rated voltage U₀/U: 1/1 kVAc 1,5/1,5 kVdc
- Maximum voltage: 1,2 kVAc 1,8 kVdc
- Testing Voltage: 6,5 kVAc 15 kVdc
- Max working temperature: 90°C
- Minimum installation temperature: -25°C
- Maximum short circuit temperature: 250°C
- Minimum bending radius: 6 x maximum external diameter

SPECIAL FEATURES

Power transmission, signal transmission indoor and outdoor, even wet. Suitable for working up to 25 years standard conditions. Long term working (temperature index TI): 120° C referred to 20.000 hours (CEI EN 60216-1)

USE AND INSTALLATION

Intended use in photovoltaic installations and, in accordance with HD 60364-7-712. Suitable for application on devices with protective insulation (protection class II). They are inherently short-circuit proof and earth leakage pursuant to HD 60364-5-52. Installations not provided by upper and lower classes where there is no risk of fire or danger to people and / or people things (Low risk installed individually). Suitable for permanent use outdoors or indoors, for mobile free installation, free hanging and fixed. Installation also in conduits and ducts on, inside or under plaster as well as in equipment.

COSTRUZIONE DEL CAVO / CABLE CONSTRUCTION

	CONDUTTORE Materiale: Rame stagnato ricotto, classe 5 CEI EN 60228 (tabella 9)	CONDUCTOR Material: Annealed tinned copper cl.5 CEI EN 60228 (Table 9)
	ISOLANTE Materiale: Elastomero reticolato atossico di qualità Z2 Colore: naturale CEI EN 50618	INSULATION Material: Non-toxic crosslinked elastomer quality Z2 Colour: natural CEI EN 50618
	GUAINA ESTERNA Materiale: Elastomero reticolato atossico di qualità Z2 Colore: Nero RAL 9005 - Rosso RAL 3013, blu RAL 5015 CEI EN 50618	OUTER SHEATH Material: Non-toxic crosslinked elastomer quality Z2 Colour: black RAL 9005, red RAL 3013, blue RAL 5015 CEI EN 50618

Formazione	Ø esterno medio	Peso medio cavo
Size	Medium Ø outer	Medium Weight
n° x mm ²	mm	kg/km
1 x 4	5,7	58,0
1 x 6	6,5	81,0
1 x 10	7,9	137,0
1 x 16	9,2	203,0
1 x 25	11,0	302,0
1 x 35	12,0	389,0
1 x 50	14,3	550,0
1 x 70	16,0	732,0
1 x 95	18,1	1028,0
1 x 120	20,7	1286,0

STRUTTURE DI MONTAGGIO MODULI

I moduli saranno posizionati su strutture ad inseguimento, ovvero tracker monoassiali, ad infissione diretta nel terreno con macchina operatrice battipalo, e sono realizzate per allocare 2x26

moduli (2 stringhe) in verticale su due file come da foto esemplificativa:

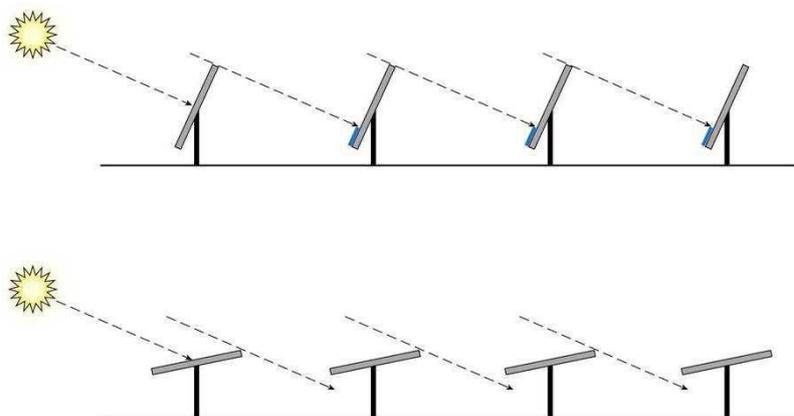


L'utilizzo di tali strutture permette di orientare i moduli fotovoltaici favorevolmente rispetto ai raggi solari nel corso della giornata, mantenendo invariata l'inclinazione dell'asse di rotazione del pannello rispetto al terreno, ovvero mantenendo invariato l'angolo di TILT.

La variazione dell'angolo avviene in modo automatico grazie ad un apposito algoritmo di controllo di tipo astronomico oppure attraverso l'utilizzo di celle fotovoltaiche ausiliari che installate con angolazioni differenti consentono al sistema di determinare l'angolo di ottimo.

Il movimento dei tracker è azionato da un motore elettrico alimentato in corrente continua trifase di potenza pari a circa 180 W e 370 W rispettivamente e controllato in modo automatico dall'algoritmo.

I tracker saranno dotati di opportuno sistema di backtracking per assicurare l'assenza di ombreggiamento durante ogni ora del giorno. Infatti quando l'angolo di elevazione del Sole si riduce, ovvero la mattina presto o la sera, il sistema di backtracking inverte la rotazione della struttura come meglio illustrato nella figura sottostante.



Backtracking

L'assenza di movimento di inclinazione, (cioè il tracciamento "stagionale") ha un limitato effetto sull'energia prodotta. Infatti, un tracker biassiale aumenta leggermente la produzione rispetto ad un tracker monoassiale ma di contro comporta un aumento di costi e complessità del sistema.

La soluzione adottata offre i seguenti vantaggi principali:

- Il sistema è completamente equilibrato e modulare, la struttura non richiede personale specializzato all'installazione e all'assemblaggio o lavori di manutenzione.
- La scheda di controllo è facile da installare e autoconfigurante.
- Il GPS integrato garantisce sempre la giusta posizione geografica nel sistema per il tracciamento solare automatico.
- L'uso di cuscinetti a strisciamento sferico autolubrificato compensa eventuali imprecisioni e errori nell'installazione della struttura meccanica.
- L'uso di Motore a corrente alternata consente un basso consumo elettrico.

Il sistema si compone di due array paralleli di 26 moduli ciascuno, interconnessi meccanicamente tra di loro, ovvero 52 moduli per tracker, 2 stringhe, e consta i seguenti componenti:

- Componenti meccanici della struttura in acciaio:

- 4 pali.
- 4 tubolari quadrati.
- Profilo Omega di supporto e pannello di ancoraggio.

- Componenti deputati al movimento:

- 4 post-testate (2 terminali, 2 intermedie ed una centrale che sostiene il motoriduttore).
- 1 motore (attuatore lineare elettrico).
- 1 scheda elettronica di controllo per il movimento (può servire fino a 10 strutture).

L'inseguitore solare (o tracker) sarà installato su pali di fondazione in acciaio zincato infissi nel terreno, senza necessità di opere in calcestruzzo, tramite un sistema di posa a battuta. Le strutture in questione sono in grado di supportare il peso dei moduli anche in presenza di eventi meteorologici esterni avversi, quali per esempio raffiche di vento ad alta velocità, come certificato dal costruttore.

Come riportato all'interno della relazione strutturale, alla quale si rimanda per maggiori dettagli,

data la tipologia di tracker previsto in questa fase progettuale, la caratterizzazione geotecnica del terreno ed i carichi agenti sul sistema, i pali di sostegno dovranno essere infissi per una profondità minima di 3,5 m al fine di garantire la tenuta delle strutture.

La profondità di infissione dovrà comunque essere verificata in fase esecutiva con i risultati delle prove di estrazione eseguiti in vari punti del terreno.

Tali prove di estrazione o prove di “pull-out” sono prove strumentali che prevedono i seguenti step:

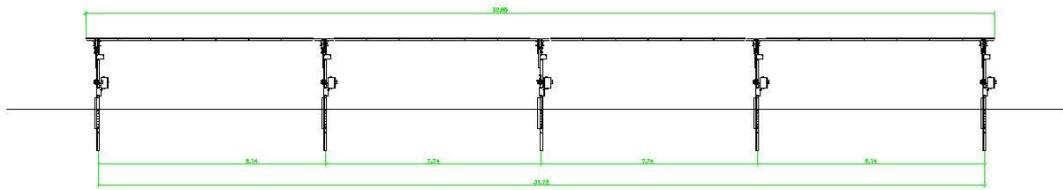
- Infissione nel terreno del palo selezionato per una data profondità;
- Cicli di carico/scarico con forze orizzontali incrementali applicate ad un'altezza di 50 cm dal piano campagna. Per ogni ciclo viene misurato lo spostamento orizzontale del palo stesso;
- Cicli di carico con forze di compressione verticali incrementali applicate alla testa del palo. Per ogni ciclo viene misurato lo spostamento verticale del palo stesso;
- Cicli di carico con forze di trazione verticali incrementali applicate alla testa del palo. Per ogni ciclo viene misurato lo spostamento verticale del palo stesso;

Qualora gli spostamenti evidenziati eccedessero le tolleranze, il test andrà ripetuto aumentando la profondità di infissione di 100 mm fino al superamento del test.

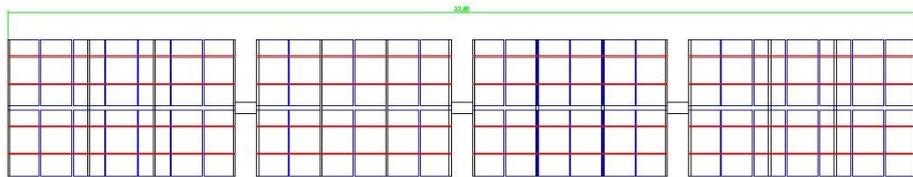
I risultati delle prove di pull-out dipendono dalla tipologia di inseguitore e di moduli fotovoltaici disponibili sul mercato e pertanto l'esatta profondità di infissione che si determinerà in fase di progettazione esecutiva potrebbe variare rispetto a quanto calcolato all'interno della relazione strutturale fermo restando che tale profondità non sarà in alcun caso superiore a 4,0 m dal piano campagna.

Nella figura sottostante è riportato un tipologico delle strutture previste.

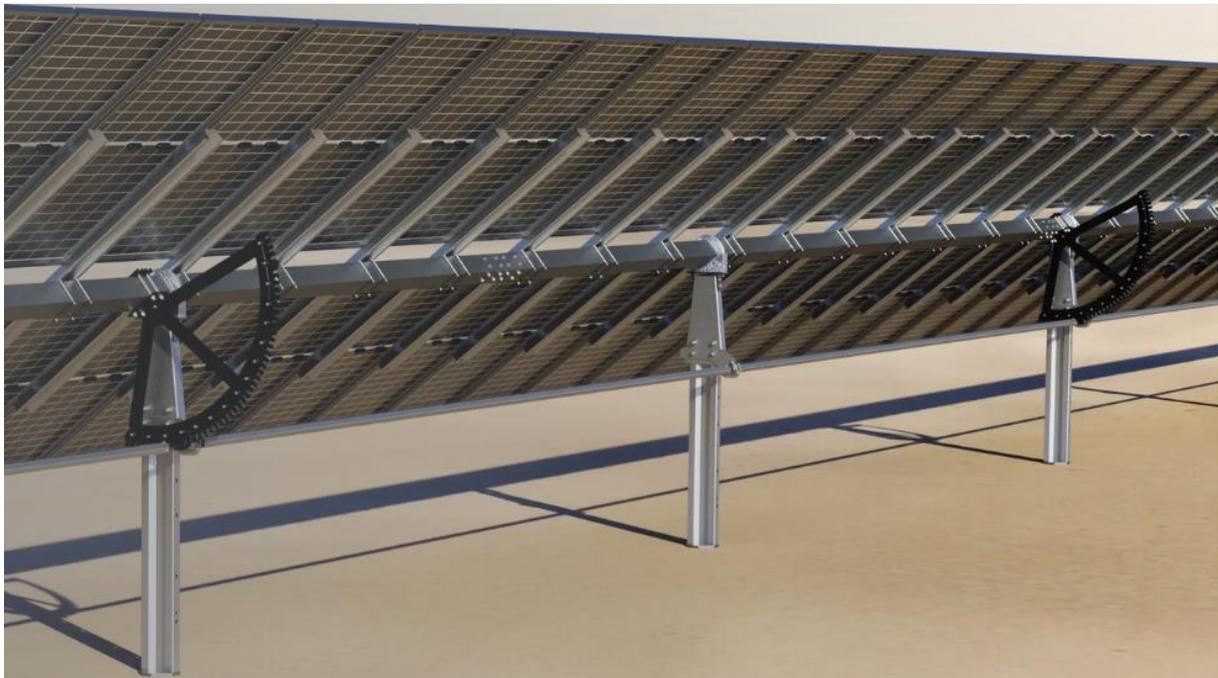
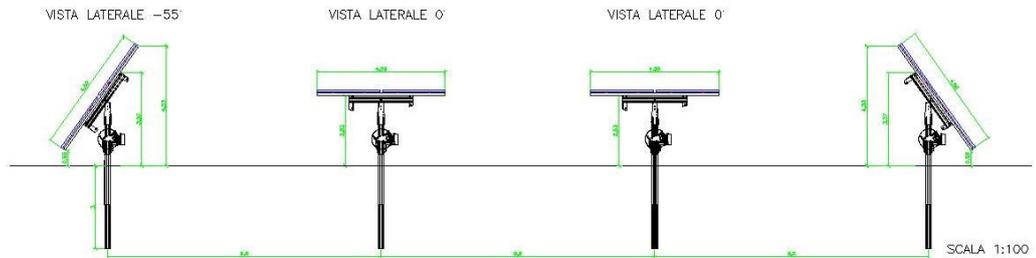
IDEEMATEC SAFE TRACK HORIZON – VISTA FRONTALE



IDEEMATEC SAFE TRACK HORIZON – VISTA DALL'ALTO



IDEEMATEC SAFE TRACK HORIZON – VISTA IN SEZIONE



L'infissione sarà realizzata con l'ausilio di macchine battipalo. Le strutture di inseguimento monoassiale verranno posizionate in file contigue, compatibilmente con le caratteristiche plano altimetriche del terreno, e la distanza tra le interfile sarà di 9,8 metri, come visibile nel layout di impianto.

POWER STATION

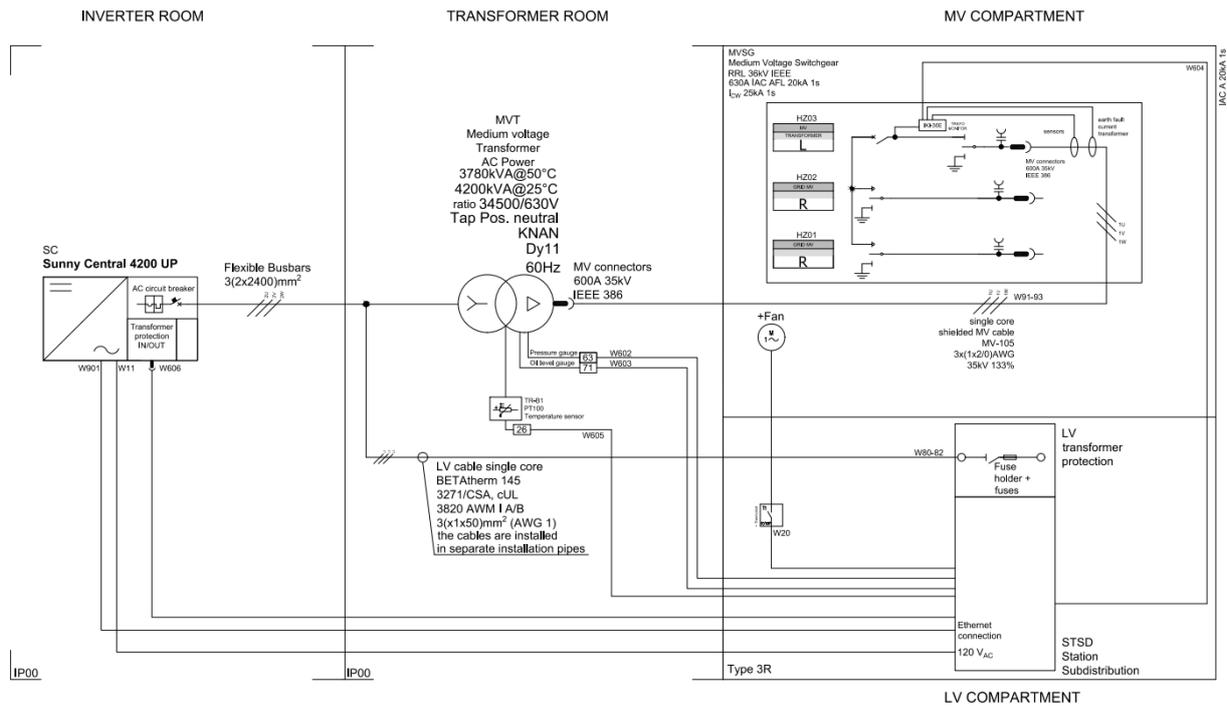
Le power station assolvono la funzione di convertire la corrente prodotta dai moduli fotovoltaici da continua ad alternata mediante un inverter centralizzato e di innalzare la tensione fino al valore della tensione di campo (30 kV) mediante un trasformatore. La scelta progettuale prevede come detto l'installazione di 9 Medium Voltage Power Station, contenenti ciascuna un inverter centralizzato, nel dettaglio n. 3 marca SMA modello SC 4000 UP, n. 3 marca SMA modello SC 4200 UP e n. 3 marca SMA modello SC 4400 UP.



Le Medium Voltage Power Station, sono costituite da shelter prefabbricati, preassemblati e cablati plug and play.

SMA Medium Voltage Power Station (MVPS) offre la massima densità di potenza in un design "Plug and Play" e permette tensioni in ingresso fino a 1500 V CC. L'unità è composta da:

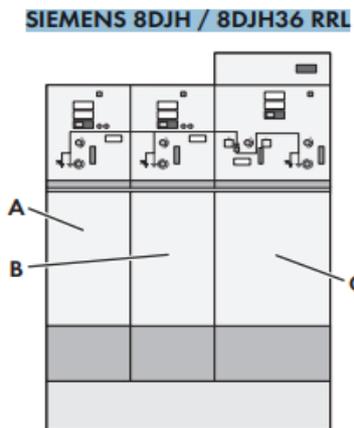
- Inverter centralizzato: ingresso in corrente continua ad un massimo di 1000-1500 V
- Trasformatore BT/MT
- Quadro MT: modello HDJH 36 gas-insulated, tensione nominale in uscita pari a 30 kV, il quadro MT è composto da una sezione di arrivo linea e risalita cavo, da una di uscita linea e da una protezione trasformatore, come da schema elettrico seguente:



L'inverter centralizzato converte dal regime continuo a quello alternato la corrente proveniente dal generatore fotovoltaico. La corrente entra in regime continuo ad una tensione massima di 1500 V (tensione a circuito aperto a 10°C) ed esce in regime alternato al valore nominale di 600 V (nel caso di SC 4000 UP), 630 V (nel caso di SC 4200 UP) e 660 V (nel caso di SC 4400 UP).

La tensione viene poi innalzata al valore nominale di 30 kV tramite il trasformatore BT/MT (Oil ONAN Outdoor Power Transformer, come da paragrafo 4.8 Product Overview del System Manual MVPS della SMA)

Dopodiché la corrente viene inviata nel quadro di media tensione SIEMENS 8DJH / 8DJH36 RRL (1- RMU series 8DJH36) dove sono collocate le varie protezioni, prima di essere convogliata nella cabina di smistamento tramite un cavo MT interrato a 30 kV.



Sono riportate di seguito le caratteristiche tecniche delle power station.

Technical Data	MVPS 4000-S2	MVPS 4200-S2
Input (DC)		
Available inverters	1 x SC 4000 UP or 1 x SCS 3450 UP or 1 x SCS 3450 UP-XT	1 x SC 4200 UP or 1 x SCS 3600 UP or 1 x SCS 3600 UP-XT
Max. input voltage	1500 V	1500 V
Number of DC inputs	dependent on the selected inverters	
Integrated zone monitoring	○	
Available DC fuse sizes (per input)	200 A, 250 A, 315 A, 350 A, 400 A, 450 A, 500 A	
Output (AC) on the medium-voltage side		
Rated power at SC UP (at -25°C to +35°C / 40°C optional 50°C) ¹⁾	4000 kVA / 3600 kVA	4200 kVA / 3780 kVA
Rated power at SCS UP (at -25°C bis +25°C / 40°C optional 50°C) ¹⁾	3450 kVA / 2930 kVA	3620 kVA / 3075 kVA
Charging power at SCS UP:XT (at -25°C bis +25°C / 40°C optional 50°C) ¹⁾	3590 kVA / 3000 kVA	3770 kVA / 3150 kVA
Discharging power at SCS UP:XT (at -25°C bis +25°C / 40°C optional 50°C) ¹⁾	4000 kVA / 3400 kVA	4200 kVA / 3570 kVA
Typical nominal AC voltages	10 kV to 35 kV	10 kV to 35 kV
AC power frequency	50 Hz / 60 Hz	50 Hz / 60 Hz
Transformer vector group Dy11 / YNd11 / YNy0	● / ○ / ○	● / ○ / ○
Transformer cooling methods	KNAN ²⁾	KNAN ²⁾
Transformer no-load losses Standard / Eco Design 1 / Eco Design 2	● / ○ / ○	● / ○ / ○
Transformer short-circuit losses Standard / Eco Design 1 / Eco Design 2	● / ○ / ○	● / ○ / ○
Max. total harmonic distortion	< 3%	
Reactive power feed-in (up to 60% of nominal power)	○	
Power factor at rated power / displacement power factor adjustable	1 / 0.8 overexcited to 0.8 underexcited	
Inverter efficiency		
Max. efficiency ³⁾ / European efficiency ³⁾ / CEC weighted efficiency ⁴⁾	98.8% / 98.6% / 98.5%	98.8% / 98.7% / 98.5%
Protective devices		
Input-side disconnection point	DC load-break switch	
Output-side disconnection point	Medium-voltage vacuum circuit breaker	
DC overvoltage protection	Surge arrester type I	
Galvanic isolation	●	
Internal arc classification medium-voltage control room (according to IEC 62271-202)	IAC A 20 kA 1 s	
General Data		
Dimensions (W / H / D)	6058 mm / 2896 mm / 2438 mm	
Weight	< 18 t	
Self-consumption (max. / partial load / average) ¹⁾	< 8.1 kW / < 1.8 kW / < 2.0 kW	
Self-consumption (stand-by) ¹⁾	< 370 W	
Ambient temperature -25°C to +45°C / -25°C to +55°C / -40°C to +45°C	● / ○ / ○	
Degree of protection according to IEC 60529	Control rooms IP23D, inverter electronics IP54	
Environment: standard / harsh	● / ○	
Degree of protection according to IEC 60721-3-4 (4C1, 4S2 / 4C2, 4S4)	● / ○	
Maximum permissible value for relative humidity	95% (for 2 months/year)	
Max. operating altitude above mean sea level 1000 m / 2000 m	● / ○	
Fresh air consumption of inverter	6500 m ³ /h	

Technical Data	MVPS 4400-S2	MVPS 4600-S2
Input (DC)		
Available inverters	1 x SC 4400 UP or 1 x SCS 3800 UP or 1 x SCS 3800 UP-XT	1 x SC 4600 UP or 1 x SCS 3950 UP or 1 x SCS 3950 UP-XT
Max. input voltage	1500 V	1500 V
Number of DC inputs	dependent on the selected inverters	
Integrated zone monitoring	○	
Available DC fuse sizes (per input)	200 A, 250 A, 315 A	350 A, 400 A, 450 A, 500 A
Output (AC) on the medium-voltage side		
Rated power at SC UP (at -25°C to +35°C / 40°C optional 50°C) ¹⁾	4400 kVA / 3960 kVA	4600 kVA / 4140 kVA
Rated power at SCS UP (at -25°C bis +25°C / 40°C optional 50°C) ¹⁾	3800 kVA / 3230 kVA	3960 kVA / 3365kVA
Charging power at SCS UP-XT (at -25°C bis +25°C / 40°C optional 50°C) ¹⁾	3950 kVA / 3300 kVA	4130 kVA / 3455 kVA
Discharging power at SCS UP-XT (at -25°C bis +25°C / 40°C optional 50°C) ¹⁾	4400 kVA / 3740 kVA	4600 kVA / 3910 kVA
Typical nominal AC voltages	10 kV to 35 kV	10 kV to 35 kV
AC power frequency	50 Hz / 60 Hz	50 Hz / 60 Hz
Transformer vector group Dy11 / YNd11 / YNy0	● / ○ / ○	● / ○ / ○
Transformer cooling methods	KNAN ²⁾	KNAN ²⁾
Transformer no-load losses Standard / Eco Design 1 / Eco Design 2	● / ○ / ○	● / ○ / ○
Transformer short-circuit losses Standard / Eco Design 1 / Eco Design 2	● / ○ / ○	● / ○ / ○
Max. total harmonic distortion		< 3%
Reactive power feed-in (up to 60% of nominal power)		○
Power factor at rated power / displacement power factor adjustable	1 / 0.8 overexcited	1 to 0.8 underexcited
Inverter efficiency		
Max. efficiency ³⁾ / European efficiency ³⁾ / CEC weighted efficiency ⁴⁾	98.8% / 98.7% / 98.5%	98.8% / 98.7% / 98.5%
Protective devices		
Input-side disconnection point	DC load-break switch	
Output-side disconnection point	Medium-voltage vacuum circuit breaker	
DC overvoltage protection	Surge arrester type I	
Galvanic isolation	●	
Internal arc classification medium-voltage control room (according to IEC 62271-202)	IACA 20 kA 1 s	
General Data		
Dimensions (W / H / D)	6058 mm /	896 mm / 2438 mm
Weight		< 18 t
Self-consumption (max. / partial load / average) ¹⁾	< 8.1 kW /	1.8 kW / < 2.0 kW
Self-consumption (stand-by) ¹⁾		370 W
Ambient temperature -25°C to +45°C / -25°C to +55°C / -40°C to +45°C		● / ○ / ○
Degree of protection according to IEC 60529	Control rooms IP20	D, inverter electronics IP54
Environment: standard / harsh		● / ○
Degree of protection according to IEC 60721-3-4 (4C1, 4S2 / 4C2, 4S4)		● / ○
Maximum permissible value for relative humidity	95% (for 1 month)	2 months/year
Max. operating altitude above mean sea level 1000 m / 2000 m		● / ○
Fresh air consumption of inverter		> 600 m ³ /h

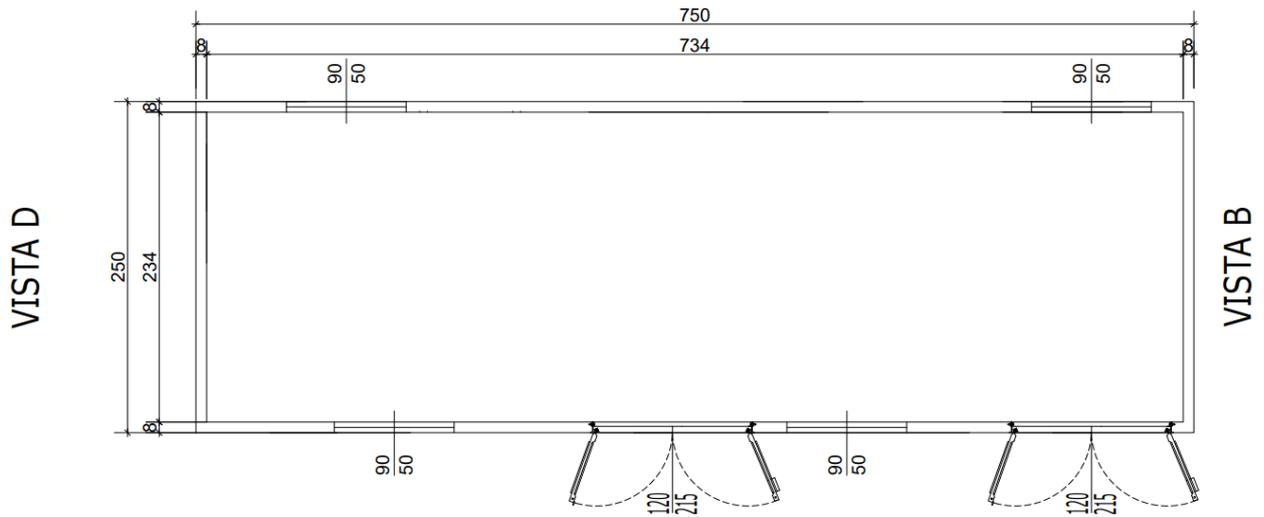
Le power station saranno alloggiate in container da alloggiamento esterno delle dimensioni di 40 piedi.

CABINA DI SMISTAMENTO

La cabina di smistamento sarà realizzata come monoblocco prefabbricato in c.a.v. (TCT) a struttura monolitica autoportante senza giunti di unione tra le pareti e tra queste ed il fondo, le dimensioni di ciascuna cabina di campo sono pari a 750x250x285 cm (LXPXH).

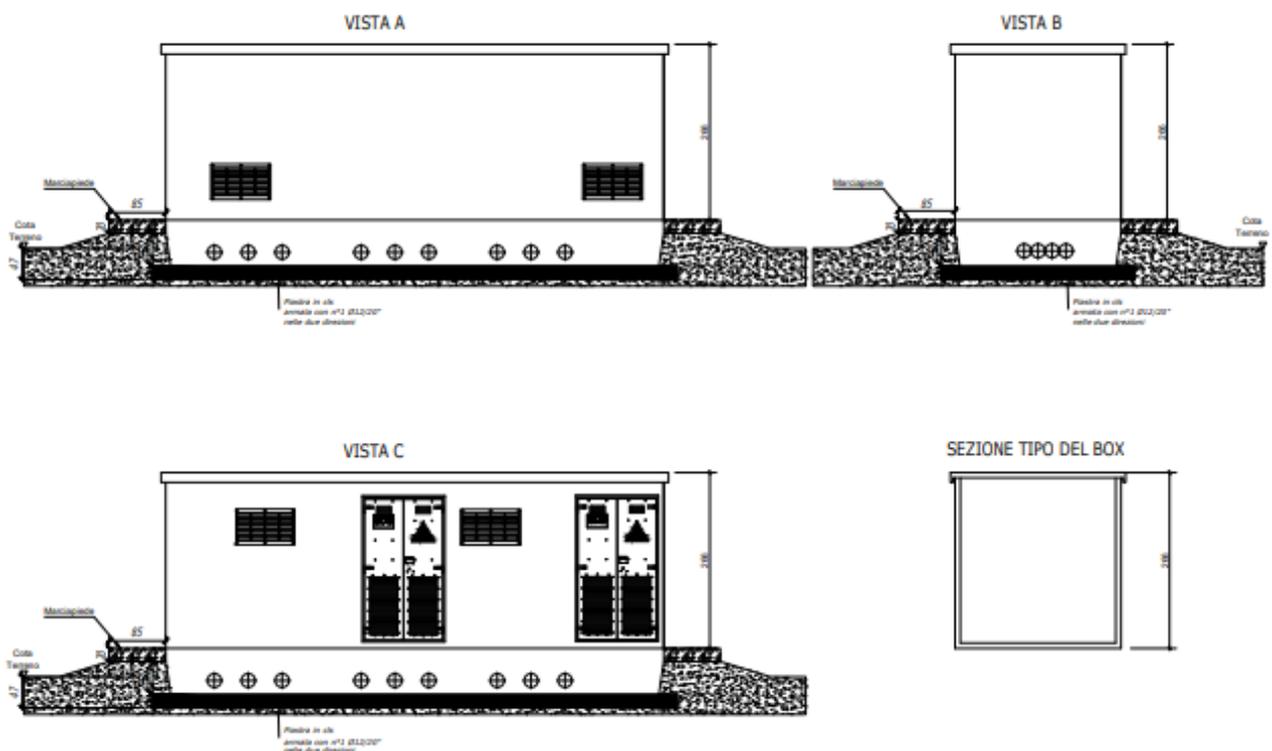
Di seguito le immagini di dettaglio riportanti le dimensioni e le caratteristiche delle cabine.

VISTA A



VISTA C

Dimensioni cabina



Viste cabina

Per la realizzazione della cabina il calcestruzzo sarà costituito da cemento ad alta resistenza ed argilla espansa armato con doppia gabbia di rete elettrosaldata e ferro di tipo ad aderenza migliorata Feb 44K. L'armatura sarà continua sulle quattro pareti, sul fondo e sul tetto, tale da considerarsi, ai fini elettrostatici, una naturale superficie equipotenziale (gabbia di Faraday) rispondente alla normativa CEI vigente. Le aperture delle porte e delle finestre di areazione

dovranno essere realizzate in fase di getto, così pure, i fori a pavimento per il passaggio dei cavi. La copertura della cabina (tetto) sarà realizzata separatamente ed appoggiata sulle pareti verticali, libera pertanto di muoversi, consentendo in tal modo gli scorrimenti conseguenti alle escursioni termiche dovute all'irraggiamento solare ed alle dissipazioni di calore delle apparecchiature elettriche ospitate realizzando la ventilazione del sottotetto.

In grado di protezione adottato per le aperture di cui sopra sarà IP 33. A tale proposito verranno eseguite le verifiche sulla base di quanto raccomandato dalle Norme CEI 70-1.

Le pareti ed il tetto delle cabine dovranno avere uno spessore minimo di cm 8 (Normel n° 5 del Maggio 1989) mentre per il pavimento è prescritto di cm. 10.

I monoblocchi (secondo specifiche ENEL) saranno REI 120.

Il trattamento sulle pareti esterne dovrà essere realizzato esclusivamente con vernici al quarzo e polvere di marmo in conformità alle specifiche ENEL, in tal modo la cabina sarà immune dall'assalto degli agenti atmosferici, dalle infiltrazioni d'acqua e dagli agenti corrosivi anche in ambienti di alto tasso di salinità e corrosione.

Il tetto dovrà essere impermeabilizzato con guaine bituminose ardesiate.

La conformazione del tetto sarà tale da assicurare il normale deflusso delle acque meteoriche lungo tutto il perimetro della cabina creando una opportuna superficie di gronda.

La cabina dovrà essere rispondente al minimo alle seguenti prescrizioni normative vigenti:

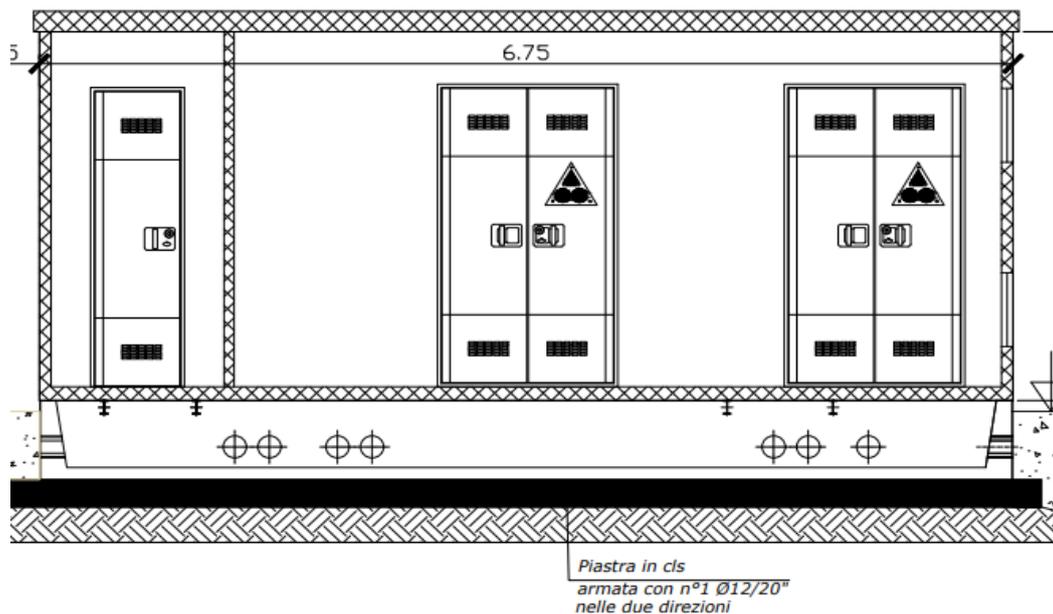
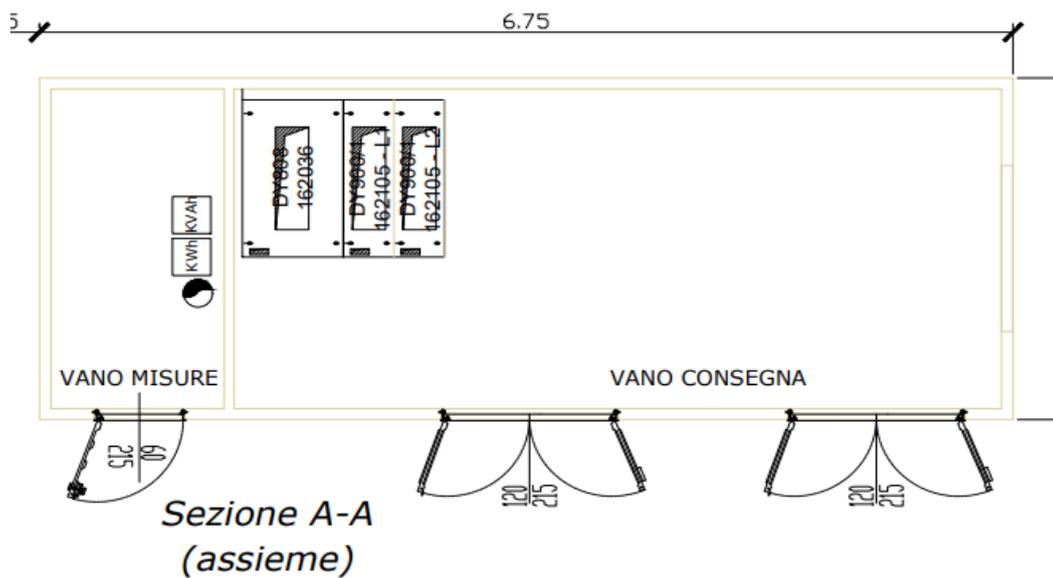
- Legge 5/11/1971 n° 1086 e D.M. 1/4/1983
- Legge 2/2/1974 n° 64 e D.M. 19/6/1984 per installazione in zona sismica di 1° categoria e conseguente D.M. 3/3/1975 pubblicato sulla G.U. n° 93 dell'8/4/1975 sulle Norme Tecniche di Applicazione
- Prospetto 3.3.II del D.M. 3/10/1978 per installazione in zona 4
- D.M. del 26/3/1980 pubblicato sulla G.U. n° 176 del 28/6/1980.
- C.M.LL.PP. parte C n° 20244 del 30.6.1980
- C.CON.SUP.LL.PP. parte C n° 6090
- D.M.LL.PP. (norme per le costruzioni prefabbricate) del 3.12.987
- D.M.LL.PP. del 14.2.1992
- D.M.LL.PP. (norme carichi e sovraccarichi) del 16.1.1996
- D.M.LL.PP. del 14.9.2995
- TABELLA ENEL DG 10061

L'azienda costruttrice dovrà presentare prima della installazione delle cabine la seguente certificazione:

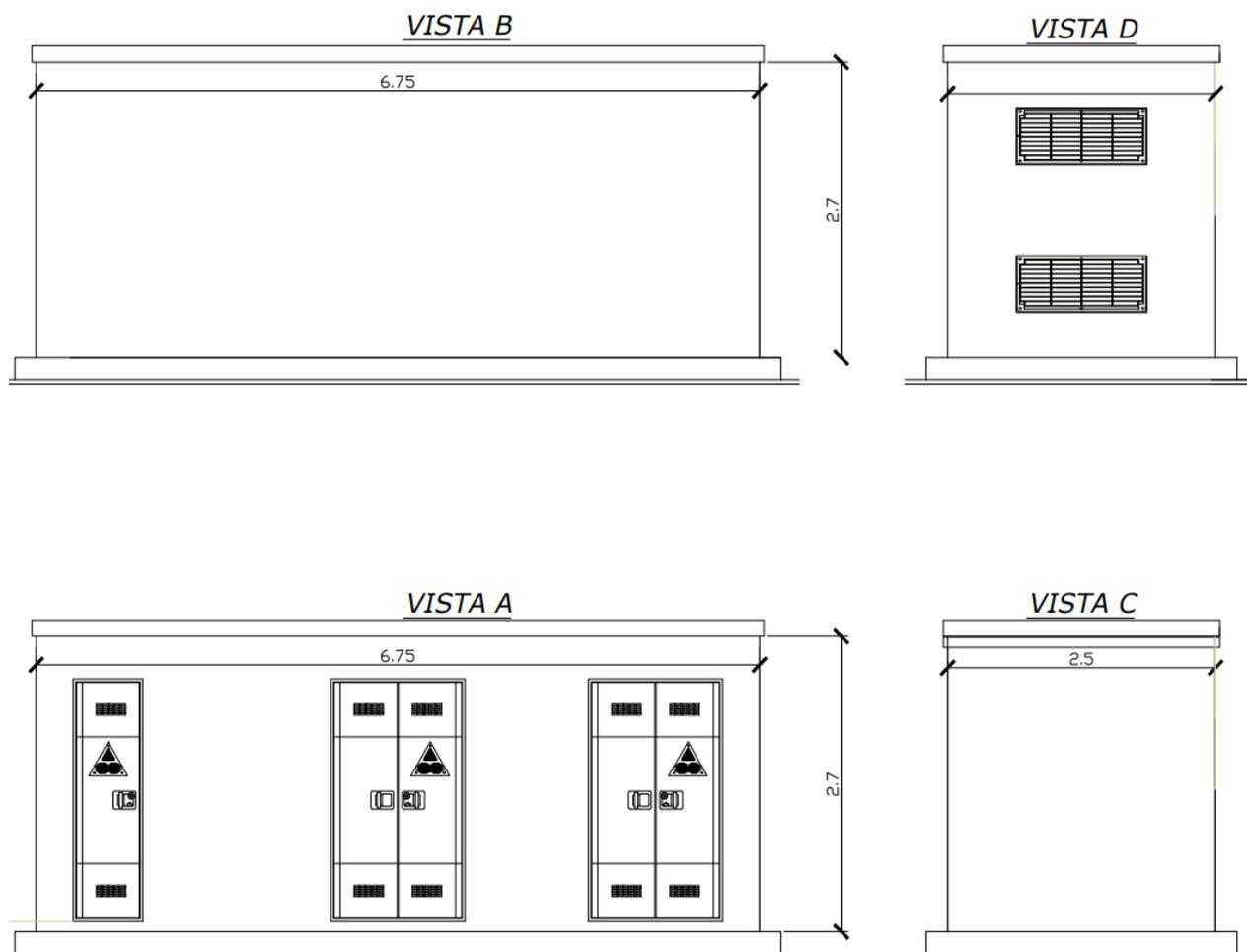
- Certificato di omologazione e qualificazione ENEL;
- Certificato del sistema di qualità a norma ISO 9001 Ed. 2001. e ISO 14001 Ed. 2004 riguardo il sistema di gestione ambientale.

Analogamente per la cabina di consegna, che sarà costituita da vano Consegna e vano Misure, e per la cabina Utente, realizzati con due cabine monoblocco prefabbricate in CAV, che avranno le stesse caratteristiche delle cabine di campo sopra descritte e le seguenti dimensioni:

- Cabina Vano Consegna + Misure dim. 675x250x285 cm (LXPXH).
- Cabina Vano Utente dim. 750x250x285 cm (LXPXH).



Dimensioni cabina Consegna



Vista cabina Consegna

Per l'alloggio delle cabine e della relativa vasca di fondazione, anch'essa in CAV, è sufficiente un sottofondo, avente le seguenti caratteristiche:

- Il fondo deve essere un terreno stabile, ad es. in ghiaia.
- In aree con forti precipitazioni o livelli delle acque sotterranee elevati è necessario prevedere un drenaggio.
- Non installare le cabine in avvallamenti per evitare la penetrazione di acqua.
- La base sotto la cabina deve essere pulita e resistente per evitare la circolazione di polvere.
- Non superare l'altezza massima del basamento per consentire l'accesso per gli interventi di manutenzione. L'altezza massima del basamento è: 500 mm.



Posizione	Denominazione
A	Sottofondo di pietrisco
B	Terreno stabile, ad es. ghiaia

Il sottofondo deve soddisfare i seguenti requisiti minimi:

- Il basamento deve presentare un grado di compattamento del 98%.
- Il compattamento del terreno deve essere pari a 150 kN/m².
- Il dislivello deve essere inferiore all'1,5%.
- Vie di accesso e superfici devono essere adatte a veicoli di servizio (ad es. carrello elevatore a forche frontali) senza ostacoli.

Le vie e i mezzi di trasporto devono possedere i requisiti descritti nella norma.

- La pendenza massima della via di accesso non deve superare il 15%.
- Per le operazioni di scarico mantenere una distanza di 2 m dagli ostacoli vicini.
- Le vie d'accesso e il luogo di scarico devono essere predisposte in base a lunghezza, larghezza, un'altezza, peso complessivo e raggio di curvatura del camion.
- Eseguire le operazioni di trasporto usando un camion con telaio a sospensione pneumatica.
- Il luogo di scarico, su cui poggiano la gru e il camion, deve essere stabile, asciutto e in piano.
- Sul luogo di scarico non devono trovarsi ostacoli, ad es. linee aeree sotto tensione.

I vantaggi di utilizzare una cabina prefabbricata sono molteplici:

- Facilità e velocità di installazione
- Certificazioni e garanzia del fornitore
- Trattandosi di strutture prefabbricate amovibili, certificate, l'iter burocratico amministrativo è notevolmente semplificato,
- Sostituzione plug and play in caso di avaria o di danneggiamenti distruttivi.

Ciascuna cabina è costituita da box prefabbricato in c.a.v. con struttura monolitica autoportante senza giunti di unione tra le pareti e tra queste ed il fondo e costruiti come da specifica Enel DG 2081.

Il calcestruzzo utilizzato dovrà garantire una $R_{c,k} = 400$ daN/cm² ed armato con doppia rete metallica e tondini di ferro ad aderenza migliorata.

Detta armatura costituirà di fatto, ai fini elettrostatici, una naturale superficie equipotenziale (Gabbia di Faraday), risultando una valida protezione contro gli effetti delle scariche atmosferiche. Le tensioni di passo e contatto sono in tal modo nei limiti delle norme C.E.I. 11.8 art. 2.1.04.

Le pareti dovranno avere uno spessore di 10 cm, il pavimento uno spessore di 10 cm. ed il tetto

del monoblocco uno spessore di 9 cm.

Le aperture per l'inserimento delle finestre di aereazione e le porte (in acciaio), nonché i fori nel pavimento per il passaggio dei cavi, la predisposizione di tutti gli inserti metallici, cromati, per consentire il sollevamento del monoblocco e il montaggio delle apparecchiature dovranno essere realizzate in fase di getto.

La cromatura degli inserti è indispensabile per garantire una durabilità del box conforme alle Norme Tecniche vigenti.

La conformazione del tetto dovrà assicurare un normale deflusso delle acque meteoriche.

Il monoblocco dovrà essere protetto esternamente dagli agenti atmosferici, con vernici al quarzo e polvere di marmo, conformi alle specifiche ENEL o più.

La pittura all'interno del box sarà realizzata con pitture a base di resine sintetiche di colore bianco.

Le caratteristiche di cui sopra, dovranno consentire la recuperabilità integrale del manufatto, con possibilità di riutilizzo in altro luogo.

La costruzione del monoblocco dovrà essere in tipo serie dichiarata così come previsto nel punto 1.4.1 del D.M. LL. PP. 3/12/1987; rispettando le modalità e le prescrizioni di cui alla Legge n.°1086 del 05/11/1971 (Norme per la disciplina delle opere in conglomerato cementizio), DM LL.PP. del 14/2/1992 (Norme tecniche per l'esecuzione delle opere in cemento armato) ed alla Circolare LL.PP. n.°37406 del 24/06/1993 (Istruzioni relative alle norme tecniche per l'esecuzione delle opere in cemento armato) e le verifiche strutturali sono state effettuate secondo il metodo degli stati limite ai sensi del D.M. del 14/01/2008. La struttura della sola cabina dovrà essere progettata considerando le coordinate geografiche (latitudine e longitudine), categoria del suolo (A, B, C, D e E), Coefficiente Topografico (T1, T2, T3 e T4) del luogo di installazione.

TRASFORMATORE MT/AT

Il trasformatore AT/MT provvederà ad elevare il livello di tensione della rete del parco agrivoltaico in uscita dalla cabina di raccolta (30 kV) al livello di tensione della Rete Nazionale (36kV); il trasformatore avrà isolamento in olio o in resina, a seconda della disponibilità nella fase di approvvigionamento dei materiali, e sarà dotato di sonde termometriche (PT100), installate sugli avvolgimenti secondari del trasformatore stesso e di dispositivi per la rilevazione della pressione dell'olio di isolamento.

I segnali delle protezioni saranno inviati al quadro di controllo ed utilizzati per segnalazioni di allarme e blocco.

SERVIZI AUSILIARI

Gli impianti elettrici di supporto al funzionamento di tutti i dispositivi che fanno parte al campo fotovoltaico vengono convenzionalmente denominati impianti ausiliari ed includono:

- l'impianto elettrico che alimenta il sistema di videosorveglianza perimetrale (telecamere e DVR)
- l'impianto elettrico che alimenta il sistema di monitoraggio e telecontrollo (SCADA);
- l'impianto elettrico dei locali tecnici (illuminazione interna e delle aree pertinenti, UPS, trasmissione dati, modem per la connessione alla rete internet, etc);
- l'impianto elettrico che alimenta il sistema di illuminazione a led perimetrale dell'intero campo fotovoltaico;
- l'impianto elettrico di alimentazione dei tracker.

L'alimentazione dei servizi ausiliari sarà derivata dal medesimo POD a cui sarà allacciato l'impianto fotovoltaico. Il quadro di distribuzione dei servizi ausiliari sarà posizionato in un locale dedicato in prossimità della cabina utenza.

L'impianto di illuminazione esterna sarà adatto per consentire il corretto funzionamento delle telecamere di videosorveglianza; il sistema sarà costituito da telecamere fisse collegate ad una postazione centrale di videoregistrazione ed archiviazione delle immagini, poste in modo da garantire una visione completa perimetrale dell'impianto agrivoltaico. I cavidotti saranno i medesimi per entrambi i sistemi e saranno realizzati perimetralmente all'impianto fotovoltaico a circa 1,00 m dalla recinzione. Nei cavidotti saranno posati sia i cavi di alimentazione sia i cavi TVCC. I sistemi richiedono inoltre l'installazione di pali alti 3,5 m (e relativo pozzetto di arrivo cavi) lungo il perimetro dell'impianto, sui quali saranno installate le telecamere. I pali saranno installati lungo tutto il perimetro a distanza di 75/80 metri per ogni palo. La protezione perimetrale include anche il sistema antintrusione con sensori a micro-onde o infrarosso o altre tecnologie diverse. Anche per questo sistema, si prevede l'installazione di un'unità centrale nel locale ausiliare, in grado di monitorare ed analizzare gli eventi e sarà possibile il collegamento ad unità remote.

Le principali apparecchiature da alimentare nelle cabine sono: illuminazione, monitoraggio impianto, ventilazione trasformatori, UPS, servizi inverter, telecamera, sensori antiintrusione.

L'installazione di un impianto fotovoltaico a terra non si configura tra le attività soggette al controllo dei VV.FF, ai sensi del D.P.R 151/2011. In linea generale, il rischio d'incendio è da ritenere estremamente basso essendo l'impianto fotovoltaico composto in massima parte da materiali incombustibili installati all'aperto, senza impiego di materiali combustibili di qualsivoglia natura.

Le aree a rischio possono essere individuate nelle cabine elettriche in cui sono presenti i normali componenti quali quadri elettrici, trasformatori e relativi cavi elettrici, soggetti a riscaldamento e a rischi legati alla distribuzione di energia elettrica, quali perdite di isolamento e cortocircuito. Ogni cabina sarà fornita di rivelatori d'incendio con allarme ottico ed acustico. A protezione di tutta l'area e delle cabine elettriche a servizio dell'impianto sono posti i mezzi di estinzione portatili (a polvere o a CO2) e l'illuminazione lungo le uscite di sicurezza.

IMPIANTO DI MESSA A TERRA

Il campo fotovoltaico sarà gestito come sistema di terra ad anello; è prevista la messa in opera di corda rame nuda di sezione 35mmq e 50mmq posata nel terreno ad una profondità di 0.5-0.6 m disposta lungo il perimetro esterno della stazione di trasformazione e del campo agrivoltaico. Il dispense sarà dotato di picchetti infissi nel terreno posizionati entro pozzetti senza fondo. Per garantire la protezione contro i contatti diretti tutte le masse estranee all'impianto, tutte le parti metalliche e i poli di terra delle prese a spina saranno collegate a terra. I locali tecnici saranno dotati di un proprio collettore di terra principale, costituito da una barratura in rame fissata a parete, alla quale andranno collegati: il conduttore di terra proveniente dal dispense; il conduttore di terra proveniente dai ferri di eventuali armature; il centro-stella del trasformatore elevatore BT/MT; il conduttore di protezione connesso alla carcassa del trasformatore elevatore BT/MT; i conduttori connessi ai chiusini di eventuali cunicoli portacavi; il nodo di terra dei quadri elettrici. L'impianto di



RG7H1R da 1,8/3kV a 26/45 kV (UNIPOLARI)

UNIPOLARI MEDIA TENSIONE
MEDIUM VOLTAGE

Model Product: 701-708-710-713-716-728-730-20780112

Norme di riferimento

CEI 20-13, IEC 60502, CEI 20-16 CEI EN 60332-1-2 (IEC 60840 per 26/45 kV)

Standards



Conduttore rigido di rame rosso ricotto. Classe 2.
Semiconduttore interno elastomerico estruso
Isolamento in HEPR di qualità G7
Semiconduttore esterno elastomerico estruso pelabile a freddo per il grado 1,8/3kV solo su richiesta
Schermo costituito a fili di rame rosso
Guaina PVC qualità RZ/ST2

Rigid class 2 red copper conductor.
Inner semi-conducting layer
HEPR insulation in G7 quality
Outer semi-conducting layer special high module hepr for 1.8 / 3 kV only on request
Red copper wire shield.
PVC sheath in RZ/ST2 quality

Tensione nominale U ₀	da 1,8kV a 26kV	Nominal voltage U ₀
Tensione nominale U	da 3kV a 45kV	Nominal voltage U
Temperatura massima di esercizio	+90°C	Maximum operating temperature
Temperatura massima di corto circuito	+250°C	Maximum short circuit temperature
Temperatura minima di esercizio (senza shock meccanico)	-15°C	Min. operating temperature (without mechanical shocks)
Temperatura minima di installazione e maneggio	0°C	Minimum installation and use temperature

Condizioni di impiego più comuni:
Adatti per il trasporto di energia tra le cabine di trasformazione e le grandi utenze. Per posa in aria libera, in tubo o canale. Ammessa la posa interrata anche non protetta.

Common features:
Suitable for the transport of energy between the substations and large users. For free-hanging, pipe or channel. Laying underground also not protected.

Condizioni di posa
Raggio minimo di curvatura per diametro D (in mm):
12 D
Sforzo massimo di tiro:
60 N/mm

Employment
Minimum bending radius per D cable diameter (in mm):
12 D
Maximum pulling stress:
60 N/mm

Imballo
Imballo e quantitativi minimi da definire in sede d'ordine

Packing
Packaging and minimal quantity to agree

Colori anine
Unipolare: rosa
Tripolare: rossa

Core colours
Single core: pink
Three cores: pink

Colori guaina
Rosso

Sheath colour
Red

Note
Nel cavo con tensione nominale di isolamento U₀ verso terra inferiore o uguale a 3,6 kV è ammessa l'omissione degli strati semiconduttori. I cavi di questa sezione possono essere forniti nella versione tripolare riuniti ad elica visibile. In tal caso la sigla di designazione diventa RG7H1RX seguita dalla tensione nominale di esercizio.
A richiesta possono anche essere non propaganti l'incendio CEI 20-22 II

Note
In cables with a rated voltage of U₀ insulation to lower ground or equal to 3.6 kV is allowed the omission of the semiconductor layers.
The wires in this section may be provided in the three-pole version stranded together. In this case, the model code becomes RG7H1RX followed by the voltage ratings.
A request may also be flame retardant CEI 20-22 II

Estratto scheda tecnica cavo a 36 kV

PROGETTO AGRICOLO

Il progetto agricolo prevede l'insediamento di un'azienda agricola impostata su di un indirizzo produttivo incentrato sulla coltivazione di ortaggi avvicendati a cereali e foraggi affienati e fasciati. Per la commercializzazione dei prodotti, l'azienda agricola si avvarrà della collaborazione della Cooperativa Agricola La Pineta di Borgo Tressanti, alla quale l'azienda agricola insediata si assocerà e con la quale programmerà ed organizzerà tutte le attività necessarie alla conduzione dei terreni ed alla gestione delle coltivazioni.

Le colture previste si conducono con delle normali macchine agricole peraltro già ampiamente presenti sul territorio. In linea generale si cercherà di evitare il ricorso all'aratura nella preparazione dei terreni per la semina o il trapianto, preferendo la ripuntatura medio-profonda per smuovere e frantumare gli strati più compatti del terreno a diversi livelli di profondità (30-50 cm), unita ad una erpicatura superficiale con frangizolle (20-25 cm) nel caso della coltivazione del pomodoro o per preparare il terreno per gli asparagi.

Nel caso dei cereali e dei foraggi si applicheranno tecniche di agricoltura conservativa. Questa tecnica prevede la semina delle colture direttamente sulle stoppie della coltura precedente. Non viene effettuata nessuna lavorazione del terreno, ma occorrono seminatrici apposite, capaci di tagliare il residuo colturale, di depositare il seme e di ricoprirlo in condizioni di terreno sodivo. L'agricoltura conservativa riduce l'erosione del suolo fino al 90% rispetto alla tradizionale lavorazione, riducendo così la degradazione del suolo e una significativa riduzione dei costi energetici. Nella Capitanata questa pratica è ampiamente diffusa nella coltivazione dei cereali.

PIANO DI AVVICENDAMENTO CULTURALE ORTA NOVA.

In considerazione del piano di rotazione colturale, strutturato in via generale su di un avvicendamento triennale, e quindi ai fini di una corretta e funzionale distribuzione delle coltivazioni all'interno del perimetro dell'impianto fotovoltaico in progetto, il fondo di Orta Nova verrà geograficamente suddiviso in 4 "campi" (Tav. 10) di cui tre omogenei in termini dimensionali, costituiti da un numero variabile di interfile tra i pannelli, ed un quarto, più piccolo, destinato alla sperimentazione ed alla divulgazione.



Piano di utilizzazione agricola dell'area d'intervento in agro di Orta Nova.

Terminate le operazioni di costruzione e messa in esercizio dell'impianto fotovoltaico, che dovrebbero svolgersi tra la primavera e l'estate del cosiddetto anno 0, se i lavori di realizzazione dell'impianto fotovoltaico saranno ultimati, tra la seconda metà di ottobre e la fine di novembre, inizieranno le attività di coltivazione di ciascun campo secondo uno schema generale. Per una più comprensibile lettura, si precisa che lo schema di coltivazione è impostato sul calendario dell'annata agraria, che inizia e termina l'11 novembre di ogni anno, partendo con le prime semine autunnali per arrivare alle raccolte estive. Infine, lo schema di avvicendamento presuppone la necessità di far precedere il pomodoro da un cereale autunno-vernino per ottenere le migliori sinergie agronomiche.

Lo schema di rotazione colturale che verrà adottato prevede che nell'autunno dell'anno agrario 1 nel campo 1 si esegua la semina di una leguminosa da foraggio (Veccia, Lupinella, Sulla), mentre la semina del campo 2, dove è prevista la coltivazione dell'Avena da foraggio, verrà compiuta nel tardo inverno. Nel campo 3, in primavera si effettuerà il trapianto del pomodoro da industria. In tarda primavera verrà effettuato lo sfalcio e la raccolta dei foraggi dei campi 1 e 2, ed in estate la raccolta meccanica del pomodoro da industria presente nel campo 3.

anno 1				anno 2			
	1	2	3		1	2	3
foraggio leguminose	Yellow			foraggio leguminose			Yellow
foraggio graminacee		Orange		foraggio graminacee	Orange		
pomodoro da industria			Purple	pomodoro da industria		Purple	
anno 3				anno 4			
	1	2	3		1	2	3
foraggio leguminose		Yellow		foraggio leguminose	Yellow		
foraggio graminacee			Orange	foraggio graminacee		Orange	
pomodoro da industria	Purple			pomodoro da industria			Purple
anno 5				anno 6			
	1	2	3		1	2	3
foraggio leguminose			Yellow	foraggio leguminose		Yellow	
foraggio graminacee	Orange			foraggio graminacee			Orange
pomodoro da industria		Purple		pomodoro da industria	Purple		

Schema di avvicendamento culturale triennale.

L'anno successivo, il cosiddetto anno agrario 2, in autunno si eseguirà la semina di una leguminosa da foraggio (Veccia, Lupinella, Sulla) nel campo 3, mentre la semina del campo 1, dove è prevista la coltivazione dell'Avena da foraggio, verrà compiuta nel tardo inverno. Nel campo 2, in primavera si effettuerà il trapianto del pomodoro da industria. In tarda primavera verrà effettuato lo sfalcio e la raccolta dei foraggi dei campi 1 e 3, ed in estate la raccolta meccanica del pomodoro da industria presente nel campo 2.

L'anno successivo ancora, il cosiddetto anno agrario 3, in autunno si eseguirà la semina di una

leguminosa da foraggio (Veccia, Lupinella, Sulla) nel campo 2, mentre la semina del campo 3, dove è prevista la coltivazione dell’Avena da foraggio, verrà compiuta nel tardo inverno. Nel campo 1, in primavera si effettuerà il trapianto del pomodoro da industria. In tarda primavera verrà effettuato lo sfalcio e la raccolta dei foraggi dei campi 2 e 3, ed in estate la raccolta meccanica del pomodoro da industria presente nel campo 1. Chiudendo così la prima rotazione triennale, che verrà ripetuta nel triennio successivo, e così via.

Nella tabella che segue, sono indicati i mesi dell’anno in cui sono presenti le varie colture sui terreni.

	nov	dic	gen	feb	mar	apr	mag	giu	lug	ago	set	ott
foraggio leguminose	■	■	■	■	■	■						
foraggio graminacee					■	■	■					
pomodoro da industria							■	■	■	■		

Schema di avvicendamento culturale triennale

PIANO DI AVVICENDAMENTO CULTURALE MANFREDONIA

Il progetto agricolo che verrà attuato nel fondo di Manfredonia sarà principalmente impostato sulla coltivazione dell’asparago. L’asparago, che verrà coltivato nei campi A e B illustrati nella tabella che segue, è una pianta erbacea poliennale, ovvero che una volta messa a dimora nel terreno, soprattutto se riceve le corrette cure colturali, può vivere e produrre per almeno 7-12 anni.

Il progetto è quello di utilizzare questo fondo, vuoi per la qualità del terreno, vuoi per la disponibilità di acqua, per la coltivazione dell’asparago, confidando nel perdurare dell’interesse del mercato per questo prodotto, per tutti e 30 gli anni di durata dell’autorizzazione all’esercizio dell’impianto fotovoltaico. Quando si approssimerà la conclusione del ciclo vegetativo, ovvero a partire dal 10° anno dalla piantagione, i vari lotti di asparagiaie verranno espantate a turno e i terreni verranno coltivati per almeno tre/quattro anni a cereali vernini, anche in forma di foraggio, in modo da rinnovare la struttura dei terreni. La rotazione degli espanti avrà un ciclo totale di circa 8 anni, in modo da togliere dalla produzione 1/5 di asparagiaie ogni anno, così da contenere il calo di produzione generale.

Per quanto riguarda il terreno di proprietà del proponente, ma esterno al perimetro dell’impianto fotovoltaico, il campo C nella tabella che segue, si metterà in atto un piano di avvicendamento culturale triennale, alternando la coltivazione di un cereale autunno-vernino (grano duro), una leguminosa da granella (cece, lupino, favino, ecc.) e una leguminosa da foraggio (veccia, lupinella, sulla, ecc.) oppure un misto leguminose-graminacee, particolarmente apprezzato nel caso di produzione di foraggi fasciati. Vista la ridotta superficie dell’appezzamento si faranno delle semine di un unico prodotto ogni anno, che lo riguarderanno per intero.

L’asparago riprende il suo ciclo vegetativo con l’inizio della primavera, con la fuoriuscita dei turioni lungo le file, sul terreno nudo. La raccolta inizia generalmente a metà marzo, per proseguire fino almeno a tutto il mese di maggio. Con il crescere delle temperature aumenta anche la velocità di crescita dei turioni e il decadimento della loro qualità. Lo scorso anno (2021), grazie a una tarda primavera mite, nel foggiano si è raccolto fino al 20 giugno.



Figura 1 – Piano di utilizzazione agricola dell’area d’intervento in agro di Manfredonia

Con la sospensione della raccolta, la coltivazione si accresce fino a formare, durante l’estate, delle lunghe siepi alte circa 80-100 cm. Con le stagioni fredde la parte apicale della pianta va in necrosi. Generalmente nel mese di gennaio si esegue la trinciatura della parte apicale della pianta, magari in azione combinata di pirodiserbo, per preparare il terreno al successivo risveglio primaverile della coltura. Nella Tabella.3. che segue, sono indicate le fasi di ciclo vegetativo dell’asparago durante l’anno.

CICLO COLTURALE ASPARAGO	nov	dic	gen	feb	mar	apr	mag	giu	lug	ago	set	ott
terreno nudo												
raccolta												
vegetazione												

Figura 2 – Schema di avvicendamento culturale triennale

DESCRIZIONE DELL’INTERVENTO A FARSI E TEMPI DI REALIZZAZIONE

Il generatore dell’impianto sarà di tipo installato a terra su tracker monoassiali est-ovest ed è costituito da moduli fotovoltaici in silicio monocristallino da 575 Wp, posati in verticale su due file. Sulla base della potenza di picco del campo in DC e delle caratteristiche dei moduli, il campo sarà formato da **69.264** moduli, raggruppati in **2.664** stringhe formate da **26** moduli collegati in serie, il campo sarà suddiviso in **9** sottocampi livello I, ciascuno diviso a sua volta in **24** sottocampi di livello II, le stringhe in gruppi di 10-15 afferiscono ai **216** quadri di parallelo di stringa, 2x12 per ciascuno

dei 9 sottocampi.

Ogni sottocampo è caratterizzato dalla potenza di 4,5 MWp circa, e da una Power Station con inverter e un trasformatore da 5000 kVA a 36 kV, in olio, ciascuno con la relativa protezione MT, che elevano l'energia prodotta alla tensione di riferimento della rete, una rete in MT composta da due tronchi radiali raccoglie l'energia e la convoglia nel punto di consegna dove viene immessa nella rete elettrica nazionale.

Il progetto prevede l'esecuzione delle seguenti attività dall'ottenimento delle autorizzazioni:

- ❖ progettazione esecutiva e commissioning
- ❖ opere civili sistemazione del sito (recinzione, scavi, viabilità);
- ❖ opere meccaniche strutture e module mounting;
- ❖ opere elettriche di posa cavi e collegamenti;
- ❖ installazione inverter e cabine;
- ❖ collaudo dell'impianto fotovoltaico;
- ❖ messa in funzione dell'impianto fotovoltaico;
- ❖ entrata in esercizio dell'impianto fotovoltaico.

La fase di progettazione esecutiva impiegherà verosimilmente circa 1 mese.

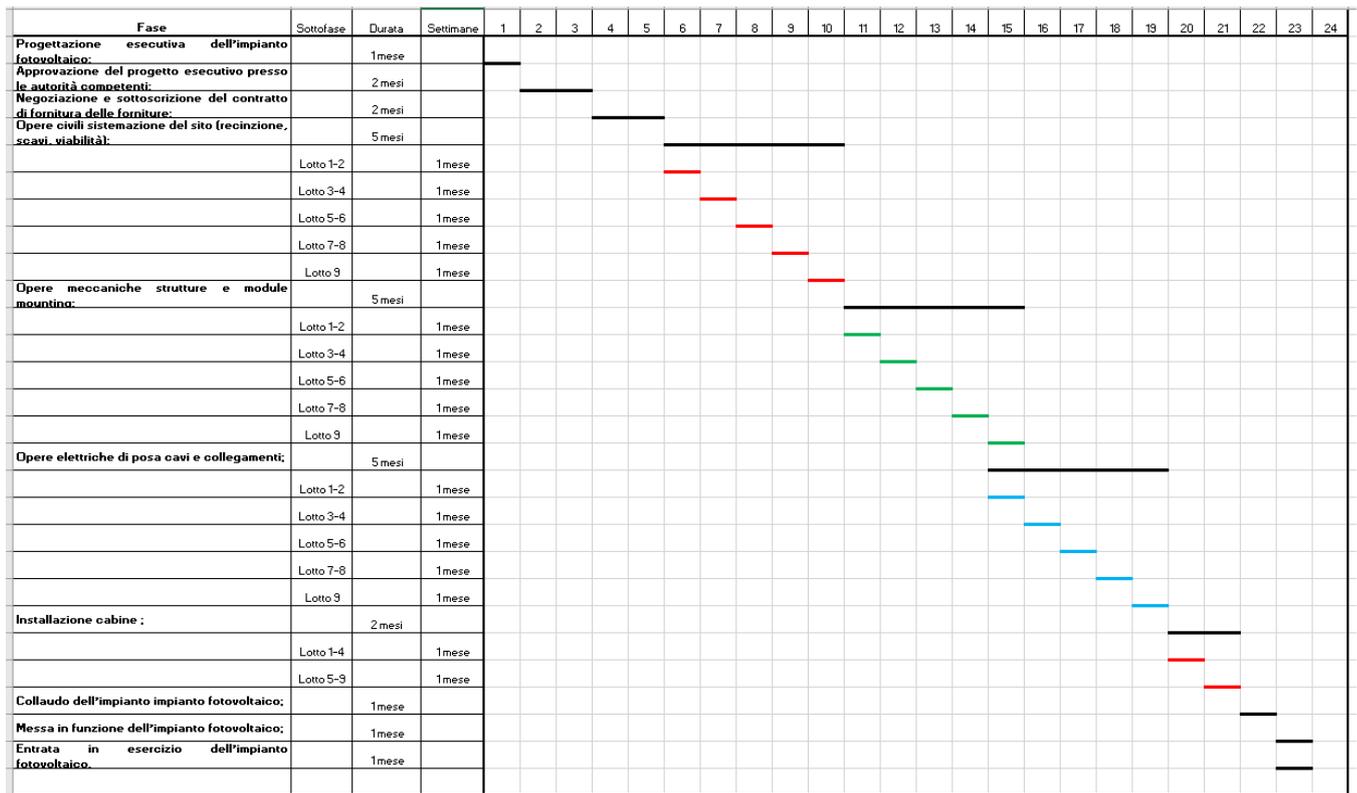
Dopodiché inizierà la fase delicata di discussione e negoziazione del contratto e delle forniture per fare ciò, si stima ci vorranno al massimo 2 mesi.

In parallelo con la fase di negoziazione, dopo l'ottenimento delle autorizzazioni definitive cominceranno le opere civili suddivise in cinque lotti, che dureranno 1 mese a lotto per un complessivo di cinque mesi.

A conclusione delle opere civili di ciascun lotto comincerà il montaggio delle strutture e dei moduli 1 mese per ciascun lotto, tempo stimato cinque mesi, a seguire le opere elettriche per ogni lotto stimate in 1 mese a lotto ovvero cinque mesi.

Le cabine prefabbricate richiederanno complessivamente 2 mesi.

In tutto considerando l'esecuzione di alcune attività in parallelo, come mostrato nel dettaglio dalla relazione sul Cronoprogramma, si prevede una durata dei lavori di 24 mesi.



PIANO DI DISMISSIONE

Lo smantellamento dell'impianto alla fine della sua vita utile avverrà nel rispetto delle norme di sicurezza presenti e future, attraverso una sequenza di fasi operative che sinteticamente sono riportate di seguito:

- disconnessione dell'intero impianto dalla rete elettrica;
- messa in sicurezza dei generatori PV;
- smontaggio delle apparecchiature elettriche in campo;
- smontaggio dei quadri di parallelo, delle cabine di trasformazione e della cabina di campo;
- smontaggio dei pannelli fotovoltaici;
- smontaggio dei tracker e delle strutture di supporto e delle viti di fondazione;
- recupero dei cavi elettrici BT ed MT di collegamento tra i moduli, i quadri parallelo stringa e la cabina di campo;
- rimozione delle vie cavi: dei cavidotti e dei pozzetti;
- demolizione delle eventuali platee in cls a servizio dell'impianto
- ripristino dell'area generatori PV – piazzole – piste – cavidotto.

Le azioni da intraprendersi sono le seguenti:

Rimozione dei pannelli fotovoltaici

Per quanto riguarda lo smaltimento dei pannelli fotovoltaici montati sulle strutture fuori terra l'obiettivo è quello di riciclare pressoché totalmente i materiali impiegati.

Infatti, circa il 90 – 95 % del peso del modulo è composto da materiali che possono essere riciclati attraverso operazioni di separazione e lavaggio; i principali componenti di un pannello fotovoltaico sono:

- Silicio;
- Componenti elettrici;
- Metalli;
- Vetro;

Le operazioni previste per la demolizione e successivo recupero/smaltimento dei pannelli fotovoltaici consisteranno nello smontaggio dei moduli ed invio degli stessi ad idonea piattaforma che effettuerà le seguenti operazioni di recupero:

- recupero cornice di alluminio;
- recupero vetro;
- recupero integrale della cella di silicio o recupero del solo wafer;
- invio a discarica delle modeste quantità di polimero di rivestimento della cella.

La tecnologia per il recupero e riciclo dei materiali, valida per i pannelli a silicio cristallino è una realtà industriale che va consolidandosi sempre più. A titolo di esempio l'Associazione PV CYCLE, che raccoglie il 70% dei produttori europei di moduli fotovoltaici (circa 40 aziende) ha un programma per il recupero dei moduli e prevede di attivare un impianto di riciclo entro il 2015, i produttori First Solar e Solar World hanno già in funzione due impianti per il trattamento dei moduli con recupero del 90% dei materiali e IBM ha già messo a punto e sperimentato una tecnologia per il recupero del silicio dai moduli difettosi.

Rimozione delle strutture di sostegno

Le strutture di sostegno dei pannelli saranno rimosse tramite smontaggio meccanico, per quanto riguarda la parte aerea, e tramite estrazione dal terreno dei pali di fondazione infissi.

I materiali ferrosi ricavati verranno inviati ad appositi centri di recupero e riciclaggio istituiti a norma di legge.

Per quanto attiene al ripristino del terreno non sarà necessario procedere a nessuna demolizione di fondazioni in quanto non si utilizzano elementi in calcestruzzo gettati in opera.

Impianto ed apparecchiature elettriche

Le linee elettriche e gli apparati elettrici e meccanici delle cabine di trasformazione MT/BT saranno rimosse, conferendo il materiale di risulta agli impianti all'uopo deputati dalla normativa di settore.

Per gli inverter e i trasformatori è previsto il ritiro e smaltimento a cura del produttore.

Il rame degli avvolgimenti e dei cavi elettrici e le parti metalliche verranno inviati ad aziende specializzate nel loro recupero e riciclaggio mentre le guaine verranno recuperate in mescole di gomme e plastiche.

Le palifere ed i pozzetti elettrici verranno rimossi tramite scavo a sezione obbligata che verrà poi nuovamente riempito con il materiale di risulta.

Le colonnine prefabbricate di distribuzione elettrica saranno smantellate ed inviate anch'esse ad aziende specializzate nel loro recupero e riciclaggio.

Locali prefabbricati cabine di trasformazione e cabina di impianto

Per quanto attiene alle strutture prefabbricate alloggianti le cabine elettriche si procederà alla demolizione ed allo smaltimento dei materiali presso impianti di recupero e riciclaggio inerti da demolizione (rifiuti speciali non pericolosi).

Per le platee delle cabine elettriche se previste in calcestruzzo si prevede la loro frantumazione, con asportazione e conferimento dei detriti a ditte specializzate per il recupero degli inerti.

Recinzione area

La recinzione in maglia metallica di perimetrazione del sito, compresi i paletti di sostegno e i cancelli di accesso, sarà rimossa tramite smontaggio ed inviata a centri di recupero per il riciclaggio delle componenti metalliche.

I pilastri in c.a. di supporto dei cancelli verranno demoliti ed inviati presso impianti di recupero e riciclaggio inerti da demolizione (rifiuti speciali non pericolosi).

Viabilità interna

La pavimentazione stradale permeabile (materiale stabilizzato) verrà rimossa per uno spessore di qualche decina di centimetri tramite scavo e successivo smaltimento del materiale rimosso presso impianti di recupero e riciclaggio inerti da demolizione.

Siepe perimetrale

Al momento della dismissione, in funzione delle future esigenze e dello stato di vita delle singole piante della siepe perimetrale, esse potranno essere smaltite come sfalci, oppure mantenute in sito o cedute ad appositi vivai della zona per il riutilizzo.

Dettagli riguardanti lo smaltimento dei componenti

Per i materiali nobili riciclabili sarà effettuata la selezione, il recupero ed il conferimento ai centri di raccolta, per i materiali meno nobili e di risulta si provvederà al conferimento presso le discariche di smaltimento autorizzate.

Nell'ambito del presente progetto lo smaltimento dei componenti verrà gestito secondo i seguenti dettagli:

Materiale	Destinazione finale
Acciaio	Riciclo in appositi impianti
Materiali ferrosi	Riciclo in appositi impianti
Rame	Riciclo e vendita
Inerti da costruzione	Conferimento a discarica

Materiali provenienti dalla demolizione delle strade	Conferimento a discarica
Materiali compositi in fibre di vetro	Riciclo
Materiali elettrici e componenti elettromeccanici	Separazione dei materiali pregiati da quelli meno pregiati. Ciascun materiale verrà riciclato/venduto in funzione delle esigenze del mercato alla data di dismissione del parco eolico

Interventi necessari al ripristino vegetazionale

La dismissione dell'impianto potrebbe provocare fasi di erosioni superficiali e di squilibrio di coltri detritiche, questi inconvenienti saranno prevenuti mediante l'utilizzo di tecniche di ingegneria naturalistica abbinate ad una buona conoscenza del territorio di intervento.

Gli obiettivi principali di questa forma riabilitativa sono i seguenti:

- riabilitare, mediante attenti criteri ambientali, le zone soggette ai lavori che hanno subito una modifica rispetto alle condizioni pregresse;
- consentire una migliore integrazione paesaggistica dell'area interessata dalle modifiche.

Per il compimento degli obiettivi sopra citati il programma dovrà contemplare i seguenti punti:

- si dovrà prestare particolare attenzione durante la fase di adagiamento della terra vegetale, facendo prima un adeguata sistemazione del suolo che dovrà riceverla;
- effettuare una attenta e mirata selezione delle specie erbacee, arbustive ed arboree maggiormente adatte alle differenti situazioni. Inoltre, particolare cura si dovrà porre nella scelta delle tecniche di semina e di piantumazione, con riferimento alle condizioni edafiche ed ecologiche del suolo che si intende ripristinare;
- si dovrà procedere alla selezione di personale tecnico specializzato per l'intera fase di manutenzione necessaria durante il periodo dei lavori di riabilitazione.
- Le azioni necessarie per l'attuazione di tali obiettivi sono le seguenti:
- **Trattamento dei suoli:** le soluzioni da adottare riguardano la stesura della terra vegetale, la preparazione e scarificazione del suolo secondo le tecniche classiche. Il carico e la distribuzione della terra si realizza generalmente con una pala meccanica e con camion da basso carico, che la scaricheranno nelle zone d'uso. Quando le condizioni del terreno lo consentano si effettueranno passaggi con un rullo prima della semina. Queste operazioni si rendono necessarie per sgretolare eventuali ammassi di suolo e per prepararlo alle fasi successive.
- **Opere di semina di specie erbacee:** una volta terminati i lavori di trattamento del suolo, si procede alla semina di specie erbacee con elevate capacità radicanti in maniera tale da poter fissare il suolo. In questa fase è consigliata, per la semina delle specie erbacee, la tecnica

RICADUTE OCCUPAZIONALI E SOCIALI

Le ricadute occupazionali derivabili dalla realizzazione di un impianto fotovoltaico sorgono sin dalla prima fase della progettazione con le figure professionali coinvolte nello studio ed elaborazione del titolo autorizzativo.

Successivamente, la fase di costruzione vedrà coinvolti vari operatori specializzati per il periodo necessario alla realizzazione dell'impianto. Gli attori di queste prime due fasi sono ascrivibili nella categoria di **Occupazione temporanea**: indica gli occupati nelle attività di realizzazione di un certo bene, che rispetto all'intero ciclo di vita del bene hanno una durata limitata (es. fase di installazione degli impianti).

In seguito, durante il periodo di normale esercizio dell'impianto, verranno utilizzate maestranze per la manutenzione, la gestione/supervisione dell'impianto, nonché ovviamente per la sorveglianza dello stesso. La fase di esercizio e manutenzione impianti genererà **Occupazione permanente**: si riferisce agli addetti impiegati per tutta la durata del ciclo di vita del bene.

Le ricadute occupazionali temporanee sono dirette ed indirette così come le permanenti.

Le ricadute socio-occupazionali derivanti dalla realizzazione del progetto sono riportate nella tabella sottostante:

FASE	Tipologia occupazionale	N. Occupati	Durata
<i>PROGETTAZIONE</i>	Temporanea	16	6 mesi
<i>CANTIERE</i>	Temporanea	64	18 mesi
<i>COLTURA ASPARAGO</i>	Temporanea	4	5,6 giorni
	Indeterminata	2	234,4 giorni
<i>COLTURE FORAGGERE</i>	Temporanea	2	7,9 giorni
	Indeterminata	2	387,1 giorni
<i>POMODORO DA INDUSTRIA</i>	Temporanea	5	3,9 giorni
	Indeterminata	3	271,9 giorni
<i>COLTURE FORAGGERE</i>	Temporanea	2	7,9 giorni
	Indeterminata	2	387,1 giorni
<i>IMPIANTO SIEPE</i>	Temporanea	3	40 giorni
SOMMANO		105	

Si rimanda alla relazione sulle ricadute socio-occupazionali per ulteriori dettagli

PROGETTO DEFINITIVO
IMPIANTO AGRIVOLTAICO – "LA PESCIA"
COMUNI DI MANFREDONIA (FG) ED ORTA NOVA (FG)

DATA:
NOVEMBRE 2022

Il Tecnico

Dott. Ing. Nicola Incampo



Il tecnico:
dott. Ing. Nicola Incampo

Il Committente:
Sorgenia Renewables S.r.l.