

REGIONE PUGLIA



PROVINCIA DI FOGGIA



COMUNI DI TROIA E FOGGIA



Denominazione impianto:

MASSERIA DON MURIALAO

Ubicazione:

Comuni di Foggia (FG) e Troia (FG)
Località "Masseria Don Murialao"

Fogli: 21-23 / 140-141

Particelle: varie

PROGETTO DEFINITIVO

per la realizzazione di un impianto agrivoltaico da ubicare in agro dei comuni di Troia (FG) e Foggia (FG) in località "Masseria Don Murialao",
potenza nominale pari a 36,491 MW in DC e potenza in immissione pari a 34,1 MW AC,
e delle relative opere di connessione alla RTN ricadenti nei comuni di Troia (FG) e Foggia (FG)

PROPONENTE



CUBICO WIND S.R.L.

Via Alessandro Manzoni n.43 - 20121 Milano (MI)
Partita IVA: 10862830964
Indirizzo PEC: cubico.wind@legalmail.it

Codice Autorizzazione Unica B79VD21

ELABORATO

Relazione tecnica generale

Tav. n°

2RG

Scala

Aggiornamenti	Numero	Data	Motivo	Eseguito	Verificato	Approvato
		Rev 0	Dicembre 2023	Istanza VIA art.23 D.Lgs 152/06 – Istanza Autorizzazione Unica art.12 D.Lgs 387/03		

PROGETTAZIONE

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



Spazio riservato agli Enti

IL TECNICO

Dott. Ing. DONATO FORGIONE
Via Raiale n. 110/Bis
65128 Pescara (PE)
Ordine degli Ingegneri di Pescara n. 1814
PEC: donato.forgione@ingpec.eu
Cell:346 1042487



Dott. Ingegnere NICOLA INCAMPO
Altamura BA-70022
P.IVA 08150200723
Ordine Ingegneri di Bari n°6280
PEC: nicola.incampo6280@pec.ordingbari



Sommario

PREMESSA	3
DATI GENERALI DEL PROPONENTE.....	3
DESCRIZIONE DELLE CARATTERISTICHE DELLA FONTE UTILIZZATA CON ANALISI DELLA PRODUCIBILITÀ	3
DESCRIZIONE DEI DIVERSI ELEMENTI PROGETTUALI	8
DESCRIZIONE DELL’IMPIANTO.....	8
Componente fotovoltaica	9
Cavi solari	13
Strutture di montaggio moduli.....	17
Power stations	22
Cabina di raccolta.....	24
Servizi ausiliari	27
Impianto di messa a terra	29
Connessione alla RTN	29
DESCRIZIONE DELL’INTERVENTO A FASI E TEMPI DI REALIZZAZIONE	32
PIANO DI DISMISSIONE.....	32
FASI OPERATIVE	32
Rimozione dei pannelli fotovoltaici	33
Rimozione delle strutture di sostegno	34
Impianto ed apparecchiature elettriche	34
Locali prefabbricati cabine di trasformazione e cabina di impianto	34
Recinzione area.....	34
Viabilità interna	35
Siepe perimetrale.....	35
Dettagli riguardanti lo smaltimento dei componenti	35
Interventi necessari al ripristino vegetazionale.....	36
RICADUTE OCCUPAZIONALI E SOCIALI	38

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 **CUBICO WIND S.R.L.**, con sede legale in Via Alessandro Manzoni n.43, Milano (MI) 20121 – P.IVA 10862830964, della progettazione dell’impianto elettrico a servizio dell’impianto agrivoltaico di potenza nominale pari a **36,491 MWp** in DC e potenza in immissione AC pari a **34,1 MW**, identificato dal codice di rintracciabilità **201901423** da realizzare in località “Masseria Don Murialao” nei comuni di Troia (FG) e Foggia (FG), redige la presente relazione tecnica generale.

DATI GENERALI DEL PROPONENTE

Il soggetto proponente del progetto in esame è la società:



CUBICO WIND S.R.L.

VIA ALESSANDRO MANZONI N. 43 - 20121 MILANO (MI)

P.I. 10862830964

cubico.wind@legalmail.it

DESCRIZIONE DELLE CARATTERISTICHE DELLA FONTE UTILIZZATA CON ANALISI DELLA PRODUCIBILITÀ

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:

- dai fattori morfologici e tecnici dei materiali;
- dal sito di installazione (latitudine, radiazione solare disponibile, temperatura, riflettanza della superficie antistante i moduli);
- all'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.

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

Si stima, con l'ausilio del software, per il solo impianto fotovoltaico di potenza totale pari a **36,491 MWp**, una produzione di energia annua pari a circa **65,882 GWh/anno**, equivalente a **1805 kWh/kWp/anno**, con un **Performance Ratio PR** pari a **85,87%**, come si evince nei grafici di seguito riportati estratti dal calcolo mediante PVSyst.



PVsyst V7.4.5
 VCO, Simulato su
 14/03/24 10:15
 con v7.4.5

Progetto: TROIA - FOGGIA, Mass. Don Murialao - 36,491 MW

Variante: Nuova variante di simulazione



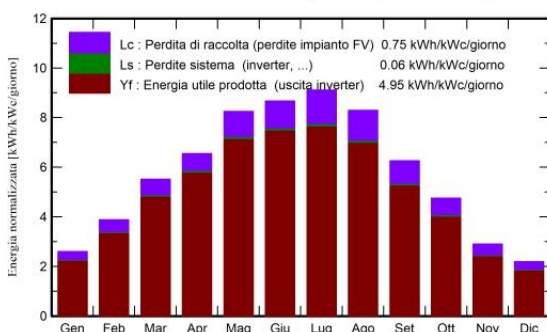
GRM GROUP SRL (italy)

Risultati principali

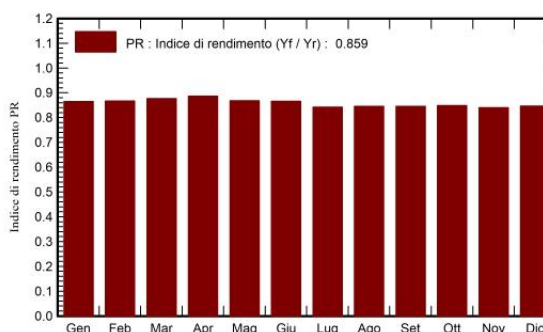
Produzione sistema

Energia prodotta 65882531 kWh/anno Prod. Specif. 1805 kWh/kWp/anno
 Indice rendimento PR 85.87 %

Produzione normalizzata (per kWp installato)



Indice di rendimento PR



Bilanci e risultati principali

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray kWh	E_Grid kWh	PR ratio
Gennaio	56.5	26.27	7.69	80.7	69.7	2584031	2547856	0.865
Febbraio	76.0	35.30	8.21	108.5	94.2	3478699	3435527	0.867
Marzo	122.1	50.31	11.31	171.0	153.4	5540453	5472572	0.877
Aprile	148.6	71.41	14.35	196.5	179.7	6435118	6358052	0.887
Maggio	188.7	83.88	19.72	255.9	234.4	8206125	8107900	0.868
Giugno	200.3	93.75	24.51	260.2	240.7	8317714	8220796	0.866
Luglio	208.5	83.76	27.38	282.6	258.6	8783486	8680753	0.842
Agosto	187.0	71.46	27.07	257.1	235.5	8028651	7933444	0.846
Settembre	136.0	61.19	21.72	187.7	167.3	5861025	5791460	0.846
Ottobre	103.1	45.14	17.81	147.3	129.5	4618250	4562745	0.849
Novembre	59.4	26.64	12.66	87.1	74.4	2709172	2671674	0.840
Dicembre	47.3	22.78	8.90	68.0	57.7	2131355	2099750	0.846
Anno	1533.6	671.91	16.83	2102.6	1894.9	66694079	65882531	0.859

Legenda

GlobHor Irraggiamento orizzontale globale
 DiffHor Irraggiamento diffuso orizz.
 T_Amb Temperatura ambiente
 GlobInc Globale incidente piano coll.
 GlobEff Globale "effettivo", corr. per IAM e ombre
 EArray Energia effettiva in uscita campo
 E_Grid Energia immessa in rete
 PR Indice di rendimento

Al netto delle perdite riportate nel diagramma seguente:



PVsyst V7.4.5
 VCO, Simulato su
 14/03/24 10:15
 con v7.4.5

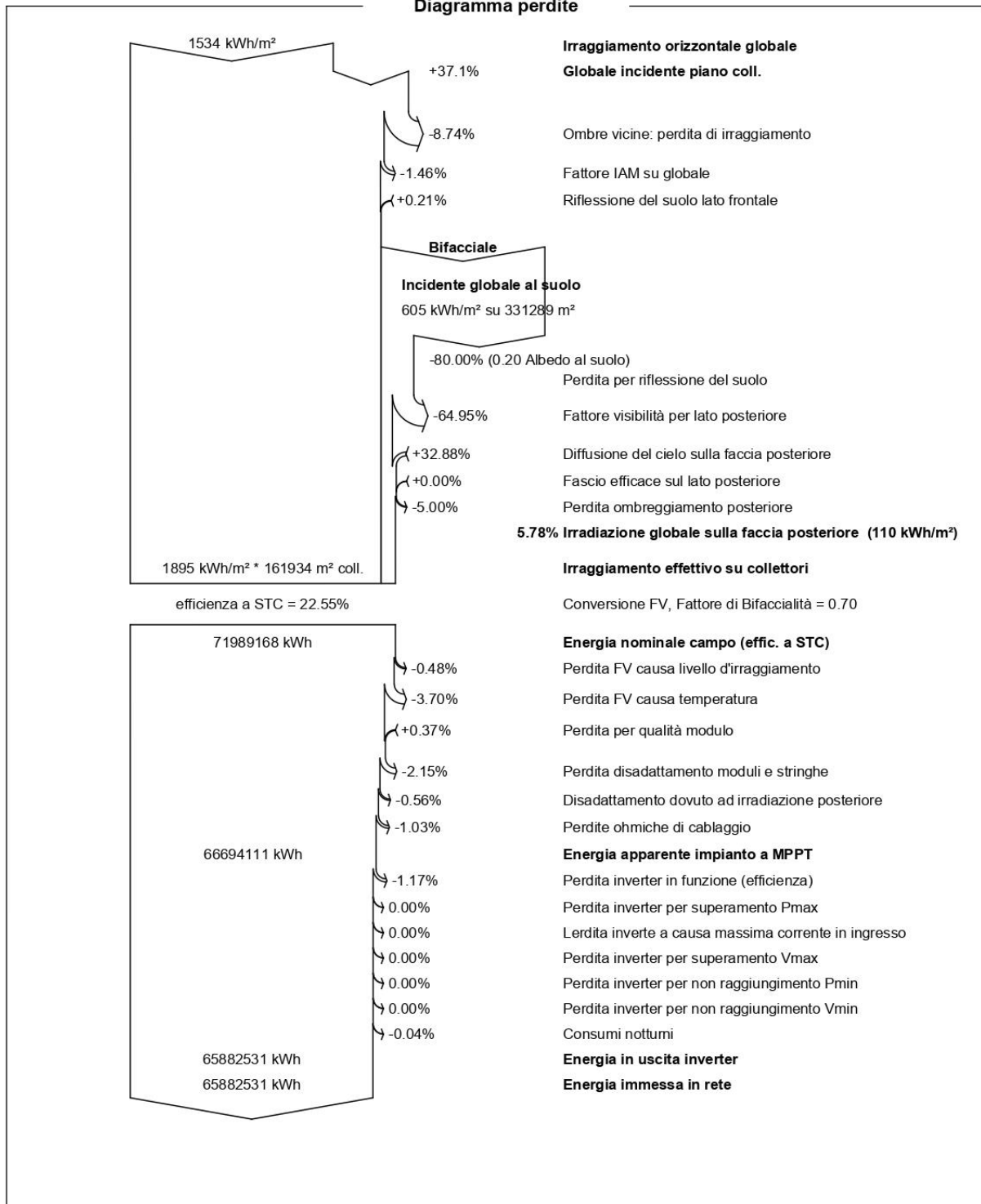
Progetto: TROIA - FOGGIA, Mass. Don Murialao - 36,491 MW

Variante: Nuova variante di simulazione



GRM GROUP SRL (italy)

Diagramma perdite



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 e degli storage, 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 **52.130** moduli fotovoltaici in silicio monocristallino da 700 Wp per una potenza di picco complessiva di **36,491 MWp**. I moduli saranno raggruppati in 2.005 stringhe formate da 26 moduli collegati in serie, il campo sarà suddiviso in 31 sottocampi di livello I, e i 186 quadri di parallelo di stringa relativi ai diversi sottocampi afferiscono a gruppi di stringhe in numerosità variabile tra 9 e 13.

Ciascuno dei 31 sottocampi 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 interna MT è composta da 2 cabine di smistamento, una per ognuno dei due lotti che raccorda tutte le Power Station ed ha il compito di convogliare l'energia prodotta dall'impianto agrivoltaico nella Cabina di Raccolta Utente.

Infine, mediante un cavidotto interrato in MT, l'energia viene trasportata fino al punto di consegna dove viene immessa nella rete elettrica nazionale in accordo con la soluzione di connessione ricevuta da Terna (codice rintracciabilità **201901423**).

Per un maggiore dettaglio si rimanda allo schema elettrico unifilare nonché agli elaborati “Sezione tipo cavidotti interrati MT”, “Sezione tipo cavidotti interrati BT” ed alle Tabelle Cavi.

Nella seguente tabella sono evidenziate le principali caratteristiche dell'Impianto fotovoltaico.

Principali caratteristiche dell'impianto	
Comune (Provincia)	Troia (FG) e Foggia (FG)
Località	Masseria Don Murialao
Superficie catastale contrattualizzata	Ha 58,6929
Superficie di impianto netta recintata	Ha 47,0866
Potenza nominale (CC)	36,491 MW
Potenza nominale (CA)	34,1 MW
Tensione di sistema (CC)	≤ 1500 Vdc

Punto di connessione	Futura SE a 150 kV da collegare al futuro ampliamento SE 380/150 kV “Foggia”
Regime di esercizio	Cessione totale
Potenza in immissione richiesta	34,1 MW
Tipologia impianto	Strutture ad inseguimento solare monoassiale
Moduli	52.130 moduli in silicio monocristallino da 700 Wp
Inverter/Unità di trasformazione	n. 31 Power stations
Tipologia tracker	902 tracker da 52 moduli 131 tracker da 26 moduli 140 tracker da 13 moduli Configurazione single portrait
Tilt	0°
Massima inclinazione tracker	(+55°/-55°)
Azimuth	(Est/ovest -90°/90°)
Cabine	n.2 Cabina di Raccolta Utente n. 31 Cabina di Campo n. 3 Locale Servizi

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 **TOPBiHiKu7 CS7N-700TB-AG** della **CANADIAN SOLAR**, in silicio monocristallino, 2x66 celle e di dimensioni 2384x1303x35 mm, da 700Wp bifacciali. 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 anodizzato e da un vetro di protezione delle celle temprato e a basso contenuto di ferro, dello spessore di 2mm, che garantiscono una elevata resistenza meccanica oltre a ottime prestazioni. Inoltre, essendo bifacciali, possono sfruttare anche le radiazioni intercettate dalla faccia posteriore dal modulo incrementando sino al 30% le performance.



 **CanadianSolar**



TOPBiHiKu7

N-type Bifacial TOPCon Technology

675 W ~ 705 W

CS7N-675 | 680 | 685 | 690 | 695 | 700 | 705TB-AG

MORE POWER



Module power up to 705 W
Module efficiency up to 22.7 %



Up to 85% Power Bifaciality,
more power from the back side



Excellent anti-LeTID & anti-PID performance.
Low power degradation, high energy yield



Lower temperature coefficient (Pmax): -0.29%/°C,
increases energy yield in hot climate



Lower LCOE & system cost

MORE RELIABLE



Minimizes micro-crack impacts



Heavy snow load up to 5400 Pa,
wind load up to 2400 Pa*



**Enhanced Product Warranty on Materials
and Workmanship***



Linear Power Performance Warranty*

**1st year power degradation no more than 1%
Subsequent annual power degradation no more than 0.4%**

*According to the applicable Canadian Solar Limited Warranty Statement.

MANAGEMENT SYSTEM CERTIFICATES*

ISO 9001: 2015 / Quality management system
ISO 14001: 2015 / Standards for environmental management system
ISO 45001: 2018 / International standards for occupational health & safety
IEC 62941: 2019 / Photovoltaic module manufacturing quality system

PRODUCT CERTIFICATES*

IEC 61215 / IEC 61730 / CE / INMETRO / MCS / UKCA / CGC
CEC listed (US California) / FSEC (US Florida)
UL 61730 / IEC 61701 / IEC 62716 / IEC 60068-2-68
UNI 9177 Reaction to Fire: Class 1 / Take-e-way



* The specific certificates applicable to different module types and markets will vary, and therefore not all of the certifications listed herein will simultaneously apply to the products you order or use. Please contact your local Canadian Solar sales representative to confirm the specific certificates available for your Product and applicable in the regions in which the products will be used.

Cavi solari

Il collegamento elettrico tra i singoli moduli sarà del tipo “in serie”, in modo da formare n. 2.005 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** (ex FG16R16) 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

Usò 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 Uo/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:

Usato 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. Usato 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 Uo/U: 1/1 kVAc 1,5/1,5 kVcc
- Maximum voltage: 1,2 kVAc 1,8 kVcc
- Testing Voltage: 6,5 kVAc 15 kVcc
- 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. Nello specifico saranno utilizzati tracker della **Soltigua** realizzati per allocare 13, 26 e 52 moduli ($\frac{1}{2}$, 1 e 2 stringhe) in verticale su una fila come da foto esemplificativa:

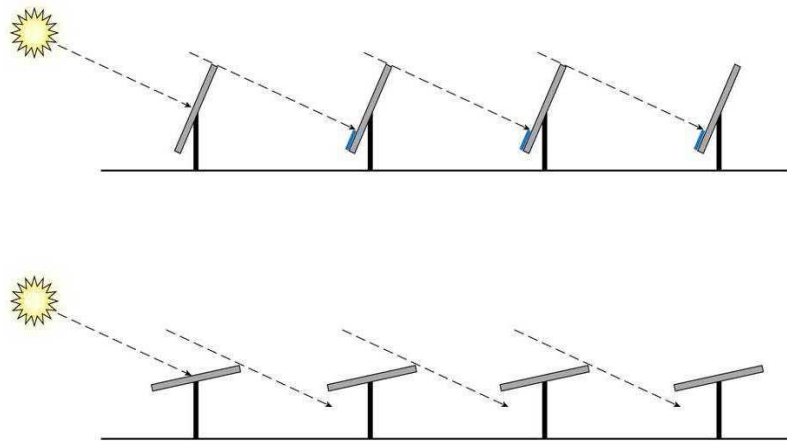


L'utilizzo di tali strutture permette di orientare i moduli fotovoltaici favorevolmente rispetto ai raggi solari nel corso della giornata, mantenendo invariata l'inclinazione dell'asse di rotazione del pannello rispetto al terreno, ovvero mantenendo invariato l'angolo di TILT.

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 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 uno o più array paralleli di 26 moduli ciascuno, interconnessi meccanicamente tra di loro, ovvero 13, 26 e 52 moduli per tracker, ½, 1 e 2 stringhe, e consta i seguenti componenti:

- Componenti meccanici della struttura in acciaio:
 - 7 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).

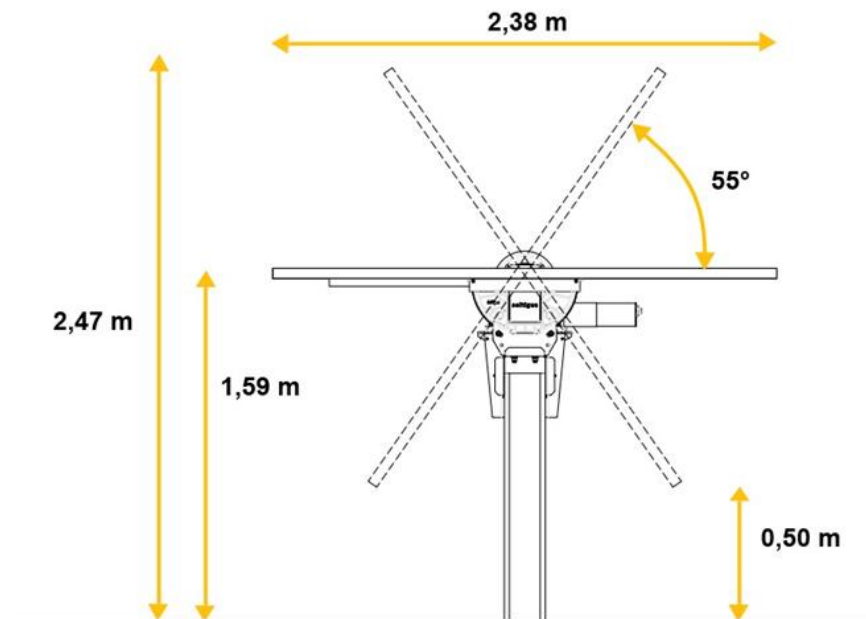
L'inseguitore solare (o tracker) sarà installato su pali di fondazione in acciaio zincato infissi nel terreno, senza necessità di opere in calcestruzzo, tramite un sistema di posa a battuta. Le strutture in questione sono in grado di supportare il peso dei moduli anche in presenza di eventi meteorologici 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 2 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.



Tracking type	Independent single axis horizontal tracker; Any tracker alignment possible (ideally along North-South direction);
Tracking algorithm	Accurate astronomical formulas; tracking precision = 1.0°. Individually customized 3D backtracking to follow terrain undulations
Rotation range	Standard: $\pm 55^\circ$; optional $\pm 60^\circ$ also available
Ground cover ratio	Freely configurable by customer (between 34% and 50%)
PV Module compatibility	Framed modules; all major brands
Module mount	1 module portrait; 2 modules landscape
Drive system	1 Independent slew drive per tracker
Peak power per tracker	Up to 45 kWp per tracker (with 500Wp modules)
N° of Module per tracker	Up to 90 72-cell modules (1500 V)
PV array voltage	1000 V or 1500 V
Power supply	Self powered with dedicated small PV module and Li-FePO ₄ battery
Communication	Soltigua wireless radio network or dedicated RS485 serial communication
Monitoring	Local control via SCADA; remote control available
Foundation type	Standard: driven piles; compatible also with: shallow foundation (concrete blocks); ground screws
Wind resistance (Eurocodes)	In operation: up to 80 km/h in any position; Stow position: up to 200+ km/h in stow position
Snow resistance	Up to 1'500 N/m ² ; depending on tracker version
Tracker stowing time	≤ 6 min; 3.5 min on average
Installation tolerances	North South: ± 50 mm; East-West: ± 40 mm standard pile; ± 28 mm drive pile; Height tolerance: ± 45 mm; Pile tilt: $\pm 1^\circ$; Twist: 15°
Ground slope	Max 15% slope in longitudinal direction (North- South); optional max 20% also available Any slope in transversal direction (East-West) [max 70% local slope for rotation clearance] Local deviation from theoretical ground profile is ± 150 mm
Installation method	Engineered for fast and easy assembly; no welding nor drilling required on site
Materials	HDG and ZM construction steel; maintenance free bearings; triennial maintenance for slew drive
Certifications/Compliance	CE 2006/42/UE; Eurocodes EN1991-1-1/3/4; LV 2014/35/UE; EMC 2014/30/UE; ISO 9001-2015 and ISO 14001-2015; IEC 62817:2017



iTracker-WL: catching all the sun

iTracker WL – the intelligent tracker –
maximizes the output of your PV power plant,
thanks to its all-around performance
and Soltigua's customer-tailored solutions



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 5 metri, come visibile nel layout di impianto.

Power stations

Il progetto prevede l'utilizzo di power station che 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.

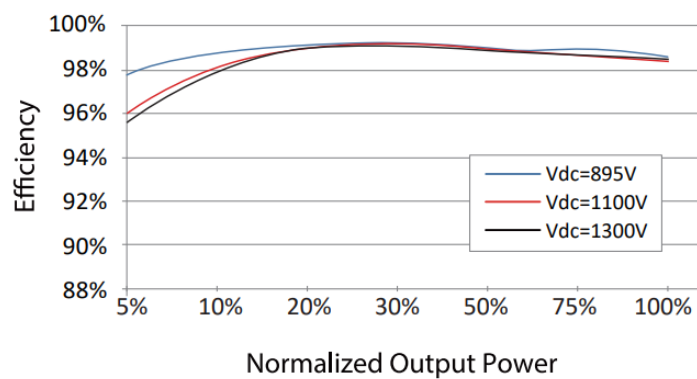
La scelta progettuale prevede l'installazione di 31 Power Station marca **SUNGROW** modello **SG1100UD-MV**, come detto, contenenti ciascuna un inverter centralizzato per la conversione CC/CA della corrente elettrica, un trasformatore BT/MT per l'innalzamento della tensione fino al valore di 30 kV e quadro MT.

SG1100UD-MV

Turnkey Station for 1500 Vdc System MV Transformer Integrated



EFFICIENCY CURVE



PROGETTO DEFINITIVO
IMPIANTO AGRIVOLTAICO – “MASSERIA DON MURIALAO”
COMUNI DI TROIA (FG) E FOGGIA (FG)

DATA:
DICEMBRE 2023

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 1500V (tensione a circuito aperto a 10°C) ed esce in regime alternato al valore nominale di 630V. La tensione viene poi innalzata al valore nominale di 30 kV tramite il trasformatore BT/MT (Oil ONAN Outdoor Power Transformer). Dopodiché la corrente viene inviata nel quadro di media tensione dove sono collocate le varie protezioni, prima di essere convogliata nella cabina di smistamento tramite un cavo MT interrato a 30 kV.

Type Designation	SG1100UD-MV
Input (DC)	
Max. PV input voltage	1500 V
Min. PV input voltage / Startup input voltage	895 V / 905 V
MPP voltage range	895 – 1500 V
No. of independent MPP inputs	1
No. of DC inputs	5 (optional: 6/7 inputs negative grounding)
Max. PV input current	1435 A
Max. DC short-circuit current	5000 A
PV array configuration	Negative grounding or floating
Output (AC)	
AC output power	1100 kVA @ 40 °C, 1265 kVA@20°C
Max. inverter output current	1160 A
Max. AC output current	73 A
AC voltage range	10 kV – 35 kV
Nominal grid frequency / Grid frequency range	50 Hz / 45 – 55 Hz, 60 Hz / 55 – 65 Hz
Harmonic (THD)	< 3 % (at nominal power)
Power factor at nominal power / Adjustable power factor	>0.99 / 0.8 leading – 0.8 lagging
Feed-in phases / AC connection	3 / 3-PE
Efficiency	
Inverter max. efficiency / Inverter European efficiency	99.0 % / 98.7 %
Transformer	
Transformer rated power	1100 kVA
Transformer max. power	1265 kVA
LV / MV voltage	0.63 kV / (10 – 35) kV
Impedance	6.5% (0~±10%) @1100kVA
Transformer vector	Dy11
Transformer cooling type	ONAN
Oil type	Mineral oil (PCB free) or degradable oil on request
Protection & Function	
DC input protection	Load break switch + fuse
Inverter output protection	Circuit breaker
AC MV output protection	Circuit breaker
Surge protection	DC Type II / AC Type II
Grid monitoring / Ground fault monitoring	Yes / Yes
Insulation monitoring	Yes
Overheat protection	Yes
Q at night function	Optional
General Data	
Dimensions (W*H*D)*	6058*2896*2438 mm
Weight*	≤8.5 T

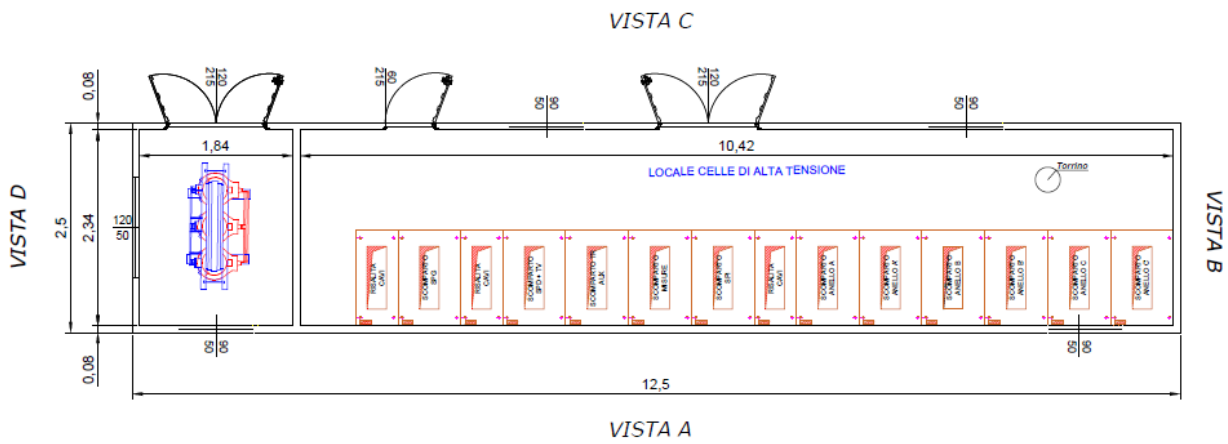
Il tecnico:
Dott. Ing. Nicola Incampo

Il Committente:
CUBICO WIND SRL

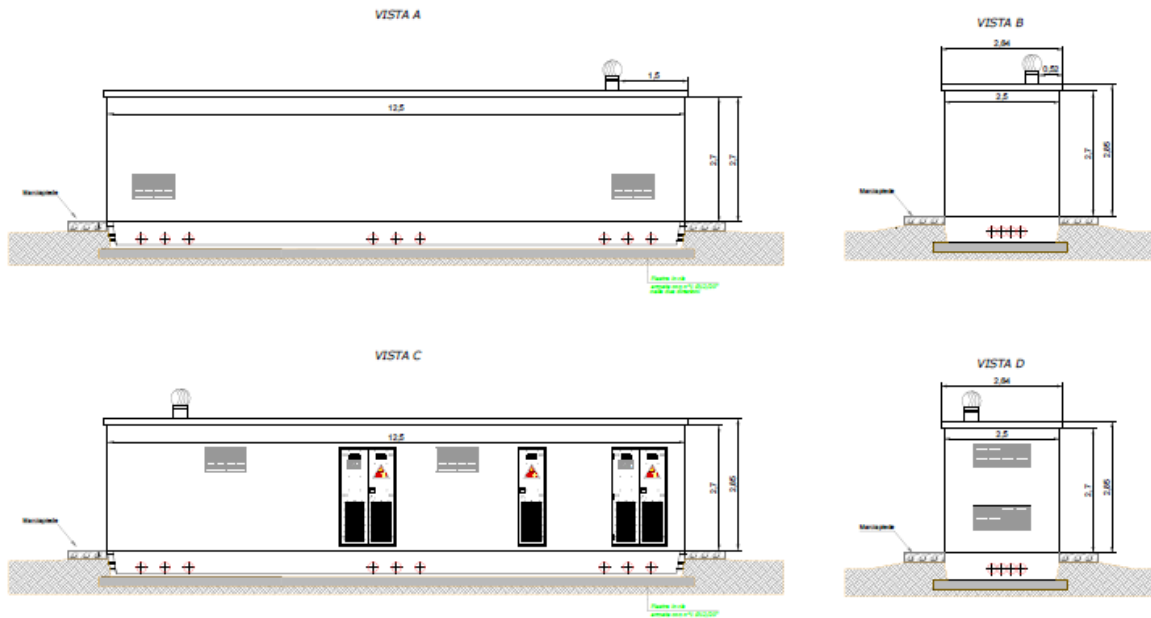
Cabina di raccolta

La cabina di raccolta 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 sono pari a 750x250x285 cm (LXPXH).

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



Dimensioni cabine



Vista cabine

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 saranno REI 120.

Il trattamento sulle pareti esterne dovrà essere realizzato esclusivamente con vernici al quarzo e polvere di marmo, 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:

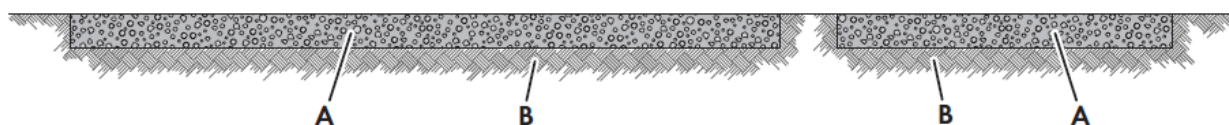
- Legge 5/11/1971 n° 1086 e D.M. 1/4/1983
- Legge 2/2/1974 n° 64 e D.M. 19/6/1984 per installazione in zona sismica di 1° categoria e conseguente D.M. 3/3/1975 pubblicato sulla G.U. n° 93 dell'8/4/1975 sulle Norme Tecniche di Applicazione
- Prospetto 3.3.II del D.M. 3/10/1978 per installazione in zona 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 del sistema di qualità a norma ISO 9001 Ed. 2001. e ISO 14001 Ed. 2004 riguardo il sistema di gestione ambientale.

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.



Sottofondo di pietrisco

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

Tipologia sottofondo cabine

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 aree 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.

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.

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 dell'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 dispersore 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 dispersore; 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 messa a terra sarà realizzato in conformità con la Norma CEI 64-8 per impianti BT e Norma CEI 11-1 per impianti AT.

Per quanto riguarda l'impianto di messa a terra delle cabine di consegna, utente, smistamento e trasformazione, sarà costituito da una parte interna di collegamento fra le diverse installazioni elettromeccaniche e da una parte esterna costituita da elementi disperdenti, anch'essa collegata al rimanente impianto di terra. Ogni massa presente in cabina, come anche lo schermo dei cavi MT del Distributore dovrà essere connesso all'impianto di terra.

In ogni caso l'impianto di messa a terra dovrà essere tale da assicurare il rispetto dei limiti delle tensioni di passo e di contatto previsti dalla norma CEI 11-1.

Connessione alla RTN

L'impianto sarà collegato in antenna su una futura Stazione Elettrica (SE) di Smistamento a 150 kV della RTN da collegare mediante due nuovi elettrodotti a 150 kV della RTN al futuro ampliamento della SE di trasformazione a 380/150 kV denominata "Foggia", tramite cavo interrato MT a 30kV di lunghezza pari a 15,2 km, come da indicazioni di TERNNA nella soluzione tecnica minima generale riportata nel preventivo di connessione (codice di rintracciabilità 201901423).

Il cavo per la media tensione (30 kV) utilizzato RG7H1M1 18/30 kV avrà i seguenti valori di tensione nominale e massima: U_0 : 18 kV, U : 30 kV, U_{max} : 36 kV.

RG7H1M1 12/20 kV - 18/30 kV

MEDIA TENSIONE - SENZA PIOMBO - ZERO ALOGENI
 MEDIUM VOLTAGE - LEAD-FREE - HALOGEN-FREE



RIFERIMENTO NORMATIVO/STANDARD REFERENCE

Costruzione e requisiti/Construction and specifications	(p. q. a.)/generally to IEC 60502 (p. q. a.)/generally to CEI 20-13 HD 620
Misura delle scariche parziali/Measurement of partial discharges	CEI 20-16
Propagazione fiamma/Flame propagation	CEI EN 60332-1-2
Propagazione dell'incendio/Fire propagation	CEI EN 60332-3-24 (CEI 20-22 III)
Gas corrosivi o alogenidrici/Corrosive gases or halogens	CEI EN 50267-2-1
Emissione di fumi (trasmitanza)/Smoke density (transmittance)	CEI EN 61034-2
Resistenza agli idrocarburi/Resistance to hydrocarbons	CEI 20-34/0-1



Le immagini sono puramente illustrative e coperte da copyright ©

DESCRIZIONE:

Cavi unipolari isolati in gomma HEPR di qualità G7, a spessore ridotto, con temperatura massima di esercizio di 105°C. Un'elevata temperatura di esercizio ne consente l'impiego con un sovraccarico del 10% circa in esercizio continuo e/o maggiori margini in situazioni critiche rispetto ai cavi tradizionali.

CARATTERISTICHE FUNZIONALI:

- Tensione nominale U_0/U :
RG7H1M1 12/10 kV: 12/20 kV
RG7H1M1 18/30 kV: 18/30 kV
- Tensione massima di esercizio U_0/U :
RG7H1M1 12/10 kV: U_m 24 kV
RG7H1M1 18/30 kV: U_m 36 kV
- Temperatura massima di esercizio: 105°C
- Temperatura minima di esercizio: -15°C (in assenza di sollecitazioni meccaniche)
- Temperatura minima di posa: 0°C
- Temperatura massima di corto circuito: 300°C
- Raggio minimo di curvatura consigliato: 12 volte il diametro del cavo.
- Massimo sforzo di trazione consigliato: 60 N/mm² di sezione del rame

CONDIZIONI DI IMPIEGO:

Adatto per il trasporto di energia tra le cabine di trasformazione e le grandi utenze; particolarmente indicati nei luoghi con pericolo d'incendio, nei locali dove si concentrano apparecchiature, quadri e strumentazioni dove è fondamentale la loro salvaguardia. Ammessa la posa interrata, in conformità all'art. 4.3.11 della norma CEI 11-17.

DESCRIPTION:

Single-core cables are insulated with HEPR rubber of G7 quality, with reduced thickness and maximum operating temperature of 105°C. In case of high temperature is allowed a 10% overload in continuous operation and/or higher margins in critical situations than traditional cables.

FUNCTIONAL CHARACTERISTICS

- Nominal voltage U_0/U :
RG7H1M1 12/10 kV: 12/20 kV
RG7H1M1 18/30 kV: 18/30 kV
- Max operating voltage:
RG7H1M1 12/10 kV: U_m 24 kV
RG7H1M1 18/30 kV: U_m 36 kV
- Maximum operating temperature: 105°C
- Min. operating temperature: -15°C (without mechanical shocks)
- Minimum installation temperature: 0°C
- Maximum short circuit temperature: 300°C
- Recommended minimum bending radius: 12 times the cable diameter.
- Recommended maximum tensile stress: 60 N/mm² of the cross-section of the copper

USE AND INSTALLATION

Suitable for energy transmission between transformer rooms and big power users; mostly suitable for premises with fire risk, and places where appliances, electrical (switch) boxes and instruments are operating and whose safeguard is fundamental. Can be laid underground, complying with art. 4.3.11 of CEI 11-17 standard.

RG7H1M1 18/30 kV

Caratteristiche tecniche/Technical characteristics

Formazione Size	Ø indicativo conduttore Approx. conduct. Ø	Ø indicativo isolante Approx. insulation Ø	Ø esterno max Max outer Ø	Peso indicativo cavo Approx. cable weight	Portata di corrente Current rating			
					A			
					in aria In air		interrato* buried*	
n° x mm²	mm	mm	mm	kg/km	a trifoglio trefoil	in piano flat	a trifoglio trefoil	in piano flat
1 x 50	8,1	25,0	31,5	1386,0	256,0	290,0	231,0	240,0
1 x 70	9,7	25,0	31,5	1532,0	319,0	360,0	284,0	294,0
1 x 95	11,4	26,0	32,5	1791,0	389,0	441,0	339,0	351,0
1 x 120	12,9	27,0	33,5	2006,0	449,0	507,0	387,0	400,0
1 x 150	14,3	28,2	34,8	2367,0	506,0	576,0	432,0	448,0
1 x 185	16,0	29,3	35,9	2693,0	582,0	661,0	489,0	507,0
1 x 240	18,3	31,0	37,9	3316,0	689,0	775,0	567,0	583,0
1 x 300	21,0	34,0	41,5	3978,0	790,0	884,0	640,0	654,0
1 x 400	23,2	37,0	44,3	4885,0	913,0	1020,0	725,0	740,0
1 x 500	26,4	40,6	48,1	6050,0	1056,0	1174,0	820,0	835,0
1 x 630	30,4	44,6	51,3	7522,0	1210,0	1334,0	923,0	932,0

*Resistività termica del terreno 100°C cm/W
 * Ground thermal resistivity 100°C cm/W

Caratteristiche elettriche/Electrical characteristics

Formazione Size	Resistenza elettrica a 20°C Max. electrical resistance at 20°C	Resistenza apparente a 105°C e 50Hz Conductor apparent resistance at 105°C and 50Hz		Reattanza di fase Phase reactance		Capacità a 50Hz Capacity at 50Hz
		a trifoglio trefoil	in piano flat	a trifoglio trefoil	in piano flat	
		Ω/Km	Ω/Km	Ω/Km	Ω/Km	
1 x 50	0,387	0,517	0,516	0,14	0,20	0,15
1 x 70	0,268	0,358	0,358	0,13	0,19	0,17
1 x 95	0,193	0,258	0,258	0,12	0,18	0,19
1 x 120	0,153	0,205	0,205	0,12	0,18	0,22
1 x 150	0,124	0,166	0,166	0,11	0,17	0,24
1 x 185	0,0991	0,133	0,133	0,11	0,17	0,27
1 x 240	0,0754	0,102	0,102	0,10	0,16	0,30
1 x 300	0,0601	0,082	0,082	0,10	0,16	0,34
1 x 400	0,0470	0,065	0,065	0,099	0,16	0,38
1 x 500	0,0366	0,053	0,052	0,095	0,15	0,42
1 x 630	0,0283	0,043	0,041	0,096	0,15	0,47

DESCRIZIONE DELL'INTERVENTO A FARSI E TEMPI DI REALIZZAZIONE

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 di tempo, 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 2 lotti, che dureranno complessivamente circa 8 settimane. A conclusione delle opere civili comincerà il montaggio delle strutture e dei moduli con un tempo stimato di circa 8 settimane; a seguire le opere elettriche stimate in altre 8 settimane. L'installazione delle cabine prefabbricate richiederanno complessivamente 6 settimane di tempo.

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 circa 36 settimane.

PIANO DI DISMISSIONE

FASI OPERATIVE

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 delle power stations e di tutte le cabine elettriche;
- 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, gli inverter e le cabine 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 agrivoltaico

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 dell’idrosemia. In particolare, è consigliabile l’adozione di un manto di sostanza organica triturrata (torba e paglia), spruzzata insieme ad un legante bituminoso ed ai semi; tale sistema consente un’immediata protezione dei terreni ancor

prima della crescita delle specie seminate ed un rapido accrescimento delle stesse. Questa fase risulta di particolare importanza ai fini di:

- a. mantenere una adeguata continuità della copertura vegetale circostante;
- b. proteggere la superficie, resa particolarmente più sensibile dai lavori di cantiere, dall'erosione;
- c. consentire una continuità dei processi pedogenetici, in maniera tale che si venga ricolonizzazione naturale senza l'intervento dell'uomo.

L'evoluzione naturale verso forme più evolute di vegetazione (arbustive e successivamente arboree) può avvenire in tempi medio-lunghi a beneficio della flora autoctona.

Per questo motivo le specie erbacee selezionate dovranno essere caratterizzate da una crescita rapida, una capacità di rigenerazione elevata, “rusticità” elevata e adattabilità a suoli poco profondi e di scarsa evoluzione pedogenetica, sistema radicale potente e profondo ed alta proliferazione. Per realizzare una alta percentuale di attecchimento delle specie, dovranno essere adottate misure particolarmente rigorose quali la delimitazione delle aree di semina ed il divieto di accesso e/o controllo di automezzi e personale. La scelta delle specie da adottare per la semina, dovrà comunque essere indirizzata verso le essenze autoctone già presenti nell'area di studio.

La stima dei costi di dismissione è di circa € 1.885.000,00 come dettagliato nella relazione del piano di dismissione a cui si rimanda per ulteriori approfondimenti.

Si riporta di seguito il cronoprogramma relativo al piano di dismissione dell'impianto.

ATTIVITA' LAVORATIVE	OPERAZIONI DI DISMISSIONE																			
	S1	S2	S3	S4	S5	S6	S7	S8	S9	S10	S11	S12	S13	S14	S15	S16	S17	S18	S19	S20
SMONTAGGIO DEI PANNELLI	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■							
SMONTAGGIO DELLE STRUTTURE DI SUPPORTO								■	■	■	■	■	■	■	■					
SFILAGGIO DELLE FONDAZIONI									■	■	■	■	■	■	■	■	■			
DEMOLIZIONE DEI MANUFATTI CABINE DI TRASFORMAZIONE										■	■	■	■	■						
DEMOLIZIONE DEL MANUFATTO CABINA DI CAMPO												■	■	■						
TRASPORTO A DISCARICA DEL MATERIALE DI RISULTA DELLE CABINE													■	■						
SFILAGGIO CAVI	■	■	■	■	■	■	■	■	■											
OPERE STRADALI: SMANTELLAMENTO DELLA VIABILITA' INTERNA AL PARCO FV										■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	
TRASPORTO A DISCARICA DEL MATERIALE DI RISULTA													■	■	■	■	■	■	■	■
RIMODELLAMENTO E STESA DI TERRENO DA COLTIVO														■	■	■	■	■	■	■
INERBIMENTO CON PIANTUMAZIONE DI ARBUSTI E SEMINA DI PIANTE ERBACEE																	■	■	■	■

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:

PROGETTO DEFINITIVO
IMPIANTO AGRIVOLTAICO – “MASSERIA DON MURIALAO”
COMUNI DI TROIA (FG) E FOGGIA (FG)

DATA:
DICEMBRE 2023

		Tipologia occupazionale	N. Occupati
	SCOUTING e PROGETTAZIONE DEFINITIVA	Temporanea	16
IMPIANTO FOTOVOLTAICO	PROGETTAZIONE ESECUTIVA e FASE DI CANTIERE	Temporanea	75
	FASE DI ESERCIZIO	Indeterminata	15
	FASE DI DISMISSIONE	Temporanea	50
ATTIVITÀ AGROZOOTECNICA E FORESTALE	FASE DI CANTIERE	Temporanea	18
	FASE DI ESERCIZIO	Indeterminata	91
	FASE DI DISMISSIONE	Temporanea	20
SOMMANO			285

Per ulteriori approfondimenti, si rimanda alla relazione specialistica **20DS_Relazione sulle ricadute socio-occupazionali**.

Il Tecnico
Dott. Ing. Nicola Incampo



Il tecnico:
Dott. Ing. Nicola Incampo

Il Committente:
CUBICO WIND SRL