

# IMPIANTO FOTOVOLTAICO EG FLORA SRL

## E OPERE CONNESSE

POTENZA IMPIANTO 28,15MWp - COMUNE DI CODIGORO (FE)

### Proponente

**EG FLORA S.R.L.**

VIA DEI PELLEGRINI 22 · 20122 MILANO (MI) · P.IVA: 11616310964 · PEC: egflora@pec.it

### Progettazione

**Ing. Matteo Bono**

Via per Rovato, 29/C - 25030 Erbusco (BS )

lei.: 030/5281283 · e-mail: [m.bono@starteng.it](mailto:m.bono@starteng.it) · PEC: [startengineering@pec.it](mailto:startengineering@pec.it)

### Collaboratori

**Ing. Marco Passeri**

Via per Rovato, 29/C - 25030 Erbusco (BS )

lei.: 030/5281283 · e-mail: [m.passeri@starteng.it](mailto:m.passeri@starteng.it) · PEC: [startengineering@pec.it](mailto:startengineering@pec.it)

### Coordinamento progettuale

**START ENGINEERING S.R.L.**

VIA PER ROVATO, 29/C · 25030 ERBUSCO (BS) · P.IVA: 04166670986 · email: [startengineering@pec.it](mailto:startengineering@pec.it)

### Titolo Elaborato

#### RELAZIONE ILLUSTRATIVA

| LIVELLO PROGETTAZIONE | CODICE ELABORATO | FILENAME | RIFERIMENTO | DATA       | SCALA |
|-----------------------|------------------|----------|-------------|------------|-------|
| DEFINITIVO            | -                | -        | -           | 17/06/2022 | -     |

### Revisioni

| REV. | DATA       | DESCRIZIONE | ESEGUITO | VERIFICATO | APPROVATO |
|------|------------|-------------|----------|------------|-----------|
| 0    | 17/06/2022 |             | MB       | MB         | EG        |



COMUNE DI CODIGORO (FE)  
REGIONE EMILIA ROMAGNA



# RELAZIONE ILLUSTRATIVA

---

# Indice

## Contenuto del documento

|             |  |                  |
|-------------|--|------------------|
| <b>1.</b>   | <b><i>PREMESSA .....</i></b>   | <b><i>2</i></b>  |
| <b>2.</b>   | <b><i>INTRODUZIONE .....</i></b>                                       | <b><i>3</i></b>  |
| <b>3.</b>   | <b><i>RIFERIMENTI NORMATIVI .....</i></b>                              | <b><i>4</i></b>  |
| <b>4.</b>   | <b><i>UBICAZIONE IMPIANTO .....</i></b>                                | <b><i>7</i></b>  |
| <b>5.</b>   | <b><i>DESCRIZIONE DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO: .....</i></b>            | <b><i>9</i></b>  |
| <b>6.</b>   | <b><i>DIMENSIONAMENTO DEGLI IMPIANTI .....</i></b>                     | <b><i>14</i></b> |
| <b>7.</b>   | <b><i>PRINCIPALI COMPONENTI DI IMPIANTO .....</i></b>                  | <b><i>15</i></b> |
| <b>7.1.</b> | <b><i>MODULI FOTOVOLTAICI .....</i></b>                                | <b><i>16</i></b> |
| <b>7.2.</b> | <b><i>SOLAR INVERTER .....</i></b>                                     | <b><i>21</i></b> |
| <b>7.3.</b> | <b><i>STRUTTURE DI FISSAGGIO .....</i></b>                             | <b><i>27</i></b> |
| <b>7.4.</b> | <b><i>COMBINER BOX .....</i></b>                                       | <b><i>30</i></b> |
| <b>7.5.</b> | <b><i>STAZIONE DI TRASFORMAZIONE E CABINA DI INTERFACCIA .....</i></b> | <b><i>32</i></b> |
| <b>7.6.</b> | <b><i>SISTEMA DI ACCUMULO DELL'ENERGIA ELETTRICA .....</i></b>         | <b><i>35</i></b> |
| <b>8.</b>   | <b><i>IMPIANTI AUSILIARI E OPERE CIVILI .....</i></b>                  | <b><i>35</i></b> |
| <b>8.1.</b> | <b><i>IMPIANTO DI TERRA ED EQUIPOTENZIALE .....</i></b>                | <b><i>36</i></b> |
| <b>8.2.</b> | <b><i>IMPIANTO DI ILLUMINAZIONE PERIMETRALE .....</i></b>              | <b><i>32</i></b> |
| <b>8.3.</b> | <b><i>IMPIANTO DI VIDEOSORVEGLIANZA .....</i></b>                      | <b><i>32</i></b> |
| <b>8.4.</b> | <b><i>METEO STATION .....</i></b>                                      | <b><i>33</i></b> |
| <b>8.5.</b> | <b><i>SISTEMA DI SUPERVISIONE .....</i></b>                            | <b><i>33</i></b> |
| <b>8.6.</b> | <b><i>RECINZIONE PERIMETRALE .....</i></b>                             | <b><i>34</i></b> |
| <b>8.7.</b> | <b><i>ELETTRODOTTO - SSE UTENTE 30/132 kV .....</i></b>                | <b><i>35</i></b> |

## 1. PREMESSA

L'opera oggetto della presente relazione illustrativa riveste un ruolo di importanza strategica nell'assetto energetico Nazionale in quanto contribuisce, in modo molto significativo, al raggiungimento degli obiettivi energetici proposti dall'Italia e inseriti nel Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (NECP), come indicato nel documento "National Survey Report of PV Power Application in Italy 2018" redatto a cura del GSE e dell'RSE. A tal proposito, il Paese si è impegnato ufficialmente ad incrementare la quota di energia elettrica consumata e prodotta da fonti rinnovabili (FER), passando di fatto dal 34% nel 2017 al 55% nel 2030.

Il raggiungimento di un tale ottimistico risultato non può, in alcun modo, prescindere dal contributo fornito dalla produzione di energia elettrica da fonte solare (fotovoltaica) che rappresenta la quota parte più importante di energia "verde" prodotta in Italia. Quanto sopra descritto si traduce, in pratica, in un necessario incremento della capacità fotovoltaica installata che, per perseguire gli obiettivi prefissati, nel 2030 dovrebbe raggiungere i 50 GW complessivi, attualmente si attesta attorno ai 20 GW complessivi.

Molto è stato fatto in passato da parte del Governo per incentivare la produzione di energia da fonte solare fotovoltaica, e, dopo un breve periodo di stallo durato circa 4/5 anni, oggi sono state profuse nuove forze e nuove idee propedeutiche al conseguimento dei suddetti obiettivi energetici e dare nuovo slancio al mercato Nazionale delle energie rinnovabili. Tuttavia, da analisi effettuate risulterebbe che tutti gli sforzi profusi non sarebbero sufficienti per il raggiungimento degli obiettivi energetici 2030, e quindi sarebbero destinati a rimanere un miraggio senza l'apporto fornito allo scopo dalle grandi centrali fotovoltaiche, ovvero da impianti in utility scale che producono energia rinnovabile in regime di grid parity.

Le stesse considerazioni vanno ovviamente fatte anche in relazione al Piano Energetico Regionale, lo strumento di programmazione strategica con il quale la Regione ha definito gli obiettivi e le modalità per far fronte agli impegni fissati dall'UE attraverso la Roadmap al 2050.

Con il Decreto Ministeriale 15 marzo 2012, cosiddetto *Burden Sharing*, sono state assegnate alle Regioni le rispettive quote di produzione di energia da fonti rinnovabili elettriche e termiche per concorrere al raggiungimento dell'obiettivo nazionale.

Tra i macro-obiettivi del PER c'è non solo quello di allinearsi alla media nazionale, ma

quello di divenire esempio virtuoso per produzione energetica da fonti rinnovabili e nell'innovazione energetica.

In tale contesto le opere oggetto della presente relazione possono essere considerate di importanza fondamentale, quasi strategica, nel panorama energetico Nazionale.

## **2. INTRODUZIONE**

Scopo del presente documento è quello di illustrare i criteri progettuali e le principali caratteristiche tecniche relative alla costruzione di un impianto fotovoltaico associato alla proponente Società **EG FLORA S.r.l.** con sede in Via dei Pellegrini 22 (MI). Tutte le parti di impianto oggetto della presente valutazione saranno realizzate nel territorio del comune di Codigoro (FE) con moduli installati su strutture a terra, ovvero su apposite strutture di sostegno direttamente infisse nel terreno senza l'ausilio di elementi in calcestruzzo, sia prefabbricato che gettato in opera.

Di seguito si riporta la denominazione e la potenza nominale di picco dell'impianto fotovoltaico oggetto della presente relazione illustrativa:

|                          |                 |
|--------------------------|-----------------|
| DENOMINAZIONEIMPIANTO    | <b>EG FLORA</b> |
| POTENZA DI PICCO DC (kW) | 27.002,04       |
| POTENZA NOMINALE AC (kW) | 27.000,00       |
| POTENZA LIMITATA AC (kW) | 26.000,00       |

**Tabella 1**

L'impianto sarà direttamente collegato alla rete pubblica di distribuzione e trasmissione dell'energia elettrica in alta tensione (grid connected) in modalità di cessione pura, ovvero l'energia prodotta dall'impianto non sarà utilizzata in loco ma totalmente immessa in rete al netto dei consumi per l'alimentazione dei servizi ausiliari necessari al corretto funzionamento ed esercizio dell'impianto stesso.

L'idea alla base del presente sviluppo progettuale è quella di massimizzare la potenza di picco dell'impianto fotovoltaico in rapporto alla superficie utile di terreno disponibile nel pieno rispetto di tutte le norme tecniche di costruzione e di esercizio vigenti. La scelta dell'architettura di impianto e dei materiali da utilizzare per la costruzione tengono conto da un lato di quanto la moderna tecnologia è in grado di offrire in termini di materiali e dall'altro degli standard costruttivi propri della Società proponente.

### **3. RIFERIMENTI NORMATIVI**

Dovranno essere rispettate le prescrizioni imposte dalla D.M. 37-2008: Regolamento concernente l'attuazione dell'articolo 11, comma 13, lettera a) della legge n. 248 del 2 dicembre 2005, recante riordino delle disposizioni in materia di attività di installazione degli impianti all'interno degli edifici.

Devono essere altresì rispettate le prescrizioni dettate dalle seguenti disposizioni legislative:

- Legge n.186/1968: "Disposizioni concernenti la produzione di materiali, apparecchiature, macchinari, installazioni ed impianti elettrici ed elettronici";
- D.Lgs. n.81 del 9/04/2008: "Attuazione dell'articolo 1 della legge 3 agosto 2007, n. 123, in materia di tutela della salute e della sicurezza nei luoghi di lavoro";
- Legge 791/77: "attuazione della direttiva europea n.73/23/CEE - Direttiva Bassa Tensione"

- D.Lgs. 14/08/96 n°493: “Segnaletica di sicurezza e/ o salute sul luogo del lavoro”;
- D.Lgs. 12/11/96 n°615: “Attuazione della direttiva 89/336/CEE del Consiglio del 03/05/1989 in materia di riavvicinamento delle legislazioni degli stati membri relative alla compatibilità elettromagnetica, modificata ed integrata dalla direttiva 92/31/CEE del Consiglio del 28/04/1992, dalla direttiva 93/68/CEE del Consiglio del 22/07/1993 e dalla direttiva 93/97/CEE del Consiglio del 29/10/1993”. D.G.R. 5/1 del 28/01/2016.

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

- CEI 64-8: “Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000 V in C.A. e a 1500 V in C.C.”;
- CEI 17-13/1: “Apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per Bassa Tensione. Parte 1: Apparecchiature di serie soggette a prove di tipo (AS) ed apparecchiature non di serie parzialmente soggette a prove di tipo (ANS)”;
- CEI 23-51: “Prescrizioni per la realizzazione, le verifiche e le prove dei quadri di distribuzione per installazioni fisse per uso domestico e similare.” Si sottolinea come, in conformità a quanto prescritto dalla Normativa CEI 23-51, i quadri di distribuzione con corrente nominale maggiore di 32A (e minore di 125A), sono sottoposti a verifiche analitiche dei limiti di sovratemperatura, secondo le modalità illustrate dalla stessa CEI 11-17 “Impianti di produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica – Linee in cavo”;
- CEI 20-22: “Prova dei cavi non propaganti l'incendio”;
- CEI 20-38: “Cavi isolati con gomma non propaganti l'incendio ed a basso sviluppo di fumi e gas tossici e corrosivi”;
- ISO 3684: “Segnali di sicurezza, colori”;
- CEI 81-3: “Valori medi del numero di fulmini a terra per anno e per chilometro quadrato nei comuni d'Italia, in ordine alfabetico”;
- CEI 81-10/1: “Protezione contro i fulmini” Principi generali CEI 81-10/2: “Protezione contro i fulmini” Valutazione del rischio CEI 81-10/3: “Protezione contro i fulmini” Danno materiale alle strutture e pericolo per le persone CEI 81-10/4: “Protezione contro i fulmini” Impianti elettrici ed elettronici nelle strutture;

- CEI 11-20: Impianti di produzione di energia elettrica e gruppi di continuità collegati a reti di I e II categoria;
- CEI EN 60904-1: Dispositivi fotovoltaici Parte 1: Misura delle caratteristiche fotovoltaiche tensione-corrente;
- CEI EN 60904-2: Dispositivi fotovoltaici - Parte 2: Prescrizione per le celle fotovoltaiche di riferimento;
- CEI EN 60904-3: Dispositivi fotovoltaici - Parte 3: Principi di misura per sistemi solari fotovoltaici per uso terrestre e irraggiamento spettrale di riferimento;
- CEI EN 61727: Sistemi fotovoltaici (FV) - Caratteristiche dell'interfaccia di raccordo con la rete;
- CEI EN 61215: Moduli fotovoltaici in silicio cristallino per applicazioni terrestri. Qualifica del progetto e omologazione del tipo;
- CEI EN 61646 (82-12): Moduli fotovoltaici a film sottile per usi terrestri – Qualifica del progetto e approvazione di tipo;
- CEI EN 61000-3-2: Compatibilità elettromagnetica (EMC) - Parte 3: Limiti; Sezione 2: Limiti per le emissioni di corrente armonica (apparecchiature con corrente di ingresso = 16 A per fase);
- CEI EN 60555-1: Disturbi nelle reti di alimentazione prodotti da apparecchi elettrodomestici e da equipaggiamenti elettrici simili-Parte 1: Definizioni;
- CEI EN 60439-1-2-3: Apparecchiature assiemate di protezione e manovra per bassa tensione;
- CEI EN 60445: Individuazione dei morsetti e degli apparecchi e delle estremità dei conduttori designati e regole generali per un sistema alfanumerico;
- CEI EN 60529: Gradi di protezione degli involucri (codice IP);
- CEI EN 60099-1-2: Scaricatori;
- CEI 0-2: Guida per la definizione della documentazione di progetto per impianti elettrici;
- UNI 10349: Riscaldamento e raffrescamento degli edifici. Dati climatici;
- CEI EN 61724: Rilievo delle prestazioni dei sistemi fotovoltaici. Linee guida per la misura, lo scambio e l'analisi dei dati;
- IEC 60364-7-712 Electrical installations of buildings - Part 7-712: Requirements for special installations or locations Solar photovoltaic (PV) power supply systems.

Sono inoltre considerate le raccomandazioni contenute all'interno delle seguenti Guide:



- CEI 82-25 Guida alla realizzazione di sistemi di generazione fotovoltaica collegati alle reti elettriche di Media e Bassa tensione;
- CEI 11-35: Guida per l'esecuzione di cabine elettriche MT/BT del cliente/utente finale;
- CEI 11-25 "Correnti di corto circuito nei sistemi trifasi in corrente alternata. Parte 0. Calcolo delle correnti";
- CEI 11-28 "Guida d'applicazione per il calcolo delle correnti di cortocircuito nelle reti radiali a bassa tensione";
- CEI 64-50 "Guida per l'integrazione nell'edificio degli impianti elettrici utilizzatori e per la predisposizione per impianti ausiliari, telefonici e di trasmissione dati. Criteri generali";
- CEI 64-53: "Guida per l'integrazione nell'edificio degli impianti elettrici utilizzatori e per la predisposizione per impianti ausiliari, telefonici e di trasmissione dati. Criteri particolari per edifici ad uso prevalentemente residenziale;
- "CEI 0-16; V2:" Regola tecnica di riferimento per la connessione di utenti attivi e passivi alle reti AT e MT delle imprese distributrici di energia elettrica";
- Codice di rete Terna.

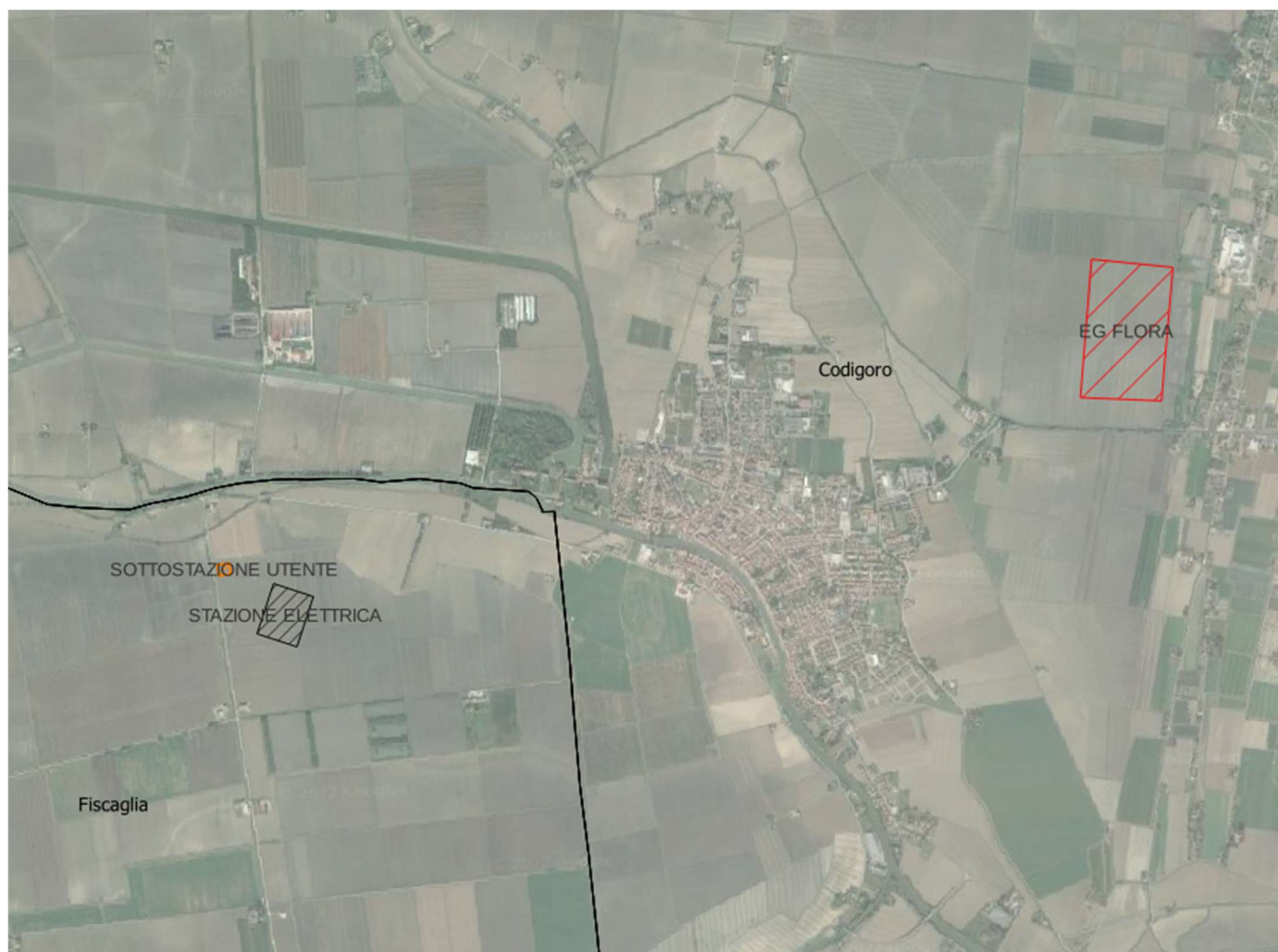
## 4. UBICAZIONE IMPIANTO

Come anticipato, l'impianto fotovoltaico in progetto, sarà realizzato interamente nel territorio del comune di Codigoro, Provincia di Ferrara, su terreni regolarmente censiti al catasto come da piano particellare di seguito riportato. Il design di impianto ha tenuto conto delle superfici di terreno disponibile all'installazione del generatore fotovoltaico, pertanto, l'impianto è posizionato su due aree distinte.

Rispetto all'agglomerato urbano della città di Codigoro l'area di impianto è ubicata in un'area individuata nella zona periferica a Est dell'abitato della cittadina ad una distanza media di circa 2 km in linea d'aria dal suo centro.

|                         |                            |
|-------------------------|----------------------------|
| DENOMINAZIONEIMPIANTO   | <b>EG FLORA</b>            |
| <b>LATITUDINE</b>       | 44° 50' 24.73" N           |
| <b>LONGITUDINE</b>      | 12° 8' 5.83" E             |
| <b>QUOTA s.l.m.</b>     | 0 m circa                  |
| <b>FOGLIO CATASTALE</b> | 70                         |
| <b>PARTICELLE</b>       | 38, 68, 66, 40, 62, 64, 59 |

**Tabella 2**



Nell'immagine satellitare di cui sopra l'area occupata dall'impianto fotovoltaico è evidenziata in rosso e in blu, mentre è indicata in arancio l'ubicazione della sottostazione di elevazione 30/132 kV dedicata all'impianto in oggetto (eventualmente da condividere con altri impianti) della quale è prevista la realizzazione della SE della RTN Fiscaglia 132/380kV individuata da Terna S.p.A. come punto di connessione alla rete pubblica di trasmissione nazionale e comunicata mediante la Soluzione Tecnica Minima Generale.

## 5. DESCRIZIONE DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO: CARATTERISTICHE SALIENTI

Il generatore fotovoltaico si estenderà su una superficie di terreno a destinazione prettamente agricola insistente nel territorio del comune di Codigoro (FE). Di seguito si riportano le caratteristiche principali per ciascun impianto:

| DENOMINAZIONEIMPIANTO      | EG FLORA  |
|----------------------------|-----------|
| SUPERFICIE RECINTATA (mq)  | 333.907   |
| POTENZA NOMINALE AC (kW)   | 27.000,00 |
| POTENZA LIMITATA AC (kW)   | 26.000,00 |
| MODULIINSTALLATI           | 50.008    |
| TOTALE STRINGHE INSTALLATE | 1.786     |

**Tabella 3**

I moduli fotovoltaici installati avranno potenza nominale (@STC) pari a 540 W, saranno del tipo bifacciali e installati “a terra” su strutture tipo tracker (inseguitore solare) mono-assiale Nord/Sud. I moduli ruoteranno attorno all’asse della struttura da Est a Ovest inseguendo la posizione del Sole all’orizzonte durante l’arco della giornata.

I moduli fotovoltaici scelti per la realizzazione dell’impianto oggetto della presente relazione sono di tipo bifacciale in grado cioè di captare la radiazione luminosa sia sul fronte che sul retro del modulo, avranno dimensioni pari a (2274 H x 1134 L x 35 P) mm e sono composti da 144 celle (6x24) in silicio monocristallino tipo P. Essi saranno fissati su ciascun tracker in modalità portrait 2xN, ovvero in file composte da doppi moduli con lato corto parallelo all’asse di rotazione (N-S), le strutture utilizzate nel presente progetto saranno essenzialmente di tre tipi individuate in funzione della loro lunghezza, (2x14 moduli), (2x28 moduli) e (2x42 moduli) a cui corrispondono inseguitori solari di lunghezza complessiva 16, 33, oppure 48 metri. L’asse centrale di rotazione sarà

collegato a pali di sostegno verticali infissi nel terreno senza l'ausilio di opere in calcestruzzo.

I moduli saranno collegati tra di loro in serie a formare stringhe ciascuna delle quali composta da 28 moduli, la lunghezza di stringa è stabilita in funzione delle caratteristiche del sistema fotovoltaico in termini di tensione massima ammissibile e della potenza complessiva. Preventivamente al collegamento sul convertitore statico le stringhe saranno opportunamente collegate in parallelo tra di loro in corrispondenza dei quadri di campo, ogni parallelo costituirà un blocco operativo e il numero di stringhe ad esso collegato è stato valutato in funzione delle correnti in gioco.

Per la conversione della corrente continua prodotta dai moduli fotovoltaici in corrente alternata fruibile dal sistema di distribuzione e trasmissione nazionale, saranno utilizzate delle stazioni di trasformazione composte dalla combinazione di inverter, trasformatore MT/BT 0,6/30kV, quadri elettrici oltre agli apparati di gestione, controllo e protezione necessari al corretto funzionamento ordinario dei suddetti apparati. Ciascuna stazione di trasformazione sarà composta da un box tipo container di dimensioni pari a 6.068 L x 2.896 H x 2.286 P mm.

Il design di impianto prevede l'utilizzo di inverter di tipo centralizzato, ovvero unità statiche di conversione della corrente DC/AC caratterizzate da potenze nominali molto elevate e dotate di un singolo MPPT, nello specifico caso in esame gli MPPT per ciascuna unità inverter saranno due visto che ogni singola macchina sono in realtà due di potenza pari alla metà di quella nominale (vedere paragrafo inverter). Come evidenziato, ogni inverter è collocato in campo all'interno di box container insieme agli altri apparati necessari per l'elevazione della tensione di esercizio fino a 30kV. Pertanto, ciascun inverter è poi collegato, all'interno dell'alloggiamento di ciascuna stazione di trasformazione al trasformatore MT/BT, al quadro di media tensione e a tutti gli apparati dedicati alla gestione, controllo e protezione necessari al corretto funzionamento ordinario dei suddetti apparati.

L'impianto fotovoltaico sarà completato dall'installazione di una cabina di interfaccia e da una control room, entrambe ubicate quanto più possibile in corrispondenza del punto di accesso al campo o in zona facilmente accessibile sia per motivi funzionali che di sicurezza. Sia la control room che la cabina di interfaccia saranno realizzate in un unico manufatto in cemento armato vibrato (c.a.v.) di dimensioni 16.450 L x 3.000 H x 4.000 P.

Lo spazio all'interno del manufatto sarà organizzato in modo tale da avere un locale per il sezionamento e protezione dei circuiti di media tensione (collocamento del quadro generale di media tensione), un locale dedicato all'installazione del trasformatore di spillamento MT/BT da 100 kVA dedicato all'alimentazione di tutti i servizi a corredo dell'impianto fotovoltaico e necessari alla gestione del sistema, una control room dove tra l'altro saranno posizionati i quadri generale di bassa tensione e l'armadio rack e, infine, un locale ufficio/deposito.

Il quadro di media tensione collocato all'interno della cabina di interfaccia è l'apparato dove saranno attestate tutte le linee MT provenienti dalle stazioni di trasformazione in campo e rappresenta il punto di interfaccia dell'impianto con la RTN, su di esso sarà infatti attestata anche la linea di collegamento in uscita dal campo verso la sottostazione elettrica e saranno collocate tutte le protezioni indicate dalle vigenti normative tecniche per la connessione come il Sistema di Protezione Generale (SPG) e il Sistema di Protezione di Interfaccia (SPI).

La control room, invece, è il locale all'interno del quale saranno collocati i principali apparati ausiliari che consentono la corretta gestione ed esercizio dell'impianto come quelli per la trasmissione dati, per il sistema antintrusione e la videosorveglianza.

L'impianto fotovoltaico oggetto della presente prevede la predisposizione per un sistema di accumulo dell'energia elettrica prodotta. Si prevede l'installazione di box batterie in corrispondenza di ogni stazione di trasformazione e collegate all'impianto in modalità di accoppiamento DC coupling, ovvero in corrispondenza del lato in corrente continua.

L'impianto fotovoltaico sarà altresì dotato di un sistema di telecontrollo (SCADA) attraverso il quale sarà possibile monitorare in tempo reale i principali parametri elettrici sia lato impianto che lato rete ed acquisire i dati di misurazione meteorologici eseguiti dalla meteo station in campo (piranometri, anemometri, etc.). Tutti i dati acquisiti renderanno possibile la valutazione e il controllo delle prestazioni dell'intero sistema. L'impianto di supervisione consentirà anche di eseguire da remoto la modifica del set point di lavoro dei parametri elettrici in rispetto delle richieste del distributore di rete secondo i dettami dell'allegato A68 al codice di rete Terna.

Il campo fotovoltaico prevede la realizzazione di un sistema di viabilità interna e/o perimetrale che possa consentire in modo agevole il raggiungimento di tutti i componenti in campo, sia per garantire la sicurezza dell'opera, che per la corretta gestione nelle

operazioni di manutenzione. L'impianto sarà protetto contro gli accessi indesiderati mediante l'installazione di una recinzione perimetrale e dal sistema di illuminazione e videosorveglianza. L'accesso carrabile sarà costituito da un cancello a due ante in pannellature metalliche, larghezza 4 metri e montato su pali in castagno infissi al suolo. La recinzione perimetrale sarà realizzata con rete metallica rombata plastificata a maglia larga alta 2 metri e sormontata da filo spinato, collegata a pali di castagno alti 3 metri infissi direttamente nel suolo per una profondità di 100 cm. La rete metallica non sarà realizzata a totale chiusura del perimetro, rispetto al piano campagna, infatti, sarà lasciato un passaggio di altezza 20 cm che consenta il passaggio della fauna selvatica di piccola taglia. Sia la viabilità perimetrale che quella interna avranno larghezza di 3 m; entrambe i tipi di viabilità saranno realizzate in battuto e ghiaia (materiale inerte di cava a diversa granulometria).

Il sistema di illuminazione e videosorveglianza prevede l'installazione dei componenti in campo su pali in acciaio zincato fissati al suolo con plinto di fondazione in calcestruzzo armato. I pali avranno una altezza massima di 3,5 m, saranno dislocati ogni 40 metri lungo la recinzione perimetrale e su di essi saranno montati i corpi illuminanti (che si attiveranno in caso di allarme/intrusione) e le videocamere del sistema di sorveglianza. I cavi di collegamento del sistema saranno alloggiati nello scavo perimetrale eventualmente sfruttando quello già previsto per il passaggio dei cavidotti di ciascun impianto fotovoltaico. Nell'esercizio ordinario degli impianti non sono previsti consumi di energia, eccezion fatta per il sistema di illuminazione e videosorveglianza che avrà una sua linea di alimentazione elettrica tradizionale; è prevista l'installazione di un trasformatore di spillamento di 100 kVA per il funzionamento di tutti i sistemi ausiliari.

L'energia prodotta dal generatore fotovoltaico sarà disponibile al confine fisico dell'impianto (in corrispondenza della cabina di interfaccia) ad una tensione nominale di 30 kV e sarà veicolata verso il punto di elevazione 30/132 kV e da questo poi al punto di connessione alla RTN (Rete di Trasmissione Nazionale) secondo le modalità indicate nella Soluzione Tecnica Minima Generale messa a disposizione dal distributore di rete Terna S.p.A. L'impianto dovrà quindi essere connesso alla RTN in alta tensione a 132 kV e l'elevazione della tensione di esercizio 30/132 kV avverrà nella sottostazione di utente che sarà realizzata in un'area quanto più possibile vicina all'area prevista per la realizzazione della SE della RTN Fiscaglia 132/380kV. La distanza tra l'impianto e la

suddetta sottostazione utente prevede la realizzazione di un elettrodotto interrato con la posa di una terna di cavi idonei al trasporto di energia in media tensione, 30 kV.

Le linee di bassa tensione, sia quelle in corrente continua che in corrente alternata, e le linee di media tensione saranno realizzate totalmente all'interno dell'area occupata dall'impianto fotovoltaico. Tutti i cavi, ad eccezione dei cavi stringa (collegamento moduli-inverter), saranno posati in trincea ovvero direttamente interrati senza l'ausilio di cavidotti o protezioni meccaniche. In tal caso la profondità di posa dei cavi sarà di 80 cm sia per i cavi di bassa tensione e 120 cm che per quelli di media tensione, tutti saranno opportunamente segnalati mediante la posa di nastro ad una distanza di circa 30 cm verso il piano campagna. Come accennato, fanno eccezione alla posa direttamente interrata in trincea i soli cavi stringa che collegano ciascuna stringa all'inverter di riferimento.

Oltre a quelli interni al campo fotovoltaico sarà realizzato il collegamento in media tensione con la sottostazione utente dove verrà eseguita l'elevazione della tensione di esercizio da 30 a 132kV utili alla connessione dell'impianto alla RTN. Questi collegamenti, esterni all'area di impianto, saranno realizzati per quanto possibile a lato della viabilità comunale e rurale esistente; i cavi saranno direttamente interrati in trincea ad una profondità di posa minima di 120 cm. Anche in questo caso la segnalazione della presenza dell'elettrodotto interrato sarà resa obbligatoria.

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



lavaggio dei pannelli saranno invece effettuate con un trattore di piccole dimensioni equipaggiato con una lancia in pressione e una cisterna di acqua demineralizzata. Il trattore passerà sulla viabilità di impianto e laverà i pannelli alla bisogna. L'azione combinata di acqua demineralizzata e pressione assicura una pulizia ottimale delle superfici captanti evitando sprechi di acqua potabile e il ricorso a detersivi e sgrassanti. Tutte le operazioni di manutenzione e riparazione di natura elettrica saranno effettuate da ditte specializzate, con proprio personale e mezzi, con cadenze programmate o su chiamata del gestore dell'impianto.

## **6. DIMENSIONAMENTO DEGLI IMPIANTI**

In riferimento alla tecnologia fotovoltaica attualmente disponibile sul mercato per impianti utility scale, per il presente progetto sono state implementate le migliori soluzioni di sistema che consentono al contempo di massimizzare la produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile e minimizzare l'occupazione di suolo e l'utilizzo di risorse naturali.

L'evoluzione tecnologica consente di raggiungere, mediante l'installazione di un numero di moduli relativamente ridotto, potenze di picco molto rilevanti, come indicato in tabella 3.

In fase preliminare di progettazione si sono scelti due scenari di design di impianto in cui la conversione della corrente prodotta dal generatore fotovoltaico in alternata è realizzato mediante inverter tipo string nel primo scenario ed inverter centralizzati nel secondo; in tabella 4 sono riportati le caratteristiche di dimensionamento dell'impianto. Le stringhe fotovoltaiche saranno "parallelate" tra loro sui quadri di campo e il parallelo collegato direttamente ad uno degli ingressi dell'inverter. Ciascun quadro di campo sarà collocato in campo esattamente tra due tracker e fissato ad un sostegno metallico appositamente realizzato e infisso nel terreno.

Come anticipato, l'uscita di ciascun quadro di campo (combiner box) sarà collegata all'inverter posto all'interno della stazione di trasformazione, dove si provvederà alla trasformazione della tensione di esercizio da bassa tensione 600V (quella prodotta dall'inverter) a media 30kV.

La stazione di trasformazione sarà pertanto composta da un inverter (suddiviso in due sezioni) un quadro, un trasformatore MT/BT, un quadro MT e dagli apparati ausiliari necessari al funzionamento ordinario dell'intero sistema. Ogni stazione di trasformazione gestirà un sottocampo, in totale sono previsti 8 sottocampi per EG FLORA.

Il sistema fotovoltaico sarà progettato e realizzato in modo tale che tutti i componenti abbiano una tensione limite di esercizio in corrente continua di 1.500 V, valore questo che andrà a definire la stringatura in funzione dei parametri tecnici dei moduli scelti. Per tale progetto il numero di moduli fotovoltaici per stringa sarà pari a 26 unità.

|                                  |                 |
|----------------------------------|-----------------|
| DENOMINAZIONE IMPIANTO           | <b>EG FLORA</b> |
| STAZIONI DI TRASFORMAZIONE       | 8               |
| NUMERO TOTALE INVERTER           | 135             |
| POTENZA NOMINALE INVERTER (kVA)  | 200             |
| TOTALE POTENZA AC IMPIANTO (kVA) | 27.000,00       |
| TOTALE POTENZA AC LIMITATA (kVA) | 26.000,00       |

**Tabella 4**

Occorre osservare che la potenza nominale apparente generata dall'impianto fotovoltaico vale, al punto di evacuazione identificato con la cabina di interfaccia, 27,000 MVA. La potenza nominale autorizzata dal Distributore e formalizzata attraverso la Soluzione Tecnica Minima Generale è di 26 MW, quindi la potenza massima in uscita dal campo sarà opportunamente limitata al valore massimo imposto da Terna e quindi al valore limite di 26 MVA.

Il sistema fotovoltaico sarà progettato e realizzato in modo tale che tutti i componenti abbiano una tensione limite di esercizio in corrente continua di 1.500 V, valore questo che andrà a definire la stringatura in funzione dei parametri tecnici dei moduli scelti. Per tale progetto il numero di moduli fotovoltaici per stringa sarà pari a 28 unità.

## **7. PRINCIPALI COMPONENTI DI IMPIANTO**

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

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

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

Nel seguito del paragrafo si descriveranno le tecniche e le tecnologie scelte per l'impianto EG FLORA con indicazioni delle prestazioni relative, nonché sulle soluzioni progettuali e operative adottate per minimizzare le emissioni e il consumo di risorse naturali.

## **7.1. MODULI FOTOVOLTAICI**

Lo stato dell'arte sulle tecnologie disponibili per il settore fotovoltaico prevede l'utilizzo, per i grandi impianti utility scale, di moduli fotovoltaici le cui celle sono realizzate prettamente in silicio cristallino sia nella versione monocristallino che policristallino. Tutte le altre tecnologie si sono dimostrate o troppo costose o poco efficienti. Le prestazioni raggiunte dai moduli fotovoltaici in silicio cristallino attualmente disponibili sul mercato, in termini di efficienza e di comportamento in funzione della temperatura, sono notevolmente migliori rispetto a quelle disponibili anche solo un paio di anni fa. Attualmente il grado di efficienza di conversione si attesta attorno al 18% per i moduli in silicio policristallino e ben oltre il 20% per quelli in silicio monocristallino sia tradizionali che con tecnologia PERC (Passivated Emitter and Rear Cell). Questo risultato tecnologico ha consentito ai moduli fotovoltaici di raggiungere potenze nominali maggiori a parità di superficie del modulo.

Per il presente progetto la scelta dei moduli è ricaduta sulla tecnologia in silicio monocristallino del tipo bi-facciale con moduli di potenza pari a 540W e dimensioni (2274 x 1134 x 35 mm), il modulo individuato è Jinko Solar modello Bifacial JKM540M-72HL4-TV per il quale si evidenzia un'efficienza di conversione di circa il 21% (@STC).

I moduli fotovoltaici bifacciali permettono di catturare la luce solare da entrambi i lati, garantendo così maggiori performance del modulo e, di conseguenza, una produzione

nettamente più elevata dell'intero impianto fotovoltaico. Il termine che indica la capacità della cella fotovoltaica di sfruttare la luce sia frontalmente che posteriormente viene definito, appunto, "bifaccialità": un fenomeno reso possibile, in fisica, dal cosiddetto Fattore di Albedo della superficie su cui i moduli vengono installati, noto anche come "coefficiente di Albedo", si tratta dell'unità di misura che indica la capacità riflettente di un oggetto o di una superficie. Solitamente viene espressa con un valore da 0 a 1, che può variare a seconda dei singoli casi. Ad esempio:

- neve e ghiaccio hanno un alto potere riflettente, quindi un Fattore di Albedo pari a 0,75;
- superfici chiare di edifici (in mattoni o vernici chiare) possono raggiungere anche lo 0,6;
- superfici scure di edifici (in mattoni o vernici scure) vedono un dato più ridotto (attorno allo 0,27).

Maggiore è l'albedo di una superficie, maggiore è la quantità di luce che è in grado di riflettere: di conseguenza, anche la produzione di energia dei pannelli fotovoltaici bifacciali sarà più o meno elevata.

Il valore aggiunto dei moduli fotovoltaici bifacciali riguarda, innanzitutto, le migliori performance lungo l'intera vita utile del sistema, dovute a una maggior produzione e resistenza del pannello. Inoltre, grazie all'elevata efficienza di conversione, il modulo bifacciale è in grado di diminuire i costi BOS (Balance of System), che rappresentano una quota sempre maggiore di quelli totali del sistema (data l'incidenza in costante calo dei costi legati a inverter e moduli).

Riassumendo, i 3 principali vantaggi sono:

1. Prestazioni migliori. Poiché anche il lato posteriore del modulo è in grado di catturare la luce solare, è possibile ottenere un notevole incremento nella produzione di energia lungo tutta la vita del sistema. Ricerche e test sul campo dimostrano che un impianto realizzato con moduli bifacciali può arrivare a produrre fino al 30% in più in condizioni ideali. In realtà, misurazioni in campo su impianti già realizzati con questa tecnologia attestano l'incremento della produzione attorno al 10/15%.
2. Maggior durabilità. Spesso il lato posteriore di un modulo bifacciale è dotato di uno strato di vetro aggiuntivo (modulo vetro-vetro), per consentire alla luce di essere

raccolta anche dal retro della cella fotovoltaica. Questo conferisce al modulo caratteristiche di maggior rigidità, fattore che riduce al minimo lo stress meccanico a carico delle celle, dovuto al trasporto e all'installazione o a fattori ambientali esterni (come il carico neve o vento).

3. Riduzione dei costi BOS. La "bifaccialità", incrementando notevolmente l'efficienza del modulo e facendo quindi aumentare la densità di potenza dell'impianto, rende possibile la riduzione dell'area di installazione dell'impianto stesso e, quindi, anche i costi relativi al montaggio e cablaggio del sistema (strutture, cavi, manodopera, etc.).

Di seguito si riportano le principali proprietà valutate dal costruttore in condizioni standard di misura (Standard Test Condition).

www.jinkosolar.com

**Jinko Solar**  
Building Your Trust in Solar

# Tiger Pro 72HC-TV

## 525-545 Watt

### BIFACIAL MODULE WITH TRANSPARENT BACKSHEET

P-Type

Positive power tolerance of 0~+3%

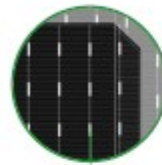
IEC61215(2016), IEC61730(2016)

ISO9001:2015: Quality Management System

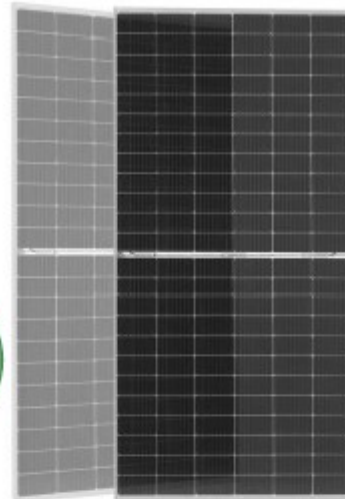
ISO14001:2015: Environment Management System

ISO45001:2018

Occupational health and safety management systems



Bifacial Technology



## Key Features



### Multi Busbar Technology

Better light trapping and current collection to improve module power output and reliability.



### Longer Life-time Power Yield

0.45% annual power degradation and 30 year linear power warranty.



### Light-weight design

Light-weight design using transparent backsheet for easy installation and low BOS cost.



### Enhanced Mechanical Load

Certified to withstand: wind load (2400 Pascal) and snow load (5400 Pascal).



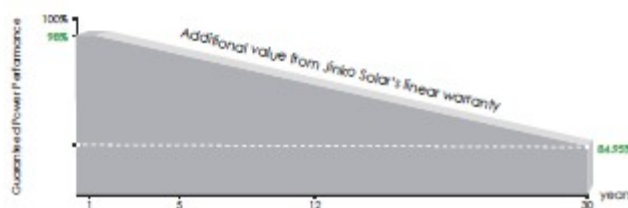
### Higher Power Output

Module power increases 5-25% generally, bringing significantly lower LCOE and higher IRR.



POSITIVE QUALITY™  
Endorsed by TÜV Rheinland

## LINEAR PERFORMANCE WARRANTY

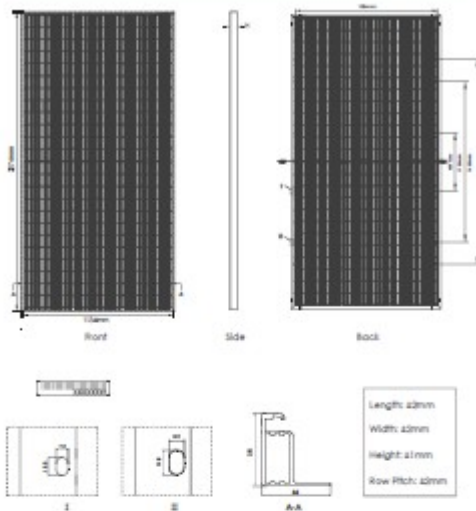


12 Year Product Warranty

30 Year Linear Power Warranty

0.45% Annual Degradation Over 30 years

## Engineering Drawings

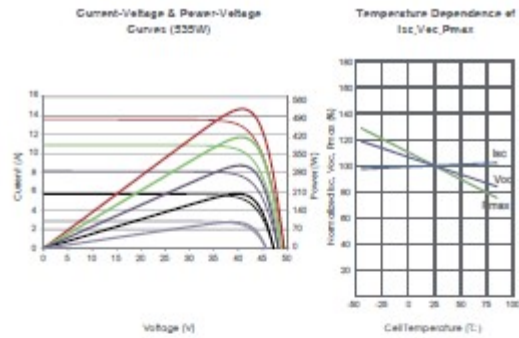


## Packaging Configuration

(Two pallets = One stack)

31pcs/pallets, 62pcs/stack, 620pcs/ 40'HQ Container

## Electrical Performance & Temperature Dependence



## Mechanical Characteristics

|               |   |
|---------------|---|
| Cell Type     | P type Mono-crystalline   |
| No. of cells  | 144 (6×24)  |
| Dimensions    | 2274×1134×35mm (89.53×44.65×1.38 inch)                                      |
| Weight        | 28.9 kg (63.7 lbs)  |
| Front Glass   | 3.2mm, Anti-Reflection Coating, High Transmission, Low Iron, Tempered Glass |
| Frame         | Anodized Aluminium Alloy  |
| Junction Box  | IP68 Rated  |
| Output Cables | TUV 1×4.0mm²<br>(+): 400mm, (-): 200mm or Customized Length                 |

## SPECIFICATIONS

| Module Type                               | JKM525M-72HL4-TV |        | JKM530M-72HL4-TV |        | JKM535M-72HL4-TV |        | JKM540M-72HL4-TV |        | JKM545M-72HL4-TV |        |
|---|------------------|--------|------------------|--------|------------------|--------|------------------|--------|------------------|--------|
|   | STC              | NOCT   | STC              | NOCT   | STC              | NOCT   | STC              | NOCT   | STC              | NOCT   |
| Maximum Power (Pmax)                      | 525Wp            | 391Wp  | 530Wp            | 394Wp  | 535Wp            | 398Wp  | 540Wp            | 402Wp  | 545Wp            | 405Wp  |
| Maximum Power Voltage (Vmp)               | 40.61V           | 37.74V | 40.71V           | 37.88V | 40.81V           | 37.98V | 40.91V           | 38.08V | 41.07V           | 38.18V |
| Maximum Power Current (Imp)               | 12.93A           | 10.35A | 13.02A           | 10.41A | 13.11A           | 10.48A | 13.20A           | 10.55A | 13.27A           | 10.62A |
| Open-circuit Voltage (Voc)                | 49.27V           | 46.50V | 49.35V           | 46.58V | 49.42V           | 46.65V | 49.49V           | 46.71V | 49.65V           | 46.86V |
| Short-circuit Current (Isc)               | 13.64A           | 11.02A | 13.71A           | 11.07A | 13.79A           | 11.14A | 13.87A           | 11.20A | 13.94A           | 11.26A |
| Module Efficiency STC (%)                 | 20.36%           |        | 20.55%           |        | 20.75%           |        | 20.94%           |        | 21.13%           |        |
| Operating Temperature(°C)                 | -40°C~+85°C      |        |                  |        |                  |        |                  |        |                  |        |
| Maximum system voltage                    | 1500VDC (IEC)    |        |                  |        |                  |        |                  |        |                  |        |
| Maximum series fuse rating                | 30A              |        |                  |        |                  |        |                  |        |                  |        |
| Power tolerance                           | 0~+3%            |        |                  |        |                  |        |                  |        |                  |        |
| Temperature coefficients of Pmax          | -0.35%/°C        |        |                  |        |                  |        |                  |        |                  |        |
| Temperature coefficients of Voc           | -0.28%/°C        |        |                  |        |                  |        |                  |        |                  |        |
| Temperature coefficients of Isc           | 0.048%/°C        |        |                  |        |                  |        |                  |        |                  |        |
| Nominal operating cell temperature (NOCT) | 45±2°C           |        |                  |        |                  |        |                  |        |                  |        |
| Refer. Bifacial Factor                    | 70±5%            |        |                  |        |                  |        |                  |        |                  |        |

## BIFACIAL OUTPUT-REAR SIDE POWER GAIN

|     |                           |        |        |        |        |        |
|-----|---------------------------|--------|--------|--------|--------|--------|
|     | Maximum Power (Pmax)      | 551Wp  | 557Wp  | 562Wp  | 567Wp  | 572Wp  |
| 5%  | Module Efficiency STC (%) | 21.38% | 21.58% | 21.78% | 21.99% | 22.19% |
|     | Maximum Power (Pmax)      | 604Wp  | 610Wp  | 615Wp  | 621Wp  | 623Wp  |
| 15% | Module Efficiency STC (%) | 23.41% | 23.64% | 23.86% | 24.08% | 24.30% |
|     | Maximum Power (Pmax)      | 656Wp  | 663Wp  | 669Wp  | 675Wp  | 681Wp  |
| 25% | Module Efficiency STC (%) | 25.45% | 25.69% | 25.93% | 26.18% | 26.42% |

\*STC: Irradiance 1000W/m²



Cell Temperature 25°C



AM=1.5

NOCT: Irradiance 800W/m²



Ambient Temperature 20°C



AM=1.5



Wind Speed 1m/s

©2020 Jinko Solar Co., Ltd. All rights reserved.

Specifications included in this datasheet are subject to change without notice.

JKM525-545M-72HL4-TV-F1-EN



L'efficienza di un modulo fotovoltaico, e più in generale le sue prestazioni complessive, subiscono un degrado costante e lineare nel tempo a causa di fenomeni di degradazione sia meccanica che elettrica, su scala sia macroscopica che microscopica (degradazione delle giunzioni, deriva elettronica, degradazione della struttura cristallina del silicio, etc.). Di fatto, la vita utile di un modulo fotovoltaico si attesta tra i 25 e i 30 anni, oltre i quali si impone una sostituzione del modulo per via della bassa efficienza raggiunta, dopodiché sarà necessaria una sostituzione dell'intero generatore per ripristinarne le prestazioni.

## **7.2. SOLAR INVERTER**

L'inverter (convertitore statico) rappresenta il cuore di un sistema fotovoltaico ed è l'apparato al quale è demandata la funzione di conversione della corrente continua prodotta dal generatore fotovoltaico in corrente alternata, l'unica in grado di poter essere sfruttata da un eventuale utilizzatore finale oppure essere immessa in rete.

Nel presente progetto si considerano 2 scenari per quanto riguarda i sistemi di condizionamento della potenza (inverter) in modo da adattarsi alle migliori condizioni di mercato e ai requisiti della rete di immissione.

Il primo scenario contempla l'utilizzo di string-inverter:

Lo string-inverter è ubicato alla fine di una fila di tracker e fissato sul palo. L'inverter è installato all'aperto, e utilizza un sistema di raffreddamento ad aria "smart air cooling" in modo da mantenere la temperatura interna nel range che evita un derating della potenza della macchina ed un veloce invecchiamento dei componenti elettronici. Le unità previste sono tutte uguali ed hanno una potenza nominale alle condizioni di test standard di 215 kVA (Cosphi = 1) e con 9 MPPT per ciascuna unità. Di seguito si riporta una tabella con evidenziato il numero e la taglia degli inverter utilizzati per ciascun impianto e i relativi valori di rapporto DC/AC (potenza ingresso/uscita).

|                       |                 |
|-----------------------|-----------------|
| DENOMINAZIONEIMPIANTO | <b>EG FLORA</b> |
| N. INVERTER PREVISTI  | 135             |
| DC/AC medio %         | 100             |

**Tabella 5**

Come più volte indicato si provvederà all'installazione in campo di 9 stazioni di trasformazione ciascuna avente una potenza nominale di 3.000 kVA.



L'MPPT, ovvero Maximum Power Point Tracker, rappresenta un sistema elettronico in grado di far lavorare l'inverter al pieno delle sue possibilità in funzione delle condizioni al contorno presenti (irraggiamento, temperatura, etc.); in particolare sposta il punto di lavoro della macchina sulla curva tensione/corrente in modo da avere sempre le migliori prestazioni possibili.

Come anticipato ogni unità di conversione statica sarà posizionata direttamente in campo e sarà collocata a ridosso degli inseguitori solari, fissati sui montanti piantati nel terreno.

In fase di progettazione esecutiva, sarà valutata la possibilità di utilizzo di inverter di tipo di stringa, mantenendo comunque le stazioni di trasformazione attualmente previste in campo, ma che serviranno come punto di raccolta delle linee in arrivo dagli inverter di stringa e come punto di elevazione della tensione a 30kV.

Ad oggi gli inverter (o meglio l'intera stazione di trasformazione) previsti per i progetti sono di marca HUAWEI modello SUN2000-215KTL-H0, esso è in grado di supportare gli impianti di nuova generazione operanti a tensioni limiti in corrente continua pari a 1.500 V, di seguito se ne riportano le principali caratteristiche tecniche:

SUN2000-215KTL-H0

## Technical Specifications

| Efficiency                               |  |
|--|--|
| Max. Efficiency                          | 99.00%   |
| European Efficiency                      | 98.60%   |
| Input                                    |  |
| Max. Input Voltage                       | 1,500 V  |
| Max. Current per MPPT                    | 30 A   |
| Max. Short Circuit Current per MPPT      | 50 A   |
| Start Voltage                            | 550 V  |
| MPPT Operating Voltage Range             | 500 V ~ 1,500 V                                |
| Nominal Input Voltage                    | 1,080 V  |
| Number of Inputs                         | 18   |
| Number of MPP Trackers                   | 9  |
| Output                                   |  |
| Nominal AC Active Power                  | 200,000 W                                      |
| Max. AC Apparent Power                   | 215,000 VA                                     |
| Max. AC Active Power (cosφ=1)            | 215,000 W                                      |
| Nominal Output Voltage                   | 800 V, 3W + PE                                 |
| Rated AC Grid Frequency                  | 50 Hz / 60 Hz                                  |
| Nominal Output Current                   | 144.4 A  |
| Max. Output Current                      | 155.2 A  |
| Adjustable Power Factor Range            | 0.8 LG ... 0.8 LD                              |
| Max. Total Harmonic Distortion           | < 3%   |
| Protection                               |  |
| Input-side Disconnection Device          | Yes  |
| Anti-Islanding Protection                | Yes  |
| AC Overcurrent Protection                | Yes  |
| DC Reverse-polarity Protection           | Yes  |
| PV-array String Fault Monitoring         | Yes  |
| DC Surge Arrester                        | Type II  |
| AC Surge Arrester                        | Type II  |
| DC Insulation Resistance Detection       | Yes  |
| Residual Current Monitoring Unit         | Yes  |
| Communication                            |  |
| Display                                  | LED Indicators, WLAN + APP                     |
| USB                                      | Yes  |
| MBUS                                     | Yes  |
| RS485                                    | Yes  |
| General                                  |  |
| Dimensions (W x H x D)                   | 1,035 x 700 x 365 mm (40.7 x 27.6 x 14.4 inch) |
| Weight (with mounting plate)             | ≤86 kg (189.6 lb.)                             |
| Operating Temperature Range              | -25°C ~ 60°C (-13°F ~ 140°F)                   |
| Cooling Method                           | Smart Air Cooling                              |
| Max. Operating Altitude without Derating | 4,000 m (13,123 ft.)                           |
| Relative Humidity                        | 0 ~ 100%                                       |
| DC Connector                             | Staubli MC4 EVO2                               |
| AC Connector                             | Waterproof Connector + OT/DT Terminal          |
| Protection Degree                        | IP66   |
| Topology                                 | Transformerless                                |

Il secondo scenario contempla l'utilizzo di inverter centrali:

Gli inverter centrali sono posizionati in un edificio prefabbricato e dotato di ventilazione forzata in modo da mantenere la temperatura interna nel range che evita un derating della potenza della macchina ed un veloce invecchiamento dei componenti elettronici.

Le unità previste sono tutte uguali ed hanno una potenza nominale alle condizioni di test standard di 3.347 kVA ( $\cos\phi = 1$ ) e con 2 MPPT per ciascuna unità. Pertanto, l'inverter centralizzato gestisce un elevato numero di stringhe e di moduli; l'eventuale guasto di una delle macchine presenti avrebbe come conseguenza l'off line di una porzione significativa dell'intero generatore fotovoltaico. Di seguito si riporta una tabella con evidenziato il numero e la taglia degli inverter utilizzati per ciascun impianto e i relativi valori di rapporto DC/AC (potenza ingresso/uscita).

Nel secondo scenario gli inverter (o meglio l'intera stazione di trasformazione) previsti per i progetti sono di marca SUNGROW modello SG 3400HV-M-30V, esso è in grado di supportare gli impianti di nuova generazione operanti a tensioni limiti in corrente continua pari a 1.500 V, di seguito se ne riportano le principali caratteristiche tecniche:

# SG3125HV-MV-30/ SG3400HV-MV-30

Preliminary

**SUNGROW**  
Clean power for all

Turnkey Station for 1500Vdc System MV Transformer Integrated



## HIGHYIELD

Advanced three-level technology, max. inverter efficiency 99%

## EASYO&M

Integrated zone monitoring and MV parameters monitoring function for online analysis and trouble shooting  
Modular design, easy for maintenance  
Convenient external touchscreen

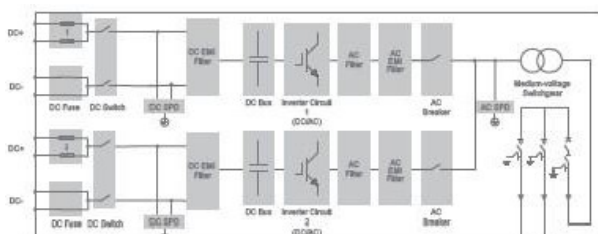
## SAVED INVESTMENT

Low transportation and installation cost due to 20-foot container design  
DC 1500V system, low system cost  
Integrated MV transformer, switchgear, and LV auxiliary power supply  
Q at night function optional

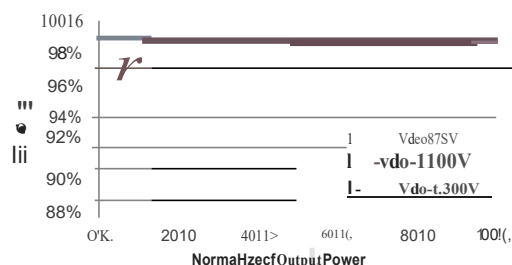
## GRID SUPPORT

Compliance with standards: IEC 61727, IEC 62116  
Low/High voltage ride through (L/HVRT)  
Active & reactive power control and power ramp rate control

## CIRCUIT DIAGRAM



## EFFICIENCY CURVE (SG3125HV-30)



## SG3125HV-MV-30/SG3400HV-MV-30

| Type designation  |  | SG3125HV-MV-30                 | SG3400HV-MV-3Q |
|---|--|--------------------------------|----------------|
| Input(Dc)   |  |                                |                |
| Max. PV input voltage                                   | ISO0V  |                                |                |
| Min. PV input voltage / Start-up input voltage          | 87SV/91SV  |                                |                |
| MPP vortage range for nominal power                     | 875-1300V  |                                |                |
| No.of independent MPP inputs                            | 2  |                                |                |
| No.of DC inputs   | 8/22/24/28 (max. 24 for floating system)   |                                |                |
| Max. PV input current                                   | 3997A  |                                |                |
| Max. DCshort-circuit current                            | 10000A   |                                |                |
| PVarray configuration                                   | Negative grounding or floating   |                                |                |
| Output(AC)  |  |                                |                |
| AC output power   | 3125 kVA 50 °c / 3437 kVA -45 °c   | 3437 kVA                       | 45 °c          |
| Max.inverter output current                             | 3308A  |                                |                |
| AC voltage range  | 20kV-35kV  |                                |                |
| Nominal grid frequency /Grid frequency range            | 50 Hz / 45-55Hz, 60Hz/ 55-65Hz   |                                |                |
| THD   | <3%(at nominal power)  |                                |                |
| DC current injection                                    | <0.5%In  |                                |                |
| Power factor at nominal power / Adjustable power factor | > 0.99 / 0.8leading- 0.8 lagging   |                                |                |
| Feed-in phases / connection phases                      | 3/3  |                                |                |
| Efficiency  |  |                                |                |
| Inverter max. efficiency                                | 99.0%  |                                |                |
| Inverter Euro efficiency                                | 98.7%  |                                |                |
| Transformer   |  |                                |                |
| Transformer rated power                                 | 3125 kVA   | 3437kVA                        |                |
| Transformer max.power                                   | 3437kVA  | 3437kVA                        |                |
| LV / MV voltage   | 0.6 kV / (20 -35) kV   |                                |                |
| Trnsformer vector                                       | Dy11   |                                |                |
| Transformer cooling type                                | ONAN (Oil-natural, air-natural)  |                                |                |
| Oil type  | Mineral oil (PCB free) or degradable oil on request  |                                |                |
| Protection  |  |                                |                |
| DC input protection                                     | Load break switch +fuse  |                                |                |
| Inverter output protection                              | Circuit breaker  |                                |                |
| AC MV output protection                                 | Circuit breaker  |                                |                |
| Overvoltage protection                                  | DC Type I+ 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*WD)                                       | 6058*2896*2438 mm  |                                |                |
| Weight  | 1ST  |                                |                |
| Degree of protection                                    | IP54 (Inverter: IP65)  |                                |                |
| Auxiliary power supply                                  | 5 kVA (optional: max.40 kVA)   |                                |                |
| Operating ambient temperature range                     | -35to 60 °c (>50 °C derating)  | -35to 60 °C (> 45 °C derating) |                |
| Allowable relative humidity range (non-condensing)      | 0-100%   |                                |                |
| Cooling method  | Temperature controlled forced air cooling  |                                |                |
| Max.operating altitude                                  | 1000 m (standard) / >1000 m (optional)   |                                |                |
| Display   | Touch screen   |                                |                |
| Communication   | Standard: RS485 Ethernet; Optional: optical fiber  |                                |                |
| Compliance  | CE, IEC 62109, IEC 61727, IEC 62116  |                                |                |
| Grid support  | Q at night fuction (optional), L/HVRT, active & reactive power control and power ramp rate control |                                |                |

### **7.3.     STRUTTURE DI FISSAGGIO**

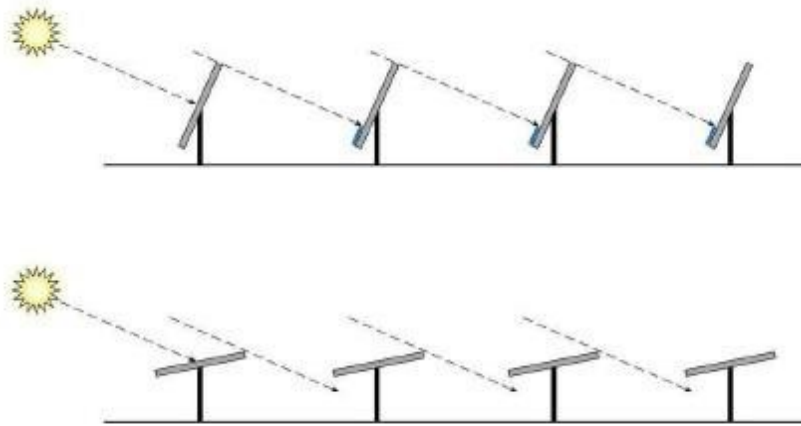
Come anticipato, per lo sviluppo dell'impianto EG FLORA si farà ricorso a strutture costituite da inseguitori solari (tracker) di tipo monoassiale avente orientamento Nord - Sud e angolo di tilt pari a  $0^{\circ}$ . In pratica l'asse di rotazione delle strutture sarà parallelo al terreno e i moduli saranno liberi di ruotare attorno ad esso fino ad un'angolazione massima di  $\pm 60^{\circ}$  in direzione Est-Ovest. I moduli fotovoltaici saranno installati in fila doppia, configurazione 2xN, e si prevede di sfruttare una tripla modularità composta da strutture ad una singola stringa (26 moduli), a doppia stringa (52 moduli) e a tripla stringa (78 moduli).

I tracker a doppia stringa saranno realizzati in configurazione 2x28, due file da 28 moduli ciascuno con lato corto parallelo all'asse di rotazione, ed avranno una lunghezza complessiva di circa 33 metri.

I tracker a tripla stringa saranno realizzati in configurazione 2x42, due file da 42 moduli ciascuno con lato corto parallelo all'asse di rotazione, ed avranno una lunghezza complessiva di circa 48 metri.

Le strutture per impianti fotovoltaici per l'inseguimento solare est-ovest hanno l'obiettivo di massimizzare l'energia ed efficienza in termini di costi di un impianto fotovoltaico a terra che impiega pannelli fotovoltaici in silicio cristallino. Questo obiettivo è stato realizzato oltre dieci anni fa, ottenendo un unico prodotto che garantisce i vantaggi di un solare soluzione di tracciamento con installazione e manutenzione semplici come quella degli array fissi a palo guidato. L'inseguitore monoasse orizzontale, tramite dispositivi elettromeccanici, segue il sole tutto il giorno, da Est a Ovest sull'asse di rotazione orizzontale Nord - Sud (inclinazione  $0^{\circ}$ ). I layout di campo con tracker orizzontali ad asse singolo sono molto flessibili. La semplice geometria significa che mantenere tutti gli assi di rotazione paralleli l'uno all'altro è necessario per posizionare adeguatamente i tracker. Il sistema di backtracking controlla e garantisce che una serie di pannelli non ombreggi altri pannelli adiacenti. Quando l'angolo di elevazione del sole è basso nel cielo,

all'inizio o alla fine della giornata, auto-ombreggiatura tra i tracker potrebbero potenzialmente ridurre l'output del sistema.



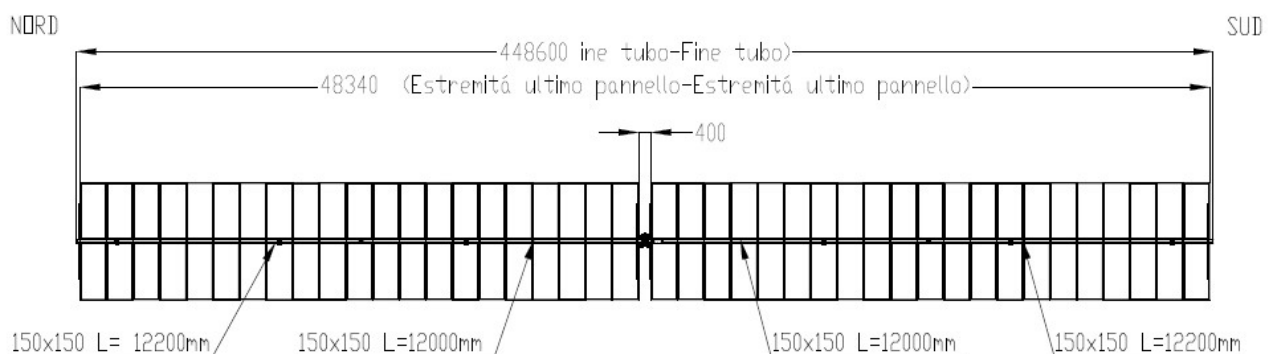
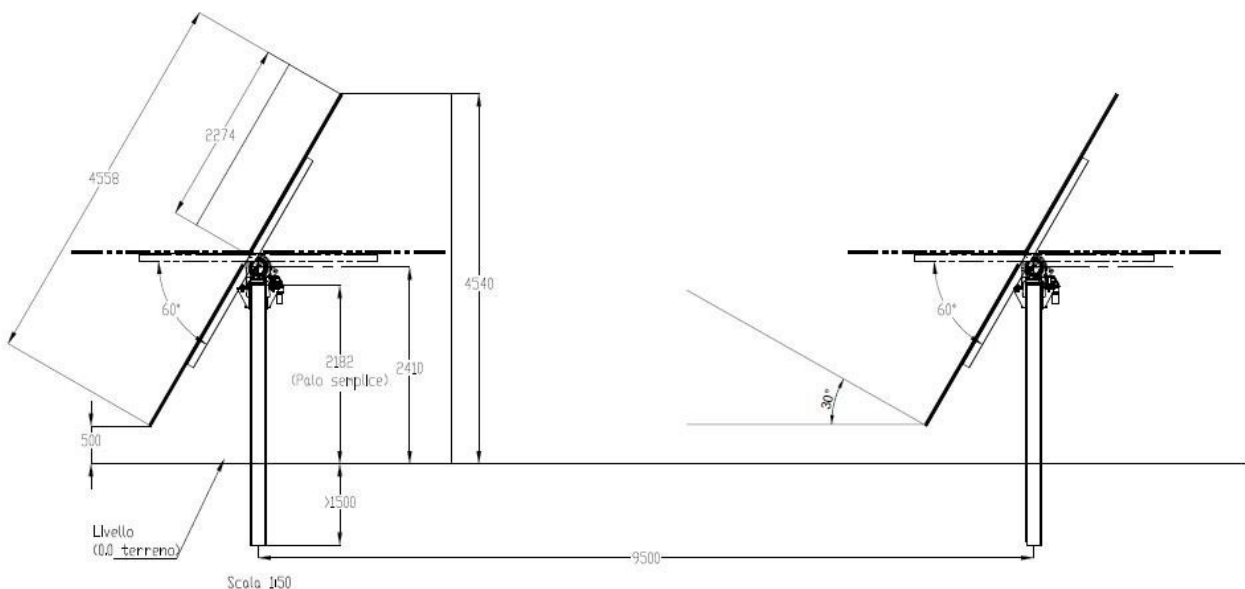
Il backtracking ruota l'apertura della matrice allontanandola dal Sole, eliminando gli effetti deleteri dell'auto-ombreggiatura e massimizzando il rapporto di copertura del suolo. Grazie a questa caratteristica l'interasse tra le stringhe può essere ridotto. Pertanto, l'intero impianto fotovoltaico occupa meno terreno rispetto a quelli che utilizzano soluzioni di tracciamento simili. L'assenza del cambiamento stagionale dell'inclinazione, (cioè il monitoraggio "stagionale") ha scarso effetto sulla produzione di energia e consente di avere una struttura meccanica molto più semplice che rende il sistema intrinsecamente affidabile. Questo design semplificato si traduce in maggiore cattura di energia a un costo simile a quello di una struttura fissa. Con il potenziale miglioramento energetico la produzione aumenta dal 15% al 35%, l'introduzione di una tecnologia di tracciamento economica ha facilitato lo sviluppo di sistemi fotovoltaici su scala industriale.

Come anticipato, per l'impianto oggetto di richiesta autorizzativa unica, si è optato per un sistema di strutture dotate di inseguitore solare (tracker), i moduli saranno fissati in doppie file su strutture collegate ad un asse di rotazione centrale che ne consentirà una rotazione est-ovest di  $\pm 60^\circ$  rispetto al piano orizzontale. L'asse di rotazione dei moduli, ovvero il tubolare centrale in acciaio, sarà installato ad una quota di circa 2,41 metri sul piano campagna in tal modo l'altezza massima dei moduli, corrispondente ad una inclinazione di  $60^\circ$ , sarà di circa 4,54 metri. Il pitch, ovvero l'interdistanza tra i tracker, sarà di 10 metri.

La struttura di sostegno e fissaggio moduli fotovoltaici prevede la posa di montanti HEA in acciaio zincato infissi nel terreno, che andranno a sostenere la trave di rotazione, anch'essa in acciaio zincato, senza la

necessità di alcuna fondazione in calcestruzzo, compatibilmente alle caratteristiche geologiche del terreno e alle prove che dovranno essere eseguite per la fase di costruzione dell'impianto (penetrazione e pull out test). Inoltre, le strutture dovranno essere in grado di supportare il peso dei moduli anche in presenza di raffiche di vento di elevata velocità, di neve e altri carichi accidentali.

Di seguito si riportano degli stralci grafici di progetto in cui sono evidenziate le caratteristiche salienti del sistema di fissaggio dei moduli. Tutte le misure riportate nel presente paragrafo in riferimento agli aspetti strutturali come la larghezza e lo spessore dei pali e delle travi, l'interdistanza dei pali in direzione longitudinale, etc. sono puramente indicative, per il valore corretto si rimanda ai relativi calcoli strutturali e alle prove strumentali sul campo.



**Esempio tracker 2x42**



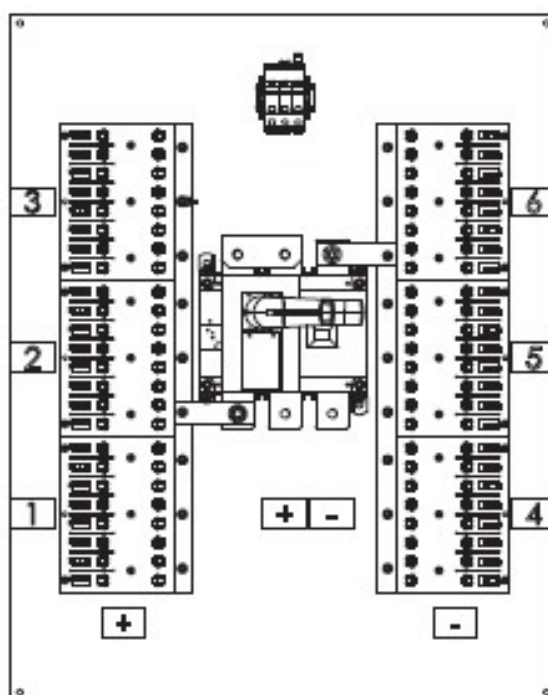
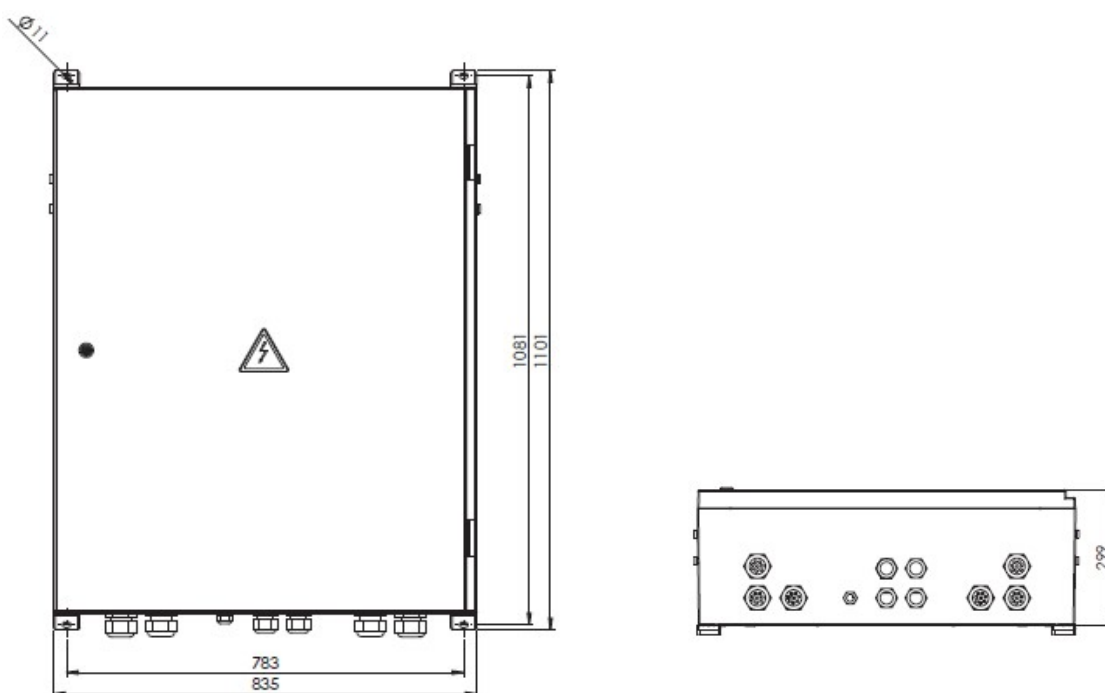
## **7.4. COMBINER BOX**

Nel caso del secondo scenario occorrerà la necessità della installazione di combiner box per collegare i moduli fotovoltaici con gli inverters.

Il Combiner Box (o String Combiner) rappresenta un apparato passivo collocato direttamente in campo che riceve in ingresso più stringhe, ne fa il parallelo e l'uscita è direttamente collegata all'inverter. Il box è composto da un involucro in poliestere rinforzato con fibra di vetro delle dimensioni di 1035 x 835 x 300 mm (H x L x P), grado di protezione IP65 e classe di protezione II.

Ogni box è in grado di ricevere in ingresso 24 stringhe al massimo, ogni ingresso stringa è protetto contro le correnti inverse mediante fusibile su entrambi i poli (possibilità del solo polo positivo qualora l'inverter sia dotato di sistema di messa a terra del negativo) di taglia pari a 20 A, tutti gli ingressi sono poi parallelati su un sezionatore la cui uscita è direttamente collegata all'inverter.

Come anticipato i box saranno collocati direttamente in campo e fissati sulle strutture di sostegno dei moduli fotovoltaici. Il numero complessivo di combiner Box per ciascun campo è funzione del numero di stringhe presenti nell'impianto.



## 7.5. STAZIONE DI TRASFORMAZIONE E CABINA DI INTERFACCIA

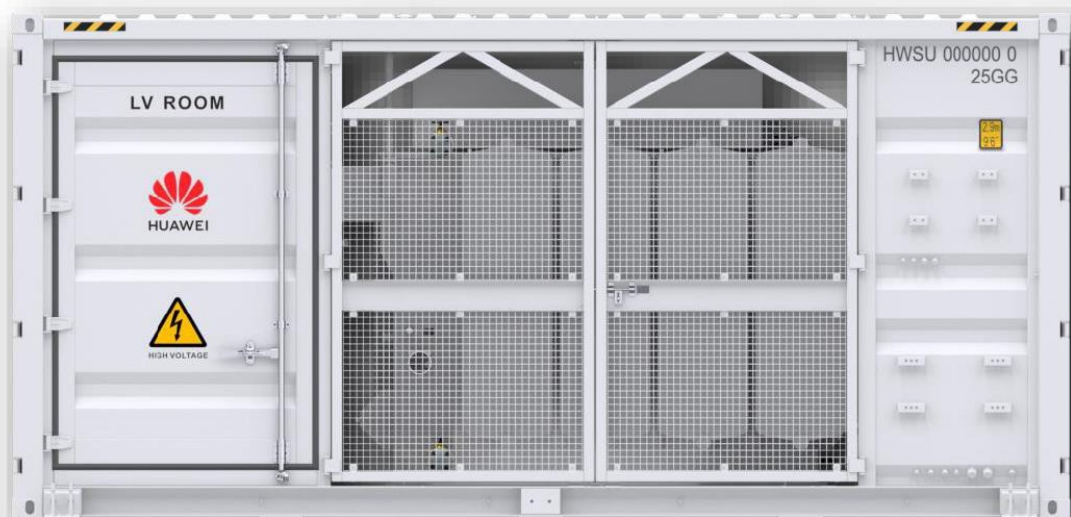
Come anticipato, all'interno del campo fotovoltaico saranno installate delle stazioni di trasformazione composte da un box container da 20 piedi, dimensioni 6.058 L x 2.896 H x 2.438 P mm, ospitanti tutti gli apparati di gestione dell'energia proveniente del generatore fotovoltaico. In totale sono previste 8 stazioni di trasformazione e ciascuna di esse va a definire un sottocampo. Di seguito si riportano i principali componenti del box container stazione di trasformazione:

Nel primo scenario.

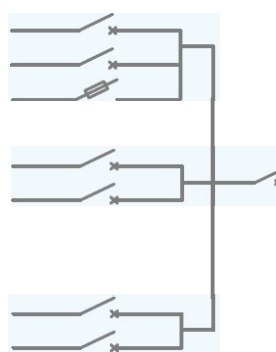
1. Trasformatore MT/BT per l'elevazione della tensione nominale da 600V, valore disponibile all'uscita degli inverter, a 30.000V, valore al quale verrà evacuata l'energia dal campo fotovoltaico verso la sottostazione utente. Si prevede l'installazione di n.9 trasformatori di potenza 3.000kVA.
2. Quadro di media tensione, che prevede la presenza della protezione e dei servizi ausiliari di media tensione in particolare delle linee provenienti dal sottocampo di riferimento e dalle altre stazioni di trasformazione a formare la rete MT del campo.

STS-3000K-H1

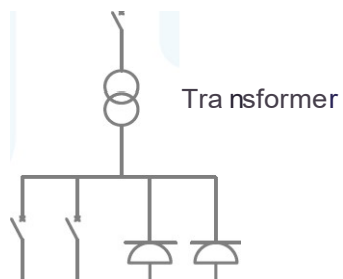
Smart Transformer Station



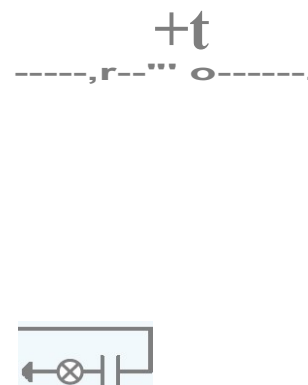
# Schematic Diagram



LV Panel



Transformer



MV Switchgear

## Technical Specifications

| Input  |  |                               |
|--|--|-------------------------------|
| Available Inverters  | SUN2000-200KTL-H2 / SUN2000-215KTL-H0  |                               |
| AC Power   | 3,250 kVA @40°C / 2,960 kVA @50°C <sup>1</sup>   |                               |
| Max. Inverters Quantity  | 16   |                               |
| Rated Input Voltage  | 800 V  |                               |
| Max. Input Current at Nominal Voltage  | 2,482.7 A  |                               |
| LV Main Switches   | ACB (2900 A / 800 V / 3P, 1 pcs), MCCB (250 A / 800 V / 3P, 16 pcs)  |                               |
| Output   |  |                               |
| Rated Output Voltage   | 10 kV, 11 kV, 15 kV, 20 kV, 22 kV, 23 kV, 30 kV, 33 kV, 35 kV <sup>2</sup>   | 13.8 kV, 34.5 kV <sup>2</sup> |
| Frequency  | 50 Hz  | 60 Hz                         |
| Transformer Type   | Oil-immersed, Conservator Type   |                               |
| Transformer Tappings   | ± 2 x 2.5%   |                               |
| Transformer Oil Type   | Mineral Oil (PCB Free)   |                               |
| Transformer Vector Group   | Dy11   |                               |
| Transformer Min. Peak Efficiency Index   | In accordance with EN 50588-1  |                               |
| Transformer Load Losses  | 30.1 kW  |                               |
| Transformer No-load Losses   | 2.51 kW  |                               |
| Impedance (HV-LV1, LV2)  | 7% (0 ~ +10%) @3,250 kVA   |                               |
| MV Switchgear Type   | SF6 Gas Insulated, 3 Units   |                               |
| MV Switchgear Configuration  | 1 Transformer Unit with Circuit Breaker<br>1 Cable Unit with Load Breaker Switch<br>1 Cable Direct Connection Unit |                               |
| Auxiliary Transformer  | Dry Type Transformer, 5 kVA, Dyn11   |                               |
| Output Voltage of Auxiliary Transformer  | 400 / 230 Vac  | 220 / 127 Vac                 |
| Protection   |  |                               |
| Transformer Monitoring & Protection  | Oil Level, Oil Temperature, Oil Pressure and Buchholz  |                               |
| Protection Degree of MV & LV Room  | IP 54  |                               |
| Internal Arcing Fault MV Switchgear  | IAC A 20 kA 1s   |                               |
| MV Relay Protection  | 50/51, 50N/51N   |                               |
| MV Surge Arrester for MV Circuit Breaker   | Equipped   |                               |
| LV Overvoltage Protection  | Type I+II  |                               |
| General  |  |                               |
| Dimensions (W x H x D)   | 6,058 x 2,896 x 2,438 mm (20' HC Container)  |                               |
| Weight   | < 15 t (33,069 lb.)  |                               |
| Operating Temperature Range  | -25°C ~ 60°C <sup>3</sup> (-13°F ~ 140°F)  |                               |
| Relative Humidity  | 0% ~ 95%   |                               |
| Max. Operating Altitude  | 2,000 m (6,562 ft.)  | 2,500 m (8,202 ft.)           |
| Enclosure Color  | RAL 9003   |                               |
| Communication  | Modbus-RTU, Preconfigured with Smartlogger3000B  |                               |
| Applicable Standards   | IEC 62271-202, EN 50588-1, IEC 60076, IEC 62271-200, IEC 61439-1   |                               |
| Features   |  |                               |
| Auxiliary Transformer (50 kVA, Dyn11)  | Optional <sup>4</sup>  |                               |
| 1.5 kVA UPS  | Optional <sup>4</sup>  |                               |
| MV Switchgear Updated to:<br>1 transformer unit with circuit breaker<br>2 cable units with load breaker switch | Optional <sup>4</sup>  |                               |
| Updated to 25kA 1s MV Switchgear   | Optional <sup>4</sup>  |                               |
| IMD  | Optional <sup>4</sup>  |                               |
| STS Interlocking   | Optional <sup>4</sup>  |                               |

Nel secondo scenario

1. Inverter per la conversione della corrente continua prodotta dall'impianto fotovoltaico in corrente alternata alla tensione nominale di 600V, tutte le unità avranno una potenza nominale alle condizioni di test standard pari a 3.437kVA;
2. Trasformatore MT/BT per l'elevazione della tensione nominale da 600V, valore

disponibile all'uscita degli inverter, a 30.000V, valore al quale verrà evacuata l'energia dal campo fotovoltaico verso la sottostazione utente. Si prevede l'installazione di n.9 trasformatori di potenza 3.437kVA.

3. Quadro di media tensione, che prevede la presenza della protezione e dei servizi ausiliari di media tensione in particolare delle linee provenienti dal sottocampo di riferimento e dalle altre stazioni di trasformazione a formare la rete MT del campo.

Oltre alle suddette stazioni di trasformazione dislocate in campo, si evidenzia la presenza di un manufatto adibito a control room e cabina di interfaccia dove sarà alloggiato il quadro MT che rappresenta il punto di ingresso fisico dell'impianto fotovoltaico EG FLORA. Su di esso sarà attestata la linea di evacuazione dal campo fotovoltaico verso la sottostazione utente dove si procederà all'elevazione della tensione nominale da 30 a 150 kV per poi essere direttamente collegata alla RTN (al punto di connessione). Si prevede che il quadro MT della cabina di interfaccia sarà composto di sette scomparti e in esso saranno allocati i dispositivi di protezione MT e fotovoltaica come l'SPG e l'SPI con i relativi dispositivi meccanici di apertura e sezionamento.

Solitamente, la cabina di interfaccia sarà posizionata in prossimità del cancello di ingresso del campo o in un punto facilmente identificabile e accessibile, le dimensioni indicative del manufatto sono 16.450 L x 3.000 H x 4.000 P.

## **7.6. SISTEMA DI ACCUMULO DELL'ENERGIA ELETTRICA**

Per l'impianto oggetto della presente relazione si prevede di sistemare le aree e le apparecchiature interessate ad una installazione di un sistema di accumulo dell'energia elettrica prodotta dall'impianto stesso.

Il sistema è stato disegnato sia per un sistema DC/DC come per uno AC/DC.

Oltre alla cabina di interfaccia all'interno del campo saranno collocati anche i container necessaria ad ospitare le apparecchiature in numero di 8 container batterie di dimensioni pari a 40 piedi.

## **8. IMPIANTI AUSILIARI E OPERE CIVILI**

L'impianto fotovoltaico in progetto si completa con alcune opere "accessorie" ma

fondamentali per il corretto esercizio e manutenzione dello stesso.

## **8.1. IMPIANTO DI TERRA ED EQUIPOTENZIALE**

Si provvederà alla posa diretta interrata di una corda di rame nudo della sezione minima pari a 25 mmq che andrà a collegare tutte le masse e masse estranee presenti in campo e tutti i componenti dell'impianto che necessitano di questo collegamento, inoltre, vista la vastità del campo, si provvederà altresì a realizzare tramite il medesimo collegamento un sistema equipotenziale in grado di evitare l'introduzione nel sistema di potenziali pericolosi sia per gli apparati che per il personale.

Al sistema di messa a terra saranno anche collegati tutti gli apparati esistenti come quelli del sistema di supervisione (SCADA), dell'illuminazione perimetrale etc., mentre non saranno ad esso collegati i componenti di classe II e le masse estranee aventi valori di resistenza verso terra maggiori dei limiti imposti da normativa tecnica.

Le corde nude di rame saranno riportate all'interno delle stazioni di trasformazione dove è presente un collettore di terra al quale sarà attestato anche il dispersore lato MT, collegato ad anello, anch'esso realizzato tramite corda di rame nudo di sezione minima pari a 35 mmq.

## **8.2. IMPIANTO DI ILLUMINAZIONE PERIMETRALE**

L'impianto fotovoltaico sarà corredato di un sistema di illuminazione perimetrale realizzato con corpi illuminanti a led installati su pali di altezza fuori terra pari a 3 metri. L'accensione sarà comandata, tramite contattore, dal sistema antintrusione, in particolare la centrale invierà un segnale attraverso il quale si accenderanno le luci perimetrali. L'accensione sarà inibita durante il giorno mediante l'installazione di un dispositivo crepuscolare, inoltre, l'accensione potrebbe essere anche settorializzata in funzione della tipologia di allarme registrato dalla centrale antintrusione. I pali di illuminazione saranno installati ad una distanza tale da garantire un adeguato livello di illuminamento del campo, indicativamente la distanza tra un palo e l'altro può essere stimata in circa 40 metri, non è richiesta particolare uniformità nell'illuminazione delle zone di interesse. Su ciascun palo di illuminazione si provvederà all'installazione di un corpo illuminante a LED di potenza 50W che sviluppa un flusso luminoso pari a 5500 lm con grado di protezione adeguato alla posa all'aperto.

## **8.3. IMPIANTO DI VIDEOSORVEGLIANZA**

Il sistema di sicurezza sarà realizzato perimetralmente al campo dove saranno posizionate in modo strategico le telecamere al fine di garantire una corretta copertura di tutto il perimetro. Gli apparati di registrazione e gestione come NVR e switch saranno collocati all'interno della Control Room e tutti gli elementi in campo saranno collegati mediante fibra ottica multimodale.

Oltre al perimetro si prevede di installare anche telecamere tipo dome in corrispondenza delle stazioni di trasformazioni e dell'accesso al campo. Tutte le telecamere saranno dotate di sensore di movimento in modo che si eviti un elevato flusso di segnale da gestire dalla centrale.



## **8.4. METEO STATION**

La meteo station è un sistema in grado di misurare i parametri ambientali ed inviare informazioni al sistema di supervisione per esseri trattati. Essa è costituita da un anemometro, termometro e piranometro, pertanto, sarà in grado di fornire informazioni in merito a velocità del vento, temperatura ambiente e dei moduli, irraggiamento. Per avere parametri attendibili si potrà provvedere all'installazione di più meteo station in campo.

## **8.5. SISTEMA DI SUPERVISIONE**

La realizzazione degli impianti prevede anche un sistema per il monitoraggio e il controllo da remoto in grado di fornire informazioni, anche grafiche, dell'intero "percorso energetico". Il sistema sarà collegato, ricevendone informazioni, agli apparati principali del sistema fotovoltaico come: inverter, stazione meteo, quadri elettrici, etc. I parametri gestiti saranno utilizzati per valutare le prestazioni dell'impianto in termini di produzione di energia stimata e reale e quindi con il calcolo del PR (Performance Ratio). Verrà realizzata un'apposita interfaccia grafica per la gestione dell'impianto.

Oltre ai parametri energetici per la valutazione delle prestazioni, il sistema sarà in grado anche di gestire le immagini provenienti dal sistema di videosorveglianza in tempo reale e la possibilità di visione di quelle registrate, trovando quindi applicazione anche in ambito di sicurezza.

Tutti gli apparati interessati dal sistema di supervisione saranno ad essi collegati mediante fibra ottica (multimodale e ridondante) in posa interrata in appositi cavidotti, in corrispondenza degli apparati saranno previsti dei dispositivi transponder per la conversione dei segnali da fibra in rame. Inoltre, per la gestione delle informazioni si prevede l'installazione in campo di diversi cassette ottici in appositi involucri protettivi dagli agenti atmosferici. Gli apparati principali per la gestione del sistema saranno invece collocati all'interno della Control Room.

Il sistema di supervisione e telecontrollo riveste un ruolo di fondamentale importanza nella gestione dell'impianto in quanto, oltre a trovare applicazioni in ambito di sicurezza e di

valutazione delle prestazioni, esso rappresenta lo strumento attraverso il quale il distributore di rete (Terna) può agire sull'impianto. Infatti, inviando le direttive al gestore di impianto quest'ultimo può settare i parametri di rete con cui l'impianto si interfaccia alla RTN oppure disconnettere l'impianto in caso di necessità.

## **8.6.    *RECINZIONE PERIMETRALE***

Opera propedeutica alla costruzione di ciascun impianto è la realizzazione di una recinzione perimetrale a protezione del generatore fotovoltaico e degli apparati dell'impianto. Tale recinzione non presenterà cordoli di fondazione posti alla base, ma si procederà con la sola infissione di pali in castagno. Le opere di recinzione e mitigazione a verde saranno particolarmente curate. La recinzione verrà arretrata di 5 m rispetto al confine del lotto, e in questa striscia verrà realizzata una fascia di schermatura, differente a seconda dei tratti, così come riportato nelle tavole allegate (opere di mitigazione).

In questo modo si potrà perseguire l'obiettivo di costituire una barriera visiva per un miglior inserimento paesaggistico dell'impianto. Come sostegni alla recinzione verranno utilizzati pali sagomati in legno di castagno, che garantiscono una maggiore integrazione con l'ambiente circostante. I pali, alti 3 m, verranno conficcati nel terreno per una profondità pari a 1 m. Questi presenteranno giunti di fissaggio laterale della rete sul palo e giunti in metallo per il fissaggio di angoli retti e ottusi. La rete metallica che verrà utilizzata sarà di tipo "a maglia romboidale" e avrà un'altezza di 2 metri sul piano campagna.

Il tipo di recinzione sopra descritto è rappresentato, a titolo indicativo, nella foto seguente



## **8.7. *ELETTRODOTTO - SSE UTENTE 30/132kV***

Con il termine di elettrodotto ci si riferisce alla linea elettrica in cavo alla tensione nominale di esercizio di 30 kV (MT) che collega la cabina di interfaccia posta al limite fisico del campo fotovoltaico con il punto di elevazione 30/132 kV ubicato nella SSE utente prevista nelle immediate vicinanze della SE della RTN Fiscaglia 132/380kV, quindi, alla linea che collega l'impianto fotovoltaico alla RTN.

L'elettrodotto sarà realizzato interamente nel sottosuolo, i cavi di media tensione saranno direttamente posati all'interno della trincea scavata ad una profondità di 120 cm. I cavi saranno posati su un letto di sabbia di almeno 10 cm e ricoperto con altri 10 cm dello stesso materiale (fine) a partire dal suo bordo superiore. Il successivo riempimento del cavo sarà effettuato con modalità differenti a seconda del tratto di strada interessata e secondo gli standard realizzativi prescritti dal Distributore di rete. Nel caso si dovrà procedere al taglio della sezione stradale, lo scavo andrà riempito con magrone dosato con 70kg di calcestruzzo per mc per un'altezza di circa 80cm. Si procederà quindi con la posa di uno strato di 20cm di calcestruzzo Rck 250 e con il ripristino del tappetino bituminoso previa fresatura dei fianchi superiori dello scavo, per una larghezza

complessiva pari a  $3L$ , essendo  $L$  la larghezza dello scavo, così come da prescrizioni della Provincia, settore viabilità. Solo nel caso di attraversamento della sede stradale, e solo per il tratto interessato, i cavi saranno posati all'interno di apposite tubazioni in polietilene doppia parete ad elevata resistenza meccanica (450 o 750 N), questo al fine di garantirne la successiva sfilabilità senza dover incidere sulla superficie stradale. Dove lo scavo non interesserà la sede stradale, invece, si potrà procedere al riempimento con terreno adeguatamente compattato con mezzi meccanici.

In corrispondenza dei cavi, immediatamente sopra ad una distanza di circa 30 cm, si provvederà alla posa di un nastro segnalatore che indichi la presenza dell'elettrodotto in caso di manutenzione stradale o di altro tipo di intervento.

Stando alle informazioni disponibili riguardo alla la realizzazione della SE della RTN Fiscaglia 132/380kV, la sottostazione utente per l'elevazione della tensione nominale di esercizio da 30 a 132 kV sarà realizzata nelle sue vicinanze. Questo comporta che la lunghezza della linea MT a 30 kV di evacuazione dal campo fotovoltaico (da EG FLORA alla SSE Utente) avrà una lunghezza di circa 11 km.