

# IMPIANTO FOTOVOLTAICO EG GAROFANO SRL E OPERE CONNESSE

POTENZA IMPIANTO 70,89 MWp - COMUNE DI FISCAGLIA (FE)

## Proponente

### EG GAROFANO S.R.L.

VIA DEI PELLEGRINI 22 – 20122 MILANO (MI) - P.IVA: 12460180966 – PEC: [eggarofano@pec.it](mailto:eggarofano@pec.it)

## Progettazione

### Ing. Antonello Rutilio

VIA R. ZANDONAI 4 – 44124 - FERRARA (FE) - P.IVA: 00522150382 – PEC: [incico@pec.it](mailto:incico@pec.it)

Tel.: +39 0532 202613 – email: [a.rutilio@incico.com](mailto:a.rutilio@incico.com)

## Collaboratori

### Ing. Lorenzo Stocchino

VIA R. ZANDONAI 4 – 44124 - FERRARA (FE) - P.IVA: 00522150382 – PEC: [incico@pec.it](mailto:incico@pec.it)

Tel.: +39 0532 202613 – email: [l.stocchino@incico.com](mailto:l.stocchino@incico.com)

## Coordinamento progettuale

### SOLAR IT S.R.L.

VIA ILARIA ALPI 4 – 46100 - MANTOVA (MN) - P.IVA: 02627240209 – PEC: [solarit@lamiapec.it](mailto:solarit@lamiapec.it)

Tel.: +390425 072 257 – email: [info@solaritglobal.com](mailto:info@solaritglobal.com)

## Titolo Elaborato

### RELAZIONE ILLUSTRATIVA

LIVELLO PROGETTAZIONE	CODICE ELABORATO	FILE NAME	DATA
DEFINITIVO	PD_REL01	23SOL14_PD_REL01.00-Relazione illustrativa.docx	22/12/2023

## Revisioni

REV.	DATA	DESCRIZIONE	ESEGUITO	VERIFICATO	APPROVATO
0	22/12/2023	EMISSIONE PER PERMITTING	LBO	LST	ARU



COMUNE DI FISCAGLIA (FE)  
REGIONE EMILIA ROMAGNA



# RELAZIONE ILLUSTRATIVA

## INDICE

1. PREMESSA .....	1
2. INTRODUZIONE .....	1
3. RIFERIMENTI NORMATIVI.....	2
4. UBICAZIONE IMPIANTO .....	3
5. DESCRIZIONE DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO .....	4
6. DIMENSIONAMENTO DEGLI IMPIANTI.....	7
CONFIGURAZIONE ELETTRICA .....	7
PROGETTAZIONE DEL CABLAGGIO ELETTRICO.....	7
7. PRINCIPALI COMPONENTI DI IMPIANTO.....	8
MODULI FOTOVOLTAICI.....	8
INVERTER CENTRALIZZATO .....	12
STRUTTURE DI FISSAGGIO .....	14
QUADRI DI STRINGA .....	15
TRASFORMATORE .....	16
CABINA DI TRASFORMAZIONE MT/BT CABINA .....	17
8. IMPIANTI AUSILIARI E OPERE CIVILI .....	18
IMPIANTO DI TERRA ED EQUIPOTENZIALE .....	18
IMPIANTO DI TERRA ED EQUIPOTENZIALE .....	19
IMPIANTO DI VIDEOSORVEGLIANZA .....	19
SISTEMA DI SUPERVISIONE.....	19
RECINZIONE PERIMETRALE.....	19
9. ELETTRDOTTO E OPERE DI CONNESSIONE .....	20

## 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 GAROFANO 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 Fiscaglia (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, potenza nominale di picco (DC) e potenza di immissione in rete (AC) dell'impianto fotovoltaico oggetto della presente relazione illustrativa:

DENOMINAZIONE IMPIANTO	<u>EG GAROFANO</u>
<b>POTENZA NOMINALE DC (MWp)</b>	70,89
<b>POTENZA PRODUZIONE AC (MW)</b>	66,08
<b>POTENZA MAX IMMISSIONE (MWac)</b>	66,0

Tabella 1: Potenze impianto

L'impianto sarà allacciato alla rete Terna in antenna a 132kV su una nuova Stazione Elettrica (SE) della RTN a 380/132kV da inserire in entra-esce alla linea RTN 380kV "Ravenna Canala-Porto Tolle" e alle linee RTN 132kV afferenti alla Cabina Primaria Codigoro ricollegata in doppia antenna alla suddetta Stazione Elettrica. L'energia prodotta verrà 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.

Nel rispetto di quanto riportato secondo il preventivo di connessione Terna codice pratica 202204143, l'impianto in fase di esercizio sarà configurato affinché non venga superata la potenza pari a 66 MW di immissione in rete.

### 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”;
- DM 37/08 “Regolamento concernente l'attuazione dell'articolo 11-quaterdecies, 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.”
- DPR 380/2001 “Ripubblicazione del testo del decreto del Presidente della Repubblica 6 giugno 2001, n. 380, recante: "Testo unico delle disposizioni legislative e regolamentari in materia edilizia. (Testo A)", corredato delle relative note. (Decreto pubblicato nel supplemento ordinario n. 239/L alla Gazzetta Ufficiale - serie generale - n. 245 del 20 ottobre”
- D.lgs. 387/2003 (fonti rinnovabili) Attuazione della direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità'.
- D.lgs. 28/2011 (fonti rinnovabili) Attuazione della direttiva 2009/28/CE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE. (11G0067).
- DPR 462/2001 (verifiche periodiche impianti di terra) Regolamento di semplificazione del procedimento per la denuncia di installazioni e dispositivi di protezione contro le scariche atmosferiche, di dispositivi di messa a terra di impianti elettrici e di impianti elettrici pericolosi.
- 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 EN IEC 61439: “Apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT). Parte 1: Regole generali. Parte 2: Quadri di potenza”;
- 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;EC1: “Protezione contro i fulmini” Principi generali CEI 81-10/2;EC1: “Protezione contro i fulmini”

Valutazione del rischio CEI 81-10/3; EC1: “Protezione contro i fulmini” Danno materiale alle strutture e pericolo per le persone CEI 81-10/4; EC1: “Protezione contro i fulmini” Impianti elettrici ed elettronici nelle strutture;

- 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 EN IEC 61724-1 Photovoltaic system performance Part 1: Monitoring
- CEI 99-4: Guida per l’esecuzione delle cabine elettriche MT/BT del cliente/utente finale.
- CEI EN 60909-0 “Correnti di corto circuito nei sistemi trifase 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 nel territorio del comune di Fiscaglia (FE). I terreni sono regolarmente censiti al catasto come da piano particellare riportato nel documento PD\_REL17. Il design di impianto ha tenuto conto delle superfici di terreno disponibile all’installazione del generatore fotovoltaico. Il sito di interesse è ubicato in Via Travaglio, nel comune di Fiscaglia, e presenta una superficie nelle disponibilità del proponente di circa 70.97 ha, di cui 67.64 ha saranno recintati per la realizzazione dell’impianto fotovoltaico. Il sito si inserisce in contesto agricolo.

<b>LATITUDINE</b>	44.81
<b>LONGITUDINE</b>	12.01
<b>QUOTA m s.l.m.</b>	-0.12
<b>FOGLIO CATASTALE</b>	vedi PD_REL17
<b>PARTICELLE</b>	vedi PD_REL17

*Tabella 2: Inquadramento impianto*

Nell’immagine satellitare di cui sotto, si evince l’area occupata dall’impianto fotovoltaico e l’elettrodotto a 30kV in ingresso alla nuova Sotto Stazione Utente (SSE) per elevazione della tensione 30/132kV in collegamento antenna alla nuova SE, come indicato nella Soluzione Tecnica Minima Generale di Terna.



Figura 1: Ubicazione intervento su Ortofoto

## 5. DESCRIZIONE DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO

Il generatore fotovoltaico si estenderà su una superficie di terreno insistente nel territorio del comune di Fiscaglia. Di seguito si riportano le caratteristiche principali dell'impianto:

<b>SUPERFICIE RECINTATA (Ha)</b>	67,64
<b>POTENZA NOMINALE DC (MWp)</b>	70,89
<b>POTENZA PRODUZIONE AC (MW)</b>	66,08
<b>MODULI INSTALLATI</b>	101.998
<b>QUADRI DI STRINGA</b>	281
<b>NUMERO INVERTER CENTRALIZZATI 4400KVA</b>	13
<b>NUMERO INVERTER CENTRALIZZATI 3300KVA</b>	3

Tabella 3: Dati Tecnici impianto

I moduli fotovoltaici installati avranno potenza nominale (@STC) pari a 695 W, saranno del tipo bifacciali e installati "a terra" su strutture a inseguimento solare (tracker) con asse di rotazione Nord/Sud ed inclinazione massima di circa 60°.

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 (2384 H x 1303 L x 33 P) mm e sono composti da 132 celle per faccia (2x11x6) in silicio monocristallino tipo TOPCon.

Essi saranno fissati su ciascuna struttura in modalità Portait 2xN, ovvero in file composte da due moduli con lato corto parallelo al terreno, le strutture utilizzate nel presente progetto saranno essenzialmente di tre tipo individuati in funzione della loro lunghezza ovvero 2x26, 2x52 e 2x78 moduli a cui corrispondono strutture di lunghezza complessiva rispettivamente di circa 17,5, 34,5 e 51,51 metri. La struttura sarà collegata 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 26 moduli, la lunghezza di stringa è stabilita in funzione delle caratteristiche del sistema fotovoltaico in termini di tensione massima ammissibile e della potenza complessiva.

Per la conversione della corrente continua prodotta dai moduli fotovoltaici in corrente alternata fruibile dal sistema di distribuzione e trasmissione nazionale, si installeranno inverter centralizzati.

Si realizzerà per ogni sottocampo una stazione a design modulare, con trasformatore MT/BT, cella di media e quadro di distribuzione ausiliaria integrati, e comprensiva di unità di inverter centralizzato.

In campo sarà prevista l'installazione di quadri di stringa (combiner box).

I suddetti raccolgono l'energia generata dal array DC, collegando in parallelo le stringhe all'inverter e fornendo protezione elettrica per il campo fotovoltaico. Per far corrispondere il numero di ingressi dell'inverter, diverse stringhe in parallelo saranno concentrate in modo da funzionare come un unico circuito. Le scatole di derivazione devono essere installate con un fusibile per stringa per proteggere ogni array. Verranno installati scaricatori di sovratensione in DC ed un interruttore DC verrà posizionato nella linea di uscita. Inoltre, è possibile installare un sistema di comunicazione per monitorare la corrente e la tensione della stringa.



*Figura 2: Esempio di quadro di stringa*

Ciascuna stazione di trasformazione sarà composta da un box tipo container di dimensioni pari a c.a. 6,06x2,43x2,90 m.

Come evidenziato, gli inverter sono collocati all'interno di box container insieme agli altri apparati necessari per l'elevazione della tensione di esercizio fino a 30kV. Pertanto, ciascun quadro è poi collegato, all'interno dell'alloggiamento di ciascuna stazione di trasformazione al trasformatore BT/MT, 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 con control room, ubicata quanto più possibile in corrispondenza del punto di accesso al campo o in zona facilmente accessibile sia per motivi funzionali che di sicurezza. La cabina di interfaccia sarà realizzata con un manufatto in cemento armato vibrato (c.a.v.) di dimensioni 16,45x4,00x3,00 m.

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.

Nella cabina di interfaccia 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.

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. Tramite un cavidotto MT 30kV sarà realizzato il collegamento tra la suddetta cabina e la nuova sottostazione utente S.S.E. 30/132KV, punto di interfaccia con la RTN.

È previsto inoltre da STMG che la SSE venga collegata in antenna a 132KV su una nuova Stazione Elettrica (SE) della RTN a 380/132 Kv.

Il nuovo elettrodotto a 132 kV per il collegamento in antenna dell'impianto sulla Stazione Elettrica della RTN costituisce impianto di utenza per la connessione, mentre lo stallo di arrivo produttore nella suddetta stazione costituisce impianto di rete per la connessione.

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 Terna.

Il campo fotovoltaico prevede la realizzazione di un sistema di viabilità 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. Tale viabilità verrà realizzata mediante utilizzo del terreno derivanti dalle lavorazioni di scavo. 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 di larghezza 4 metri e montato su pali in castagno infissi al suolo.

La recinzione perimetrale sarà realizzata con rete metallica rombata 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.

La viabilità interna al sito avrà larghezza di 4,0 m; tutta la viabilità sarà realizzata in battuto e ghiaia (materiale inerte di cava a diversa granulometria) oltre al materiale derivante dalle lavorazioni di scavo.

Il sistema di illuminazione e videosorveglianza prevede l'installazione dei componenti in campo su pali in acciaio zincato fissati al suolo con pozzetto di fondazione in calcestruzzo dedicato. I pali avranno una altezza di circa 3m, saranno dislocati ogni 35 metri lungo la recinzione perimetrale e su di essi saranno montati 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 ciascuna area dell'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.

Il collegamento tra la cabina di Interfaccia e la rete elettrica MT 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/quadri di stringa), 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 50 cm per illuminazione perimetrale, di 100 cm per i cavi di bassa tensione e 100 cm 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 al quadro di riferimento. Oltre a quelli interni al campo fotovoltaico, sarà realizzato il collegamento tra campo e nuova sottostazione S.S.E. tramite cavo in media tensione (30kV). Questi collegamenti, esterni all'area di impianto, saranno realizzati per quanto possibile a lato della viabilità comunale, provinciale e rurale esistente; i cavi saranno posati in tubazioni a doppia parete 450/750N interrate in trincea ad una profondità di posa di 160 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). Per quanto concerne il taglio dell'erba all'interno del parco, la frequenza avrà indicativamente carattere stagionale, salvo casi particolari individuati durante la gestione dell'impianto. 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.

All'interno dell'area di impianto è prevista l'installazione di SKID Storage e Magazzini. I primi saranno eventualmente utilizzati per ospitare futuri sistemi di accumulo elettrochimico per migliorare la flessibilità dell'impianto; i secondi avranno semplicemente il compito di ospitare attrezzatura e materiali durante la fase di costruzione e di normale funzionamento

dell'impianto.

## 6. DIMENSIONAMENTO DEGLI IMPIANTI

### CONFIGURAZIONE ELETTRICA

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. La soluzione progettuale di impianto prevede la conversione della corrente prodotta dal generatore fotovoltaico in alternata viene realizzata mediante inverter centralizzati. 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 (combiner box) sarà collocato in campo tra due strutture e fissato ad un sostegno metallico appositamente realizzato e infisso nel terreno. Come anticipato, l'uscita di ciascun quadro di campo sarà collegata all'inverter posto all'interno della stazione di trasformazione, dove si provvederà alla trasformazione della tensione di esercizio da BT 630V (quella prodotta dall'inverter) a MT 30kV. La stazione di trasformazione sarà pertanto composta da un inverter centralizzato, un trasformatore BT/MT, 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 16 sottocampi

La metodologia utilizzata per definire la configurazione elettrica consiste nel dimensionamento delle stringhe dei moduli, i quadri di derivazione elettrici (se presenti), il cablaggio e gli inverter per trovare una configurazione elettrica che soddisfa l'obiettivo del rapporto DC/AC. Alcuni dei criteri di progettazione considerati sono:

- Raggiungere la massima tensione DC possibile, rispettando la massima tensione nominale dei moduli fotovoltaici, 1500 V. Questo viene fatto per ridurre al minimo le perdite di trasmissione di energia DC.
- Sovradimensionamento del generatore fotovoltaico (lato DC) rispetto alla potenza nominale del sistema AC, per massimizzare il rendimento energetico.

Le caratteristiche principali della configurazione elettrica globale e per aree sono riportate rispettivamente nelle tabelle 4A e 4B.

Caratteristiche della configurazione elettrica globale	
Potenza nominale dell'impianto	66.08 MWac
Potenza picco dell'impianto	70.89 MWdc
Rapporto DC/AC	1.07
Moduli per stringa	26

Tabella 4A: Caratteristiche della configurazione elettrica globale

Gruppo di aree	Potenza nominale	Potenza di picco	Rapporto DC/AC
Area1	11.9 MWac	12.3 MWdc	1.04
Area2	7583.2 kWac	8962.7 kWdc	1.18
Area3, Area4, Area5, Area6	46.6 MWac	49.6 MWdc	1.06

Tabella 4B: Caratteristiche della configurazione elettrica per gruppo di aree

### PROGETTAZIONE DEL CABLAGGIO ELETTRICO

Quando vengono calcolate le caratteristiche del cablaggio elettrico, l'obiettivo è ridurre al minimo le lunghezze e le sezioni dei cavi. Le sezioni sono selezionate secondo lo standard IEC 60502-2.

Per calcolare la sezione di cavo, sono stati considerati la caduta di tensione, la capacità di carico di corrente e la corrente di cortocircuito. La caduta di tensione massima consentita è stata 1.5% per il lato DC, e 0.5% per i cavi AC della rete di MT.

Un cavo di terra di 35 mm<sup>2</sup> viene usato per le trincee di bassa e media tensione, mentre un cavo di terra di 50 mm<sup>2</sup> viene usato per le cabine di trasformazione.

Nella Tabella 4C si mostra un riassunto delle sezioni dei cavi selezionati e il loro metodo d'installazione.

Sezione	Materiale conduttore	Materiale isolante	Tipo d'installazione
<b>Stringhe - Quadro di Stringa</b>			
10 mm <sup>2</sup>	Cu	LSOH	Soggetti a struttura
6 mm <sup>2</sup>	Cu	LSOH	Soggetti a struttura
<b>Quadro di Stringa - Inv.</b>			
300 mm <sup>2</sup>	Cu	EPR	Interrata in trincee
400 mm <sup>2</sup>	Cu	EPR	Interrata in trincee
<b>CT - Switchgears di MT</b>			
300 mm <sup>2</sup>	Cu	EPR	Interrata in trincee

## 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, e quello di accumulo, 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 con indicazioni delle prestazioni relative, nonché sulle soluzioni progettuali e operative adottate per minimizzare le emissioni e il consumo di risorse naturali.

### 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, policristallino e eterogiunzione. 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 TOPCon (Tunnel Oxide Passivated Contact).

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 eterogiunzione del tipo bifacciale con moduli di potenza pari a 695W e dimensioni 2384x1303x33 mm, il modulo individuato è CSI Solar modello CS7N-695TB-AG.

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:

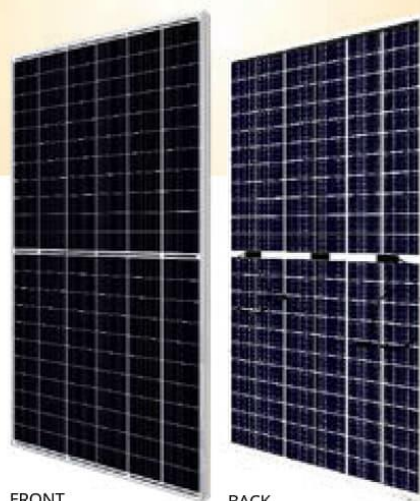
1. Prestazioni migliori. Poiché anche il lato posteriore del modulo è in grado di catturare la luce solare, è possibile ottenere un notevole incremento nella produzione di energia lungo tutta la vita del sistema. Ricerche e test sul campo dimostrano che un impianto realizzato con moduli bifacciali può 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.).

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.

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



Preliminary Technical  
Information Sheet



FRONT

BACK

## TOPBiHiKu7

BIFACIAL TOPCON

650 W ~ 720 W

CS7N-650 | 655 | 660 | 665 | 670 | 675 | 680 | 685 | 690 |  
695 | 700 | 705 | 710 | 715 | 720TB-AG (IEC1000 V)

CS7N-650 | 655 | 660 | 665 | 670 | 675 | 680 | 685 | 690 |  
695 | 700 | 705 | 710 | 715 | 720TB-AG (IEC1500 V)

### MORE POWER



Module power up to 720 W  
Module efficiency up to 23.2 %



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): -0.30%/°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\*

\* For detailed information, please refer to the Installation Manual.



Enhanced Product Warranty on Materials  
and Workmanship\*



Linear Power Performance Warranty\*

1<sup>st</sup> 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

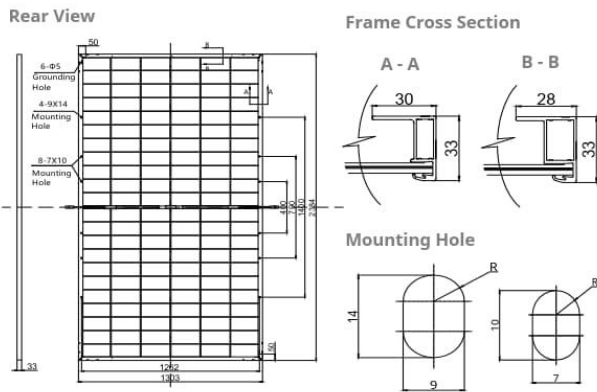
### PRODUCT CERTIFICATES\*

\* 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.

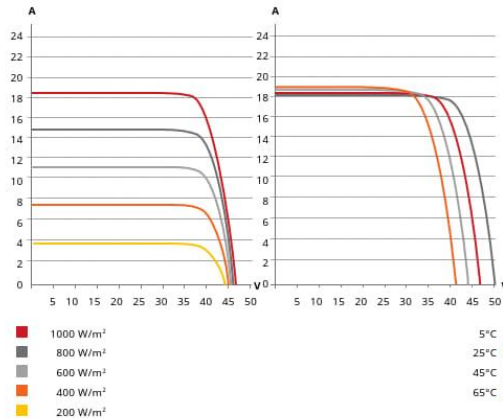
**CSI Solar Co., Ltd.** is committed to providing high quality solar photovoltaic modules, solar energy and battery storage solutions to customers. The company was recognized as the No. 1 module supplier for quality and performance/price ratio in the IHS Module Customer Insight Survey. Over the past 20 years, it has successfully delivered over 70 GW of premium-quality solar modules across the world.

Canadian Solar MSS (Australia) Pty Ltd.  
333 Drummond Street, Carlton VIC 3053, Australia, sales.au@csisolar.com, www.csisolar.com/au

**ENGINEERING DRAWING (mm)**



**CS7N-680TB-AG / I-V CURVES**



**ELECTRICAL DATA | STC\***

	Nominal Max. Power (Pmax)	Opt. Operating Voltage (Vmp)	Opt. Operating Current (Imp)	Open Circuit Voltage (Voc)	Short Circuit Current (Isc)	Module Efficiency	
<b>CS7N-695TB-AG</b>	695 W	39.8 V	17.47 A	47.7 V	18.44 A	22.4%	
<b>Bifacial Gain**</b>	5%	730 W	39.8 V	18.34 A	47.7 V	19.36 A	23.5%
	10%	765 W	39.8 V	20.18 A	47.7 V	20.28 A	24.6%
	20%	834 W	39.8 V	20.96 A	47.7 V	22.13 A	26.8%
<b>CS7N-700TB-AG</b>	700 W	40.0 V	17.51 A	47.9 V	18.49 A	22.5%	
<b>Bifacial Gain**</b>	5%	735 W	40.0 V	18.39 A	47.9 V	19.41 A	23.7%
	10%	770 W	40.0 V	20.22 A	47.9 V	20.34 A	24.8%
	20%	840 W	40.0 V	21.01 A	47.9 V	22.19 A	27.0%
<b>CS7N-705TB-AG</b>	705 W	40.2 V	17.55 A	48.1 V	18.54 A	22.7%	
<b>Bifacial Gain**</b>	5%	740 W	40.2 V	18.43 A	48.1 V	19.47 A	23.8%
	10%	776 W	40.2 V	20.27 A	48.1 V	20.39 A	25.0%
	20%	846 W	40.2 V	21.06 A	48.1 V	22.25 A	27.2%
<b>CS7N-710TB-AG</b>	710 W	40.4 V	17.59 A	48.3 V	18.59 A	22.9%	
<b>Bifacial Gain**</b>	5%	746 W	40.4 V	18.47 A	48.3 V	19.52 A	24.0%
	10%	781 W	40.4 V	20.32 A	48.3 V	20.45 A	25.1%
	20%	852 W	40.4 V	21.11 A	48.3 V	22.31 A	27.4%
<b>CS7N-715TB-AG</b>	715 W	40.6 V	17.63 A	48.5 V	18.64 A	23.0%	
<b>Bifacial Gain**</b>	5%	751 W	40.6 V	18.51 A	48.5 V	19.57 A	24.2%
	10%	787 W	40.6 V	20.36 A	48.5 V	20.50 A	25.3%
	20%	858 W	40.6 V	21.16 A	48.5 V	22.37 A	27.6%
<b>CS7N-720TB-AG</b>	720 W	40.8 V	17.67 A	48.7 V	18.69 A	23.2%	
<b>Bifacial Gain**</b>	5%	756 W	40.8 V	18.55 A	48.7 V	19.62 A	24.3%
	10%	792 W	40.8 V	20.41 A	48.7 V	20.56 A	25.5%
	20%	864 W	40.8 V	21.20 A	48.7 V	22.43 A	27.8%

\* Under Standard Test Conditions (STC) of irradiance of 1000 W/m<sup>2</sup>, spectrum AM 1.5 and cell temperature of 25°C. Measurement uncertainty: ±3% (Pmax).  
\*\* Bifacial Gain: The additional gain from the back side compared to the power of the front side at the standard test condition. It depends on mounting (structure, height, tilt angle etc.) and albedo of the ground.

**ELECTRICAL DATA**

Operating Temperature	-40°C ~ +85°C
Max. System Voltage	1500 V (IEC/UL) or 1000 V (IEC/UL)
Module Fire Performance	TYPE 29 (UL 61730) or CLASS C (IEC61730)
Max. Series Fuse Rating	35 A
Application Classification	Class A
Power Tolerance	0 ~ + 5 W
Power Bifaciality*	80 %

\* Power Bifaciality = Pmax<sub>rear</sub> / Pmax<sub>front</sub>, both Pmax<sub>rear</sub> and Pmax<sub>front</sub> are tested under STC, Bifaciality Tolerance: ± 5 %

\* The specifications and key features contained in this datasheet may deviate slightly from our actual products due to the on-going innovation and product enhancement. CSI Solar Co., Ltd. reserves the right to make necessary adjustment to the information described herein at any time without further notice.  
Please be kindly advised that PV modules should be handled and installed by qualified people who have professional skills and please carefully read the safety and installation instructions before using our PV modules.

**Canadian Solar MSS (Australia) Pty Ltd.**

333 Drummond Street, Carlton VIC 3053, Australia, sales.au@csisolar.com, www.csisolar.com/au

**ELECTRICAL DATA | NMOT\***

	Nominal Max. Power (Pmax)	Opt. Operating Voltage (Vmp)	Opt. Operating Current (Imp)	Open Circuit Voltage (Voc)	Short Circuit Current (Isc)
<b>CS7N-695TB-AG</b>	525 W	37.6 V	13.97 A	45.1 V	14.87 A
<b>CS7N-700TB-AG</b>	528 W	37.8 V	14.00 A	45.3 V	14.91 A
<b>CS7N-705TB-AG</b>	532 W	37.9 V	14.03 A	45.5 V	14.95 A
<b>CS7N-710TB-AG</b>	536 W	38.1 V	14.06 A	45.7 V	14.99 A
<b>CS7N-715TB-AG</b>	540 W	38.3 V	14.09 A	45.8 V	15.03 A
<b>CS7N-720TB-AG</b>	544 W	38.5 V	14.12 A	46.0 V	15.07 A

\* Under Nominal Module Operating Temperature (NMOT), irradiance of 800 W/m<sup>2</sup>, spectrum AM 1.5, ambient temperature 20°C, wind speed 1 m/s.

**MECHANICAL DATA**

Specification	Data
Cell Type	TOPCon cells
Cell Arrangement	132 [2 x (11 x 6)]
Dimensions	2384 x 1303 x 33 mm (93.9 x 51.3 x 1.30 in)
Weight	37.8 kg (83.3 lbs)
Front Glass	2.0 mm heat strengthened glass with anti-reflective coating
Back Glass	2.0 mm heat strengthened glass
Frame	Anodized aluminium alloy
J-Box	IP68, 3 bypass diodes
Cable	4.0 mm <sup>2</sup> (IEC), 10 AWG (UL)
Cable Length (Including Connector)	460 mm (18.1 in) (+) / 340 mm (13.4 in) (-) or customized length*
Connector	T6 (IEC 1500V) or PV-KST4-EVO2/XY, PV-KBT4-EVO2/XY (IEC 1500V) or PV-KST4-EVO2A/xy, PV-KBT4-EVO2A/xy (IEC 1500V)

Per Pallet 33 pieces

Per Container (40' HQ) 561 pieces

\* For detailed information, please contact your local Canadian Solar sales and technical representatives.

**TEMPERATURE CHARACTERISTICS**

Specification	Data
Temperature Coefficient (Pmax)	-0.30 % / °C
Temperature Coefficient (Voc)	-0.26 % / °C
Temperature Coefficient (Isc)	0.05 % / °C
Nominal Module Operating Temperature	41 ± 3°C

**PARTNER SECTION**



## INVERTER CENTRALIZZATO

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 inverter centralizzati. L'inverter è installato all'interno di cabinati dislocati all'interno del campo fotovoltaico.

Le unità previste sono in tutto 16 di cui:

- 13 di potenza nominale alle condizioni di test standard di 4.400 kVA (45°) e 5.060 KVA (22.5°), con 3 ingressi MPP indipendenti e n. 18 ingressi CC.
- 3 di potenza nominale alle condizioni di test standard di 3.300 kVA (45°) e 3.795 KVA (22.5°), con 4 ingressi MPP indipendenti e n. 20 ingressi CC.

Gli inverter centralizzati sono posizionati in un edificio prefabbricato (Cabina di Trasformazione) 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.

L'inverter è composto dai seguenti elementi:

- Uno o più stadi di conversione di potenza da DC ad AC, ciascuno dotato di un sistema di tracciamento del punto di massima potenza (MPPT). Il MPPT varierà la tensione del array DC per massimizzare la produzione in base alle condizioni operative.
- Componenti di protezione contro alte temperature di lavoro, sovratensione e sotto-tensione, bassa o alta frequenza, corrente minima di funzionamento, mancanza di rete del trasformatore, protezione anti-isola, comportamento contro i vuoti di tensione, ecc. Oltre alle protezioni per la sicurezza del personale.
- Un sistema di monitoraggio, che ha la funzione di trasmettere i dati relativi al funzionamento dell'inverter al proprietario (corrente, tensione, potenza, ecc.) e dati esterni dal monitoraggio delle stringhe nell'array DC (se c'è un sistema di monitoraggio delle stringhe).

Gli inverter saranno installati in prossimità della viabilità interna del campo stesso secondo la configurazione dei sottocampi fotovoltaici.

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.

Nelle tabelle 5 e 6 si mostrano le caratteristiche principali degli inverter.

Caratteristiche dell'inverter (Inverter primario)	
<b>Caratteristiche principali</b>	
Modello	SG4400UD
Tipo	CENTRAL
Produttore	Sungrow
Massima efficienza di conversione da DC ad AC	98.67 %
<b>Ingresso (DC)</b>	
Gamma di tensione di ricerca MPPT	895 - 1500 V
Tensione massima di ingresso	1500 V
<b>Uscita (AC)</b>	
Potenza nominale	4400.0 kVA

Potenza nominale 30 °C (datasheet)	5060.0 kVA
Potenza nominale 50 °C (datasheet)	4400.0 kVA
Tensione in uscita	630 V
Frequenza in uscita	50 Hz

Tabella 5: Caratteristiche Inverter 4400KVA

Caratteristiche dell'inverter (inverter secondario)	
<b>Caratteristiche principali</b>	
Modello	SG3300UD
Tipo	CENTRAL
Produttore	Sungrow
Massima efficienza di conversione da DC ad AC	98.66 %
<b>Ingresso (DC)</b>	
Gamma di tensione di ricerca MPPT	895 - 1500 V
Tensione massima di ingresso	1500 V
<b>Uscita (AC)</b>	
Potenza nominale	3300.0 kVA
Potenza nominale 30 °C (datasheet)	3795.0 kVA
Potenza nominale 50 °C (datasheet)	3300.0 kVA
Tensione in uscita	630 V
Frequenza in uscita	50 Hz

Tabella 6: Caratteristiche Inverter 3300KVA

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).

Inverter	Quantità	Ingressi DC	Potenza DC	DC/AC ratio
SG4400UD (4333 kWac)	1	1 Quadro di stringa di 7 stringhe 1 Quadro di stringa di 8 stringhe 2 Quadro di stringa di 13 stringhe 16 Quadro di stringa di 15 stringhe	5078 kW	1.172
SG4400UD (4333 kWac)	1	1 Quadro di stringa di 7 stringhe 2 Quadro di stringa di 6 stringhe 1 Quadro di stringa di 14 stringhe 15 Quadro di stringa di 15 stringhe	4662 kW	1.076
SG4400UD (4333 kWac)	1	1 Quadro di stringa di 6 stringhe 1 Quadro di stringa di 12 stringhe 16 Quadro di stringa di 15 stringhe	4662 kW	1.076
SG4400UD (4333 kWac)	1	3 Quadro di stringa di 6 stringhe 1 Quadro di stringa di 14 stringhe 15 Quadro di stringa di 15 stringhe	4644 kW	1.072



SG4400UD (4333 kWac)	1	1 Quadro di stringa di 10 stringhe 1 Quadro di stringa di 6 stringhe 1 Quadro di stringa di 8 stringhe 1 Quadro di stringa di 13 stringhe 1 Quadro di stringa di 9 stringhe 14 Quadro di stringa di 15 stringhe	4626 kW	1.068
SG4400UD (4333 kWac)	1	1 Quadro di stringa di 8 stringhe 2 Quadro di stringa di 12 stringhe 2 Quadro di stringa di 7 stringhe 1 Quadro di stringa di 14 stringhe 13 Quadro di stringa di 15 stringhe	4608 kW	1.063
SG4400UD (4333 kWac)	1	17 Quadro di stringa di 15 stringhe	4608 kW	1.063
SG4400UD (4333 kWac)	1	1 Quadro di stringa di 6 stringhe 1 Quadro di stringa di 12 stringhe 2 Quadro di stringa di 13 stringhe 14 Quadro di stringa di 15 stringhe	4590 kW	1.059
SG4400UD (4333 kWac)	1	1 Quadro di stringa di 13 stringhe 2 Quadro di stringa di 9 stringhe 2 Quadro di stringa di 14 stringhe 13 Quadro di stringa di 15 stringhe	4590 kW	1.059
SG4400UD (4333 kWac)	1	1 Quadro di stringa di 14 stringhe 1 Quadro di stringa di 9 stringhe 1 Quadro di stringa di 6 stringhe 15 Quadro di stringa di 15 stringhe	4590 kW	1.059
SG4400UD (4333 kWac)	1	1 Quadro di stringa di 13 stringhe 16 Quadro di stringa di 15 stringhe	4572 kW	1.055
SG4400UD (4333 kWac)	1	1 Quadro di stringa di 6 stringhe 1 Quadro di stringa di 9 stringhe 13 Quadro di stringa di 15 stringhe 3 Quadro di stringa di 13 stringhe	4499 kW	1.038
SG4400UD (4333 kWac)	1	1 Quadro di stringa di 4 stringhe 1 Quadro di stringa di 8 stringhe 1 Quadro di stringa di 10 stringhe 1 Quadro di stringa di 14 stringhe 14 Quadro di stringa di 15 stringhe	4445 kW	1.026
SG3300UD (3250 kWac)	1	2 Quadro di stringa di 8 stringhe 1 Quadro di stringa di 6 stringhe 2 Quadro di stringa di 14 stringhe 11 Quadro di stringa di 15 stringhe	3885 kW	1.195
SG3300UD (3250 kWac)	1	1 Quadro di stringa di 10 stringhe 12 Quadro di stringa di 15 stringhe	3433 kW	1.056
SG3300UD (3250 kWac)	1	3 Quadro di stringa di 8 stringhe 1 Quadro di stringa di 14 stringhe 10 Quadro di stringa di 15 stringhe	3397 kW	1.045

Tabella 7: Inverters

## STRUTTURE DI FISSAGGIO

I moduli solari PV saranno montati su inseguitori solari monoassiali orientati Nord-Sud, integrati su strutture metalliche che combinano parti di acciaio zincato con parti in alluminio, formando una struttura fissa a terra. Un esempio di un inseguitore

monoassiale è mostrato nella Figura 3.

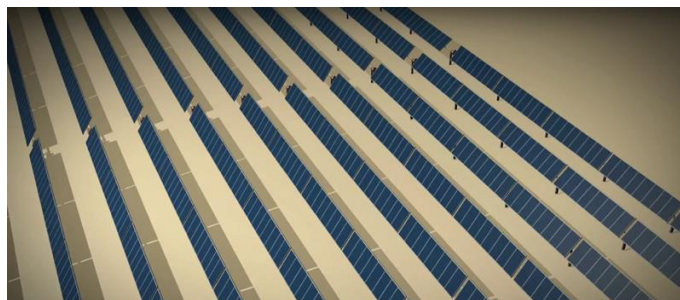


Figura 3: Esempio di inseguitore monoassiale

Gli inseguitori monoassiali sono stati progettati per ridurre al minimo l'angolo d'incidenza tra i raggi solari e la superficie del pannello fotovoltaico. Il sistema di monitoraggio è costituito da un dispositivo elettronico in grado di seguire il sole durante il giorno. Le principali caratteristiche del sistema di localizzazione sono riassunte nella Tabella 8

Caratteristiche dell'inseguitore monoassiale	
Modello	SF7 Bi-facial
Produttore	Soltec
Tecnologia	Single-row
Configurazione	2V
Angoli limite d'inseguimento	+60 / -60 °
Altezza del punto più basso	0.5 m
Progettati per moduli	BIFACIAL
Distanza addizionale per il motore	500.0 mm
Distanza addizionale per travi di torsione	152.0 mm
Distanza tra i moduli in direzione assiale	5.0 mm
Distanza tra i moduli in direzione pitch	0.0 mm

Tabella 8. Principali caratteristiche dell'inseguitore monoassiale

Il numero di inseguitori monoassiali installati è riassunto in Tabella 9.

Stringhe per struttura	Moduli per struttura	Lunghezza	Quantità
3	78	51.51 m	1140
1	26	17.5 m	355
2	52	34.5 m	74

Tabella 9. Numero di inseguitori monoassiali installati

## QUADRI DI STRINGA

I quadri di stringa raccolgono l'energia generata dal array DC, collegando in parallelo le stringhe all'inverter e fornendo

protezione elettrica per il campo fotovoltaico. Per far corrispondere il numero di ingressi dell'inverter, diverse stringhe in parallelo saranno concentrate in modo da funzionare come un unico circuito.

Le scatole di derivazione devono essere installate con un fusibile per stringa per proteggere ogni array. Verranno installati scaricatori di sovratensione in DC ed un interruttore DC verrà posizionato nella linea di uscita. Inoltre, è possibile installare un sistema di comunicazione per monitorare la corrente e la tensione della stringa.

I quadri di stringa saranno installati in una posizione ombreggiata e saranno facilmente accessibili per facilitare le lavori di manutenzione. Saranno posizionati dietro i moduli fotovoltaici e, se possibile, utilizzando i pali di strutture esistenti, in modo che rimangano ombreggiati e protetti da danni causati dalla pioggia o da altri fenomeni atmosferici.

Nella Tabella 10 sono riportate le principali caratteristiche dei quadri di stringa.

Quadro di stringa	Quantità	Ingressi	Potenza	Corrente del fusibile	Corrente dell'interruttore	Protezione di sovraccarico
1	224	15 stringhe	271.1 kW	30 A	100 A	Si
2	11	6 stringhe	108.4 kW	30 A	100 A	Si
3	10	14 stringhe	253.0 kW	30 A	100 A	Si
4	10	13 stringhe	234.9 kW	30 A	100 A	Si
5	9	8 stringhe	144.6 kW	30 A	100 A	Si
6	5	9 stringhe	162.6 kW	30 A	100 A	Si
7	4	12 stringhe	216.8 kW	30 A	100 A	Si
8	4	7 stringhe	126.5 kW	30 A	100 A	Si
9	3	10 stringhe	180.7 kW	30 A	100 A	Si
10	1	4 stringhe	72.3 kW	30 A	100 A	Si

Tabella 10. Principali caratteristiche dei quadri di stringa

## TRASFORMATORE

Il trasformatore di potenza aumenta la tensione in uscita AC dell'inverter per ottenere una maggiore efficienza di trasmissione nelle linee elettriche dell'impianto fotovoltaico.

Si mostrano di seguito le caratteristiche principali del trasformatore di potenza.

Per Cabina di trasformazione Sungrow mod. SG3300UD-MV:

Caratteristiche del trasformatore di potenza	
Potenza nominale	3.300 kVA
Potenza massima	3.795 kVA
Rapporto di trasformazione	0.63/30.0 kV
Sistema di raffreddamento	ONAN
Commutatore	2.5%, 5%, 7.5%, 10%
Corto circuito (Xcc)	0.08

Tabella 11: Dati tecnici Trasformatore 3.300kVA

Per Cabina di trasformazione Sungrow mod. SG4400UD-MV:

Caratteristiche del trasformatore di potenza	
Potenza nominale	4.400 kVA
Potenza massima	5.060 kVA
Rapporto di trasformazione	0.63/30.0 kV
Sistema di raffreddamento	ONAN
Commutatore	2.5%, 5%, 7.5%, 10%
Corto circuito (Xcc)	0.08

Tabella 12: Dati tecnici Trasformatore 4.400kVA

### CABINA DI TRASFORMAZIONE MT/BT CABINA

Le cabine di trasformazione MT/BT sono edifici o containers interni. La tensione dell'energia raccolta dal campo solare viene innalzata da bassa a media, allo scopo di facilitare l'evacuazione dell'energia generata.

Gli inverter ed i trasformatori di potenza saranno posizionati nella cabina di trasformazione.

La cabina di trasformazione deve essere fornita con interruttori di media tensione che includano un'unità di protezione del trasformatore, un'unità di alimentazione diretta in ingresso, un'unità di alimentazione diretta in uscita e le piastre elettriche. In particolare, per la prima cabina di trasformazione di ogni linea MT, l'unità di ingresso diretto non verrà installata.

Si mostrano le caratteristiche comuni delle cabine di trasformazione nella Tabella 13.

Caratteristiche comuni della cabina di trasformazione	
Rapporto di trasformazione	0.63/30.0 kV
Sistema di raffreddamento	ONAN
Commutatore	2.5%, 5%, 7.5%, 10%
Servizio	Indoors

Tabella 13. Caratteristiche comuni delle cabine di trasformazione

I diversi tipi di cabine di trasformazioni in base alla configurazione AC si mostrano nella Tabella 14.

Cabina di trasformazione	Quantità	Num. Inverters	Configurazione trasformatori	Cortocircuito (Zcc)
1	13	1(4.4 MVA)	1 trasformatore a due avvolgimenti di 4.4 MVA	0.080
2	3	1(3.3 MVA)	1 trasformatore a due avvolgimenti di 3.3 MVA	0.080

Tabella 14. Cabine di trasformazione in base alla configurazione AC

I diversi tipi di cabine di trasformazioni in base al campo DC si mostrano nella Tabella 15.

Cabina di trasformazione	Quantità	Num. Inverters	Potenza AC	Potenza DC	Rapporto DC/AC
1	1	1	4.333 MW	5.078 MW	1.172
2	1	1	4.333 MW	4.662 MW	1.076
3	1	1	4.333 MW	4.662 MW	1.076
4	1	1	4.333 MW	4.644 MW	1.072
5	1	1	4.333 MW	4.626 MW	1.068
6	1	1	4.333 MW	4.608 MW	1.063
7	1	1	4.333 MW	4.608 MW	1.063
8	1	1	4.333 MW	4.59 MW	1.059
9	1	1	4.333 MW	4.59 MW	1.059
10	1	1	4.333 MW	4.59 MW	1.059
11	1	1	4.333 MW	4.572 MW	1.055
12	1	1	4.333 MW	4.499 MW	1.038
13	1	1	4.333 MW	4.445 MW	1.026
14	1	1	3.25 MW	3.885 MW	1.195
15	1	1	3.25 MW	3.433 MW	1.056
16	1	1	3.25 MW	3.397 MW	1.045

Tabella 15. Cabine di trasformazione in base al campo DC

## 8. IMPIANTI AUSILIARI E OPERE CIVILI

I parametri considerati per le opere civili necessarie alla realizzazione dell'impianto fotovoltaico sono riportati nella Tabella 16.

Opere civili	
Distanza tra le file	8.0 m
Distanza tra file consecutive	0.5 m-1.0 m
Larghezza della strada	4.0 m
Sezione massima delle trincee BT	0.8 m <sup>2</sup>
Sezione massima delle trincee MT	1.6 m <sup>2</sup>
Larghezza strada	4 m

Tabella 16. Opere civili

I fossati stradali utilizzati per il drenaggio e per la canalizzazione dell'acqua sono posizionati su un lato delle strade.

Un perimetro totale di 7292.09 m di recinzione a maglie di catena circonda le diverse aree dell'impianto fotovoltaico.

### IMPIANTO DI TERRA ED EQUIPOTENZIALE

Si provvederà alla posa diretta interrata di una corda di rame nudo della sezione minima pari a 35 mmq le trincee MT e BT, e di 50 mmq per le cabine di trasformazione. Queste andranno 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, video-sorveglianza 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.

### **IMPIANTO DI TERRA ED EQUIPOTENZIALE**

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.

### **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.

### **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.

### **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 1 m rispetto al confine del lotto. All'interno della recinzione 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 infissi 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.

## 9. ELETTRODOTTO E OPERE DI CONNESSIONE

Con il termine di elettrodotto ci si riferisce alla linea elettrica in cavo alla tensione nominale di esercizio di 30 kV (MT) che collega in antenna l’impianto FV alla nuova stazione elettrica (SE) della RTN.

L’elettrodotto sarà realizzato interamente nel sottosuolo, i cavi di media tensione saranno direttamente posati all’interno della trincea scavata. I cavi saranno posati su un letto di sabbia e ricoperto dello stesso materiale (fine) a partire dal suo bordo superiore. Il successivo riempimento dello scavo 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. Si procederà quindi con la posa di uno strato 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.

Ai sensi dell’art. 21 dell’allegato A alla deliberazione Arg/elt/99/08 e s.m.i. dell’Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente, Vi comunichiamo che il nuovo elettrodotto a 132 kV per il collegamento in antenna del Vs. impianto sulla Stazione Elettrica della RTN costituisce impianto di utenza per la connessione, mentre lo stallo arrivo produttore a 132 kV nella suddetta stazione costituisce impianto di rete per la connessione.

Al fine di garantire la continua e stabile immissione in rete dell’energia elettrica prodotta dall’impianto fotovoltaico oggetto della presente relazione, oltre alle opere di connessione strettamente necessarie all’allaccio dell’impianto alla rete elettrica, si rende necessario la realizzazione e conduzione di opere di rete tra cui potenziamenti della rete RTN.

La Soluzione Tecnica Minima Generale (STMG) prevede che l’impianto FV venga collegato in antenna a 132 kV su una nuova Stazione Elettrica (SE) della RTN a 380/132/36 kV da inserire in entra – esce alla linea RTN 380 kV “Ravenna Canala – Porto Tolle” e alle linee RTN 132 kV afferenti alla Cabina Primaria Codigoro ricollegata in doppia antenna alla suddetta Stazione Elettrica. Per i dettagli sulle opere di rete si rimanda a documentazione specialistica.

L’impianto fotovoltaico verrà collegato alla nuova stazione elettrica di trasformazione Terna 380/132 kV denominata “FISCAGLIA” da inserire in entra-esce sull’esistente elettrodotto a 380 kV “Ravenna Canala – Porto Tolle”. Il progetto prevede, inoltre, la realizzazione di una stazione elettrica di utenza denominata “Canale Bastione” per la trasformazione di tensione 132 / 30 kV da realizzare in area prospiciente la stazione TERNA a cui sarà collegata tramite cavi AT 132 kV interrati.