

IMPIANTO FOTOVOLTAICO EG MARCO POLO SRL E OPERE CONNESSE

POTENZA IMPIANTO 29,73 MWp - COMUNE DI CANARO (RO)

Proponente

EG MARCO POLO S.R.L.

VIA DEI PELLEGRINI 22 – 20122 MILANO (MI) - P.IVA: 11769710960 – PEC: egmarcopolo@pec.it



Progettazione



Ing. Alberto Rizzoli

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

Tel.: +39 0532 202613 – email: a.rizzoli@incico.com



Collaboratori



P.ind. Michele Lambertini

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

Tel.: +39 0532 202613 – email: m.lambertini@incico.com

Coordinamento progettuale



SOLAR IT S.R.L.

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

Tel.: +390425 072 257 – email: info@solaritglobal.com

Titolo Elaborato

RELAZIONE ILLUSTRATIVA

LIVELLO PROGETTAZIONE	CODICE ELABORATO	FILE NAME	DATA
DEFINITIVO	PD_REL01	IT-2021-0130_PD_REL01.01-Relazione illustrativa	24/05/2022

Revisioni

REV.	DATA	DESCRIZIONE	ESEGUITO	VERIFICATO	APPROVATO
0	21/11/21	EMISSIONE PER PERMITTING	MB	MB	EG
1	24/05/22	INCREMENTO POTENZA	LBO	MLA	AFA



COMUNE DI CANARO (RO)
REGIONE VENETO



RELAZIONE ILLUSTRATIVA

INDICE

Contenuto del documento

1. PREMESSA	1
2. INTRODUZIONE	1
3. RIFERIMENTI NORMATIVI.....	1
4. UBICAZIONE IMPIANTO	3
5. DESCRIZIONE DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO: CARATTERISTICHE SALIENTI.....	3
6. DIMENSIONAMENTO DEGLI IMPIANTI.....	5
7. PRINCIPALI COMPONENTI DI IMPIANTO.....	6
MODULI FOTOVOLTAICI.....	6
SOLAR INVERTER	12
STRUTTURE DI FISSAGGIO	15
COMBINER BOX.....	16
STAZIONE DI TRASFORMAZIONE E CABINA DI INTERFACCIA.....	17
8. IMPIANTI AUSILIARI E OPERE CIVILI	20
IMPIANTO DI TERRA ED EQUIPOTENZIALE	20
IMPIANTO DI ILLUMINAZIONE PERIMETRALE	20
IMPIANTO DI VIDEOSORVEGLIANZA	20
METEO STATION	20
SISTEMA DI SUPERVISIONE.....	20
RECINZIONE PERIMETRALE.....	21
ELETTRDOTTO ED OPERE DI CONNESSIONE	21
OPERE DI RETE	22

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 MARCO POLO 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 Canaro (RO) 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:

DENOMINAZIONE IMPIANTO	EG MARCO POLO
POTENZA DI PICCO DC (kW)	29.733,12
POTENZA NOMINALE AC (kVA)	26.015
POTENZA LIMITATA AC (kVA)	24.490

Tabella 1

L'impianto sarà direttamente collegato alla rete pubblica di distribuzione e trasmissione dell'energia elettrica in media 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;
- 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 Canaro, Provincia di Rovigo, su terreni 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. Rispetto all'agglomerato urbano della città di Canaro l'area di impianto è ubicata in un'area individuata nella zona periferica a Sud Est dell'abitato della cittadina ad una distanza media di circa 1,5 km in linea d'aria dal suo centro.

DENOMINAZIONE IMPIANTO	EG MARCO POLO
LATITUDINE	44,9306
LONGITUDINE	11,7008
QUOTA s.l.m.	3 m
FOGLIO CATASTALE	26 e 28
PARTICELLE	vedi PD_REL17

Tabella 2



Nell'immagine satellitare di cui sopra, l'area occupata dall'impianto fotovoltaico è evidenziata in rosso, mentre è indicato con una linea tratteggiata l'elettrodotto, ovvero la linea elettrica in cavo alla tensione nominale di esercizio di 30 kV (MT) che collega l'impianto alla RTN tramite realizzazione di una nuova Sotto Stazione Utente (in colore blu) collegata in antenna a 132 kV con la sezione 132 kV della Stazione Elettrica (SE) "Canaro" come indicato nella 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 Canaro (RO). Di seguito si riportano le caratteristiche principali per ciascun impianto:

DENOMINAZIONE IMPIANTO	EG MARCO POLO
SUPERFICIE RECINTATA (Ha)	41,98
POTENZA NOMINALE AC (kVA)	26.015
POTENZA LIMITATA AC (kVA)	24.490
MODULI INSTALLATI	51.264
TOTALE STRINGHE INSTALLATE	1.602

Tabella 3

I moduli fotovoltaici installati avranno potenza nominale (@STC) pari a 580 W, saranno del tipo bifacciali e installati "a terra" su strutture fisse con esposizione verso Sud ed inclinazione di circa 22°.

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 (2172 H x 1303 L x 40 P) mm e sono composti da 120 celle (2x60) in silicio monocristallino tipo P. Essi saranno fissati su ciascuna struttura in modalità Landscape 4xN, ovvero in file composte da quattro moduli con lato lungo parallelo al terreno, le strutture utilizzate nel presente progetto saranno essenzialmente di quattro tipi individuate in funzione della loro lunghezza, (4x8 moduli), (4x16 moduli) e (4x32 moduli) a cui corrispondono strutture di lunghezza complessiva 17, 35, oppure 70 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 32 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 (combiner box), 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 6058 L x 2896 H x 2438 P mm e un box tipo container di dimensioni 12000 L x 2896 H x 2438 P mm a servizio di una futura installazione dello storage. Il design di impianto prevede l'utilizzo di inverter di tipo string, 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 stazione 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 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 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 4 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 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 della SE della RTN 132kV "Canaro". La distanza tra l'impianto e la suddetta sottostazione utente prevede la realizzazione di un elettrodotto interrato con la posa di una trincea 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 strutture 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 9 sottocampi per EG MARCO POLO. 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 32 unità.

DENOMINAZIONE IMPIANTO	EG MARCO POLO
STAZIONI DI TRASFORMAZIONE	9
NUMERO TOTALE INVERTER	121
POTENZA NOMINALE INVERTER (kVA)	215
TOTALE POTENZA AC IMPIANTO (kVA)	26.015
TOTALE POTENZA AC LIMITATA (kVA)	24.490

Tabella 4

Occorre osservare che la potenza nominale apparente generata dall'impianto fotovoltaico vale, al punto di evacuazione identificato con la cabina di interfaccia, 26.000 kVA. La potenza nominale autorizzata dal Distributore e formalizzata attraverso la Soluzione Tecnica Minima Generale è di 24.490 kVA. 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 32 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 MARCO POLO 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 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 bifacciale con moduli di potenza pari a 580W e dimensioni (2172 x 1303 x 40 mm), il modulo individuato è Vertex modello Bifacial TSM-DEG20C.20 per il quale si evidenzia un'efficienza di conversione di circa il 21,2% (@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).

Preliminary

Mono Multi Solutions

Vertex

BIFACIAL DUAL GLASS MONOCRYSTALLINE MODULE

PRODUCT: TSM-DEG20C.20
PRODUCT RANGE: 580-600W

600W+

MAXIMUM POWER OUTPUT

0~+5W

POSITIVE POWER TOLERANCE

21.2%

MAXIMUM EFFICIENCY



High customer value

- Lower LCOE (Levelized Cost Of Energy), reduced BOS (Balance of System) cost, shorter payback time
- Lowest guaranteed first year and annual degradation;
- Designed for compatibility with existing mainstream system components
- Higher return on Investment



High power up to 600W

- Up to 21.2% module efficiency with high density interconnect technology
- Multi-busbar technology for better light trapping effect, lower series resistance and improved current collection



High reliability

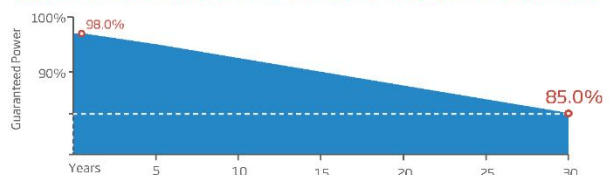
- Minimized micro-cracks with innovative non-destructive cutting technology
- Ensured PID resistance through cell process and module material control
- Resistant to harsh environments such as salt, ammonia, sand, high temperature and high humidity areas
- Mechanical performance up to 5400 Pa positive load and 2400 Pa negative load



High energy yield

- Excellent IAM (Incident Angle Modifier) and low irradiation performance, validated by 3rd party certifications
- The unique design provides optimized energy production under inter-row shading conditions
- Lower temperature coefficient (-0.34%) and operating temperature
- Up to 25% additional power gain from back side depending on albedo

Trina Solar's Vertex Bifacial Dual Glass Performance Warranty



Comprehensive Products and System Certificates



IEC61215/IEC61730/IEC61701/IEC62716/UL61730
ISO 9001: Quality Management System
ISO 14001: Environmental Management System
ISO14064: Greenhouse Gases Emissions Verification
ISO45001: Occupational Health and Safety Management System

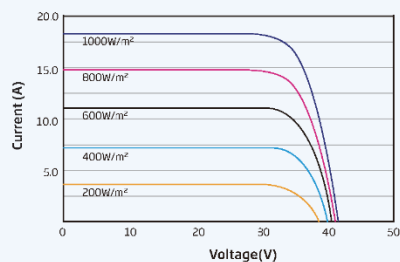
TrinaSolar



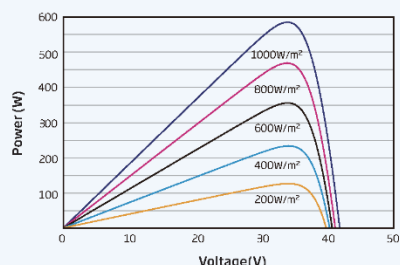
DIMENSIONS OF PV MODULE(mm)



I-V CURVES OF PV MODULE(590 W)



P-V CURVES OF PV MODULE(590 W)



ELECTRICAL DATA (STC)

Peak Power Watts- P_{MAX} (Wp)*	580	585	590	595	600
Power Tolerance- P_{MAX} (W)			0 ~ +5		
Maximum Power Voltage- V_{MPP} (V)	33.8	34.0	34.2	34.4	34.6
Maximum Power Current- I_{MPP} (A)	17.16	17.21	17.25	17.30	17.34
Open Circuit Voltage- V_{OC} (V)	40.9	41.1	41.3	41.5	41.7
Short Circuit Current- I_{SC} (A)	18.21	18.26	18.31	18.36	18.42
Module Efficiency η_m (%)	20.5	20.7	20.8	21.0	21.2

STC: Irradiance 1000W/m², Cell Temperature 25°C, Air Mass AM1.5, *Measuring tolerance: ±3%

Electrical characteristics with different power bin (reference to 10% Irradiance ratio)

Total Equivalent power - P_{MAX} (Wp)	621	626	631	637	642
Maximum Power Voltage- V_{MPP} (V)	33.8	34.0	34.2	34.4	34.6
Maximum Power Current- I_{MPP} (A)	18.36	18.41	18.46	18.51	18.55
Open Circuit Voltage- V_{OC} (V)	40.9	41.1	41.3	41.5	41.7
Short Circuit Current- I_{SC} (A)	19.48	19.54	19.59	19.65	19.71
Irradiance ratio (rear/front)			10%		

Power Bifaciality: >0±5%

ELECTRICAL DATA (NOCT)

Maximum Power- P_{MAX} (Wp)	439	443	447	451	454
Maximum Power Voltage- V_{MPP} (V)	31.5	31.7	31.9	32.0	32.2
Maximum Power Current- I_{MPP} (A)	13.93	13.97	14.01	14.06	14.10
Open Circuit Voltage- V_{OC} (V)	38.5	38.7	38.9	39.1	39.3
Short Circuit Current- I_{SC} (A)	14.68	14.72	14.76	14.80	14.84

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

MECHANICAL DATA

Solar Cells	Monocrystalline
No. of cells	120 cells
Module Dimensions	2172×1303×40 mm (85.51×51.30×1.57 inches)
Weight	35.3 kg (77.8 lb)
Front Glass	2.0 mm (0.08 inches), High Transmission, AR Coated Heat Strengthened Glass
Encapsulant material	POE/EVA
Back Glass	2.0 mm (0.08 inches), Heat Strengthened Glass (White Grid Glass)
Frame	40mm(1.57 inches) Anodized Aluminium Alloy
J-Box	IP 6B rated
Cables	Photovoltaic Technology Cable 4.0mm ² (0.006 inches ²), Portrait: 280/280 mm(11.02/11.02 inches) Landscape: 1400/1400 mm(55.12/55.12 inches)
Connector	MC4 EVO2 / TS4*

*Please refer to regional datasheet for specified connector.

TEMPERATURE RATINGS

NOCT (Nominal Operating Cell Temperature)	43°C (±2°C)
Temperature Coefficient of P_{MAX}	-0.34%/°C
Temperature Coefficient of V_{OC}	-0.25%/°C
Temperature Coefficient of I_{SC}	0.04%/°C

MAXIMUM RATINGS

Operational Temperature	-40 ~ +85°C
Maximum System Voltage	1500V DC (IEC)
	1500V DC (UL)
Max Series Fuse Rating	35A

WARRANTY

12 year Product Workmanship Warranty
30 year Power Warranty
2% first year degradation
0.45% Annual Power Attenuation

(Please refer to product warranty for details)

PACKAGING CONFIGURATION

Modules per 40' container: 448 pieces



CAUTION: READ SAFETY AND INSTALLATION INSTRUCTIONS BEFORE USING THE PRODUCT.

© 2020 Trina Solar Limited, All rights reserved, Specifications included in this datasheet are subject to change without notice.

Version number: TSM_EN_2020_PA2

www.trinasolar.com

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.

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 strutture 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 ($\text{Cos } \phi = 1$) 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).

DENOMINAZIONE IMPIANTO	EG MARCO POLO
NUMERO INVERTER PREVISTI	121
DC/AC medio %	120

Tabella 5

Come più volte indicato si provvederà all'installazione in campo di 9 stazioni di trasformazione di cui 6 aventi una potenza nominale di 4.000 kVA e 3 aventi una potenza nominale di 3.150kVA. 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. Ad oggi gli inverter 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 ϕ = 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,

SG3125HV-MV-30/ SG3400HV-MV-30

Preliminary

SUNGROW
Clean power for all

Turnkey Station for 1500 Vdc System MV Transformer Integrated



HIGH YIELD

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

EASY O&M

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

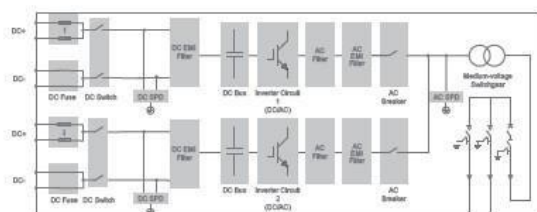
SAVED INVESTMENT

- 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

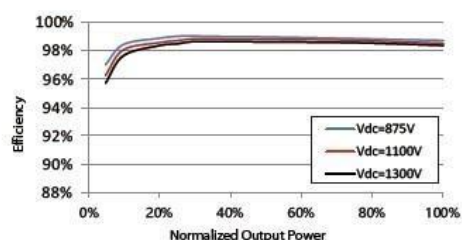
GRID SUPPORT

- 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)



di seguito se ne riportano le principali caratteristiche tecniche

SG3125HV-MV-30/SG3400HV-MV-30

Type designation	SG3125HV-MV-30	SG3400HV-MV-30
Input (DC)		
Max. PV input voltage	1500 V	
Min. PV input voltage / Start-up input voltage	875 V / 915 V	
MPP voltage range for nominal power	875 – 1300 V	
No. of independent MPP inputs	2	
No. of DC inputs	18 / 22 / 24 / 28 (max. 24 for floating system)	
Max. PV input current	3997 A	
Max. DC short-circuit current	10000 A	
PV array 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	3308 A	
AC voltage range	20 kV – 35 kV	
Nominal grid frequency / Grid frequency range	50 Hz / 45 – 55 Hz, 60 Hz / 55 – 65 Hz	
THD	< 3 % (at nominal power)	
DC current injection	< 0.5 % I _n	
Power factor at nominal power / Adjustable power factor	> 0.99 / 0.8 leading – 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	3437 kVA
Transformer max. power	3437 kVA	3437 kVA
LV / MV voltage	0.6 kV / (20 – 35) kV	
Transformer 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*H*D)	6058 * 2896 * 2438 mm	
Weight	15 T	
Degree of protection	IP54 (Inverter: IP65)	
Auxiliary power supply	5 kVA (optional: max. 40 kVA)	
Operating ambient temperature range	-35 to 60 °C (> 50 °C derating)	-35 to 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 function (optional), L/HVRT, active & reactive power control and power ramp rate control	

STRUTTURE DI FISSAGGIO

Come anticipato, per lo sviluppo dell'impianto EG MARCO POLO si farà ricorso a strutture fisse orientate verso Sud e angolo di tilt pari a 22°. I moduli fotovoltaici saranno installati in fila quadrupla, configurazione 4xN, e si prevede di sfruttare una quadrupla modularità composta da strutture ad una singola stringa (32 moduli), a doppia stringa (64 moduli) e a quadrupla

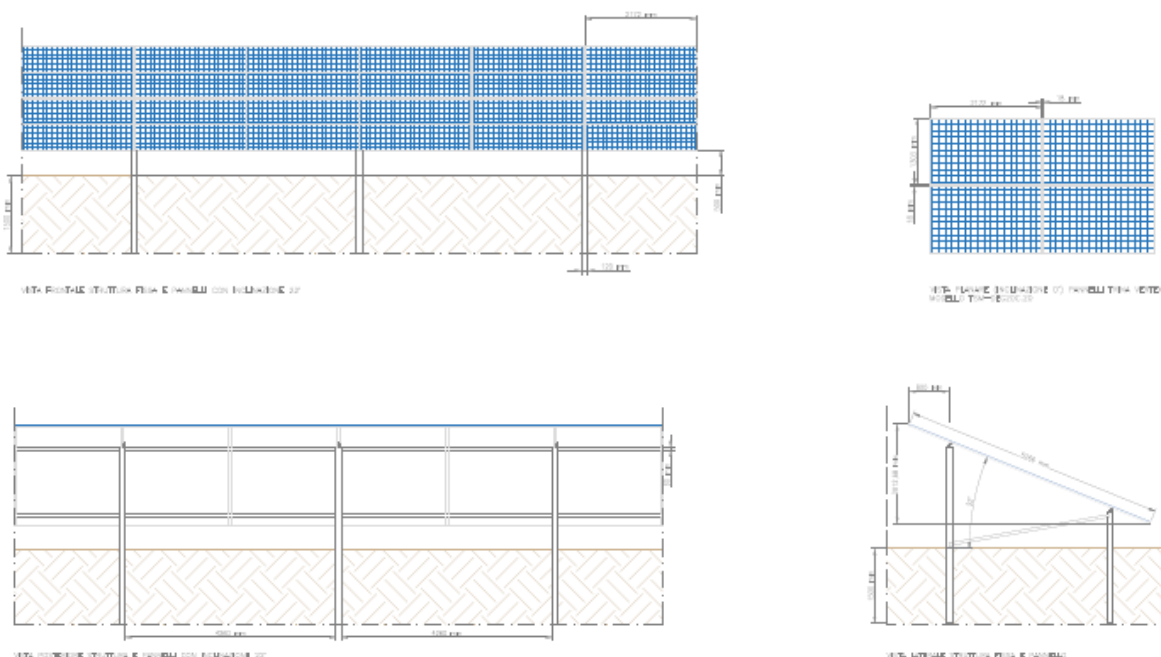
stringa (128 moduli).

Le strutture ad una singola stringa saranno realizzate in configurazione 4x8, quattro file da 8 moduli ciascuno con lato lungo parallelo al terreno, ed avranno una lunghezza complessiva di circa 17 metri.

Le strutture a doppia stringa saranno realizzate in configurazione 4x16, quattro file da 16 moduli ciascuno con lato corto parallelo al terreno, ed avranno una lunghezza complessiva di circa 35 metri.

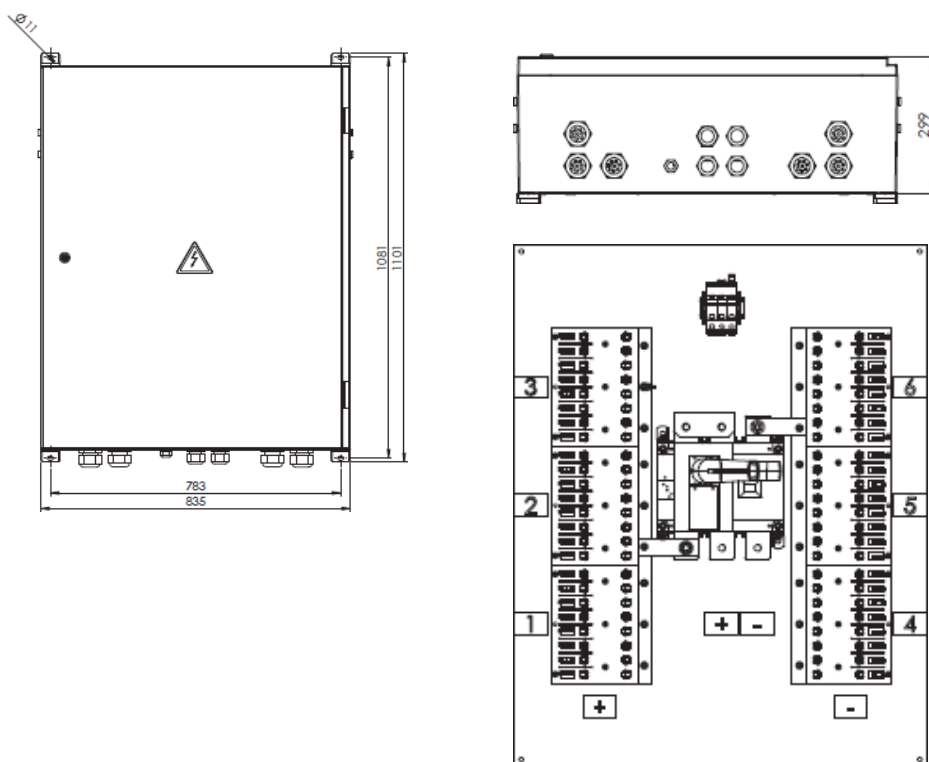
Le strutture a quadrupla stringa saranno realizzate in configurazione 4x32, quattro file da 32 moduli ciascuno con lato corto parallelo al terreno, ed avranno una lunghezza complessiva di circa 70 metri. Come anticipato, per l'impianto oggetto di richiesta autorizzativa unica, si è optato per un sistema di strutture fisse orientate a Sud con inclinazione pari a 22°, i moduli saranno fissati in quadruple file con il lato inferiore ad una quota di circa 0,5 metri dal piano campagna in tal modo l'altezza massima dei moduli, corrispondente ad una inclinazione di 22°, sarà di circa 2,6 metri. Il pitch, ovvero l'interdistanza tra le strutture, sarà di 8,3 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 l'intera struttura, 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.



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 32 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.



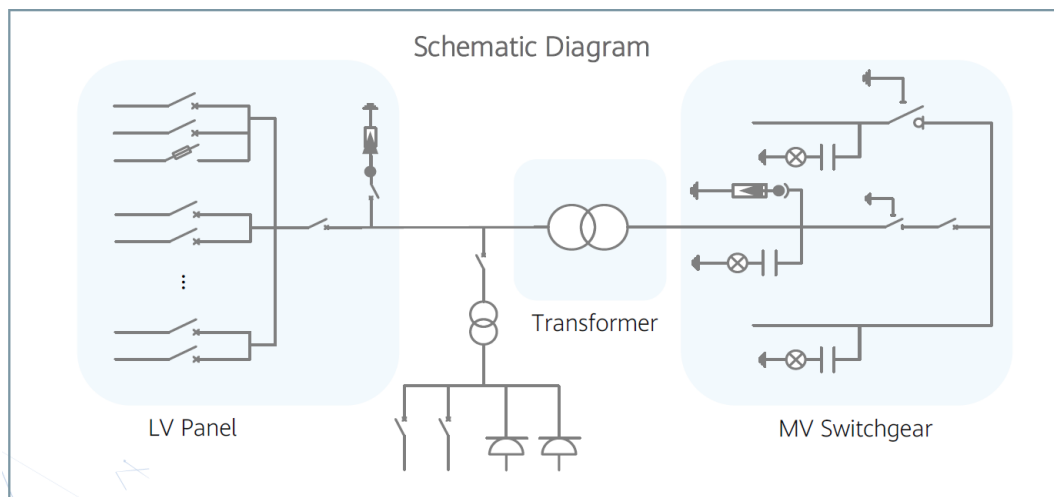
STAZIONE DI TRASFORMAZIONE E CABINA DI INTERFACCIA

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 9 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 stazione utente. Si prevede l'installazione di n. 9 trasformatori di potenza 3.500kVA.
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





STS-3000K-H1

Technical Specifications

Input		
Available Inverters	SUN2000-200KTL-H2 / SUN2000-215KTL-H0	
AC Power	3,250 kVA @40°C / 2,960 kVA @50°C ¹	
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, 23 kV, 30 kV, 33 kV, 35 kV ²	13.8 kV, 34.5 kV ²
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 1 Cable Unit with Load Breaker Switch 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 ³ (-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 ⁴	
1.5 kVA UPS	Optional ⁴	
MV Switchgear Updated to: 1 transformer unit with circuit breaker 2 cable units with load breaker switch	Optional ⁴	
Updated to 25kA 1s MV Switchgear	Optional ⁴	
IMD	Optional ⁴	
STS Interlocking	Optional ⁴	

Nel secondo scenario

1. Inverter per la conversione della corrente continua prodotta dall'impianto fotovoltaico in corrente alternata alla tensione nominale di 800V, 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 800V, 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.6 trasformatori di potenza 4.000 kVA, 3 trasformatori di potenza 3150kVA.
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 MARCO POLO. Su di esso sarà attestata la linea di evacuazione dal campo fotovoltaico verso la stazione utente dove si procederà all'elevazione della tensione nominale da 30 a 132 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.

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.

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.

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.

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.

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.

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 prima recinzione verrà arretrata di 1 m rispetto al confine del lotto mentre la seconda recinzione sarà posizionata a 4,5 metri rispetto al confine di proprietà. All'interno della fascia creatasi tra le due recinzioni 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. Il tipo di recinzione sopra descritto è rappresentato, a titolo indicativo, nella foto seguente:



ELETTRODOTTO ED 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 l'impianto alla RTN tramite realizzazione di una nuova Sotto Stazione di Utenza 30/132 kV collegata in antenna con la SE 132 kV "Canaro". 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 20 cm 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'ARERA il nuovo elettrodotto in antenna a 132 kV per il collegamento del Vs. impianto sulla Stazione Elettrica della RTN, costituisce impianto di utenza per la connessione

OPERE DI RETE

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.

In particolar modo, ai sensi dell'art. 21 dell'allegato A alla deliberazione Arg/elt/99/08 e s.m.i. dell'ARERA lo stallo arrivo produttore a 132 kV nella Stazione Elettrica della RTN, costituisce impianto di rete per la connessione.

Secondo quanto previsto dalla Soluzione Tecnica Minima Generale (STMG) elaborata da TERNA relativa alla modalità di connessione dell'impianto alla rete, il collegamento alla Stazione Elettrica (SE) della RTN a 132 kV denominata "Canaro, avverrà previa l'esecuzione delle seguenti opere di rete:

- A. realizzazione delle opere previste dal Piano di Sviluppo Terna, intervento 225-P sul potenziamento rete area Rovigo;
- B. realizzazione delle opere previste dal Piano di Sviluppo Terna, intervento 318-P sul riassetto di Ferrara;
- C. realizzazione delle opere previste dal Piano di Sviluppo Terna, intervento 258-P sul riassetto rete area di Abano;
- D. potenziamento della futura linea RTN 132 kV "Monselice – Rovigo RT" e "Rovigo RT – Canaro".

Le opere di cui alle lettere A, B e C, sono già previsti nel Piano di Sviluppo della RTN di TERNA, mentre le opere di cui al precedente punto D saranno oggetto del presente progetto e di autorizzazione Unica ai sensi del art. 12 D.Lgs. 387/03.

Si precisa che in caso di conclusione favorevole dell'iter autorizzativo, l'Autorizzazione Unica rilasciata dalle competenti Amministrazioni, riportante l'autorizzazione alla costruzione ed esercizio dell'impianto, delle opere di connessione e delle opere di rete, sarà volturata per quanto riguarda la parte relativa alla costruzione ed esercizio degli impianti di rete, dalla EG Marco Polo al gestore di rete (TERNA), in quanto le opere di rete saranno di proprietà di quest'ultimo e saranno eserciti dal gestore medesimo.

Per i dettagli sulle opere di rete si rimanda a documentazione specialistica