



IMPIANTO FOTOVOLTAICO "RANTEGHETTA" E OPERE CONNESSE

IMPIANTO FOTOVOLTAICO DI 68,48 MWp
INTEGRATO DA SISTEMA DI ACCUMULO (BESS) DI 64 MW
COMUNI DI MARCALLO CON CASONE, OSSONA,
SANTO STEFANO TICINO E MAGENTA (MI)

Proponente

SORGENIA RENEWABLES S.R.L.

VIA ALESSANDRO ALGARDI 4 · 20148 MILANO (MI) · P.IVA: 10300050969 · PEC: sorgenia.renewables@legalmail.it

Progettazione



TECNOSTUDIO S.R.L. Arch. Diego Zanaica

Via Aquileia, 56 - 35035 Mestrino (PD)

tel.: +39 0499000684 · email: info@tecnostudio-pd.it

PEC: tecnostudio@legalmail.com



QUATTROE S.R.L. Ing. Luigi De Santi

Via Primo Maggio, 12A - 35035 Mestrino (PD)

cell.: 340 3309775 email: info@quattroe.eu



Titolo Elaborato

RELAZIONE ILLUSTRATIVA

LIVELLO PROGETTAZIONE	CODICE ELABORATO	FILENAME	RIFERIMENTO	DATA	SCALA
PRELIMINARE	PD_REL01	-	-	31/01/25	

Revisioni

REV.	DATA	DESCRIZIONE	ESEGUITO	VERIFICATO	APPROVATO
0	31/01/25		MD - MR	EF	DZ

COMUNE DI MARCALLO CON CASONE (MI)
COMUNE DI OSSONA (MI)
COMUNE DI SANTO STEFANO TICINO (MI)
REGIONE LOMBARDIA



RELAZIONE ILLUSTRATIVA

INDICE

1	PREMESSA	1
2	INTRODUZIONE	2
3	SOGGETTO PROPONENTE	3
4	RIFERIMENTI LEGISLATIVI E NORMATIVI	4
4.1	Riferimenti legislativi	4
4.2	Riferimenti normativi	4
5	UBICAZIONE IMPIANTO	6
6	PROPOSTA DI NUOVI COLLEGAMENTI CICLO-PEDONALI SUL PARCO DEL GELSO	9
7	DESCRIZIONE DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO	15
8	DESCRIZIONE DELL'IMPIANTO BESS	18
8.1	Descrizione Battery container (ISO 40ft)	19
8.2	Descrizione sistema di conversione (PCS)	21
8.3	Impianto di terra	21
8.4	Sistema di Protezione, Monitoraggio, Comando e Controllo	21
8.5	Sistemi ausiliari	22
8.6	Gestione impianto	22
9	DIMENSIONAMENTO DEGLI IMPIANTI	23
10	PRINCIPALI COMPONENTI DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO	24
10.1	Moduli fotovoltaici	24
10.2	Convertitore statico – <i>solar inverter</i>	28
10.3	Strutture di fissaggio, inseguitore solare	34
10.4	Stazione di trasformazione e stazione di smistamento	37
10.5	Connessioni elettriche interne al campo	44
10.6	Connessioni elettriche esterne al campo	45
10.7	Sotto Stazione Elettrica di Utenza MT/AT	45
11	IMPIANTI AUSILIARI E OPERE CIVILI	47
11.1	Impianto di terra ed equipotenziale	47
11.2	Impianto di illuminazione perimetrale	47
11.3	Impianto di videosorveglianza	47
11.4	Stazione meteo	47
11.5	Sistema di supervisione	48
11.6	Recinzione perimetrale	48
12	ELETTRODOTTO E OPERE DI CONNESSIONE	49
12.1	Elettrodotto	49
12.2	Opere di rete	49

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 (PINIEC), 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 Energetiche Rinnovabili (FER), passando di fatto dal 34% del 2017 al 63,4% 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 copre una quota significativa dell'energia "verde" prodotta in Italia. Quanto sopra descritto si traduce, in pratica, in un necessario incremento della capacità fotovoltaica installata, portandola al 2030 a circa 80 GW complessivi, valore che attualmente si attesta attorno ai 30 GW complessivi.

Molto è stato fatto in passato da parte del legislatore italiano 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 *utility scale* che producono energia rinnovabile in regime di *grid parity*.

Le stesse considerazioni vanno ovviamente fatte anche in relazione al Programma Regionale Energia Ambiente e Clima (P.R.E.A.C.) del 2022, lo strumento di programmazione strategica della Regione Lombardia.

Infatti, l'*Atto di Indirizzi del Consiglio regionale*, approvato nel 2020, ha indicato il percorso che la Lombardia deve seguire per affermarsi come "*regione ad emissioni nette zero*" al 2050, indicando quattro direttrici fondamentali:

1. riduzione dei consumi con incremento dell'efficienza nei *settori d'uso finali*;
2. sviluppo delle *fonti rinnovabili locali* e promozione dell'autoconsumo;
3. crescita del *sistema produttivo*, sviluppo e finanziamento della *ricerca* e dell'*innovazione* al servizio della *decarbonizzazione* e della *green economy*;
4. risposta adattativa e resiliente del *sistema lombardo* ai *cambiamenti climatici*.

Infine, va evidenziato che tra le finalità individuate all'interno del Decreto del Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica del 21 giugno 2024 "*Disciplina per l'individuazione di superfici e aree idonee per l'installazione di impianti a fonti rinnovabili*" all'Articolo 1 ci sono:

a) individuare la ripartizione fra le regioni e le province autonome dell'obiettivo nazionale al 2030 di una potenza aggiuntiva pari a 80 GW da fonti rinnovabili rispetto al 31 dicembre 2020, necessaria per raggiungere gli obiettivi fissati dal PNIEC e rispondere ai nuovi obiettivi derivanti dall'attuazione del pacchetto «Fit for 55», anche alla luce del pacchetto «Repower UE»;

b) stabilire principi e criteri omogenei per l'individuazione da parte delle regioni delle superfici e delle aree idonee e non idonee all'installazione di impianti a fonti rinnovabili funzionali al raggiungimento degli obiettivi di cui alla lettera a), in linea con il principio della neutralità tecnologica.

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 denominato “Ranteghetta” integrato da un sistema di accumulo elettrochimico (BESS). Tutte le parti di impianto oggetto della presente valutazione saranno realizzate nel territorio dei Comuni di Santo Stefano Ticino (MI), Marcallo con Casone (MI), Ossona (MI) 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	RANTEGHETTA
POTENZA NOMINALE FV IN DC	68,48 MWp
POTENZA NOMINALE IMPIANTO FV IN AC	66,78 MW
POTENZA NOMINALE IMPIANTO BESS	64 MW
POTENZA NOMINALE RICHIESTA IN IMMISSIONE AC	128 MW
CODICE PRATICA Terna STMG	202406079

Tabella 1: caratteristiche dell’impianto

L’impianto sarà collegato alla Rete di Trasmissione Nazionale (RTN) dell’energia elettrica in alta tensione (*grid connected*) a 220 kV 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 SOGGETTO PROPONENTE

Il soggetto proponente del progetto in esame è Sorgenia Renewables S.r.l., interamente parte del gruppo Sorgenia Spa, uno dei maggiori operatori energetici italiani. Il Gruppo è attivo nella produzione di energia elettrica con oltre 4'750 MW di capacità di generazione installata e oltre 1.000'000 clienti in fornitura in tutta Italia. Efficienza energetica e attenzione all'ambiente sono le linee guida della sua crescita. Il parco di generazione, distribuito su tutto il territorio nazionale, è costituito dai più avanzati impianti a ciclo combinato e da impianti a fonte rinnovabile, per una capacità di circa 400 MW tra biomassa, solare ed eolico. Nell'ambito delle energie rinnovabili, il Gruppo, nel corso della sua storia, ha anche sviluppato, realizzato e gestito impianti di tipo fotovoltaico (ca. 24 MW), ed idroelettrico (ca.33 MW). In quest'ultimo settore, Sorgenia è attiva con oltre 75 MW di potenza installata gestita tramite la società Tirreno Power, detenuta al 50%. Il Gruppo Sorgenia, tramite le sue controllate, fra le quali Sorgenia Renewables S.r.l., è attualmente impegnata nello sviluppo di un importante portafoglio di progetti rinnovabili di tipo eolico, fotovoltaico, biometano, geotermico ed idroelettrico, caratterizzati dall'impiego delle Best Available Technologies nel pieno rispetto dell'ambiente.

4 RIFERIMENTI LEGISLATIVI E NORMATIVI

La legislazione e la normativa di riferimento sono quelle riguardanti la salute e la sicurezza dei lavoratori, l'uso razionale dell'energia nonché quelle relative alla qualità dell'opera. La progettazione, la costruzione e la messa in opera dell'impianto dovrà essere eseguite in conformità a quanto stabilito dalle leggi e dalle normative vigenti. L'elenco sotto riportato non deve intendersi esaustivo ma illustrativo di alcune normative. Si deve sempre considerare quanto di competenza, anche se non esplicitamente espresso allo scopo del rispetto della regola dell'arte e della tutela della sicurezza delle persone e cose all'interno.

4.1 Riferimenti legislativi

Legge 1 marzo 1968, n. 186: «Disposizioni concernenti la produzione di materiali, apparecchiature, macchinari, installazioni ed impianti elettrici ed elettronici»;

Legge 18 ottobre 1977, n. 791: «Attuazione della direttiva del consiglio delle Comunità europee (n. 72/23/CEE) relativa alle garanzie di sicurezza che devono possedere il materiale elettrico destinato ad essere utilizzato entro alcuni limiti di tensione»

D. Lgs. 6 novembre 2007, n. 194: «Attuazione della direttiva 2004/108/CE relativa alla compatibilità elettromagnetica, e della direttiva 2014/30/UE del 26 febbraio 2014, concernente l'armonizzazione delle legislazioni degli Stati membri relative alla compatibilità elettromagnetica (rifusione) che ne dispone l'abrogazione».

Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico 22 gennaio 2008, n. 37: «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».

D. Lgs. 9 aprile 2008, n. 81: «Attuazione dell'articolo 1 della legge 3 agosto 2007, n. 123, in materia di tutela della salute e della sicurezza nei luoghi di lavoro»;

4.2 Riferimenti normativi

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

CEI 64-8: «Impianti elettrici a tensione nominale non superiore a 1 000 V in corrente alternata e a 1 500 V in corrente continua»;

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.

CEI PAS 82-93 Indicazioni riguardanti la caratterizzazione degli impianti agrivoltaici. Classificazione delle varie tipologie di impianti agrivoltaici e i relativi requisiti base, nonché il monitoraggio e la valutazione della produzione elettrica. Indicazioni per la sicurezza elettrica nell'esercizio delle attività elettriche e agricole, le attività di O&M e le verifiche di impianti agrivoltaici.

Terna Codice di trasmissione dispacciamento, sviluppo e sicurezza della rete (23/11/2015)

ISO 3684 Segnali di sicurezza, colori

Tabelle di unificazione UNI – CEI – UNEL

Ogni altra prescrizione, regolamentazione o raccomandazione emanata da eventuali enti, applicabile agli impianti e alle loro parti componenti.

5 UBICAZIONE IMPIANTO

L'impianto fotovoltaico in progetto sarà realizzato nei territori dei Comuni di Santo Stefano Ticino (MI), Marcallo con Casone (MI), Ossona (MI), su terreni regolarmente censiti al catasto come da piano particellare riportato nella documentazione di progetto. Il *design* di impianto ha tenuto conto delle superfici di terreno disponibili all'installazione del generatore fotovoltaico.

DENOMINAZIONE IMPIANTO	RANTEGHETTA
COMUNE	SANTO STEFANO TICINO
LATITUDINE	45° 29' 23" N
LONGITUDINE	8° 55' 05" E
QUOTA s.l.m.	146 m
FOGLIO CATASTALE	3
PARTICELLE	182,180,242,254,158,138,252,154,145,136,153,156,146,236,20,29,30,31,34,35,36,44,45,50,51,52,61,109,136,138,235,185,31,246,248,147,148,150,237,238,240
FOGLIO CATASTALE	4
PARTICELLE	687,15,689,691
SUPERFICIE CATASTALE	748.392 mq
POTENZA NOMINALE DC	43,11 MWp

DENOMINAZIONE IMPIANTO	RANTEGHETTA
COMUNE	MARCALLO CON CASONE
LATITUDINE	45° 29' 20" N
LONGITUDINE	8° 53' 29" E
QUOTA s.l.m.	148 m
FOGLIO CATASTALE	9
PARTICELLE	221,223,224,225,234,241,273,244,246,248,250,252,259,261,265,267,182,67,186,188,33,34,35,36,37,38,39,40,41,43,82,92,192,206,202,199,49,197,195,58
SUPERFICIE CATASTALE	353.703 mq
POTENZA NOMINALE DC	13,74 MWp

DENOMINAZIONE IMPIANTO	RANTEGHETTA
COMUNE	OSSONA
LATITUDINE	45° 30' 07" N
LONGITUDINE	8° 56' 44" E
QUOTA s.l.m.	149 m
FOGLIO CATASTALE	9
PARTICELLE	67,378,383,426,430,431,440,439,434,443,436,431,458,491,154,501,513,509,506,530,533,529,528,541,543,74,75,76,87,88,89,92,201,202,223,224,232,62,96,97,98,99,101,79,80,81,63,64,65
SUPERFICIE CATASTALE	294.244 mq
POTENZA NOMINALE DC	11,63 MWp

Tabella 2: ubicazione impianto

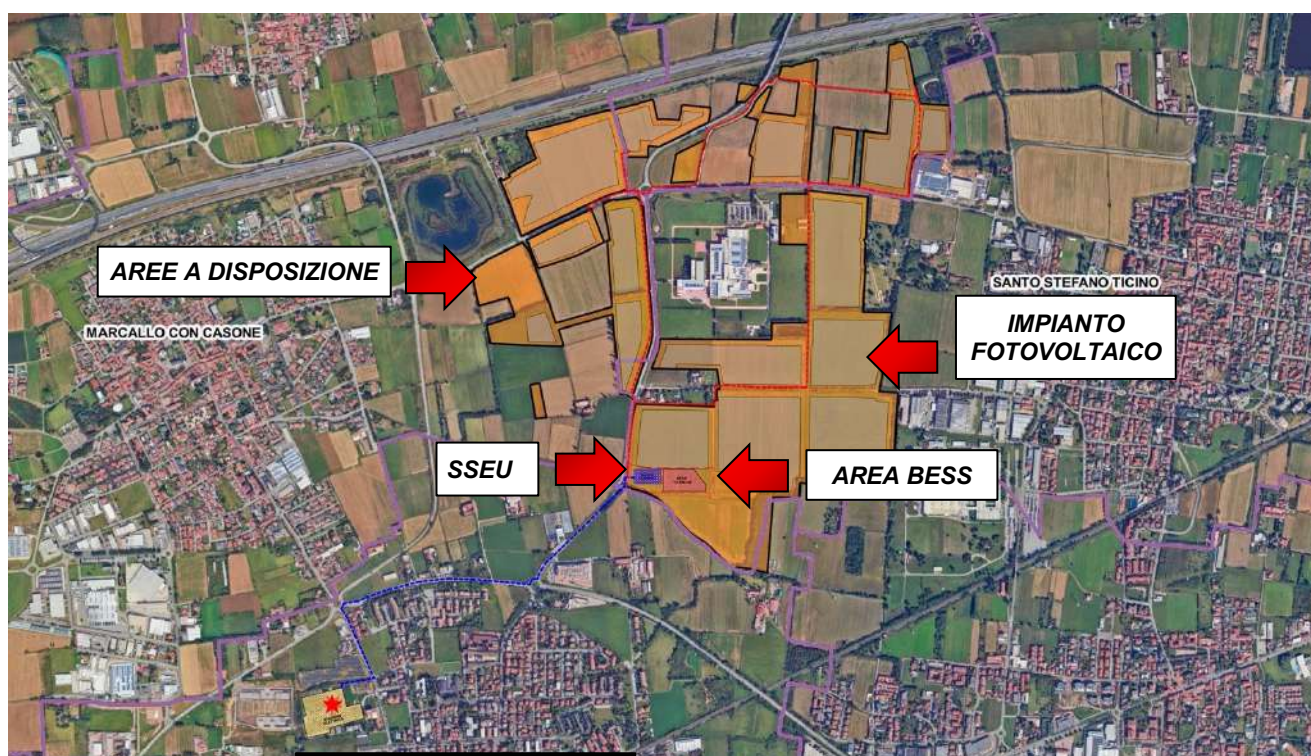


Figura 1: Ortofoto con localizzazione aree a disposizione (fonte: Google Earth)

Nell'immagine satellitare di cui sopra, le aree a disposizioni sono evidenziate in arancione, con colore marrone sono indicate le aree occupate dall'impianto fotovoltaico, con colore rosso è indicato l'elettrodotto interrato in MT, esercito alla tensione nominale di 30 kV, per il collegamento ad anello delle stazioni di trasformazione di campo con la stazione di smistamento, nel seguito anche "SW Station", dell'impianto fotovoltaico e anche con le sbarre di media tensione della nuova Sotto Stazione Elettrica di Utenza MT/AT (SSEU) che consentirà di innalzare la tensione a 220 kV.

La sezione in alta tensione sarà predisposta per alloggiare uno stallo di trasformazione e uno stallo di partenza linea, ed entrambi saranno dotati dei sistemi di protezione richiesti. Con colore blu è indicato l'elettrodotto interrato in AT, esercito alla tensione nominale di 220 kV, per il collegamento in antenna a 220 kV alla Stazione Elettrica (SE) a 380/220/132kV della RTN denominata "Magenta" esercita da Terna S.p.A., previo adeguamento/ampliamento della stessa. La SE risulta evidenziata in giallo in Figura 1.

Quanto riportato è conforme alla STMG (Soluzione Tecnica Minima Generale), codice pratica 202406079.



Figura 2: Ortofoto con individuazione impianto fotovoltaico (fonte: Google Earth)

6 PROPOSTA DI NUOVI COLLEGAMENTI CICLO-PEDONALI SUL PARCO DEL GELSO

INTRODUZIONE

L'impianto fotovoltaico denominato "Ranteghetta", come meglio descritto precedentemente, interesserà una porzione del PLIS Parco del Gelso. Data la sua collocazione, si è ritenuto opportuno accompagnare il progetto dell'impianto con una proposta di collegamenti ciclo-pedonali che permettesse una maggiore fruizione del PLIS stesso al fine di far riscoprire nuove zone del territorio. La proposta di nuovi collegamenti ciclo-pedonali è dettagliata di seguito.

INQUADRAMENTO

Il Parco del Gelso viene localizzato a cavallo dell'asse dell'Autostrada A4, è stretto fra il Parco del Ticino e quello del Rocco.

L'ampia porzione di territorio posta a cavallo del tacciato della autostrada Milano - Torino, che interessa il territorio di tre comuni (Marcallo con Casone, Santo Stefano Ticino e Mesero), si caratterizza per la presenza di un sistema insediativo che, pur sviluppato lungo un'asse lineare, non dà luogo ad un continuo urbano, ma lascia molti spazi aperti, i quali consentono il collegamento tra le aree comprese nel Parco Regionale Lombardo della Valle del Ticino, ad ovest, con quelle del Rocco, posto a oriente. Il Parco si caratterizza per la sua forma variamente articolata che comprende molta parte dei territori liberi che attorniano i nuclei urbani esistenti e in fase di consolidamento dei tre comuni convenzionati.

Il Parco si confronta quindi con un variegato tessuto insediativo, nel quale si trova, alternativamente, la presenza di tutte le funzioni che compongono i nuclei urbani: residenza, servizi, strutture produttive, commerciali e terziarie. Significativa è la frattura rappresentata dal tracciato autostradale resa ancora più evidente dalla nuova linea ferroviaria (alta capacità) che si affianca alla stessa autostrada Milano-Torino.

Il Parco del Gelso è situato nella porzione nord-ovest della Provincia di Milano, nel contesto dell'alta pianura irrigua del Villorzi, a sud del canale, in stretta connessione con il Parco regionale del Ticino e dell'altro PLIS riconosciuto del Rocco. Si tratta di un ambito di paesaggio agrario sostanzialmente pianeggiante, caratterizzato da una capillare struttura irrigua, ben conservata e tuttora utilizzata, costituita dal sistema di rogge derivate dal Villorzi e dai numerosi fontanili, segnati da boschetti e da filari, un tempo di gelsi e ora di robinie e *prunus serotina*. A questi si affianca un importante reticolo di strade alberate di interesse storico, che collega le numerose corti rurali. In tale ambito il paesaggio agricolo appare caratterizzato da un'attività produttiva non particolarmente differenziata, con una cospicua presenza di seminativi (in prevalenza mais), sporadicamente frammisti a pioppeti, mentre è ben rappresentato l'allevamento dei bovini, soprattutto da latte.

L'ambito del PLIS è attraversato da una fitta rete di itinerari provinciali che consentono i collegamenti intercomunali tra le aree urbane attorno alle quali si sviluppa l'area a parco. La principale infrastruttura presente è rappresentata dall'autostrada A4 Milano-Torino che attraversa longitudinalmente l'intero territorio del PLIS, con due svincoli di connessione con la rete locale posti agli estremi del Parco, ossia ad Arluno e a Marcallo-Mesero. Più a sud, esternamente rispetto al suo perimetro, si posizionano le ex SS11 Padana Superiore e la linea ferroviaria Milano-Novara, con le stazioni di Vittuone, Corbetta e Magenta, localizzate in corrispondenza degli assi viari con andamento nord-sud.

Altri itinerari importanti, che mettono in comunicazione l'ambito circostante il PLIS con l'area di Malpensa e con il settore occidentale dell'area metropolitana milanese, sono la SP227 tra Vittuone e Cisliano, la SP34 Vittuone-Castano, la SP31 Magenta-Castano e la SS526 dell'Est Ticino.

PROGETTO

Il progetto prevede la connessione ed il prolungamento di alcuni percorsi ciclo-pedonali esistenti, paralleli alle Strade provinciali 128 e 224. L'intervento prevede la realizzazione di una pista ciclo-pedonale di larghezza pari a circa 4,00 ml., realizzata con una massicciata di fondo e uno strato di finitura in ghiaia fine.

I percorsi saranno prevalentemente pianeggianti e dotati di adeguata segnaletica verticale, al fine di consentire ai fruitori un utilizzo sicuro e confortevole.

Questo progetto vuole apportare un contributo ambientale e naturalistico, migliorando ed incrementando la ciclabilità nel contesto del Parco del Gelso, al fine di far riscoprire nuove zone del territorio. In aggiunta a quanto esposto, l'intento è anche quello di promuovere gli spostamenti utilizzando la bicicletta sia per l'attività ludica che per quella sportiva.

Il progetto consente di rendere percorribile e completare la pista ciclabile esistente realizzando un tratto per una lunghezza complessiva di circa 3.350 ml. Lungo la pista ciclabile è prevista la realizzazione di una fascia di mitigazione di 5 m, all'interno della quale trovano posto un filare di alberature ed un filare di arbusti di specie autoctone.

Tali percorsi, marcati da filari di Gelsi, in parte ricalcano tracciati esistenti, in parte sono realizzati ex-novo.

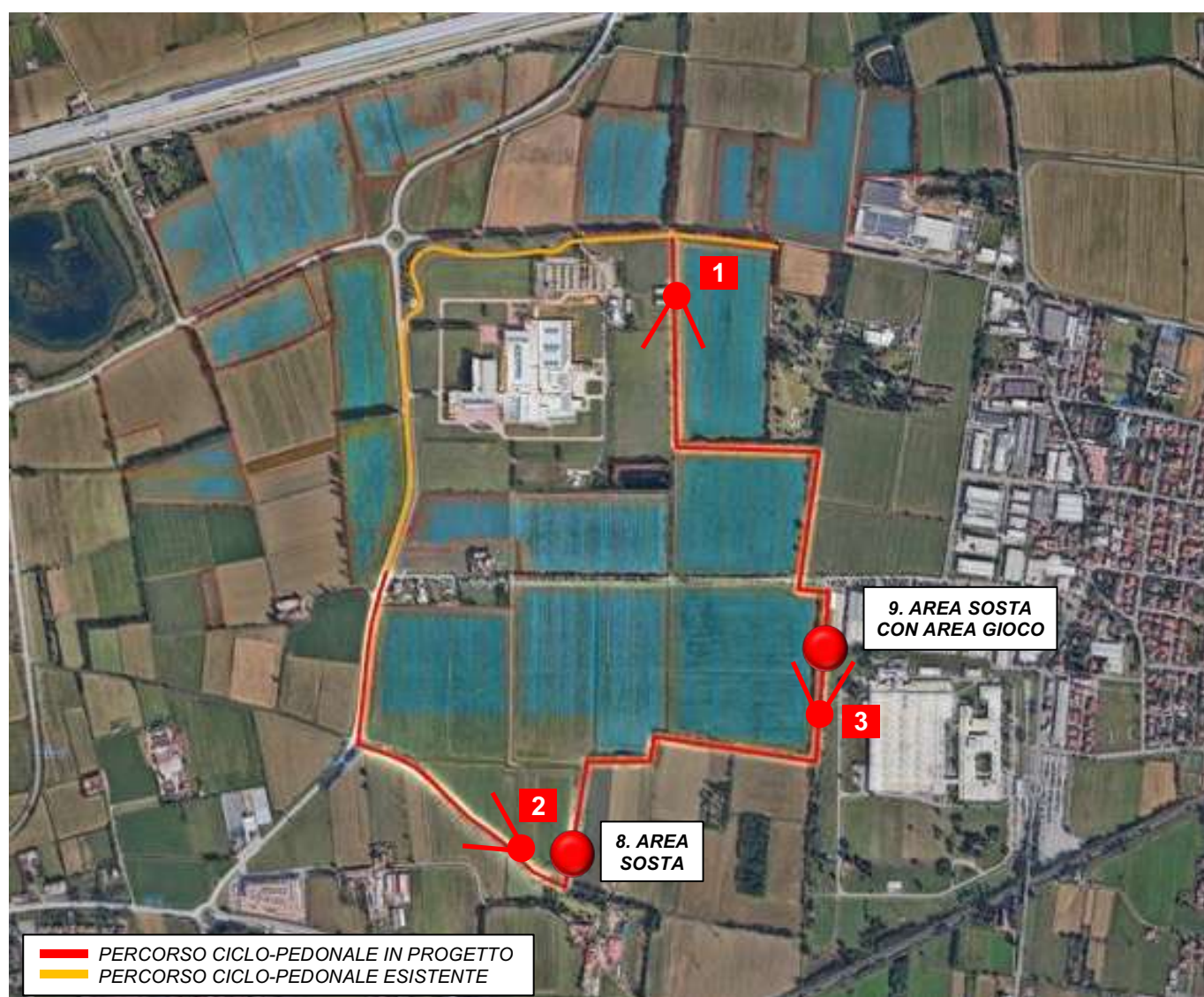


Figura 3: Ortofoto con individuazione dei percorsi ciclo-pedonali (fonte: Google Earth)



Figura 4 Vista n. 1 del percorso esistente



Figura 5 Vista n. 1 del percorso ciclo-pedonale in progetto



Figura 6 Vista n. 2 dell'area esistente



Figura 7 Vista n. 2 del percorso ciclo-pedonale in progetto

Lungo il percorso in progetto, è prevista la realizzazione di due punti di sosta, uno nella zona Est delle aree interessate dall'intervento, ed uno nella zona Sud, di dimensioni maggiori.

L'area ad Est è formata da una zona di sosta con una dotazione indicativa di n. 2 panchine in legno, n. 3 cestini, n. 4 portabiciclette in acciaio zincato e verniciato. L'area a Sud dispone – oltre alla zona di sosta per ciclisti e fruitori – anche di una zona gioco dedicata ai più piccoli, con strutture di gioco in legno e percorsi dedicati. L'area dedicata al gioco è indicativamente dotata di n. 3 panchine in legno, n. 3 cestini, una grande struttura di gioco in legno con torri, scivoli e scalette, n. 3 giochi a molla in legno e acciaio, n. 1 gioco tipo bilico in legno. Le pavimentazioni delle aree di sosta saranno differenziate a seconda dell'utilizzo, e caratterizzate con dei colori accesi.

Grazie alla presenza di queste aree di sosta / ricreative, infatti, chi usufruirà di questi percorsi potrà contare su delle comode aree di appoggio durante la visita del Parco.

Obiettivi del Progetto:

1. **Valorizzare il Parco;**
2. **Collegare i principali punti di interesse;**
3. **Promuovere l'uso della bicicletta e della mobilità a piedi;**
4. **Migliorare la sicurezza dei ciclisti e dei pedoni;**
5. **Ridurre l'impatto ambientale dei trasporti motorizzati;**
6. **Favorire uno stile di vita sano tra i cittadini.**



Figura 8 – Vista zenitale dell'area di sosta a Sud con l'area gioco



Figura 9 Vista zenitale dell'area di sosta ad Est



Figura 10 Vista n. 3 del terreno esistente nell'area Sud di progetto



Figura 11 Vista n. 3 del punto di sosta nella zona Sud di progetto, con l'area gioco

7 DESCRIZIONE DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO

Il generatore fotovoltaico si estenderà su una superficie di terreno a destinazione prettamente agricola insistente nel territorio dei Comuni di Santo Stefano Ticino (MI), Marcallo con Casone (MI), Ossona (MI). Di seguito si riportano le caratteristiche principali:

DENOMINAZIONE IMPIANTO	RANTEGHETTA
SUPERFICIE RECINTATA	82,94 ha
POTENZA NOMINALE DC	68.475 kWp
POTENZA IMMISSIONE AC	66,78 MW
MODULI INSTALLATI	106.992
TOTALE STRINGHE INSTALLATE	4.458

Tabella 3: estensione dell'impianto

I moduli fotovoltaici installati presenteranno una potenza nominale (@STC) pari a 640 Wp, saranno del tipo bifacciali e installati "a terra" su strutture di tipo tracker (a inseguimento solare) mono assiale nord/sud. I moduli ruoteranno attorno all'asse della struttura da est e ovest inseguendo la posizione del Sole all'orizzonte durante l'arco della giornata.

I moduli fotovoltaici scelti per la realizzazione dell'impianto oggetto della presente relazione sono di tipo bifacciale, in grado, cioè di captare la radiazione luminosa sia sul fronte che sul retro del modulo, avranno dimensioni pari a 2.465 x 1.134 x 30 mm (H x L x P) e sono composti da 156 celle per faccia (78 x 2) in silicio monocristallino. Essi saranno fissati su ciascun tracker in modalità 2 x N, ovvero in file composte da due moduli con lato corto parallelo all'asse di rotazione (nord/sud); le strutture utilizzate nel presente progetto saranno essenzialmente di tre tipi, individuate in funzione della loro lunghezza: 2 x 12 moduli, 2 x 24 moduli e 2 x 36 moduli. L'asse centrale di rotazione sarà collegato a pali di sostegno verticali infissi nel terreno senza l'ausilio di opere in calcestruzzo.

I moduli saranno collegati tra di loro in serie a formare stringhe ciascuna delle quali composta da 24 moduli; la lunghezza di stringa è stabilita in funzione delle caratteristiche del sistema fotovoltaico in termini di tensione massima ammissibile e della potenza complessiva. Congiuntamente al collegamento sul convertitore statico, le stringhe saranno opportunamente collegate in parallelo a coppia nell'apposita morsetteria del convertitore; il numero di stringhe è valutato in funzione delle correnti in gioco.

Il design di impianto prevede l'utilizzo di *inverter* di stinga, ovvero unità statiche di conversione della corrente DC/AC con potenza massima lato AC di 352 kVA (@30 °C), 320 kVA (@40 °C), 295 kVA (@50 °C) e potenza nominale AC di 320 kW. Sono unità dotate di 12 MPPT, ciascuno con 2 ingressi. Ogni *inverter*, collocato in campo in testa ai tracker, è collegato, all'interno dell'alloggiamento di ciascuna stazione di trasformazione, al trasformatore 0,80/30 kV, al quadro di media tensione e a tutti gli apparati dedicati alla gestione, controllo e protezione necessari al corretto funzionamento ordinario dei suddetti apparati. Ciascuna stazione di trasformazione sarà composta da un box tipo container di dimensioni pari a 6,06 x 2,44 x 2,90 m.

L'impianto fotovoltaico sarà completato dall'installazione di una stazione di smistamento con una control room, denominata *SW Station*, ubicata a Sud-Ovest del campo all'interno della zona recintata, in zona facilmente accessibile sia per motivi funzionali che di sicurezza. La stazione di smistamento sarà realizzata con un manufatto in cemento armato vibrato (c.a.v.) di dimensioni 16,45 x 4,00 x 3,00 m. Lo spazio all'interno del manufatto sarà organizzato in modo tale da avere un locale per il sezionamento e la protezione dei circuiti di media tensione (collocamento del quadro generale di media tensione), un locale dedicato all'installazione del trasformatore di spillamento MT/BT di potenza apparente pari a 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 il quadro generale di bassa tensione e l'armadio rack e, infine, un locale ufficio/deposito. L'utilizzo del locale sarà consentito al solo personale abilitato per lo

svolgimento di attività tecniche nei limiti strettamente necessari al relativo espletamento, non prevedendo la presenza continuativa nello stesso.

Il quadro di media tensione collocato all'interno della stazione di smistamento è l'apparato dove saranno attestate tutte le linee provenienti dalle stazioni di trasformazione in campo; su di esso sarà infatti attestata anche la linea di collegamento in uscita dal campo verso la Sotto Stazione Elettrica di Utenza.

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 stazione meteo in campo (piranometri/solarimetro, anemometri, ecc.). 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 gestore di rete Terna S.p.A..

Il campo fotovoltaico prevede la realizzazione di un sistema di viabilità interna e 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.

Sono previsti 17 accessi carrabili che permettono l'accesso ai vari campi fotovoltaici. Tali accessi saranno costituiti da cancelli a due ante in pannellature metalliche di larghezza 3 metri ciascuna e montati su pali in acciaio infissi al suolo.

La recinzione perimetrale sarà realizzata con rete metallica rombata a maglia larga alta circa 2 metri e sormontata da filo spinato, collegata a pali di acciaio alti circa 3 metri infissi direttamente nel suolo per una profondità di circa 100 cm. La rete metallica non sarà realizzata a totale chiusura del perimetro: rispetto al piano campagna, infatti, sarà lasciato un passaggio di altezza pari a circa 30 cm che consenta il passaggio della fauna selvatica di piccola taglia. Sia la viabilità perimetrale che quella interna avranno larghezza di circa 5 m; entrambi i tipi di viabilità saranno realizzati 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 pozzetto di fondazione in calcestruzzo dedicato. I pali avranno una altezza di circa 3 m, saranno dislocati ogni circa 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 elettrica, eccezion fatta per il sistema di illuminazione e di videosorveglianza che avranno una loro linea di alimentazione elettrica tradizionale; è prevista l'installazione di un trasformatore di spillamento di potenza apparente pari a 100 kVA per il funzionamento di tutti i sistemi ausiliari.

L'energia prodotta dal generatore fotovoltaico sarà disponibile in corrispondenza della stazione di smistamento ad una tensione nominale di 30 kV e sarà veicolata verso la SSE di Utenza di elevazione 30/220 kV e da questa poi al punto di connessione della RTN (Rete di Trasmissione Nazionale) mediante cavidotto interrato a 220 kV che verrà posato prevalentemente lungo viabilità pubblica esistente. Per coprire la distanza tra l'impianto e la suddetta SSE di Utenza si prevede di realizzare un elettrodotto interrato idoneo al trasporto di energia in media tensione a 30 kV.

La distanza tra l'impianto e la Sotto Stazione Elettrica di Utenza prevede la realizzazione di un elettrodotto interrato con la posa di cavi idonei al trasporto di energia alla tensione di 30 kV. Le linee di bassa tensione, sia quelle in corrente continua che in corrente alternata saranno realizzate totalmente all'interno dell'area occupata dall'impianto fotovoltaico. Le linee di media tensione saranno realizzate in parte all'interno dell'area occupata dall'impianto fotovoltaico e in parte, per i collegamenti esterni all'area di impianto, sulla viabilità rurale, comunale, provinciale e statale esistente.

Tutti i cavi, ad eccezione dei cavi stringa (collegamento moduli – *inverter*), saranno posati in trincea ovvero direttamente interrati con o 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 80 cm per i cavi di bassa tensione in alternata 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 all'inverter di riferimento, la cui posa sarà in aria libera.

Oltre a quelli interni al campo fotovoltaico saranno realizzati i collegamenti in media tensione fra le stazioni di trasformazione e la stazione di smistamento, e il collegamento in media tensione con la SSEU di Utenza dove verrà eseguita l'elevazione della tensione di esercizio da 30 a 220 kV utili alla connessione dell'impianto alla RTN. Questi collegamenti, esterni all'area di impianto, saranno realizzati per quanto possibile sulla viabilità rurale, comunale, provinciale e statale esistente; i cavi saranno direttamente interrati in trincea ad una profondità di posa minima di 120 cm per le doppie terne, 140 cm per le triple terne e 150 cm per le quadruple terne. 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 si provvederà 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 lavaggio dei pannelli saranno effettuate con un trattore di piccole dimensioni equipaggiato con una lancia di 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 detergenti 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.

8 DESCRIZIONE DELL'IMPIANTO BESS

All'esterno dell'area dell'impianto FV ed in prossimità alla SSEU verrà installato un sistema di accumulo elettrochimico caratterizzato da una potenza pari a 64 MW per il prelievo e l'immissione di energia elettrica nella Rete di Trasmissione Nazionale (RTN) e una capacità di accumulo dell'energia elettrica pari a circa 128 MWh. I sistemi BESS possono operare sia come carico, durante la carica degli accumulatori, sia come generatore durante la loro fase di scarica. Inoltre, il sistema BESS è in grado di fornire diversi servizi di regolazione di frequenza e bilanciamento alla rete elettrica nazionale. Eventualmente potrà effettuare altri servizi ancillari di rete, solo su richiesta del TSO nel punto di connessione.

Il sistema di accumulo BESS (Battery Energy Storage System) è un impianto di accumulo elettrochimico di energia, costituito da sottosistemi, apparecchiature e dispositivi necessari all'immagazzinamento dell'energia elettrica ed alla conversione bidirezionale della stessa al livello di tensione della rete.

Il sistema di accumulo è in grado di immagazzinare l'energia elettrica prodotta dall'impianto fotovoltaico per poi immetterla in rete quando ciò risulta più conveniente. L'accumulo (o storage) consente inoltre di immagazzinare la sovrapproduzione di energia elettrica che non può essere immessa in rete, qualora questa risulti congestionata.

La tecnologia di accumulatori elettrochimici (batterie) è composta da celle agli ioni di litio. Di seguito è riportata la lista dei componenti principali del sistema BESS:

- celle agli ioni di litio assemblati in moduli e armadi (Battery container);
- sistema bidirezionale di conversione CC/CA, trasformatori di potenza MT/BT e quadri elettrici di potenza MT (PCS);
- sistema di gestione e controllo locale di assemblato batterie (BMS);
- sistema locale di gestione e controllo integrato di impianto (SCI) - assicura il corretto funzionamento di ogni assemblata batteria azionato da PCS;
- sistema Centrale di Supervisione (SCCI);
- servizi Ausiliari e di controllo;
- cavi di potenza e di segnale;
- sistema di raffreddamento degli assemblati batterie e impianto antincendio.

La configurazione del sistema BESS, in termini di numero di PCS e di numero di moduli batteria e containers dipenderà dal fornitore dello stesso e sua densità di potenza, oltre che dalla capacità di accumulo prevista. Tipicamente gli impianti BESS sono dimensionati in termini di ore di autonomia rispetto alla potenza nominale dello stesso, indicativamente da 1 a 8h, secondo l'esigenza.

Il sistema previsto in progetto si compone di n. 9 unità di conversione e trasformazione (PCS), ciascuna con potenza pari a 7.200 kVA ed è dotato di n.36 battery container, ciascuno con capacità di stoccaggio dell'energia elettrica pari a 3.55 MWh per un totale di circa 128 MWh. Il sistema sarà quindi in grado di fornire o sottrarre energia dalla RTN alla potenza nominale di 64 MW per una durata pari a due ore.

Le singole unità sono combinate tra loro attraverso una distribuzione interna di impianto in BT e MT e costituiranno l'intero sistema BESS. Ogni unità sarà costituita dai principali componenti quali trasformatori MT/BT e inverter (che costituiscono l'unità di trasformazione e conversione PCS), al quale sono abbinati un certo numero di moduli batteria dimensionati rispetto al valore di autonomia di progetto (attraverso opportuni collegamenti serie e parallelo dei singoli moduli).

Il sistema sarà complessivamente composto da:

- n.36 container di energia (Battery Container) da 12,19x2,44x2,9m High Cube (40 ft);
- n.9 container contenente il quadro di parallelo in media tensione, il trasformatore MT/BT e il sistema di conversione (PCS – Power Conversion Unit), da 6,06x2,44x2,59m (20 ft);

8.1 Descrizione Battery container (ISO 40ft)

I moduli batteria collegati in serie sono collocati all'interno di cabinati container tipo ISO40 (12,19x2,44x2,9m). I cabinati saranno realizzati mediante container prefabbricati posati su fondazione a vasca. La dimensione in pianta della fondazione sarà di circa 13x4 m ISO 40ft.

La struttura consentirà il trasporto, nonché la posa in opera in un unico blocco sui supporti, con tutte le apparecchiature già installate a bordo e senza che sia necessario procedere allo smontaggio delle varie parti costituenti il singolo container. L'unica eccezione riguarderà i moduli batteria che, se necessario, saranno smontati e trasportati a parte.

Nei container sarà previsto dove necessario, un impianto di condizionamento e ventilazione, idoneo a mantenere le condizioni ambientali interne ottimali per il funzionamento dei vari apparati. Il grado di protezione minimo dei container sarà di IP54. Sarà previsto un sistema antieffrazione con le relative segnalazioni.

La struttura dei containers sarà del tipo autoportante metallica, per stazionamento all'aperto, costruita in pannelli coibentati. I battery container saranno equipaggiati di sistemi per il rilevamento del calore e dei fumi e di sistemi per l'estinzione della fiamma dotati di sensori per il rilevamento delle perdite. Sarà previsto inoltre un sistema automatico per il controllo della pressione all'interno dell'ambiente chiuso.

Inoltre, i container batteria saranno dotati di sistemi di condizionamento opportunamente dimensionati in modo da garantire la temperatura ottimale dell'aria per il corretto funzionamento delle varie componenti interne al locale chiuso. I sistemi di condizionamento potranno essere dotati anche di un circuito chiuso ad acqua o acqua e glicole per il raffreddamento delle componenti elettroniche dell'impianto.

Le batterie sono alloggiate all'interno dei n.36 container e sono raggruppate in rack. Ogni rack è composto da un numero di moduli batterie collegati in serie tra loro. Il modulo batterie sarà composto da 50 celle in serie per una tensione nominale di 160V, una capacità nominale di 280Ah ed una potenza massima di 44,8kW.

BATTERY CELLS	
Manufacturer	CATL
Model	CATL 280Ah
Cell Technology	LFP
Nominal Capacity	280Ah
Maximum Power	896 W
Operating Voltage	2.5 – 3.65 V
Nominal Voltage	3.2 V
Operation Temperature Range	Charge: 0 – 55°C Discharge: -20 – 55°C
Maximum Operating Current	10.51 A

Tabella 4: Dati tecnici cella elettrochimica

Ciascun container batteria sarà composto da 12 rack per un totale di 96 rack ciascuno caratterizzato da una capacità pari a 358,4 kWh (valore variabile in funzione del modello disponibile del produttore).

Nella figura sottostante è riportata la tipologia commerciale di rack presa in esame per il dimensionamento di massima dell'impianto. L'esatta tipologia, marca e modello, sarà definita in sede di progetto esecutivo.

SPECIFICATION	PARAMETER
Configuration	1P400S
Key component	8 Modules, 1 BSPU
Dimension(W×H×D)	1000*2400*1200 mm
Weight	3300kg
Nominal capacity	280Ah
Nominal Energy	358,40 kWh
Nominal Voltage	1.280V
Operating Voltage	1.120V ~ 1.440V
Max Power	358.40 kW (1C)
Certifications	IEC 62619 UL 9540A

Tabella 5: Dati tecnici rack batterie

8.2 Descrizione sistema di conversione (PCS)

La conversione dell'energia elettrica da corrente continua in corrente alternata (e viceversa) è affidata ad un sistema di inverter aventi potenza nominale paria a 3.550 kW, alloggiati in apposito container insieme con i quadri di interfaccia e al trasformatore MT/BT, che eleva la tensione a 30 kV. Il sistema risulterà equipaggiato con i seguenti componenti principali:

- trasformatori MT/BT tipo ONAN (Oil Natural – Air Natural) da 7200 kVA;
- ponti bidirezionali di conversione statica Inverter CC/CA da 3500 kVA;
- filtri sinusoidali di rete;
- filtri RFI;
- celle MT;
- sistemi di controllo, monitoraggio e diagnostica;
- sistemi di protezione e manovra;
- sistemi ausiliari (condizionamento, ventilazione, etc.);
- sistemi di interfaccia assemblati batterie.

I convertitori statici CC/CA saranno di tipologia VSC (Self-Commutated Voltage source Converter) con controllo in corrente, di tipo commutato. Essi saranno composti da ponti trifase di conversione CC/CA bidirezionali reversibili realizzati mediante componenti total-controllati di tipo IGBT (Insulated Gate Bipolar Transistor).

Il sistema di conversione sarà dotato degli apparati di supervisione con funzioni di protezione, controllo e monitoraggio, dedicato alla gestione locale dello stesso e delle assemblate batterie da esso azionati. Il PCS sarà posto all'interno di container 20ft (6,06x2,44x2,59m) su apposita fondazione.

Si è menzionata la necessità di elevare, mediante trasformatori, la tensione in MT. Tali trasformatori saranno collegati tra di loro all'interno dei quadri MT e avranno il compito di distribuire la potenza erogata/assorbita dalle batterie verso la cabina di smistamento dell'impianto. Da un punto di vista funzionale il quadro avrà quindi il compito di:

- dispacciare la totale potenza erogata/assorbita dal sistema di stoccaggio mediante una cella apposita che sarà in assetto classico "montante di generazione";
- alimentare i servizi ausiliari di tutti i container che alloggiano le batterie e i sistemi di conversione mediante una cella in assetto classico "distributore".

8.3 Impianto di terra

L'impianto di terra del sistema BESS sarà dimensionato per disperdere la massima corrente di guasto prevista.

La definizione della geometria del dispersore sarà effettuata in fase di progetto esecutivo, quando saranno noti i valori di resistività del terreno, da determinare con apposita campagna di misure. In caso di terreno non omogeneo con strati superiori ad elevata resistività si potrà procedere all'installazione di dispersori verticali (picchetti) di lunghezza sufficiente a penetrare negli strati di terreno a resistività più bassa, in modo da ridurre la resistenza di terra dell'intero dispersore. Qualora risultasse la presenza di zone con tensioni di contatto superiori, si adotteranno le soluzioni di cui all'Allegato E della Norma CEI 99-3.

8.4 Sistema di Protezione, Monitoraggio, Comando e Controllo

Il sistema di accumulo può essere controllato da: un sistema centralizzato di controllo locale e un sistema di telecontrollo da una o più postazioni remote.

Il Sistema di Controllo Integrato locale è formato da una rete di controllori digitali per il controllo dei container PCS e di unità di controllo remoto di segnali I/O, per la gestione dei container batterie. Ci sarà inoltre una unità centrale di controllo che funge da collettore di informazioni verso lo SCADA di livello superiore e il sistema di controllo della centrale esistente.

I sistemi di controllo, di protezione e di misura centralizzati sono interconnessi tra loro e con le apparecchiature installate tramite cavi a fibre ottiche e connettono l'impianto con i sistemi remoti di telecontrollo, per il controllo e l'automazione delle varie apparecchiature e le registrazioni cronologiche (TREND).

8.5 Sistemi ausiliari

L'impianto sarà dotato dei seguenti sistemi ausiliari:

- Impianto di sicurezza e videosorveglianza: non si prevedono modifiche di quello esistente, ma se ne valuterà l'esigenza in fase di progetto esecutivo;
- Impianto di illuminazione esterno: per il progetto in esame, non si prevedono integrazioni all'illuminazione esterna della centrale; quanto all'illuminazione dei container, ognuno avrà corpi illuminanti interni ed esterni costituiti da armature stagne a LED IP65;
- Sistema di condizionamento dimensionati in modo da garantire la temperatura ottimale dell'aria per il corretto funzionamento delle varie componenti interne al locale chiuso. I sistemi di condizionamento potranno essere saranno dotati anche di un circuito chiuso ad acqua o acqua e glicole per il raffreddamento delle componenti elettroniche dell'impianto;
- Impianto di rivelazione incendi con centralina collegata a sensori di fumo e di calore all'interno dei container batterie;
- Attrezzature di spegnimento, sistema di estinzione della fiamma dotato di estintore con segnalatore di perdita e di un sistema automatico per il controllo della pressione.

8.6 Gestione impianto

L'impianto BESS non richiederà, di per sé, il presidio da parte di personale preposto.

L'impianto, infatti, verrà esercito, a regime, mediante un sistema di supervisione che consentirà di rilevare le condizioni di funzionamento e di effettuare comandi sulle macchine ed apparecchiature da remoto, o, in caso di necessità, di rilevare eventi che richiedano l'intervento di squadre specialistiche.

Il sistema di controllo dell'impianto avverrà tramite due tipologie di controllo: controllo locale e controllo remoto.

- Controllo locale: monitoraggi tramite PC centrale, posto in prossimità dell'impianto, tramite software apposito in grado di monitorare e controllare gli inverter;
- Controllo remoto: gestione a distanza dell'impianto tramite modem GPRS con scheda di rete Data-Logger montata a bordo degli inverter.

Il sistema di controllo con software dedicato permetterà l'interrogazione in ogni istante dell'impianto, al fine di verificare la funzionalità degli inverter installati, con la possibilità di visionare le funzioni di stato, comprese le eventuali anomalie di funzionamento.

Le principali grandezze controllate dal sistema saranno:

- Potenze dell'inverter;
- Tensione di campo dell'inverter;
- Corrente di campo dell'inverter;
- Temperatura ambiente;
- Letture dell'energia attiva e reattiva prodotte.

9 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.

La soluzione progettuale di impianto prevede la conversione della corrente prodotta dal generatore fotovoltaico in alternata mediante *inverter* di stringa. L'uscita di ciascun *inverter* sarà collegata all'interno della stazione di trasformazione, dove si provvederà alla trasformazione della tensione nominale di esercizio da bassa tensione 800 V (quella prodotta dall'inverter) alla tensione nominale di 30 kV. La stazione di trasformazione sarà pertanto composta da 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 diciassette sottocampi.

DENOMINAZIONE IMPIANTO	RANTEGHETTA
STAZIONI DI TRASFORMAZIONE da 8960 kVA (@40 °C)	5
STAZIONI DI TRASFORMAZIONE da 6400 kVA (@40 °C)	4
STAZIONI DI TRASFORMAZIONE da 3200 kVA (@40 °C)	2
NUMERO TOTALE <i>INVERTER</i>	210
POTENZA NOMINALE AC <i>INVERTER</i>	320 kW
TOTALE POTENZA AC IMPIANTO FV	66.775 kW

Tabella 6: caratteristiche di dimensionamento dell'impianto

Occorre osservare che la potenza nominale apparente massima generata dall'impianto fotovoltaico vale, al punto di evacuazione identificato con la stazione di smistamento, 66.775 kW.

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 i parametri di stringa in funzione dei parametri tecnici dei moduli fotovoltaici scelti. Per tale progetto il numero di moduli fotovoltaici per stringa sarà pari a 24 unità.

10 PRINCIPALI COMPONENTI DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO

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, permette di ricavare la percentuale di energia incidente che è possibile trovare all'uscita dell'impianto, sotto forma di energia elettrica, immessa in rete. 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.

10.1 Moduli fotovoltaici

Lo stato dell'arte sulle tecnologie disponibili per il settore fotovoltaico prevede l'utilizzo, per i grandi impianti *utility scale*, di moduli fotovoltaici le cui celle sono realizzate prettamente in silicio monocristallino. 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 lustro fa. Attualmente il grado di efficienza di conversione si attesta ben oltre il 20% per quelli in silicio monocristallino sia per la tecnologia PERC (*Passivated Emitter and Rear Cell*) che per la tecnologia TOPcon (Tunnel Oxide Passivating Contacts) adottata in questo progetto. 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 di picco pari a 640 Wp e dimensioni di 2.465 x 1.134 x 30 mm; il modulo individuato è JinkoSolar modello Tiger Neo 78HL4-BDV per il quale si evidenzia un'efficienza di conversione di circa il 22,9% (@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 della proprietà 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 utile 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 5/10%.
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 ed i relativi impatti ambientali e, quindi, anche i costi relativi al montaggio e cablaggio del sistema (strutture, cavi, manodopera, ecc.).

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

TIGER Neo

78HL4-BDV

625-650 Watt

BIFACIAL MODULE WITH DUAL GLASS

N-type



N-type Technology

N-type modules with Tunnel Oxide Passivating Contacts (TOPcon) technology offer lower LID/LeTID degradation and better low light performance.



HOT 3.0 Technology

N-type modules with JinkoSolar's HOT 3.0 technology offer better reliability and efficiency.



Dual-Sided Power Generation

Dual-sided power generation gain increases with backside exposure to light, significantly reducing LCOE.



Mechanical Load Enhanced

Certified to withstand:
5400 Pa front side max static test load
2400 Pa rear side max static test load



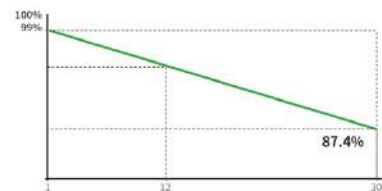
SMBB Technology

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



Anti-PID Guarantee

Minimizes the chance of degradation caused by PID phenomena through optimization of cell production technology and material control.



12 Year Product Warranty | **30 Year** Linear Power Warranty | **1%** First year Degradation | **0.40%** Annual Degradation Over 30 Years

- IEC61215:2021 / IEC61730:2023
- IEC61701 / IEC62716 / IEC60068 / IEC62804
- ISO9001:2015: Quality Management System
- ISO14001:2015: Environment Management System
- ISO45001:2018: Occupational health and safety management systems



POSITIVE QUALITY™
Continuous Quality Assurance

JKM625-650N-78HL4-BDV-F9-EN

78HL4-BDV 625-650 Watt

Mechanical Characteristics

Cell Type	N-type Mono-crystalline
No. of cells	156 (78×2)
Dimensions	2465×1134×30 mm
Weight	34.0 kg
Front Glass	2.0 mm, Anti-reflection Coating
Back Glass	2.0 mm, Heat Strengthened Glass
Frame	Anodized Aluminium Alloy
Junction Box	IP68 Rated
Protection Class	Class II
IEC Fire Type	Class C
Connector Type	JK03M/MC4/Others
Output Cables	4.0 mm ² (+): 400 mm, (-): 200 mm or Customized Length

Packaging Configuration

Pallet Dimentions	2525×1140×1251 mm
Packing Detail (Two pallets = One stack)	36 pcs/pallets, 72 pcs/stack, 576 pcs/ 40'HQ Container

Specifications (STC)

Maximum Power - P _{max} [Wp]	625	630	635	640	645	650
Maximum Power Voltage - V _{mp} [V]	47.54	47.70	47.86	48.02	48.17	48.33
Maximum Power Current - I _{mp} [A]	13.15	13.21	13.27	13.33	13.39	13.45
Open-circuit Voltage - V _{oc} [V]	56.95	57.08	57.21	57.34	57.47	57.60
Short-circuit Current - I _{sc} [A]	13.80	13.86	13.92	13.98	14.04	14.10
Module Efficiency STC [%]	22.36	22.54	22.72	22.90	23.07	23.25
Power Tolerance	0 ~ +3 %					
Temperature Coefficients of P _{max}	-0.29 %/°C					
Temperature Coefficients of V _{oc}	-0.25 %/°C					
Temperature Coefficients of I _{sc}	0.045 %/°C					

STC: Irradiance 1000W/m², Cell Temperature 25°C, AM=1.5

Specifications (BNPI)

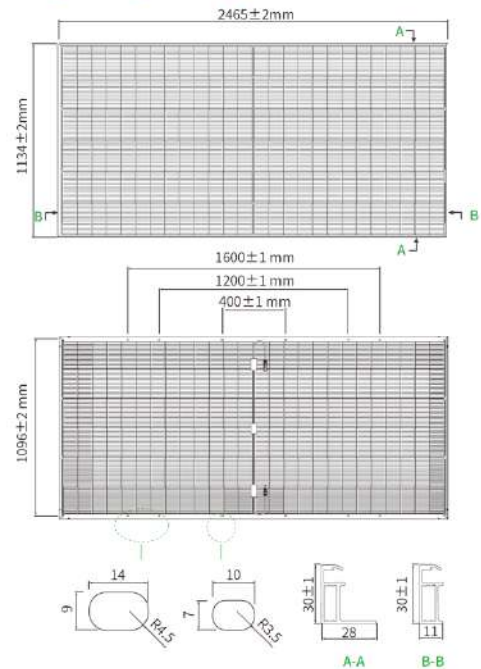
Maximum Power - P _{max} [Wp]	688	693	699	704	710	716
Maximum Power Voltage - V _{mp} [V]	47.57	47.73	47.91	48.06	48.23	48.40
Maximum Power Current - I _{mp} [A]	14.46	14.52	14.59	14.65	14.72	14.79
Open-circuit Voltage - V _{oc} [V]	57.00	57.14	57.28	57.42	57.56	57.70
Short-circuit Current - I _{sc} [A]	15.19	15.27	15.35	15.43	15.51	15.59

BNPI: Irradiance: front 1000W/m², rear 135W/m², Cell Temperature 25°C, AM=1.5

Application Conditions

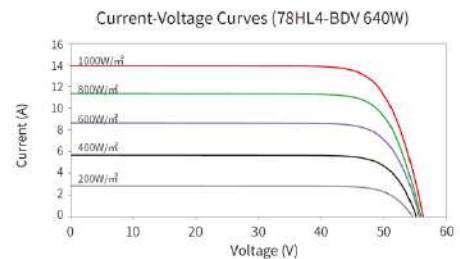
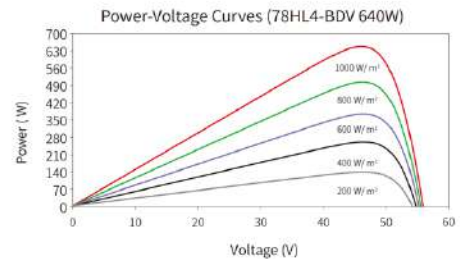
Operating Temperature	-40 °C ~ +70 °C
Maximum System Voltage	1500 VDC (IEC)
Maximum Series Fuse Rating	30 A
Bifaciality Coefficient	φV _{oc} : 98±5 %, φI _{sc} : 80±5 %, φP _{max} : 80±5 %

Engineering Drawings



*Note: For specific dimensions and tolerance ranges, please refer to the corresponding detailed module drawings.

Electrical Performance & Temperature Dependence



© 2024 Jinko Solar Co., Ltd. All rights reserved.

Note: Please read the safety and installation manual before using the product. We reserve the right of final interpretation. The specifications in this datasheet are subject to change without notice.

JKM625-650N-78HL4-BDV-F9-EN

www.jinkosolar.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, ecc.). Di fatto, la vita utile di un modulo fotovoltaico si attesta tra i 30 e i 35 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.

10.2 Convertitore statico – 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 inverter di stringa (*string inverter*).

Lo *string inverter* è ubicato alla fine di una fila di *tracker* e fissato sul palo. L'*inverter* è installato all'aperto, e utilizza un sistema di raffreddamento ad aria "*smart air cooling*" in modo da mantenere la temperatura interna nel range che evita un *derating* della potenza della macchina e un veloce invecchiamento dei componenti elettronici. Le unità previste sono tutte uguali e hanno una potenza massima in uscita di 352 kVA (@30°C), 320 kVA (@40°C), 295 kVA (@50°C) e una potenza nominale di 320 kW. Gli inverter di stringa (utilizzati in questo progetto) sono dotati di 12 MPPT, ciascuno con 2 ingressi. Nella seguente tabella viene riportato il numero e la taglia degli inverter utilizzati per ogni sottocampo e i relativi valori di rapporto DC/AC (potenza ingresso/uscita).

DENOMINAZIONE SOTTOCAMPO	Sottocampo 1 (LOTTO 1)
NUMERO INVERTER PREVISTI	26
POTENZA USCITA AC	8.320 kW
POTENZA DI PICCO DC	8.540 kWp
RAPPORTO DC/AC	1,03

DENOMINAZIONE SOTTOCAMPO	Sottocampo 2 (LOTTO 2)
NUMERO INVERTER PREVISTI	5
POTENZA USCITA AC	1.600 kW
POTENZA DI PICCO DC	1.812 kWp
RAPPORTO DC/AC	1,13

DENOMINAZIONE SOTTOCAMPO	Sottocampo 3 (LOTTO 3)
NUMERO INVERTER PREVISTI	10
POTENZA USCITA AC	3.200 kW
POTENZA DI PICCO DC	3.317 kWp
RAPPORTO DC/AC	1,04

DENOMINAZIONE SOTTOCAMPO	Sottocampo 4 (LOTTO 4,5,6,7,8)
NUMERO INVERTER PREVISTI	21
POTENZA USCITA AC	6.336 kW
POTENZA DI PICCO DC	6.497 kWp
RAPPORTO DC/AC	1,03

DENOMINAZIONE SOTTOCAMPO	Sottocampo 5 (LOTTO 9,10,11,13)
NUMERO INVERTER PREVISTI	21
POTENZA USCITA AC	6.679 kW
POTENZA DI PICCO DC	6.835 kWp
RAPPORTO DC/AC	1,02

DENOMINAZIONE SOTTOCAMPO	Sottocampo 6 (LOTTO 12)
NUMERO INVERTER PREVISTI	19
POTENZA USCITA AC	6.080 kW
POTENZA DI PICCO DC	6.374 kWp
RAPPORTO DC/AC	1,05

DENOMINAZIONE SOTTOCAMPO	Sottocampo 7 (LOTTO 14)
NUMERO INVERTER PREVISTI	17
POTENZA USCITA AC	5.440 kW
POTENZA DI PICCO DC	5.745 kWp
RAPPORTO DC/AC	1,06

DENOMINAZIONE SOTTOCAMPO	Sottocampo 8 (LOTTO 15)
NUMERO INVERTER PREVISTI	19
POTENZA USCITA AC	6.080 kW
POTENZA DI PICCO DC	6.083 kWp
RAPPORTO DC/AC	1,00

DENOMINAZIONE SOTTOCAMPO	Sottocampo 9 (LOTTO 16)
NUMERO INVERTER PREVISTI	17
POTENZA USCITA AC	5.440 kW
POTENZA DI PICCO DC	5.530 kWp
RAPPORTO DC/AC	1,02

DENOMINAZIONE SOTTOCAMPO	Sottocampo 10 (LOTTO 17)
NUMERO INVERTER PREVISTI	28
POTENZA USCITA AC	8.960 kW
POTENZA DI PICCO DC	9.032 kWp
RAPPORTO DC/AC	1,01

DENOMINAZIONE SOTTOCAMPO	Sottocampo 11 (LOTTO 18)
NUMERO INVERTER PREVISTI	27
POTENZA USCITA AC	8.640 kW
POTENZA DI PICCO DC	8.709 kWp
RAPPORTO DC/AC	1,01

Tabella 7: numero di inverter per ogni sottocampo

DENOMINAZIONE IMPIANTO	MARCALLO
NUMERO INVERTER PREVISTI	210
POTENZA USCITA AC	66.775 kW
POTENZA DI PICCO DC	68.475 kW
RAPPORTO DC/AC	1,03

Tabella 8: numero totale di inverter dell'impianto fotovoltaico

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, ecc.); in particolare, sposta il punto di lavoro della macchina sulla curva tensione/corrente in modo da avere sempre le migliori prestazioni possibili in termini di potenza erogata dai moduli fotovoltaici.

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

Gli *inverter* previsti per il progetto sono di marca “SUNGROW” modello “SG350HX”, in grado di supportare gli impianti di nuova generazione operanti a tensioni limite in corrente continua pari a 1.500 V. Tali inverter sono dotati di:

- Sezionatori lato CC;
- SPD tipo II lato CC;
- Sistema MPPT;
- Convertitore CC/AC;
- SPD tipo II lato AC.

Nella seguente tabella se ne riportano le principali caratteristiche tecniche:

SG350HX

Inverter di stringa multi-MPPT per sistemi a 1500 Vdc

NEW



RESA ELEVATA

- Fino a 16 MPPT con efficienza massima 99%
- 20 A per stringa, compatibilità con moduli da 500Wp+
- Scambio dati con sistema tracker, miglioramento della resa



BASSI COSTI

- Funzione Q at night, risparmio sull'investimento
- Power line communication (PLC)
- Diagnosi con Smart IV Curve*, O&M attivo



SUPPORTO ALLA RETE

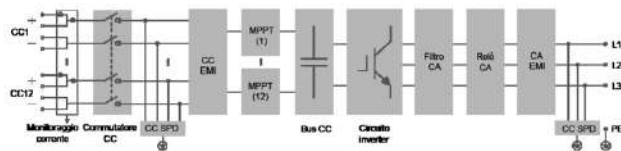
- $SCR \geq 1,16$ funzionamento stabile in reti estremamente deboli
- Tempo di risposta della potenza reattiva <30ms
- Conforme al codice di rete globale



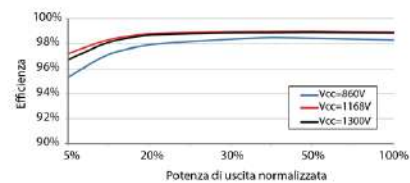
SICUREZZA

- 2 stringhe per MPPT, protezione del collegamento da inversione di polarità CC
- Interruttore CC integrato, spegnimento automatico in caso di guasti
- Monitoraggio dell'isolamento CA e CC in tempo reale 24 ore su 24

TOPOLOGIA



CURVA DI EFFICIENZA



ITALIA

© 2022 Sungrow Power Supply Co., Ltd. Tutti i diritti riservati. Soggetto a modifica senza preavviso. Versione 1.3

Designazione	SG350HX
Ingresso (CC)	
Tensione fotovoltaica in ingresso max.	1500 V
Tensione fotovoltaica in ingresso min. / Tensione di avvio	500 V / 550 V
Tensione nominale in ingresso	1080 V
Intervallo tensione MPP	500 V – 1500 V
Intervallo di tensione MPP per potenza nominale	860 V – 1300 V
N. di MPPT	12 (Opzionale: 14/16)
Numero max. stringhe fotovoltaiche per MPPT	2
Corrente max. in ingresso	12 * 40 A (Opzionale: 14 * 30 A / 16 * 30 A)
Corrente di cortocircuito max.	60 A
Uscita (CA)	
Potenza CA massima in uscita alla rete	352 kVA @ 30 °C / 320 kVA @ 40 °C / 295 kVA @ 50 °C
Potenza CA nominale in uscita	320 kW
Corrente CA max. in uscita	254 A
Tensione CA nominale	3 / PE, 800 V
Intervallo tensione CA	640 – 920 V
Frequenza di rete nominale / Intervallo frequenza di rete	50 Hz / 45 – 55 Hz, 60 Hz / 55 – 65 Hz
Distorsione armonica totale (THD)	< 3 % (alla potenza nominale)
Iniezione di corrente CC	< 0.5 % In
Fattore di potenza alla potenza nominale / regolabile	> 0.99 / 0.8 in anticipo – 0.8 in ritardo
Fasi di immissione / fasi di connessione	3 / 3
Efficienza	
Efficienza max. / Efficienza europea / Efficienza CEC	99.01 % / 98.8 % / 98.5 %
Protezione	
Protezione da collegamento inverso CC	Si
Protezione corto circuito CA	Si
Protezione da dispersione di corrente	Si
Monitoraggio della rete	Si
Monitoraggio dispersione verso terra	Si
Sezionatore CC / Sezionatore CA	Si / No
Monitoraggio corrente stringa fotovoltaica	Si
Funzione erogazione reattiva notturna (Q at night)	Si
Protezione anti-PID e PID-recovery	Opzionale
Protezione sovratensione	CC Tipo II / CA Tipo II
Dati Generali	
Dimensioni (L x A x P)	1136*870*361 mm
Peso	≤ 116 kg
Metodo di isolamento	Senza trasformatore
Grado di protezione	IP66 (NEMA 4X)
Consumo energetico notturno	< 6 W
Intervallo di temperature ambiente di funzionamento	-30 to 60 °C
Intervallo umidità relativa consentita (senza condensa)	0 – 100 %
Metodo di raffreddamento	Raffreddamento ad aria forzata intelligente
Altitudine massima di funzionamento	4000 m (> 3000 m derating)
Display	LED, Bluetooth+APP
Comunicazione	RS485 / PLC
Tipo di collegamento CC	MC4-Evo2 (Max. 6 mm ² , opzionale 10 mm ²)
Tipo di collegamento CA	Supporto terminali OT / DT (Max. 400 mm ²)
Conformità	IEC 62109, IEC 61727, IEC 62116, IEC 60068, IEC 61683, VDE-AR-N 4110:2018, VDE-AR-N 4120:2018, EN 50549-1/2, UNE 206007-1:2013, P.O.12.3, UTE C15-712-1:2013, UL1741, UL1741SA, IEEE1547, IEEE1547.1, CSA C22.2 107.1-01-2001, California Rule 21, UL1699B, CEI 0-16
Supporto rete	Funzione erogazione potenza reattiva notturna (Q at night), LVRT, HVRT, controllo potenza attiva e reattiva, velocità rampa di potenza, Q-U e P-f

*. Compatibile solo con logger Sungrow e iSolarCloud



© 2022 Sungrow Power Supply Co., Ltd. Tutti i diritti riservati. Soggetto a modifica senza preavviso. Versione 1.3

ITALIA

10.3 Strutture di fissaggio, inseguitore solare

Per lo sviluppo dell'impianto si farà ricorso a strutture costituite da inseguitori solari (*tracker*) di tipo mono assiale avente orientamento nord-sud e angolo di tilt pari a 0° . In pratica l'asse di rotazione delle strutture sarà parallelo al terreno e i moduli saranno liberi di ruotare attorno ad esso fino ad un'angolazione massima di $\pm 60^\circ$ in direzione est-ovest. I moduli fotovoltaici saranno installati in fila doppia, configurazione $2 \times N$, e si prevede di sfruttare una doppia modularità composta da strutture ad una singola stringa (24 moduli), a doppia stringa (48 moduli) e a tripla stringa (72 moduli).

I *tracker* ad una singola stringa saranno realizzati in configurazione 2×12 , due file da 12 moduli ciascuno con lato corto parallelo all'asse di rotazione, ed avranno una lunghezza complessiva di circa 15 metri.

I *tracker* a doppia stringa saranno realizzati in configurazione 2×24 , due file da 24 moduli ciascuno con lato corto parallelo all'asse di rotazione, ed avranno una lunghezza complessiva di circa 29 metri.

I *tracker* a tripla stringa saranno realizzati in configurazione 2×36 , due file da 36 moduli ciascuno con lato corto parallelo all'asse di rotazione, ed avranno una lunghezza complessiva di circa 43 metri.

L'inseguitore monoasse orizzontale, tramite dispositivi elettromeccanici, segue il sole tutto il giorno, da est a ovest sull'asse di rotazione orizzontale nord-sud con una inclinazione (angolo di tilt) pari a 0° . I layout di campo con *tracker* orizzontali ad asse singolo sono molto flessibili. Il sistema di *backtracking* controlla e garantisce che una serie di pannelli non ombreggi altri pannelli adiacenti, soprattutto quando l'angolo di elevazione solare è basso nel cielo, all'inizio o alla fine della giornata, evitando situazioni di auto ombreggiatura tra i *tracker*, che potrebbero potenzialmente ridurre l'*output* del sistema.

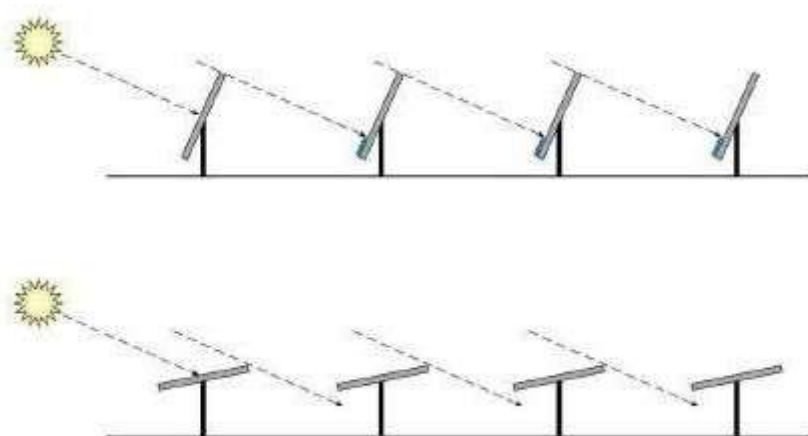


Figura 12: schematizzazione del funzionamento del sistema *backtracking*

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

Come già indicato, per l'impianto in oggetto si è optato per un sistema di strutture dotate di inseguitore solare (*tracker*), dove i moduli saranno fissati in doppie file su strutture collegate ad un asse di rotazione centrale che ne consentirà una rotazione est-ovest di $\pm 60^\circ$ rispetto al piano orizzontale. L'altezza minima tra terreno e modulo sarà di circa 0,50 m per consentire il passaggio con continuità dei macchinari per la lavorazione e coltivazione del terreno. L'asse di rotazione dei moduli, ovvero il tubolare centrale in acciaio, sarà installato ad una quota di circa 2,70 m dal piano campagna: in tal modo l'altezza massima dei moduli, corrispondente ad una inclinazione di 60° , sarà di circa 4,70 m. Il pitch, ovvero l'interasse tra i *tracker*, sarà di circa 11,00 m anche per garantire la lavorabilità del terreno tra i *tracker* per le periodiche

operazioni di taglio dell'erba.

La struttura di sostegno e fissaggio dei moduli fotovoltaici prevede la posa di montanti HEA in acciaio zincato infissi nel terreno, che andranno a sostenere la trave di rotazione, anch'essa in acciaio zincato, senza la necessità di alcuna fondazione in calcestruzzo, compatibilmente con le 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'interasse dei pali in direzione longitudinale, ecc. sono puramente indicativi; per il valore corretto si rimanda ai relativi calcoli strutturali e alle prove strumentali sul campo.

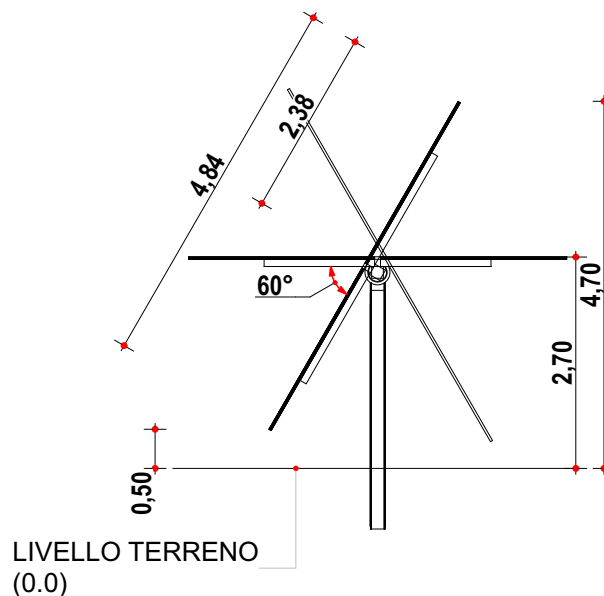


Figura 13: schematizzazione trasversale di un sistema tracker

I *tracker* previsti per questa fase di progetto sono di marca “ValmontSolar” modello “CONVERT-2P single-axis solar tracker”; variazioni di mercato potrebbero portare in fase esecutiva ad orientarsi su una scelta differente. Di seguito si riporta la scheda tecnica:

CONVERT-2P | SINGLE-AXIS SOLAR TRACKER



STRUCTURAL FEATURES

Tracking Technology	Horizontal, balanced single-axis tracker with independently driven rows and backtracking
Maximum Tracking Error	$\pm 2^\circ$
Rotation Angle	± 55 (Up to 60°)
Module Compatibility	Adaptable to all available PV modules types on market: Monofacial and Bifacial (thin film, framed and frameless)
Ground Cover Ratio	Fully configurable; typical range from 25% to 50%
Land Slope	Up to 7% N-S (extended options available); Unlimited E-W
Configurations	2 modules in portrait

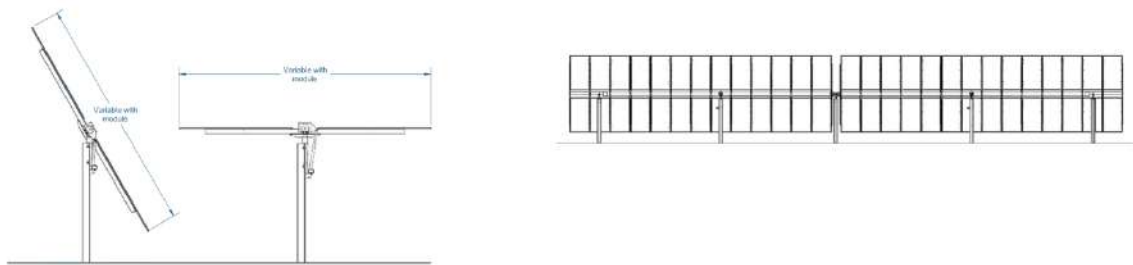
ELECTRONIC SPECIFICATIONS

Motor	Linear actuator with induction AC motor (lubrication-free) with integrated encoder
System	Electronic control boards for multiple system architectures (two solutions 10 or 100 actuators in closed loop with encoder)
Power Supply	- AC power supply from auxiliary service - Self-powered from PV string (with patented backup solution without batteries) - Smart power integration with string inverters
Wind and Snow Loads	Communication between SCADA and control board: Wired (RS485) or Wireless (LoRa)
Operation Temperature Range	$-20^\circ/50^\circ$ C (-4° F/ 122° F) extended range available
Solar Tracking Method	Astronomical clock with GPS input; self-configuring; no irradiation or tilt sensor required
Monitoring and Data Stream	Wireless or wired (RS485, Ethernet, Fiber)
Communication	Real-time communication or remote mode communication via Modbus

INSTALLATION

Foundation	Compatible with all foundation types (driven pile, ground screw, concrete)
Installation Method	Requires no specialized personnel or equipment; no in-field welding
Module Installation Method	Compatible with rivets and bolts
Grounding Method	Self-ground structure; no separate materials or labor
Warranty	10 years on structural components; 5 years on motors and electronic components (extended warranty available)

EXAMPLE OF: TYPICAL TRACKER TABLE WITH 56 MODULES



QUALIFICATIONS & CERTIFICATES:

UL 2703
UL 3707
ISO 9001
ISO 14001
ISO 45001
ISO 50001



©2022 Valmont Industries, Inc., all rights reserved. Valmont has a policy of continuous product improvement and development. As a result, certain changes in standard equipment, options, price, etc. may have occurred after the publication of this marketing sheet. Some photographs and specifications may not be identical to current production. Valmont reserves the right to change product design and specifications at any time without incurring obligations.

C-2P_v01_0422

10.4 Stazione di trasformazione e stazione di smistamento

All'interno del campo fotovoltaico saranno installate delle stazioni di trasformazione composte da un *box* tipo container della lunghezza standard di 20 ft, di dimensioni pari a 6,06 x 2,44 x 2,90 m, ospitanti tutti gli apparati di gestione dell'energia proveniente del generatore fotovoltaico. Di seguito si riportano i principali componenti del *box* container stazione di trasformazione:

- Quadri di parallelo cavi di bassa tensione;
- Trasformatore BT/MT per l'elevazione della tensione nominale da 800 V, valore disponibile all'uscita degli inverter, alla tensione nominale di 30 kV, valore al quale verrà evacuata l'energia dal campo fotovoltaico verso la nuova Sotto Stazione Elettrica di Utenza (SSEU);
- Quadro di media tensione, che gestisce il sezionamento e la protezione delle linee di media tensione in entra-esce provenienti dalle altre stazioni di trasformazione e della linea uscente dal sotto-campo di riferimento;

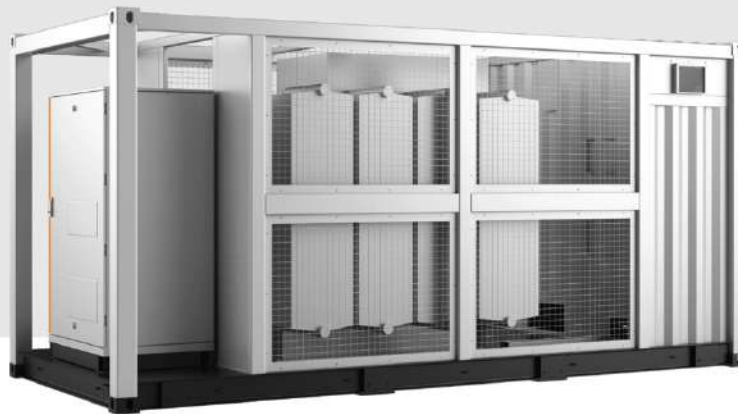
Per l'elevazione della tensione di uscita dall'inverter da bassa tensione a media tensione si provvederà all'installazione in campo di 11 stazioni di trasformazione:

- n. 5 di potenza apparente pari a 8.960 kVA;
- n. 4 di potenza apparente pari a 6.400 kVA;
- n. 2 di potenza apparente pari a 3.200 kVA.

Le stazioni di trasformazione previste per il progetto sono di marca "SUNGROW" modello "MVS3200-LV", "MVS6400-LV", "MVS8960-LV"; nelle seguenti schede se ne riportano le principali caratteristiche tecniche:

MVS3200/4480-LV

MV Turnkey Solution for 1500 Vdc String Inverter SG350HX



SAVED INVESTMENT

- Up to 4.48 MW block design
- Easy transportation due to standard container design
- All pre-assembled for easy set-up and commissioning



SAFETY

- MV and LV isolated, independent control room
- All key components front accessible, no need walk-in operation



EASY O&M

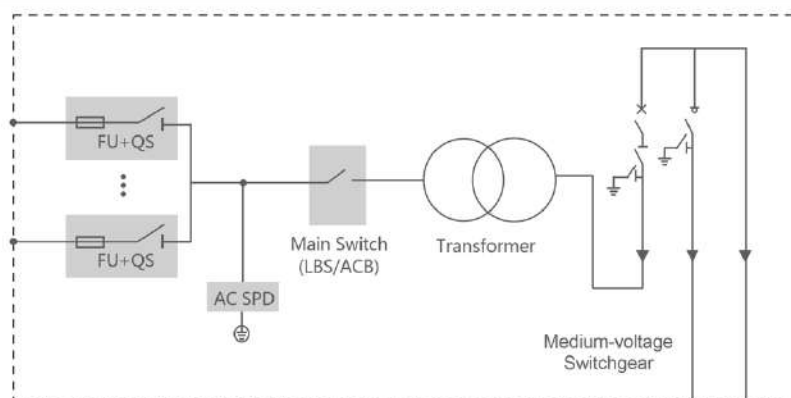
- Online analysis for fast trouble shooting
- Modular design, main device easy replacement



RELIABLE

- All components type-tested
- Compliance with standards: IEC 60076, IEC 62271, IEC 61439

CIRCUIT DIAGRAM



© 2022 Sungrow Power Supply Co., Ltd. All rights reserved. Subject to change without notice. Version 14

Type designation	MVS3200-LV	MVS4480-LV
Transformer		
Transformer type	Oil immersed	
Rated power	3200 kVA @ 40 °C	4480 kVA @ 40 °C
Max. power	3520 kVA @ 30 °C	4928 kVA @ 30 °C
Vector group	Dy11	
LV / MV voltage	0.8 kV / 20 – 35 kV	
Maximum input current at nominal voltage	2540 A	3557 A
Frequency	50 Hz / 60 Hz	
Tapping on HV	0, ±2×2.5%	
Efficiency	≥99%	
Cooling type	ONAN (Oil Natural Air Natural)	
Impedance	7% (±10%)	8% (±10%)
Oil type	Mineral oil (PCB free)	
Winding material	Al / Al	
Insulation class	A	
MV Switchgear		
Insulation type	SF6	
Rate voltage	24 – 36 kV	
Rate current	630 A	
Internal arcing fault	IAC AFL 20kA/1s	
Qty. of feeder	3 feeders	
LV Panel		
Main switch specification	4000 A / 800 Vac / 3P, 1 pcs	
Disconnecter specification	260 A / 800 Vac / 3P, 10 pcs	260 A / 800 Vac / 3P, 14 pcs
Fuse specification	400A / 800 Vac / 1P, 30 pcs	400 A / 800 Vac / 1P, 42 pcs
Protection		
AC input protection	FUSE+Disconnecter	
Transformer protection	Oil-temperature, oil-level, oil-pressure	
Relay protection	50/51,50N/51N	
LV overvoltage protection	AC Type II (optional: AC Type I + II)	
General Data		
Dimensions(W*H*D)	6058*2896*2438 mm	
Approximate weight	15 T	17 T
Operating ambient temperature range	-20 to 60 °C (optional: -30 to 60 °C)	
Auxiliary power supply	5 kVA / 400 V (optional: max. 40 kVA)	
Degree of protection	IP54	
Allowable relative humidity range (non-condensing)	0 – 95 %	
Operating altitude	1000 m (standard) / > 1000 m (optional)	
Communication	Standard: RS485, Ethernet; Optional: optical fiber	
Compliance	IEC 60076, IEC 62271-200, IEC 62271-202, IEC 61439-1, EN50588-1	



MVS6400-LV

MV Turnkey Solution for 1500 Vdc String Inverter SG350HX



SAVED INVESTMENT

- Up to 7 MW block design
- Easy transportation due to standard container design
- All pre-assembled for easy set-up and commissioning



SAFETY

- MV and LV isolated, independent control room
- All key components front accessible, no need walk-in operation



EASY O&M

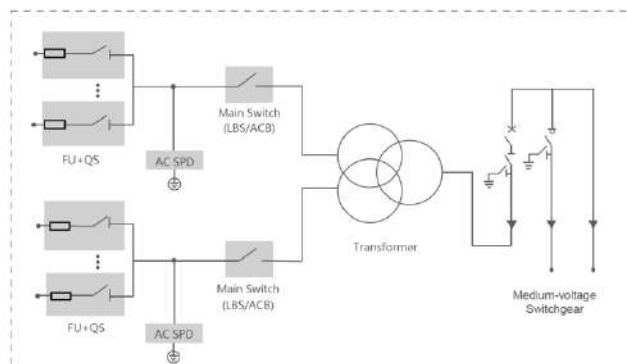
- Online analysis for fast trouble shooting
- Modular design, main device easy replacement



RELIABLE

- All components type-tested
- Compliance with standards: IEC 60076, IEC 62271, IEC 61439

CIRCUIT DIAGRAM



© 2022 Sungrow Power Supply Co., Ltd. All rights reserved. Subject to change without notice. Version 12

Type designation	MVS6400-LV
Transformer	
Transformer type	Oil immersed
Rated power	6400 kVA @ 40 °C
Max. power	7040 kVA @ 30 °C
Vector group	Dy11y11
LV / MV voltage	0.8 - 0.8 kV / 10 - 35 kV
Maximum input current at nominal voltage	2540 A * 2
Frequency	50 Hz / 60 Hz
Tapping on HV	0, ±2×2.5%
Efficiency	≥99%
Cooling type	ONAN (Oil Natural Air Natural)
Impedance	8% (±10%)
Oil type	Mineral oil (PCB free)
Winding material	Al (Option:Cu)
Insulation class	A
MV Switchgear	
Insulation type	SF6
Rate voltage	24 - 36 kV
Rate current	630 A
Internal arcing fault	IAC AFL 20kA/1s
Qty. of feeder	3 feeders
LV Panel	
Main switch specification	4000 A / 800 Vac / 3P, 2 pcs
Disconnecter specification	260 A / 800 Vac / 3P, 20 pcs
Fuse specification	400A / 800 Vac / 1P, 60 pcs
Protection	
AC input protection	FUSE+ Disconnecter
Transformer protection	Oil-temperature, oil-level, oil-pressure
Relay protection	50/51, 50N/51N
LV overvoltage protection	AC Type II (optional: AC Type I + II)
General Data	
Dimensions (W*H*D)	6058*2896*2438 mm
Approximate weight	22 T
Operating ambient temperature range	-30 to 60 °C
Auxiliary power supply	5 kVA / 400 V (optional: max. 40 kVA)
Degree of protection	IP54
Allowable relative humidity range (non-condensing)	0 - 95 %
Operating altitude	1000 m (standard) / > 1000 m (optional)
Communication	Standard: RS485, Ethernet; Optional: optical fiber
Compliance	IEC 60076, IEC 62271-200, IEC 62271-202, IEC 61439-1, EN50588-1

MVS8960-LV

MV Turnkey Solution for 1500 Vdc String Inverter SG350HX



SAVED INVESTMENT

- Up to 9.856 MW block design
- Easy transportation due to standard container design
- All pre-assembled for easy set-up and commissioning



SAFETY

- MV and LV isolated, independent control room
- All key components front accessible, no need walk-in operation



EASY O&M

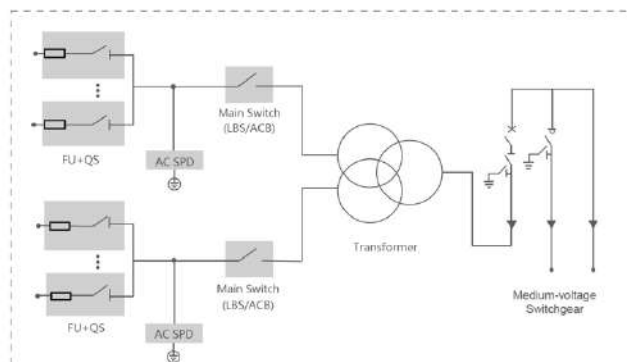
- Online analysis for fast trouble shooting
- Modular design, main device easy replacement



RELIABLE

- All components type-tested
- Compliance with standards: IEC 60076, IEC 62271, IEC 61439

CIRCUIT DIAGRAM



© 2022 Sungrow Power Supply Co., Ltd. All rights reserved. Subject to change without notice. Version T3

Type designation	MVS8960-LV
Transformer	
Transformer type	Oil Immersed
Rated power	8960 kVA @ 40 °C
Max. power	9856 kVA @ 30 °C
Vector group	Dy11y11
LV / MV voltage	0.8-0.8 kV / 20 – 35 kV
Maximum input current at nominal voltage	3557 A * 2
Frequency	50 Hz / 60 Hz
Tapping on HV	0, ±2×2.5%
Efficiency	≥99%
Cooling type	ONAN (Oil Natural Air Natural)
Impedance	9.5% (±10%)
Oil type	Mineral oil (PCB free)
Winding material	Al / Al
Insulation class	A
MV Switchgear	
Insulation type	SF6
Rate voltage	24 – 36 kV
Rate current	630 A
Internal arcing fault	IAC AFL 20kA/1s
Qty. of feeder	3 feeders
LV Panel	
Main switch specification	4000 A / 800 Vac / 3P, 2 pcs
Disconnecter specification	260 A / 800 Vac / 3P, 28 pcs
Fuse specification	400A / 800 Vac / 1P, 84 pcs
Protection	
AC input protection	FUSE+Disconnecter
Transformer protection	Oil-temperature, oil-level, oil-pressure
Relay protection	50/51, 50N/51N
LV overvoltage protection	AC Type II (optional: AC Type I + II)
General Data	
Dimensions (W*H*D)	6058*2896*2438 mm
Approximate weight	24 T
Operating ambient temperature range	-20 to 60 °C (optional: -30 to 60 °C)
Auxiliary power supply	5 kVA / 400 V (optional: max. 40 kVA)
Degree of protection	IP54
Allowable relative humidity range (non-condensing)	0 – 95 %
Operating altitude	1000 m (standard) / > 1000 m (optional)
Communication	Standard: RS485, Ethernet, Optical fiber
Compliance	IEC 60076, IEC 62271-200, IEC 62271-202, IEC 61439-1, EN50588-1

Oltre alle suddette stazioni di trasformazione dislocate in campo, si evidenzia la presenza di un manufatto denominato stazione di smistamento adibito anche a *control room*, dove sarà alloggiato il quadro MT che rappresenta il punto di ingresso fisico dell'impianto fotovoltaico. Su di esso sarà attestata inoltre la linea di evacuazione dal campo fotovoltaico verso la Sotto Stazione Elettrica di Utenza, dove si procederà all'elevazione della tensione nominale da 30 a 220 kV.

Si prevede che il quadro MT della stazione di smistamento sarà composto da nove scomparti (2 per ciascun collegamento ad anello, e uno per i servizi ausiliari).

La stazione di smistamento sarà posizionata al confine, nella zona a Sud-Ovest, in un punto facilmente identificabile e accessibile, e presenterà dimensioni indicative di 16,45 x 4,00 x 3,00 m.

10.5 Connessioni elettriche interne al campo

All'interno del campo avremo le seguenti connessioni elettriche:

- Collegamento tra moduli per formare le stringhe: cavi DC BT H1Z2Z2-K di sezione 4 mm². Fissati direttamente alle strutture dei tracker tramite fascette.
- Collegamento tra stringhe e rispettivo inverter di stringa: cavi DC BT H1Z2Z2-K di sezione 6 mm². Fissati direttamente alle strutture dei tracker tramite fascette.
- Collegamento tra *inverter* di stringa e rispettivo trasformatore: cavi AC BT (0,8 kV) FG7M1 di sezione 240 mm². Posati direttamente a trifoglio interrati ad una profondità 80 cm.
- Collegamento tra stazioni di trasformazione e stazione di smistamento: cavi AC MT (30 kV) A2XS(FL)2Y 26/45 kV di sezione massima 500 mm² posati a trifoglio interrati all'interno di un cavidotto ad una profondità di 120 cm. In particolare, verranno effettuati vari collegamenti ad anello tra le stazioni di trasformazione e la stazione di smistamento in modo da creare un circuito elettrico che permetta la continuità di produzione anche in caso di guasto in uno dei sottocampi. In caso di guasto, il sottocampo non funzionante viene isolato elettricamente per mezzo di opportuni sezionatori, senza interrompere quindi la produzione dei restanti sottocampi ad esso collegati.

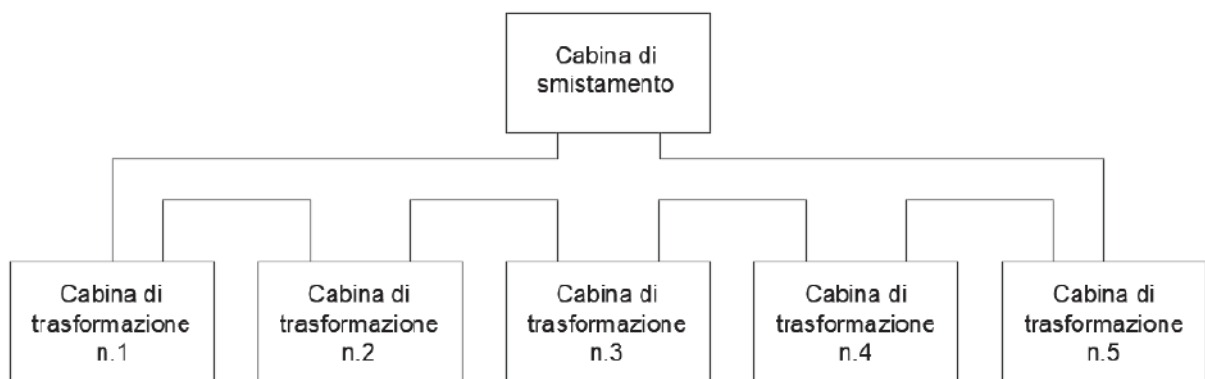


Figura 14: schema concettuale di collegamento ad anello tra stazioni di trasformazione – stazione di smistamento

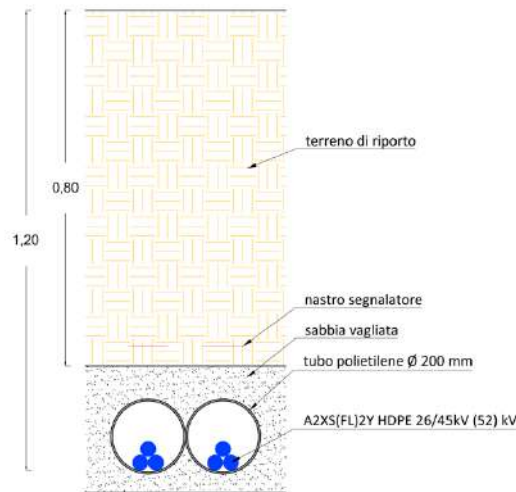


Figura 15: particolare di posa dei cavi a 30 kV interni al campo

10.6 Connessioni elettriche esterne al campo

All'esterno del campo avremo le seguenti connessioni elettriche:

- Collegamento tra stazione di smistamento e Sotto Stazione Elettrica di Utanza: quattro terne AC MT (30 kV) A2XS(FL)2Y 26/45 kV di sezione 630 mm² posate a trifoglio interrate all'interno di un cavidotto ad una profondità di 150 cm.
- Collegamento tra Sotto Stazione Elettrica di Utanza e Stazione Elettrica: una terna AC AT (220 kV) di sezione 500 mm² posate a trifoglio interrate all'interno di un cavidotto ad una profondità di 120 cm.

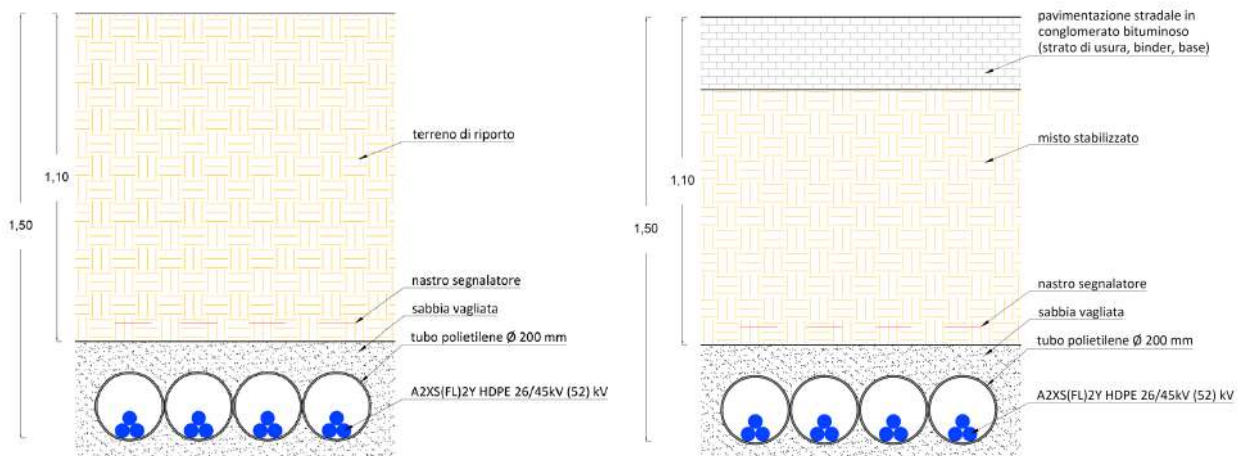


Figura 16: particolare di posa dei cavi a 30 kV esterni al campo in terreno agricolo (a sinistra) o in sede stradale (a destra)

10.7 Sotto Stazione Elettrica di Utanza MT/AT

L'impianto fotovoltaico sarà connesso alla Rete di Trasmissione Nazionale (RTN) di Terna tramite una Sotto Stazione Elettrica (SSE) di trasformazione MT/AT 30/220 kV.

Lo scopo della SSE è trasformare la potenza generata dai moduli fotovoltaici da 30 kV a 220 kV e convogliarla verso la RTN tramite un elettrodotto in cavo interrato tripolare da 220 kV, con una lunghezza di circa 500 m, che si collega in antenna alla SE "Magenta".

L'impianto sarà costituito da:

- Locale quadri elettrici di MT, dedicato ai cavidotti in MT in arrivo dall'impianto fotovoltaico.
- n. 2 trasformatori elevatori 30/220 kV da 75 MVA ciascuno, installati in parallelo per garantire maggiore affidabilità e continuità operativa.
- n. 2 montanti 220 kV, per il collegamento dei trasformatori elevatori all'elettrodotto in cavo interrato tripolare.
- n. 2 sezionatori a 220 kV, per la connessione alla SE "Magenta" e per la regolazione dell'immissione di potenza nella RTN.
- n. 1 gruppo elettrogeno, destinato all'alimentazione dei servizi ausiliari della sottostazione elettrica.
- Sistema di supervisione e controllo, per la gestione e il monitoraggio della sottostazione elettrica in tempo reale.

All'interno dei quadri elettrici di MT saranno previste le seguenti protezioni:

- 50 – Protezione di massima corrente di fase ad azione rapida.
- 51 – Protezione di massima corrente di fase ad azione ritardata.
- 51N – Protezione di massima corrente di terra ad azione ritardata.
- 67N – Protezione di massima corrente omopolare direzionale.
- 59V0 – Protezione di massima tensione residua.
- 59 – Protezione di massima tensione.

I due trasformatori elevatori 30/220 kV, installati in parallelo, avranno le seguenti caratteristiche:

- Numero di trasformatori: 2
- Potenza nominale per ciascun trasformatore: 75 MVA
- Potenza totale installata: 150 MVA
- Tensione nominale primaria: 220 kV
- Tensione nominale secondaria: 30 kV
- Frequenza nominale: 50 Hz
- Vcc%: 12%
- Tipologia di raffreddamento: ONAN/ONAF
- Regolazione della tensione AT: ± 10 gradini da 1,5% della tensione nominale
- Configurazione: Parallelo per garantire ridondanza e continuità operativa

Le seguenti protezioni verranno adottate per ciascun trasformatore elevatore:

- 50 – Protezione di massima corrente di fase ad azione rapida (blocco trasformatore).
- 51 – Protezione di massima corrente di fase ad azione ritardata (blocco trasformatore).
- 87T – Protezione differenziale del trasformatore (blocco trasformatore).
- 27 – Protezione di minima tensione di rete (scatto trasformatore lato AT).
- 59 – Protezione di massima tensione di rete (scatto trasformatore lato AT).
- 59N – Protezione di massima tensione omopolare di rete (scatto trasformatore lato AT).
- 81< – Protezione di minima frequenza (scatto trasformatore lato AT).
- 81> – Protezione di massima frequenza (scatto trasformatore lato AT).

11 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.

11.1 Impianto di terra ed equipotenziale

Si provvederà alla posa diretta interrata di una corda di rame nudo della sezione minima pari a 25 mm^2 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, video-sorveglianza ecc., 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 mm^2 .

11.2 Impianto di illuminazione perimetrale

L'impianto fotovoltaico sarà corredato di un sistema di illuminazione perimetrale realizzato con corpi illuminanti a led installati su pali di altezza fuori terra pari a 3 metri.

L'accensione sarà comandata, tramite contattore, dal sistema antintrusione; in particolare la centrale invierà un segnale attraverso il quale si accenderanno le luci perimetrali. L'accensione sarà inibita durante il giorno mediante l'installazione di un orologio astronomico e, 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 compresa tra 38 W e 46 W che svilupperà un flusso luminoso pari rispettivamente a 5.220 lm e a 5.220 lm con grado di protezione adeguato alla posa all'aperto.

11.3 Impianto di videosorveglianza

Il sistema di sicurezza sarà realizzato perimetralmente al campo dove saranno posizionate in modo strategico le telecamere al fine di garantire una corretta copertura di tutto il perimetro.

Gli apparati di registrazione e gestione come NVR e *switch* saranno collocati all'interno della *control room* e tutti gli elementi in campo saranno collegati mediante fibra ottica multimodale.

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

11.4 Stazione meteo

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/solarimetro, 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.

11.5 Sistema di supervisione

La realizzazione degli impianti prevede anche un sistema per il monitoraggio e il controllo da remoto in grado di fornire informazioni, anche grafiche, dell'intero "percorso energetico".

Il sistema sarà collegato, ricevendone informazioni, agli apparati principali del sistema fotovoltaico come: *inverter*, stazione meteo, quadri elettrici, ecc.. 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 S.p.A.) 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.

11.6 Recinzione perimetrale

Opera propedeutica alla costruzione di ciascun impianto è la realizzazione di una recinzione perimetrale a protezione del generatore fotovoltaico e degli apparati dell'impianto. Tale recinzione non presenterà cordoli di fondazione posti alla base, ma si procederà con la sola infissione di pali in acciaio. Le opere di recinzione e mitigazione a verde saranno particolarmente curate. La recinzione verrà arretrata di 5 o 15 m rispetto al confine del lotto, e in questa striscia verrà realizzata una fascia di schermatura 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 acciaio, che garantiscono una maggiore integrazione con l'ambiente circostante. I pali, alti 3 m, verranno conficcati nel terreno per una profondità pari a 1 m. Questi presenteranno giunti di fissaggio laterale della rete sul palo e giunti in metallo per il fissaggio di angoli retti e ottusi. La rete metallica che verrà utilizzata sarà di tipo "a maglia romboidale" e avrà un'altezza di 2 metri sul piano campagna.

La rete metallica non sarà realizzata a totale chiusura del perimetro, rispetto al piano campagna, infatti, sarà lasciato un passaggio di altezza 30 cm che consenta il passaggio della fauna selvatica di piccola taglia.

12 ELETTRODOTTO E OPERE DI CONNESSIONE

12.1 Elettrodotto

Con il termine di elettrodotto nel seguente progetto ci si riferisce a due linee elettriche:

- Linea interrata in cavo in MT esercito alla tensione nominale di 30 kV di collegamento tra la “SW Station” dell’impianto fotovoltaico con il proprio stallo della Sotto Stazione Elettrica (SSE) di Utenza esercita in AT alla tensione nominale 30/220 kV;
- Linea elettrica interrata in cavo AT esercita alla tensione nominale di 220 kV per il collegamento alla Stazione Elettrica (SE) esercita da Terna S.p.A..

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. Siccome si dovrà procedere al taglio della sezione stradale, lo scavo andrà riempito con magrone dosato con 70 kg di calcestruzzo per m³. 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 3 x L, essendo L la larghezza dello scavo, così come da prescrizioni degli Enti.

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, il nuovo elettrodotto in antenna a 220 kV per il collegamento del satellite alla RTN costituisce impianto di utenza per la connessione.

12.2 Opere di rete

Secondo quanto previsto dalla Soluzione Tecnica Minima Generale (STMG) elaborata da Terna S.p.A. relativa alla modalità di connessione dell’impianto alla rete, il collegamento alla Stazione Elettrica (SE) in antenna della RTN a 220 kV, avverrà tramite un nuovo ampliamento/adeguamento da realizzarsi presso la Stazione Elettrica denominata “Magenta”. Viene inoltre comunicato che il collegamento in antenna dell’impianto sulla SE (elettrodotto a 220 kV) costituirà impianto di utenza per la connessione, mentre lo stallo arrivo produttore a 220 kV nella suddetta stazione costituirà impianto di rete per la connessione.