

PROPONENTE:

**SPV TECH srl**  
 Piazza Cavour 17  
 00193 Roma  
 p.iva 17179761006  
 spvtech@pec.it

REALIZZAZIONE DI UN IMPIANTO FOTOVOLTAICO CONNESSO ALLA R.T.N.  
 DELLA POTENZA DI PICCO MODULI FOTOVOLTAICI 31.968 kWp  
 POTENZA NOMINALE INVERTER 27.825 kW  
 POTENZA MASSIMA IN IMMISSIONE 27.200 kW

**IMPIANTO FOTOVOLTAICO "CASACCIA"**  
 COMUNE DI ROMA

PROGETTO DEFINITIVO

**RELAZIONE TECNICA DESCRITTIVA**

Codifica Elaborato: 18

Data: 13/11/23

Scala



Ing. Giovanni Maria Giansanti Di Muzio  
 ing.giansanti@gsrtech.com  
[ing.giansanti@pec.ording.roma.it](mailto:ing.giansanti@pec.ording.roma.it)

Ordine degli Ingegneri di Roma A34380



GSR TECH srl  
 via del casale della castelluccia 39  
 Roma 00123  
 info@gsrtech.it  
 gsrtech@pec.it

PROGETTAZIONE E COORDINAMENTO

PROGETTAZIONE E  
 COORDINAMENTO



Ing. Fabio Sabbatini  
[fabio.sabbatini@pec.tusciaengineering.com](mailto:fabio.sabbatini@pec.tusciaengineering.com)

Ordine degli Ingegneri di Viterbo A 865

PROGETTAZIONE

## Indice generale

Premessa.....	2
Normativa e Leggi di Riferimento.....	5
Committente e disponibilità del sito.....	9
Ubicazione dell'Impianto.....	9
Inquadramento Urbanistico del Sito.....	10
Viabilità.....	12
Radiazione Solare.....	13
Architettura dell'impianto fotovoltaico.....	15
Moduli Fotovoltaici.....	17
Inseguitori.....	18
Stringhe.....	18
Campi fotovoltaici ed inverter.....	19
Grandezze elettriche degli inverter.....	21
Cabine di trasformazione inverter.....	22
Cabina di connessione alla rete e cabina di anello.....	23
Connessione alla Rete Elettrica.....	24
Opere di connessione di utenza.....	24
Elettrodotto MT.....	24
Stazione di Elevazione di Utenza SEU.....	25
Elettrodotto AT.....	29
Opere di connessione di rete.....	30
Nuova sottostazione Terna a 150 kV.....	30
Impianto di Protezione Sovratensioni.....	31
Impianto di Messa a Terra.....	31
Impianto di illuminazione, allarme e videosorveglianza.....	31
Impianto di Telecontrollo.....	34
Mitigazione dell'impatto paesaggistico.....	34
Misure di protezione elettrica.....	35
Protezione contro il corto circuito.....	35
Misure di protezione contro i contatti diretti.....	35
Misure di protezione contro i contatti indiretti.....	36
Sistema in corrente alternata (TN-S).....	36
Sistema in corrente continua (IT).....	36
Misure di protezione sul collegamento alla rete elettrica.....	37
Dispositivo Di Generatore.....	37
Sistema di Protezione di Interfaccia (SPI).....	37
Sistema di Protezione Generale (SPG).....	38
Misure di protezione contro gli effetti delle scariche atmosferiche.....	38
Fulminazione diretta.....	38
Fulminazione indiretta.....	38
Dettagli di Installazione.....	38
Posa moduli fotovoltaici.....	38
Posa degli inverter.....	39
Servizi ausiliari.....	39
Collegamenti elettrici e cavidotti.....	39
Misura dell'energia.....	40
Stima dei costi di realizzazione.....	41
Conclusioni.....	43
SCHEDA TECNICA RIASSUNTIVA.....	45
Riepilogo Caratteristiche dell'impianto.....	46
Caratteristiche dei moduli fotovoltaici.....	46
Caratteristiche degli inverter.....	46
Caratteristiche dei trasformatori.....	46

## Premessa

Lo scopo del documento è definire dal punto di vista tecnico l'impianto di generazione elettrica da fonte rinnovabile tramite la conversione fotovoltaica dell'energia solare incidente denominato "Casaccia" del produttore SPV Tech srl.

Il progetto descrive la realizzazione di un impianto fotovoltaico da circa 30 MW, sito in località "Casaccia" nel Comune di Roma, su dei terreni censiti alla sezione D del catasto terreni del Comune di Roma foglio 25 particelle 12, 13, 18, 167, 455, 458, 845, 847 per una superficie complessiva di circa 57,5 ha.

La potenza nominale, **intesa come somma delle potenze nominali dei moduli fotovoltaici**, sarà di **31.968 kWp**, mentre la potenza complessiva lato AC degli inverter sarà pari a **27.825 kV**.

Sotto il punto di vista squisitamente elettrico la potenza di generazione è limitata dalla potenza degli inverter, così come esplicitato dalla norma tecnica CEI 0-16: "*Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti AT ed MT delle imprese distributrici di energia elettrica*": al paragrafo 3.69 della norma si definisce infatti la potenza nominale come segue:

*"Potenza apparente massima a cui un generatore elettrico o un trasformatore possono funzionare con continuità in condizioni specificate (kVA)*

...

*Nel caso di generatori FV, la potenza attiva massima erogabile è limitata dalla potenza nominale dell'inverter, qualora questa sia minore della somma delle potenze STC dei moduli FV."*

Ai fini dell'applicazione della norma CEI 0-16 la potenza da considerare è quindi pari a 27.825 kVA, ovvero alla potenza complessiva erogabile dal totale dei 159 inverter di potenza unitaria pari a 175 kVA.

L'impianto fotovoltaico è del tipo **grid connected** e l'energia elettrica prodotta viene riversata completamente sulla rete di Terna spa mediante una connessione trifase in Alta Tensione (150 kV).

Dall'interno dell'impianto fotovoltaico ha origine un primo elettrodotto interrato a 30 kV, che raggiunge un'area da adibire a Stazione di Elevazione Utente (SEU); da

quest'ultima in avanti la tensione passa a 150 kV, pertanto è previsto un secondo tratto di elettrodotto in alta tensione per collegare la SEU ad una futura stazione Terna a 150 kV, i cui dettagli costruttivi al momento non sono noti.

La nuova stazione Terna sarà inserita in "entra - esce" sulla linea RTN a 150 kV "Cesano Crocicchie"; i dettagli costruttivi della stessa sono stati richiesti dal produttore a Terna SpA ma non sono ancora stati resi noti al momento della redazione del presente progetto, pertanto non possono essere descritti in maniera esaustiva.

Si è qui ipotizzata la realizzazione della nuova stazione di Terna spa sul terreno censito al Catasto terreni del Comune di Roma al foglio 25 sezione D particella 740.

La nuova stazione sarà comunque necessaria anche alla realizzazione di altri impianti di produzione nella zona, e Terna ha già comunicato al produttore che al fine di razionalizzare l'utilizzo delle infrastrutture di rete sarà necessario condividere lo stallo in stazione con altri produttori la cui connessione insiste sulla stessa cabina Terna in progetto.

L'elenco delle opere in progetto può essere così riepilogato:

- Impianto di generazione da fonte solare fotovoltaica;
- Elettrodotto di connessione in media tensione (30 kV) interrato tra l'impianto di generazione e la Stazione di Elevazione di Utenza (SEU);
- Stazione di elevazione di utenza (SEU);
- Elettrodotto di connessione in alta tensione interrato a 150 kV tra la SEU e la futura stazione Terna
- Nuova stazione Terna a 150 kV da inserire in entra - esce sulla linea RTN a 150 kV "Cesano - Crocicchie".

La connessione dell'impianto fotovoltaico alla rete elettrica nazionale avviene in accordo a quanto previsto nella Soluzione Tecnica Minima Generale (STMG) rilasciata da TERNA ed identificata con il codice 202203369.

Tale STMG prevede come opere di connessione:

- opere di utenza: elettrodotto MT interrato, stazione di elevazione di utenza (SEU), elettrodotto AT interrato;

- opere di rete: nuova stazione RTN di TERNA in entra-esce sulla linea a 150 kV "Cesano - Crocicchie"

Entrambe le opere di connessione (di utenza e di rete) sono da ritenersi come opere connesse e infrastrutture indispensabili alla costruzione e all'esercizio degli impianti alimentati da fonti rinnovabili ai sensi dell'art 12 del D. Lgs. 387/03 di pubblica utilità ed indifferibili ed urgenti, alla stessa stregua dell'impianto fotovoltaico stesso.

L'elettrodotto utente in media tensione a 30 kV si estende quasi completamente su terreni privati e per una piccola parte (circa 20 metri) lungo la strada pubblica Via Nicola Zanichelli.

La lunghezza complessiva dell'elettrodotto MT è di circa 750 m, la realizzazione è tramite terne di cavi ad elica visibile interrate ad una profondità di circa 110 cm su terreno naturale; limitatamente ai 20 metri lungo Via Zanichelli si procederà a scavi lungo la strada asfaltata con relativo ripristino del manto stradale a cura del produttore.

Al fine di azzerare gli impatti paesaggistici si è optato per una soluzione interamente interrata.

La Stazione di Elevazione di Utenza (SEU), nella quale si opera una trasformazione da 30 kV a 150 kV, viene realizzata sui terreni censiti al catasto del Comune di Roma al foglio 25 sezione D particelle e precisamente alle seguenti coordinate geografiche:

Stazione di Elevazione di Utenza (SEU) "Casaccia"	
Latitudine	42,051°
Longitudine	11,271°
Quota media s.l.m.	192 m

L'area recintata della SEU è pari a circa 1600 m<sup>2</sup>.

Dalla SEU alla Stazione Terna verrà realizzato un ulteriore elettrodotto interrato esercito a 150 kV, per una lunghezza di circa 220 metri.

Come noto, in generale l'applicazione della tecnologia fotovoltaica consente:

- la produzione di energia elettrica;
- nessuna emissione di sostanze inquinanti;

- il risparmio di combustibile fossile;
- nessun inquinamento acustico;

Per quanto riguarda il risparmio di combustibile fossile, un efficace indicatore è il fattore di conversione dell'energia elettrica in energia primaria [TEP/MWh] il quale indica le tonnellate equivalenti di petrolio necessarie per la realizzazione un MWh di energia, cioè le TEP risparmiate con l'utilizzo della fonte energetica solare.

Prendendo a riferimento l'allegato A al Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico del 27 marzo 2014, il risparmio in TEP per l'impianto in questione (produzione stimata annua ~ 1800 MWh/anno per MWp dati PVGIS (c) European Communities, 2001-2010, PVGIS-SARAH) sarà:

Risparmio di combustibile in TEP	
Produzione in MWh/anno dell'impianto fotovoltaico	~ 57.553
Fattore di conversione dell'energia elettrica in energia primaria [TEP/MWh]	0,23
TEP Risparmiate in un anno	13237
TEP Risparmiate in 25 anni	330925

## Normativa e Leggi di Riferimento

L'impianto sarà realizzato a regola d'arte nel rispetto del DM 37/08.

Rimane tuttora valido, sotto il profilo generale, quanto prescritto dal DPR 547/55 "Norme per la prevenzione degli infortuni sul lavoro" Nuovo Testo Unico sulla Sicurezza nei Cantieri D. Lgs 09 Aprile 2008 n.81 e s.m.i.

Le caratteristiche dell'impianto, nonché di tutte le sue componenti, saranno in accordo con le norme di legge e di regolamento vigenti, ed in particolare saranno conformi:

- alle prescrizione delle autorità locali, comprese quelle dei VVF;
- alle norme CEI (Comitato Elettrotecnico Italiano), ed in particolare alla norma CEI 0-16
- al testo unico sulle accise ed alle altre norme vigenti in materia di accise
- alle delibere ARERA, ed in particolare alla Delibera ARG/elt 99/08 - Testo integrato delle condizioni tecniche ed economiche per la connessione alle reti elettriche con obbligo di connessione di terzi degli impianti di produzione di energia elettrica (Testo integrato delle connessioni attive – TICA).

- Al Codice di trasmissione, dispacciamento, sviluppo e sicurezza della rete, anche detto Codice di rete, di Terna e relativi allegati

Per quanto riguarda specificatamente l'aspetto fotovoltaico, le principali norme di riferimento sono le seguenti:

- CEI 82-25: Guida alla realizzazione di sistemi di generazione fotovoltaica collegati alle reti elettriche di Media e Bassa tensione;
- CEI EN 60904: Dispositivi fotovoltaici – Serie;
- CEI EN 61215 (CEI 82-8): Moduli fotovoltaici in silicio cristallino per applicazioni terrestri. Qualifica del progetto e omologazione del tipo;
- CEI EN 61724 (CEI 82-15): Rilievo delle prestazioni dei sistemi fotovoltaici - Linee guida per la misura, lo scambio e l'analisi dei dati;
- CEI EN 61730-1 (CEI 82-27) Qualificazione per la sicurezza dei moduli fotovoltaici (FV) - Parte 1: Prescrizioni per la costruzione;
- CEI EN 61730-2 (CEI 82-28) Qualificazione per la sicurezza dei moduli fotovoltaici (FV) - Parte 2: Prescrizioni per le prove;
- CEI EN 62108 (CEI 82-30): Moduli e sistemi fotovoltaici a concentrazione (CPV) - Qualifica di progetto e approvazione di tipo;
- CEI EN 62093 (CEI 82-24): Componenti di sistemi fotovoltaici - moduli esclusi (BOS) – Qualifica di progetto in condizioni ambientali naturali;
- EN 62116 Test procedure of islanding prevention measures for utility-interconnected photovoltaic inverters;
- CEI EN 50380 (CEI 82-22): Fogli informativi e dati di targa per moduli fotovoltaici;
- CEI EN 50521 (CEI 82-31) Connettori per sistemi fotovoltaici - Prescrizioni di sicurezza e prove;
- CEI EN 50524 (CEI 82-34) Fogli informativi e dati di targa dei convertitori fotovoltaici;
- CEI EN 50530 (CEI 82-35) Rendimento globale degli inverter per impianti fotovoltaici collegati alla rete elettrica;

- EN 62446 (CEI 82-38) Grid connected photovoltaic systems - Minimum requirements for system documentation, commissioning tests and inspection;
- CEI 20-91 Cavi elettrici con isolamento e guaina elastomerici senza alogeni non propaganti la fiamma con tensione nominale non superiore a 1000 V in corrente alternata e 1500 V in corrente continua per applicazioni in impianti fotovoltaici.

Le principali norme che riguardano più in generale gli aspetti elettrici sono:

- CEI 0-2: Guida per la definizione della documentazione di progetto per impianti elettrici;
- CEI 0-16: Regola tecnica di riferimento per la connessione di utenti attivi e passivi alle reti AT ed MT delle imprese distributrici di energia elettrica;
- CEI 11-20: Impianti di produzione di energia elettrica e gruppi di continuità collegati a reti di I e II categoria;
- CEI EN 50438 (CEI 311-1) Prescrizioni per la connessione di micro-generatori in parallelo alle reti di distribuzione pubblica in bassa tensione;
- CEI 64-8: Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000 V in corrente alternata e a 1500 V in corrente continua;
- CEI EN 60099-1 (CEI 37-1): Scaricatori - Parte 1: Scaricatori a resistori non lineari con spinterometri per sistemi a corrente alternata;
- CEI EN 60439 (CEI 17-13): Apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT), serie;
- CEI EN 60445 (CEI 16-2): Principi base e di sicurezza per l'interfaccia uomo-macchina, marcatura e identificazione - Individuazione dei morsetti e degli apparecchi e delle estremità dei conduttori designati e regole generali per un sistema alfanumerico;
- CEI EN 60529 (CEI 70-1): Gradi di protezione degli involucri (codice IP);
- CEI EN 60555-1 (CEI 77-2): Disturbi nelle reti di alimentazione prodotti da apparecchi elettrodomestici e da equipaggiamenti elettrici simili - Parte 1: Definizioni;
- CEI EN 61000-3-2 (CEI 110-31): Compatibilità elettromagnetica (EMC) - Parte

3: Limiti - Sezione 2: Limiti per le emissioni di corrente armonica (apparecchiature con corrente di ingresso  $\leq 16$  A per fase);

- CEI EN 62053-21 (CEI 13-43): Apparatı per la misura dell'energia elettrica (c.a.) – Prescrizioni particolari - Parte 21: Contatori statici di energia attiva (classe 1 e 2);
- CEI EN 62053-23 (CEI 13-45): Apparatı per la misura dell'energia elettrica (c.a.) – Prescrizioni particolari - Parte 23: Contatori statici di energia reattiva (classe 2 e 3);
- CEI EN 50470-1 (CEI 13-52) Apparatı per la misura dell'energia elettrica (c.a.) - Parte 1: Prescrizioni generali, prove e condizioni di prova - Apparatı di misura (indici di classe A, B e C)
- CEI EN 50470-3 (CEI 13-54) Apparatı per la misura dell'energia elettrica (c.a.) - Parte 3: Prescrizioni particolari - Contatori statici per energia attiva (indici di classe A, B e C);
- CEI EN 62305 (CEI 81-10): Protezione contro i fulmini, serie;
- CEI 81-3: Valori medi del numero di fulmini a terra per anno e per chilometro quadrato;
- CEI 20-19: Cavi isolati con gomma con tensione nominale non superiore a 450/750 V;
- CEI 20-20: Cavi isolati con polivinilcloruro con tensione nominale non superiore a 450/750 V;
- CEI 13-4: Sistemi di misura dell'energia elettrica - Composizione, precisione e verifica;
- CEI UNI EN ISO/IEC 17025:2008 Requisiti generali per la competenza dei laboratori di prova e di taratura.

Valgono infine le prescrizioni relative alla sicurezza e all'ambiente, tra cui ricordiamo:

- DM 81/08 sulla sicurezza nei cantieri mobili
- D.Lgs. 380/01 Testo Unico sull'edilizia
- D.Lgs. 285/92 Codice della Strada e Regolamento attuativo

- D.Lgs. 152/06 Testo Unico sull'ambiente

Per quanto riguarda il collegamento alla rete e l'esercizio dell'impianto, la norma principe è rappresentata dalla CEI 0-16, che è una delle pochissime norme tecniche con valore di Legge e che pertanto rappresenta un obbligo cogente nei confronti sia dei produttori di energia sia dei distributori.

I riferimenti di cui sopra possono non essere esaustivi. Ulteriori disposizioni di legge, norme e deliberazioni in materia, anche se non espressamente richiamati, si considerano applicabili.

## **Committente e disponibilità del sito**

Il soggetto responsabile e proprietario dell'impianto fotovoltaico in oggetto è la società SPV Tech srl con sede legale in Piazza Cavour 17 00193 Roma. Il sedime dell'area è invece di proprietà per una quota di ½ ciascuno dei signori D'Orazio Luca Evangelista nato a Roma il 10/05/1958 codice fiscale DRZLVN58E10H501D e D'Orazio Marco nato a Roma il 17/11/1955 codice fiscale DRZMRC55S17H501H, che hanno concesso l'uso dei terreni alla SPV Tech srl tramite un contratto preliminare per la compravendita del terreno.

## **Ubicazione dell'Impianto**

L'impianto è posizionato nel territorio del Comune di Roma in località Casaccia, sui terreni censiti alla sezione D del catasto terreni del Comune di Roma al foglio 25 particelle 12, 13, 18, 167, 455, 458, 845, 847 per una superficie catastale complessiva di 575.069 m<sup>2</sup>.

Le coordinate GPS dell'area sono latitudine 42° 03' 05" Nord longitudine 12° 17' 02" Est.

L'impianto è diviso in due aree distinte ed adiacenti, separate tra loro da una scolina esistente e dalla relativa vegetazione spontanea. La scolina è attraversata da cavidotti interrati da realizzare con tecnica TOC in due punti, in corrispondenza delle estremità est ed ovest dell'area.

Il sito di installazione presenta delle caratteristiche che lo rendono particolarmente adatto al tipo di impianto: si tratta infatti di un'area completamente classificata agricola dal PRG; una parte dell'area si trova in parte a meno di 500 metri da una cava dismessa collocata sul confine sud di proprietà mentre un'ulteriore porzione è

compresa nel raggio di 1000 m da un vicino impianto fotovoltaico da circa 15 MW realizzato nel 2011.

Una piccola parte dei terreni a nord dell'area è interessata da vincoli archeologici ma il layout dell'impianto è stato disegnato al di fuori delle zone vincolate, cosicché **l'impianto ricade interamente in aree non soggette a nessun tipo di vincolo.**

Si è inoltre provveduto ad escludere dalle aree sfruttabili anche le fasce di rispetto di due elettrodotti aerei in alta tensione, una fascia di rispetto dai corsi d'acqua, seppure non vincolati dal punto di vista paesaggistico, una viabilità antica sebbene non vincolata (censita sulla tavola C ma non sulla tavola B del PTPR).

E' in ogni caso prevista la messa a dimora di una barriera arborea sulla quasi totalità del perimetro al fine di mascherare la presenza dell'impianto da qualsiasi punto di visuale.

Dai rilievi sul campo si è riscontrata l'assenza di significativi ostacoli naturali che potrebbero creare ombreggiamenti. Gli unici elementi critici sotto questo aspetto sono alcuni alberi sparsi all'interno dell'area, ma si è ovviato al problema di potenziali ombre mantenendo una distanza adeguata tra i moduli e i punti critici. L'area più prossima agli alberi è stata lasciata del tutto libera da moduli o altre strutture.

I moduli verranno installati su degli inseguitori mono-assiali ad asse orizzontale; l'orientamento degli inseguitori è parallelo alla direzione nord-sud, con i moduli che verranno inclinati verso est nelle ore mattutine e verso ovest nelle ore serali.

Gli azionamenti degli inseguitori sono costituiti da motori elettrici alimentati dalla stessa energia generata dai moduli fotovoltaici; il controllo del movimento sarà realizzato tramite opportuni PLC micro-controllori ed orologi astronomici, così da avere in ogni momento l'inclinazione migliore dei moduli nella direzione del sole e massimizzare l'energia incidente.

### **Inquadramento Urbanistico del Sito**

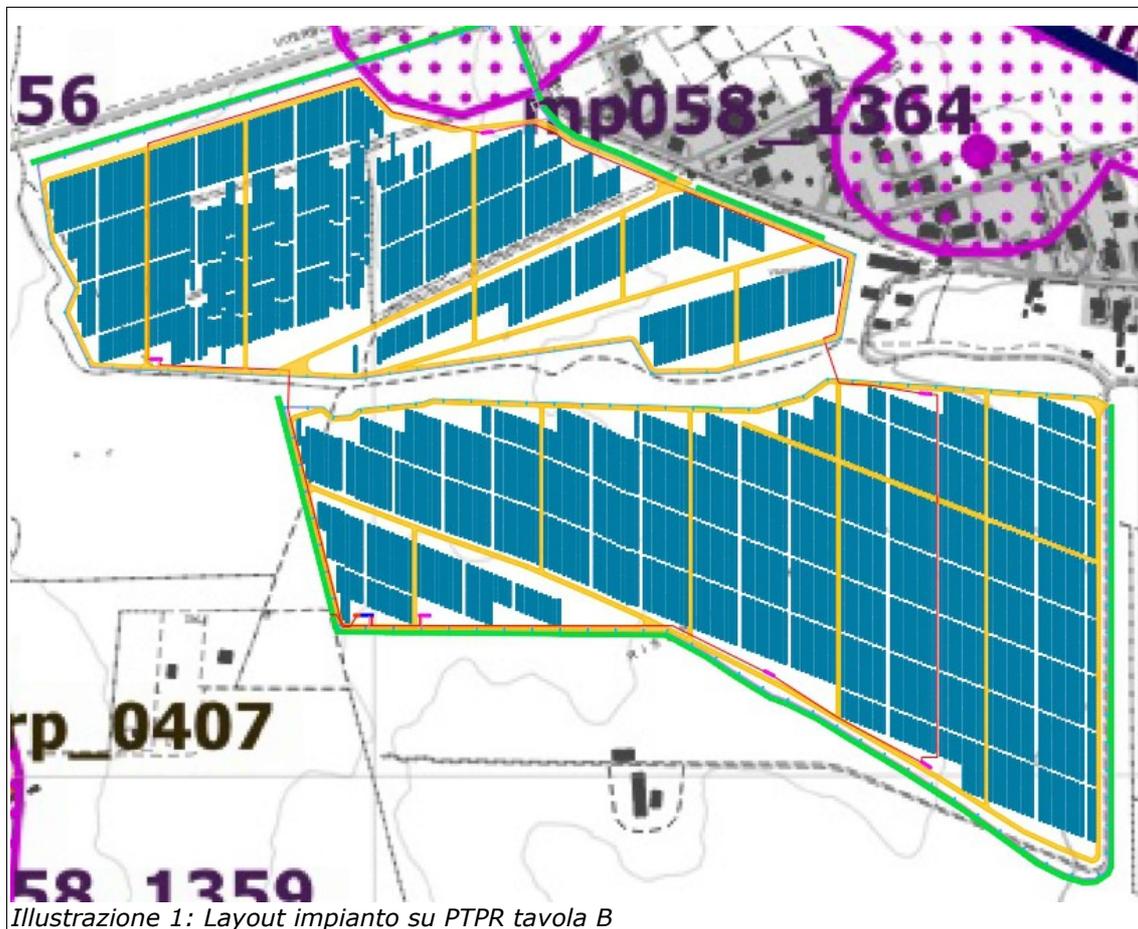
Il terreno destinato ad ospitare l'impianto ricade nel Comune di Roma, in località Casaccia.

Catastalmente l'area oggetto di intervento è classificata come Seminativo e l'area complessiva delle particelle interessate è di 558.019 m<sup>2</sup>.

La situazione catastale è riepilogata nella seguente tabella

Foglio	Particella	Qualità	Classe	ha	are	ca	Reddito dominicale	Reddito agrario	Partita
25	12	SEMINATIVO	3	17	57	10	Euro:1410,20	Euro:680,60	0017888
25	13	SEMINATIVO	4	7	50	90	Euro:487,47	Euro:213,28	0459969
25	18	SEMINATIVO	3		48	76	Euro:39,13	Euro:18,89	0000332
25	845	SEMINATIVO	4	2	4	46	Euro:132,73	Euro:58,08	
25	847	SEMINATIVO	4	28	18	97	Euro:1830,04	Euro:800,73	

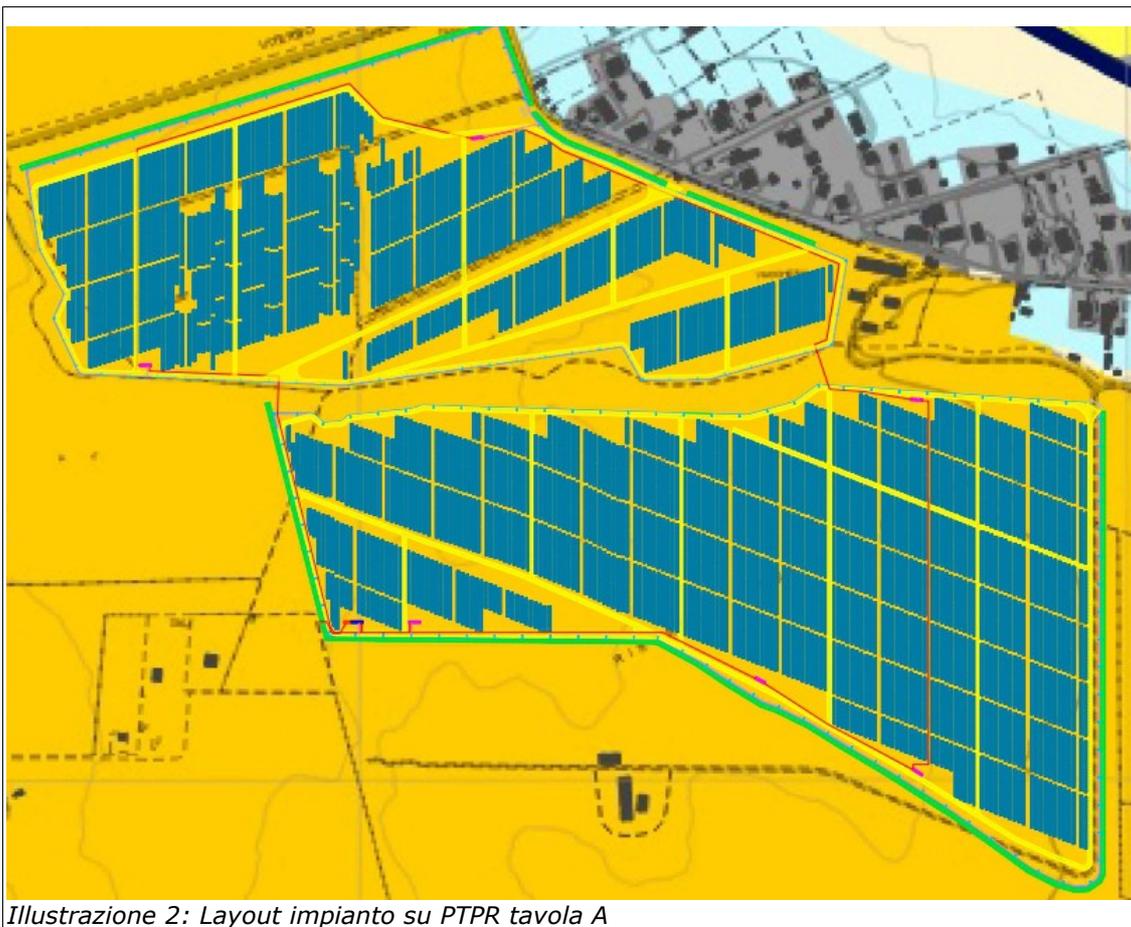
Nel P.T.P.R. della Regione Lazio approvato con Deliberazione del Consiglio Regionale 21 aprile 2021, n. 5, ai sensi dei Sistemi ed Ambiti del Paesaggio l'area è classificata come **Paesaggio Agrario di Rilevante Valore** mentre per quanto riguarda i Beni Paesaggistici nell'area di impianto **non sono presenti vincoli ostativi alla realizzazione dell'impianto.**



L'involuppo dell'impianto occupa circa 43 ettari mentre la proiezione al suolo dei 53280

moduli fotovoltaici previsti (misurata con moduli in orizzontale, ovvero con l'angolo di rotazione dell'inseguitore corrispondente alla posizione del sole allo zenit), è pari a 148.390 m<sup>2</sup>.

L'impianto viene interamente recintato con rete metallica di altezza 2 metri, che in molti tratti è a sua volta circondata da una fascia verde con funzione di mitigazione visiva. La fascia verde non è prevista in alcuni piccoli tratti di confine lungo i quali non avrebbe nessuna valenza in quanto già caratterizzati da una importante vegetazione spontanea che svolge già funzione di schermatura visiva.



## **Viabilità**

Dal punto di vista dell'accessibilità ed utilizzo delle opere, le indicazioni riguardano quasi esclusivamente i mezzi trasporto per la consegna dei moduli, le relative strutture di sostegno, ed i mezzi speciali per la realizzazione delle fondazioni e per

l'ancoraggio a terra degli inseguitori mono-assiali.

Si può affermare con sicurezza che non sussistono problemi in tal senso: l'area è infatti accessibile dalla via pubblica Via Antonio Furlan su lato est.

Sono previsti due ingressi distinti per le due aree in cui è suddiviso l'impianto, e la futura viabilità interna non prevede passaggi da un'area all'altra, per cui sarà necessario uscire e rientrare dall'impianto per passare da un'area all'altra. Tale soluzione è stata scelta per minimizzare gli impatti sulla scolina esistente che taglia in due il sito.

All'interno dell'impianto verrà realizzata una viabilità in terra battuta e inerti stabilizzati, in maniera tale da garantire la possibilità al passaggio dei mezzi necessari per l'installazione e la manutenzione, ovvero tipicamente di furgoni per il trasporto dei materiali.

## **Radiazione Solare**

L'impianto della presente relazione si trova situato in posizione geografica favorevole dal punto di vista della producibilità specifica annua per kWp installato. Sulla base dei dati forniti da PVGIS (c) European Communities, 2001-2012, e considerando la tipologia di installazione su inseguitori mono-assiali, si stima una produzione annua di ~ 1800 kWh/kWp. La potenza totale dei moduli installati è di 31.968 kWp, pertanto la produzione annua complessiva di energia si può stimare in circa 57.553.000 kWh.

Si riporta di seguito un estratto della simulazione eseguita sul portale della comunità europea <https://ec.europa.eu/jrc/en/pvgis>.

# Performance of tracking PV

## PVGIS-5 estimates of solar electricity generation

### Provided inputs:

Latitude/Longitude: 42.055,12.286  
 Horizon: Calculated  
 Database used: PVGIS-SARAH2  
 PV technology: Crystalline silicon  
 PV installed: 31968 kWp  
 System loss: 14 %

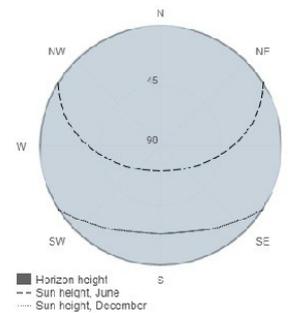
### Simulation outputs

Slope angle [°]: 0  
 Yearly PV energy production [kWh]: 57552835.6  
 Yearly in-plane irradiation [kWh/m²]: 2294.19  
 Year-to-year variability [kWh]: 2162479.5  
 Changes in output due to:  
 Angle of incidence [%]: -1.74  
 Spectral effects [%]: 0.82  
 Temp. and low irradiance [%]: -7.89  
 Total loss [%]: -21.53

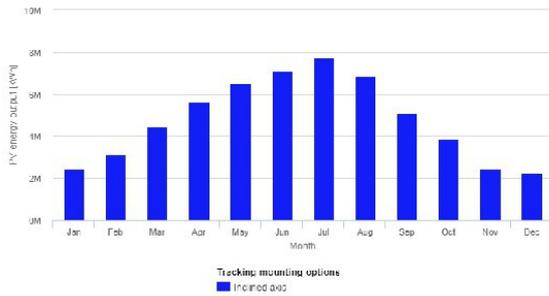
IA\*

\* IA: Inclined axis

### Outline of horizon at chosen location:



### Monthly energy output from tracking PV system:



Month	E_m	H(i)_m	SD_m
January	247259.0	2.2	401673.1
February	309818.0	2.5	487579.8
March	448297.4	2.7	579610.4
April	560228.3	2.8	420471.6
May	653218.2	2.9	833407.4
June	712346.7	3.0	396815.5
July	774562.8	3.1	369992.0
August	683943.3	3.0	394008.5
September	508512.4	2.9	347868.3
October	386531.4	2.7	464155.0
November	246579.3	2.5	394821.0
December	223985.8	2.3	304390.3

E\_m: Average monthly electricity production from the defined system [kWh]  
 H\_m: Average monthly sum of global irradiation per square meter received by the modules of the given system [kWh/m²]  
 SD\_m: Standard deviation of the monthly electricity production due to year-to-year variation [kWh]

### Monthly in-plane irradiation for tracking PV system:



The European Commission makes this website available to the public to provide access to information about the history and European Union policies in general. It is not intended to be a legal document. If errors are brought to our attention, we will try to correct them. However, the Commission does not accept any responsibility or liability whatsoever with regard to the information on this site.  
 It is our goal to minimize the disruption caused by technical errors. However, some data or information on this site may have been created or updated in this or that way in the past and we can not guarantee that our services will not be interrupted or otherwise affected by such problems. The Commission does not accept any responsibility with regard to such problems. For more information, please visit [https://ec.europa.eu/info/legal-notice\\_en](https://ec.europa.eu/info/legal-notice_en)

## **Architettura dell'impianto fotovoltaico**

Dal punto di vista fisico l'impianto si estende su alcune aree adiacenti, in particolare si possono identificare una macroarea a nord di una scolina esistente ed un'altra a sud della stessa; ci sono due punti di attraversamento della scolina con cavi interrati al fine di collegare tra loro le due porzioni di impianto.

Dal punto di vista elettrico invece l'impianto è suddiviso in 6 campi quasi omogenei, ognuno con la medesima organizzazione interna: la conversione da corrente continua a corrente alternata è realizzata tramite degli inverter di stringa modello Huawei SUN2000-185KTL-H1, di potenza unitaria pari a 175 kW lato AC.

Per ciascun campo numerato da 1 a 5 sono installati 24 inverter, su ognuno dei quali sono attestate un totale di 14 stringhe da 24 moduli ciascuna.

Il campo numero 6 consta invece di 29 inverter, 23 dei quali collegate a 14 stringhe da 24 moduli ciascuna, e altri 6 invece sui quali sono attestate 13 stringhe, sempre composte da 24 moduli ciascuna.

Ciascuno blocco da 24 o 26 inverter è collegato ad un trasformatore MT/BT alloggiato all'interno di una cabina elettrica ad esso dedicata, pertanto sono previste un totale di 6 cabine di trasformazione.

Un ulteriore cabina, denominata cabina di anello, realizza la connessione in parallelo tra tutte le 6 cabine di trasformazione: l'architettura ad anello, da esercire ad anello aperto, è stata scelta perché consente di minimizzare la lunghezza dei cavi rispetto ad una connessione di tipo radiale, ed inoltre permette di contro-alimentare una qualsiasi delle 6 cabine di trasformazione in caso di guasto ad un tratto qualsiasi dell'elettrodotto di utenza, pertanto è resiliente ad un primo guasto lato MT.

Tutta la parte di impianto in MT è esercita alla tensione di 30 kV, mentre la tensione di lavoro degli inverter è di 800 V, pertanto i 6 trasformatori avranno un rapporto di trasformazione 30.000/800 V. Ulteriori 7 trasformatori con rapporto 30.000/400 V saranno utilizzati per l'alimentazione dei servizi ausiliari: è previsto un trasformatore ausiliario per ciascuna cabina di consegna ed un settimo per la cabina di anello.

La cabina di anello è collocata nei pressi di una ulteriore cabina, detta cabina di consegna.

Il collegamento alla rete elettrica nazionale di terna spa sarà realizzato infatti in alta tensione in corrispondenza di una ella realizzanda stazione Terna a 150 kV, ma l'elevazione da 30 kV a 150 kV non avviene all'interno dell'area di impianto, bensì in una nuova Stazione di Elevazione di Utenza (SEU) a circa 750 m di distanza dall'impianto fotovoltaico vero e proprio.

Il collegamento tra la SEU e l'impianto fotovoltaico avviene tramite cavidotto MT interrato, alla tensione di 30 kV. Tale cavidotto, di proprietà dell'utente produttore, ha origine proprio in corrispondenza della cabina di consegna, prevista all'estremità sud-ovest dell'area di progetto.

I servizi ausiliari della cabina di consegna saranno alimentati dalla adiacente cabina di anello.

Come già accennato, ciascuna delle 6 cabine di trasformazione ospita al suo interno un trasformatore elevatore con rapporto di trasformazione 30.000/800 V e una potenza di 6.400 kVA ed un trasformatore AUX con rapporto 30.000/400 V e potenza di 100 kVA.

Tra i principali servizi ausiliari si ricordano l'illuminazione, prese FM, monitoraggio, telecontrollo, videosorveglianza, allarmi, ecc.

La taglia dei trasformatori è stata sovradimensionata di almeno il 20% rispetto alla potenza nominale dell'impianto, in accordo al codice di rete di Terna. La potenza cumulata dei trasformatori dedicati alla connessione in rete degli inverter è infatti di  $6.400 * 6 = 38.400$  kVA.

Per la realizzazione dell'impianto sono utilizzati in totale 53.280 pannelli fotovoltaici a tecnologia cristallina da 600 Wp, per una potenza di picco totale pari a 31.968 Kwp.

I pannelli sono sempre collegati in serie tra loro a formare stringhe da 24 pannelli; ciascuna stringa è attestata direttamente sul relativo inverter senza l'uso di quadri di campo per realizzare il parallelo delle stringe stesse: in questo modo si riesce a sfruttare la massimo le potenzialità di inverter di stringa previsti dal progetto, al fine di ottimizzare la produzione di energia di ciascuna stringa e il monitoraggio delle correnti di stringa.

La potenza di ogni stringa è di 14,4 kWp ovvero a  $24 * 600$ Wp.

## Moduli Fotovoltaici

I moduli fotovoltaici sono composti da 144 celle a tecnologia monocristallina bifacciale ed hanno una potenza di picco di 600 Wp. Il modello individuato è lo Jinko Tiger Neo N-type 78HL4-BDV da 600 Watt. L'impianto è composto da 53.280 pannelli per una potenza nominale di 31.968 kWp.

Le caratteristiche del singolo modulo sono riportate nella seguente tabella

SPECIFICATIONS										
Module Type	JKM590N-78HL4-BDV		JKM595N-78HL4-BDV		JKM600N-78HL4-BDV		JKM605N-78HL4-BDV		JKM610N-78HL4-BDV	
	STC	NOCT								
Maximum Power (Pmax)	590Wp	444Wp	595Wp	447Wp	600Wp	451Wp	605Wp	455Wp	610Wp	459Wp
Maximum Power Voltage (Vmp)	44.91V	41.89V	45.08V	42.00V	45.25V	42.12V	45.42V	42.23V	45.60V	42.35V
Maximum Power Current (Imp)	13.14A	10.59A	13.20A	10.65A	13.26A	10.71A	13.32A	10.77A	13.38A	10.83A
Open-circuit Voltage (Voc)	54.76V	52.02V	54.90V	52.15V	55.03V	52.27V	55.17V	52.41V	55.31V	52.54V
Short-circuit Current (Isc)	13.71A	11.07A	13.79A	11.13A	13.87A	11.20A	13.95A	11.26A	14.03A	11.33A
Module Efficiency STC (%)	21.11%		21.29%		21.46%		21.64%		21.82%	
Operating Temperature(°C)	-40°C~+85°C									
Maximum system voltage	1500VDC (IEC)									
Maximum series fuse rating	30A									
Power tolerance	0~+3%									
Temperature coefficients of Pmax	-0.30%/°C									
Temperature coefficients of Voc	-0.25%/°C									
Temperature coefficients of Isc	0.046%/°C									
Nominal operating cell temperature (NOCT)	45±2°C									
Refer. Bifacial Factor	80±5%									

BIFACIAL OUTPUT-REAR SIDE POWER GAIN											
Gain		JKM590N-78HL4-BDV		JKM595N-78HL4-BDV		JKM600N-78HL4-BDV		JKM605N-78HL4-BDV		JKM610N-78HL4-BDV	
		Maximum Power (Pmax)	Module Efficiency STC (%)	Maximum Power (Pmax)	Module Efficiency STC (%)	Maximum Power (Pmax)	Module Efficiency STC (%)	Maximum Power (Pmax)	Module Efficiency STC (%)	Maximum Power (Pmax)	Module Efficiency STC (%)
5%	Maximum Power (Pmax)	620Wp	625Wp	630Wp	635Wp	641Wp					
	Module Efficiency STC (%)	22.16%	22.35%	22.54%	22.73%	22.91%					
15%	Maximum Power (Pmax)	679Wp	684Wp	690Wp	696Wp	702Wp					
	Module Efficiency STC (%)	24.27%	24.48%	24.68%	24.89%	25.10%					
25%	Maximum Power (Pmax)	738Wp	744Wp	750Wp	756Wp	763Wp					
	Module Efficiency STC (%)	26.38%	26.61%	26.83%	27.05%	27.28%					

\*STC: Irradiance 1000W/m<sup>2</sup> Cell Temperature 25°C AM=1.5

NOCT: Irradiance 800W/m<sup>2</sup> Ambient Temperature 20°C AM=1.5 Wind Speed 1m/s

Le caratteristiche indicate nella tabella sono da considerarsi indicative e in fase di costruzione potrebbero essere suscettibili di piccole variazioni, anche sulla base del possibile mutare delle soluzioni tecniche presenti sul mercato.

## **Inseguitori**

I moduli sono installati su una struttura elettromeccanica denominata "tracker" o "inseguitore" che ha il duplice scopo di sostenere i pannelli fotovoltaici e di spostarli continuamente nella posizione ottimale per cogliere la massima incidenza solare, in accordo con le esigenze di progettazione. L'asse della struttura segue la direzione Nord-Sud e ruota intorno al proprio asse di rollio con un angolo di  $\pm 60^\circ$ . Ciò rende possibile aumentare l'angolo di incidenza dei raggi solari sui pannelli, diminuendo la riflessione e migliorando la resa energetica del sistema. Al contempo, è importante anche mantenere una adeguata distanza reciproca tra tracker attigui per evitare il reciproco ombreggiamento.

Sono previsti due differenti modelli di tracker: la struttura è di tipo assemblabile e può formare tracker da 24 pannelli (una stringa) o da 48 pannelli (2 stringhe) per soddisfare le esigenze topografiche del sito di installazione.

Le strutture degli inseguitori sono realizzate in profilati e tubolari in ferro zincato e vengono ancorati al suolo mediante sistema di pali di fondazione in ferro zincato a caldo infissi mediante macchina battipalo ad una profondità di circa 1,5 m – 2 m.

I metodi e le procedure per il dimensionamento delle strutture di sostegno sono indicati nel DM 17 Gennaio 2018 – Nuove Norme Tecniche delle Costruzioni e s.m.i.

La distanza minima tra i due assi di due file di inseguitori adiacenti è stata individuata in 5 metri, che è un valore che consente un bilanciamento tra due obiettivi contrapposti: massimizzare il numero di moduli installati e minimizzare le ombre mutue tra tracker adiacenti.

Inoltre la distanza di 5 metri consente di mantenere sempre e comunque una luce libera di almeno 2,52 m tra i pannelli (calcolata nel momento in cui i tracker sono tutti in posizione orizzontale, ovvero complanari al terreno), che consente la coltivazione delle aree tra le fila di pannelli fotovoltaici e l'utilizzo ed il passaggio di mezzi agricoli.

## **Stringhe**

Ogni stringa si compone di 24 pannelli fotovoltaici collegati in serie.

In alcuni punti dell'impianto ogni stringa è collocata su un inseguitore da 24 moduli; molto più spesso ogni inseguitore ospita invece due stringhe, una a nord ed una a sud del motore, collocato in posizione centrale sul tracker.

La corrente nominale di ciascuna stringa è pari alla corrente nominale del singolo pannello, mentre la tensione è data da 24 volte la tensione del singolo modulo.

Corrente e tensione dei moduli fotovoltaici sono influenzati in maniera non trascurabile dalla temperatura di esercizio: in particolare al crescere della temperatura si ha un modesto aumento della corrente e una riduzione più marcata della tensione. E' importante allora verificare che tutte le tensioni e le correnti in gioco rimangano nei limiti consentiti al variare della temperatura.

### **Campi fotovoltaici ed inverter**

L'impianto fotovoltaico in oggetto si compone è suddiviso in 6 campi, ognuno dei quali è a sua volta composto da 24 o 29 inverter di potenza unitaria 175 kW. Tutte le stringhe sono composte da 24 moduli collegati in serie.

Ogni stringa è collegata direttamente al relativo inverter su un ingresso dedicato.

Gli inverter sono collegati al relativo trasformatore tramite cavi interrati.

Le caratteristiche tecniche dell'inverter tipo sono riepilogati nella tabella seguente.

## Technical Specifications

Efficiency	
Max. Efficiency	99.03%
European Efficiency	98.69%
Input	
Max. Input Voltage	1,500 V
Max. Current per MPPT	26 A
Max. Short Circuit Current per MPPT	40 A
Start Voltage	550 V
MPPT Operating Voltage Range	500 V ~ 1,500 V
Nominal Input Voltage	1,080 V
Number of Inputs	18
Number of MPP Trackers	9
Output	
Nominal AC Active Power	175,000 W @40°C, 168,000 W @45°C, 150,000 W @50°C
Max. AC Apparent Power	185,000VA
Max. AC Active Power (cos $\phi$ =1)	185,000W
Nominal Output Voltage	800 V, 3W + PE
Rated AC Grid Frequency	50 Hz / 60 Hz
Nominal Output Current	126.3 A @40°C, 121.3 A @45°C, 108.3 A @50°C
Max. Output Current	134.9 A
Adjustable Power Factor Range	0.8 LG ... 0.8 LD
Max. Total Harmonic Distortion	<3%
Protection	
Input-side Disconnection Device	Yes
Anti-islanding Protection	Yes
AC Overcurrent Protection	Yes
DC Reverse-polarity Protection	Yes
PV-array String Fault Monitoring	Yes
DC Surge Arrester	Type II
AC Surge Arrester	Type II
DC Insulation Resistance Detection	Yes
Residual Current Monitoring Unit	Yes
Communication	
Display	LED Indicators, Bluetooth/WLAN + APP
USB	Yes
MBUS	Yes
RS485	Yes
General	
Dimensions (W x H x D)	1,035 x 700 x 365 mm (40.7 x 27.6 x 14.4 inch)
Weight (with mounting plate)	84 kg (185.2 lb.)
Operating Temperature Range	-25°C ~ 60°C (-13°F ~ 140°F)
Cooling Method	Smart Air Cooling
Max. Operating Altitude without Derating	4,000 m (13,123 ft.)
Relative Humidity	0 ~ 100%
DC Connector	Staubli MC4 EV02
AC Connector	Waterproof Connector + OT/DT Terminal
Protection Degree	IP66
Topology	Transformerless
Standard Compliance (more available upon request)	
Certificate	EN 62109-1/-2, IEC 62109-1/-2, EN 50530, IEC 62116, IEC 60068, IEC 61683
Grid Code	IEC 61727, P.O. 12.3, RD 1699, RD 661, RD 413, RD 1565, RD 1663, UNE 208007-1, UNE 206006

## **Grandezze elettriche degli inverter**

I valori di tensione e corrente in ingresso sono gli stessi per tutti gli inverter, che sono collegati ad altrettanti campi omogenei sotto il profilo elettrico.

In particolare la tensione nominale in ingresso è pari alla tensione di ciascuna stringa da 24 moduli in serie, ovvero a 24 volte la tensione nominale del singolo pannello fotovoltaico (circa 55 V a circuito aperto, per una tensione di stringa di circa 1320 V) mentre la corrente di una stringa è pari alla corrente tipica del singolo modulo, nell'ordine dei 14 A. Tali grandezze sono all'interno del range di funzionamento dell'inverter.

La tensione nominale di uscita di tutti gli inverter è di 800 V AC.

Le caratteristiche dell'inverter selezionato, da considerarsi indicative della tipologia e potenzialmente suscettibili di modifica, sono tali da garantire il pieno funzionamento nelle condizioni ambientali del sito, in termini funzionali, prestazionali e di rispetto delle normative applicabili.

In particolare il range di tensione di uscita dei campi è tale da essere accettato in ingresso dall'inverter in qualunque condizione ambientali di temperatura, e le correnti in gioco sono sempre minori della massima corrente gestibile dall'inverter.

Gli inverter sono alloggiati lungo il campo fotovoltaico, ancorati sulle strutture dei tracker.

Ogni inverter è collegato ad un trasformatore di potenza MT/BT 30.000/800 V da 6400 kVA.

Il sistema elettrico trafo+inverter è esercito come sistema IT, ovvero con le masse connesse a terra e il neutro isolato da terra. Il neutro non è neanche distribuito dai trasformatori di potenza verso gli inverter.

Sarà installato un sistema di controllo dell'isolamento in corrispondenza di ciascun trasformatore al fine di rilevare eventuali guasti verso terra con conseguente interruzione automatica dell'alimentazione. Il sistema IT è stato scelto per limitare la minimo possibile le emissioni elettromagnetiche dell'impianto lato AC, mentre lato DC non esistono campi elettromagnetici che come è noto non vengono generati dai circuiti in corrente continua.

Per l'alimentazione dei servizi ausiliari di impianto a tensione 400/230V è prevista l'installazione di un ulteriore trasformatore MT/BT con rapporto 30.000/400 V per ciascuna delle sei cabine inverter, oltre ad un settimo per la cabina di anello.

I sistemi ausiliari saranno invece eserciti come sistemi TN-S, ovvero collegando a terra sia il centro stella del trasformatore ausiliario sia tutte le masse metalliche.

Gli inverter rispettano le normative di settore in termini di emissione di campi elettromagnetici.

### **Cabine di trasformazione inverter**

Ogni cabina di trasformazione ospita un inverter, un trasformatore di potenza 30.000/800V per il collegamento degli inverter alla rete in media tensione, ed un ulteriore trasformatore 30.000/400V destinato ad alimentare i servizi ausiliari di impianto, quest'ultimo della potenza di 100 kVA.

Sono presenti anche degli scomparti in media tensione per il collegamento in entrata-uscita lato media tensione delle cabine: l'architettura della connessione tra le cabine di trasformazione e la cabina di consegna è ad anello, per garantire la massima affidabilità del sistema. Ulteriori scomparti MT sono dedicati alla protezione contro le sovracorrenti del trasformatore 30.000/800 V e del trasformatore 30.000/400 V.

Il neutro dei trasformatori di potenza del fotovoltaico (lato BT) non sarà collegato a terra, trattandosi di sistemi IT.

Su ciascun circuito in bassa tensione in uscita dagli inverter è installato un gruppo di misura dedicato alla contabilizzazione dell'energia prodotta dal singolo inverter. Ogni gruppo di misura si compone di:

- TA di misura
- TV di misura
- Morsettiera sigillabile
- Contatore

I TV di misura si rendono necessari in quanto la tensione di uscita dell'inverter è 800 V, troppo alta per l'inserzione diretta al contatore.

Tutti i componenti del gruppo di misura saranno dotati di certificato UTF.

Dal punto di vista costruttivo, la cabina inverter è realizzata in cemento armato prefabbricato alleggerito.

### **Cabina di connessione alla rete e cabina di anello**

La cabina di connessione realizza il collegamento elettrico tra l'elettrodotto interrato esterno all'impianto e l'impianto fotovoltaico stesso, o meglio con la cabina di anello interna all'impianto.

La linea MT è esercita a 30 kV, così da minimizzare le perdite per effetto Joule rispetto alle classiche linee MT a 20 KV dei maggiori distributori e consentire l'utilizzo di cavi di sezione minore.

La cabina ospita un sistema di protezione generale, costituito da un interruttore automatico comandato da un relè a microprocessore. Le correnti e le tensioni da monitorare sono fornite al relè da appositi sensori (TA, TV, TO).

E' presente anche un sistema di protezione di interfaccia per disconnettere automaticamente l'impianto dalla rete in caso ne ricorrano le condizioni.

Le protezioni saranno tarate in accordo con Terna nell'ambito del regolamento di esercizio e del codice di rete e saranno coordinate con le protezioni installate a monte, ovvero nella stazione utente SEU e nella futura stazione di Terna a 150 kV.

Lato impianto, la cabina di consegna ospita una partenza in media tensione verso la cabina di anello, dalla quale a sua volta partono i due rami dell'anello MT interno

all'impianto.

All'interno della cabina di anello è infine presente, oltre ad un sistema di monitoraggio e controllo remoto dell'intero impianto, un trasformatore MT/BT con rapporto di trasformazione 30.000/400 V da 100 kVA dedicato all'alimentazione dei servizi ausiliari di impianto.

## **Connessione alla Rete Elettrica**

L'impianto fotovoltaico "Casaccia" si connette alla rete elettrica nazionale di Terna tramite delle opere di connessione. Le opere si suddividono in opere di connessione di rete e opere di connessione di utenza.

L'insieme delle opere di connessione ricadono nell'ambito autorizzativo previsto dal D.Lgs 387/03 come opere connesse. La soluzione di connessione alla rete è riportata nella STMG, rilasciata da TERNA ed accettata dal produttore.

Le opere di connessione di rete consistono in:

- Realizzazione di una nuova stazione di Terna a 150 kV sulla linea Cesano-Crocicchie

Le opere di connessione di utenza consistono

- Elettrodotto MT di connessione dell'impianto di generazione con una nuova stazione di elevazione di utenza (SEU)
- Stazione di elevazione di utenza (SEU)
- Elettrodotto AT di connessione tra la stazione di elevazione di utenza (SEU) e la nuova stazione di Terna a 150 kV.

## **Opere di connessione di utenza**

### **Elettrodotto MT**

Dalla cabina di connessione posta all'interno dell'impianto di generazione parte un elettrodotto in media tensione a 30 kV interamente interrato.

Tale elettrodotto si estende per la quasi totalità su terreni privati ad uso agricolo, quindi lo scavo e reinterro avverranno su terreno naturale, ad una profondità di circa 110-120 cm.

Sarà necessario mantenere una fascia di rispetto di 4 metri intorno ai cavi interrati per future attività di manutenzione, pertanto il percorso dei cavi sarà sormontato da una

viabilità di servizio in terra battuta, che consentirà anche l'accesso carrabile all'area della SEU. Una piccola porzione dell'elettrodotto attraversa la strada pubblica Via Nicola Zanichelli per una lunghezza di circa 20 metri: in questo tratto si procederà a scavi lungo la strada esistente e a successivo ripristino e nuova asfaltatura a cura del produttore.

La lunghezza complessiva dell'elettrodotto MT è di circa 750 m, la realizzazione è tramite terne di cavi ad elica visibile interrate ad una profondità di circa 110 cm su terreno naturale; limitatamente ai 20 metri lungo Via Zanichelli si procederà a scavi lungo la strada asfaltata con relativo ripristino del manto stradale a cura del produttore.

Le terne di cavi vengono posate su un letto di inerti tipo pozzolana ad una profondità di 100 - 110 cm e ricoperte dello stesso inerte per circa 20 cm e quindi protetti da coppelle in cemento e segnalati da nastro monitore. Sopra la coppella di protezione viene posato quindi un corrugato rinforzato di diametro 160 mm nel quale viene fatta passare la fibra ottica di segnale che collegherà gli inverter alla Stazione di Elevazione di Utenza. Anche questo corrugato verrà ricoperto con inerte. Sopra lo strato di inerte, necessario alla distribuzione uniforme degli sforzi sul corrugato stesso, viene rimessa la terra di scavo, compattandola.

### **Stazione di Elevazione di Utenza SEU**

La consegna in stazione Terna è prevista in alta tensione a 150 kV, pertanto si rende necessaria la realizzazione di una stazione di elevazione della media tensione a 30 kV in alta tensione a 150 kV.

Tale stazione, chiamata SEU, viene realizzata nelle vicinanze della futura stazione Terna, ad una distanza di circa 220 metri dall'area individuata come probabile sede della futura stazione Terna, come meglio descritto nelle tavole allegate. L'area sulla quale viene realizzata la SEU si presenta abbastanza pianeggiante e tale da minimizzare i movimenti terra che rimarranno comunque confinati all'interno dell'area della SEU stessa, a compensazione fra sterri e riporti.

I terreni individuati per la SEU sono censiti al catasto terreni del Comune di Roma foglio 25 sezione D particelle 441 e 442.

La SEU è di forma rettangolare di 50,60 m x 36,60 m per una superficie di circa 1850 m<sup>2</sup>.



Illustrazione 3: SEU su catastale

La SEU risulta essenzialmente composta da:

1. Un trasformatore di Alta Tensione da 40 MVA

◦ Il trasformatore di alta tensione, congruente con la STMG di TERNA, presenta una tensione al primario di 150 kV. Il secondario è invece a 30 kV, coerentemente con la tensione di uscita delle stazioni di trasformazione di bassa/media tensione dell'impianto di produzione. Il trasformatore, della potenza di 40 MVA, è di tipo ONAN/ONAF (In olio a circolazione naturale e con circolazione naturale e forzata dell'aria di raffreddamento) con collegamento Dyn11. Per le eventuali perdite di olio, il trasformatore presenta una vasca di raccolta in calcestruzzo posta immediatamente sotto il trasformatore stesso.

2. Apparati elettromeccanici di sezionamento e di protezione per il castello di alta tensione:

- TV di misura e di protezione
- TA di misura e di protezione
- Scaricatori di sovratensione
- 1 Interruttore

- 1 Sezionatore tripolare orizzontale
- Terminali per cavo interrato

Un edificio, realizzato in calcestruzzo armato in opera, suddiviso in 4 locali:

1. Il locale MT è destinato ad accogliere gli scomparti dedicati all'elettrodotto in media tensione di connessione dell'impianto di produzione. In particolare sono presenti:

- Scomparti di arrivo MT dotato di relè di massima corrente con interruttori di protezione e dotati di riduttori di corrente TA e TO per le protezioni 50/51 e 51N (massima corrente e massima corrente omopolare) e riduttori di corrente TA per la misura dell'energia in Media Tensione

- Scomparto per alloggiamento dei riduttori di tensione a doppio secondario (triangolo aperto e stella) rispettivamente per le protezioni direzionali verso terra (67N) e per la misura. Questi ultimi da utilizzare con i TA di cui al punto precedente;

- Scomparto di partenza MT verso il trasformatore di alta tensione dotato di relè di massima corrente con interruttore di protezione dotato dei relativi riduttori di corrente TA e TO per le protezioni 50/51 e 51N (massima corrente e massima corrente omopolare) ;

- Scomparto di partenza verso il trasformatore dedicato ai servizi ausiliari di stazione, anche questo dotato di relè di massima corrente con interruttore e relativi TA e TO per le protezioni 50/51 e 51N (massima corrente e massima corrente omopolare). L'alimentazione necessaria per tutti i servizi della stazione di elevazione di utenza è in bassa tensione a 400 V e viene fornita da un trasformatore MT/bt posto all'interno del locale trasformatore per servizi ausiliari. Il trasformatore è alimentato dallo stesso POD di alta tensione, derivandolo dalla linea MT dall'apposito scomparto già descritto nel paragrafo Locale MT. Il trasformatore per i servizi ausiliari è in resina, con rapporto di trasformazione 30kV/400V ed una potenza indicativa di 50 kVA, sufficiente per alimentare gli azionamenti di alta (Sezionatori), segnali, illuminazione e sistemi di controllo e di video sorveglianza.

2. Locale quadri bassa tensione

- Nel locale di bassa tensione vengono alloggiati gli apparati di comando per gli azionamenti della componentistica elettromeccanica oltre ai quadri per i servizi



Sulla base di ciò, la superficie da considerare per l'impianto di disoleazione si compone pertanto di:

	Destinazione	Tipologia pavimentazione	Superficie m <sup>2</sup>
Pavimentazione	Castello AT e componenti elettromeccanici	Cemento	400
TOTALE SUPERFICIE PAVIMENTATA	-	-	400

Considerando che per acque di prima pioggia si intendono i primi 5 mm, il volume da trattare sarà pari a 2 m<sup>3</sup>.

Per le acque oltre i 5 mm si attiva il by-pass che fa defluire le acque senza intervento del disoleatore. Le acque trattate, dopo 48 ore dalla fine dell'evento atmosferico, vengono automaticamente pompate fuori dal disoleatore.

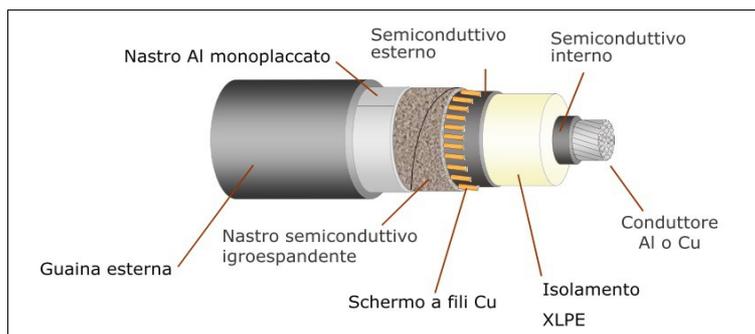
Per il resto della superficie della SEU, una volta costipato il terreno naturale, viene utilizzata della ghiaia di spessore tale da garantire una portanza adeguata all'eventuale transito di mezzi per la movimentazione delle componenti elettromeccaniche.

### **Elettrodotto AT**

La stazione di elevazione di utenza SEU si connette in alta tensione a 150 kV ad una nuova stazione di Terna prevista sul terreno censito al catasto del Comune di Roma al foglio 25 sezione D mappale 740.

La stazione di elevazione di utenza sorge a circa 220 m dalla futura stazione Terna e il relativo elettrodotto AT sarà realizzato in interrato su terreno naturale. Il dettaglio del tracciato è riportato nelle tavole allegate.

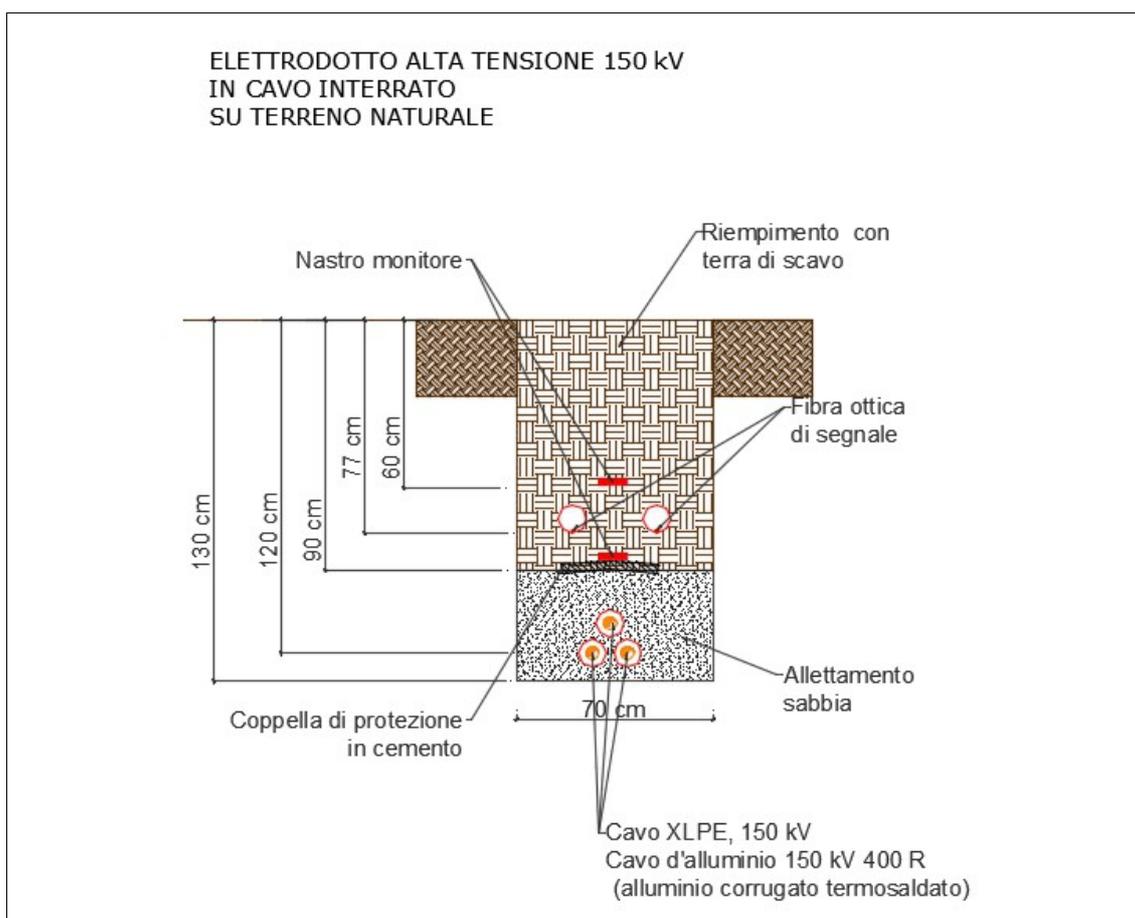
Il cavo utilizzato è di tipo XLPE / Composito, largamente usato per per sistemi fino a 150 kV che presenta una buona resistenza radiale alla penetrazione di umidità.



Le caratteristiche del conduttore tipo sono riportate nella tabella sottostante

Materiale del conduttore	Aluminum
Isolamento	XLPE (chemical)
Tipo di conduttore	Corda rotonda compatta
Guaina metallica	Alluminio corrugato termosaldato

Lo scavo sarà del tipo a sezione obbligata secondo il tipologico di seguito riportato:



## **Opere di connessione di rete**

Le opere di connessione di rete sono quelle opere funzionali a poter connettere l'impianto di produzione che rimangono poi nella disponibilità del distributore, in questo caso Terna SpA.

### **Nuova sottostazione Terna a 150 kV**

L'opera di rete prevista dalla STMG per l'impianto fotovoltaico "*Casaccia*" consiste nella realizzazione di una nuova stazione Terna a 150 kV, da condividere con altri produttori, ed i cui dettagli costruttivi non sono ancora stati resi noti da Terna SpA; In ogni caso la realizzazione della nuova stazione sarà sul terreno censito al catasto terreni foglio 25 sezione D particella 740 del Comune di Roma.

## **Impianto di Protezione Sovratensioni**

Trattandosi di un impianto fotovoltaico realizzato a terra e continuamente esposto ai fenomeni meteorologici e alle tensioni che provengono da eventuali scariche atmosferiche si rende necessario un impianto di protezione dalle sovratensioni, anche di manovra, realizzato mediante l'installazione di opportuni scaricatori – limitatori di sovratensione SPD, di classi diverse di tensione, posti in punti opportuni delle linee dell'impianto e particolarmente in corrispondenza degli apparati elettronici, per convogliare a terra tutte le correnti residue.

In particolare, ogni inverter sarà dotato di scaricatori spinterometrici.

## **Impianto di Messa a Terra**

Il campo fotovoltaico è gestito come sistema IT sul lato DC, ovvero con nessun polo connesso a terra, mentre lato AC sarà del tipo TN-S con propria cabina di trasformazione MT/BT.

Le stringhe sono costituite dalla serie di singoli moduli fotovoltaici.

L'impianto elettrico ausiliario (luci, inseguitori, allarmi, ventole, ecc.) è un sistema TN-S in quanto i centro-stella dei trasformatori MT/BT dedicati ai servizi ausiliari saranno collegati a terra, così come tutte le masse.

E' presente un impianto di terra realizzato tramite treccia di rame da 35 mm<sup>2</sup> collegata ad ogni inseguitore. Tale treccia è poi collegata all'anello di terra posto intorno all'impianto, al quale è collegato anche l'impianto di terra dell'illuminazione e l'anello

di terra delle varie cabine.

### **Impianto di illuminazione, allarme e videosorveglianza**

L'impianto illuminazione è realizzato mediante proiettori del tipo col corpo in alluminio, a tenuta stagna, grado di protezione IP65, dotati di lampade al sodio a bassa pressione.



Tenuto conto del fatto che l'impianto si trova installato nel Comune di Roma,

l'illuminazione è sottoposta al Regolamento della Regione Lazio del n.8 del 18 aprile 2005.

Tale regolamento prescrive le caratteristiche che devono avere i corpi illuminanti in termini di emissione, efficienza dei corpi illuminanti, oltre all'orientamento dei fari al fine di ridurre l'inquinamento luminoso. In particolare saranno osservate le seguenti attenzioni:

1. Lampade con efficienza  $> 90 \text{ lm/W}$ ;
2. Emissione massima  $15 \text{ cd/klm}$  a  $90^\circ$  -  $0 \text{ cd/klm}$  a  $100^\circ$  con ottica simmetrica o  $5 \text{ cd/klm}$  a  $90^\circ$  con ottica asimmetrica;
3. Riduzione dei consumi di energia  $> 30\%$  dopo le 24 nel periodo di ora solare e dopo le 1 nel periodo di ora legale. Tale prescrizione è di fatto osservata in quanto non è prevista l'accensione delle luci se non per interventi del sistema di allarme

L'illuminazione è realizzata sul perimetro dell'impianto con una distanza media tra un palo e l'altro di 30 metri.

L'alimentazione avverrà tramite impianto elettrico autonomo dall'impianto fotovoltaico, passante in cavidotto interrato e protetto da interruttore magneto-termico differenziale; le parti metalliche ed elettriche saranno collegate all'impianto di messa a terra.

I corpi illuminanti, opportunamente distanziati dalle parti in tensione ed in posizione tale da non ostacolare la circolazione dei mezzi, dovranno garantire, in prossimità delle apparecchiature di manovra dei sezionatori, un valore medio di illuminamento sufficiente all'opportuno utilizzo. L'illuminazione necessaria alla sorveglianza dell'impianto, prevista lungo il confine, entrerà in funzione solo a seguito di attivazione dell'allarme anti-intrusione, limitando gli sprechi, oltre che l'inquinamento luminoso.

Lungo tutto il perimetro della recinzione verrà posizionato un impianto di TVCC per videosorveglianza e un impianto di allarme anti intrusione, funzionante anche in notturna, tramite illuminatore all'infrarosso; l'intervento dell'allarme, effettuato tramite sistema "*motion-detector*", provocherà l'accensione dell'impianto di illuminazione; non è prevista la realizzazione di un sistema di allarme acustico. La gestione delle immagini delle telecamere di sorveglianza verrà effettuata in conformità

alle leggi vigenti in materia di trattamento dei dati personali (privacy).

Le lampade per l'illuminazione e le telecamere, con relativi illuminatori all'infrarosso, sono posizionati sui medesimi pali in acciaio zincato a caldo di altezza <4 m e di sezione variabile da 25 cm di diametro alla base a 20 cm in sommità. I pali sono infissi direttamente al suolo ad una profondità tale da garantirne la stabilità senza l'uso di calcestruzzo.

### **Impianto di Telecontrollo**

L'impianto fotovoltaico è telecontrollato in modo da monitorare in tempo reale la funzionalità e l'efficienza di tutti i componenti. Ogni inseguitore è dotato di un proprio motore e un PLC per la il controllo e la gestione dei movimenti lungo l'asse.

Anche tutti gli inverter, i quadri elettrici e i trasformatori sono anch'essi collegati al computer che funge da unità remota e sul quale è in funzione il sistema di storage dei dati. Il centro di controllo è ubicato all'interno della cabina di anello, ed è così organizzato:

- quadro di controllo dati, nel quale è presente un sistema di supervisione locale in grado di monitorare tramite un PC tutti i dati di impianto, e un sistema di comunicazione con una stazione remota al fine di garantire la comunicazione di eventuali allarmi o anomalie. La comunicazione può avvenire tramite connessione mobile 4G o 5G, connessione dati satellitare, o tramite tecnologia ADSL o HDSL. I dati raccolti sono salvati sia localmente su apposito database, sia su sistema remoto, in modo da poter essere visualizzati ed elaborati in un secondo momento.
- un quadro di controllo per la gestione degli allarmi;
- un quadro per i servizi di cabina;
- un quadro elettrico per l'alimentazione dei servizi ausiliari di centrale

### **Mitigazione dell'impatto paesaggistico**

La realizzazione dell'impianto fotovoltaico persegue il minimo impatto possibile sul territorio, e per questo motivo l'area scelta, priva di qualsivoglia pregio naturalistico o ambientale, è particolarmente indicata.

Inoltre l'installazione dell'impianto si accompagna alla realizzazione di opere di mitigazione, necessarie per attutirne l'interferenza visiva, tenendo conto delle visuali

panoramiche e paesaggistiche e della visibilità dalle strade adiacenti.

In considerazione dello stato dei luoghi e dell'orografia della zona, il perimetro del campo fotovoltaico viene quasi completamente circondato, oltre che dalla recinzione in rete metallica di altezza pari a 2 metri, da idonee barriere arboree e arbustive. Tali barriere, tra l'altro, si propongono di attutire l'effetto del vento e di limitarne quindi i carichi sulle strutture di sostegno dei moduli.

Lungo una parte del confine ovest del sito non è prevista la messa a dimora di piante in quanto è già presente vegetazione spontanea che assolve efficacemente la funzione di mitigazione visiva; analogamente la mitigazione non sarà presente lungo alcuni brevi tratti verso est per motivi analoghi.

Si prevede, per le zone interessate, una fascia di vegetazione di specie autoctone, con larghezza di impianto variabile, come piante di olivo o siepe di fotinia o di oleandro.

Vale la pena infine ricordare che, come già accennato, la massima proiezione a terra dei moduli è pari a 148.390 m<sup>2</sup> mentre la superficie dell'area interessata dall'impianto è di circa 430.000 m<sup>2</sup>; l'occupazione percentuale dell'area quindi è pari a circa il 34,59 %, molto al di sotto del 50% previsto come limite dalla L.R. n. 24/98.

## **Misure di protezione elettrica**

### **Protezione contro il corto circuito**

Per la parte di circuito in corrente continua la protezione contro il corto circuito è assicurata dalla caratteristica tensione-corrente intrinseca dei moduli fotovoltaici, che limita la corrente di corto circuito degli stessi a valori noti e di poco superiori alla loro corrente nominale.

Nel calcolo della portata dei cavi in regime permanente si è già tenuto conto di tali valori attribuibili a  $I_n$  e  $I_f$ . In tal modo anche la protezione contro il corto circuito risulta assicurata.

Per ciò che riguarda i circuiti in corrente alternata, la protezione contro il corto circuito è assicurata dal dispositivo limitatore contenuto all'interno dell'inverter.

L'interruttore posto a valle dell'inverter agisce da ricalzo all'azione del dispositivo di protezione interno all'inverter.

## **Misure di protezione contro i contatti diretti**

La parte di impianto in corrente continua è da considerarsi in bassa tensione, mentre la parte in corrente alternata è in parte in bassa tensione e in parte in media tensione.

La porzione di impianto AC in bassa tensione è rappresentata dai circuiti tra inverter e trasformatori e da tutti gli impianti ausiliari, compresi quelli delle protezioni dei vari quadri MT.

Nelle cabine inverter sono alloggiati due trasformatori: la corrente alternata proveniente dagli inverter è attestata al trasformatore elevatore 30.000/800 . Un ulteriore trasformatore 30.000/400 V da 100 kVA, sempre alloggiato all'interno della stessa cabina, provvede a fornire l'alimentazione ai servizi ausiliari di impianto.

La protezione contro i contatti diretti è assicurata dall'utilizzo dai seguenti accorgimenti:

- utilizzo di componenti dotati di marchio CE (Direttiva CEE 73/23)
- utilizzo di componenti aventi un idoneo grado di protezione alla penetrazione di solidi e liquidi
- collegamenti effettuati utilizzando cavo rivestito con guaina esterna protettiva, idoneo per la tensione nominale utilizzata e alloggiato in condotto porta cavi idoneo allo scopo. Alcuni brevi tratti di collegamento fra i moduli fotovoltaici non risultano alloggiati in tubi o canali. Questi collegamenti tuttavia, essendo protetti dai moduli stessi non sono soggetti a sollecitazioni meccanica di alcun tipo, ne' risultano ubicati in luoghi ove sussistano rischi di danneggiamento.

## **Misure di protezione contro i contatti indiretti**

### **Sistema in corrente alternata (TN-S)**

Gli inverter e tutti i circuiti in corrente alternata in bassa tensione sono da considerare come sistema TN-S.

La protezione contro i contatti indiretti è, in questo caso, assicurata dal seguente accorgimento:

- collegamento al conduttore di protezione PE di tutte le masse, ad eccezione degli involucri metallici di eventuali apparecchiature di classe II
- presenza di interruttori automatici all'inizio di ogni circuito in grado di

interrompere le correnti di guasto, sia di tipo verso terra che di fase.

### **Sistema in corrente continua (IT)**

Il sistema in corrente continua costituito dalla serie dei moduli fotovoltaici, dagli scaricatori di sovratensione, e dai loro collegamenti agli inverter è classificato come sistema IT. Eventuali dispersioni verso terra dei circuiti in corrente continua vengono rilevati dai sistemi di controllo interno agli inverter, causando il blocco degli inverter stessi.

### **Misure di protezione sul collegamento alla rete elettrica**

La protezione del sistema di generazione nei confronti della rete di distribuzione pubblica nonché dal funzionamento ad isola è realizzata in conformità a quanto previsto dalla norma CEI 0-16. L'impianto risulta pertanto equipaggiato con un sistema di protezione che si articola su tre livelli: dispositivo del generatore, dispositivo di interfaccia, dispositivo generale.

### **Dispositivo Di Generatore**

Gli inverter utilizzati sono internamente protetti contro la sovratensione e il sovraccarico. Il riconoscimento della presenza di guasti interni provoca l'immediato distacco sia del singolo modulo che dell'intero inverter dalla rete elettrica.

In aggiunta al dispositivo di generatore interno all'inverter, è presente a rinalzo, un interruttore all'uscita dell'inverter stesso, che costituisce il dispositivo di generatore.

### **Sistema di Protezione di Interfaccia (SPI)**

Il Sistema di Protezione di Interfaccia (SPI) deve provocare il distacco dell'intero sistema di generazione in caso di guasto sulla rete elettrica.

Il riconoscimento di eventuali anomalie sulla rete avviene considerando come anormali le condizioni di funzionamento che fuoriescono da determinate finestre di tensione e frequenza. Tali range sono definite dalla CEI 0-16 ed eventualmente modificate dal distributore sulla base di proprie specifiche esigenze per il sito nel quale si trova l'impianto.

La protezione offerta dal dispositivo di interfaccia impedisce, tra l'altro, che gli inverter continuino a funzionare, con particolari condizioni di carico, anche nel caso di black-out esterno. Questo fenomeno, detto funzionamento in isola indesiderata, deve essere assolutamente evitato, soprattutto perché può tradursi in condizioni di pericolo per il

personale addetto alla ricerca e alla riparazione dei guasti sulla rete del distributore.

Il Sistema di Protezione di Interfaccia verrà installato all'interno della SEU, sul lato AT della connessione in accordo con quanto previsto dal regolamento di esercizio e dal codice di rete di terna

### **Sistema di Protezione Generale (SPG)**

Anche il sistema di protezione generale sarà installato nella SEU e sarà costituito da:

1. Protezione di Interfaccia (PG) costituita da relè elettronico
2. Dispositivo generale (DG)
3. TA, TO e TV per la lettura delle correnti di fase, della corrente omopolare e della tensione omopolare

### **Misure di protezione contro gli effetti delle scariche atmosferiche**

#### **Fulminazione diretta**

L'impianto fotovoltaico, per la sua altezza da terra ridotta, non presenta una maggiore attrazione alle scariche atmosferiche rispetto ad un edificio. Nel caso comunque che l'impianto sia colpito da scariche atmosferiche, la modalità di posa in opera (inseguitori di sostegno direttamente a contatto con i pannelli ed infissi direttamente nel terreno) consente lo scarico a terra della fulminazione.

#### **Fulminazione indiretta**

L'abbattersi di scariche atmosferiche in prossimità dell'impianto può provocare il concatenamento del flusso magnetico associato alla corrente di fulmine con i circuiti dell'impianto fotovoltaico, così da provocare sovratensioni in grado di mettere fuori uso i componenti, e in particolare gli inverter.

I morsetti degli inverter sono pertanto protetti internamente con varistori a pastiglia. Tuttavia, la notevole estensione dei collegamenti ha suggerito, in fase di progetto, di rinforzare tale protezione con l'inserzione di dispositivi SPD a varistore sulla sezione c.c. dell'impianto in prossimità del generatore fotovoltaico.

### **Dettagli di Installazione**

#### **Posa moduli fotovoltaici**

I moduli fotovoltaici sono fissati su tracker da 24 o 48 moduli, come dettagliato negli elaborati grafici allegati. I tracker sono di due tipologie:

1. tipo 1: inseguitore per il sostegno di 24 moduli
2. tipo 2: inseguitore per il sostegno di 48 moduli

L'ancoraggio al suolo dei telai è assicurato da sistema a pali infissi direttamente al suolo tramite macchina "avvitatrice" ad una profondità variabile tra i 150 cm e i 200 cm, senza ricorso a cordoli in cemento armato.

### **Posa degli inverter**

Gli inverter si trovano disposti lungo il parco fotovoltaico, ancorati alle strutture di sostegno dei moduli fotovoltaici.

I cavi di connessione tra moduli e inverter sono attestati direttamente agli inverter essendo questi dotati di apposite connettori (una coppia per ogni stringa).

### **Servizi ausiliari**

I servizi ausiliari dell'impianto sono alimentati tramite lo stesso POD in media tensione utilizzato per l'immissione in rete dell'energia prodotta.

Tra i principali servizi ausiliari vanno ricordati:

- corpi illuminanti perimetrali su pali più eventuali faretti posti sulle cabine
- alimentazione luci e FM per le sette cabine (anello + 6 trasformazione)
- Sistema di raffreddamento cabine (ventole, condizionatori)
- Sistema di supervisione e controllo
- Videosorveglianza
- Allarmi e antifurto

### **Collegamenti elettrici e cavidotti**

I collegamenti tra i moduli fotovoltaici in serie sono effettuati collegando fra loro i 24 moduli costituenti la singola stringa utilizzando i connettori integrati nei moduli stessi: per l'ultimo tratto che va dal pannello iniziale e da quello finale all'inverter verranno usati spezzoni di cavi e connettore MC4 o similari.

I cavi che scendono verso gli inverter sono per quanto possibile sono stesi all'interno di canali ricavati nelle strutture di inseguimento. Una parte del percorso sarà in tubo

interrato.

Il percorso dagli inverter alle cabine di trasformazione sarà in interrato, a circa 0,5 m – 0,8 m di profondità.

### **Misura dell'energia**

La misura dell'energia prodotta è operata sul circuito in bassa tensione sul lato BT dei trasformatori 30/0,8 kV. Sono previsti un totale di 6 contatori, uno per ogni circuito BT di ogni trasformatore, con relativi trasduttori di tensione (TV) e di corrente (TA).

Un ulteriore misuratore, posato a cura del distributore, sarà presente in corrispondenza del punto di connessione alla rete pubblica all'interno della costruenda stazione Terna e consentirà di misurare sia l'energia immessa in rete sia l'energia prelevata dalla rete per alimentare i servizi ausiliari di impianto.

## **Stima dei costi di realizzazione**

Nella tabella seguente è riportata la stima dei costi di realizzazione sulla base dei prezzi correnti dei materiali e servizi.

**QUADRO ECONOMICO GENERALE**  
"Valore complessivo dell'opera "privata"

DESCRIZIONE	IMPORTI In €	IVA %	TOTALE € (IVA compresa)
<b>A) COSTO DEI LAVORI</b>			
A.1) interventi previsti	17.823.126	22,00%	21.744.213
A.2) oneri di sicurezza	712.925	22,00%	869.769
A.3) opere di mitigazione	306.000	22,00%	373.320
A.4) Spese previste da Studio di Impatto Ambientale, Studio Preliminare Ambientale e Progetto di Monitoraggio Ambientale	6.000	22,00%	7.320
A.5) opere connesse (sottostazione di elevazione di utenza SEU, Infrastrutture di interconnessione elettrodotti MT AT)	3.928.134	22,00%	4.792.324
<b>TOTALE A</b>	<b>22.779.185</b>	<b>22,00%</b>	<b>27.790.606</b>
<b>B) SPESE GENERALI</b>			
B.1) Spese tecniche relative alla progettazione, ivi inclusa la redazione dello studio di impatto ambientale o dello studio preliminare ambientale e del progetto di monitoraggio ambientale, alle necessarie attività preliminari, al coordinamento della sicurezza in fase di progettazione, alle conferenze di servizi, alla direzione lavori e al coordinamento della sicurezza in fase di esecuzione, all'assistenza giornaliera e contabilità,	192.000	22,00%	234.240
B.2) Spese consulenza e supporto tecnico	48.000	22,00%	58.650
B.3) Collaudo tecnico e amministrativo, collaudo statico ed altri eventuali collaudi specialistici	96.000	22,00%	117.120
B.4) Spese per Rilievi, accertamenti, prove di laboratorio, indagini ( <i>incluse le spese per le attività di monitoraggio ambientale</i> )	69.120	22,00%	84.326,40
B.5) Oneri di legge su spese tecniche B.1), B.2), B.4) e collaudi B.3)	16.880	22,00%	20.593,60
B.6) Imprevisti	490.000	22,00%	597.800
B.7) Spese varie	2.000	22,00%	2.440
<b>TOTALE B</b>	<b>914.000</b>	<b>22,00%</b>	<b>1.115.080</b>
<b>C) EVENTUALI ALTRE IMPOSTE E CONTRIBUTI DOVUTI PER LEGGE</b>			
Polizza fidejussoria dismissione, oneri istruttori, STMG TERNA	98.000	22,00%	119.560
<b>TOTALE C</b>	<b>98.000</b>	<b>22,00%</b>	<b>119.560</b>
<b>TOTALE A+B+C</b>	<b>23.788.185</b>	<b>22,00%</b>	<b>29.021.586</b>

## Conclusioni

Alla luce di quanto fin qui esposto e analizzato, e valutate le caratteristiche del progetto e del contesto ambientale e territoriale in cui questo si inserisce, si può ragionevolmente concludere che i modesti impatti sull'ambiente, limitati soltanto ad una minima modifica del paesaggio, siano compensati dalle positività dell'opera, prime tra le quali le emissioni inquinanti evitate, il risparmio di combustibili fossili e il raggiungimento degli obiettivi nazionali di produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile.

Sono da rilevare anche le positive ricadute socio occupazionali derivanti dalle attività di gestione e costruzione dell'opera.

Gli impatti valutati e quantificati sono ampiamente sopportabili dal contesto ambientale, e risultano opportunamente ed efficacemente minimizzati e mitigati dalle tecniche e dalle soluzioni progettuali adottate.

In sintesi, viste le condizioni ambientali esistenti, l'attività di produzione di energia elettrica da fonte non costituisce una minaccia per il sistema ambientale nel quale si inserisce, ma anzi il valore ecologico ha un ritorno elevato per la collettività sulla conservazione dell'ambiente naturale e sull'emissione di gas in atmosfera.

Inoltre, in considerazione

- della mancanza di interferenze con aree vincolate per la presenza di beni culturali o del paesaggio
- della natura limitata, temporanea e reversibile degli impatti
- delle conseguenze positive per il tessuto socio-economico
- degli effetti benefici per l'ambiente derivanti dalla produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile

si può concludere che **la realizzazione dell'impianto fotovoltaico non produce impatti significativi e negativi sull'ambiente.**

In merito alla compatibilità dell'opera con gli strumenti urbanistici e alle disposizioni di legge vigenti si evidenzia come:

- Il Piano Territoriale Paesaggistico Regionale approvato con DCR 5/2021 (PTPR),

classifica al di fuori di qualsiasi vincolo paesaggistico l'area di impianto.

- L'impianto è posizionato al di fuori della fascia contermina alle aree vincolate, pertanto **il Ministero della cultura non partecipa al procedimento unico** ai sensi dell'art. 12, comma 3bis, D. Lgs. 387/2003 *“Il Ministero della cultura partecipa al procedimento unico ai sensi del presente articolo in relazione ai progetti, comprese le opere connesse e le infrastrutture indispensabili alla costruzione e all'esercizio degli stessi impianti, localizzati in aree sottoposte a tutela, anche in itinere, ai sensi del decreto legislativo 22 gennaio 2004, n. 42, qualora non sottoposti alle valutazioni ambientali di cui al titolo III della parte seconda del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152.”*
- **Tutta l'area di progetto ricade all'interno delle aree idonee ex lege all'installazione di impianti FER ai sensi dell'articolo 20 comma 8 lettera c-quater del D. Lgs. 8 novembre 2021, n. 199 e s.m.i.**
- L'opera è pienamente compatibile con il piano regolatore vigente del Comune di Roma in quanto l'articolo 12 del Decreto Legislativo 29 dicembre 2003, n° 387 *“Attuazione della direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità”*, oltre a definire al comma 1 gli impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili, nonché le opere connesse e le infrastrutture indispensabili alla costruzione e all'esercizio degli stessi impianti, opere *“di pubblica utilità ed indifferibili ed urgenti”*, specifica anche al comma 7 che tali impianti *“possono essere ubicati anche in zone classificate agricole dai vigenti piani urbanistici”*.

## SCHEDA TECNICA RIASSUNTIVA

Committente:	SPV Tech srl
Indirizzo:	Piazza Cavour 17
CAP Località Provincia	00193 Roma
Partita IVA/Codice Fiscale	17179761006
Recapito telefonico:	+39 3480803632
E-mail	<a href="mailto:stefanogiansanti@yahoo.it">stefanogiansanti@yahoo.it</a>
Potenza di picco dei moduli	31.968 kWp
Potenza AC inverter	27.825 kW
Potenza in immissione	27.200 kW
Tipologia ed ubicazione dell'impianto	Impianto di Produzione di Energia Elettrica da Fonte Rinnovabile Fotovoltaica e opere connesse.  Installazione a terra con sistema di inseguimento mono-assiale
Indirizzo dell'impianto fotovoltaico	Comune di Roma, Località "Casaccia"

## Riepilogo Caratteristiche dell'impianto

Modalità di Installazione	Impianto a terra con inseguimento mono-assiale
<b>Potenza nominale dei moduli fotovoltaici</b>	<b>31.968 kWp</b>
<b>Potenza nominale inverter</b>	<b>27.825 kW</b>
Tensione di collegamento alla rete pubblica	150.000 V
Numero totale di campi	6
Numero totale di stringhe	2220

## Caratteristiche dei moduli fotovoltaici

Potenza nominale modulo	600 Wp
Materiale semiconduttore	Silicio monocristallino 144 celle bifacciali
Numero totale dei pannelli	53280
Tensione a circuito aperto Voc	55,03 Vcc
Corrente di corto circuito Isc	13,87 A
Tensione al punto di massima potenza Vmp	45,25 Vcc
Corrente al punto di massima potenza Imp	13,26 A
Dimensioni	2465 × 1086× 36 mm

## Caratteristiche degli inverter

Numero di inverter	159
<b>Marca</b>	<b>Huawei</b>
<b>Modello</b>	<b>SUN2000-185KTL-H1</b>
Potenza massima	175 kVA
Range di tensione in ingresso MPP	500-1500 Vcc
Corrente massima in ingresso consentita	40 A (per ogni MPPT)
Numero di MPPT	9
Rendimento europeo	98,69%
Peso	84 kg
Tensione di uscita	800 V

## Caratteristiche dei trasformatori

Tipologia di trasformatori	2 (Fotovoltaico e alimentazione Aux)
<b>Numero di trasformatori per fotovoltaico</b>	<b>6</b>
<b>Trasformatori per fotovoltaico</b>	<b>Ingeteam Ingecon Sun 6400</b>
Potenza massima	6400 kVA
Tipologia	In olio
Rapporto di trasformazione	30000/800 V
Gruppo di collegamento	Dy11
<b>Numero di trasformatori per Aux</b>	<b>7</b>
<b>Trasformatori per AUX</b>	<b>IMEFY</b>
Potenza massima	100 kVA

Tipologia	In resina
Rapporto di trasformazione	30000/400 V
Gruppo di collegamento	Dyn11