



Engineering & Construction



GRE CODE

GRE.EEC.R.00.IT.P.15536.00.010.00

PAGE

1 di/of 50

TITLE: Relazione Tecnico-descrittiva

AVAILABLE LANGUAGE: IT

RELAZIONE TECNICO-DESCRITTIVA

“Lanuvio 1 FV”

Lanuvio (RM)



File: GRE.EEC.R.00.IT.P.15536.00.010.00_Relazione tecnica

REV.	DATE	DESCRIPTION	PREPARED	VERIFIED	APPROVED
00	19/09/2022	Emissione Definitiva	D.Sacchi	A.Fata M.Gallina	V.Bretti

EGP VALIDATION

Name (EGP)	Discipline EGP	PE EGP
COLLABORATORS	VERIFIED BY	VALIDATE BY

PROJECT / PLANT Lanuvio 1 FV (15536)	EGP CODE																		
	GROUP	FUNCION	TYPE	ISSUER	COUNTRY	TEC	PLANT			SYSTEM	PROGRESSIVE	REVISION							
	GRE	EEC	R	0	0	I	T	P	1	5	5	3	6	0	0	0	1	0	0

CLASSIFICATION For Information or For Validation	UTILIZATION SCOPE Basic Design, Detailed Design, Issue for Construction, etc.
---	--



Engineering & Construction



CODICE – CODE

GRE.EEC.R.00.IT.P.15536.00.010.00

PAGINA - PAGE

2 di/of 50

Indice

1.0	PREMESSA.....	3
2.0	NORMATIVA DI RIFERIMENTO	4
3.0	DATI DI PROGETTO	5
3.1	DATI GENERALI DELLA COMMITTENTE.....	8
3.2	SCHEDA TECNICA DELL'IMPIANTO	8
4.0	DATI DESCRITTIVI DEL SITO	11
5.0	STATO DI FATTO	15
6.0	DESCRIZIONE DEGLI INTERVENTI	18
6.1	Fase di Cantiere	18
6.2	Fase di Esercizio.....	27
6.3	Dismissione dell'impianto a fine vita, operazioni di messa in sicurezza del sito e ripristino ambientale.....	27
7.0	DIMENSIONAMENTO IMPIANTO	28
7.1	MODULI FOTOVOLTAICI	30
7.2	INVERTER	32
7.3	DATA SHEET STRING BOX	38
7.4	QUADRI ELETTRICI IN ALTERNATA.....	39
7.5	TRASFORMATORI BT/MT.....	40
7.6	CABINATI ELETTRICI.....	41
7.7	INTERFACCIA DI RETE.....	41
7.8	CONTATORE ENERGIA PRODOTTA.....	42
7.9	CAVI ELETTRICI	43
7.10	PROTEZIONE CONTRO LE SOVRACORRENTI	43
7.10.1	SOVRACCARICHI	43
7.10.2	CORTO CIRCUITO	44
7.10.3	PROTEZIONE CONTRO CONTATTI INDIRETTI	45
7.11	SISTEMA DI SUPERVISIONE E CONTROLLO	46
8.0	STRUTTURE DI SUPPORTO DEI MODULI FOTOVOLTAICI	47
9.0	VERIFICHE FINALI	49
9.1	ESAME A VISTA.....	49
9.2	MISURE E PROVE.....	49
10.0	DOCUMENTAZIONE.....	50

1.0 PREMESSA

La seguente relazione illustra la progettazione di un impianto di produzione dell'energia elettrica da fonte solare, della potenza nominale massima di 20.334,60 kWp, da realizzarsi all'interno della frazione di Campoleone nel Comune di Lanuvio (RM) su un'area agricola, attualmente incolta, nella disponibilità della proponente Enel Green Power Solar Energy Srl.

Nello specifico il progetto proposto si compone un lotto costituito da n. 3 impianti così denominati:

- IMPIANTO 1 – 6.910,20 kWp
- IMPIANTO 2 – 6.712,20 kWp
- IMPIANTO 3 – 6.712,20 kWp

L'impianto sarà realizzato con moduli fotovoltaici bifacciali provvisti di diodi di by-pass e ciascuna stringa di moduli farà capo ad una string box dotata di fusibili sia sul polo positivo che sul negativo e di un sezionatore in continua. Esso sarà gestito come sistema IT, ovvero con nessun polo connesso a terra.

Ciascun impianto verrà connesso in media tensione all'esistente infrastrutturazione elettrica tramite n.3 nuove linee MT interrate, che si collegheranno alla Cabina Primaria "Campoleone", come indicato da STMG del distributore di rete. Al fine di permettere la connessione alla rete di distribuzione verranno installate apposite cabine di consegna, una per ciascun impianto, dalla quale partiranno le linee interrate precedentemente menzionate.

Come da preventivo di connessione ottenuto, le cabine di consegna saranno denominate:

- IMPIANTO 1 – Cabina di Consegna "Roma"
- IMPIANTO 2 – Cabina di Consegna "Madrid"
- IMPIANTO 3 – Cabina di Consegna "Berlino"

2.0 **NORMATIVA DI RIFERIMENTO**

- 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 64-8: Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000 V in corrente alternata e a 1500 V in corrente continua;
- CEI 99-3: Messa a terra degli impianti elettrici a tensione superiore a 1 kV in c.a.;
- CEI EN 60445 (CEI 16-2): Principi base e di sicurezza per l'interfaccia uomo-macchina, marcatura e identificazione - Identificazione dei morsetti degli apparecchi, delle estremità dei conduttori e dei conduttori;
- 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 3-2: Limiti - Limiti per le emissioni di corrente armonica (apparecchiature con corrente di ingresso = 16 A per fase);
- CEI 13-4: Sistemi di misura dell'energia elettrica - Composizione, precisione e verifica;
- CEI EN 62053-21 (CEI 13-43): Apparat 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): Apparat 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) Apparat per la misura dell'energia elettrica (c.a.) - Parte 1: Prescrizioni generali, prove e condizioni di prova - Apparat di misura (indici di classe A, B e C)
- CEI EN 50470-3 (CEI 13-54) Apparat 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 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 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.

3.0 DATI DI PROGETTO

L'area di intervento, lambita ad ovest dalla Via Nettunense e a nord dalla strada consorziale di Monte Giove Piastrarella, è costituita da un'area agricola nella disponibilità della proponente, facilmente accessibile dalla viabilità menzionata. L'area di impianto presenta, nella sua porzione centrale, delle canalizzazioni per il convogliamento delle acque meteoriche di dimensioni e forma variabili, dalle quali si è tenuto conto per la predisposizione del layout. La porzione sud dell'area è caratterizzata da una depressione in direzione est-ovest verso i canali di scolo che attraversano il sito. Al contrario, la porzione posta a nord di questi ultimi presenta un andamento collinare, con la sommità in prossimità del casale esistente, che tuttavia non risulta interessato dalle opere in progetto.



Figura 1 – Sovrapposizione su ortofoto del layout di impianto con indicazione del collegamento alla Cabina Primaria "Campoleone" e dei tre impianti costituenti il lotto

L'area è inoltre caratterizzata dalla presenza di costruzioni e vegetazioni limitrofe con altezze tali da generare ombre nell'arco della giornata, di cui si è tenuto conto durante la predisposizione del layout.

Si segnala la presenza di diversi pali di linee BT, di altezza compresa tra 6 e 10 m, che attraversano in direzione sud-nord l'area di impianto. La linea BT interna all'area di impianto risulta essere dismessa e si prevede di dismettere i pali in fase di realizzazione dell'impianto.

Si riscontra, inoltre, la presenza di un metanodotto di cui si è tenuto conto per la predisposizione del layout considerando una fascia di rispetto dalla stessa (si veda l'elaborato "GRE.EEC.D.00.IT.P.15536.00.042_Layout di impianto quotato, descrittivo dell'intervento").

I cavidotti in uscita dalla CP "Campoleone", come visibile in Figura 11, verranno posati per un tratto lungo Via Piastrarella, procedendo in direzione ovest verso la SR 207 "Nettunense" (ex SS 207), per poi essere posati su proprietà privata previa costituzione di un atto di servitù, fino alle cabine di consegna di e-Distribuzione, sia per quanto concerne il passaggio su strada sia per la posa degli elettrodotti. Questi ultimi verranno posati per un breve tratto sulla p.lla n.49 del foglio 15 del Comune di Lanuvio, per poi interessare esclusivamente la p.lla 73 del medesimo foglio (cfr. elaborato "GRE.EEC.X.00.IT.P.15536.00.083_Inquadramento catastale opere di connessione alla rete"). L'accesso alle tre previste cabine di consegna avverrà invece in prossimità del civico "Strada Statale Nettunense n. 2", nelle vicinanze della cabina di consegna denominata "Roma". Preme precisare che l'accesso alle cabine di progetto dovrà avvenire esclusivamente dalla SR 207 "Nettunense".

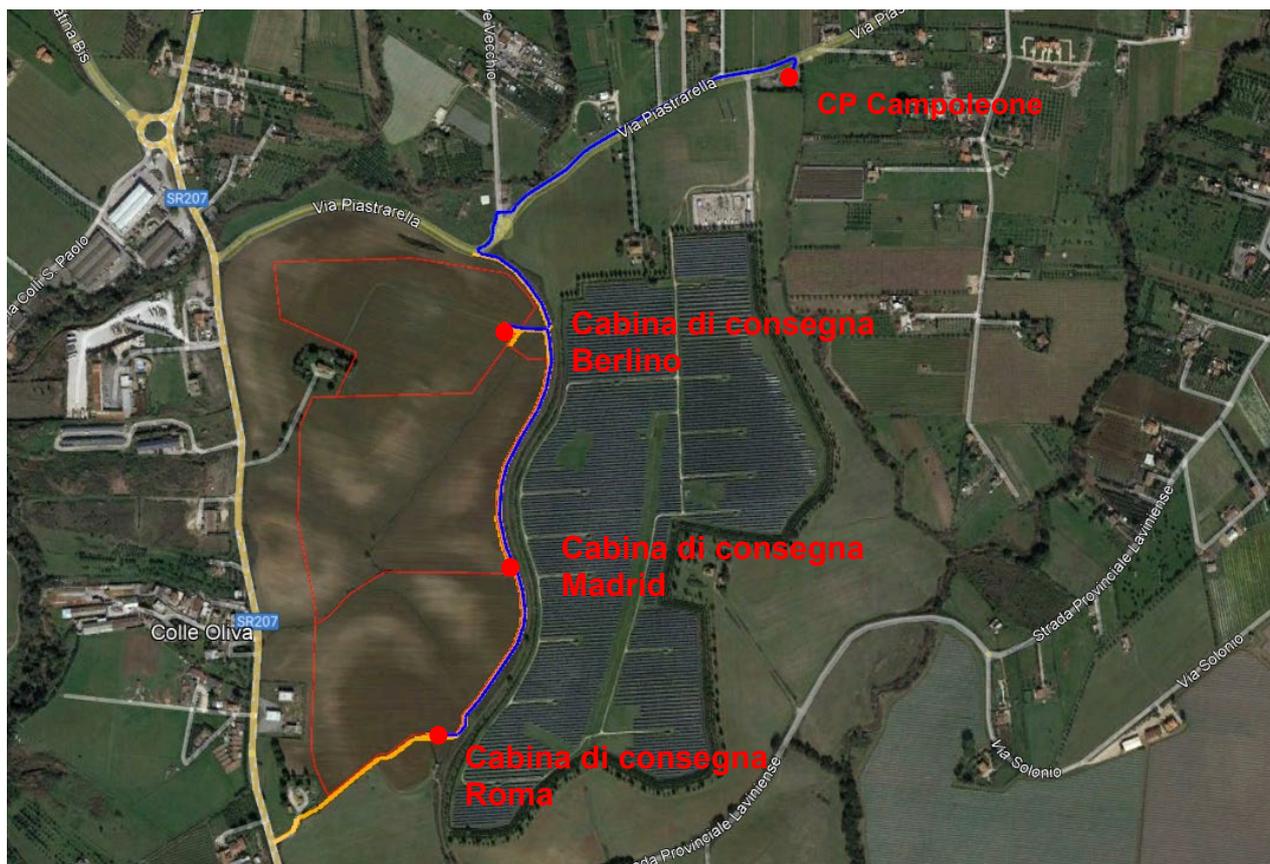


Figura 2 – Tracciato dei cavidotti di connessione alla rete con indicazione della viabilità esistente e di progetto (in arancio).

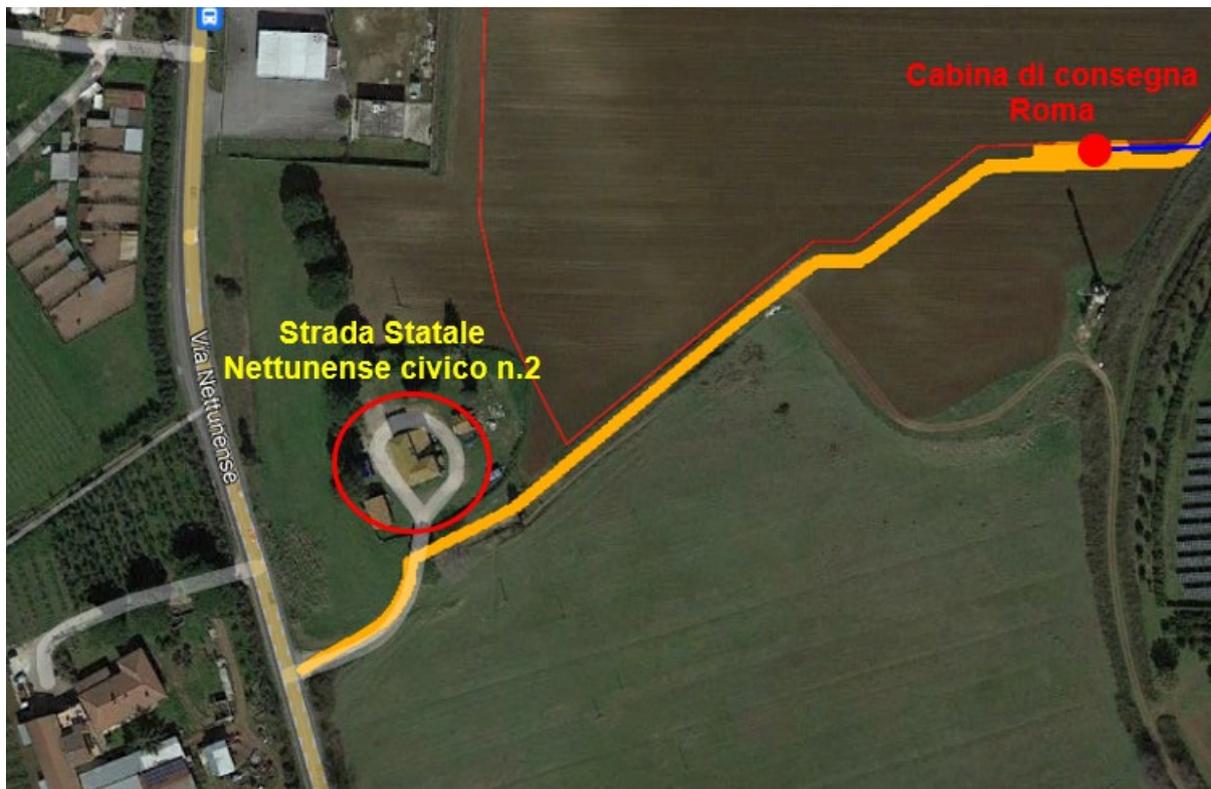


Figura 3 - Dettaglio su accesso alle cabine di impianto dalla SR 207 "Nettunense" (ex SS 207), in prossimità del civico n.2.

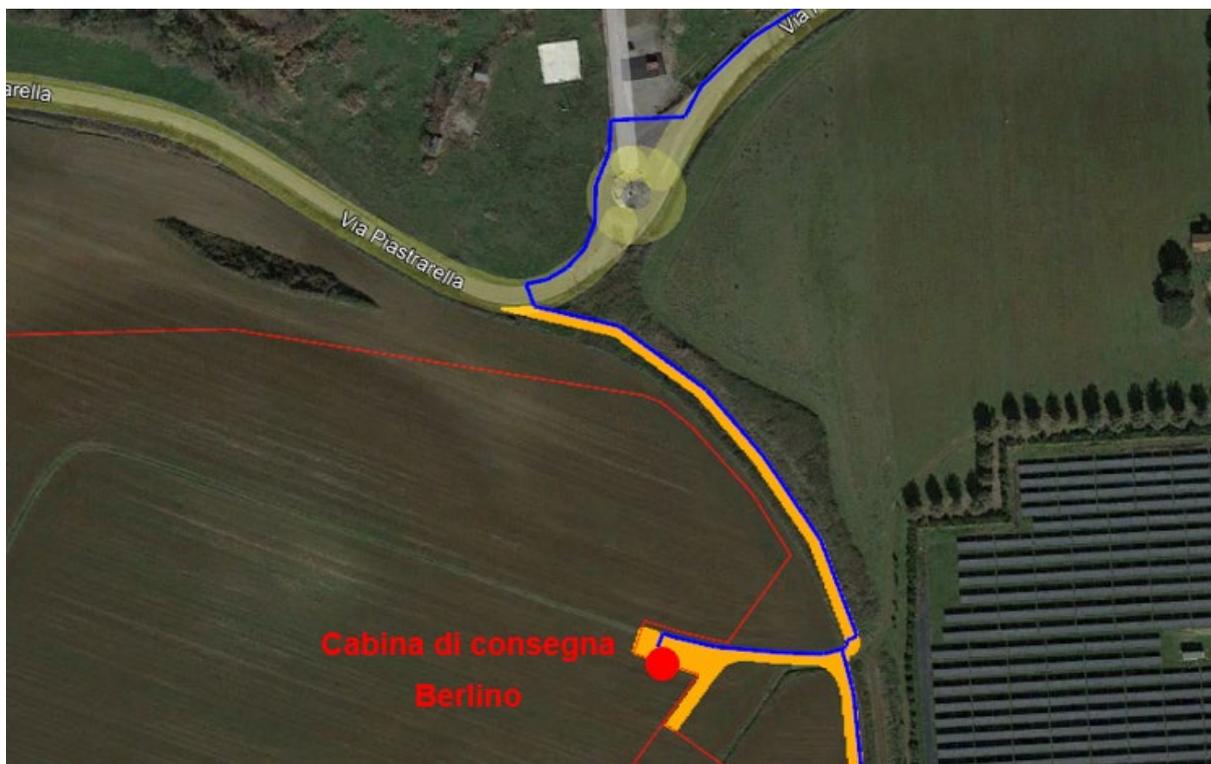


Figura 4 - Immissione su via Piastrarella della nuova viabilità in progetto, da realizzarsi su proprietà privata, in prossimità della cabina di consegna "Berlino".

3.1 Dati Generali della Committente

COMMITTENTE	Enel Green Power Solar Energy Srl
SEDE LEGALE	Viale Regina Margherita 125-00198-Roma
OGGETTO DEI LAVORI	Realizzazione di un impianto fotovoltaico da 20.334,60kWp

3.2 Scheda Tecnica dell'impianto

DATI GENERALI	Identificativo dell'impianto	Impianto Fotovoltaico Lanuvio 1
	Soggetto responsabile	Enel Green Power Solar Energy Srl
	Ubicazione dell'impianto	Comune di Lanuvio (RM) - Lazio
	Dati Catastali Impianto 1	Comune di Lanuvio Foglio: 15 Particelle: 73
	Dati Catastali Impianto 2	Comune di Lanuvio Foglio: 15 Particelle: 73
	Dati Catastali Impianto 3	Comune di Lanuvio Foglio: 15 Particelle: 7, 17, 73
	Altitudine s.l.m.	150
	Inclinazione piano moduli	Strutture fisse 30°

Impianto 1		
GENERATORE FOTOVOLTAICO	Potenza nominale	6.910,20 kWp
	Tensione di stringa alla massima potenza, Vm	1150 Vdc
	Corrente di stringa alla massima potenza, Im	17,22 A
	Tensione di stringa massima di circuito aperto, Voc STC	1379,5 V
	N° moduli totale	12.564

Connessione alla rete	Massima potenza immessa	5.798,00 kW
	Corrente di corto circuito nel punto di connessione in Media Tensione	251,5 A

Impianto 2

GENERATORE FOTOVOLTAICO	Potenza nominale	6.712,20 kWp
	Tensione di stringa alla massima potenza, Vm	1150 Vdc
	Corrente di stringa alla massima potenza, Im	17,22 A
	Tensione di stringa massima di circuito aperto, Voc STC	1379,5 V
	N° moduli totale	12.204

Connessione alla rete	Massima potenza immessa	5.588,00 kW
	Corrente di corto circuito nel punto di connessione in Media Tensione	242 A

Impianto 3

GENERATORE FOTOVOLTAICO	Potenza nominale	6.712,20 kWp
	Tensione di stringa alla massima potenza, Vm	1150 Vdc
	Corrente di stringa alla massima potenza, Im	17,22 A
	Tensione di stringa massima di circuito aperto, Voc STC	1379,5 V
	N° moduli totale	12.204

Connessione alla rete	Massima potenza immessa	5.595,00 kW
	Corrente di corto circuito nel punto di connessione in Media Tensione	242,5 A

Moduli Fotovoltaici	Tipo celle fotovoltaiche	Monocristallino
	Potenza nominale, Pn	550 Wp
	Tensione alla massima potenza, Vm	31,96 V
	Corrente alla massima potenza, Im	17,22 A
	Tensione massima di circuito aperto, Voc	38,32 V

Strutture di sostegno	Materiale	Acciaio zincato
	Posizionamento	Terreno
	Integrazione architettonica dei moduli	No

Inverter 2000 KVA	Numero	3
	Corrente nominale d'ingresso	2 x 1500 A
	Massima tensione d'ingresso MPPT	1500 V
	Corrente AC massima	1800 A
	Tensione d'uscita BT per singolo inverter	640 V
	Rendimento massimo	98,7%

Inverter 1500 KVA	Numero	5
	Corrente nominale d'ingresso	2 x 1500 A
	Massima tensione d'ingresso MPPT	1500 V
	Corrente AC massima	1353 A
	Tensione d'uscita BT per singolo inverter	640 V
	Rendimento massimo	98,7%

Inverter 1000 KVA	Numero	2
	Corrente nominale d'ingresso	1500 A
	Massima tensione d'ingresso MPPT	1500 V
	Corrente AC massima	900 A
	Tensione d'uscita BT per singolo inverter	640 V
	Rendimento massimo	98,7%

Inverter 300 KVA	Numero	5
	Corrente nominale d'ingresso	1500 A
	Massima tensione d'ingresso MPPT	1500 V
	Corrente AC massima	290 A
	Tensione d'uscita BT per singolo inverter	600 V
	Rendimento massimo	98,7%

4.0 DATI DESCRITTIVI DEL SITO

L'impianto FV sarà ubicato nel territorio comunale di Lanuvio, all'interno di un'area agricola situata nella frazione di Campoleone di Lanuvio. Si riportano di seguito le tabelle relative alle aree oggetto di intervento:

Tabella 1 – Descrizione sito – Impianto 1

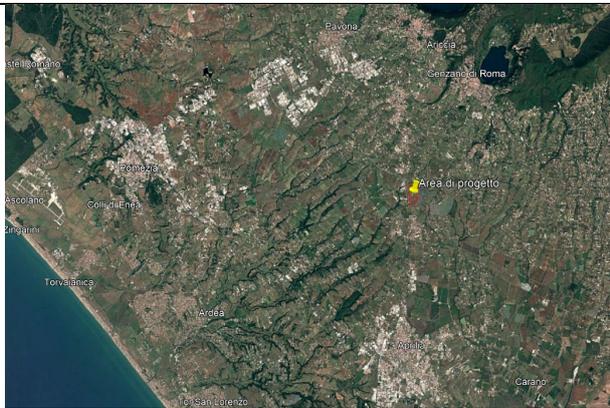
COORDINATE	
LATITUDINE	41°39'20.59"N
LONGITUDINE	12°39'25.84"E
INQUADRAMENTO FOTOGRAFICO – IMPIANTO 1	
PANORAMICA SITO	INDICAZIONE AREA DI PROGETTO
	

Tabella 2 – Descrizione sito – Impianto 2

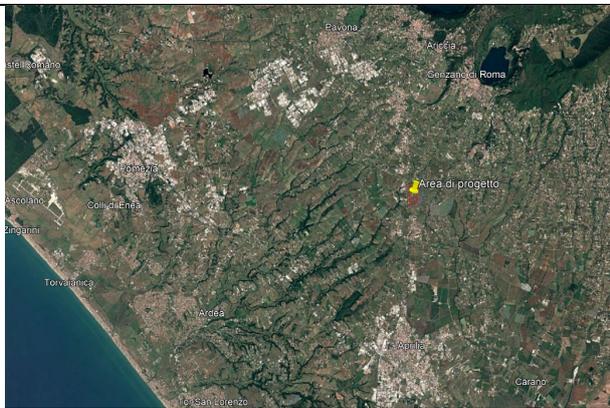
COORDINATE	
LATITUDINE	41°39'30.30"N
LONGITUDINE	12°39'24.09"E
INQUADRAMENTO FOTOGRAFICO – IMPIANTO 2	
PANORAMICA SITO	INDICAZIONE AREA DI PROGETTO
	

Tabella 3 – Descrizione sito – Impianto 3

COORDINATE	
LATITUDINE	41°39'39.13"N
LONGITUDINE	12°39'24.95"E
INQUADRAMENTO FOTOGRAFICO – IMPIANTO 3	
PANORAMICA SITO	INDICAZIONE AREA DI PROGETTO

Di seguito vengono riportati i dati relativi all'ubicazione ed alle caratteristiche climatiche dell'area interessata dall'impianto in oggetto:

Tabella 4 – Dati climatici del sito

	Impianto 1	Impianto 2	Impianto 3
Latitudine	41°39'20.59"N	41°39'30.30"N	41°39'39.13"N
Longitudine	12°39'25.84"E	12°39'24.09"E	12°39'24.95"E
Classificazione sismica	2 B		
Zona climatica	D		
Zona di vento	3		

Considerando questi dati si stima la produzione energetica dell'impianto fotovoltaico. I dati di radiazione solare calcolati alle coordinate dell'impianto, per 1 kW e relativi al caso di installazione su strutture di tipo "Fisse", sono riportati, a titolo esemplificativo ed indicativo, nella Figura 4.

Il calcolo è stato effettuato mediante il sistema PVGIS © European Communities, 2022:

Valori inseriti:

Luogo [Lat/Lon]:	41.657, 12.649
Orizzonte:	Calcolato
Database solare:	PVGIS-CMSAF
Tecnologia FV:	Silicio cristallino
FV installato [kWp]:	1
Perdite di sistema [%]:	14

Output del calcolo:

Angolo inclinazione [°]:	30
Angolo orientamento [°]:	0
Produzione annuale FV [kWh]:	1519.67
Irraggiamento annuale [kWh/m ²]:	1937.46
Variazione interannuale [kWh]:	54.01
Variazione di produzione a causa di:	
Angolo d'incidenza [%]:	-2.64
Effetti spettrali [%]:	0.95
Temperatura e irradianza bassa [%]:	-7.21
Perdite totali [%]:	-21.56

Figura 5 – Calcolo della producibilità annua per kWp

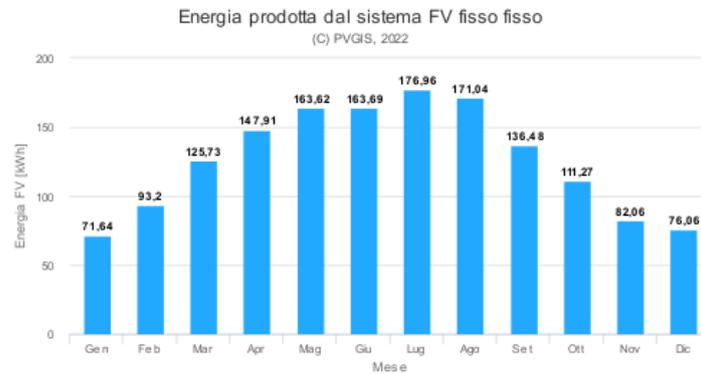


Figura 6 – Stima producibilità mensile

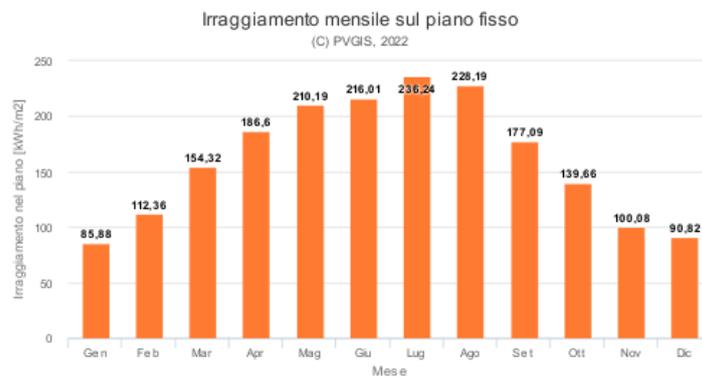


Figura 7 – Stima irraggiamento su superficie orizzontale

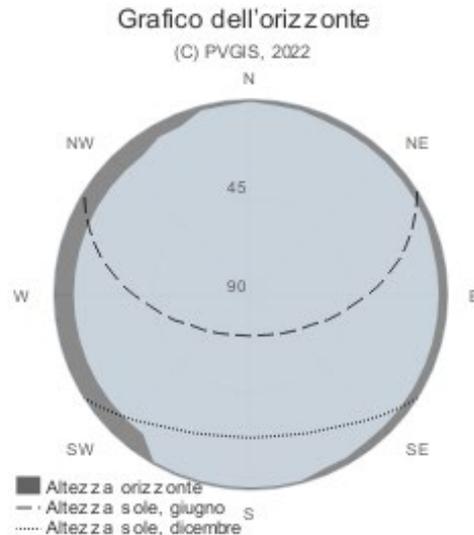


Figura 8 - Orizzonte

Sulla base dei dati disponibili, la committente ha inoltre effettuato una valutazione della producibilità dell'impianto, stimata in circa 1545 EOH (o ore operative equivalenti), dato raffrontabile con quanto estrapolato dal sistema PVGIS.

5.0 STATO DI FATTO

L'impianto FV sarà ubicato nel territorio comunale di Lanuvio, all'interno di un'area agricola situata nella frazione di Campoleone di Lanuvio.



Figura 9 – Inquadramento su Google Earth delle aree di intervento



Figura 10 – Vista a volo d'uccello sull'area di progetto

L'area valorizzabile con la realizzazione degli impianti in progetto interessa, anche solo parzialmente, le seguenti particelle catastali del Comune Lanuvio:

Impianto 1

Foglio 15: particella 73, 85

Impianto 2

Foglio 15: particella 73, 85

Impianto 3

Foglio 15: particelle 7, 17, 73, 85

Opere di connessione

Per quanto riguarda le opere di connessione alla rete verranno ulteriormente coinvolte le particelle catastali del Comune Lanuvio di seguito:

Foglio 10: particella 121

Foglio 15: particelle 49, 73, 84

Foglio 16: particella 50

Le opere connesse, inoltre, interesseranno la strada consorziale di Monte Giove Piastrarella lungo i tratti afferenti ai fogli 10 e 15 del Comune di Lanuvio

Nelle figure successive vengono riportati l'inquadramento su base catastale e l'inquadramento territoriale dell'opera con le relative opere di connessione:

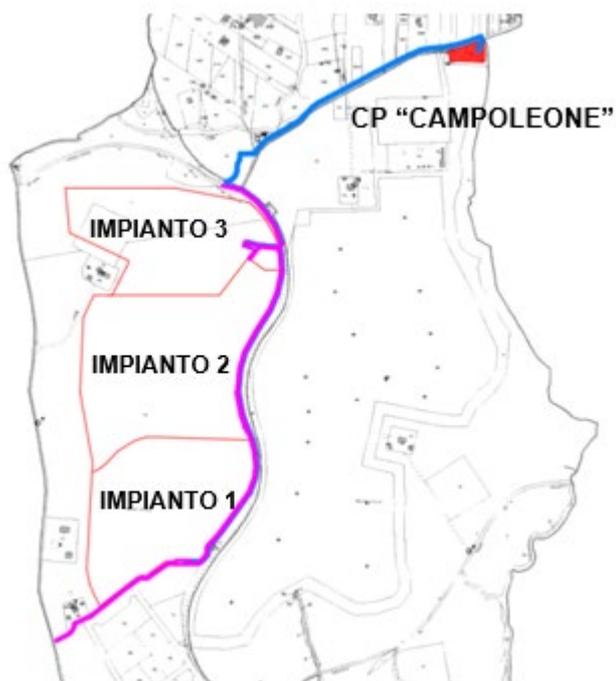


Figura 11 – Inquadramento su base catastale dell'area di impianto e della viabilità a servizio della stessa (in magenta). In rosso la CP "Campoleone" mentre in blu il tracciato delle opere di connessione alla stessa.

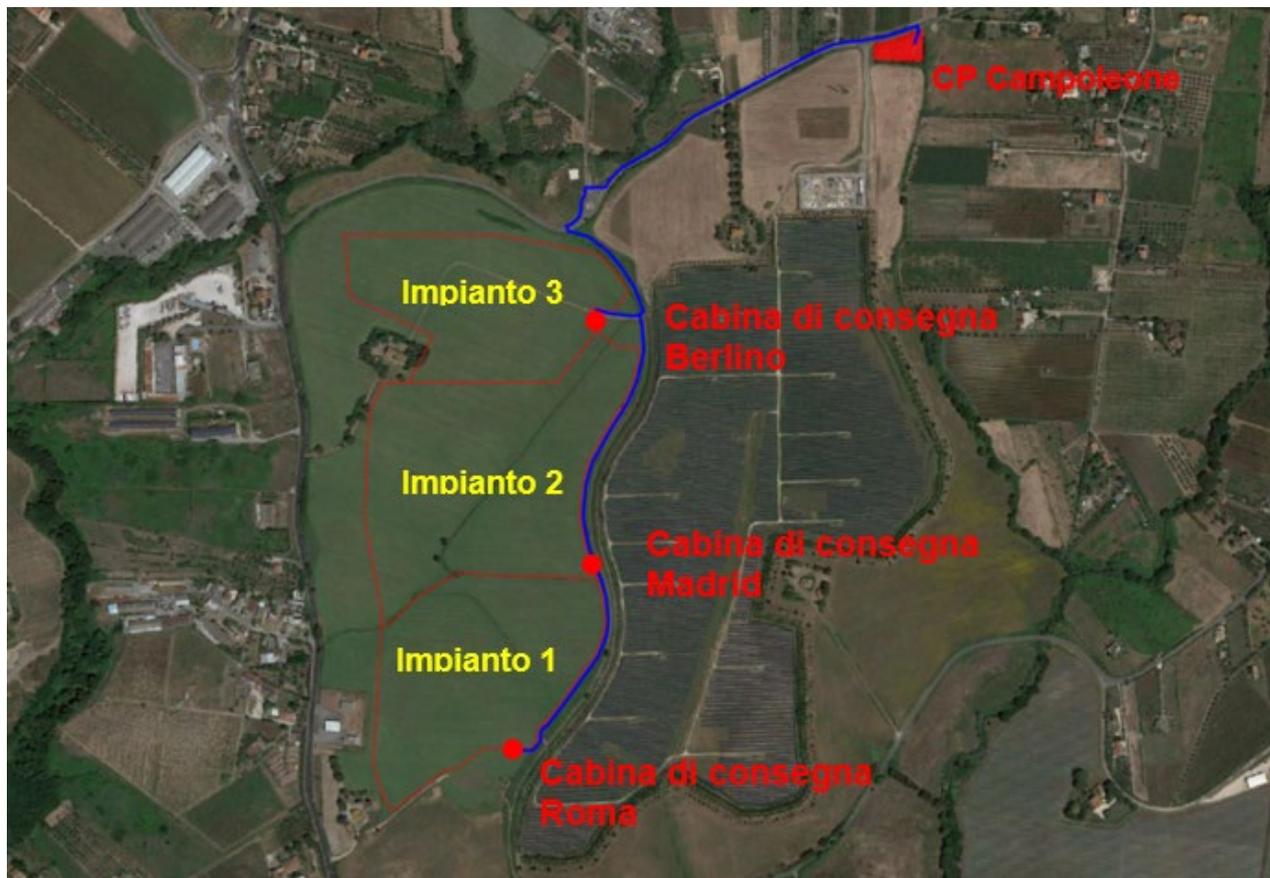


Figura 12 – Inquadramento su Google Earth degli impianti. In rosso limite area interessata dagli impianti FV, in blu i cavidotti relativi alle opere di connessione alla rete.

Per maggiori dettagli si rimanda agli elaborati "GRE.EEC.X.00.IT.P.15536.00.035 – Inquadramento catastale delle opere" e " GRE.EEC.X.00.IT.P.15536.00.083.00 – Inquadramento catastale opere di connessione alla rete"

6.0 DESCRIZIONE DEGLI INTERVENTI

6.1 Fase di Cantiere

Con riferimento all'elaborato progettuale "GRE.EEC.P.00.IT.P.15536.00.021-Cronoprogramma", per le attività di cantiere relative alla costruzione dell'impianto fotovoltaico in oggetto, sono previste tempistiche di circa 16 mesi.

Accantieramento

L'accantieramento prevede la realizzazione di varie strutture logistiche temporanee in relazione alla presenza di personale, mezzi e materiali.

La cautela nella scelta delle aree da asservire alle strutture logistiche mira ad evitare di asservire stabilmente o manomettere aree non altrimenti comunque già trasformate o da trasformare in relazione alla funzionalità dell'impianto che si va a realizzare.

Nell'allestimento e nella gestione dell'impianto di cantiere saranno rispettate le norme in vigore all'atto dell'apertura dello stesso, in ordine alla sicurezza (ai sensi del D.lgs. 81/08 e s.m.i.), agli inquinamenti di ogni specie, acustico ed ambientale.

Preparazione dei suoli

Per la preparazione del suolo si prevede il taglio raso terra di vegetazione erbacea e arbustiva con triturazione senza asportazione dei residui, seguito da livellamenti e regolarizzazione del sito. Dall'analisi del rilievo planoaltimetrico dell'area (riportato nell'elaborato GRE.EEC.D.00.IT.P.15536.00.046_Rilievi Planoaltimetrici delle aree) è emersa la presenza di pendenze non idonee all'installazione delle strutture fotovoltaiche all'interno della porzione dell'area interessata dall'Impianto 1 e dunque la necessità di effettuare scavi e rinterri (per maggiori dettagli si rimanda all'elaborato "GRE.EEC.D.00.IT.P.15536.00.043_ Planimetria scavi, sbancamenti e rinterri"). È bene precisare che la profondità massima degli scavi è di circa 1 m.

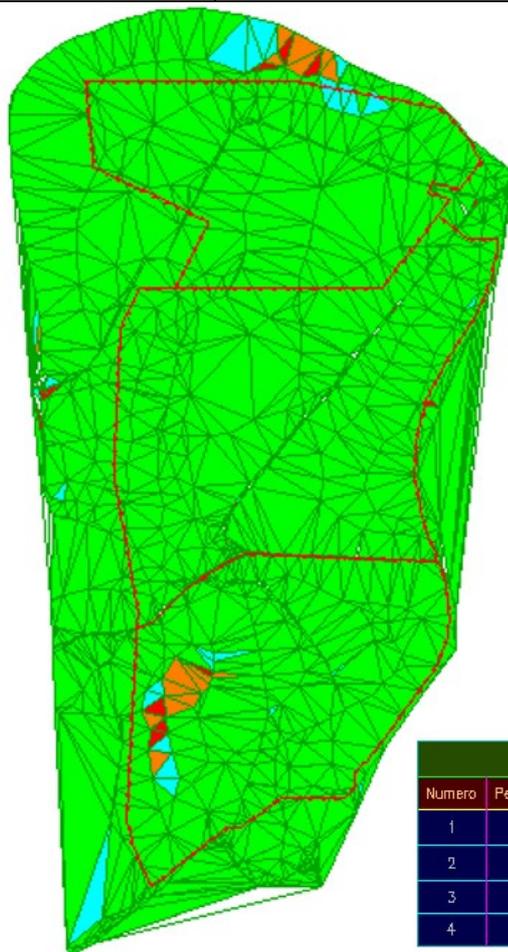


Tabella delle pendenze			
Numero	Pendenza minima	Pendenza massima	Colore
1	0.30%	15.00%	■
2	15.00%	17.50%	■
3	17.50%	20.00%	■
4	20.00%	22.50%	■

II

Figura 13: Gradiente delle pendenze dell'area oggetto di intervento - stato di fatto

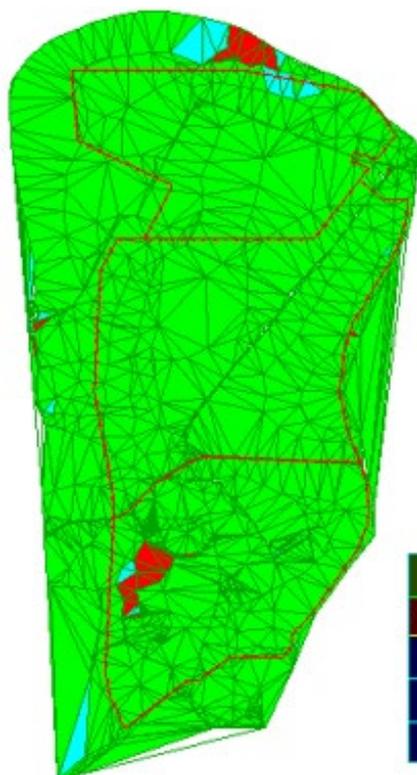


Tabella delle pendenze			
Numero	Pendenza minima	Pendenza massima	Colore
1	0.30%	15.00%	■
2	15.00%	17.50%	■
3	17.50%	22.50%	■

Figura 14: Gradiente delle pendenze dell'area oggetto di intervento - stato di progetto

I materiali provenienti da scavi in terra eventualmente non oggetto di semplice movimentazione in situ, ed ove non siano riutilizzabili perché ritenuti non adatti per il rinterro, saranno gestiti come rifiuto e avviati presso impianti di smaltimento autorizzati, previa caratterizzazione, nel rispetto delle normative vigenti.

Consolidamento di piste di servizio

Analogamente, le superfici interessate dalla realizzazione della viabilità di servizio e di accesso, saranno regolarizzate ed adattate mediante costipazione e debole rialzo con materiali compatti di analoga o superiore permeabilità rispetto al sottofondo in ragione della zona di intervento, al fine di impedire ristagni d'acque entro i tracciati e rendere agevole il transito ai mezzi di cantiere, alle macchine operatrici e di trasporto del personale dedicato a controllo e manutenzione in esercizio.

Si provvederà contestualmente alla realizzazione delle recinzioni, degli impianti di videosorveglianza e degli impianti di illuminazione ove necessario.

L'area oggetto d'intervento presenta un'orografia con pendenze comprese tra 0,3% ed il 22,5%, pertanto si prevede di effettuare regolarizzazioni delle pendenze e della conformazione dei tracciati carrabili e pedonali, rispettando e mantenendo le attuali direttrici di scorrimento superficiale in atto per le acque meteoriche. In tal modo si andrà ad evitare il determinarsi di compluvi o aree di scorrimento preferenziale ed ogni conseguente potenziale fenomeno erosivo localizzato.

Adattamento della viabilità esistente e realizzazione della viabilità interna

È previsto il riutilizzo e l'adattamento della viabilità esistente qualora la stessa non sia idonea al passaggio degli automezzi per il trasporto dei componenti e delle attrezzature d'impianto. Le strade principali esistenti di accesso alle varie aree del sito costituiranno gli assi di snodo della viabilità d'accesso ai campi fotovoltaici. La viabilità interna al sito presenterà una larghezza minima di 3,5 m e sarà in rilevato di 10 cm rispetto al piano campagna, come previsto dalle Specifiche Tecniche della Committente.

Opere di regimazione idraulica superficiale

Per quanto riguarda la gestione delle acque di pioggia all'interno dell'area del sito, la definitiva conformazione delle pendenze tenderà ad evitare l'insorgere di aree di ristagno, agevolando i deflussi verso le linee di impluvio esistenti (canali di scolo artificiali e/o fossi naturali).

Le acque con derivazione superficiale dall'esterno del sito saranno meglio convogliate attraverso opportuni ripristini dei fossi di scolo individuati e ritenuti da mantenere.



Figura 15: Canali di raccolta naturali delle acque meteoriche presenti all'interno dell'area di progetto

Gli eventuali sottopassi a viabilità interna saranno realizzati, salvo diverse indicazioni riportate negli elaborati del progetto esecutivo e disposizioni impartite dalla D.L., con tubazioni di opportuno diametro in calcestruzzo centrifugato, in lamiera ondulata di acciaio o in corrugato, inglobati in materiale arido costipato proveniente da scavi o da cava.

Esecuzione di opere di contenimento e di sostegno dei terreni

Non sono previste opere di consolidamento di aree in pendio.

Realizzazione della recinzione dell'area, del sistema di illuminazione, della rete di videosorveglianza e sorveglianza tecnologica

A protezione dell'impianto fotovoltaico verrà realizzata la recinzione ove e se necessario, in accordo alle specifiche tecniche della Committente. La recinzione avrà un'altezza di 2 m e sarà costituita da una maglia metallica ancorata a pali in acciaio zincato, questi ultimi sorretti da fondamenta che saranno dimensionate in funzione delle proprietà geomeccaniche del terreno. Il sistema di illuminazione sarà limitato all'area di gestione dell'impianto.

Gli apparati di illuminazione non consentiranno l'osservazione del corpo illuminante dalla linea d'orizzonte e da angolatura superiore, ad evitare di costituire fonti di ulteriore inquinamento luminoso e di disturbo per abbagliamento dell'avifauna notturna o a richiamare e concentrare popolazioni di insetti notturni.

Il livello di illuminazione verrà contenuto al minimo indispensabile, mirato alle aree e fasce sottoposte a controllo e vigilanza per l'intercettazione degli accessi impropri.



Figura 16 – Tipologico recinzione di progetto

Posizionamento delle strutture di supporto e montaggi

Le opere meccaniche per il montaggio delle strutture di supporto e su di esse dei moduli fotovoltaici non richiedono attrezzature particolari. Le strutture, per il sostegno dei moduli fotovoltaici, sono costituite da elementi metallici modulari, uniti tra loro a mezzo bulloneria in acciaio inox.

Il loro montaggio si determina attraverso:

- Infissione dei pali per il fissaggio di tali strutture al suolo;
- Montaggio Testa;
- Montaggio Trave primaria;
- Montaggio Orditura secondaria;
- Montaggio pannelli fotovoltaici bifacciali;
- Verifica e prove su struttura montata.

Installazione e posa in opera dell'impianto fotovoltaico

Al fine di chiarire gli interventi finalizzati alla posa in opera dell'impianto fotovoltaico in oggetto si riporta di seguito una descrizione sintetica delle principali parti costituenti un impianto di questa tipologia.

L'impianto sarà realizzato con moduli fotovoltaici bifacciali provvisti di diodi di by-pass e ciascuna stringa di moduli farà capo ad una string box dotata di fusibili sia sul polo positivo che sul negativo e di un sezionatore in continua. Esso sarà gestito come sistema IT, ovvero con nessun polo connesso a terra.

Il generatore fotovoltaico, nello specifico di questo lotto di impianti, sarà costituito da n. 36.972 moduli fotovoltaici bifacciali o equivalenti, la cui potenza complessivamente installabile risulta essere pari a 20.334,60 kWp.

L'impianto sarà dotato di un'apparecchiatura di monitoraggio della quantità di energia prodotta

dall'impianto e delle rispettive ore di funzionamento.

Realizzazione / posizionamento opere civili

È previsto il posizionamento di:

Impianto 1

- n. 3 prefabbricati per l'alloggio degli inverter, quadri elettrici dei QGBT/MT, trasformatori MT/BT di tipo prefabbricato, di dimensioni 8,25 x 2,40 x 3,2 m;
- n. 2 prefabbricati per l'alloggio degli inverter, quadri elettrici dei QGBT/MT, trasformatori MT/BT di tipo prefabbricato, di dimensioni 6,50 x 2,40 x 3,2 m;
- n. 1 cabina utente di dimensioni 7,00 x 2,50 x 3,26 m circa;
- n. 1 cabina di consegna prefabbricata di tipo "DG2092 rev.III", di dimensioni 6,70 x 2,50 x 3,26 m circa;
- n. 1 cabina SCADA prefabbricata, di dimensioni 5,30 x 2,50 x 3,40 m circa.

Impianto 2

- n. 2 prefabbricati per l'alloggio degli inverter, quadri elettrici dei QGBT/MT, trasformatori MT/BT di tipo prefabbricato, di dimensioni 8,25 x 2,40 x 3,2 m;
- n. 3 prefabbricati per l'alloggio degli inverter, quadri elettrici dei QGBT/MT, trasformatori MT/BT di tipo prefabbricato, di dimensioni 6,50 x 2,40 x 3,20 m;
- n. 1 cabina utente prefabbricata di dimensioni 7,00 x 2,50 x 3,26 m circa;
- n. 1 cabina di consegna prefabbricata di tipo "DG2092 rev.III", di dimensioni 6,70 x 2,50 x 3,26 m circa;
- n. 1 cabina SCADA prefabbricata, di dimensioni 5,30 x 2,50 x 3,40 m circa.

Impianto 3

- n. 3 prefabbricati per l'alloggio degli inverter, quadri elettrici dei QGBT/MT, trasformatori MT/BT di tipo prefabbricato, di dimensioni 8,25 x 2,40 x 3,20 m;
- n. 2 prefabbricati per l'alloggio degli inverter, quadri elettrici dei QGBT/MT, trasformatori MT/BT di tipo prefabbricato, di dimensioni 6,50 x 2,40 x 3,20 m;
- n. 1 cabina utente di dimensioni 7,00 x 2,50 x 3,26 m circa;
- n. 1 cabina di consegna prefabbricata di tipo "DG2092 rev.III", di dimensioni 6,70 x 2,50 x 3,26 m circa;
- n. 1 cabina SCADA prefabbricata, di dimensioni 5,30 x 2,50 x 3,40 m circa.

Detti edifici saranno di tipo prefabbricato, posizionati su getto di magrone in CLS gettato in opera e ad esse ancorati, avranno una destinazione d'uso esclusivamente tecnica e serviranno ad alloggiare gli inverter, il trasformatore MT/BT, i quadri di parallelo in corrente alternata, le apparecchiature del sistema di telecontrollo e le apparecchiature di misura e di collegamento alla rete di e-Distribuzione.

La profondità di scavo dal piano campagna per le fondazione delle Conversion Unit è pari a 0,5 m, mentre per le cabine Utente, le cabine di Consegna e le cabine SCADA è pari a 0,6 m (per maggiori dettagli si vedano gli elaborati "GRE.EEC.D.00.IT.P.15536.00.047 - Tipologico Conversion Unit", "GRE.EEC.D.00.IT.P.15536.00.048 - Cabine Di Impianto Di Utenza - Cabina Di Utenza", "GRE.EEC.D.00.IT.P.15536.00.049 - Cabine Di Impianto Di Utenza - Cabina Scada", "GRE.EEC.D.00.IT.P.15536.00.080 - Cabina Di Impianto Di Rete Per La Connessione"). Dal momento che le opere suddette verranno installate in corrispondenza di strade di nuova realizzazione in rilevato di 10 cm, gli scavi per le Conversion Unit interesseranno la quota superficiale del terreno per una profondità di 0,4 m, mentre per le cabine Utente, le cabine di Consegna e le cabine SCADA lo scavo raggiungerà una quota pari a 0,5 m.

Realizzazione dei cavidotti interrati

Il trasporto dell'energia elettrica prodotta dai moduli della centrale fotovoltaica avverrà mediante cavi interrati. Per quanto riguarda i cavi di bassa tensione gli scavi comporteranno la realizzazione di trincee profonde 0,8 m, saranno larghe 0,28 m o 0,55 m, a seconda che al loro interno vengano rispettivamente alloggiare una terna o due terne di cavidotti in contemporanea. Il tracciato dei cavidotti in bassa tensione verrà dettagliato in fase esecutiva. Per quanto riguarda invece i cavi di media tensione che consentiranno il collegamento in entrata tra le Conversion Unit, tra le Cabine Utente e le Cabine di Consegna saranno previste tre diverse tipologie di trincee profonde 0,9 m ma di larghezza variabile a seconda del numero di cavidotti interrati:

- Una terna interrata: trincea larga 0,28 m;
- Due terne interrate nello stesso scavo: trincea larga 0,68 m;
- Tre terne interrate nello stesso scavo: trincea larga 1,08 m;

Ciascuna cabina Utente verrà a sua volta connessa alla Cabina di Consegna mediante un cavo di media tensione alloggiato in una trincea larga 0,28 e profonda 0,9 m.

Nel caso di interferenza con canali idrici esistenti la posa dei cavidotti avverrà in corrugato Pead di sezione adeguata, prevedendone la protezione mediante riempimento in cls per un tratto di lunghezza estesa a non meno di un metro dal bordo degli argini.

Per ciascun impianto la soluzione prevede l'inserimento di una cabina di consegna, ubicata sul terreno del produttore, collegata ad uno stallo MT dedicato nella cabina primaria CAMPOLEONE mediante linea MT in cavo interrato da 185 mmq. È prevista inoltre una richiusura a lobo tra le tre cabine di consegna.

Per quanto riguarda lo scavo di posa dei cavi MT in corrispondenza della viabilità asfaltata, si realizzerà sezioni di scavo secondo le normative di settore e le prescrizioni di e-Distribuzione S.p.A. Lo scavo comporterà la realizzazione di una trincea profonda 1,5 m all'interno della quale verranno alloggiati i cavi.

Lungo il tracciato del cavidotto di rete è stata evidenziata la presenza di una tombinatura il cui estradosso si trova a 0,5 m dal piano stradale. Il cavidotto verrà posato all'interno di un bauletto in cls prevedendo uno scavo a profondità ribassata pari a 0,45 m.

Il percorso dei cavidotti è indicato in dettaglio nelle planimetrie di progetto alle quali si rimanda per ulteriori dettagli.

Per la connessione si utilizzeranno cavi della tipologia tripolare elicordato in alluminio con sezione di 185 mmq secondo quanto indicato nella STMG e dalle linee guida per la connessione alla rete elettrica di e-distribuzione. I cavi, rispondenti alla specifica di costruzione Enel DC 4385, si estenderanno per una lunghezza di:

- circa 379 m dalla Cabina di consegna "Roma" alla Cabina di consegna "Madrid";
- circa 500 m dalla Cabina di consegna "Madrid" alla Cabina di consegna "Berlino";
- circa 868 m dalla Cabina di consegna "Roma" alla Cabina di consegna "Berlino";
- circa 911 m dalla Cabina di consegna "Berlino" alla Cabina Primaria "Campoleone";
- circa 1263 m dalla Cabina di consegna "Madrid" alla Cabina Primaria "Campoleone";
- circa 1633 m dalla Cabina di consegna "Roma" alla Cabina Primaria "Campoleone";

Il percorso dei cavidotti è indicato nelle planimetrie di progetto alle quali si rimanda per ulteriori dettagli.

Opere di demolizione

I pali di sostegno della linea BT dismessa presente lungo il perimetro ovest dell'impianto 2 verranno demoliti allo scopo di evitare interferenze con le strutture portamoduli e potenziali effetti ombreggianti sulle strutture fotovoltaiche. È prevista la demolizione di n.8 sostegni in cls. Il materiale derivante dalla demolizione verrà conferito presso discariche autorizzate.



Figura 17: Posizione rispetto alle opere in progetto dei pali BT da demolire



Figura 18: Dettagli su pali BT oggetto di demolizione.

Dismissione del cantiere e ripristini ambientali

Le aree di cantiere verranno dismesse ripristinando, per quanto possibile, lo stato originario dei luoghi. Si provvederà quindi alla rimozione dell'impianto di cantiere e di tutte le opere provvisorie (quali ad esempio protezioni, ponteggi, slarghi, adattamenti, piste, puntellature, opere di sostegno, etc.).

Verifiche collaudi e messa in esercizio

Parallelamente all'avvio dello smontaggio della logistica di cantiere vengono eseguiti collaudi statici, collaudi elettrici e prove di funzionalità, avviando l'impianto verso la sua gestione a regime.

6.2 Fase di Esercizio

Manutenzione dell'impianto

Il personale sarà impegnato nella manutenzione degli elementi costitutivi l'impianto. In particolare, si occuperà di:

- Mantenimento della piena operatività dei percorsi carrabili e pedonali, ad uso manutentivo ed ispettivo;
- Sorveglianza e manutenzione delle recinzioni e degli apparati per il telecontrollo di presenze e intrusioni nel sito;

Quest'ultima azione in particolare consisterà nella corretta gestione delle eventuali aree verdi (sfalci ecc.), anche provvedendo con l'intervento di attività di pascolo ovino, o con continui e meticolosi diserbi manuali di seguito ai periodi vegetativi, in specie primaverili ed autunnali.

6.3 Dismissione dell'impianto a fine vita, operazioni di messa in sicurezza del sito e ripristino ambientale

Non è dato ad oggi prevedere se il disuso a fine esercizio dell'impianto che oggi si va a implementare sarà dato dall'esigenza di miglioramento tecnologico, di incremento prestazionale o da una eventuale obsolescenza dell'esigenza d'impiego dell'area quale sito di produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile o comunque da impianti al suolo delle tipologie di cui all'attuale tenore tecnologico. I pannelli fotovoltaici e le cabine elettriche sono facilmente rimovibili senza alcun ulteriore intervento strutturale, o di modifica dello stato dei luoghi, grazie anche all'utilizzazione della viabilità preesistente. A tale fine è necessario e sufficiente che i materiali essenziali per i montaggi, in fase di realizzazione dell'impianto, siano scelti per qualità, tali da non determinare difficoltà allo smontaggio dopo il cospicuo numero di anni di atteso rendimento dell'impianto (almeno 25-30 anni). Si possono ipotizzare operazioni atte a liberare il sito dalle sovrastrutture che oggi si progetta di installare sull'area, eliminando ogni materiale che in caso di abbandono, incuria e deterioramento possa determinare una qualunque forma di inquinamento o peggioramento delle condizioni del suolo, o di ritardo dello spontaneo processo di rinaturalizzazione che lo investirebbe. Anche le linee elettriche, tutte previste interrate, potranno essere rimosse, se lo si riterrà opportuno con semplici operazioni di scavo e rinterro.

7.0 DIMENSIONAMENTO IMPIANTO

Il lotto di impianti è costituito da tre impianti denominati "impianto 1", "impianto 2" ed "impianto 3" rispettivamente della potenza di nominale di 6.910,20 kWp, 6.712,20 kWp e 6.712,20 kWp. Complessivamente, il lotto in progetto avrà una potenza di picco installata di 20.334,60 kWp.

Ciascun impianto sarà della tipologia in "cessione totale" e verrà connesso alla rete di Distribuzione mediante soluzioni di connessioni separate, come dettagliate nel seguito.

In base a quanto specificato nel documento recante la soluzione di connessione alla rete di e-Distribuzione l'impianto di produzione sarà allacciato alla rete di Distribuzione MT con tensione nominale di 20 kV.

Per ciascun impianto il preventivo di connessione prevede l'inserimento di n.1 cabina di consegna, ubicata sul terreno del produttore, collegata ad uno stallo MT dedicato nella cabina primaria CAMPOLEONE mediante una linea MT in cavo interrato in alluminio da 185 mmq. È prevista inoltre una richiusura a lobo tra le tre cabine di consegna.

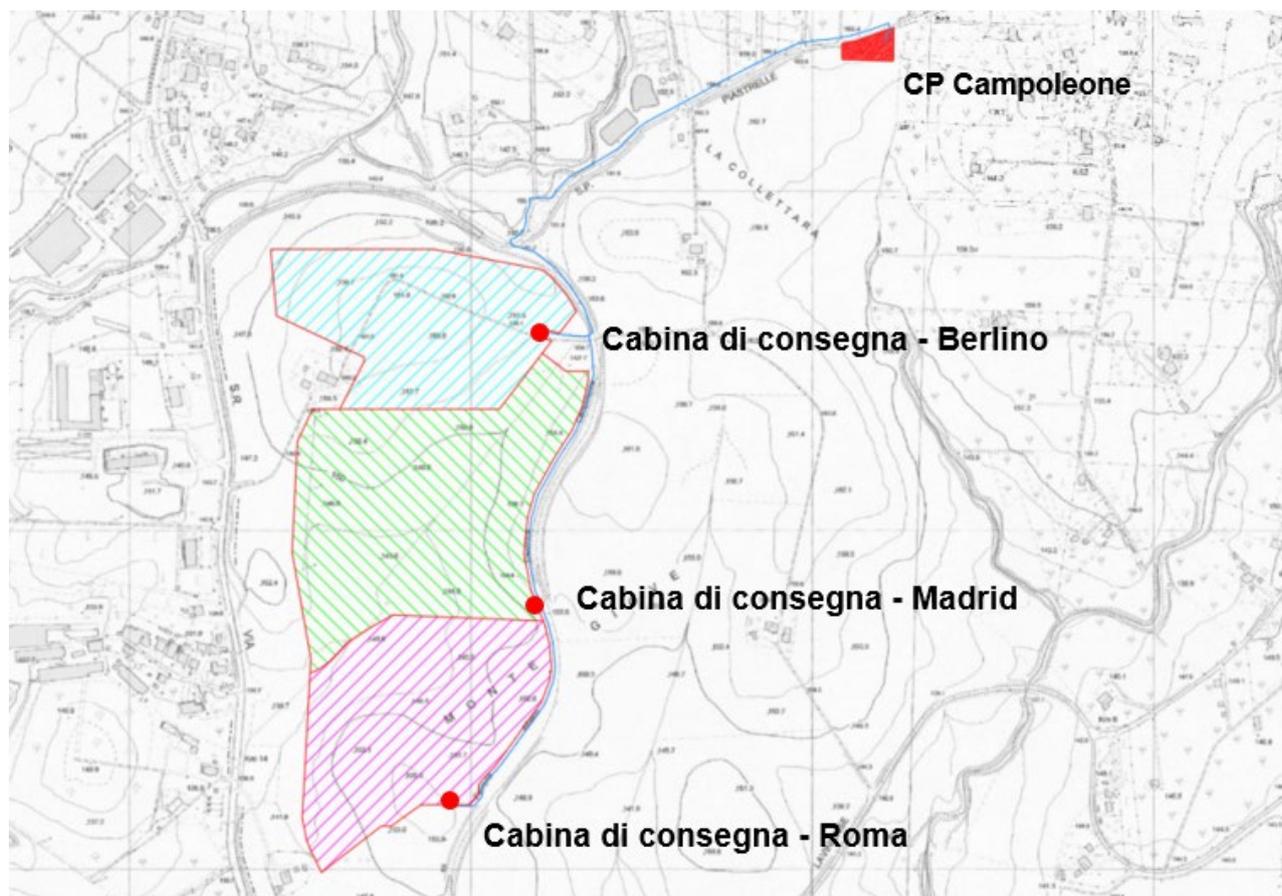


Figura 19 - Tracciato dei cavidotti di connessione alla rete (in blu).



Figura 20 – Cabina Primaria “Campoleone” 150/20 kV.

Al fine di poter ottenere la potenza richiesta sarà necessario utilizzare 36.972 moduli fotovoltaici di tipo bifacciale aventi, singolarmente, potenza pari a 550 Wp.

Per consentire la conversione dell'energia elettrica generata in corrente continua in energia elettrica alternata con parametri elettrici tali da consentire la connessione alla rete di distribuzione nazionale sarà necessario utilizzare dei convertitori statici di energia con le caratteristiche compatibili con il tipo di modulo fotovoltaico scelto.

7.1 Moduli Fotovoltaici

Il tipo di modulo fotovoltaico scelto ha le seguenti caratteristiche elettriche e meccaniche. Dal punto di vista elettrico, il modello prescelto è il modello da 550 Wp.

ELECTRICAL DATA (STC)

Model Number	RSM110-8-535BMDG	RSM110-8-540BMDG	RSM110-8-545BMDG	RSM110-8-550BMDG	RSM110-8-555BMDG
Rated Power in Watts-Pmax(Wp)	535	540	545	550	555
Open Circuit Voltage-Voc(V)	37.66	37.88	38.10	38.32	38.54
Short Circuit Current-Isc(A)	18.07	18.13	18.18	18.23	18.28
Maximum Power Voltage-Vmpp(V)	31.36	31.56	31.76	31.96	32.16
Maximum Power Current-Imp(A)	17.07	17.12	17.17	17.22	17.27
Module Efficiency (%) *	20.5	20.7	20.9	21.0	21.2

STC: Irradiance 1000 W/m², Cell Temperature 25°C, Air Mass AM1.5 according to EN 60904-3.

Bifacial factor: 70%±5 * Module Efficiency (%): Round-off to the nearest number

Electrical characteristics with 10% rear side power gain

	RSM110-8-535BMDG	RSM110-8-540BMDG	RSM110-8-545BMDG	RSM110-8-550BMDG	RSM110-8-555BMDG
Total Equivalent power -Pmax (Wp)	589	594	600	605	610
Open Circuit Voltage-Voc(V)	37.66	37.88	38.10	38.32	38.54
Short Circuit Current-Isc(A)	19.88	19.94	20.00	20.05	20.11
Maximum Power Voltage-Vmpp(V)	31.36	31.56	31.76	31.96	32.16
Maximum Power Current-Imp(A)	18.78	18.83	18.89	18.94	19.00

Rear side power gain: The additional gain from the rear side compared to the power of the front side at the standard test condition. It depends on mounting (structure, height, tilt angle etc.) and albedo of the ground.

ELECTRICAL DATA (NMOT)

Model Number	RSM110-8-535BMDG	RSM110-8-540BMDG	RSM110-8-545BMDG	RSM110-8-550BMDG	RSM110-8-555BMDG
Maximum Power-Pmax (Wp)	405.4	409.1	412.9	416.8	420.6
Open Circuit Voltage-Voc (V)	35.02	35.23	35.43	35.64	35.84
Short Circuit Current-Isc (A)	14.82	14.87	14.91	14.95	14.99
Maximum Power Voltage-Vmpp (V)	29.10	29.29	29.47	29.66	29.84
Maximum Power Current-Imp (A)	13.93	13.97	14.01	14.05	14.09

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

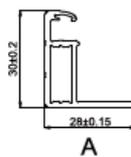
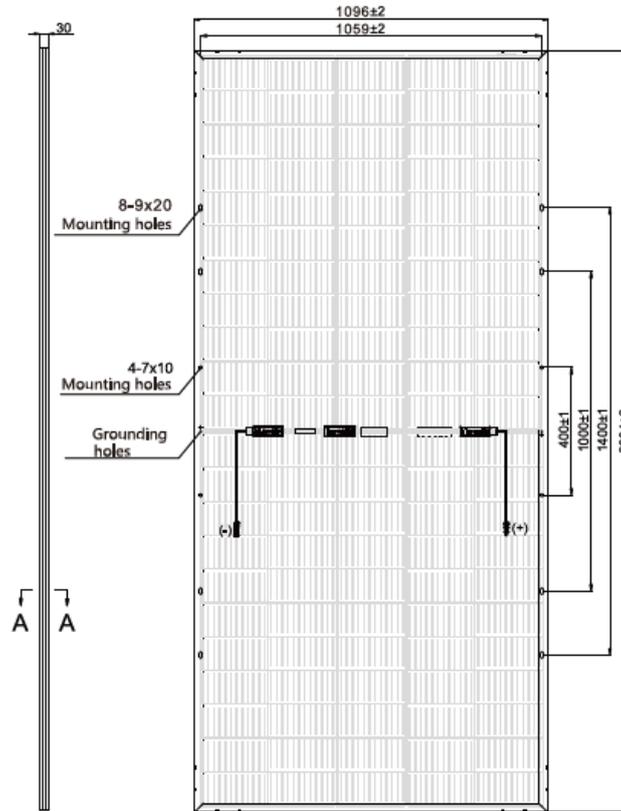
Di cui vengono riportate nella tabella seguente le principali caratteristiche elettriche:

Tecnologia Celle fotovoltaiche	Monocristallino
Potenza Massima (STC)	550 Wp
Efficienza Modulo	21 %
Tensione alla massima potenza -Vmp (STC)	31,96 V
Corrente alla massima potenza - Imp (STC)	17,22 A
Tensione circuito aperto - Voc (STC)	38,32 V
Corrente di corto circuito - Isc (STC)	18,23 A

Le dimensioni fisiche dei moduli fotovoltaici sono:

Dimensions of PV Module

Unit: mm



7.2 Inverter

Per consentire la trasformazione da corrente in continua in corrente alternata è necessaria l'installazione di appositi convertitori statici di energia "Inverter".

Gli inverter scelti, conformi alla normativa CEI 0-16, hanno le seguenti caratteristiche:

Inverter 2000 kVA

Main features	
Model	SUNWAY TG1800 1500V TE - 640 STD
MPPT voltage range ⁽¹⁾	940 - 1200 V
Extended MPPT voltage range ⁽¹⁾⁽²⁾	910 - 1500 V
Number of independent MPPTs	1 (Master-Slave) or 2 (Independent)
Static / Dynamic MPPT efficiency	99.8 % / 99.7 %
Maximum open-circuit voltage	1500 V
Rated AC voltage	640 V ± 10 %
Rated output frequency	50 / 60 Hz (up to -3 / +2 Hz)
Power Factor range ⁽³⁾	Circular Capability
Operating temperature range	-25 ÷ 62 °C
Application / Degree of protection	Indoor / IP54
Maximum operating altitude ⁽⁴⁾	4000 m

Input ratings (DC)			
Maximum short circuit PV input current	1500 A each MPPT (double MPPT configuration) or 3000 A (single MPPT configuration)		
PV voltage Ripple	< 1%		
Output ratings (AC)			
	25 °C	45 °C	50 °C
Rated output power	1995 kVA	1774 kVA	1663 kVA
Rated output current	1800 A	1600 A	1500 A
Power threshold	1% of Rated output power		
Total AC current distortion	≤ 3%		
Inverter efficiency			
Maximum / EU / CEC efficiency ^{(1) (5)}	98.7 % / 98.4 % / - %		
Inverter dimensions and weight			
Dimensions (W x H x D)	3000 x 2100 x 800 mm		
Weight	2700 kg		
Auxiliary consumptions			
Stop mode losses / Night losses	90 W / 90 W		
Auxiliary consumptions	1800 W		

Inverter 1500 kVA

Main features	
Model Name	SUNWAY TG1800 1500V TE - 640 STD
Configuration	Custom Output Power 1500 kVA
MPPT voltage range ⁽¹⁾	940 - 1200 V
Extended MPPT voltage range ⁽¹⁾⁽²⁾	910 - 1500 V
Maximum open-circuit voltage	1500 V
Rated AC voltage	640 V ± 10 %
Rated output frequency	50 / 60 Hz (up to -3 / +2 Hz)
Power Factor range ⁽³⁾	Circular Capability
Operating temperature range	-25 ÷ 62 °C
Application / Degree of protection	Indoor / IP20
Maximum operating altitude ⁽⁴⁾	4000 m
Base Unit Converter Model ⁽⁵⁾	TG 900 1500V TE
Input ratings (DC)	
Maximum short circuit PV input current	2 x 1500A
PV voltage Ripple	< 1%
Output ratings (AC)	
Output power	1500 kVA up to 50°C ambient temperature ⁽⁸⁾
Rated output current	1353 A ⁽⁸⁾
Power threshold	1% of Rated output power
Total AC current distortion	≤ 3% ⁽⁷⁾
MPPT and conversion efficiency	
Static / Dynamic MPPT efficiency	99.8% / 99.7%
Max / EU / CEC conversion efficiency ^{(1) (6)}	98.7 % / 98.4 % / - %
Inverter dimensions and weight	
Dimensions (W x H x D)	3000 x 2100 x 800 mm
Weight	2700 kg
Auxiliary consumptions	
Stop mode losses / Night losses	90 W / 90 W
Auxiliary consumptions	1800 W

Inverter 1000 kVA

Main features	
Model	SUNWAY TG900 1500V TE - 640 STD
MPPT voltage range ⁽¹⁾	940 - 1200 V
Extended MPPT voltage range ⁽¹⁾⁽²⁾	910 - 1500 V
Number of independent MPPTs	1
Static / Dynamic MPPT efficiency	99.8 % / 99.7 %
Maximum open-circuit voltage	1500 V
Rated AC voltage	640 V ± 10 %
Rated output frequency	50 / 60 Hz (up to -3 / +2 Hz)
Power Factor range ⁽³⁾	Circular Capability
Operating temperature range	-25 ÷ 62 °C
Application / Degree of protection	Indoor / IP54
Maximum operating altitude ⁽⁴⁾	4000 m

Input ratings (DC)	
Maximum short circuit PV input current	1500
PV voltage Ripple	< 1%

Output ratings (AC)			
	25 °C	45 °C	50 °C
Rated output power	998 kVA	887 kVA	832 kVA
Rated output current	900 A	800 A	750 A
Power threshold	1% of Rated output power		
Total AC current distortion	≤ 3%		

Inverter efficiency	
Maximum / EU / CEC efficiency ^{(1) (2)}	98.7 % / 98.4 % / - %

Inverter dimensions and weight	
Dimensions (W x H x D)	1800 x 2100 x 800 mm
Weight	1745 kg

Auxiliary consumptions	
Stop mode losses / Night losses	45 W / 45 W
Auxiliary consumptions	1250 W

Inverter 300 kVA

Main features	
Model	SUNWAY TG900 1500V TE - 600 STD (w custom output power)
MPPT voltage range ⁽¹⁾	880 - 1200 V
Extended MPPT voltage range ⁽¹⁾⁽²⁾	850 - 1500 V
Number of independent MPPTs	1
Maximum open-circuit voltage	1500 V
Rated AC voltage	600 V ± 10 %
Rated output frequency	50 / 60 Hz (up to -3 / +2 Hz)
Power Factor range ⁽³⁾	Circular Capability
Operating temperature range	-25 ÷ 62 °C
Application / Degree of protection	Indoor / IP20
Maximum operating altitude ⁽⁴⁾	4000 m
Input ratings (DC)	
Maximum short circuit PV input current	1500
PV voltage Ripple	< 1%
Output ratings (AC)	
Rated output power (up to 50°C)	300 kVA ^[7]
Rated output current	290 A ^[7]
Power threshold	1% of Rated output power
Total AC current distortion	≤ 3% ⁽⁶⁾
MPPT and conversion efficiency	
Static / Dynamic MPPT efficiency	99.8 % / 99.7 %
Maximum / EU / CEC efficiency ^{(1) (5)}	98.7 % / 98.4 % / - %
Inverter dimensions and weight	
Dimensions (W x H x D)	1800 x 2100 x 800 mm
Weight	1745 kg
Auxiliary consumptions	
Stop mode losses / Night losses	45 W / 45 W
Maximum Auxiliary consumptions	1250 W



Engineering & Construction



CODICE - CODE

GRE.EEC.R.00.IT.P.15536.00.010.00

PAGINA - PAGE

36 di/of 50

CARATTERISTICHE INVERTER 2000 kVA

MPPT voltage range (Vdc)	940 - 1200 V
Max no-load PV voltage (Voc)	1500 V
Number of independent MPPTs	2
Maximum short circuit PV input current	2 x 1500 A
Nominal Power (kVA)	1995 kVA
Max Current (Ac)	1800 A
AC output Voltage (Vac)	640 V
European efficiency	98,4 %

CARATTERISTICHE INVERTER 1500 kVA

MPPT voltage range (Vdc)	940 - 1200 V
Max no-load PV voltage (Voc)	1500 V
Number of independent MPPTs	2
Maximum short circuit PV input current	2 x 1500 A
Nominal Power (kVA)	1500 kVA
Max Current (Ac)	1353 A
AC output Voltage (Vac)	640 V
European efficiency	98,4 %

CARATTERISTICHE INVERTER 1000 kVA

MPPT voltage range (Vdc)	940 - 1200 V
Max no-load PV voltage (Voc)	1500 V
Number of independent MPPTs	1
Maximum short circuit PV input current	1500 A
Nominal Power (kVA)	998 kVA
Max Current (Ac)	900 A
AC output Voltage (Vac)	640 V
European efficiency	98,4 %



Engineering & Construction



CODICE - CODE

GRE.EEC.R.00.IT.P.15536.00.010.00

PAGINA - PAGE

37 di/of 50

CARATTERISTICHE INVERTER 300 kVA

MPPT voltage range (Vdc)	880 - 1200 V
Max no-load PV voltage (Voc)	1500 V
Number of independent MPPTs	1
Maximum short circuit PV input current	1500 A
Nominal Power (kVA)	300 kVA
Max Current (Ac)	290 A
AC output Voltage (Vac)	640 V
European efficiency	98,4 %

7.3 Data Sheet String Box

Per realizzare le connessioni in parallelo delle stringhe con gli inverter verranno utilizzare delle string box con le seguenti caratteristiche, (al fine di equilibrare il più possibile il sistema si considerano string box da, al massimo, 24 stringhe in parallelo):

Input Ratings	
Max. number of string	24
Max. DC voltage (max. Udc)	1500 V
String DC fuses size ⁽¹⁾	15 A (up to 30 A) ₍₁₎
Number of DC fuses	24 + 24
Max. input current per channel (Isc) @45°C	30 A
String cable cross-section	4 ÷ 10 mm ²
String connector type ⁽²⁾	Cable glands
Output Ratings	
Max. output current (max. OPV) @45°C	315 A
Max. output cable cross-section	Configurable: 2 x max 240 mm ² (per each pole, total 4x cables)
Grounding cable cross-section	35 mm ²
Dimensions and weight	
Dimensions (WxHxD)	mm 835x1035x313
Weight	Kg 42
Additional features	
Fuse protection	On both poles
Load break switch	Yes (In=315A)
Load break switch status	Clean Contact
Protection against DC overvoltage (SPD)	Yes, class II (class I+II available as option)
SPD status	Clean Contact
Degree of protection	IP65
Insulation Class	II
Lockable enclosure	Yes

CONFIGURAZIONE ELETTRICA IMPIANTO FOTOVOLTAICO

Numero inverter totale	23
Numero di Conversion Unit totale	15
Numero String Box totale	<ul style="list-style-type: none"> • 3 da 13 Canali • 39 da 12 Canali • 30 da 11 Canali • 10 da 10 Canali • 10 da 9 Canali

CONFIGURAZIONE ELETTRICA – IMPIANTO 1

Numero inverter totale	8
Numero di Conversion Unit totale	5
Numero String Box totale	<ul style="list-style-type: none"> • 6 da 12 Canali • 19 da 11 Canali • 5 da 10 Canali • 2 da 9 Canali

CONFIGURAZIONE ELETTRICA – IMPIANTO 2

Numero inverter totale	7
Numero di Conversion Unit totale	5
Numero String Box totale	<ul style="list-style-type: none"> • 2 da 13 Canali • 18 da 12 Canali • 1 da 11 Canali • 5 da 10 Canali • 4 da 9 Canali

CONFIGURAZIONE ELETTRICA – IMPIANTO 3

Numero inverter totale	8
Numero di Conversion Unit totale	5
Numero String Box totale	<ul style="list-style-type: none"> • 1 da 13 Canali • 15 da 12 Canali • 10 da 11 Canali • 4 da 9 Canali

7.4 Quadri Elettrici in Alternata

Tutte le apparecchiature lato c.a. previste nel progetto, ad eccezione degli inverter, trovano posto nel quadro elettrico QCA.

Il quadro elettrico, di dimensioni adeguate, dovrà essere certificato e marchiato dal costruttore secondo le norme CEI 17-11 dove applicabili e sarà costituito da un contenitore da parete con grado di protezione non inferiore a IP44 con struttura in poliestere rinforzata con fibra di vetro o di metallo, completo di porta cieca, pannello posteriore, montanti, telaio, base, pannelli laterali, pannelli finestrati e ciechi.

I quadri "QCA", saranno equipaggiati con i seguenti componenti e apparecchiature (soluzione minima):

- Dispositivi di interruzione (dispositivi di generatore): interruttori tripolari magnetotermici lato bt trasformatore;
- Staffe per fissaggio su profilato DIN per interruttore;
- Scaricatore di corrente da fulmine attacco su guida DIN;

I Quadri QCA saranno ubicati all'interno della cabina di sottocampo.

7.5 Trasformatori bt/MT

Al fine di poter connettere l'impianto fotovoltaico alla rete di distribuzione nazionale, considerata la potenza da installare di 20.334,60 kWp e quanto previsto dalle normative vigenti (CEI 0-16), è necessario innalzare il livello di tensione in uscita dai convertitori statici a 20.000V.

Verranno utilizzati trasformatori bt/MT, della tipologia in olio (i cabinati prefabbricati saranno conformi alle normative antincendio vigenti) con le caratteristiche riportate di seguito:

Trasformatori 2000 kVA	
Potenza nominale	2.000 kVA
Numero totale	3
Tensione secondaria	640 V
Livello di isolamento	24.000 V
Tensione Primario	20.000 V
Tensione Ucc %	6 %

Trasformatori 1500 kVA	
Potenza nominale	1.500 kVA
Numero totale	5 x 1500 kVA
Tensione secondaria	640 V
Livello di isolamento	24.000 V
Tensione Primario	20.000 V
Tensione Ucc %	6 %

Trasformatori 1000 kVA	
Potenza nominale	1.000 kVA
Numero totale	2
Tensione secondaria	640 V
Livello di isolamento	24.000 V
Tensione Primario	20.000 V
Tensione Ucc %	6 %

Trasformatori 300 kVA	
Potenza nominale	300 kVA
Numero totale	5
Tensione secondaria	600 V
Livello di isolamento	24.000 V
Tensione Primario	20.000 V

Tensione Ucc %

6 %

7.6 Cabinati Elettrici

All'interno dell'area di impianto saranno presenti cabinati, conformi alle norme CEI, al cui interno saranno posizionati gli inverter DC/AC con i relativi quadri elettrici ed i trasformatori.

Dai cabinati di ogni impianto partiranno le linee in media tensione che si andranno a collegare alla cabina utente di impianto, da realizzare, a sua volta connessa alla rispettiva cabina di consegna di tipo DG 2092 REV.III", anch'essa da installare. Considerata la suddivisione del lotto in n.3 impianti, si prevede in totale l'installazione di n.3 cabine utente e n.3 cabine di consegna.

I quadri elettrici utilizzati in ogni cabina saranno di dimensioni adeguate e dovranno essere certificati e marchiati dal costruttore secondo le norme CEI 17-11, dove applicabili, e sarà costituito da un contenitore da parete grado di protezione non inferiore a IP44 con struttura in poliestere rinforzata con fibra di vetro o di metallo, completa di porta cieca, pannello posteriore, montanti, telaio, base, pannelli laterali, pannelli finestrati e ciechi.

7.7 Interfaccia di Rete

Al fine di poter connettere l'impianto fotovoltaico alla rete di distribuzione, verrà installato l'interruttore generale dell'impianto con le relative protezione generale (SPG) e protezione di interfaccia (SPI), come da norma CEI 0-16.

La protezione generale ha come obiettivo il distacco dell'impianto di produzione dalla rete del Distributore, in modo selettivo con le protezioni installate sulla rete del Distributore stesso, nell'eventualità di guasti interni all'impianto utente (CEI 0-16).

In tal senso, l'azionamento del sistema di protezione generale avverrà nel momento in cui i parametri di tensione e corrente rilevati dai dispositivi elencati di seguito dovessero risultare al di fuori dei range imposti dal distributore di rete:

- Relè di Massima corrente (ad azione istantanea);
- Relè di Massima corrente (ad azione ritardata);
- Relè di Massima corrente omopolare;
- Relè di direzionale di terra.

Similmente, la protezione di interfaccia nasce con l'intento di evitare, per motivi di sicurezza, che l'impianto fotovoltaico possa funzionare in isola così come previsto dalle citate guide e norme a riguardo (CEI 11-20, CEI 0-16).

Inoltre, l'impianto FV verrà disconnesso dalla rete elettrica di distribuzione quando i valori di funzionamento dei parametri relativi a tensione e frequenza di rete, rilevati dai dispositivi definiti di seguito, dovessero uscire dall'intervallo di valori indicati dal distributore di rete:

- Relè di Minima tensione;
- Relè di Massima tensione;
- Relè di Minima frequenza (senza ritardo intenzionale);

- Relè di Massima frequenza (senza ritardo intenzionale);
- Relè di Massima tensione omopolare.

Si fa presente che le tarature che verranno implementate in entrambi i sistemi terranno conto della tabella di taratura fornita dal Distributore.

7.8 Contatore Energia Prodotta

L'Energia totale generata dall'impianto verrà conteggiata tramite tre contatori di energia attiva di tipo omologato UTF installati nelle tre cabine generali di connessione alla rete.

Il contatore in oggetto sarà di tipo trifase, corredato dei trasformatori amperometrici (TA) con idoneo rapporto di trasformazione per la misura; sia il contatore che i tre TA saranno corredati di morsettiera sigillabile.

I singoli componenti e l'intero sistema di misura saranno forniti di certificati di calibrazione e collaudo da esibire dopo l'installazione ai funzionari UTF.

Come previsto dall'allegato B alla delibera 654/2015/R/eel e successive modifiche ed integrazioni, il produttore sarà responsabile dell'installazione e manutenzione del sistema di misura, mentre il servizio di rilevazione, di registrazione e di validazione sarà in capo al distributore di rete.

MT860

Powerful metering system for most demanding applications

Accurate, reliable and robust electricity meter that meets the needs of power generation companies, transmission networks, sub-stations and grid-connected commercial and industrial consumers. This device is available in rack mount or wall mount housing and was built to deliver maximum performance in most demanding environments where there is no room for error.

Features:

- Enhanced power quality measurement functions
- "No power reading" option via optical port
- Enhanced TOU structure
- Anti-tampering features
- Voltage cut, sag and swell detection
- Photovoltaic friendly design
- Enhanced TOU structure
- Recyclable casing material



In aggiunta, all'uscita di ogni inverter verrà installato un contatore di produzione monodirezionale, atto a misurare l'energia prodotta dai moduli fotovoltaici.

7.9 Cavi Elettrici

I cavi elettrici per il trasporto dell'energia elettrica saranno dimensionati secondo le normative vigenti e dovranno rispettare i limiti di caduta di tensione dettati nella seguente tabella:

CADUTE DI TENSIONE AMMISSIBILI	
<i>Lato corrente alternata</i>	
Tratto tra punto di consegna/misura e quadro MT ultima cabina	1,40 %
Tratto tra quadro MT e trasformatore MT/BT	0,00 %
Tratto tra trasformatore MT/bt e inverter	0,10 %
Totale Caduta di tensione ammessa lato AC	1,50 %
<i>Lato corrente continua</i>	
Tratto tra inverter e string box	0,75 %
Tratto tra stringa e string box	1,25 %
Totale Caduta di tensione ammessa lato DC	2,00%

7.10 Protezione contro le Sovracorrenti

7.10.1 Sovraccarichi

Il criterio seguito per il dimensionamento dei cavi è tale da poter garantire la protezione dei conduttori alle correnti di sovraccarico.

In base alla norma CEI 64-8/4 (par. 433.2), infatti, il dispositivo di protezione deve essere coordinato con la conduttura in modo da verificare le condizioni:

$$I_b \leq I_n \leq I_z \text{ (a)}$$

$$I_f \leq 1,45 I_z \text{ (b)}$$

Per la condizione a) è necessario dimensionare il cavo in base alla corrente nominale della protezione a monte.

Dalla corrente I_b , pertanto, viene determinata la corrente nominale della protezione (seguendo i valori normalizzati) e con questa si procede alla determinazione della sezione.

Il dimensionamento dei cavi rispetta anche i seguenti casi:

- Condutture senza protezione derivate da una conduttura principale protetta contro i sovraccarichi con dispositivo idoneo ed in grado di garantire la protezione anche delle condutture derivate;
- Conduttura che alimenta diverse derivazioni singolarmente protette contro i sovraccarichi, quando la somma delle correnti nominali dei dispositivi di protezione delle derivazioni non supera la portata I_z della conduttura principale.

L'individuazione della sezione si effettua utilizzando le tabelle di posa assegnate ai cavi secondo le tabelle CEI - UNEL e IEC.

Esse oltre a riportare la corrente ammissibile I_z in funzione del tipo di isolamento del cavo, del

tipo di posa e del numero di conduttori attivi, riportano anche la metodologia di valutazione dei coefficienti di declassamento.

La portata minima del cavo viene calcolata come:

$$I_z' = I_z \times K_{\text{tot}} = I_z \times k_1 \times k_2 \times k_3 \times k_4 \geq I_b,$$

Dove:

- I_z = Portata del cavo;
- K_1 = Fattore di correzione da applicare quando la temperatura del terreno è diversa da 20 °C;
- K_2 = Fattore di correzione per gruppi di più circuiti installato sullo stesso livello;
- K_3 = Fattore di correzione per profondità di interrimento diverso dal valore utilizzato come riferimento, pari a 0,8 m;
- K_4 = Fattore di correzione per resistività termica del terreno diverso dal valore assunto come riferimento pari a 1,5 K x m / W.

La condizione b) non necessita di verifica in quanto gli interruttori che rispondono alla norma CEI 23-3 hanno un rapporto tra corrente convenzionale di funzionamento I_f e corrente nominale I_n minore di 1,45 ed è costante per tutte le tarature inferiori a 125 A. Per le apparecchiature industriali, invece, le norme CEI 17-5 e IEC 947 stabiliscono che tale rapporto può variare in base alla corrente nominale, ma deve comunque rimanere minore o uguale a 1,45.

Risulta pertanto che, in base a tali normative, la condizione b) sarà sempre verificata.

Le condutture dimensionate con questo criterio sono, pertanto, protette contro le sovracorrenti. I dati relativi alla protezione delle linee contro le sovracorrenti sono indicati negli schemi elettrici dei quadri e nella relazione di calcolo.

7.10.2 Corto Circuito

Secondo la norma CEI 64-8 par.434.3 "Caratteristiche dei dispositivi di protezione contro i cortocircuiti.", le caratteristiche delle apparecchiature di protezione contro i cortocircuiti devono soddisfare a due condizioni:

- Il potere di interruzione non deve essere inferiore alla corrente di cortocircuito presunta nel punto di installazione (a meno di protezioni adeguate a monte);
- La caratteristica di intervento deve essere tale da impedire che la temperatura del cavo non oltrepassi, in condizioni di guasto in un punto qualsiasi, la massima consentita.

La prima condizione viene considerata in fase di scelta delle protezioni.

La seconda invece può essere tradotta nella relazione:

$$I^2 \cdot t \leq K^2 S^2$$

Ossia in caso di guasto l'energia specifica sopportabile dal cavo deve essere maggiore o uguale a quella lasciata passare dalla protezione.

La costante K viene data dalla norma 64-8/4 (par. 434.3), per i conduttori di fase e neutro e, dal paragrafo 64-8/5 (par. 543.1), per i conduttori di protezione in funzione al materiale conduttore e al materiale isolante.

7.10.3 Protezione contro contatti indiretti

La protezione delle persone contro i contatti indiretti è realizzata in conformità alla norma 64-8/4 par. 413.1 mediante il coordinamento fra i dispositivi di interruzione automatica di tipo differenziale e l'impianto di terra.

La tensione di contatto limite UL è pari a 50 V.

L'impianto di messa a terra è di tipo IT Secondo la norma CEI 64-8/4, non è necessaria l'interruzione automatica del circuito nel caso di un singolo guasto a terra purchè sia verificata la condizione:

$$R_t = < 50/I_d \text{ (CEI 64 8/4)}$$

Andrà previsto un dispositivo di controllo dell'isolamento per segnalare la presenza della condizione anomala una volta manifestatosi un guasto. Tale dispositivo di controllo dell'isolamento controlla con continuità l'isolamento di un impianto elettrico segnala qualsiasi riduzione significativa del livello di isolamento dell'impianto per permettere di trovare la causa di questa riduzione prima che si produca un secondo guasto, evitando così l'interruzione dell'alimentazione.

Per quanto invece riguarda la parte relativa alla media tensione MT, tale protezione è realizzata in conformità alla norma CEI 99-3 che prende in considerazione gli effetti e le precauzioni da assumere contro eventuali guasti dei componenti in MT. In funzione della corrente di guasto dell'impianto e del tempo di intervento delle protezioni, viene determinata la tensione di contatto ammissibile U_{TP} . Quest'ultima deve essere inferiore alla tensione di terra, data dalla seguente relazione:

$$U_E = R_E * I_E \leq U_{TP}$$

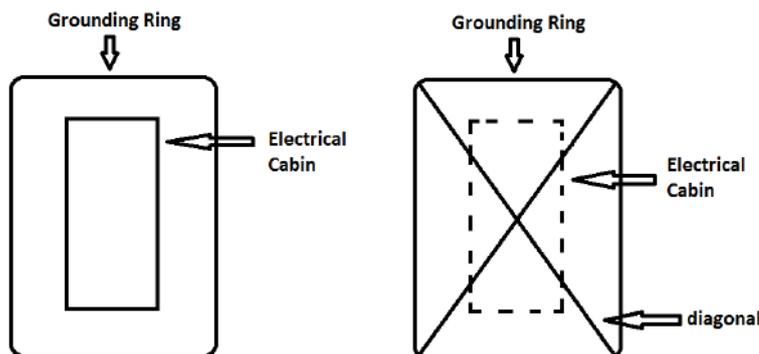
La resistenza dell'impianto di terra deve garantire il soddisfacimento di questa condizione, ovvero:

$$R_E \leq \frac{U_{TP}}{I_E}$$

L'impianto di terra della cabina che presenta il valore di resistenza su menzionato comprende i seguenti elementi, meglio esplicitati in figura:

- 1 conduttore ad anello in rame intrecciato posizionato lungo il perimetro dell'edificio;

- 2 conduttori in rame intrecciato che collegano diagonalmente i vertici dell'anello di terra;
- 4 picchetti in acciaio galvanizzato in corrispondenza dei vertici dell'anello di terra;
- 2 conduttori di terra per il collegamento al collettore di terra in cabina;
- 2 conduttori di terra per il collegamento al collettore di terra di ogni stanza della cabina;



7.11 Sistema di supervisione e controllo

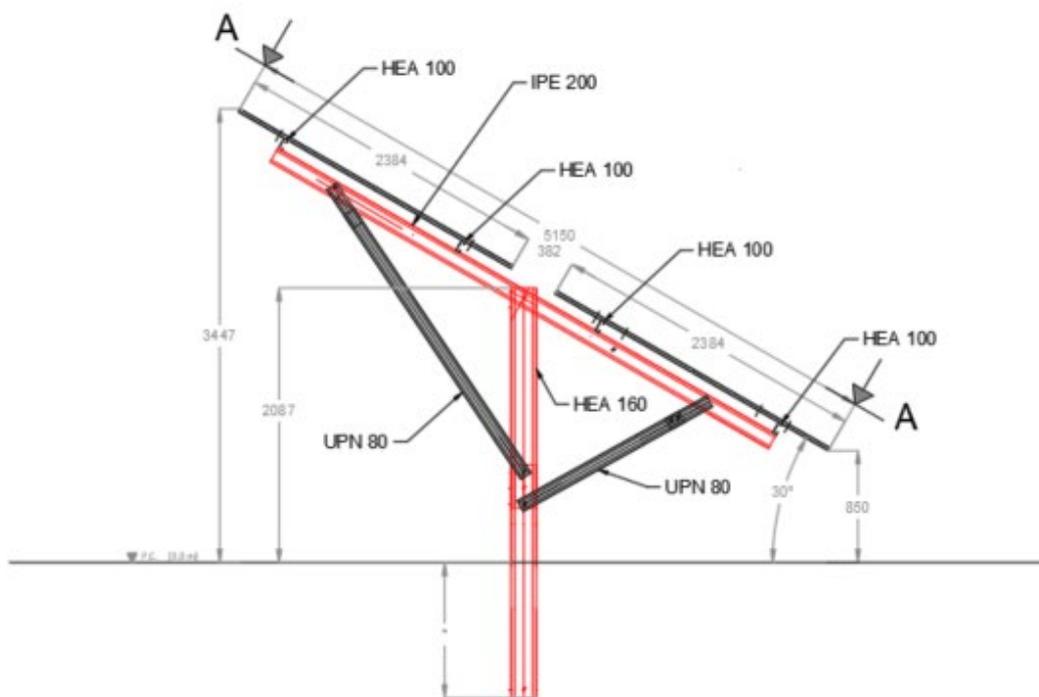
L'impianto sarà dotato di un unico sistema di supervisione e controllo responsabile della supervisione, del controllo e dell'acquisizione dei dati provenienti dalle macchine e/o controllori presenti nel parco fotovoltaico (PPC, inverter) oltre che di tutte le apparecchiature di cui sarà composto il sistema elettrico.

Inoltre, come previsto da normativa CEI 0-16, ciascun impianto del lotto sarà dotato di un Controllore Centrale di Impianto (CCI), un apparato i cui compiti principali sono: svolgere la funzione di monitoraggio dell'impianto, con lo scopo di raccogliere informazioni dall'impianto e dalle unità di generazione/accumulo utili ai fini della "osservabilità" della rete; coordinare il funzionamento dei diversi elementi costituenti l'impianto, affinché l'impianto stesso operi, nel suo complesso, in maniera da soddisfare alle prescrizioni della Norma CEI 0-16, riportate al punto di connessione con la rete, nel rispetto delle capability prescritte dalla stessa Norma per le singole unità di generazione e di accumulo; consentire lo scambio di informazioni fra l'impianto ed il DSO (e tra l'impianto ed il TSO per il tramite del DSO cui l'impianto è sotteso).

8.0 STRUTTURE DI SUPPORTO DEI MODULI FOTOVOLTAICI

Le strutture di supporto saranno caratterizzate dai seguenti elementi:

- 1) Telaio Trasversale di base, composto da:
 - a. Montante
 - b. Trave principale
 - c. Diagonale
- 2) Travi secondarie di collegamento tra telai trasversali.
- 3) Diagonale di controvento nel piano longitudinale



Nota* Le dimensioni indicate saranno validate in una fase successiva del progetto in base ai parametri geotecnici del terreno rilevati dalle indagini.

A seconda della struttura di supporto considerata, le caratteristiche realizzative consentiranno di poggiare su di essa 2x18 o 2x36 moduli fotovoltaici di tipo bifacciale come riportato nelle figure seguenti:

9.0 VERIFICHE FINALI

A fine lavori l'impresa dovrà effettuare tutte le misure previste dalle Norme CEI e dalle Specifiche tecniche della Committente, i cui risultati andranno annotati su apposito verbale di verifica che dovrà essere allegato alla "Dichiarazione di Conformità".

L'elenco delle verifiche e delle misure riportate a seguire è puramente indicativo e non esaustivo.

9.1 ESAME A VISTA

- Rispondenza dell'impianto agli schemi ed elaborati tecnici;
- Controllo preliminare dei sistemi di protezione contro i contatti diretti ed indiretti; Controllo dell'idoneità dei componenti e delle modalità d'installazione allo specifico impiego;
- Controllo delle caratteristiche d'installazione delle condutture: tracciati delle condutture, sfilabilità dei cavi, calibratura interna dei tubi, grado di isolamento dei cavi, separazione delle condutture appartenenti a sistemi diversi o a circuiti di sicurezza, sezioni minime dei conduttori, corretto uso dei colori di identificazione, verifica dei dispositivi di sezionamento e comando.

9.2 MISURE E PROVE

- Misura della resistenza di isolamento;
- Prova della continuità dei circuiti di protezione ed equipotenziali; Misura della resistenza di terra;
- Prova dell'efficienza dei dispositivi differenziali; Prove di intervento dei dispositivi di sicurezza.

10.0 DOCUMENTAZIONE

Successivamente alla realizzazione del sistema fotovoltaico, dovranno essere rilasciati i seguenti documenti, elencati a titolo puramente indicativo e non esaustivo:

- Manuale di uso e manutenzione, inclusivo della pianificazione consigliata degli interventi di manutenzione;
- "Progetto Esecutivo - As Built" del sistema fotovoltaico corredato di schede tecniche dei materiali installati;
- Dichiarazione attestante le verifiche effettuate e il relativo esito, corredata dall'elenco della strumentazione impiegata;
- Dichiarazione di conformità ai sensi della legge 46/90, articolo 1, lettera a ed al DM 37/08;
- Certificati di garanzia relativi alle apparecchiature installate;
- Garanzia sull'intero sistema e sulle relative prestazioni di funzionamento.

Il Progettista

Vito Bretti

