



Engineering & Construction



GRE CODE

GRE.EEC.R.24.IT.P.15533.00.016.00

PAGE

1 di/of 52

TITLE: Relazione Tecnico-descrittiva

AVAILABLE LANGUAGE: IT

RELAZIONE TECNICO-DESCRITTIVA "Caorle" Caorle (VE)



File: GRE.EEC.R.25.IT.P.15533.00.016.00_Relazione tecnico-descrittiva

00	03/08/2023	EMISSIONE DEFINITIVA	R.De Luca	A.Fata M.Gallina	V.Bretti
REV.	DATE	DESCRIPTION	PREPARED	VERIFIED	APPROVED

EGP VALIDATION

<i>Name (EGP)</i>	<i>Discipline EGP</i>	<i>PE EGP</i>
COLLABORATORS	VERIFIED BY	VALIDATE BY

PROJECT / PLANT Caorle FV (15533)	EGP CODE																		
	GROUP	FUNCION	TYPE	ISSUER	COUNTRY	TEC	PLANT	SYSTEM	PROGRESSIVE	REVISION									
	GRE	EE	R	2	4	I	T	P	1	5	5	3	3	0	0	0	1	6	0

CLASSIFICATION For Information or For Validation	UTILIZATION SCOPE Basic Design
---	---------------------------------------

This document is property of Enel Green Power S.p.A. It is strictly forbidden to reproduce this document, in whole or in part, and to provide to others any related information without the previous written consent by Enel Green Power S.p.A.



Engineering & Construction



CODICE – CODE

GRE.EEC.R.24.IT.P.15533.00.016.00

PAGINA - PAGE

2 di/of 52

Indice

1.0	PREMESSA.....	3
2.0	NORMATIVA DI RIFERIMENTO	7
3.0	DATI DI PROGETTO	8
3.1	DATI GENERALI DELLA COMMITTENTE	11
3.2	SCHEDA TECNICA DELL'IMPIANTO.....	11
4.0	DATI DESCRITTIVI DEL SITO	14
5.0	STATO DI FATTO	20
6.0	DESCRIZIONE DEGLI INTERVENTI	22
6.1	FASE DI CANTIERE	22
6.2	FASE DI ESERCIZIO.....	33
6.3	DISMISSIONE DELL'IMPIANTO A FINE VITA, OPERAZIONI DI MESSA IN SICUREZZA DEL SITO E RIPRISTINO AMBIENTALE.....	34
7.0	DIMENSIONAMENTO IMPIANTO	35
7.1	MODULI FOTOVOLTAICI	37
7.2	INVERTER DI STRINGA.....	39
7.3	QUADRI ELETTRICI IN ALTERNATA	41
7.4	TRASFORMATORI BT/MT.....	41
7.5	CABINATI ELETTRICI	42
7.6	INTERFACCIA DI RETE	42
7.7	CONTATORE ENERGIA PRODOTTA	43
7.8	CAVI ELETTRICI	44
7.9	PROTEZIONE CONTRO LE SOVRACORRENTI.....	44
7.9.1	SOVRACCARICHI	44
7.9.2	CORTO CIRCUITO	45
7.9.3	PROTEZIONE CONTRO CONTATTI INDIRETTI	46
7.10	SISTEMA DI SUPERVISIONE E CONTROLLO	47
8.0	STRUTTURE DI SUPPORTO DEI MODULI FOTOVOLTAICI	48
9.0	VERIFICHE FINALI	51
9.1	ESAME A VISTA.....	51
9.2	MISURE E PROVE.....	51
10.0	DOCUMENTAZIONE.....	52

1.0 PREMESSA

La seguente relazione illustra la progettazione di un lotto di impianti di produzione dell'energia elettrica da fonte solare, della potenza nominale massima di 49.717,08 kWp associato ad un impianto BESS di potenza complessiva di 19,8 MW, da realizzarsi all'interno del Comune di Caorle (VE) su un'area agricola, nella disponibilità della proponente Enel Green Power Solar Energy S.r.l. ("EGP").

Nello specifico il progetto proposto si compone di n. 6 impianti da 6,6 MW_{AC} ognuno associato ad un impianto BESS da 3,3 MW con 8 h di capacità di scarica così denominati:

- Impianto 1 – impianto FV da 6,6 MW_{AC} + impianto BESS da 3,3 MW;
- Impianto 2 – impianto FV da 6,6 MW_{AC} + impianto BESS da 3,3 MW;
- Impianto 3 – impianto FV da 6,6 MW_{AC} + impianto BESS da 3,3 MW;
- Impianto 4 – impianto FV da 6,6 MW_{AC} + impianto BESS da 3,3 MW;
- Impianto 5 – impianto FV da 6,6 MW_{AC} + impianto BESS da 3,3 MW;
- Impianto 6 – impianto FV da 6,6 MW_{AC} + impianto BESS da 3,3 MW;
- Complessivo – impianto FV da 39,6 MW_{AC} + impianto BESS da 19,8 MW.

L'impianto sarà realizzato con moduli fotovoltaici bifacciali provvisti di diodi di by-pass. Le stringhe fotovoltaiche faranno capo ad uno string inverter.

Ciascun Impianto di Impianto verrà connesso in media tensione all'esistente infrastrutturazione elettrica tramite un nuovo cavidotto MT costituito da 6 terne poste nel medesimo scavo, che si collegheranno alla Cabina Primaria "Caole", come indicato da STMG del distributore di rete. Al fine di permettere la connessione alla rete di distribuzione verrà installata un'unica apposita cabina di consegna, dalla quale partiranno le linee interrato precedentemente menzionate.

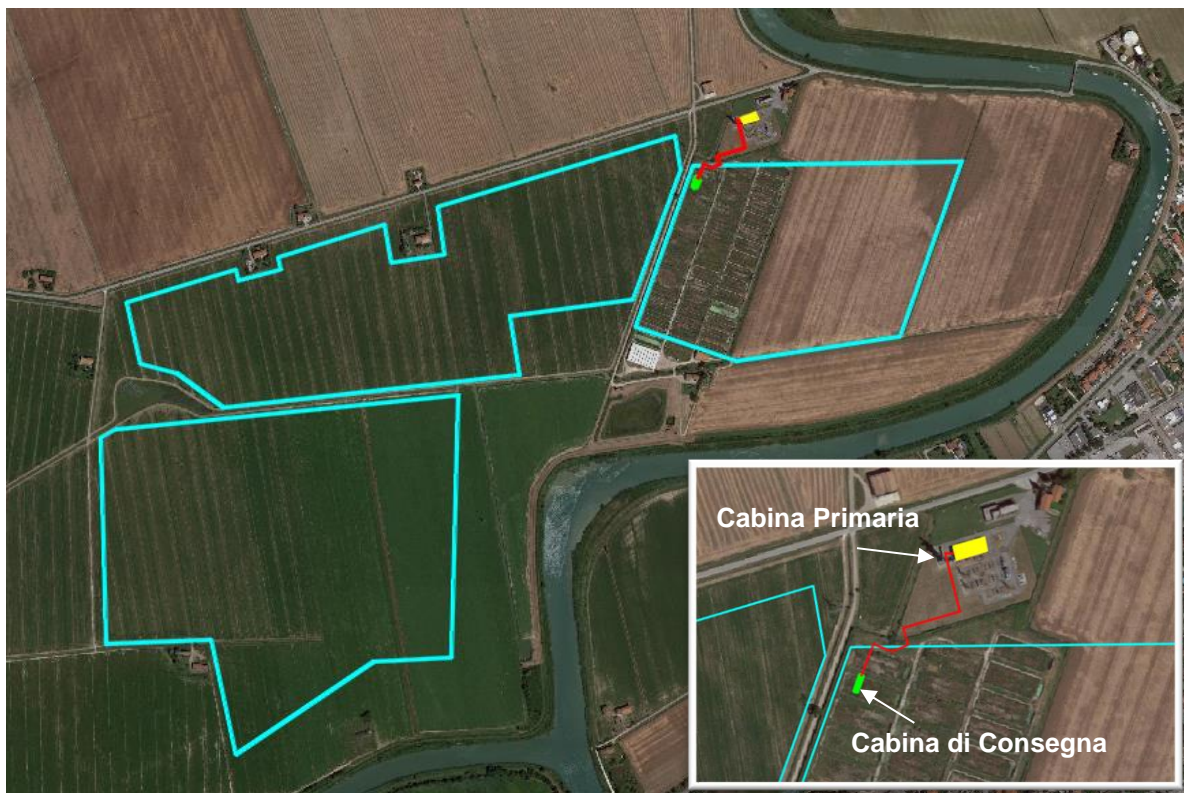


Figura 1 - Inquadramento dell'area di progetto in ciano), Cabina di Consegna (in verde), Cabina Primaria Caorle (in giallo), Cavidotto di connessione (in rosso). (Fonte: Google Earth)

Di seguito i dati principali di ogni impianto:

"Complessivo"

Layout intero	
Potenza DC impianto	49.717,08 kWp
Potenza AC impianto	39.600,00 kVA
Potenza Immessa - BESS	19.800,00 kVA
Tensione di Connessione	MT
Tensione (kV)	20

"IMPIANTO 1"

Impianto 1	
Potenza DC impianto	8.408,26 kWp
Potenza AC impianto	6.600,00 kVA
Potenza Immessa - BESS	3.300,00 kVA
Tensione di Connessione	MT
Tensione (kV)	20

"IMPIANTO 2"



Engineering & Construction



CODICE - CODE

GRE.EEC.R.24.IT.P.15533.00.016.00

PAGINA - PAGE

5 di/of 52

Impianto 2

Potenza DC impianto	8.118,32 kWp
Potenza AC impianto	6.600,00 kVA
Potenza Immessa - BESS	3.300,00 kVA
Tensione di Connessione	MT
Tensione (kV)	20

"IMPIANTO 3"

Impianto 3

Potenza DC impianto	8.118,32 kWp
Potenza AC impianto	6.600,00 kVA
Potenza Immessa - BESS	3.300,00 kVA
Tensione di Connessione	MT
Tensione (kV)	20

"IMPIANTO 4"

Impianto 4	
Potenza DC impianto	8.408,26 kWp
Potenza AC impianto	6.600,00 kVA
Potenza Immessa - BESS	3.300,00 kVA
Tensione di Connessione	MT
Tensione (kV)	20

"IMPIANTO 5"

Impianto 5	
Potenza DC impianto	8.377,74 kWp
Potenza AC impianto	6.600,00 kVA
Potenza Immessa - BESS	3.300,00 kVA
Tensione di Connessione	MT
Tensione (kV)	20

"IMPIANTO 6"

Impianto 6	
Potenza DC impianto	8.286,18 kWp
Potenza AC impianto	6.600,00 kVA
Potenza Immessa - BESS	3.300,00 kVA
Tensione di Connessione	MT
Tensione (kV)	20

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 ed attraversata da strade private in capo a "Genagricola S.p.a." e raggiungibile da nord dalla Strada Provinciale SP94, è costituita da un'area agricola nella disponibilità della proponente, facilmente accessibile dalla viabilità menzionata. L'area di impianto presenta al suo interno numerosi fossi per il convogliamento delle acque meteoriche di dimensione e forma variabili, dei quali si prevede la dismissione con conseguente progettazione di una nuova rete di drenaggio delle acque.

L'area inoltre viene lambita da una serie di canali di principali dei quali si prevede il mantenimento.

È presente, all'interno dell'area di impianto, un fitto sistema di drenaggio secondario con tubi interrati al di sotto dei terreni coltivati a circa 80-100 cm di profondità, con pendenza tale da permettere di far confluire le acque nei canali principali di drenaggio. La rete di tubazioni secondarie, presenta un passo tra una tubazione e la successiva pari a circa 9 m, in direzione SO-NE.

Per maggiori dettagli si rimanda all'elaborato: "GRE.EEC.R.25.IT.P.15533.00.023- Relazione idrologica e idraulica".

Da un punto di vista topografico l'area si sviluppa su un terreno agricolo pressochè pianeggiante; sono presenti alcune strutture/edifici, interne all'area di progetto, con altezze tali da poter generare ombre nell'arco della giornata, di cui si è tenuto conto durante la predisposizione del layout nonché si segnala la presenza di uno stagno nella porzione sud dell'area di impianto.

Si segnala la presenza di una linea aerea AT, con tralicci di altezza stimata pari a 20 m, che attraversa lo spigolo Nord-Est dell'area di impianto, diverse linee MT con tralicci aventi altezza compresa tra 12 e 14 m che lambiscono o attraversano l'area di impianto, una linea BT che probabilmente viene interrata (in corrispondenza dei due pali di sostegno estremi) lungo il lato nord dell'area di impianto in prossimità della SP94.



Figura 2 – Inquadramento satellitare dell'area di impianto (in rosso), della linea elettrica AT (in ciano), delle linee elettriche MT (in giallo), della linea elettrica BT (in verde).

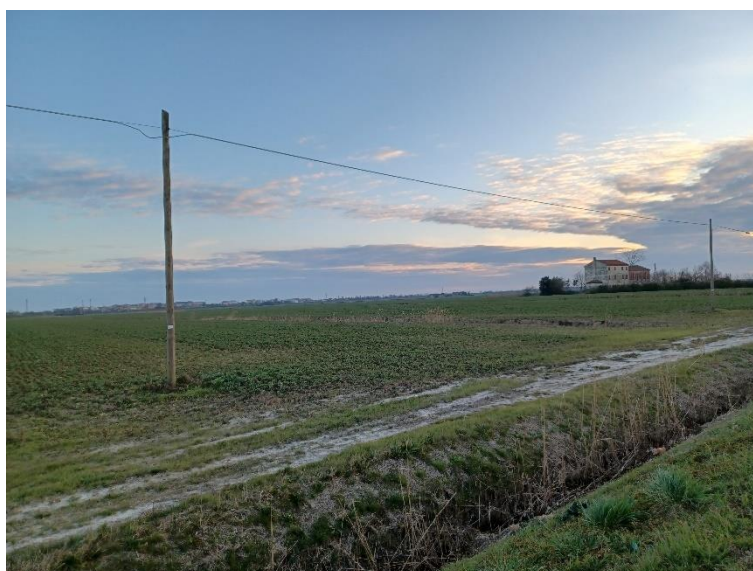


Figura 3 – Foto scattate in sito su linee elettriche presenti

Nei pressi dell'area di impianto, inoltre, è presente una pista ciclabile di recente realizzazione che dovrà essere opportunamente esclusa dalle opere in progetto:



Figura 4 – Inquadramento satellitare dell'area di impianto (in rosso) e della posta ciclabile (in ciano)



Figura 5 – Foto scattata in sito su pista ciclabile nei pressi dell'area di impianto.

Ciascun Impianto di Impianto verrà connesso in media tensione all'esistente infrastrutturazione elettrica tramite un nuovo cavidotto MT costituito da 6 terne poste nel medesimo scavo, che si collegheranno alla Cabina Primaria "Carole", come indicato da STMG del distributore di rete. Al fine di permettere la connessione alla rete di distribuzione verrà installata un'unica apposita cabina di consegna, dalla quale partiranno le linee interrato precedentemente menzionate.

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 agrivoltaico da 49.717,08 MWp associato ad un impianto BESS di potenza complessiva di 19,8 MW

3.2 Scheda Tecnica dell'impianto

DATI GENERALI	Identificativo dell'impianto	Impianto Agrivoltaico Genagricola Caorle
	Soggetto responsabile	Enel Green Power Solar Energy Srl
	Ubicazione dell'impianto	Comune di Caorle (VE) – Veneto
	Dati Catastali	<p><i>Particelle catastali interessate dall'area di impianto:</i></p> <p>Comune di Caorle (VE) Foglio 31 particelle 37, 60, 68, 163 Foglio 32 particelle 84, 91</p> <p><i>Particelle catastali interessate solo a causa della fascia di mitigazione/sistemazione a verde per come condivisa da EGP:</i></p> <p>Comune di Caorle (VE) Foglio 31 particelle 202, 203, 223 Foglio 32 particelle 36, 77, 81, 94</p>
	Altitudine s.l.m.	-2 ÷ 0



Engineering & Construction



CODICE – CODE

GRE.EEC.R.24.IT.P.15533.00.016.00

PAGINA - PAGE

12 di/of 52

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

String Inverter	Tipologia	Convertitore DC/AC
	Potenza nominale attiva in uscita	300 kW
	Potenza massima apparente in uscita	330 kW
	Numero di MPPTs indipendenti	6
	Massima corrente di corto circuito in ingresso per ogni MPPT	65 A
	Massima Tensione d'ingresso MPPT	1500 V
	Corrente nominale d'uscita	216,6 A
	Tensione nominale d'uscita	800 V
	Rendimento massimo	99 %
	Numero totale di String Inverter	Totale: 132 Impianto 1: 22 Impianto 2: 22 Impianto 3: 22 Impianto 4: 22 Impianto 5: 22 Impianto 6: 22

Trasformatore	Tensione secondaria	800 V
	Tensione Primaria	20 kV
	Potenza nominale	1000 kV
	Numero totale Trasformation Unit Impianto 1	4 (n.2 x 1500 kVA + n.2 1800 kVA)



Engineering & Construction



CODICE – CODE

GRE.EEC.R.24.IT.P.15533.00.016.00

PAGINA - PAGE

13 di/of 52

	Numero totale Trasformation Unit Impianto 2	4 (n.2 x 1500 kVA + n.2 1800 kVA)
	Numero totale Trasformation Unit Impianto 3	4 (n.2 x 1500 kVA + n.2 1800 kVA)
	Numero totale Trasformation Unit Impianto 4	4 (n.2 x 1500 kVA + n.2 1800 kVA)
	Numero totale Trasformation Unit Impianto 5	4 (n.2 x 1500 kVA + n.2 1800 kVA)
	Numero totale Trasformation Unit Impianto 6	4 (n.2 x 1500 kVA + n.2 1800 kVA)

Per ulteriori dettagli tecnici sui vari componenti dell'impianto si rimanda all'elaborato.
"GRE.EEC.R.24.IT.P.15533.00.019._Disciplinare descrittivo e prestazionale degli elementi tecnici di tutte le opere".

4.0 DATI DESCRITTIVI DEL SITO

L'impianto FV sarà ubicato nel territorio comunale di Caorle (VE), all'interno di un'area agricola. Si riportano di seguito le tabelle relative alle aree oggetto di intervento:

Tabella 1 – Descrizione sito – Impianto 1



COORDINATE	
LATITUDINE	45°36'14.48"N
LONGITUDINE	12°51'50.54"E
INQUADRAMENTO FOTOGRAFICO – IMPIANTO 1	
PANORAMICA SITO	INDICAZIONE AREA DI PROGETTO
	

Tabella 2 – Descrizione sito – Impianto 2



COORDINATE	
LATITUDINE	45°36'14.49"N
LONGITUDINE	12°51'31.96"E
INQUADRAMENTO FOTOGRAFICO – IMPIANTO 2	
PANORAMICA SITO	INDICAZIONE AREA DI PROGETTO
	

Tabella 3 – Descrizione sito – Impianto 3



COORDINATE	
LATITUDINE	45°36'7.15"N
LONGITUDINE	12°51'13.27"E
INQUADRAMENTO FOTOGRAFICO – IMPIANTO 3	
PANORAMICA SITO	INDICAZIONE AREA DI PROGETTO
	

Tabella 4 – Descrizione sito – Impianto 4



COORDINATE	
LATITUDINE	45°36'8.75"N
LONGITUDINE	12°50'56.22"E
INQUADRAMENTO FOTOGRAFICO – IMPIANTO 4	
PANORAMICA SITO	INDICAZIONE AREA DI PROGETTO
	

Tabella 5 – Descrizione sito – Impianto 5



COORDINATE	
LATITUDINE	45°35'54.53"N
LONGITUDINE	12°50'46.73"E
INQUADRAMENTO FOTOGRAFICO – IMPIANTO 5	
PANORAMICA SITO	INDICAZIONE AREA DI PROGETTO
	

Tabella 6 – Descrizione sito – Impianto 6





COORDINATE	
LATITUDINE	45°35'51.40"N
LONGITUDINE	12°51'4.77"E
INQUADRAMENTO FOTOGRAFICO – IMPIANTO 6	
PANORAMICA SITO	INDICAZIONE AREA DI PROGETTO
	

Tabella 7 – Descrizione sito – Area BESS

COORDINATE	
LATITUDINE	45°36'19.15"N
LONGITUDINE	12°51'40.38"E
INQUADRAMENTO FOTOGRAFICO – Area BESS	
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 8 – Dati climatici del sito

	Impianto 1	Impianto 2	Impianto 3	Impianto 4	Impianto 5	Impianto 6	Area BESS
Latitudine	45°36'14.4 8"N	45°36'14.49" N	45°36'7.15"N	45°36'8.75"N	45°35'54.53" N	45°35'51.40" N	45°36'19.15" N
Longitudine	12°51'50.5 4"E	12°51'31.96" E	12°51'13.27" E	12°50'56.22" E	12°50'46.73" E	12°51'4.77"E	12°51'40.38" E
Classificazione sismica	4						
Zona climatica	E						

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 sostegno tracker, sono riportati, a titolo esemplificativo ed indicativo, nella Figura 4.

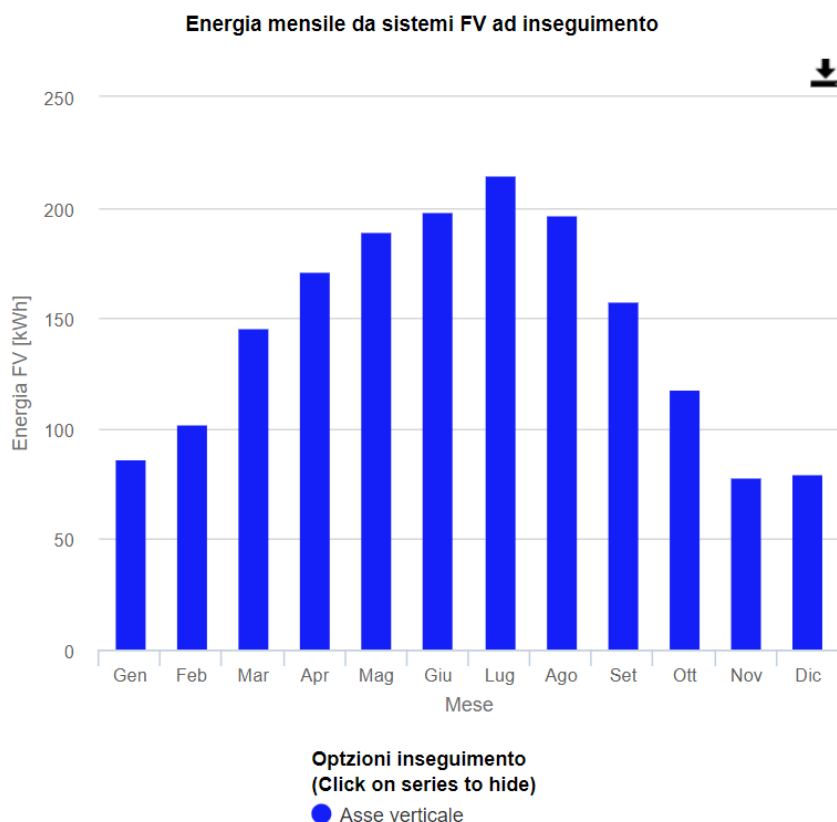
Il calcolo è stato effettuato mediante il sistema PVGIS © European Communities, 2022:

Valori inseriti:

Luogo [Lat/Lon]:	45.603,12.854
Orizzonte:	Calcolato
Database solare:	PVGIS-SARAH2
Tecnologia FV:	Silicio cristallino
FV installato [kWp]:	1
Perdite di sistema [%]:	14

Output del calcolo
**Asse
verticale**

Slope angle [°]:	55
Produzione annuale FV [kWh]:	1738.83
Irraggiamento annuale [kWh/m ²):	2209.53
Variazione interannuale [kWh]:	82.1
Variazione di produzione a causa di:	
Angolo d'incidenza [%]:	-1.5
Effetti spettrali [%]:	1.09
Temperatura e irradianza bassa [%]:	-8.11
Perdite totali [%]:	-21.3

Figura 6 – Calcolo della radiazione giornaliera per kWp

Figura 7 – Stima producibilità mensile

Irraggiamento mensile nel piano per inseguitori

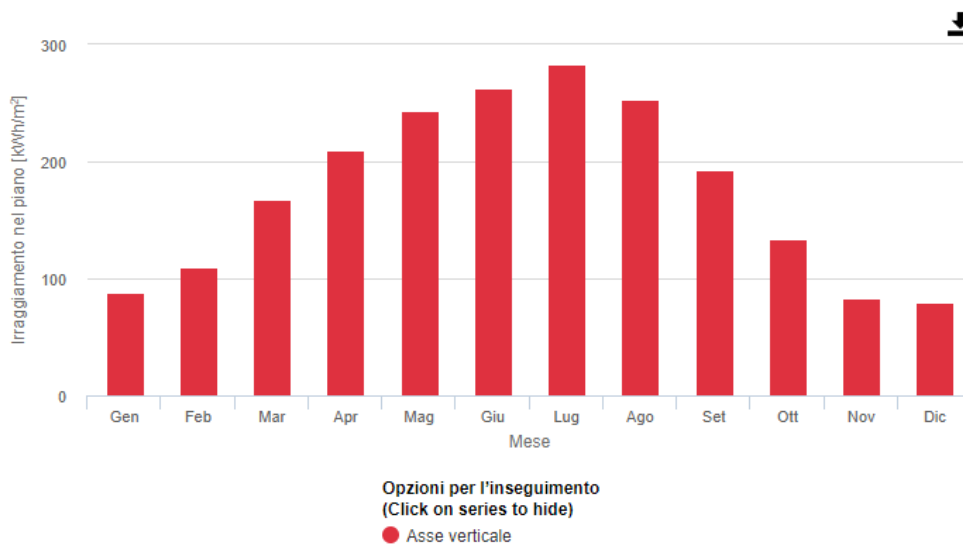


Figura 8 - Stima irraggiamento su superficie orizzontale

Grafico dell'orizzonte

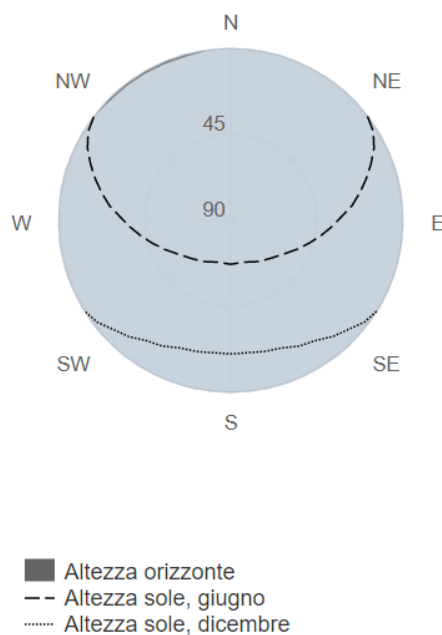


Figura 9 - Curva dell'altezza del sole relativamente al sito considerato

5.0 STATO DI FATTO

L'impianto FV sarà ubicato nel territorio comunale di Caorle, all'interno di un'area agricola situata nei pressi dell'esistente Cabina Primaria "Caorle".



Figura 10 – Inquadramento su Google Earth dei singoli impianti

L'area valorizzabile con la realizzazione degli impianti in progetto interessa, anche solo parzialmente, le seguenti particelle catastali del Comune di Caorle (VE):

Impianto		
Comune	Foglio	Particella
Caorle (VE)	31	37
		60
		68
		163
	32	84
		91

Inoltre, considerando la fascia di mitigazione/sistemazione a verde condivisa da EGP, alle particelle sopra menzionate si aggiungono:



Engineering & Construction



CODICE – CODE

GRE.EEC.R.24.IT.P.15533.00.016.00

PAGINA - PAGE

21 di/of 52

Impianto

Comune	Foglio	Particella
Caorle (VE)	31	202
		203
		223
	32	36
		77
		81
94		

Opere di connessione

Per quanto riguarda le opere di connessione alla rete, verranno ulteriormente coinvolte le seguenti particelle catastali del Comune Caorle:

Opere di rete

Comune	Foglio	Particella
Caorle (VE)	32	61
		77
		80
		84

Per maggiori dettagli, si rimanda agli elaborati "GRE.EEC.X.25.IT.P.15533.00.040._Estratto Di Mappa Catastale" e "GRE.EEC.D.24.IT.P.15533.00.088._Inquadramento Catastale Opere Di Connessione Alla Rete".

6.0 DESCRIZIONE DEGLI INTERVENTI

6.1 Fase di Cantiere

Con riferimento all'elaborato progettuale "GRE.EEC.R.00.IT.P.15533.00.027._Cronoprogramma degli interventi", per le attività di cantiere relative alla costruzione dell'impianto fotovoltaico in oggetto, sono previste tempistiche di circa 290 giorni.

Per la realizzazione dell'impianto si prevedono le seguenti fasi di lavoro:

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 lievi livellamenti e regolarizzazione del sito. Dall'analisi del rilievo planoaltimetrico dell'area (riportato nell'elaborato GRE.EEC.D.25.IT.P.15533.00.056_Rilievi Planoaltimetrici delle aree) si riscontra un terreno a carattere prevalentemente pianeggiante, per cui non sono necessarie operazioni di movimento terra per livellamento delle pendenze. È bene precisare che la profondità massima degli scavi è di circa 1,5 m (cavidotto di connessione alla rete).

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.

L'area oggetto d'intervento presenta un'orografia con pendenze minime, pertanto, non si prevede di effettuare regolarizzazioni delle pendenze e della conformazione dei tracciati carrabili e pedonali, garantendo quindi il rispetto ed il mantenimento delle attuali direttrici di scorrimento superficiale in atto per le acque meteoriche.

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

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 all'area di impianto 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.

Per maggiori dettagli si rimanda all'elaborato "GRE.EEC.D.25.IT.P.15533.00.046_Layout di impianto quotato, descrittivo dell'intervento".

Opere di regimazione idraulica superficiale

Per quanto riguarda la gestione delle acque meteoriche di dilavamento all'interno dell'area di interesse, esistono una serie di canali in terra in posizione sia perimetrale che trasversale al sito stesso (vedere Figura 11). Tutta l'area è totalmente pianeggiante situata ad una quota di -1,391 m.s.l.m. L'area in esame è lambita principalmente da cinque canali secondari (che si sviluppano in direzione NE-SO, N-S e E-O) i quali confluiscono nel canale principale che si sviluppa in direzione (E-O) .

A tal proposito, è stato effettuato un rilievo fornito dalla committente con risoluzione a 50 cm il quale ha permesso di individuare esattamente il percorso dei canali esistenti.

Si riporta di seguito l'inquadramento dei corsi idrici su ortofoto e rilievo con passo a 50 cm con le diverse perimetrazioni. Al fine di regolarizzare l'area, saranno eseguite opere di movimento terra che includono l'intervento sui fossi di irrigazione presenti (in magenta - Vedi Figura 11).

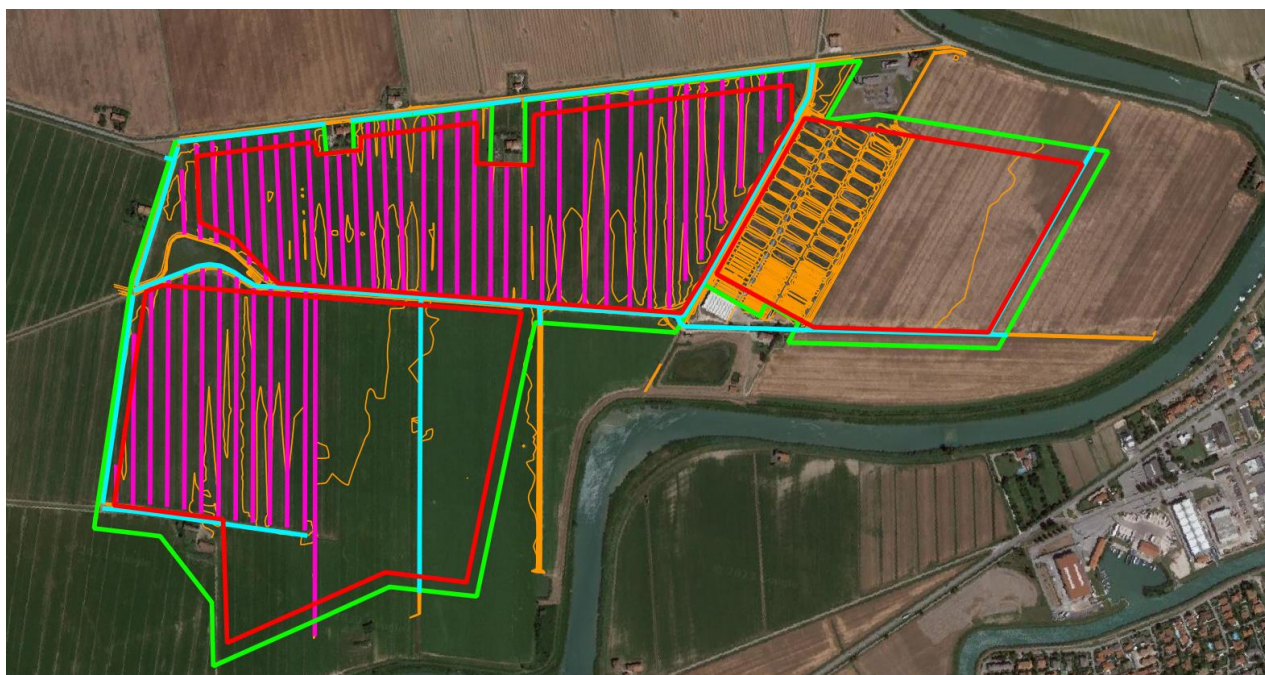


Figura 11 – Inquadramento dell'area in esame (in rosso) su rilievo topografico con passo 50 cm (in arancione), canali di scolo esistenti (in Ciano), fossi per irrigazione (in magenta) e area contrattualizzata (in verde) su ortofoto

Si riporta di seguito l'inquadramento solo dei corsi idrici su ortofoto individuati con le diverse perimetrazioni.

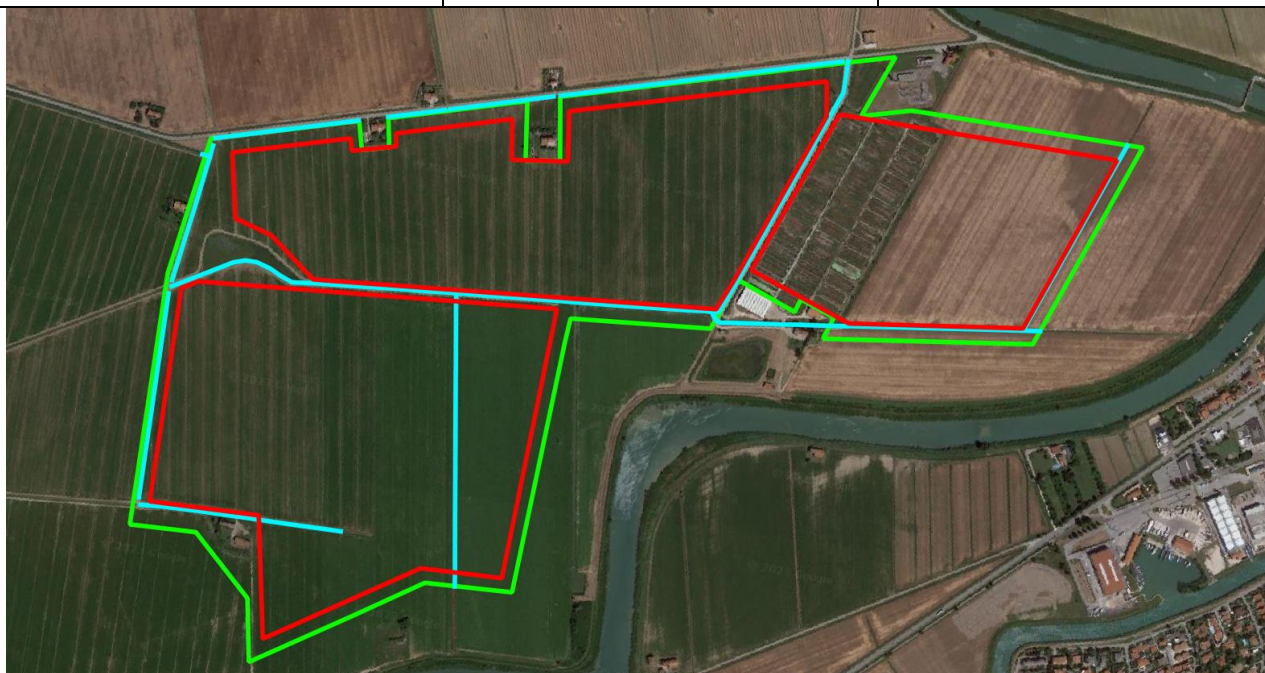


Figura 12 – Inquadramento dell'area in esame (in rosso) con la presenza di canali di drenaggio esistenti (in Ciano) e area contrattualizzata (in verde) su ortofoto

La sezione dei canali esistenti è tipicamente trapezoidale con larghezza della base maggiore variabile compresa tra 3.30 m e 5.30 m circa con profondità anch'essa variabile compresa tra 0.70 e 1.50 m circa.

Oltre alla rete di canali di drenaggio in terra, è attualmente presente un sistema di drenaggio interrato (si veda Figura 13):



Figura 13 – Dettaglio di tubazioni interrate di drenaggio esistenti emerse in Sito

La rete di drenaggio esistente sopra evidenziata è costituita da tubazioni da circa 50 mm di diametro; tali tubazioni, sono disposte con interasse variabile in diverse porzioni di area a circa 70 / 80 cm di profondità da p.c., risultano orientate principalmente verso i canali di drenaggio esistenti, in maniera da far confluire le acque nei canali secondari di drenaggio (come schematizzati precedentemente - in ciano).

Si fa notare che, dato l'attuale stato della rete di drenaggio, non essendoci un effettivo tracciamento della rete al fine di conoscere la sua lunghezza, la sua disposizione su tutta l'area e la sua condizione reale di funzionamento, si procederà con la progettazione ex novo di una nuova rete di drenaggio interrata al fine di sostituire quella esistente e garantire il corretto deflusso delle acque meteoriche. Tale soluzione verrà definita in fase di progettazione esecutiva, e sarà rappresentata nel documento "GRE.EEC.D.25.IT.P.15533.00.050 Rete di Drenaggio - Planimetria Generale" mediante la proposizione di diverse alternative progettuali.

Inoltre, all'interno dell'area di impianto lungo il lato Ovest è presente una vasca di laminazione esistente con altezza rilevata in sito di circa 1,65 m.

Di seguito si riporta la schema dei canali esistenti, la rete di drenaggio in progetto e la vasca di laminazione esistente:

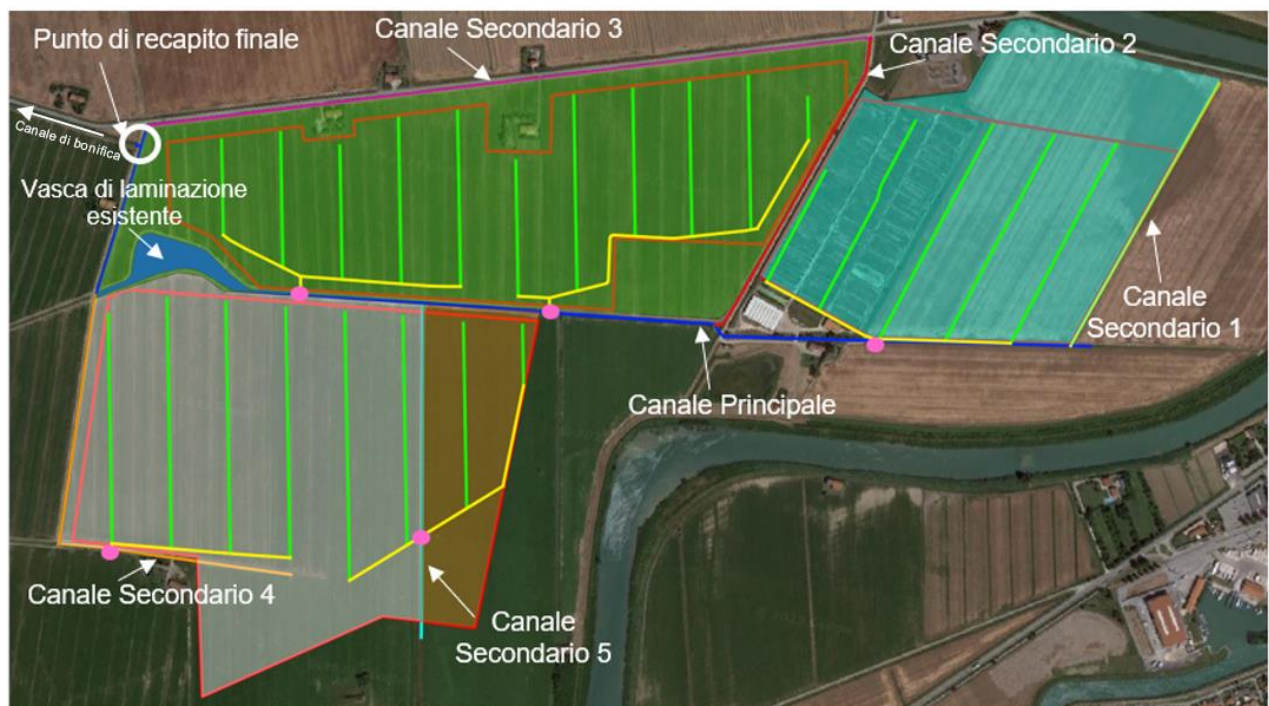


Figura 14 – Schematizzazione del sistema di drenaggio dell'area di impianto in progetto

Come mostrato in Figura 14, è possibile quindi individuare n.4 bacini di drenaggio denominati:

- Bacino 1;
- Bacino 2;
- Bacino 3,
- Bacino 4,

Ogni singolo bacino invia le acque meteoriche ricadenti sulla propria nei canali secondari. Dai canali secondari le acque confluiscono poi nel canale di drenaggio principale (in blu), posto centralmente all'area di impianto, che le allontana verso Nord Ovest verso il punto di recapito finale (cerchio in bianco) verso il canale di Bonifica del Consorzio Veneto Orientale.

In analogia con la nomenclatura utilizzata per i bacini, i canali sono denominati:

- Canale PRINCIPALE (in blu);
- Canale SECONDARIO 1 (in giallo);
- Canale SECONDARIO 2 (in rosso);
- Canale SECONDARIO 3 (in magenta);
- Canale SECONDARIO 4 (in arancione);
- Canale SECONDARIO 5 (in ciano);



Figura 15 – Schematizzazione dei bacini di drenaggio, dei canali secondari e del canale principale.

Data la profondità ridotta rispetto al piano campagna, l'attuale rete di drenaggio interrata interferirà con le attività di posa dei cavidotti interrati, nonché con l'installazione dei tracker e delle transformation unit.

Considerato il numero considerevole di interferenze, non risulta possibile mantenere l'attuale rete, la quale quindi verrà dismessa e sostituita con un nuovo sistema di drenaggi interrati, compatibile con le esigenze sia del fotovoltaico, sia della coltivazione agricola.

Il nuovo sistema di drenaggio interrato permetterà il corretto collettamento delle acque meteoriche all'interno dei canali di drenaggio secondari e sarà tale da non comportare interferenze durante le fasi di realizzazione delle opere. La definitiva conformazione della rete di drenaggio tenderà a evitare l'insorgere di aree di ristagno, agevolando i deflussi verso le linee di impluvio esistenti (canali secondari esistenti).

Per maggiori dettagli circa la nuova rete di drenaggio si faccia riferimento al documento GRE.EEC.R.25.IT.P.15533.00.024_Specifica tecnica per rete di drenaggio.

Esecuzione di opere di contenimento e di sostegno dei terreni

Considerata la natura prevalentemente pianeggiante, 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 2,5 m dal suolo e sarà costituita da una maglia metallica ancorata a pali in acciaio zincato installato al massimo ogni 3,5 m e infisso nella fondazione in calcestruzzo per un minimo di 30 cm, questi ultimi sorretti da fondamenta di dimensioni minime 300x300x400mm per i pali e 400x400x500mm per i controventi/rinforzi. Il calcestruzzo deve essere almeno di classe C16/20 [secondo EN 1992]. 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

Per rendere l'impianto fotovoltaico il più possibile invisibile all'osservatore esterno, sono previste opere di mitigazione dell'impatto visivo costituite da:

- una fascia di mitigazione a verde di larghezza pari a 10 m e altezza pari a circa 9 m costituita da specie arboree ed arbustive, per le sole fasce Sud e Est;
- una fascia di mitigazione a verde di larghezza pari a 10 m e altezza pari a circa 3 m costituita da specie arbustive;
- una fascia di mitigazione a verde di larghezza pari a 5 m e altezza pari a circa 3 m costituita da specie arbustive.

Le specie arboree ed arbustive da utilizzare saranno scelte in fase di progettazione esecutiva.

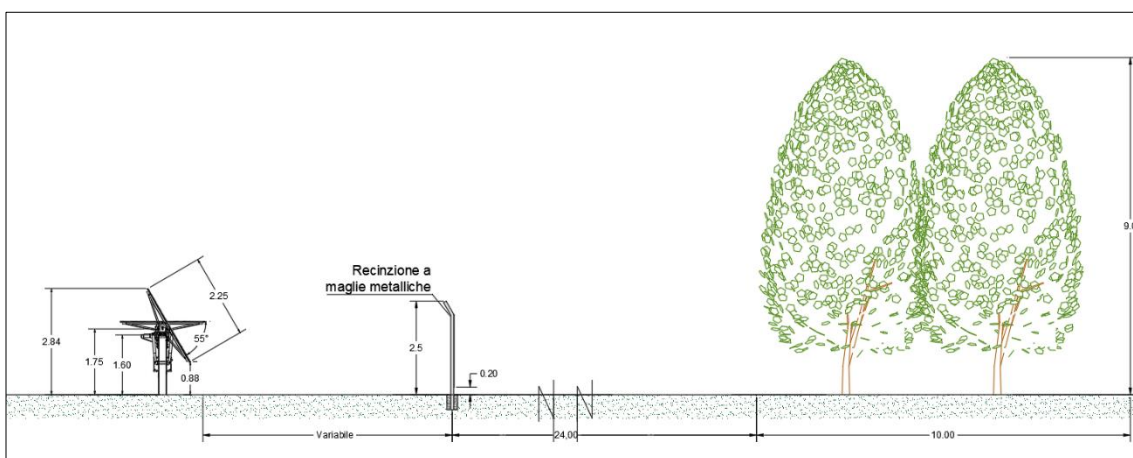


Figura 17 - Schematizzazione della mitigazione a verde – Fascia da 10 metri e altezza 9 metri

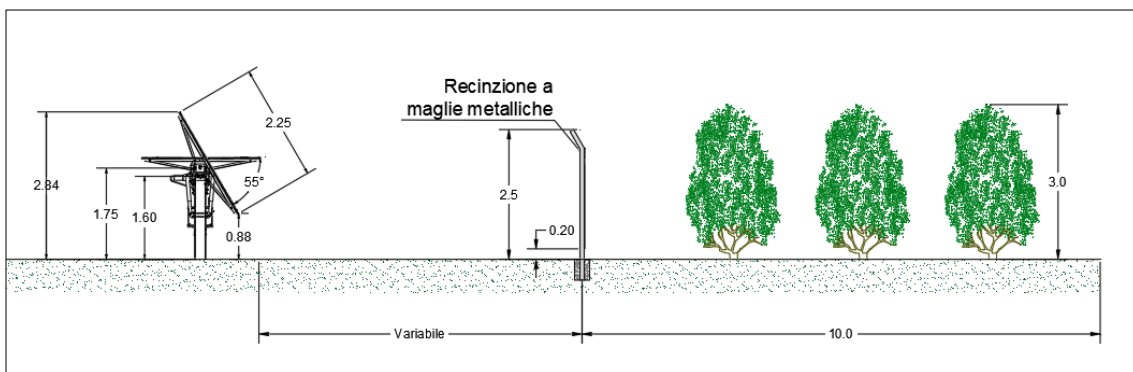


Figura 18 - Schematizzazione della mitigazione a verde – Fascia da 10 metri e altezza 3 metri

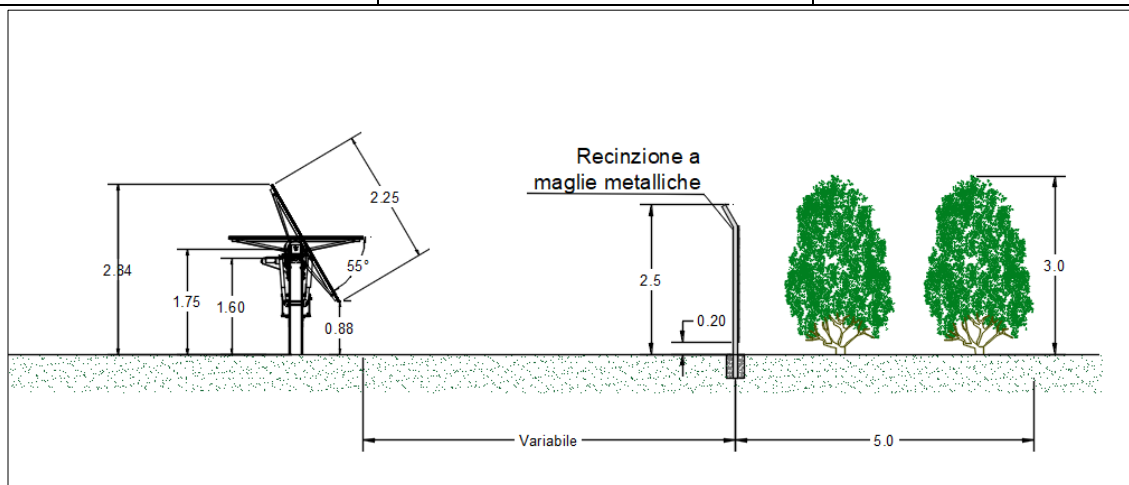


Figura 19 - Schematizzazione della mitigazione a verde – Fascia da 5 metri

Per maggiori dettagli, si rimanda all'elaborato "GRE.EEC.D.26.IT.P.15533.00.065_OPERE DI MITIGAZIONE".

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:

- Fissaggio della struttura mediante palo infisso o palo trivellato;
- 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. Le stringhe fotovoltaiche faranno capo ad uno string inverter.

Il generatore fotovoltaico, nello specifico di questo Impianto di impianti, sarà costituito da n. 91.224 moduli fotovoltaici di tipo bifacciale aventi, singolarmente, potenza pari a 545 Wp.

L'impianto sarà dotato di un'apparecchiatura di monitoraggio della quantità di energia prodotta dall'impianto e delle rispettive ore di funzionamento.

Installazione e posa in opera dell'impianto BESS

La tecnologia di accumulatori (batterie al litio) che si prevede di installare è composta da celle elettrochimiche. Le singole celle sono tra loro elettricamente collegate in serie ed in parallelo per formare moduli di batterie. I moduli, a loro volta, vengono elettricamente collegati in serie ed in parallelo tra loro ed assemblati in appositi armadi in modo tale da conseguire i valori richiesti di potenza, tensione e corrente.

Ogni "assemblato batterie" è gestito, controllato e monitorato, in termini di parametri elettrici e termici, dal proprio sistema Sistema di Controllo Batterie (BMS).

Il sistema di accumulo in progetto sarà composto da sei impianti, aventi ognuno potenza nominale massima di 3.300,00 kW.

Realizzazione / posizionamento opere civili

È previsto il posizionamento di:

Impianto 1

- n. 4 prefabbricati per l'alloggio dei quadri elettrici dei QGBT/MT, dei trasformatori MT/BT di tipo prefabbricato, di dimensioni 6,21 x 3,15 x 2,89 m;
- n. 1 cabina SCADA prefabbricata, di dimensioni 6,058 x 2,438 x 2,896 m circa.

Impianto 2

- n. 4 prefabbricati per l'alloggio dei quadri elettrici dei QGBT/MT, dei trasformatori MT/BT di tipo prefabbricato, di dimensioni 6,21 x 3,15 x 2,89 m;
- n. 1 cabina SCADA prefabbricata, di dimensioni 6,058 x 2,438 x 2,896 m circa.

Impianto 3

- n. 4 prefabbricati per l'alloggio dei quadri elettrici dei QGBT/MT, dei trasformatori MT/BT di tipo prefabbricato, di dimensioni 6,21 x 3,15 x 2,89 m;
- n. 1 cabina SCADA prefabbricata, di dimensioni 6,058 x 2,438 x 2,896 m circa.

Impianto 4

- n. 4 prefabbricati per l'alloggio dei quadri elettrici dei QGBT/MT, dei trasformatori MT/BT di tipo prefabbricato, di dimensioni 6,21 x 3,15 x 2,89 m;
- n. 1 cabina SCADA prefabbricata, di dimensioni 6,058 x 2,438 x 2,896 m circa.

Impianto 5

- n. 4 prefabbricati per l'alloggio dei quadri elettrici dei QGBT/MT, dei trasformatori MT/BT di tipo prefabbricato, di dimensioni 6,21 x 3,15 x 2,89 m;
- n. 1 cabina SCADA prefabbricata, di dimensioni 6,058 x 2,438 x 2,896 m circa.

Impianto 6

- n. 4 prefabbricati per l'alloggio dei quadri elettrici dei QGBT/MT, dei trasformatori MT/BT di tipo prefabbricato, di dimensioni 6,21 x 3,15 x 2,89 m;
- n. 1 cabina SCADA prefabbricata, di dimensioni 6,058 x 2,438 x 2,896 m circa.

Inoltre è previsto il posizionamento di:

- n. 1 Cabina Utente di dimensioni 35 x 3,00 x 2,80 m circa;
- n. 1 cabina di consegna prefabbricata di tipo "DG2061 rev.VII", di dimensioni 19,48 x 2,50 x 2,76 m circa.

Detti edifici saranno di tipo prefabbricato. I container delle cabine di trasformazione saranno posizionati su cordoli in CLS gettato in opera e ad esse ancorate, avranno una destinazione d'uso esclusivamente tecnica e serviranno ad alloggiare i trasformatori MT/bt e i quadri di parallelo in corrente alternata. Saranno inoltre dotate di vasca per la raccolta dell'olio contenuto all'interno dei trasformatori MT/bt, delle dimensioni di 2,5 x 2,5 x 0,95 m, interrata per una profondità di 0,65 m.

Gli ulteriori cabinati elettrici 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 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 i cordoli di fondazione delle Transformation Unit è pari a 0,3 m, inoltre, viene previsto uno scavo della profondità di 0,65 m relativo all'installazione dell'oil trail. Per le cabine Utente, le cabine di Consegna e le cabine SCADA viene previsto uno scavo di profondità pari a 0,6 m.

Relativamente all'impianto BESS, per ogni impianto, è previsto invece il posizionamento di:

- n. 10 container metallici, di dimensioni 12,19 x 2,44 x 2,89 m circa;

Detti edifici saranno di tipo prefabbricato, con struttura del tipo autoportante metallica, per stazionamento all'aperto, costruita in profilati e pannelli coibentati. I container verranno installati su una platea in CLS fuori terra debolmente armata, gettato in opera e ad esse ancorati. Tali locali avranno una destinazione d'uso esclusivamente tecnica e serviranno ad alloggiare batterie, convertitori, quadri elettrici, le apparecchiature a servizio del sistema di telecontrollo e dei servizi ausiliari BESS.

Infine, i n.2 gruppi di conversione MT/BT composti da quadri inverter e relativo trasformatore, con ingombro in pianta di circa 9,00 x 3,00 m verranno posizionati su una platea in CLS fuori terra debolmente armata, gettato in opera e ad esse ancorati.

Per maggiori dettagli si vedano gli elaborati "GRE.EEC.D.24.IT.P.15533.00.057 – Tipologico Transformation Unit", "GRE.EEC.D.25.IT.P.15533.00.058 – Cabina Di Utenza", "GRE.EEC.D.25.IT.P.15533.00.059 – Cabina Scada", "GRE.EEC.D.24.IT.P.15533.00.085 - Cabina Di Impianto Di Rete Per La Connessione", "GRE.EEC.D.25.IT.P.15533.00.054 – Particolare dei cabinati BESS", "GRE.EEC.D.21.IT.P.15533.00.055 – Particolare dei sistemi di accumulo".

Realizzazione dei cavidotti interrati

I cavi di bassa tensione per collegamento tra gli string inverter e le transformation unit verranno posate in trincee profonde 0,8 m, con larghezza variabile 0,28 m o 0,55 m, a seconda che al loro interno vengano rispettivamente alloggiate una terna o due terne di cavidotti in contemporanea. Il tracciato dei cavidotti in bassa tensione verrà dettagliato in fase esecutiva.

Per quanto riguarda i cavi di media tensione dalle Transformation Unit alle Cabine di Utenza si prevede la realizzazione di tre diverse tipologie di trincee profonde 0,9 m ma di larghezza variabile a seconda del numero di cavidotti interrati:

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

Si prevede, inoltre, la realizzazione di altre cinque diverse tipologie di trincee profonde 1,2 m ma con larghezza variabile a seconda del numero di cavidotti interrati:

- Quattro terne nello stesso scavo: trincea larga 0,68 m;

- Cinque terne nello stesso scavo: trincea larga 1,08 m;
- Sei terne nello stesso scavo: trincea larga 1,08 m;
- Sette terne nello stesso scavo: trincea larga 1,48 m;
- Otto terne nello stesso scavo: trincea larga 1,48 m;

La 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.

Si prevede l'inserimento di un'unica cabina di consegna, ubicata sul terreno del produttore, collegata ad uno stallo MT dedicato nella cabina primaria "Caorle" mediante n.6 linee MT in cavo interrato da 240 mmq.

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 240 mmq secondo quanto indicato nella STMG e dalle linee guida per la connessione alla rete elettrica di e-distribuzione.

Il percorso e le lunghezze dei cavidotti sono indicati nelle planimetrie di progetto alle quali si rimanda per ulteriori dettagli.

Opere di demolizione

Non sono previste demolizioni ai fini della realizzazione delle opere in progetto.

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 interrato, potranno essere rimosse, se lo si riterrà opportuno con semplici operazioni di scavo e rinterro.

La Committenza si impegna alla dismissione dell'impianto, allo smaltimento del materiale di risulta dell'impianto e al ripristino dello stato dei luoghi nel rispetto della vocazione propria del territorio.

La produzione di rifiuti che derivano dalle diverse fasi di intervento verrà smaltita attraverso ditte debitamente autorizzate nel rispetto della normativa vigente al momento della dismissione. Per maggiori dettagli sulle fasi operative relative alla dismissione dell'impianto e ai ripristini ambientali sono contenuti nell'elaborato "GRE.EEC.R.25.IT.P.15533.00.020_Piano di dismissione dell'impianto e ripristino dello stato dei luoghi".

7.0 DIMENSIONAMENTO IMPIANTO

Il lotto di impianti è costituito da n.6 impianti denominati “Impianto 1”, “Impianto 2”, “Impianto 3”, “Impianto 4”, “Impianto 5” e “Impianto 6” rispettivamente della potenza di nominale di 8.408,26 kWp, 8.118,32 kWp, 8.118,32 kWp, 8.408,26 kWp, 8.377,74 kWp e 8.286,18 kWp. Complessivamente, il Impianto in progetto avrà una potenza nominale massima di 49.717,08 kWp associato ad un impianto BESS di potenza complessiva di 19,8 MW. Ogni impianto sarà caratterizzato da una potenza di immissione in rete di 9,9 MW dovuta a:

- Produzione fotovoltaica – Potenza AC singoli impianti: 6,6 MW;
- Impianto BESS – Potenza sistema BESS per ogni impianto: 3,3 MW – Capacità di scarica 8 h.

Ciascun impianto sarà della tipologia in “cessione totale” e verrà connesso alla rete di Distribuzione mediante soluzioni di connessioni separate, pur sfruttando la medesima Cabina di Consegna.

Tale cabina di consegna, ubicata sul terreno del produttore, verrà collegata ad uno stallo MT dedicato nella cabina primaria “Caorle” mediante una linea MT composta da 6 terne di cavi interrati in alluminio da 240 mmq.

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.



Figura 20 – Inquadramento su Google Earth dei singoli impianti



Figura 21 – Cabina Primaria “Caorle” 150/20 kV.

Al fine di poter ottenere la potenza richiesta sarà necessario utilizzare 91.224 moduli fotovoltaici di tipo bifacciale aventi, singolarmente, potenza pari a 545 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 545 Wp.

Electrical Characteristics	STC : AM1.5 1000W/m ² 25°C		NOCT : AM1.5 800W/m ² 20°C		1m/s		Test uncertainty for P _{max} : 3%			
	LR5-72HBD-530M		LR5-72HBD-535M		LR5-72HBD-540M		LR5-72HBD-545M		LR5-72HBD-550M	
Module Type	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Maximum Power (P _{max} /W)	530	396.2	535	399.9	540	403.6	545	407.4	550	411.1
Open Circuit Voltage (V _{oc} /V)	49.20	46.26	49.35	46.40	49.50	46.54	49.65	46.68	49.80	46.82
Short Circuit Current (I _{sc} /A)	13.71	11.07	13.78	11.12	13.85	11.17	13.92	11.23	13.99	11.29
Voltage at Maximum Power (V _{mp} /V)	41.35	38.58	41.50	38.72	41.65	38.86	41.80	39.00	41.95	39.14
Current at Maximum Power (I _{mp} /A)	12.82	10.27	12.90	10.33	12.97	10.39	13.04	10.45	13.12	10.51
Module Efficiency(%)	20.7		20.9		21.1		21.3		21.5	

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

Tecnologia Cella fotovoltaiche	Monocristallino
Potenza Massima (STC)	545 Wp
Efficienza Modulo	21,3 %
Tensione alla massima potenza –V _{mp} (STC)	41,80 V
Corrente alla massima potenza – I _{mp} (STC)	13,04 A
Tensione circuito aperto – Voc (STC)	49,65 V
Corrente di corto circuito – I _{sc} (STC)	13,92 A

Le dimensioni fisiche dei moduli fotovoltaici sono indicate nella figura seguente:



Engineering & Construction

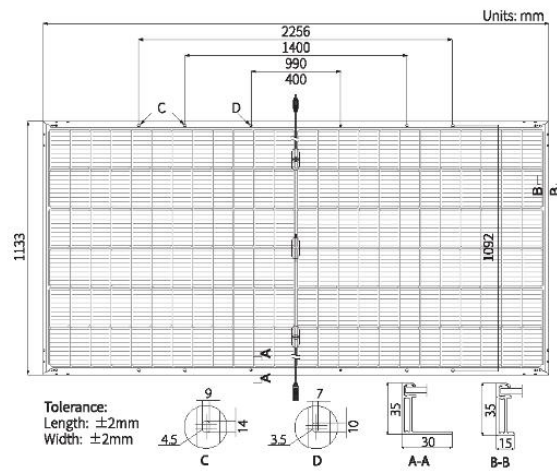
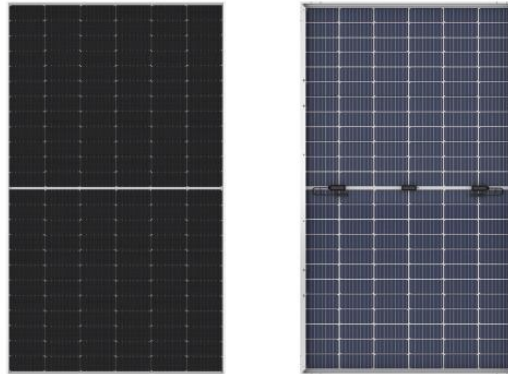


CODICE - CODE

GRE.EEC.R.24.IT.P.15533.00.016.00

PAGINA - PAGE

38 di/of 52



7.2 Inverter di stringa

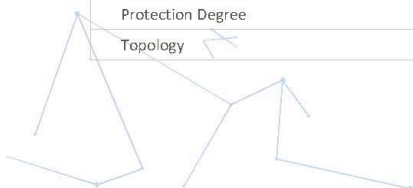
Per consentire la trasformazione da corrente in continua in corrente alternata è necessaria l'installazione di appositi convertitori statici di energia "Inverter". Per il presente progetto è previsto l'impiego di inverter di stringa. Gli inverter scelti hanno le caratteristiche riportate nel seguito.

String Inverter	
Tipologia	Convertitore DC/AC
Potenza nominale attiva in uscita	300 kW
Potenza massima apparente in uscita	330 kW
Numero di MPPTs indipendenti	6
Massima corrente di corto circuito in ingresso per ogni MPPT	65 A
Massima Tensione d'ingresso MPPT	1500 V
Corrente nominale d'uscita	216,6 A
Tensione nominale d'uscita	800 V
Rendimento massimo	99 %
Numero totale di String Inverter Impianto 1	22
Numero totale di String Inverter Impianto 2	22
Numero totale di String Inverter Impianto 3	22
Numero totale di String Inverter Impianto 4	22
Numero totale di String Inverter Impianto 5	22
Numero totale di String Inverter Impianto 6	22

SUN2000-330KTL-H1

Technical Specifications (Preliminary)

Efficiency	
Max. Efficiency	≥99.0%
European Efficiency	≥98.8%
Input	
Max. Input Voltage	1,500 V
Number of MPP Trackers	6
Max. Current per MPPT	65 A
Max. PV Inputs per MPPT	4/5/5/4/5/5
Start Voltage	550 V
MPPT Operating Voltage Range	500 V ~ 1,500 V
Nominal Input Voltage	1,080 V
Output	
Nominal AC Active Power	300,000 W
Max. AC Apparent Power	330,000 VA
Max. AC Active Power (cosφ=1)	330,000 W
Nominal Output Voltage	800 V, 3W + PE
Rated AC Grid Frequency	50 Hz / 60 Hz
Nominal Output Current	216.6 A
Max. Output Current	238.2 A
Adjustable Power Factor Range	0.8 LG ... 0.8 LD
Total Harmonic Distortion	< 1%
Protection	
Smart String-Level Disconnect(SSLD)	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
AC Grounding Fault Protection	Yes
Residual Current Monitoring Unit	Yes
Communication	
Display	LED Indicators, WLAN + APP
USB	Yes
MBUS	Yes
RS485	Yes
General	
Dimensions (W x H x D)	1,048 x 732 x 395 mm
Weight (with mounting plate)	≤108 kg
Operating Temperature Range	-25 °C ~ 60 °C
Cooling Method	Smart Air Cooling
Max. Operating Altitude without Derating	4,000 m (13,123 ft.)
Relative Humidity	0 ~ 100%
AC Connector	Waterproof Connector + OT/DT Terminal
Protection Degree	IP66
Topology	Transformerless



7.3 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.

7.4 Trasformatori bt/MT

Al fine di poter connettere l'impianto fotovoltaico alla rete di distribuzione nazionale, considerata la potenza da installare di 800,00 kW per quanto previsto dalle normative vigenti (CEI 0-16), è necessario innalzare il livello di tensione dai 800 V in uscita dai convertitori statici a 20.000 V. Verranno utilizzati trasformatori bt/MT, della tipologia in olio con le caratteristiche riportate di seguito.

Trasformatore	
Tensione secondaria	800 V
Tensione Primaria	20 kV
Potenza nominale	1000 kV
Numero totale Trasformation Unit Impianto 1	4 (n.2 x 1500 kVA + n.2 1800 kVA)
Numero totale Trasformation Unit Impianto 2	4 (n.2 x 1500 kVA + n.2 1800 kVA)
Numero totale Trasformation Unit Impianto 3	4 (n.2 x 1500 kVA + n.2 1800 kVA)
Numero totale Trasformation Unit Impianto 4	4 (n.2 x 1500 kVA + n.2 1800 kVA)
Numero totale Trasformation Unit Impianto 5	4 (n.2 x 1500 kVA + n.2 1800 kVA)
Numero totale Trasformation Unit Impianto 6	4 (n.2 x 1500 kVA + n.2 1800 kVA)

7.5 Cabinati Elettrici

All'interno dell'area di impianto saranno presenti Transformation Unit al cui interno saranno posizionati i trasformatori con i relativi quadri elettrici.

Le singole Transformation Unit di ogni Impianto sono collegate tra loro in entra-esce tramite un cavidotto MT. 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. Nonostante sia prevista la suddivisione dell'area in 6 impianti, si prevede in totale l'installazione di n.1 cabina utente e di n.1 cabina 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.

7.6 Interfaccia di Rete

Al fine di poter connettere l'impianto fotovoltaico alla rete di distribuzione, verrà installato l'interruttore generale dell'impianto con la relativa 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.

7.7 Contatore Energia Prodotta

L'Energia totale generata dall'impianto verrà conteggiata tramite due contatori di energia attiva di tipo omologato UTF installati nelle due 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.

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



7.8 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	
Lato corrente alternata	
Tratto tra punto di consegna/misura e quadro MT ultima cabina	4 %
Tratto tra trasformatore MT/bt e quadro di parallelo AC (dello String Inverter)	0,10 %
Tratto tra pannello di parallelo AC e output String Inverter	3 %
Totale Caduta di tensione ammessa lato AC	7,10 %
Lato corrente continua	
Tratto tra stringa e string inverter	1,25 %
Totale Caduta di tensione ammessa lato DC	1,25 %

7.9 Protezione contro le Sovracorrenti

7.9.1 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:

- Condotture 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;
- Conduzione 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:

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

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.

Al contrario, per i cavi posati in aria, la portata minima del cavo viene calcolata come:

$$I_z' = I_z \times K_{tot} = I_z \times k_1 \times k_2 \geq I_b$$

Dove:

- I_z = Portata del cavo;
- K_1 = Fattore di correzione da applicare quando la temperatura dell'aria ambiente è diversa da 30° C;
- K_2 = Fattore di correzione per gruppi di più circuiti installati in fascio o in strato;

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.

7.9.2 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.

7.9.3 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 U_L 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:

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

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:

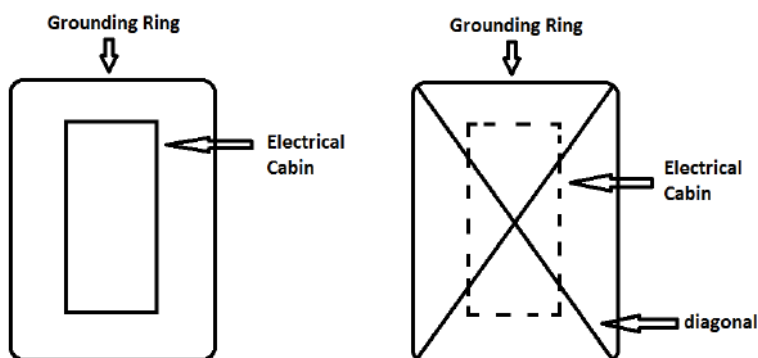
$$U_E = R_E * I_E \leq U_{TP}$$

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;



7.10 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 Impianto 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:

Struttura tracker 1x28

1) Telaio Principale, composto da:

- a. Montante – sezione IPE 240;
- b. Trave principale – sezione 150x150x5;

2) Travi secondarie porta pannelli – sezione 80x40x5.

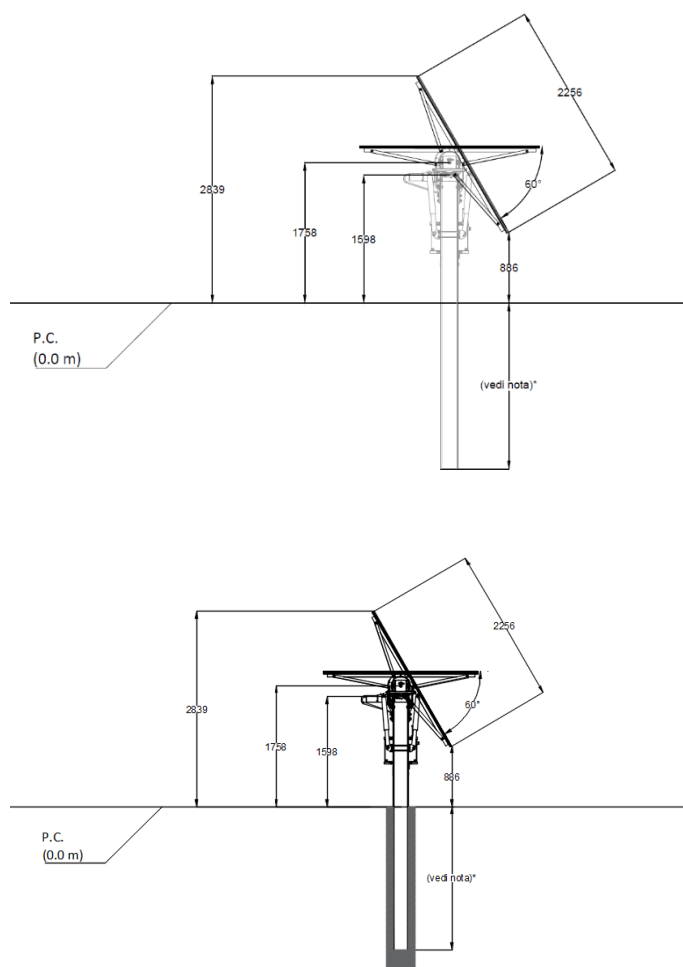


Figura 22: Telaio trasversale Tracker 1x28

1. Palo infisso nel terreno;

2. Installazione mediante realizzazione di preforo e stabilizzazione con calcestruzzo.

Nota* Le dimensioni indicate saranno validate in una fase successiva del progetto in base ai parametri geotecnici del terreno rilevati dalle indagini. I disegni rappresentati su questa tavola sono dei tipici.

A seguito di approfondimenti tecnici in fase di progettazione esecutiva, le sezioni dei profili così come la geometria potranno subire variazioni.

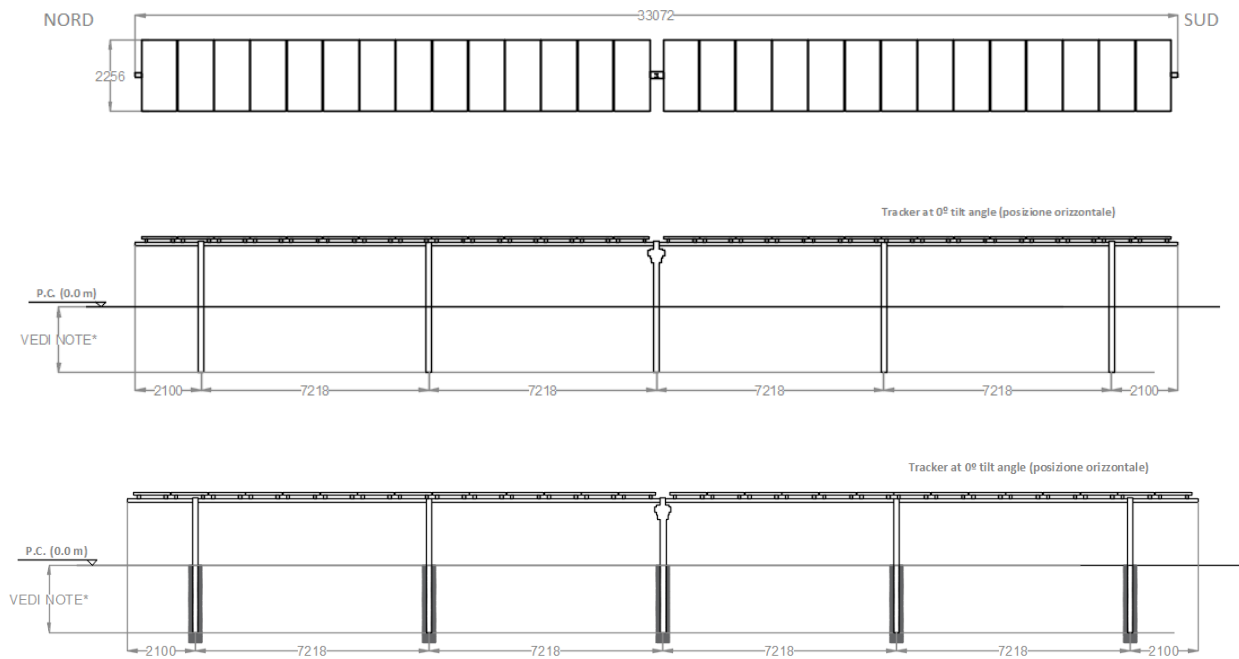


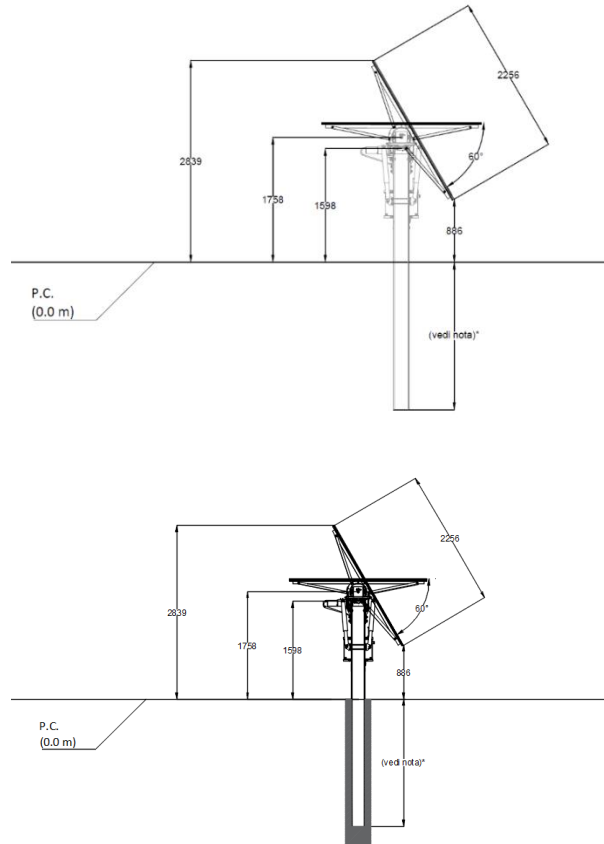
Figura 23: Vista Longitudinale Tracker 1x28

Struttura tracker 1x56

1) Telaio Principale, composto da:

- a. Montante – sezione IPE 240;
- b. Trave principale – sezione 150x150x5;

2) Travi secondarie porta pannelli – sezione 80x40x5.



**Figura 24: Telaio trasversale Tracker 1x56
1. Palo infisso nel terreno;**

2. Installazione mediante realizzazione di preforo e stabilizzazione con calcestruzzo.

Nota* Le dimensioni indicate saranno validate in una fase successiva del progetto in base ai parametri geotecnici del terreno rilevati dalle indagini. I disegni rappresentati su questa tavola sono dei tipici.

A seguito di approfondimenti tecnici in fase di progettazione esecutiva, le sezioni dei profili così come la geometria potranno subire variazioni.

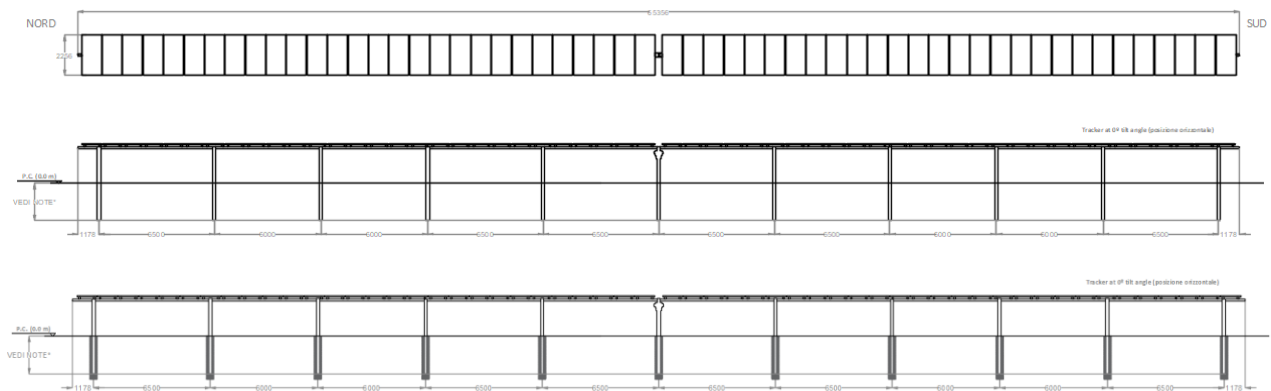


Figura 25: Vista Longitudinale Tracker 1x56

Per maggiori dettagli si rimanda all'elaborato "GRE.EEC.D.25.IT.P.15533.00.060. – Disegni delle strutture di sostegno e delle opere di fondazione".

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.

Il Progettista

Vito Bretti

