

SCALA N.A.	SEDE PROGETTO CAGLIARI		FORMATO A4	
REV.	DATA	REDATTO	VERIFICATO	APPROVATO
00	Ottobre 2023	Ing. S. Matta	Innova Service S.r.l.	DS Italia 14 S.r.l.
DATA Ottobre 2023	TIPO DI EMISSIONE Prima Emissione			
Committente- Sviluppo progetto FV: DS Italia 14 S.r.l. Via del Plebiscito n. 112 – Roma (RM) P.IVA 16380571006 			Studio di progettazione LA SIA S.p.a. Viale L. Schiavonetti, 28600173-ROMA (RM) P.IVA 08207411003 	
PROGETTO <p style="text-align: center;">Progetto Definitivo per la realizzazione di un impianto agrivoltaico denominato “Bonorva-Mores” della potenza di picco di 36.079,50 kWp e potenza di immissione di 29.830,00 kW e delle relative opere di connessione alla RTN nei comuni di Bonorva e Mores (SS)</p>				
TITOLO ELABORATO <p style="text-align: center;">RELAZIONE TECNICA IMPIANTI ELETTRICI</p>				
Coordinamento Progettisti Innova Service S.r.l. Via Santa Margherita, 4 - 09124 Cagliari (CA) P.IVA 03379940921, PEC: innovaserviceca@pec.it				
GRUPPO DI LAVORO per INNOVA SERVICE S.r.l. Giorgio Roberto Porpiglia – Architetto Silvio Matta - Ingegnere Elettrico Aurora Melis – Geometra Antonio Dedoni – Ingegnere Idraulico Marta Camba - Geologo			per La SIA S.p.A. Riccardo Sacconi – Ingegnere Civile Stefano Cherchi - Archeologo Franco Milito - Agronomo Francesco Paolo Pinchera - Biologo Rita Bosi – Dottore Agronomo	
NOME ELABORATO REL_TC_EL			REV 00	

SOMMARIO

1)	PREMESSA	5
2)	UBICAZIONE DELL'IMPIANTO	6
	INQUADRAMENTO TERRITORIALE	6
	INQUADRAMENTO CATASTALE	7
3)	DESCRIZIONE GENERALE DELL'IMPIANTO	8
4)	IMPIANTO DI CONNESSIONE ALLA RTN:	9
5)	IMPIANTO FOTOVOLTAICO:	10
	CARATTERISTICHE PROGETTUALI	10
	COMPONENTI PRINCIPALI DELL'IMPIANTO	14
	MODULI FOTOVOLTAICI	14
	STRUTTURE DI SOSTEGNO PER I PANNELLI FV (VELE)	15
	SISTEMA DI CONVERSIONE DC/AC (INVERTER)	16
	TRASFORMATORI DI POTENZA	16
	CABINE DI RACCOLTA DI AREA	17
	CABINA DI RACCOLTA GENERALE	17
	SISTEMI DI MISURA	19
	QUADRI ELETTRICI IN BT	19
	QUADRI ELETTRICI IN AT	19
	CAVI IN CORRENTE ALTERNATA – AT	19
	CAVI IN CORRENTE ALTERNATA – BT	20
	CAVI IN CORRENTE CONTINUA – BT	21
	CAVIDOTTI	21
	DISPOSITIVI DI PROTEZIONE	23
	DISPOSITIVO GENERALE [DG]	23
	DISPOSITIVO DI INTERFACCIA [DDI]	24
	DISPOSITIVI DEI GENERATORI [DDG]	24
	CONTRIBUTO ALLA CORRENTE DI CORTO CIRCUITO	24
	SERVIZI AUSILIARI	25
	IMPIANTO DI CONTROLLO E SUPERVISIONE	25
6)	SICUREZZA DELL'IMPIANTO	25

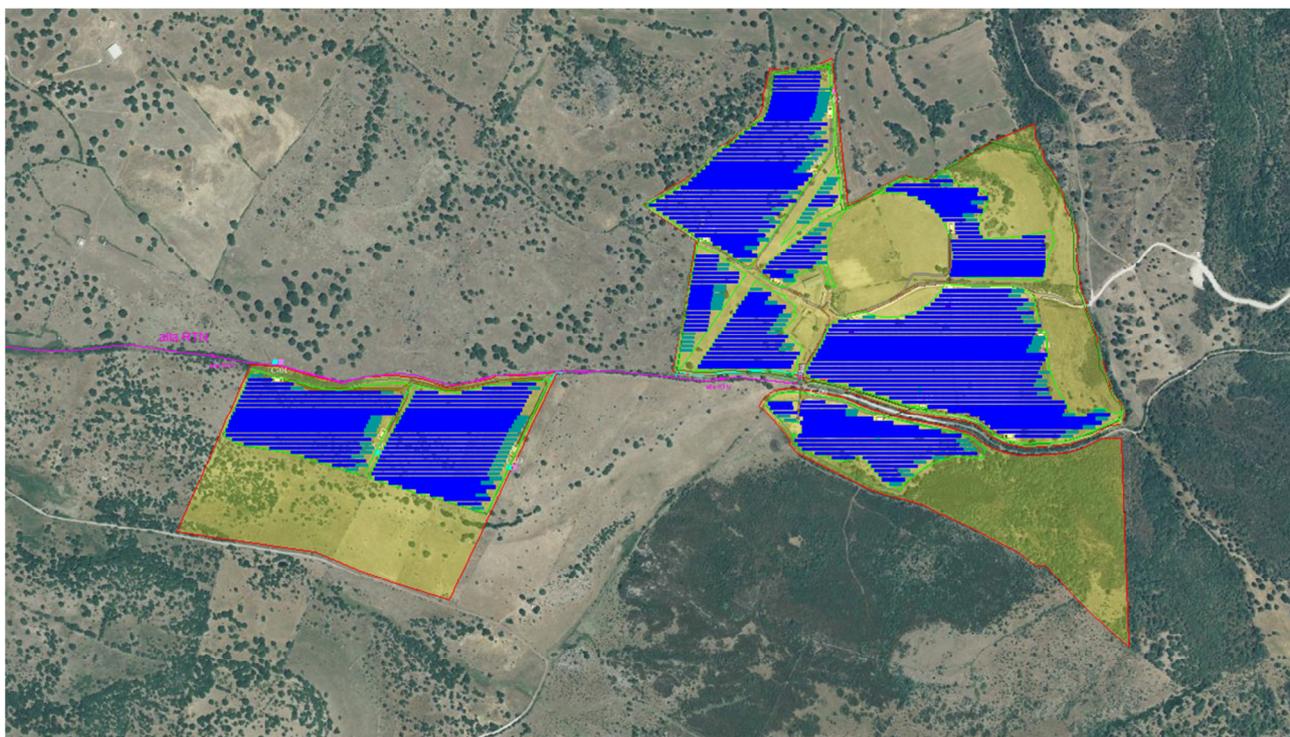
SICUREZZA ELETTRICA	26
PROTEZIONE DA SOVRACORRENTI SUL LATO CC	26
PROTEZIONE DAI CONTATTI DIRETTI LATO CC	26
PROTEZIONE DAI SOVRACORRENTI SUL LATO CA	26
PROTEZIONE DAI CONTATTI ACCIDENTALI SUL LATO CA	26
RETE DI TERRA	27
MISURE DI PROTEZIONE CONTRO GLI EFFETTI DELLE SCARICHE ATMOSFERICHE	27
PREVENZIONE INCENDI	28
PROTEZIONE DALLE FULMINAZIONI	28
IMPIANTO DI ILLUMINAZIONE E DI VIDEOSORVEGLIANZA	28
7) IRRAGGIAMENTO SOLARE E STIMA DI PRODUCIBILITA'	30
8) DIMENSIONAMENTI	33
9) COLLAUDO, GESTIONE E MANUTENZIONE DELL'IMPIANTO	33
10) ASPETTI REALIZZATIVI - CRONOPROGRAMMA	34
11) DISMISSIONE IMPIANTO	34
12) NORMATIVA DI RIFERIMENTO	35

1) PREMESSA

Il presente documento costituisce la Relazione Tecnico-descrittiva per gli IMPIANTI ELETTRICI del Progetto Definitivo per la realizzazione di un impianto **Fotovoltaico Agrivoltaico**, con potenza complessiva installata di **36'079.50 kWp**, potenza nominale di **31'600.00 kW**, potenza in Immissione su RTN pari a **29'830 kW**, che sarà ubicato in località "Ipaduleddas", "Monte Ulumu" e "Chentu Anzones", nel territorio dei Comuni di BONORVA (SS) e di MORES (SS), ai fini della verifica del rispetto dei limiti della legge n.36/2001 e dei relativi Decreti attuativi.

L'impianto fotovoltaico è a tutti gli effetti una centrale per la produzione di energia elettrica in cui, con strutture fisse (Vele) su cui saranno montati i pannelli fotovoltaici, **non vi sono parti in movimento** e **non vi è necessità alcuna di approvvigionare l'impianto con materie prime** da trasformare in energia elettrica in quanto la stessa viene prodotta sfruttando la fonte inesauribile di energia che quotidianamente viene irradiata dal sole. Questo fa sì che l'impianto abbia un impatto davvero minimo sull'ambiente in cui verrà installato, e permette inoltre, in questo caso e per questa tipologia, la coesistenza dello stesso con alcune attività di produzione agricola.

L'impianto sarà esercito in parallelo alla rete elettrica di distribuzione (RTN) in Alta Tensione di TERNA, poiché ad essa verrà collegato tramite apposito cavidotto, e l'energia prodotta sarà immessa in rete nel rispetto delle condizioni per la connessione definite nella soluzione tecnica minima generale (preventivo STMG).



2) UBICAZIONE DELL'IMPIANTO

INQUADRAMENTO TERRITORIALE

La posizione individuata per la realizzazione dell'impianto fotovoltaico agrivoltaico in oggetto ricade presso una vasta area agricola nei pressi del Comune di BONORVA (SS), in località "Ipaduleddas", "Monte Ulumu" e "Chentu Anzones", non distante dal centro abitato (circa 2,5 km); l'area dell'impianto ricopre una superficie complessiva di circa 604'908 metri quadrati, di cui una quota parte viene utilizzata anche per il posizionamento dei pannelli fotovoltaici e relative opere funzionali all'impianto di produzione dell'energia elettrica, e presenta le seguenti caratteristiche di identificazione geografica e tecniche:

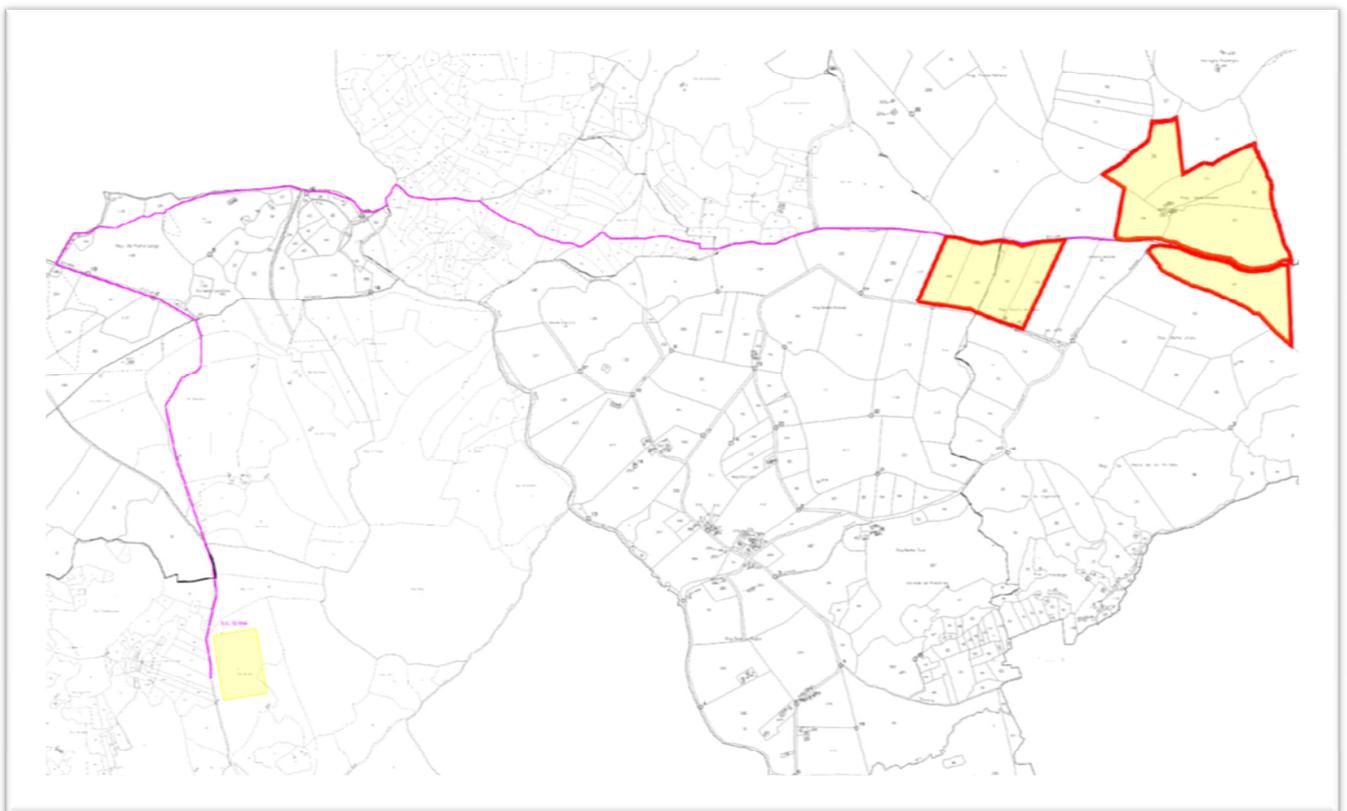
COORDINATE GEOGRAFICHE DEL SITO	
Latitudine (N):	40.4890638
Longitudine (E):	8.8808584
Quota s.l.m. (m):	475



CARATTERISTICHE PRINCIPALI DELL'IMPIANTO:	VALORE:	U.M.
Potenza complessiva installata:	36'079.50	kWp
Potenza in uscita dagli inverter (ac):	31'600.00	kW
Potenza in immissione alla RTN:	29'830.00	kW
Singolo pannello FV	670	Wp
Numero di pannelli FV installati:	53'850	
Numero di pannelli FV per stringa:	30	
Numero di Inverter utilizzati:	158	
Tipo/Potenza degli inverter utilizzati:	200, 0	kW
Tipologie di strutture utilizzate:	Fisse, 2x30P, 2x15P, 2x0P, 2x0P	
Distanza di Pitch:	7.5	m
Numero di Cabine di Raccolta interne:	14	
Numero di linee in AT interne:	4	
Sistema di Accumulo – Potenza:	0	kW
Sistema di Accumulo – Energia:	0	kWh
Tensione in uscita dagli inverter:	800	V
Tensione in uscita dalla Cabina di Consegna	36	V
Corrente in uscita dalla Cabina di Consegna	533.46	A
Lunghezza della linea di connessione stimata:	7'450	m

INQUADRAMENTO CATASTALE

L'area interessata dall'intervento è situata nella zona a sud del centro abitato di BONORVA (SS), su un insieme di terreni adiacenti e appartenenti ai fogli del Catasto Terreni del Comune di BONORVA (SS) e del Comune di MORES (SS), come meglio illustrato anche nella relativa tavola di "Inquadramento Catastale – Piano Particellare" allegata al presente progetto. L'insieme dei terreni coinvolti va a delineare il perimetro dell'impianto fotovoltaico, così come qui sotto rappresentato.



3) DESCRIZIONE GENERALE DELL'IMPIANTO

L'impianto Fotovoltaico in progetto si compone di 3 parti principali, tra loro interconnesse elettricamente, ciascuna delle quali assolve a un compito ben specifico ed essenziale per il funzionamento complessivo dell'impianto, e ciascuna ha le sue specifiche caratteristiche:

- IMPIANTO FOTOVOLTAICO (PANNELLI E CATENA DI TRASFORMAZIONE dc -> ac)
- IMPIANTO DI CONNESSIONE ALLA RTN (LINEA IN AT)

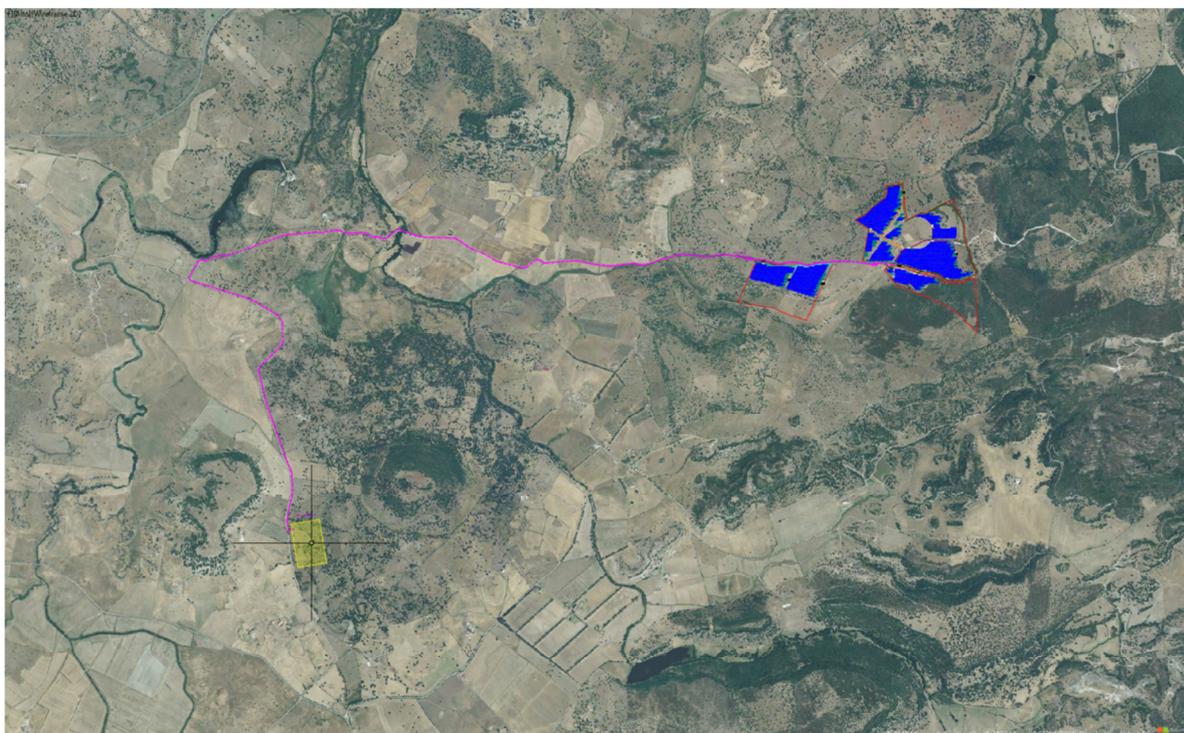
Andremo ora ad illustrare, in ordine inverso, ciascuna di queste sezioni.

4) IMPIANTO DI CONNESSIONE ALLA RTN:

L'energia elettrica prodotta dai pannelli FV viene veicolata e convogliata alla RTN tramite apposita linea di connessione in AT, capace di **veicolare una potenza complessiva di 29'830 kW** ad una tensione di 36 kV.

La distanza stimata per il percorso di connessione, e dunque per il nuovo cavidotto di collegamento, è di circa 7'450 metri.

In base alla STMG ricevuta e accettata (codice Terna: 202200330), il nuovo impianto fotovoltaico **“verrà collegato in antenna a 36 kV sulla sezione a 36 kV di una nuova stazione elettrica della RTN a 220/36 kV da inserire in entra – esce alla linea 220 kV “Codrongianos – Ottana”**, al fine di poter riversare l'energia elettrica prodotta nella RTN di TERNA.



Per ulteriori dettagli relativi all'esatto percorso dell'elettrodotto e alle relative caratteristiche tecniche specifiche si rimanda ai rispettivi elaborati di progetto.

Per quanto appena illustrato, il livello di tensione previsto in uscita dall'impianto fotovoltaico, così come il livello di tensione previsto per la nuova linea interrata per la connessione alla RTN è pari a 36 kV.

Nello schema unifilare dell'impianto fotovoltaico, per la sezione in AT, sono stati indicati tutti i dispositivi necessari -secondo quanto indicato dall'allegato A.02 del codice di rete - che sono stati previsti nella presente ipotesi di connessione iniziando da quelli che, dentro la Cabina di Raccolta Generale, ricevono le linee a 36 kV (AT) dalle diverse Cabine di Raccolta di Area, fino all'interruttore generale dell'impianto fv (e relativa protezione di interfaccia).

5) IMPIANTO FOTOVOLTAICO:

L'impianto Fotovoltaico del presente progetto è di tipo "grid-connected", con una potenza dei pannelli fotovoltaici installati pari a **36'079.50 kW_p**, una potenza in immissione alla RTN (P.O.I.) pari a a **29'830kW**, una producibilità di energia elettrica stimata in **50'884'012 kWh/anno** (vedi capitolo relativo alla producibilità) con una producibilità specifica di **1'410.33 kWh/KW_p**.

CARATTERISTICHE PROGETTUALI

Il presente progetto prevede la costruzione e l'esercizio di un impianto fotovoltaico a terra con pannelli FV posizionati su Struttura Fissa, con formazione 2P, con azimuth = 0°, Tilt= 23°, distanza tra le carpenterie pari a 0.5 m, e distanza tra le file (Pitch) pari a 7.5 m.

L'impianto prevede l'utilizzo di pannelli fotovoltaici monocristallini con potenza di **670 Wp**, di tipo bifacciale (*VERTEX-TSM-DEG21C.20 - 670 Wp HJT Bifacial - 132 cells*), collegati elettricamente in stringhe da 30 pannelli, che meccanicamente saranno alloggiati in strutture fisse (Vele), con angolo di inclinazione di 23°, e utilizzate in due formati:

- Vela 2x30 P, configurato per movimentare ciascuno n° 60 moduli fotovoltaici (2 stringhe);
- Vela 2x15 P, configurato per movimentare ciascuno n° 30 moduli fotovoltaici (1 stringa);

Complessivamente saranno posizionati e connessi elettricamente **53'850 pannelli fotovoltaici** a formare 1'795 stringhe di 30 pannelli ciascuna, la cui energia sarà convertita dalla forma "continua" a quella "alternata" mediante 158 inverter trifase tipo HUAWEI-SUN2000-215KTL-H3 da 200 kVA, dislocati all'aperto in apposita struttura di supporto e posizionati in maniera baricentrica rispetto alle aree da essi servite.

Un numero elevato di pannelli in serie ha il vantaggio di elevare la tensione di stringa e ridurre, di conseguenza, sia la corrente di stringa che le perdite sui relativi cavi in corrente continua.

L'impianto è internamente suddiviso in 14 aree, contenenti ciascuna la propria "Cabina di Raccolta di Area" (o Cabina di Campo) con al suo interno di un trafo da **2.60 MVA** (Cabina Tipo I) o da **2.00 MVA** (Cabina Tipo II e Tipo III) che raccoglierà l'energia prodotta dagli inverter della relativa area, e ne eleverà la tensione a 36 kV.

La potenza complessiva installata a terra risulta pari a 36'079.50 kWp, la potenza nominale in uscita dagli inverter è di 31'600.00 kW e la potenza in Immissione (a fine linea) su RTN è pari a 29'830 kW.

Date le notevoli dimensioni e la particolare conformazione dell'impianto, esso è stato elettricamente suddiviso in 14 aree, contenenti ciascuna una Cabina di Raccolta di Area (Power Station) e tra loro interconnesse tramite linee interrato con cavidotto in AT a 36 kV per il trasporto dell'energia verso la Cabina di Raccolta Generale, ubicata a nord dell'impianto.

Sono previste 4 linee dorsali in AT a 36 kV, su cavidotto interrato, per il collegamento delle 14 Power Station tra loro e verso la Cabina di Raccolta Generale (C00).

Le stringhe saranno a loro volta connesse elettricamente agli ingressi degli inverter tramite cavi solari, appositi per corrente continua e per queste particolari installazioni all'aperto e ad esposizione diretta/indiretta dei raggi UV. I collegamenti elettrici da ciascuna stringa al relativo inverter saranno posati su apposita canaletta a rete metallica, fissata alla struttura stessa in posizione appena sotto le strutture di supporto ai pannelli fv (vele), così da essere anche protetta dall'irraggiamento diretto. In alcuni tratti tuttavia, in cui si passa da una fila di pannelli a quella successiva, i cavi andranno a passare su cavidotto interrato.

Gli inverter saranno disposti all'aperto, in posizione tale da ottimizzarne i collegamenti delle stringhe che vanno a raccogliere e dunque per quanto possibile saranno baricentrici rispetto alle aree servite.

A loro volta gli inverter saranno collegati al relativo quadro di raccolta BT, contenuto all'interno della Cabina di Raccolta di Area, tramite linee trifase (linea trifase pura) ad 800 V / 50 Hz che passeranno all'interno di cavidotti interrati, con profondità di posa di almeno 80 cm dal livello del suolo, secondo quanto indicato nelle relative tavole di progetto.

Le 14 "macro aree" in cui è stato suddiviso l'impianto sono "servite" ciascuna da una **Cabina di Raccolta di Area** di tipo compatto (Smart Transformer Station), prefabbricata e pre-assemblata, che al suo interno contiene tutti i dispositivi di sezionamento e protezione delle linee che gli arrivano dagli inverter di campo, i sistemi di controllo accessori e un trasformatore elevatore di tipo BT/AT da 0.8/36 kV necessario per adeguare i parametri di tensione e corrente in arrivo dagli inverter a valori più adatti per trasmettere su lunghe distanze la grande quantità di energia raccolta.

La posizione di ciascuna cabina viene scelta, in analogia a quanto già detto per gli inverter di campo, in modo tale che risulti quanto più possibile baricentrica rispetto alle potenze elettriche da essa raccolte.

Infine le Cabine di Raccolta di Area saranno collegate tra loro tramite delle linee elettriche in AT a 36 kV, passanti su cavidotto interrato (dorsali interne all'impianto fv), e sono state raggruppate in modo da ottimizzare le potenze raccolte da ciascuna linea.

Queste linee arriveranno alla **Cabina di Raccolta Generale** dell'impianto, nella quale saranno presenti i dispositivi di controllo e sezionamento generale dell'intero impianto fotovoltaico e dalla quale avrà origine la linea elettrica di connessione dell'impianto stesso alla RTN di TERNA.

La struttura dell'impianto fotovoltaico può essere riassunta dalla seguente tabella:

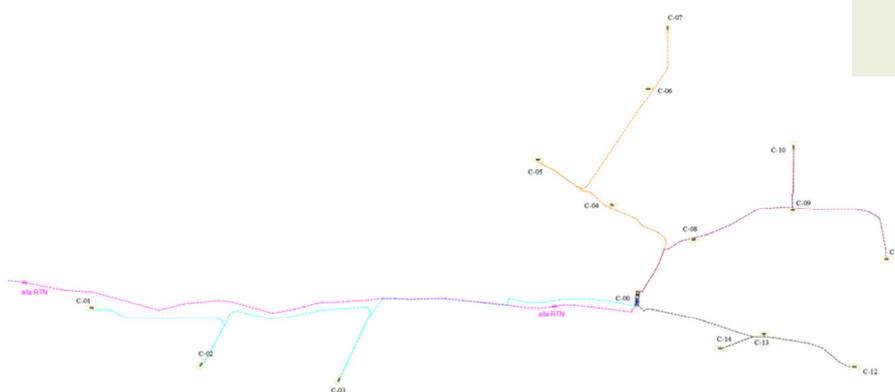
(1) LAYOUT IMPIANTO FV



(2) AREE ELETTRICHE



(3) LINEE ELETTRICHE IN AT
(4) UBICAZIONE CABINE



COMPONENTI PRINCIPALI DELL'IMPIANTO

Segue la descrizione dei componenti principali dell'impianto e le loro caratteristiche tecniche e progettuali. Occorre tuttavia considerare che, dato il rapido evolversi della tecnologia e delle soluzioni commerciali in questo particolare settore, e dato il tempo relativamente lungo che potrebbe intercorrere tra il momento in cui viene redatto il presente progetto ed il momento in cui, ad autorizzazioni ottenute, saranno studiati e realizzati i progetti esecutivi, in questi ultimi potrebbero essere indicati componenti con caratteristiche differenti rispetto a quanto indicato nel presente progetto. Questa eventualità dovrà sempre rispondere a criteri di "miglioria tecnologica" ed "economicamente più vantaggiosa" senza tuttavia mai superare i limiti vincolanti del progetto quali la potenza elettrica da immettere in rete (POI), il cui valore è stato autorizzato da TERNA, la superficie occupabile dai moduli fotovoltaici, etc. Tali limiti vincolanti per l'attuale progetto, saranno da considerare sempre limiti invalicabili per ovvi motivi legati alle autorizzazioni ottenute.

Moduli fotovoltaici

E' previsto l'utilizzo di un pannello fotovoltaico di ultima generazione e con elevata efficienza (21.9%), tipo Goldi Solar-HELO C Plus - G12 -710 Wp 132-cell Bifacial HJT Half Cell Solar Module, monocristallino, bifacciale, con una potenza di picco pari a **670 Wp** e con dimensioni di ingombro massime di 2384 x 1303 x 35 mm, telaio in alluminio e peso di circa 37.8 kg cadauno.

Il pannello è IP66 ed è dotato di vetro temperato da 2 mm con rivestimento antiriflesso.

Dal punto di vista elettrico il pannello fv genera una tensione $V_{mp} = 38.50 V_{dc}$ e una corrente $I_{mp}=17.43 A$ in condizioni STC, e una tensione massima tollerata pari a 1'500 V

Di seguito la scheda del pannello con i principali dati tecnici:



670W
MAXIMUM POWER OUTPUT

0~+5W
POSITIVE POWER TOLERANCE

21.6%
MAXIMUM EFFICIENCY

High customer value

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

High power up to 670W

- Up to 21.6% module efficiency with high density interconnect technology
- Multi-busbar technology for better light trapping effect, lower series resistance and improved current collection

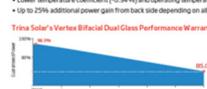
High reliability

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

High energy yield

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

Trina Solar's Vertex Bifacial Dual Glass Performance Warranty



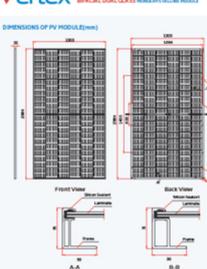
Comprehensive Products and System Certificates

- ISO 9001:2015 Quality Management System
- ISO 14001:2015 Environmental Management System
- ISO 45001:2018 Occupational Health and Safety Management System

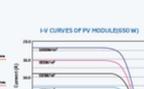
TrinaSolar

Vertex BIFACIAL DUAL GLASS MONOCRYSTALLINE MODULE

DIMENSIONS OF PV MODULE(mm)



I-V CURVES OF PV MODULE(500W)



P-V CURVES OF PV MODULE(500W)



ELECTRICAL DATA (STC)

Max Power (P _{mp}) [W]	670	640	610	580	550	520
Max Power (P _{mp}) [%]	21.6	21.2	20.8	20.4	20.0	19.6
Max Power (P _{mp}) [W/m ²]	271	272	273	274	275	276
Open Circuit Voltage (V _{oc}) [V]	45.8	45.2	44.6	44.0	43.4	42.8
Short Circuit Current (I _{sc}) [A]	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0
Open Circuit Voltage (V _{oc}) [V]	28.4	28.4	28.4	28.4	28.4	28.4
Short Circuit Current (I _{sc}) [A]	17.4	17.4	17.4	17.4	17.4	17.4

MECHANICAL DATA

Module Weight [kg]	37.8
Module Height [mm]	35
Module Depth [mm]	1303
Module Length [mm]	2384
Module Area [m ²]	2.50
Module Weight [kg/m ²]	15.1
Module Height [mm]	35
Module Depth [mm]	1303
Module Length [mm]	2384
Module Area [m ²]	2.50
Module Weight [kg/m ²]	15.1

TEMPERATURE COEFFICIENTS

Temperature Coefficient of P _{mp} [%/°C]	-0.34
Temperature Coefficient of V _{oc} [%/°C]	-0.28
Temperature Coefficient of I _{sc} [%/°C]	0.05

ENVIRONMENTAL PERFORMANCE

Operating Temperature Range [°C]	-40 ~ +85
Storage Temperature Range [°C]	-40 ~ +125
Temperature Coefficient of P _{mp} [%/°C]	-0.34
Temperature Coefficient of V _{oc} [%/°C]	-0.28
Temperature Coefficient of I _{sc} [%/°C]	0.05

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

© 2023 Trina Solar Co., Ltd. All rights reserved. Specifications included in this document are subject to change without notice. www.trina.com

Strutture di sostegno per i pannelli FV (Vele)

I pannelli fotovoltaici dell'impianto saranno montati su strutture di tipo fisso chiamate anche "Vele", che permettono di sostenere i pannelli fotovoltaici in una posizione ad angolo fisso rispetto all'orizzonte.



Le vele sono composte esclusivamente da parti fisse, e sono ancorate al terreno mediante infissione di pali verticali (o altre soluzioni staticamente valide e adeguate al contesto e al terreno in cui dovranno essere ubicate); su di esse sono posizionati i pannelli fotovoltaici.

La struttura mobile viene orientata a sud, ed inclinata di un angolo di 23° per ottimizzare la quantità di energia annua che sarà captata dai pannelli su di essa montati.

All'interno dell'impianto si prevede di utilizzare 53'850 pannelli fotovoltaici da 670 Wp che saranno alloggiati su 971 sulle seguenti strutture:

Struttura Media	(2x15)	147	2'954'700
Struttura Grande	(2x30)	824	33'124'800
Strutture Totali:		971	36'079'500

Per il posizionamento delle strutture (Vele) si procederà ad attuare l'infissione dei pali nel terreno con metodologia che dipende dal tipo e dalla consistenza del terreno che si riscontra nelle diverse aree dell'impianto. Infatti, nei casi in cui il terreno sia relativamente morbido i pali potranno essere posizionati ed infissi con una macchina "battipalo" che provvederà ad affondare i pali verticali alla giusta profondità di infissione.

Invece, nelle aree in cui la consistenza del terreno e/o la presenza di rocce (o anche di pietrame o similari) dovesse rendere inefficace tale procedura, si dovranno necessariamente realizzare delle "pre-forature" sul terreno tramite apposito macchinario.



Una volta posizionati i pali di supporto, verrà poi eseguito il loro corretto allineamento e si potrà procedere al montaggio delle parti fisse di cornice, e successivamente al montaggio e collegamento dei pannelli fotovoltaici da essi movimentati.

Sistema di conversione dc/ac (Inverter)

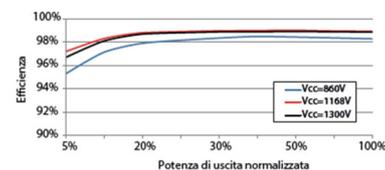
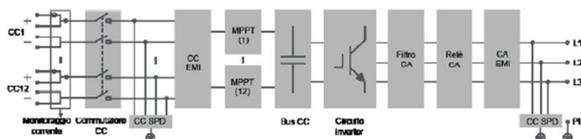
Saranno utilizzati complessivamente 158 Inverter con una potenza nominale di 200 kW alla tensione di 800 V ac su linea trifase, posizionati all'esterno delle cabine di Area in posizione baricentrica rispetto ai carichi elettrici che andranno a raccogliere..



Il dispositivo scelto possiede diversi circuiti MPPT per le linee in ingresso, con possibile parallelo di stringhe, con tensioni in ingresso fino a 1'500 Vdc e con una tensione in uscita ad 800 V ac trifase / 50 Hz, ed è dotato di sistemi di protezione (anti isola, sovracorrenti in ingresso e uscita, inversione della polarità in ingresso, controlli su guasto delle stringhe in ingresso, blocco di emergenza lato DC e lato AC, controllore dell'isolamento sui circuiti DC, etc), diagnosi e controllo remoto.

L'efficienza di conversione del dispositivo è indicata > del 99% (Efficienza Europea > 98.6%).

L'efficienza di conversione del dispositivo è indicata > del 99% (Efficienza Europea > 98.6%). Di seguito sono riportati i diagrammi circuitali dell'inverter e la curva di efficienza, ricavate dalle relative schede tecniche.



Trasformatori di potenza

Il trasformatore elevatore BT/AT necessario per innalzare la tensione in uscita dagli inverter potrà essere sia di tipo "a secco" in resina (privo di olio), sia di tipo con isolamento in olio, ad alta efficienza e ridotta manutenzione; nell'impianto saranno utilizzati trasformatori da 2'600 kVA e da 2'000 kVA, di tipo Dyn11 0.8/36 kV /50 Hz -3f e del peso di circa 4/8 tonnellate. Il trasformatore sarà alloggiato in apposito locale segregato ed adeguatamente aerato all'interno di ciascuna delle Cabine di Raccolta di Area previste per l'impianto fotovoltaico.

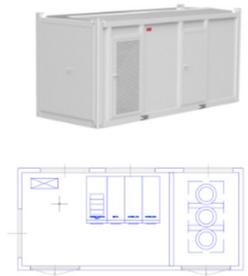


Elettricamente il trafo sarà protetto da apposito interruttore automatico in AT ubicato a ridosso del trafo stesso e sempre all'interno della cabina di Area relativa, e sarà equipaggiato almeno con le seguenti protezioni: Massima corrente (relè 51S1 AT, 51S2 AT), Allarme/scatto Bucholz, Allarme scatto massima

temperatura, Allarme minimo livello olio (se in olio). Svolge funzione di protezione anche l'interruttore automatico mt in BT a monte del trafo stesso, posizionato all'interno del quadro di raccolta, che potrà essere coordinato con l'interruttore AT a valle del trafo per garantire una migliore protezione.

Cabine di Raccolta di Area

La cabina di Area sarà una cabina di tipo prefabbricato, compatto (dimensioni tipiche di 6'058x2'896x2'438 h mm), e sarà posizionata su adeguato basamento di sostegno a terra; al suo interno saranno installati il trasformatore BT/AT, i dispositivi di sezionamento e protezione delle linee AT a 36 kV in ingresso e in uscita dalla cabina, il quadro di raccolta (BT) delle linee elettriche in arrivo dagli inverter di campo, il dispositivo di misura dell'energia prodotta, il quadro dei servizi ausiliari alimentato dal relativo trafo Aux, le apparecchiature di telecontrollo e monitoraggio e quant'altro necessario per il suo corretto funzionamento (sistemi di allarme, etc.).



Cabina di Raccolta Generale

La cabina di raccolta è stata ipotizzata ubicata a bordo lotto (intendendo per lotto l'intera superficie dell'impianto fv), dimensioni: 20'300x4'000x2'760h mm, in posizione facilmente accessibile anche dai mezzi, nella parte a nord dell'impianto fotovoltaico in prossimità di una strada pubblica.

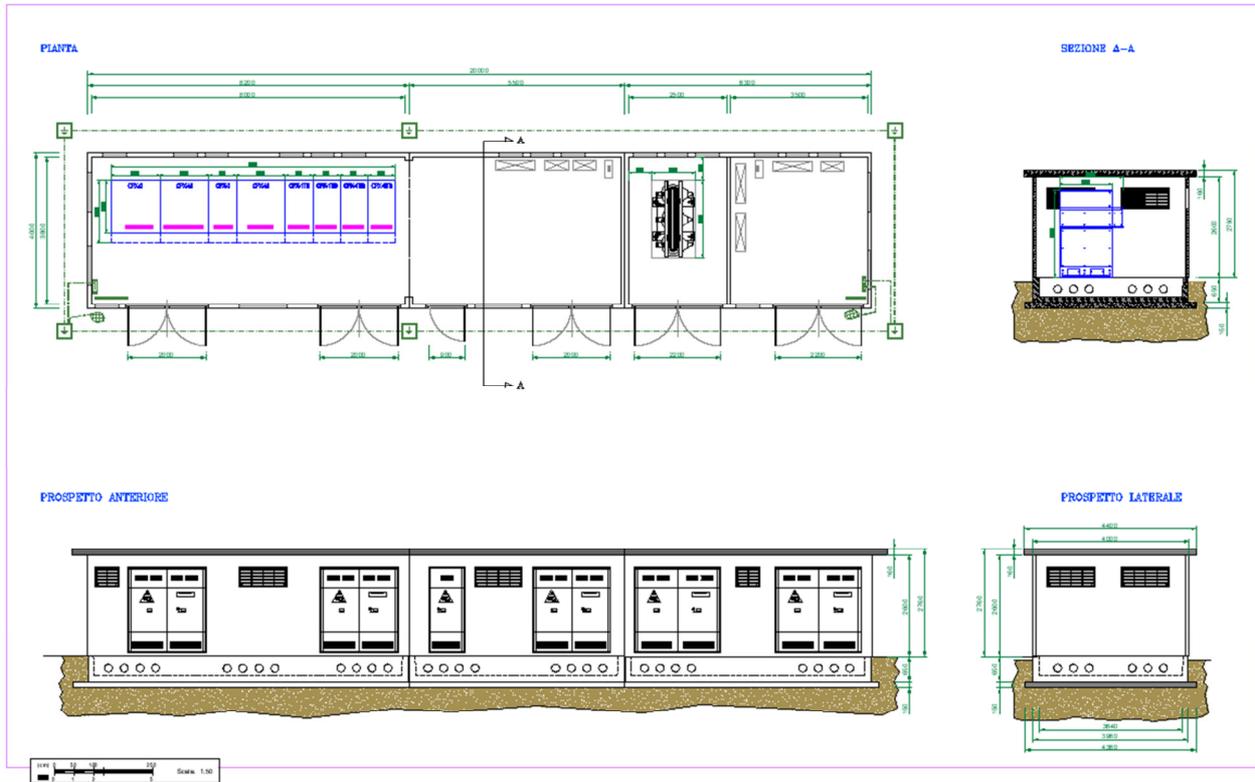


Essa ha la funzione di "raccolgere" le linee in AT in arrivo dalle 14 aree in cui è stato suddiviso l'impianto fotovoltaico dal punto di vista elettrico. Ciascuna contiene una Cabina di Area al cui interno vi è il trasformatore BT/AT che eleva la tensione di 800 V ac uscente dagli inverter ad un livello di 36 kV, ben più adatto per il trasporto dell'energia.

La cabina sarà realizzata tramite blocchi prefabbricati di tipo modulare, trasportabili con mezzi standard, e sarà assemblata in cantiere direttamente nella sua posizione finale, previo posizionamento della vasca di fondazione prefabbricata con fori per il passaggio dei cavidotti interrati in arrivo, e passanti stagni per la sigillatura degli stessi.

Al suo interno conterrà tutti i dispositivi di sezionamento e protezione delle linee in essa entranti e uscenti, i dispositivi e le protezioni dell'intero impianto (sistema di protezione generale e sistema di protezione di interfaccia) dell'intero impianto fotovoltaico verso la linea elettrica di connessione alla RTN. Vi sarà inoltre un trafo BT/AT di piccola potenza per l'alimentazione in BT dei circuiti ausiliari e un ups per il backup dei circuiti ausiliari al servizio delle protezioni dell'impianto. Ulteriori dettagli sono riportati nella relativa tavola di progetto.

CABINA GENERALE DI RICEVIMENTO E SOSTAMENTO: PIANTE E PROSPETTI



Sistemi di Misura

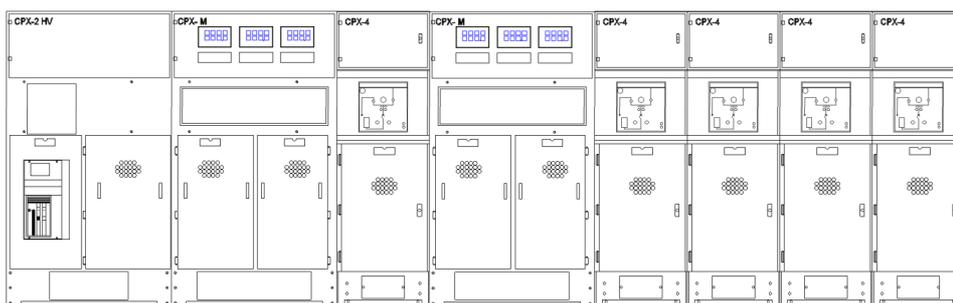
Saranno presenti dei gruppi di misura, fiscale e non, distribuiti all'interno dell'impianto in differenti punti in base alla loro funzione e agli schemi funzionali del progetto esecutivo, e scelti di comune accordo con l'Ente Gestore. In particolare l'impianto sarà dotato di un punto di misura fiscale a valle del Dispositivo Generale per la misura bidirezionale dell'energia scambiata con la rete AT dell'Ente Gestore, ubicato in apposito locale della cabina di raccolta a bordo lotto. Inoltre, saranno installati dei dispositivi di misura dell'energia prodotta per ogni ramo/area in cui l'impianto è stato suddiviso, alloggiati all'interno delle rispettive cabine di Area e con lettura in BT subito prima del trafo elevatore BT/AT (tra gli inverter e i trasformatori BT/AT).

Quadri elettrici in BT

I quadri di bassa tensione saranno presenti, già cablati e certificati, all'interno delle 14 Power Station ubicate nelle rispettive aree. Inoltre sarà presente un Quadro Generale BT e alcuni sottoquadri, all'interno della Cabina di Raccolta Generale, per l'alimentazione, il sezionamento e la protezione delle linee in BT che avranno origine dalla cabina stessa, nonché per i sottoquadri dei servizi interni. I quadri saranno meglio dettagliati negli elaborati progettuali del progetto esecutivo.

Quadri elettrici in AT

Il Quadro Generale in AT di tutto l'impianto FV sarà ubicato in apposito locale della Cabina di Raccolta Generale; conterrà al suo interno tutti i dispositivi di sezionamento e protezione delle linee in AT che entrano ed escono dalla cabina stessa. Tutti i dettagli sono contenuti nella relativa tavola di progetto, a cui si rimanda per ulteriori dettagli.



Cavi in corrente alternata - AT

Per i collegamenti in Alta Tensione (AT), sostanzialmente tra tutte le cabine e la linea di collegamento dell'impianto FV alla RTN, è previsto l'utilizzo di cavi del tipo TRATOS ARE4H10ZR-26/45 kV in alluminio, multipolari o unipolari posati a triangolo (quando la sezione non permette l'utilizzo dei multipolari) adatti per posa interrata (art. 4.3.11 della CEI 11-17), di sezione adeguata alla portata di corrente in transito.

Questa tipologia di cavo ha il vantaggio di ridurre notevolmente l'emissione di campi elettromagnetici, tanto che , secondo quanto riportato nella norma CEI 106-11 e nella norma CEI 11-17 e CEI 106-11, la ridotta distanza tra le fasi, fa sì che l'obiettivo di qualità di $3\mu\text{T}$, anche in condizioni limite con conduttori di sezione elevata, venga raggiunto già a brevissima distanza dall'asse del cavo stesso.

Per il dimensionamento si rimanda al relativo elaborato di progetto.

Cavi in corrente alternata - bt

Per il collegamento dei dispositivi in corrente alternata in bassa tensione, monofase o trifase, è previsto l'utilizzo dei cavi unipolari/multipolari resistenti ai raggi UV e operanti ad elevate temperature, del tipo FG7(O)R 0.6/1 kV oppure FG7(O)M1 0.6/1 kV oppure del tipo FG16(O)R16 0.6/1 kV, in base alla tipologia e alle condizioni di posa. Per il collegamento degli inverter con i dispositivi di monitoraggio e controllo degli impianti (String Monitor), o altre connessioni "di segnale" saranno utilizzati cavi multipolari di varia tipologia, con livello di isolamento e sezione dei conduttori adeguato ai segnali trasportati e alle condizioni di posa e di sicurezza richiesti da ciascun circuito considerato. I cavi saranno generalmente posati entro tubazioni protettive e a loro volta protette. Per il dimensionamento si rimanda al relativo elaborato di progetto.



Cavi in corrente continua – bt

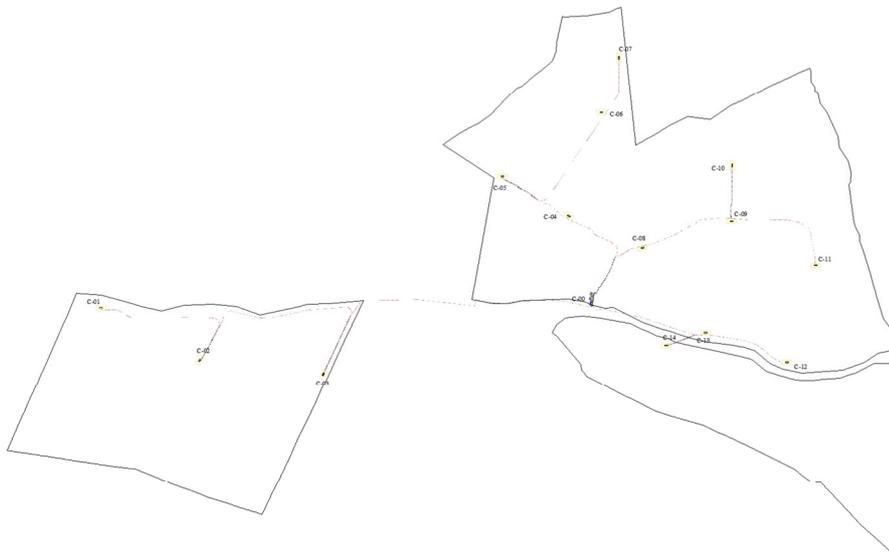
Per connettere elettricamente i pannelli FV tra loro a formare le stringhe, e per collegare le stringhe fino all'ingresso degli inverter, con tensioni di stringa compatibili con il range di valori consentiti dagli inverter stessi (tipicamente tensioni tra i 600 e i 1'500 V dc), è previsto l'utilizzo di “*cavi solari*” del tipo FG21M21 o FG7M2 (non CPR) o del tipo H1Z2Z2-K (CPR), in base alla tipologia e alle condizioni di posa.



Per il dimensionamento si rimanda al relativo elaborato di progetto.

Cavidotti

I collegamenti tra dispositivi dei diversi impianti ausiliari eventualmente presenti (ad esempio impianti di videosorveglianza che eventualmente potranno essere installati, impianti di illuminazione di servizio etc..), quelli tra stringhe fotovoltaiche e relativi inverter, tra inverter e relativi quadri di raccolta nelle cabine di Area, e tra le cabine di Area e la cabina di consegna saranno realizzati tramite linee elettriche in cavo con tipologia del cavo dipendente dalla funzione, livello di tensione e dalla potenza da veicolare; le linee avranno percorsi in esterno prevalentemente interrati in cui i cavi viaggeranno all'interno di cavidotti, mentre all'interno delle cabine saranno su canale metallica, ed eventualmente entro tubazioni rk per le sole linee in bt.



Nell'impianto in oggetto è stata prevista la soluzione in cui il Dispositivo di Interfaccia (DDI) coincide con il Dispositivo Generale (DG), e pertanto la protezione avverrà tramite utilizzo di un unico relè che accorpa entrambe le funzioni (PG + PI). Sarà eventualmente implementabile anche il rinalzo riportando il segnale di comando di intervento della Protezione di Interfaccia ad un altro dispositivo di interruzione a monte (ad esempio l'interruttore AT presente in ciascuna cabina di Area).

Dispositivo di interfaccia [DDI]

Il dispositivo di interfaccia (DDI) determina la disconnessione dell'impianto in caso di anomalie rilevate nella rete di connessione (variazioni di frequenza e tensione oltre i parametri di qualità stabiliti), che potrebbero derivare da guasti provenienti dalla rete di distribuzione stessa o dall'impianto di produzione. Tale dispositivo avrà inoltre la funzione di impedire il funzionamento in isola dell'impianto fotovoltaico.

Il DI sarà costituito da un interruttore in AT le cui caratteristiche sono illustrate nello schema unifilare di progetto. La protezione di interfaccia (PI) che comanda il dispositivo di interfaccia sarà costituita da relè di massima e minima frequenza, relè di massima e minima tensione, relè di massima/minima tensione omopolare, e sarà conforme alle norme specifiche di settore nonché al codice di rete dell'Ente Distributore. Ogni inverter sarà dotato di dispositivo/protezione di interfaccia che ne impedirà il funzionamento in isola.

Dispositivi dei generatori [DDG]

Ciascuna Cabina di area sarà protetta da un interruttore automatico/sezionatore AT a 36 kV in SF6 subito a valle del trafo BT/AT 0.8/36 kV, e sarà altresì presente un altro interruttore AT, sempre in SF6, a fine linea nel quadro AT di parallelo ubicato in cabina di raccolta e delegato al sezionamento e protezione del cavo di interconnessione tra cabina di raccolta e cabina di Area. Tutti gli interruttori saranno dotati di relè per la protezione dalle sovracorrenti e dalle correnti di guasto a terra, ed eventuali protezioni distanziometriche selettive.

CONTRIBUTO ALLA CORRENTE DI CORTO CIRCUITO

La corrente di corto circuito dovuta al contributo degli inverter sulla sezione bt del fotovoltaico, riportata alla AT è trascurabile rispetto al valore a monte della rete AT ed ai valori di dimensionamento adottati per i componenti della media e alta tensione. I dispositivi di protezione previsti nei quadri AT e BT saranno dimensionati comunque con un potere d'interruzione congruente con la corrente di corto circuito nel punto specifico dell'impianto in cui sono installati, ed eventualmente anche secondo quanto i valori di corrente di corto circuito nel punto di consegna che saranno comunicati dall'ente gestore.

SERVIZI AUSILIARI

I servizi ausiliari dell'impianto fotovoltaico saranno alimentati tramite trasformatori AT/BT 36/0,4 kV in derivazione dai quadri generali AT ed eventualmente da analoghi trasformatori presenti in ciascuna delle cabine di area all'interno dell'impianto fotovoltaico. Tra i servizi ausiliari sono annoverati tutti gli impianti accessori quali ad esempio eventuali sistemi di allarme, di monitoraggio remoto, i circuiti in BT per l'illuminazione delle cabine di area, ed eventuali altre utenze minori, nonché i sistemi necessari per il corretto funzionamento dei dispositivi di sezionamento e protezione nei quadri AT, MT e BT dell'impianto fotovoltaico.

Per questi ultimi, al fine di garantire la massima continuità di servizio e il riarmo delle apparecchiature dopo eventuali interruzioni e conseguente messa fuori tensione dell'impianto, è prevista l'installazione di un adeguato sistema di backup tramite ups e/o generatore ausiliario. Complessivamente è stata stimata una potenza di 250 kW per i servizi ausiliari dell'intero impianto.

IMPIANTO DI CONTROLLO E SUPERVISIONE

L'impianto fotovoltaico nel suo insieme sarà dotato di un sistema di monitoraggio, controllo e gestione sia in locale (all'interno di apposito vano nella Cabina di Raccolta Generale a bordo impianto) sia in remoto, tramite apposito software.

Il controllo locale prevede la possibilità di monitoraggio con PC tramite software apposito in grado di vedere e controllare i parametri funzionali degli inverter, delle cabine di campo e di tutti i più importanti dispositivi dell'impianto stesso.

Infine, il sistema di controllo potrà essere integrato anche con il sistema di allarme e rilevazione presenze, così da ottimizzare gli impianti e le connessioni ad internet., e aumentare la sicurezza totale del sistema.

6) SICUREZZA DELL'IMPIANTO

Un aspetto importante, se non essenziale, è quello legato alla sicurezza dell'impianto fotovoltaico sia dal punto di vista "tecnologico" (e dunque della protezione funzionale delle apparecchiature installate al suo interno), sia dal punto di vista della salvaguardia delle persone che a vario titolo possono esservi presenti. Per garantire un adeguato livello di sicurezza **dal punto di vista funzionale** sono già stati descritti tutti i principali dispositivi di protezione contro i sovraccarichi e i cortocircuiti di cui sarà dotato l'impianto. Per poter garantire un adeguato livello di sicurezza anche nei confronti del rischio derivante dagli effetti della corrente elettrica sul corpo umano e da quelli che potrebbero derivare da guasti o malfunzionamenti delle apparecchiature elettriche, nell'impianto dovrà essere garantita la **protezione delle persone** contro i contatti diretti e indiretti o da tensioni di passo e di contatto pericolose per la vita umana.

SICUREZZA ELETTRICA

Protezione da sovracorrenti sul lato CC

Per la parte di impianto (circuiti) in corrente continua la protezione contro il corto circuito verrà assicurata dalla caratteristica tensione corrente dei moduli che limita la I_{cc} degli stessi pannelli a valori di poco superiori alla loro corrente nominale (l'unica sovracorrente che può manifestarsi). Negli impianti fotovoltaici la corrente di cortocircuito non può superare la somma delle correnti di cortocircuito delle singole stringhe. Pertanto sarà prevista l'installazione di fusibili opportunamente dimensionati sia nei quadri di campo (se presenti) che nei quadri di parallelo o direttamente nei circuiti di ingresso lato CC degli inverter. Per il rischio di contatti diretti la parte di impianto in cc (corrente continua), quello tra i pannelli fv e il relativo inverter, sarà progettato come sistema isolato da terra (sistema IT).

Protezione dai contatti diretti lato CC

Poiché il trafo AT/BT garantisce la protezione galvanica rispetto al lato in corrente alternata, dunque nella parte di impianto in cc affinché un contatto accidentale sia realmente pericoloso occorrerà che entri in contatto con entrambe le polarità del campo. Il contatto con una sola polarità non ha praticamente conseguenze a meno che una delle polarità non sia casualmente a contatto con la massa. Per prevenire questa eventualità sia i quadri di campo che gli inverter saranno dotati di opportuno dispositivo di **rilevazione di perdita di isolamento verso terra** che ne provocherà l'immediato spegnimento e l'emissione di un segnale di allarme.

Protezione dai sovracorrenti sul lato CA

Poiché la potenza a monte degli inverter dipende dai pannelli fv e dunque è limitata, anche la potenza e le correnti in uscita dagli inverter lato ac saranno limitate. Tuttavia gli eventuali cortocircuiti sul lato corrente alternata dell'impianto sono pericolosi in riferimento al contributo alla corrente di corto circuito dato dalla rete AT attraverso il trafo BT/AT che risulta una macchina bidirezionale ed è in grado di richiamare potenza dalla rete. Pertanto gli interruttori sul lato AT saranno equipaggiati con protezioni generali di massima corrente e contro i guasti a terra, opportunamente dimensionati e tarati per garantire un buon livello di selettività al corto circuito.

Protezione dai contatti accidentali sul lato CA

La protezione dai contatti diretti e indiretti o comunque da tensioni di passo e di contatto avverrà in accordo alla normativa vigente e in modo dedicato al sistema elettrico interessato. Dunque gli ausiliari di ogni cabina di Area saranno alimentati da un trasformatore AT/BT (o anche BT/BT qualora lo schema preveda il prelievo sul lato bassa tensione). In questo caso il sistema di distribuzione alle utenze ausiliarie sarà di tipo TN-S e la protezione dai contatti indiretti sarà assicurata dall'installazione degli interruttori differenziali, mentre la protezione da sovracorrenti sarà garantita da interruttori magnetotermici.

RETE DI TERRA

L'impianto fotovoltaico sarà dotato di impianto di terra generale composto da **una rete di terra primaria** da realizzarsi tramite un dispersore orizzontale interrato che circonda l'impianto e permette la connessione ad esso di tutte le strutture metalliche esistenti e a cui saranno collegati anche gli impianti di terra di ciascuna delle cabine di Area (impianti di terra specifici) previste in progetto all'interno dell'impianto fotovoltaico tutto. L'impianto di terra delle cabine, poiché contenenti il trafo BT/AT, sarà realizzato esternamente con dispersore perimetrale ad anello interrato (corda in rame) munito di 4 dispersori verticali (puntazze in acciaio zincato) mentre all'interno sarà stata realizzata una magliatura anch'essa interconnessa e collegati assieme sul nodo principale di terra. La realizzazione di una rete di terra primaria interconnessa con la rete di terra delle cabine permette di rendere equipotenziale il terreno e ridurre la tensione totale di terra, le tensioni di passo e di contatto. Questa soluzione inoltre, coordinata con l'utilizzo di relè di protezione attivi, garantisce l'intervento delle specifiche protezioni con tempi di intervento accettabili, a salvaguardia di cose e persone. Il collegamento fra la rete di terra e le apparecchiature di AT saranno effettuati in corda di rame nudo da 35 mm² o superiori.

Le connessioni fra i conduttori in rame avverranno mediante morsetti a compressione in rame, mentre il collegamento fra i conduttori e i sostegni metallici delle apparecchiature avverrà mediante capicorda e bulloni di fissaggio. Al fine di garantire il rispetto delle tensioni limite entro i valori individuati dalla norma, in sede di progettazione esecutiva verranno individuate le aree da integrare con sistemi di dispersione ausiliaria, o sulle quali adottare provvedimenti particolari. A seguito della realizzazione dell'opera, i valori di tensione saranno comunque oggetto di verifica strumentale. Al fine di garantire la compatibilità elettromagnetica dei sistemi, in corrispondenza delle apparecchiature AT verrà realizzato un infittimento della maglia del dispersore, così pure verranno installati conduttori di terra suppletivi per il collegamento delle apparecchiature.

I calcoli e le prescrizioni fatte dovranno comunque essere verificate puntualmente in fase realizzativa, al fine di integrare e migliorare la rete di terra e/o abbassare ulteriormente il valore della resistenza di terra qualora esso si riveli maggiore di quanto calcolato in fase progettuale.

MISURE DI PROTEZIONE CONTRO GLI EFFETTI DELLE SCARICHE ATMOSFERICHE

Premesso che in letteratura l'impianto fotovoltaico, per le sue caratteristiche, non aumenta la probabilità di fulminazione diretta della struttura, tuttavia in caso di fulminazione indiretta le scariche atmosferiche possono provocare sovratensioni in grado di mettere fuori uso i componenti dell'impianto, e in particolare gli inverter e i sistemi elettronici in generale. Pertanto saranno previsti dispositivi scaricatori di sovratensione nelle linee elettriche che risultano "entranti o uscenti" dall'impianto stesso, come ad esempio le linee in ingresso agli inverter, quelle in bt in ingresso ai quadri ausiliari e sottoservizi, etc.

Gli inverter scelti sono dotati di scaricatori di sovratensione "on board" su ciascuno dei circuiti di ingresso di stringa (lato cc) a protezione degli inverter stessi e dei moduli fv ad essi collegati. Saranno inoltre installati ulteriori scaricatori di sovratensione anche in altri punti dell'impianto, in base alla effettiva dislocazione dei quadri, dei dispositivi da proteggere e della posizione (percorsi) delle linee elettriche afferenti all'impianto,

nonché alla morfologia dell'impianto stesso. Almeno uno scaricatore verrà installato anche a monte della protezione generale dell'impianto fotovoltaico.

PREVENZIONE INCENDI

Per quanto riguarda l'antincendio si specifica che l'attività di costruzione ed esercizio dell'impianto fotovoltaico non è soggetta al controllo preventivo dei Vigili del Fuoco, in quanto non rientra fra le attività soggette ai controlli di prevenzione incendi ai sensi del D.P.R. 1° agosto 2011 n. 151. Saranno svolte le normali procedure antincendio previste dalle normative di sicurezza sul lavoro vigenti (D. Lgs. 81/08): in particolare i locali tecnici saranno muniti di estintori ad anidride carbonica e a polvere. L'impianto sarà provvisto di sistema anti-intrusione costituito da un impianto di videosorveglianza, eventualmente integrato con sistemi di rilevamento ambientali. Il sistema di illuminazione del perimetro del lotto sarà collegato al sistema di anti-intrusione, collegato con gli organi di sicurezza locali e/o con agenzie private di vigilanza in modo tale che, qualsiasi forma di allerta interessi la recinzione perimetrale, provocherà l'accensione delle luci.

Per ulteriori dettagli si rimanda al relativo elaborato di progetto (RELAZIONE IMPIANTO DI VIDEOSORVEGLIANZA E ILLUMINAZIONE).

PROTEZIONE DALLE FULMINAZIONI

Un campo fotovoltaico correttamente collegato a massa, non altera in alcun modo l'indice ceraunico della località di montaggio, e quindi la probabilità di essere colpito da un fulmine. I moduli fotovoltaici sono in alto grado insensibili alle sovratensioni atmosferiche, che invece possono risultare pericolose per le apparecchiature elettroniche di condizionamento della potenza. Per ridurre i danni dovuti ad eventuali sovratensioni i quadri di parallelo sottocampi sono muniti di varistori su entrambe le polarità dei cavi d'uscita. I varistori, per prevenire eventuali incendi, saranno segregati in appositi scomparti antideflagranti. In caso di sovratensioni i varistori collegano una od entrambe le polarità dei cavi a massa e provocano l'immediato spegnimento degli inverter e l'emissione di un segnale d'allarme.

Ulteriori dettagli in merito sono riportati nel relativo elaborato di progetto, a cui si rimanda per eventuali approfondimenti (RELAZIONE DIMENSIONAMENTO PRELIMINARE DEI CAVI).

IMPIANTO DI ILLUMINAZIONE E DI VIDEOSORVEGLIANZA

L'impianto fotovoltaico sarà munito di un sistema di videosorveglianza composto da telecamere da posizionarsi su pali dell'altezza di 5 metri, posti ad interdistanze non superiori ai 100 metri e nei cambi di direzione della recinzione perimetrale. Le telecamere saranno dotate di tecnologia wireless, e i flussi video saranno acquisiti da sistema di videoregistrazione e memorizzazione sia locale che remoto.



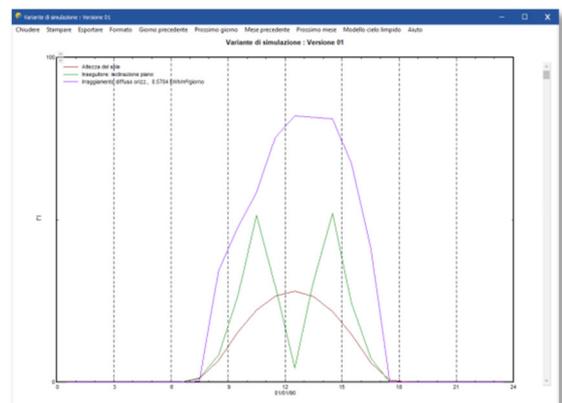
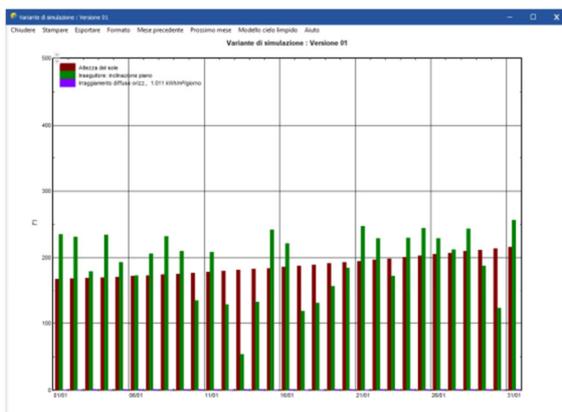
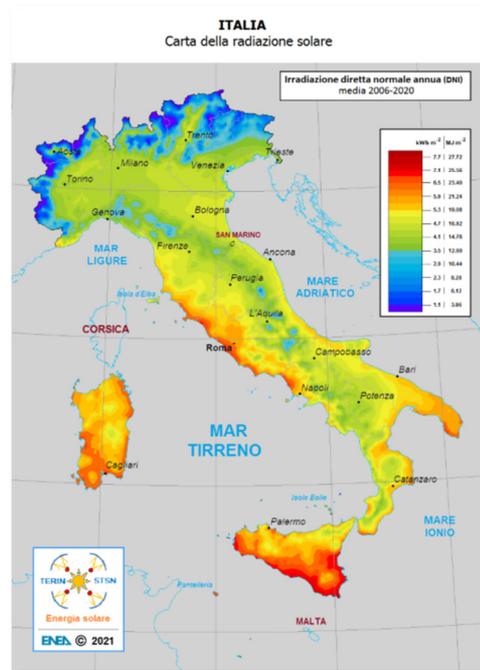
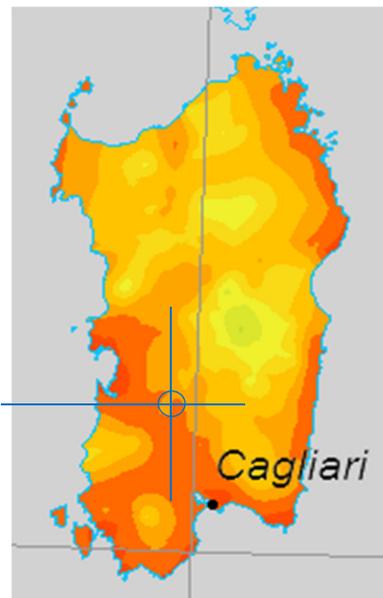
Il sistema di allarme sarà inoltre integrato con un sistema di illuminazione, anch'esso posizionato in sommità ai pali di sostegno della videosorveglianza. L'illuminazione sarà alloggiata su carpenterie snelle ed il fascio luminoso sarà rivolto verso il basso e sarà conforme a quanto previsto dalla legge regionale 24 marzo 2000, n. 31 "Disposizioni per la prevenzione e lotta all'inquinamento luminoso e per il corretto impiego delle risorse energetiche". Le scelte progettuali ed i dimensionamenti di progetto sono riportati nel relativo elaborato, a cui si rimanda (RELAZIONE IMPIANTO DI VIDEOSORVEGLIANZA E ILLUMINAZIONE).

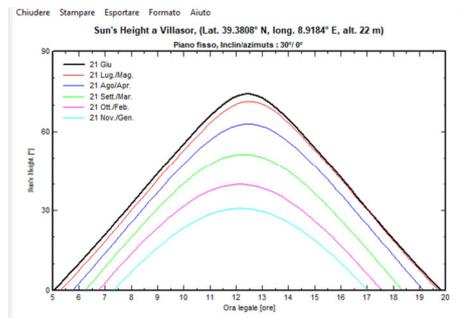
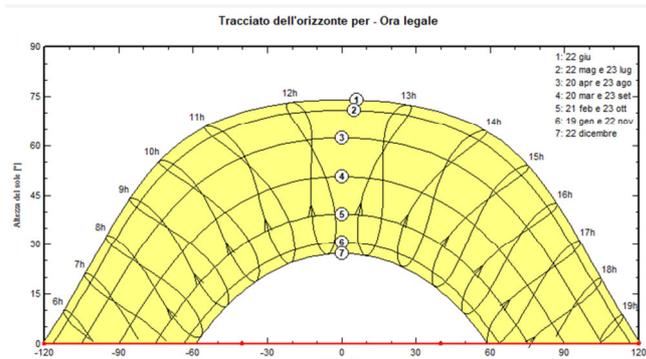
7) IRRAGGIAMENTO SOLARE E STIMA DI PRODUCIBILITA'

Poiché l'impianto fotovoltaico è una centrale di produzione di energia elettrica, lo stesso è stato pensato, studiato e configurato in modo da massimizzare l'energia solare captata, massimizzare l'efficienza dei processi di conversione e minimizzare le perdite di energia dovute al trasporto della stessa sui cavi.

Una volta realizzato, l'impianto è in grado di funzionare e produrre energia elettrica senza l'apporto di alcun tipo di materia o materiale, eliminando così di fatto la necessità di approvvigionamenti di qualunque natura, grazie alla fonte inesauribile di energia fornita quotidianamente dal sole.

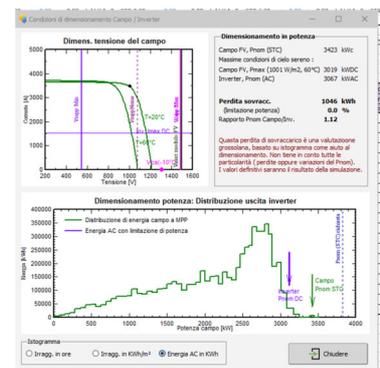
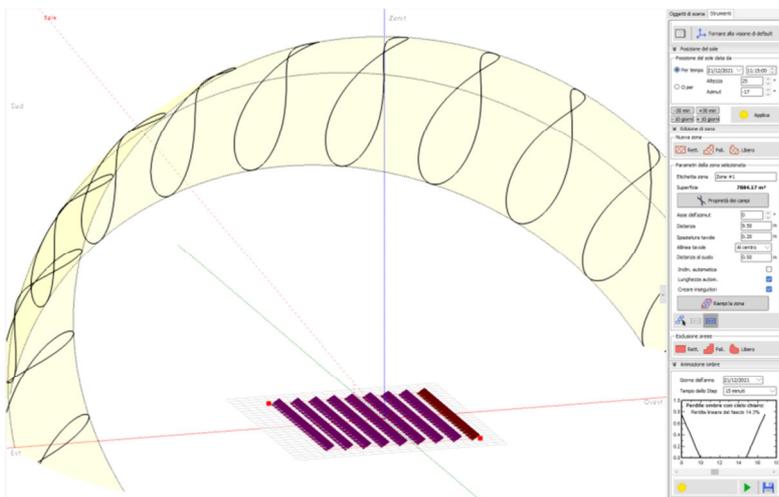
Facendo riferimento alle mappe di irraggiamento solare attualmente disponibili, si può osservare che in Sardegna abbiamo un irraggiamento medio, calcolato per anno, pari a 2'413 kWh/m² in condizioni standard. Il dato è stato ricavato dal sito PVGIS (PHOTOVOLTAIC GEOGRAPHICAL INFORMATION SYSTEM) della Commissione Europea, utilizzando il database solare PVGIS-SARAH2.





Sulla base di questa informazione, tramite l'utilizzo di programmi di simulazione, è stato possibile effettuare una analisi e una stima dell'energia elettrica che l'impianto in progetto sarà in grado di produrre.

La stima è stata fatta considerando una potenza installata pari a 36'079.50 kWp sul simulatore del sito PVGIS, selezionando la modalità di simulazione e calcolo per un sistema a struttura fissa, con orientamento a sud e angolo di inclinazione dei pannelli pari a 23°.



Per le perdite, sempre in prima approssimazione, sono state considerate sommariamente le perdite dovute all'effetto dell'aumento di temperatura delle celle fv, alle dissimmetrie nella componentistica, all'ombreggiamento, bassa radiazione, riflessione, alle perdite sui circuiti in corrente continua e alternata, agli inverter e ai trafo, utilizzando un coefficiente di riduzione del 14%. Il software ha poi stimato una percentuale complessiva di perdite del 21,71%, come compare nelle schede riassuntive fornite.

Il risultato della simulazione indica una energia annuale prodotta pari a 50'884'012.05 kWh (producibilità) e conseguentemente una producibilità specifica pari a 1'410.33 kWh / kWp.



Performance of grid-connected PV

PVGIS-5 estimates of solar electricity generation:

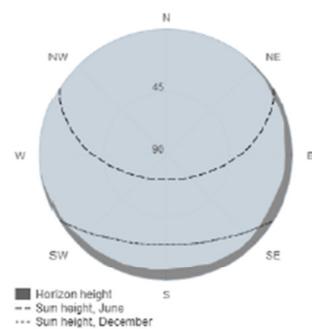
Provided inputs:

Latitude/Longitude: 40.489,8.881
 Horizon: Calculated
 Database used: PVGIS-SARAH2
 PV technology: Crystalline silicon
 PV installed: 36079.5 kWp
 System loss: 14 %

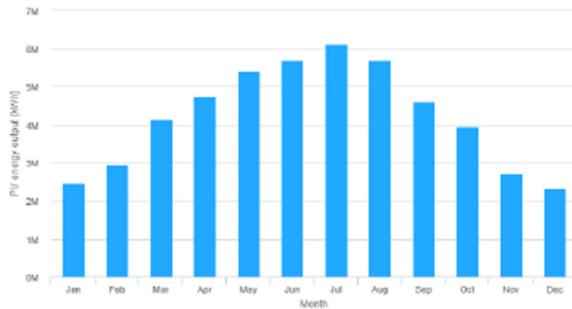
Simulation outputs

Slope angle: 23 °
 Azimuth angle: 0 °
 Yearly PV energy production: 50884012.05 kWh
 Yearly in-plane irradiation: 1807.94 kWh/m²
 Year-to-year variability: 1914908.90 kWh
 Changes in output due to:
 Angle of incidence: -2.91 %
 Spectral effects: 0.98 %
 Temperature and low irradiance: -7.49 %
 Total loss: -21.99 %

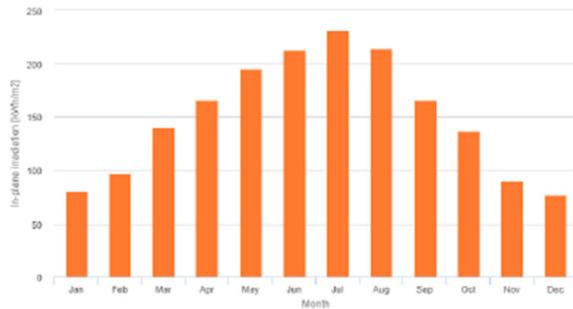
Outline of horizon at chosen location:



Monthly energy output from fix-angle PV system:



Monthly in-plane irradiation for fixed-angle:



The European Commission maintains this website to enhance public access to information about its initiatives and European Union policies in general. Our goal is to keep this information timely and accurate. If errors are brought to our attention, we will try to correct them. However, the Commission accepts no responsibility or liability whatsoever with regard to the information on this site.

It is our goal to minimise disruption caused by technical errors. However, some data or information on this site may have been created or structured in file or formats that are not error-free and we cannot guarantee that our service will not be interrupted or otherwise affected by such problems. The Commission accepts no responsibility with regard to such problems occurred as a result of using this site or any linked external sites.

For more information, please visit https://ec.europa.eu/info/legal-notice_en



PVGIS ©European Union, 2001-2023.
 Reproduction is authorised, provided the source is acknowledged, save where otherwise stated.

Report generated on 2023/10/24

8) DIMENSIONAMENTI

I dimensionamenti di massima dei componenti quali cavi elettrici in AT, in BT ac, in BT cc, l'impianto di videosorveglianza, di illuminazione, l'impianto di terra, etc. sono descritti in dettaglio nei rispettivi elaborati specialistici allegati, a cui si rimanda per ulteriori dettagli.

9) COLLAUDO, GESTIONE E MANUTENZIONE DELL'IMPIANTO

Data la ragguardevole dimensione dell'impianto, il collaudo dovrà presumibilmente essere fatto in più tempi, prevedendo uno o più collaudi parziali per ciascuna delle aree in cui l'impianto stesso verrà suddiviso in fase di esecuzione dell'opera. Successivamente, una volta completata la realizzazione e relativo collaudo di tutte le 14 Cabine di Raccolta di Area con relativi cavidotti in AT e quant'altro di pertinenza, potrà essere fatto il collaudo complessivo di tutto l'impianto. Dovrà inoltre essere prioritaria la realizzazione ed il collaudo della Cabina di Raccolta Generale a bordo lotto e della linea di collegamento dell'impianto alla RTN.

In questo modo l'impianto potrà subito essere connesso alla rete e iniziare a produrre energia elettrica, e inoltre questo permetterà di attivare ogni area singolarmente in sequenza, via via che la stessa verrà completata e collaudata.

La gestione dell'impianto esula dal fine del presente elaborato e pertanto si rimanda al relativo elaborato di progetto.

Per la manutenzione dell'impianto, dal punto di vista elettrico, si ritiene che questa possa essere fatta programmando e pianificando una serie di verifiche e controlli secondo quanto nel relativo documento di progetto, a cui si rimanda per maggiori dettagli (PIANO DI MANUTENZIONE).

Un piano di manutenzione più dettagliato ed efficace potrà essere fatto nel momento in cui saranno definitivamente fissati tutti i componenti realmente utilizzati nell'impianto, e dunque solo nel progetto esecutivo o addirittura dopo il progetto di "as built".

Il sistema di controllo dell'impianto può sicuramente essere un valido aiuto per monitorarne il corretto funzionamento, e conseguentemente pianificare gli opportuni interventi in tecnica predittiva, al fine di ridurre al minimo i disservizi o i fermi per guasti e/o manutenzione.

Il controllo remoto permette infatti la gestione a distanza dell'impianto e l'acquisizione dei dati relativi agli inverter, ai dispositivi di protezione in AT e ai contatori di energia. Esso avviene da centrale (servizio assistenza) con il medesimo software del controllo locale. Le grandezze controllate dal sistema sono tipicamente: – potenze dell'inverter; – tensione di campo dell'inverter; – corrente di campo dell'inverter; – tensioni e correnti di stringa; – radiazioni solari; – temperatura ambiente; – velocità del vento; – letture dell'energia attiva e reattiva prodotte. La connessione tra gli inverter e il PC avviene tramite linee in fibra ottica appositamente predisposte verso tutte le cabine dell'impianto.

10) ASPETTI REALIZZATIVI - CRONOPROGRAMMA

L'impianto sarà realizzato suddividendo lo stesso in 6 aree funzionali, come mostrato nella planimetria di cantiere allegata al presente progetto (aree di intervento). Pertanto, una volta delimitata l'area ed effettuati gli insediamenti principali sarà possibile iniziare le lavorazioni anche su più aree contemporaneamente. Nella stesura del cronoprogramma si è fatta l'ipotesi che a prevalere fosse la necessità di ridurre i tempi di realizzazione e pertanto lo stesso cronoprogramma contempla la realizzazione di numerose squadre di lavoro che andranno ad operare in contemporanea.

Per ulteriori dettagli si rimanda allo specifico elaborato di progetto.

11) DISMISSIONE IMPIANTO

La vita utile di un impianto fotovoltaico, intesa quale periodo di tempo in cui l'ammontare di energia elettrica prodotta è significativamente superiore ai costi di gestione, è stimata in oltre 30 anni, al termine del quale è prevista la demolizione, lo smaltimento delle strutture, il riciclo dei materiali utilizzati e il recupero del sito che potrà essere ripristinato alla iniziale destinazione d'uso. Ulteriori dettagli sono riportati nel relativo elaborato di progetto, a cui si rimanda (PIANO DI DISMISSIONE).

CRONOPROGRAMMA DELLE ATTIVITA' DI DISMISSIONE DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO																												
FASI DELLA DISMISSIONE	MESE-01				MESE-02				MESE-03				MESE-04				MESE-05				MESE-06				MESE-07			
	Week 01	Week 02	Week 03	Week 04	Week 05	Week 06	Week 07	Week 08	Week 09	Week 10	Week 11	Week 12	Week 13	Week 14	Week 15	Week 16	Week 17	Week 18	Week 19	Week 20	Week 21	Week 22	Week 23	Week 24	Week 25	Week 26	Week 27	Week 28
Sconnessione Impianto FV dalla RTN																												
Messa in sicurezza dell'impianto FV																												
Rimozione dei pannelli fotovoltaici																												
Rimozione inseguitori solari (Tracker)																												
Rimozione delle Cabine di Raccolta di Area																												
Rimozione Cabina di Raccolta Generale (Power Station)																												
Rimozione dei prefabbricati / Basamenti Cabine																												
Rimozione elettrodotto interrato AT																												
Rimozione elettrodotto interrato BT																												
Rimozione viabilità interna																												
Rimozione di siepi e piante																												
Rimozione della recinzione perimetrale																												
Ripristino finale dei luoghi																												

12) NORMATIVA DI RIFERIMENTO

Di seguito sono elencate le principali leggi e norme tecniche di riferimento per la realizzazione degli impianti fotovoltaici. Per quanto riguarda l'aspetto tecnico, gli impianti fotovoltaici devono essere progettati, costruiti ed eserciti secondo le norme elaborate dal Comitato Elettrotecnico Italiano che costituiscono disposizioni di legge:

- CEI 0-2 - "Guida per la definizione della documentazione di progetto degli impianti elettrici".
- CEI 0-16 - "Regola tecnica di riferimento per la connessione di utenti attivi e passivi alle reti MT delle imprese distributrici di energia elettrica".
- CEI 82-25 - "Guida alla realizzazione di sistemi di generazione fotovoltaica collegati alle reti elettriche di MT e BT".
- CEI 11-17 - "Impianti di produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica. Linee in cavo".
- CEI 11-27 - "Esecuzione dei lavori su impianti elettrici a tensione nominale non superiore a 1.000 V in corrente alternata ed a 1.500 V in corrente continua".
- CEI EN 60947, Apparecchiature a bassa tensione - Parte 2 - Interruttori automatici.
- CEI EN 62208 (CEI 17-87) - Involucri vuoti per apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione - Prescrizioni generali.
- CEI EN 61439-1 (CEI 17-113) - Apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT) Parte 1: Regole generali.
- CEI EN 61439-2 (CEI 17-114) - Apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT) Parte 2: Quadri di potenza.
- CEI EN 60947-2/17-5 "Apparecchiature a bassa tensione Parte 2: Interruttori automatici".
- CEI 20-19/14 - "Cavi isolati con gomma con tensione nominale non superiore a 450/750 V".
- CEI 20-20 - "Cavi isolati con polivinilcloruro con tensione nominale non superiore a 450/750 V".
- CEI 20-21 - "Calcolo portate dei cavi elettrici. Parte 1: In regime permanente (fattore di carico 100%)".
- CEI 20-22 e successive varianti: Prove d'incendio su cavi elettrici.
- CEI 20-36/Ab, 4-0, 5-0: Prove di resistenza al fuoco per cavi elettrici in condizioni di incendio..
- CEI-UNEL 35318: Cavi per energia isolati in gomma etilenpropilenica ad alto modulo di qualità G16, sotto guaina di PVC, con particolari caratteristiche di reazione al fuoco e rispondenti al Regolamento Prodotti da Costruzione (CPR) – Cavi unipolari e multipolari con conduttori flessibili per posa fissa, con o senza schermo (treccia o nastro) – Tensione nominale U_0/U 0,6/1kV – Classe di reazione al fuoco: Cca-s3, d1, a3.
- CEI 20 CEI-UNEL 35310: Cavi per energia isolati in gomma elastomerica di qualità G17, con particolari caratteristiche di reazione al fuoco e rispondenti al Regolamento Prodotti da Costruzione (CPR) – Cavi unipolari senza guaina con conduttori flessibili – Tensione nominale U_0/U 450/750 V – Classe di

reazione al fuoco: Cca-s1b, d1, a1CEI 20-37: Prove sui gas emessi durante la combustione di cavi elettrici e dei materiali dei cavi.

- CEI 20-38: Cavi senza alogeni isolati in gomma, non propaganti l'incendio, per tensioni nominali U_0/U non superiori a 0,6/1 kV.
- CEI 20-38/2/Ab: Cavi isolati con gomma non propaganti l'incendio e a basso sviluppo di fumi e gas tossici e corrosivi Parte 2 - Tensione nominale U_0/U superiore a 0,6/1 kV
- CEI 20-45: cavi resistenti al fuoco isolati con miscela elastomerica con tensione nominale U_0/U non superiore a 0,6/1KV.
- D.Lgs N.106/17: "Adeguamento della normativa nazionale alle disposizioni del regolamento UE N. 305/2011 che fissa condizioni armonizzate per la commercializzazione dei prodotti da costruzione e che abroga la direttiva N. 89/106/CEE".
- CEI 23-49 - Involucri per apparecchi per installazioni elettriche fisse per usi domestici e similari - Parte 2: Prescrizioni particolari per involucri destinati a contenere dispositivi di protezione ed apparecchi che nell'uso ordinario dissipano una potenza non trascurabile -1996 e varianti succ.
- CEI 23-51 - Prescrizioni per la realizzazione, le verifiche e le prove dei quadri di distribuzione per installazioni fisse per uso domestico e similare 2004.
- CEI UNEL 37118 (CEI 23Ab): Tubi protettivi rigidi ed accessori di materiale termoplastico - Tubi di polivinilcloruro serie pesante.
- CEI EN 60423 (CEI 23-26): Tubi per installazioni elettriche - Diametri esterni dei tubi per installazioni elettriche e filettature per tubi e accessori.
- CEI EN 61537 (23-76): Sistemi di canalizzazioni e accessori per cavi - Sistemi di passerelle porta cavi a fondo continuo e a traversini.
- CEI EN 61386-1 (CEI 23-80): Sistemi di tubi e accessori per installazioni elettriche, Parte 1: Prescrizioni generali.
- CEI EN 61386-21 (CEI 23-81): Sistemi di tubi e accessori per installazioni elettriche, Parte 21: Prescrizioni particolari per sistemi di tubi rigidi e accessori.
- CEI EN 61386-22 (CEI 23-82): Sistemi di tubi e accessori per installazioni elettriche, Parte 22: Prescrizioni particolari per sistemi di tubi pieghevoli e accessori.
- CEI EN 61386-23 (CEI 23-83): Sistemi di tubi e accessori per installazioni elettriche, Parte 23: Prescrizioni particolari per sistemi di tubi flessibili e accessori.
- CEI EN 61386-24 (CEI 23-116): Sistemi di tubi ed accessori per installazioni elettriche, Parte 24: Prescrizioni particolari - Sistemi di tubi interrati.
- CEI EN 61386-25 (CEI 23-125): Sistemi di tubi ed accessori per installazioni elettriche. Parte 25: Prescrizioni particolari per i dispositivi di fissaggio.
- EN 60669-1 (CEI 23-9) e successive varianti: Apparecchi di comando non automatici per installazione elettrica fissa per uso domestico e similare - Parte 1: Prescrizioni generali.

-
- *EN 60309-1 (CEI 23-12/1), EN 60309-2 (CEI 23-12/2): Spine e prese per uso industriale. Parte 1: Prescrizioni generali - Parte 2: Prescrizioni per intercambiabilità dimensionale per apparecchi con spinotti ad alveoli cilindrici.*
 - *EN 61008-1 (CEI 23-42) e successive varianti 23-42: Interruttori differenziali senza sganciatori di sovracorrente incorporati per installazioni domestiche e similari - Parte 1: Prescrizioni generali.*
 - *EN 61008-2-1 (CEI 23-43): Interruttori differenziali senza sganciatori di sovracorrente incorporati per installazioni domestiche e similari - Parte 2-1: Applicabilità delle prescrizioni generali agli interruptori differenziali con funzionamento indipendente dalla tensione di rete.*
 - *EN 61009-1 (CEI 23-44) e successive varianti: Interruttori differenziali con sganciatori di sovracorrente incorporati per installazioni domestiche e similari. Parte 1: Prescrizioni generali.*
 - *EN 61009-2-1 (CEI 23-45) e successive varianti: Interruttori differenziali con sganciatori di sovracorrente incorporati per installazioni domestiche e similari. Parte 2-1: Applicabilità delle prescrizioni generali agli interruptori differenziali con funzionamento indipendente dalla tensione di rete.*
 - *EN 61058-2-5 (CEI 23-47): Interruttori per apparecchi. Parte 2-5: Prescrizioni particolari per i selettori.*
 - *CEI 23-50: Spine e prese per usi domestici e similari Parte 1: Prescrizioni generali.*
 - *EN 61543 (CEI 23-53) Norma CEI 23-57: Interruttori differenziali (RCD) per usi domestici e similari. Compatibilità elettromagnetica.*
 - *EN 60669-2-3 (CEI 23-59): Apparecchi di comando non automatici per installazione elettrica fissa per uso domestico e similare. Parte 2-3: Prescrizioni particolari - Interruttori a tempo ritardato.*
 - *EN 60669-2-1 (CEI 23-60) e successive varianti: Apparecchi di comando non automatici per installazione elettrica fissa per uso domestico e similare. Parte 2-1: Prescrizioni particolari - Interruttori elettronici.*
 - *EN 60669-2-2 (CEI 23-62): Apparecchi di comando non automatici per installazione elettrica fissa per uso domestico e similare. Parte 2-2: Prescrizioni particolari - Interruttori con comando a distanza (RCS).*
 - *CEI EN 60898-1/A13/23-3/1 - "Interruttori automatici per la protezione dalle sovracorrenti per impianti domestici e similari".*
 - *CEI EN 60669-1/23-9 - "Apparecchi di comando non automatici per installazione elettrica fissa per uso domestico e similare. Parte 1: Prescrizioni generali".*
 - *CEI EN 60309-1/23-12/1 - "Spine e prese per uso industriale. Parte 1: Prescrizioni generali".*
 - *CEI EN 60309-2/23-12/2 - "Spine e prese per uso industriale. Parte 2: Prescrizioni per intercambiabilità dimensionale per spine e prese con spinotti ad alveoli cilindrici".*
 - *CEI EN 61008-1/23-42 - "Interruttori differenziali senza sganciatori sovracorrente incorporati per installazioni domestiche e similari. Parte 1: Prescrizioni generali".*
 - *CEI EN 61008-2-1/23-43 - "Interruttori differenziali senza sganciatori di sovracorrente incorporati per installazioni domestiche e similari. Parte 2-1: Applicabilità delle prescrizioni generali agli interruptori differenziali con funzionamento indipendente dalla tensione di rete".*

-
- CEI EN 61009-1/23-44 - *“Interruttori differenziali con sganciatori di sovracorrente incorporati per installazioni domestiche e similari. Parte 1: Prescrizioni generali”*.
 - CEI EN 61009-2-1/23-45 - *“Interruttori differenziali con sganciatori di sovracorrente incorporati per installazioni domestiche e similari. Parte 2-1: Applicabilità delle prescrizioni generali agli interruttori differenziali con funzionamento indipendente dalla tensione di rete”*.
 - Norma CEI 46-136: *Guida alle Norme per la scelta e la posa dei cavi per impianti di comunicazione*
 - CEI EN 60529 (CEI 70-1) - *Gradi di protezione degli involucri (Codice IP) - 1997 e varianti succ.*
 - CEI 64-8/1 - *“Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1.000 V in corrente alternata ed a 1.500 V in corrente continua. Parte 1: Oggetto, scopo e principi fondamentali”*.
 - CEI 64-8/2 - *“Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1.000 V in corrente alternata ed a 1.500 V in corrente continua. Parte 2: Definizioni”*.
 - CEI 64-8/3 - *“Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1.000 V in corrente alternata ed a 1.500 V in corrente continua. Parte 3: Caratteristiche generali”*.
 - CEI 64-8/4 - *“Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1.000 V in corrente alternata ed a 1.500 V in corrente continua. Parte 4: Prescrizioni per la sicurezza”*.
 - CEI 64-8/5 - *“Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1.000 V in corrente alternata ed a 1.500 V in corrente continua. Parte 5: Scelta ed installazione dei componenti elettrici”*.
 - CEI 64-8/6 - *“Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1.000 V in corrente alternata ed a 1.500 V in corrente continua. Parte 6: Verifiche”*.
 - CEI 64-8/7 - *“Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1.000 V in corrente alternata ed a 1.500 V in corrente continua. Parte 7: Ambienti ed applicazioni particolari”*.
 - CEI 64-12 - *“Guida per l’esecuzione dell’impianto di terra negli edifici per uso residenziale e terziario”*.
 - Norma CEI 64-14 *Guida alle verifiche degli impianti elettrici utilizzatori.*
 - CEI 64-50 - *“Edilizia residenziale - Guida per l’integrazione nell’edificio degli impianti elettrici utilizzatori, ausiliari e telefonici”*.
 - CEI 99-1 *Correnti di cortocircuito nei sistemi trifasi in corrente alternata Parte 3: Correnti durante due cortocircuiti fase-terra simultanei e distinti e correnti di cortocircuito parziali che fluiscono attraverso terra.*

Cagliari, 31 Ottobre 2023

Il Progettista
Dott. Ing. Silvio Matta