



Peridot Solar
GREEN ENERGY SOLUTIONS

Progettazione definitiva finalizzata all'autorizzazione di una centrale di energia rinnovabile e delle relative opere di connessione denominata "Sperlinga", costituita da un impianto agrivoltaico di potenza complessiva pari a 50,112 MW [DC] e potenza in immissione pari a 37,75128 MW [AC]. La centrale sarà realizzata in C.da Serravalle nel comune di Chiaromonte Gulfi (RG) – Sicilia

ITALCONSULT

ITALCONSULT S.p.A.
Via di Villa Ricotti 20
00161 Roma

Resp. integrazione tra le prestazioni specialistiche:
Ing. Giovanni Mondello

Project Manager:
Ing. Gabriele De Rulli

Aspetti Autorizzativi:
Ing. Alessandro Artuso

STUDIO ALTIERI

STUDIO ALTIERI S.p.A.
Via Coleoni 55-58
36016 Thiene, Italia

Aspetti Ambientali:
Ing. Laura Dalla Valle

Resp. parte impiantistica:
Ing. Umberto Lisa

Archeologo:
Dott.ssa Elisabetta Tramontana

Committente: Peridot Solar Italy s.r.l.
Dott. Andrea Urzi

Agronomo:
Dott. Salvatore Puleri

Geologo:
Dott. Carlo Cibella

Acustica:
Ing. Alessandro Infantino

AMBIENTE, PAESAGGIO E IDRAULICA SIA – QUADRO PROGETTUALE

C 4 5 1

Codice commessa

S P

Sito

D

Fase

A P

Disciplina

0 0 0 3

Numero

r 0 0

Revisione

Revisione	Data	Motivo	Redatto	Controllato	Approvato
00	15/05/2024	Emissione	L.S.	L.D.V.	G.M.

SOMMARIO

1	PREMESSA.....	3
1.1	Ubicazione, tutele e vincoli	3
1.2	Identificazione delle aree	4
1.3	Motivazioni del progetto	6
1.4	Riferimenti normativi	6
2	DESCRIZIONE DEL PROGETTO.....	10
2.1	Dati di progetto	10
2.2	Descrizione del campo fotovoltaico	10
2.3	Dimensionamento dell'impianto fotovoltaico	24
2.4	Prescrizioni	34
2.4.1	Protezione contro i contatti indiretti	34
2.4.2	Protezione contro i contatti diretti	35
2.4.3	Protezione delle condutture elettriche	35
2.4.4	Parallelo con la rete pubblica del gestore	35
2.4.5	Iscrizione all'albo delle ditte esecutrici	36
2.4.6	Dichiarazione di conformità	36
2.4.7	Locali	36
2.5	Caratteristiche e qualità dei materiali	36
2.5.1	Generalità	36
2.5.2	Moduli fotovoltaici	37
2.5.3	Convertitori statici - inverter	37
2.5.4	Ambiente di installazione	39
2.5.5	Cabine MT/BT – 30kV/800V	40
2.5.6	Cabine di raccolta MT – 30kV	40
2.5.7	Opere di rete	41
2.5.8	Linee elettriche	41
2.5.9	Vie cavi	42
2.5.10	Conduttori	43
2.5.11	Quadri elettrici di distribuzione	45
2.5.12	Impianto di messa a terra	46
2.6	Sicurezza, verifiche finali e documentazione	47
2.6.1	Collaudo definitivo degli impianti	47
2.6.2	Esame a vista	48
2.6.3	Misura della resistenza di isolamento	48
2.6.4	Verifica della protezione mediante interruzione automatica dell'alimentazione	48
2.6.5	Verifica della protezione contro i contatti indiretti	48



ITALCONSULT



2.6.6	Verifica tecnico funzionale sul generatore fotovoltaico	49
2.6.7	Verifiche finali, collaudi e prove strumentali	50
2.7	Progetto agronomico	51
2.8	Durata dei lavori e impostazione del cantiere	60
2.9	Demolizioni e terreni	62
3	CONSUMO DI RISORSE NATURALI	63
4	RESIDUI ED EMISSIONI	64
5	MISURE PER PREVENIRE LE EMISSIONI E RIDURRE I CONSUMI	65
6	ANALISI DELLE ALTERNATIVE PROGETTUALI	70
6.1	Opzione zero e probabile evoluzione dell'ambiente in caso di mancata attuazione del progetto	70
6.2	Confronto con alternative progettuali	70

1 PREMESSA

L'impianto agro-fotovoltaico in oggetto si sviluppa all'interno del comune di Chiaramonte Gulfi (CT), su di una superficie lorda complessiva di circa 91,22 ha. L'impianto ha una potenza complessiva pari a 50,112 MW [DC] e una potenza in immissione pari a 37,75128 MW [AC].

Il progetto è impostato in assetto agrivoltaico e con una specifica ed impegnativa attenzione alla tutela della biodiversità, al fine di ridurre al massimo l'impatto sul sistema del suolo. Sono quindi previsti ingenti investimenti ed il coinvolgimento sia di aziende agricole locali che di un'importante azienda agricola nazionale.

L'impianto, denominato "Sperlinga", è funzionale per l'equilibrio del territorio e la protezione dal cambiamento climatico e dalle sue conseguenze, in quanto:

- 1) Inserirà elementi di naturalità e protezione della biodiversità con un significativo investimento economico e areale;
- 2) Garantirà la più rigorosa limitazione dell'impatto paesaggistico sia sul campo breve, sia sul campo lungo con riferimento a tutti i punti esterni di introspezione;
- 3) Inserirà attività agricole produttive di notevole importanza per l'equilibrio ecologico, come i prati permanenti e l'olivicoltura.

In termini ponderali, l'impianto sarà costituito da 37.431 piante di olivo, di cui 33.996 in regime di coltivazione intensiva, 3.246 in coltivazione tradizionale intensiva (nelle aree perimetrali) e circa 189 piante in coltivazione tradizionale estensiva (impianto già esistente). Saranno applicate le più avanzate tecnologie per garantire una produzione di elevata quantità e qualità (stimabile in ca. 6.904 quintali di olive all'anno per un fatturato di ca. 526.000,00 euro).

Proponente

Il presente progetto è nato per iniziativa della società di scopo *PERIDOT SOLAR AMBER S.r.l.*, società del gruppo *Peridot Solar* ed è stato sviluppato con la collaborazione di *Italconsult S.p.A.*, *Studio Altieri S.p.A.* e altre società specialistiche.

La società *PERIDOT SOLAR AMBER S.r.l.* è un operatore internazionale di energie rinnovabili che opera come investitore di lungo termine che sviluppa, costruisce, gestisce le centrali di produzione. Ha un obiettivo di investimento di circa 5 GW di capacità entro la fine del 2026, con un investimento previsto di 1 miliardo di sterline.

Fondata nel 2022 e dotata di uffici a Londra e Milano, ha un team attuale di 30 persone e fa parte del portafoglio di *FitzWalter Capital Limited*. Ulteriori informazioni sono disponibili sul sito <https://peridotsolar.com/>

1.1 UBICAZIONE, TUTELE E VINCOLI

L'impianto sarà realizzato in due diverse aree denominate Area Sud e Area Nord, entrambe ricadenti nel Comune di Chiaramonte Gulfi che saranno connesse alla Stazione di Alta Tensione Terna di Chiaramonte Gulfi tramite percorso su strada fino all'area adiacente alla Stazione Terna dove verrà realizzato un impianto elevatore a 150 KV per la connessione.

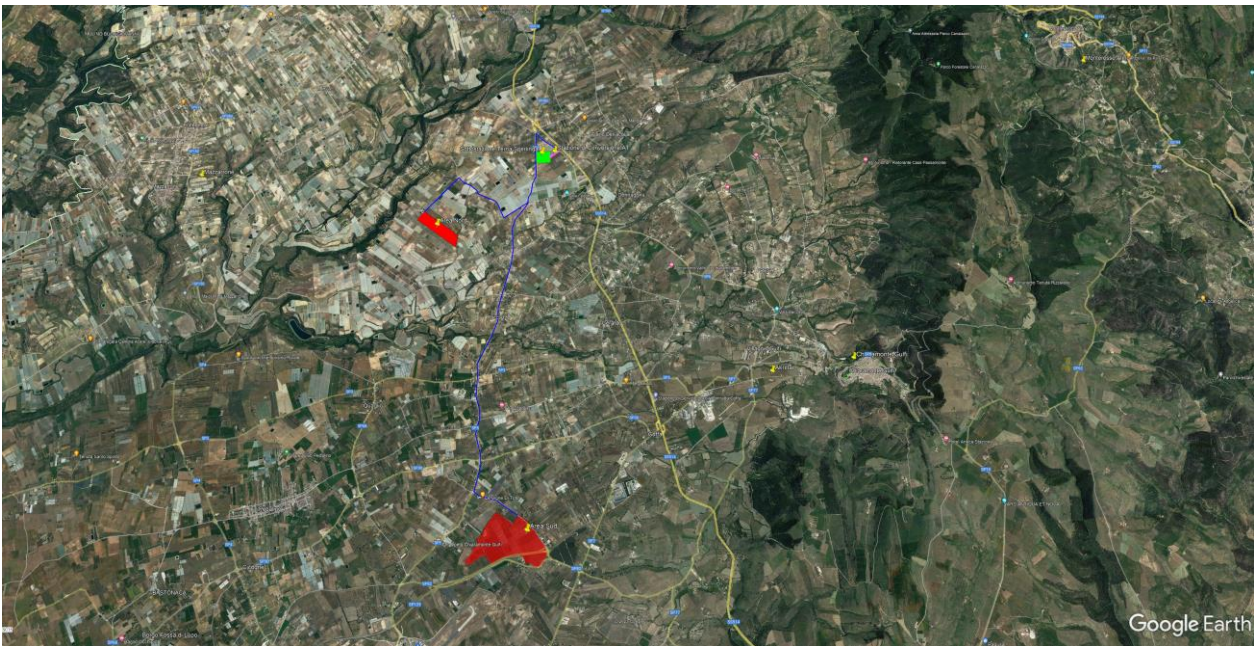


Figura 1. Ubicazione aree di progetto

L'area Sud sarà connessa con una linea MT 30 KV della lunghezza di circa 8,95 km alla sottostazione Elevatrice a 150 KV.

L'area Nord sarà connessa con una linea MT 30 KV della lunghezza di circa 4,86 km alla sottostazione Elevatrice a 150 KV. Le due linee saranno posizionate all'interno dello stesso scavo per il tratto finale di circa 650m.

In particolare l'area Nord ha le seguenti interferenze:

- Elettrodotto aereo che lo attraversa, dal quale bisogna distanziarsi 50m;
- Un punto isolato del piano Paesaggistico, dal quale bisogna distanziarsi 200m;
- Un fiume, da quale bisogna distanziarsi 150m.

L'area Sud ha le seguenti interferenze:

- Due punti isolati del piano Paesaggistico, dal quale bisogna distanziarsi 200m;
- Un fiume, da quale bisogna distanziarsi 150m;
- Corridoio diffuso da riqualificare relativo alla rete Ecologica;
- Un gasdotto dal quale bisogna distanziarsi 10m.

Si rimanda al Quadro Programmatico per l'analisi vincolistica completa.

1.2 IDENTIFICAZIONE DELLE AREE

Le aree interessate dall'intervento sono identificate dalle particelle riportate di seguito:

REG.	PROV.	COMUNE	FOGLIO DI MAPPA	PARTICELLA	ESTENSIONE COMPLESSIVA					
					ha	are	ca	mq	ha	
Sicilia	Ragusa	Chiaromonte Gulfi (SEZ.A)	101	66	4	81	49	48149	4,8149	
				63	0	55	10	5510	0,5510	
					2	1	11	20111	2,0111	
				61	2	97	21	29721	2,9721	
					1	47	68	14768	1,4768	
				64	1	11	37	11137	1,1137	
				4	1	8	29	10829	1,0829	
							10	41	1041	0,1041

REG.	PROV.	COMUNE	FOGLIO DI MAPPA	PARTICELLA	ESTENSIONE COMPLESSIVA				
					ha	are	ca	mq	ha
Sicilia	Ragusa	Chiaromonte Gulfi (SEZ.A)	101	15		1	90	190	4,8170
					4	61	90	46190	
						17	90	1790	
				30		45	55	4555	0,6966
						24	11	2411	
				32		25	8	2508	0,2508
				60		50	0	5000	0,5432
						4	32	432	
				72	3	45	44	34544	18,0976
					7	47	58	74758	
					7	16	74	71674	

REG.	PROV.	COMUNE	FOGLIO DI MAPPA	PARTICELLA	ESTENSIONE COMPLESSIVA				
					ha	are	ca	mq	ha
Sicilia	Ragusa	Chiaromonte Gulfi (SEZ.A)	101	5	5	57	30	55730	6,0730
						50	0	5000	

				35		29	12	2912	0,2912
				36	4	55	12	45512	4,5512
				54	18	34	55	183455	18,3455
				56		52	13	5213	0,5213
								297 822	29,7822

REG.	PROV.	COMUNE	FOGLIO DI MAPPA	PARTICELLA	ESTENSIONE COMPLESSIVA				
					ha	are	ca	m ^q	ha
Sicilia	Ragusa	Chiaromonte Gulfi (SEZ.A)	101	13	4	82	50	48250	4,8250
								48 250	4,8250

REG.	PROV.	COMUNE	FOGLIO DI MAPPA	PARTICELLA	ESTENSIONE COMPLESSIVA				
					ha	are	ca	m ^q	ha
Sicilia	Ragusa	Chiaromonte Gulfi (SEZ.B)	129	21	3	76	20	37620	3,7620
				207	9	0	45	90045	9,0045
				698	5	31	45	53145	5,3145
								180 810	18,0810

L'area interessata dai lavori ha quindi una superficie totale disponibile di 91,22 ettari circa.

1.3 MOTIVAZIONI DEL PROGETTO

Il progetto consentirà di produrre energia da fonti rinnovabili, in maniera integrata con la produzione agricola ed il potenziamento del verde e biodiversità dell'area.

1.4 RIFERIMENTI NORMATIVI

Gli impianti fotovoltaici e i relativi componenti devono rispettare, ove di pertinenza, le prescrizioni contenute nelle seguenti norme di riferimento, comprese eventuali varianti, aggiornamenti ed estensioni emanate successivamente dagli organismi di normazione citati.

Si applicano inoltre i documenti tecnici emanati dai gestori di rete riportanti disposizioni applicative per la connessione di impianti fotovoltaici collegati alla rete elettrica e le prescrizioni di autorità locali, comprese quelle dei VVFF.

Leggi e decreti

Decreto Legislativo n. 504 del 26-10-1995, aggiornato 1-06-2007: Testo Unico delle disposizioni legislative concernenti le imposte sulla produzione e sui consumi e relative sanzioni penali e amministrative.

Decreto Legislativo n. 387 del 29-12-2003: attuazione della direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità.

Legge n. 239 del 23-08-2004: riordino del settore energetico, nonché delega al Governo per il riassetto delle disposizioni vigenti in materia di energia.

Decreto Legislativo n. 192 del 19-08-2005: attuazione della direttiva 2002/91/CE relativa al rendimento energetico nell'edilizia.

Decreto Legislativo n. 311 del 29-12-2006: disposizioni correttive ed integrative al decreto legislativo 19 agosto 2005, n. 192, recante attuazione della direttiva 2002/91/CE, relativa al rendimento energetico nell'edilizia.

Decreto Legislativo n. 115 del 30-05-2008: attuazione della direttiva 2006/32/CE relativa all'efficienza degli usi finali dell'energia e i servizi energetici e abrogazione della direttiva 93/76/CEE.

Decreto Legislativo n. 56 del 29-03-2010: modifiche e integrazioni al decreto 30 maggio 2008, n. 115.

Decreto del presidente della repubblica n. 59 del 02-04-2009: regolamento di attuazione dell'articolo 4, comma 1, lettere a) e b), del decreto legislativo 19 agosto 2005, n. 192, concernente attuazione della direttiva 2002/91/CE sul rendimento energetico in edilizia.

Decreto Legislativo n. 26 del 2-02-2007: attuazione della direttiva 2003/96/CE che ristruttura il quadro comunitario per la tassazione dei prodotti energetici e dell'elettricità.

Decreto Legge n. 73 del 18-06-2007: testo coordinato del Decreto Legge 18 giugno 2007, n. 73.

Decreto 2-03-2009: disposizioni in materia di incentivazione della produzione di energia elettrica mediante conversione fotovoltaica della fonte solare.

Legge n. 99 del 23 luglio 2009: disposizioni per lo sviluppo e l'internazionalizzazione delle imprese, nonché in materia di energia.

Legge 13 Agosto 2010, n. 129 (GU n. 192 del 18-8-2010): Conversione in legge, con modificazioni, del decreto-legge 8 luglio 2010, n. 105, recante misure urgenti in materia di energia. Proroga di termine per l'esercizio di delega legislativa in materia di riordino del sistema degli incentivi. (Art. 1-septies - Ulteriori disposizioni in materia di impianti per la produzione di energia da fonti rinnovabili)

Decreto legislativo del 3 marzo 2011, n. 28: Attuazione della direttiva 2009/28/CE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili

Decreto legge del 22 giugno 2012, n. 83: misure urgenti per la crescita del Paese

Sicurezza

D.Lgs. 81/2008: (testo unico della sicurezza): misure di tutela della salute e della sicurezza nei luoghi di lavoro e succ. mod. e int.

DM 37/2008: sicurezza degli impianti elettrici all'interno degli edifici.

Norme Tecniche

CEI 82-25 Edizione 09-2010: guida alla realizzazione di sistemi di generazione fotovoltaica collegati alle reti elettriche di Media e Bassa Tensione.

CEI 82-25; V2 Edizione 10-2012: guida alla realizzazione di sistemi di generazione fotovoltaica collegati alle reti elettriche di Media e Bassa Tensione.

CEI EN 60904-1(CEI 82-1): dispositivi fotovoltaici Parte 1: Misura delle caratteristiche fotovoltaiche tensione-corrente.

CEI EN 60904-2 (CEI 82-2): dispositivi fotovoltaici - Parte 2: Prescrizione per le celle fotovoltaiche di riferimento.

CEI EN 60904-3 (CEI 82-3): dispositivi fotovoltaici - Parte 3: Principi di misura per sistemi solari fotovoltaici per uso terrestre e irraggiamento spettrale di riferimento.

- CEI EN 61215 (CEI 82-8):** moduli fotovoltaici in silicio cristallino per applicazioni terrestri. Qualifica del progetto e omologazione del tipo.
- CEI EN 61646 (82-12):** moduli fotovoltaici (FV) a film sottile per usi terrestri - Qualifica del progetto e approvazione di tipo.
- CEI EN 61724 (CEI 82-15):** rilievo delle prestazioni dei sistemi fotovoltaici - Linee guida per la misura, lo scambio e l'analisi dei dati.
- CEI EN 61730-1 (CEI 82-27):** qualificazione per la sicurezza dei moduli fotovoltaici (FV) - Parte 1: Prescrizioni per la costruzione.
- CEI EN 61730-2 (CEI 82-28):** qualificazione per la sicurezza dei moduli fotovoltaici (FV) - Parte 2: Prescrizioni per le prove.
- CEI EN 62108 (82-30):** moduli e sistemi fotovoltaici a concentrazione (CPV) - Qualifica di progetto e approvazione di tipo.
- CEI EN 62093 (CEI 82-24):** componenti di sistemi fotovoltaici - moduli esclusi (BOS) - Qualifica di progetto in condizioni ambientali naturali.
- CEI EN 50380 (CEI 82-22):** fogli informativi e dati di targa per moduli fotovoltaici.
- CEI EN 50521 (CEI 82-31):** connettori per sistemi fotovoltaici - Prescrizioni di sicurezza e prove.
- CEI EN 50524 (CEI 82-34):** fogli informativi e dati di targa dei convertitori fotovoltaici.
- CEI EN 50530 (CEI 82-35):** rendimento globale degli inverter per impianti fotovoltaici collegati alla rete elettrica.
- EN 62446 (CEI 82-38):** grid connected photovoltaic systems - Minimum requirements for system documentation, commissioning tests and inspection.
- CEI 20-91:** cavi elettrici con isolamento e guaina elastomerici senza alogeni non propaganti la fiamma con tensione nominale non superiore a 1000 V in corrente alternata e 1500 V in corrente continua per applicazioni in impianti fotovoltaici.
- UNI 8477:** energia solare – Calcolo degli apporti per applicazioni in edilizia – Valutazione dell'energia raggiante ricevuta.
- UNI 10349:** riscaldamento e raffrescamento degli edifici. Dati climatici.
- UNI/TR 11328-1:2009:** "Energia solare - Calcolo degli apporti per applicazioni in edilizia - Parte 1: Valutazione dell'energia raggiante ricevuta".

Altra Normativa sugli impianti elettrici

- CEI 0-2:** guida per la definizione della documentazione di progetto per impianti elettrici.
- CEI 0-16:** regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti AT ed MT delle imprese distributrici di energia elettrica.
- CEI 0-21:** regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti BT delle imprese distributrici di energia elettrica.
- CEI 11-20:** impianti di produzione di energia elettrica e gruppi di continuità collegati a reti di I e II categoria.
- CEI EN 50438 (CT 311-1):** prescrizioni per la connessione di micro-generatori in parallelo alle reti di distribuzione pubblica in bassa tensione.
- CEI 64-8:** impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000 V in corrente alternata e a 1500 V in corrente continua.
- CEI EN 60099-1 (CEI 37-1):** scaricatori - Parte 1: Scaricatori a resistori non lineari con spinterometri per sistemi a corrente alternata
- CEI EN 60439 (CEI 17-13):** apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT).

CEI EN 60445 (CEI 16-2): principi base e di sicurezza per l'interfaccia uomo-macchina, marcatura e identificazione - Individuazione dei morsetti e degli apparecchi e delle estremità dei conduttori designati e regole generali per un sistema alfanumerico.

CEI EN 60529 (CEI 70-1): gradi di protezione degli involucri (codice IP).

CEI EN 60555-1 (CEI 77-2): disturbi nelle reti di alimentazione prodotti da apparecchi elettrodomestici e da equipaggiamenti elettrici simili - Parte 1: Definizioni

CEI EN 61000-3-2 (CEI 110-31): compatibilità elettromagnetica (EMC) - Parte 3: Limiti - Sezione 2: Limiti per le emissioni di corrente armonica (apparecchiature con corrente di ingresso $I_n = 16$ A per fase).

CEI EN 62053-21 (CEI 13-43): apparati 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): apparati 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): apparati per la misura dell'energia elettrica (c.a.) - Parte 1: Prescrizioni generali, prove e condizioni di prova - Apparato di misura (indici di classe A, B e C).

CEI EN 50470-3 (CEI 13-54): apparati 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.

CEI 81-3: valori medi del numero di fulmini a terra per anno e per chilometro quadrato.

CEI 20-19: cavi isolati con gomma con tensione nominale non superiore a 450/750 V.

CEI 20-20: cavi isolati con polivinilcloruro con tensione nominale non superiore a 450/750 V.

CEI 13-4: sistemi di misura dell'energia elettrica - Composizione, precisione e verifica.

CEI UNI EN ISO/IEC 17025:2008: requisiti generali per la competenza dei laboratori di prova e di taratura.

Per quanto non esplicitamente indicato, dovranno in ogni caso essere sempre adottate tutte le indicazioni normative e di legge atte a garantire la realizzazione del sistema a regola d'arte e nel rispetto della sicurezza.

2 DESCRIZIONE DEL PROGETTO

2.1 DATI DI PROGETTO

<i>Dati relativi al committente</i>	
Committente:	Peridot Solar Amber S.r.l. Via Alberico Albricci n.7, 20122, Milano (MI), gpelevasrl@legalmail.it P.I. 01749430193
Rappresentante Legale	Andrea Egidio Urzì
<i>Dati relativi al posizionamento del generatore FV</i>	
Posizionamento del generatore FV:	Installazione a terra con sistema ad inseguimento monoassiale
Angolo di azimut del generatore FV:	0°
Angolo di tilt del generatore FV:	0°
Angolo di rotazione	60°
Fattore di albedo:	Suolo
Fattore di riduzione delle ombre K_{ombre} :	0,95

L'impianto sarà installato in terreni agricoli, nel Comune di **CHIARAMONTE GULFI (RG)**. I moduli fotovoltaici verranno montati su una struttura tracker monoassiali del tipo SF7 SOLTEC; tale struttura è realizzata in acciaio zincato e poggiata al suolo per mezzo di palificazioni senza l'utilizzo di cls.

2.2 DESCRIZIONE DEL CAMPO FOTOVOLTAICO

L'impianto agrovoltaico di potenza di picco pari a 50.112 kWp, sarà ubicata nel Comune di Chiaramonte Gulfi (RG). Il soggetto proponente è la società PERIDOT SOLAR AMBER S.r.l.

L'impianto è costituito da diversi generatori composti da n° **66.816 moduli fotovoltaici** da 750Wp e da n° **155 inverter** da 350kW, per una potenza di picco totale di **50.112 kWp** e una produzione di **95.463.360 kWh**. La superficie totale delle aree è pari a **91.220 m² (91,22 ha)**, mentre la superficie occupata dai pannelli risulta pari a **270.554 m²**.

Ai fini della connessione alla Rete di Trasmissione Nazionale (RTN) l'impianto di generazione da fonte rinnovabile (fotovoltaica) ha una potenza nominale complessiva di **50,112 MW (DC)** e potenza in immissione pari a **37,75128 MW (AC)**.

Saranno realizzate quattro cabine di raccolta, da una delle quali partiranno dei cavidotti MT verso la Stazione Elettrica di Chiaramonte Gulfi (RG).

L'area Sud sarà connessa con una linea MT 30KV della lunghezza di circa 8,95Km alla sottostazione Elevatrice a 150KV.

L'area Nord sarà connessa con una linea MT 30KV della lunghezza di circa 4,86Km alla sottostazione Elevatrice a 150KV. Le due linee saranno posizionate all'interno dello stesso scavo per il tratto finale di circa 650m.

L'impianto agrovoltaico in oggetto sarà composto sostanzialmente da tre componenti tecnici principali: il generatore fotovoltaico, i gruppi di conversione di energia elettrica e la stazione di elevazione MT/AT. Il generatore sarà costituito dai moduli fotovoltaici, connessi in serie/parallelo per ottenere livelli di tensione e corrente idonei all'accoppiamento con i gruppi di conversione.

È prevista l'installazione a terra di moduli fotovoltaici in silicio cristallino del tipo bifacciale della potenza specifica di 750Wp, da intendersi come potenza di picco espressa nelle condizioni standard meglio descritte nelle normative di riferimento (IEC 61215).

In relazione alla morfologia del territorio si ritiene di dover suddividere l'impianto in diverse sotto-piastre.

Il ricorso a tale tecnologia nasce dall'esigenza di coniugare:

- la compatibilità con esigenze architettoniche e di tutela ambientale;
- nessun inquinamento acustico;
- una produzione di energia elettrica senza emissioni di sostanze inquinanti.

I moduli del generatore erogheranno corrente continua (DC) che, prima di essere immessa in rete, sarà trasformata in corrente alternata (AC) da gruppi di conversione DC/AC (inverter) ed infine elevata dalla bassa tensione (BT) alla media tensione (MT 30 kV) della rete di raccolta interna per il convogliamento alla stazione di trasformazione AT/MT per l'elevazione al livello di tensione della connessione alla rete nazionale.

Il campo fotovoltaico convergerà ad una stazione di trasformazione AT/MT ubicata nelle vicinanze della Stazione Elettrica Terna di Chiaramonte Gulfi in stallo condiviso con altra società dove sarà installato il trasformatore AT/MT nonché tutti i sistemi di sezionamento ed i sistemi di protezione generale e di interfaccia con la rete Terna, nonché l'edificio comandi.

Lo stallo di connessione alla rete AT di Terna sarà condiviso con la società EDPR Sicilia PV s.r.l.. secondo lo schema di seguito riportato:

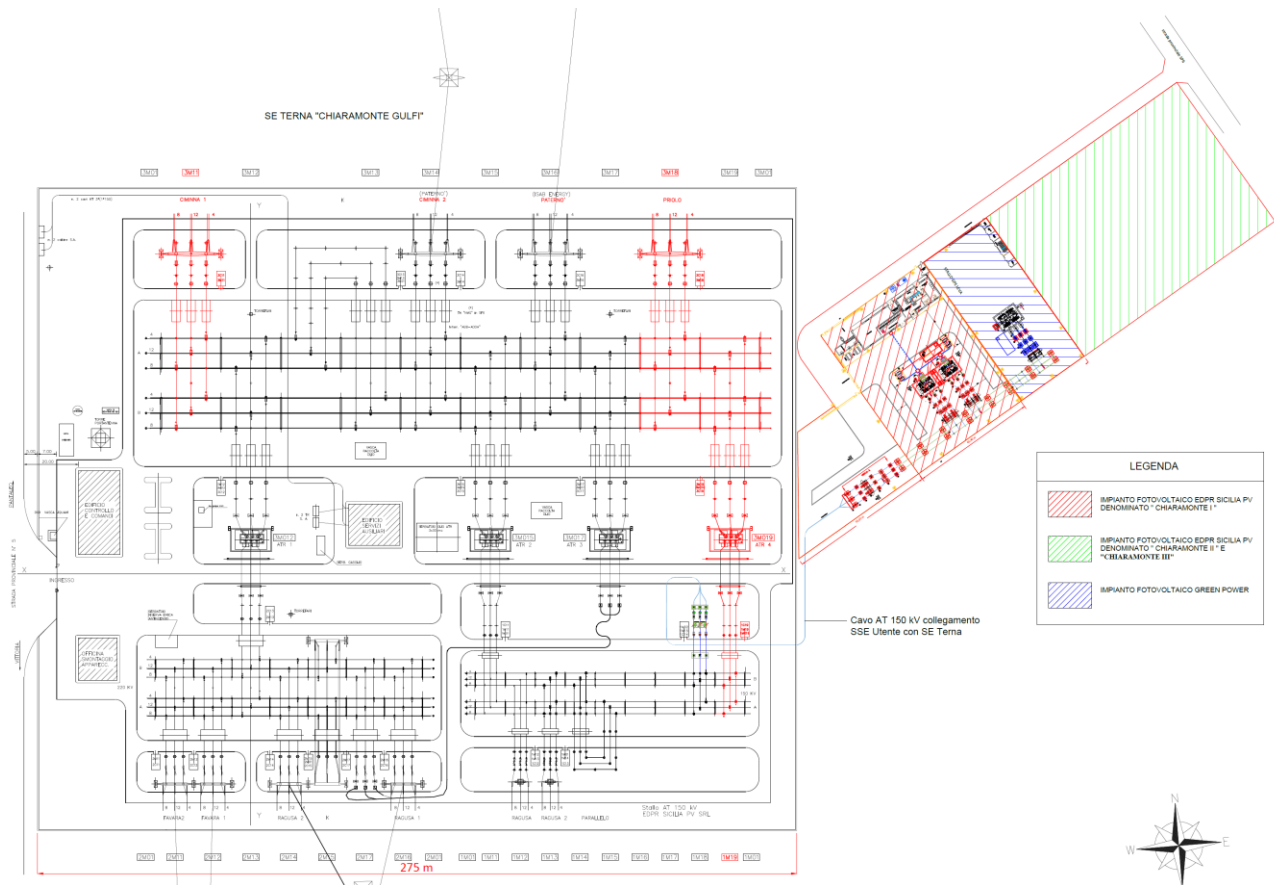


Figura 2 – Planimetria generale SSE Chiamonte Gulfi (RG) e Stallo condiviso

L'area in blu è quella per la realizzazione della stazione AT oggetto del presente progetto.

La stazione elettrica utente sarà dotata di un trasformatore di potenza con relativi edifici tecnici adibiti al controllo e alla misura dell'energia prodotta ed immessa in rete.

I moduli fotovoltaici saranno collegati in serie, in modo tale che il livello di tensione raggiunto in uscita rientri nel range di tensione ammissibile dagli inverter considerati nel progetto (max 1.500 V).

L'impianto fotovoltaico è suddiviso in aree geografiche come riportato in premessa. Di seguito per ogni impianto si riporta la composizione delle stringhe, del numero delle strutture, dei moduli e la determinazione delle potenze impegnate, a partire dalle diverse cabine MT/bt.

CN.1							
Tipologia struttura	n. strutture			n.moduli		Potenza DC (kWp)	
Tracker da 12 pannelli	20,00	81,00		240,00	3.192,00	180,00	2.394,00
Tracker da 24 pannelli	25,00			600,00		450,00	
Tracker da 48 pannelli	23,00			1.104,00		828,00	
Tracker da 96 pannelli	13,00			1.248,00		936,00	
Tipologia INVERTER	n° INV	pannelli		stringhe		Potenza CABINA (MW)	
INVERTER da 320/350 k	8,00	3.192,00		134,00		3	
ID INV.	12p	24p	48p	96p	Tot. Pan	Stringhe	Pn(kW)
1.1	2	3	3	2	432	18	324,00
1.2	2	2	2	3	456	19	342,00
1.3	1	0	3	3	444	19	333,00
1.4	1	3	2	3	468	20	351,00
1.5	0	4	2	2	384	16	288,00
1.6	2	2	6	0	360	15	270,00
1.7	4	1	4	0	264	11	198,00
1.8	8	10	1	0	384	16	288,00
Totale	20	25	23	13	3.192	134	2.394,00
CN.2							
Tipologia struttura	n. strutture			n.moduli		Potenza DC (kWp)	
Tracker da 12 pannelli	4,00	52,00		48,00	3.144,00	36,00	2.358,00
Tracker da 24 pannelli	11,00			264,00		198,00	
Tracker da 48 pannelli	15,00			720,00		540,00	
Tracker da 96 pannelli	22,00			2.112,00		1.584,00	
Tipologia INVERTER	n° INV	pannelli		stringhe		Potenza CABINA (MW)	
INVERTER da 320/350 k	7,00	3.144,00		131,00		3	
ID INV.	12p	24p	48p	96p	Tot. Pan	Stringhe	Pn(kW)
2.1	2	3	4	2	480	20	360,00
2.2	0	1	2	3	408	17	306,00
2.3	0	0	2	4	480	20	360,00
2.4	0	2	1	4	480	20	360,00
2.5	0	2	2	3	432	18	324,00
2.6	0	2	2	3	432	18	324,00
2.7	2	1	2	3	432	18	324,00
Totale	4	11	15	22	3.144	131	2.358,00

CN.3							
Tipologia struttura	n. strutture			n.moduli		Potenza DC (kWp)	
Tracker da 12 pannelli	9,00	55,00		108,00	2.868,00	81,00	2.151,00
Tracker da 24 pannelli	15,00			360,00		270,00	
Tracker da 48 pannelli	12,00			576,00		432,00	
Tracker da 96 pannelli	19,00			1.824,00		1.368,00	
Tipologia INVERTER	n° INV	pannelli		stringhe		Potenza CABINA (MW)	
INVERTER da 320/350 k	7,00	2.868,00		121,00		3	
ID INV.	12p	24p	48p	96p	Tot. Pan	Stringhe	Pn(kW)
3.1	1	2	2	3	444	19	333,00
3.2	2	4	2	0	216	9	162,00
3.3	2	3	2	3	480	20	360,00
3.4	1	2	4	2	444	19	333,00
3.5	0	0	2	4	480	20	360,00
3.6	1	2	0	3	348	15	261,00
3.7	2	2	0	4	456	19	342,00
Totale	9	15	12	19	2.868	121	2.151,00
CN.4							
Tipologia struttura	n. strutture			n.moduli		Potenza DC (kWp)	
Tracker da 12 pannelli	2,00	37,00		24,00	2.616,00	18,00	1.962,00
Tracker da 24 pannelli	6,00			144,00		108,00	
Tracker da 48 pannelli	7,00			336,00		252,00	
Tracker da 96 pannelli	22,00			2.112,00		1.584,00	
Tipologia INVERTER	n° INV	pannelli		stringhe		Potenza CABINA (MW)	
INVERTER da 320/350 k	6,00	2.616,00		110,00		3	
ID INV.	12p	24p	48p	96p	Tot. Pan	Stringhe	Pn(kW)
4.1	0	0	2	4	480	20	360,00
4.2	1	1	1	4	468	20	351,00
4.3	1	1	1	4	468	20	351,00
4.4	0	0	0	5	480	20	360,00
4.5	0	2	1	4	480	20	360,00
4.6	0	2	2	1	240	10	180,00
Totale	2	6	7	22	2.616	110	1.962,00

CS.1							
Tipologia struttura	n. strutture			n.moduli		Potenza DC (kWp)	
Tracker da 12 pannelli	11,00	61,00		132,00	3.180,00	99,00	2.385,00
Tracker da 24 pannelli	11,00			264,00		198,00	
Tracker da 48 pannelli	20,00			960,00		720,00	
Tracker da 96 pannelli	19,00			1.824,00		1.368,00	
Tipologia INVERTER	n° INV	pannelli		stringhe		Potenza CABINA (MW)	
INVERTER da 320/350 k	7,00	3.180,00		134,00		3	
ID INV.	12p	24p	48p	96p	Tot. Pan	Stringhe	Pn(kW)
1.1	4	3	3	2	456	19	342,00
1.2	1	3	0	4	468	20	351,00
1.3	2	0	3	3	456	19	342,00
1.4	1	3	3	2	420	18	315,00
1.5	0	0	2	4	480	20	360,00
1.6	2	0	5	2	456	19	342,00
1.7	1	2	4	2	444	19	333,00
Totale	11	11	20	19	3.180	134	2.385,00
CS.2							
Tipologia struttura	n. strutture			n.moduli		Potenza DC (kWp)	
Tracker da 12 pannelli	3,00	55,00		36,00	3.108,00	27,00	2.331,00
Tracker da 24 pannelli	18,00			432,00		324,00	
Tracker da 48 pannelli	13,00			624,00		468,00	
Tracker da 96 pannelli	21,00			2.016,00		1.512,00	
Tipologia INVERTER	n° INV	pannelli		stringhe		Potenza CABINA (MW)	
INVERTER da 320/350 k	7,00	3.108,00		131,00		3	
ID INV.	12p	24p	48p	96p	Tot. Pan	Stringhe	Pn(kW)
2.1	0	2	3	3	480	20	360,00
2.2	1	1	2	3	420	18	315,00
2.3	0	2	1	3	384	16	288,00
2.4	0	3	6	1	456	19	342,00
2.5	1	3	0	4	468	20	351,00
2.6	0	2	1	4	480	20	360,00
2.7	1	5	0	3	420	18	315,00
Totale	3	18	13	21	3.108	131	2.331,00

CS.3							
Tipologia struttura	n. strutture			n.moduli		Potenza DC (kWp)	
Tracker da 12 pannelli	6,00	51,00		72,00	3.144,00	54,00	2.358,00
Tracker da 24 pannelli	12,00			288,00		216,00	
Tracker da 48 pannelli	8,00			384,00		288,00	
Tracker da 96 pannelli	25,00			2.400,00		1.800,00	
Tipologia INVERTER	n° INV	pannelli		stringhe		Potenza CABINA (MW)	
INVERTER da 320/350 k	7,00	3.144,00		133,00		3	
ID INV.	12p	24p	48p	96p	Tot. Pan	Stringhe	Pn(kW)
3.1	0	2	2	3	432	18	324,00
3.2	2	3	1	3	432	18	324,00
3.3	0	1	1	4	456	19	342,00
3.4	1	3	2	3	468	20	351,00
3.5	1	1	1	4	468	20	351,00
3.6	1	1	1	4	468	20	351,00
3.7	1	1	0	4	420	18	315,00
Totale	6	12	8	25	3.144	133	2.358,00
CS.4							
Tipologia struttura	n. strutture			n.moduli		Potenza DC (kWp)	
Tracker da 12 pannelli	0,00	39,00		0,00	3.120,00	0,00	2.340,00
Tracker da 24 pannelli	8,00			192,00		144,00	
Tracker da 48 pannelli	1,00			48,00		36,00	
Tracker da 96 pannelli	30,00			2.880,00		2.160,00	
Tipologia INVERTER	n° INV	pannelli		stringhe		Potenza CABINA (MW)	
INVERTER da 320/350 k	7,00	3.120,00		130,00		3	
ID INV.	12p	24p	48p	96p	Tot. Pan	Stringhe	Pn(kW)
4.1	0	1	0	4	408	17	306,00
4.2	0	1	0	4	408	17	306,00
4.3	0	2	0	4	432	18	324,00
4.4	0	2	1	4	480	20	360,00
4.5	0	2	0	4	432	18	324,00
4.6	0	0	0	5	480	20	360,00
4.7	0	0	0	5	480	20	360,00
Totale	0	8	1	30	3.120	130	2.340,00

CS.5							
Tipologia struttura	n. strutture			n.moduli		Potenza DC (kWp)	
Tracker da 12 pannelli	0,00	33,00		0,00	3.168,00		0,00
Tracker da 24 pannelli	0,00			0,00			0,00
Tracker da 48 pannelli	0,00			0,00			0,00
Tracker da 96 pannelli	33,00			3.168,00			2.376,00
Tipologia INVERTER	n° INV	pannelli		stringhe		Potenza CABINA (MW)	
INVERTER da 320/350 k	7,00	3.168,00		132,00		3	
ID INV.	12p	24p	48p	96p	Tot. Pan	Stringhe	Pn(kW)
5.1	0	0	0	5	480	20	360,00
5.2	0	0	0	5	480	20	360,00
5.3	0	0	0	5	480	20	360,00
5.4	0	0	0	5	480	20	360,00
5.5	0	0	0	5	480	20	360,00
5.6	0	0	0	5	480	20	360,00
5.7	0	0	0	3	288	12	216,00
Totale	0	0	0	33	3.168	132	2.376,00
CS.6							
Tipologia struttura	n. strutture			n.moduli		Potenza DC (kWp)	
Tracker da 12 pannelli	2,00	41,00		24,00	3.216,00		18,00
Tracker da 24 pannelli	1,00			24,00			18,00
Tracker da 48 pannelli	10,00			480,00			360,00
Tracker da 96 pannelli	28,00			2.688,00			2.016,00
Tipologia INVERTER	n° INV	pannelli		stringhe		Potenza CABINA (MW)	
INVERTER da 320/350 k	7,00	3.216,00		135,00		3	
ID INV.	12p	24p	48p	96p	Tot. Pan	Stringhe	Pn(kW)
6.1	0	0	0	5	480	20	360,00
6.2	0	0	0	5	480	20	360,00
6.3	0	0	2	4	480	20	360,00
6.4	0	1	2	3	408	17	306,00
6.5	1	0	3	3	444	19	333,00
6.6	1	0	1	4	444	19	333,00
6.7	0	0	2	4	480	20	360,00
Totale	2	1	10	28	3.216	135	2.412,00

CS.7							
Tipologia struttura	n. strutture			n.moduli		Potenza DC (kWp)	
Tracker da 12 pannelli	4,00	50,00		48,00	3.240,00	36,00	2.430,00
Tracker da 24 pannelli	11,00			264,00		198,00	
Tracker da 48 pannelli	9,00			432,00		324,00	
Tracker da 96 pannelli	26,00			2.496,00		1.872,00	
Tipologia INVERTER	n° INV	pannelli		stringhe		Potenza CABINA (MW)	
INVERTER da 320/350 k	7,00	3.240,00		136,00		3	
ID INV.	12p	24p	48p	96p	Tot. Pan	Stringhe	Pn(kW)
7.1	0	4	4	2	480	20	360,00
7.2	1	0	1	4	444	19	333,00
7.3	0	0	0	5	480	20	360,00
7.4	2	1	3	3	480	20	360,00
7.5	0	2	1	4	480	20	360,00
7.6	1	2	0	4	444	19	333,00
7.7	0	2	0	4	432	18	324,00
Totale	4	11	9	26	3.240	136	2.430,00
CS.8							
Tipologia struttura	n. strutture			n.moduli		Potenza DC (kWp)	
Tracker da 12 pannelli	5,00	45,00		60,00	3.204,00	45,00	2.403,00
Tracker da 24 pannelli	7,00			168,00		126,00	
Tracker da 48 pannelli	4,00			192,00		144,00	
Tracker da 96 pannelli	29,00			2.784,00		2.088,00	
Tipologia INVERTER	n° INV	pannelli		stringhe		Potenza CABINA (MW)	
INVERTER da 320/350 k	8,00	3.204,00		135,00		3	
ID INV.	12p	24p	48p	96p	Tot. Pan	Stringhe	Pn(kW)
8.1	1	0	0	4	396	17	297,00
8.2	0	0	0	5	480	20	360,00
8.3	0	1	1	4	456	19	342,00
8.4	0	0	1	4	432	18	324,00
8.5	2	2	0	4	456	19	342,00
8.6	0	2	1	4	480	20	360,00
8.7	1	1	1	2	276	12	207,00
8.8	1	1	0	2	228	10	171,00
Totale	5	7	4	29	3.204	135	2.403,00

CS.9							
Tipologia struttura	n. strutture			n.moduli		Potenza DC (kWp)	
Tracker da 12 pannelli	1,00	43,00		12,00	3.180,00	9,00	2.385,00
Tracker da 24 pannelli	6,00			144,00		108,00	
Tracker da 48 pannelli	9,00			432,00		324,00	
Tracker da 96 pannelli	27,00			2.592,00		1.944,00	
Tipologia INVERTER	n° INV	pannelli		stringhe		Potenza CABINA (MW)	
INVERTER da 320/350 k	7,00	3.180,00		133,00		3	
ID INV.	12p	24p	48p	96p	Tot. Pan	Stringhe	Pn(kW)
9.1	0	2	1	4	480	20	360,00
9.2	1	3	0	4	468	20	351,00
9.3	0	0	2	4	480	20	360,00
9.4	0	1	3	3	456	19	342,00
9.5	0	0	0	5	480	20	360,00
9.6	0	0	2	4	480	20	360,00
9.7	0	0	1	3	336	14	252,00
Totale	1	6	9	27	3.180	133	2.385,00
CS.10							
Tipologia struttura	n. strutture			n.moduli		Potenza DC (kWp)	
Tracker da 12 pannelli	1,00	38,00		12,00	3.204,00	9,00	2.403,00
Tracker da 24 pannelli	1,00			24,00		18,00	
Tracker da 48 pannelli	6,00			288,00		216,00	
Tracker da 96 pannelli	30,00			2.880,00		2.160,00	
Tipologia INVERTER	n° INV	pannelli		stringhe		Potenza CABINA (MW)	
INVERTER da 320/350 k	7,00	3.204,00		134,00		3	
ID INV.	12p	24p	48p	96p	Tot. Pan	Stringhe	Pn(kW)
10.1	0	0	2	4	480	20	360,00
10.2	0	0	2	4	480	20	360,00
10.3	0	0	0	5	480	20	360,00
10.4	0	0	0	5	480	20	360,00
10.5	0	0	0	5	480	20	360,00
10.6	0	1	1	4	456	19	342,00
10.7	1	0	1	3	348	15	261,00
Totale	1	1	6	30	3.204	134	2.403,00

CS.11							
Tipologia struttura	n. strutture			n.moduli		Potenza DC (kWp)	
Tracker da 12 pannelli	5,00	52,00		60,00	2.580,00	45,00	1.935,00
Tracker da 24 pannelli	17,00			408,00		306,00	
Tracker da 48 pannelli	16,00			768,00		576,00	
Tracker da 96 pannelli	14,00			1.344,00		1.008,00	
Tipologia INVERTER	n° INV	pannelli		stringhe		Potenza CABINA (MW)	
INVERTER da 320/350 k	6,00	2.580,00		109,00		3	
ID INV.	12p	24p	48p	96p	Tot. Pan	Stringhe	Pn(kW)
11.1	1	4	1	3	444	19	333,00
11.2	0	3	5	1	408	17	306,00
11.3	1	4	3	1	348	15	261,00
11.4	0	2	1	4	480	20	360,00
11.5	2	1	2	3	432	18	324,00
11.6	1	3	4	2	468	20	351,00
Totale	5	17	16	14	2.580	109	1.935,00
CS.12							
Tipologia struttura	n. strutture			n.moduli		Potenza DC (kWp)	
Tracker da 12 pannelli	3,00	44,00		36,00	2.964,00	27,00	2.223,00
Tracker da 24 pannelli	10,00			240,00		180,00	
Tracker da 48 pannelli	6,00			288,00		216,00	
Tracker da 96 pannelli	25,00			2.400,00		1.800,00	
Tipologia INVERTER	n° INV	pannelli		stringhe		Potenza CABINA (MW)	
INVERTER da 320/350 k	7,00	2.964,00		125,00		3	
ID INV.	12p	24p	48p	96p	Tot. Pan	Stringhe	Pn(kW)
12.1	0	1	1	4	456	19	342,00
12.2	1	2	2	3	444	19	333,00
12.3	1	1	1	4	468	20	351,00
12.4	0	0	0	4	384	16	288,00
12.5	1	2	1	3	396	17	297,00
12.6	0	4	1	2	336	14	252,00
12.7	0	0	0	5	480	20	360,00
Totale	3	10	6	25	2.964	125	2.223,00

CS.13							
Tipologia struttura	n. strutture			n.moduli		Potenza DC (kWp)	
Tracker da 12 pannelli	5,00	31,00		60,00	1.716,00	45,00	1.287,00
Tracker da 24 pannelli	5,00			120,00		90,00	
Tracker da 48 pannelli	10,00			480,00		360,00	
Tracker da 96 pannelli	11,00			1.056,00		792,00	
Tipologia INVERTER	n° INV	pannelli		stringhe		Potenza CABINA (MW)	
INVERTER da 320/350 k	5,00	1.716,00		72,00		2	
ID INV.	12p	24p	48p	96p	Tot. Pan	Stringhe	Pn(kW)
13.1	0	0	3	3	432	18	324,00
13.2	0	0	2	3	384	16	288,00
13.3	2	1	3	2	384	16	288,00
13.4	1	2	0	3	348	15	261,00
13.5	2	2	2	0	168	7	126,00
Totale	5	5	10	11	1.716	72	1.287,00
CS.14							
Tipologia struttura	n. strutture			n.moduli		Potenza DC (kWp)	
Tracker da 12 pannelli	3,00	47,00		36,00	2.916,00	27,00	2.187,00
Tracker da 24 pannelli	12,00			288,00		216,00	
Tracker da 48 pannelli	10,00			480,00		360,00	
Tracker da 96 pannelli	22,00			2.112,00		1.584,00	
Tipologia INVERTER	n° INV	pannelli		stringhe		Potenza CABINA (MW)	
INVERTER da 320/350 k	7,00	2.916,00		123,00		3	
ID INV.	12p	24p	48p	96p	Tot. Pan	Stringhe	Pn(kW)
14.1	0	2	2	3	432	18	324,00
14.2	1	0	1	4	444	19	333,00
14.3	0	1	1	4	456	19	342,00
14.4	0	2	1	3	384	16	288,00
14.5	0	0	2	3	384	16	288,00
14.6	1	5	1	2	372	16	279,00
14.7	1	2	2	3	444	19	333,00
Totale	3	12	10	22	2.916	123	2.187,00

CS.15							
Tipologia struttura	n. strutture			n.moduli		Potenza DC (kWp)	
Tracker da 12 pannelli	1,00	41,00		12,00	3.036,00	9,00	2.277,00
Tracker da 24 pannelli	8,00			192,00		144,00	
Tracker da 48 pannelli	5,00			240,00		180,00	
Tracker da 96 pannelli	27,00			2.592,00		1.944,00	
Tipologia INVERTER	n° INV	pannelli		stringhe		Potenza CABINA (MW)	
INVERTER da 320/350 k	7,00	3.036,00		127,00		3	
ID INV.	12p	24p	48p	96p	Tot. Pan	Stringhe	Pn(kW)
15.1	0	1	1	3	360	15	270,00
15.2	1	1	1	4	468	20	351,00
15.3	0	3	0	4	456	19	342,00
15.4	0	0	2	4	480	20	360,00
15.5	0	0	1	4	432	18	324,00
15.6	0	1	0	4	408	17	306,00
15.7	0	2	0	4	432	18	324,00
Totale	1	8	5	27	3.036	127	2.277,00
CS.16							
Tipologia struttura	n. strutture			n.moduli		Potenza DC (kWp)	
Tracker da 12 pannelli	3,00	38,00		36,00	2.940,00	27,00	2.205,00
Tracker da 24 pannelli	5,00			120,00		90,00	
Tracker da 48 pannelli	2,00			96,00		72,00	
Tracker da 96 pannelli	28,00			2.688,00		2.016,00	
Tipologia INVERTER	n° INV	pannelli		stringhe		Potenza CABINA (MW)	
INVERTER da 320/350 k	7,00	2.940,00		124,00		3	
ID INV.	12p	24p	48p	96p	Tot. Pan	Stringhe	Pn(kW)
16.1	0	1	0	4	408	17	306,00
16.2	0	1	0	4	408	17	306,00
16.3	1	1	0	4	420	18	315,00
16.4	0	0	0	5	480	20	360,00
16.5	1	0	0	3	300	13	225,00
16.6	0	0	0	5	480	20	360,00
16.7	1	2	2	3	444	19	333,00
Totale	3	5	2	28	2.940	124	2.205,00

CS.17							
Tipologia struttura	n. strutture			n.moduli		Potenza DC (kWp)	
Tracker da 12 pannelli	1,00	42,00		12,00	2.988,00	9,00	2.241,00
Tracker da 24 pannelli	8,00			192,00		144,00	
Tracker da 48 pannelli	8,00			384,00		288,00	
Tracker da 96 pannelli	25,00			2.400,00		1.800,00	
Tipologia INVERTER	n° INV	pannelli		stringhe		Potenza CABINA (MW)	
INVERTER da 320/350 k	7,00	2.988,00		125,00		3	
ID INV.	12p	24p	48p	96p	Tot. Pan	Stringhe	Pn(kW)
17.1	0	0	0	5	480	20	360,00
17.2	0	0	0	5	480	20	360,00
17.3	1	3	3	2	420	18	315,00
17.4	0	1	1	4	456	19	342,00
17.5	0	2	2	3	432	18	324,00
17.6	0	2	2	3	432	18	324,00
17.7	0	0	0	3	288	12	216,00
Totale	1	8	8	25	2.988	125	2.241,00
CS.18							
Tipologia struttura	n. strutture			n.moduli		Potenza DC (kWp)	
Tracker da 12 pannelli	0,00	40,00		0,00	2.592,00	0,00	1.944,00
Tracker da 24 pannelli	10,00			240,00		180,00	
Tracker da 48 pannelli	11,00			528,00		396,00	
Tracker da 96 pannelli	19,00			1.824,00		1.368,00	
Tipologia INVERTER	n° INV	pannelli		stringhe		Potenza CABINA (MW)	
INVERTER da 320/350 k	6,00	2.592,00		108,00		3	
ID INV.	12p	24p	48p	96p	Tot. Pan	Stringhe	Pn(kW)
18.1	0	1	2	3	408	17	306,00
18.2	0	2	2	3	432	18	324,00
18.3	0	2	2	3	432	18	324,00
18.4	0	1	1	4	456	19	342,00
18.5	0	2	2	3	432	18	324,00
18.6	0	2	2	3	432	18	324,00
Totale	0	10	11	19	2.592	108	1.944,00

CS.19							
Tipologia struttura	n. strutture		n.moduli			Potenza DC (kWp)	
Tracker da 12 pannelli	1,00	22,00	12,00	1.500,00	9,00	1.125,00	
Tracker da 24 pannelli	4,00		96,00		72,00		
Tracker da 48 pannelli	5,00		240,00		180,00		
Tracker da 96 pannelli	12,00		1.152,00		864,00		
Tipologia INVERTER	n° INV	pannelli	stringhe		Potenza CABINA (MW)		
INVERTER da 320/350 k	4,00	1.500,00	63,00		2		
ID INV.	12p	24p	48p	96p	Tot. Pan	Stringhe	Pn(kW)
19.1	0	1	1	4	456	19	342,00
19.2	0	1	1	4	456	19	342,00
19.3	1	0	1	3	348	15	261,00
19.4	0	2	2	1	240	10	180,00
Totale	1	4	5	12	1.500	63	1.125,00

2.3 DIMENSIONAMENTO DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO

La valutazione della risorsa solare disponibile è stata effettuata in base alla Norma ENEA, prendendo come riferimento la località che dispone dei dati storici di radiazione solare nelle immediate vicinanze di Caltagirone.

L'energia generata dipende:

- dal sito di installazione (latitudine, radiazione solare disponibile, temperatura, riflettanza della superficie antistante i moduli);
- dall'esposizione dei moduli: angolo di inclinazione (Tilt) e angolo di orientazione (Azimut);
- da eventuali ombreggiamenti o insudiciamenti del generatore fotovoltaico;
- dalle caratteristiche dei moduli: potenza nominale, coefficiente di temperatura, perdite per disaccoppiamento o mismatch;
- dalle caratteristiche del BOS (Balance Of System).

Il valore del BOS può essere stimato direttamente oppure come complemento all'unità del totale delle perdite, calcolate mediante la seguente formula:

Totale perdite [%] = $[1 - (1 - a - b) \times (1 - c - d) \times (1 - e) \times (1 - f)] + g$ per i seguenti valori:

- a Perdite per riflessione.
- b Perdite per ombreggiamento.
- c Perdite per mismatching.
- d Perdite per effetto della temperatura.
- e Perdite nei circuiti in continua.
- f Perdite negli inverter.
- g Perdite nei circuiti in alternata.

La disponibilità della fonte solare per il sito di installazione è verificata utilizzando i dati "UNI 10349:2016 relativi a valori giornalieri medi mensili della irradiazione solare sul piano orizzontale.

Gli effetti di schermatura da parte di volumi all'orizzonte, dovuti ad elementi naturali (rilievi, alberi) o artificiali (edifici), determinano la riduzione degli apporti solari e il tempo di ritorno dell'investimento.

Il Coefficiente di Ombreggiamento, funzione della morfologia del luogo, è pari a 1.00.

I valori di riflettanza sono stati calcolati in accordo alle tabelle indicate nella UNI 8477 assumendo un valore medio pari a 24% (alternanza di campi ad erba verde e secca).

La quantità di energia elettrica producibile sarà calcolata sulla base dei dati radiometrici di cui alla norma ENEA e utilizzando i metodi di calcolo illustrati nella norma UNI 10349-1:2016.

Per gli impianti verranno rispettate le seguenti condizioni (*da effettuare per ciascun "generatore fotovoltaico", inteso come insieme di moduli fotovoltaici con stessa inclinazione e stesso orientamento*): in fase di avvio dell'impianto fotovoltaico, il rapporto fra l'energia o la potenza prodotta in corrente alternata e l'energia o la potenza producibile in corrente alternata (determinata in funzione dell'irraggiamento solare incidente sul piano dei moduli, della potenza nominale dell'impianto e della temperatura di funzionamento dei moduli) sia almeno superiore a 0,78 nel caso di utilizzo di inverter di potenza fino a 20 kW e 0,8 nel caso di utilizzo di inverter di potenza superiore, nel rispetto delle condizioni di misura e dei metodi di calcolo descritti nella medesima Guida CEI 82-25.

Non sarà ammesso il parallelo di stringhe non perfettamente identiche tra loro per esposizione, e/o marca, e/o modello, e/o numero dei moduli impiegati. Ciascun modulo, infine, sarà dotato di diodo di by-pass.

Sarà, inoltre, sempre rilevabile l'energia prodotta (cumulata) e le relative ore di funzionamento.

E' estremamente importante ottimizzare il layout degli inseguitori in modo tale da minimizzare le perdite dovute a reciproco ombreggiamento soprattutto nelle ore in cui il sole risulta basso sull'orizzonte.

Il problema della perdita per ombreggiamento reciproco parziale è particolarmente importante perché numerose stringhe possono perdere contemporaneamente di producibilità. Per ovviare a questo problema molti produttori hanno adottato una strategia di ottimizzazione definita backtracking.

Non appena i tracker cominciano a proiettare ombra sulle file adiacenti, l'angolo d'inseguimento non seguirà più il percorso solare permettendo di minimizzare le perdite.

Per una data posizione del sole, l'orientamento del tracker deve essere determinato utilizzando il passo e la larghezza dei tracker.

Per la simulazione di producibilità è stato utilizzato il software di calcolo PVsyst V.7.4

Per semplicità si riporta la simulazione di un singolo campo composto da 24 stringhe da 24 moduli in serie inverter SG 350 con potenza $P_{ac} = 320$ kW, sistema ad inseguimento monoassiale N/S del tipo double portrait con pitch 11,0 m. Il Software analizza dinamicamente la producibilità in base alle differenti inclinazioni dei tracker ma non tiene conto della crescita delle piante nei diversi periodi dell'anno. E' stata quindi eseguita una simulazione impostando l'altezza delle siepi ulivicolo a 2,2m.

Tenute in conto le specifiche perdite dovute a diversi fattori quali, lo sporcamiento, decadimento annuo producibilità moduli, perdita LID, perdita per mismatching e temperatura si stima una producibilità specifica media d'impianto stimabile in **1.905 kWh/kWp/a.**

Si sottolinea che in fase di progettazione esecutiva andrà effettuato uno studio degli ombreggiamenti più dettagliato anche in relazione al posizionamento finale delle mitigazioni e dei filari degli uliveti.


Project: SPERLINGA

Variant: Simulazione V.01 ombre

PVsyst V7.4.6

 VC5, Simulation date:
 08/05/24 10:41
 with V7.4.6

Project summary

Geographical Site		Situation		Project settings	
Leva		Latitude	37.08 °N	Albedo	0.20
Italy		Longitude	14.61 °E		
		Altitude	284 m		
		Time zone	UTC+1		
Weather data					
Leva					
Meteonorm 8.1 (1989-2003), Sat=100% - Sintetico					

System summary

Grid-Connected System		Trackers single array, with backtracking			
Simulation for year no 5					
PV Field Orientation		Tracking algorithm		Near Shadings	
Orientation		Irradiance optimization		Linear shadings : Slow (simul.)	
Tracking plane, horizontal N-S axis		Backtracking activated		Diffuse shading	Automatic
Axis azimuth	0 °				
System information					
PV Array		Inverters			
Nb. of modules	576 units	Nb. of units		1 unit	
Pnom total	432 kWp	Pnom total		350 kWac	
		Pnom ratio		1.234	
User's needs					
Unlimited load (grid)					

Results summary

Produced Energy	822990 kWh/year	Specific production	1905 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR	88.44 %
-----------------	-----------------	---------------------	-------------------	----------------	---------

Table of contents

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Horizon definition	5
Near shading definition - Iso-shadings diagram	6
Main results	7
Loss diagram	8
Predef. graphs	9
P50 - P90 evaluation	10
Single-line diagram	11


Project: SPERLINGA
Variant: Simulazione V.01 ombre
PVsyst V7.4.6

 VC5, Simulation date:
 08/05/24 10:41
 with V7.4.6

General parameters
Grid-Connected System
Trackers single array, with backtracking
PV Field Orientation
Orientation

 Tracking plane, horizontal N-S axis
 Axis azimuth 0 °

Tracking algorithm

 Irradiance optimization
 Backtracking activated

Backtracking array

 Nb. of trackers 6 units
 Single array

Sizes

 Tracker Spacing 10.5 m
 Collector width 4.79 m
 Ground Cov. Ratio (GCR) 45.6 %
 Phi min / max. +/- 60.0 °

Backtracking strategy

 Phi limits for BT +/- 62.7 °
 Backtracking pitch 10.5 m
 Backtracking width 4.79 m

Models used

 Transposition Perez
 Diffuse Perez, Meteornorm
 Circumsolar separate

Horizon

Average Height 3.5 °

Near Shadings

 Linear shadings : Slow (simul.)
 Diffuse shading Automatic

User's needs

Unlimited load (grid)

Bifacial system

 Model 2D Calculation
 unlimited trackers

Bifacial model geometry

 Tracker Spacing 10.50 m
 Tracker width 4.79 m
 GCR 45.6 %
 Axis height above ground 2.10 m

Bifacial model definitions

 Ground albedo 0.30
 Bifaciality factor 85 %
 Rear shading factor 0.0 %
 Rear mismatch loss 5.0 %
 Shed transparent fraction 0.0 %

PV Array Characteristics
PV module

 Manufacturer Generic
 Model YS750M-132N
 (Custom parameters definition)

 Unit Nom. Power 750 Wp
 Number of PV modules 576 units
 Nominal (STC) 432 kWp
 Modules 24 string x 24 In series
At operating cond. (50°C)
 Pmpp 398 kWp
 U mpp 918 V
 I mpp 433 A

Total PV power

 Nominal (STC) 432 kWp
 Total 576 modules
 Module area 1789 m²
Inverter

 Manufacturer Generic
 Model SG350-HX
 (Original PVsyst database)

 Unit Nom. Power 350 kWac
 Number of inverters 12 * MPPT 8% 1 unit
 Total power 350 kWac
 Operating voltage 500-1450 V
 Pnom ratio (DC:AC) 1.23
 No power sharing between MPPTs

Total inverter power

 Total power 350 kWac
 Number of inverters 1 unit
 Pnom ratio 1.23



Project: SPERLINGA

Variant: Simulazione V.01 ombre

PVsyst V7.4.6

 VC5, Simulation date:
 08/05/24 10:41
 with V7.4.6

Array losses
Thermal Loss factor

 Module temperature according to irradiance
 Uc (const) 29.0 W/m²K
 Uv (wind) 0.0 W/m²K/m/s

DC wiring losses

 Global array res. 11 mΩ
 Loss Fraction 0.5 % at STC

Serie Diode Loss

 Voltage drop 0.7 V
 Loss Fraction 0.1 % at STC

Module Quality Loss

Loss Fraction 0.5 %

Module mismatch losses

Loss Fraction 0.0 % at MPP

Module average degradation

 Year no 5
 Loss factor 0.4 %/year

Mismatch due to degradation

 Imp RMS dispersion 0.4 %/year
 Vmp RMS dispersion 0.4 %/year

IAM loss factor

Incidence effect (IAM): Fresnel smooth glass, n = 1.526

0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	0.998	0.981	0.948	0.862	0.776	0.636	0.403	0.000



Project: SPERLINGA

Variant: Simulazione V.01 ombre

PVsyst V7.4.6

VC5, Simulation date:
08/05/24 10:41
with V7.4.6

Horizon definition

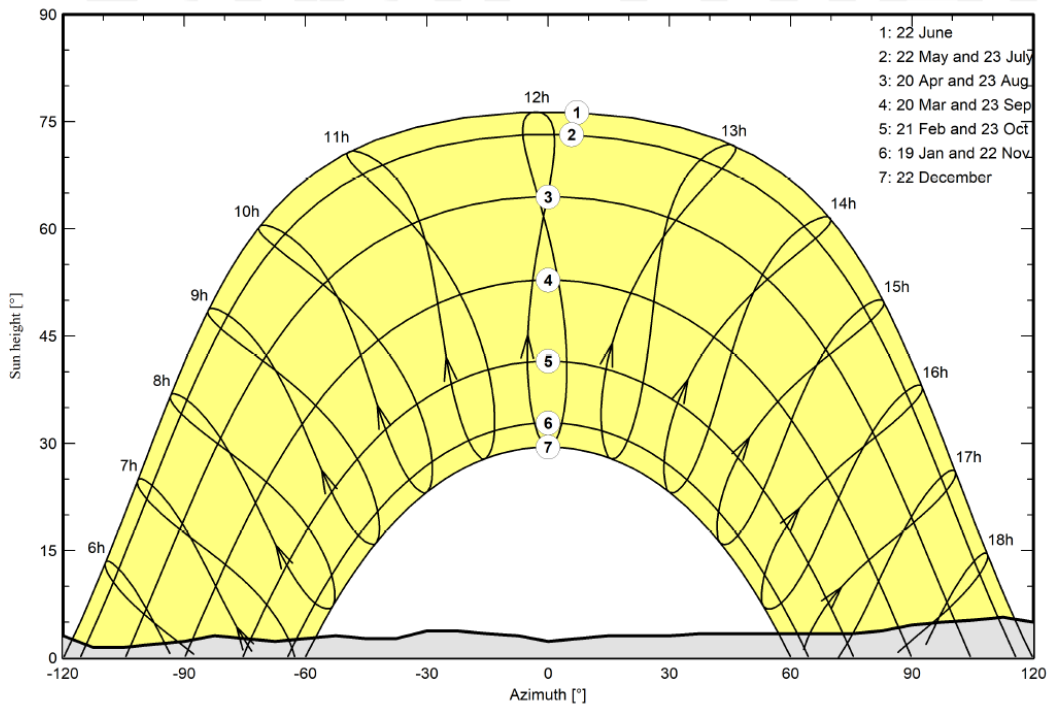
Horizon from PVGIS website API, Lat=46°14'24", Long=6°6'36", Alt=420m

Average Height	3.5 °	Albedo Factor	0.79
Diffuse Factor	0.94	Albedo Fraction	100 %

Horizon profile

Azimuth [°]	-180	-173	-120	-113	-105	-98	-90	-83	-75	-68	-60	-53
Height [°]	3.8	3.1	3.1	1.5	1.5	1.9	2.3	3.1	2.7	2.3	2.7	3.1
Azimuth [°]	-45	-38	-30	-23	-15	-8	0	8	15	30	38	75
Height [°]	2.7	2.7	3.8	3.8	3.4	3.1	2.3	2.7	3.1	3.1	3.4	3.4
Azimuth [°]	83	90	98	105	113	120	128	135	143	150	173	180
Height [°]	3.8	4.6	5.0	5.3	5.7	5.0	5.3	5.3	5.0	4.2	4.2	3.8

Sun Paths (Height / Azimuth diagram)



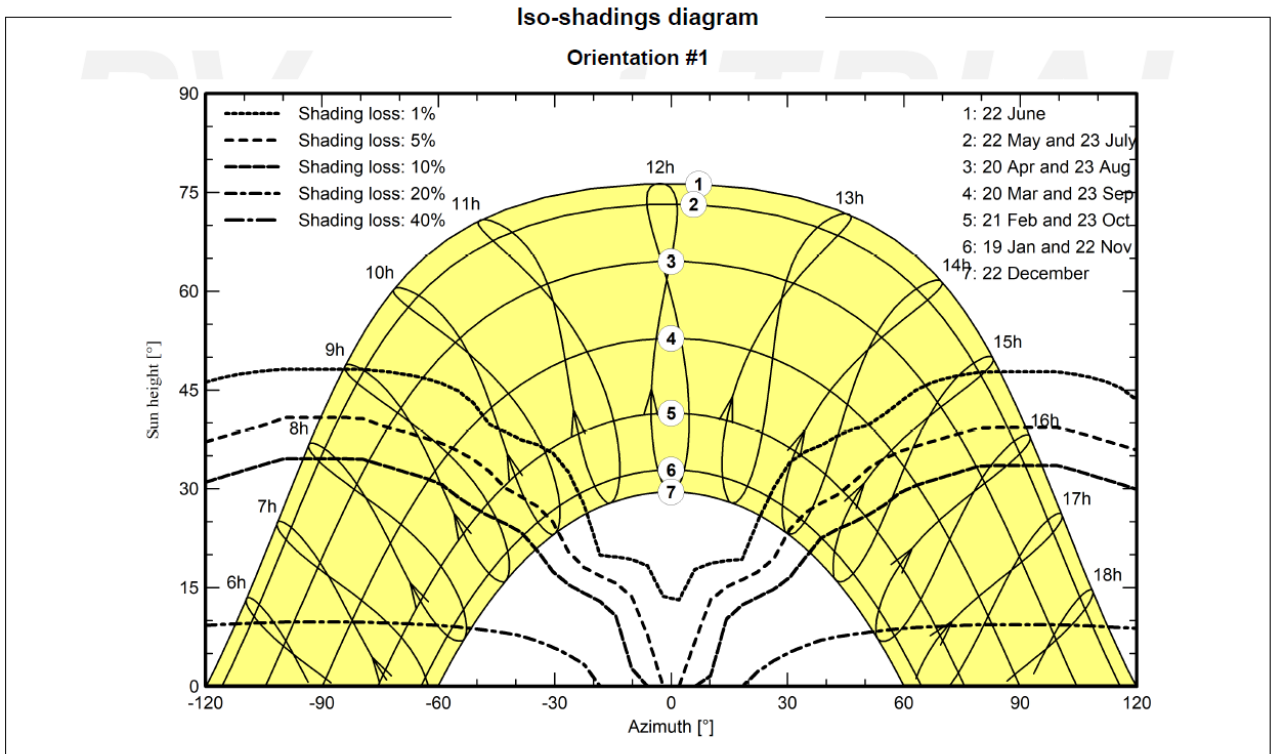
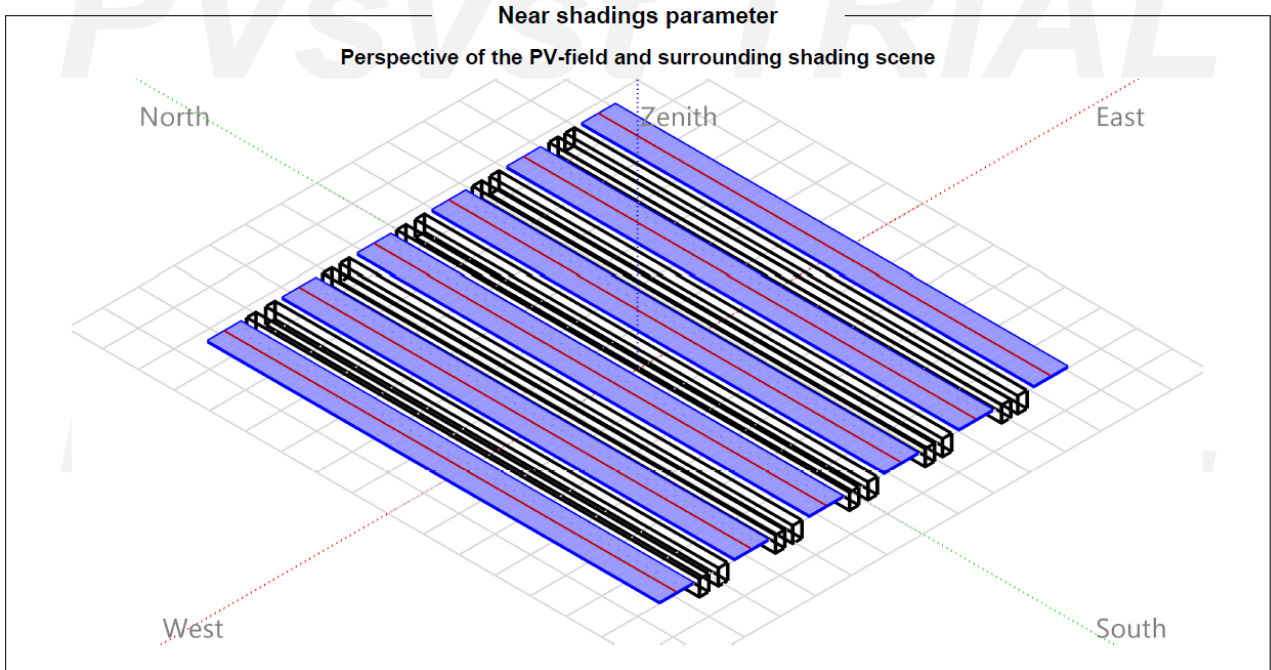


Project: SPERLINGA

Variant: Simulazione V.01 ombre

PVsyst V7.4.6

VC5, Simulation date:
08/05/24 10:41
with V7.4.6





Project: SPERLINGA

Variant: Simulazione V.01 ombre

PVsyst V7.4.6

 VC5, Simulation date:
 08/05/24 10:41
 with V7.4.6

Main results
System Production

Produced Energy

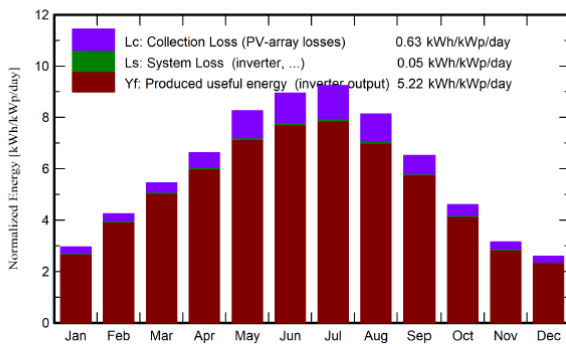
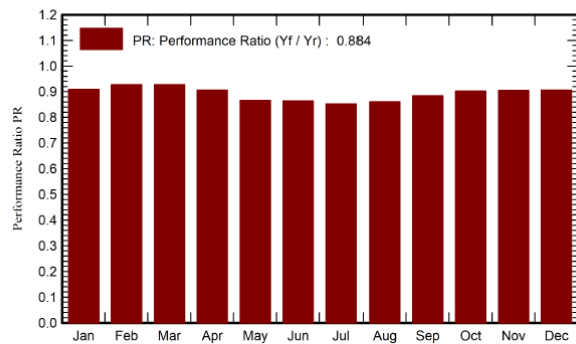
822990 kWh/year

Specific production

1905 kWh/kWp/year

Perf. Ratio PR

88.44 %

Normalized productions (per installed kWp)

Performance Ratio PR

Balances and main results

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray kWh	E_Grid kWh	PR ratio
January	69.2	27.03	10.12	91.8	82.6	36445	36026	0.909
February	92.0	40.17	10.00	118.8	108.5	48056	47579	0.927
March	134.7	59.90	12.22	168.9	156.5	68332	67687	0.928
April	159.2	72.94	14.73	198.7	185.4	78426	77720	0.905
May	201.0	76.47	18.45	256.1	239.6	96729	95859	0.866
June	210.9	79.42	22.34	268.4	251.3	101042	100165	0.864
July	221.8	76.10	26.03	286.4	267.4	106401	105476	0.853
August	196.3	71.35	26.67	252.3	236.0	94676	93832	0.861
September	151.2	58.72	23.08	195.4	180.9	75330	74652	0.884
October	112.3	50.30	19.85	142.6	131.1	56178	55621	0.903
November	73.4	35.51	15.38	94.4	85.3	37328	36917	0.905
December	61.7	26.69	11.82	80.4	72.2	31855	31456	0.906
Year	1683.8	674.57	17.61	2154.0	1996.8	830799	822990	0.884

Legends

GlobHor	Global horizontal irradiation	EArray	Effective energy at the output of the array
DiffHor	Horizontal diffuse irradiation	E_Grid	Energy injected into grid
T_Amb	Ambient Temperature	PR	Performance Ratio
GlobInc	Global incident in coll. plane		
GlobEff	Effective Global, corr. for IAM and shadings		

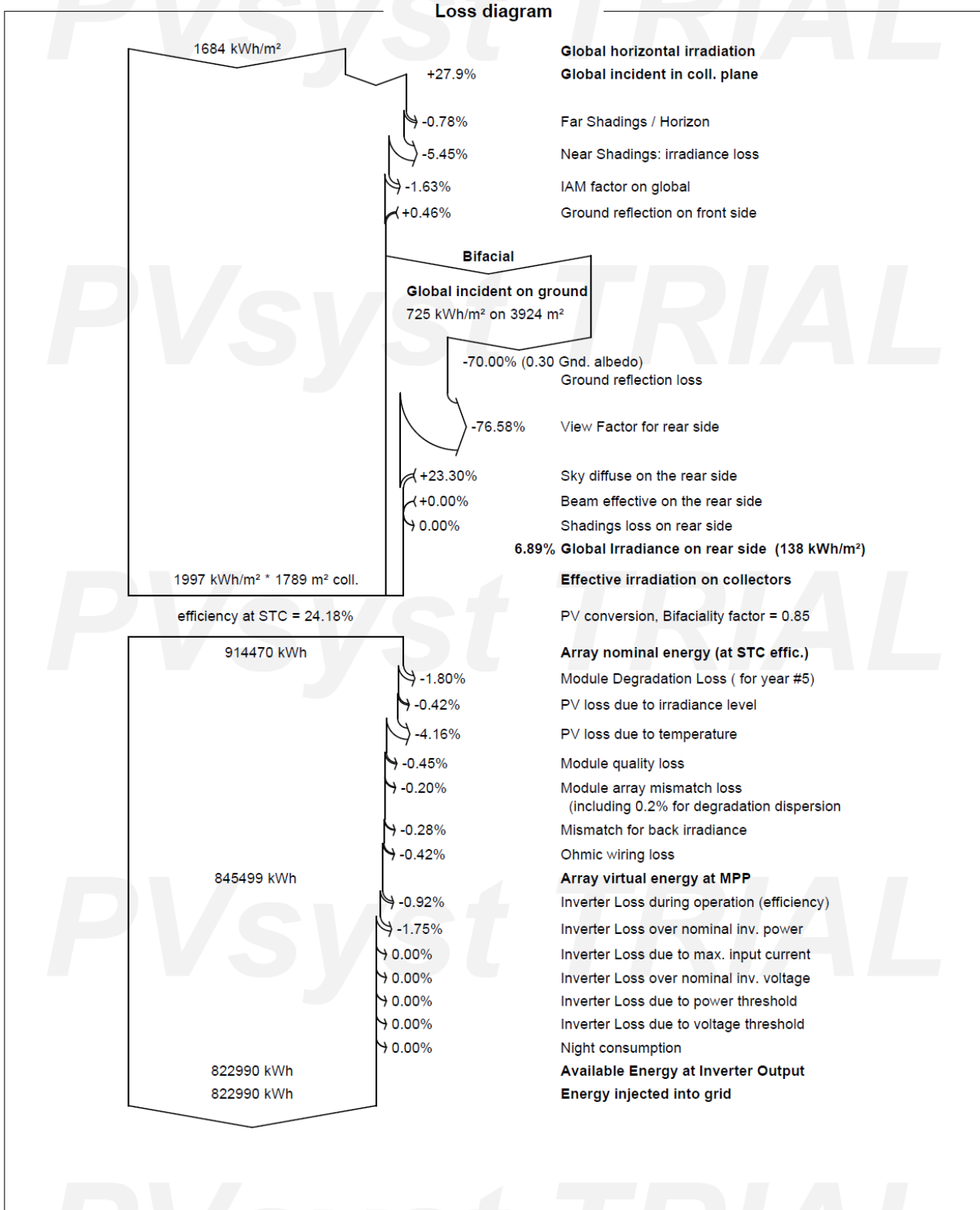


Project: SPERLINGA

Variant: Simulazione V.01 ombre

PVsyst V7.4.6

VC5, Simulation date:
08/05/24 10:41
with V7.4.6




Project: SPERLINGA

Variant: Simulazione V.01 ombre

PVsyst V7.4.6

 VC5, Simulation date:
 08/05/24 10:41
 with V7.4.6

P50 - P90 evaluation
Weather data

 Source Meteonorm 8.1 (1989-2003), Sat=100%
 Kind Monthly averages
 Sintetico - Multi-year average
 Year-to-year variability(Variance) 3.9 %

Specified Deviation

Climate change 0.0 %

Global variability (weather data + system)

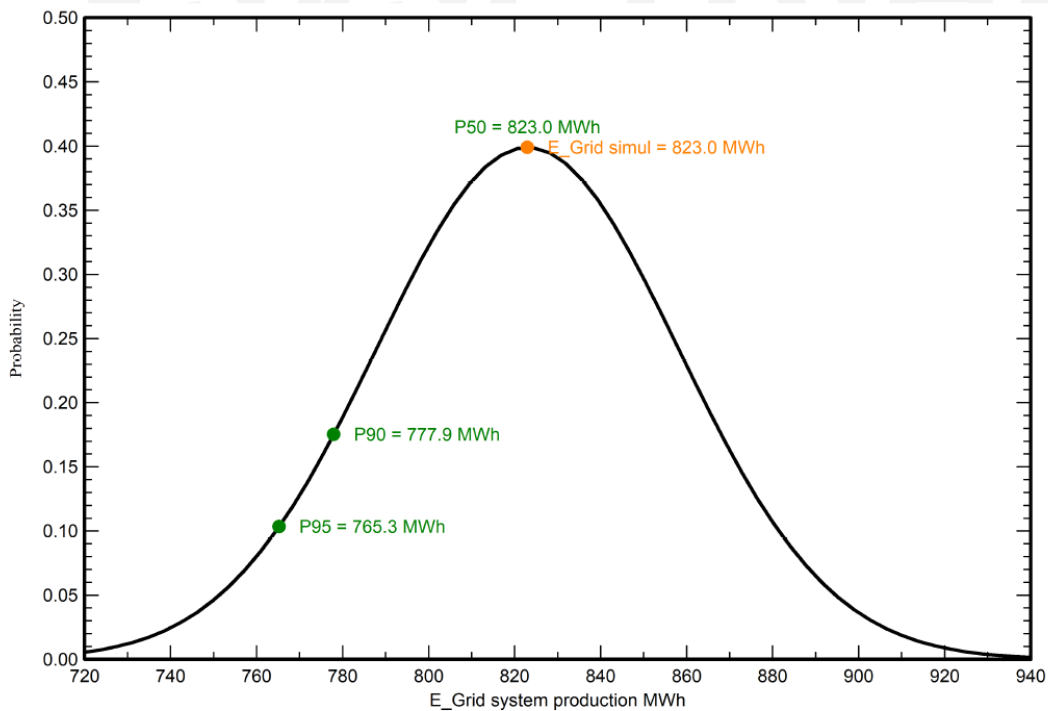
Variability (Quadratic sum) 4.3 %

Simulation and parameters uncertainties

 PV module modelling/parameters 1.0 %
 Inverter efficiency uncertainty 0.5 %
 Soiling and mismatch uncertainties 1.0 %
 Degradation uncertainty 1.0 %

Annual production probability

 Variability 35.1 MWh
 P50 823.0 MWh
 P90 777.9 MWh
 P95 765.3 MWh

Probability distribution

Produzione energia

Il generatore “tipo” è composto da n° 576 moduli del tipo Silicio monocristallino bifacciale con una vita utile stimata di oltre 20 anni e degradazione della produzione dovuta ad invecchiamento del 0,8 % annuo, un inverter con potenza Pac=350kW, sistema ad inseguimento monoassiale N/S del tipo double portrait con pitch 10,5 m.

Il software PVsyst analizza dinamicamente la producibilità in base alle differenti inclinazioni dei tracker. Al fine di valutare gli ombreggiamenti dovuti alla crescita delle piante nei diversi periodi dell’anno e tenute in conto le specifiche perdite dovute allo sporco, decadimento annuo producibilità moduli, perdita LID,

perdita per mismatching e temperatura si stima una producibilità specifica media d'impianto considerata l'ombreggiatura delle piante è di 1.905 kWh/kWp/a.

Producibilità media (kWh/kWp/y): 1.905 kWh/kWp/a

Emissioni

L'impianto riduce le emissioni inquinanti in atmosfera secondo la seguente tabella annuale:

Equivalenti di produzione termoelettrica	
Anidride solforosa (SO ₂):	66.916,95 kg
Ossidi di azoto (NO _x):	84.240,63 kg
Polveri:	2.989,18 kg
Anidride carbonica (CO ₂):	49.796,84 t

Equivalenti di produzione geotermica	
Idrogeno solforato (H ₂ S) (fluido geotermico):	2.926,27 kg
Anidride carbonica (CO ₂):	563,34 t
Tonnellate equivalenti di petrolio (TEP):	17.855,22 TEP

Dimensionamento

La quantità di energia elettrica producibile è stata calcolata sulla base dei dati radiometrici utilizzando il database PVSyst ed utilizzando i metodi di calcolo illustrati nella norma UNI 8477-1. L'irraggiamento calcolato su moduli esposti a -90° rispetto al Sud ed installati su di un sistema ad inseguimento sull'asse E-W. La potenza alle condizioni STC (irraggiamento dei moduli di 1000 W/mq a 25°C di temperatura, AM=1,5) risulta essere:

$$P_{STC} = P_{MODULO} \times N^{\circ}MODULI = (750W \times 66.816) = 50.112 \text{ kWp}$$

Il valore di **95.463.360 kWh (1905kWh/kWp/a x 50.112kWp)** è l'energia che il sistema fotovoltaico produrrà in un anno, se non vi sono interruzioni nel servizio.

2.4 PRESCRIZIONI

2.4.1 Protezione contro i contatti indiretti

Devono essere protette contro i contatti indiretti tutte le parti metalliche accessibili dell'impianto elettrico e degli apparecchi utilizzatori, normalmente non in tensione ma che, per cedimento dell'isolamento o per altre cause accidentali, potrebbero trovarsi sotto tensione. L'impianto fotovoltaico in oggetto si configura come sistema TN-S ovvero sistemi che hanno il neutro collegato direttamente a terra (il centro stella dell'avvolgimento lato BT del trasformatore di potenza MT-BT) e tutte le masse dell'impianto collegate a terra per mezzo del conduttore di protezione. Pertanto, per la protezione contro i contatti indiretti, si farà ricorso ad una delle misure di seguito indicate, da scegliere caso per caso in funzione delle caratteristiche del circuito:

- Protezione mediante doppio isolamento: la protezione delle persone dai contatti indiretti sarà assicurata con l'utilizzo di apparecchi e componenti aventi doppio isolamento delle parti attive (componenti in Classe II). Detti apparecchi saranno contrassegnati dal doppio quadrato concentrico e non dovranno avere nessuna loro parte collegata all'impianto di terra;

- b) Interruzione automatica dell'alimentazione: subito a valle di ogni singolo inverter ovvero sul lato corrente alternata, sarà installato un interruttore automatico in grado di interrompere il parallelo dell'inverter con la rete in caso di cedimento dell'isolamento nella sezione in corrente continua;
- c) Realizzazione dell'impianto di messa a terra: l'intero campo fotovoltaico sarà dotato di un proprio impianto di terra, al quale saranno collegate tutte le masse metalliche e le masse estranee. L'impianto deve soddisfare le prescrizioni delle vigenti Norme CEI 64-8 e CEI 11-1 dovrà essere realizzato in maniera da permettere le verifiche periodiche di efficienza;

Equipotenzialità delle masse estranee: tutte le masse estranee che possono introdurre o trasportare il potenziale di terra, entranti e/o presenti all'interno del campo fotovoltaico, devono essere elettricamente collegate all'impianto di messa a terra generale. Il conduttore equipotenziale principale che collega le tubazioni suddette deve avere una sezione non inferiore a metà di quella del conduttore di protezione di sezione più elevata presente nell'impianto, con un minimo di 6 mmq.

2.4.2 Protezione contro i contatti diretti

La protezione delle persone contro i contatti diretti con parti attive in tensione sarà assicurata tramite isolamento delle parti medesime. L'isolamento dovrà essere in grado di sopportare una tensione di prova di 500 V in c.a. per un minuto, così come certificato da istituto di controllo o dichiarato dal costruttore stesso. Per l'isolamento applicato durante l'installazione, si farà uso di nastri isolanti a marchio IMQ in quantità e nel modo più opportuno a conservare le caratteristiche di isolamento dei materiali costruiti in fabbrica. Tutte le parti in tensione dovranno essere contenute entro involucri aventi grado di protezione minimo IPXXB (Norma CEI 70-1) apribili solo mediante attrezzo.

2.4.3 Protezione delle condutture elettriche

I conduttori che costituiscono gli impianti devono essere protetti contro le sovracorrenti causate da sovraccarichi e da corto circuiti. In particolare i conduttori devono essere scelti in modo che la loro portata (I_z) sia superiore o almeno uguale alla corrente di impiego (I_b) (valore di corrente calcolato in funzione della massima potenza da trasmettere in regime permanente). Gli interruttori automatici magnetotermici da installare a loro protezione devono avere una corrente nominale (I_n) compresa fra la corrente di impiego del conduttore (I_b) e la sua portata nominale (I_z) ed una corrente di funzionamento (I_f) minore o uguale a 1.45 volte la portata (I_z). In tutti i casi devono essere soddisfatte le seguenti relazioni:

$$I_b < I_n < I_z$$

$$I_f < 1.45 I_z$$

Il potere di interruzione degli interruttori è superiore a quello calcolato nel punto di installazione, in modo da garantire che nei conduttori non vengano mai a verificarsi valori di temperatura pericolosi. Gli interruttori sono dimensionati per garantire una buona selettività.

2.4.4 Parallelo con la rete pubblica del gestore

L'impianto fotovoltaico di cui in oggetto, è progettato per il funzionamento in parallelo con la rete pubblica (grid connected); in funzione della potenza nominale e del tipo di installazione è previsto il collegamento alla rete AT a 150.000 V di TERNA. La parte di impianto di utenza per la connessione deve essere realizzata secondo le prescrizioni della Norma CEI 0-16 e secondo le prescrizioni tecniche previste da TERNA S.p.a. e dall'AEEG. Gli impianti d'utenza per la connessione debbono risultare collegati alla rete attraverso uno o più dispositivi di sezionamento e interruzione, così come indicato nella figura di seguito riportata (Norma CEI 0-16). In particolare, sono sempre necessari i dispositivi di seguito elencati; in funzione del tipo di impianto da connettere (impianto attivo o passivo) sono necessari ulteriori dispositivi specificati di seguito:

- RETE PUBBLICA
- APPARECCHI DI COSEGNA E MISURA
- SISTEMI ELETTRICI DELL'AUTOPRODUTTORE DISPOSITIVO GENERALE
- DISPOSITIVO DI INTERFACCIA DISPOSITIVO DI GENERATORE
- GENERATORE

2.4.5 Iscrizione all'albo delle ditte esecutrici

La ditta installatrice incaricata alla realizzazione dell'impianto di produzione di energia elettrica di cui in oggetto, con esclusione delle opere e lavorazioni di tipo edile e strutturale, deve essere regolarmente iscritta nel registro delle imprese di cui al decreto del Presidente della Repubblica 7 dicembre 1995, n. 581 e successive modificazioni o nell'Albo provinciale delle imprese artigiane di cui alla legge 8 agosto 1985, n. 443, iscrizione subordinata al possesso dei requisiti tecnico-professionali di cui all'articolo 4 del DM 37/08, richiesti per i lavori da realizzare. Il Committente può, prima dell'affidamento dei lavori, richiedere alla Ditta il certificato di riconoscimento, secondo i modelli approvati con decreto del Ministro dell'industria del commercio e dell'artigianato del 11 giugno 1992, rilasciato dalle competenti commissioni provinciali per l'artigianato, di cui alla legge 8 agosto 1985, n. 443, e successive modificazioni, o dalle competenti camere di commercio, di cui alla legge 29 dicembre 1993, n. 580, e successive modificazioni.

2.4.6 Dichiarazione di conformità

Al termine dei lavori, previa effettuazione delle verifiche previste dalla normativa vigente, comprese quelle di funzionalità dell'impianto, l'impresa installatrice rilascia alla Committente la dichiarazione di conformità degli impianti realizzati nel rispetto delle norme di cui all'articolo 6 del DM 37/08. Di tale dichiarazione, resa sulla base del modello di cui all'allegato I, fanno parte integrante la relazione contenente la tipologia dei materiali impiegati, nonché il progetto di cui all'articolo 5 del suddetto DM 37/08.

2.4.7 Locali

L'Utente è tenuto a mettere a disposizione del Distributore un locale per i complessi di misura sempre accessibili al Distributore con mezzi adatti ad effettuare gli interventi necessari, senza necessità di preavviso nei confronti dell'Utente e senza vincoli o procedure che regolamentino gli accessi. A tal fine è prevista la realizzazione di una cabina di consegna in CLS costituita da un locale misure, da un locale per gli scomparti di consegna del distributore e da un locale utente per il quadro generale MT posta nelle immediate vicinanze dell'ingresso dell'impianto e che presenta caratteristiche statiche, meccaniche e strutturali (ad es., protezione dagli agenti atmosferici) adeguate al loro impiego, secondo quanto previsto dalle norme vigenti e dalle prescrizioni del Distributore da porre in prossimità della strada pubblica.

2.5 CARATTERISTICHE E QUALITÀ DEI MATERIALI

2.5.1 Generalità

Tutti i materiali e gli apparecchi impiegati negli impianti elettrici devono essere adatti per l'ambiente in cui sono installati e devono avere caratteristiche tali da resistere alle azioni meccaniche, corrosive, termiche o dovute all'umidità alle quali possono essere esposti durante l'esercizio. I componenti elettrici devono essere preferibilmente muniti di marchio dell'Istituto Italiano del Marchio di Qualità (IMQ) o di altro marchio di conformità alle norme di uno dei Paesi della Comunità Economica Europea. In assenza di marchio o di attestato/relazione di conformità rilasciato da un organismo autorizzato ai sensi dell'articolo 7 della legge 791/77, i componenti devono essere dichiarati conformi alle rispettive norme, dal costruttore. E' allo scopo sufficiente che la conformità alla relativa norma sia dichiarata in catalogo. Tutti i componenti elettrici devono inoltre essere conformi a quanto previsto dalle Direttive emanate dalla Comunità Europea e recepite dagli

stati membri, in materia di sicurezza e di immunità dai radiodisturbi. Tale rispondenza è comprovata dal marchio "CE" impresso sui componenti stessi.

2.5.2 Moduli fotovoltaici

Il generatore fotovoltaico sarà realizzato con **n. 66.816 moduli** da 750 Wp cadauno marca Yangtze modello N-Type YS750M-132N o equivalente.

I dati caratteristici sono forniti dal produttore come evidenziato nella tabella di seguito allegata.

Specifications

Module Type	YS710M-132N	YS720M-132N	YS730M-132N	YS740M-132N	YS750M-132N
Maximum Power (Bifacial)	710W	720W	730W	740W	750W
Maximum Power (monofacial)	660W	670W	680W	690W	700W
Maximum Power Voltage (Vmp)	38.38V	38.68V	38.98V	39.28V	39.58V
Maximum Power Current (Imp)	17.20A	17.33A	17.45A	17.57A	17.69A
Open-circuit Voltage (Voc)	45.55V	45.85V	46.15V	46.45V	46.75V
Short-circuit Current (Isc)	18.45A	18.45A	18.66A	18.79A	18.92A
Module Efficiency STC (%)	22.9%	23.2%	23.5%	23.8%	24.2%
Operating Temperature(°C)	-40°C--+85°C				
Maximum system voltage	1000/1500VDC(IEC)				
Maximum series fuse rating	25A				
Power tolerance	0--+3%				
Temperature coefficients of Pmax	-0.35%/°C				
Temperature coefficients of Voc	-0.29%/°C				
Temperature coefficients of Isc	0.048%/°C				
Nominal operating cell temperature (NOCT)	45±2°C				

Figura 3 - Caratteristiche elettriche modulo

Si avranno componenti dalle seguenti caratteristiche:

- tensione massima di sistema pari a 1500 V;
- tolleranza di potenza molto contenuta.

I moduli saranno obbligatoriamente conformi alle normative di prodotto IEC 61215 e IEC 61730. Saranno necessariamente iscritti ad un consorzio di riciclo a garanzia del corretto smaltimento a fine vita.

Al fine di garantire una lunga durata del sistema si utilizzeranno moduli aventi decadimento delle prestazioni, in termini di energia prodotta per kWp installato all'anno, con andamento lineare come da figura successiva. I moduli saranno forniti con diodi di bypass integrati nella junction box posta nel dorso del modulo stesso. Le caratteristiche meccaniche saranno le seguenti:

Mechanical Characteristics

Cell Type	No.of cells	Dimensions	Weight	Front Glass	Frame	Junction Box	Output Cables
210mm Mono PERC	132(6×22)	2384×1303×35mm (94.49×51.3×1.18 inch)	36kg (79.4 lbs)	3.2mm, Anti-Reflection Coating, High Transmission, Low Iron, Tempered Glass	Anodized Aluminium Alloy	IP68 Rated	TUV 1×4.0mm ² (+); 290mm,(-);145mm or Customized Length

2.5.3 Convertitori statici - inverter

In base al dimensionamento del sistema e alle caratteristiche elettriche determinate per il generatore per la conversione dell'energia elettrica da corrente continua (DC) a corrente alternata è previsto l'impiego di

n. 155 inverter.

Tra i prodotti commercialmente disponibili saranno impiegati inverter in grado di garantire:

- conformità alle normative europee di sicurezza;
- conformità al codice di rete;
- disponibilità di informazioni di allarme e di misura su display integrato;
- funzionamento automatico, semplicità d'uso e di installazione;
- sfruttamento ottimale del campo fotovoltaico con la funzione MPPT integrata;
- elevato rendimento globale;
- affidabilità e lunga durata del servizio;
- forma d'onda di uscita perfettamente sinusoidale;
- dispositivo di controllo dell'isolamento sul lato DC;
- possibilità di regolazione di potenza attiva e reattiva con controllo locale o remoto; possibilità di monitoraggio, di controllo a distanza e di collegamento a PC per la raccolta e l'analisi dei dati.

Ciascun gruppo di conversione sarà dotato di un dispositivo per il sezionamento, comando ed interruzione atto a svolgere funzione di dispositivo di generatore (DDG). Gli inverter saranno alloggiati presso stazioni di conversione appositamente predisposte.

La taglia delle macchine è stata scelta come compromesso tra l'opportunità di ridurre l'impatto sulla produzione ed il costo di un eventuale fuori servizio (distribuendo la funzione di conversione) e la necessità di assicurare prestazioni e funzioni di controllo evolute tipiche (ancorché non più esclusive) delle macchine centralizzate. L'utilizzo di cosiddetti inverter "di stringa" da posizionarsi in capo consente inoltre di non dover realizzare ulteriori fabbricati cabina per alloggiare le apparecchiature.

La sintesi degli elementi sopra descritti ha condotto alla scelta di macchine prodotte dalla società SUNGROW modello SG350HX o equivalente.

Di seguito le caratteristiche elettriche principali.

Type designation	SG350HX
Input (DC)	
Max. PV input voltage	1500 V
Min. PV input voltage / Startup input voltage	500 V / 550 V
Nominal PV input voltage	1080 V
MPP voltage range	500 V – 1500 V
MPP voltage range for nominal power	860 V – 1300 V
No. of independent MPP inputs	12 (optional: 14/16)
Max. number of input connector per MPPT	2
Max. PV input current	40 A * 12 (optional: 30 A * 14 / 30 A * 16)
Max. DC short-circuit current	60 A * 12 (optional: 60 A * 14 / 60 A * 16)
Output (AC)	
AC output power	352 kVA @ 30 °C / 320 kVA @ 40 °C
Max. AC output current	254 A
Nominal AC voltage	3 / PE, 800 V
AC voltage range	640 – 920V
Nominal grid frequency / Grid frequency range	50 Hz / 45 – 55 Hz, 60 Hz / 55 – 65 Hz
THD	< 3 % (at nominal power)
DC current injection	< 0.5 % In
Power factor at nominal power / Adjustable power factor	> 0.99 / 0.8 leading – 0.8 lagging
Feed-in phases / connection phases	3 / 3
Efficiency	
Max. efficiency / European efficiency	99.01 % / 98.80 %

Figura 4 -Caratteristiche elettriche inverter

Si noti che ogni singolo inverter avrà in condizioni di normale funzionamento una potenza di uscita pari a 320 kW, erogata ad una tensione nominale in bassa tensione pari a 800V.

Il lato corrente continua avrà tensioni variabili in funzione delle temperature di esercizio, comunque nei limiti del funzionamento a MPPT e nel rispetto della tensione massima di ingresso del sistema.

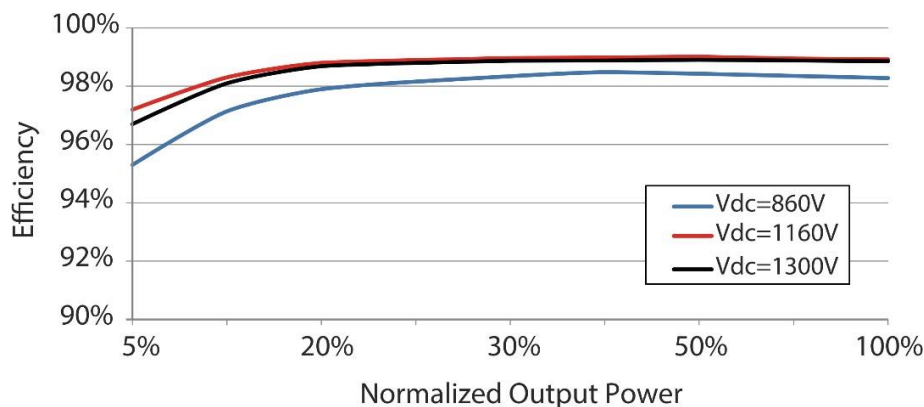
Al fine di agevolare al massimo il cablaggio ottimizzando i tempi di posa, riducendo le possibilità di errore e al fine di agevolare le attività manutentive, la lunghezza delle stringhe è stata accuratamente valutata in concerto con le caratteristiche elettriche dei convertitori ed in funzione della dimensione degli inseguitori. Si adotteranno pertanto stringhe tutte uguali tra loro, con un numero di moduli pari a 25 o 24 a seconda del tipo di struttura impiegata. Ogni stringa verrà connessa al singolo MPPT dell'inverter. Il numero di stringhe per macchina è variabile, in funzione delle singole piastre.

L'elevato numero di "MPPT" unito all'elevato valore di tensione ammessa sul lato corrente continua consente di ottimizzare il numero di stringhe in ingresso alla singola macchina evitando l'installazione di ulteriori quadri in campo. Tale scelta determinerà pertanto un minor impatto visivo dell'installazione oltre che un minor dispendio di risorse sia in fase installativa che in fase manutentiva.

Ogni inverter avrà a bordo tutto quanto necessario per il corretto funzionamento e monitoraggio, con particolare riferimento a:

- controllo di correnti disperse;
- verifica dell'isolamento del campo fotovoltaico da terra;
- sezionamento lato corrente continua;
- protezione da sovratensioni;
- monitoraggio integrato di stringa e funzionalità anti PID (fenomeno di degrado dei moduli fotovoltaici).

Il corretto accoppiamento tra inverter e numero di moduli, visibile negli allegati di calcolo, garantirà elevate efficienze di conversione. Di seguito si riportano le curve di efficienza fornite dal costruttore.



Gli inverter, come riscontrabili negli elaborati progettuali, verranno installati in campo, in prossimità del campo fotovoltaico. In generale saranno ancorati a profili metallici, adeguatamente dimensionati, ed infissi nel terreno. Sarà inoltre prevista una lamiera di copertura atta a proteggere i dispositivi dalle intemperie. Le macchine saranno in ogni caso compatibili con l'installazione in ambiente esterno.

2.5.4 Ambiente di installazione

Gli inverter selezionati sono definiti "di stringa". Ovvero sono costruiti per operare tipicamente in campo, connettendovi direttamente le stringhe in corrente continua senza necessità di interporre quadri elettrici di sezionamento e protezione.

Tale tipologia d'impianto determinerà la necessità di installare le macchine direttamente in campo. Al fine di evitare basamenti cementizi si utilizzeranno elementi infissi nel terreno parimenti ai sistemi di inseguimento. Tali elementi saranno opportunamente dimensionati allo scopo di sollevare il singolo inverter almeno di 60 cm rispetto al terreno, oltre che per evitare rischi di ribaltamento dello stesso. Si prevede infine di proteggere ogni singola macchina dalle intemperie attraverso piccole velette di copertura.

I singoli inverter verranno posizionati in modo da minimizzare il loro impatto visivo, si terrà in considerazione in ogni caso di possibili ombreggiamenti dovuti all'inverter stesso oltre che alla struttura di sostegno utilizzata. Quando possibile le macchine saranno posate a nord dei singoli sottocampi.

2.5.5 Cabine MT/BT – 30kV/800V

Come evidenziato negli elaborati progettuali e come espresso nelle tabelle di riepilogo, le varie piastre sono dotate di cabine di trasformazione MT/BT atte ad elevare gli 800 V AC nominali in uscita dagli inverter alla media tensione a 30kV utilizzata per distribuire l'energia prodotta all'interno del lotto fino alla consegna in alta tensione. Nella sostanza ogni sotto cabina sarà dotata di adeguato trasformatore MT/BT e di interruttori BT atti a proteggere le linee in partenza per ogni inverter.

I fabbricati saranno realizzati con soluzioni standard prefabbricate dotate di quanto necessario per ottenere posa ed un esercizio a regola d'arte. In ogni cabina dovrà essere alloggiato un trasformatore dedicato ai servizi ausiliari a 400V trifase e 230V monofase. In particolare tali macchine dovranno alimentare i sistemi di raffrescamento di cabina, le alimentazioni ausiliare delle apparecchiature di verifica e monitoraggio e gli attuatori dei sistemi di inseguimento monoassiale in campo.

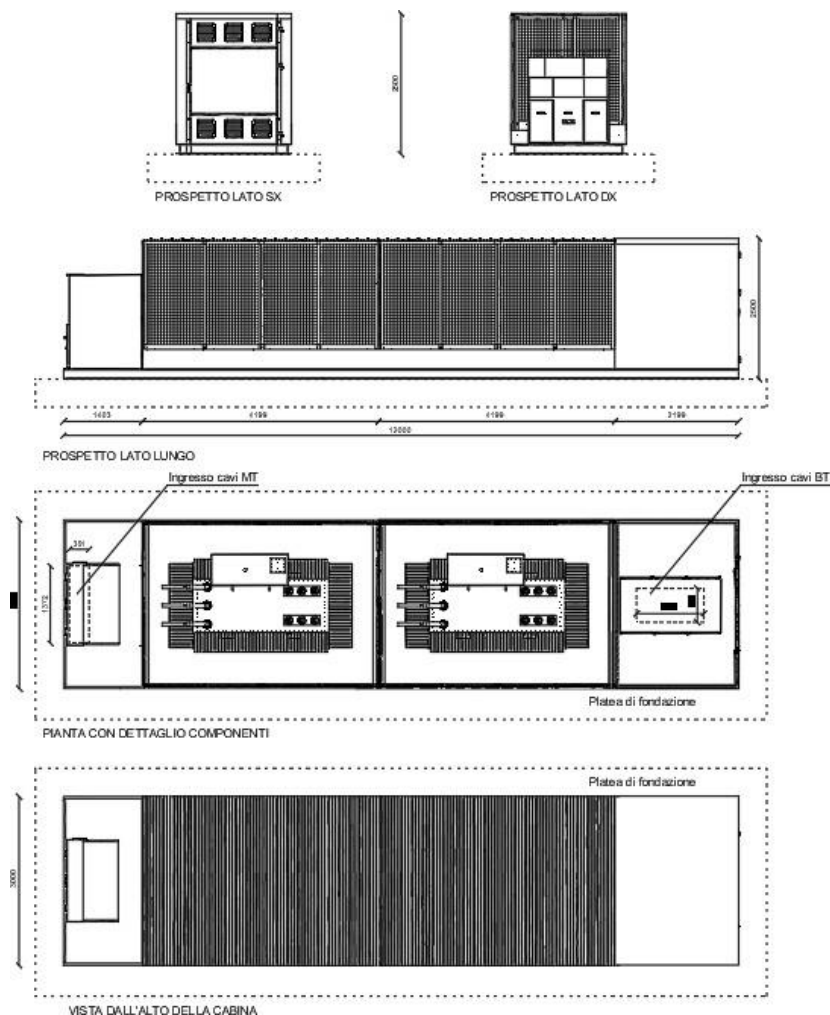


Figura 5 Tipico Cabina MT/bt

2.5.6 Cabine di raccolta MT – 30kV

L'energia prodotta dalle stazioni di conversione e trasformazione sarà immessa sulla rete di raccolta MT dell'impianto, esercita a 30 kV secondo una configurazione radiale su più linee. Ogni cabina MT/BT interna al campo avrà adeguato interruttore MT ubicato nella cabina di raccolta di pertinenza, quale interruttore di protezione linea. Sarà pertanto sempre possibile lavorare in sicurezza nella singola sottocabina operando

sugli interruttori di manovra previsti. Alla medesima cabina di raccolta verranno convogliate tutte le cabine di pertinenza.

Sarà inoltre possibile togliere l'alimentazione agendo sull'interruttore generale della specifica cabina di Raccolta in media tensione operando quindi un sezionamento per tutte le cabine MT/BT ad essa connesse.

Si avranno n.2 cabine di raccolta:

- nella cabina di raccolta CRS confluiranno n.19 cabine MT/bt;
- nella cabina di raccolta CRN confluiranno n.4 cabine MT/bt;

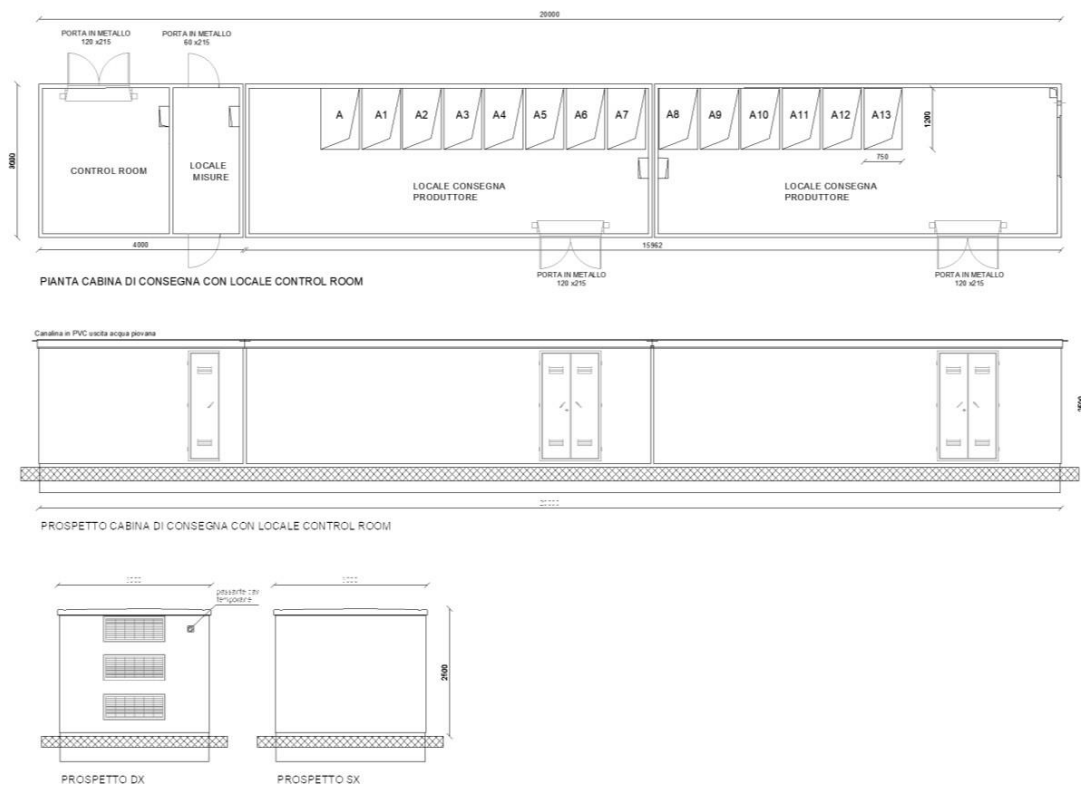


Figura 6 - Cabina di raccolta 20 m x 3 m e control room

2.5.7 Opere di rete

Lo schema di allacciamento alla RTN prevede che la centrale venga collegata in antenna a 150 kV con la sezione 150 kV della stazione elettrica di trasformazione (SE) della RTN a 380/220/150 kV di "Chiaromonte Gulfi", previo ampliamento della stessa.

A tal fine, l'energia prodotta alla tensione di 30 kV, dall'impianto fotovoltaico sarà inviata allo stallo di trasformazione della stazione di Utente. Qui verrà trasferita, previo innalzamento della tensione a 150 kV tramite trasformatore 30/150 kV, alle sbarre della sezione 150 kV della stazione di Rete della RTN mediante un collegamento in cavo AT tra i terminali cavo della stazione d'Utente e terminali cavo del relativo stallo in stazione di condivisione.

La stazione di consegna (SSE Utente) è sita nel comune di **Chiaromonte Gulfi (RG)**, in Contrada Dichiarà, 97012 (RG) come da indicazioni condivise con l'ufficio tecnico di Terna SpA.

2.5.8 Linee elettriche

Le condutture sono di tipo a vista o interrate.

Il cablaggio elettrico avverrà per mezzo di cavi con conduttori isolati in rame (o alluminio) con le seguenti prescrizioni:

- tipo FG16, ARG7, ARG16, ARE4R, ARE4H5E se in esterno o in cavidotti su percorsi interrati;
- tipo FS17 se all'interno di cavidotti interni a cabine.

Si dovrà porre particolare attenzione alle tensioni di isolamento. In particolare le tratte di potenza in corrente alternata distribuite in bassa tensione saranno a 800V nominali (tensione di uscita degli inverter). Per queste tratte la tensione minima di isolamento dovrà essere 0,6/1 kV.

Le sezioni dei cavi per energia sono scelte in modo da:

- contenere le cadute di tensione in servizio ordinario entro il 4% (valore imposto dalla normativa vigente). Il valore deve intendersi riferito tra i morsetti di bassa tensione del punto di fornitura o del trasformatore, ed il punto di alimentazione di ciascuna utenza;
- rispettare le tabelle CEI-UNEL relative alla portata dai cavi, tenendo conto dei coefficienti correttivi in ragione delle condizioni di posa;
- le sezioni delle singole linee sono come da schema elettrico allegato e comunque mai inferiori a 1,5 mm².

Le condutture sono messe in opera in modo che sia possibile il controllo del loro isolamento e la localizzazione di eventuali guasti, in particolare è stato vietato l'annegamento sotto intonaco o nelle strutture.

Questa prescrizione vale anche per i conduttori di terra (con la sola esclusione dei collegamenti equipotenziali).

Il raggio di curvatura dei cavi rigidi e semirigidi non è inferiore a dieci volte la loro massima dimensione trasversale. Le giunzioni dei conduttori sono comunque effettuate mediante morsettiere contenute entro cassette. La conducibilità, l'isolamento e la sicurezza dell'impianto non sono alterate da tali giunzioni. Per il neutro si usano solo conduttori blu chiaro. Per i conduttori di protezione si usano solo conduttori di colore giallo verde mentre è vietato l'uso di conduttori verdi o gialli per qualsiasi uso. Per i conduttori di fase si utilizzano i colori grigio, nero o marrone.

Tutti i cavi sono siglati in almeno due punti del loro percorso in passerella per permettere, in caso di guasti o modifiche, la loro immediata identificazione.

Si utilizzano le seguenti sezioni minime dei conduttori:

- 0,75 mmq conduttori di circuiti ausiliari e/o di segnalazione;
- 1,5 mmq per punti luce e prese 10 A;
- 2,5 mmq per prese da 16A e utenze FM.

Per i conduttori neutri e di protezione si utilizzano sezioni uguali al conduttore di fase, e solo per sezioni dei conduttori di fase uguale o maggiore di 25mmq si utilizzano conduttori di neutro e di protezione di sezione metà del conduttore di fase. Per i conduttori di terra si utilizzano sezioni minime di 16mmq se isolati, e posati in tubo.

Per l'alimentazione di utilizzatori di grossa potenza e per una flessibilità di utilizzo e facilità di manutenzione sono impiegati condotti sbarre costruiti in accordo con la Norma CEI 17-13/2.

2.5.9 Vie cavi

I tubi per la distribuzione delle condutture saranno in materiale plastico PVC flessibile di tipo pesante per la distribuzione nei tratti incassati nei pavimenti e nei tratti incassati nelle pareti. Tutte le curve saranno con largo raggio, le derivazioni saranno eseguite solamente a mezzo di cassette di derivazione.

I tubi per la posa a vista saranno di tipo rigido, ad elevata resistenza meccanica ed in materiale autoestinguente. I tubi avranno un percorso verticale od orizzontale sulle pareti. Saranno rigorosamente evitate le pose oblique.

Il diametro del cerchio circoscritto al fascio di cavi in esso contenuti, con un minimo di 11 mm e con un coefficiente di riempimento 0,4. Eventuali canali portacavi saranno in lamiera di acciaio zincato.

Si utilizzerà un coefficiente di riempimento non superiore a 7/10, laddove si presentino rischi di abrasione delle condutture si utilizzano particolari accorgimenti per evitare detti rischi.

Il cablaggio elettrico avverrà per mezzo di cavi con conduttori isolati coerenti con il tipo di posa, in rame o in alluminio.

Inoltre i cavi saranno a norma CEI 20-13, CEI20-22II e CEI 20-37 I, marchiatura I.M.Q., colorazione delle anime secondo norme UNEL, grado d'isolamento di 4 kV. Per non compromettere la sicurezza di chi opera sull'impianto durante la verifica o l'adeguamento o la manutenzione, i conduttori avranno la seguente colorazione:

- conduttori di protezione: giallo-verde (obbligatorio);
- conduttore di neutro: blu chiaro (obbligatorio);
- conduttore di fase: grigio / marrone
- conduttore per circuiti in C.C.: chiaramente siglato con indicazione del positivo con “+” e del negativo con “-”

2.5.10 Conduttori

Si è ritenuto di adottare cavi con conduttori in alluminio. Tale scelta comporta l'uso di sezioni maggiori. Si rimanda in ogni caso alle prescrizioni dei costruttori di inverter, interruttori e trasformatori per eventuali prescrizioni di installazione e accessori di montaggio utili e necessari per questi tipi di materiali.

LINEE BT

Sono le linee in cavo che vanno dagli inverter fino alla cabina MT/bt

Conduttore in alluminio Aluminium conductor

ARE4R

0,6/1 kV



Norma di riferimento
IEC 60502-1

Descrizione del cavo

Anima

Conduttore a corda compatta a fili di alluminio in accordo alla norma IEC 60228, classe 2

Isolante

Mescola di polietilene reticolato

Colori delle anime

● nero

Guaina

In PVC speciale di qualità ST2, colore nero

Marcatura

Stampigliatura ad inchiostro speciale ogni 1 m:
PRYSMIAN (*) ARE4R 0,6/1 KV 1X50 MM2 <anno>
(*) sigla sito produttivo

Conforme ai requisiti essenziali delle direttive BT 2006/95/CE

Applicazioni

Adatti per alimentazione e trasporto di energia nell'industria/artigianato e dell'edilizia residenziale. Adatti per posa fissa sia all'interno, che all'esterno su passerelle, in tubazioni, canalette o sistemi similari. Possono essere direttamente interrati

Standard
IEC 60502-1

Cable design

Core

Aluminium rigid compact conductor, class 2, IEC 60228

Insulation

Cross-linked polyethylene compound

Core identification

● black

Sheath

Special PVC black outer sheath, ST2 type

Marking

Special ink marking each meter:
PRYSMIAN (*) ARE4R 0,6/1 KV 1X50 MM2 <year>
(*) production site label

Compliant with the requirements of the BT 2006/95/CE directives

Applications

For supply and feeding of power in industry, public applications and residential buildings. Suitable for fixed installation both indoor and outdoor, on cable trays, in pipe, conduits or similar systems. Can be directly buried

ARE4R

sezione nominale conductor cross-section (mm ²)	diametro conduttore conductor diameter (mm)	spessore nominale isolante nominal insulation thickness (mm)	diametro esterno nominale nominal outer diameter (mm)	peso indicativo del cavo approximate weight (kg/km)	resistenza massima a 20 °C in c. c. maximum DC resistance at 20 °C (Ω/km)	portata di corrente (A) con temperatura ambiente di 30 °C in aria 20 °C interrato		raggio minimo di curvatura minimum bending radius (mm)
						permissible current rating (A) in open air at 30 °C	buried at 20 °C ρ=1°C m/W	

1 conduttore / Single core

16	4,75	0,7	9,5	110	1,91	78	98	114
25	6,0	0,9	11,0	160	1,20	106	126	132
35	7,0	0,9	12,0	190	0,868	130	151	144
50	8,2	1,0	13,5	240	0,641	158	178	162
70	9,7	1,1	15,0	310	0,443	203	218	180
95	11,4	1,1	17,0	410	0,320	250	261	204
120	12,9	1,2	19,0	500	0,253	294	296	228
150	14,0	1,4	20,5	600	0,206	339	332	246
185	15,8	1,6	22,5	730	0,164	392	374	270
240	18,2	1,7	25,0	930	0,125	470	432	300
300	20,8	1,8	28,0	1150	0,100	544	486	336
400	23,8	2,0	32,0	1470	0,0778	633	549	384
500	26,7	2,2	36,0	1850	0,0605	737	619	432
630	30,5	2,4	40,0	2350	0,0469	853	693	480

Come risulta dal calcolo, tenuto conto dei diversi fattori correttivi, si prevede di utilizzare cavi informazione **3x(2x240 mm²)** della tipologia **ARE4R** o simili a seconda della disponibilità.

LINEE MT (Connessione tra cabina MT/bt e cabine di raccolta)

Sono le linee di connessione tra cabine MT/bt e cabine di raccolta.

ARE4H5E COMPACT

Unipolare 12/20 kV e 18/30 kV
Single core 12/20 kV and 18/30 kV

Conduttore di alluminio / Aluminium conductor - ARE4H5E

sezione nominale	diametro conduttore	diametro sull'isolante	diametro esterno nominale	massa indicativa del cavo	raggio minimo di curvatura	sezione nominale	portata di corrente in aria	posa interrata a trifoglio p=1 °C m/W	posa interrata a trifoglio p=2 °C m/W
conductor cross-section	conductor diameter	diameter over insulation	nominal outer diameter	approximate weight	minimum bending radius	conductor cross-section	open air installation	underground installation trefoil p=1 °C m/W	underground installation trefoil p=2 °C m/W
(mm ²)	(mm)	(mm)	(mm)	(kg/km)	(mm)	(mm ²)	(A)	(A)	(A)

Dati costruttivi / Construction charact. - 12/20 kV

50	8,2	19,9	28	580	370
70	9,7	20,8	29	650	380
95	11,4	22,1	30	740	400
120	12,9	23,2	32	840	420
150	14,0	24,3	33	930	440
185	15,8	26,1	35	1090	470
240	18,2	28,5	37	1310	490
300	20,8	31,7	42	1560	550
400	25,8	34,9	45	1930	610
500	26,7	37,8	48	2320	650
630	30,5	42,4	53	2880	700

Caratt. elettriche / Electrical charact. - 12/20 kV

50	186	175	134
70	230	214	164
95	280	256	197
120	323	291	223
150	365	325	250
185	421	368	283
240	500	427	328
300	578	483	371
400	676	551	423
500	787	627	482
630	916	712	547

Dati costruttivi / Construction charact. - 18/30 kV

50	8,2	25,5	34	830	450
70	9,7	25,6	34	870	450
95	11,4	26,5	35	950	470
120	12,9	27,4	36	1040	470
150	14,0	28,1	37	1130	490
185	15,8	29,5	38	1260	510
240	18,2	31,5	41	1480	550
300	20,8	34,7	44	1740	590
400	23,8	37,9	48	2130	650
500	26,7	41,0	51	2550	690
630	30,5	45,6	56	3130	760

Caratt. elettriche / Electrical charact. - 18/30 kV

50	190	175	134
70	235	213	164
95	285	255	196
120	328	291	223
150	370	324	249
185	425	368	283
240	503	426	327
300	581	480	369
400	680	549	422
500	789	624	479
630	918	709	545

A valle dei calcoli elettrici le linee di collegamento si prevede di utilizzare cavi in formazione **3x(1x70 mmq)** per fase della tipologia **ARE4H5E** o simili

LINEE MT (Connessione tra cabine di raccolta)

Sono previste connessioni tra la cabina generale "CG" e le cabine di raccolta CRN e CRS.

Come descritto nell'apposito elaborato di calcolo per le linee di collegamento si prevede di utilizzare cavi in formazione da **3x(1x150 mmq)** della tipologia **ARE4H5E** o simili per l'area NORD e **3x(2x630 mmq)** della tipologia **ARE4H5E** per l'area SUD.

LINEA MT (Connessione tra cabina generale "CG" e SSE)

La sezione dei conduttori da utilizzarsi è calcolata cautelativamente sulla massima potenza di esercizio pari a **50,112 MW**, considerata una lunghezza del tracciato di circa 11.500 m. La potenza espressa è intesa come massima potenza erogabile dai convertitori presenti. Per il calcolo della corrente di impiego viene considerata una tensione nominale di 30 kV e un $\cos\phi = 0,9$.

Tenuto conto dei diversi fattori correttivi (resistività terreno, tipo di posa, profondità di posa) si prevede di utilizzare **n.2 trefoli da 3x630 mm²**.

2.5.11 Quadri elettrici di distribuzione

I quadri di distribuzione previsti per il livello BT devono essere realizzati secondo le prescrizioni delle Norme EN 60439 (CEI 17/13) in vigore dal 1°Marzo 1995 e riguardanti "apparecchiature assiemate di protezione e di manovra aventi tensione nominale non superiore a 1.000 V in corrente alternata e 1.500 V in corrente continua". In funzione del luogo di installazione e del grado di addestramento del personale addetto all'uso del quadro, si può ritenere necessario e sufficiente la realizzazione di quadri di tipo AS e ANS (norme EC

60439-1). Il costruttore del quadro, in relazione a tutte le informazioni che può assumere dal presente progetto, ha il compito di:

- progettare e costruire il quadro tenendo conto delle sollecitazioni meccaniche e termiche;
- scegliere gli apparecchi incorporati con riferimento sia al comportamento termico (correnti nominali) sia al cortocircuito (poteri di interruzione);
- indicare le eventuali protezioni da porre a monte del quadro e che condizionano la tenuta al cortocircuito del quadro stesso;
- adottare le soluzioni idonee che consentono di rispettare tutte le prescrizioni normative e in particolare i limiti di sovratemperatura;
- definire le caratteristiche nominali del quadro;
- eseguire tutte le prove di tipo richieste dalle norme per il tipo di quadro e fornirne i risultati. Per la formazione dei quadri fare riferimento agli schemi unifilari allegati al presente progetto.

Gli interruttori previsti per il quadro sono interruttori automatici del tipo modulare o scatolato, magnetotermici e magnetotermici differenziali. Gli interruttori modulari saranno del tipo per aggancio su guida DIN 46277, rispondenti alle Norme CEI 23-3 IV ed. e EN 60947-2, con morsetti a gabbia e viti imperdibili. Il relè differenziale ove previsto sarà di tipo AC di tipo istantaneo. Gli interruttori sono scelti e calcolati per ottenere una buona selettività di tipo amperometrico a tre livelli. Le caratteristiche nominali degli interruttori sono riportate negli schemi elettrici riportati negli allegati di progetto.

I quadri di distribuzione devono essere completati con targhette identificatrici recanti per ogni interruttore, la descrizione del circuito protetto. Le targhette dovranno essere preferibilmente in laminato plastico, nere con lettere bianche, serigrafate al pantografo usando caratteri in stile standardizzato.

Unità di protezione e sistema di protezione di interfaccia

La funzione di Protezione Generale accoppiata al Dispositivo Generale al Dispositivo di interfaccia è svolta da relè elettronici della ABB modello REF542PLUS. Il relè di protezione CM UFS2 svolge funzioni di relè di protezione di massima e minima tensione trifase, massima e minima frequenza, oltre alla protezione di derivata di frequenza, per l'interfaccia dei generatori con la rete elettrica conforme all'Allegato A70 di Terna ed alla norma CEI 0-21.

Gruppo di misura dell'energia elettrica

L'installazione e la gestione di questo gruppo di misura sarà a carico di e-distribuzione s.p.a. che comunicherà in fase di connessione il tipo ed il modello di contatore.

2.5.12 Impianto di messa a terra

- L'intero campo fotovoltaico sarà dotato di un proprio impianto di terra, al quale saranno collegate tutte le parti metalliche così come l'articolo 7 comma c. L'impianto dovrà essere realizzato con i seguenti elementi:
- dispersori di fatto; i dispersori di fatto saranno realizzati con treccia di rame nudo, sezione pari a 35 mmq, interrata direttamente al suolo ad una profondità di 50 cm dal piano di calpestio. In Pag. 21 di 25
- prossimità della cabina di trasformazione sarà realizzato un anello intorno al basamento della cabina stessa, così come indicato nei disegni planimetrici allegati ai documenti di progetto. La treccia sarà integrata con dispersori verticali in acciaio zincato, sezione a croce 50x50 mm, spessore 5 mm, lunghezza 1,50 m, posti sul perimetro della cabina stessa;
- conduttore di terra realizzato con treccia di rame nudo, in intimo contatto con il terreno, posato ad una profondità di 50 cm dal piano di calpestio che collega il collettore principale di terra ai dispersori

ed alle strutture porta moduli, costituito da conduttore in rame isolato in PVC di sezione pari a 35 mmq collegato sulle strutture porta moduli tramite bullone in acciaio zincato saldato sulla struttura stessa;

- conduttore di protezione, uno per ogni circuito, in rame isolato in PVC e di sezione come da tabella 54F (articolo 11.4.5), che collega le masse di tutti gli apparecchi utilizzatori di classe I e il polo di terra di tutte le prese a spina, ai collettori di terra;
- all'interno della cabina saranno predisposti dei collettori di terra da realizzare con bandella di rame di sezione non inferiore a 35mmq, fissati a parete per mezzo di isolatori. Ai collettori di terra andranno collegati, per mezzo di conduttori di terra e di protezione opportunamente dimensionati la carcassa metallica del quadro di bassa tensione non che tutte le masse metalliche ed estranee presenti all'interno delle cabine stesse. I collettori di terra possono essere utilizzati come punto di sezionamento per le prove e misure previste dalle vigenti normative in materia; pertanto, tutti i conduttori di terra e di protezione, dovranno essere collegati al collettore per mezzo di capicorda in ottone stagnato e bulloni in acciaio inox. Tutti i conduttori di terra e di protezione dovranno essere dotati, in prossimità del collettore, di targhetta con scritte indelebili, indicanti la provenienza e la funzione del conduttore stesso; Ogni conduttore di terra connesso al collettore di terra dovrà essere singolarmente scollegabile senza compromettere la continuità di connessione degli altri conduttori;
- conduttori equipotenziali, per il collegamento di tutte le masse estranee all'impianto di terra, costituiti da conduttori in rame isolati in PVC di sezione non inferiore a 6 mmq (Art. 7 comma e).

L'impianto di terra soddisferà le seguenti prescrizioni:

- avere sufficiente resistenza meccanica e resistenza alla corrosione;
- essere in grado di sopportare le più elevate correnti di guasto;
- evitare danni a componenti elettrici o a beni;
- garantire la sicurezza delle persone contro le tensioni che si manifestano sugli impianti di terra per effetto delle correnti di guasto a terra.

Dal collettore di terra principale all'interno dei quadri generali e delle singole cabine si distribuiranno i conduttori di protezione ed equipotenziali.

2.6 SICUREZZA, VERIFICHE FINALI E DOCUMENTAZIONE

2.6.1 Collaudo definitivo degli impianti

Il collaudo definitivo dovrà eseguirsi entro e non oltre trenta giorni dalla data di ultimazione dei lavori, data entro la quale dovrà essere anche compilata e inviata la dichiarazione di conformità. Il collaudo definitivo dovrà accertare che gli impianti ed i lavori, per quanto riguarda i materiali impiegati, l'esecuzione e la funzionalità, siano in tutto corrispondenti a quanto precisato nel progetto definitivo, tenuto conto di eventuali modifiche concordate in corso d'opera. Ad impianto ultimato si dovrà provvedere alle seguenti verifiche di collaudo:

- rispondenza alle disposizioni di legge;
- rispondenza a prescrizioni particolari indicate nel presente progetto definitivo;
- rispondenza alle Norme CEI relative al tipo di impianto, come di seguito descritto. In particolare, nel collaudo definitivo si dovrà controllare:
 - lo stato di isolamento dei circuiti;
 - la continuità elettrica dei circuiti;

- il grado di isolamento e le sezioni dei conduttori;
- l'efficienza dei comandi e delle protezioni nelle condizioni di massimo carico previsto;
- l'efficienza delle protezioni contro i contatti indiretti.

Il collaudo definitivo ha lo scopo di consentire, in caso di esito favorevole, l'inizio del funzionamento degli impianti all'uso a cui sono destinati.

2.6.2 Esame a vista

Deve essere eseguita una ispezione visiva per accertarsi che gli impianti siano realizzati nel rispetto delle prescrizioni delle Norme particolari riferite a quel tipo di impianto. Detto controllo deve accertare che i materiali costituenti l'impianto, siano conformi alle relative Norme, siano scelti ed installati in modo conforme alle prescrizioni normative, non presenti danni visibili che possano compromettere la sicurezza. Tra i controlli a vista devono essere effettuati quelli relativi a:

- sistemi di protezione, distanze di isolamento e altre misure di precauzione contro i contatti diretti ed indiretti;
- scelta della sezione dei conduttori per quanto concerne la portata a regime e in caso di sovraccarico e/o cortocircuito e caduta di tensione, e delle tarature dei dispositivi di protezione;
- presenza di adeguati dispositivi di sezionamento, comando ed interruzione, identificazione dei conduttori di neutro e di protezione, identificazione dei circuiti;
- idoneità delle connessioni dei conduttori;
- agevole accessibilità a tutte le parti di impianto per manutenzione;
- presenza dei contrassegni di omologazione sui materiali;
- rispetto delle distanze e del tipo di impianto previsto per i vari ambienti particolari presenti nello stabilimento.

È inoltre opportuno che questi esami siano effettuati anche durante l'esecuzione dei lavori.

2.6.3 Misura della resistenza di isolamento

Si deve eseguire con l'impiego di un ohmetro la cui tensione continua sia di 500V, tra i conduttori attivi collegati tra loro e il circuito di terra e tra ogni coppia di conduttori. Durante la misura gli apparecchi utilizzatori fissi e a spina devono essere disinseriti; la misura è relativa ad ogni circuito intendendosi per tale la parte di impianto elettrico protetto dallo stesso dispositivo di protezione. I valori minimi di isolamento ammessi sono dell'ordine dei 500 MOhm. Tale prova dovrà essere eseguita anche in corso d'opera.

2.6.4 Verifica della protezione mediante interruzione automatica dell'alimentazione

La verifica dell'efficacia delle misure di protezione contro i contatti indiretti mediante interruzione automatica dell'alimentazione dovrà essere effettuata mediante esame a vista e prove di funzionamento su tutti gli interruttori differenziali installati nell'impianto. Queste ultime dovranno essere eseguite con l'impiego di opportuno strumento omologato per la misura dei tempi e della corrente di intervento, preceduta da una prova sul relativo tasto (TEST).

2.6.5 Verifica della protezione contro i contatti indiretti

Devono essere eseguite le verifiche dell'impianto di terra descritte dalle Norme CEI 64-8/6 e CEI 11-1. Le verifiche da effettuarsi sono:

- Esame a vista dei conduttori di terra, di protezione ed equipotenziali, controllando le sezioni, i materiali usati e le modalità di posa degli stessi, nonché lo stato di conservazione sia dei conduttori che delle giunzioni. Si deve inoltre controllare che i conduttori di protezione assicurino il collegamento tra il nodo equipotenziale e i morsetti di terra delle prese a spina e/o con le masse degli apparecchi fissi;

- Misura del valore di resistenza di terra dell'impianto, utilizzando un apposito strumento di misura omologato (ad es. con il marchio IMQ). Il metodo di misura da impiegare sarà quello della misura dell'impedenza dell'anello di guasto (Loop Test) in quanto la norma prescrive che il valore di resistenza di terra da prendere in considerazione sia quello riferito all'impianto nelle ordinarie condizioni di esercizio, compresi quindi i collegamenti equipotenziali;
- Verifica del coordinamento del valore di resistenza di terra con il valore della corrente di intervento a 5 secondi del dispositivo di protezione posto a monte dell'impianto ($I_d=30\text{mA}$);

Verifica della continuità dei collegamenti equipotenziali principali e supplementari nonché tra i collegamenti equipotenziali ed il nodo equipotenziale.

2.6.6 Verifica tecnico funzionale sul generatore fotovoltaico

Al termine dei lavori dovranno essere effettuate le seguenti verifiche tecnico-funzionali:

- corretto funzionamento dell'impianto fotovoltaico nelle diverse condizioni di potenza generata e nelle varie modalità previste dal gruppo di conversione (accensione, spegnimento, mancanza rete, ecc.);
- continuità elettrica e connessioni tra moduli;
- messa a terra di masse e scaricatori;
- isolamento dei circuiti elettrici dalle masse; Dovranno inoltre essere verificate le due seguenti condizioni:

$$A. P_{cc} > 0,85 * P_{nom} * I / ISTC;$$

in cui:

- P_{cc} è la potenza in corrente continua misurata all'uscita del generatore fotovoltaico, con precisione migliore del $\pm 2\%$;
- P_{nom} è la potenza nominale del generatore fotovoltaico;
- I è l'irraggiamento [W/m^2] misurato sul piano dei moduli, con precisione migliore del $\pm 3\%$;
- ISTC, pari a $1000 \text{ W}/\text{m}^2$, è l'irraggiamento in condizioni di prova standard; Tale condizione deve essere verificata per $I > 600 \text{ W}/\text{m}^2$.

$$b) P_{ca} > 0,9 * P_{cc} \text{ in cui:}$$

- P_{ca} è la potenza attiva in corrente alternata misurata all'uscita del gruppo di conversione della corrente generata dai moduli fotovoltaici continua in corrente alternata, con precisione migliore del 2% .

La misura della potenza P_{cc} e della potenza P_{ca} deve essere effettuata in condizioni di irraggiamento (I) sul piano dei moduli superiore a $600 \text{ W}/\text{m}^2$. Qualora nel corso di detta misura venga rilevata una temperatura di lavoro dei moduli, misurata sulla faccia posteriore dei medesimi, superiore a 40°C , è ammessa la correzione in temperatura della potenza stessa. In questo caso la condizione a) precedente diventa:

$$a') P_{cc} > (1 - P_{tpv} - 0,08) * P_{nom} * I / ISTC$$

Ove P_{tpv} indica le perdite termiche del generatore fotovoltaico (desunte dai fogli di dati dei moduli), mentre tutte le altre perdite del generatore stesso (ottiche, resistive, caduta sui diodi, difetti di accoppiamento) sono tipicamente assunte pari all'8%. Le perdite termiche del generatore fotovoltaico P_{tpv} , nota la temperatura delle celle fotovoltaiche T_{cel} , possono essere determinate da:

$$P_{tpv} = (T_{cel} - 25) * \gamma / 100$$

oppure, nota la temperatura ambiente T_{amb} da:

in cui:

$$P_{tpv} = [T_{amb} - 25 + (NOCT - 20) * I / 800] * \gamma / 100$$

In cui

- γ : Coefficiente di temperatura di potenza (parametro, fornito dal costruttore, per moduli in silicio cristallino è tipicamente pari a $0,4 \div 0,5 \text{ \%}/^\circ$)
- NOCT: Temperatura nominale di lavoro della cella (parametro, fornito dal costruttore, è tipicamente pari a $40 \div 50^\circ\text{C}$, ma può arrivare a 60°C per moduli in vetrocamera);
- T_{amb} : Temperatura ambiente; nel caso di impianti in cui una faccia del modulo sia esposta all'esterno e l'altra faccia sia esposta all'interno di un edificio (come accade nei lucernai a tetto), la temperatura da considerare sarà la media tra le due temperature;
- T_{cel} : è la temperatura delle celle di un modulo fotovoltaico; può essere misurata mediante un sensore termoresistivo (PT100) attaccato sul retro del modulo.

2.6.7 Verifiche finali, collaudi e prove strumentali

Ad impianto ultimato e prima della loro messa in servizio si provvederà ad eseguire le verifiche di collaudo previste dalla Norma C.E.I. 64-8 e successive varianti, in particolare: le verifiche, tramite esame a vista e prove strumentali, dovranno accertare la rispondenza degli impianti alle disposizioni di legge, alle Norme C.E.I. ed a tutto quanto espresso nelle prescrizioni della presente relazione tecnica tenuto conto di eventuali modifiche concordate in corso d'opera, sia nei confronti dell'efficienza delle singole parti che nella loro installazione. Le verifiche che dovranno essere eseguite sono riportate nel seguito.

Quadri e apparecchiature:

- prova di isolamento, prima della messa in esercizio;
- prova di funzionamento di tutte le apparecchiature e degli automatismi in cantiere.

Protezioni:

- verifica delle tarature delle protezioni e del loro corretto coordinamento in rapporto ai sovraccarichi ed ai cortocircuiti;
- verifica dell'efficienza delle protezioni contro i contatti indiretti con l'intervento nei tempi previsti dei dispositivi differenziali;

Sicurezza:

- verifica della inaccessibilità delle parti sotto tensione;
- verifica della separazione dei circuiti (in particolare per i SELV presenti).

Conduttori:

- prova di polarità;
- verifica dei percorsi, della sfilabilità, del coefficiente di riempimento, delle portate e delle cadute di tensione;
- misura dell'impedenza dell'anello di guasto;
- prova della resistenza di isolamento dei vari circuiti costituenti l'impianto elettrico: fase/fase, fase/neutro e fase/terra.

- prova di continuità dei conduttori di protezione.
- prova di continuità dei conduttori equipotenziali.

Terra:

- verifica del valore e dell'efficienza dell'impianto. Tra i controlli a vista saranno effettuati i controlli relativi a:
 - identificazione dei conduttori di neutro e di protezione;
 - connessioni e collegamenti dei conduttori;
 - apposizione dei contrassegni di identificazione;
 - rispondenza degli organi di sezionamento e protezione e delle sezioni dei conduttori con il progetto;
 - controllo completezza schemi;
 - misura di distanze;
 - verifica della funzionalità dell'impianto;
 - verifica della funzionalità dei circuiti di segnalazione;
 - verifica del regolare funzionamento di eventuali contatti e/o pulsanti per segnalazione e allarme, Per quanto concerne le verifiche funzionali dovranno essere effettuate;
 - prove funzionali sui quadri e sulle apparecchiature elettriche in corrente alternata BT;
 - avviamento degli inverter e del sistema di trasformazione;
 - corretto funzionamento dell'impianto fotovoltaico nelle diverse condizioni di potenza generata e nelle varie modalità previste dal gruppo di condizionamento e controllo della potenza (accensione, spegnimento, mancanza rete, ecc.).

2.7 PROGETTO AGRONOMICO

Buona parte delle superfici sarà interessata da investimenti colturali di tipo agrario.

Fatte salve, infatti, le aree nelle quali saranno realizzati interventi di mitigazione e compensazione ambientale, le superfici interne sottese dai moduli fotovoltaici, le aree perimetrali e parte delle aree esterne saranno interessate da investimenti colturali produttivi di tipo agricolo.

In termini operativi, si indicano gli aspetti caratterizzanti delle misure di intervento nell'ambito delle aree interne ed esterne dell'impianto agrivoltaico.

Dettagli tecnico-operativi

Aree interne (core areas)

A) Superfici con destinazione **Produttiva Agricola**

Al netto delle aree destinate alle strutture di servizio e di sostegno, la quasi totalità delle superfici saranno interessate da n.1 tipologie di investimenti colturali per le quali, di seguito, si descrivono gli aspetti caratterizzanti:

o **Olivo superintensivo**

Investimento colturale in associazione con cover crops da sovescio e/o da biomassa.

B) Aree non soggette ad investimenti produttivi agricoli.

Superfici interessate da interventi diretti di **Mitigazione Ambientale** nella misura media del 20% delle zone previste.

Interventi, nel dettaglio, per i quali si prevede la messa a dimora di investimenti colturali non produttivi di specie arboree ed arbustive anche in associazione nella misura della 25% delle aree a loro dedicate (25% del 15%).

Le restanti superficie, invece, saranno destinate alla valorizzazione della flora potenzialmente esprimibile dal territorio di riferimento.

Aree perimetrali (buffer zones)

Aree destinate alla realizzazione di misure di **Mitigazione Ambientale Produttiva**, attraverso la realizzazione di investimenti colturali di:

- **Olivo da olio** di tipo standard/tradizionale (non superintensivo) in associazione, per le aree di maggiore dimensione, con la flora spontanea territoriale.

L'intervento, in termini generali, prevede la copertura delle superfici attraverso l'utilizzazione di piante arboree nella misura non inferiore al 90%.

La restante superficie, al pari di quanto indicato per le core areas, in ragione delle specificità pedologiche e climatiche potrà essere destinata ad interventi di mitigazione ambientale ed alla contestuale valorizzazione della flora spontanea.

Naturalmente, in ragione delle caratteristiche delle aree, per l'appunto, non si esclude la possibilità di porre in atto ulteriori interventi opportunamente calibrati a valere sulla struttura floristica-vegetazionale e paesaggistica territoriale.

In linea, infatti, con la necessità di creare delle strutture schermanti, talune aree e/o porzioni delle fasce esterne perimetrali saranno interessate dalla realizzazione di **Siepi Ecologiche di Tipo Campestre** in grado, queste ultime, di agire anche quale elemento connessione con la struttura ambientale esterne e, al contempo, di sostenere le diverse componenti faunistiche territoriali in relazione agli aspetti di: Nidificazione, Alimentazione e Protezione.

Riguardo alla composizione si rimanda alla relazione agroambientale.

Aree esterne ed interne non interessate dai moduli – (stepping zones)

Aree di transito interne ed esterne in ambedue i casi non interessate dalla presenza di moduli fotovoltaici. Nel dettaglio:

- **AREE INTERNE:** zone localizzate tra i moduli all'interno della linea di recinzione.
Superfici interessate da interventi diretti di Greening:¹ **Mitigazione Ambientale**.
Interventi, nel dettaglio, per i quali si prevede la messa a dimora di investimenti colturali non produttivi di specie arboree ed arbustive anche in associazione nella misura media della 50% delle aree a loro dedicate.
Le restanti superficie, invece, saranno destinate alla valorizzazione della flora potenzialmente esprimibile dal territorio di riferimento.
- **AREE ESTERNE:** zone localizzate esternamente alla fascia perimetrale, di fatto, non interessate dalla presenza di moduli.
Interventi previsti:
 - A) Superfici con destinazione **Produttiva Agricola**

¹ Misure a verde correlate con la realizzazione di interventi di mitigazione e compensazione ambientale

Formazione che, al netto di piccoli interventi di espianto e contestuale trapianto degli esemplari incidenti nelle aree interessate dai moduli fotovoltaici, sarà posta in coltura nell'ambito del sistema agrivoltaico.

Nel dettaglio;

○ **Oliveto da olio**

Investimento colturale esistente caratterizzato da sesto ampio, potenzialmente consociabili con investimenti colturali di tipo cerealicolo e/o con erbai annuali destinati alla produzione di biomassa da fieno e/o da sovescio.

B) Aree non soggette ad investimenti produttivi agricoli.

Superfici interessate da interventi diretti di Greening: **Mitigazione Ambientale e Compensazione Ambientale.**

Al pari di quanto indicato per le aree interne, trattasi di azioni per i quali si prevede la messa a dimora di investimenti colturali non produttivi di specie arboree ed arbustive anche in associazione nella misura media della 50% delle aree a loro dedicate.

Le restanti superficie, invece, saranno destinate alla valorizzazione della flora potenzialmente esprimibile dal territorio di riferimento.

C) realizzazione di **interventi speciali** di recupero e valorizzazione degli investimenti colturali esistenti

In ragione della struttura produttiva caratterizzante le aree interessate dagli interventi, parte delle superfici saranno destinate alla tutela, al recupero ed alla valorizzazione degli investimenti colturali rilevati od ancora attraverso la messa in atto di interventi speciali per i quali, a titolo esemplificativo, si indicano:

- l'espianto ed il contestuale trapianto degli esemplari di olivo rilevati (**n.60 piante**)
- formazioni boschive arboreo-arbustive agrarie e forestali
- destinazione di parte delle superfici alla flora spontanea potenzialmente esprimibile alla struttura floristica-vegetazionale del territorio di riferimento
- - mantenimento e valorizzazione di un oliveto da olio ricadente all'interno di un'area facente parte della RE3S e codificata come Corridoio Diffuso da Riquilificare

Indicazioni sulla traslocazione delle piante di olivo rilevate

Per gli aspetti riguardanti gli interventi di espianto e contestuale trapianto delle piante di olivo si rimanda a quanto indicato:

- nella sezione (C₄) della Relazione Agroambientale;
- nella ICA (Investimenti colturali arborei agrari), sezione: traslocazione delle piante rilevate della Relazione Pedaagronomica
- nell'allegato tecnico specialistico sull'espianto ed al trapianto delle piante di olivo
- nell'allegato tecnico-agronomico riguardante la distribuzione delle superfici nell'ambito del Sistema Agrivoltaico

I sistemi produttivi in ragione delle specifiche territoriali caratterizzanti e dello sviluppo delle aree destinate alle misure di intervento: produttive, mitigative e compensative (vedasi le fasce perimetrali "mitigative" realizzate per mezzo di investimenti agrari di piante di olivo) in termini Agricoli possono essere considerati in uno, nell'ambito di un sistema produttivo composito costituito dai due impianti tra di loro agronomicamente integrati.

Su tali basi, le valutazioni agroecosistemiche, la distribuzione degli investimenti colturali agricoli ed ambientali e le conseguenti valutazioni tecnico-ambientali nonché, qualora necessarie, tecnicoeconomiche vengono sviluppate nell'ambito di una visione di insieme.

Un sistema sinergico e complementare che, in termini agroambientali, di fatto risulta privo di soluzioni di continuità

SUPERFICI DISPONIBILI E RELATIVA RIPARTIZIONE

SUPERFICI DISPONIBILI E RELATIVA DISTRIBUZIONE NELL'AMBITO DELLE AREE DEL SITO							
SUPERFICIE CATASTALE	AREE NON INTERESS.	SUPERFICIE SITO (TOT.)	AREE DI SERVIZIO	SUPERFICI DISPONIBILI	AREE RECINTATE	AREE INTER. NETTE DISP.	AREE IDONEE MODULI
A	B	C=A-B	D	E=C-D	F	G=F-D	H=F-M
Ha Scat	Ha SANU	Ha SAU	Ha (Sn)	Ha	Ha	Ha	Ha
91,2200	0,0460	91,1740	5,4800	85,6940	63,7691	58,2891	61,8417
Superficie catastale totale	Superficie non interessata dagli interventi	Superficie totale utilizzabile	Viabilità, locali tecnici, strutture tecn., sostegni	Aree sito netto opere di servizio	Aree interne recintate	Aree interne al netto delle aree di servizio	Aree interne idonee per i moduli ftv
AREE INTERNE	FASCIA PERIMETR.	Stepping zones interne	Stepping zones esterne	Stepping zones Tot.	Sito (Ftv) Fotovoltaico	Sito Ftv e Aree di servizio	Aree sottese dai Moduli
I=F-M	L	M	N	O=M+N	P=I+L+M	Q=P+D	R
Ha	Ha	Ha	Ha Sext	Ha	Ha Stot	Ha	Ha Spv
56,3617	8,0090	1,9274	19,3959	21,3233	66,2981	71,7781	23,1174
TOTALE AREE INTERNE			Aree puntiformi zone esterne e di quelle distaccate	Totale aree puntiformi	Superfici interne al netto delle zone servizio	Superfici interne comprens. delle aree di servizio	Aree sottese dai moduli. Proiez. a terra in orizzont.
CORE AREAS Aree Moduli	BUFFER ZONES	Aree puntiformi zone interne					

DISTRIBUZIONE DELLE SUPERFICI IN RELAZIONE ALLE MISURE DI INTERVENTO							
SUPERFICIE DEL SITO	AREE DI SERVIZIO	SUPERFICIE DISPONIBILE	GREENING MAB G1	GREENING CAB G2	CROPLAND C1	GREENING MAB G1+	GREENING MAB G1 Tot
A	B	C=A-B	D	E	F	G (quota di D)	H=D+G
Ha	Ha	Ha SAU	Ha	Ha	Ha	Ha	Ha
91,1740	5,4800	85,6940	8,5714	4,4800	72,6426	0,0000	8,5714
Superficie totale utilizzabile (Sup. Catastale)	Viabilità, locali tecnici, strutture tecn., sostegni	Superficie netta utilizzabile	Ripartizione delle superfici delle misure di intervento Mitigazioni Ambientali	Compensazioni Ambientali	Superfici Agricole in Produzione	Ulteriori interventi di MAB nelle aree interne	Elaborazioni MAB totale previsti nel sito

RIPARTIZIONE DELLE AREE IN RELAZIONE ALLE MISURE DI INTERVENTO

MAB. MISURE DI MITIGAZIONE AMBIENTALE. RIPARTIZIONE DELLE SUPERFICI							
GREENING MAB G1	AREE INTERNE		FASCIA PERIMETR.	STEPPING ZONES			
	ORDINARI	AGGIUNTIVI		Aree Interne, Esterne e Distaccate (Landscape areas)			
A	B	C	D	E	F	G	H
Ha	Ha	Ha	Ha	Ha	Ha	Ha	Ha
8,5714	2,8177	0,0000	0,7048	1,9274	3,1215	0,0000	5,0489
Mitigazione Ambientali. Tot. Superfici	TOTALE Aree Int. B+C			Aree puntiformi interne, esterne e distaccate			
	2,8177		Aree perimetrali (Fascia Perim.)	Aree puntiformi interne (ripariali)	Aree puntiformi esterne	Inter. speciali zone esterne	Totale MAB Stepping Zone
	Interventi aree interne						

MAB. SVILUPPO DELLE SUPERFICI IN RELAZIONE AI MACROGRUPPI DI SPECIE PREVISTI PER GLI INTERVENTI						
AREA	PARAMETRI	G1.MAB	TIPOLOGIA DI SPECIE			NOTE
Tipologia	Descrizione	Tot. Ha	Arboree	Arbustive	Erbacee	Descrizione
Core areas	incidenza %		4%	20%	76%	La componente erbacee indica lo sviluppo della flora spontanea potenzialmente esprimibile dal territorio di riferimento
Aree Interne	Sup. Ha	2,8177	0,1127	0,5635	2,1415	
Buffer Zones	incidenza %		90%	10%	0%	
Fasca Perimetr.	Sup. Ha	0,7048	0,6343	0,0705	0,0000	
Stepping Zones	incidenza %		27%	30%	43%	
Interne e Esterne	Sup. Ha	5,0489	1,3632	1,5147	2,1710	
Totale Superficie. G1.MAB.Ha:		8,5714	2,1102	2,1487	4,3125	

CAB. MISURE DI COMPENSAZIONE AMBIENTALE. RIPARTIZIONE DELLE SUPERFICI							
GREENING CAB G2	AREE INTERNE	FASCIA PERIMETR.	STEPPING ZONES				CONTROLLO
			Aree Interne, Esterne e Distaccate (Landscape areas)				
A	B	C	D	E	F	G=D+E+F	H=A-(B+C+DE)
Ha	Ha	Ha	Ha	Ha	Ha	Ha	Ha
4,4800	0,0000	0,0000	0,0000	4,4800	0,0000	4,4800	0,0000
Compensazioni Ambientali Tot. Superfici	Ripartizione delle superfici nell'ambito delle diverse aree di intervento						
	Interventi nelle aree interne	Interventi nelle aree perimetrali	Interventi nelle aree puntiformi interne	Interventi nelle aree puntiformi esterne	Interventi speciali nelle zone esterne	Totale CAB Stepping Zones	Parametro di controllo OK=0

CAB. SVILUPPO DELLE SUPERFICI IN RELAZIONE AI MACROGRUPPI DI SPECIE PREVISTI PER GLI INTERVENTI						
AREA	PARAMETRI	G2.CAB	TIPOLOGIA DI SPECIE			NOTE
Tipologia	Descrizione	Tot. Ha	Arboree	Arbustive	Erbacee	Descrizione
Core areas	incidenza %		50%	30%	20%	La componente erbacee indica lo sviluppo della flora spontanea potenzialmente esprimibile dal territorio di riferimento
Aree Interne	Sup. Ha	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	
Buffer Zones	incidenza %		50%	30%	20%	
Fasca Perimetr.	Sup. Ha	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	
Stepping Zones	incidenza %		27%	30%	43%	
Interne e Esterne	Sup. Ha	4,4800	1,2096	1,3440	1,9264	
Totale Superficie. G2.CAB.Ha:		4,4800	1,2096	1,3440	1,9264	

* Superfici "Landscape areas". Aree esterne facenti parte delle stepping zone ma, di fatto, esterne al sito fotovoltaico propriamente detto

MISURE DI PRODUZIONE AGRICOLA

CPD. MISURE DI PRODUZIONE AGRICOLA. RIPARTIZIONE DELLE SUPERFICI							
CROPLAND C1	AREE INTERNE	FASCIA PERIMETR.	STEPPING ZONES Aree Interne, Esterne		SUPERFICI ED INDICE GENERALE DI UTILIZZAZIONE AGRICOLA		
A=B+C+D+E	B	*C	D	E	F=B+C+D	**G	H=F/H%
Ha	Ha Sagr moduli	Ha Sagr perim	Ha Sagr no mod.	Ha Sagr ext	Ha Sagr	Ha Stot	Ha inc%
72,6426	53,5440	7,3042	0,0000	11,7944	60,8482	66,2981	91,78%
Produzioni Agricole Tot. Superfici agricole del sito	Ripartizione delle superfici nell'ambito delle diverse aree di intervento				Aree interne al netto delle aree di servizio, Aree Disponibili	Superfici Totale Disponibile Superficie totale del sito al netto aree di servizio	Incidenza di utilizzazione agricola delle superfici
	Produzione nelle aree interne con moduli	Produzione nelle aree perimetrali	Prod. nelle aree interne senza moduli (Aree puntif. interne)	Produzione nelle aree puntiformi esterne			

* Interventi di mitigazione ambientale realizzati attraverso l'ausilio di investimenti colturali agrari (oliveti da olio perimetrali)

** Superfici agricole potenzialmente destinabili ad investimenti colturali produttivi.

CPD. SVILUPPO DELLE SUPERFICI IN RELAZIONE AI MACROGRUPPI DI SPECIE DELLE COLTURE AGRARIE						
AREA	PARAMETRI	C1.CPD	TIPOLOGIA DI SPECIE			NOTE
Tipologia	Descrizione	Tot. Ha	Arboree	Arb./Arbustive	Erbacee	Descrizione
Core areas Aree interne	incidenza %		100%	0%	0%	OLIVETO DA OLIO SUPERINTENSIVO Oliveto Superintensivo su fila singola in associazione con cover
	Sup. Ha	53,5440	53,5440	0,0000	0,0000	
	Invest. Colturale:	dettaglio:	Oliveto da olio S.I. e cover crops	-	-	
Buffer Zones Fascia Perimetrale	incidenza %		100%	0%	0%	OLIVETO DA OLIO TRADIZIONALE Oliveto perimetrale costituito attraverso nuovi impianti, traliccio a file
	Sup. Ha	7,3042	7,3042	0,0000	0,0000	
	Invest. Colturale:	dettaglio:	Oliveto da Olio. Mab Produttive	-	-	
Step.ing Zones Aree Interne Senza moduli	incidenza %		0%	0%	0%	Non sono previsti investimenti colturali agrari.
	Sup. Ha	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	
	Invest. Colturale:	dettaglio:	-	-	-	
Step.ing Zones Aree Esterne	incidenza %		100%	0%	0%	OLIVETO DA OLIO ESISTENTE Oliveto da olio esistente al netto degli espianti ricollocati nella fascia
	Sup. Ha	11,7944	11,7944	0,0000	0,0000	
	Invest. Colturale:	dettaglio:	Oliveto da olio esistente	-	-	
Totale Superficie. C1.CPD.Ha:		72,6426	72,6426	0,0000	0,0000	
Totale superfici agricole del sito fotovoltaico: Aree interne + Aree Perimetrali:					60,8482	Sagrícola

Szinterne: Stepping zones interne (aree interne alla recinzione)

Szesterne: Stepping zones esterne (aree esterne alla recinzione)

Le aree esterne comprendono anche le Landscape areas (aree esterne al sito fotovoltaico propriamente detto S.I.: Superintensivo)

CPD. TABELLA RIEPILOGATIVA DEGLI INVESTIMENTI COLTURALI PREVISTI						
DESCRIZIONE	INTERNE		PERIMETRALI	ESTERNE	TOTALE	NOTE
Investimenti Colturali	Tra i Moduli	Senza Moduli			Inv. Culturale	
Codifica:	A	B	C	D	E=A+B+C+D	Specifiche
Oliveto da olio S.I. e cover crops	53,5440	0,0000			53,5440	
Oliveto da Olio. Mab Produttive			7,3042	0,0000	7,3042	Fascia perim.*
Oliveto da olio esistente				11,7944	11,7944	
TOTALE:	53,5440	0,0000	7,3042	11,7944	72,6426	

CPD. CODIFICA DELLE SUPERFICI AGRICOLE IN RELAZIONE AL SISTEMA AGRIVOLTAICO			
Sagr (Sup. Agricole Interne)	60,8482	A+B+C	(Sagr.1 - Sagricola)
Aree di servizio	5,4800	E	Aree di servizio funzionali all'impianto
Sagr.2	66,3282	Sagr.1+E	Superfici agricole interne comprensive delle aree di servizio
Sagr.3	72,6426	A+B+C+D	Superfici agricole del sito (interne+Esterne)
Sagr.4	78,1226	Sagr.3+E	Superfici agricole del sito ed aree di servizio

Sagr= Sagricola

Sagr.1= Sup.agr. interne; Sagr.2= Sagr.1+aree servizio; Sagr.3= Sup.agr. sito; Sagr.4= Sagr.3+aree servizio

I valori di Sagr.3 ed Sagr.4 sono riferiti alla superficie complessiva del sito (Catastale e Catastale al netto delle aree di servizio)

*Fascia perimetrale "Mab Produttiva": Impianto arboreo costituito da nuovi impianti di olivo da olio, da piante traslocate e, in parte, da piante già esistenti in formazione lineare in linea con gli schemi progettuali previsti.

INCIDENZA DI UTILIZZAZIONE DELLE SUPERFICI AGRICOLE DEL SITO

Descrizione aree	Sviluppo Ha	Calcolo	Codifica Agroambientale
Aree sottese dai moduli	23,1174	A	
Aree interne con moduli	56,3617	B	CORE AREAS
Aree interne senza moduli	1,9274	C	STEPPING ZONES Aree Interne
Fascia perimetrale	8,0090	D	BUFFER ZONES
Aree interne* (Stot)	66,2981	E=B+C+D	
Valore del 70% delle Stot	46,4087	F1=Ex70%	Valore dell'incidenza su superficie disponibile
Aree ext	19,3959	G	STEPPING ZONES Aree Esterne
Aree di servizio viabilità piazzali	5,4344	H1	SERVICE AREAS: Viabilità piazzali ed altri manufatti
Aree di Servizio Palificazione	0,0456	H2	SERVICE AREAS: Palificazione stringhe
Aree di servizio complessive	5,4800	H3=H1+H2	SERVICE AREAS: Aree di servizio complessive
Superficie catastale	91,1284	I=E+F+G	
Valore del 70% delle Scat	63,7899	F2=Ix70%	Valore dell'incidenza su superficie catastale

INCIDENZA DI UTILIZZAZIONE DELLE SUPERFICI AGRICOLE DEL SITO

Codifica mite	Agricole Ha	Calcolo	Riferimenti	Incidenza %	Calcolo di riferimento
Spv	23,1174	L			
Sagr interne moduli	53,5440	M		95,00%	Core areas
Sagr interne no moduli	0,0000	N		0,00%	Stepping zones aree interne
Sagr perimetrali	7,3042	O		91,20%	Buffer zones
Sagr interne (Sagr o Sagricola)	60,8482	P=M+N+O	Sagr.1	91,78%	60,8482 ≥ 46,4087
Sagr ext	11,7944	Q		60,81%	Stepping zones aree esterne
Sagr ed aree di servizio	66,2826	R=P+H1	Sagr.2	99,98%	66,2826 ≥ 46,4087
Sagr interne ed esterne sito	72,6426	S=M+N+O+Q	Sagr.3	79,71%	72,6426 ≥ 63,7899
Sagr del sito ed aree di servizio	78,0770	T=S+H	Sagr.4	85,68%	78,0770 ≥ 63,7899

*Aree recintate al netto della aree di servizio

Si riporta di seguito la tabella riepilogativa degli aspetti caratterizzanti gli investimenti colturali:

AREE DI INTERVENTO	RIF. TERRITORIALE CROPLAND	INVESTIMENTO COLTURALE
D₁ Aree coltivabili presenti in seno alle superfici interne Aree agricole che si sviluppano tra le stringhe dei moduli fotovoltaici	CORE AREAS AREE INTERNE SOTTESE DAI MODULI	OLIVETO SUPERINTENSIVO Cultivar: Favolosa ed Arbequina e/o tipologie similari Investimenti colturale in associazione con COVER CROP realizzate attraverso la coltivazione di piante erbacee da copertura in generale e da sovescio
E₁ Aree coltivabili presenti nell'ambito della Fascia perimetrale. Fascia Agrovoltaica perimetrale	BUFFER ZONES AREE PERIMETRALI	OLIVETO DA OLIO cv. Tonda Iblea, Biancolilla e di altre cultivar previste nell'ambito del disciplinare di produzione DOP di Olio Extra di Oliva Monti Iblei Piante in associazione con Cover Crop COVER CROP Formazioni arboree in associazione con colture erbacee di copertura in generale e da sovescio
F₁ Aree coltivabili interne alle aree recintate. Aree interne non interessate dalla presenza dei moduli fotovoltaici.	STEPPING ZONES INTERNE	Non sono previsti investimenti culturali di tipo agrario produttivo
F₂ Superfici omogenee esterne alle Buffer zones che, dal punto di vista agronomico, si prestano alla coltivazione <i>Nonché</i> aree agricole diffuse realizzata mediante la messa in atto di interventi volti a favorire la formazione e/o l'introduzione di nuclei di insediamento di specie Arboree Agrarie.	STEPPING ZONES ESTERNE	OLIVETO DA OLIO cv. Tonda Iblea, Biancolilla e di altre cultivar previste nell'ambito del disciplinare di produzione DOP di Olio Extra di Oliva Monti Iblei Piante in associazione con Cover Crop COVER CROP Formazioni arboree in associazione con colture erbacee di copertura in generale e da sovescio Trattasi di un intervento di recupero e valorizzazione di buona parte degli investimenti olivicoli esistenti che, nel caso di specie, incidono su un'area tutelata facente parte della RES e codificata come Corridoio Diffuso da Riqualificare.
	<u>Landscape areas</u> Aree esterne facenti parte delle stepping zone ma, di fatto, esterne al sito fotovoltaico propriamente detto	AREE NON PRESENTI NELL'AMBITO DELLE AREE INTERESSATE DAGLI INTEVENTI Di fatto tutte le aree dei siti, preso atto della suddivisione in areali e/o in lotti, risultano interconnesse Non si rileva la presenza di soluzioni di continuità tali da configurare aree distaccate nell'ambito dei singoli siti.

Le aree interne sono sviluppate secondo il seguente schema:

IMPIANTO AGRIVOLTAICO

Ettaro Tipo

Sviluppo planimetrico d'impianto dell'unità media di superficie. OLIVO SUPERINTENSIVO su MONOFILARE

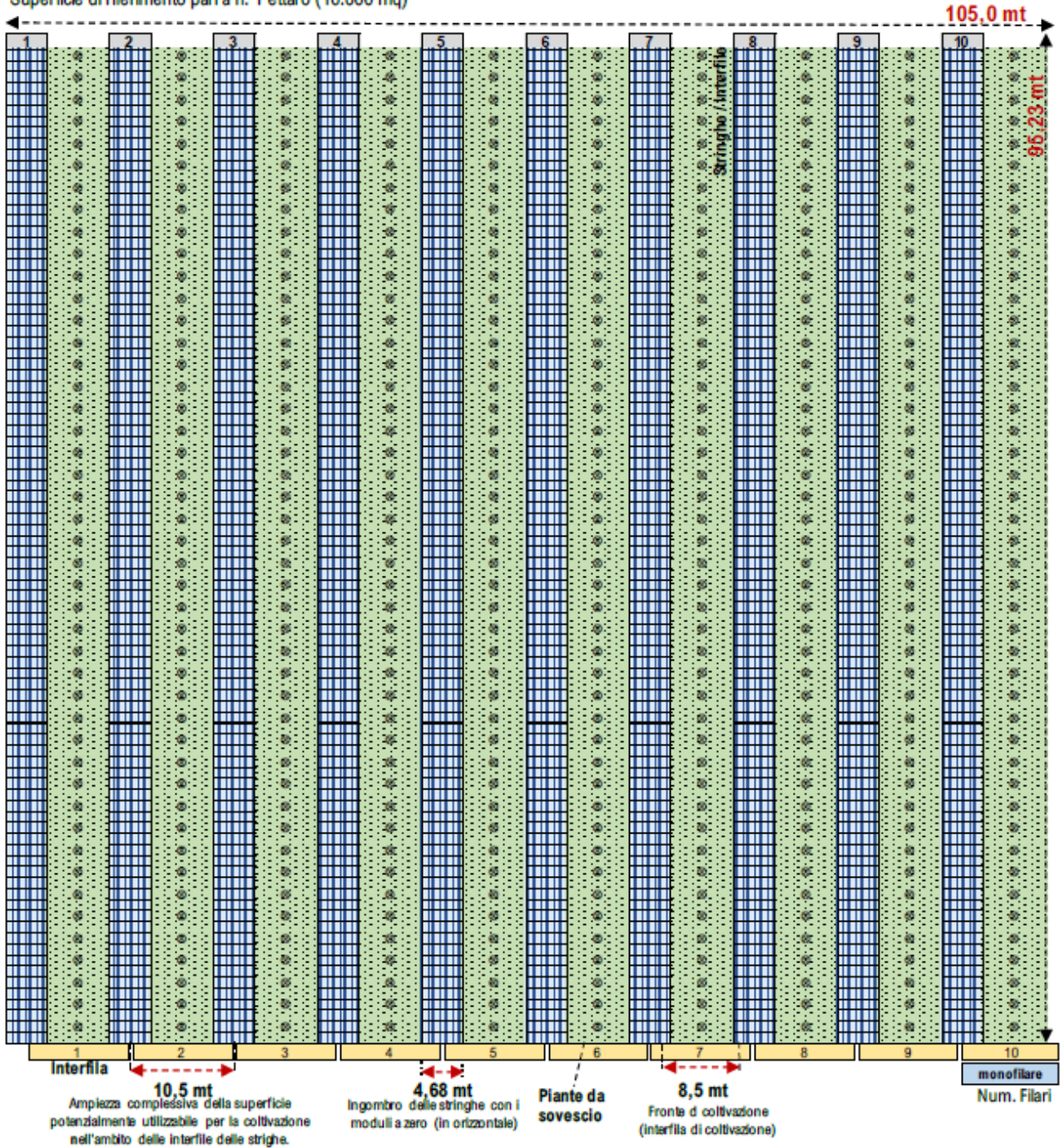
Distribuzione delle interfile, delle stringhe fotovoltaiche e relativo posizionamento delle piante

INTERASSE mt. 10,5

Monofilare per interfila tra le stringhe dell'impianto Agrivoltaico. Sesto: 10,5 x 1,5 (Interfila per Fila)



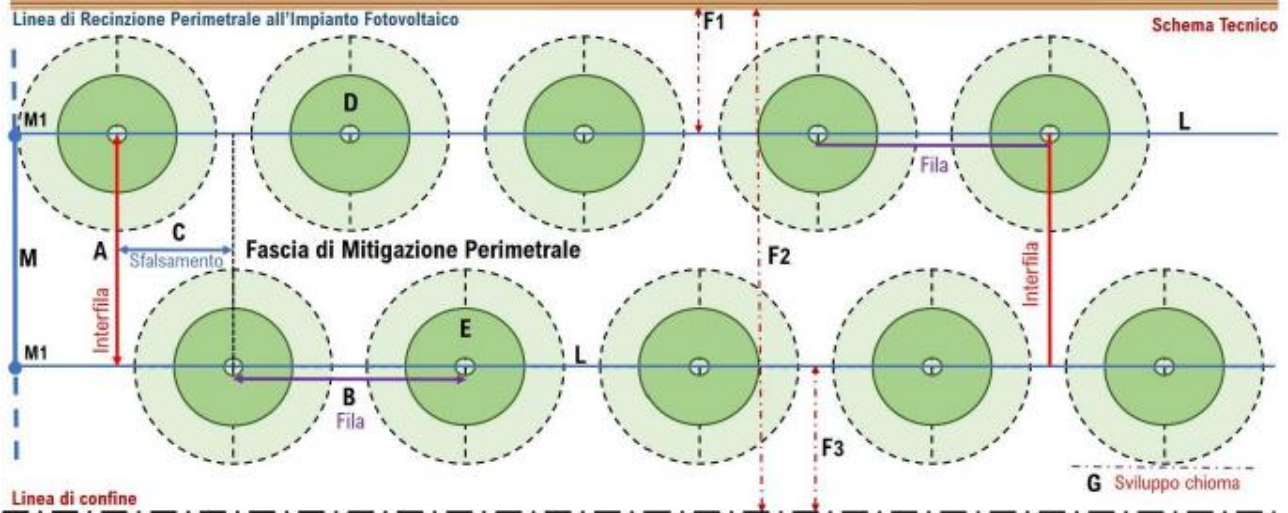
Superficie di riferimento pari a n. 1 ettaro (10.000 mq)



Per quanto riguarda la fascia di mitigazione perimetrale, essa sarà costituita prevalentemente da due file sfalsate di piante arboree.

(B₁) FASCIA DI MITIGAZIONE PERIMETRALE COSTITUITA DA DUE FILE SFALSATE DI PIANTE ARBOREE DI OLIVO DA OLIO

Linea di Recinzione Perimetrale all'Impianto Fotovoltaico con fascia perimetrale di mt. 10


LEGENDA. Riferimenti e parametri dimensionali relativi ad una fascia perimetrale della larghezza di mt. 10

A: Interfila. Distanza delle piante tra le file: mt 4,5
 B: Fila. Distanza delle piante sulla fila: mt 5,0
 C: Sfasamento delle file: mt 2,5
 D-E: Pianta Arborea od arbustiva «Olivio da olio»

F1: Distanza tra la recinzione ed il primo filare delle piante: mt. 2,5
 F2: Distanza tra la recinzione a la linea di confine: mt. 10,0 (larghezza fascia perimetrale)
 F3: Distanza tra il secondo filare di piante e la linea di confine: mt. 3,0
 G: Sviluppo della chioma: mt 2,5 - 3,5

L: Impianto irriguo
 Sistema di irrigazione a microportata
 M: Tubazione porta acqua, Condotta idrica di distribuzione
 M1: Punti di derivazione



2.8 DURATA DEI LAVORI E IMPOSTAZIONE DEL CANTIERE

Il cantiere ha una durata complessiva di 14 mesi, come meglio dettagliato nel cronoprogramma riportato di seguito.

2.9 DEMOLIZIONI E TERRENI

Si prevede un volume di scavo di circa 14.003 m³ di terra per cavidotto interno al campo agro-fotovoltaico e un volume di scavo di circa 30.836 m³ per viabilità e fossi di guardia. Gli scavi per cabine BT/MT (Power Station), cabine di raccolta, cabine di accumulo sono considerati trascurabili ed eventualmente si prevede il riutilizzo in sito.

Il criterio di gestione del materiale scavato prevede il suo deposito temporaneo presso l'area di cantiere e successivamente, in ragione della natura prevalentemente agricola dei luoghi attraversati dalle opere in esame, il suo utilizzo per il riempimento degli scavi e per il livellamento del terreno alla quota finale di progetto, previo comunque accertamento ai sensi del DPR nr. 120 del 13 giugno 2017, durante la fase esecutiva, dell'idoneità di detto materiale per il riutilizzo. Qualora l'accertamento dia esito negativo, il materiale scavato sarà conferito ad idoneo impianto di trattamento e/o discarica, con le modalità previste dalla normativa vigente in materia di rifiuti ed il riempimento verrà effettuato con materiale inerte di idonee caratteristiche. Poiché per l'esecuzione dei lavori non sono utilizzate tecnologie di scavo con impiego di prodotti tali da contaminare le rocce e terre, nelle aree a verde, boschive, agricole, residenziali, aste fluviali o canali in cui sono assenti scarichi, vale a dire nelle aree in cui non sia accertata e non si sospetti potenziale contaminazione, nemmeno dovuto a fonti inquinanti diffuse, il materiale scavato sarà considerato idoneo al riutilizzo in sito. Il materiale di scavo, prima dell'eventuale riutilizzo, verrà stoccato provvisoriamente in prossimità del luogo di produzione e comunque per un periodo non superiore a tre anni. Qualora a seguito della caratterizzazione dei suoli gli stessi risultassero contaminati, si provvederà al riempimento delle trincee riutilizzando parte del terreno in eccedenza derivante dagli interventi in atto nelle aree limitrofe. La rimanente parte verrà conferita in impianto di trattamento o discariche.

3 CONSUMO DI RISORSE NATURALI

Considerata la natura del progetto, l'impatto legato al consumo di risorse naturali non può che risultare positivo: a fronte infatti di un'occupazione di suolo, si realizza una soluzione volta alla produzione di energia pulita da fonti rinnovabili. Relativamente al consumo di suolo, si evidenzia che il progetto ha selezionato un'area comunque già antropizzata e caratterizzata da attività agricole, le quali saranno in ogni caso mantenute fra i filari fotovoltaici.

Il progetto rispetta i vincoli paesaggistici presenti nelle vicinanze e all'interno dell'area e prevede la realizzazione di un sistema del verde basato su essenze autoctone di pregio, che andrà a potenziare la valenza dell'area in termini di biodiversità e andrà a rafforzare il corridoio ecologico interessato.

4 RESIDUI ED EMISSIONI

Con riferimento alle emissioni generate dal progetto, come meglio approfondito nel Quadro Ambientale e nell'ambito della Valutazione degli Impatti, il progetto si traduce in un saldo di emissioni volto alla riduzione delle stesse. La produzione di energia tramite fotovoltaico consente infatti di evitare parte delle emissioni di CO₂ rispetto all'uso dei combustibili fossili; riprendendo i dati diffusi dal Ministero dell'Ambiente:

“Per produrre 1 kWh elettrico vengono bruciati mediamente l'equivalente di 2,56 kWh sotto forma di combustibili fossili, di conseguenza vengono emessi nell'aria circa 0,53 kg di anidride carbonica. Si può dire quindi che ogni kWh prodotto dal sistema fotovoltaico evita l'emissione di 0,53 kg di anidride carbonica. Per quantificare il beneficio che tale sostituzione ha sull'ambiente è opportuno riferirsi ad un esempio pratico.”

5 MISURE PER PREVENIRE LE EMISSIONI E RIDURRE I CONSUMI

Come indicato nel paragrafo 2.7, oltre alle colture nelle aree interne all'impianto, sono state implementate misure di mitigazione e compensazione ambientale.

Fatte salve le aree interessate da investimenti colturali produttivi di tipo agricolo, le superfici interne sottese dai moduli fotovoltaici, le aree perimetrali e parte delle aree esterne saranno interessate da interventi di mitigazione e compensazione ambientale.

Le **aree interne** (core areas), al netto delle aree destinate alle strutture di servizio e di sostegno, saranno dedicate alla coltivazione di oliveto da olio superintensivo (Investimento colturale in associazione con cover crops da sovescio e/o da biomassa). Le aree non soggette ad investimenti produttivi agricoli saranno interessate da interventi diretti di Mitigazione Ambientale nella misura media del 20% delle zone previste, interventi per i quali si prevede la messa a dimora di investimenti colturali non produttivi di specie arboree e arbustive anche in associazione nella misura della 25% delle aree a loro dedicate (25% del 15%), mentre le restanti superficie saranno destinate alla valorizzazione della flora potenzialmente esprimibile dal territorio di riferimento.

Le **aree perimetrali** (buffer zones) sono aree destinate alla realizzazione di misure di Mitigazione Ambientale Produttiva, attraverso la realizzazione di investimenti colturali di Olivo da olio di tipo standard (non superintensivo) in associazione, per le aree di maggiore dimensione, con la flora spontanea territoriale. L'intervento, in termini generali, prevede la copertura delle superfici attraverso l'utilizzazione di piante arboree nella misura non inferiore al 90%.

La restante superficie, al pari di quanto indicato per le core areas, in ragione delle specificità pedologiche e climatiche potrà essere destinata ad interventi di mitigazione ambientale ed alla contestuale valorizzazione della flora spontanea.

In ragione delle caratteristiche delle aree, non si esclude la possibilità di porre in atto ulteriori interventi opportunamente calibrati a valere sulla struttura floristica-vegetazionale e paesaggistica territoriale. In linea con la necessità di creare delle strutture schermanti, talune aree e/o porzioni delle fasce esterne perimetrali saranno interessate dalla realizzazione di Siepi Ecologiche di Tipo Campestre in grado, queste ultime, di agire anche quale elemento connessione con la struttura ambientale esterne e, al contempo, di sostenere le diverse componenti faunistiche territoriali in relazione agli aspetti di: Nidificazione, Alimentazione e Protezione.

Le **aree esterne ed interne non interessate dai moduli** (stepping zones) sono aree di transito non interessate dalla presenza di moduli fotovoltaici. Nel dettaglio:

- **AREE INTERNE:** zone localizzate tra i moduli all'interno della linea di recinzione. Superfici interessate da interventi diretti di Greening (Misure a verde correlate con la realizzazione di interventi di mitigazione e compensazione ambientale): Mitigazione Ambientale.
- **AREE ESTERNE:** zone localizzate esternamente alla fascia perimetrale, di fatto, non interessate dalla presenza di moduli. Interventi previsti:
 - A) Superfici con destinazione Produttiva Agricola, dove sarà dato seguito all'oliveto da olio esistente.
Formazione che, al netto di piccoli interventi di espianto e contestuale trapianto degli esemplari incidenti nelle aree interessate dai moduli fotovoltaici, sarà posta in coltura nell'ambito del sistema agrivoltaico.
- **Oliveto da olio** Investimento colturale esistente caratterizzato da sesto ampio, potenzialmente consociabili con investimenti colturali di tipo cerealicolo e/o con erbai annuali destinati alla produzione di biomassa da fieno e/o da sovescio.

B) Aree non soggette ad investimenti produttivi agricoli che saranno interessate da interventi diretti di Greening: **Mitigazione Ambientale e Compensazione Ambientale.**

Al pari di quanto indicato per le aree interne, trattasi di azioni per i quali si prevede la messa a dimora di investimenti colturali non produttivi di specie arboree e arbustive anche in associazione nella misura media della 50% delle aree a loro dedicate.

Le restanti superficie, invece, saranno destinate alla valorizzazione della flora potenzialmente esprimibile dal territorio di riferimento.

C) di interventi speciali di recupero e valorizzazione degli investimenti colturali esistenti.

In termini operativi si prevede di realizzare gli interventi di seguito descritti:

- espianto e contestuale trapianto degli esemplari di olivo rilevati (n.60 piante)
- formazioni boschive arboreo-arbustive agrarie e forestali
- destinazione di parte delle superfici alla flora spontanea potenzialmente esprimibile alla struttura floristica-vegetazionale del territorio di riferimento
- mantenimento e valorizzazione di un oliveto da olio ricadente all'interno di un'area facente parte della Rete Ecologica Siciliana e codificata come Corridoio Diffuso da Riquilificare

Nella tabella seguente si riassumono le principali misure di mitigazione.

SCHEMA SINOTTICO RELATIVO ALLA RIPARTIZIONE DELLE SUPERFICI DELL'IMPIANTO

Sito Ftv: SPERLINGA
Parco Ftv: SPERLINGA

TABELLA RIEPILOGATIVA DEGLI INVESTIMENTI CULTURALI PREVISTI

Intervento Generale	Lotti	Orientam.	Tipologia	Destinazione Produttiva	Sesto		Densità		Regime Irriguo	Sup. Rif.	Indicazioni e Specifiche
					Int.	File	mq/pta	pte/Ha			
					mt	pta	num.	Descr.	Ha		

AREE INTERNE

Produzione Agricola		Olivicolo	Intensivo	Oliveto da olio	0,5	1,5	16	635	Irriguo	53,5440	Sistema tradizionale
Mitigazioni Ambientali		Form. Agricolo-Boschive		Non Agricola	Libero	.	250	Irriguo	0,7044	Arboree ed Arbustive (25%)	
Mitigazioni Ambientali		Flora spontanea		Non Agricola	Libero	--	--	Asciutto	2,1133	Aree potenziali (75%)	
Totale:										56,3617	A

AREE PERIMETRALI

Produzione Agricola		Olivicolo	Tradizionale	Olio Evo	4,5	5,0	23	444	Irriguo	7,1692	Sistema tradizionale
Produzione Agricola		Olivicolo	Tradizionale	Olio Evo Reimp.	4,5	5,0	23	444	Irriguo	0,1350	Sistema tradizionale Reimp.
Mitigazioni Ambientali		Form. Agricolo-Boschive		Non Agricola	Libero	.	250	Irriguo	0,3043	Arboree ed Arbustive (25%)	
Mitigazioni Ambientali		Siepe Campestre		Non Agricola	Libero	.	250	Irriguo	0,4005	Arboree ed Arbustive (25%)	
Totale:										8,0090	B

AREE PUNTIFORMI/TRANSITO ESTERNE ED INTERNE
AREE INTERNE

Mitigazioni Ambientali		Form. Agricolo-Boschive		Non Agricola	Libero	.	250	Irriguo	1,9274	Arboree ed Arbustive (50%)		
Aree interne: Aree non interessate dai moduli fotovoltaici										Totale:	1,9274	C

AREE ESTERNE

Produzione Agricola		Olivicolo	Tradizionale	Olio Evo	25	25	625	16	Irriguo	11,7944	Sist. tradizionale. Esistente	
Mitigazioni Ambientali		Form. Agricolo-Boschive		Non Agricola	Libero	.	250	Irriguo	3,1215	Arboree ed Arbustive (50%)		
Compensazioni Ambientali		Form. Agricolo-Boschive		Non Agricola	Libero	.	250	Irriguo	4,4800	Arboree ed Arbustive (50%)		
(1) Intervento realizzato al netto di eventuali aree agricole/compensative										Totale:	19,3959	D

AREE DI SERVIZIO

Aree di servizio		Viabilità interna, Piazzali, Locali tecnici, Palificazione							--	4,4344	Service area
Acque		Bacini idrici, vasche di laminazione, altro							--	1,0000	Bacini idrici
Palificazione		Palificazione delle stringhe/moduli fotovoltaici							--	0,0456	Palificazione stringhe fotov.
Totale:										5,4800	E

Totale complessivo: **91,1740** **F= A+B+C+D+E**

SPECIFICHE TECNICO-AGRONOMICHE ED AGROAMBIENTALI
PRODUZIONI AGRICOLE

(1) N.I. (Nuovo Impianto)

Aree interne

Investimento culturale intensivo su fila singola. Formazione arborea realizzata con piante disposte su file singole nella parte centrale dell'interasse della larghezza di 9,5 mt. Pianta (Oliveto da olio) disposte ad una distanza sull'interfila di 9,50 mt e di 1,5 sulla fila corrispondente ad una densità media per unità di superficie pari a 702 pte/Ha

Aree perimetrali

Oliveto da Olio. Intervento realizzato per mezzo di un nuovo investimento agricolo realizzato con il trapianto di astoni di 1/2 anni di olivo nonché con il reimpianto degli esemplari eventualmente espianati nelle aree interne. Questi ultimi, saranno posti a dimora in modo diffuso nella fascia perimetrale e, potenzialmente, nell'ambito della medesima particella catastale.

Misure di mitigazione ambientale "produttive" e "speciali".

Aree Esterne

Oliveto da Olio. Utilizzazione produttiva dell'Oliveto da olio esistente. Formazione ricadente all'interno della Rete Ecologica Siciliana e codificato come Corridoio Diffuso da Riquilibrare. Nel merito, pertanto, oltre ad interagire con il sistema agrivoltaico, l'oliveto culturale sarà oggetto di interventi mirati in ragione delle specificità agroecosistemiche di cui fa parte.

MITIGAZIONI AMBIENTALI
Aree interne ed Aree puntiformi/transito Interne ed Esterne

Investimenti culturali realizzati attraverso la messa a dimora di astoni di 1/2 anni di Arboree ed Arbustive(2) autoctone caratterizzanti la struttura floristico-vegetazionale territoriale.

Aree perimetrali - Siepe Campestre

Impianto realizzato attraverso il trapianto di astoni di 1/2 anni di Arboree ed Arbustive(2) autoctone caratterizzanti la struttura floristico-vegetazionale territoriale ovvero l'utilizzazione delle specie presenti od ancora con l'eventuale trapianto delle piante espianate.

COMPENSAZIONI AMBIENTALI Aree puntiformi/transito Interne ed Esterne

Impianti realizzati attraverso la messa a dimora di astoni di 1/2 anni di specie Arboree ed Arbustive autoctone (piante, in generale caratterizzate da sviluppo ponderale moderato) caratterizzanti la struttura floristico-vegetazionale territoriale. Composizioni di arbustive ed arboree caratterizzanti l'area

Gli impianti fotovoltaici, possono divenire degli strumenti in grado di invertire la tendenza all'abbandono e al degrado di talune aree territoriali. In un tale scenario, diventa di fondamentale importanza ripristinare la connettività attraverso il paesaggio, ossia la possibilità per gli organismi di spostarsi tra porzioni di habitat idoneo. Tale obiettivo è raggiungibile tramite un aumento generalizzato della permeabilità del paesaggio ai movimenti, tramite l'implementazione di una rete ecologica le aree interessate ed il territorio di riferimento.

La scelta degli interventi, tiene conto del contesto ecologico di riferimento e, nel dettaglio, mira alla definizione di un habitat integrato ed in equilibrio con le esigenze di più specie.

In termini di difesa del "retaggio" delle strutture ambientali e paesaggistiche, nella RELAZIONE AGROAMBIENTALE - STUDIO AGROAMBIENTALE RIGUARDANTE LE MISURE DI MITIGAZIONE E COMPENSAZIONE DELLE INTERFERENZE CONNESSE CON REALIZZAZIONE DELL'IMPIANTO vengono proposti gli interventi di mitigazione ambientali che, alla luce delle verifiche poste in essere, si ritengono funzionali in favore degli obiettivi perseguiti.

CORE AREAS GREENING

OPERE LOCALIZZATE NELLE AREE INTERNE DELL'IMPIANTO

Dettaglio: superfici tra le stringhe e/o sottese dai moduli fotovoltaici.

Negli AgriPV (impianti agrivoltaici) definiscono un sistema interconnesso in cui coesistono le misure di mitigazione ambientale e quelle di produzione agraria

MISURE PREVISTE

- Interventi di Mitigazione Ambientale

TIPOLOGIE DI INTERVENTI

(A₁) Aree insediative localizzate di specie arbustive

(A₂) Linee arbustive di connessione

(A₃) Aree di naturalizzazione destinate alla flora spontanea erbacea (superfici al netto delle aree destinate ad A₁ ed A₂)

BUFFER ZONES GREENING

OPERE LOCALIZZATE NELLE AREE PERIMETRALI DELL'IMPIANTO

Dettaglio: Fasce e/o aree "tampone" perimetrali dell'impianto interessate dagli interventi di Greening

Interventi realizzabili anche attraverso l'introduzione di specie agrarie

Negli AgriPV (impianti agrivoltaici) definiscono un sistema interconnesso in cui coesistono le misure di mitigazione ambientale e quelle di produzione agraria

MISURE PREVISTE

- Interventi di Mitigazione Ambientale
- Interventi di Mitigazione Ambientale realizzate con investimenti colturali agrari
- Nei sistemi AgriPV investimenti colturali di tipo agroproduttivo

TIPOLOGIE DI INTERVENTI

(B₁) Fascia di mitigazione perimetrale

(B_{1a}) Fasce arboree realizzate con investimenti colturali di olivo (Oliveti da Olio)

(B_{1b}) Fasce arboreo-arbustive realizzate attraverso Siepi Campestri

(B₂) Aree prato-pascolive destinate all'insediamento di specie vegetali foraggere autoctone

(B₃) Fascia perimetrale di connessione destinata alla flora spontanea

STEPPING ZONES INTERNE ED ESTERNE e LANDSCAPE AREAS

OPERE LOCALIZZATE NELLE AREE PERIMETRALI DELL'IMPIANTO

Dettaglio: Aree interne non interessate dai moduli fotovoltaici (Stepping Zones Interne);

Aree esterne localizzate successivamente alla fascia perimetrale (Stepping Zones Esterne);

Aree esterne distaccate dal sito propriamente detto (Landscape Areas).

Negli AgriPV le aree interne al pari di quelle interne in cui sono presenti i moduli fotovoltaici, definiscono un sistema interconnesso in cui coesistono le misure di mitigazione e compensazione ambientale ed ancora quelle di produzione agraria.

Riguardo le aree esterne il loro utilizzo di tipo agrario risulta essere funzione della specificità pedologiche ed agroclimatiche nonché delle scelte agroproduttive che caratterizzano, per l'appunto, i sistemi AgriPV.

MISURE PREVISTE

Stepping Zones Interne

- Interventi di Mitigazione Ambientale
- Interventi di Compensazione ambientale
- Nei sistemi AgriPV investimenti colturali di tipo agroproduttivo

Stepping Zones Esterne

- Interventi di Mitigazione Ambientale
- Interventi di Compensazione Ambientale
- Nei sistemi AgriPV, potenzialmente destinatari di investimenti agroproduttivi.

Landscape Areas

- Interventi di Mitigazione Ambientale
- Interventi di Compensazione Ambientale
- Nei sistemi AgriPV, potenzialmente destinatari di investimenti agroproduttivi.

TIPOLOGIE DI INTERVENTI

(C₁) Frutteto Mediterraneo (Area di mitigazione speciale)

(C₂) Fascia arborea boschiva di contenimento delle interferenze

(C₃) Area boschiva diffusa realizzata mediante la messa in atto di interventi volti a favorire la formazione e/o l'introduzione di:

(C_{3a}) Aree di naturalizzazione destinate alla flora spontanea (1° livello)

(C_{3b}) Nuclei di insediamento di specie arbustive (2° livello)

(C_{3c}) Nuclei di insediamento di specie arboree (3° livello)

(C₄) Aree di "mitigazione autoctona" destinate alla valorizzazione della flora esistente

(C₅) Aree utilizzabili per la realizzazione delle misure di MITIGAZIONE E COMPENSAZIONE AMBIENTALI nonché degli interventi specifici di lotta alla desertificazione anche attraverso la messa in atto azioni di rimboschimento.

Queste azioni, dal punto di vista ecosistemico e nel loro complesso, determinano la formazione di una rete di corridoi e gangli locali in grado di rendere biopermeabile l'areale nei confronti degli spostamenti della fauna selvatica da permettere la formazione di habitat diversificati a valere sugli aspetti della nidificazione e dell'alimentazione in grado di consentire il consolidamento della biodiversità locale.

Inoltre, dal punto di vista vegetale, l'introduzione di essenze vegetali autoctone, tipiche del paesaggio agrario ed in linea con la vegetazione potenziale esprimibile dal territorio, poste a margine degli ecosistemi agricoli intensivi, consente di migliorare e potenziare la diversità floristica territoriale e valorizzare gli aspetti paesaggistici caratterizzanti.

6 ANALISI DELLE ALTERNATIVE PROGETTUALI

6.1 OPZIONE ZERO E PROBABILE EVOLUZIONE DELL'AMBIENTE IN CASO DI MANCATA ATTUAZIONE DEL PROGETTO

Al fine di valutare la probabile evoluzione dell'ambiente in caso di mancata attuazione del progetto, si tiene in considerazione quanto analizzato nel Quadro Ambientale, il quale ha dimostrato come il progetto si inserisca in un ambiente attualmente già antropizzato, nel quale sono presenti diverse attività agricole e altri impianti fotovoltaici. Gli ambiti di naturalistici di pregio (legati ad habitat o beni tutelati paesaggisticamente), non risultano infatti direttamente interferiti dal progetto.

Risulta pertanto ragionevole ritenere che, in assenza dell'implementazione del progetto, l'evoluzione sarebbe quella di mantenere l'attuale utilizzo agricolo dell'area.

Risulta pertanto importante evidenziare come l'attuazione del progetto consenta, pur mantenendo in parte l'utilizzo agricolo del sito, di aggiungere una soluzione per la produzione di energia da fonti rinnovabili.

6.2 CONFRONTO CON ALTERNATIVE PROGETTUALI

Per quanto concerne l'alternativa progettuale, sono state valutate varie ipotesi, in particolare quelle riguardanti la configurazione impiantistica.

Per quanto riguarda invece la scelta del sito, come confermano il Quadro Programmatico con l'analisi vincolistica e il Quadro ambientale con l'analisi delle matrici ambientali, il sito è risultato idoneo all'installazione dell'impianto agrivoltaico.

Per quanto riguarda la configurazione impiantistica, dopo varie analisi, la scelta migliore dal punto di vista gestionale ma soprattutto dal punto di vista ambientale è stata quella di scegliere dei tracker con un'altezza fuori terra pari a 2,8 metri con i pannelli disposti con perno sul lato corto in modo tale che quando siano in posizione inclinata $\pm 55^\circ$, la quota massima e minima dal terreno siano rispettivamente 4,891 metri e 0,635 metri.

È stata valutata la possibilità di mantenere invariata l'altezza dei tracker ma di disporre i pannelli con perno sul lato lungo, ma tale soluzione è stata scartata in quanto la produzione di energia risulta inferiore.

È stata inoltre valutata la possibilità di disporre i pannelli con perno sul lato corto, ma di alzare l'altezza dei tracker. Questa soluzione comporterebbe un maggiore impatto visivo e sul paesaggio circostante.

Con la soluzione adottata, si riesce quindi a soddisfare i requisiti di potenza dell'impianto agrivoltaico (sia dal punto di vista della potenza fotovoltaica che della produzione agronomica) e si ha il minor impatto paesaggistico nel contesto circostante.