



Peridot Solar
GREEN ENERGY SOLUTIONS

Progettazione definitiva finalizzata all'autorizzazione di una centrale di energia rinnovabile e delle relative opere di connessione denominata "Farina", costituita da un impianto agrivoltaico di potenza complessiva pari a 60,89 MW [DC] e potenza in immissione pari a 52,50 MW [AC], realizzata in Contrada San Cusumano nel comune di Mazara del Vallo (TP)



Proponente
PERIDOT SOLAR ORANGE S.r.l.
Via Alberico Albricci, 7 - 20122 Milano

Investitore agricolo superintensivo
OXY CAPITAL ADVISORS S.r.l.
Via A. Bertani, 8 - 20154 Milano



Capogruppo Mandataria
ITALCONSULT
ITALCONSULT S.p.A.
Via di Villa Ricotti 20
00181 Roma

STUDIO ALTIERI
STUDIO ALTIERI S.p.A.
Via Colonnari 56-58
38016 Thiene, Italia

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

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

Aspetti Ambientali:
Ing. Laura Dalla Valle

Agronomo:
Dott. Salvatore Puleri

Project Manager:
Ing. Gabriele De Rulli

Resp. parte impiantistica:
Ing. Umberto Lisa

Geologo:
Dott. Carlo Cibella

Aspetti Autorizzativi:
Ing. Alessandro Artuso

Archeologo:
Dott.sa Elisabetta Tramontana

Acustico:
Ing. Enrico Del Monte

**AMBIENTE, PAESAGGIO E IDRAULICA
SIA – QUADRO PROGETTUALE**

C 4 5 1
Codice commessa

TP
Sito

D
Fase

AP
Disciplina

0 0 0 3
Numero

r 0 0
Revisione

Revisione	Data	Motivo	Redatto	Controllato	Approvato
00	30/08/2024	Emissione	E.R.	L.D.V.	G.M.

SOMMARIO

1	PREMESSA.....	3
1.1	Ubicazione, tutele e vincoli	4
1.2	Motivazioni del progetto	6
1.3	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	12
2.4	Prescrizioni	24
2.4.1	Protezione contro i contatti indiretti	24
2.4.2	Protezione contro i contatti diretti	24
2.4.3	Protezione delle condutture elettriche.....	25
2.4.4	Paralelo con la rete pubblica del gestore.....	25
2.4.5	Iscrizione all'albo delle ditte esecutrici	25
2.4.6	Dichiarazione di conformità.....	26
2.4.7	Locali	26
2.5	Caratteristiche e qualità dei materiali	26
2.5.1	Generalità	26
2.5.2	Moduli fotovoltaici.....	26
2.5.3	Sistema di conversione DC/AC.....	27
2.5.4	Ambiente di installazione	29
2.5.5	Cabine MT/BT – 30kV/800V.....	29
2.5.6	Cabine di raccolta MT – 30kV	31
2.5.7	Cabina generale MT - 30kV	31
2.5.8	Opere di rete.....	32
2.5.9	Linee elettriche	32
2.5.10	Vie cavi.....	33
2.5.11	Conduttori.....	34
2.5.12	Quadri elettrici di distribuzione	36
2.5.13	Impianto di messa a terra	37
2.6	Sicurezza, verifiche finali e documentazione.....	38
2.6.1	Collaudo definitivo degli impianti	38
2.6.2	Esame a vista.....	39
2.6.3	Misura della resistenza di isolamento	39
2.6.4	Verifica della protezione mediante interruzione automatica dell'alimentazione	39
2.6.5	Verifica della protezione contro i contatti indiretti	39



ITALCONSULT



2.6.6	Verifica tecnico funzionale sul generatore fotovoltaico	40
2.6.7	Verifiche finali, collaudi e prove strumentali	41
2.7	Progetto agronomico	42
2.8	Durata dei lavori e impostazione del cantiere	53
2.9	Demolizioni e terreni	55
3	CONSUMO DI RISORSE NATURALI	56
4	RESIDUI ED EMISSIONI	57
5	MISURE PER PREVENIRE LE EMISSIONI E RIDURRE I CONSUMI	58
6	ANALISI DELLE ALTERNATIVE PROGETTUALI	64
6.1	Opzione zero e probabile evoluzione dell'ambiente in caso di mancata attuazione del progetto	64
6.2	Confronto con alternative progettuali	64

1 PREMESSA

L'impianto agro-fotovoltaico in oggetto si sviluppa all'interno del comune di Mazara del Vallo (TP), su di una superficie lorda complessiva di circa 125,35 ha. L'impianto ha una potenza complessiva pari a 60,89 MWp [DC] e una potenza in immissione pari a 52,50 MWac.

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 "Farina", 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'olivicultura (in assetto superintensivo). Queste attività saranno affidate a imprese agricole di livello nazionale ed internazionale che avranno la propria remunerazione indipendente e autosufficiente, come attestato da accordi espliciti e formali e da un business plan.

In particolare, l'uliveto superintensivo prevedrà un investimento condotto da un fondo che dispone della proprietà del leader di mercato dell'olio monomarca con il 27% della quota, **Olio Dante**, e che intende sviluppare un'autonoma e competitiva capacità di produzione nazionale. Saranno messi a dimora olivi ed applicate le più avanzate tecnologie per garantire una produzione di elevata quantità e qualità. Per massimizzare la produzione saranno previste due siepi olivicole per ogni tracker fotovoltaico e le opportune distanze per consentire la piena meccanizzazione del processo.

Proponente

L'iniziativa è proposta da *Peridot Solar Orange S.r.l.*, società del gruppo *Peridot Solar* ed è copresentata dall'investitore agricolo, *Oxy Capital*, azionista di maggioranza della notissima società agroindustriale *Olio Dante S.p.A.* che interviene, con piena autonomia societaria e progettuale con propri capitali. Gli accordi formalizzati prevedono impegni di produzione, acquisizione dei prodotti per trent'anni, garanzie gestionali e manutentivi. Il presente progetto, nato per iniziativa della società di scopo *Peridot Solar Orange S.r.l.*, è stato sviluppato con la collaborazione di *Italconsult S.p.A.*, *Studio Altieri S.p.A.* e altre società specialistiche.

La società *Peridot Solar Orange 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/>

Partner agricolo

Oxy Capital è la prima investment company italiana dedicata a situazioni di turnaround, fondata da Stefano Visalli ed Enrico Luciano. Essa sta attualmente gestendo il turnaround di Olio Dante e con la consociata Oxy Portugal possiede circa 1.100 ha di coltivazione intensiva di olio di oliva ad alto livello di profittabilità. Ulteriori informazioni sono disponibili sul sito <https://www.oxycapital.it/>



Olio Dante S.p.A., società controllata dai soci di Oxy Capital, primario operatore del settore a cui fanno capo gli storici marchi Olio Dante, Lupi, Minerva, Topazio, Olita. Ulteriori informazioni sono disponibili sul sito <https://www.oliodante.com/>

1.1 UBICAZIONE, TUTELE E VINCOLI

L’impianto agrovoltaiico di potenza di picco pari a **60.89 MWp**, sarà ubicata nel Comune di Mazara del Vallo (TP). Il soggetto proponente è la società *PERIDOT SOLAR ORANGE S.r.l.* È prevista l’installazione a terra di moduli fotovoltaici in silicio cristallino del tipo bifacciale della potenza specifica di 750 Wp.

Saranno realizzate una cabina generale d’impianto dalla quale partiranno i cavidotti verso la nuova stazione SE e due cabine di raccolta.

In Tabella 1 si riportano i dati di localizzazione dell’impianto.

Tabella 1. Dati geografici e climatici della località

DATI RELATIVI ALLA LOCALITÀ DI INSTALLAZIONE	
Località:	Mazara del Vallo (Borgata Costiera)
Latitudine:	37.72 °N
Longitudine:	12.69 °E
Altitudine:	108 m
Fonte dati climatici:	ENEA
Albedo:	20 % Erba verde/secca

L’impianto agrovoltaiico 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 su sistemi ad inseguimento monoassiale montanti a terra sui quali verranno installati i 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 nuova stazione elettrica di trasformazione (SE) a 220/36kV 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.

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 non insiste all'interno di nessuna area della Rete Natura 2000. L'area afferente alla rete Natura 2000 più prossima all'impianto è rappresentata dalla Zona Speciale di Conservazione ZSC ITA010014 "Sciare di Marsala", designata con Decreto del Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare del 31/03/2017 - G.U. 93 del 21-4-2017. Essa si trova a circa 2,7 km dall'area più a ovest.

L'impianto non interferisce neanche con Rete Ecologica Siciliana, Aree IBA e Ramsar.

Una parte dell'area interessata dalla realizzazione dell'impianto agrivoltaico in esame è lambita dalla perimetrazione del vincolo idrogeologico ai sensi del R.D. n. 3267 del 30/12/1923.

Non vi è interferenza con aree delimitate PAI e PGRA.

Per quanto riguarda i vincoli paesaggistici, una parte è attraversata da una fascia in cui insiste il **vincolo di cui all'art.142, lett. c, D.lgs.42/04 Aree fiumi 150 m**; è un'area classificata come area di tutela 1 (8a e 15a) secondo PL8 e PL15. Si rappresenta tuttavia che lungo questa fascia non saranno installati i pannelli fotovoltaici.

Inoltre, una parte dell'area è interessata dal **vincolo di cui all'art.142, lett. g, D.lgs.42/04 Aree boscate**; è un'area classificata come area di tutela 1 (15c) secondo PL15.

Una porzione delle aree è interessata dalla presenza di Habitat 6220* e 5330.

In prossimità dell'impianto, vi sono alcuni beni isolati. Si segnalano di seguito quelli posti ad una distanza inferiore a 500 metri:

- **bene isolato D1** (Baglio, di bassa rilevanza) che ha una distanza di 490 metri;
- **bene isolato D1** (Baglio Roccolino Soprano, di media rilevanza) che ha una distanza di 140 metri;
- **bene isolato D2** (Casa Spalolidda) che ha una distanza di 450 metri.

Si rappresenta tuttavia che all'interno del raggio di 500 metri dai suddetti beni, non saranno installati i pannelli fotovoltaici.

Relativamente al cavidotto per il vettoriamento dell'energia prodotta dall'impianto alla sottostazione elettrica utente, si segnala che in alcuni tratti lo stesso attraversa le seguenti aree sottoposte a tutela:

- rete ecologica regionale: corridoio diffuso da riqualificare e un corridoio lineare da riqualificare;
- **Aree fiumi 150 m** di cui all'art.142, lett. c, D.lgs.42/04;
- un **bene isolato D5** (Abbeveratoio, di bassa rilevanza) si trova ad una distanza inferiore ai 500 m;
- un **bene isolato D1** (Azienda agricola IMA, di bassa rilevanza) si trova ad una distanza inferiore ai 500 m;
- un **bene isolato D1** (Baglio Madonna Buona) si trova ad una distanza inferiore ai 500 m;
- un **bene isolato D1** (Abbeveratoio, di media rilevanza) si trova ad una distanza inferiore ai 500 m.

Tuttavia, il cavidotto segue strade già esistenti e non ne modifica il tracciato.

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

1.2 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.

1.3 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 e 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 ORANGE S.r.l. Via Alberico Albricci n. 7 20122 Milano (MI) CF e P.IVA 01749430193 gpelevasrl@legalmail.it
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 "erba verde/secca"
Fattore di riduzione delle ombre K_{ombra} :	0,95

2.2 DESCRIZIONE DEL CAMPO FOTOVOLTAICO

PERIDOT SOLAR ORANGE S.r.l. intende proporre la realizzazione di un impianto fotovoltaico da ubicarsi nel territorio ricadente nel Comune di Mazara del Vallo (TP), localizzazione 37.72°N, 12.69°E, progetto in linea con gli obiettivi della Strategia Elettrica Nazionale e del Piano Nazionale integrato per l'Energia e il Clima.

L'impianto sarà realizzato in diverse aree ricadenti nel Comune di Mazara del Vallo (TP) e sarà connesso ad una nuova stazione elettrica di trasformazione (SE) a 220/36kV della RTN, da inserire in entrata-uscita sulla linea RTN a 220kV "Fulgatore – Partanna" tramite percorso su strada fino all'area individuata come stallo arrivo produttore a 36kV nella suddetta stazione.

L'accesso alle aree avviene dalla Strada Provinciale 65.

L'impianto fotovoltaico è suddiviso in tre aree geografiche come riportato in premessa.

L'impianto fotovoltaico è costituito da diversi generatori composti da n° **81.184 moduli fotovoltaici** da 750Wp e da n° **150 inverter** da 350kW, per una potenza di picco totale di **60.89 MWp** e una produzione di **116.054.176 kWh/anno**.

È inoltre costituito da **n.27** cabine di trasformazione MT/bt e da **n.3** cabine di raccolta, da convertitori statici CC/CA installati in campo e connessi alle cabine di trasformazione, da quadri elettrici di distribuzione BT e di protezione dei generatori, da contatore di energia prodotta, da trasformatori MT/BT, da quadri di sezionamento MT.

La superficie totale delle aree è pari a **1.253.503 m² (125,35 ha)**, mentre la superficie occupata dai pannelli risulta pari a **252.186 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 **60,89 MWp** e potenza in immissione pari a **52,50 MWac**.



Figura 1. Planimetria generale impianto

Riepilogando:

Numero di moduli FV da 730Wp	81.184
Numero cabine di trasformazione	27
Numero di convertitori CC/CA da 350KW	150
Superficie complessiva moduli	252.186 m ²

L'area 1 dove sarà installata la cabina generale d'impianto sarà connessa con una linea MT 30KV della lunghezza di circa 8,5Km alla sottostazione Elevatrice a 220KV.

Le aree 2 e 3 saranno connesse con due linee MT 30kv posizionate all'interno dello stesso scavo fino alla cabina generale d'impianto posta nell'area 1.

Non è prevista la realizzazione di sistemi di accumulo di energia.

I valori di tensione alle varie temperature di funzionamento (minima, massima e d'esercizio) rientrano nel range di accettabilità ammesso dall'inverter. I moduli saranno forniti di diodi di by-pass. Gli inverter, installati all'esterno nei pressi delle strutture portamoduli avranno ciascuno n.12 canali per allocare le stringhe in ingresso. Essi convoglieranno l'energia convertita nel quadro di parallelo AC del rispettivo sottocampo, con valore di tensione trifase pari a 400 V in connessione TN-S. A monte del quadro BT sarà installato il trasformatore MT/BT ed il quadro di sezionamento MT. Ciascun sottocampo confluirà l'energia sul quadro generale MT che provvederà alla protezione e sezionamento dei sottocampi ed ospiterà il Dispositivo di

Protezione Generale (DG) e Dispositivo di Protezione di Interfaccia (DI) dell'impianto con il relativo Sistema di Protezione Generale (SPG) e Sistema di Protezione di Interfaccia (SPI). Il quadro generale MT sarà collegato, a monte, al sistema di misura dell'energia immessa in rete, installato in un apposito locale come da specifica e-distribuzione S.p.a., prima di raggiungere il punto di connessione TERNA S.p.a.. Di tutti i vari componenti elettrici costituenti il campo fotovoltaico di cui in oggetto, saranno specificate le caratteristiche tecniche, costruttive e di installazione nei vari paragrafi della presente relazione.

Allo stato attuale dello sviluppo della tecnologia fotovoltaica si ritiene che l'utilizzo di sistemi ad inseguimento possa risultare premiante rispetto ai classici sistemi fissi. Le motivazioni sono molteplici. L'aspetto ambientale è senza dubbio trainante nello sviluppo di un sistema di queste dimensioni. Con l'utilizzo di inseguitori a parità di terreno occupato, l'energia elettrica prodotta sarà superiore rispetto ad altri sistemi, con relativo incremento dei quantitativi di gas serra risparmiati. Sempre in termini ambientali i moduli fotovoltaici avranno prodotto più energia migliorando anche il ritorno dell'investimento energetico, ovvero si otterranno valori di EROEI (energy returned on energy invested) maggiori. Nella volontà di integrare l'aspetto agricolo alla produzione di energia elettrica si noterà che gli ombreggiamenti variabili sul terreno dovuti alla traslazione dei moduli oltre che l'altezza dei moduli stessi favoriranno eventuali coltivazioni in sito. Infine, le strutture relativamente leggere potranno essere semplicemente fissate nel terreno a battimenti, senza plinti di cemento.

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 **Mazara del Vallo (TP)**.

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.

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.

È 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.7.4.8

Il Software analizza dinamicamente la producibilità in base alle differenti inclinazioni dei tracker tenendo conto delle naturali curve di livello del terreno.

A valle delle specifiche perdite dovute a diversi fattori quali, lo sporcamento, perdita LID, perdita per mismatching e temperatura si stima una producibilità specifica media d'impianto stimabile in **1.906 kWh/kWp/anno**.

Le perdite di performance dell'impianto risultano, calcolate come di seguito descritto risultano:

- Global horizontal irradiation 1.649 kWh/m²;
- Effective irradiation on collectors 2.073 kWh/m²;

$$1.649/2.073 \text{ kWh/m}^2 = 20\%.$$

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.



PVsyst V7.4.8

VCD, Simulation date:
08/08/24 17:31
with V7.4.8

Project: FARINA AGO-24

Variant: Variante definitiva



UMBERTO LISA (Italy)

Project summary

Geographical Site Borgata Costiera Italy	Situation Latitude 37.72 °N Longitude 12.69 °E Altitude 108 m Time zone UTC+1	Project settings Albedo 0.20
Weather data Borgata Costiera Meteonorm 8.1 (1991-2009), Sat=100% - Sintetico		

System summary

Grid-Connected System	Tracking system with backtracking	
PV Field Orientation Orientation Tracking plane, tilted axis Avg axis tilt 1.1 ° Avg axis azim. 0 °	Tracking algorithm Irradiance optimization Backtracking activated	Near Shadings Linear shadings : Fast (table) Diffuse shading Automatic
System information PV Array Nb. of modules 81184 units Pnom total 60.89 MWp	Inverters Nb. of units 150 units Pnom total 52.50 MWac Pnom ratio 1.160	
User's needs Unlimited load (grid)		

Results summary

Produced Energy 116054176 kWh/year	Specific production 1906 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR 88.70 %
------------------------------------	---------------------------------------	------------------------

Table of contents

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Horizon definition	6
Near shading definition - Iso-shadings diagram	7
Main results	8
Loss diagram	9
Predef. graphs	10
Single-line diagram	16



Project: FARINA AGO-24

Variant: Variante definitiva


PVsyst V7.4.8

 VCD, Simulation date:
08/08/24 17:31
with V7.4.8

UMBERTO LISA (Italy)

General parameters

Grid-Connected System		Tracking system with backtracking	
PV Field Orientation		Tracking algorithm	
Orientation		Irradiance optimization	
Tracking plane, tilted axis		Backtracking activated	
Avg axis tilt	1.1 °		
Avg axis azim.	0 °		
Models used		Backtracking array	
Transposition	Perez	Nb. of trackers	5211 units
Diffuse	Perez, Meteororm	Sizes	
Circumsolar	separate	Tracker Spacing	6.50 m
		Collector width	2.62 m
		Ground Cov. Ratio (GCR)	40.3 %
		Phi min / max.	-/+ 60.0 °
		Backtracking strategy	
		Phi limits for BT	-/+ 66.1 °
		Backtracking pitch	6.50 m
		Backtracking width	2.62 m
Horizon		Near Shadings	
Average Height	1.0 °	Linear shadings : Fast (table)	
		Diffuse shading	Automatic
		User's needs	
		Unlimited load (grid)	

PV Array Characteristics

PV module		Inverter	
Manufacturer	YANGTZE SOLAR	Manufacturer	Sungrow
Model	YS750M-132N	Model	SG350-HX
(Custom parameters definition)		(Original PVsyst database)	
Unit Nom. Power	750 Wp	Unit Nom. Power	350 kWac
Number of PV modules	81184 units	Number of inverters	150 units
Nominal (STC)	60.89 MWp	Total power	52500 kWac
Array #1 - Area 1		Array #1 - Area 1	
Number of PV modules	1536 units	Number of inverters	3 units
Nominal (STC)	1152 kWp	Total power	1050 kWac
Modules	64 string x 24 In series		
At operating cond. (50°C)		At operating cond. (50°C)	
Pmpp	1061 kWp	Operating voltage	500-1450 V
U mpp	918 V	Pnom ratio (DC:AC)	1.10
I mpp	1155 A	Power sharing within this inverter	
Array #2 - Area 2		Array #2 - Area 2	
Number of PV modules	5192 units	Number of inverters	10 units
Nominal (STC)	3894 kWp	Total power	3500 kWac
Modules	236 string x 22 In series		
At operating cond. (50°C)		At operating cond. (50°C)	
Pmpp	3586 kWp	Operating voltage	500-1450 V
U mpp	842 V	Pnom ratio (DC:AC)	1.11
I mpp	4259 A	Power sharing within this inverter	

PV Array Characteristics

Array #3 - Area 3

Number of PV modules	52800 units	Number of inverters	95 units
Nominal (STC)	39.60 MWp	Total power	33250 kWac
Modules	2200 string x 24 In series		
At operating cond. (50°C)		Operating voltage	500-1450 V
Pmpp	36.47 MWp	Pnom ratio (DC:AC)	1.19
U mpp	918 V	Power sharing within this inverter	
I mpp	39702 A		

Array #4 - Area 4

Number of PV modules	10776 units	Number of inverters	20 units
Nominal (STC)	8082 kWp	Total power	7000 kWac
Modules	449 string x 24 In series		
At operating cond. (50°C)		Operating voltage	500-1450 V
Pmpp	7442 kWp	Pnom ratio (DC:AC)	1.15
U mpp	918 V	Power sharing within this inverter	
I mpp	8103 A		

Array #5 - Area 5

Number of PV modules	696 units	Number of inverters	2 units
Nominal (STC)	522 kWp	Total power	700 kWac
Modules	29 string x 24 In series		
At operating cond. (50°C)		Operating voltage	500-1450 V
Pmpp	481 kWp	Pnom ratio (DC:AC)	0.75
U mpp	918 V	Power sharing within this inverter	
I mpp	523 A		

Array #6 - Area 6

Number of PV modules	3984 units	Number of inverters	8 units
Nominal (STC)	2988 kWp	Total power	2800 kWac
Modules	166 string x 24 In series		
At operating cond. (50°C)		Operating voltage	500-1450 V
Pmpp	2752 kWp	Pnom ratio (DC:AC)	1.07
U mpp	918 V	Power sharing within this inverter	
I mpp	2996 A		

Array #7 - Area 7

Number of PV modules	6200 units	Number of inverters	12 units
Nominal (STC)	4650 kWp	Total power	4200 kWac
Modules	248 string x 25 In series		
At operating cond. (50°C)		Operating voltage	500-1450 V
Pmpp	4282 kWp	Pnom ratio (DC:AC)	1.11
U mpp	957 V	Power sharing within this inverter	
I mpp	4476 A		

Total PV power

Nominal (STC)	60888 kWp	Total inverter power	
Total	81184 modules	Total power	52500 kWac
Module area	252186 m ²	Number of inverters	150 units
		Pnom ratio	1.16


PVsyst V7.4.8

 VCD, Simulation date:
 08/08/24 17:31
 with V7.4.8

Project: FARINA AGO-24

Variant: Variante definitiva



UMBERTO LISA (Italy)

Array losses
Array Soiling Losses

Loss Fraction 0.5 %

Thermal Loss factor

Module temperature according to irradiance

 U_c (const) 29.0 W/m²K

 U_v (wind) 1.2 W/m²K/m/s

LID - Light Induced Degradation

Loss Fraction 0.5 %

Module Quality Loss

Loss Fraction 1.0 %

Module mismatch losses

Loss Fraction 1.0 % at MPP

Strings Mismatch loss

Loss Fraction 0.0 %

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

DC wiring losses

Global wiring resistance 0.16 mΩ

Loss Fraction 1.0 % at STC

Array #1 - Area 1

Global array res. 6.5 mΩ

Loss Fraction 0.8 % at STC

Array #3 - Area 3

Global array res. 0.25 mΩ

Loss Fraction 1.0 % at STC

Array #5 - Area 5

Global array res. 19 mΩ

Loss Fraction 1.0 % at STC

Array #7 - Area 7

Global array res. 2.3 mΩ

Loss Fraction 1.0 % at STC

Array #2 - Area 2

Global array res. 2.2 mΩ

Loss Fraction 1.0 % at STC

Array #4 - Area 4

Global array res. 1.2 mΩ

Loss Fraction 1.0 % at STC

Array #6 - Area 6

Global array res. 3.4 mΩ

Loss Fraction 1.0 % at STC



Project: FARINA AGO-24

Variant: Variante definitiva



PVsyst V7.4.8

VCD, Simulation date:
08/08/24 17:31
with V7.4.8

UMBERTO LISA (Italy)

Horizon definition

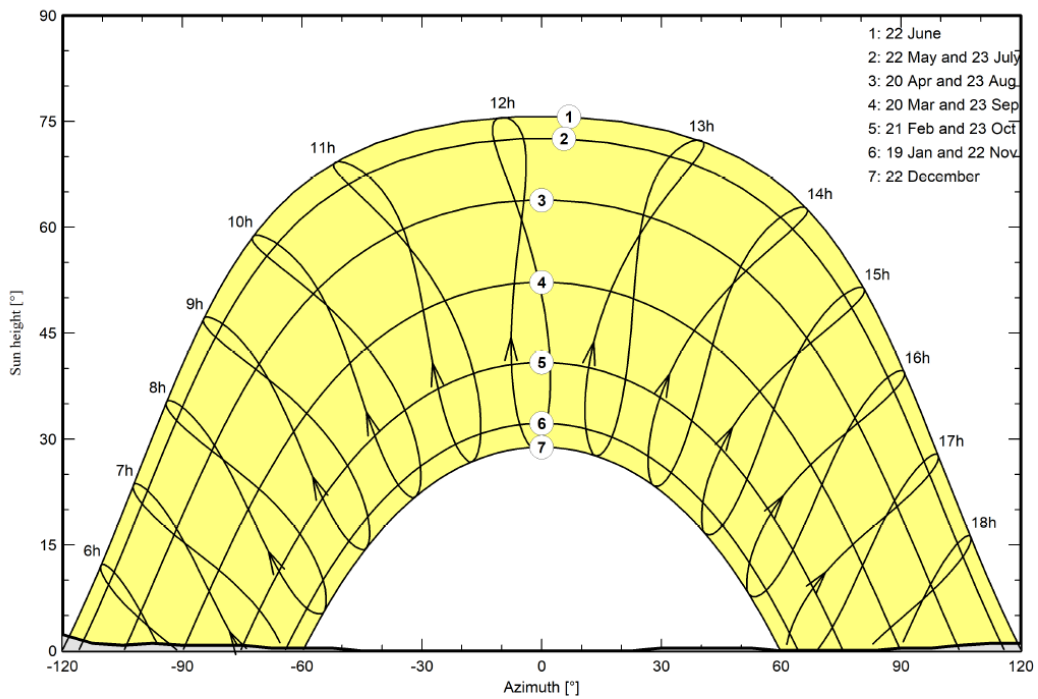
Horizon from PVGIS website API, Lat=37°43'1", Long=12°41'18", Alt=108m

Average Height	1.0 °	Albedo Factor	0.97
Diffuse Factor	0.99	Albedo Fraction	100 %

Horizon profile

Azimuth [°]	-180	-120	-113	-105	-98	-90	-75	-68	-53	-45	23
Height [°]	2.3	2.3	1.1	0.8	1.1	0.8	0.8	0.4	0.4	0.0	0.0
Azimuth [°]	30	53	60	83	90	98	105	113	135	143	180
Height [°]	0.4	0.4	0.0	0.0	0.4	0.4	0.8	1.1	1.1	2.3	2.3

Sun Paths (Height / Azimuth diagram)





PVsyst V7.4.8
 VCD, Simulation date:
 08/08/24 17:31
 with V7.4.8

Project: FARINA AGO-24

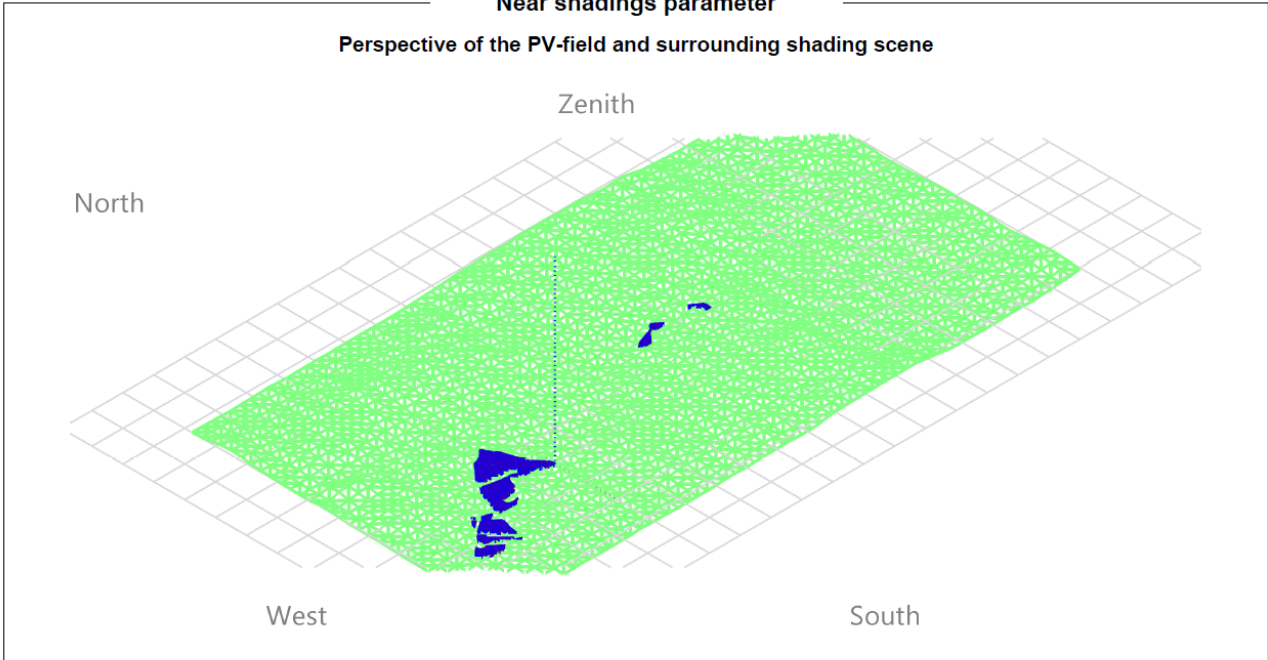
Variant: Variante definitiva

UMBERTO LISA (Italy)



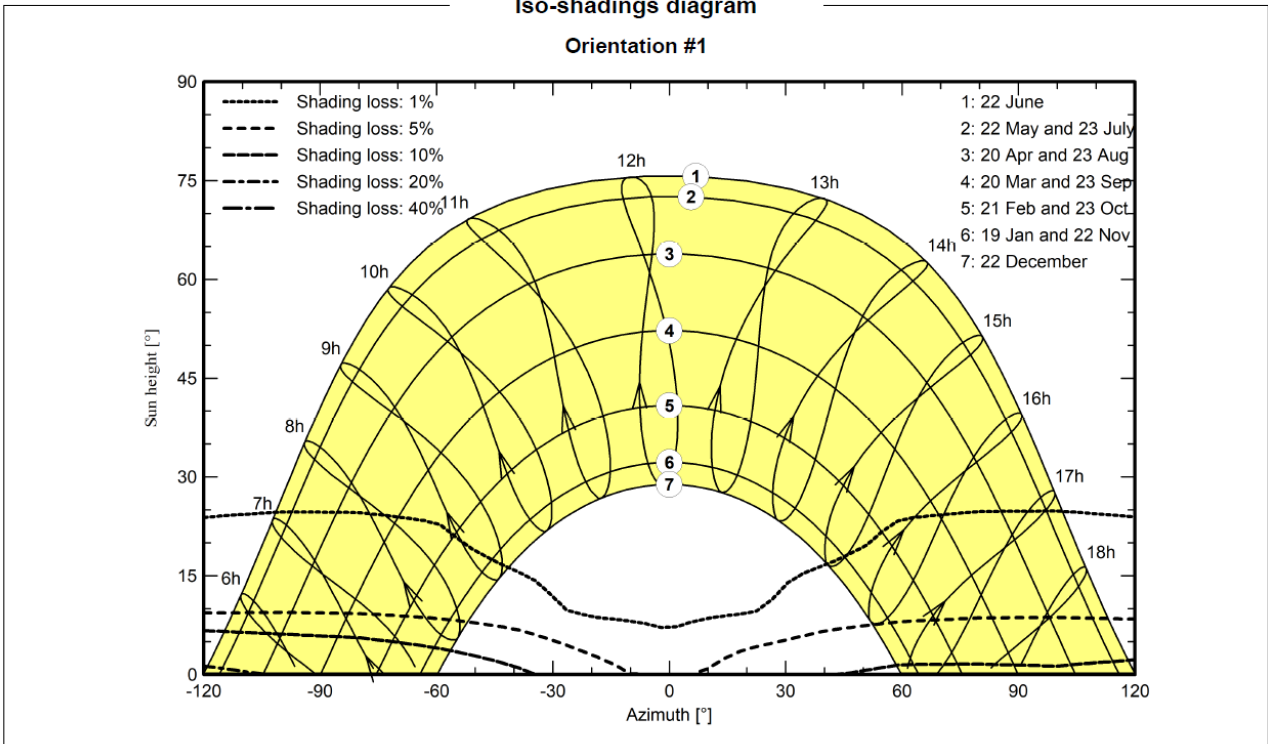
Near shadings parameter

Perspective of the PV-field and surrounding shading scene



Iso-shadings diagram

Orientation #1




Project: FARINA AGO-24

Variant: Variante definitiva


PVsyst V7.4.8

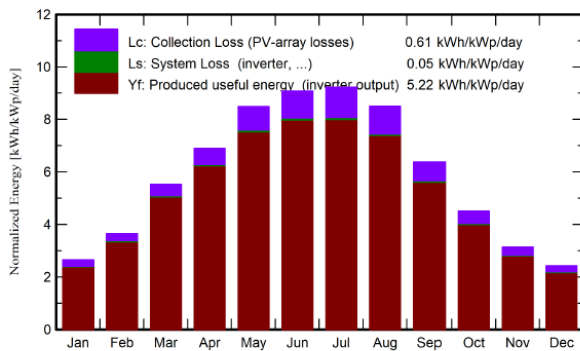
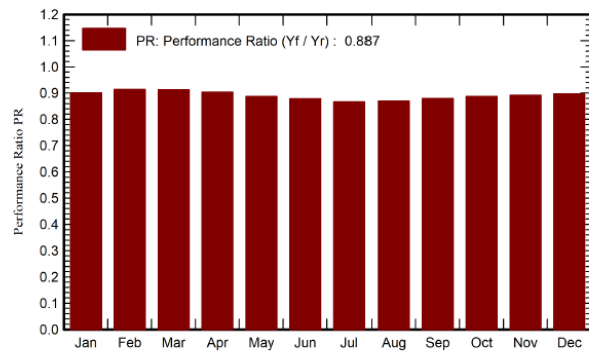
 VCD, Simulation date:
 08/08/24 17:31
 with V7.4.8

UMBERTO LISA (Italy)

Main results
System Production

 Produced Energy **116054176 kWh/year**

 Specific production
 Perf. Ratio PR

1906 kWh/kWp/year
88.70 %
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	61.6	33.00	11.50	82.3	77.5	4568898	4515572	0.902
February	79.9	41.87	11.34	102.5	97.7	5765501	5702309	0.914
March	130.1	55.40	13.39	171.5	165.3	9625428	9534597	0.913
April	161.8	73.92	15.54	206.9	200.1	11497109	11392386	0.904
May	204.6	78.35	19.43	263.1	255.6	14349953	14220621	0.888
June	211.7	84.62	23.31	272.4	264.1	14709608	14582780	0.879
July	221.0	78.62	26.91	286.2	278.4	15247971	15113525	0.867
August	200.0	74.01	27.14	263.4	255.8	14080768	13957516	0.870
September	146.5	60.86	23.68	191.5	184.9	10355202	10260344	0.880
October	107.2	52.05	20.46	139.9	134.0	7635513	7558330	0.888
November	69.0	29.30	16.36	94.2	89.3	5173541	5112900	0.892
December	55.8	26.28	13.07	75.1	70.9	4158059	4103296	0.897
Year	1649.2	688.27	18.56	2148.7	2073.5	117167551	116054176	0.887

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		



PVsyst V7.4.8

VCD, Simulation date:
08/08/24 17:31
with V7.4.8

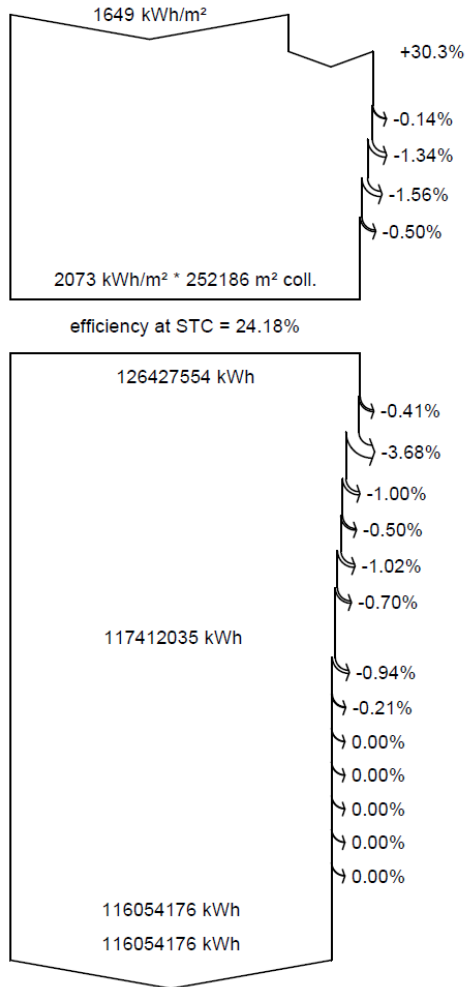
Project: FARINA AGO-24

Variant: Variante definitiva

UMBERTO LISA (Italy)



Loss diagram



- Global horizontal irradiation
- Global incident in coll. plane
- Far Shadings / Horizon
- Near Shadings: irradiance loss
- IAM factor on global
- Soiling loss factor
- Effective irradiation on collectors
- PV conversion
- Array nominal energy (at STC effic.)
- PV loss due to irradiance level
- PV loss due to temperature
- Module quality loss
- LID - Light induced degradation
- Mismatch loss, modules and strings
- Ohmic wiring loss
- Array virtual energy at MPP
- Inverter Loss during operation (efficiency)
- Inverter Loss over nominal inv. power
- Inverter Loss due to max. input current
- Inverter Loss over nominal inv. voltage
- Inverter Loss due to power threshold
- Inverter Loss due to voltage threshold
- Night consumption
- Available Energy at Inverter Output
- Energy injected into grid



PVsyst V7.4.8
 VCD. Simulation date:
 08/08/24 17:31
 with V7.4.8

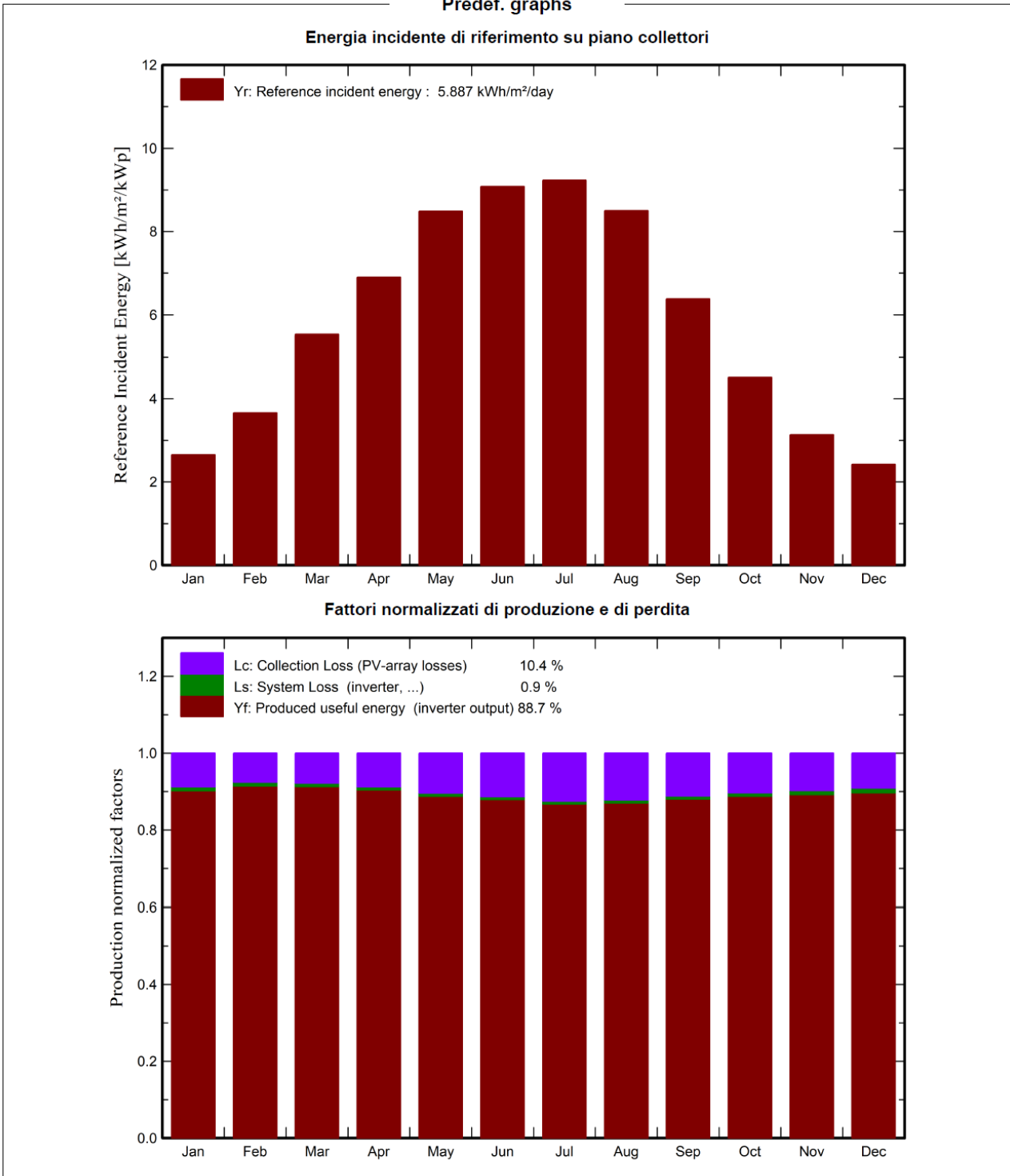
Project: FARINA AGO-24

Variant: Variante definitiva

UMBERTO LISA (Italy)



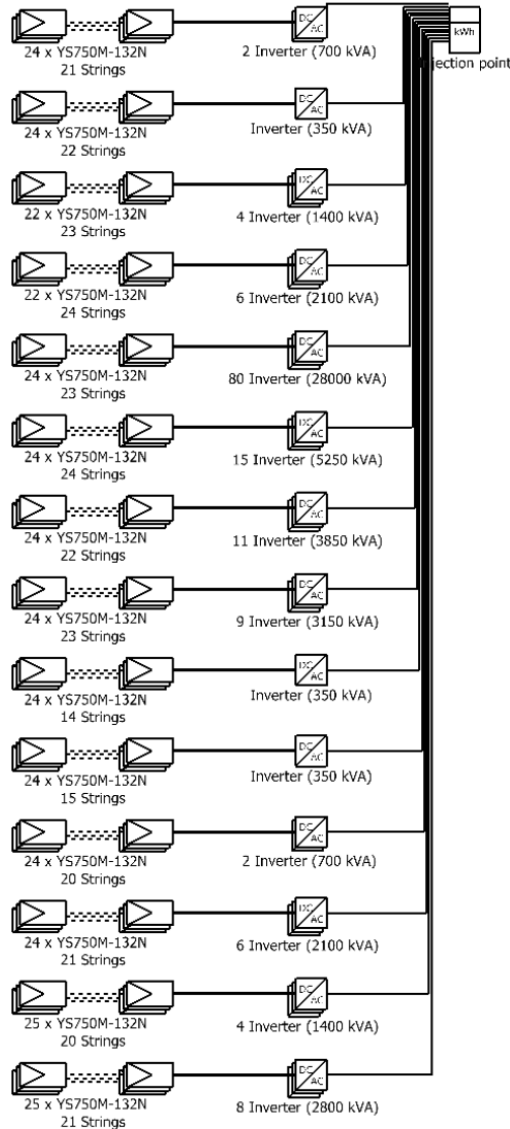
Predef. graphs





Single-line diagram

PVsyst V7.4.8

 VCD, Simulation date:
 08/08/24 17:31
 with V7.4.8


Emissioni

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

Equivalenti di produzione termoelettrica	
Anidride solforosa (SO ₂):	83.350,50 kg
Ossidi di azoto (NO _x):	102.410,78 kg
Polveri:	3.633,93 kg
Anidride carbonica (CO ₂):	60.537,69 t

Equivalenti di produzione geotermica	
Idrogeno solforato (H ₂ S) (fluido geotermico):	3.557,45 kg

Anidride carbonica (CO ₂):	684,85 t
Tonnellate equivalenti di petrolio (TEP):	21.706,47 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:

$$STC = P_{MODULO} \times N^{\circ}MODULI = (750W \times 81.184) = 60.888 \text{ kWp}$$

Il valore di 116.054.176 kWh/anno (1906kWh/kWp/anno x 60.888kWp) 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;
- 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;
- 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 permette 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

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. È 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° **81.184 moduli** da 750 Wp e con garanzia della produzione certificata pari al 90% per i primi 10 anni e 80% entro i primi 25 anni di vita, rispondente alle Norme IEC 61215 2°ed. e EN 61730 2°ed..

I moduli sono dotati di diodo di by-pass per evitare fenomeni di inversione della circolazione di corrente dovuti a guasto o ombreggiamento parziale sulla superficie del modulo. La linea elettrica proveniente dai moduli fotovoltaici sarà messa a terra mediante appositi scaricatori di sovratensione con indicazione ottica di fuori servizio, al fine di garantire la protezione dalle scariche di origine atmosferica.

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 2 - 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

Figura 3 – Caratteristiche meccaniche modulo

2.5.3 Sistema di conversione DC/AC

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. 150 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.

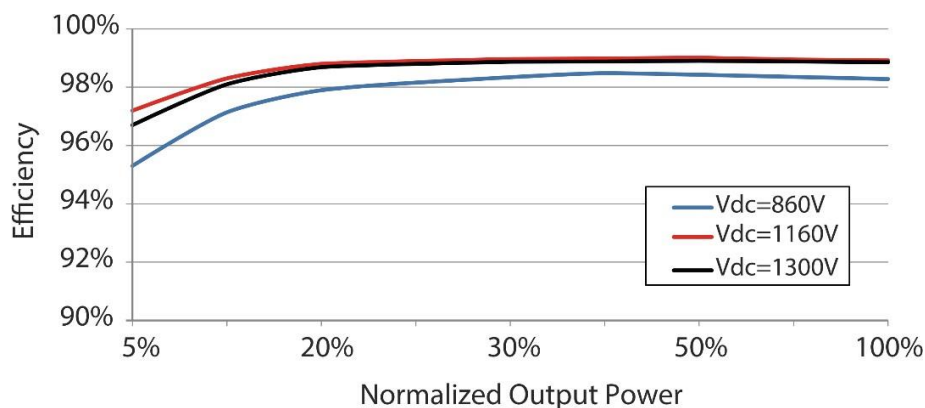
Al fine di agevolare al massimo il cablaggio ottimizzando i tempi di posa, riducendo le possibilità di errore e al fine di agevolare le attività manutentive, la lunghezza delle stringhe è stata accuratamente valutata in concerto con le caratteristiche elettriche dei convertitori ed in funzione della dimensione degli inseguitori. Si adotteranno pertanto stringhe con un numero di moduli variabile da 22 a 24. 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.

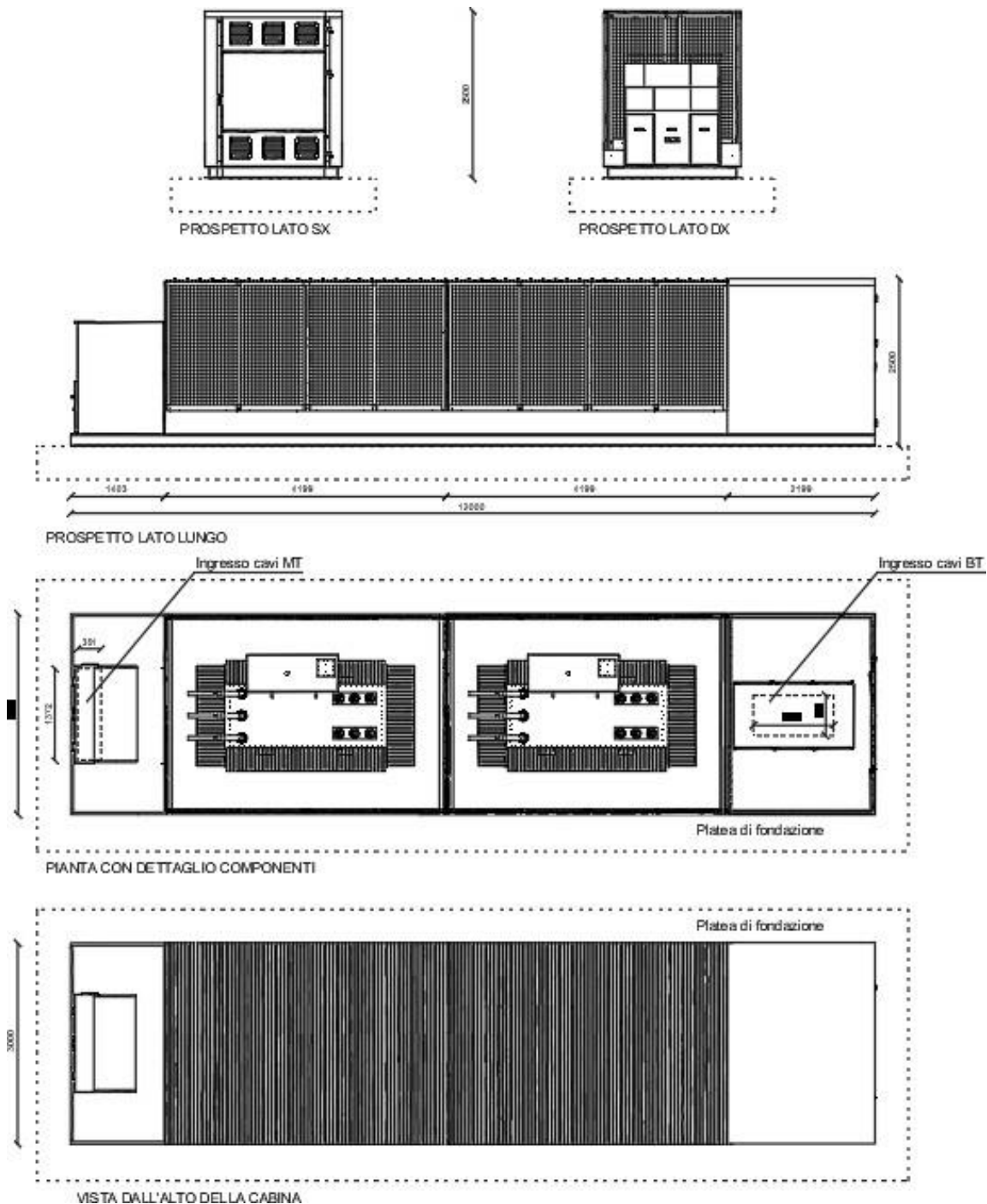


Figura 5 Tipico Cabina MT/bt

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 CR_1 confluiranno n.17 cabine MT/bt;
- nella cabina di raccolta CR_2 confluiranno n.07 cabine MT/bt;

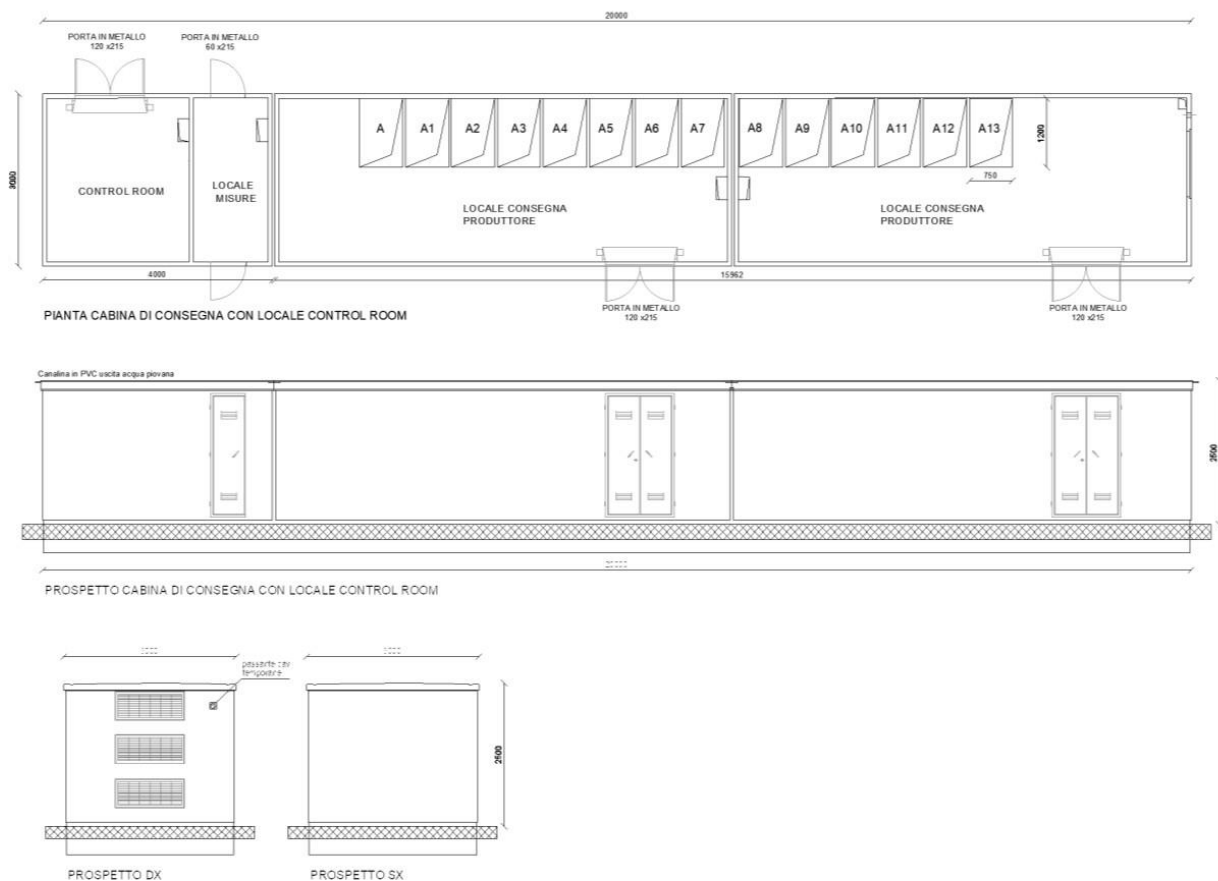


Figura 6 - Cabina di raccolta 20 m x 3 m e control room

2.5.7 Cabina generale MT - 30kV

È prevista una cabina generale denominata "CG/CR1" che funge anche da prima cabina di raccolta e che in modo radiale collegherà tutte le restanti cabine di raccolta. Dalla stessa partirà una linea dorsale in media tensione di lunghezza pari a circa **8.500m** diretta verso la nuova SE.

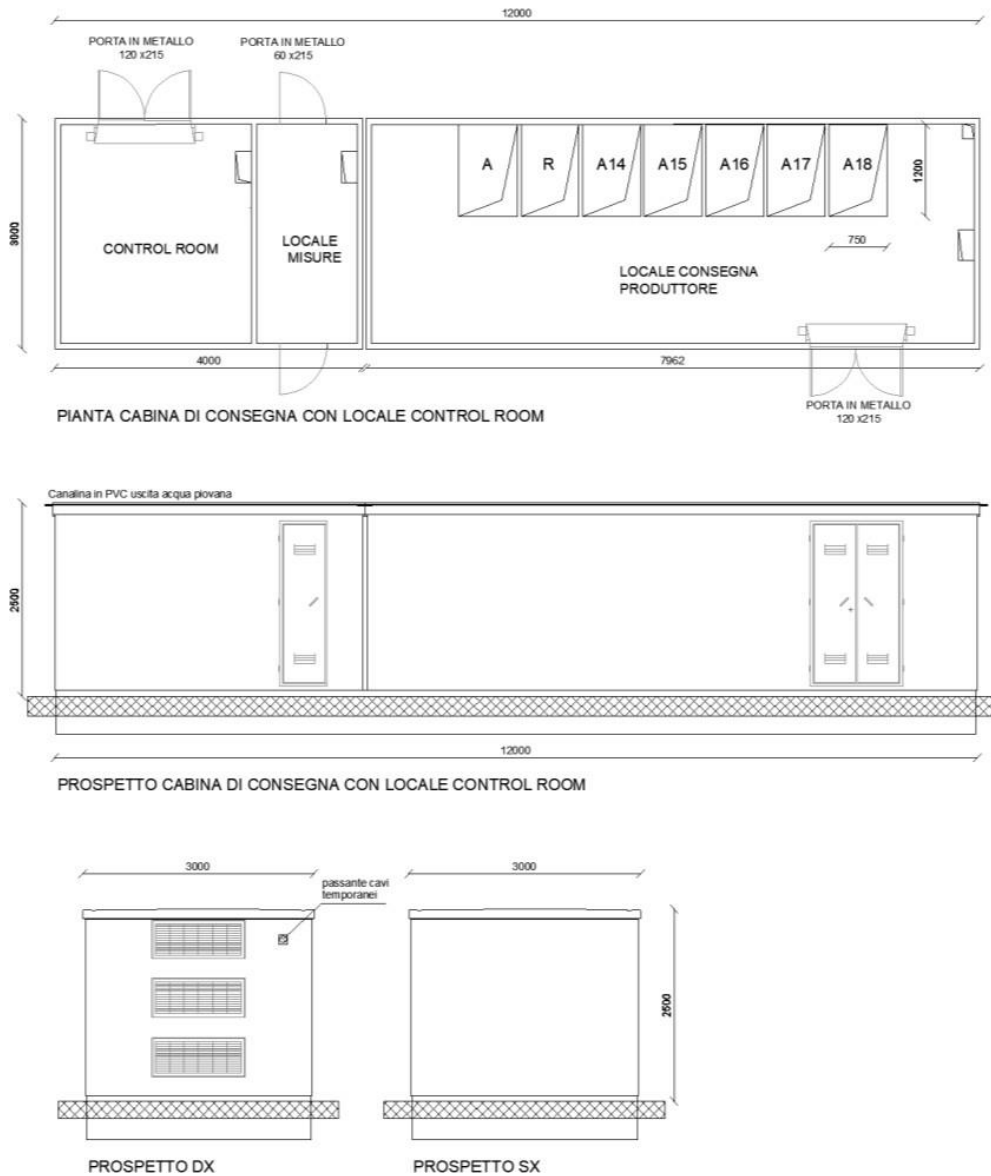


Figura 7 - Cabina di raccolta/generale 12m x 3 m e control room

2.5.8 Opere di rete

Lo schema di allacciamento alla RTN prevede che la centrale venga collegata in antenna a 36 kV con una nuova stazione elettrica di trasformazione (SE) a 220/36 kV della RTN da inserire in entra-esce sulla linea RTN a 220 kV “Fulgatore – Partanna”.

A tal fine, l’energia prodotta alla tensione di 30 kV, dall’impianto fotovoltaico sarà inviata allo stallo di trasformazione della stazione di Utenza. Qui verrà trasferita, previo innalzamento della tensione a 220 kV tramite trasformatore 220/36 kV, alle sbarre della sezione 220 kV della stazione di Rete della RTN mediante un collegamento in cavo AT tra i terminali cavo della stazione d’Utenza e terminali cavo del relativo stallo in stazione.

La stazione di consegna (SE Utente) sarà sita nel comune di **Castelvetrano (TP)**, come da indicazioni condivise con l’ufficio tecnico di Terna SpA.

2.5.9 Linee elettriche

Le condutture sono di tipo a vista o interrato.

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.

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 25mm² 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 16mm² 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.

2.5.10 Vie cavi

Le tubazioni previste per la realizzazione dei cavidotti interrati saranno del tipo:

- in materiale termoplastico (PVC) rigido, della serie pesante, di colore nero con banda gialla di identificazione, bicchiere liscio per giunzioni ad incollaggio, resistenza allo schiacciamento 450N.

Le tubazioni in PVC saranno idonee al passaggio dei cavi, prodotto in conformità alle norme CEI EN 50086-1 (CEI 23-39) e CEI EN 50086 -2-4/A1 (CEI 23-46; V1).

Il tracciato dei tubi protettivi deve avere andamento rettilineo orizzontale (con minima pendenza per consentire lo scarico di eventuale condensa) o verticale. Le curve devono essere effettuate con raccordi

speciali o con curvatura che non danneggino il tubo e non pregiudichi la sfilabilità dei cavi; in particolare l'uso dei gomiti è vietato.

Le tubazioni di tipo corrugato a doppia parete dovranno essere di colore grigio per telecomunicazioni e di colore rosso per bassa tensione, forniti in bobine complete di manicotto di giunzione dotato di battuta interna centrale e di apposite alette o ganci di serraggio della parete esterna del tubo. La parete interna di PEAD dovrà essere liscia ed esente da qualsiasi imperfezioni per facilitare il passaggio del cavo di media e di bassa tensione e per evitare possibili abrasioni all'interno del tubo.

Dimensioni e proprietà meccaniche dovranno essere rispondenti alle prescrizioni della norma CEI EN 50086-2-4/A1 (CEI 23-46/V1), classe di prodotto serie N con resistenza allo schiacciamento 750 N con marchio IMQ di sistema e dotati di marcatura CE; i tubi dovranno essere prodotti negli stabilimenti di aziende certificate secondo UNI EN ISO 9002.

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 "-"

2.5.11 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	diametro conduttore	spessore nominale isolante	diametro esterno nominale	peso indicativo del cavo	resistenza massima a 20 °C in c. c.	portata di corrente (A) con temperatura ambiente di		raggio minimo di curvatura
conductor cross-section	conductor diameter	nominal insulation thickness	nominal outer diameter	approximate weight	maximum DC resistance at 20 °C (Ω/km)	30 °C in aria	20 °C interrato	minimum bending radius
(mm²)	(mm)	(mm)	(mm)	(kg/km)	(Ω/km)	in open air at 30 °C	buried at 20 °C	(mm)
						permissible current rating (A)		
							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/CR1" e le cabine di raccolta CR2 e CR3.

Come descritto nell'apposito elaborato di calcolo per le linee di collegamento si prevede di utilizzare cavi in formazione da **3x(4x400 mmq)** della tipologia **ARE4H5E** o simili per l'area di raccolta 2 e **3x(2x300 mmq)** della tipologia **ARE4H5E** per l'area di raccolta 3.

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

La sezione dei conduttori da utilizzarsi è calcolata cautelativamente sulla massima potenza di esercizio pari a **52,50 MW_{ac}**, considerata una lunghezza del tracciato di circa 8.500 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.4 trefoli da 3x630 mm²**.

2.5.12 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 necessaria 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 saranno a carico di e-distribuzione s.p.a. che comunicherà in fase di connessione il tipo ed il modello di contatore.

2.5.13 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 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 viva 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

La quasi totalità 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:

○ **Olivo superintensivo (Nuovo impianto)**

Formazioni arboree realizzata con piante disposte su file singole nella parte centrale dell'interasse della larghezza di 6,50 mt.

Piante disposte su fila singola ad una distanza di 1.5 sulla fila corrispondente ad un sesto medio equivalente d'impianto di 6,5 mt per 1,5 (interfila*fila) e ad una densità media per unità di superficie pari a 1.026 pte/Ha

Investimenti colturali, in ambedue i casi, in linea con le produzioni DOP (Oliveto da olio).

Nel dettaglio: Olio Evo Val di Mazara ed Olio Evo Valli Trapanesi

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**

Nei fatti trattasi di una fascia perimetrale destinata alla schermatura dell'impianto. L'intervento, nel dettaglio, sarà realizzato attraverso la messa a dimora di piante agrarie che, in uno, agiranno da elemento destinato alla mitigazione dell'impianto e da investimento colturale facente parte, a pieno titolo, del sistema agrivoltaico. L'intervento sarà posto in essere 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.
Investimento colturale che, al pari di quanto indicato per le aree interne, risulta in linea con le produzioni tutelate DOP caratterizzanti l'areale territoriale.
Nel dettaglio: Olio Evo Val di Mazara ed Olio Evo Valli Trapanesi.

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 e da misure di Produzione Agricola.**

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

Nel dettaglio.

- I. Agli investimenti agricoli, saranno in linea con quanto previsto per le aree interessate dai moduli e su tali basi, al pari di quanto indicato nella sezione precedente l'intervento sarà posto in essere attraverso la realizzazione del seguente investimento colturale:

o Oliveto da Olio Tradizionale (Nuovo impianto)

Piante disposte su fila singola ad un sesto medio equivalente d'impianto di 6,0 mt per 6,0 (interfila*fila) e ad una densità media per unità di superficie pari a 278 pte/Ha

Investimenti colturali in linea con la produzione DOP (Oliveto da olio) caratterizzanti l'areale territoriale.

Nel dettaglio: Olio Evo Val di Mazara ed Olio Evo Valli Trapanesi.

- II. Per quanto concerne le misure di Greening, gli interventi prevedono 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 ulteriori superfici, 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**

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;

- o **Oliveto da olio (Formazione arborea esistente)**

Investimento colturale esistente standard/tradizionale, potenzialmente consociabili con cover-crops da biomassa e/o da sovescio. Investimenti colturali esistenti facenti inquadrabili nell'ambito dei sistemi di tutela delle produzioni DOP che caratterizzano l'areale territoriale. Nel dettaglio: Olio Evo Val di Mazara ed Olio Eco Valli Trapanesi.

Non si esclude altresì, la possibilità di destinare le ulteriori superfici contrattualizzate ma non ricomprese negli schematismi progettuali del sito fotovoltaico, a coltivazioni agricole.

Formazioni agricole che, in presenza di giaciture pianeggianti e/o Subpianeggianti, alla pari di quanto realizzato per le aree interne sottese dai moduli fotovoltaici, saranno destinate ad oliveto superintensivo.

Nei casi, invece, su terreni con giaciture in pendenza ovvero "poco pianeggianti", le formazioni agricole saranno realizzate con oliveti da olio in regime di coltivazione tradizionale e con valori di densità per ettaro non superiori alle 450 pte/Ha

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
Azioni recupero e valorizzazione degli investimenti colturali esistenti in seno al sito e/o nell'ambito delle aree di prossimità od ancora aventi lo scopo di dare seguito alle filiere produttive correlate con la presenza di produzioni tutelate e/o di qualità caratterizzanti l'areale territoriale.
- D) Misure speciali di mitigazione ambientale
Interventi, localizzati in modo diffuso nell'ambito delle aree del sito aventi lo scopo di ridurre le potenziali interferenze cagionate dall'impianto a discapito dell'avifauna e degli apoidei.
Azioni rivolte altresì alla tutela ed alla valorizzazione delle aree ripariali.
Formazioni, queste ultime, in grado di fungere da corridoi ecologici naturali e, al contempo, di favorire la formazione di habitat idonei al mantenimento della biodiversità.

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. 1.042 piante**) su una superficie incidente pari a circa 3.75 ha
Piante, nel dettaglio, disposte ad un sesto medio di 6,0x6,0 mt (interfila x fila) a cui corrisponde una superficie per pianta di 36 mq/pta ed una densità per unità di superficie di 278 pte/ha.
- La realizzazione di formazioni boschive arboreo-arbustive agrarie e forestali
- La destinazione di parte delle superfici alla flora spontanea potenzialmente esprimibile alla struttura floristica-vegetazionale del territorio di riferimento
- Il mantenimento e valorizzazione delle aree pascolive che si rintracciano nell'ambito dei crostoni rocciosi presenti in modo diffuso nell'ambito delle superfici del sito.

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							
SUPERFICE 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
123,1803	0,0000	123,1803	6,5085	116,6718	42,1448	35,6363	34,1224
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. 1a	Ha	Ha Spv
27,6139	11,1120	8,0224	69,9235	77,9459	46,7483	53,2568	18,2186
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
123,1803	6,5085	116,6718	65,2419	6,5085	44,2214	0,7000	65,9419
Superficie totale utilizzabile (Sup. Catastale)	Viabilità, locali tecnici, strutture tecn., sostegni	Superficie netta utilizzabile	Ripartizione delle superfici delle misure di intervento			Ulteriori interventi di MAB nelle aree interne	Elaborazioni MAB totale previsti nel sito
			Mitigazioni Ambientali	Compensazioni Ambientali	Superfici Agricole in Produzione		

MISURE DI MITIGAZIONE AMBIENTALE

MAB. MISURE DI MITIGAZIONE AMBIENTALE. RIPARTIZIONE DELLE SUPERFICI							
GREENING MAB G1	RIPARTIZIONE DELLE SUPERFICI DEGLI INTERVENTI DI MAB IN RELAZIONE ALLE AREE DEL SITO						
	AREE INTERNE		FASCIA PERIMETR.	STEPPING ZONES			
	ORDINARI	AGGIUNTIVI		Aree Interne, Esterne e Distaccate (Landscape areas)			
A	B	C	D	E	F	G	H=E+F+G
Ha	Ha	Ha	Ha	Ha	Ha	Ha	Ha
65,9419	1,3807	0,7000	0,6578	3,0224	21,9808	38,2002	63,2034
Mitigazione Ambientali. Tot. Superfici	TOTALE Aree Int. B+C		Aree puntiformi interne, esterne e distaccate				
	2,0807		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	2,0807	0,0832	0,4161	1,5813	
Buffer Zones	incidenza %		90%	10%	0%	
Fascia Perimetr.	Sup. Ha	0,6578	0,5920	0,0658	0,0000	
Stepping Zones Interne e Esterne	incidenza %		10%	15%	75%	
	Sup. Ha	63,2034	6,3203	9,4805	47,4026	
Totale Superficie. G1.MAB.Ha:		65,9419	6,9956	9,9624	48,9839	G1.MAB= A+B+C

MISURE DI COMPENSAZIONE AMBIENTALE

CAB. MISURE DI COMPENSAZIONE AMBIENTALE. RIPARTIZIONE DELLE SUPERFICI							
GREENING CAB G2	RIPARTIZIONE DELLE SUPERFICI DEGLI INTERVENTI DI CAB IN RELAZIONE ALLE AREE DEL SITO						CONTROLLO
	AREE INTERNE	FASCIA PERIMETR.	STEPPING ZONES Aree Interne, Esterne e Distaccate (Landscape areas)				
A	B	C	D	E	F	G=D+E	H=A-(B+C+D+E)
Ha	Ha	Ha	Ha	Ha	Ha	Ha	Ha
6,5085	0,0000	0,0000	0,0000	6,5085	0,0000	6,5085	0,0000
Compensazio ni Ambientali Tot. Superfici	Ripartizione delle superfici nell'ambito delle diverse aree di intervento						Elaborazioni
	Interventi nelle aree interne	Interventi nelle aree perimetrali	Interventi nelle aree puntiformi inteme	Interventi nelle aree puntiformi esteme	Bacini idrici Aree Esteme	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	A. Sup. Ha	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	
Buffer Zones	incidenza %		50%	30%	20%	
Fasca Perimetr.	B. Sup. Ha	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	
Step.ing Zones	incidenza %		25%	25%	50%	
Interne e Esteme	C. Sup. Ha	6,5085	1,6271	1,6271	3,2542	
	D. Sup. Ha	0,0000	<i>Bacini idrici. Superficie relativa al massimo livello d'invasamento</i>			
Totale Superficie. G2.CAB.Ha:		6,5085	1,6271	1,6271	3,2542	G2.CAB= A+B+C

* 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	RIPARTIZIONE DELLE SUPERFICI DEGLI INTERVENTI DI CPD IN RELAZIONE ALLE AREE DEL SITO						
	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 Saqr moduli	Ha Saqr perim	Ha Saqr no mod	Ha Saqr ext	Ha Saqr.1a	Ha Stot	Ha inc%
44,2214	26,2332	10,4542	5,0000	2,5340	41,6874	46,7483	89,17%
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
	Superfici Agricole nelle aree interne con moduli	Superfici Agricole nelle aree perimetrali	Sup. Agricole nelle aree interne senza moduli (Aree interne)	Superfici Agricole nelle aree puntiformi esterne			

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

**Superfici agricole potenzialmente destinabili ad investimenti culturali 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	incidenza %		100%	0%	0%	OLIVETO DA OLIO SUPERINTENSIVO
Aree interne	Sup. Ha	26,2332	26,2332	0,0000	0,0000	Oliveto Superintensivo su fila singola Nuovo investimento Culturale
	Invest. Culturale:	dettaglio:	Oliveto da olio S.I e cover crops	-	-	
Buffer Zones	incidenza %		100%	0%	0%	OLIVETO DA OLIO TRADIZ.
Fascia Perimetrale	Sup. Ha	10,4542	10,4542	0,0000	0,0000	Oliveto perimetrale costituito attraverso nuovi impianti, traslocazioni e l'utilizzo di formazioni lineari esistenti.
	Invest. Culturale:	dettaglio:	Oliveto da Olio. Mab Produttive	-	-	
Step.ing Zones	incidenza %		100%	0%	0%	OLIVETO DA OLIO TRADIZ.
Aree Interne Senza moduli	Sup. Ha	5,0000	5,0000	0,0000	0,0000	Oliveto perimetrale costituito attraverso nuovi impianti con sesto regolare
	Invest. Culturale:	dettaglio:	Oliveto da olio std. n.i.c.	-	-	
Step.ing Zones	incidenza %		100%	0%	0%	OLIVETO DA OLIO ESISTENTE
Aree Esterne	Sup. Ha	2,5340	2,5340	0,0000	0,0000	Oliveto da olio esistente al netto degli espunti ricollocati nella fascia perimetrale.
	Invest. Culturale:	dettaglio:	Oliveto da olio esistente (i.c.e.)	-	-	
Totale Superficie. C1.CPD.Ha:		44,2214	44,2214	0,0000	0,0000	
Totale superfici agricole del sito fotovoltaico: Aree interne + Aree Perimetrali:					44,2214	Sagricola

Sz.interne: Stepping zones interne (aree interne alla recinzione)

Sz.esterne: Stepping zones esterne (aree esterne alla recinzione)

Le aree esterne ricomprendono 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
	Tra i Moduli	Senza Moduli				
Investimenti Colturali			-	-	Inv. Culturale	-
Codifica:	A	B	C	D	E=A+B+C+D	Specifiche
Oliveto da olio S.l. e cover crops	26,2332				26,2332	Aree moduli
Oliveto da olio std n.i.c.		5,0000			5,0000	Aree no moduli
Oliveto da Olio. Mab Produttive ni			10,4542	0,0000	10,4542	Fascia perim.*
Oliveto da olio esistente				2,5340	2,5340	Aree esterne
TOTALE:	26,2332	5,0000	10,4542	2,5340	44,2214	-

CPD. CODIFICA DELLE SUPERFICI AGRICOLE IN RELAZIONE AL SISTEMA AGRIVOLTAICO			
Sagr.1a (Sup. Interne e perim.)	41,6874	A+B+C	Sagricola. Superfici agricole interne e perimetrali
Sagr.1b (Sup. Interne)	31,2332	A+B	Sagricola. Superfici agricole interne
Aree di servizio	6,5085	E	Aree di servizio funzionali all'impianto
Sagr.2	48,1959	A+B+E	Sagricola. Sup. interne, perimetrali e di servizio
Sagr.del sito	44,2214	A+B+C+D	Superfici agricole del sito (interne+Esterne)

Sagr= Sagricola

Sagr.1a= Sup.agr. interne e perimetrali*; **Sagr.1b=** Sup. Agricola Interne; **Sagr.2=** Sup. Agricola Interna, Perimetrale 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

CPD. TABELLA RIEPILOGATIVA DEL'INCIDENZA DI UTILIZZAZIONE DELLE SUPERFICI AGRICOLE DEL SITO			
Descrizione aree	Sviluppo Ha	Calcolo	Codifica Agroambientale
Aree sottese dai moduli	18,2186	A	Proiezione sul piano di campagna dei moduli fotovoltaici
Aree interne con moduli	27,6139	B	CORE AREAS
Aree interne senza moduli	8,0224	C	STEPPING ZONES Aree Interne
Fascia perimetrale	11,1120	D	BUFFER ZONES
Aree ext	69,9235	E	STEPPING ZONES Aree Esterne
Aree di servizio viabilità piazzali	6,4469	F1	SERVICE AREAS: Viabilità piazzali ed altri manufatti (netto acque)
Aree di Servizio Palificazione	0,0616	F2	SERVICE AREAS: Palificazione stringhe
Aree di servizio complessive	6,5085	F3=F1+F2	SERVICE AREAS: Aree di servizio complessive
Stot.1a (Aree int. e perimetrali)	46,7483	G1=B+C+D	Superfici disponibili interne e perimetrali
Stot.1b (Aree interne)	35,6363	G2=B+C	Superfici disponibili interne
Stot.2 (Aree int., perim. Servizio)	53,2568	G3=B+C+D+F3	Superfici disp. interne ed esterne comprensive delle aree di servizio
Valore del 70% delle Stot.1a	32,7238	H1=G1*70%	Valore dell'incidenza delle superfici disponibili di Stot.1a
Valore del 70% delle Stot.1a	24,9454	H2=G2*70%	Valore dell'incidenza delle superfici disponibili di Stot.1b
Valore del 70% delle Stot.2	37,2798	H3=G3*70%	Valore dell'incidenza delle superfici disponibili di Stot.2
Superficie catastale	123,1803	I=E+F+G	Superficie catastale complessiva del sito

Codifica mite	Agricole Ha	Calcolo	Riferimenti	Incidenza %	Calcolo di riferimento
Spv	18,2186	M			
Sagr interne moduli*	26,2332	N	-	95,00%	Core areas (Aree interne)
Sagr interne no moduli	5,0000	O	-	62,33%	Stepping zones (Aree interne)
Sagr perimetrali	10,4542	P	-	94,08%	Buffer zones (Aree Perimetrali)
Sagr.1a (interne e perimetrali)	41,6874	Q=N+O+P	Sagr.1a (Q/G1%)	89,17%	41,6874 ≥ 32,7238
Sagr.1b (interne)	31,2332	R=N+O	Sagr.1b (R/G2%)	87,64%	31,2332 ≥ 24,9454
Sagr.2 (int., perim e di servizio)	48,1959	S=Q+F3	Sagr.2 (S/G3%)	90,50%	48,1959 ≥ 37,2798
Sagr ext	2,5340	T	-	3,62%	Stepping zones (Aree esterne)

*Aree recintate al netto della aree di servizio

LEGENDA. CHIAVE DI LETTURA	
CODIFICA	DESCRIZIONE
Sagr interne moduli*	Superfici Agricole nelle aree interne con moduli
Sagr interne no moduli	Sup. Agricole nelle aree interne senza moduli (Aree interne)
Sagr perimetrali	Superfici Agricole nelle aree perimetrali
Sagr.1a (interne e perimetrali)	Sagricola. Superfici agricole interne e perimetrali
Sagr.1b (interne)	Sagricola. Superfici agricole interne
Sagr.2 (int., perim e di servizio)	Sagricola. Sup. interne, perimetrali e di servizio

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

AREE DI INTERVENTO	RIF. TERRITORIALE CROPLAND	INVESTIMENTO COLTURALE
E₁ 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 Nuovo Impianto Produttivo Cultivar: Favolosa ed Arbequina e/o tipologie similari Investimenti colturale in associazione con COVER CROPS realizzate attraverso la coltivazione di piante erbacee da copertura in generale e da sovescio COVER CROPS. Dettaglio: Formazioni arboree in associazione con colture erbacee di copertura in generale e da sovescio
E₂ Aree coltivabili presenti nell'ambito della Fascia perimetrale. Fascia Agrovoltaiica perimetrale	BUFFER ZONES AREE PERIMETRALI	OLIVETO DA OLIO Nuovo investimento produttivo con inserimenti di trapianti degli esemplari adulti espianati. Sesto di tipo tradizionale/intensivo Cultivar. Nocellara del Belice, Biancolilla e di altre cultivar previste nell'ambito dei disciplinari di produzione DOP dei prodotti oleari che caratterizzano l'areale Piante in associazione con COVER CROPS COVER CROPS. Dettaglio: 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	OLIVETO DA OLIO Nuovo investimento produttivo Sesto di tipo tradizionale Cultivar. Nocellara del Belice, Biancolilla e di altre cultivar previste nell'ambito dei disciplinari di produzione DOP dei prodotti oleari che caratterizzano l'areale Piante in associazione con COVER CROPS
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 Impianto produttivo esistente Cultivar. Nocellara del Belice, di altre cultivar similari. Investimento colturale presente in modo diffuso nell'ambito delle superfici del sito, al netto delle attività di espianato e contestuale trapianto previsti. In termini operativi, l'investimento colturale, si svilupperà attraverso gli esemplari lasciati in situ a seguito del completamento delle attività di delocalizzazione. Le cultivar presenti risultano in linea con i disciplinari di produzione DOP dei prodotti oleari che caratterizzano l'areale Al pari di quanto indicato per le sezioni precedenti, piante potenzialmente associabili con COVER CROPS
	<u>Landscape areas</u> Aree esterne facenti parte delle stepping zone ma, di fatto, esterne al sito fotovoltaico propriamente detto	AREE PRESENTI NELL'AMBITO DELLE AREE INTERESSATE DAGLI INTEVENTI Aree Interessate da misure mitigative e compensative. Nell'ambito di tali aree non sono previsti interventi di tipo produttivo agrario.

Le aree interne sono sviluppate secondo il seguente schema:

IMPIANTO AGRIVOLTAICO

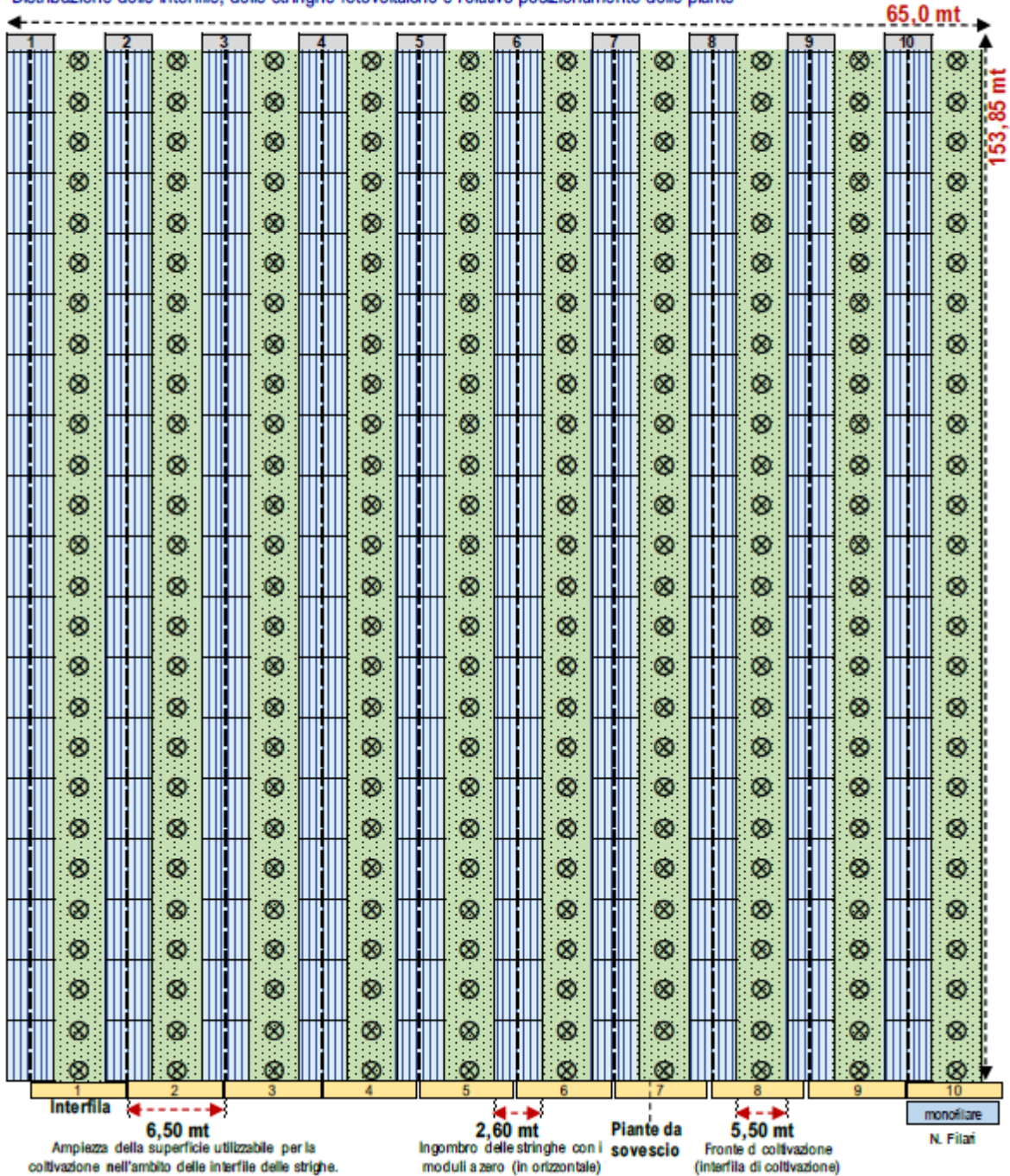
OLIVETO. MONOFILARE. Sviluppo planimetrico d'impianto dell'unità media di superficie 

INTERASSE mt. 6,50 Sesto d'impianto: 6,50x1,50mt (Interfila x Fila) Spazio pianta: 9,75 mq/pta

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

Ettaro Tipo

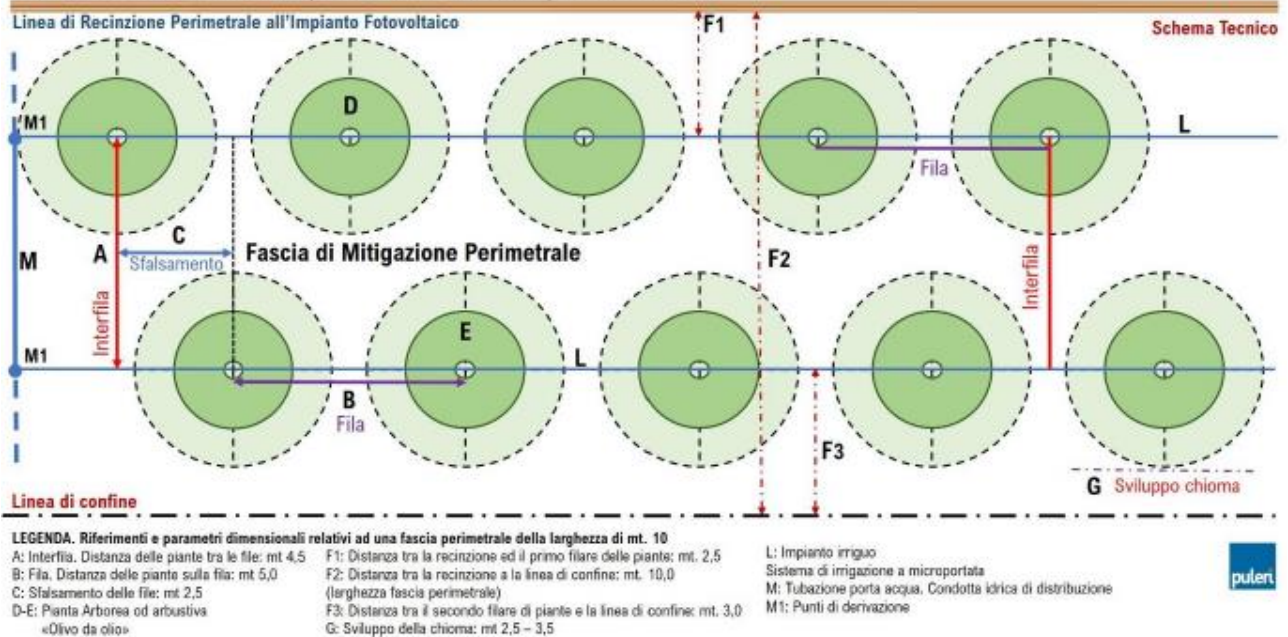
Distribuzione delle interfile, delle stringhe fotovoltaiche e relativo posizionamento delle piante



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

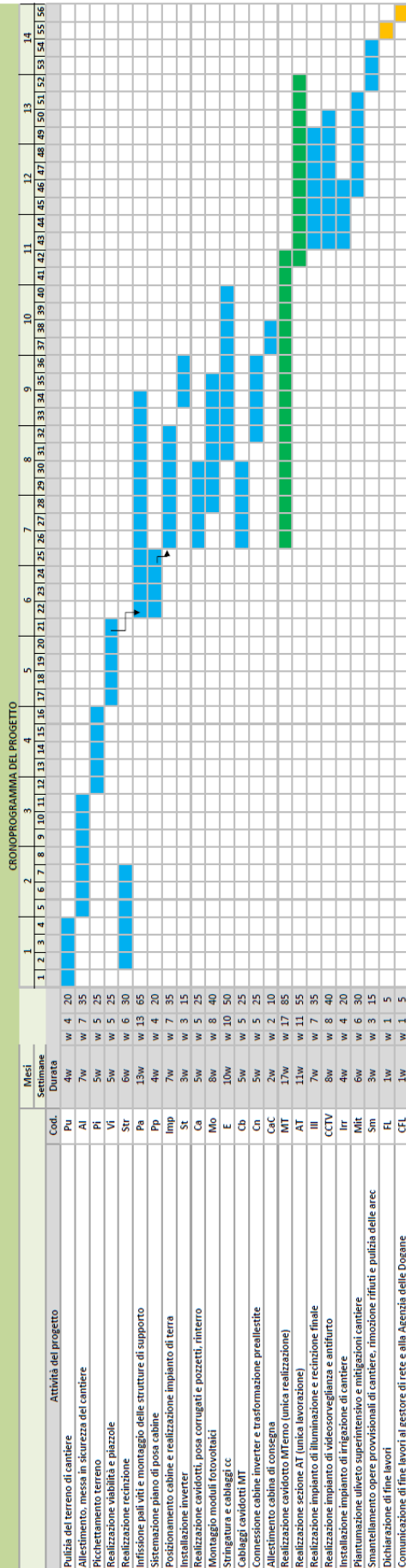


Ulteriori misure di mitigazione vengono previste per la fascia perimetrale e per le aree esterne; per maggiori dettagli, si rimanda alla RELAZIONE AGRIVOLTAICA e ai relativi elaborati grafici.

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.

PROGETTAZIONE DEFINITIVA FINALIZZATA ALL'AUTORIZZAZIONE DI UN IMPIANTO AGRIVOLTAICO "FARIHA" E DELLE OPERE DI CONNESSIONE ALLA RTN COMUNE DI MAZARA DEL VALLO (TP) - SICILIA



2.9 DEMOLIZIONI E TERRENI

Si prevede un volume di scavo di circa 8.985 m³ di terra per cavidotto interno al campo agro-fotovoltaico e un volume di scavo di circa 45.151 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.



ITALCONSULT



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 continuità ecologica.

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.

Gli Interventi di Mitigazione/Compensazione Ambientale Generale, in avanti indicate anche come "misure di Mitigazione e Compensazione Ambientale e/o di **GREENING**" nell'ambito dei piani di sviluppo dei sistemi di produzione di energia fonti rinnovabili, hanno lo scopo di ridurre e compensare le interferenze cagionate dallo componente abiotica degli impianti.

Nell'ambito delle aree degli impianti, gli interventi di Greening interagiscono con il sistema territoriale di riferimento nel rispetto delle caratteristiche dettate dal paesaggio, dagli aspetti vegetazionali e faunistici nonché dal tessuto rurale con il quale avranno modo di interagire in modo da favorire la formazione di reti di connessione ecologica.

Un sistema interconnesso di habitat, in cui salvaguardare la biodiversità che, per l'appunto, si articola sulla creazione o il ripristino di "elementi di collegamento" tra aree esterne "potenzialmente" ad elevato valore naturalistico.

In questo modo si forma una rete diffusa ed interconnessa di elementi naturali e/o seminaturali. Le aree ad elevato contenuto naturalistico hanno il ruolo di "serbatoi di biodiversità", mentre gli eventuali elementi lineari permettono un collegamento fisico tra gli habitat e costituiscono essi stessi habitat disponibili per la fauna, contrastando la frammentazione e i suoi effetti negativi sulla biodiversità.

Gli interventi, in termini operativi, a valere sugli aspetti e le considerazioni descritte nelle sezioni precedenti, saranno realizzati in modo da creare una connessione interattiva funzionale tra le diverse aree che avrà lo scopo, altresì, di agevolare la costituzione di una rete ecologica in grado di migliorare la connettività ecologica nell'ambito degli habitat rilevabili in ambito territoriale.

In ragione di una visione generale di insieme, il sistema può ricomprendere la presenza di:

- A. Una o più **Aree Interne** definibili come **Core Areas**.
- B. Una o più **Fasce Perimetrale/Tampone** indicate anche come **Buffer Zones**.
Fasce perimetrali alle aree interne (core areas) a margine delle quali vengono identificate le aree esterne di transizione ovvero di passaggio tra le aree perimetrali e le aree di diretta prossimità (Stepping zone)
- C. Uno o più "**nuclei di insediamento**" o "**microaree d'habitat**" ovvero di "**aree puntiformi**" indicate come **Stepping Zone** interne localizzate nelle aree delle core areas non interessate dalla presenza dei moduli fotovoltaici o, in alternativa, esterne e posizionate, per l'appunto, nelle zone successive alla fascia perimetrali od ancora completamente distaccate.
Aree aventi la funzione ecologica, queste ultime, di connessione interattiva tra le diverse componenti nonché, qualora necessario, in relazione all'ecosistema e/o all'agroecosistema di riferimento, anche di mitigazione e/o compensazione ambientale delle azioni previste;
a seguire qualora presenti ed in capo al punto C)
Una o più **Aree Esterne** distaccate dal sito propriamente detto indicabili anche come **Landscape areas**.
Zone, di fatto, destinabili alla realizzazione delle misure di mitigazione e/o di compensazione ambientale od ancora per la messa in atto di interventi diretti e/o suppletivi di lotta alla desertificazione;
La loro localizzazione risulta essere esterna alle aree interessate dagli interventi.

D. Misure speciali di mitigazione ambientali, localizzati in modo diffuso nell’ambito delle aree del sito aventi lo scopo ridurre le potenziali interferenze cagionate dell’impianto a discapito dell’avifauna e degli apoidei.

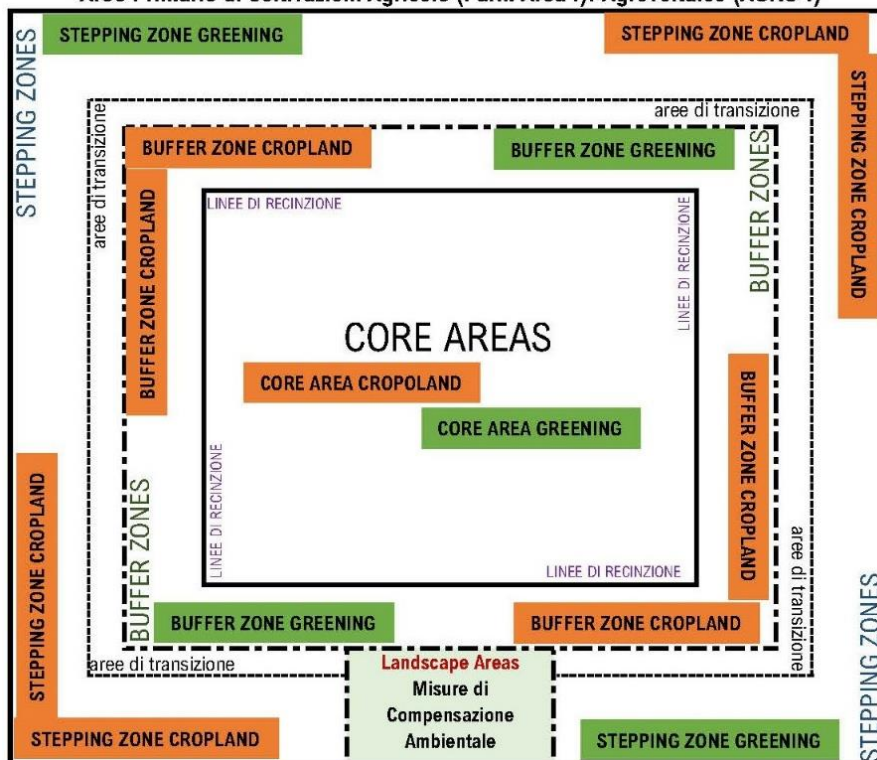
Azioni rivolte altresì alla tutela ed alla valorizzazione delle aree ripariali.

Formazioni, queste ultime, in grado di fungere da corridoi ecologici naturali e, al contempo, di favorire la formazione di habitat idonei al mantenimento della biodiversità

SCHEMA TECNICO DI DISTRIBUZIONE DELLE AREE GREENING ED AGRICOLE
 Contemporanea messa in atto di misure di Greening e di Produzione Agricola
 (Mitigazione e Compensazione Ambientale ed Agrovoltaico)

Aree di Mitigazione Ambientale. Greening Primario (G1)

Aree Primarie di Coltivazioni Agricole (Farm Area I). Agrovoltaico (AGRO-I)



Greening Secondario (G2). Aree di Compensazione Ambientale

Aree secondarie di Coltivazioni Agricole (Farm Area II) AGRO-II



Per l’impianto in questione, gli investimenti culturali saranno realizzati

- nelle aree interne interessate dai moduli (Core Areas)
- nelle aree interne non interessate dalla presenza di moduli (Stepping zone interne)
- nella fascia perimetrale (Buffer zones)



ITALCONSULT



Non saranno utilizzate le superfici esterne (Stepping zones esterne comprese le eventuali Landscape areas). La fascia perimetrale, al netto degli aspetti produttivi, concorrerà alla formazione di una barriera di mascheramento agendo, altresì, quale corridoio ecologico attivo in favore delle componenti vegeto-floristiche e faunistiche.

Si rimanda all'elaborato RELAZIONE AGROAMBIENTALE - STUDIO AGROAMBIENTALE RIGUARDANTE LE MISURE DI MITIGAZIONE E COMPENSAZIONE DELLE INTERFERENZE CONNESSE CON REALIZZAZIONE DELL'IMPIANTO per la trattazione completa del tema.

Si riporta lo schema relativo alle principali opere di mitigazione.

SCHEMA SINOTTICO RELATIVO ALLA RIPARTIZIONE DELLE SUPERFICI DELL'IMPIANTO

 Sito Ftv: FARINA
 Parco Ftv: FARINA

TABELLA RIEPILOGATIVA DEGLI INVESTIMENTI CULTURALI PREVISTI

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

AREE INTERNE

Produzione Agricola n.l.c.	mpa	Olivicolo	Intensivo	Oliveto da olio	6,5	1,5	9,8	1026	Irriguo	26,2332	Sistema tradizionale
Totale Mpa:										26,2332	a1

Mitigazioni Ambientali	mab	Form. Agricolo-Boschive	Non Agricola	Libero	.		250		Irriguo	0,3452	Arboree ed Arbustive (25%)
Mitigazioni Ambientali	mab	Flora spontanea	Non Agricola	Libero	--				Asciutto	1,0355	Aree potenziali (75%)
Habitat sponde invasi	mab	Reticolo idrografico	Aree Naturali	Libero	.		250		--	0,0000	Arboree ed Arbustive

Totale Mab: 1,3807 a2
 Totale Cab: 0,0000 a3

mpa: misure di produzione agricola

Totale degli interventi previsti nelle Aree Interne: 27,6139 A=a1+a2+a3
AREE PERIMETRALI

Produzione Agricola n.l.c.	mpa	Olivicolo	Tradizionale	Olio Evo	4,5	5,0	23	444	Irriguo	8,1104	Sistema tradizionale
Produzione Agricola n.l.c.	mpa	Olivicolo	Tradizionale	Olio Evo Reimp.	4,5	5,0	23	444	Irriguo	2,3438	Sistema tradizionale Reimp.
Totale Superfici Agricole:										10,4542	b1

Mitigazioni Ambientali	mab	Form. Agricolo-Boschive	Non Agricola	Libero	.		250		Irriguo	0,2134	Arboree ed Arbustive (25%)
Mitigazioni Ambientali	mab	Siepe Campestre	Non Agricola	Libero	.		250		Irriguo	0,4445	Arboree ed Arbustive (25%)
Habitat	mab	Tutelati caratterizzanti	Aree Naturali	Libero				Aree tutelate	--	0,0000	Arboree ed Arbustive

(*) intervento realizzato al netto di eventuali aree agricole/compensative

Totale Mab: 0,6578 b2
 Totale Cab: 0,0000 b3

Totale degli interventi previsti nelle Aree Perimetrali: 11,1120 B=b1+b2+b3
AREE PUNTI FORM/TRANSITO INTERNE ED ESTERNE
AREE INTERNE

Produzione Agricola n.l.c.		Olivicolo	Tradizionale	Olio Evo	6,0	6,0	36	278	Irriguo	5,0000	Sistema tradizionale
Totale Superfici Agricole:										5,0000	c1

Mitigazioni Ambientali	mab	Form. Agricolo-Boschive	Non Agricola	Libero	.		250		Irriguo	3,0224	Arboree ed Arbustive (50%)
Compensazioni Ambientali	cab	Form. Agricolo-Boschive	Non Agricola	Libero	.		250		Irriguo	0,0000	Arboree ed Arbustive (80%)

Aree interne: Aree non interessate dai moduli fotovoltaici-Stepping Zone interne

Totale Mab: 3,0224 c2
 Totale Cab: 0,0000 c3

Totale degli interventi previsti nelle Aree Interne non interessate da moduli fotovoltaici: 8,0224 C=c1+c2+c3
AREE ESTERNE

Produzione Agricola l.c.e.	mpa	Olivicolo	Tradizionale	Olio Evo	6	6	36	278	Irriguo	2,5340	Sist. tradizionale. Esistente
Totale Superfici Agricole:										2,5340	d1

Mitigazioni Ambientali	mab	Form. Agricolo-Boschive	Non Agricola	Libero	.		250		Irriguo	21,9808	Arboree ed Arbustive (50%)
Habitat sponde invasi	mab	Reticolo idrografico	Aree Naturali	Libero	.		250		--	0,7000	Arboree ed Arbustive (50%)
Habitat e Reticolo Idrogr.	mab	Habitat ed Aree Ripariali	Aree Naturali	Libero				Flora Spont.	--	38,2002	Arboree ed Arbustive
Compensazioni Ambientali	cab	Form. Agricolo-Boschive	Non Agricola	Libero	.		250		Irriguo	6,5085	Arboree ed Arbustive (50%)

Totale Mab: 60,8810 d2
 Totale Cab: 6,5085 d3

Totale degli interventi previsti nelle Aree Esterne dell'impianto: 69,9235 D=d1+d2+d3
AREE DI SERVIZIO E BACINI IDRICI

Aree di servizio		Viabilità interna, Piazze, Locali tecnici, Palificazione							--	6,4469	Service area
Acque		Vasche di laminazione, altro							--	0,0000	Acque (bacino idrico)
Palificazione		Palificazione delle stringhe/moduli fotovoltaici							--	0,0616	Palificazione stringhe fotov.
Totale Aree di Servizio:										6,5085	E

Ripartizione generale misure di intervento

Mpa: Misure di produzione agricola= Superfici Agricole

Superfici Agricole: 44,2214 a1+b1+c1+d1

Mab: Misure di mitigazione ambientale

Mitigazioni Ambientali: 65,9419 a2+b2+c2+d3

Cab: Misure di compensazione ambientale

Compensazioni Ambientali: 6,5085 a3+b3+c3+d3

n.l.c.: nuovo investimento culturale; l.c.e.: investimento culturale esistente

Aree di Servizio: 6,5085 E

Totale complessivo: 123,1803 F= A+B+C+D+E

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 “tampono” 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 Esterni

- 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.

Elementi biotici che, dal punto di vista ecosistemico e nel loro complesso, in definitiva, 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.

Riguardo agli aspetti vegetazionali appare necessario puntualizzare che, l'introduzione di essenze vegetali autoctone, tipiche del paesaggio agrario ed in linea con la vegetazione potenziale esprimibile dal territorio, a margine degli ecosistemi agricoli intensivi, di fatto, consente di migliorare e potenziare la diversità floristica territoriale e, al contempo, valorizzare gli aspetti paesaggistici caratterizzanti. Di seguito si descrivono alcuni degli interventi previsti.

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 ed eolici. Gli ambiti naturalistici legati ad habitat di pregio 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.

Per quanto riguarda 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 è stata quella di scegliere dei tracker con un'altezza fuori terra pari a 3,33 metri con i pannelli disposti con perno sul lato lungo in modo tale che quando siano in posizione inclinata +/-55°, la quota massima e minima dal terreno siano rispettivamente 4,848 metri e 2,100 metri.

È stata inoltre valutata la possibilità di disporre i pannelli con perno sul lato corto per poter avere una maggior produzione di energia, ma considerando di dover alzare l'altezza dei tracker, questa soluzione comporterebbe un maggiore impatto visivo 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.