



Peridot Solar
GREEN ENERGY SOLUTIONS

Progettazione definitiva finalizzata all'autorizzazione di una centrale di energia rinnovabile e delle relative opere di connessione denominata "Caltagirone 1", costituita da un impianto Agrivoltaico accoppiato ad un sistema di accumulo di energia, di potenza complessiva pari a 127,2164 MW [DC] (di cui 86,904 MW di Agrivoltaico) e potenza in immissione pari a 106,81 MW [AC] (di cui 72,42 MW impianto Agrivoltaico e 34,39 MW sistema di accumulo). La centrale sarà realizzata in c.da Bosco di Mezzo nel comune di Caltagirone (CT) - Sicilia.



Proponente
GM AGRIVOLTAICO S.r.l.
Via Alberico Albrici, 7 - 20122 Milano

Investitore agricolo superintensivo
OXY CAPITAL ADVISORS S.r.l.
Via A. Bertani, 6 - 20154 Milano



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.ssa Elisabetta Tramontana

Acustica:
Ing. Alessandro Infantino

AMBIENTE, PAESAGGIO E IDRAULICA SIA – QUADRO PROGETTUALE

C 4 5 1
Codice commessa

CT 1
Sito

D
Fase

AP
Disciplina

0 0 0 3
Numero

r 0 1
Revisione

Revisione	Data	Motivo	Redatto	Controllato	Approvato
00	29/02/2024	Emissione	E.R.	L.D.V.	G.M.
01	21/03/2024	Revisione	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	28
2.4	Sistema di accumulo	33
2.5	Prescrizioni	36
2.5.1	Protezione contro i contatti indiretti	36
2.5.2	Protezione contro i contatti diretti	37
2.5.3	Protezione delle condutture elettriche.....	37
2.5.4	Paralelo con la rete pubblica del gestore.....	37
2.5.5	Iscrizione all'albo delle ditte esecutrici	38
2.5.6	Dichiarazione di conformità.....	38
2.5.7	Locali	38
2.6	Caratteristiche e qualità dei materiali.....	38
2.6.1	Generalità	39
2.6.2	Strutture di supporto	39
2.6.3	Moduli fotovoltaici.....	40
2.6.4	Sistema di conversione DC/AC.....	41
2.6.5	Ambiente di installazione	43
2.6.6	Cabine MT/BT – 30kV/800V.....	43
2.6.7	Cabine di raccolta MT - 30kV	44
2.6.8	Cabina generale MT - 30kV	45
2.6.9	Opere di rete.....	46
2.6.10	Linee elettriche	47
2.6.11	Vie cavi.....	48
2.6.12	Conduttori.....	48
2.6.13	Quadri elettrici di distribuzione	51
2.6.14	Impianto di messa a terra	52
2.7	Sicurezza, verifiche finali e documentazione.....	53
2.7.1	Collaudo definitivo degli impianti	53
2.7.2	Esame a vista.....	53
2.7.3	Misura della resistenza di isolamento	53



ITALCONSULT



2.7.4	Verifica della protezione mediante interruzione automatica dell'alimentazione	54
2.7.5	Verifica della protezione contro i contatti indiretti	54
2.7.6	Verifica tecnico funzionale sul generatore fotovoltaico	54
2.7.7	Verifiche finali, collaudi e prove strumentali	55
2.8	Progetto agronomico	57
2.9	Durata dei lavori e impostazione del cantiere	66
2.10	Demolizioni e terreni	68
3	CONSUMO DI RISORSE NATURALI	69
4	RESIDUI ED EMISSIONI	70
5	MISURE PER PREVENIRE LE EMISSIONI E RIDURRE I CONSUMI	71
6	ANALISI DELLE ALTERNATIVE PROGETTUALI	76
6.1	Opzione zero e probabile evoluzione dell'ambiente in caso di mancata attuazione del progetto	76
6.2	Confronto con alternative progettuali	76



1 PREMESSA

L'impianto agro-fotovoltaico in oggetto si sviluppa all'interno del comune di Caltagirone (CT), su di una superficie lorda complessiva di circa 145 ha. L'impianto è accoppiato ad un sistema di accumulo di energia e ha una potenza nominale pari a 127,2164 MW [DC] (di cui 86,904 MW di impianto agrivoltaico) e potenza in immissione pari a 106,81 MW [AC] (di cui 72,42 MW di impianto agrivoltaico e 34,39 MW di sistema di accumulo).

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 "Caltagirone 1", 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 circa 120.206 olivi ed applicate le più avanzate tecnologie per garantire una produzione di elevata quantità e qualità (stimabile in ca. 10.900 quintali di olive all'anno per un fatturato di ca. 1 milione di euro). 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 *GM AGRI PV 1 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 *GM AGRI PV 1 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 *GM AGRI PV 1 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/>



ITALCONSULT



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/>

Il presente documento ha lo scopo di descrivere i lavori relativi alla realizzazione di un impianto di produzione di energia elettrica tramite conversione fotovoltaica.

1.1 UBICAZIONE, TUTELE E VINCOLI

L'impianto sarà realizzato nel territorio ricadente nel Comune di Caltagirone (CT), localizzazione 037°14'26"N, 014°30'47"E, e sarà connesso tramite percorso su strada fino all'area individuata in ampliamento alla Stazione di Alta Tensione Terna di Chiamonte Gulfi (RG).

Il cavidotto è una linea MT 30 KV della lunghezza di circa 11,5 km che si connette alla sottostazione elevatrice a 150 KV.



Figura 1. Ubicazione aree di progetto

Le aree di progetto non interferiscono con vincoli paesaggistici ad eccezione dell'interferenza con tre beni isolati:

- il bene D5 Abbeveratoio Scifazzo,
- il bene D5 abbeveratoio, in contrada Pietranera,
- D1 Masseria Vanelli, situato in contrada Pistone.

Nell'area compresa nel raggio di 200 metri dai beni isolati non vengono installati pannelli.

Per quanto concerne le zone naturali in capo alla Direttiva Habitat un'area che interessa le aree del lato Ovest dei lotti n.27 e 28 che è interessata da un Habitat Corine Biotopes (HCB) 34.633 "Praterie ad Ampelodesmos mauritanicus (Lygeo-Stipetea, Avenulo-Ampelodesmion mauritanici)" di cui alla Codifica Habitat di Natura 2000 (HN2) 6220* classificati, altresì, come Habitat Prioritari (HPR).

Non si rileva la presenza di HIC Habitat di Interesse Comunitario, HRR Habitat Rari ed HPR ed Habitat Prioritari.

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 dal Sito d'Interesse Comunitario SIC ITA070005 "Bosco di Santo Pietro", designata con Decreto del Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare del 21/12/2015 e con Decreto del Dirigente Generale Assessorato Regionale del Territorio e dell'Ambiente DDG n. 564/2010, che si trova ad una distanza di circa 2,1 km dall'area più vicina.



L'area interessata dalla realizzazione dell'impianto agrovoltaiico in esame non interferisce con Rete Ecologica Siciliana, aree Ramsar, aree IBA, parchi e riserve nazionali e regionali. Non è lambita da perimetrazione P.A.I. e P.G.R.A. e del vincolo idrogeologico ai sensi del R.D. n. 3267 del 30/12/1923.

Per quanto riguarda il cavidotto, esso attraversa:

- una zona perimetrata dal P.A.I. con rischio R3
- tre aree soggette al vincolo paesaggistico di cui all'art.142, lett. c, D.lgs.42/04 - Aree fiumi 150 m
- un'area di cui all'art.142, lett. g, D.lgs.42/04 - Aree boscate
- un corridoio diffuso e un corridoio lineare della Rete Ecologica Siciliana
- zone soggette agli Habitat 6220*, 92A0 e 92D0.

Lungo il suo tracciato, inoltre, vi sono due beni isolati che sono posti ad una distanza inferiore a 200 metri:

- uno è il bene isolato D5 Fontana Pietrabutera, posto all'inizio di Contrada Vaito;
- l'altro è il bene isolato D2 Casa Dicchiara, posto vicino all'incrocio tra Contrada Dicchiara e la strada statale 514.

Lungo tutto il suo percorso, il cavidotto passa sotto alla strada esistente 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 ed integrative al decreto legislativo 19 agosto 2005, n. 192, recante attuazione della direttiva 2002/91/CE, relativa al rendimento energetico nell'edilizia.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Sicurezza

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

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

Norme Tecniche

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

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

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

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

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

CEI EN 61215 (CEI 82-8): moduli fotovoltaici in silicio cristallino per applicazioni terrestri. Qualifica del progetto e omologazione del tipo.

CEI EN 61646 (82-12): moduli fotovoltaici (FV) a film sottile per usi terrestri - Qualifica del progetto e approvazione di tipo.

CEI EN 61724 (CEI 82-15): rilievo delle prestazioni dei sistemi fotovoltaici - Linee guida per la misura, lo scambio e l'analisi dei dati.

CEI EN 61730-1 (CEI 82-27): qualificazione per la sicurezza dei moduli fotovoltaici (FV) - Parte 1: Prescrizioni per la costruzione.

CEI EN 61730-2 (CEI 82-28): qualificazione per la sicurezza dei moduli fotovoltaici (FV) - Parte 2: Prescrizioni per le prove.



ITALCONSULT



- 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).



ITALCONSULT



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:	GM AGRICOLA PV 1 S.r.l., Via Alberico Albricci n.7, 20122, Milano (MI), gpelevasrl@legalmail.it P.I. 01749430193
Rappresentante Legale	Andrea Egidio Urzi
<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 Kombre:	0,95

Il soggetto proponente è la società GM AGRICOLA PV 1 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 quattro cabine di raccolta, da una delle quali partiranno dei cavidotti MT verso la Stazione Elettrica di Chiaramonte Gulfi.

I dati relativi al posizionamento dei moduli sono rilevabili dai disegni planimetrici e costruttivi allegati al presente progetto.

2.2 DESCRIZIONE DEL CAMPO FOTOVOLTAICO

L'impianto fotovoltaico è costituito da diversi generatori composti da n° 115.872 moduli fotovoltaici da 750 Wp e da n° 243 inverter da 350 kW, per una potenza di picco è di 86.904 kWp e una produzione di 175.325.765,27 kWh.

L'impianto è composto da 418 strutture tracker monoassiali SF7 da 24 moduli fotovoltaici da 750 W ciascuno, da 349 strutture tracker monoassiali SF7 da 48 moduli fotovoltaici da 750 W e da 928 strutture tracker monoassiali SF7 da 96 moduli fotovoltaici da 750 W, per un totale di potenza installata di 86,904 MWp, da n. 41 cabine di trasformazione MT/bt e n.4 cabine di raccolta, da convertitori statici CC/CA installati in campo e connessi alle cabina 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.

In sintesi:

Numero di moduli FV da 750Wp	115.872
Numero cabine di trasformazione	41
Numero di convertitori CC/CADa 350KW	243
Superficie complessiva moduli	360.361 m ²

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 ed avranno ciascuno 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.

È previsto un sistema di accumulo di energia in configurazione "Post produzione AC bidirezionale", con capacità di accumulo pari a 38.528 kWh, per una carica iniziale del 90% ed efficienza dell'80%, con una potenza nominale di 34,39 MW.

Ai fini della connessione alla Rete di Trasmissione Nazionale (RTN), l'impianto di generazione da fonte rinnovabile (fotovoltaica) ha una potenza nominale di 127,2164 MW [DC] (di cui 86,904 MW di impianto agrivoltaico) corrispondente ad una potenza pari a 106,81 MW [AC] (di cui 72,42 MW di impianto agrivoltaico e 34,39 MW di sistema di accumulo).



Figura 2. Planimetria generale impianto

L'area sarà connessa con una linea MT 30 KV della lunghezza di circa 11,5 km alla sottostazione Elevatrice a 150 KV.

L'impianto fotovoltaico è stato progettato in modo da ottimizzare la produzione elettrica evitando al minimo fenomeni di ombreggiamento dovuti anche alla presenza interfilare degli uliveti intensivi. A livello tecnico si è quindi giunti ad un compromesso soddisfacente che possa garantire un'ottima resa elettrica e un'altrettanta soddisfacente produzione agricola.

Perdite d'energia dovute a tali fenomeni incidono sul costo del kWh prodotto e sul tempo di ritorno dell'investimento.

Il sito analizzato è stato suddiviso in **n. 28 macro piastre** afferenti a diversi lotti di terreno in disponibilità del proponente. Tali aree risultano prevalentemente pianeggianti.

Le aree individuate per l'impianto risultano idonee all'installazione di strutture ad inseguimento monoassiale.

La tecnologia ad inseguimento monoassiale ha il vantaggio di incrementare la producibilità rispetto ai sistemi fissi tradizionali. L'energia supplementare verrà immessa in rete in orari che non si trovano in concorrenza con la tradizionale produzione fotovoltaica nazionale garantendo una migliore competitività al di fuori delle fasce zonali di massima produzione in cui il prezzo di vendita risulterebbe più basso.

I vantaggi che si potranno ottenere con la realizzazione di questo progetto fotovoltaico saranno:

- la produzione energetica da fonte rinnovabile con riduzione dell'impatto ambientale rispetto ad una produzione energetica da combustibili fossili;
- le soluzioni tecniche applicative compatibili con le esigenze di tutela ambientale;
- la riduzione dell'occupazione del suolo sia per mezzo di componenti di ultima generazione al fine di massimizzare la densità di produzione energetica sia per il cospicuo utilizzo del suolo assegnato all'importante componente agricola di progetto;



Figura 3. Inseguitore

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

C1						
Tipologia struttura	n. strutture		n.moduli		Potenza DC (kWp)	
Tracker da 24 pannelli	22,00	57,00	528,00	3.120,00	396,00	2.340,00
Tracker da 48 pannelli	16,00		768,00		576,00	
Tracker da 96 pannelli	19,00		1.824,00		1.368,00	
Tipologia INVERTER	n° INV	pannelli	stringhe	Potenza CABINA (MW)		
INVERTER da 320/350 kWp	7,00	3.120,00	130,00	3		
ID INV.	24p	48p	96p	Tot. Pan	Stringhe	Pn(kW)
1.1	5	6	1	504	21	378,00
1.2	3	1	4	504	21	378,00
1.3	3	0	3	360	15	270,00
1.4	3	2	2	360	15	270,00
1.5	2	3	2	384	16	288,00
1.6	1	1	5	552	23	414,00
1.7	5	3	2	456	19	342,00
Totale	22	16	19	3.120	130	2.340,00
C2						
Tipologia struttura	n. strutture		n.moduli		Potenza DC (kWp)	
Tracker da 24 pannelli	25,00	46,00	600,00	2.136,00	450,00	1.602,00
Tracker da 48 pannelli	10,00		480,00		360,00	
Tracker da 96 pannelli	11,00		1.056,00		792,00	
Tipologia INVERTER	n° INV	pannelli	stringhe	Potenza CABINA (MW)		
INVERTER da 320/350 kWp	5,00	2.136,00	89,00	2		
ID INV.	24p	48p	96p	Tot. Pan	Stringhe	Pn(kW)
2.1	4	0	0	96	4	72,00
2.2	3	4	3	552	23	414,00
2.3	0	3	4	528	22	396,00
2.4	1	3	4	552	23	414,00
2.5	17	0	0	408	17	306,00
Totale	25	10	11	2.136	89	1.602,00
C3						
Tipologia struttura	n. strutture		n.moduli		Potenza DC (kWp)	
Tracker da 24 pannelli	15,00	48,00	360,00	2.664,00	270,00	1.998,00
Tracker da 48 pannelli	18,00		864,00		648,00	
Tracker da 96 pannelli	15,00		1.440,00		1.080,00	
Tipologia INVERTER	n° INV	pannelli	stringhe	Potenza CABINA (MW)		
INVERTER da 320/350 kWp	5,00	2.664,00	111,00	2		
ID INV.	24p	48p	96p	Tot. Pan	Stringhe	Pn(kW)
3.1	2	4	3	528	22	396,00
3.2	1	3	4	552	23	414,00
3.3	5	7	1	552	23	414,00
3.4	4	1	4	528	22	396,00
3.5	3	3	3	504	21	378,00
Totale	15	18	15	2.664	111	1.998,00

C4						
Tipologia struttura	n. strutture		n.moduli		Potenza DC (kWp)	
Tracker da 24 pannelli	5,00	42,00	120,00	3.336,00	90,00	2.502,00
Tracker da 48 pannelli	7,00		336,00		252,00	
Tracker da 96 pannelli	30,00		2.880,00		2.160,00	
Tipologia INVERTER	n° INV	pannelli	stringhe		Potenza CABINA (MW)	
INVERTER da 320/350 kWp	7,00	3.336,00	139,00		3	
ID INV.	24p	48p	96p	Tot. Pan	Stringhe	Pn(kW)
4.1	1	1	4	456	19	342,00
4.2	0	0	4	384	16	288,00
4.3	2	1	4	480	20	360,00
4.4	0	1	5	528	22	396,00
4.5	0	1	5	528	22	396,00
4.6	0	1	5	528	22	396,00
4.7	2	2	3	432	18	324,00
Totale	5	7	30	3.336	139	2.502,00
C5						
Tipologia struttura	n. strutture		n.moduli		Potenza DC (kWp)	
Tracker da 24 pannelli	6,00	41,00	144,00	3.168,00	108,00	2.376,00
Tracker da 48 pannelli	7,00		336,00		252,00	
Tracker da 96 pannelli	28,00		2.688,00		2.016,00	
Tipologia INVERTER	n° INV	pannelli	stringhe		Potenza CABINA (MW)	
INVERTER da 320/350 kWp	6,00	3.168,00	132,00		3	
ID INV.	24p	48p	96p	Tot. Pan	Stringhe	Pn(kW)
5.1	0	0	5	480	20	360,00
5.2	3	2	4	552	23	414,00
5.3	0	1	5	528	22	396,00
5.4	3	2	4	552	23	414,00
5.5	0	1	5	528	22	396,00
5.6	0	1	5	528	22	396,00
Totale	6	7	28	3.168	132	2.376,00
C6						
Tipologia struttura	n. strutture		n.moduli		Potenza DC (kWp)	
Tracker da 24 pannelli	7,00	41,00	168,00	3.336,00	126,00	2.502,00
Tracker da 48 pannelli	2,00		96,00		72,00	
Tracker da 96 pannelli	32,00		3.072,00		2.304,00	
Tipologia INVERTER	n° INV	pannelli	stringhe		Potenza CABINA (MW)	
INVERTER da 320/350 kWp	7,00	3.336,00	139,00		3	
ID INV.	24p	48p	96p	Tot. Pan	Stringhe	Pn(kW)
6.1	1	1	5	552	23	414,00
6.2	1	0	5	504	21	378,00
6.3	1	0	5	504	21	378,00
6.4	2	0	5	528	22	396,00
6.5	1	0	5	504	21	378,00
6.6	1	1	5	552	23	414,00
6.7	0	0	2	192	8	144,00
Totale	7	2	32	3.336	139	2.502,00

C7						
Tipologia struttura	n. strutture		n.moduli		Potenza DC (kWp)	
Tracker da 24 pannelli	2,00	40,00	48,00	3.408,00	36,00	2.556,00
Tracker da 48 pannelli	6,00		288,00		216,00	
Tracker da 96 pannelli	32,00		3.072,00		2.304,00	
Tipologia INVERTER	n° INV	pannelli	stringhe		Potenza CABINA (MW)	
INVERTER da 320/350 kWp	7,00	3.408,00	142,00		3	
ID INV.	24p	48p	96p	Tot. Pan	Stringhe	Pn(kW)
7.1	0	1	5	528	22	396,00
7.2	0	1	5	528	22	396,00
7.3	0	0	5	480	20	360,00
7.4	0	1	5	528	22	396,00
7.5	1	0	5	504	21	378,00
7.6	0	2	4	480	20	360,00
7.7	1	1	3	360	15	270,00
Totale	2	6	32	3.408	142	2.556,00
C8						
Tipologia struttura	n. strutture		n.moduli		Potenza DC (kWp)	
Tracker da 24 pannelli	7,00	41,00	168,00	3.096,00	126,00	2.322,00
Tracker da 48 pannelli	7,00		336,00		252,00	
Tracker da 96 pannelli	27,00		2.592,00		1.944,00	
Tipologia INVERTER	n° INV	pannelli	stringhe		Potenza CABINA (MW)	
INVERTER da 320/350 kWp	6,00	3.096,00	129,00		3	
ID INV.	24p	48p	96p	Tot. Pan	Stringhe	Pn(kW)
8.1	2	3	3	480	20	360,00
8.2	2	1	4	480	20	360,00
8.3	1	1	5	552	23	414,00
8.4	1	1	5	552	23	414,00
8.5	1	1	5	552	23	414,00
8.6	0	0	5	480	20	360,00
Totale	7	7	27	3.096	129	2.322,00
C9						
Tipologia struttura	n. strutture		n.moduli		Potenza DC (kWp)	
Tracker da 24 pannelli	3,00	38,00	72,00	3.144,00	54,00	2.358,00
Tracker da 48 pannelli	6,00		288,00		216,00	
Tracker da 96 pannelli	29,00		2.784,00		2.088,00	
Tipologia INVERTER	n° INV	pannelli	stringhe		Potenza CABINA (MW)	
INVERTER da 320/350 kWp	6,00	3.144,00	131,00		3	
ID INV.	24p	48p	96p	Tot. Pan	Stringhe	Pn(kW)
9.1	0	1	5	528	22	396,00
9.2	1	2	4	504	21	378,00
9.3	1	1	5	552	23	414,00
9.4	0	1	5	528	22	396,00
9.5	0	1	5	528	22	396,00
9.6	1	0	5	504	21	378,00
Totale	3	6	29	3.144	131	2.358,00

C10						
Tipologia struttura	n. strutture		n.moduli		Potenza DC (kWp)	
Tracker da 24 pannelli	5,00	27,00	120,00	1.944,00	90,00	1.458,00
Tracker da 48 pannelli	6,00		288,00		216,00	
Tracker da 96 pannelli	16,00		1.536,00		1.152,00	
Tipologia INVERTER	n° INV	pannelli	stringhe		Potenza CABINA (MW)	
INVERTER da 320/350 kWp	4,00	1.944,00	81,00		2	
ID INV.	24p	48p	96p	Tot. Pan	Stringhe	Pn(kW)
9.1	3	3	3	504	21	378,00
9.2	1	1	4	456	19	342,00
9.3	0	0	5	480	20	360,00
9.4	1	2	4	504	21	378,00
Totale	5	6	16	1.944	81	1.458,00
C11						
Tipologia struttura	n. strutture		n.moduli		Potenza DC (kWp)	
Tracker da 24 pannelli	12,00	45,00	288,00	2.976,00	216,00	2.232,00
Tracker da 48 pannelli	10,00		480,00		360,00	
Tracker da 96 pannelli	23,00		2.208,00		1.656,00	
Tipologia INVERTER	n° INV	pannelli	stringhe		Potenza CABINA (MW)	
INVERTER da 320/350 kWp	6,00	2.976,00	124,00		3	
ID INV.	24p	48p	96p	Tot. Pan	Stringhe	Pn(kW)
11.1	2	2	4	528	22	396,00
11.2	0	2	4	480	20	360,00
11.3	2	0	5	528	22	396,00
11.4	2	2	4	528	22	396,00
11.5	2	1	4	480	20	360,00
11.6	4	3	2	432	18	324,00
Totale	12	10	23	2.976	124	2.232,00
C12						
Tipologia struttura	n. strutture		n.moduli		Potenza DC (kWp)	
Tracker da 24 pannelli	11,00	45,00	264,00	3.000,00	198,00	2.250,00
Tracker da 48 pannelli	11,00		528,00		396,00	
Tracker da 96 pannelli	23,00		2.208,00		1.656,00	
Tipologia INVERTER	n° INV	pannelli	stringhe		Potenza CABINA (MW)	
INVERTER da 320/350 kWp	6,00	3.000,00	125,00		3	
ID INV.	24p	48p	96p	Tot. Pan	Stringhe	Pn(kW)
12.1	4	4	2	480	20	360,00
12.2	2	2	4	528	22	396,00
12.3	1	1	5	552	23	414,00
12.4	2	0	4	432	18	324,00
12.5	0	2	4	480	20	360,00
12.6	2	2	4	528	22	396,00
Totale	11	11	23	3.000	125	2.250,00

C13						
Tipologia struttura	n. strutture		n.moduli		Potenza DC (kWp)	
Tracker da 24 pannelli	9,00	39,00	216,00	2.664,00	162,00	1.998,00
Tracker da 48 pannelli	9,00		432,00		324,00	
Tracker da 96 pannelli	21,00		2.016,00		1.512,00	
Tipologia INVERTER	n° INV	pannelli	stringhe		Potenza CABINA (MW)	
INVERTER da 320/350 kWp	5,00	2.664,00	111,00		3	
ID INV.	24p	48p	96p	Tot. Pan	Stringhe	Pn(kW)
13.1	2	2	4	528	22	396,00
13.2	2	2	4	528	22	396,00
13.3	3	2	4	552	23	414,00
13.4	0	1	5	528	22	396,00
13.5	2	2	4	528	22	396,00
Totale	9	9	21	2.664	111	1.998,00
C14						
Tipologia struttura	n. strutture		n.moduli		Potenza DC (kWp)	
Tracker da 24 pannelli	12,00	44,00	288,00	2.688,00	216,00	2.016,00
Tracker da 48 pannelli	14,00		672,00		504,00	
Tracker da 96 pannelli	18,00		1.728,00		1.296,00	
Tipologia INVERTER	n° INV	pannelli	stringhe		Potenza CABINA (MW)	
INVERTER da 320/350 kWp	5,00	2.688,00	112,00		3	
ID INV.	24p	48p	96p	Tot. Pan	Stringhe	Pn(kW)
14.1	0	1	5	528	22	396,00
14.2	1	3	4	552	23	414,00
14.3	2	2	4	528	22	396,00
14.4	2	0	5	528	22	396,00
14.5	7	8	0	552	23	414,00
Totale	12	14	18	2.688	112	2.016,00
C15						
Tipologia struttura	n. strutture		n.moduli		Potenza DC (kWp)	
Tracker da 24 pannelli	6,00	41,00	144,00	3.168,00	108,00	2.376,00
Tracker da 48 pannelli	7,00		336,00		252,00	
Tracker da 96 pannelli	28,00		2.688,00		2.016,00	
Tipologia INVERTER	n° INV	pannelli	stringhe		Potenza CABINA (MW)	
INVERTER da 320/350 kWp	6,00	3.168,00	132,00		3	
ID INV.	24p	48p	96p	Tot. Pan	Stringhe	Pn(kW)
15.1	0	1	5	528	22	396,00
15.2	1	1	5	552	23	414,00
15.3	0	1	5	528	22	396,00
15.4	1	1	5	552	23	414,00
15.5	3	2	4	552	23	414,00
15.6	1	1	4	456	19	342,00
Totale	6	7	28	3.168	132	2.376,00

C16						
Tipologia struttura	n. strutture		n.moduli		Potenza DC (kWp)	
Tracker da 24 pannelli	5,00	30,00	120,00	2.136,00	90,00	1.602,00
Tracker da 48 pannelli	8,00		384,00		288,00	
Tracker da 96 pannelli	17,00		1.632,00		1.224,00	
Tipologia INVERTER	n° INV	pannelli	stringhe		Potenza CABINA (MW)	
INVERTER da 320/350 kWp	4,00	2.136,00	89,00		2	
ID INV.	24p	48p	96p	Tot. Pan	Stringhe	Pn(kW)
16.1	3	4	3	552	23	414,00
16.2	1	2	4	504	21	378,00
16.3	0	1	5	528	22	396,00
16.4	1	1	5	552	23	414,00
Totale	5	8	17	2.136	89	1.602,00
C17						
Tipologia struttura	n. strutture		n.moduli		Potenza DC (kWp)	
Tracker da 24 pannelli	0,00	24,00	0,00	2.304,00	0,00	1.728,00
Tracker da 48 pannelli	0,00		0,00		0,00	
Tracker da 96 pannelli	24,00		2.304,00		1.728,00	
Tipologia INVERTER	n° INV	pannelli	stringhe		Potenza CABINA (MW)	
INVERTER da 320/350 kWp	5,00	2.304,00	96,00		3	
ID INV.	24p	48p	96p	Tot. Pan	Stringhe	Pn(kW)
17.1	0	0	5	480	20	360,00
17.2	0	0	4	384	16	288,00
17.3	0	0	5	480	20	360,00
17.4	0	0	5	480	20	360,00
17.5	0	0	5	480	20	360,00
Totale	0	0	24	2.304	96	1.728,00
C18						
Tipologia struttura	n. strutture		n.moduli		Potenza DC (kWp)	
Tracker da 24 pannelli	9,00	38,00	216,00	2.712,00	162,00	2.034,00
Tracker da 48 pannelli	6,00		288,00		216,00	
Tracker da 96 pannelli	23,00		2.208,00		1.656,00	
Tipologia INVERTER	n° INV	pannelli	stringhe		Potenza CABINA (MW)	
INVERTER da 320/350 kWp	6,00	2.712,00	113,00		3	
ID INV.	24p	48p	96p	Tot. Pan	Stringhe	Pn(kW)
18.1	1	0	4	408	17	306,00
18.2	1	2	4	504	21	378,00
18.3	1	0	5	504	21	378,00
18.4	1	2	4	504	21	378,00
18.5	2	1	3	384	16	288,00
18.6	3	1	3	408	17	306,00
Totale	9	6	23	2.712	113	2.034,00

C19						
Tipologia struttura	n. strutture		n.moduli		Potenza DC (kWp)	
Tracker da 24 pannelli	62,00	84,00	1.488,00	2.928,00	1.116,00	2.196,00
Tracker da 48 pannelli	14,00		672,00		504,00	
Tracker da 96 pannelli	8,00		768,00		576,00	
Tipologia INVERTER	n° INV	pannelli	stringhe	Potenza CABINA (MW)		
INVERTER da 320/350 kWp	8,00	2.928,00	122,00	3		
ID INV.	24p	48p	96p	Tot. Pan	Stringhe	Pn(kW)
19.1	2	3	3	480	20	360,00
19.2	2	3	3	480	20	360,00
19.3	4	4	2	480	20	360,00
19.4	4	4	0	288	12	216,00
19.5	12	0	0	288	12	216,00
19.6	13	0	0	312	13	234,00
19.7	12	0	0	288	12	216,00
19.8	13	0	0	312	13	234,00
Totale	62	14	8	2.928	122	2.196,00
C20						
Tipologia struttura	n. strutture		n.moduli		Potenza DC (kWp)	
Tracker da 24 pannelli	16,00	44,00	384,00	2.784,00	288,00	2.088,00
Tracker da 48 pannelli	6,00		288,00		216,00	
Tracker da 96 pannelli	22,00		2.112,00		1.584,00	
Tipologia INVERTER	n° INV	pannelli	stringhe	Potenza CABINA (MW)		
INVERTER da 320/350 kWp	6,00	2.784,00	116,00	3		
ID INV.	24p	48p	96p	Tot. Pan	Stringhe	Pn(kW)
20.1	1	2	4	504	21	378,00
20.2	0	0	5	480	20	360,00
20.3	4	0	4	480	20	360,00
20.4	4	0	4	480	20	360,00
20.5	4	0	4	480	20	360,00
20.6	3	4	1	360	15	270,00
Totale	16	6	22	2.784	116	2.088,00
C21						
Tipologia struttura	n. strutture		n.moduli		Potenza DC (kWp)	
Tracker da 24 pannelli	24,00	51,00	576,00	2.976,00	432,00	2.232,00
Tracker da 48 pannelli	4,00		192,00		144,00	
Tracker da 96 pannelli	23,00		2.208,00		1.656,00	
Tipologia INVERTER	n° INV	pannelli	stringhe	Potenza CABINA (MW)		
INVERTER da 320/350 kWp	7,00	2.976,00	124,00	3		
ID INV.	24p	48p	96p	Tot. Pan	Stringhe	Pn(kW)
21.1	3	2	3	456	19	342,00
21.2	4	0	4	480	20	360,00
21.3	4	0	4	480	20	360,00
21.4	4	0	4	480	20	360,00
21.5	4	0	4	480	20	360,00
21.6	3	0	3	360	15	270,00
21.7	2	2	1	240	10	180,00
Totale	24	4	23	2.976	124	2.232,00

C22						
Tipologia struttura	n. strutture		n.moduli		Potenza DC (kWp)	
Tracker da 24 pannelli	28,00	55,00	672,00	2.688,00	504,00	2.016,00
Tracker da 48 pannelli	12,00		576,00		432,00	
Tracker da 96 pannelli	15,00		1.440,00		1.080,00	
Tipologia INVERTER	n° INV	pannelli	stringhe		Potenza CABINA (MW)	
INVERTER da 320/350 kWp	7,00	2.688,00	112,00		2	
ID INV.	24p	48p	96p	Tot. Pan	Stringhe	Pn(kW)
22.1	3	3	3	504	21	378,00
22.2	0	0	5	480	20	360,00
22.3	1	1	4	456	19	342,00
22.4	3	3	3	504	21	378,00
22.5	10	0	0	240	10	180,00
22.6	10	0	0	240	10	180,00
22.7	1	5	0	264	11	198,00
Totale	28	12	15	2.688	112	2.016,00
C23						
Tipologia struttura	n. strutture		n.moduli		Potenza DC (kWp)	
Tracker da 24 pannelli	14,00	44,00	336,00	2.496,00	252,00	1.872,00
Tracker da 48 pannelli	15,00		720,00		540,00	
Tracker da 96 pannelli	15,00		1.440,00		1.080,00	
Tipologia INVERTER	n° INV	pannelli	stringhe		Potenza CABINA (MW)	
INVERTER da 320/350 kWp	5,00	2.496,00	104,00		3	
ID INV.	24p	48p	96p	Tot. Pan	Stringhe	Pn(kW)
23.1	3	3	3	504	21	378,00
23.2	2	3	3	480	20	360,00
23.3	3	3	3	504	21	378,00
23.4	3	3	3	504	21	378,00
23.5	3	3	3	504	21	378,00
Totale	14	15	15	2.496	104	1.872,00
C24						
Tipologia struttura	n. strutture		n.moduli		Potenza DC (kWp)	
Tracker da 24 pannelli	6,00	42,00	144,00	3.168,00	108,00	2.376,00
Tracker da 48 pannelli	9,00		432,00		324,00	
Tracker da 96 pannelli	27,00		2.592,00		1.944,00	
Tipologia INVERTER	n° INV	pannelli	stringhe		Potenza CABINA (MW)	
INVERTER da 320/350 kWp	7,00	3.168,00	132,00		3	
ID INV.	24p	48p	96p	Tot. Pan	Stringhe	Pn(kW)
24.1	0	1	4	432	18	324,00
25.2	0	2	4	480	20	360,00
25.3	1	0	5	504	21	378,00
25.4	1	1	4	456	19	342,00
25.5	0	1	4	432	18	324,00
25.6	1	1	4	456	19	342,00
25.7	3	3	2	408	17	306,00
Totale	6	9	27	3.168	132	2.376,00

C25						
Tipologia struttura	n. strutture		n.moduli		Potenza DC (kWp)	
Tracker da 24 pannelli	4,00	40,00	96,00	3.264,00	72,00	2.448,00
Tracker da 48 pannelli	6,00		288,00		216,00	
Tracker da 96 pannelli	30,00		2.880,00		2.160,00	
Tipologia INVERTER	n° INV	pannelli	stringhe		Potenza CABINA (MW)	
INVERTER da 320/350 kWp	7,00	3.264,00	136,00		3	
ID INV.	24p	48p	96p	Tot. Pan	Stringhe	Pn(kW)
25.1	0	0	5	480	20	360,00
25.2	0	0	5	480	20	360,00
25.3	1	1	3	360	15	270,00
25.4	2	1	4	480	20	360,00
25.5	0	2	4	480	20	360,00
25.6	0	1	4	432	18	324,00
25.7	1	1	5	552	23	414,00
Totale	4	6	30	3.264	136	2.448,00
C26						
Tipologia struttura	n. strutture		n.moduli		Potenza DC (kWp)	
Tracker da 24 pannelli	8,00	46,00	192,00	3.408,00	144,00	2.556,00
Tracker da 48 pannelli	9,00		432,00		324,00	
Tracker da 96 pannelli	29,00		2.784,00		2.088,00	
Tipologia INVERTER	n° INV	pannelli	stringhe		Potenza CABINA (MW)	
INVERTER da 320/350 kWp	7,00	3.408,00	142,00		3	
ID INV.	24p	48p	96p	Tot. Pan	Stringhe	Pn(kW)
26.1	1	1	4	456	19	342,00
26.2	1	2	4	504	21	378,00
26.3	1	0	4	408	17	306,00
26.4	1	1	5	552	23	414,00
26.5	1	1	4	456	19	342,00
26.6	0	1	5	528	22	396,00
26.7	3	3	3	504	21	378,00
Totale	8	9	29	3.408	142	2.556,00
C27						
Tipologia struttura	n. strutture		n.moduli		Potenza DC (kWp)	
Tracker da 24 pannelli	6,00	33,00	144,00	2.352,00	108,00	1.764,00
Tracker da 48 pannelli	8,00		384,00		288,00	
Tracker da 96 pannelli	19,00		1.824,00		1.368,00	
Tipologia INVERTER	n° INV	pannelli	stringhe		Potenza CABINA (MW)	
INVERTER da 320/350 kWp	5,00	2.352,00	98,00		3	
ID INV.	24p	48p	96p	Tot. Pan	Stringhe	Pn(kW)
27.1	2	2	4	528	22	396,00
27.2	0	0	5	480	20	360,00
27.3	1	1	5	552	23	414,00
27.4	1	3	3	456	19	342,00
27.5	2	2	2	336	14	252,00
Totale	6	8	19	2.352	98	1.764,00

C28						
Tipologia struttura	n. strutture		n.moduli		Potenza DC (kWp)	
Tracker da 24 pannelli	0,00	34,00	0,00	3.264,00	0,00	2.448,00
Tracker da 48 pannelli	0,00		0,00			
Tracker da 96 pannelli	34,00		3.264,00			
Tipologia INVERTER	n° INV	pannelli	stringhe		Potenza CABINA (MW)	
INVERTER da 320/350 kWp	7,00	3.264,00	136,00		3	
ID INV.	24p	48p	96p	Tot. Pan	Stringhe	Pn(kW)
28.1	0	0	4	384	16	288,00
28.2	0	0	5	480	20	360,00
28.3	0	0	5	480	20	360,00
28.4	0	0	5	480	20	360,00
28.5	0	0	5	480	20	360,00
28.6	0	0	5	480	20	360,00
28.7	0	0	5	480	20	360,00
Totale	0	0	34	3.264	136	2.448,00
C29						
Tipologia struttura	n. strutture		n.moduli		Potenza DC (kWp)	
Tracker da 24 pannelli	7,00	40,00	168,00	3.048,00	126,00	2.286,00
Tracker da 48 pannelli	6,00		288,00			
Tracker da 96 pannelli	27,00		2.592,00			
Tipologia INVERTER	n° INV	pannelli	stringhe		Potenza CABINA (MW)	
INVERTER da 320/350 kWp	6,00	3.048,00	127,00		3	
ID INV.	24p	48p	96p	Tot. Pan	Stringhe	Pn(kW)
29.1	3	3	3	504	21	378,00
29.2	1	1	5	552	23	414,00
29.3	0	0	5	480	20	360,00
29.4	2	1	4	480	20	360,00
29.5	1	0	5	504	21	378,00
29.6	0	1	5	528	22	396,00
Totale	7	6	27	3.048	127	2.286,00
C30						
Tipologia struttura	n. strutture		n.moduli		Potenza DC (kWp)	
Tracker da 24 pannelli	2,00	31,00	48,00	2.640,00	36,00	1.980,00
Tracker da 48 pannelli	4,00		192,00			
Tracker da 96 pannelli	25,00		2.400,00			
Tipologia INVERTER	n° INV	pannelli	stringhe		Potenza CABINA (MW)	
INVERTER da 320/350 kWp	6,00	2.640,00	110,00		3	
ID INV.	24p	48p	96p	Tot. Pan	Stringhe	Pn(kW)
30.1	0	1	5	528	22	396,00
30.2	0	0	5	480	20	360,00
30.3	0	0	5	480	20	360,00
30.4	0	0	5	480	20	360,00
30.5	2	1	3	384	16	288,00
30.6	0	2	2	288	12	216,00
Totale	2	4	25	2.640	110	1.980,00

C31						
Tipologia struttura	n. strutture		n.moduli		Potenza DC (kWp)	
Tracker da 24 pannelli	6,00	37,00	144,00	2.880,00	108,00	2.160,00
Tracker da 48 pannelli	5,00		240,00		180,00	
Tracker da 96 pannelli	26,00		2.496,00		1.872,00	
Tipologia INVERTER	n° INV	pannelli	stringhe	Potenza CABINA (MW)		
INVERTER da 320/350 kWp	6,00	2.880,00	120,00	3		
ID INV.	24p	48p	96p	Tot. Pan	Stringhe	Pn(kW)
31.1	0	0	5	480	20	360,00
31.2	2	2	4	528	22	396,00
31.3	2	1	4	480	20	360,00
31.4	0	1	4	432	18	324,00
31.5	1	0	5	504	21	378,00
31.6	1	1	4	456	19	342,00
Totale	6	5	26	2.880	120	2.160,00
C32						
Tipologia struttura	n. strutture		n.moduli		Potenza DC (kWp)	
Tracker da 24 pannelli	6,00	43,00	144,00	3.120,00	108,00	2.340,00
Tracker da 48 pannelli	12,00		576,00		432,00	
Tracker da 96 pannelli	25,00		2.400,00		1.800,00	
Tipologia INVERTER	n° INV	pannelli	stringhe	Potenza CABINA (MW)		
INVERTER da 320/350 kWp	6,00	3.120,00	130,00	3		
ID INV.	24p	48p	96p	Tot. Pan	Stringhe	Pn(kW)
32.1	2	2	4	528	22	396,00
32.2	0	0	5	480	20	360,00
32.3	1	0	5	504	21	378,00
32.4	0	3	4	528	22	396,00
32.5	0	5	3	528	22	396,00
32.6	3	2	4	552	23	414,00
Totale	6	12	25	3.120	130	2.340,00
C33						
Tipologia struttura	n. strutture		n.moduli		Potenza DC (kWp)	
Tracker da 24 pannelli	8,00	33,00	192,00	1.920,00	144,00	1.440,00
Tracker da 48 pannelli	14,00		672,00		504,00	
Tracker da 96 pannelli	11,00		1.056,00		792,00	
Tipologia INVERTER	n° INV	pannelli	stringhe	Potenza CABINA (MW)		
INVERTER da 320/350 kWp	4,00	1.920,00	80,00	2		
ID INV.	24p	48p	96p	Tot. Pan	Stringhe	Pn(kW)
33.1	3	2	3	456	19	342,00
33.2	0	3	4	528	22	396,00
33.3	0	4	3	480	20	360,00
33.4	5	5	1	456	19	342,00
Totale	8	14	11	1.920	80	1.440,00

C34						
Tipologia struttura	n. strutture		n.moduli		Potenza DC (kWp)	
Tracker da 24 pannelli	14,00	30,00	336,00	1.680,00	252,00	1.260,00
Tracker da 48 pannelli	4,00		192,00		144,00	
Tracker da 96 pannelli	12,00		1.152,00		864,00	
Tipologia INVERTER	n° INV	pannelli	stringhe	Potenza CABINA (MW)		
INVERTER da 320/350 kWp	3,00	1.680,00	70,00	2		
ID INV.	24p	48p	96p	Tot. Pan	Stringhe	Pn(kW)
34.1	5	1	4	552	23	414,00
34.2	3	0	5	552	23	414,00
34.3	6	3	3	576	24	432,00
Totale	14	4	12	1.680	70	1.260,00
C35						
Tipologia struttura	n. strutture		n.moduli		Potenza DC (kWp)	
Tracker da 24 pannelli	11,00	50,00	264,00	3.480,00	198,00	2.610,00
Tracker da 48 pannelli	11,00		528,00		396,00	
Tracker da 96 pannelli	28,00		2.688,00		2.016,00	
Tipologia INVERTER	n° INV	pannelli	stringhe	Potenza CABINA (MW)		
INVERTER da 320/350 kWp	7,00	3.480,00	145,00	3		
ID INV.	24p	48p	96p	Tot. Pan	Stringhe	Pn(kW)
35.1	2	3	3	480	20	360,00
35.2	1	1	4	456	19	342,00
35.3	1	1	5	552	23	414,00
35.4	0	0	5	480	20	360,00
35.5	3	3	3	504	21	378,00
35.6	1	0	5	504	21	378,00
35.7	3	3	3	504	21	378,00
Totale	11	11	28	3.480	145	2.610,00
C36						
Tipologia struttura	n. strutture		n.moduli		Potenza DC (kWp)	
Tracker da 24 pannelli	6,00	41,00	144,00	2.928,00	108,00	2.196,00
Tracker da 48 pannelli	12,00		576,00		432,00	
Tracker da 96 pannelli	23,00		2.208,00		1.656,00	
Tipologia INVERTER	n° INV	pannelli	stringhe	Potenza CABINA (MW)		
INVERTER da 320/350 kWp	7,00	2.928,00	122,00	3		
ID INV.	24p	48p	96p	Tot. Pan	Stringhe	Pn(kW)
36.1	0	1	5	528	22	396,00
36.2	0	3	4	528	22	396,00
36.3	2	1	4	480	20	360,00
36.4	0	0	5	480	20	360,00
36.5	1	1	2	264	11	198,00
36.6	1	2	3	408	17	306,00
36.7	2	4	0	240	10	180,00
Totale	6	12	23	2.928	122	2.196,00

C37						
Tipologia struttura	n. strutture		n.moduli		Potenza DC (kWp)	
Tracker da 24 pannelli	3,00	23,00	72,00	1.848,00	54,00	1.386,00
Tracker da 48 pannelli	3,00		144,00		108,00	
Tracker da 96 pannelli	17,00		1.632,00		1.224,00	
Tipologia INVERTER	n° INV	pannelli	stringhe		Potenza CABINA (MW)	
INVERTER da 320/350 kWp	4,00	1.848,00	77,00		2	
ID INV.	24p	48p	96p	Tot. Pan	Stringhe	Pn(kW)
37.1	0	0	3	288	12	216,00
37.2	0	0	5	480	20	360,00
37.3	1	1	5	552	23	414,00
37.4	2	2	4	528	22	396,00
Totale	3	3	17	1.848	77	1.386,00
C38						
Tipologia struttura	n. strutture		n.moduli		Potenza DC (kWp)	
Tracker da 24 pannelli	5,00	32,00	120,00	2.568,00	90,00	1.926,00
Tracker da 48 pannelli	3,00		144,00		108,00	
Tracker da 96 pannelli	24,00		2.304,00		1.728,00	
Tipologia INVERTER	n° INV	pannelli	stringhe		Potenza CABINA (MW)	
INVERTER da 320/350 kWp	5,00	2.568,00	107,00		3	
ID INV.	24p	48p	96p	Tot. Pan	Stringhe	Pn(kW)
38.1	0	1	5	528	22	396,00
38.2	1	2	4	504	21	378,00
38.3	2	0	5	528	22	396,00
38.4	1	0	5	504	21	378,00
38.5	1	0	5	504	21	378,00
Totale	5	3	24	2.568	107	1.926,00
C39						
Tipologia struttura	n. strutture		n.moduli		Potenza DC (kWp)	
Tracker da 24 pannelli	10,00	46,00	240,00	3.216,00	180,00	2.412,00
Tracker da 48 pannelli	10,00		480,00		360,00	
Tracker da 96 pannelli	26,00		2.496,00		1.872,00	
Tipologia INVERTER	n° INV	pannelli	stringhe		Potenza CABINA (MW)	
INVERTER da 320/350 kWp	7,00	3.216,00	134,00		3	
ID INV.	24p	48p	96p	Tot. Pan	Stringhe	Pn(kW)
39.1	1	2	3	408	17	306,00
39.2	2	3	2	384	16	288,00
39.3	1	0	4	408	17	306,00
39.4	2	3	3	480	20	360,00
39.5	1	0	5	504	21	378,00
39.6	0	0	5	480	20	360,00
39.7	3	2	4	552	23	414,00
Totale	10	10	26	3.216	134	2.412,00

C40						
Tipologia struttura	n. strutture		n.moduli		Potenza DC (kWp)	
Tracker da 24 pannelli	2,00	41,00	48,00	2.880,00	36,00	2.160,00
Tracker da 48 pannelli	19,00		912,00		684,00	
Tracker da 96 pannelli	20,00		1.920,00		1.440,00	
Tipologia INVERTER	n° INV	pannelli	stringhe		Potenza CABINA (MW)	
INVERTER da 320/350 kWp	6,00	2.880,00	120,00		3	
ID INV.	24p	48p	96p	Tot. Pan	Stringhe	Pn(kW)
40.1	1	1	4	456	19	342,00
40.2	0	4	3	480	20	360,00
40.3	0	4	3	480	20	360,00
40.4	0	4	3	480	20	360,00
40.5	0	2	4	480	20	360,00
40.6	1	4	3	504	21	378,00
Totale	2	19	20	2.880	120	2.160,00
C41						
Tipologia struttura	n. strutture		n.moduli		Potenza DC (kWp)	
Tracker da 24 pannelli	9,00	48,00	216,00	3.336,00	162,00	2.502,00
Tracker da 48 pannelli	13,00		624,00		468,00	
Tracker da 96 pannelli	26,00		2.496,00		1.872,00	
Tipologia INVERTER	n° INV	pannelli	stringhe		Potenza CABINA (MW)	
INVERTER da 320/350 kWp	7,00	3.336,00	139,00		3	
ID INV.	24p	48p	96p	Tot. Pan	Stringhe	Pn(kW)
41.1	0	2	3	384	16	288,00
41.2	2	1	4	480	20	360,00
41.3	0	2	4	480	20	360,00
41.4	1	2	4	504	21	378,00
41.5	2	2	4	528	22	396,00
41.6	2	2	4	528	22	396,00
41.7	2	2	3	432	18	324,00
Totale	9	13	26	3.336	139	2.502,00

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 a terra di moduli fotovoltaici in silicio cristallino del tipo bifacciale della potenza specifica di 750 Wp, 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 n. 28 sotto-piastre.

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

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

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

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

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

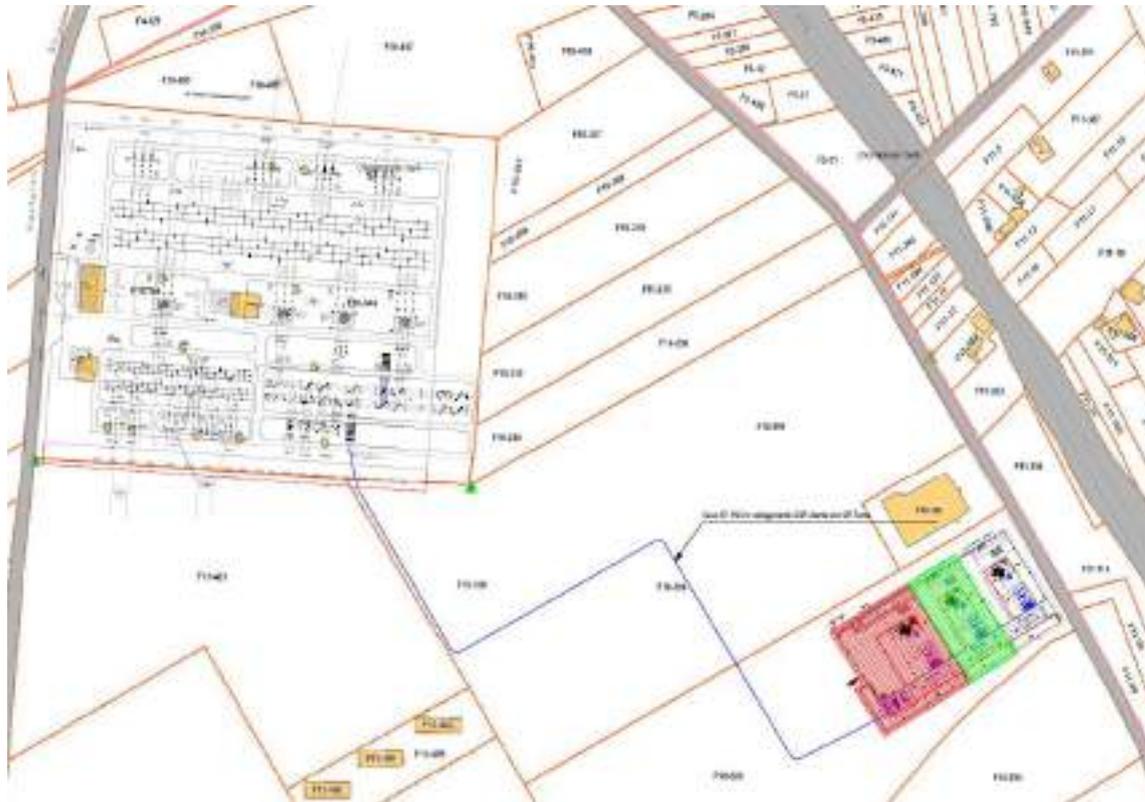


Figura 4. Planimetria generale SSE Chiaramonte Gulfi (RG) e Stallo condiviso

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

L'area in rosso è uno stallo in corso di realizzazione ad opera di altra società.



Figura 5. Stallo condiviso

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).

2.3 DIMENSIONAMENTO DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO

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

L'energia generata dipende:

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

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

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

- a Perdite per riflessione.
- b Perdite per ombreggiamento.
- c Perdite per mismatching.



- d Perdite per effetto della temperatura.
- e Perdite nei circuiti in continua.
- f Perdite negli inverter.
- g Perdite nei circuiti in alternata.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Radiazione solare

TABELLA DI RADIAZIONE SOLARE SUL PIANO ORIZZONTALE

Mese	Totale giornaliero [MJ/m ²]	Totale mensile [MJ/m ²]
------	--	--

Gennaio	8,3	257,3
Febbraio	11,3	327,7
Marzo	15,5	480,5
Aprile	19,2	576
Maggio	22,8	706,8
Giugno	24,3	729
Luglio	24,2	750,2
Agosto	21,4	663,4
Settembre	17,1	513
Ottobre	13,1	406,1
Novembre	9,1	273
Dicembre	7,7	238,7

Produzione energia

Per la simulazione di producibilità è stato utilizzato il database PVGIS.

Per semplicità si riporta la simulazione di un singolo campo composto da un generatore “tipo” così composto.

CARATTERISTICHE DEL GENERATORE FOTOVOLTAICO	
Numero di moduli:	480
Numero inverter:	1
Potenza nominale:	350 kW
Potenza di picco:	360 kWp
Performance ratio:	81,8 %

DATI COSTRUTTIVI DEI MODULI	
Costruttore:	Yangtze
Serie / Sigla:	N-Type YS750M-132N
Tecnologia costruttiva:	Silicio monocristallino bifacciale
Caratteristiche elettriche	
Potenza massima:	750 Wp + 12%
Rendimento:	24,2 %
Tensione nominale:	39,6 V
Tensione a vuoto:	46,8 V
Corrente nominale:	17,7 A
Corrente di corto circuito:	18,9 A
Dimensioni	
Dimensioni:	1303 mm x 2384 mm
Peso:	36 kg

Il gruppo di conversione è composto da inverter:

Dati costruttivi degli inverter	
Costruttore:	SUNGROW
Serie / Sigla:	SGHX SG350HX
Inseguitori:	12
Ingressi per inseguitore:	2
Caratteristiche elettriche	
Potenza nominale:	350 kW
Potenza massima:	350 kW
Potenza massima per inseguitore:	29,2 kW
Tensione nominale:	1500 V
Tensione massima:	1500 V
Tensione minima per inseguitore:	500 V
Tensione massima per inseguitore:	1500 V
Tensione nominale di uscita:	800 Vac
Corrente nominale:	480 A
Corrente massima:	480 A
Corrente massima per inseguitore:	40 A
Rendimento:	0,99

Inverter 1	MPPT 1	MPPT 2	MPPT 3	MPPT 4	MPPT 5	MPPT 6	MPPT 7	MPPT 8	MPPT 9	MPPT 10	MPPT 11	MPPT 12
Moduli in serie:	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20
Stringhe in parallelo:	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Esposizioni:	Esposizione											
Tensione di MPP (STC):	791,6 V											
Numero di moduli:	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40

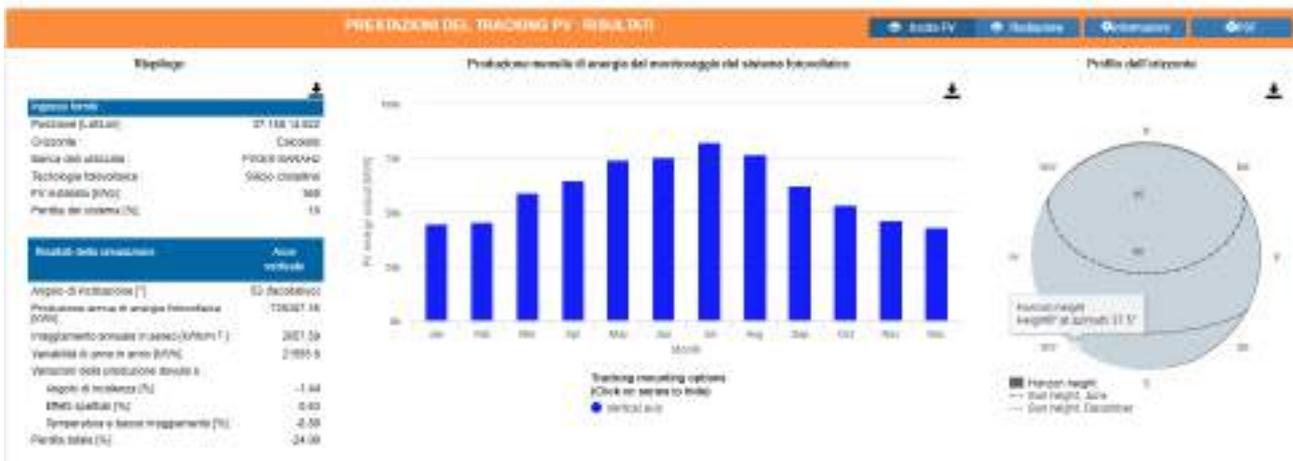
Il generatore "tipo" è composto da n° 480 moduli del tipo Silicio monocristallino bifacciale con una vita utile stimata di oltre 20 anni e degradazione della produzione dovuta ad invecchiamento del 0,8 % annuo, un inverter con potenza Pac=350kW, sistema ad inseguimento monoassiale N/S del tipo double portrait con pitch 11,0 m.

PVGIS analizza dinamicamente la producibilità in base alle differenti inclinazioni dei tracker. Al fine di valutare gli ombreggiamenti dovuti alla crescita delle piante nei diversi periodi dell'anno e tenute in conto le specifiche perdite dovute allo sporco, decadimento annuo producibilità moduli, perdita LID, perdita per mismatching e temperatura si stima una producibilità specifica media d'impianto senza considerare piante è di 2.017,46 kWh/kWp/a (726.287,35kWh/360kW/1).

Considerando una perdita dovuta all'ombreggiamento dovuto alla crescita delle piante stimata in ca. 2%, la producibilità stimabile è di 1.977,12 kWh/kWp/a.

Producibilità media (kWh/kWp/y): 1.977,12 kWh/kWp/a

Di seguito si riportano le tabelle e i risultati di calcolo:



Emissioni

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

Equivalenti di produzione termoelettrica	
Anidride solforosa (SO ₂):	135.367,70 kg
Ossidi di azoto (NO _x):	170.412,13 kg
Polveri:	6.046,88 kg
Anidride carbonica (CO ₂):	100.735,55 t

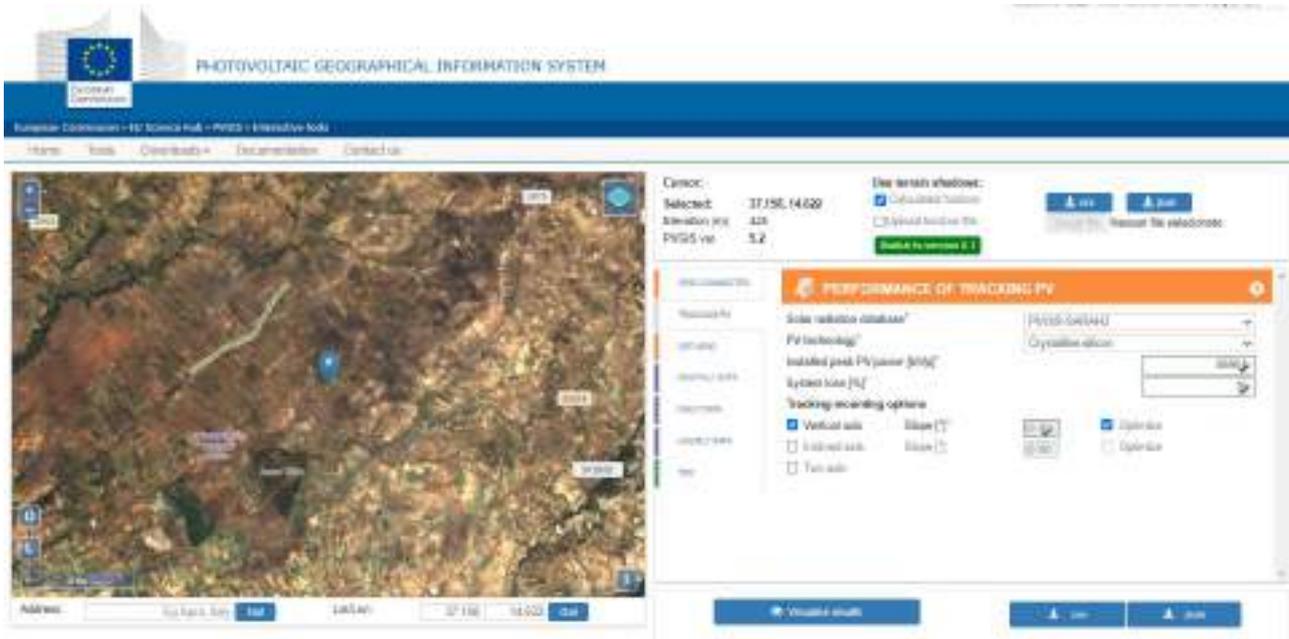
Equivalenti di produzione geotermica	
Idrogeno solforato (H ₂ S) (fluido geotermico):	5.919,01 kg
Anidride carbonica (CO ₂):	1.140,23 t
Tonnellate equivalenti di petrolio (TEP):	36.119,81 TEP

Dimensionamento

La quantità di energia elettrica producibile è stata calcolata sulla base dei dati radiometrici utilizzando il database PVGIS 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 con un

fattore di albedo scelto: Suolo risulta essere pari a 2.657,59 kWh/m2. La potenza alle condizioni STC (irraggiamento dei moduli di 1000 W/mq a 25°C di temperatura, AM=1,5) risulta essere:

$$P_{STC} = P_{MODULO} \times N^{\circ}MODULI = (750W \times 115.872) = 86.904 \text{ kWp}$$



Il valore di 175.325.765,27 kWh è l'energia che il sistema fotovoltaico produrrà in un anno, se non vi sono interruzioni nel servizio.

2.4 SISTEMA DI ACCUMULO

È attivo un sistema di accumulo di energia in configurazione Post produzione AC bidirezionale, con capacità di accumulo pari a 38.528 kWh, per una carica iniziale del 90% ed efficienza dell'80%.

Ai fini della connessione in accordo con quanto prescritto nell'STMG la potenza nominale pari a 35MW sarà limitata tramite BMS ad un massimo di 34,39 MW.

SISTEMA DI ACCUMULO	
Costruttore:	Sungrow
Serie / Sigla:	SC5000U-MV + ST275UX
Caratteristiche elettriche lato DC	

SISTEMA DI ACCUMULO	
Capacità nominale:	38.528 kWh
Potenza nominale:	35.000 kW
Potenza in ingresso:	35.000 kW
Potenza apparente:	35.000 kVA
Tensione nominale:	1.000 V
Efficienza:	80 %

Sono previsti n°14 moduli tipo ST275UX per batterie ognuno dei quali ha una capacità di 2.752 kWh per una capacità totale pari a $14 \times 2.752 \text{ kWh} = 38.528 \text{ kWh}$. Capacità riferita a 1h di autonomia.

La potenza disponibile sarà erogata da n°7 trasformatori da 5.000kVA installati in n°7 moduli ST275UX.



I sistemi di accumulo di energia altamente integrati per un facile trasporto e O&M. Lunga durata e prestazioni elevate grazie a sistemi di raffreddamento a liquido con controllo intelligente della temperatura a livello di cella che garantisce una maggiore efficienza e una maggiore durata del ciclo della batteria.

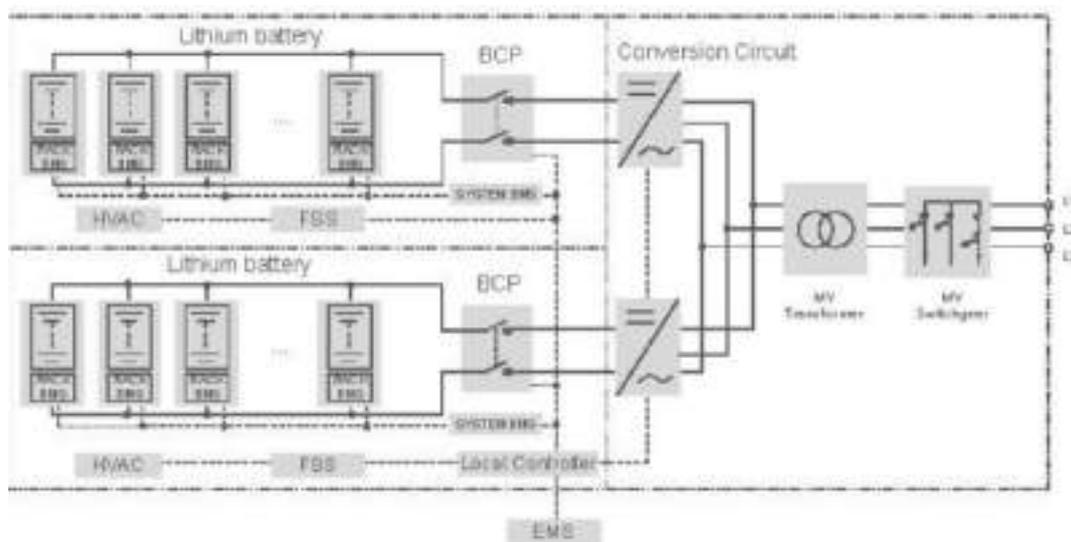


Figura 6. Schema elettrico sistema di accumulo

Il modulo PCS modello “SC5000UD-MV” conterrà le apparecchiature di cui alla scheda tecnica di sotto riportata.

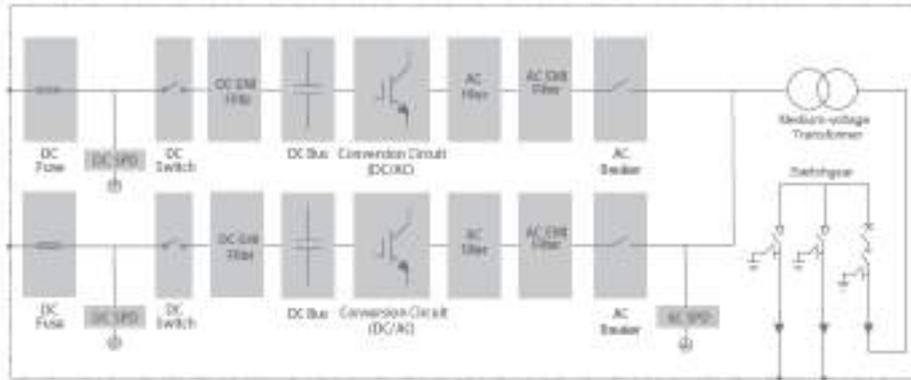
CIRCUIT DIAGRAM


Figura 7. Modulo alimentazione PCS

General Data	
Dimensions (W*H*D)	6058*2890*2435 mm
Weight	18000 kg
Degree of protection	IP54 (Converter: IP65)
Operating ambient temperature range	-35 to 60 °C (> 40 °C derating)
Allowable relative humidity range	0 - 100 %
Cooling method	Temperature controlled forced air cooling
Max. operating altitude	<4000 m (> 2000 m derating)
Display	LED, WEB HMI
Communication	RS485, CAN, Ethernet
Compliance	CE, IEC 62477-1, IEC 61000-6-2, IEC 61000-6-4
Grid support	LI-VRT, FRT, active & reactive power control and power ramp rate control, Volt-var, Volt-watt, Frequency-watt

Il modulo batterie “ST2752UX” (Energy Storage System) avrà le seguenti caratteristiche tecniche.

Dati batteria	
Tipo celle	LFP
Capacità batteria (BCL)	2752 kWh
Intervallo di tensione di uscita del sistema	1160 – 1500 V
Dati generali	
Dimensioni container (L x A x P)	9340*2600*1730 mm
Peso	28.400 kg
Grado di protezione	IP54
Intervallo di temperatura di esercizio	Da -30 a 50 °C (> 45 °C depotenziamento)
Umidità relativa	0 – 95% (senza condensa)
Max. altitudine di esercizio	3000 m
Sistema di raffreddamento batterie	Raffreddamento a liquido
Sicurezza antincendio	Sprinkler con fusibile, prevenzione delle esplosioni NFPA 69 e ventilazione dei gas IDLH
Interfacce di comunicazione	RS485, Ethernet
Protocolli di comunicazione	Modbus RTU, Modbus TCP
Conformità	CE, IEC 62477-1, IEC 61000-6-2, IEC 61000-6-4, IEC 62619
Trasformatore	
Potenza nominale del trasformatore	5.000 kVA
Tensione LV/MV	0,9 kV / 33 kV
Tipo di raffreddamento del trasformatore	ONAN (O) Natural Air Natural
Tipo olio	Olio minerale (privo di PCB) o olio biodegradabile su richiesta



2.5 PRESCRIZIONI

2.5.1 Protezione contro i contatti indiretti

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

- Protezione mediante doppio isolamento: la protezione delle persone dai contatti indiretti sarà assicurata con l'utilizzo di apparecchi e componenti aventi doppio isolamento delle parti attive

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

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

2.5.2 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.

2.5.3 Protezione delle condutture elettriche

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

$$I_b < I_n < I_z$$

$$I_f < 1.45 I_z$$

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

2.5.4 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

2.5.5 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.

2.5.6 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.

2.5.7 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.

2.6 CARATTERISTICHE E QUALITÀ DEI MATERIALI

2.6.1 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.

2.6.2 Strutture di supporto

Il sistema di supporto dei moduli fotovoltaici sarà ad asse orizzontale con asse di rotazione posto lungo la direttrice nord - sud. Durante la giornata il sistema, con l'ausilio di attuatori elettromeccanici, ruota i componenti fotovoltaici seguendo la traiettoria **est - ovest**.

Il software di controllo degli inseguitori garantirà un angolo di tilt variabile a seconda delle ore del giorno e a seconda delle stagioni, tale da ottimizzare la producibilità con la minimizzazione dell'ombreggiamento reciproco.



Seguendo un principio di standardizzazione del campo fotovoltaico si cercherà di limitare al massimo le tipologie di inseguitori, gestendoli in modo da garantire un cablaggio della parte in corrente continua omogeneo per tutto il sito. La lunghezza del singolo inseguitore sarà pertanto in funzione della lunghezza delle stringhe fotovoltaiche. In particolare si prevedranno tre tipologie di inseguitori:

- tipologia da circa 63 m, ospitante 96 moduli fotovoltaici disposti su due file;
- tipologia da circa 32 m, ospitante 48 moduli fotovoltaici disposti su due file;
- tipologia da circa 16 m, ospitante 24 moduli fotovoltaici disposti su due file.

Le strutture di sostegno saranno realizzate tramite profili a omega infissi direttamente nel terreno, senza l'uso di cemento. Si rimanda agli elaborati di dettaglio per le caratteristiche meccaniche complete.

Tutta l'elettronica di comando è a bordo macchina, posta in appositi quadri stagni. L'assieme è quindi contenuto negli ingombri e non richiede il posizionamento in quadro di ulteriori quadri, apparecchiature o cabinati di controllo. Lo stesso attuatore lineare atto alla traslazione del piano dei moduli è sostanzialmente integrato negli elementi della struttura di supporto. Si avranno indicativamente una potenza installata di circa 250 W per singolo attuatore lineare. Ogni inseguitore di lunghezza di circa 56 m avrà indicativamente n°4 attuatori, con un fattore di contemporaneità di esercizio pari a 0,5.



Figura 8. Particolare strutture ad inseguimento ed attuatore

2.6.3 Moduli fotovoltaici

Il generatore fotovoltaico sarà realizzato con **n. 115.872 moduli** da 750 Wp cadauno marca Yangtze modello N-Type YS750M-132N o equivalente.

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

Specifications

Module Type	YS710M-132N	YS720M-132N	YS730M-132N	YS740M-132N	YS750M-132N
Maximum Power (Bifacial)	710W	720W	730W	740W	750W
Maximum Power (Monofacial)	660W	670W	680W	690W	700W
Maximum Power Voltage (Vmp)	38.58V	38.66V	38.95V	39.23V	39.58V
Maximum Power Current (Imp)	17.20A	17.33A	17.45A	17.57A	17.69A
Open-circuit Voltage (Voc)	46.88V	46.95V	47.05V	47.16V	47.28V
Short-circuit Current (Isc)	18.45A	18.47A	18.66A	18.79A	18.92A
Module Efficiency STC (%)	22.9%	23.2%	23.5%	23.8%	24.2%
Operating Temperature(°C)	-40°C~+55°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				

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
20Dim. Mono PERC	112(6x22)	3584*(1505*35)mm (36.49*51.5*1.35 inch)	36kg (79.4 lbs)	3.2mm Anti-Reflection Coating, High Transmission, Low Iron, Tempered Glass	Anodized Aluminum Alloy	IP68 Rated	TUV 3x4.0mm(1+); 290mm L (1145mm -or Customized Length)

2.6.4 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. 243 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 / Start-up input voltage	500 V / 550 V
Nominal PV input voltage	1000 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 – 50 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 %

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

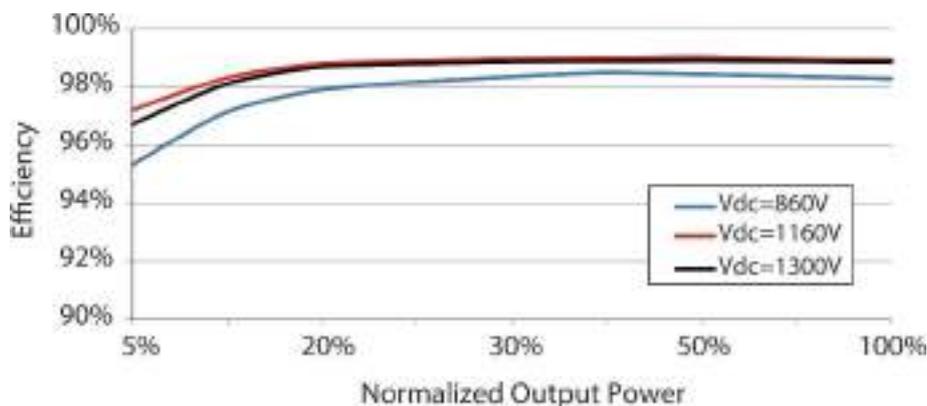
Il lato corrente continua avrà tensioni variabili in funzione delle temperature di esercizio, comunque nei limiti del funzionamento a MPPT e nel rispetto della tensione massima di ingresso del sistema.

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

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

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

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



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

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

2.6.5 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.

2.6.6 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.

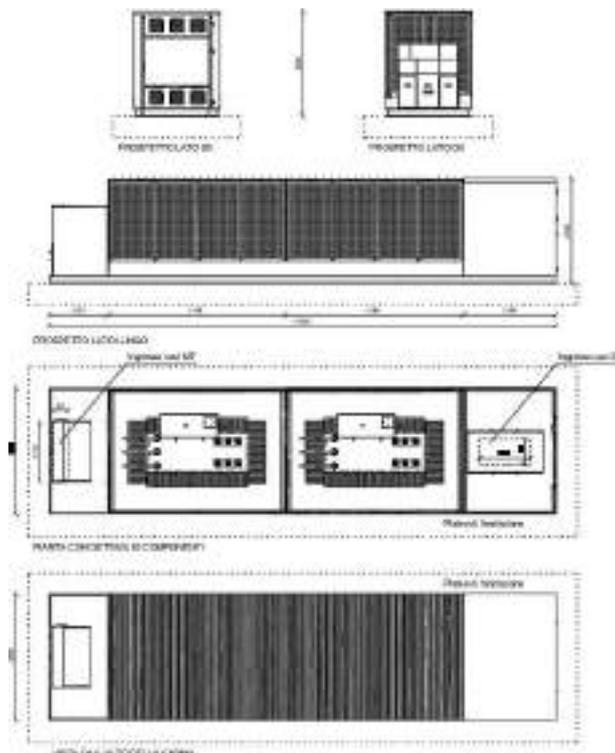


Figura 9 Tipico Cabina MT/BT

2.6.7 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 4 cabine di raccolta:

- nella cabina di raccolta CR1 confluiranno n.7 cabine MT/BT;
- nella cabina di raccolta CR2 confluiranno n.15 cabine MT/BT;
- nella cabina di raccolta CR3 confluiranno n.6 cabine MT/BT;
- nella cabina di raccolta CR4 confluiranno n.13 cabine MT/BT.

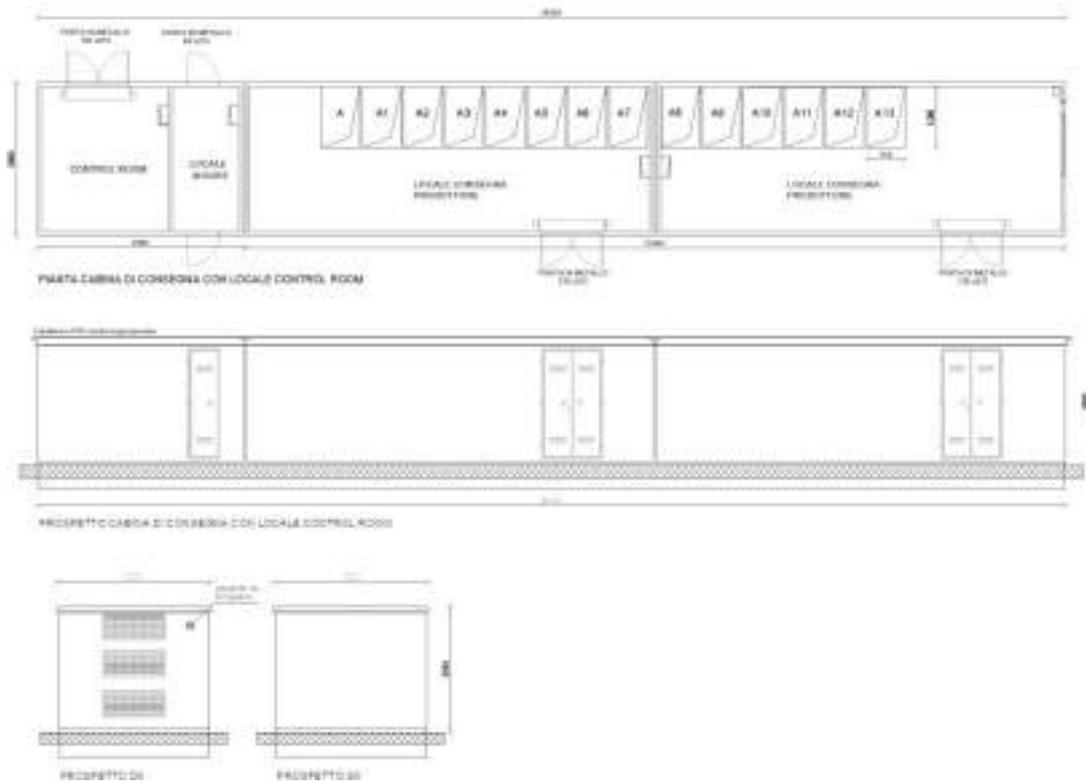


Figura 10. Cabina di raccolta 20 m x 3 m e control room

2.6.8 Cabina generale MT - 30kV

È prevista una cabina generale denominata "CG" che in modo radiale collegherà tutte le cabine di raccolta e dalla quale partirà la linea dorsale in media tensione di lunghezza pari a circa 11.500m diretta verso la SE di Chiamonte Gulfi.

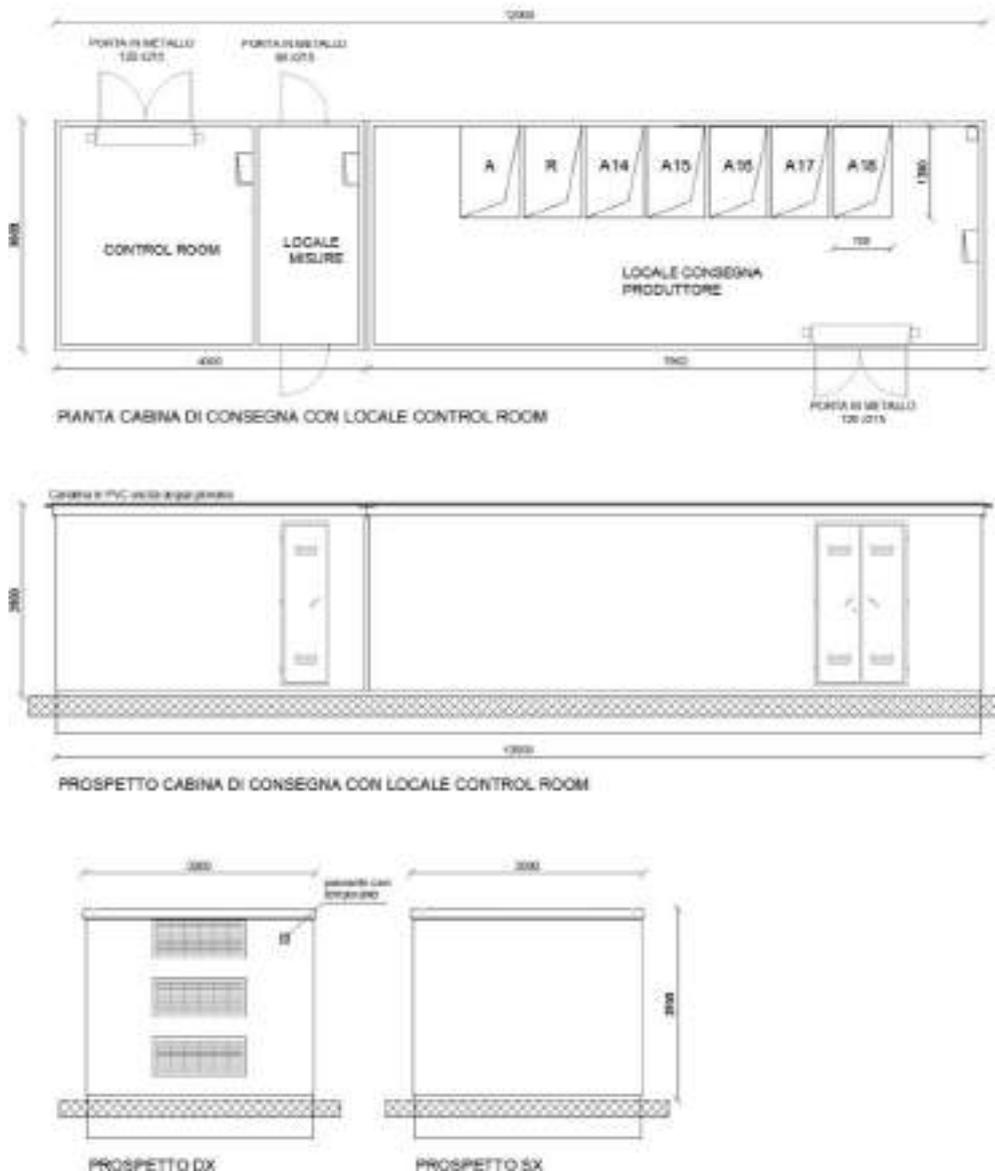


Figura 11. Cabina di raccolta/generale 12 m x 3 m e control room

2.6.9 Opere di rete

Lo schema di allacciamento alla RTN prevede che la centrale venga collegata in antenna a 150 kV sulla Stazione Elettrica (SE) di Trasformazione della RTN a 380/150 kV da inserire in entra-esce alla linea RTN a 380kV "Chiaromonte Gulfi".

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

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

2.6.10 Linee elettriche

Le condutture sono di tipo a vista o interrate.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Si utilizzano le seguenti sezioni minime dei conduttori:

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

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

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

2.6.11 Vie cavi

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

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

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

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

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

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

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

2.6.12 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

Miscela 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 simili. 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	in open air at 30 °C	buried at 20 °C	minimum bending radius
(mm²)	(mm)	(mm)	(mm)	(kg/km)	(Ω/km)		ρ=1°Cm/W	(mm)

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	161	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	284	296	228
150	14,0	1,4	20,5	600	0,206	333	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	730	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 per **1x240 mm²** per fase 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
conductor cross-section	conductor diameter	diameter over insulation	nominal outer diameter	approximate weight	minimum bending radius
(mm ²)	(mm)	(mm)	(mm)	(kg/km)	(mm)

sezione nominale	portata di corrente in aria	posa interrata a tritrefolo p=1°Cm/W	posa interrata a tritrefolo p=2°Cm/W
conductor cross-section	open air installation	underground installation	underground installation
(mm ²)	(A)	(A)	(A)

Dati costruttivi / Construction charact. - 12/20 kV

50	8,2	18,9	28	580	370
70	9,7	20,6	29	650	380
95	11,4	22,3	30	740	400
120	12,9	23,2	32	840	420
150	14,0	24,3	33	950	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	23,8	34,9	45	1930	610
500	26,7	37,8	48	2320	690
630	30,5	42,4	53	2840	700

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

50	580	375	354
70	250	214	164
95	280	256	197
120	323	291	225
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	850	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	1150	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	25,8	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	375	354
70	235	213	164
95	265	255	196
120	328	291	225
150	370	324	249
185	425	368	283
240	505	426	327
300	581	480	369
400	680	549	422
500	789	624	479
630	918	709	545

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

LINEE MT (Connessione tra cabine di raccolta)

Sono previste connessioni tra la cabina generale "CG" e le cabine di raccolta CR1, CR2, CR3 e CR4.

Come descritto nell'apposito elaborato di calcolo per le linee di collegamento si prevede di utilizzare cavi in formazione da **3x(4x240 mmq)** della tipologia **ARE4H5E** o simili.

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

La sezione dei conduttori da utilizzarsi è calcolata cautelativamente sulla massima potenza di esercizio pari a 86,904 MW, considerata una lunghezza del tracciato di circa 11.500 m. La potenza espressa è intesa come massima potenza erogabile dai convertitori presenti. Per il calcolo della corrente di impiego viene considerata una tensione nominale di 30 kV e un $\cos\phi = 0,9$.

Tenuto conto dei diversi fattori correttivi (resistività terreno, tipo di posa, profondità di posa) si prevede di utilizzare **n.4 trefoli da 3x800 mm²**.

LINEA MT (Connessione tra cabina accumulo e SSE)

La sezione dei conduttori da utilizzarsi è calcolata cautelativamente sulla massima potenza di esercizio pari a 35 MW, considerata una lunghezza del tracciato di circa 11.500 m. La potenza espressa è intesa come massima potenza erogabile dai convertitori presenti. Per il calcolo della corrente di impiego viene considerata una tensione nominale di 30 kV e un $\cos\phi = 0,9$.

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

2.6.13 Quadri elettrici di distribuzione

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

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

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

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

Unità di protezione e sistema di protezione di interfaccia

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

Gruppo di misura dell'energia elettrica

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

2.6.14 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.

2.7 SICUREZZA, VERIFICHE FINALI E DOCUMENTAZIONE

2.7.1 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.

2.7.2 Esame a vista

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

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

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

2.7.3 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.

2.7.4 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).

2.7.5 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.

2.7.6 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:

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

in cui:

- Pcc è la potenza in corrente continua misurata all'uscita del generatore fotovoltaico, con precisione migliore del $\pm 2\%$;
- Pnom 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) $P_{ca} > 0,9 * P_{cc}$. in cui:

- Pca 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 Pcc e della potenza Pca 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 Ptpv 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 Ptpv, nota la temperatura delle celle fotovoltaiche Tcel, possono essere determinate da:

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

oppure, nota la temperatura ambiente Tamb 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);
- Tamb: 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;
- Tcel: è la temperatura delle celle di un modulo fotovoltaico; può essere misurata mediante un sensore termoresistivo (PT100) attaccato sul retro del modulo.

2.7.7 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.).

2.8 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:

o **Olivo superintensivo**

Formazioni arboree realizzata con piante disposte su file bine nella parte centrale dell'interasse della larghezza di 11 mt.

Piante disposte ad una distanza sulla bina di 3 mt e di 1.5 sulla fila corrispondente ad un sesto medio equivalente d'impianto di 5,5 mt per 1,5 (interfila*fila) e ad una densità media per unità di superficie pari a 1212 pte/Ha

B) Aree non soggette ad investimenti produttivi agricoli.

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

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

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

Aree perimetrali (buffer zones)

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

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

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

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

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

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

Riguardo alla composizione si rimanda alla relazione agroambientale.

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

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

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

- **AREE ESTERNE:** zone localizzate esternamente alla fascia perimetrale, di fatto, non interessate dalla presenza di moduli.

Interventi previsti:

A) Superfici con destinazione **Produttiva Agricola**

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**
Investimento colturale esistente standard/tradizionale, potenzialmente consociabili con cover-crops da biomassa e/o da sovescio.
- o **Oliveto da olio Nuovo impianto**
Investimenti colturale di tipo standard/tradizionale realizzato con cv. autoctone
Lo sviluppo delle superfici interesserà un'area di Ha. 2,4552 a valere su n.3 lotti

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, presenza di giaciture pianeggianti e/o Subpianeggianti, alla pari di quanto realizzato per le aree esterne, saranno destinate ad oliveto di tipo tradizionale. Le formazioni agricole,

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

ovviamente, 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 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 ambientali, localizzati in modo diffuso nell'ambito delle aree del sito aventi lo scopo 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.20 piante**)
- 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 la 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 Pedoagronomica
- 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

SUPERFICI DISPONIBILI E RELATIVA RIPARTIZIONE

SUPERFICI DISPONIBILI E RELATIVA DISTRIBUZIONE NELL'AMBITO DELLE AREE DEL SITO							
SUPERFICIE CATASTALE	AREE NON INTERESS.	SUPERFICIE SITO (TOT.)	AREE DI SERVIZIO	SUPERFICI DISPONIBILI	AREE RECINTATE	AREE INTER. NETTE DISP.	AREE IDONEE MODULI
A	B	C=A-B	D	E=C-D	F	G=F-D	H=F-M
Ha Scat	Ha SANU	Ha SAU	Ha (Sp)	Ha	Ha	Ha	Ha
146,1212	0,0000	146,1212	8,5523	137,5689	106,6937	98,1414	105,6937
Superficie catastale totale	Superficie non interessata dagli interventi	Superficie totale utilizzabile	Viabilità, locali tecnici, strutture tecn., so stegni	Aree sito netto opere di servizio	Aree interne recintate	Aree interne al netto delle aree di servizio	Aree interne idonee per i moduli ftv
AREE INTERNE	FASCIA PERIMETR.	Stepping zones interne	Stepping zones esterne	Stepping zones Tot.	Sito (Ftv) Fotovoltaico	Sito Ftv e Aree di servizio	Aree sottese dai Moduli
I=F-M	L	M	N	O=M+N	P=I+L+M	Q=P+D	R
Ha	Ha	Ha	Ha Sext	Ha	Ha Stot	Ha	Ha Spv
97,1414	27,3330	1,0000	12,0945	13,0945	125,4744	134,0267	36,0361
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
146,1212	8,5523	137,5689	8,6669	8,5523	120,3498	0,0000	8,6669
Superficie totale utilizzabile (Sup. Catastale)	Viabilità, locali tecnici, strutture tecn., so stegni	Superficie netta utilizzabile	Ripartizione delle superfici delle misure di intervento Mitigazioni Ambientali	Compensazioni Ambientali	Superfici Agricole in Produzione	Ulteriori interventi di MAB nelle aree interne	Elaborazioni MAB totale previsti nel sito

MISURE DI MITIGAZIONE AMBIENTALE
MAB. MISURE DI MITIGAZIONE AMBIENTALE. RIPARTIZIONE DELLE SUPERFICI

GREENING MAB G1	AREE INTERNE		FASCIA PERIMETR.	STEPPING ZONES			
	ORDINARI	AGGIUNTIVI		Aree Interne, Esterne e Distaccate (Landscape areas)			
A	B	C	D	E	F	G	H
Ha	Ha	Ha	Ha	Ha	Ha	Ha	Ha
8,6669	4,8571	0,0000	2,6650	1,0000	0,1448	0,0000	1,1448
Mitigazione Ambientali. Tot. Superfici	TOTALE Aree Int. B+C		Aree puntiformi interne, esterne e distaccate				
	4,8571		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 %		5%	20%	75%	La componente erbacee indica lo sviluppo della flora spontanea potenzialmente esprimibile dal territorio di riferimento
Aree Interne	Sup. Ha	4,8571	0,2429	0,9714	3,6428	
Buffer Zones	incidenza %		90%	10%	0%	
Fasca Perimetr.	Sup. Ha	2,6650	2,3985	0,2665	0,0000	
Step.ing Zones Interne e Esterne	incidenza %		25%	25%	50%	
	Sup. Ha	1,1448	0,2862	0,2862	0,5724	
Totale Superficie. G1.MAB.Ha:		8,6669	2,9275	1,5241	4,2152	

MISURE DI COMPENSAZIONE AMBIENTALE

CAB. MISURE DI COMPENSAZIONE AMBIENTALE. RIPARTIZIONE DELLE SUPERFICI							
GREENING CAB G2	AREE INTERNE	FASCIA PERIMETR.	STEPPING ZONES				CONTROLLO
A	B	C	Aree Interne, Esterne e Distaccate (Landscape areas)				H=A-(B+C+DE)
Ha	Ha	Ha	Ha	Ha	Ha	Ha	Ha
8,5523	0,0000	0,0000	0,0000	6,0971	2,4552	8,5523	0,0000
Compensazioni 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 interne	Interventi nelle aree puntiformi esterne	Interventi speciali nelle zone esterne	Totale CAB Stepping Zones	Parametro di controllo OK=0

CAB. SVILUPPO DELLE SUPERFICI IN RELAZIONE AI MACROGRUPPI DI SPECIE PREVISTI PER GLI INTERVENTI						
AREA	PARAMETRI	G2.CAB	TIPOLOGIA DI SPECIE			NOTE
Tipologia	Descrizione	Tot. Ha	Arboree	Arbustive	Erbacee	Descrizione
Core areas	incidenza %		50%	30%	20%	La componente erbacea indica lo sviluppo della flora spontanea potenzialmente esprimibile dal territorio di riferimento
Aree Interne	Sup. Ha	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	
Buffer Zones	incidenza %		50%	30%	20%	
Fasca Perimetr.	Sup. Ha	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	
Stepping Zones	incidenza %		40%	28%	32%	
Interne e Esterne	Sup. Ha	6,0971	2,4388	1,7157	1,9426	
	Sup. Ha	2,4552	Intervento speciale realizzato attraverso un nuovo Impianto di Oliveto da Olio			
Totale Superficie. G2.CAB.Ha:		8,5523	2,4388	1,7157	1,9426	

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

MISURE DI PRODUZIONE AGRICOLA

CPD. MISURE DI PRODUZIONE AGRICOLA. RIPARTIZIONE DELLE SUPERFICI							
CROPLAND C1	AREE INTERNE	FASCIA PERIMETR.	STEPPING ZONES		SUPERFICI ED INDICE GENERALE DI UTILIZZAZIONE AGRICOLA		
A=B+C+D+E	B	*C	Aree Interne, Esterne		F=B+C+D	**G	H=F/H%
Ha	Ha Sagr moduli	Ha Sagr perim	Ha Sagr no mod.	Ha Sagr ext.	Ha Sagr	Ha Stot.	Ha inc%
120,3498	92,2844	24,6680	0,0000	3,3974	116,9524	125,4744	93,21%
Produzioni Agricole Tot. Superfici agricole del sito	Ripartizione delle superfici nell'ambito delle diverse aree di intervento				Aree interne al netto delle aree di servizio, Aree Disponibili	Superfici Totale Disponibile Superficie totale del sito al netto aree di servizio	Incidenza di utilizzazione agricola delle superfici
	Produzione nelle aree interne con moduli	Produzione nelle aree perimetrali	Prod. nelle aree interne senza moduli (Aree puntif. interne)	Produzione nelle aree puntiformi esterne			

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

**Superfici agricole potenzialmente destinabili ad investimenti culturali produttivi.

Seguono le tabelle ripartizione delle superfici:

CPD. SVILUPPO DELLE SUPERFICI IN RELAZIONE AI MACROGRUPPI DI SPECIE DELLE COLTURE AGRARIE						
AREA	PARAMETRI	C1.CPD	TIPOLOGIA DI SPECIE			NOTE
Tipologia	Descrizione	Tot. Ha	Arboree	Arb./Arbustive	Erbacee	Descrizione
Core areas Aree interne	incidenza %		100%	0%	0%	OLIVETO SUPERINTENSIVO Oliveto Superintensivo su file bine in associazione con cover crops da biomassa e da sovescio
	Sup. Ha	92,2844	92,2844	0,0000	0,0000	
	Invest. Colturale:	dettaglio:	Oliveto da Olio Si e Cover Crops	-	-	
Buffer Zones Fasce Perimetr.	incidenza %		100%	0%	0%	OLIVETO DA OLIO Impianto tradizionale realizzato attraverso la messa a dimora di nuove piante di cv autoctone
	Sup. Ha	24,6680	24,6680	0,0000	0,0000	
	Invest. Colturale:	dettaglio:	Oliveto da Olio. Mab Produttive	-	-	
Step.ing Zones Aree Interne Senza moduli	incidenza %		0%	0%	0%	Non sono previsti investimenti culturali agrari.
	Sup. Ha	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	
	Invest. Colturale:	dettaglio:	-	-	-	
Step.ing Zones Aree Esterne	incidenza %		28%	72%	0%	OLIVETO DA OLIO Impianto olicolo esistente. Esempiani non espianati facenti parte delle aree esterne.
	Sup. Ha	3,3974	0,9422	2,4552	0,0000	
	Invest. Colturale:	dettaglio:	Oliveto da Olio Esistente	Oliveto da Olio. Nuovo impianto	-	
Totale Superficie. C1.CPD.Ha:		120,3498	117,8946	2,4552	0,0000	
Totale superfici agricole del sito fotovoltaico: Aree interne + Aree Perimetrali:					116,9524	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 CULTURALI PREVISTI					
DESCRIZIONE	INTERNE		PERIMETRALI	ESTERNE	INDICAZIONI E SPECIFICHE
	Tra i Moduli	Senza Moduli			
Investimenti Culturali	A	B	C	D	Indicazioni di calcolo
Oliveto da Olio Si e Cover Crops	92,2844	0,0000			Oliveto da Olio Si e Cover Crops
Oliveto da Olio. Mab Produttive			24,6680	2,4552	Impianto standard Nuovi Impiant
Oliveto da olio esistente				0,9422	Impianto standard
TOTALE:	92,2843	0,0000	24,6680	3,3974	

CPD. CODIFICA DELLE SUPERFICI AGRICOLE IN RELAZIONE AL SISTEMA AGRIVOLTAICO			
Sagr (Sup. Agricole Interne)	116,9524	A+B+C	(Sagr.1 - Sagricola)
Aree di servizio	8,5523	E	Aree di servizio funzionali all'impianto
Sagr.2	125,5046	Sagr.1+E	Superfici agricole interne comprensive delle aree di servizio
Sagr.3	120,3498	A+B+C+D	Superfici agricole del sito (interne+Esterne)
Sagr.4	128,9020	Sagr.3+E	Superfici agricole del sito ed aree di servizio

Sagr= Sagricola

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

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

INCIDENZA DI UTILIZZAZIONE DELLE SUPERFICI AGRICOLE DEL SITO

Descrizione aree	Sviluppo Ha	Calcolo	Codifica Agroambientale
Aree sottese dai moduli	36,0361	A	
Aree interne con moduli	97,1414	B	CORE AREAS
Aree interne senza moduli	1,0000	C	STEPPING ZONES Aree Interne
Fascia perimetrale	27,3330	D	BUFFER ZONES
Aree interne* (Stot)	125,4744	E=B+C+D	
Valore del 70% delle Stot	87,8321	F1=Ex70%	Valore dell'incidenza su superficie disponibile
Aree ext	12,0945	G	STEPPING ZONES Aree Esterne
Aree di servizio viabilità piazzali	8,4792	H1	SERVICE AREAS: Viabilità piazzali ed altri manufatti
Aree di Servizio Palificazione	0,0731	H2	SERVICE AREAS: Palificazione stringhe
Aree di servizio complessive	8,5523	H3=H1+H2	SERVICE AREAS: Aree di servizio complessive
Superficie catastale	146,0481	I=E+F+G	
Valore del 70% delle Scat	102,2337	F2=Ix70%	Valore dell'incidenza su superficie catastale

Codifica mite	Agricole Ha	Calcolo	Riferimenti	Incidenza %	Calcolo di riferimento
Spv	36,0361	L			
Sagr interne moduli	92,2844	M		95,00%	Core areas
Sagr interne no moduli	0,0000	N		0,00%	Stepping zones aree interne
Sagr perimetrali	24,6680	O		90,25%	Buffer zones
Sagr interne (Sagr o Sagricola)	116,9524	P=M+N+O	Sagr. 1	93,21%	116,9524 ≥ 87,8321
Sagr ext	3,3974	Q		28,09%	Stepping zones aree esterne
Sagr ed aree di servizio	125,4316	R=P+H1	Sagr. 2	99,97%	125,4316 ≥ 87,8321
Sagr interne ed esterne sito	120,3498	S=M+N+O+Q	Sagr. 3	82,40%	120,3498 ≥ 102,2337
Sagr del sito ed aree di servizio	128,8290	T=S+H	Sagr. 4	88,21%	128,8290 ≥ 102,2337

*Aree recintate al netto della aree di servizio

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

AREE DI INTERVENTO	RIF. TERRITORIALE CROPLAND	INVESTIMENTO CULTURALE
D₁ Aree coltivabili presenti in seno alle superfici interne Aree agricole che si sviluppano tra le stringhe dei moduli fotovoltaici	CORE AREAS AREE INTERNE SOTTESE DAI MODULI	OLIVETO SUPERINTENSIVO Cultivar: Favolosa ed Arbequina e/o tipologie similari Investimenti culturale in associazione con COVER CROP realizzate attraverso la coltivazione di piante erbacee da copertura in generale e da sovescio
E₁ Aree coltivabili presenti nell'ambito della Fascia perimetrale. Fascia Agrovoltica perimetrale	BUFFER ZONES AREE PERIMETRALI	OLIVETO DA OLIO cv. Tonda Iblea, Biancolilla e di altre cultivar previste nell'ambito del disciplinare di produzione DOP di Olio Extra di Oliva Monti Iblei Piante in associazione con Cover Crop Le piante saranno collocate con un sesto di 5x4,5mt (interfila x fila) con una superficie per pianta pari a 22,5 mq/pla a cui corrisponde una densità di 444 pte/Ha COVER CROP Formazioni arboree in associazione con colture erbacee di copertura in generale e da sovescio
F₁ Aree coltivabili interne alle aree recintate. Aree interne non interessate dalla presenza dei moduli fotovoltaici.	STEPPING ZONES INTERNE	Non sono previsti investimenti culturali di tipo agrario produttivo
F₂ Superfici omogenee esterne alle Buffer zones che, dal punto di vista agronomico, si prestano alla coltivazione <i>Nonché</i> aree agricole diffuse realizzata mediante la messa in atto di interventi volti a favorire la formazione e/o l'introduzione di nuclei di insediamento di specie Arboree Agrarie.	STEPPING ZONES ESTERNE	OLIVETO DA OLIO Oliveto da olio esistente cv. Tonda Iblea, Biancolilla e di altre cultivar previste nell'ambito del disciplinare di produzione DOP di Olio Extra di Oliva Monti Iblei Piante in associazione con Cover Crop Formazioni di limitata entità Area quest'ultima, determinata al netto delle piante che saranno trasferite nell'ambito delle aree costituenti la fascia perimetrale di mitigazione "produttiva". OLIVETO DA OLIO NUOVO IMPIANTO cv. Tonda Iblea, Biancolilla e di altre cultivar previste nell'ambito del disciplinare di produzione DOP di Olio Extra di Oliva Monti Iblei Piante in associazione con Cover Crop Le piante saranno collocate con un sesto di 6x8mt (interfila x fila) con una superficie per pianta pari a 36 mq/pla a cui corrisponde una densità di 278 pte/Ha COVER CROP Formazioni arboree in associazione con colture erbacee di copertura in generale e da sovescio
	Landscape areas Aree esterne facenti parte delle stepping zone ma, di fatto, esterne al sito fotovoltaico propriamente detto	

Le aree interne sono sviluppate secondo il seguente schema:

AREE INTERNE: SVILUPPO PLANIMETRICO DEGLI INVESTIMENTI COLTURALI

IMPIANTO AGRIVOLTAICO

Ettaro Tipo

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

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

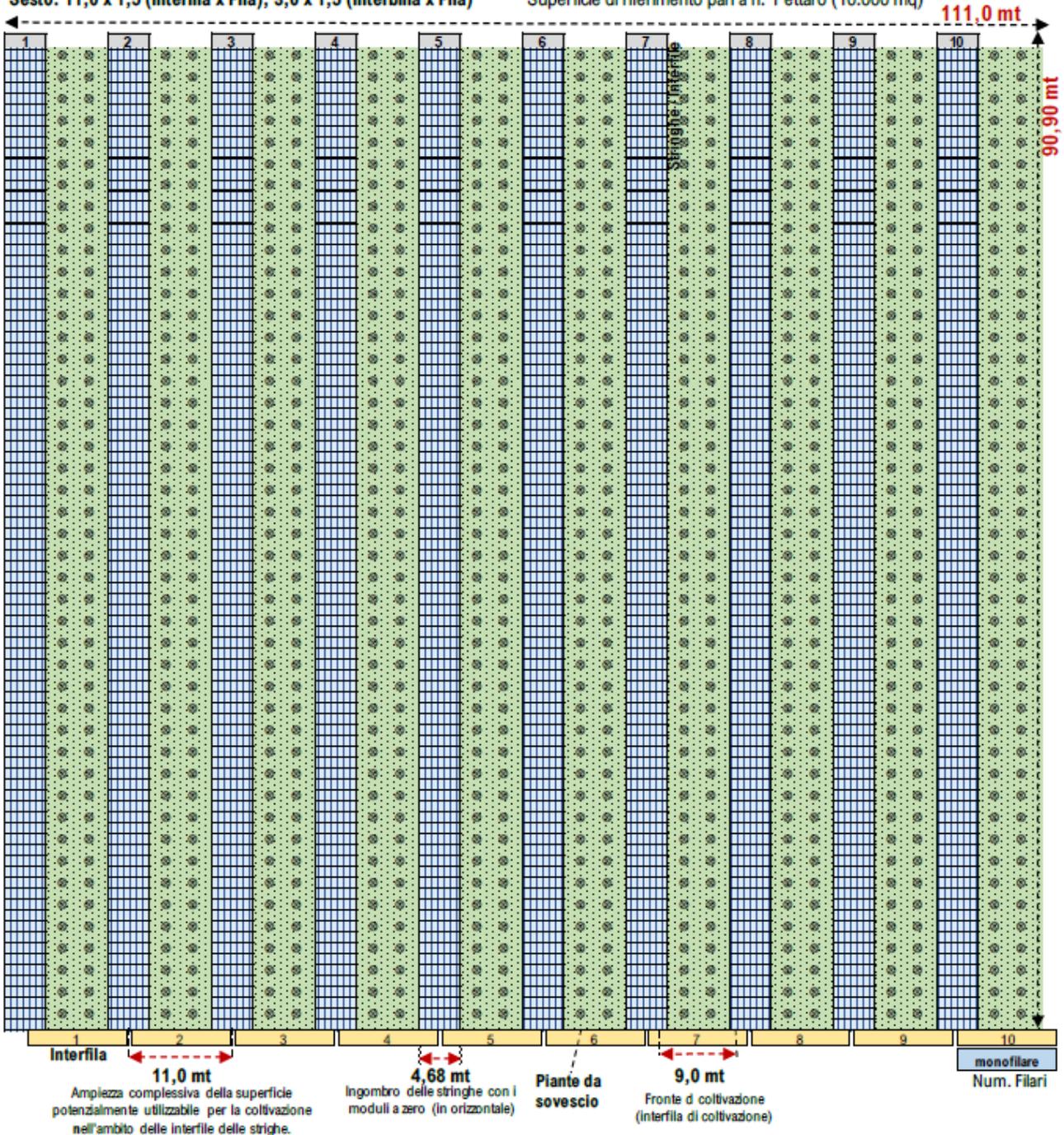
INTERASSE mt. 11,0



Bifilare per interfila tra le stringhe dell'impianto Agrivoltaico.

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

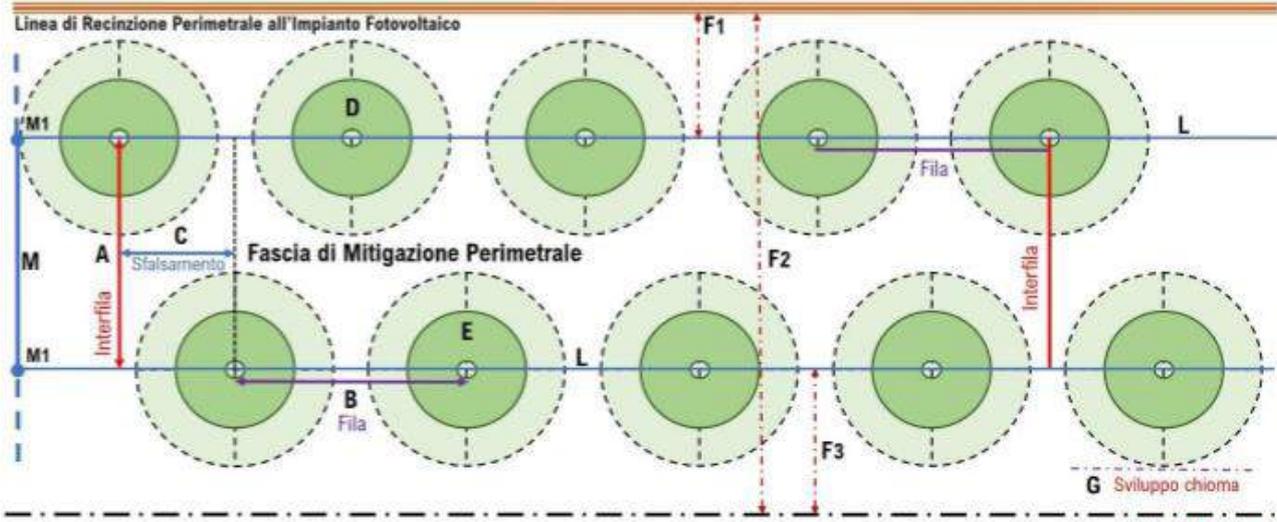
Sesto: 11,0 x 1,5 (Interfila x Fila); 3,0 x 1,5 (Interbina x Fila)



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

FASCIA DI MITIGAZIONE PERIMETRALE COSTITUITA DA DUE FILE SFALSATE DI PIANTE ARBOREE
Linea di Recinzione Perimetrale all'Impianto Fotovoltaico con fascia perimetrale di mt. 10

Schema Tecnico



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

A: Interfila. Distanza delle piante tra le file: mt 4,5	F1: Distanza tra la recinzione ed il primo filare delle piante: mt. 2,5	L: Impianto irriguo Sistema di irrigazione a microportata
B: Fila. Distanza delle piante sulla fila: mt 5,0	F2: Distanza tra la recinzione a la linea di confine: mt. 10,0 (larghezza fascia perimetrale)	M: Tubazione porta acqua. Condotta idrica di distribuzione
C: Sfalsamento delle file: mt 2,5	F3: Distanza tra il secondo filare di piante e la linea di confine: mt. 3,0	M1: Punti di derivazione
D-E: Pianta Arborea od arbustiva	G: Sviluppo della chioma: mt 2,5 - 3,5	

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.

2.9 DURATA DEI LAVORI E IMPOSTAZIONE DEL CANTIERE

Il cantiere ha una durata complessiva di 16 mesi, come meglio dettagliato nel cronoprogramma riportato di seguito.

2.10 DEMOLIZIONI E TERRENI

Si prevede un volume di scavo di circa 38.588 m³ di terra per cavidotto interno ed esterno al campo agro-fotovoltaico. Gli scavi per cabine BT/MT (Power Station), cabine di raccolta, cabine di accumulo e viabilità sono considerati trascurabili ed eventualmente si prevede il riutilizzo in sito. Si fa presente che le suddette quantità verranno rivalutate in fase di progettazione esecutiva a seguito esecuzione dei rilievi di dettaglio.

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.



ITALCONSULT



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 2.8, oltre alle colture nelle aree interne all'impianto, sono state implementate misure di mitigazione e compensazione ambientale.

Nell'ambito della ripartizione delle superfici, vanno annoverate le aree destinate alla produzione agricola che caratterizzano la struttura fondante del SISTEMA AGRIVOLTAICO che, per facilità di trattazione vengono definiti come:

E. Cropland

Aree produttive di tipo agrario, la cui localizzazione in ragione degli interventi di greening, di fatto, risulta essere integrata attraverso la composizione ecologica di un agroecosistema nell'ambito del quale, la componente produttiva risulta in equilibrio con le misure di greening.

L'utilizzazione delle superfici, ovviamente, risulta essere funzione degli aspetti pedologici delle superfici, della tecnica di coltivazione e dall'integrazione dell'architettura delle strutture fotovoltaiche e la tipologia degli investimenti colturali.

A. AREE INTERNE - CORE AREA

Aree interne dell'impianto fotovoltaico parzialmente interessate dalle misure di Greening di mitigazione ambientale.

Coincidono con le aree recintate dell'impianto dove risultano posizionati:

- a. i moduli fotovoltaici
- e le aree di servizio interessate dalla presenza di:
 - b. le attrezzature tecnologiche di servizio
 - c. la viabilità interna
 - d. i piazzali di sosta e movimentazione
 - e. le piattaforme destinate all'allocazione delle cabine di servizio

Nelle aree si rileva la presenza di aree non interessate dai moduli fotovoltaici che, al pari di quanto indicato nelle sezioni precedenti, risultano assimilabili ad "aree di transito e/o puntiformi" che, per facilità di trattazione ed in ragione della collocazione territoriale, vengono indicate come Stepping Zone Interne.

B. AREE PERIMETRALI/FASCIA PERIMETRALE - BUFFER ZONE

Aree della fascia perimetrale dell'impianto.

Tecnicamente risultano perimetrali alla linea di recinzione

Superfici per intero interessate da misure di mitigazione ambientale ovvero da misure di produzione agricola assimilabili, per l'appunto, ad azione/interventi mitigativi

C. AREE DI TRANSITO/PUNTIFORMI - STEPPING ZONE

Aree del sito rilevabili nell'ambito delle Aree interne (Core Areas) e in alcuni casi anche nella Fascia perimetrale (Buffer Zones). In termini operativi rappresentano delle aree destinarie al contempo di misure di mitigazione e compensazione ambientale.

Negli impianti realizzati con il sistema agrivoltaico possono essere destinarie di misure di produzione Di fatto, definibili come microaree d'habitat od ancora come habitat puntiformi.

Sia le aree interne che quelle esterne, in relazione alla tipologia di impianto previsto, saranno destinarie di interventi di mitigazione che di compensazione ambientale nonché di misure di produzione agricola. nonché in ragione della presenza di aree distaccate dal sito facenti parte del sito

C. AREE DI TRANSITO/PUNTIFORMI ESTERNE

AREE ESTERNE DISTACCATE DAL SITO - LANDSCAPE AREAS

Superfici esterne alle aree di diretta prossimità.

Destinatari di interventi di compensazione ambientale generale e specifici riguardanti la messa in atto di interventi diretti e/o supplementari di lotta alla desertificazione.

Anche in questo caso, negli impianti che adottano il sistema agrivoltaico, possono essere destinatari di misure di produzione

La loro localizzazione risulta essere esterna alle aree interessate dagli interventi.

Aree di limitata entità di fatto ricomprese nella Stepping Zones Esterne

D. ULTERIORI INTERVENTI DI MITIGAZIONE

Misure speciali di mitigazione ambientali, localizzati in modo diffuso nell'ambito delle aree del sito in grado di agire in favore dell'Avifauna degli Apoidei e delle Aree Ripariali

Nel dettaglio

D1) Interventi in favore della componente avifaunistica. (Siti di nidificazione)

Sistemi in grado di favorire l'attivazione di azioni interattive attraverso le quali risulta possibile ottenere la qualificazione degli Habitat "potenzialmente degradati" dai moduli fotovoltaici in favore dell'avifauna migratoria e stanziale

D2) Azioni in Favore degli apoidei (Bee Hotel)

Strutture in grado di agevolare l'insediamento di alcuni gruppi di apoidei nonché di ulteriori insetti utili e pronubi in favore ed a sostegno dell'impollinazione entomofila e, in generale, della biodiversità territoriale.

D3) Interventi sugli invasi in terra battuta/collinari (bacini idrici) naturali e/o artificiali nonché sulle zone di impluvio eventualmente presenti.

Formazioni floristico-vegetazionali in grado di fungere da corridoi ecologici naturali, soprattutto in aree ad alta frammentazione ambientale che, in condizioni naturali o di buona conservazione possono determinare la formazione di una serie di Habitat idonei a molte specie selvatiche floristiche e faunistiche (con particolare riferimento all'avifauna migratrice) e, su tali basi, contribuire al mantenimento della biodiversità.

E. AREE DI PRODUZIONE AGRICOLA CROPLAND AREAS (Sistema AgriPV)

Aree di produzione agricolo-zootecnica.

La loro localizzazione ricalca la distribuzione delle aree in seno al sito.

Le aree di sviluppo, coincidono con:

- le **Aree interne** (Core Areas) (AGRO-I)
- e **Fasce perimetrali** (Buffer Zones) (AGRO-I)
- le **Aree Interne non interessate dalla presenza dei moduli** (Stepping Zones Interne) (AGRO-I)

e, in alcuni casi anche con:

- le Aree Esterne di prossimità (Stepping Zones Esterne) (AGRO-II)

Destinatari di interventi diversificati che, in termini generali, risultano essere funzione degli aspetti pedologici delle superfici, della tecnica di coltivazione e dall'integrazione dell'architettura delle strutture fotovoltaiche e la tipologia degli investimenti colturali.

Per l'impianto in questione, gli investimenti colturali 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)**

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.

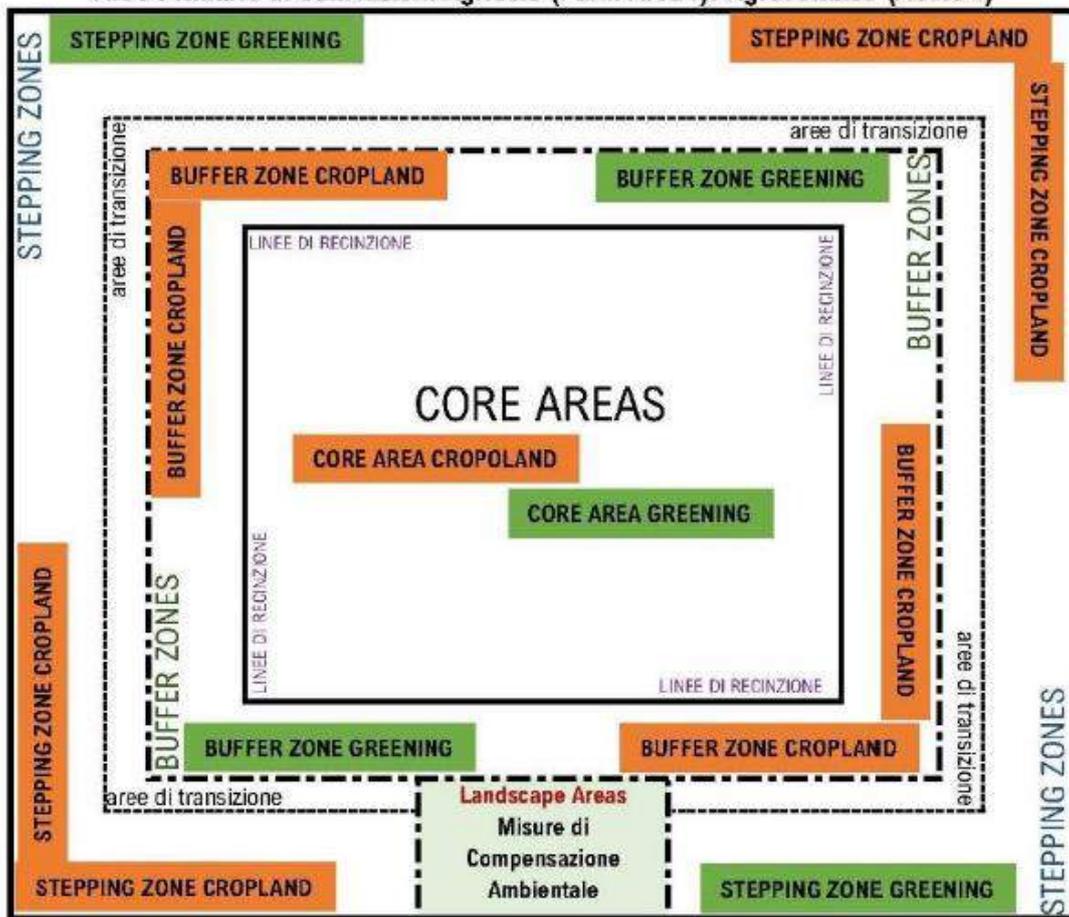
Segue lo schema tecnico di distribuzione delle aree destinate alle misure di mitigazione ambientale dell'impianto.

SCHEMA TECNICO DI DISTRIBUZIONE DELLE MISURE DI INTERVENTO

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 Agrovoltaiico)

Are di Mitigazione Ambientale. Greening Primario (G1)

Are Primarie di Coltivazioni Agricole (Farm Area I). Agrovoltaiico (AGRO-I)



Greening Secondario (G2). Are di Compensazione Ambientale

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



Si riporta lo schema degli interventi in ambito agronomico:

SCHEMA SINOTTICO RELATIVO ALLA RIPARTIZIONE DELLE SUPERFICI DELL'IMPIANTO												
Sito Ftv:		FTV.CALTAGIRONE.1										
Parco Ftv:		CALTAGIRONE.1										
TABELLA RIEPILOGATIVA DEGLI INVESTIMENTI COLTURALI PREVISTI												
Intervento Generale	Lotti	Orientam.	Tipologia	Destinazione Produttiva	Sesto		Densità		Ritmo Irriguo	Sup. Rif.	Indicazioni e Specifiche	
					inL	File	mq/ple	ple/Ha				
					mt			num.	Descr.	Ha		
AREE INTERNE												
Produzione Agricola		Olivicolo	Superintensivo	Olio Evo	5,5	1,5	8,25	1212	Irriguo	92,2844	Sistema superintensivo	
Mitigazioni Ambientali		Form. Agricolo-Boschive	Non Agricola	Libero	min.		250	Irriguo	1,2143	Arboree ed Arbustive (25%)		
Mitigazioni Ambientali		Flora spontanea	Non Agricola	Libero	--		--	Asciutto	3,6428	Aree potenziali (75%)		
Habitat		Tutelati caratterizzanti	Aree Naturali	Libero	Aree tutelate		--	--	0,0000	Arboree ed Arbustive		
Totale:										97,1414	A	
AREE PERIMETRALI												
Produzione Agricola		Olivicolo	Tradizionale	Olio Evo	4,5	5,0	22,5	444	Irriguo	24,6230	Sistema tradizionale	
Produzione Agricola		Olivicolo	Tradizionale	Olio Evo Reimp.	4,5	5,0	22,5	444	Irriguo	0,0450	Sistema tradizionale Reimp.	
Mitigazioni Ambientali		Form. Agricolo-Boschive	Non Agricola	Libero	min.		250	Irriguo	1,2983	Arboree ed Arbustive (25%)		
Mitigazioni Ambientali		Siepe Campestre	Non Agricola	Libero	min.		250	Irriguo	1,3667	Arboree ed Arbustive (25%)		
Habitat		Tutelati caratterizzanti	Aree Naturali	Libero	Aree tutelate		--	--	0,0000	Arboree ed Arbustive		
Totale:										27,3330	B	
AREE PUNTIFORMI/TRANSITO ESTERNE ED INTERNE												
AREE INTERNE												
Mitigazioni Ambientali		Form. Agricolo-Boschive	Non Agricola	Libero	min.		250	Irriguo	1,0000	Arboree ed Arbustive (50%)		
Aree interne: Aree non interessate dai moduli fotovoltaici										Totale:	1,0000	C
AREE ESTERNE												
Produzione Agricola		Olivicolo	Tradizionale	Olio Evo	6,0	6,0	36	278	Irriguo	0,9422	Sist. tradizionale. Esistente	
Produzione Agricola		Olivicolo	Tradizionale	Olio Evo	6,0	6,0	36	278	Irriguo	2,4552	Sist. Tradizionale. N.I. (1)	
Mitigazioni Ambientali		Form. Agricolo-Boschive	Non Agricola	Libero	min.		250	Irriguo	0,1448	Arboree ed Arbustive (50%)		
Compensazioni Ambientali		Form. Agricolo-Boschive	Non Agricola	Libero	min.		250	Irriguo	8,5523			
Habitat		Reticolo idrografico	Aree Naturali	Libero	Aree tutelate		--	--	0,0000	Arboree ed Arbustive		
Totale:										12,0945	D	
AREE DI SERVIZIO												
Aree di servizio	Viabilità interna, Piazzali, Locali tecnici, Palficazione								--	8,4792	Service area	
Acque	Bacini idrici, vasche di laminazione, altro								--	0,0000	Bacini idrici	
Palficazione	Palficazione delle stringhe/moduli fotovoltaici								--	0,0731	Palficazione stringhe fotov.	
Totale:										8,5523	E	
Totale complessivo:										146,1212	F= A+B+C+D+E	
SPECIFICHE TECNICO-AGRONOMICHE ED AGROAMBIENTALI												
PRODUZIONI AGRICOLE												
<u>Aree interne</u>												
Investimento colturale superintensivo su file bine. Formazioni arboree realizzata con piante disposte su file bine nella parte centrale dell'interasse della larghezza di 11 mt. Pianta disposte ad una distanza sulla bina di 3 mt e di 1.5 sulla fila corrispondente ad un sesto medio equivalente d'impianto di 5,5 mt per 1,5 (interfila*file) e ad una densità media per unità di superficie pari a 1212 ple/Ha												
<u>Aree perimetrali</u>												
Oliveto da Olio. Intervento realizzato per mezzo di un nuovo investimento agricolo realizzato con il trapianto di astoni di 1/2 anni di olivo nonché con il reimpianto degli esemplari eventualmente espiantati nelle aree interne. Questi ultimi, saranno posti a dimora in modo diffuso nella fascia perimetrale e, potenzialmente, nell'ambito della medesima particella catastale.												
Misure di mitigazione ambientale "produttive" e "speciali".												
MITIGAZIONI AMBIENTALI												
<u>Aree interne ed Aree puntiiformi/transito interne ed Esterne</u>												
Investimenti colturali realizzati attraverso la messa a dimora di astoni di 1/2 anni di Arboree ed Arbustive(2) autoctone caratterizzanti la struttura floristico-vegetazionale territoriale.												
<u>Aree perimetrali - Siepe Campestre</u>												
Impianto realizzato attraverso il trapianto di astoni di 1/2 anni di Arboree ed Arbustive(2) autoctone caratterizzanti la struttura floristico-vegetazionale territoriale ovvero l'utilizzazione delle specie presenti od ancora con l'eventuale trapianto delle piante espiantate.												
COMPENSAZIONI AMBIENTALI <u>Aree puntiiformi/transito interne ed Esterne</u>												
Impianti realizzati attraverso la messa a dimora di astoni di 1/2 anni di specie Arboree ed Arbustive autoctone (piante, in generale caratterizzate da sviluppo ponderale moderato) caratterizzanti la struttura floristico-vegetazionale territoriale. Composizioni di piante arbustive ed arboree caratterizzanti l'area territoriale.												



ITALCONSULT



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

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

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 AGRIVOLTAICO vengono proposti gli interventi di mitigazione ambientali che, alla luce delle verifiche poste in essere, si ritengono funzionali in favore degli obiettivi perseguiti.

6 ANALISI DELLE ALTERNATIVE PROGETTUALI

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

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

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

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

di energia da fonti rinnovabili.

6.2 CONFRONTO CON ALTERNATIVE PROGETTUALI

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

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

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

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

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

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