





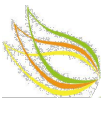







REGIONE PUGLIA

PROVINCIA di FOGGIA

COMUNE di
SERRACAPRIOLA

COMUNE di
SAN PAOLO DI CIVITATE

COMUNE di
TORREMAGGIORE

<p>Proponente</p>	 <p>PACIFICO ACQUAMARINA 2 S.r.l. Sede: Piazza Walther Von Vogelweide, n. 8 - 39100 Bolzano (BZ) Pec: pacificoacquamarina2sri@legaimail.it P.iva: 04351410719</p>		<p>Sviluppo e Coordinamento</p>	 <p>PLAN A ENERGY S.R.L. Sede: Via Cavour n.104 40026 Imola BO Pec: planaenergy@pec.it C.F e P.IVA : 03930841204</p>	
<p>Progettazione generale e progettazione elettrica</p>	 <p>STUDIO INGEGNERIA ELETTRICA MEZZINA dott. ing. Antonio Via T. Solis 128 71016 San Severo (FG) Tel. 0882.228072 Fax 0882.243651 e-mail: info@studiomezzina.net Ordine degli ingegneri della Provincia di Foggia matr. n 1604</p>		<p>Supervisione scientifica piani culturali e monitoraggio</p>	 <p>Università di Foggia Dipartimento di Scienze Agrarie, Alimenti, Risorse Naturali e Ingegneria (DAFNE) Sede: via Antonio Gramsci,89/91 Foggia 71122 P.iva: 03016180717</p>	
<p>Studio e progetto ecologico vegetazionale</p>	 <p>Dott. Biol. Leonardo Beccarisi Via D'Enghien, 43 - 73013 Galatina (LE) cell. 3209709895 E-Mail: beccarisi@gmail.com Ordine nazionale dei Biologi Albo-Sezione matr. n. AA_067313</p>		<p>Studio di impatto ambientale</p>	 <p>Dott.ssa Anastasia Agnoli Via Armando Diaz, 37 73100 Lecce (LE) cell. 3515100328 E-Mail: anastasia.agnoli989@gmail.com</p>	
<p>Studio meteorologico</p>	<p>Dott. Biol. Elisa Gatto Via S. Santo, 22 73044 Galatone (LE) cell. 3283433525 E-Mail: dottelisagatto@gmail.com Ordine nazionale dei Biologi matr.n. AA_090001</p>		<p>Studio idraulico geologico e geotecnico</p>	<p>Dott. Nazario Di Lella Tel./Fax 0882.991704 cell. 328 3250902 E-Mail: geol.dilella@gmail.com Ordine regionale dei Geologi della Puglia matr. n. 345</p>	
<p>Studio faunistico</p>	<p>Dott. Fabio Mastropasqua Via Padre Pio da Pietrelcina 10 70020 Bitritto (BA) cell. 3201488569 E-Mail: fabiomastro77@gmail.com Collegio Interprovinciale degli Agronomi e degli Agronomi laureati" matr n. 276</p>		<p>Rappresentazioni fotografiche</p>	 <p>Arch. Gaetano Fornarelli Via Fulcignano Casale 17 73100 Lecce (LE) cell. 3358758545 E-Mail: forgaet@gmail.com Ordine degli Architetti della provincia di Lecce matr. n. 1739</p>	
<p>Studio archeologico</p>	 <p>NOSTOI s.r.l. Dott.ssa Maria Grazia Liseno Tel. 0972.081259 Fax 0972.83694 E-Mail: mgliseno@nostoisrl.it Elenco Nazionale Archeologo Fascia I matr n. 1646</p>		<p>Studio agrario e agro-voltico</p>	<p>Dott. Agr. Alfonso Mogavero Viale Fortore 9/C 71121 Foggia Tel/Fax: 0881 723673 Cell. 335 6287405 E-Mail: studiomogavero@gmail.com Ordine dottori agronomi di Foggia n. 372</p>	
<p>Studio acustico</p>	<p>STUDIO FALCONE Ingegneria Ing. Antonio Falcone Tel. 0884.534378 Fax. 0884.534378 E-Mail: antonio.falcone@studiodifalcone.eu Ordine degli Ingegneri di Foggia matr. n.2100</p>		<p>Studio strutturale</p>	 <p>Ing. Tommaso Monaco Tel. 0885.429850 Fax 0885.090485 E-Mail: ing.tommaso@studiotecnicomonaco.it Ordine degli Ingegneri della provincia di Foggia matr. n. 2906</p>	
<p>Studio paesaggistico e di inserimento urbanistico</p>	 <p>Dott. Agr. Barnaba Marinosci via Pilella 19, 73040 Alliste (LE) Cell. 329 3620201 E-Mail: barnabamarinosci@gmail.com Ordine dei Dottori Agronomi e Forestali provincia di Lecce matr. n 674</p>		<p>Consulenza topografica</p>	<p>Geom. Matteo Occhiochiuso Tel. 328 5615292 E-Mail: matteo.occhiochiuso@virgilio.it Collegio dei Circondariale Geometri e Geometri Laureati di Lucera matr. n. 1101</p>	
<p>Opera</p>	<p>Progetto definitivo per la realizzazione di un impianto Agri-Fotovoltaico denominato "TOVAGLIA" da realizzarsi in cave dismesse o da dismettere e recuperare, site in località "Masseria Tovaglia" nel territorio comunale di Serracapriola (FG) per una potenza complessiva di 26,557MWp nonchè delle opere connesse ed infrastrutture indispensabili alla costruzione e all'esercizio dell'impianto</p>				
<p>AUTORITA' PROCEDENTE V.I.A. :</p>	 <p>Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica</p>		<p>AUTORITA' PROCEDENTE A.U. :</p>	 <p>REGIONE PUGLIA</p>	
<p>Oggetto</p>	<p>Nome Elaborato: 96WX1A8_Relazione_Tecnico-Generale.pdf Descrizione Elaborato: Relazione tecnica del progetto definitivo e degli impianti</p>				
<p>05</p>	<p>28/10/2022</p>	<p>Progetto definitivo</p>		<p>Ing. A. Mezzina</p>	<p>Pacifico Acquamarina 2 S.r.l.</p>
<p>Rev.</p>	<p>Data</p>	<p>Oggetto della revisione</p>	<p>Elaborazione</p>	<p>Verifica</p>	<p>Approvazione</p>
<p>Scala:</p>					
<p>Formato:</p>	<p>Codice Pratica 96WX1A8</p>				

Elaborato:
Relazione tecnica generale

Proponente:
PACIFICO ACQUAMARINA 2 S.r.l.



STUDIO INGEGNERIA ELETTRICA
MEZZINA dott. Ing. Antonio



RELAZIONE TECNICA GENERALE

IMPIANTO Agri-FV su Cave Tovaglia

Proponente: **PACIFICO ACQUAMARINA 2 S.R.L.**
Sede Legale: Piazza Walther Von Vogelweide n. 8 - 71016 Bolzano BO
C.F. e P.IVA 04351410719 | PEC: pacificoacquamarina2srl@legalmail.it

Opera: **Progetto definitivo per la realizzazione di un impianto Agri-Fotovoltaico denominato "TOVAGLIA" da realizzarsi in cave dismesse o da dismettere e recuperare, site in località "Masseria Tovaglia" nel territorio comunale di Serracapriola (FG) per una potenza complessiva di 26,557 MWp nonché delle opere connesse ed infrastrutture indispensabili alla costruzione e all'esercizio dell'impianto.**

Redazione: STUDIO INGEGNERIA ELETTRICA MEZZINA Dott. Ing. Antonio
Sede: Via T. Solis n. 128 - 71016 San Severo FG
Tel. 0882.228072 | Fax 0882.243651 | e-mail: info@studiomezzina.net
C.F. MZZNTN67S17I158I | P.IVA 02037220718 | PEC: antonio.mezzina@ingpec.eu

Sviluppo e
Coordinamento: PLAN A ENERGY S.R.L.
Sede: Via Cavour n. 104 - 40026 Imola BO
C.F. e P.IVA 03930841204 | PEC: planaenergy@pec.it

Elaborato:	Relazione tecnica generale			
96WX1A8_Relazione_Tecnico-Descrittiva.pdf	04	Ing. Mezzina Ing. Costa Ing. Di Stefano Arch. Aguilera Geom. Massaro	Dott. Pensato (Amm.re Plan A Energy)	Ing. Mezzina (Direttore tecnico)
	Rev.	Elaborazione	Verifica	Approvazione

Elaborato:
Relazione tecnica generale

Proponente:
PACIFICO ACQUAMARINA 2 S.r.l.



STUDIO INGEGNERIA ELETTRICA
MEZZINA dott. Ing. Antonio



SOMMARIO

1. INTRODUZIONE	4
1.1 Premessa ed Oggetto	4
1.2 Proponente, Sviluppo, Progetto e Attività Agricola	4
1.3 Inquadramento del Rapporto tra Attività Energetica e Attività Zootecnica del Progetto	5
1.4 Inquadramento territoriale dell'area di progetto	8
1.5 Struttura Impianto Fotovoltaico	9
1.6 Individuazione e Classificazione delle Aree dell'impianto Fotovoltaico	11
1.7 Idoneità dell'Area dell'impianto Fotovoltaico	12
1.8 Inquadramento Normativo dell'intervento proposto nell'ambito del PNRR	13
1.9 Coerenza del Progetto con le Linee Guida in materia di Impianti Agri-Fotovoltaici	14
1.10 Leggi e Norme Tecniche di riferimento	18
2. CARATTERISTICHE GENERALI DELL'OPERA	20
2.1 Premessa	20
2.2 Inquadramento territoriale dell'area di progetto	21
2.3 Caratteristiche del Sito, Stima Irraggiamento e Producibilità energetica	23
3. CARATTERISTICHE DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO	27
3.1 Consistenza dell'impianto fotovoltaico	27
3.2 Riepilogo generale costituzione dell'impianto fotovoltaico	28
3.3 Moduli fotovoltaici	28
3.4 Strutture di sostegno del generatore fotovoltaico	31
3.5 Collegamenti elettrici del campo fotovoltaico	35
3.6 CABINE ELETTRICHE di conversione cc/CA e trasformazione bt/MT.	36
3.6.1 Caratteristiche generali	36
3.6.2 Inverter	37
3.6.3 Trasformatore bt/MT	40
3.6.4 CABINE: Caratteristiche costruttive	41
3.6.5 Cabine di raccolta e locali tecnici	43
4. RETE ELETTRICA DI DISTRIBUZIONE	45
4.1 Linee di media tensione	45
4.2 Linee di bassa tensione	49
5. PROTEZIONI ELETTRICHE	50
6. SISTEMA DI MISURA DI ENERGIA	52
6.1 Misura energia al punto di consegna	52
7. IMPIANTI AUSILIARI DI CAMPO	53
7.1 Generalità	53

Elaborato:
Relazione tecnica generale

Proponente:
PACIFICO ACQUAMARINA 2 S.r.l.



STUDIO INGEGNERIA ELETTRICA
MEZZINA dott. Ing. Antonio



7.2 Impianto di illuminazione	53
7.3 Impianto di rivelazione intrusione	54
7.4 Impianto di videosorveglianza	55
8. IMPIANTO DI SUPERVISIONE E CONTROLLO	57
9. IMPIANTO DI MESSA A TERRA	59
10. PROTEZIONE SCARICHE ATMOSFERICHE	61
10.1 Riduzione del rischio fulminazione - accorgimenti costruttivi	61
10.2 Riduzione del rischio fulminazione - installazione SPD	62
11. DESCRIZIONE DELL'INTERVENTO E SUE FASI	63
11.1 Realizzazione intervento	63
12. BENEFICI DELL'OPERA E ANALISI DELLE POSSIBILI RICADUTE OCCUPAZIONALI, SOCIALI ED ECONOMICHE	64
12.1 Risorsa economica	64
12.2 Mancate emissioni in ambiente	68
13. CRONOPROGRAMMA DEI LAVORI	71
14. DISMISSIONE DELL'IMPIANTO	72
15. CONCLUSIONI	73

Elaborato:
Relazione tecnica generale

Proponente:
PACIFICO ACQUAMARINA 2 S.r.l.



STUDIO INGEGNERIA ELETTRICA
MEZZINA dott. Ing. Antonio



1. INTRODUZIONE

1.1 Premessa ed Oggetto

La presente relazione riguarda il progetto di un impianto Agro-fotovoltaico che la Società PACIFICO ACQUAMARINA 2 S.r.l. intende realizzare nel comune di Serracapriola (FG) alla località "Masseria TOVAGLIA" su terreni attualmente destinati a CAVE di inerti calcarei DISMESSE o da DISMETTERE e da RECUPERARE.

Il progetto dell'impianto fotovoltaico vuole rappresentare anche un'occasione per il recupero e valorizzazione delle aree attualmente in uno stato di forte degrado ambientale e paesaggistico determinato proprio dalla presenza di cave ormai esaurite e abbandonate ovvero di cave attualmente in fase terminale di sfruttamento, che con la realizzazione dell'impianto fotovoltaico verrebbero definitivamente dismesse e recuperate.

Inoltre, la realizzazione sulle aree recuperate per l'installazione dell'impianto fotovoltaico, di un'attività agricola, parallela e integrata con l'impianto fotovoltaico medesimo, consentirà di ottenere un impianto tale, non solo di recuperare quelle aree fortemente degradate, ma anche di valorizzare e sviluppare per un'attività tipica del contesto in cui si inserisce il progetto.

In estrema sintesi, il progetto di impianto fotovoltaico con attività agricola di pascolo solare consentirà, se realizzato; di "cancellare" dallo scenario ambientale e paesaggistico esistente le aree fortemente degradate, deturpanti il contesto paesaggistico in cui esse si trovano, valorizzando sia nella prospettiva energetica di supporto alla transizione energetica in atto, sia in quella agricola e zootecnica autoctona garantendo un modello virtuoso ed ecosostenibile che produce contemporaneamente energia pulita e il pascolamento del bestiame per fini agricoli.

1.2 Proponente, Sviluppo, Progetto e Attività Agricola

La società proponente dell'impianto è la **PACIFICO ACQUAMARINA 2 S.r.l.** (la "**Proponente**"), con sede legale in Piazza Walther Von Vogelweide n. 8, 39100 Bolzano (BZ), Codice Fiscale e Partita IVA 04351410719, numero di iscrizione al Registro delle Imprese di Bolzano con REA n. BZ - 234061;

In data 25 maggio 2021 la società proponente PACIFICO ACQUAMARINA 2 S.r.l. ha sottoscritto un accordo di sviluppo del progetto (l'"Accordo di Sviluppo" o semplicemente il "PDA") volto a regolare lo sviluppo dell'opera in oggetto ("Progetto Acquamarina 2") con la società **PLAN A ENERGY S.r.l.** (lo "**Sviluppatore**"),

Elaborato:
Relazione tecnica generale

Proponente:
PACIFICO ACQUAMARINA 2 S.r.l.



STUDIO INGEGNERIA ELETTRICA
MEZZINA dott. Ing. Antonio



con sede legale in Via Cavour n. 104, 40026 Imola (BO), Codice Fiscale e Partita IVA 03930841204, numero di iscrizione al Registro delle Imprese di Bologna con REA n. BO - 556765.

In qualità di sviluppatore dell'iniziativa, la società Plan A Energy S.r.l. coordina, gestisce e supervisiona le attività di progettazione definitiva e di autorizzazione dell'impianto agro-fotovoltaico di che trattasi, nonché, nella fase di esercizio e conduzione dell'impianto, fornirà supporto ad un'altra società, la Società Agricola **CAMPI DI SOLE - SOCIETA' AGRICOLA S.r.l.** (il "**Gestore agricolo**"), con sede legale in Via Tiberio Solis n. 128, 71016 San Severo (FG), Codice Fiscale e Partita IVA 04401570710, numero di iscrizione al Registro delle Imprese di Foggia con REA n. FG - 324630, alla quale sarà demandata la gestione della conduzione della parte agricola dell'impianto agro-fotovoltaico. La **PLAN A ENERGY S.r.l.**, quale sviluppatore del progetto monitorerà, anche attraverso l'utilizzo di specifici sistemi di monitoraggio ed eventuale infrastruttura tecnologica (a titolo esemplificativo, ma non esaustivo: monitoraggio satellitare, sensori, colonnine di rilevazione delle precipitazioni atmosferiche e la raccolta di dati in campo, et al.), le attività agricole di precisione sull'impianto agri-voltaico e darà poi, nella fase di esercizio e conduzione dell'impianto, supporto tecnico al gestore agricolo **CAMPI DI SOLE - SOCIETA' AGRICOLA S.r.l.** anche in esecuzione di un Protocollo d'Intesa sottoscritto con l'**Università degli Studi di Foggia**. Il tutto come di seguito meglio dettagliato.

1.3 Inquadramento del Rapporto tra Attività Energetica e Attività Zootecnica del Progetto

L'attività agricola del progetto Agri-Fotovoltaico sarà demandata e coordinata dal gestore agricolo, la CAMPI DI SOLE - SOCIETA' AGRICOLA S.r.l.. Le attività agricole saranno in linea generale eseguite direttamente da contadini, braccianti e altri operatori agricoli, attualmente già impegnati nelle aree limitrofe a quelle oggetto dell'intervento.

Con il termine Agri-Fotovoltaico si indica un settore in espansione caratterizzato da un utilizzo "ibrido" dei terreni agricoli tra produzione agricola e produzione di energia elettrica, attraverso l'installazione, sullo stesso terreno coltivato o adibito ad allevamento, di impianti fotovoltaici. Tale nuovo approccio consentirebbe di vedere l'impianto fotovoltaico non più come mero strumento di reddito per la produzione di energia ma come l'integrazione della produzione di energia da fonte rinnovabile con le pratiche agro-zootecniche. Andando più nello specifico dell'iniziativa in oggetto, vista la conformazione dei lotti di intervento, il progetto ben si presta ad una gestione più sostenibile e consapevole degli spazi. All'interno delle relazioni agronomiche, infatti, sono proposte delle soluzioni al fine di integrare all'impianto fotovoltaico un progetto agricolo, quale ulteriore sforzo progettuale in termini di un migliore e più consapevole inserimento ambientale e paesaggistico dell'intervento.

Elaborato:
Relazione tecnica generale

Proponente:
PACIFICO ACQUAMARINA 2 S.r.l.



STUDIO INGEGNERIA ELETTRICA
MEZZINA dott. Ing. Antonio



Con la realizzazione dell'impianto Agri-Fotovoltaico, inoltre, si avrà il beneficio di far crescere le aziende agricole locali con conseguente incremento dei posti di lavoro in tale settore.

Per tali finalità la società Pacifico Acquamarina 2 S.r.l., ha siglato un Memorandum of Understanding (MoU) con la già citata società locale del settore agricolo, la **CAMPI DI SOLE - SOCIETA' AGRICOLA S.r.l.**, con l'obiettivo di affidargli la gestione agronomica delle colture dell'impianto agrivoltaico coinvolgendo a livello operativo nella conduzione agricola gli stessi attuali proprietari dei terreni oggetto dell'intervento, già proprietari di terreni presenti nella medesima macro area e su cui esercitano attività agricole, ovvero ad altri proprietari di terreni agricoli limitrofi, o anche soggetti agricoltori esterni, secondo rapporti di collaborazione che saranno definiti in fase operativa. Tutto questo allo scopo fondamentale di far sì che coltivatori e contadini locali o i proprietari dei terreni, possano insediare ed avviare una loro attività agricola anche sulle aree riqualificate delle ex cave, dando quindi ulteriore **sviluppo rurale e continuità nell'utilizzazione agricola dei terreni dell'area**. Ciò anche in termini di fattivo presidio del territorio oltre che dell'impianto. In quest'ottica, l'agro-fotovoltaico, oltre a contribuire al sostegno dell'agricoltura, può favorire la crescita e la nascita di nuove aziende green e aumentare il grado di innovazione del settore agricolo.

Da evidenziare che la PLAN A ENERGY S.r.l., con convenzione Prot. 0037111 del 12/07/2022 e Delibera del Senato Accademico n. 167/2022, ha stipulato con l'**Università degli Studi di Foggia - Dipartimento di Scienze Agrarie, Alimenti, Risorse Naturali e Ingegneria (DAFNE)** un **Protocollo di Intesa inteso a "promuovere e mettere in atto, secondo le rispettive attribuzioni e competenze, ogni forma di collaborazione che risulti di comune interesse in relazione alle attività di sviluppo e ricerca finalizzati ad ottimizzare il sistema agrivoltaico migliorando la sinergia tra il mondo energetico e la produzione agro-alimentare"**. Le attività consistono nello specifico:

1. favorire la collaborazione reciproca nelle attività di formazione, ricerca, terza missione nelle tematiche di interesse comune delle parti;
2. costituire interesse della PLAN A ENERGY S.r.l. di avvalersi delle specifiche competenze scientifiche presenti nel Dipartimento DAFNE per le seguenti attività:
 - analisi e valutazione scientifica di proposte progettuali e piani culturali dei sistemi Agri-Fotovoltaici;
 - individuazione di soluzioni agronomiche migliorative e/o alternative e innovative;
 - valutazione tecnico-economica delle soluzioni progettuali individuate.

Elaborato:
Relazione tecnica generale

Proponente:
PACIFICO ACQUAMARINA 2 S.r.l.



STUDIO INGEGNERIA ELETTRICA
MEZZINA dott. Ing. Antonio



Più nello specifico il Protocollo d'Intesa intende perseguire e raggiungere i seguenti principali obiettivi di progetti Agri-Fotovoltaici:

- a) promuovere l'agri-fotovoltaico sostenibile, che consente di produrre energia elettrica da fotovoltaico e, al tempo stesso, di coltivare i terreni, come soluzione per contrastare i cambiamenti climatici e contribuire alla transizione energetica;
- b) creare valore aggiunto al settore agricolo senza sottrarre preziosa superficie coltivabile;
- c) combinare la resa della produzione agricola e quella solare fotovoltaica, mantenendo contenuti i costi;
- d) generare nuove fonti di guadagno per gli agricoltori, contribuire allo sviluppo rurale e supportare l'economia locale, soprattutto con l'uso di colture autoctone;
- e) promuovere la protezione e rigenerazione del suolo e diffondere le pratiche di agricoltura senza aratura ("no-till farming");
- f) far crescere il contenuto in sostanza organica dei suoli, che consentirebbe non solo di aumentare considerevolmente lo stoccaggio del biossido di carbonio (CO₂) e quindi fronteggiare il cambiamento climatico, ma anche di migliorare la fertilità dei suoli grazie all'adozione di metodi di lavoro più rispettosi dell'ambiente e dei luoghi (rispetto alle pratiche di agricoltura intensiva e industriale);
- g) rigenerare gli ecosistemi e la biodiversità (soppresse dalle attività di agricoltura intensiva e industriale);
- h) promuovere le eccellenze italiane nei settori delle nuove tecnologie per l'energia rinnovabile, dell'agricoltura e del paesaggio.

In tal modo l'Agri-Fotovoltaico "sostenibile" potrebbe dare un importante contributo nel raggiungere gli obiettivi di riduzione delle emissioni di gas serra previsti dal PNIEC (il Piano Nazionale Integrato Energia Clima). Non è un caso che lo sviluppo dell'agri-fotovoltaico sia indicato all'interno della missione 2 ("Rivoluzione verde e Transizione ecologica") del PNRR, ovvero del Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza. In virtù di questo Protocollo d'Intesa, la **PLAN A Energy S.r.l.** ha utilizzato le competenze scientifiche dell'**Università di Foggia** per lo sviluppo dell'attività agricola nell'impianto agri-fotovoltaico e, nella fase di esercizio e conduzione, considerando che sono due Società del medesimo gruppo imprenditoriale, potrà sicuramente utilizzare queste competenze per offrire supporto alla **CAMPI DI SOLE - SOCIETA' AGRICOLA S.r.l.** ai fini del monitoraggio, sviluppo, affinamento e miglioramento di qualità della produzione agricola.

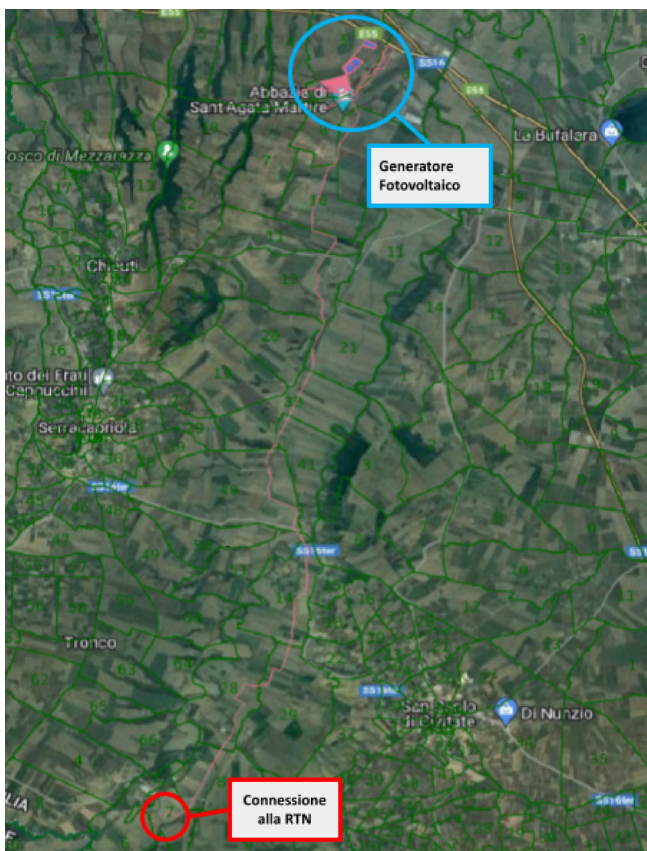
Si allegano alla presente relazione:

- 1) il Protocollo di Intesa tra l'**Università di Foggia** e la Società **Plan A Energy**;



- 2) il Memorandum of Understanding tra la Proponente **Pacifico Acquamarina 2 S.r.l.** e la società agricola **CAMPI DI SOLE - SOCIETA' AGRICOLA S.r.l.** alla quale sarà affidata la gestione agronomica.

1.4 Inquadramento territoriale dell'area di progetto



L'area su cui verrà realizzato il progetto è sita nella regione Puglia, in Provincia di Foggia, nel territorio comunale di Serracapriola; le opere di connessione si estendono anche nei territori dei comuni di San Paolo di Civitate (FG) e di Torremaggiore (FG).

Nella **Fig. 1** è riportato un inquadramento generale dell'area dell'impianto agro-fotovoltaico, mentre in **Fig. 2** è riportato uno stralcio della sola area del generatore fotovoltaico.

Fig. 1. (sinistra) Inquadramento di ampio raggio su ortofoto dell'area di intervento, a Nord, contornato in celeste, il campo fotovoltaico; in magenta il percorso dell'elettrodotto dorsale, che si sviluppa per circa 23,7 km prevalentemente lungo rete viaria esistente; a SUD la Sottostazione Produttore, nei pressi della futura Stazione elettrica di Trasformazione SE-TERNA 380/150kV.

Le aree necessarie alla realizzazione del Generatore Fotovoltaico sono nella disponibilità della Società Proponente in forza di atti notarili di acquisto della Proprietà e/o del Diritto di Superficie già sottoscritti con le Ditte Proprietarie dei Fondi. Le rimanenti aree, necessarie per le opere di connessione, saranno acquisite con procedura di esproprio ai sensi dell'art. 12 del D.Lgs. 387/03 coordinato con il D.P.R. 327/01, attivando la procedura di apposizione del vincolo preordinato all'esproprio, previa declaratoria di pubblica utilità del progetto.



Fig. 2. (sopra) Inquadramento planimetrico su Ortofoto area generatore fotovoltaico.



1.5 Struttura Impianto Fotovoltaico

L'impianto è localizzato nel comune di Serracapriola (FG) alla località "Masseria Tovaglia" e precisamente sulle particelle:

DATI IDENTIFICATIVI							SUPERFICIE	
N.C.T. Comune	Foglio	Particelle	Qualità Classe	Proprietario	Codice Fiscale	Quote	Superficie catastale	
							in m2	in ha
Serracapriola (FG)	5	44 (Porz AA)	SEMINATIVO 2	DELL'ERBA Angela Maria Pia	DLLNLM61L49H926I	50,00%	5800	0,5800
				DELL'ERBA Michelina Anna	DLLMHL64B66I158E	50,00%		
Serracapriola (FG)	5	44 (Porz AB)	PASCOLO 2	DELL'ERBA Angela Maria Pia	DLLNLM61L49H926I	50,00%	77986	7,7986
				DELL'ERBA Michelina Anna	DLLMHL64B66I158E	50,00%		
Serracapriola (FG)	5	161 (Porz AA)	SEMINATIVO 2	DELL'ERBA Angela Maria Pia	DLLNLM61L49H926I	50,00%	39136	3,9136
				DELL'ERBA Michelina Anna	DLLMHL64B66I158E	50,00%		
Serracapriola (FG)	5	161 (Porz AB)	SEMIN IRRIG U	DELL'ERBA Angela Maria Pia	DLLNLM61L49H926I	50,00%	161868	16,1868
				DELL'ERBA Michelina Anna	DLLMHL64B66I158E	50,00%		
Serracapriola (FG)	5	162 (Porz AA)	SEMINATIVO 2	DELL'ERBA Angela Maria Pia	DLLNLM61L49H926I	50,00%	4615	0,4615
				DELL'ERBA Michelina Anna	DLLMHL64B66I158E	50,00%		
Serracapriola (FG)	5	162 (Porz AB)	SEMIN IRRIG U	DELL'ERBA Angela Maria Pia	DLLNLM61L49H926I	50,00%	26605	2,6605
				DELL'ERBA Michelina Anna	DLLMHL64B66I158E	50,00%		
Serracapriola (FG)	5	22	SEMINATIVO 3	LOMBARDI Filomena	LMBFMN64T57I158J	33,33%	44231	4,4231
				LOMBARDI Ivana	LMBVNI71S45I158O	33,33%		
				LOMBARDI Raffaella	LMBRFL67R64I158E	33,33%		
Serracapriola (FG)	5	127 (Porz AA)	SEMINATIVO 2	LOMBARDI Filomena	LMBFMN64T57I158J	33,33%	1629	0,1629
				LOMBARDI Ivana	LMBVNI71S45I158O	33,33%		
				LOMBARDI Raffaella	LMBRFL67R64I158E	33,33%		
Serracapriola (FG)	6	128 (Porz AB)	PASCOLO 2	LOMBARDI Filomena	LMBFMN64T57I158J	33,33%	33755	3,3755
				LOMBARDI Ivana	LMBVNI71S45I158O	33,33%		
				LOMBARDI Raffaella	LMBRFL67R64I158E	33,33%		
Serracapriola (FG)	5	165 (Porz AA)	SEMINATIVO 2	CAPPIELLO Antonietta Maria	CPPNNT51D421181R	50,00%	66729	6,6729
				CAPPIELLO Felicia Rosanna	CPPFCR56T51 181A	50,00%		
Serracapriola (FG)	5	165 (Porz AB)	PASCOLO 2	CAPPIELLO Antonietta Maria	CPPNNT51D421181R	50,00%	16271	1,6271
				CAPPIELLO Felicia Rosanna	CPPFCR56T51 181A	50,00%		
Serracapriola (FG)	5	166	SEMINATIVO 2	CAPPIELLO Antonietta Maria	CPPNNT51D421181R	50,00%	40000	4,0000
				CAPPIELLO Felicia Rosanna	CPPFCR56T51 181A	50,00%		
							518.625	51,8625
							m2	ha

La superficie catastale complessiva delle aree disponibili è pari a 518.625 mq, mentre quella effettivamente utilizzata per la realizzazione dell'impianto è pari a 325.863 mq. La superficie rimanente non è utilizzata per varie ragioni tra cui: (i) presenza di vincoli ambientali e paesaggistici come meglio dettagliato nel progetto; (ii) aree di scarpata per sterri e riporti necessari per il ripristino geometrico e ambientale delle aree già adibite a cave o ancora in attività ma da dismettere; (iii) necessità di realizzare opere di mitigazione e compensazione ambientale e di ripristino/miglioramento ecologico; etc.

In particolare, l'area netta del generatore fotovoltaico è pari a 263.083 mq, mentre l'area destinata alle opere di mitigazione e compensazione ambientale e di ripristino/miglioramento ecologico è pari a

Elaborato:
Relazione tecnica generale

Proponente:
PACIFICO ACQUAMARINA 2 S.r.l.



STUDIO INGEGNERIA ELETTRICA
MEZZINA dott. Ing. Antonio



complessivi 62.780 mq (di cui 14.568 mq destinati ad opere di mitigazione e compensazione ambientale nella fascia perimetrale dell'impianto e 48.212 mq destinati ad opere di ripristino/miglioramento ecologico nelle aree disponibili ma all'esterno del perimetro dell'impianto); pertanto l'area lorda dell'impianto fotovoltaico è pari a 325.863 mq, come sopra già citato.

L'impianto fotovoltaico sarà costituito da 45.396 moduli fotovoltaici ciascuno della potenza nominale di picco di 585 Wp per una potenza complessiva quindi di 26,557 MWp. Ciascun modulo ha una superficie radiante di 2,734 mq per cui la superficie radiante del progetto è pari a 124.113 mq.

La recinzione perimetrale del campo fotovoltaico ha una lunghezza di 3.660 m e un'altezza di 2,20 m.

I moduli saranno installati su strutture di sostegno ad orientamento con asse di rotazione nord-sud e rotazione da est-ovest; l'altezza massima dei moduli nella posizione di massima rotazione è pari a 5,36 m.

L'impianto fotovoltaico inoltre è dotato di n. 6 cabine di conversione e trasformazione ciascuna della potenza nominale di 4 MW, quindi per una potenza complessiva di 24 MW. Il rapporto DC/AC dell'impianto è quindi pari a 1,11. Nell'impianto sono anche presenti cabine di smistamento elettrico per un totale di 10 cabine.

Le dimensioni massime delle cabine di conversione e trasformazione nonché delle cabine di smistamento sono: lunghezza 22,90 m; larghezza 4,60 m e altezza 3,80 m. La cubatura complessiva delle cabine di conversione e trasformazione nonché delle cabine di smistamento è pari a 205,2 mc; La superficie complessiva di questi edifici è invece pari a 1.053 mq.

L'impianto agri-fotovoltaico si collegherà mediante una propria sottostazione di trasformazione alla SE-RTN di Torremaggiore così come descritto nel preventivo di connessione richiesto e ottenuto da TERNA S.p.A., avente Codice di Rintracciabilità n. 201901789 e la cui soluzione di connessione in esso indicata la seguente:

“lo schema di allacciamento alla RTN dell'impianto in oggetto prevede il collegamento in antenna a 150 kV con la sezione 150 kV della futura Stazione Elettrica (SE) di trasformazione della RTN a 380/150 kV da inserire in entra-esce alla linea RTN 380 kV “Rotello 380 – San Severo 380”;

Da precisare che la SE di trasformazione citata nella soluzione di connessione è esattamente quella denominata di Torremaggiore, già autorizzata e attualmente in fase di costruzione.

La sottostazione di trasformazione 30/150 kV produttore è localizzata nei pressi della predetta SE-RTN di Torremaggiore e precisamente sulla particella 48 del foglio 7 e particella 50 del foglio 7 del N.C.T. del comune di Torremaggiore (FG). Il collegamento tra l'impianto fotovoltaico e la sottostazione di trasformazione avviene mediante una linea elettrica in cavi interrati MT a 30 kV della lunghezza

Elaborato:
Relazione tecnica generale

Proponente:
PACIFICO ACQUAMARINA 2 S.r.l.



STUDIO INGEGNERIA ELETTRICA
MEZZINA dott. Ing. Antonio



complessiva di 23.747 m. Il collegamento invece della sottostazione produttore allo stallo assegnato nella SE-RTN di Torremaggiore avviene con cavo AT 150 kV della lunghezza di circa 392 m.

Da evidenziare che lo stallo assegnato da TERNA S.p.A. alla Pacifico Acquamarina 2 S.r.l. all'interno della SE-RTN, è condiviso con altri operatori con i quali è stato raggiunto un accordo di condivisione stallo. Per questo motivo le opere di utenza per la connessione prevedono, oltre alla sottostazione 30/150 kV vera e propria, anche delle opere comuni tra i diversi operatori (sistema di sbarre di condivisione) anche queste oggetto del progetto a cui la presente relazione si riferisce e pertanto anch'esse oggetto di autorizzazione.

1.6 Individuazione e Classificazione delle Aree dell'impianto Fotovoltaico

Le superfici destinate alla realizzazione dell'impianto fotovoltaico sono tutte aree relative a cave autorizzate o dismesse per le quali sono previsti i piani di recupero atti a ripristinare la configurazione morfologica secondo una modellazione idonea all'installazione dell'impianto agro-fotovoltaico e alla conduzione agricola al suo interno; le aree ricadono su tre cave distinte così denominate: (i) cava Tovaglia; (ii) cava Lombardi; (iii) cava Cappiello.

I. Cava Tovaglia.

L'attività estrattiva della cava Tovaglia ha inizio con una prima denuncia d'esercizio del 20/03/1976, per poi proseguire con una seconda denuncia d'esercizio del 08/04/1984 e infine con giusta istanza di prosecuzione dell'attività estrattiva ex art. 35 l.r.37/85 e denuncia d'esercizio del 15/06/1988.

Detta coltivazione mineraria si è legalmente protratta sino al 1995, fino a decadere completamente secondo l'ex art. 17 L.R. 37/85, così come disposto dal comma 2 dell'Art. 23 NTA del PRAE Puglia.

II. Cava Lombardi.

Riguardo alla cava Lombardi, questa è classificabile come cava abbandonata perché si tratta di un sito di cava in cui l'esercente cessò l'attività estrattiva ancor prima dell'entrata in vigore della l.r. 22/05/1985, n° 37, quando cioè non c'era alcun obbligo di legge per il ripristino/recupero delle cave dismesse.

Per le due cave suddette, in previsione della realizzazione dell'impianto agrivoltaico, sono stati presentati i piani di recupero per ripristinarne la configurazione portando certamente ad un netto miglioramento morfologico dell'area in questione; basti pensare che ciò che si presenta ad oggi in gran parte degradato rispetto alla restante superficie del suolo per la presenza dei relitti di cava, resterà per sempre tale se qualcuno non si accolla l'onere della sistemazione della cavità residua.

Elaborato:
Relazione tecnica generale

Proponente:
PACIFICO ACQUAMARINA 2 S.r.l.



STUDIO INGEGNERIA ELETTRICA
MEZZINA dott. Ing. Antonio



III. Cava Capiello.

Infine, la cava Capiello è stata autorizzata con Decreto assessorile n. 56/MIN del 05.10.1994 e proroga della Regione Puglia n. 66/2011. Per la cava Capiello è stato autorizzato il piano di recupero con determina n.286 del 17 ottobre 2019.

Nelle tavole grafiche di progetto è riportata anche una planimetria generale con sovrapposte i limiti di particelle oggetto del progetto, la perimetrazione delle cave autorizzate e la perimetrazione dell'impianto agri-fotovoltaico.

1.7 **Idoneità dell'Area dell'impianto Fotovoltaico**

Come sopra accennato l'impianto agri-fotovoltaico sarà interamente realizzato su aree già destinate a cave dismesse o in fase di dismissione e non suscettibili di ulteriore sfruttamento; tali aree sono per legge classificate idonee ai sensi del punto c) del comma 8) dell'art. 20 del D.Lgs. 199 del 2021, il quale recita:

"8. Nelle more dell'individuazione delle aree idonee sulla base dei criteri e delle modalità stabiliti dai decreti di cui al comma 1, sono considerate aree idonee, ai fini di cui al comma 1 del presente articolo:

a) omissis;

b) omissis;

c) le cave e miniere cessate, non recuperate o abbandonate o in condizioni di degrado ambientale, o le porzioni di cave e miniere non suscettibili di ulteriore sfruttamento."

Per di più questo medesimo articolo 8) al punto c-ter) estende le aree idonee anche ad un buffer di 500 m perimetrale alle cave; infatti, esso recita:

"c-ter) esclusivamente per gli impianti fotovoltaici, anche con moduli a terra, e per gli impianti di produzione di biometano, in assenza di vincoli ai sensi della parte seconda del codice dei beni culturali e del paesaggio, di cui al decreto legislativo 22 gennaio 2004, n. 42 (N.d.R.: sono classificate idonee):

1) le aree classificate agricole, racchiuse in un perimetro i cui punti distano non più di 500 metri da zone a destinazione industriale, artigianale e commerciale, compresi i siti di interesse nazionale, nonché' le cave e le miniere;"

In conclusione, ai sensi della più recente normativa, le aree oggetto dell'impianto agri-fotovoltaico di che trattasi SONO DA CONSIDERARSI IDONEE PER LEGGE.

Elaborato:
Relazione tecnica generale

Proponente:
PACIFICO ACQUAMARINA 2 S.r.l.



STUDIO INGEGNERIA ELETTRICA
MEZZINA dott. Ing. Antonio



1.8 Inquadramento Normativo dell'intervento proposto nell'ambito del PNRR

L'impianto agri-fotovoltaico in questione, così come tutti gli impianti fotovoltaici, rientrano tra le "opere, impianti e infrastrutture necessarie al raggiungimento degli obiettivi fissati dal piano nazionale Integrato Energia e Clima (PNIEC), predisposto in attuazione del Regolamento (UE) 2018/1999" di cui all'allegato I-bis alla Parte Seconda del D.Lgs. 152/06 come introdotto dall'art. 18, comma 1, lettera b), del decreto-legge n. 77 del 2021. In particolare, gli impianti fotovoltaici rientrano al punto 1.2.1 del suddetto allegato:

"1.2.1 Generazione di energia elettrica: impianti idroelettrici, geotermici, eolici e fotovoltaici (in terraferma e in mare), solari a concentrazione, produzione di energia dal mare e produzione di bioenergia da biomasse solide, bioliquidi, biogas, residui e rifiuti;"

Pertanto, l'impianto agri-fotovoltaico è da considerarsi "strategico" ai fini del raggiungimento degli obiettivi del PNIEC.

Ai fini della valutazione di impatto ambientale l'impianto agri-fotovoltaico rientra nell'allegato II alla Parte Seconda del D.Lgs. 152/06 il quale, al punto 2, recita: "impianti fotovoltaici per la produzione di energia elettrica con potenza complessiva superiore a 10 MW, calcolata sulla base del solo progetto sottoposto a valutazione ed escludendo eventuali impianti o progetti localizzati in aree contigue o che abbiano il medesimo centro di interesse ovvero il medesimo punto di connessione e per i quali sia già in corso una valutazione di impatto ambientale o sia già stato rilasciato un provvedimento di compatibilità ambientale;"

Da considerare ancora che, proprio a dimostrazione del favor che il Legislatore ha riposto a questi impianti, gli impianti fotovoltaici su aree ex cave non suscettibili di ulteriore sfruttamento sono anche incentivabili ai sensi dell'art. 65 del D.L. n. 1 del 24/01/2012. Infatti, il comma 1 dell'articolo 65 riporta testualmente: "Agli impianti solari fotovoltaici con moduli collocati a terra in aree agricole non è consentito l'accesso agli incentivi statali di cui al decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28". Mentre il comma 1-ter dello stesso articolo 65 recita così:

"1-ter. Il comma 1 non si applica altresì agli impianti solari fotovoltaici da realizzare su discariche e lotti di discarica chiusi e ripristinati, cave o lotti di cave non suscettibili di ulteriore sfruttamento per le quali l'autorità competente al rilascio dell'autorizzazione abbia attestato l'avvenuto completamento delle attività di recupero e ripristino ambientale previste nel titolo autorizzatorio nel rispetto delle norme regionali vigenti, autorizzati ai sensi dell'articolo 4, comma 2, del decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28, e in ogni caso l'accesso agli incentivi per tali impianti non necessita di ulteriori attestazioni e dichiarazioni."

Elaborato:
Relazione tecnica generale

Proponente:
PACIFICO ACQUAMARINA 2 S.r.l.



STUDIO INGEGNERIA ELETTRICA
MEZZINA dott. Ing. Antonio



Infine, il comma 1-quater del precitato art. 65 recita:

“1-quater. Il comma 1 non si applica agli impianti agrovoltaici che adottino soluzioni integrative innovative con montaggio dei moduli elevati da terra, anche prevedendo la rotazione dei moduli stessi, comunque in modo da non compromettere la continuità delle attività di coltivazione agricola e pastorale, anche consentendo l'applicazione di strumenti di agricoltura digitale e di precisione.”

Quindi anche gli impianti agri-fotovoltaici sono incentivabili purché rispettino determinati requisiti; ciò a dimostrazione dell'ulteriore favore che il legislatore ha riposto agli impianti agri-fotovoltaici.

1.9 Coerenza del Progetto con le Linee Guida in materia di Impianti Agri-Fotovoltaici

Come dimostrato nello specifico elaborato progettuale, l'impianto agri-fotovoltaico di che trattasi rispetta i criteri A, B e D.2 delle Linee Guida per gli Impianti Agri-Fotovoltaici pubblicato dal Ministero della Transizione Ecologica (MITE), ora Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica (MASE) nello scorso mese di giugno 2022. Pertanto, l'impianto proposto è da considerarsi un Agri-fotovoltaico ai sensi delle predette linee guida. In particolare, l'impianto rispetta i seguenti requisiti:

- A.1 Superficie minima per l'attività agricola:

Almeno il 70% della superficie sia destinata all'attività agricola, nel rispetto delle Buone Pratiche Agricole (BPA).

$$Sagr \geq 0,7 \cdot Stot$$

Per il progetto di che trattasi, la superficie totale (Stot) è pari a 51,86 ha, mentre la superficie agricola complessiva è pari a 26,31 ha. Risulta pertanto:

$$Sagr = 26,31 \geq 0,7 \cdot Stot = 0,7 \cdot 32,59 = 22,81 \text{ ha}$$

Pertanto risulta essere verificato questo requisito relativo alla superficie minima coltivata rispetto alla superficie complessiva del sistema agrivoltaico. La superficie coltivata raggiunge una percentuale pari a:

$$Sagr / Stot = 26,31 / 32,59 = 80,7 \%$$

E' solo il caso di precisare che la superficie agricola considerata è pari alla somma della superficie agricola utilizzata per la coltivazione tra le file di tracker (Sagr') e la superficie utilizzata per la coltivazione sotto la proiezione dei moduli fotovoltaici posti sui tracker e considerati in posizione orizzontale (Sagr"). Nella Fig. 3 è



invece riportata una tabella riepilogativa con i dati ora citati con evidenziato in colore **rosso** la percentuale raggiunta per questo requisito.

Linee Guida in materia di Impianti Agrivoltaici (MASE) - Verifica Requisiti A.1 e A.2									
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
S.cat	S.lorda imp	(Lung. Strutt.)	(S' agr)	(S'' agr)	S.agr	S.pv	S.tot	LAOR	S.agr/S.tot
[Ha]	[Ha]	[m]	[Ha]	[Ha]	[Ha]	[Ha]	[Ha]	[%]	[%]
51,86	32,59	26,2	13,2	13,11	26,31	13,11	32,59	25,28%	80,73%
LINEE GUIDA IMPIANTI AGRIVOLTAICI								LAOR = $S_{pv} / S_{tot} \leq 40\%$	$S_{agr} \geq 0,7 \cdot S_{tot}$
<p>(1) SUPERFICIE CATASTALE (S.cat)</p> <p>(2) SUPERFICIE LORDA IMPIANTO (relativa alla recinzione e fascia di mitigazione perimetrale) (S.lorda imp)</p> <p>(3) LUNGHEZZA TOTALE DELLE STRUTTURE (Lung. Strutt.)</p> <p>(4) SUPERFICIE AGRICOLA TRA PROIEZIONE TRACKER IN POSIZIONE ORIZZONTALE (superficie effettivamente coltivata) (S' agr)</p> <p>(5) SUPERFICIE AGRICOLA RICADENTE SOTTO I TRACKER IN POSIZIONE ORIZZONTALE (superficie effettivamente coltivata) (S'' agr)</p> <p>(6) SUPERFICIE AGRICOLA TOTALE (superficie effettivamente coltivata) (S.agr = S' agr + S'' agr)</p> <p>(7) SUPERFICIE TOTALE DI INGOMBRO DELL'IMPIANTO AGRIVOLTAICO (somma delle superfici individuate dal profilo esterno di massimo ingombro di tutti i moduli fotovoltaici costituenti l'impianto (superficie attiva compresa la cornice)) (S.pv)</p> <p>(8) SUPERFICIE DEL SISTEMA AGRIVOLTAICO (area che comprende la superficie utilizzata per coltura e/o zootecnia e la superficie totale su cui insiste l'impianto agrivoltaico) (S.tot)</p> <p>(9) LAOR ((Land Area Occupation Ratio): rapporto tra la superficie totale di ingombro dell'impianto agrivoltaico (S.pv), e la superficie totale occupata dal sistema agrivoltaico(S.pv/S.tot))</p> <p>(10) RAPPORTO TRA LA SUPERFICIE AGRICOLA E LA SUPERFICIE DEL SISTEMA AGRIVOLTAICO (S.agr/S.tot)</p>									

Fig. 3. Tabella riepilogativa dei dati di calcolo.

Nella sottostante Fig. 4. si evincono le due sezioni tipo del sistema Agri-fotovoltaico (AFV) e della superficie effettivamente coltivata (S.agr = S' agr + S'' agr), che si estende anche sotto la proiezione dei moduli visti in posizione orizzontale, in funzione della tipologia di coltura:

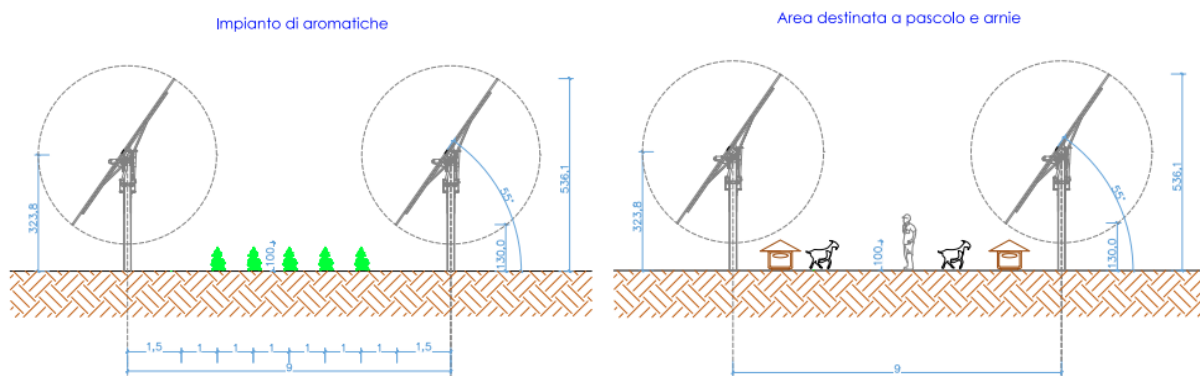


Fig. 4. Sezioni tipo con i parametri di rapporto tra impianto fotovoltaico e superficie agricola.

- **A.2 Percentuale di superficie complessiva coperta dai moduli (LAOR)**

Elaborato:
Relazione tecnica generale

Proponente:
PACIFICO ACQUAMARINA 2 S.r.l.



STUDIO INGEGNERIA ELETTRICA
MEZZINA dott. Ing. Antonio



Al fine di non limitare l'adozione di soluzioni particolarmente innovative ed efficienti le Linee Guida ritengono che debba essere assunto un limite massimo di LAOR del 40%:

$$LAOR = Spv / Stot \leq 40\%$$

Per il progetto di che trattasi, la superficie totale (Stot) è pari a 51,86 ha, mentre la superficie totale di ingombro dell'impianto fotovoltaico (Spv) è pari a 13,11 ha. Risulta pertanto:

$$LAOR = Spv / Stot = 13,11 / 51,86 = 25,28 \leq 40\%$$

Pertanto risulta essere verificato anche il requisito relativo alla superficie massima utilizzata per l'impianto fotovoltaico in relazione alla superficie totale del sistema agrivoltaico. *Nella Fig. 3 di cui sopra è evidenziato in colore verde la percentuale raggiunta per questo requisito.*

- B.1 Continuità dell'attività agricola:

Per quanto riguarda il punto B.1 delle linee guida in materia di Impianti Agrivoltaici, si può dire che verrà più che rispettato. Infatti allo stato attuale la totalità delle aree sulle quali si svilupperà l'impianto agrivoltaico, ricade nel perimetro di tre cave dismesse o da dismettere, quindi su aree autorizzate all'esercizio dell'attività estrattiva di cava. Sulle aree scavate e sfruttate dai Cavatori nell'esercizio della loro attività estrattiva il progetto prevede interventi di ripristino e di recupero ambientale; la parte dei terreni nel perimetro delle cave non ancora sfruttate o scavate dai Cavatori è stato da loro coltivato in parte, con le classiche colture cerealicole estensive a basso reddito, quali il frumento di grano duro, di grano tenero e orzo, le coltivazioni da foraggio come l'avena e coltivazioni di leguminose varie.

Chiaramente con lo sviluppo del progetto dell'Agri-voltaico i terreni non scavati e già in parte coltivati continueranno ad essere coltivati mantenendo l'indirizzo agricolo produttivo; mentre le aree scavate verranno portate ad avere vocazione agricola; ossia verranno coltivate. Dopo l'intervento del recupero ambientale, le tre cave tornano ad avere una vocazione agricola, con una superficie agricola di 263.100 mq all'interno dell'area dei generatori fotovoltaici, suddivisi in: 131.100 mq utilizzata per erbai e 132.000 mq per specie aromatiche. E all'esterno dell'area del generatore fotovoltaico ci saranno 186.900 mq utilizzate per prati e pascoli. La somma delle superfici agricole interne ed esterne alle aree dei generatori fotovoltaici (263.100 mq + 186.900 mq) andrà a costituire la Superficie Agricola Utilizzata (SAU) per un totale di 450.00 mq. Si avrà quindi un aumento in termini di superfici coltivabili e dei terreni utilizzabili ai fini agronomici rispetto allo stato attuale. *Per i dettagli in merito alle colture che verranno praticate si rimanda alla Relazione Pedo-Agronomica.*

Elaborato:
Relazione tecnica generale

Proponente:
PACIFICO ACQUAMARINA 2 S.r.l.



STUDIO INGEGNERIA ELETTRICA
MEZZINA dott. Ing. Antonio



Si deve considerare che l'area utilizzata per prati e pascoli (186.900 mq) non viene presa in considerazione per il calcolo delle Linee Guida in materia di Impianti Agrivoltaici mostrato in Fig. 3, poiché per questo calcolo vengono prese in considerazione solo le aree all'interno del perimetro dei generatori fotovoltaici, ovvero la superficie lorda complessiva dell'impianto pari a 32,59 ha che comprende la superficie all'interno della recinzione, inclusi la fascia verde di mitigazione perimetrale, le strade perimetrali, e gli spazi tra e al di sotto le strutture tracker e moduli.

- **B.2 Producibilità elettrica minima:**

Le Linee Guida prevedono che, *in base alle caratteristiche degli impianti agrivoltaici analizzati, la produzione elettrica specifica di un impianto agrivoltaico (FVagri in GWh/ha/anno) correttamente progettato, paragonata alla producibilità elettrica specifica di riferimento di un impianto fotovoltaico standard (FV standard in GWh/ha/anno), non dovrebbe essere inferiore al 60 % di quest'ultima:*

$$FVagri \geq 0,6 \cdot FVstandard$$

Da calcoli di producibilità comparati effettuati, risulta che la potenza di un impianto fotovoltaico standard che si riuscirebbe ad installare sulla stessa superficie dell'impianto oggetto di valutazione è pari a 44,42 MWp a cui corrisponde una producibilità annua pari a 39,79 GWh/anno e una producibilità specifica per anno e per ettaro di 1,51 GWh/anno/ha.

L'impianto in valutazione ha invece una potenza di 26,557 MWp a cui corrisponde una producibilità annua di 44,44 GWh/anno e una producibilità specifica per anno e per ettaro di 1,69 GWh/anno/ha.

Risulta pertanto verificata la relazione:

$$FVagri = 1,69 \geq 0,6 \cdot FVstandard = 0,6 \cdot 1,51 = 0,91 \text{ GWh/anno/ha}$$

Quindi anche questo requisito risulta soddisfatto.

- **D.2 Monitoraggio della continuità dell'attività agricola.**

Nel corso della vita dell'impianto saranno monitorati:

1. l'esistenza e la resa della coltivazione;
2. il mantenimento dell'indirizzo produttivo.

Questa attività sarà effettuata attraverso la redazione di una relazione tecnica asseverata da un agronomo con una cadenza annuale, anche con l'allegazione dei piani annuali di coltivazione con le specie coltivate, le superfici effettivamente destinate alle coltivazioni, le condizioni di crescita delle piante, le tecniche di coltivazione. Le informazioni utili saranno attinte anche dal "fascicolo aziendale" predisposto annualmente



per la presentazione all'AG.E.A. (Agenzia per le Erogazioni in Agricoltura) della domanda unica di pagamento dei contributi comunitari. Ai fini del monitoraggio della produzione agricola ottenuta contestualmente a quella dell'energia solare, sarà possibile aderire alla rilevazione con metodologia RICA, di cui si potrebbe occupare il CREA.

1.10 Leggi e Norme Tecniche di riferimento

Leggi e Decreti Nazionali.

- I. Regio Decreto n. 1775 del 11/12/1933, "Testo Unico delle disposizioni di Legge sulle acque e impianti".
- II. D.Lgs. n. 36 del 22/02/2001, "Legge quadro sulla protezione dalle esposizioni a campi elettrici, magnetici ed elettromagnetici".
- III. DPR n. 327 del 08/06/2001, "Testo Unico delle disposizioni legislative e regolamentari in materia di espropriazione per la pubblica utilità" così come modificato dai D.L.VI n°302 del 27/12/2002 e n°330 del 27/12/2004".
- IV. D.P.C.M. 8 Luglio 2003, "(fissazione dei limiti di esposizione, dei valori di attenzione e degli obiettivi di qualità per i campi elettromagnetici generati dagli elettrodotti) concernente la fissazione dei limiti dell'obiettivo di qualità e l'elencazione dei luoghi soggetti a tutela".
- V. D.Lgs. n. 387 del 29/12/2003 "Attuazione della Direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell'energia prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità".
- VI. DECRETO 10/09/2010 "Linee guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili".
- VII. D. Lgs. n. 42 del 22/01/2004, "Codice dei beni culturali e del paesaggio".
- VIII. D. Lgs. n. 152 del 03/04/2006, "Norme in materia ambientale".
- IX. D.Lgs. n. 28 del 03/03/2011 "Attuazione della direttiva 2009/28/CE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE".
- X. D.L. n. 76 del 16/07/2020, coordinato con la legge di conversione n. 120 del 11/09/2020, "Misure urgenti per la semplificazione e l'innovazione digitale"
- XI. D.L. n. 77 del 31/05/2021, coordinato con la legge di conversione n. 108 del 29/07/2021, "Governance del Piano nazionale di ripresa e resilienza e prime misure di rafforzamento delle strutture amministrative e di accelerazione e snellimento delle procedure".
- XII. D.Lgs. n. 199 del 08/11/2021 "Attuazione della direttiva (UE) 2018/2001 del Parlamento europeo e



del Consiglio, dell'11 dicembre 2018, sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili".

- XIII. D.L. n. 4 del 27/01/2022, coordinato con la legge di conversione n. 25 del 28/03/2022: "Misure urgenti in materia di sostegno alle imprese e agli operatori economici, di lavoro, salute e servizi territoriali, connesse all'emergenza da COVID-19, nonché' per il contenimento degli effetti degli aumenti dei prezzi nel settore elettrico.».
- XIV. D.L. n. 17 del 01/03/2022, coordinato con la legge di conversione n. 34 del 27/04/2022", "Misure urgenti per il contenimento dei costi dell'energia elettrica e del gas naturale, per lo sviluppo delle energie rinnovabili e per il rilancio delle politiche industriali".
- XV. D.L. n. 21 del 21/03/2022, coordinato con la legge di conversione n. 51 del 20/05/2022, "Misure urgenti per contrastare gli effetti economici e umanitari della crisi ucraina".
- XVI. D.L. n. 50 del 17/05/2022, coordinato con la legge di conversione n. 91 del 15/07/2022, "Misure urgenti in materia di politiche energetiche nazionali, produttività delle imprese e attrazione degli investimenti, nonché' in materia di politiche sociali e di crisi ucraina".
- XVII. D.L. n. 115 del 09/08/2022, coordinato con la legge di conversione n. 142 del 21/09/2022, "Misure urgenti in materia di energia, emergenza idrica, politiche sociali e industriali".
- XVIII. D.L. n. 144 del 23/09/2022, coordinato con la legge di conversione n. 175 del 17/11/2022, "Ulteriori misure urgenti in materia di politica energetica nazionale, produttività delle imprese, politiche sociali e per la realizzazione del Piano nazionale di ripresa e resilienza (PNRR)".

Leggi e Delibere Regionali.

- XIX. L.R./Puglia n. 11 del 12/04/2001, "Norme in materia di procedura di Valutazione di impatto ambientale".
- XX. L.R./Puglia n. 19 del 22/02/2007, "Norme in materia di espropriazioni per pubblica utilità";
- XXI. L.R./Puglia n. 25 del 09/10/2008, "Norme in materia di autorizzazione alla costruzione ed esercizio di linee e impianti elettrici con tensione non superiore a 150.000 volt";
- XXII. D.G.R./Puglia n. 3029 del 30/12/2010, "Approvazione della Disciplina del procedimento unico di autorizzazione alla realizzazione ed all'esercizio di impianti di produzione di energia elettrica".
- XXIII. L.R./Puglia n. 25 del 24/09/2012, "Regolazione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili";
- XXIV. D.G.R./Puglia n. 2122 del 23/10/2012, "Indirizzi per l'integrazione procedimentale e per la valutazione degli impatti cumulativi di impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili nella Valutazione di Impatto Ambientale".



2. CARATTERISTICHE GENERALI DELL'OPERA

2.1 Premessa

La presente relazione è relativa alla progettazione definitiva del Parco Fotovoltaico, denominato "TOVAGLIA" che la società PACIFICO ACQUAMARINA 2 S.R.L. intende realizzare alla località "MASSERIA TOVAGLIA", Comune di SERRACAPRIOLA (FG), e delle opere connesse ed infrastrutture indispensabili alla costruzione e all'esercizio dell'impianto, ricadenti nel Comune di Torremaggiore, alla località "I Fari", con potenza teorica di picco del generatore fotovoltaico pari a circa 26,557 MWp.

Le opere da realizzarsi sono finalizzate a consentire la produzione di energia elettrica da sorgente fotovoltaica, nel rispetto delle condizioni per la sicurezza delle apparecchiature e delle persone.

In Fig. 5 è rappresentato schematicamente il principio di funzionamento di un generatore fotovoltaico.

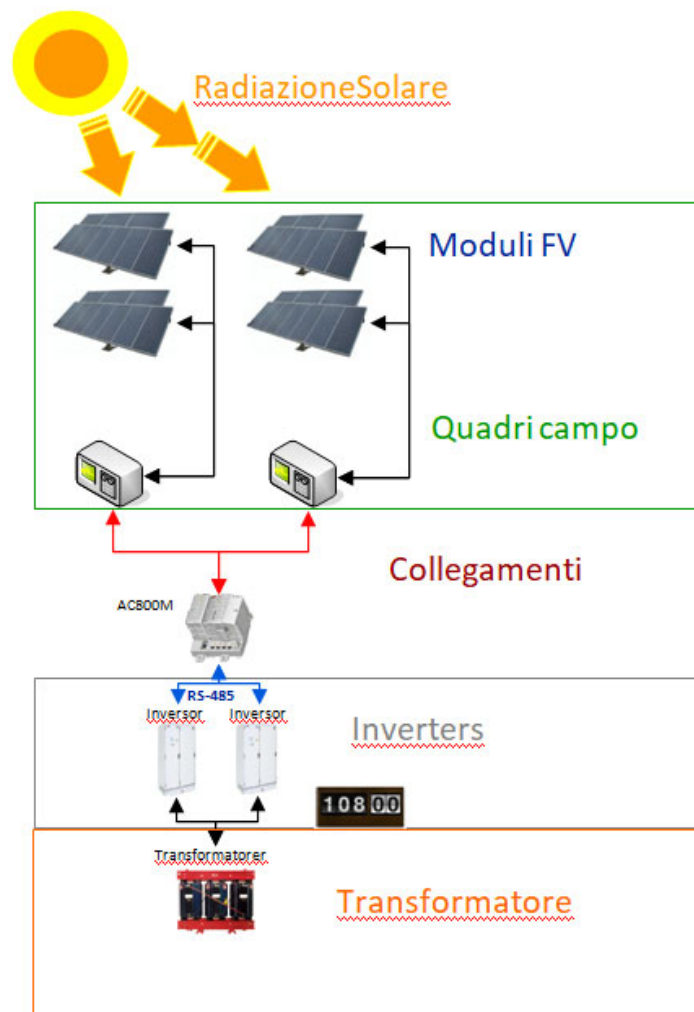




Fig. 5. Schema di principio del generatore fotovoltaico.

La proponente PACIFICO ACQUAMARINA 2 ha richiesto e ottenuto da TERNA S.p.A. il preventivo di connessione Codice Pratica n. 201901789, la cui Soluzione Tecnica Minima Generale prevede:

il collegamento in antenna a 150 kV con la sezione 150 kV della futura Stazione Elettrica (SE) di trasformazione della RTN a 380/150 kV da inserire in entra-esce alla linea RTN 380 kV “Rotello 380 – San Severo 380”;

La SE-RTN citata nella soluzione di connessione è quella di Torremaggiore, già autorizzata e tutt’oggi in fase di costruzione e pertanto non oggetto del presente progetto e quindi di autorizzazione.

L’impianto oggetto della presente relazione condividerà lo stallo assegnato nella SE con altri quattro impianti di produzione, con i quali è stato sottoscritto un accordo di condivisione stallo. Per tale ragione il progetto prevede anche delle opere elettriche in AT comuni ai diversi produttori costituite da: (i) sistema di sbarra; (ii) stallo AT di ingresso e interfaccia; (iii) cavo AT di collegamento alla SE-RTN; (iv) terminali cavo in area SE-RTN. Nella **Fig. 6** è riportato lo schema elettromeccanico planimetrico delle 5 sottostazioni produttore condivide: in rosso la sottostazione del progetto qui proposto; in grigio le sottostazioni di altri produttori; in ciano le opere comuni.

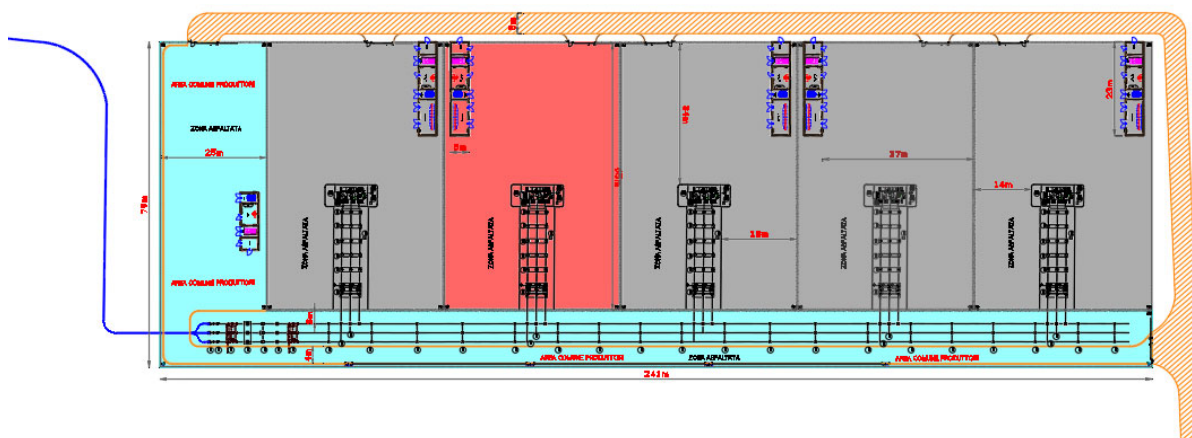


Fig. 6. Inquadratura delle opere di Rete: in rosso, lo stallo del produttore Pacifico Acquamarina 2 della SSE; in blu, l'elettrodotto AT 150kV.

2.2 Inquadratura territoriale dell'area di progetto

L'area su cui verrà realizzato il progetto è sita nella regione Puglia, in Provincia di Foggia, nei territori comunali di Serracapriola, di San Paolo di Civitate e di Torremaggiore. Le coordinate geografiche baricentriche del sito occupato dal generatore fotovoltaico sono:



Latitudine 41° .53'.23.99''N

Longitudine 15° .13'.48.55'' E

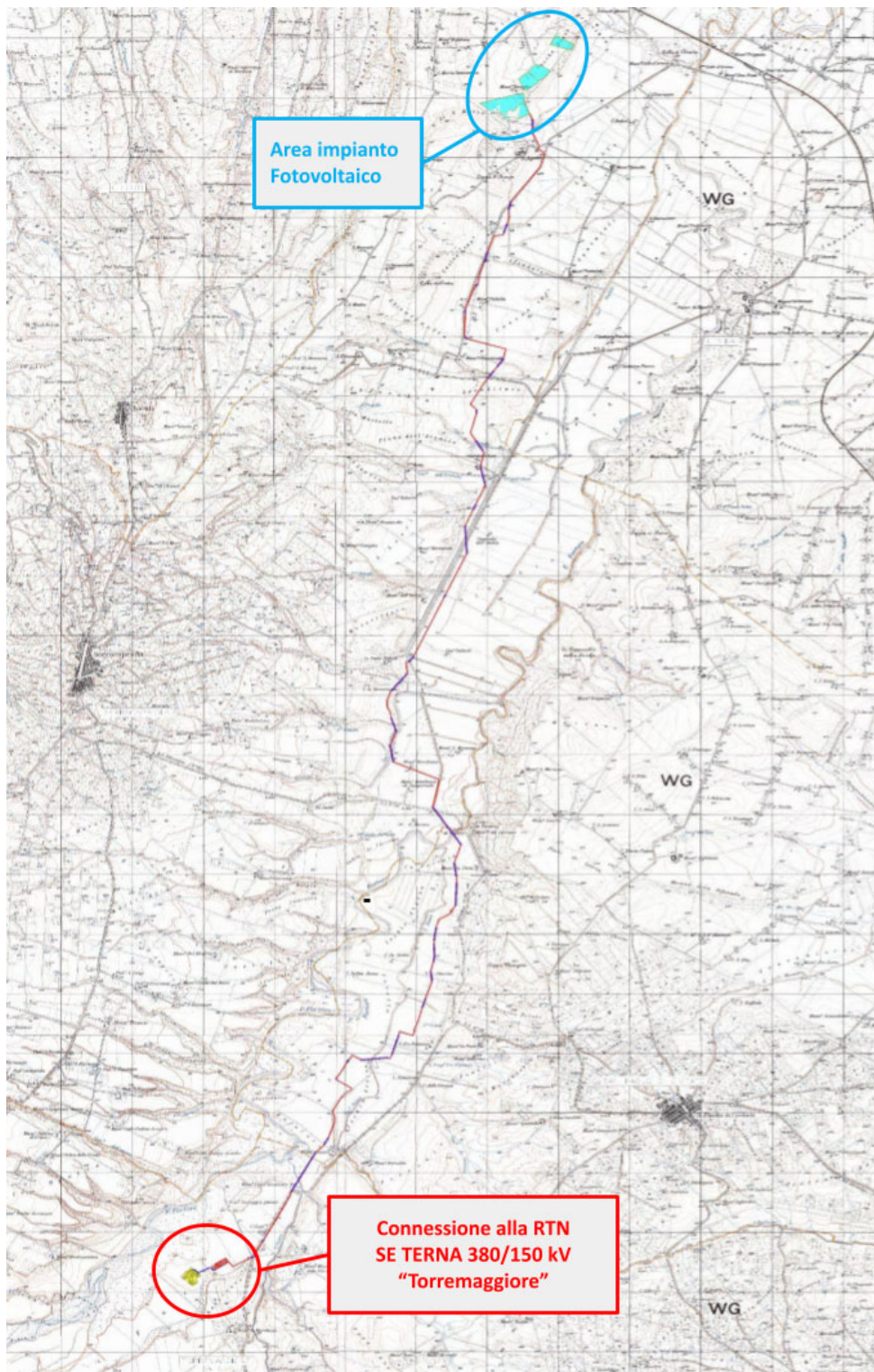


Fig. 7. Inquadramento di ampio raggio su IGM dell'area di intervento, a Nord, in celeste, la centrale fotovoltaica; il percorso dell'elettrodotto dorsale, che si sviluppa per circa 23,7 km prevalentemente lungo rete viaria esistente; a SUD la Sottostazione SSE Produttore, nei pressi della futura Stazione elettrica di Trasformazione SE-TERNA 380/150 kV.



Le aree necessarie alla realizzazione del Generatore Fotovoltaico sono nella disponibilità della Società Proponente grazie ad accordi già stabiliti con le Ditte Proprietarie dei Fondi, per mezzo di contratti preliminari di diritto di superficie. Anche ai fini della connessione alla RTN sono stati già stabiliti accordi di condivisione di stallo con altre società per la connessione alla RTN.

Per quanto riguarda tutte le altre opere necessarie alla connessione si attiverà la procedura di apposizione del vincolo preordinato all'esproprio, previa declaratoria di pubblica utilità da parte dell'Ufficio per le Espropriazioni.

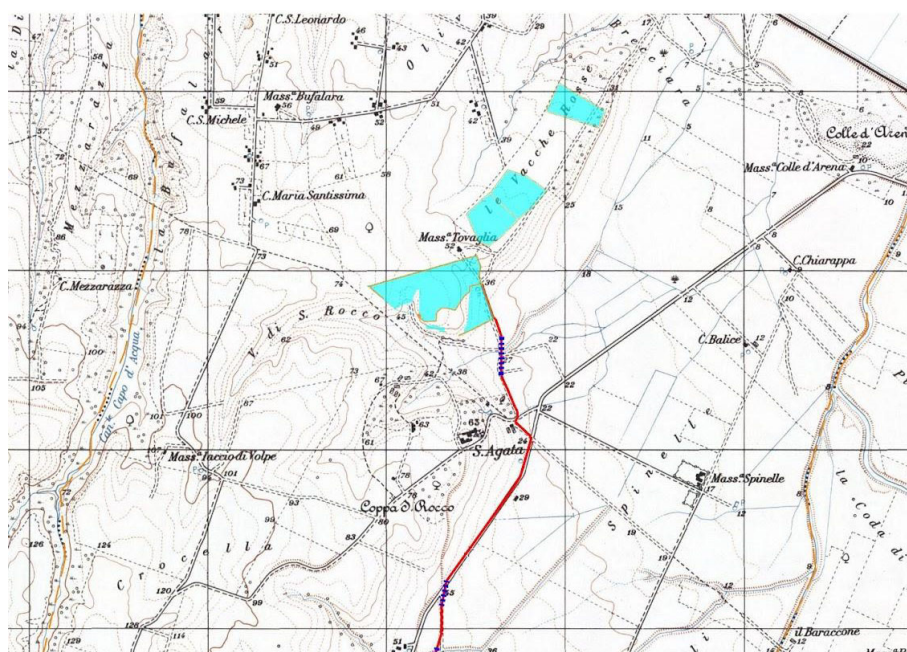


Fig. 8. Inquadramento planimetrico su IGM area generatore fotovoltaico Tovaglia (in basso a sinistra), Cappiello (in centro) e Lombardi (in alto a destra).

2.3 Caratteristiche del Sito, Stima Irraggiamento e Producibilità energetica

La località di riferimento è SERRACAPRIOLA (FG) avente latitudine $41^{\circ}.53'.23.99''$ N, longitudine $15^{\circ}.13'.48.55''$ E, e altitudine di 264 m.s.l.m.m.. Nella successiva **Fig. 9** sono riportati i gradienti di irraggiamento sul territorio nazionale con evidenziata l'area dell'intervento.

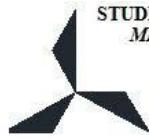


Fig. 9. Grado di irraggiamento annuale sul territorio nazionale

Il dimensionamento energetico dell'impianto fotovoltaico connesso alla rete del distributore è stato effettuato tenendo conto, oltre che della disponibilità economica, di:

- disponibilità di spazi sui quali installare l'impianto fotovoltaico;
- disponibilità della fonte solare;
- fattori morfologici e ambientali (ombreggiamento e albedo).

La disponibilità della fonte solare per il sito di installazione è verificata utilizzando i dati "Meteonorm 8.0 (1986-2005), Sat=77% - Sintetico" relativi a valori giornalieri medi mensili della irradiazione solare sul piano orizzontale. Nella successiva Fig. 10 si sintetizzano i principali risultati della simulazione di producibilità dell'impianto utilizzando il Software PVsyst V7.2.5:

Dati del sito:

- **Temperatura:** variazioni tra la minima e la massima di -2°C e $+38^{\circ}\text{C}$;
- **Vento:** Zona 3 ($v_{b,0} = 27.00$ m/s); la condizione estrema del vento (3 secondi, periodicità 50 anni) alla massima altezza di installazione dei moduli è stimata in 12 m/s;
- **Frequenza di fulminazione:** il sito è caratterizzato da 1.5 impatti/ km^2 all'anno;
- **Grandine:** evento straordinario;
- **Neve:** Zona II ($s_k = 1.00$ kN/m 2);
- **Sismicità:** zona 2 ($a_{g,30} = 0.573$ m/s 2);
- **Classe di corrosività:** C3 (Medium).

Layout e Esposizione dei moduli:

- **Tracker monoassiali** di rollio ad asse orizzontale con rotazione $\pm 55^{\circ}$, disposti in direzione Nord-Sud, con inseguimento Est-Ovest.



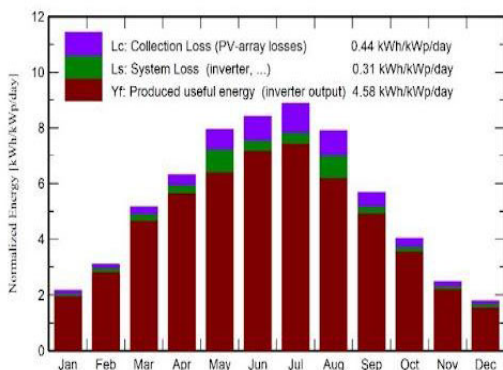
Main results

System Production

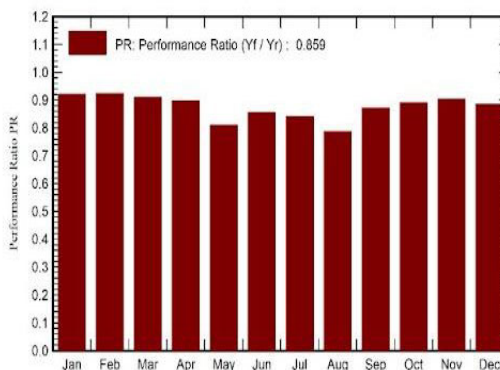
Produced Energy 44440 MWh/year

Specific production 1673 kWh/kWp/year
Performance Ratio PR 85.93 %

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



Balances and main results

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR ratio
January	50.0	26.97	7.02	66.8	61.8	1708	1632	0.920
February	66.1	34.38	7.53	86.4	80.7	2219	2121	0.925
March	121.6	54.89	10.50	160.0	151.0	4051	3864	0.909
April	146.6	70.41	13.43	189.9	179.6	4752	4526	0.898
May	187.4	74.57	18.83	246.3	233.8	5967	5298	0.810
June	195.7	84.03	23.80	252.9	240.1	6033	5740	0.855
July	205.3	79.61	26.62	275.2	261.5	6464	6149	0.841
August	183.3	72.98	26.32	245.3	233.2	5796	5127	0.787
September	129.9	57.98	20.82	170.5	161.0	4145	3953	0.873
October	92.6	43.03	16.86	124.9	117.4	3088	2951	0.889
November	54.5	27.17	11.84	74.0	68.8	1859	1777	0.904
December	41.8	23.43	8.09	55.4	50.9	1405	1303	0.885
Year	1474.9	649.44	16.02	1947.5	1839.7	47486	44440	0.859

Legends

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

Fig. 10. Principali risultati della Simulazione di Producibilità dell’Impianto (fonte PVsyst V7.2.5).

Quindi, i valori della irradiazione solare annua sul piano orizzontale sono pari a **1.474,9 kWh/m²** (Fonte dati: Meteonorm 8.0).



Per tener conto del plus di radiazione dovuta alla riflettanza delle superfici della zona in cui è inserito l'impianto, si sono stimati i valori medi mensili di albedo, considerando anche i valori presenti nella norma UNI 8477: **L'albedo medio annuo è pari a 0.20.**

Come si evince nella seguente tabella riepilogativa, l'impianto ha una **potenza totale pari a 26.557 kWp**, derivante da **45.396 moduli** che occupano una **superficie di 124.116 m²**, ed è composto da **3 sottocampi**.

POTENZA INSTALLATA							IRRAGG. ORIZZONTALE X MESE		
Sottocampo	Stringhe	Moduli	Moduli	Potenza	Inverter			kWh/mq	Inc. %
N°	N°	N°	Sup. MQ	kWp	N°	kWac			
		214.200	2,73	0,585			Gennaio	50,0	3,4%
Campo 1	248	6.448	17.629	3.772	1	4.000	Febbraio	66,1	4,5%
Campo 2	581	15.106	41.301	8.837	2	4.000	Marzo	121,6	8,2%
Campo 3	917	23.842	65.186	13.948	3	4.000	Aprile	146,6	9,9%
							Maggio	187,4	12,7%
							Giugno	195,7	13,3%
							Luglio	205,3	13,9%
							Agosto	183,3	12,4%
							Settembre	129,9	8,8%
							Ottobre	92,6	6,3%
							Novembre	54,5	3,7%
							Dicembre	41,8	2,8%
Tot. Impianto	1.746	45.396	124.116	26.557	6	12.000	Irr. orizzontale globale	1.474,8	100,0%

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:

$$\text{Totale perdite [\%]} = [1 - (1 - a - b) \times (1 - c - d) \times (1 - e) \times (1 - f)] + g$$

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.

Come si evince nella seguente tabella riepilogativa, l'impianto, al netto di tutte le perdite, ha una **produzione di energia annua immessa in rete pari a 44.440 MWh**, che corrisponde ad una **producibilità specifica pari a 1.673 kWh/kWp/anno**.

STIMA PRODUZIONE IMMESSA IN RETE

	kWh/mq	MWh
Irraggiamento orizzontale globale (Fonte: MeteoNorm 8.0)	1.474,8	
Più: effetto modulo bifacciale	29,48%	435
Meno: fattore IAM su totale	-1,21%	-23
Meno: perdite per sporco campo	-3,00%	-57
Più: irragg. da riflesso da terra	0,73%	11
Irraggiamento effettivo su collettori	1.840	228.432
Energia Nominale in Campo (at STC effic.)	23,04%	52.628
Degrado Moduli	-0,20%	-105
Livello Irraggiamento	-0,53%	-278
Temperatura	-4,05%	-2.116
Qualità modulo	0,75%	376
Light Induced Degradation	-2,00%	-1.010
Disadattamento moduli e stringhe	-2,10%	-1.039
Mismatch for back irradiance	-0,90%	-436
Cablaggio	-1,07%	-514
Energia virtuale Impianto		47.505
Inverter	-1,70%	-808
Consumi notturni	-0,02%	-9
Ausiliari (ventilatori, altro)	0,00%	0
Energia prodotta		46.688
Perdita per connessione alla rete	-4,82%	-2.248
ENERGIA IMMESSA IN RETE (AEP) [MWh/anno]		44.440
Ore equivalenti (EOH) [kWh/kWp/anno]		1.673
<i>Performance Ratio PR</i>		<i>85,93%</i>



3. CARATTERISTICHE DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO

3.1 Consistenza dell'impianto fotovoltaico

In questo paragrafo si riporta una descrizione generale e sintetica dell'impianto fotovoltaico allo scopo di inquadrare da subito le sue linee e le caratteristiche generali. Nel seguito di questa relazione si approfondiranno in dettaglio tutti gli aspetti tecnici dell'impianto fotovoltaico.

La centrale fotovoltaica si svilupperà su un'area complessiva lorda di **51 ha 86 a 25 ca**, corrispondenti alla superficie recintata dei fondi acquisiti.

La superficie effettivamente impegnata dal parco fotovoltaico, inclusa nel perimetro dei soli inseguitori ed interna alla viabilità di servizio, è invece di circa **32 ha 58 a 63 ca** a cui corrisponde una densità di potenza pari a:

$$D = P / S = 26,557 / 32,5863 = 0,814 \text{ MWp/ha}$$

L'impianto Fotovoltaico sarà strutturato in 6 subcampi elettricamente indipendenti, raggruppati in 3 **Sottocampi**.

I vari subcampi dei tre Sottocampi sono strutturati, mediante elettrodotti interrati in MT, in gruppi (sottocampi) collegati ad anello che fanno capo alla Cabina di Raccolta. Nella Cabina di Raccolta avviene il parallelo tra i tre Sottocampi: la somma delle energie prodotte viene conferita in SSE tramite un apposito elettrodotto dorsale.

Ciascun sottocampo sarà costituito da cabine di fine serie (MASTER), dalle quali si dipartirà un elettrodotto interno che sarà collegato alle sbarre MT della **Cabina di Raccolta (CdR)**. Dalla CdR partirà un elettrodotto interrato MT dorsale esterno verso la SSE produttore.

3.2 Riepilogo generale costituzione dell'impianto fotovoltaico

In definitiva l'impianto fotovoltaico, costituito dall'insieme dei tre Sottocampi sarà caratterizzato da:

- 1) **45.396** moduli fotovoltaici della potenza di **585Wp** cadauno;
- 2) **1.746** stringhe da 28 moduli cadauna;
- 3) **6** cabine di conversione DC/AC e trasformazione bT/MT 0,8/30kV delle dimensioni di 22,90m x

Elaborato:
Relazione tecnica generale

Proponente:
PACIFICO ACQUAMARINA 2 S.r.l.



STUDIO INGEGNERIA ELETTRICA
MEZZINA dott. Ing. Antonio



4,60m e altezza di 3,80m;

- 4) 1 Cabina di Raccolta delle dimensioni di 22,90m x 4,60m e altezza di 3,80m ;
- 5) 3 Cabine Locali tecnici bt delle dimensioni di 22,90m x 4,60m e altezza di 3,80m
- 6) 1 **elettrodotto** dorsale esterno MT 30 kV per la connessione alla SSE, di lunghezza pari a circa 23.747m.
- 7) 1 **Sottostazione** Elettrica di Trasformazione AT/MT con trasformatore da 33/40 MVA;
- 8) 1 **sistema comune** ad altri produttori di sbarre e stallo di ingresso per la condivisione dello stallo nella SE-RTN di Torremaggiore;
- 9) 1 **elettrodotto** interrato AT 150 kV.
- 10) 1 terna di terminali cavo AT nella SE-RTN di Torremaggiore.

3.3 Moduli fotovoltaici

Per questa fase di progettazione definitiva del generatore fotovoltaico ci si è basati sull'impiego di un pannello fotovoltaico in silicio monocristallino scelto fra le macchine tecnologicamente più avanzate presenti sul mercato, dotato di una potenza nominale pari a **585Wp**, costruito da **JinkoSolar**, appartenente alla **Serie TIGER PRO 7RL4-TV**, modello **TR-BIFACIAL**, le cui caratteristiche tecniche sono qui di seguito riepilogate:

Elaborato:
Relazione tecnica generale

Proponente:
PACIFICO ACQUAMARINA 2 S.r.l.



STUDIO INGEGNERIA ELETTRICA
MEZZINA dott. Ing. Antonio



www.jinkosolar.com



Tiger Pro 7RL4-TV 565-585 Watt

BIFACIAL MODULE
TILING RIBBON (TR)

P-Type

Positive power tolerance of 0~+3%

IEC61215(2016), IEC61730(2016)

ISO9001:2015: Quality Management System

ISO14001:2015: Environment Management System

ISO45001:2018

Occupational health and safety management systems



Tiling Ribbon Technology

Key Features



TR (Tiling Ribbon) Technology

Advanced tiling ribbon technology achieve the double breakthrough in both module efficiency and output power.



Longer Life-time Power Yield

0.45% annual power degradation and 30 year linear power warranty.



Light-weight design

Light-weight design using transparent backsheet for easy installation and low BOS cost.



Enhanced Mechanical Load

Certified to withstand wind load (2400 Pascal) and snow load (5400 Pascal).



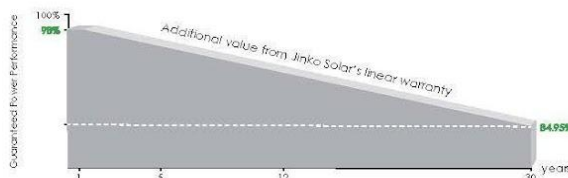
Higher Power Output

Module power increases 5-25% generally, bringing significantly lower LCOE and higher IRR.



POSITIVE QUALITY
Confidence Quality Assurance

LINEAR PERFORMANCE WARRANTY



12 Year Product Warranty

30 Year Linear Power Warranty

0.45% Annual Degradation Over 30 years

Fig. 14. Estratto dal datasheet del pannello fotovoltaico di progetto.

Il pannello è basato su celle solari monocristalline "Tiling Ribbon" del tipo **half cell** con tecnologia **MultiBusBar**, caratterizzato dall'efficienza di 21.40%, oltre ad avere una perdita di efficienza molto bassa, quantificata dal costruttore in circa il 15% dopo 30 anni.

Elaborato:
Relazione tecnica generale

Proponente:
PACIFICO ACQUAMARINA 2 S.r.l.



STUDIO INGEGNERIA ELETTRICA
MEZZINA dott. Ing. Antonio



PROPRIETA' ELETTRICHE (STC)		
Modulo		JKM585M-7RL4-TV
Potenza massima (Pmax)	[W]	585
Tensione MPP (Vmpp)	[V]	44.52
Corrente MPP (Impp)	[A]	13.14
Tensione a vuoto (Voc)	[V]	53.92
Corrente corto circuito (Isc)	[A]	13.78
Rendimento dei moduli	[%]	21.40
Temperatura di esercizio	[°C]	-40 ~ +85
Massima tensione di sistema	[V]	1500VDC (IEC)
Massima corrente inversa	[A]	30
Tolleranza della potenza (%)	[%]	0+3
Fattore di bifaccialità (%)	[%]	70 ±5

PROPRIETA' MECCANICHE	
Celle	156 (2 x 78)
Tipo delle celle	Monocristallino
Dimensioni (L x P x H)	2411×1134×35mm
Massimo carico	Neve: 5.400 Pa
	Vento: 2400 Pa
Peso	30.6 kg
Tipo di connettore	/
Scatola di giunzione	IP68 Rated
Cavo di connessione (L)	TUV 1x4.0mmq, 200 mm o personalizzata
Copertura frontale	Vetro anti riflesso 3.2mm temperato alta trasmissione
Telaio	Alluminio anodizzato

CERTIFICAZIONI E GARANZIA	
Certificazioni	IEC61215/IEC61730
	ISO9001:2015
	ISO14001:2015
	ISO45001:2018
Garanzia sul prodotto	12 anni
Garanzia sulla resa di Pmax (tolleranza ±5 %)	30 anni garanzia -2% primo anno + lineare -0.45%

COEFFICIENTI DI TEMPERATURA		
NOCT	[°C]	45 ± 2
Pmpp	[%/°C]	-0,35
Voc	[%/°C]	-0,28
Isc	[%/°C]	0,048

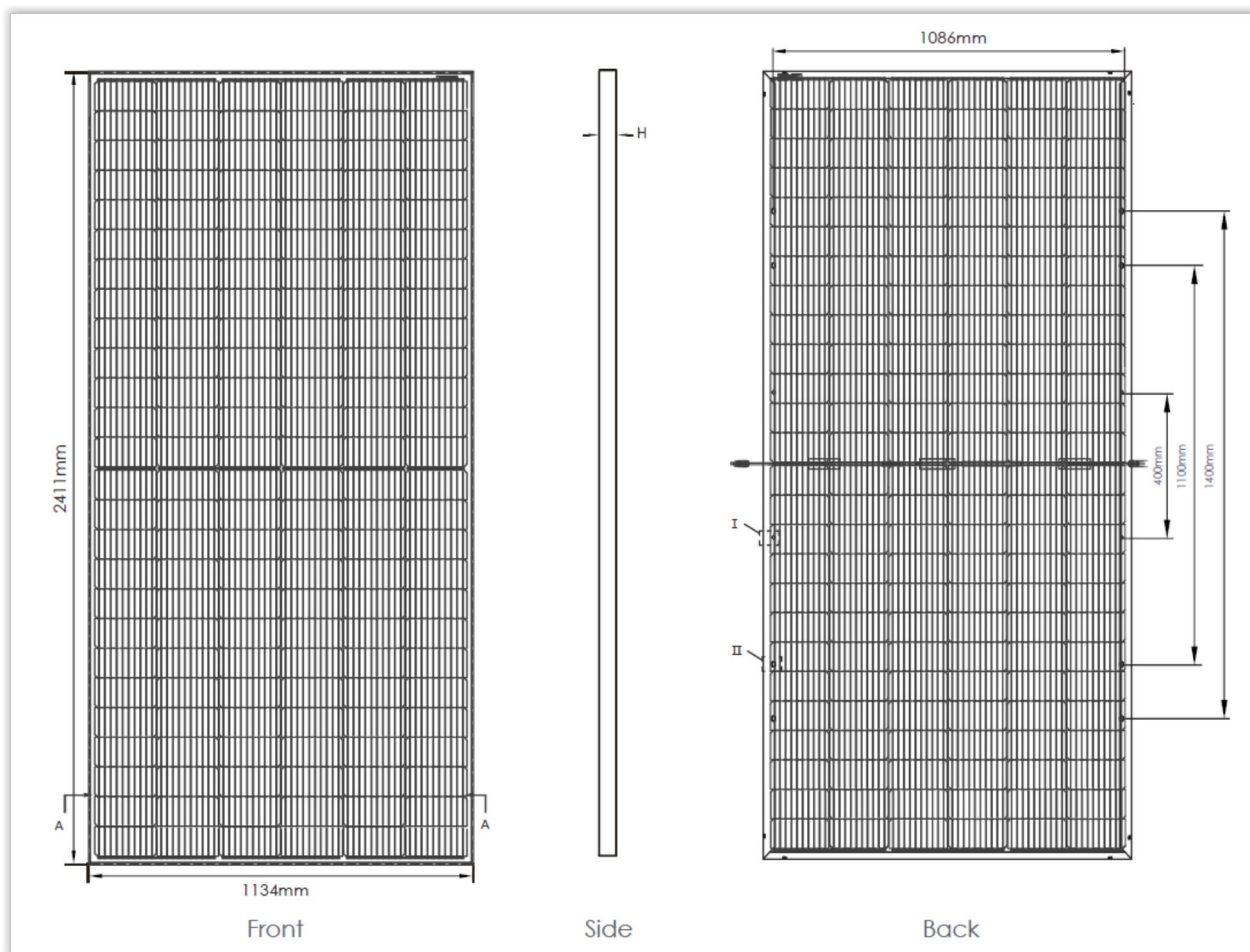


Fig. 15. Dimensioni del pannello: estratto dal datasheet del pannello fotovoltaico di progetto.

In fase realizzativa **il pannello potrà essere sostituito da altri analoghi modelli, anche di potenza unitaria superiore, di dimensioni differenti e/o differente tecnologia di conversione, mono- o bifacciali**, anche di altri costruttori (ad es. Sunpower, Longi Solar, Canadian Solar, Trinasolar ed altri) in relazione allo stato dell'arte della tecnologia al momento della realizzazione del Parco, lasciando invariata o di minimizzando l'impronta al suolo a parità di potenza complessivamente installata.

3.4 Strutture di sostegno del generatore fotovoltaico

I moduli fotovoltaici saranno installati su strutture ad inseguimento solare di tipo "monoassiale".

Gli inseguitori solari monoassiali inseguono le radiazioni luminose ruotando intorno a un unico asse e, in base all'orientamento dell'asse, possono essere distinti in:

- *Inseguitore Monoassiale di tilt o "bloccaggio"*; la rotazione avviene intorno all'asse est-ovest, coprendo l'angolo di tilt. Di norma la variazione dell'angolo viene eseguita manualmente due volte



l'anno.

- *Inseguitore Monoassiale di "rollio"*; insegue il sole nella sua volta celeste durante le ore centrali della giornata, invertendo il movimento nelle ore dell'alba e del tramonto per evitare gli ombreggiamenti.
- *Inseguitore Monoassiale di "azimut"*; la rotazione avviene intorno all'asse verticale collocato perpendicolarmente al suolo.

L'impianto progettato si avvale di inseguitori monoassiali di rollio **ad asse orizzontale** (la rotazione avviene attorno ad un asse parallelo al suolo, orientato NORD-SUD, con inseguimento EST-OVEST).

La scelta progettuale, in questa fase di progettazione definitiva, è caduta sull'inseguitore monoassiale **SF7** prodotto dalla **Soltec** che consente l'installazione dei moduli fotovoltaici posizionati con il lato maggiore perpendicolare all'asse, consentendo l'installazione in doppia fila ed un guadagno di densità di potenza installata a parità di suolo impegnato.

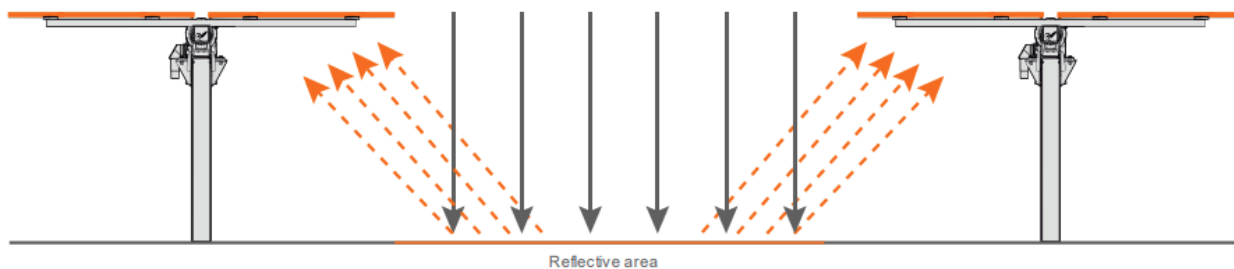


Fig. 16. Layout di impianto ad inseguitori monoassiali di rollio, con pannelli bifacciali montati perpendicolarmente all'asse di rotazione.



CONFIGURAZIONE PROGETTUALE		
Interdistanza (I)	[m]	9,00 m
Lunghezza blocco inseguimento (L)	[m]	15,27m (strutture da 26 moduli) e 30,14m (strutture da 52 moduli)
Altezza dal terreno (D_{min})	[m]	Min 1,30
Altezza dal terreno (D_{max})	[m]	Max. 5,36m

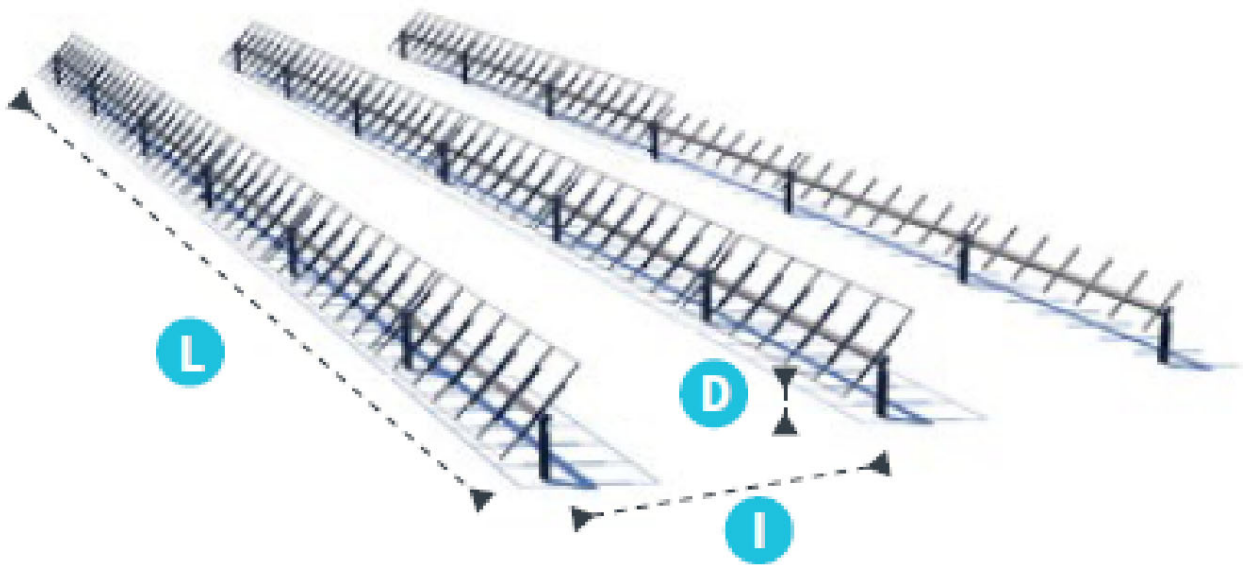


Fig. 17. Schema di principio disposizione Tracker.

Questo inseguitore è in grado di movimentare i pannelli solari tramite un sistema GPS in grado di determinare la posizione ottimale dei pannelli non solo rispetto al Sole ma anche tenendo conto degli ombreggiamenti reciproci tra le file di inseguitori, a cui pone rimedio con il meccanismo del “backtracking”, retrocedendo l’inclinazione dei moduli oltre determinati angoli solari in modo da evitare gli ombreggiamenti reciproci e parziali.

Le file di inseguitori (TRACKER) saranno collocate ad una interdistanza mutua asse-asse pari a **9,00m**. Tale distanza è stata determinata in relazione alla natura agro-fotovoltaica proposta per l’impianto, che prevede la coesistenza con un progetto agricolo, e permette la coltivazione agraria nei corridoi liberi, anche eventualmente di piante aromatiche; aree destinate a pascolo e arnie. L’interdistanza scelta costituisce l’optimum tra le esigenze di massimizzare la producibilità specifica (all’aumentare della distanza si riducono gli ombreggiamenti reciproci) e l’esigenza di massimizzare la potenza di picco installata.

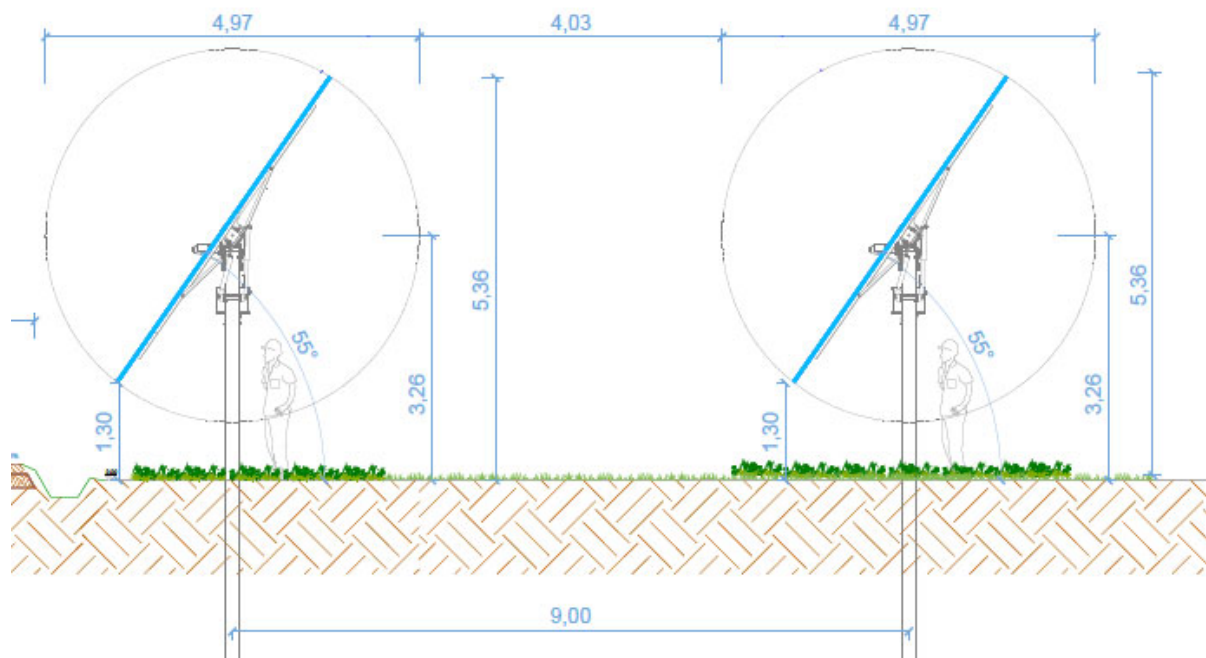


Fig. 18. Vista in sezione laterale del tracker-tipo, con altezze minime e massime raggiunte dai moduli nelle posizioni di estrema rotazione.

In fase realizzativa l'inseguitore potrà essere sostituito da altri analoghi modelli, anche di altri costruttori concorrenti (ad es. TRJ della Convert Italia, PV Hardware, Sunhunter della Comal, Nextracker, ZIM Track della Zimmermann, ed altri) in relazione allo stato dell'arte della tecnologia al momento della realizzazione del Parco.

Le strutture saranno fissate al terreno mediante pali infissi, o mediante fondazioni bullonate, poste ad una distanza di 9 m l'una dall'altra. Tale tipologia di fissaggio è compatibile con la natura del terreno, essendo quest'ultimo di tipo vegetale-naturale. Per il dimensionamento delle strutture si rimanda alla preposta relazione di Calcoli Preliminari Strutture.

La dimensione del palo, nonché la sua profondità esatta di interrimento, saranno calcolati in fase di progettazione esecutiva considerando le caratteristiche geologiche e geotecniche del terreno, nonché i carichi a cui le schiere di moduli fotovoltaici saranno sottoposti (principalmente: peso proprio e spinta del vento sui moduli).

Tali pali avranno in testa il meccanismo per il fissaggio della struttura rotante di sostegno dei moduli FTV. L'intera struttura sarà realizzata in acciaio zincato o alluminio anodizzato ; alcuni componenti secondari potranno essere in polimerici.



3.5 Collegamenti elettrici del campo fotovoltaico

Il collegamento elettrico tra i singoli moduli è del tipo “ad anello”, in maniera tale da formare una stringa di 26 moduli: tale collegamento avverrà mediante i cavi in dotazione ai singoli moduli, ed impiego di cavi “solari”, ubicati sul retro della struttura portante e caratterizzati da tensione nominale $U_0 = 1.0\text{kV DC}$, dimensionati secondo necessità.

La tensione massima di stringa è stata calcolata conservativamente a -5° , anche se i dati meteo storici del sito indicano un valore minimo di -2°C ; il valore teorico calcolato è di

- **Voc a -5°C : 1520 V** per stringhe con 26 moduli da 585 Wp.

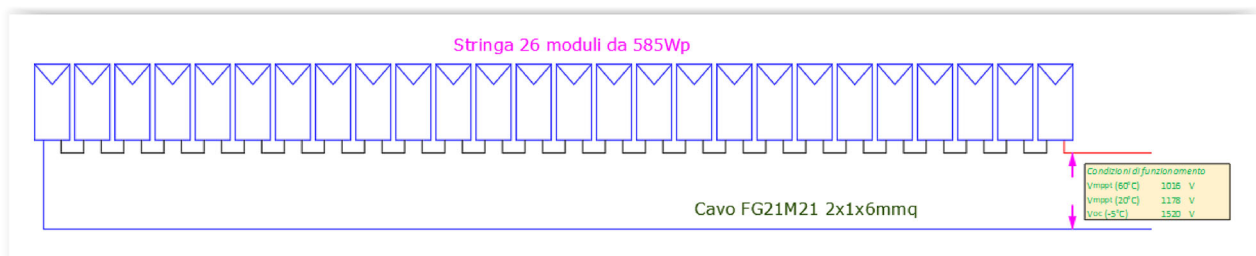


Fig. 19. Particolare serie moduli fotovoltaici.

Tuttavia, tale valore, superiore alla tensione massima accettabile in ingresso dall’inverter, viene raggiunto raramente in condizioni operative di funzionamento, rendendo pertanto accettabile la formazione di stringa scelta.

Per il campo fotovoltaico saranno installati dei raccoglitori di stringa, ciascuno avente almeno 8 ingressi DISPONIBILI, i quali svolgeranno la funzione di raccogliere e mettere in parallelo un certo numero di stringhe nonché sezionare e proteggere le stesse da sovracorrenti e sovratensioni per mezzo di sezionatore, fusibili di adeguata portata e scaricatori di sovratensione.

Le linee elettriche in uscita dai raccoglitori di stringa afferiranno agli ingressi DC dell’inverter centralizzato del relativo subcampo: in particolare è previsto un raccoglitore di stringa per ciascuno degli ingressi disponibili nell’inverter centralizzato di progetto.

I raccoglitori di stringhe sono costituiti da apparecchiature e morsettiere montate direttamente in scatole in materiale plastico con protezione almeno pari ad IP65. Tali scatole saranno fissate direttamente alle strutture di sostegno dei moduli fotovoltaici e pertanto non richiederanno manufatti per l'alloggiamento. Questo componente è realizzato dalla casa costruttrice e da questa fornito già completo, assemblato, collaudato e certificato in fabbrica. Pertanto, questa apparecchiatura costituisce un componente a sé stante e ben definito dell’impianto fotovoltaico.



La figura successiva mostra un particolare di un tipico raccogliitore di stringa e il loro montaggio nella parte posteriore della struttura di sostegno dei moduli fotovoltaici. Per i dettagli, i particolari costruttivi e il posizionamento dei raccoglitori di stringhe all'interno dell'area dell'impianto fotovoltaico, vedasi le relative tavole grafiche di progetto.

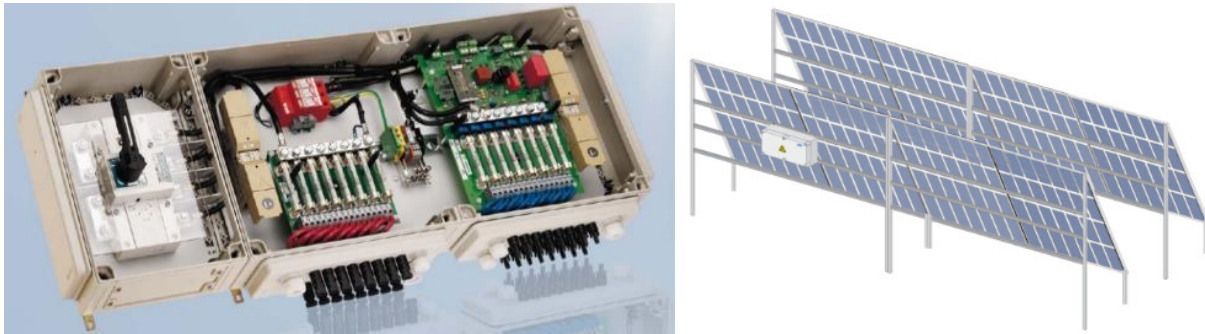


Fig. 20. Particolari di un raccogliitore di stringa e sua collocazione sulle strutture fotovoltaiche.

3.6 CABINE ELETTRICHE di conversione cc/CA e trasformazione bt/MT.

3.6.1 Caratteristiche generali

Le cabine elettriche di conversione CC/AC e trasformazione bt/MT hanno la funzione di accogliere i componenti necessari a convertire l'energia elettrica in corrente continua prodotta dall'impianto fotovoltaico in energia elettrica alternata, la quale poi sarà trasformata in media tensione dal trasformatore elettrico presente in ogni cabina. Tali cabine saranno composte dai seguenti locali e/o vani:

- un locale "conversione", dove sarà installata la macchina inverter per la conversione dell'energia elettrica da continua DC ad alternata AC e un quadro di bassa tensione (QAUX) derivabile direttamente dalla macchina inverter;
- un locale trasformatore, dove sarà installato un trasformatore in resina bt/MT, in esecuzione speciale essendo dotato di due gruppi di morsetti bT collegati in parallelo direttamente all'interno della macchina. In tal modo ad ogni gruppo di morsetti bT sarà collegato un inverter, evitando di conseguenza la necessità di installare quadri di distribuzione intermedi tra convertitori e trasformatore e un quadro di bassa tensione (AUX) derivabile dal secondario del trasformatore tramite un altro trasformatore 240/400 V, essendo la tensione secondaria del trasformatore di cabina pari a 240V;
- un locale quadri MT, dove saranno installati i moduli Interruttore di Manovra Sezionatore sottocarico (I.M.S) per la configurazione ad anello delle cabine elettriche, ed un modulo Interruttore SF6 con sezionatore e partenza cavo posto a protezione e sezionamento del trasformatore stesso.

Elaborato:
Relazione tecnica generale

Proponente:
PACIFICO ACQUAMARINA 2 S.r.l.



STUDIO INGEGNERIA ELETTRICA
MEZZINA dott. Ing. Antonio



Il locale di conversione ha lo scopo di convertire la tensione continua prodotta direttamente dai moduli fotovoltaici in tensione alternata di valore e frequenza compatibili con la tensione e frequenza della rete di distribuzione del Distributore Locale alla quale l'impianto FTV dovrà essere allacciato rigidamente e continuamente in parallelo.

Per l'impianto fotovoltaico "Tovaglia" è stata prevista l'installazione in totale di n. 10 Cabine, delle quali 6 saranno cabine elettriche di conversione CC/AC e trasformazione bt/MT, una sarà cabina di raccolta, 3 saranno cabine locali tecnici.

Le cabine saranno di dimensioni idonee ad accogliere i componenti necessari alla conversione, trasformazione e sezionamento dell'energia prodotta dall'impianto, oltre ad i necessari locali tecnici adibiti a sale di controllo dell'impianto e apparecchiature elettriche ed elettroniche di gestione.

La soluzione progettuale studiata, in questa fase autorizzativa, per l'impianto "Tovaglia", consiste nell'utilizzo di gruppi di conversione/trasformazione di costruzione SMA, con Inverter centralizzati, trasformatore bT/MT, scomparti di arrivo e partenza linea MT. Il costruttore, modello e potenza delle apparecchiature effettivamente utilizzate potranno variare in fase realizzativa, secondo lo stato della tecnica e/o necessità di Rete (ad esempio adeguamento a variazioni dell'attuale allegato A68 del codice di Rete), riservandosi anche di passare alla configurazione progettuale ad inverter di stringa.

3.6.2 Inverter

Gli inverter per la conversione dell'energia da corrente continua a corrente alternata 50Hz sono apparecchiature centralizzate di costruzione SMA, modello SUNNY CENTRAL UP con funzionalità in grado di sostenere la tensione di rete e contribuire alla regolazione dei relativi parametri, con particolare riferimento all'allegato A68 del codice di Rete di Terna.

Le apparecchiature impiegate, a valle di un accurato dimensionamento dei sottocampi, è di 1 taglia: 4000 kVA.

Sarà presente un inverter per ciascun subcampo, alimentato dai paralleli di stringa effettuati nelle String Monitor, installati in campo sulle strutture di sostegno dei tracker come tracker come meglio indicato nelle tavole di progetto, secondo il diagramma di principio qui sotto riportato:

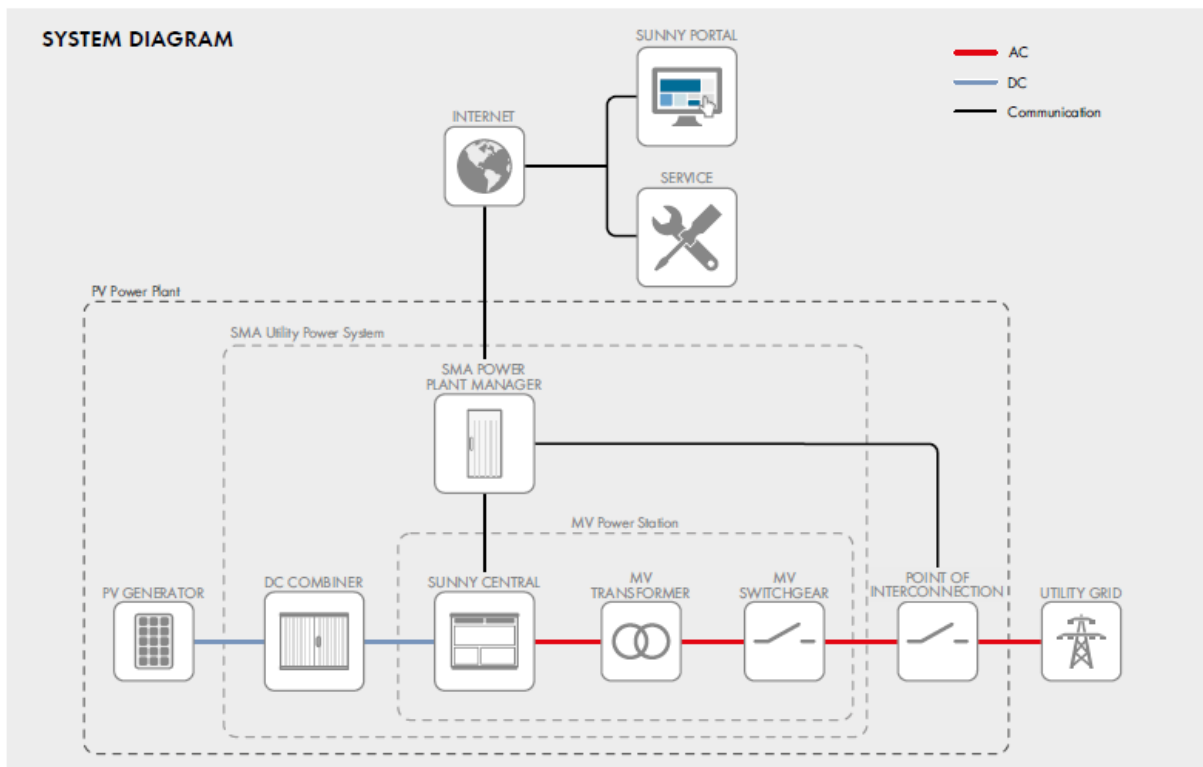


Fig. 21. Schema di collegamento al Sunny Central, dal lato Generatore e dal lato RTN.



Fig. 22. Inverter centralizzato della serie Sunny Central.

Le caratteristiche elettriche principali degli inverter ipotizzati in questa fase di progettazione definitiva sono riassunte nel seguente estratto dall'opuscolo tecnico:

Elaborato:
Relazione tecnica generale

Proponente:
PACIFICO ACQUAMARINA 2 S.r.l.



STUDIO INGEGNERIA ELETTRICA
MEZZINA dott. Ing. Antonio



plan 
IT IS GREEN ENERGY

Technical Data	SC 4000 UP	SC 4200 UP
Input (DC)		
MPP voltage range V_{DC} (at 25 °C / at 50 °C)	880 to 1325 V / 1100 V	921 to 1325 V / 1100 V
Min. input voltage $V_{DC, min}$ / Start voltage $V_{DC, start}$	849 V / 1030 V	891 V / 1071 V
Max. input voltage $V_{DC, max}$	1500 V	1500 V
Max. input current $I_{DC, max}$	4750 A	4750 A
Max. short-circuit current $I_{DC, SC}$	6400 A	6400 A
Number of DC inputs	24 double pole fused (32 single pole fused)	
Max. number of DC cables per DC input (for each polarity)	2 x 800 kcmil, 2 x 400 mm ²	
Integrated zone monitoring	○	
Available DC fuse sizes (per input)	200 A, 250 A, 315 A, 350 A, 400 A, 450 A, 500 A	
Output (AC)		
Nominal AC power at $\cos \varphi = 1$ (at 25 °C / at 50 °C)	4000 kVA / 3400 kVA	4200 kVA / 3570 kVA
Nominal AC power at $\cos \varphi = 0.8$ (at 25 °C / at 50 °C)	3200 kW / 2720 kW	3360 kW / 2856 kW
Nominal AC current $I_{AC, nom}$ (at 25 °C / at 50 °C)	3850 A / 3273 A	3850 A / 3273 A
Max. total harmonic distortion	< 3% at nominal power	
Nominal AC voltage / nominal AC voltage range ¹⁾	600 V / 480 V to 720 V	630 V / 504 V to 756 V
AC power frequency / range	50 Hz / 47 Hz to 53 Hz 60 Hz / 57 Hz to 63 Hz	
Min. short-circuit ratio at the AC terminals ²⁾	> 2	
Power factor at rated power / displacement power factor adjustable ^{3) 10)}	1 / 0.8 overexcited to 0.8 underexcited	
Efficiency		
Max. efficiency ¹¹⁾ / European efficiency ¹²⁾ / CEC efficiency ¹³⁾	98.7%* / 98.6%* / 98.5%*	98.7%* / 98.6%* / 98.5%*
Protective Devices		
Input-side disconnection point	DC load break switch	
Output-side disconnection point	AC circuit breaker	
DC overvoltage protection	Surge arrester, type I	
AC overvoltage protection (optional)	Surge arrester, class I	
Lightning protection (according to IEC 62305-1)	Lightning Protection Level III	
Ground-fault monitoring / remote ground-fault monitoring	○ / ○	
Insulation monitoring	○	
Degree of protection: electronics / air duct / connection area (as per IEC 60529)	IP54 / IP34 / IP34	
General Data		
Dimensions (W / H / D)	2780 / 2318 / 1588 mm (109.4 / 91.3 / 62.5 inch)	
Weight	< 4000 kg / < 8818.5 lb	
Self-consumption (max. ¹⁴⁾ / partial load ¹⁵⁾ / average ¹⁶⁾)	< 8100 W / < 1800 W / < 2000 W	
Self-consumption (standby)	< 370 W	
Internal auxiliary power supply	○ Integrated 8.4 kVA transformer	
Operating temperature range ¹⁷⁾	-25 °C to 60 °C / -13 °F to 140 °F	
Noise emission ¹⁸⁾	67.0 dB(A)*	
Temperature range (standby)	-40 °C to 60 °C / -40 °F to 140 °F	
Temperature range (storage)	-40 °C to 70 °C / -40 °F to 158 °F	
Max. permissible value for relative humidity (condensing / non-condensing)	95% to 100% (2 month/year) / 0% to 95%	
Maximum operating altitude above MSL ¹⁹⁾ 1000 m / 2000 m / 3000 m	● / ○ / ○ (earlier temperature-dependent derating)	
Fresh air consumption	6500 m ³ /h	
Features		
DC connection	Terminal lug on each input (without fuse)	
AC connection	With busbar system (three busbars, one per line conductor)	
Communication	Ethernet, Modbus Master, Modbus Slave	
Communication with SMA string monitor (transmission medium)	Modbus TCP / Ethernet (FO MM, Cat-5)	
Enclosure / roof color	RAL 9016 / RAL 7004	
Supply transformer for external loads	○ (2.5 kVA)	
Standards and directives complied with	CE, IEC / EN 62109-1, IEC / EN 62109-2, AR-N 4110, IEEE1547, UL 840 Cat. IV, Arrêté du 23/04/08	
EMC standards	IEC 55011, FCC Part 15 Class A	
Quality standards and directives complied with	VDI/VDE 2862 page 2, DIN EN ISO 9001	
● Standard features ○ Optional * preliminary		
Type designation	SC 4000 UP	SC 4200 UP

Fig. 23. Caratteristiche inverter estratto dall'opuscolo tecnico SMA.

In base alle caratteristiche elettriche dei pannelli fotovoltaici e degli inverter, sono state determinate le formazioni di stringa, costituite da 26 moduli in serie raggruppate in parallelo nei quadri di Stringa.

Elaborato:
Relazione tecnica generale

Proponente:
PACIFICO ACQUAMARINA 2 S.r.l.



STUDIO INGEGNERIA ELETTRICA
MEZZINA dott. Ing. Antonio



Ciascun inverter sarà dotato di sistema MPPT, ossia di dispositivo elettronico per l'inseguimento della massima potenza del modulo FTV al variare delle condizioni di irraggiamento solare.

Gli inverter avranno le seguenti principali caratteristiche di dettaglio:

- Commutazione forzata con tecnica PWM (pulse-width modulation), senza clock e/o riferimenti interni di tensione o di corrente, assimilabile a "sistema non idoneo a sostenere la tensione e frequenza nel campo normale", in conformità a quanto prescritto per i sistemi di produzione dalla norma CEI 11-20;
- Dotato di funzione MPPT (inseguimento della massima potenza);
- Integrato con sistema di protezione, sincronizzazione ed interfaccia di protezione con la rete;
- Equipaggiato con display per visualizzazione allarmi, dati elettrici e totalizzatore bidirezionale di energia prodotta;
- Equipaggiato con data logger per la memorizzazione dei dati;
- Ingresso cc da generatore fotovoltaico gestibile con poli non connessi a terra, ovvero con sistema IT;
- Protezioni per la sconnessione dalla rete per valori fuori soglia di tensione e frequenza della rete e per sovracorrente di guasto in conformità alle prescrizioni delle norme CEI 11-20 ed a quelle specificate dal distributore elettrico locale. Reset automatico delle protezioni per predisposizione ad avviamento automatico;
- Grado di protezione adeguato all'ubicazione in prossimità del campo fotovoltaico (IP65);
- Dichiarazione di conformità del prodotto alle normative tecniche applicabili, rilasciato dal costruttore, con riferimento a prove di tipo effettuate sul componente presso un organismo di certificazione abilitato e riconosciuto;
- Certificato secondo documento Enel DK 5950 e C.E.I. 1120
- Rispondenza alle norme generali su EMC e limitazione delle emissioni RF: conformità norme CEI 110-1, CEI 110-6, CEI 110-8
- Conformità marchio CE.

3.6.3 Trasformatore bt/MT

Il trasformatore **bt/MT**, situato in ciascuna Cabina di Conversione/trasformazione, ha la funzione di trasformare la tensione convertita da ogni inverter da bassa a media.

Il trasformatore adottato sarà del tipo dry type cast-oil e potrà essere adottato nella taglia unica da **4000 kVA**, per ragioni di semplicità manutentiva, interventiva e gestionale del magazzino ricambi.

Per tutti i componenti sin qui elencati ci si riserva di effettuare la scelta finale in fase esecutiva del



progetto, sulla base dello stato dell'arte della tecnica al momento della realizzazione dell'impianto, scegliendo anche altri modelli e/o altri costruttori (ad es. Huawei, Siemens, ABB, Schneider ed altri).

Di seguito si riportano le caratteristiche elettriche di un trafo MT/bt da 4000 kVA, rispondente alle necessità tecniche di progetto, precisando che le caratteristiche definitive saranno stabilite soltanto in fase esecutiva:

Power kVA	U _k *	P ₀ W	P _{cc} *	I ₀ %	LwA dB(A)	LpA dB(A)	A mm	B mm	C mm	D mm	Wheel mm	Weight Kg
50	6	230	1870	1,4	54	41	1260	670	1525	520	125	850
100	6	320	2250	1	56	43	1290	670	1545	520	125	1020
160	6	460	3190	0,88	57	44	1425	670	1545	520	125	1300
200	6	520	3630	0,85	58	44	1500	820	1600	670	125	1490
250	6	590	4180	0,8	59	45	1500	670	1700	520	125	1670
315	6	710	4980	0,79	60	46	1590	820	1750	670	125	1910
400	6	860	6050	0,78	61	47	1590	820	1850	670	125	2010
500	6	1030	7050	0,76	62	48	1620	820	1880	670	125	2200
630	6	1260	8360	0,75	63	49	1680	820	1980	670	125	2470
800	6	1490	8800	0,71	64	49	1710	1050	2150	820	125	2960
1000	6	1780	9900	0,7	65	50	1830	1050	2300	820	125	3590
1250	6	2070	12100	0,69	67	52	1860	1000	2360	820	150	3890
1600	6	2530	14300	0,67	68	53	2010	1050	2500	820	150	4860
2000	6	2990	17600	0,65	72	56	2100	1300	2595	1070	200	5860
2500	6	3560	20900	0,62	73	57	2250	1300	2625	1070	200	7160
3150	6	4370	24200	0,6	76	60	2340	1300	2805	1070	200	8610
4000	7	6300	26900	0,61	84	68	2520	1300	2835	1070	200	9650
5000	8	6900	35000	0,61	86	70	2610	1300	2835	1070	200	10770

* Dati riferiti a 120°C a tensione nominale / Data referred to 120°C at rated voltage.

Fig. 24. Caratteristiche Trasformatore bT/MT.

3.6.4 CABINE: Caratteristiche costruttive

Le cabine saranno manufatte di tipo prefabbricato, tutti della medesima taglia e caratteristiche costruttive generali.

All'interno di ogni cabina Master e SLAVE, come detto, sarà presente:

- un locale "conversione";
- un locale trasformatore;
- un locale quadri, dove saranno installati:
 1. quadri MT, con due moduli Interruttore di Manovra Sezionatore sottocarico (I.M.S) per la configurazione ad anello delle dieci cabine elettriche, un modulo Interruttore SF6 con sezionatore e partenza cavo posto a protezione e sezionamento del trasformatore stesso.



2. Quadri bT, costituiti da quadro elettrico servizio ausiliari per l'alimentazione dei servizi ausiliari e per tutte le utenze delle cabine, per l'alimentazione del gruppo di continuità monofase da 6 kVA, posto a protezione dei circuiti ausiliari di sicurezza di cabina, quadro contatore di produzione; quadro contatore servizi ausiliari

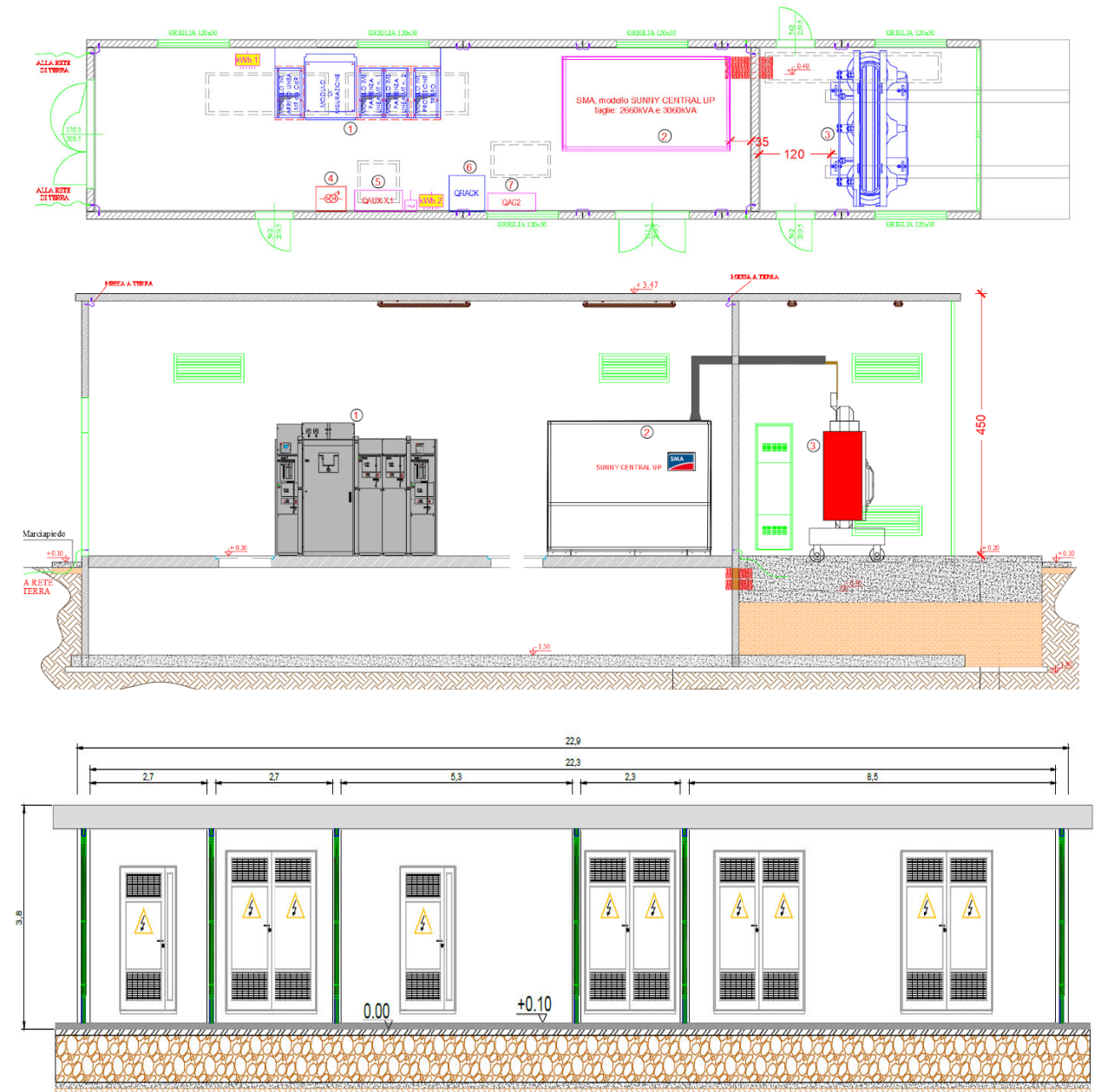


Fig. 25. Pianta, prospetto e sezioni cabina MASTER e SLAVE (dimensioni principali 22,90 x 4,60 x 3,80h)

Dal punto di vista costruttivo, i locali saranno realizzati con struttura portante a pannelli prefabbricati, trattati internamente ed esternamente con intonaco murale plastico formulato con resine speciali e

Elaborato:
Relazione tecnica generale

Proponente:
PACIFICO ACQUAMARINA 2 S.r.l.



STUDIO INGEGNERIA ELETTRICA
MEZZINA dott. Ing. Antonio



pigmenti di quarzo ad elevato potere coprente ed elevata resistenza agli agenti esterni anche per ambienti marini, montani ed industriali con atmosfera altamente inquinata.

I pannelli prefabbricati saranno poggiati su una platea in c.a. semi interrata a sua volta poggiata su una superficie in magrone livellante in calcestruzzo magro, Su apposite mensole degli elementi verticali, al di sotto del vano Quadri MT, poggerà il solaio costituente il pavimento, anch'esso prefabbricato, di spessore 12 cm calcolato per sopportare un carico uniformemente distribuito non inferiore a 400 kg/m².

In tal modo resterà realizzata una vasca sottostante il pavimento, idonea ad accogliere il passaggio dei cavi elettrici MT e bT.

Il tetto sarà impermeabilizzato con guaina bituminosa a caldo di spessore atto a garantire un coefficiente medio di trasmissione termica di 3.1 W/Cm².

Il manufatto sarà completo di porte, griglie e finestre.

Il manufatto avrà dimensioni in pianta complessive pari a 22,90m x 4,60m e altezza di 3,80m (altezza riferita al piano di campagna).

Nelle cabine di trasformazione dovrà essere sempre presente il corredo antinfortunistico completo composto almeno dai seguenti accessori:

1. pedana isolante a 26 kV oppure tappeto isolante a 36 kV posto a terra davanti al quadro MT;
2. guanti isolanti a 36 kV e relativo porta guanti;
3. schema dell'impianto di cabina del lato MT e bT;
4. cartello indicativo della tensione (sulla porta ed internamente alla cabina);
5. cartello monitore di avviso di pericolo con simbolo del teschio (all'interno della cabina);
6. cartello monitore indicante il divieto di ingresso alle persone non autorizzate (sulla porta di accesso);
7. cartello di soccorso per colpiti da corrente elettrica;
8. cartello monitore con indicazione di lavori in corso (da tenere a disposizione per eventuali lavori).

3.6.5 Cabine di raccolta e locali tecnici

I 3 sottocampi si conletteranno alla "CABINA DI RACCOLTA" (CdR), deputate a cabina di sezionamento, misura e raccolta dell'energia prodotta.

All'interno della cabina di raccolta avverrà il collegamento in parallelo dei rispettivi sottocampi mediante altrettanti scomparti di "partenza linea", su cui si attesteranno i cavi provenienti dalle Cabine Master di ciascuno dei Sottocampi.



Nella CdR si avranno, oltre a quelli di ingresso, gli scomparti da cui si dipartiranno le terne costituenti l'elettrodotto dorsale, che convoglierà l'energia prodotta fino ai locali tecnici presenti nella futura Sottostazione Produttore;

La cabina di raccolta sarà costituita da un unico locale, destinato ad ospitare la batteria di scomparti necessari alla protezione e sezionamento delle linee di collegamento ai subcampi, e di collegamento tra Cabine di raccolta e Sottostazione Produttore: tale vano verrà denominato Locale Quadri MT:

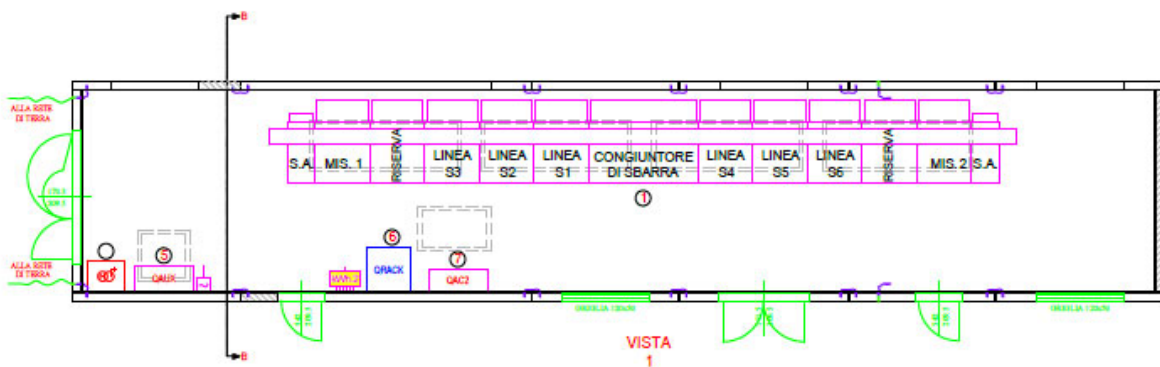


Fig. 26. Tipico PIANTA della Cabina di Raccolta: locale destinato a soli Quadri MT (dimensioni principali 15,00 x 3,00 x 4,50h).

Nell'impianto saranno installati anche nove ulteriori fabbricati, denominati "Locale Servizi" delle medesime dimensioni, destinati ad accogliere i soli locali e room controllo: un locale quadri BT, un vano ufficio uso SCADA, i servizi igienici.

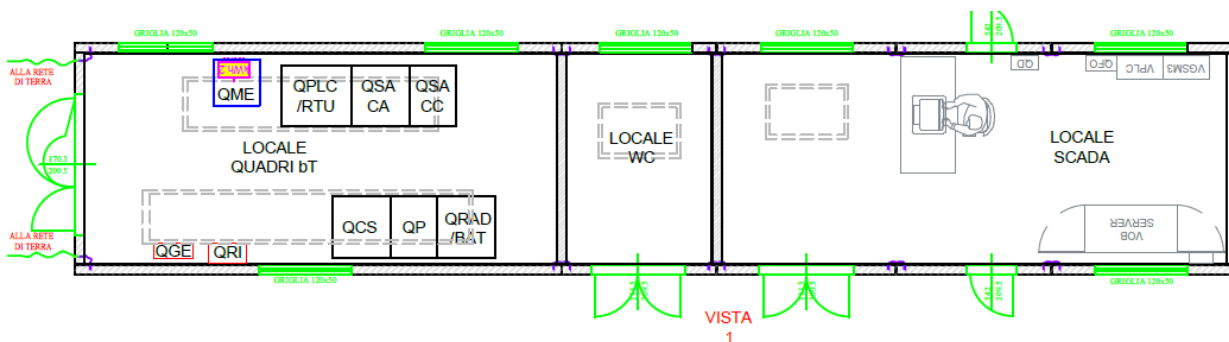


Fig. 27. Tipico PIANTA locali bT (dimensioni principali 15,00 x 3,00 x 4,50h)

Dal punto di vista costruttivo i due manufatti saranno realizzati con la medesima tecnica delle cabine di campo Master/Slave, con vani e pozzetti interrati per il passaggio dei cavi MT. Le coperture dei pozzetti, sia facenti parte delle fondazioni che ad esse esterni, potranno essere in ghisa o calcestruzzo.

Il pavimento sarà predisposto con aperture e passerelle apribili per permettere il passaggio dei cavi MT e bT, nonché l'ispezione e l'agevole installazione degli stessi.

Elaborato:
Relazione tecnica generale

Proponente:
PACIFICO ACQUAMARINA 2 S.r.l.



STUDIO INGEGNERIA ELETTRICA
MEZZINA dott. Ing. Antonio



Tutti i pannelli e tutte le porte saranno ignifughi e autoestinguenti. Le lastre di parete sono unite tra loro in modo tale da creare e garantire la monoliticità della struttura, impedendo possibili infiltrazioni d'acqua. Le porte e le griglie saranno in lamiera, ignifughe ed autoestinguenti.

Il fabbricato "Locali Tecnici bt" ospita, nell'apposita sala Quadri bt, le batterie ed quadri bt in c.a. e c.c. per l'alimentazione dei servizi ausiliari ed il controllo delle protezioni.

I cunicoli per cassetteria sono realizzati in calcestruzzo armato gettato in opera oppure prefabbricati; le coperture saranno metalliche o in PRFV, comunque carrabili per un carico ammissibile di 2000 kg.

Le tubazioni per cavi MT o BT saranno in PVC serie pesante, o equivalenti, e poste in opera con un idoneo rinforzo di calcestruzzo. Eventuali percorsi per collegamenti in fibra ottica saranno realizzati secondo le "Prescrizioni tecniche per la posa di canalizzazioni e dei cavi in fibra ottica".

Lungo le tubazioni ed in corrispondenza delle deviazioni di percorso, saranno inseriti pozzetti ispezionabili di opportune dimensioni; i pozzetti, realizzati in calcestruzzo armato prefabbricato o gettato in opera, saranno dotati di idonea copertura metallica o in PRFV.

4. RETE ELETTRICA DI DISTRIBUZIONE

4.1 Linee di media tensione

Il sistema di distribuzione MT di collegamento per ciascun sub campo ha una configurazione del tipo in serie: in particolare è prevista una cabina denominata MASTER con la triplice funzione di punto di connessione all'arrivo del cavo dalla Cabina di Raccolta, di centro di trasformazione e di punto di fine serie. Nei centri di trasformazione l'energia elettrica prodotta può essere elevata ad un valore di tensione maggiore di quello nominale al fine di consentirne la trasmissione rispettando le esigenze di contenimento delle perdite, e di equilibrare le tensioni dei vari sub campi.

Tutte le linee elettriche MT interne al campo fotovoltaico seguiranno il più possibile il tracciato delle strade di nuova realizzazione o, laddove necessario, seguiranno le corsie libere tra le file di tracker.

I cavi MT utilizzati saranno della tipologia ARE4H5E 18/30kV in accordo alla norma IEC 60502/CEI 20-13: conduttore unipolare, in corda rigida compatta a fili di alluminio, in accordo alla norma CEI 20-29, classe 2, con strato semiconduttore in mescola estrusa termoindurente, isolante XLPE, semiconduttore estruso saldato, nastro semiconduttivo anti-umidità, schermo a nastro di alluminio laminato, guaina esterna in MDPE, colore rosso.

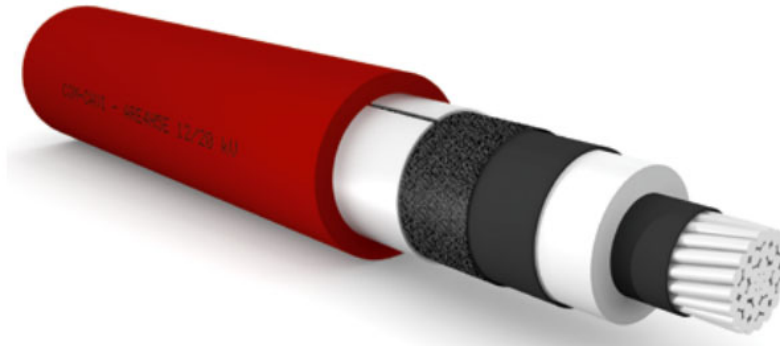


Fig. 28. Particolare degli strati costitutivi di un cavo MT ARE4H5E.

Per la distribuzione in media tensione sono impiegate le seguenti formazioni di cavo per i tre sottocampi:

- **Sottocampo 1** - il sottocampo 1 raggrupperà una cabina di tipo Master, dalla quale partirà un elettrodotto dorsale interno che andrà ad attestarsi in CdR.
- **Sottocampo 2** - il sottocampo 2 raggrupperà 2 cabine, di cui 1 di tipo SLAVE ed 1 di tipo Master, nella quale avverrà la fine serie e la richiusura anello. Verrà pertanto realizzato un'entra-esce da ciascuna cabina per consentire la configurazione serie con richiusura ad anello in cabina Master.
- **Sottocampo 3** - il sottocampo 3 raggrupperà 3 cabine, di cui 2 di tipo SLAVE ed 1 di tipo Master, nella quale avverrà la fine serie e la richiusura anello. Verrà pertanto realizzato un'entra-esce da ciascuna cabina per consentire la configurazione serie con richiusura ad anello in cabina Master.
 - o Per la realizzazione dell'elettrodotto tra le cabine slave e la master verrà utilizzata una terna di cavi unipolari ARE4H5E con grado di isolamento 18/30kV, in formazione a trifoglio, di sezione nominale variabile
 - o Dalle cabine Master si dipartirà un elettrodotto dorsale interno che andrà ad attestarsi sulle sbarre MT di parallelo in Cabina di Raccolta.
- **Elettrodotto Dorsale:**
 - o Per la realizzazione dell'elettrodotto tra la Cabina di Raccolta EST e la Cabina di Media Tensione in Sottostazione Produttore verrà utilizzato un cavo ARE4H5E di sezione nominale 500mmq con grado di isolamento 18/30kV. Il dimensionamento è stato effettuato in modo tale da contenere la caduta di tensione massima attorno all'2,4% in condizioni di funzionamento a piena potenza, con conseguente perdita energia contenuta nello 0,3% circa.



I dimensionamenti delle linee interne sono stati effettuati conservativamente tenendo conto della potenza nominale di picco di ciascun sub campo, in modo che anche in caso di guasto di uno o più dei sub campi, l'impianto potrà lavorare inseguendo continuamente la massima potenza di immissione.

I dimensionamenti delle linee interne sono stati effettuati conservativamente tenendo conto della potenza nominale di picco di ciascun sub campo, in modo che anche in caso di guasto di uno o più dei sub campi, l'impianto potrà lavorare inseguendo continuamente la massima potenza di immissione.

I terminali cavo M.T. saranno del tipo plug-in mentre i giunti saranno del tipo auto restringente o termo restringente per posa direttamente interrata. Nella figura sottostante si mostra un giunto termo restringente omologato ENEL.

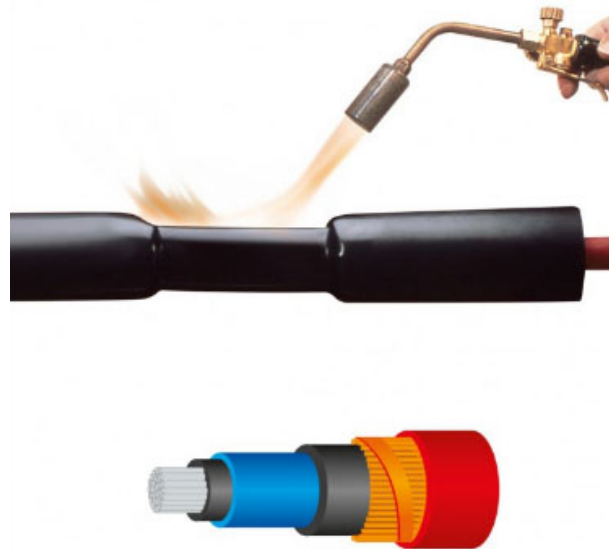


Fig. 29. Schema di esecuzione di un giunto MT.

In corrispondenza dei giunti saranno collegati a terra gli schermi dei cavi MT.

All'interno del parco, i cavi saranno posati direttamente interrati, principalmente lateralmente alla viabilità nuova e da realizzare, in uno scavo avente profondità dal piano stradale compresa tra 1 e 1,2 m circa, con larghezza variabile a seconda della formazione.

Il cavo verrà adagiato su un letto di sabbia di spessore pari a 0,10 m e sarà ricoperto da un ulteriore strato di sabbia di spessore minimo pari a 0,30 m, tale cassonetto ospiterà anche la fibra ottica direttamente posata in terreno; sul cavo sarà posato un tegolino in plastica per la protezione meccanica.

Infine, ad una distanza di circa 0,20 m dal cavo di fibra, verrà posato il nastro segnalatore. Successivamente lo scavo verrà ripristinato secondo le condizioni iniziali.

Elaborato:
Relazione tecnica generale

Proponente:
PACIFICO ACQUAMARINA 2 S.r.l.



STUDIO INGEGNERIA ELETTRICA
MEZZINA dott. Ing. Antonio



plan 
IT IS GREEN ENERGY

I cavi in fibra ottica saranno direttamente posati in terreno e giuntati (lunghezza dipendente dalla pezzatura commerciale) mediante idonee giunzioni ottiche entro scatola di contenimento e protezione del tipo con chiusura a cerniera complete di schede, vassoietti porta giunti e giunzioni di fibra. Per la realizzazione delle giunzioni dei conduttori in fibra saranno realizzati pozzetti rompitratta in cls con chiusino posati all'interno delle nicchie. Il cavo sarà a 12 e/o 24 fibre monomodali 9/125 μm .

CAVO IN FIBRA OTTICA MONOTUBETTO PER ESTERNO

CAVO IN FIBRA OTTICA MONOTUBETTO PER ESTERNO CON PROTEZIONE ANTIRODITTORE SUPER-RINFORZATA, MAX. 24 FIBRE

APPLICAZIONI

Per uso esterno in impianti di cablaggio strutturato (dorsale di campus).
Per uso esterno in reti di telecomunicazione: TV via cavo.
Facile da installare in cavedi, tunnel, trincee o tubazioni, anche adatto all'interro diretto.

Una semplice struttura del cavo completamente dielettrica con una protezione antiroditore maggiorata.
Durata prevista maggiore di 30 anni.

GUIDA ALLA INSTALLAZIONE E ALLA MANIPOLAZIONE

Quando si stendono e si installano i cavi in fibra ottica è vitale non eccedere i valori specifici della forza di tiro, del raggio di curvatura e della temperatura. I metodi di installazione devono essere in accordo con gli standard comuni.

Per facilitare l'inserimento in tubature per mezzo di aria compressa o cavo pilota possono essere usati lubrificanti certificati (esempio paraffina). È sconsigliato l'uso di sapone o di lubrificanti comuni.

Se un cavo ha bisogno di essere fissato, devono essere evitate riduzioni > 3 mm.

Il gel all'interno del tubetto può essere rimosso usando tessuto impregnato di trementina.

È consigliabile proteggere le teste del cavo durante lo stoccaggio.



CARATTERISTICHE COSTRUTTIVE

Specifiche del cavo (Costruzione in accordo con la norma IEC 60794)

- Rivestimento primario della fibra ottica: $\varnothing 250 \pm 15 \mu\text{m}$
- Tubetto centrale tamponato in gel (privo di silicone) contenente fino a 24 fibre
Codice colore delle fibre:
1-12: rosso-naturale-giallo-blu-verde-viola-marrone-nero-arancio-turchese-rosa-bianco
13-24: rosso-naturale-giallo-blu-verde-viola-marrone-grigio-arancio-turchese-rosa-bianco
anellate in nero
- Fibra di vetro come elemento di tiro e protezione antiroditore incrementata fino a **52800 TEX**
- Guaina esterna in polietilene nero resistente ai raggi UV
Identificazione COM-CAVI MULTIMEDIA - tipo di cavo-numero x tipo di fibre+data-marcatura metrica- P/N

Dati meccanici - Protezione antiroditore extra rinforzata

- n° fibre	max.	24
- \varnothing tubetto centrale	mm	4,2
- \varnothing nominale/max.	mm	10,2/10,5
- Peso	kg/km	106,2
- Energia di fiamma	kJ/m	2200

Fig. 30. scheda tecnica cavo in fibra ottica

Di seguito si riportano alcune tipologie delle sezioni di scavo del progetto che riguardano sia i cavi interni che esterni al parco fotovoltaico:

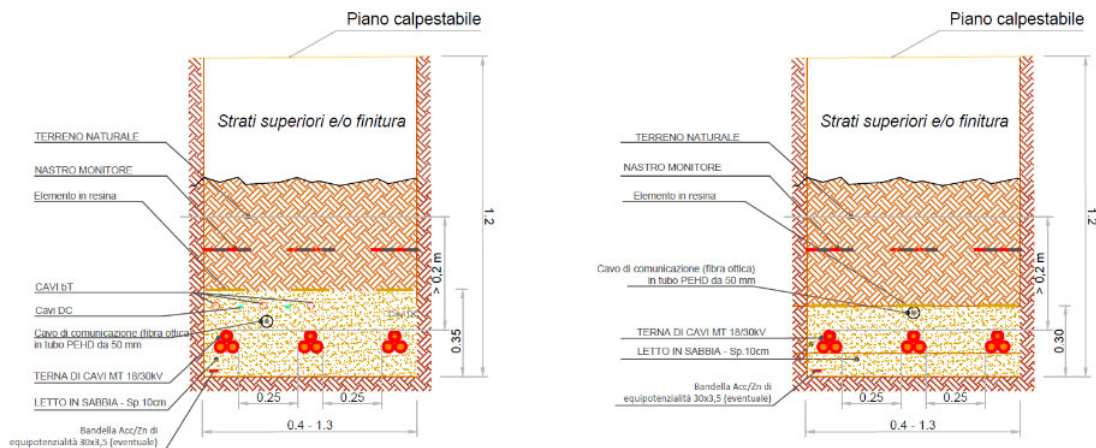


Fig. 31. Particolare: tipico scavo MT; a sinistra, con presenza di cavi bT.

4.2 Linee di bassa tensione

Tutte le condutture elettriche interrato saranno realizzate con cavi tipo ARG16OR16 0,6/1kV direttamente posati in trincea, su strato di allettamento in sabbia. Tali elettrodotti saranno posati ad una profondità di circa 1m rispetto al piano di campagna. Per la posa degli elettrodotti sarà quindi realizzato uno scavo di profondità 110 cm e larghezza variabile secondo la formazione delle linee provenienti dagli inverter di stringa. Eseguito lo scavo, prima della posa dei cavidotti sarà realizzato un letto di sabbia dello spessore di circa 10 cm; inoltre dopo la posa dei cavi essi saranno ricoperti con uno strato ulteriore superiore di sabbia di spessore pari a 20 cm. La parte rimanente dello scavo sarà riempito con terreno risultante dallo scavo, ovvero completando la richiusura con un pacchetto di tipo stradale carrabile in misto stabilizzato, secondo necessità. Il terreno di risulta, privo di scorie, sarà distribuito in loco, ovvero trasportato a discarica autorizzata qualora contaminato da scorie di lavorazione.

Lungo il percorso degli elettrodotti saranno realizzati dei pozzetti elettrici con funzione di rompitratta e/o derivazione rispettivamente per i tratti lineari più lunghi e per i punti di cambiamento di direzione. I pozzetti saranno con corpo in cls prefabbricato e chiusura superiore di chiusura in cls. Il fondo del pozzetto dovrà essere di tipo drenante per consentire il facile deflusso delle acque che in esso si raccolgono. Tutti i collegamenti dei cavi dovranno essere realizzati in apposite scatole o pozzetti di derivazione e/o rompitratta; non sono ammessi collegamenti direttamente all'interno delle tubazioni e cavidotti. Nelle scatole di derivazione i collegamenti saranno eseguiti mediante appositi morsetti a cappello IPXD di sezione adeguata al numero e sezione dei conduttori da collegare. Nei pozzetti interrati invece i collegamenti di cavi saranno eseguiti esclusivamente mediante giunti a resina colata di dimensioni e numero di vie adeguate al numero e formazione dei cavi da giuntare. Tutti i cavi si attesteranno ai morsetti

delle apparecchiature mediante appositi terminali a capocorda a crimpare. Si rimanda alle tavole grafiche di progetto per lo schema di dettaglio della posa di detti cavi, di cui si riportano qui di seguito alcune miniature.

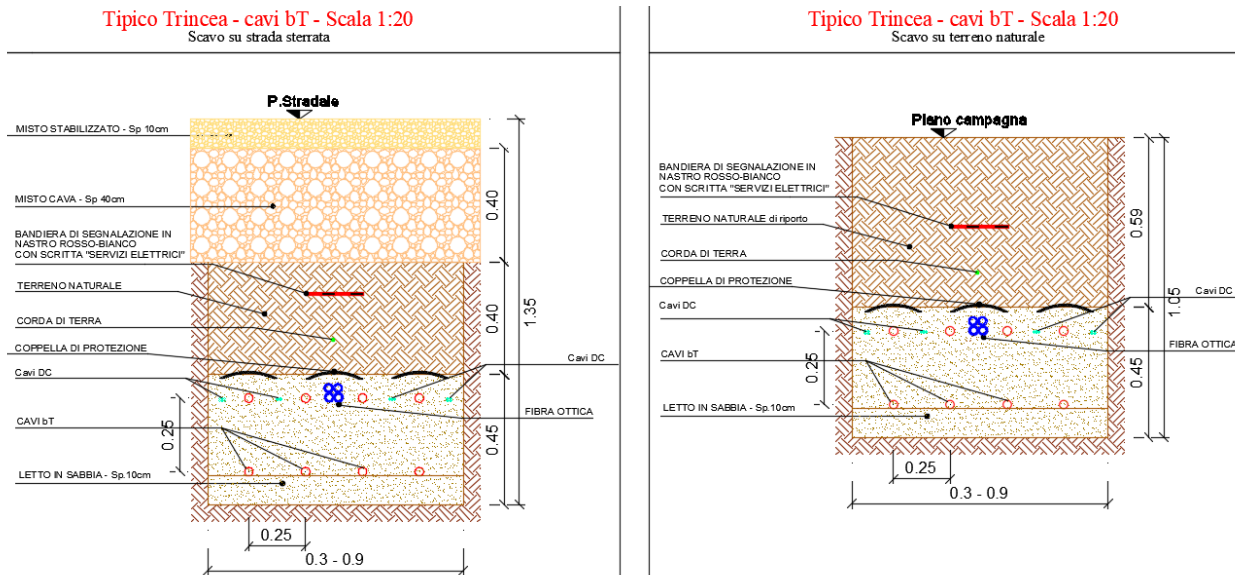


Fig. 32. Particolare tipici trincee per cavidotti bT, in formazione variabile, rispettivamente su strada sterrata e su terreno naturale.

5. PROTEZIONI ELETTRICHE

Nell'impianto elettrico saranno realizzate le protezioni contro le sovracorrenti e i contatti diretti e indiretti. Tali protezioni con funzioni 50, 50N, 51, 51N e 67N, saranno realizzate mediante un relè di protezione installato su ogni interruttore di media tensione presente in ognuna delle cabine elettriche di trasformazione, nonché sugli interruttori di media tensione della cabina elettrica di fine serie e alimentazione servizi di centrale:

- protezioni di media tensione presenti in ogni cabina di trasformazione con funzioni 50,51 e 51N;
- protezione di media tensioni presente nella cabina di Raccolta e Cabina di Sottostazione, con funzioni 50, 50N, 51, 51N e 67N.

Per ogni interruttore di media tensione, il relè di protezione agirà direttamente su esso. Il relè sarà collegato mediante TA e TV posto nello stesso scomparto dell'interruttore MT asservito alla protezione.



Fig. 33. Immagine REF 601.



Fig. 34. Immagine REF 615.

Il relè di protezione agisce sul dispositivo generale mediante una bobina di apertura a mancanza di tensione; tale bobina è asservita dalla protezione generale che ne provoca l'apertura in caso di intervento della protezione. Con tale bobina al mancare, per qualsiasi motivo, dell'alimentazione della protezione generale, il dispositivo generale deve porsi in condizioni di apertura.

6. SISTEMA DI MISURA DI ENERGIA

Nell'impianto saranno previste due misure di energia attuate in modo indipendente:

- misura dell'energia prodotta, da installare a discrezione del cliente all'uscita dei gruppi di generazione, nella Cabina di raccolta;
- Misura destinata alla contabilizzazione dell'energia immessa nel punto di consegna (a monte dell'interruttore di arrivo della Cabina MT nei locali tecnici in Sottostazione Produttore).

6.1 Misura energia al punto di consegna

Per favorire il calcolo dei parametri di performance dell'impianto ed avere una misura puntuale di energia, lo scomparto di arrivo del QMT è equipaggiato in modo idoneo per la derivazione di una misura di

Elaborato:
Relazione tecnica generale

Proponente:
PACIFICO ACQUAMARINA 2 S.r.l.



STUDIO INGEGNERIA ELETTRICA
MEZZINA dott. Ing. Antonio



tensione e corrente ad uso misurazione di energia.

I misuratori sono in grado di misurare l'energia prodotta su base oraria, idonei per l'interrogazione e l'acquisizione delle misure per via telematica, debitamente certificati e sigillati prima della messa in esercizio.

I circuiti volumetrici sono derivati da un nucleo dedicato del TV installato nel QMT e derivati su morsettiere sigillabile.

I circuiti volumetrici sono derivati da un nucleo dedicato del TA installato nel QMT e derivati su morsettiere sigillabile.

Sebbene la misura in questione non abbia valore fiscale sono messe in atto le seguenti misure antifrode:

- Predisposizione per la sigillatura delle calotte dei contatori, delle morsettiere dei TA e delle morsettiere di sezionamento dei circuiti amperometrici;
- impiego di cavi schermati con schermo a terra per i circuiti secondari dei TA.

7. IMPIANTI AUSILIARI DI CAMPO

7.1 Generalità

Tutti gli impianti speciali con parti all'esterno delle cabine di trasformazione sono realizzati con modalità di protezione dai contatti indiretti del tipo "mediante componenti elettrici di Classe II o con isolamento equivalente".

Negli impianti speciali vengono annoverati i seguenti:

- impianto di illuminazione;
- impianto antintrusione;
- impianto di videosorveglianza;

Tutti i modelli in appresso indicati sono qui riportati a scopo esemplificativo, e potranno subire variazioni in fase esecutiva.

7.2 Impianto di illuminazione

Il parco fotovoltaico sarà illuminato mediante dei proiettori posti in corrispondenza delle Cabine di Campo, Magazzino, Cabine di Raccolta e locali tecnici. Ci si limiterà ad usare tali corpi illuminanti da esterno, montati direttamente sui fabbricati, in numero da determinarsi in fase esecutiva da accendersi solo in occasione degli accessi da parte del personale per le manutenzioni ed ispezioni.



Gli apparecchi illuminanti saranno equipaggiati con lampade LED.

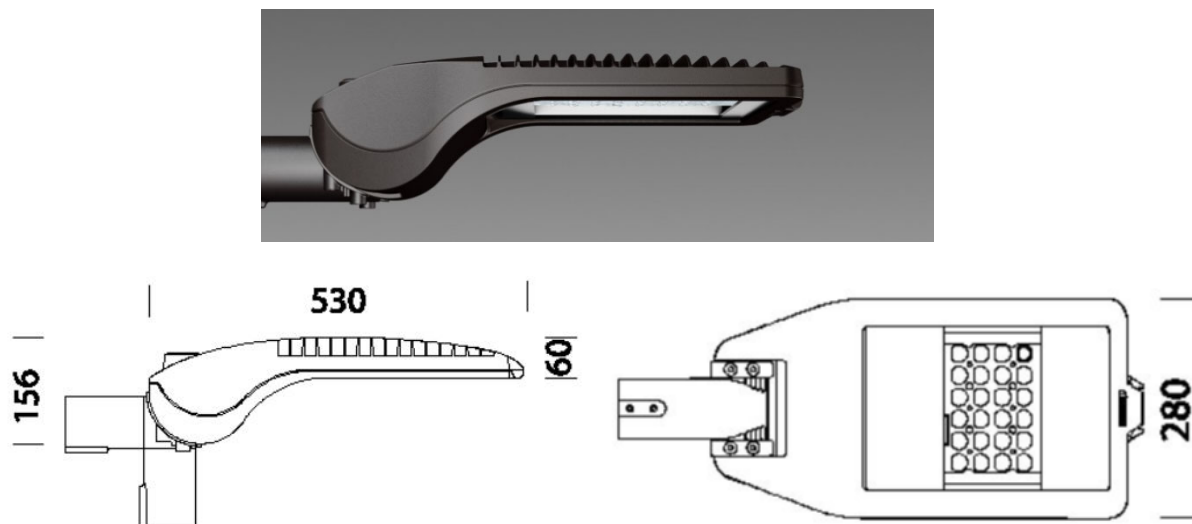


Fig. 35. Tipico apparecchio Illuminante a LED da montaggio a parete.

7.3 Impianto di rivelazione intrusione

Il parco fotovoltaico sarà equipaggiato con un impianto di allarme antintrusione costituito fondamentalmente da:

1. protezione perimetrale, realizzata con barriere continue a raggi infrarossi e microonde, installate lungo la viabilità perimetrale;
2. protezione localizzata dei cancelli, realizzata mediante contatto magnetico perimetrale installato direttamente a bordo dei due cancelli;
3. protezione localizzata delle cabine elettriche, realizzata mediante contatti magnetici perimetrali sulle porte nonché sensore volumetrico a doppia tecnologia posto direttamente all'interno della cabina stessa.

Per la protezione perimetrale, poiché ogni barriera standard ha una portata massima di circa 200m, saranno installate più barriere singole poste una in fila alla successiva in modo da coprire integralmente tutta la lunghezza del perimetro del parco fotovoltaico.

La centrale di allarme antintrusione sarà installata insieme alle altre apparecchiature elettroniche nel Locale Tecnico.

Saranno inoltre installati:

1. una tastiera elettronica a combinazione numerica per l'inserimento e disinserimento dell'impianto di allarme antintrusione;

Elaborato:
Relazione tecnica generale

Proponente:
PACIFICO ACQUAMARINA 2 S.r.l.



STUDIO INGEGNERIA ELETTRICA
MEZZINA dott. Ing. Antonio



2. una sirena esterna di alta potenza e comunque sufficiente ad allarmare tutta la zona;

La centrale di allarme antintrusione sarà inoltre equipaggiata con:

1. combinatore telefonico per la trasmissione a distanza su numeri fissi e/o mobili del segnale di allarme nonché per consentire certe operazioni di controllo e operatività a distanza;
2. una scheda per la trasmissione del segnale all'ente di Vigilanza Locale.

Per il collegamento delle barriere poste perimetralmente si utilizzeranno cavi twistati e schermati e con grado di isolamento 4, quindi adatti sia per la posa interrata sia per la posa insieme con i cavi di energia. Tali cavi saranno posati in una canalizzazione interrata corrente perimetralmente all'interno della recinzione esclusivamente dedicata per la posa dei cavi dell'impianto di allarme antintrusione nonché dei cavi dell'impianto di TVCC. Questa canalizzazione sarà dello stesso tipo e realizzata con le stesse modalità della canalizzazione interrata per gli impianti di energia. Quindi si utilizzeranno cavidotti flessibili corrugati in PVC a doppia parete, liscia internamente e corrugata esternamente. Tali cavidotti saranno posati ad una profondità di almeno 70 cm rispetto al piano di campagna. Per la posa dei cavidotti sarà quindi realizzato uno scavo di profondità 80 cm e larghezza pari a 30 cm. Eseguito lo scavo, prima della posa dei cavidotti sarà realizzato un letto di sabbia dello spessore di circa 10 cm; inoltre dopo la posa dei cavidotti questi saranno ricoperti con uno strato ulteriore superiore di sabbia di spessore pari a 15cm. La parte rimanente dello scavo sarà riempita con terreno risultante dallo scavo. Il materiale di risulta avanzante sarà trasportato a discarica autorizzata. Lungo il percorso dei cavidotti saranno realizzati dei pozzetti elettrici con funzione di rompitratta e/o derivazione rispettivamente per i tratti lineari più lunghi e per i punti di cambiamento di direzione. In particolare i pozzetti saranno realizzati in corrispondenza del punto di installazione dell'organo emettitore o ricevitore di una barriera perimetrale. I pozzetti saranno con corpo in cls prefabbricato e chiusino superiore di chiusura in cls. Il fondo del pozzetto dovrà essere di tipo drenante per consentire il facile deflusso delle acque che in esso si raccolgono.

Tutti i cavi dell'impianto di allarme antintrusione dovranno essere preferibilmente attestati direttamente ai morsetti delle apparecchiature da collegare; qualora siano necessarie giunzioni di cavi queste devono essere eseguite esclusivamente all'interno di cassette di derivazione e nei pozzetti interrati. Nel primo caso si utilizzeranno cassette in PVC IP55 e i collegamenti saranno realizzati con appositi morsetti a cappello di dimensioni adeguate al numero e sezione dei cavi da collegare; nel caso di pozzetti si utilizzeranno esclusivamente giunti a resina colata. La centrale di allarme antintrusione sarà alimentata direttamente dal quadro bt posto nel locale servizi; conseguentemente sarà alimentata anche da un gruppo di continuità. Lo stesso quadro alimenterà i quadri di alimentazione barriere antifurto QAC posti lungo tutto il perimetro del parco in corrispondenza delle barriere. Tutti i quadri QAC verranno installati in appositi armadietti in

Elaborato:
Relazione tecnica generale

Proponente:
PACIFICO ACQUAMARINA 2 S.r.l.



STUDIO INGEGNERIA ELETTRICA
MEZZINA dott. Ing. Antonio



vetrosina posizionati nelle vicinanze.

E' prevista un'unità centrale installata all'interno del locale servizi dalla quale è possibile monitorare lo stato dell'impianto ed analizzare eventi. L'unità centrale può essere collegata ad una o più unità remote.

Il sistema è altresì dotato di modulo ETHERNET in modo che sia possibile accedere da remoto alle informazioni del sistema.

L'intero impianto di rivelazione intrusione dovrà essere realizzato in Classe II o con isolamento equivalente; a tal fine, i dispositivi di alimentazione/ripetizione del segnale sono apparecchiature in Classe II, le condutture di alimentazione sono realizzate mediante impiego di conduttori in classe 0.6kV/1 kV e le derivazioni sono effettuate entro cassette in materiale isolante e con ripristino dell'isolante stesso.

7.4 Impianto di videosorveglianza

L'impianto FV è dotato anche di un impianto di videosorveglianza con telecamere termiche collegate ad una postazione centrale di videoregistrazione ed archiviazione delle immagini posto all'interno del locale servizi e guardiania.

Le telecamere saranno installate sui pali preposti, usati anche per le barriere ad infrarossi, ad altezza di 3m, in modo da avere la visione completa del perimetro dell'impianto interno alla mitigazione arborea e la visione completa di tutto l'interno dell'impianto (visione dei pannelli); una o più telecamere sono del tipo Speed Dome con zoom minimo 35 x in modo da vedere qualsiasi punto del campo e gestibile mediante il videoregistratore sia in loco che da remoto.

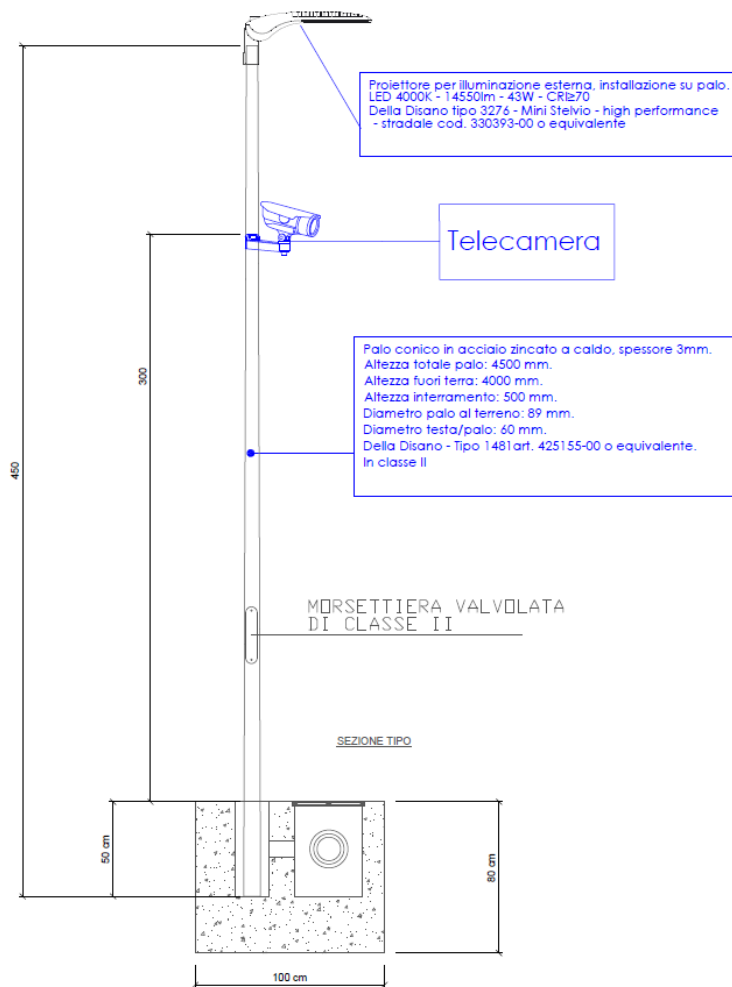


Fig. 36. Installazione telecamera su palo preposto.

A segnale di allarme l'operatore da remoto può comandare la telecamera ed ingrandire l'immagine sul punto allertato e prendere le decisioni opportune.

Le telecamere saranno dotate di alimentatore indipendente in grado di dare energia alle stesse ed alle custodie per almeno 10 ore.

Il complesso di video registrazione sarà dotato di gruppo di continuità da 10 kVA in grado di alimentare il videoregistratore, lo switch ed il trasmettitore satellitare per almeno 2 ore ed all'interno è dotato di Hard disk (almeno n.2 da 2 TByte) in modo da poter archiviare le immagini in continua per almeno 7 giorni.

Ciascun dispositivo di ripresa è posto in custodia termostata al fine di evitare fenomeni di condensazione e è ad alta sensibilità (0,05 lux minima illuminazione per immagini a colore e 0,0001 lux minima illuminazione per immagini in bianco e nero).

L'intero impianto di TVCC sarà realizzato in Classe II o con isolamento equivalente; a tal fine, le telecamere

Elaborato:
Relazione tecnica generale

Proponente:
PACIFICO ACQUAMARINA 2 S.r.l.



STUDIO INGEGNERIA ELETTRICA
MEZZINA dott. Ing. Antonio



sono apparecchiature in Classe II, le condutture di alimentazione sono realizzate mediante impiego di conduttori in classe 0.6kV/1 kV e le derivazioni sono effettuate entro cassette in materiale isolante e con ripristino dell'isolante stesso.

La registrazione delle immagini potrà essere a ciclo continuo, ed il sistema deve permettere l'archiviazione di immagini relative a due settimane solari.

Il software di gestione della videosorveglianza da remoto è in grado di:

- Gestire diversi monitor per diversi impianti;
- Condividere il monitor per la visione contemporanea di diverse telecamere di un singolo impianto;
- Consentire la visione delle immagini registrate;
- Associare un suono di allarme diverso per ogni impianto.
- Gestire allarmi perdita video, motion detection;
- Inviare le immagini di un allarme ad un numero telefonico;
- Far gestire la Speed Dome all'operatore remoto (rotazione, zoom, messa a fuoco);
- Programmare il motion detector a zone ed orari;
- Gestire la registrazione sia manuale che su evento.

8. IMPIANTO DI SUPERVISIONE E CONTROLLO

Il sistema di controllo è realizzato in maniera tale da consentire la supervisione ed il controllo dell'intero impianto da postazione centrale, basato su una soluzione industriale standard, e tale da consentire l'accesso alle informazioni provenienti dai dispositivi in campo, inverter e cabine di trasformazione.

Il sistema di controllo è in grado di verificare se la produzione di energia prodotta è congruente con quella che il generatore fotovoltaico è in grado di produrre. Questa funzione è realizzata elaborando con opportuno software i dati di corrente, tensione, energia acquisiti con i valori che a quelle specifiche condizioni meteorologiche il generatore fotovoltaico dovrebbe produrre. Le condizioni meteorologiche e l'irraggiamento sono acquisiti con misuratori di velocità del vento, termometri ed opportune celle di riferimento calibrate. Eventuali scostamenti dalla produzione prevista a progetto è segnalata all'operatore. L'architettura del sistema è del tipo distribuito, basato su una dorsale Ethernet in fibra ottica di connessione tra il centro di controllo principale e le cabine di trasformazione, ove sono collocati gli apparati di rete (switch) per la connessione del singolo sottosistema.

I dispositivi comunicheranno con il sistema di supervisione/controllo attraverso protocolli quali ModBus RTU e ModBus TCP/IP, in maniera tale da permettere all'operatore di avere su display la situazione in tempo reale dell'intero impianto. L'architettura generale del sistema è rappresentata in figura seguente:

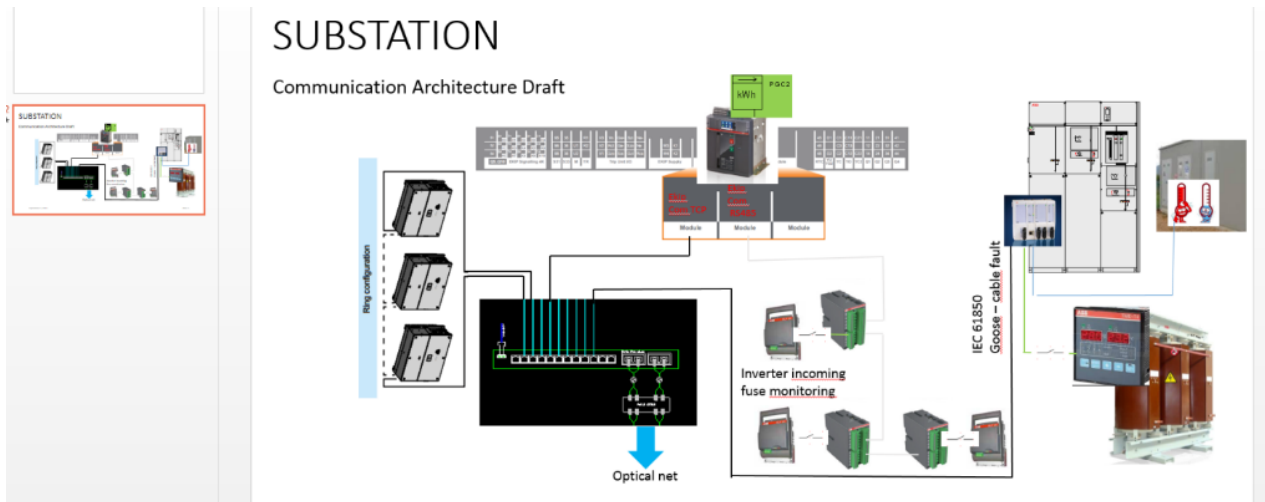


Fig. 37. Architettura del sistema di supervisione e controllo.

La supervisione e controllo per la parte di media, sarà dotata di un sistema di protezione ed automazione per permettere di individuare ed isolare un guasto del cavo.

Il sistema dovrà consentire di individuare la comparsa del guasto nella rete, l'apertura dell'interruttore a monte (quadro master) che connette il ramo dell'impianto alla rete che presenta il guasto, isolare il tratto di cavo guasto tramite l'apertura degli apparecchi di interruzione e infine riconfigurare l'impianto prevedendo la chiusura in sequenza degli apparecchi di interruzione e dell'interruttore generale di monte.

Le principali parti che compongono il sistema oltre a quanto necessario come mezzo ed elementi di interconnessione (es. rete, switch ethernet) sono:

- Modulo indicatore di guasto direzionale tipo RIO 600 in ogni stazione con comunicazione ethernet IEC 61850 ed orizzontale via GOOSE.
- sensori di ultima generazione, presenti in ogni stazione per fornire misure di tensione e di corrente per la protezione direzionale.

Dispositivo elettronico intelligente tipo REF615, progettato per la protezione principale di massima corrente e di guasto a terra per le partenze linea cavi, impiegato nel sistema per la protezione dell'interruttore a monte (sottostazione master). Il ref615 dispone di sistema di comunicazione nativo IEC 61850 e include messaggistica rapida GOOSE.

Il sistema di automazione dovrà essere predisposto per interfacciarsi con uno SCADA di impianto tramite protocollo IEC 61850 per ottenere in tempo reale e da remoto le informazioni e lo stato di diagnostica della rete. Mentre per la parte di bassa, il controllo sarà effettuato dall'interruttore generale posto nel Power Center QPC, il quale tramite moduli aggiuntivi come Ekip Com TCP e Ekip Com RS485 sarà in grado di monitorare e supervisionare tutte le apparecchiature di bassa tensione così come mostrato in Fig. 38 e



meglio specificato nelle tavole allegate.

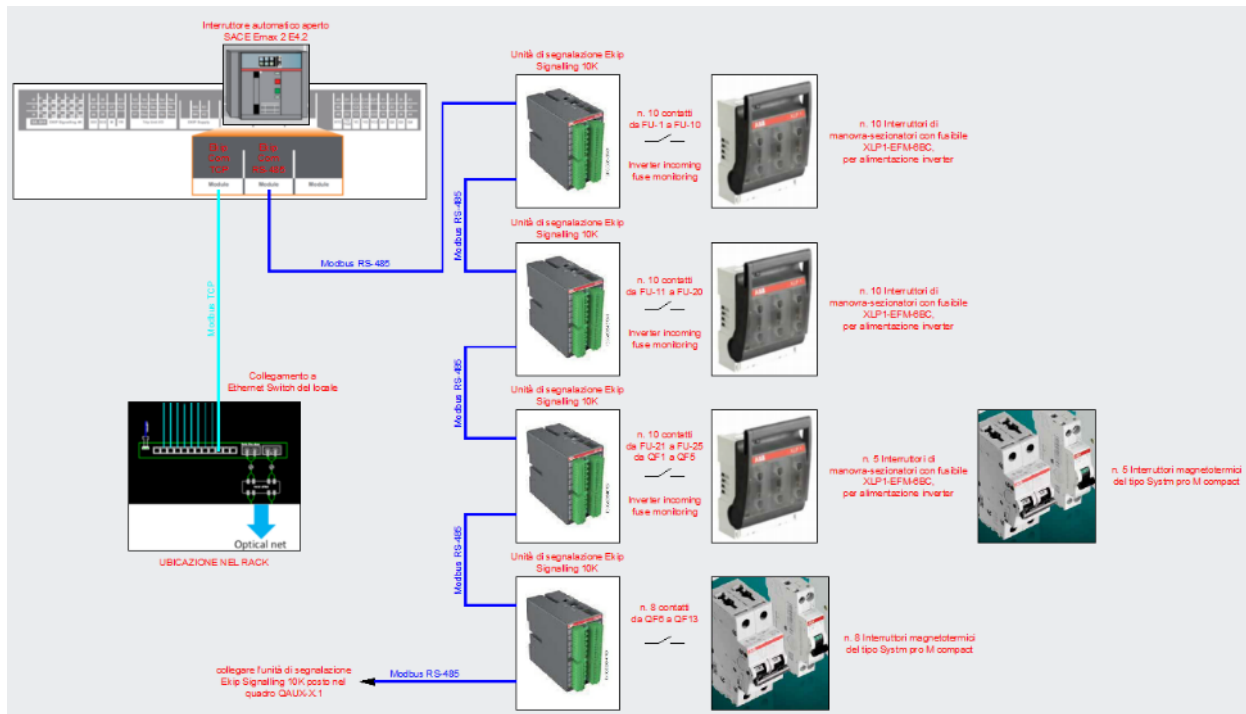


Fig. 38. Architettura del sistema di supervisione e controllo bT.

9. IMPIANTO DI MESSA A TERRA

Lungo tutto il percorso degli scavi che saranno realizzati per la posa dei cavidotti elettrici, sarà posata anche una corda di rame nuda di sezione pari a 50 mm² direttamente interrata. Per ogni cabina si avrà un dispersore ad anello in corda di rame nuda di sezione pari a 50 mm² direttamente interrata posto perimetralmente alla cabina di trasformazione e posata direttamente nel terreno. In corrispondenza di ciascuno dei quattro angoli dell'anello alla cabina di trasformazione MT/bt sarà collegato un dispersore verticale in profilato a T in Ac/Zn 50x50x5 mm L=1,5m. Il dispersore ad anello sarà quindi collegato con altri elementi disperdenti costituiti da corda di rame nuda direttamente interrata da 50mm² negli scavi praticati per la posa dei cavidotti elettrici di collegamento degli impianti di produzione.

In questo modo si otterrà un dispersore unico e generale dell'impianto di terra che si estende dalla cabina verso gli impianti di produzione; questa geometria consente non solo di abbassare il valore della resistenza totale dell'impianto di terra e quindi della tensione totale di terra dell'impianto di terra.

Si avrà così un dispersore unico e generale dell'impianto di terra di tipo orizzontale a rete magliata. Le connessioni dei vari tratti di dispersore saranno eseguiti mediante appositi morsetti in ottone a "C" a



crimpare. Lungo il percorso di sviluppo del dispersore dell'impianto di terra, saranno praticate apposite derivazioni necessarie per il collegamento a terra:

1. delle strutture di sostegno dei moduli FTV; la struttura di sostegno di ciascuna delle schiere di moduli FTV sarà collegata a terra in due punti estremi.
2. della barra colletttrice posta sul pilastrino di sostegno quadri di stringa;
3. del collettore di terra da realizzarsi all'interno della cabina elettrica generale di conversione e trasformazione; a tale collettore saranno quindi collegate tutte le masse, mediante appositi conduttori equipotenziali, nonché i conduttori di terra, di protezione e funzionali, presenti nella cabina.

Le derivazioni di che trattasi dal dispersore dell'impianto di terra, saranno realizzate mediante tratto di corda di rame nuda da 50 mm² collegata: da un estremo alla corda di rame nuda interrata del dispersore, mediante apposito morsetto a "C" a crimpare; dall'altro alla struttura o collettore da mettere a terra mediante apposito capicorda a crimpare imbullonato alla struttura o collettore stessi. Come sopra già descritto, lo schermo dei cavi MT, essendo collegato a terra, diventerà parte integrante dell'impianto di terra contribuendo di fatto all'unicità e generalità del dispersore dell'impianto di terra e quindi all'equipotenzializzazione dell'area della centrale fotovoltaica. A completamento dei lavori sarà eseguita la misura della resistenza totale dell'impianto di terra allo scopo di verificare il coordinamento dello stesso con le protezioni elettriche installate nell'impianto e con quello del distributore locale ai fini della protezione contro i contatti indiretti per guasti monofasi a terra in MT. In particolare si dovrà verificare la seguente relazione:

$$R_E \leq R_{EP} = U_E / I_F = U_{TP} / I_F$$

Essendo:

- R_E = resistenza totale di terra dell'impianto.
- R_{EP} = valore massimo ammissibile della resistenza totale di terra dell'impianto.
- U_E = valore massimo ammissibile della tensione totale di terra
- U_{TP} = valore massimo ammissibile della tensione di contatto, (CEI 99-3/EN 50522), a sua volta stabilita in relazione al tempo di intervento delle protezioni;
- I_F = corrente di guasto monofase a terra in MT.



10. PROTEZIONE SCARICHE ATMOSFERICHE

In fase di design verrà redatta una relazione per la analisi dei rischi di fulminazione sul campo fotovoltaico, in particolare per il calcolo vengono utilizzati i parametri indicati nel seguito codificati alle norme per il tipo di impianto.

Fulminazione diretta:

- è stato ipotizzato di *accettare* il rischio economico derivante da danni alle strutture portanti dei moduli ed ai moduli stessi;
- è stato valutato il rischio di danno alle vite umane, per tensioni di contatto e/o passo al fine di definire le conseguenti azioni correttive;

Fulminazione indiretta:

- È stato ipotizzato di *non accettare* a priori il rischio economico derivante agli impianti interni (moduli, quadri ed inverter) ed imporre le conseguenti azioni correttive;

A valle di quanto sopra, la protezione dal fulmine del parco fotovoltaico è conseguita mediante l'adozione delle seguenti misure correttive:

- installazione di cartello ammonitore all'ingresso di ciascuno dei tre campi;
- rispetto di particolari accorgimenti costruttivi nella realizzazione dei collegamenti in campo, mirati a minimizzare il flusso concatenato del campo magnetico indotto dal fulmine;
- installazione di sistemi di protezione dalle sovratensioni (SPD) di tipo 2 ai terminali DC degli inverter;
- installazione di sistemi di protezione dalle sovratensioni (SPD) sulle linee di comunicazione (telefonia e/o trasmissione dati) entranti nei campi fotovoltaici dall'esterno.

10.1 Riduzione del rischio fulminazione - accorgimenti costruttivi

Al fine di minimizzare il flusso concatenato del campo magnetico indotto dal fulmine, i conduttori in campo sono posati entro canali metallici con coperchio, e devono essere realizzati collegamenti in maniera tale che l'area della spira formata sia minima, oppure formando due anelli nei quali la corrente circoli in versi opposti.

A beneficio di chiarezza è fornita, quale estratto da NRif2, una schematizzazione tipica di tali modalità di collegamento.

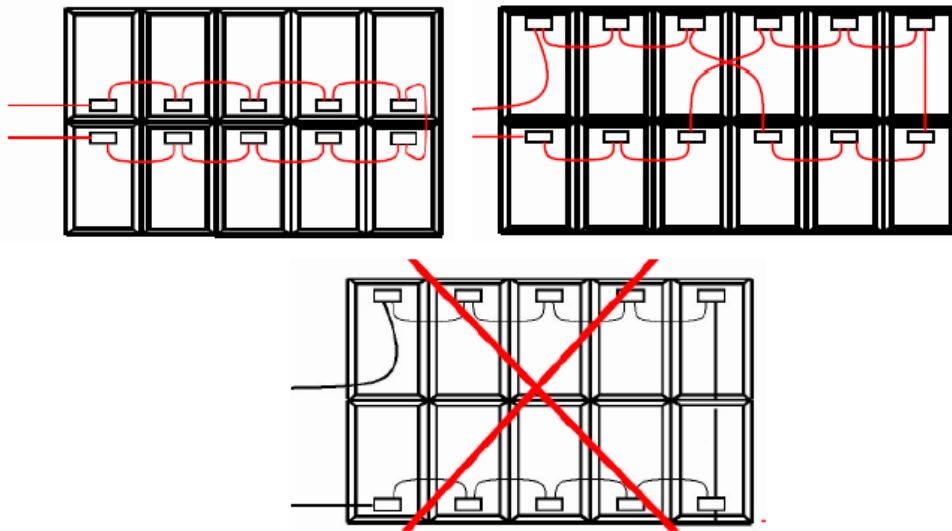


Fig. 39. Estratto dalla guida tecnica CEI 82-25 relativa alla modalità di cablaggio di stringa.

10.2 Riduzione del rischio fulminazione - installazione SPD

Tutti i sistemi di protezione dalle sovratensioni (SPD) sono equipaggiati con contatto di stato del dispositivo di protezione stesso, e tale contatto è supervisionato, individualmente o a gruppi, dal sistema di supervisione centrale.

L'eventuale raggruppamento di tali contatti di stato è tale da limitare entro tempi ragionevoli la ricerca e sostituzione dello scaricatore intervenuto.

Qualora venissero impiegati fusibili a protezione degli scaricatori di sovratensione, i relativi portafusibili saranno del tipo con segnalazione visiva dello stato di intervento.

11. DESCRIZIONE DELL'INTERVENTO E SUE FASI

11.1 Realizzazione intervento

Vista la natura delle opere previste, le attività di cantiere saranno quelle tipiche di un cantiere di tipo edile. In fase di cantiere si prevede di occupare le aree previste dall'occupazione definitiva per gli impianti in progetto in fase di esercizio oltre ad alcune aree adiacenti per l'alloggiamento dei materiali e dei macchinari necessari alle fasi lavorative.

Le emissioni in atmosfera durante tale fase si prevede siano, nel primo periodo relativo alla preparazione e livellamento dell'area e alla realizzazione delle fondazioni, analoghe a quelle di un cantiere edile, e

Elaborato:
Relazione tecnica generale

Proponente:
PACIFICO ACQUAMARINA 2 S.r.l.



STUDIO INGEGNERIA ELETTRICA
MEZZINA dott. Ing. Antonio



successivamente trascurabili, quando prevarranno operazioni di assemblaggio e carpenteria.

Anche dal punto di vista del rumore, le opere descritte sono associate ad emissioni sonore confrontabili a quelle di un normale cantiere edile, ma caratterizzate da una durata limitata nel tempo.

Il traffico indotto dal trasporto dei materiali e dei rifiuti si prevede sia di entità trascurabile, e non generi impatti sulle diverse componenti ambientali.

Il cantiere in oggetto si svilupperà attraverso fasi lavorative che, a livello preliminare, vengono di seguito elencate:

1. *delimitazione dell'area di cantiere;*
2. *pulizia delle aree;*
3. *eventuali livellamenti e realizzazione delle aree;*
4. *installazione di strutture di servizio quali strutture provvisorie, uffici di cantiere, mense, box,*
5. *servizi igienici e quanto altro necessario;*
6. *realizzazione piazzole di stoccaggio;*
7. *realizzazione aree di parcheggio;*
8. *realizzazione cartellonistica e segnaletica interna ed esterna al cantiere;*
9. *realizzazione della viabilità di servizio;*
10. *realizzazione dei collegamenti elettrici comprendente opere di scavo a sezione e posa di cavidotti interrati;*
11. *realizzazione recinzione;*
12. *installazione delle strutture di supporto e posa dei pannelli;*
13. *messa a dimora di piante e quanto altro previsto;*
14. *realizzazione opere elettriche e cabine di trasformazione e consegna;*
15. *dismissione dell'area di cantiere e collaudo degli impianti.*

Relativamente ai rischi connessi alle lavorazioni dovranno essere analizzate e quindi adottate misure preventive (consistenti nella formazione ed informazione dei lavoratori) ed attuative (utilizzo dei dispositivi di protezione, indicazioni su ogni singola fase lavorativa, utilizzo della segnaletica e della segnalazione, utilizzo misure di protezione verso aree critiche, disposizione cartellonistica e segnaletica di cantiere).

Ogni impresa dovrà quindi ottemperare ai contenuti del piano operativo di sicurezza oltre a quanto previsto dalle normative vigenti; dovranno essere trattate nello specifico le limitazioni all'installazione (condizioni atmosferiche ed ambientali) ed ogni altro rischio a cui saranno esposti i lavoratori.



12. BENEFICI DELL'OPERA E ANALISI DELLE POSSIBILI RICADUTE OCCUPAZIONALI, SOCIALI ED ECONOMICHE

Il presente paragrafo analizza il rapporto tra i costi ed i benefici derivanti dalla realizzazione e dall'esercizio dell'impianto Fotovoltaico.

In particolare, l'analisi ha compreso l'individuazione e la valutazione degli aspetti economici del Progetto, in termini di costi e ricadute positive, e confrontando questi con gli effetti ambientali, positivi e negativi conseguenti alla realizzazione del Progetto stesso.

12.1 Risorsa economica

La realizzazione e messa in esercizio di un impianto fotovoltaico, oltre a benefiche ricadute di ambito globale dovute al minore inquinamento per produrre energia elettrica, introduce una serie di ricadute in ambito "locale" positive per il tessuto socio-economico-territoriale legate all'integrazione con il progetto agricolo; tra queste si possono sicuramente annoverare:

- 1) Aumento degli introiti nelle casse comunali in quanto i Comuni ricevono un flusso di cassa derivante dall'imposta comunale sugli immobili che il più delle volte consente un aumento considerevole del bilancio del Comune stesso;
- 2) Incremento delle possibilità occupazionali dovuto agli interventi manutentivi che dovessero risultare necessari;
- 3) Maggiore indotto, durante le fasi lavorative, per le attività presenti sul territorio (fornitori di materiale, attività alberghiere, ristoratori...)
- 4) Possibilità di avvicinare la gente alle fonti rinnovabili di energia per permettere la nascita di una maggiore consapevolezza nei problemi energetici e un maggiore rispetto per la natura;
- 5) Per la gestione delle aree destinate al progetto della gestione agricola e del pascolo solare si potranno innescare meccanismi virtuosi come il coinvolgimento di società locali.

Si possono poi distinguere: Ricadute occupazionali dirette, Ricadute occupazionali indirette, occupazioni permanenti e occupazioni temporanee.

- *Ricadute occupazionali dirette:*

Sono date dal numero di addetti direttamente impiegati nel settore oggetto di analisi (es: fasi di progettazione degli impianti, costruzione, installazione, O&M).

- *Ricadute occupazionali indirette:*



Sono date dal numero di addetti indirettamente correlati alla produzione di un bene o servizio e includono gli addetti nei settori “fornitori” della filiera sia a valle sia a monte.

- *Occupazione permanente:*

L’occupazione permanente si riferisce agli addetti impiegati per tutta la durata del ciclo di vita del bene (es: fase di esercizio e manutenzione degli impianti).

- *Occupazione temporanea:*

L’occupazione temporanea indica gli occupati nelle attività di realizzazione di un certo bene, che rispetto all’intero ciclo di vita del bene hanno una durata limitata (es. fase di installazione degli impianti).

Come si può desumere dai grafici sotto riportati (fonte GSE e Greenpeace) il fotovoltaico è la tecnologia con il valore più alto in termini occupazionali sia a livello storico che statistico.

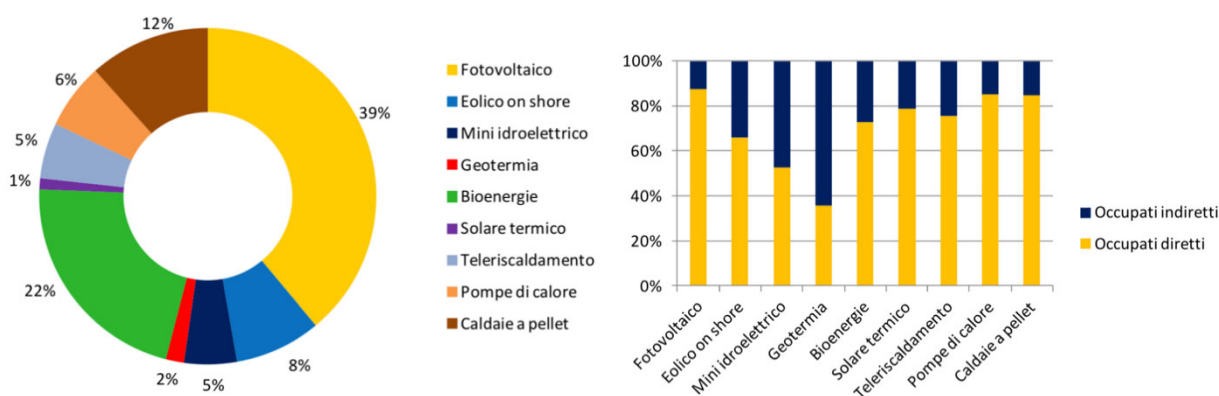


Fig. 40. Ricadute occupazionali delle diverse fonti di energia.

Nel caso specifico del progetto “Tovaglia”, saranno valorizzate maestranze e imprese locali per appalti nelle zone interessate dal progetto, tanto nella fase di progettazione e sviluppo che nella costruzione oltre che nelle operazioni di gestione, manutenzione e infine dismissione.

● **FASE DI PROGETTAZIONE E SVILUPPO**

Le attività previste sono:

- Mediazione immobiliare;
- Rilevazioni topografiche;
- Ingegneria e permitting;
- Consulenze specialistiche (acustica, agronomica, avi faunistica);
- Consulenza legale;
- Notarizzazione.

Elaborato:
Relazione tecnica generale

Proponente:
PACIFICO ACQUAMARINA 2 S.r.l.



STUDIO INGEGNERIA ELETTRICA
MEZZINA dott. Ing. Antonio



● FASE DI ESECUZIONE

Le lavorazioni previste sono:

- Rilevazioni topografiche;
- Movimentazione di terra;
- Montaggio di strutture metalliche in acciaio e lega leggera;
- Posa in opera di pannelli fotovoltaici;
- Realizzazione di cavidotti e pozzetti;
- Connessioni elettriche e cablaggi;
- Realizzazione di edifici in cls prefabbricato e muratura;
- Realizzazione di cabine elettriche;
- Realizzazioni di strade bianche e asfaltate;
- Sistemazione delle aree a verde e delle fasce di mitigazione;
- Sistemazione e preparazione delle aree adibite a progetto agricolo.

Le professionalità richieste ed impiegate saranno pertanto:

- Operai edili (muratori, carpentieri, addetti a macchine movimento terra, addetti manutenzione strade);
- Topografi;
- Eletttricisti generici e specializzati;
- Geometri/Ingegneri/Architetti;
- Agronomi/Geologi/Tecnici competenti in acustica;
- Personale di sorveglianza;
- Operai o braccianti agricoli;
- Piccoli trasportatori locali;
- Contoterzisti agricoli con il loro personale.

È indubbio che saranno coinvolte indirettamente anche realtà al contorno come ad esempio B&B, alberghi, ristoranti, bar.

● FASE DI ESERCIZIO E MANUTENZIONE

Durante il periodo di esercizio dell'impianto, saranno impiegate maestranze per la manutenzione, la gestione e supervisione dell'impianto, oltre che per la sorveglianza dello stesso. Alcune di queste figure professionali saranno impiegate in modo continuativo, come ad esempio il personale di

Elaborato:
Relazione tecnica generale

Proponente:
PACIFICO ACQUAMARINA 2 S.r.l.



STUDIO INGEGNERIA ELETTRICA
MEZZINA dott. Ing. Antonio



gestione/supervisione tecnica e di sorveglianza (O&M). Altre figure verranno impiegate occasionalmente al momento del bisogno, ovvero quando si presenta la necessità di manutenzioni ordinarie o straordinarie dell'impianto. La tipologia di figure professionali richieste in questa fase sono, oltre ai tecnici della supervisione dell'impianto e al personale di sorveglianza, elettricisti, operai edili, artigiani e operai agricoli/giardinieri per la manutenzione del terreno di pertinenza dell'impianto (taglio dell'erba, sistemazione delle aree a verde ecc.).

Nell'intervento è inoltre prevista la realizzazione di una importante area di progetto agricolo per la quale è già in fase di definizione accordi con realtà agricole locali.

● FASE DI DISMISSIONE

Per la dismissione saranno coinvolte le medesime figure tecniche e le manovalanze che erano state previste per la realizzazione.

Tra gli obiettivi dell'installazione degli impianti agro-fotovoltaici, gli impatti positivi sulla collettività in termini sociali ed economici assumono un ruolo fondamentale ed indispensabile. Secondo varie ricerche condotte, durante la fase di costruzione di un impianto agro-fotovoltaico si creano mediamente circa 35 nuovi posti di lavoro, e nella fase di manutenzione 1 posto ogni 2-5 MW prodotti. Dal punto di vista economico, la minore o nulla competizione di utilizzo del suolo tra agricoltura ed impianti fotovoltaici permette di ottenere contemporaneamente produzioni e redditi diversificati sullo stesso appezzamento di terreno.

Si specifica, inoltre, che il numero di posti di lavoro per la **manutenzione** di un impianto fotovoltaico tradizionale è ad oggi di circa 1 ogni 5 MW.

A tali valori va poi aggiunto quello desunto dall'Audit Agronomico.

12.2 Mancate emissioni in ambiente

I benefici che la realizzazione del Progetto comporterebbe sull'ambiente sono dovuti essenzialmente alla mancata emissione di gas con effetto serra, come di seguito illustrato.

La produzione di energia elettrica mediante combustibili fossili comporta l'emissione di sostanze inquinanti e di gas serra. Il livello delle emissioni dipende dal combustibile e dalla tecnologia di combustione e controllo dei fumi. Di seguito sono riportati i fattori di emissione per i principali inquinanti emessi in atmosfera per la generazione di energia elettrica da combustibile fossile:

- **CO₂ (anidride carbonica):** 462,0 g/kWh;



- **SO₂ (anidride solforosa):** 0,540 g/kWh;
- **NO_x (ossidi di azoto):** 0,490 g/kWh;
- **Polveri:** 0,024 g/kWh.

Tra questi gas, il più rilevante è l'anidride carbonica (o biossido di carbonio), il cui progressivo incremento potrebbe contribuire all'effetto serra e quindi ai cambiamenti climatici da esso indotti.

Come si evince dalla successiva tabella, il Progetto fotovoltaico, considerando l'energia stimata come produzione del primo anno e una perdita di efficienza annuale pari al 0,45 %, evita l'emissione di tonnellate di CO₂, SO₂, NO_x e Polveri sottili ogni anno, con i conseguenti effetti positivi indiretti sulla salute umana, e sulle componenti biotiche (vegetazione e fauna), nonché sui manufatti umani:

Emissioni evitate in atmosfera di	CO ₂	SO ₂	NO _x	Polveri
Emissioni specifiche in atmosfera [g/kWh]	462,00	0,540	0,490	0,024
Emissioni evitate in un anno [kg]	20.531.475,60	23.997,83	21.775,81	1.066,57
Emissioni evitate in 20 anni [kg]	373.672.855,96	436.760,48	396.319,70	19.411,58

Fonte dati: Rapporto ambientale ENEL

Ad oggi in Italia ca. l'81,64%¹ della produzione di energia elettrica è ancora proveniente da impianti termoelettrici che utilizzano combustibili sostanzialmente di origine fossile. Quindi, un altro utile indicatore è quello per definire il risparmio di combustibile derivante dall'utilizzo di fonti energetiche rinnovabili e che viene espresso attraverso il fattore di conversione dell'energia elettrica in energia primaria [TEP/MWh].

Questo coefficiente individua le T.E.P. (Tonnellate Equivalenti di Petrolio) necessarie per la realizzazione di 1 MWh di energia, ovvero le TEP risparmiate con l'adozione di tecnologie fotovoltaiche per la produzione di energia elettrica:

Risparmio di combustibile in	TEP
Fattore di conversione dell'energia elettrica in energia primaria [TEP/MWh]	0,187
TEP risparmiate in un anno	8.310,36
TEP risparmiate in 20 anni	151.248,54

Fonte dati: Delibera EEN 3/08, art. 2

L'IEA, l'Agenzia Internazionale per l'Energia dell'OECD, ha comunicato alcuni dati sulle emissioni globali di anidride carbonica nel 2011. Le emissioni globali continuano a crescere senza soluzione di continuità e ogni anno che passa diventa un record. Nel 2011 le emissioni globali di anidride carbonica, derivanti dall'uso di combustibili fossili, segnano un nuovo record di 31,6 miliardi di tonnellate, cioè un miliardo di

¹ Fonte: Our World in Data based on BP Statistical Review of World Energy (2022).

Elaborato:
Relazione tecnica generale

Proponente:
PACIFICO ACQUAMARINA 2 S.r.l.



STUDIO INGEGNERIA ELETTRICA
MEZZINA dott. Ing. Antonio



tonnellate in più del 2010, che era stato l'anno record precedente, pari ad un incremento del 3,2% nello spazio di un solo anno.

Le emissioni provenienti dall'uso del carbone mantengono salda la loro posizione di testa con il 45% sul totale delle emissioni di gas serra, seguite da quelle del petrolio con il 35% e, infine, da quelle del gas naturale con il 20%.

L'Agenzia Europea per l'ambiente indica come al 2010 l'Italia era uno dei tre Paesi con le carte non in regola sulla strada che, dal 1990, ha portato ad una riduzione delle emissioni del 15,5% (il protocollo di Kyoto imponeva l'8%), che sono scese del 10,5% considerando l'Europa a 15. Di conseguenza, proprio Italia, Lussemburgo e Austria dovranno lavorare di più, scegliendo tra metodi alternativi, sfruttando meccanismi flessibili previsti dallo stesso protocollo, gli stessi che permettono per esempio di acquisire crediti con progetti in Paesi in via di sviluppo.

Per completezza, si riportano le parole menzionate in una nota ufficiale dell'Agenzia:

“Nel complesso, le emissioni all'interno dell'UE sono diminuite del 15,5%. Le emissioni dell'UE-15 sono state inferiori rispetto ai livelli dell'anno di riferimento, attestandosi a una percentuale del 10,7%, che è nettamente più bassa dell'obiettivo collettivo di riduzione fissato all'8% per il periodo compreso tra il 2008 e il 2012. Tuttavia, dei 15 Stati membri dell'UE accomunati da un impegno comune assunto nel quadro del protocollo di Kyoto (UE-15), alla fine del 2010 l'Austria, l'Italia e il Lussemburgo non erano ancora riuscite a realizzare gli obiettivi previsti dal protocollo”.

Inoltre, sempre secondo quelle che sono state le prime stime per il 2010, si è riscontrato “un incremento del 2,4% delle emissioni di gas a effetto serra nell'UE rispetto al 2009 (con un margine di errore pari a +/- 0,3%), dovuto alla ripresa economica verificatasi in molti paesi, nonché a un maggiore fabbisogno di riscaldamento generato da un inverno più rigido.

Tuttavia, il passaggio dal carbone al gas naturale e la crescita sostenuta della produzione di energie rinnovabili hanno consentito di arginare l'aumento di queste emissioni”.

Nell'ambito della strategia europea per la promozione di una crescita economica sostenibile, lo sviluppo delle fonti rinnovabili rappresenta un **obiettivo prioritario** per tutti gli Stati membri. Secondo quanto stabilito dalla direttiva 2009/28/CE, nel 2020 l'Italia avrebbe dovuto coprire il 17% dei consumi finali di energia mediante fonti rinnovabili. In realtà tale obiettivo è stato già raggiunto nel 2016 con 5 anni di anticipo. Nel nuovo documento sulla Strategia Energetica Nazionale pubblicate dal Ministero dell'Ambiente in data 12 giugno 2017 e in consultazione pubblica fino al 30 settembre 2017, sono indicate le seguenti priorità di azione:



- 1) Migliorare la competitività del paese riducendo il prezzo dell'energia e soprattutto il gap di costo rispetto agli altri paesi dell'UE;
- 2) Raggiungere gli obiettivi ambientali e di de-carbonizzazione al 2030 definiti a livello europeo, ma anche nel COP21;
- 3) Migliorare la sicurezza di approvvigionamento e di conseguenza flessibilità e sicurezza delle infrastrutture. In tutti gli scenari previsti nella SEN sia di base che di policy, intesi in ogni caso come supporto alle decisioni, si prevede un aumento di consumi di energia da fonte rinnovabile al 2030 mai inferiore al 24% (rispetto al 17,5% registrato del 2016).

Passando al caso specifico è indubbio inoltre che, come ribadito in più punti nello stesso SEN, la realizzazione di un impianto fotovoltaico di grossa taglia, del tipo di quello proposto, possa contribuire al raggiungimento degli obiettivi proposti.

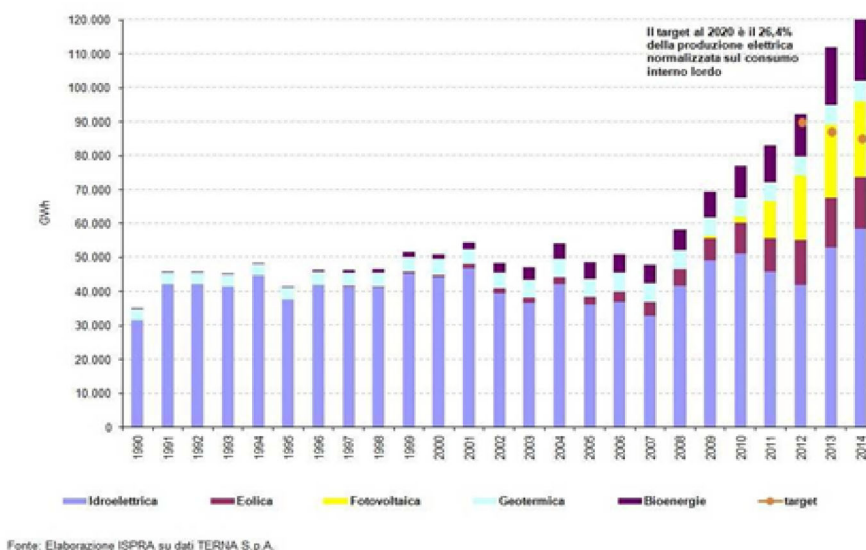


Fig. 41. Produzione lorda di energia da fonti energetiche rinnovabili in equivalente fossile sostituito.

13. CRONOPROGRAMMA DEI LAVORI

I tempi di realizzazione dell'impianto sono pari a circa 15 mesi.

La costruzione dell'impianto sarà avviata immediatamente dopo l'ottenimento dell'Autorizzazione Unica, previa realizzazione del progetto esecutivo e dei lavori di connessione. Si riporta di seguito il dettaglio delle fasi di costruzione impianto.

Mese	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Forniture															



Moduli PV	■	■	■	■	■	■	■														
Inverter e trafi			■	■	■	■	■	■	■												
cavi			■	■	■	■	■	■	■												
quadristica			■	■	■	■	■	■	■												
cabine			■	■	■	■	■	■	■												
strutture metalliche	■	■	■	■	■	■	■														
Costruzioni - Opere civili																					
Approntamento cantiere	■	■																			
Preparazione terreno	■	■	■																		
Realizzazione recinzione	■	■	■	■																	
Realizzazione viabilità di campo		■	■	■	■																
Posa pali di fondazione			■	■	■	■	■	■	■												
Posa strutture metalliche			■	■	■	■	■	■	■	■											
Montaggio pannelli				■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■							
Scavi posa cavi				■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■						
Posa locali tecnici						■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■					
Opere idrauliche	■	■	■	■	■	■															
Opere impiantistiche																					
Collegamenti moduli FV						■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■					
Installazione inverter e trafi						■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■					
Posa cavi										■	■	■	■	■	■	■	■				
Allestimento cabine												■	■	■	■	■					
Commissioning e collaudi																			■	■	■

14. DISMISSIONE DELL'IMPIANTO

L'impianto sarà interamente rimosso al termine della sua vita utile, l'area sarà restituita come si presenta allo stato di fatto attuale.

In particolare, le operazioni di rimozione delle strutture nonché recupero e smaltimento dei materiali di risulta verranno eseguite applicando le migliori e più evolute metodiche di lavoro e tecnologie a disposizione, in osservazione delle norme vigenti in materia di smaltimento rifiuti.

Le tempistiche delle attività di dismissione prevedono una durata complessiva di circa 10 mesi. Di seguito si riporta il cronoprogramma dei lavori di dismissione dell'impianto.



ATTIVITA' LAVORATIVE	OPERAZIONI DI DISMISSIONE											
	1° mese	2° mese	3° mese	4° mese	5° mese	6° mese	7° mese	8° mese	9° mese	10° mese		
SMONTAGGIO DEI PANNELLI												
SMONTAGGIO DELLE STRUTTURE DI SUPPORTO												
SFILAGGIO DELLE FONDAZIONI												
DEMOLIZIONE DEI MANUFATTI CABINE DI TRASFORMAZIONE												
DEMOLIZIONE DEL MANUFATTO CABINA DI CAMPO												
TRASPORTO A DISCARICA DEL MATERIALE DI RISULTA CABINE												
SFILAGGIO CAVI												
OPERE STRADALI: SMANTELLAMENTO DELLA VIABILITA' INTERNA AL PARCO PV												
TRASPORTO A DISCARICA DEL MATERIALE DI RISULTA												
RIMODELLAMENTO E STESA DI TERRENO DA COLTIVO												
SEMINA DI CEREALI												

15. CONCLUSIONI

L'opera proposta consiste nella realizzazione di un **impianto "agri-fotovoltaico" ubicato su aree idonee**, ovvero terreni su aree di cave, non suscettibili di ulteriore sfruttamento, riqualificate.

Il progetto denominato "Tovaglia" è caratterizzato da **produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili integrata con l'attività agricola biologica e zootecnica** garantendo così un **modello virtuoso ed eco-sostenibile** che unisce la produzione di cibo (attraverso sistemi di produzione agricola sostenibile e rigenerativa) e di energia rinnovabile (attraverso sistema fotovoltaico attivo di conversione dell'energia solare in energia elettrica), in una sinergia collaborativa da cui entrambi ne traggono beneficio.

In tal modo il progetto ha pienamente conseguito due importanti obiettivi:

1. produzione di energia pulita salvaguardando il consumo del suolo;
2. corretto inserimento nell'ambiente con adeguate opere di mitigazione.

Si è posta particolare attenzione alle problematiche ambientali sapendo che è possibile utilizzare in maniera più consapevole le fonti rinnovabili, rispondendo al contempo alla salvaguardia del territorio regionale. Il progetto è perfettamente conforme alle Norme Tecniche di Attuazione (NTA) del Piano Paesaggistico Territoriale Regionale (PPTR) della Regione Puglia e in particolare ai suoi principi base e

Elaborato:
Relazione tecnica generale

Proponente:
PACIFICO ACQUAMARINA 2 S.r.l.



STUDIO INGEGNERIA ELETTRICA
MEZZINA dott. Ing. Antonio



obiettivi specifici di salvaguardia e qualità del paesaggio a cui, con questo progetto, si aggiunge anche quello di recupero paesaggistico di aree ora abbandonate e/o fortemente degradate tale da migliorarne la qualità paesaggistica dell'intera macro area.

Come sopra descritto, l'iniziativa propone un modello virtuoso che prevede anche lo svolgimento di studi agronomici e attività sperimentali per individuare **il miglior compromesso tra minor costo dell'energia elettrica e tutela dell'ambiente**, esaminando tutti i fattori chiave (colture locali, condizioni ambientali, trattamenti colturali, layout impianto FV, ecc.).

Infine, il modello prevede anche l'impiego di personale esperto del settore agricolo che già utilizzano i terreni adiacenti a quelli su cui sarà realizzato l'impianto fotovoltaico, sicché da dare continuità e certezza nella conduzione agricola nelle aree dell'impianto fotovoltaico; in tal modo il progetto non porta ad una detrazione di suolo agricolo, ma, al contrario, lo aumenta.

In sintesi i principali **benefici** del progetto sono i seguenti:

- Dal punto di vista energetico, l'impianto produrrà **44.440 MWh/anno di energia pulita riducendo l'immissione di CO₂ e altre sostanze inquinanti nell'ecosistema** sotto forma di gas, polveri e calore **di 20.578 Ton/anno**, e inoltre **non sottrae terreni alla produzione agricola**.
- Il progetto ha un **impatto paesaggistico molto ridotto**, vista la notevole distanza dai centri urbani dei Comuni di Serracapriola, San Paolo in Civitate e Torremaggiore e le opere di mitigazione che verranno realizzate. Al contrario il tipo di intervento che sarà effettuato porterà ad un notevole miglioramento ambientale e paesaggistico dell'area oggi fortemente degradata e deturpata dalla presenza delle cave. **Adottando delle misure per bonificare e riqualificare**, volte al ripristino delle condizioni naturali e delle destinazioni d'uso presenti nell'area dell'intervento prima del suo sfruttamento estrattivo di cava, e tramite la riconversione ambientale delle aree si configura una condizione sinergica e sostenibile nella quale esiste un doppio uso del suolo, uso agricolo ed energetico.
- Il progetto **agri-fotovoltaico** prevede interventi di **miglioramento ambientale**, con il ripristino dei suoli dove è stata coltivata la pietra delle cave attraverso **specifici progetti di recupero**. Tra tutte le aree di cava autorizzata, alcune sono in fase coltivazione attiva ed in fase di esaurimento, altre risultano abbandonate e utilizzate come luogo di accumulo dei materiali di scarto; tramite il **progetto di recupero e riconversione ambientale**, verranno colmate ed il fondo verrà portato ad una nuova quota che permetterà, anche tramite il ripristino del terreno vegetale, la discesa degli



armenti e l'attività di coltivazione con tecniche di agricoltura sostenibile; **trasformando così le cave dismesse da problema a risorsa per il territorio.**

- Il progetto crea nuove opportunità di lavoro e di reddito, un **valore aggiunto condiviso con le comunità locali** attraverso il **coinvolgimento delle aziende agricole di zona** per lo svolgimento delle **attività agricole e di gestione e manutenzione delle aree verdi** all'interno delle aree di realizzazione del campo solare e di **prateria gestita con attività di pascolo**, tramite il coinvolgimento di aziende zootecniche locali, sulle superfici dedicate a tale scopo delle misure di compensazione trattate nel progetto di ripristino ecologico.
- L'investimento genera **valore condiviso** per la comunità locale e **importanti ricadute occupazionali**. Queste ricadute comprendono sia i lavoratori direttamente impiegati lungo la filiera delle diverse tecnologie esaminate **-occupazione diretta-** sia l'occupazione indotta da queste attività sugli altri settori **-occupazione indiretta-**.

I principali **benefici** attesi per le **comunità locali** sono i seguenti:

- **valorizzazione delle competenze locali** attraverso la formazione di figure professionali specialistiche (agronomi, agricoltori 4.0, periti elettrici, ecc.), in grado di sviluppare e gestire progetti fotovoltaici complessi, ottimizzando le produzioni di elettricità;
- **attivazione di collaborazioni** con università ed enti di ricerca locali per attività formative e sperimentali anche attraverso il finanziamento di borse di studio; a tal proposito lo sviluppatore dell'iniziativa "Plan A Energy" ha già siglato una convenzione con l'UNIFG Dipartimento DAFNE per avere un continuo supporto scientifico e monitoraggio delle attività agricole che saranno svolte sulla Superficie agricola utilizzata (SAU) dell'Impianto;
- **utilizzo sostenibile del suolo** con un doppio uso dei terreni **creando una sinergia tra attività fotovoltaica e agricola**;
 - creazione di **valore condiviso** per le comunità locali grazie all'implementazione di un modello virtuoso che unisce la produzione di energia elettrica pulita a quella agricola, rafforzando la biodiversità e tutelando gli ecosistemi, attraverso soluzioni impiantistiche «sito-specifiche»;
 - **integrazione al reddito degli agricoltori** con entrate «certe» che garantiscono la **continuità di coltivazione** della superficie agricola interessata, e versamento di tasse agli enti pubblici locali a beneficio delle comunità locali.

Elaborato:
Relazione tecnica generale

Proponente:
PACIFICO ACQUAMARINA 2 S.r.l.



STUDIO INGEGNERIA ELETTRICA
MEZZINA dott. Ing. Antonio



Infine, questo progetto agri-fotovoltaico contribuisce al raggiungimento dei seguenti **Obiettivi di sviluppo sostenibile** (SDG, Sustainable Development Goals):

SDG 7: Garantire a tutti l'accesso a servizi energetici economici, affidabili, sostenibili e moderni;

SDG 9: Costruire infrastrutture resilienti, promuovere un'industrializzazione inclusiva e sostenibile e favorire l'innovazione;

SDG 15: Proteggere, recuperare e promuovere l'uso sostenibile degli ecosistemi terrestri, gestire in modo sostenibile le foreste, combattere la desertificazione e arrestare il degrado del suolo e la perdita della biodiversità.



San Severo, Gennaio 2023

II DIRETTORE TECNICO

Ing. MEZZINA Antonio



Timbro e Firma