



Regione Siciliana

REGIONE SICILIA  
PROVINCIA DI ENNA  
COMUNE DI CENTURIFE (EN)



## PROGETTO DEFINITIVO

### Descrizione

Impianto agro-fotovoltaico denominato "San Todaro", di potenza pari a 50,89 MW<sub>p</sub> in CC e relative opere di connessione, da realizzarsi in agro dei Comuni di Centuripe (EN) e Paternò (CT).

### Titolo elaborato

RELAZIONE TECNICO-DESCRITTIVA

File CEN.ENG.REL.002.00\_Relazione tecnico-descrittiva

### Proponente



**Solaria Promozione e Sviluppo Fotovoltaico srl**  
Via Sardegna 38  
00187 Roma (RM)  
[solariapromozionesviluppofotovoltaicosrl@legalmail.it](mailto:solariapromozionesviluppofotovoltaicosrl@legalmail.it)

### Progettazione



<b>00</b>	24/05/2023	<b>Emissione Definitiva</b>	F. Guerrieri	L.Spaccino A.Fata	V.Bretti
<b>REV.</b>	<b>DATE</b>	<b>DESCRIPTION</b>	<b>PREPARED</b>	<b>VERIFIED</b>	<b>APPROVED</b>

### CLIENT CODE

IMP.			GROUP.			TYPE			PROGR.			REV	
C	E	N	E	N	G	R	E	L	0	0	2	0	0

### Consulenze specialistiche

AGRONOMIA

ARCHEOLOGIA

GEOLOGIA

## Indice

1.0	PREMESSA.....	4
2.0	DATI GENERALI.....	12
3.0	DESCRIZIONE GENERALE DELLE AREE DI IMPIANTO .....	13
4.0	CARATTERISTICHE TECNICHE DELL'IMPIANTO.....	21
4.1.	Impianto agrivoltaico .....	21
5.0	ANALISI DI PRODUCIBILITÀ DELL'IMPIANTO .....	31
6.0	DESCRIZIONE DEGLI INTERVENTI .....	33
6.1.	Fase di cantiere.....	33
6.1.1.	Accantieramento.....	33
6.1.2.	Preparazione dei suoli.....	33
6.1.3.	Consolidamento e piste di servizio .....	33
6.1.4.	Adattamento della viabilità esistente e realizzazione della viabilità interna .....	34
6.1.5.	Opere di regimazione idraulica superficiale .....	34
6.1.6.	Realizzazione della recinzione dell'area, del sistema di illuminazione, della rete di videosorveglianza e sorveglianza tecnologica .....	35
6.1.7.	Interventi di mitigazione a verde.....	36
6.1.8.	Posizionamento delle strutture di supporto e montaggi dei moduli.....	36
6.1.9.	Installazione e posa in opera dell'impianto agrivoltaico .....	38
6.1.10.	Realizzazione e posizionamento delle opere civili .....	38
6.1.11.	Realizzazione dei cavidotti interrati .....	39
6.1.12.	Opere di demolizione.....	41
6.1.13.	Dismissione del cantiere e ripristini dello stato dei luoghi .....	42
6.1.14.	Verifiche, collaudi e messa in esercizio .....	42
6.2.	Fase di esercizio.....	43
6.3.	Dismissione dell'impianto a fine vita, operazioni di messa in sicurezza del sito e ripristino ambientale.....	46
7.0	GESTIONE DEI RESIDUI DI CANTIERE .....	46
8.0	DIMENSIONAMENTO DELL'IMPIANTO.....	48
8.1.	Moduli fotovoltaici .....	48
8.2.	Strutture di sostegno .....	50
8.3.	Inverter di stringa .....	51
8.4.	Quadri Elettrici in Alternata.....	55
8.5.	Trasformatori BT/36 kV .....	55
8.6.	Cabinati Elettrici.....	56
8.7.	Interfaccia di Rete .....	56
8.8.	Contatore Energia Prodotta.....	57
8.9.	Sovraccarichi .....	59
8.10.	Corto Circuito .....	60
8.11.	Protezione contro contatti indiretti .....	61
8.12.	Sistema di supervisione e controllo .....	62
8.13.	Modalità di connessione alla rete .....	62



CODE

**CEN.ENG.REL.002.00**

PAGINA - PAGE

3 di/of 69

9.0	DOCUMENTAZIONE.....	63
10.0	ANALISI DELLE RICADUTE SOCIALI, OCCUPAZIONALI ED ECONOMICHE.....	64
10.1.	Ricadute Sociali.....	64
10.2.	Ricadute occupazionali .....	64
10.3.	Ricadute economiche .....	65
11.0	NORMATIVA DI RIFERIMENTO .....	67

## **1.0 PREMESSA**

Il presente documento è parte integrante del progetto definitivo, proposto da Solaria S.r.l., che prevede la realizzazione di un impianto agrivoltaico denominato "San Todaro", localizzato nel Comune di Centuripe (EN), della potenza pari a 50.895,90 kW<sub>p</sub>.

L'impianto, installato a terra, con potenza nominale massima pari a 50,14 MW<sub>AC</sub> è destinato ad essere collegato in antenna a 36 kV con la futura sezione a 36 kV della stazione elettrica di trasformazione (SE) a 380/150/36 kV di Paternò, previo ampliamento della stessa, come indicato nella Soluzione Tecnica Minima Generale (STMG) fornita dal distributore di rete.

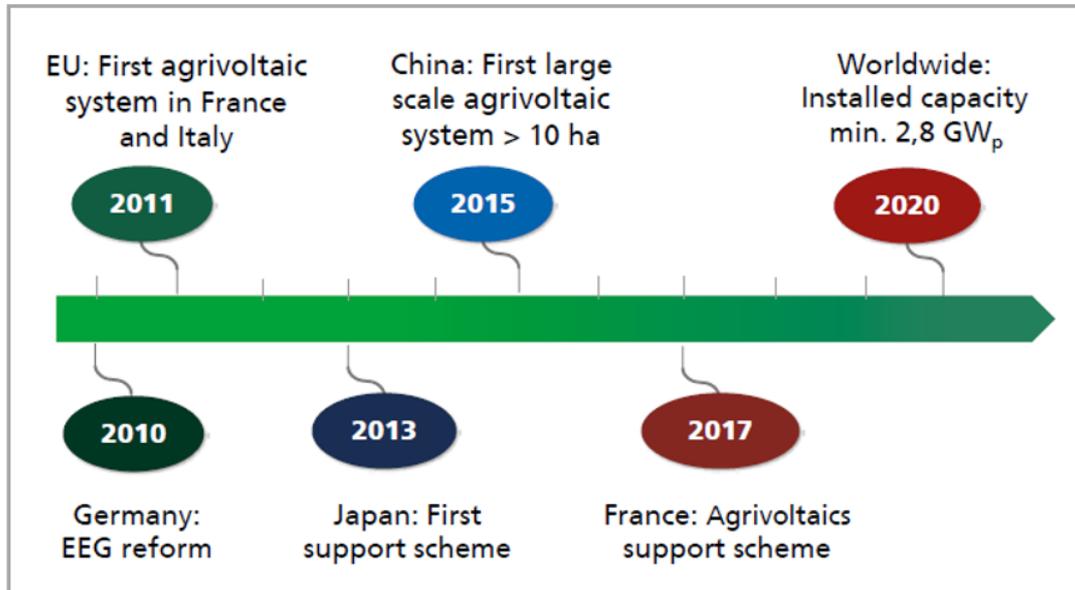
I criteri generali adottati per lo sviluppo del presente progetto sono in linea con le prescrizioni contenute nel quadro normativo di riferimento per tali interventi.

L'agrivoltaico prevede l'integrazione della tecnologia fotovoltaica nell'attività agricola permettendo di produrre energia e al contempo di continuare la coltivazione delle colture agricole o l'allevamento di animali sui terreni interessati.

L'idea di combinare la produzione di energia con l'agricoltura fu concepita inizialmente da Adolf Goetzberger e Armin Zastrow, due fisici tedeschi, nel 1981. Lo sviluppo della tecnologia agrivoltaica<sup>1</sup> negli ultimi tempi anni è stato molto dinamico. Oggi consiste nell'applicazione fotovoltaica prevalente in quasi tutte le regioni del mondo. La capacità installata ha aumentato esponenzialmente, da circa 5 megawatt di picco (MWp) nel 2012 ad almeno 2,8 gigawatt di picco (GWp) nel 2020. Ciò è stato possibile grazie ai programmi di finanziamento del governo in Giappone (dal 2013), Cina (circa 2014), Francia (dal 2017), gli Stati Uniti (dal 2018) e, più recentemente, la Corea.

---

<sup>1</sup> Tratto dalla Guida redatta da Fraunhofer Institute For Solar Energy Systems ISE - Agrovoltai: opportunità per l'agricoltura e la transizione energetica



**Figura 1: Sviluppo di progetti agrivoltaici dal 2010 ad oggi**

In Italia, come riportato dal Rapporto Statistico GSE – Settore Fotovoltaico 2021<sup>2</sup>, al 31 dicembre 2021 risultano installati 40.358 impianti fotovoltaici inseriti nell’ambito di aziende agricole e di allevamento per una potenza complessiva di 2.572 MW ed una produzione di lorda di 2.844 GWh (di cui 446 GWh di autoconsumo).

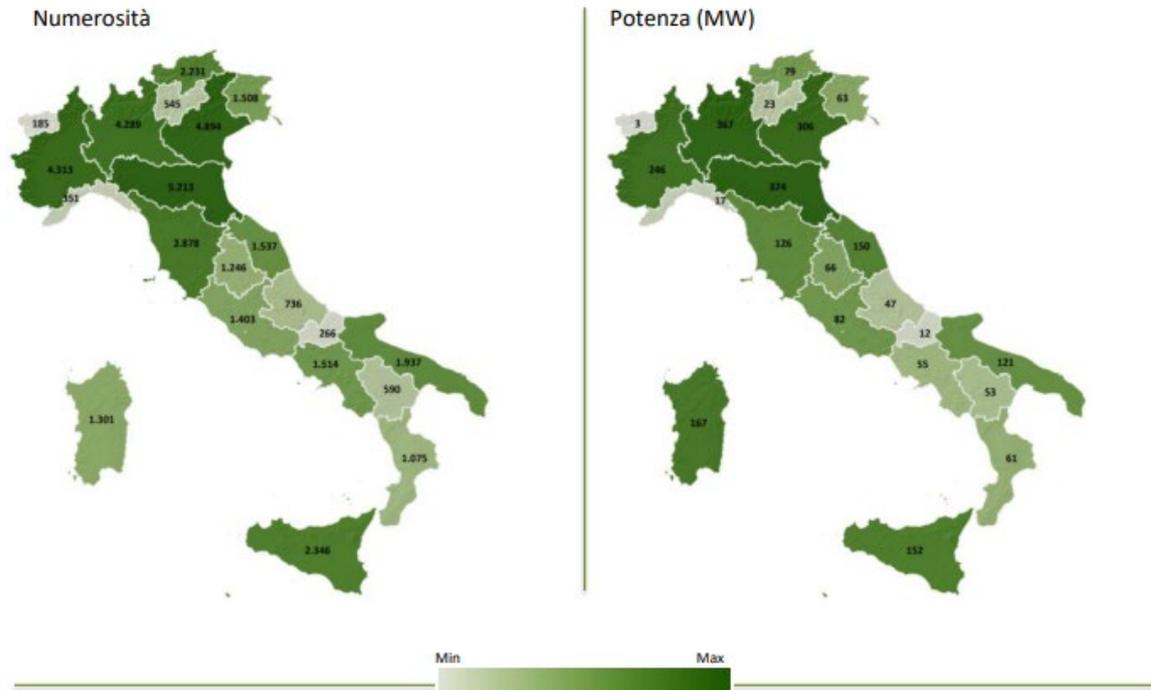
Gli impianti appartenenti al settore agricolo sono presenti principalmente nelle regioni settentrionali, in particolare Emilia-Romagna , Veneto, Lombardia e Piemonte.

Settore di attività	Impianti installati al 31/12/2021		Impianti installati nell'anno 2021	
	Numero	Potenza (MW)	Numero	Potenza (MW)
Agricoltura	40.358	2.571,8	1.237	45,5
Residenziale	812.610	3.727,3	71.716	379,6
Industria	51.199	10.929,4	1.740	287,6
Terziario	111.916	5.365,8	5.726	224,8
<b>Totale complessivo</b>	<b>1.016.083</b>	<b>22.594,3</b>	<b>80.419</b>	<b>937,6</b>

**Figura 2: Numero e potenza degli impianti per settore di attività - Rapporto GSE 2021**

<sup>2</sup> Fonte: Rapporto Statistico GSE – Solare Fotovoltaico 2021, in:

[https://www.gse.it/documenti\\_site/Documenti%20GSE/Rapporti%20statistici/Solare%20Fotovoltaico%20-%20Rapporto%20Statistico%202021.pdf](https://www.gse.it/documenti_site/Documenti%20GSE/Rapporti%20statistici/Solare%20Fotovoltaico%20-%20Rapporto%20Statistico%202021.pdf)



**Figura 3: Impianti fotovoltaici nel settore agricolo - Distribuzioni regionale - Rapporto GSE 2021**

La necessità di sviluppo di questi sistemi ibridi sia nel mondo che in Italia ha condotto la diffusione in letteratura di valutazioni scientifiche. Nel seguito si riportano le analisi più significative e alcuni protocolli di settore.

È stato realizzato uno studio dedicato a cura di Alessandro Agostini, ricercatore ENEA, con il supporto del Department of Sustainable Crop Production dell'Università Cattolica di Piacenza, dove operano gli altri due autori, Stefano Amaducci e Michele Colauzzi. Il lavoro dal titolo "Innovative agrivoltaic systems to produce sustainable energy: An economic and environmental assessment" fornisce una valutazione completa delle prestazioni ambientali, economiche e di redditività, confrontandole con altre fonti di energia convenzionali e rinnovabili. Lo studio è stato pubblicato sulla rivista scientifica Applied Energy.

Preoccupate del peggioramento della crisi climatica e unite dall'esigenza di trovare misure in grado che di ridurre le emissioni di CO<sub>2</sub>, molte associazioni del settore energetico italiano stanno portando avanti proposte, soluzioni, pratiche e studi per favorire lo sviluppo di impianti fotovoltaici nei contesti agricoli. Importante da citare è il Protocollo d'Intesa siglato nel dicembre del 2020 tra Elettricità Futura (Associazione italiana che unisce produttori di energia elettrica da fonti rinnovabili e da fonti convenzionali, distributori, venditori e fornitori di servizi) e Confagricoltura (un'organizzazione di rappresentanza delle imprese agricole) allo scopo di lavorare sinergicamente per favorire la transizione energetica e il raggiungimento degli obiettivi al 2030 stabiliti dal Piano Nazionale Integrato Energia e Clima e quelli di decarbonizzazione dell'Unione Europea al 2050 previsti dal Green Deal, attraverso diverse iniziative tra cui:

- efficientamento energetico delle aziende agricole attraverso l'installazione di impianti fotovoltaici su coperture di edifici e fabbricati rurali nella disponibilità dell'azienda;
- promozione di progetti che valorizzino le sinergie tra rinnovabili ed agricoltura - quali quelli di "Agrivoltaico" - e garantiscano un'ottimale integrazione tra l'attività di generazione di energia, l'attività agricola, con ricadute positive sul territorio e benefici per il settore elettrico e per quello agricolo;
- realizzazione di impianti fotovoltaici a terra su aree agricole incolte, marginali o non idonee alla coltivazione, garantendo un beneficio diretto ai relativi proprietari agricoli e al sistema Paese nel suo complesso, grazie all'incremento di produzione rinnovabile;
- promozione di azioni informative/divulgative volte a favorire lo sviluppo delle rinnovabili sul territorio, evidenziando i benefici di uno sviluppo equilibrato su aree agricole, le ricadute economiche, le sinergie, le potenzialità di recupero anche a fini agricoli di aree abbandonate o attualmente incolte;
- sviluppo delle altre fonti rinnovabili, con particolare riferimento alle biomasse ed al biogas per la produzione di energia elettrica, termica e combustibili.

La realizzazione di impianti agrivoltaici è una forma di convivenza particolarmente interessante per la decarbonizzazione del sistema energetico e necessaria per il raggiungimento degli obiettivi sul fotovoltaico al 2030 e rappresenta anche una opportunità per la sostenibilità del sistema agricolo e la redditività a lungo termine di piccole e medie aziende del settore.

È stato stimato che per raggiungere i nuovi obiettivi al 2030 occorrerà prevedere un utilizzo di superficie agricola tra 30.000-40.000 ettari, un valore inferiore allo 0,5% della Superficie Agricola Totale.

Dunque, per ottenere questi risultati, è necessario costruire connessioni tra le diverse filiere della green economy, ridisegnando gli attuali modelli produttivi, in coerenza con gli obiettivi economici, ambientali e sociali del Green Deal: l'integrazione fra produzione di energia rinnovabile e produzione agricola è un elemento qualificante per la decarbonizzazione del settore agricolo, energetico e dei territori.

In primo luogo, il futuro sviluppo del fotovoltaico nel contesto agricolo dovrà basarsi sul pieno coinvolgimento degli imprenditori agricoli che dovranno svolgere un ruolo da protagonisti integrando, quanto più possibile, la capacità di produrre prodotti di qualità con la generazione di energia rinnovabile.

Un nuovo sviluppo del fotovoltaico in agricoltura, con l'integrazione di reddito che ne deriva, potrà quindi essere lo strumento con cui le aziende agricole potranno mantenere o migliorare la produttività e la sostenibilità delle produzioni e la gestione del suolo, riportando, ove ne ricorrano le condizioni, ad attività agro pastorale anche terreni marginali.

Potrà inoltre essere un'occasione di valorizzazione energetica dei terreni abbandonati, marginali

o non idonei alla produzione agricola che, in assenza di specifici interventi, sono destinati al totale abbandono oppure, come nel caso in esame, essere una reale opportunità di mantenere produttivi i terreni idonei alla coltivazione o, meglio, incrementarne la fertilità, comunque di garantire il prosequo o l'avvio di un'attività agricola/di allevamento o di miglioramento della biodiversità.

L'agrifotovoltaico può essere sviluppato prioritariamente nelle aree marginali agricole, o a rischio di abbandono, a causa di scarsa redditività, ma può essere una occasione di sviluppo e integrazione dell'attività agricola con l'attività energetica anche nelle aree produttive, tenendo conto delle caratteristiche del territorio, sociali, industriali, urbanistiche, paesaggistiche e morfologiche, con particolare riferimento all'assetto idrogeologico ed alle vigenti pianificazioni.

Va aggiunto che la tipologia di impianto agrivoltaico comporta in alcuni casi un miglioramento del microclima del suolo attraverso un aumento dell'umidità del suolo e delle grandezze micrometeorologiche, favorendo una maggiore produzione di colture, come riporta una ricerca scientifica, intitolata "Remarkable agrivoltaic influence on soil moisture, micrometeorology and water-use efficiency" a cura di Elnaz Hassanpour AbehID, John S. Selker, Chad W. Higgins del Dipartimento di Ingegneria Biologica ed Ecologica, Oregon State University, Corvallis, Oregon, Stati Uniti d'America.

Le immagini seguenti illustrano i possibili utilizzi del terreno in seguito alla realizzazione dell'impianto agrivoltaico (coltivazione dei suoli o allevamento) oltre ad una buona integrazione dello stesso con le differenti tecnologie fotovoltaiche (fisse o tracker), meglio approfondite nel paragrafo seguente.



a)



b)



c)



d)

**Figura 4: Impianti agrivoltaici**

Il termine agrivoltaico richiamato nella documentazione progettuale trova oggi pieno riscontro nella normativa nazionale e regionale: il Legislatore nazionale ha contribuito a darne una definizione, addirittura introducendo incentivi pubblici per la realizzazione di impianti agrivoltaici (caratterizzati da determinati presupposti), così riconoscendo su un piano generale le peculiarità di tale nuova tipologia di impianti (cfr. art.65 del D.L. n.1/2012).

Entrando nello specifico, la rilevanza dell'agrivoltaico (anche nelle altre diciture esistenti di agrivoltaico o agri-fotovoltaico) è evidenziata dall'importante stanziamento previsto dal PNRR (Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza) - Missione 2, Componente 2, Investimento 1.1 "Sviluppo del sistema agrivoltaico", che ammonta a 1,1 miliardi di euro, con l'obiettivo di installare 1,04 GWp di particolari e innovativi impianti fotovoltaici, che comporterebbero una riduzione di 0,8 milioni di tonnellate di CO<sub>2</sub>. La misura di investimento richiamata prevede:

- l'implementazione di sistemi ibridi agricoltura-produzione di energia che non compromettano l'utilizzo dei terreni dedicati all'agricoltura, ma contribuiscano alla sostenibilità ambientale ed economica delle aziende coinvolte, anche potenzialmente valorizzando i bacini idrici tramite soluzioni galleggianti;
- il monitoraggio delle realizzazioni e della loro efficacia, con la raccolta dei dati sia sugli impianti fotovoltaici sia su produzione e attività agricola sottostante, al fine di valutare

il microclima, il risparmio idrico, il recupero della fertilità del suolo, la resilienza ai cambiamenti climatici e la produttività agricola per i diversi tipi di colture.

A conforto di questo primo approdo, si riportano i più recenti interventi del Legislatore nazionale che ne permettono un'accezione più puntuale e significativa.

In primo luogo, si fa riferimento alla modifica alla previsione contenuta all'art.65 rubricato "Impianti fotovoltaici" in ambito agricolo del D.L. "Disposizioni urgenti per la concorrenza, lo sviluppo delle infrastrutture e la competitività convertito dalla Legge n. 27/2012, introdotta dal D. L. n. 77/2021 convertito dalla Legge n.108/2021", che ha inserito:

- il comma 1-quater a tenore del quale è consentito l'accesso agli incentivi statali previsti dal D.Lgs. n.28/201 emanato in attuazione della Direttiva 2009/28/CE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili "agli impianti agrivoltaici 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";
- il comma 1-quinquies secondo cui "l'accesso agli incentivi per gli impianti di cui al comma 1-quater è inoltre subordinato alla contestuale realizzazione di sistemi di monitoraggio che consentano di verificare l'impatto sulle colture, il risparmio idrico, la produttività agricola per le diverse tipologie di colture e la continuità delle attività delle aziende agricole interessate".

A queste due previsioni, che hanno anche l'evidente pregio di definire nel complesso i benefici di un sistema agrivoltaico per l'imprenditore agricolo, per i terreni e per la produzione energetica, si aggiunge anche quella contenuta all'art.14, lett. c) del D.Lgs. n.199/2021 che, in attuazione della ricordata Missione 2 del PNRR, ha fornito una definizione più compiuta di agrivoltaico quale modalità di realizzazione di impianti che, attraverso l'implementazione di sistemi ibridi agricoltura-produzione energetica, non compromettono l'utilizzo dei terreni dedicati all'agricoltura.

Dal combinato delle formulazioni delle norme richiamate, si può ricavare dunque una prima definizione di agrivoltaico che prende atto dall'intervenuta trasformazione del fotovoltaico tradizionale al preciso scopo di conciliare produzione di energia solare/produzione agricola/tutela del territorio, delineandosi così quel sistema integrato tra fotovoltaico e agricoltura caratterizzato dal doppio uso del suolo, che presenta sinergie tra la fotosintesi e l'effetto fotovoltaico, segna la distanza dai classici impianti FV a terra, da ritenere superati quando sottraggono terreno alle colture agricole, agli allevamenti e per l'impatto paesaggistico che ne consegue.

Il progetto in esame sarà eseguito in regime agrivoltaico mediante la produzione di energia

elettrica "zero emission" da fonti rinnovabili attraverso un sistema integrato con l'attività agricola, garantendo un modello eco-sostenibile che produce contemporaneamente energia pulita e prodotti sani da agricoltura biologica.

L'energia elettrica necessaria dovrà essere parte dell'energia prodotta dal fotovoltaico installato sullo stesso terreno: perché ciò sia possibile, è necessario che siano adottati nuovi criteri di progettazione degli impianti, nuovi rapporti tra proprietari terrieri/agricoltori, nuovi rapporti economici e nuove tecnologie emergenti nel settore agricolo e fotovoltaico.

In riferimento a quanto previsto dalle **Linee Guida in materia di impianti agrivoltaici pubblicate dal MITE il 27 Giugno 2022**, il presente progetto è definito come impianto agrivoltaico in quanto rispondente ai seguenti requisiti:

- **REQUISITO A:** Il sistema è progettato e realizzato in modo da adottare una configurazione spaziale ed opportune scelte tecnologiche, tali da consentire l'integrazione fra attività agricola e produzione elettrica e valorizzare il potenziale produttivo di entrambi i sottosistemi;

Nello specifico risultano soddisfatti i seguenti parametri:

**A.1)** Superficie minima coltivata: è prevista una superficie minima dedicata alla coltivazione;

**A.2)** LAOR massimo: è previsto un rapporto massimo fra la superficie dei moduli e quella agricola;

- **REQUISITO B:** Il sistema agrivoltaico è esercito, nel corso della vita tecnica, in maniera da garantire la produzione sinergica di energia elettrica e prodotti agricoli e non compromettere la continuità dell'attività agricola e pastorale;

Nello specifico risultano soddisfatti i seguenti parametri:

**B.1)** la continuità dell'attività agricola e pastorale sul terreno oggetto dell'intervento;

**B.2)** la producibilità elettrica dell'impianto agrivoltaico, rispetto ad un impianto standard e il mantenimento in efficienza della stessa.

- **REQUISITO D:** Il sistema agrivoltaico è dotato di un sistema di monitoraggio che consenta di verificare l'impatto sulle colture, il risparmio idrico, la produttività agricola per le diverse tipologie di colture e la continuità delle attività delle aziende agricole interessate;

Nello specifico nel corso della vita dell'impianto agrivoltaico saranno monitorati i seguenti parametri:

1. l'esistenza e la resa della coltivazione;

## 2. il mantenimento dell'indirizzo produttivo;

In sintesi, il progetto consente il proseguo delle attività di coltivazione agricola in sinergia ad una produzione energetica da fonti rinnovabili, valorizzando il potenziale produttivo di entrambi i sottosistemi.

Nel caso di studio, le strutture sono posizionate in modo tale da consentire lo sfruttamento agricolo ottimale del terreno. I pali di sostegno sono distanziati tra loro in modo da permettere il mantenimento e il miglioramento dell'attuale destinazione agricola prevalentemente di tipo zootecnico, opportunamente integrata con la coltivazione di specie foraggere da pascolo. Di fatti, il posizionamento dei moduli fotovoltaici e la giusta alternanza tra strutture fisse e tracker, nel rispetto della geomorfologia dei luoghi coinvolti, garantisce la giusta illuminazione al terreno, mentre i pannelli sono distribuiti in maniera da limitare al massimo l'ombreggiamento, così da assicurare una perdita pressoché nulla del rendimento annuo in termini di produttività dell'impianto in oggetto e la massimizzazione dell'uso agronomico del suolo coinvolto.

L'impianto in progetto ha un'estensione di circa 110 ha; qui, la scelta operata da parte della Società proponente, di sfruttare l'energia solare per la produzione di energia elettrica optando per il regime agrivoltaico, consente di coniugare le esigenze energetiche da fonte energetica rinnovabile con quelle di minimizzazione della copertura del suolo, allorché tutte le aree lasciate libere dalle opere, saranno rese disponibili per fini agronomici.

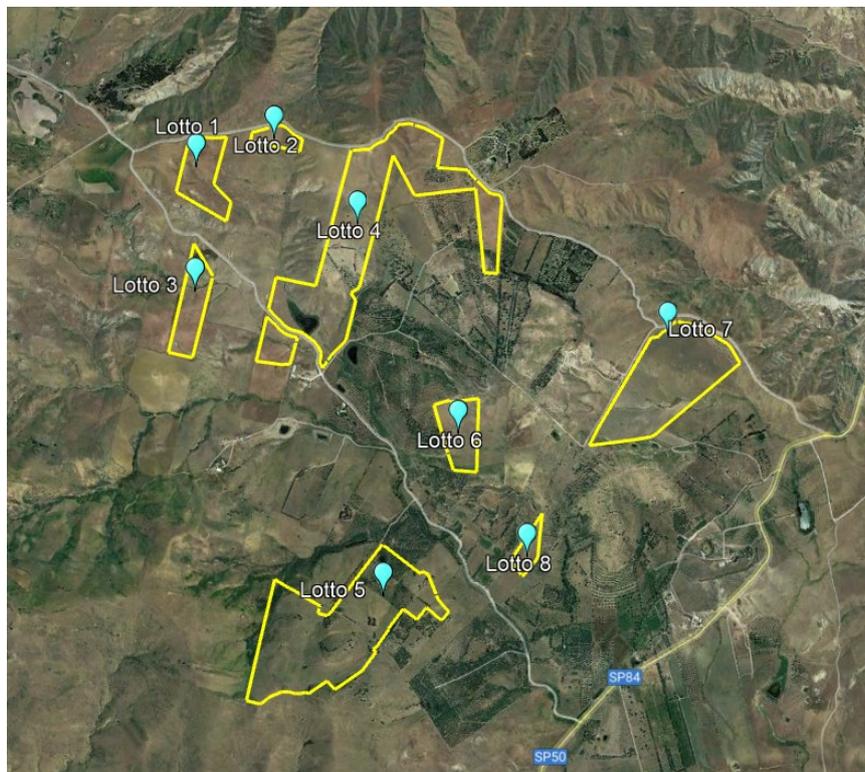
Il dettaglio del piano agronomico è fornito dalla Relazione Agronomica, di cui all'elaborato di progetto "CEN.ENG.REL.030.00\_Relazione Agronomica" a cui si rimanda.

## 2.0 DATI GENERALI

<b>NOME IMPIANTO</b>	Impianto Agrivoltaico "San Todaro"
<b>COMUNE</b>	Centuripe (EN), Paterno (CT)
<b>PROVINCIA</b>	Enna e Catania
<b>REGIONE</b>	Sicilia
<b>COMMITTENTE</b>	Solaria Promozione e Sviluppo Fotovoltaico S.r.l.

### 3.0 DESCRIZIONE GENERALE DELLE AREE DI IMPIANTO

Il progetto prevede la realizzazione di un impianto agrivoltaico di potenza di picco pari a 50.895,90 kW<sub>p</sub>, suddiviso in otto impianti, come riportato nella figura seguente:



**Figura 5: Inquadramento su Google Earth dell'area di impianto (in giallo) con indicazione dei diversi lotti.**

Le aree che verranno interessate dall'impianto agrivoltaico ricadono in località San Todaro, nel territorio comunale di Centuripe (EN).

Il cavidotto di connessione alla rete risulta di lunghezza pari a circa 17 km. Per circa 9,7 km esso interesserà il territorio comunale di Paternò (CT).

Per maggiori dettagli si rimanda agli elaborati "CEN.ENG.TAV.022.\_Layout di impianto quotato" e "CEN.ENG.TAV.028.00\_Planimetria dei cavidotti di impianto con indicazione delle sezioni di posa".

I centri abitati più vicini all'area di impianto risultano essere:

- a c.ca 7 km a ovest del Lotto 3 è presente il centro abitato di Catenanuova;
- a c.ca 9 km a est del Lotto 7 è presente il centro abitato di Paternò;
- a c.ca 9 km a nord-est del Lotto 7 è presente il centro abitato di Santa Maria di Licodia;
- a c.ca 9,5 km a nord-est del Lotto 7 è presente il centro abitato di Biancavilla.

Il sito dell'impianto è attualmente utilizzato per il pascolamento di ovicapri. Ogni anno si procede con la semina di miscugli di essenze foraggere che, una volta cresciute, vengono utilizzate per il pascolo. Una parte del sito è occupato da ulivi ed anche al di sotto di queste piante vi sono animali al pascolo. Come verrà meglio dettagliato nell'elaborato "CEN.ENG.REL.030.00\_Relazione Agronomica", prima di procedere con le operazioni di cantiere, queste piante dovranno adeguatamente preparate per potere procedere con l'espianto ed essere ricollocati lungo le fasce perimetrali di mitigazione visiva.

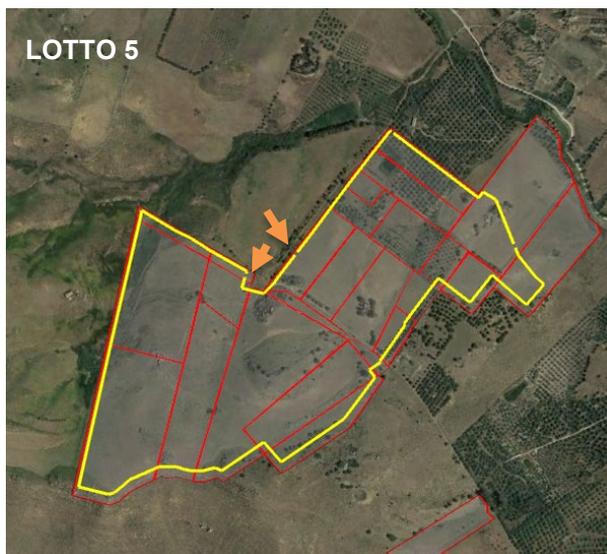
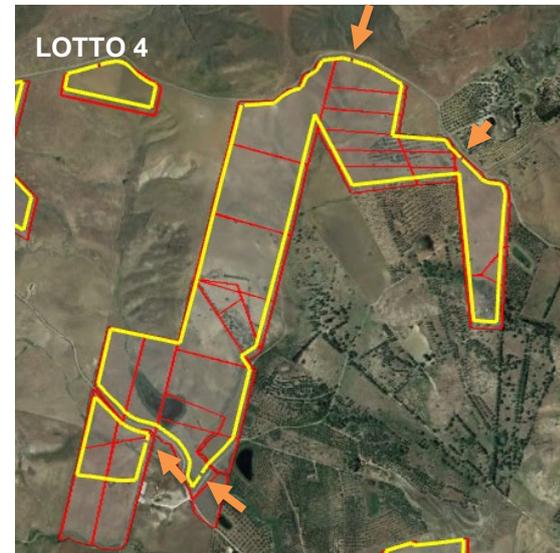


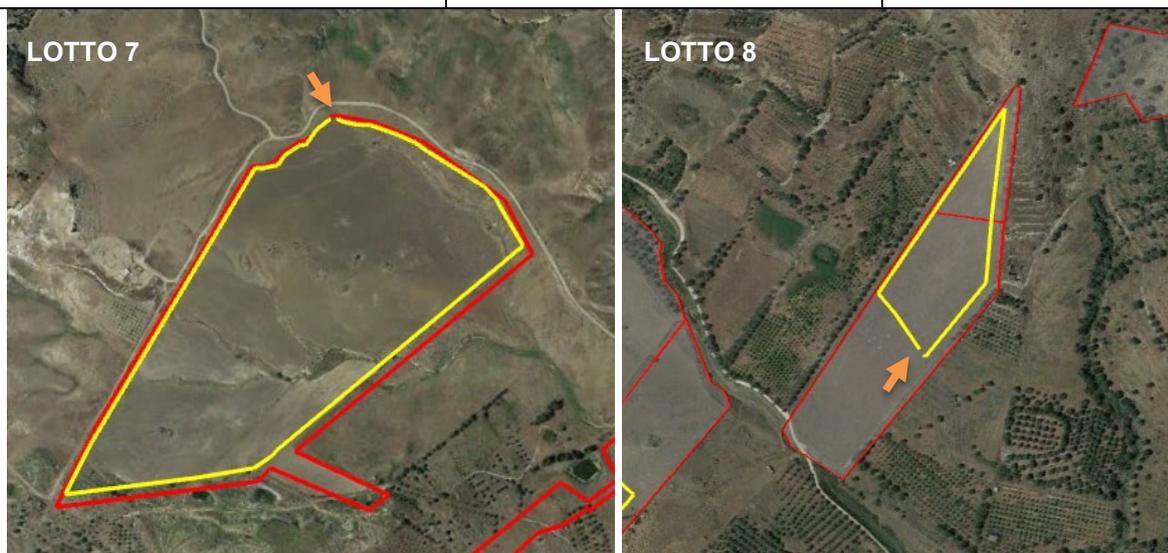
**Figura 6 – Inquadramento su Google Earth dell'area di impianto (in giallo) e del tracciato del cavidotto di connessione MT (in verde); in magenta la cabina utente; in blu la SE Terna.**

Le aree sopra riportate risultano essere le aree utili, ovvero le aree individuate all'interno delle aree lorde a seguito dello svolgimento di analisi vincolistiche e di sopralluoghi e quindi quelle sfruttabili ai fini della realizzazione dell'impianto in analisi.

Per maggiori dettagli si rimanda all'elaborato "CEN.ENG.REL.016.\_SIA-Studio di Impatto Ambientale".

Di seguito si riportano gli inquadramenti di dettaglio delle aree di impianto e delle aree utili:





**Figura 7 – Inquadramenti di dettaglio su Google Earth dell’area disponibile (in rosso), dell’area utile (in giallo) che sarà destinata all’impianto, con individuazione degli accessi (freccia in arancio).**

In Tabella 1 sono riportati i dati generali delle aree interessate dal progetto nonché le particelle catastali occupate dalle opere in progetto previste.

<b>DATI GENERALI</b>	Identificativo dell’impianto	Impianto FV Centuripe	
	Soggetto responsabile	Solaria S.r.l.	
	Ubicazione dell’impianto	Comune di Centuripe (EN)	
	<b>Dati Catastali Area Impianto</b>	<b>LOTTO 1</b> Centuripe: Fg.74 p.lle: 3 43, 44.	<b>LOTTO 2</b> Centuripe: Fg.74 p.lla: 6.
	<b>LOTTO 3</b> Centuripe: Fg.74 p.lle 176.	<b>LOTTO 4</b> Centuripe: Fg.74 p.lle: 9 23, 24, 26, 27, 29, 40, 49, 53, 59, 74, 86, 148, 149, 150, 151, 192, 216, 275, 313, 314, 337, 361, 393, 421, 422, 474, 475, 529, 530, 531, 532.	<b>LOTTO 5</b> Centuripe: Fg.83 p.lle 22 28, 47, 48, 49, 50, 53, 54, 59, 60, 61, 74, 77, 83, 126, 127, 128, 132, 177, 180, 181, 182, 222, 223, 224, 225, 226, 227, 238, 239, 245, 246.
	<b>LOTTO 6</b> Centuripe: Fg.74 p.lle 79, 90, 203.	<b>LOTTO 7</b> Centuripe: Fg. 74 p.lle: 31, 34, 129, 130, 134, 135, 141, 142, 212, 213, 214, 533, 539, 540, 541.	<b>LOTTO 8</b> Centuripe: Fg. 74 p.lle 110; 122.

**Cavidotto**

Centuripe: Fg.74 p.lla 7; 15; 20; 21; 28; 38; 76; 88; 110; 175; 183; 260; 263; 266; 267; 268; 269; 271; 302; 326; 328; 330; 331; 347; 354; 363; 365; 372; 374; 411; 461; 462; 475; 520; 565; 566; 584; 606.

Centuripe: Fg.75 p.lla 40.

Centuripe: Fg.83 p.lla 23; 24; 25; 26; 30; 48; 90; 100; 103; 121; 160; 169; 200; 234; 235; 236; 237; 259; 261; 262; 263; 273; 274; 275; 276; 277; 278; 279; 289; 292.

Centuripe: Fg.84 p.lla 117.

Paternò: Fg.79 p.lle 38; 137.

Paternò: Fg. 69 p.la 104.

Paternò: Fg. 88 p.lle 1; 3; 5; 14; 45; 70; 72; 73; 86; 89; 93; 100; 219.

Paternò: Fg. 89 p.la 107.

Paternò: Fg. 77 p.lle 18; 20; 21; 22; 33; 58; 62; 65; 91; 131; 132; 133; 188; 189; 190; 300; 393; 394; 397; 398; 399; 420; 438; 441; 456.

Paternò: Fg. 81 p.lle 66; 78; 156; 328; 467; 468; 469; 470; 471; 486; 488; 489; 490; 491; 492; 493; 494; 496; 501; 505; 506; 508; 509; 510; 515; 610; 722; 734.

Paternò: Fg. 82 p.la 213.

Paternò: Fg. 86 p.lle 1; 18.

Paternò: Fg. 87 p.lle 2; 18; 85; 113; 209; 239; 251; 478; 494.

Paternò: Fg. 66 p.lle 100; 102; 121.

Paternò: Fg. 64 p.lle 19; 100; 105; 192; 269; 293; 332; 333.

Paternò: Fg. 93 p.lle 9; 35; 71; 115; 116; 160; 164; 176; 273; 274; 276; 279; 280; 281; 310; 433; 434; 557.

**Cabina Utente per misurazioni fiscali**

Paternò: Fg. 81 p.la 327

Dati Catastali  
**Opere di Connessione**

**Tabella 1 - Dati generali delle aree di progetto**

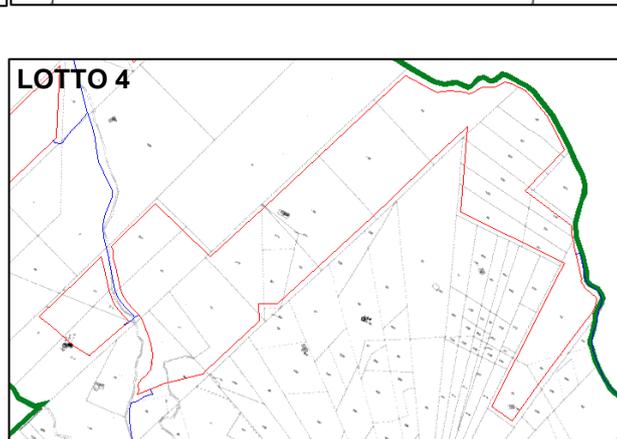
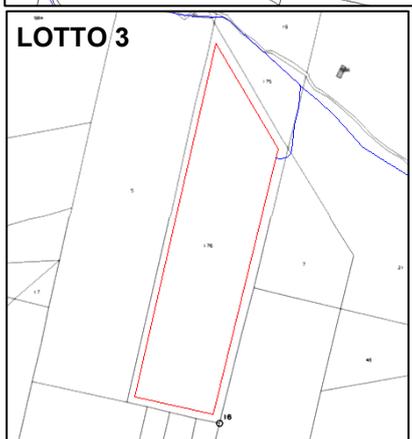
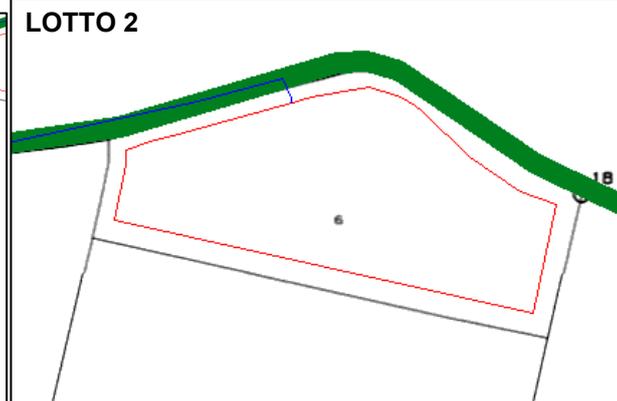
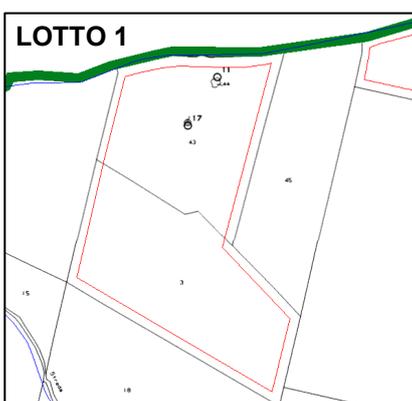
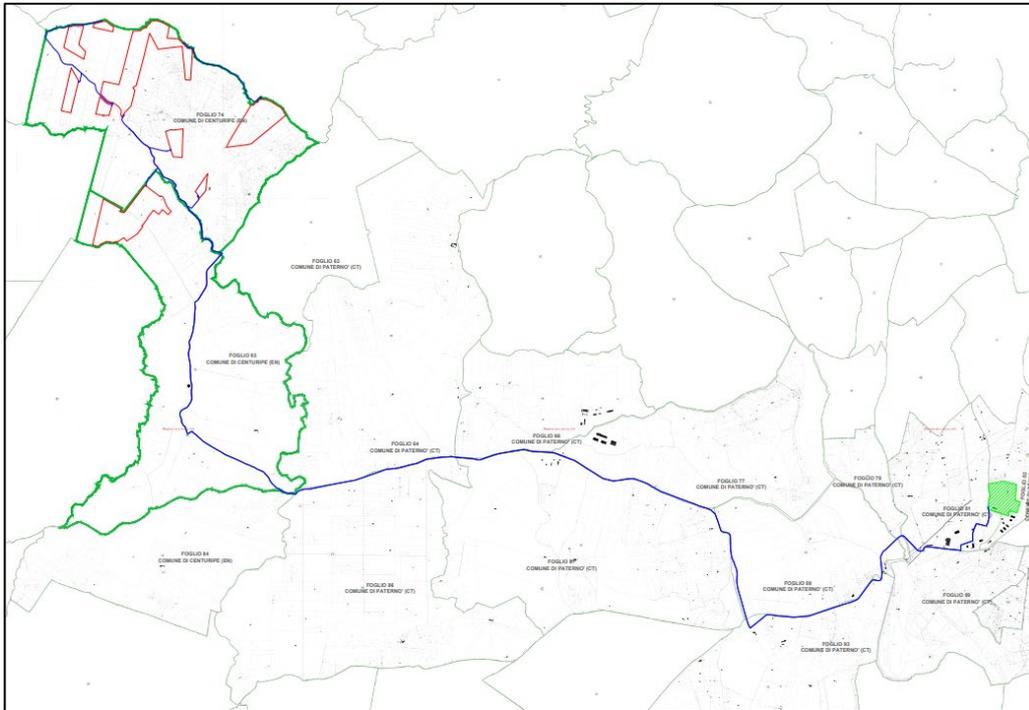
Occorre precisare che il tracciato del cavidotto di connessione interesserà per gran parte strade esistenti le quali tuttavia talvolta non risultano essere accatastate in modo corretto.

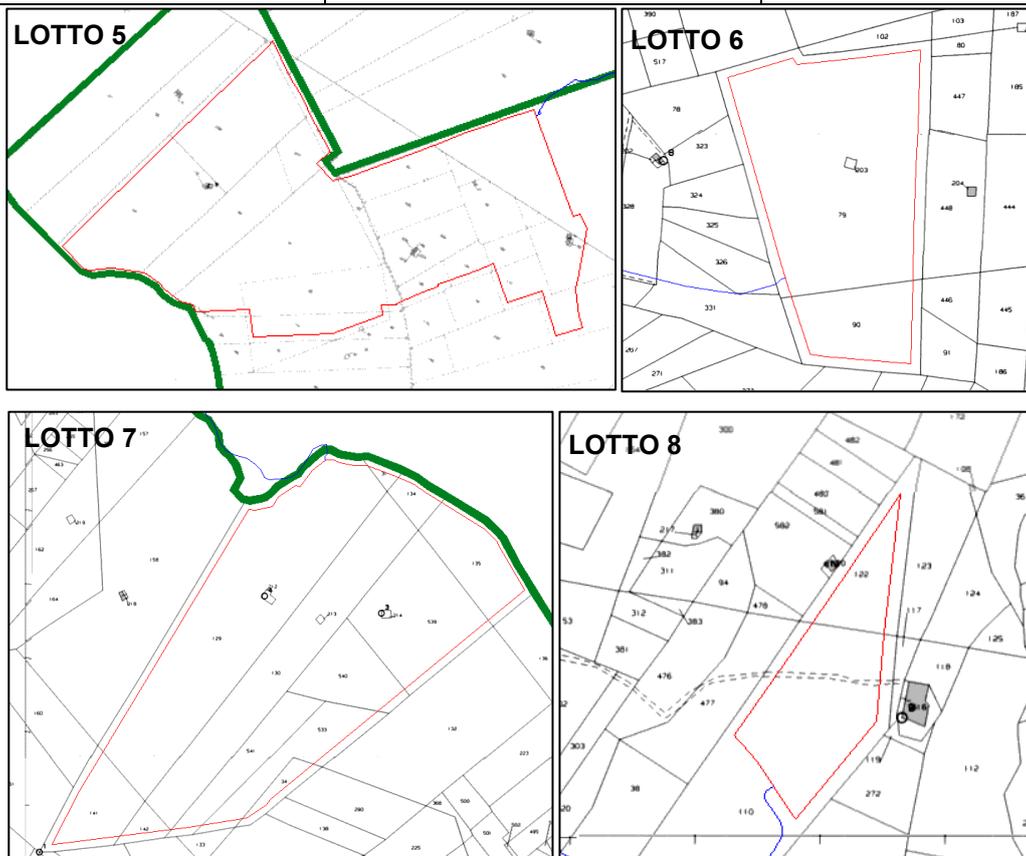
Preme sottolineare inoltre, la presenza di incongruenze tra il tracciato reale delle strade esistenti (verificato da analisi desktop) e quello individuato catastalmente.

In alcuni tratti, infatti, le strade accatastate non coincidono con quelle esistenti.

Per maggiori dettagli si rimanda agli elaborati "CEN.ENG.REL.007.\_Piano particellare delle aree interessate dall'intervento" e "CEN.ENG.REL.008.\_Piano particellare di esproprio".

In Figura 8 sono riportati gli inquadramenti su base catastale dell'impianto nel suo complesso e dei singoli lotti.





**Figura 8 – Inquadramenti su base catastale dell’impianto nel suo complesso e dei singoli lotti**

In Tabella 2 vengono riportati i dati relativi all’ubicazione ed alle caratteristiche climatiche dell’area interessata dall’impianto in oggetto:

	<b>Lotto 1</b>	<b>Lotto 2</b>	<b>Lotto 3</b>	<b>Lotto 4</b>
<b>Latitudine</b>	37° 34' 57.96" N	37° 35' 3.44" N	37° 34' 39.53" N	37° 34' 47.9" 'N
<b>Longitudine</b>	14° 46' 24.93" E	14° 46' 38.22" E	14° 46' 23.58" E	14° 46' 50.9" E
<b>Altitudine s.l.m.</b>	326 m	293 m	286 m	285 m
<b>Classificazione sismica</b>	2			
<b>Zona climatica</b>	D			
<b>Zona di vento</b>	4			
	<b>Lotto 5</b>	<b>Lotto 6</b>	<b>Lotto 7</b>	<b>Lotto 8</b>
<b>Latitudine</b>	37° 34' 35.68" N	37° 34' 21.46" N	37° 34' 29.13" N	37° 34' 6.26" N
<b>Longitudine</b>	14° 47' 24.51" E	14° 47' 10.06" E	14° 47' 44.58" 'E	14° 47' 20.74" E
<b>Altitudine s.l.m.</b>	300 m	268 m	277 m	240 m

<b>Classificazione sismica</b>	2
<b>Zona climatica</b>	D
<b>Zona di vento</b>	4

**Tabella 2 – Dati relativi all’ubicazione ed alle caratteristiche climatiche dell’area interessata dall’impianto**

L’impianto ricade in località San Todaro, il cui territorio, articolato e poco pianeggiante, si può definire collinare; le alture che lo sovrastano sono Rocca Falcone (metri 361 slm), Monte la Guardia (metri 381 slm) e Monte Serra di Spezia (metri 433 slm).

Per l’analisi della topografia delle aree e gli interventi di movimenti terra previsti si rimanda agli elaborati “CEN.ENG.TAV.020.\_Rilievo plano-altimetrico delle aree” e “CEN.ENG.REL.024.\_Planimetria scavi, sbancamenti e rinterri”.

## 4.0 CARATTERISTICHE TECNICHE DELL'IMPIANTO

### 4.1. Impianto agrivoltaico

L'impianto agrivoltaico sarà realizzato con moduli fotovoltaici al silicio monocristallino e ciascuna stringa di moduli farà capo ad uno string inverter, a sua volta connesso a cabine di trasformazione necessarie per l'innalzamento dalla bassa tensione alla media tensione richiesta per la connessione alla rete di distribuzione. Ogni lotto d'impianto sarà gestito come sistema IT, ovvero con nessun polo connesso a terra.

L'impianto agrivoltaico sarà complessivamente costituito da n. 75.964 moduli, la cui potenza complessivamente installabile risulta essere pari a 50.895,90 kW<sub>p</sub>.

Le strutture di supporto dei moduli, di tipo fisse a 2 moduli-portrait, consentiranno di poggiare su di essa 2x14 moduli fotovoltaici al silicio monocristallino.

La Tabella seguente riassume le principali caratteristiche tecniche dell'impianto.

<b>IMPIANTO AGRIVOLTAICO</b>	<b>Potenza nominale</b>	50,14 MW <sub>AC</sub>
	<b>Potenza di picco</b>	50.895,90 kW <sub>p</sub>
	<b>N° totale di moduli</b>	75.964
<b>STRUTTURE DI SOSTEGNO</b>	<b>Tipologia</b>	Strutture fisse a 2 moduli-portrait
	<b>2x14 - Lunghezza (EW)</b>	18,502 m
	<b>2x14 - Larghezza (NS)</b>	4,788 m
	<b>2x14 - Interasse strutture (NS)</b>	10 m
	<b>2x14 - Spazio tra le strutture (EW)</b>	0,30 m
	<b>2x14 - numero strutture</b>	2.713
<b>MODULO</b>	<b>Tipo celle fotovoltaiche</b>	Silicio Monocristallino
	<b>Potenza nominale, P<sub>n</sub></b>	670 W <sub>p</sub>
	<b>Tensione alla massima potenza, V<sub>m</sub></b>	38,2 V
	<b>Corrente alla massima potenza, I<sub>m</sub></b>	17,55 A
	<b>Tensione di circuito aperto, V<sub>oc</sub></b>	46,1 V
	<b>Corrente di corto circuito, I<sub>sc</sub></b>	18,62 A
	<b>Efficienza del modulo</b>	21,6 %
<b>INVERTER 225 kVA</b>	<b>Numero di inverter</b>	28
	<b>Corrente massima per MPPT</b>	30 A
	<b>Numero di MPPT</b>	12
	<b>Massima tensione d'ingresso MPPT</b>	1500 V
	<b>Corrente AC massima</b>	180,5 A
	<b>Tensione d'uscita BT per singolo inverter</b>	800 V

<b>INVERTER 320 kVA</b>	<b>Rendimento massimo</b>	98,6%
	<b>Numero di inverter</b>	137
	<b>Corrente massima per MPPT</b>	40 A
	<b>Numero di MPPT</b>	12
	<b>Massima tensione d'ingresso MPPT</b>	1500 V
	<b>Corrente AC massima</b>	254 A
	<b>Tensione d'uscita BT per singolo inverter</b>	800 V
	<b>Rendimento massimo</b>	98,6%
<b>TRASFORMATORI BT/36 kV</b>	<b>Potenza nominale</b>	3000 kVA / 1600 kVA
	<b>Tensione secondaria</b>	800 V
	<b>Livello di isolamento</b>	36 kV
	<b>Tensione Primario</b>	30 kV
	<b>Tensione Ucc %</b>	6 %
	<b>Numero totale</b>	21 (n.11 x 2880 kVA + n.1 x 2700 kVA + n.2 x 2560 kVA + n.1 x 2250 kVA + n.3 x 1920 kVA + n.1 x 1280 kVA + n.2 x 675 kVA)
	<b>Numero di trasformatori lotto 1</b>	1 (n.1 x 2250 kVA)
	<b>Numero di trasformatori lotto 2</b>	1 (n.1 x 675 kVA)
	<b>Numero di trasformatori lotto 3</b>	1 (n.1 x 2700 kVA)
	<b>Numero di trasformatori lotto 4</b>	6 (n.4 x 2880 kVA + n.1 x 1920 kVA + n.1 x 1280 kVA)
	<b>Numero di trasformatori lotto 5</b>	6 (n.4 x 2880 kVA + n.2 x 1920 kVA)
<b>Numero di trasformatori lotto 6</b>	1 (n.1 x 2560 kVA)	
<b>Numero di trasformatori lotto 7</b>	4 (n.3 x 2880 kVA + n.1 x 2560 kVA)	
<b>Numero di trasformatori lotto 8</b>	1 (n.1 x 675 kVA)	

**Tabella 3 - Dettagli tecnici dell'impianto**

Per ulteriori dettagli tecnici sui vari componenti dell'impianto si rimanda all'elaborato.  
"CEN.ENG.REL.005.00\_Disciplinare descrittivo e prestazionale".

Ogni lotto avrà le seguenti caratteristiche tecniche:

- **Lotto 1**

Potenza di picco: 2.251,2 kW<sub>p</sub>

Numero di String Inverter: 10

Numero di moduli: 3.360

- **Lotto 2**

Potenza di picco: 712,88 kW<sub>p</sub>

Numero di String Inverter: 3

Numero di moduli: 1.064

- **Lotto 3**

Potenza di picco: 2.720,2 kW<sub>p</sub>

Numero di String Inverter: 12

Numero di moduli: 4.060

- **Lotto 4**

Potenza di picco: 14.801,64 kW<sub>p</sub>

Numero di String Inverter: 46

Numero di moduli: 22.092

- **Lotto 5**

Potenza di picco: 15.552,04 kW<sub>p</sub>

Numero di String Inverter: 48

Numero di moduli: 23.212

- **Lotto 6**

Potenza di picco: 2.626,4 kW<sub>p</sub>

Numero di String Inverter: 8

Numero di moduli: 3.920

- **Lotto 7**

Potenza di picco: 11.406,08 kW<sub>p</sub>

Numero di String Inverter: 35

Numero di moduli: 17.024

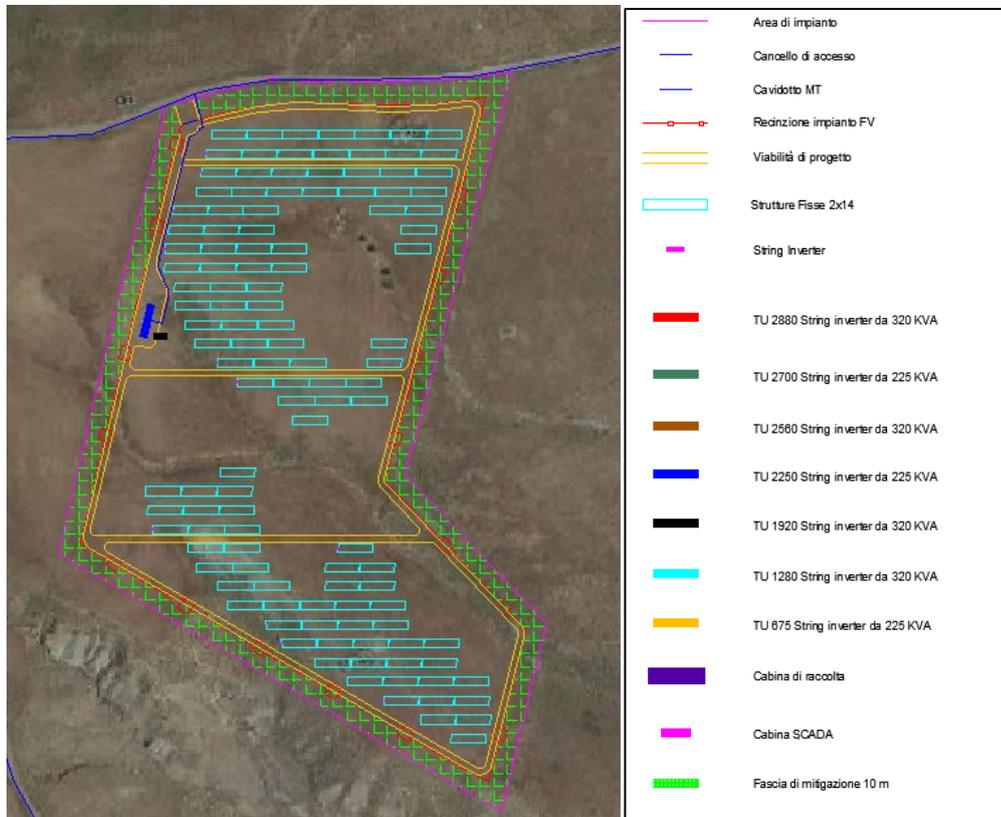
- **Lotto 8**

Potenza di picco: 825,44 kW<sub>p</sub>

Numero di String Inverter: 3

Numero di moduli: 1.232

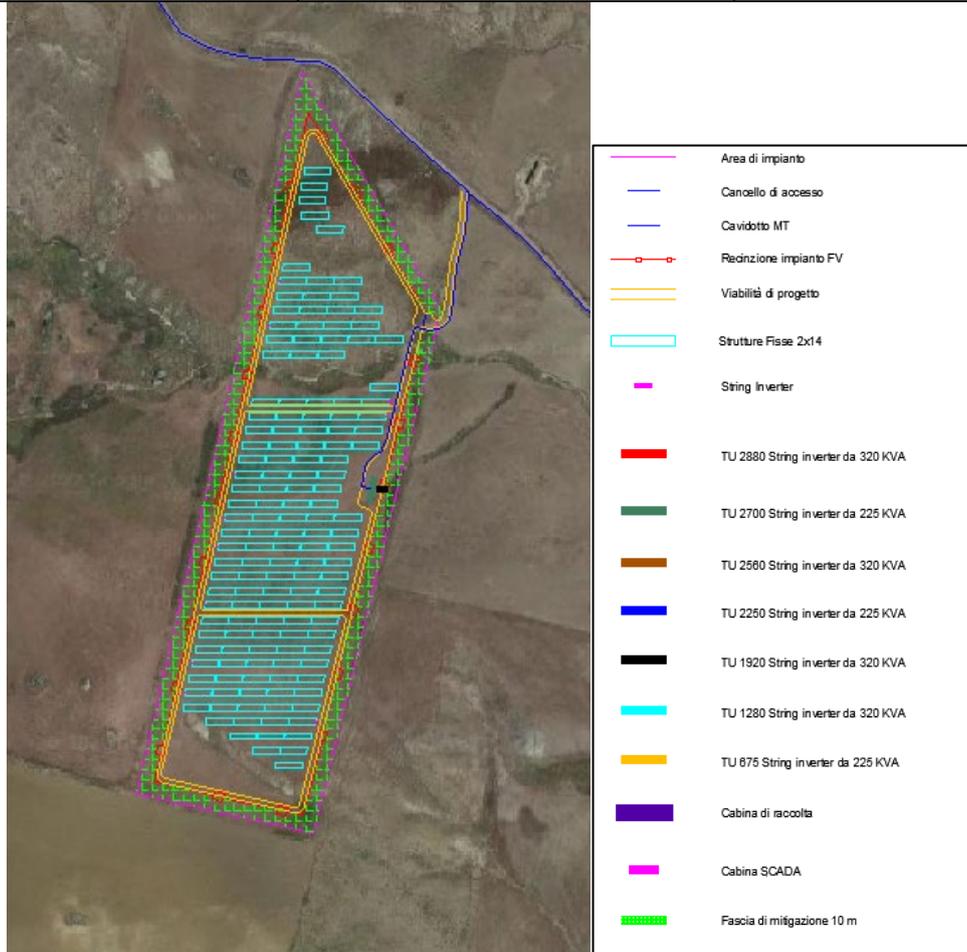
Nelle seguenti figure si riportano i layout di impianto nei vari lotti. Per maggiori dettagli si vedano gli elaborati "CEN.ENG.TAV.022.\_Layout di impianto quotato", "CEN.ENG.TAV.023.\_Layout di dettaglio dei singoli lotti".



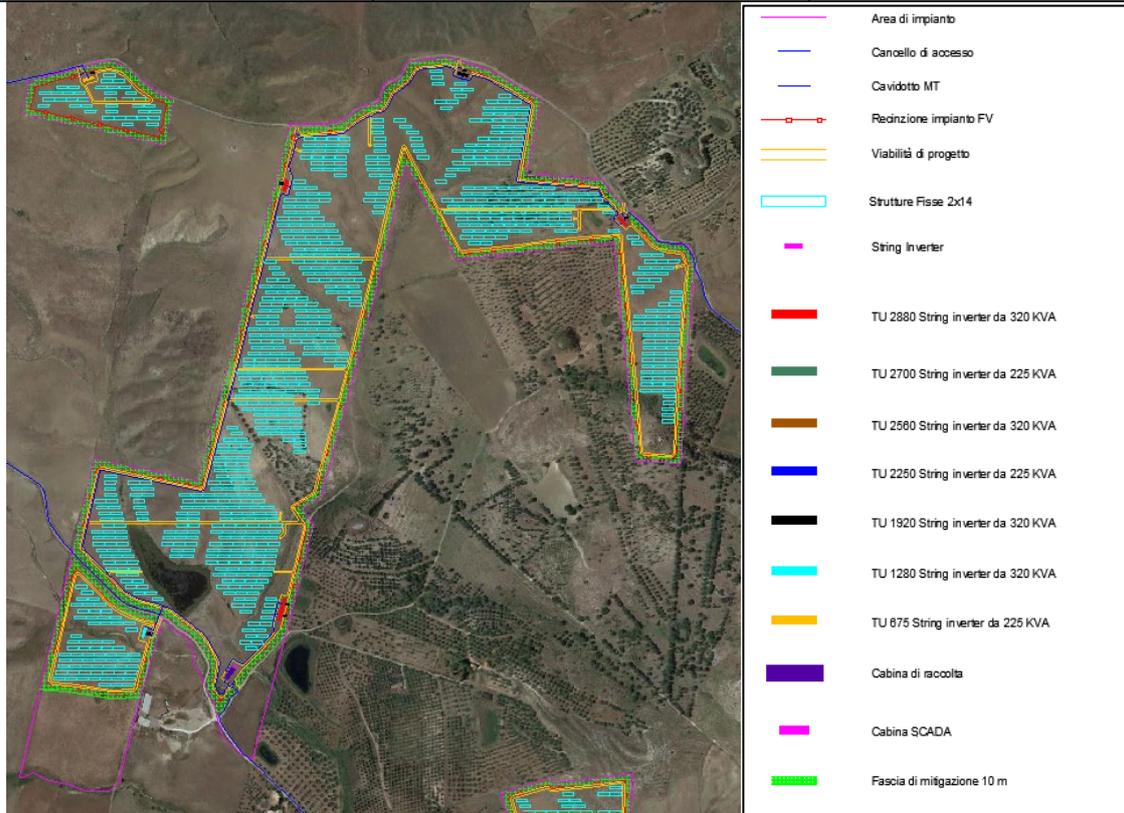
**Figura 9 – Sovrapposizione su ortofoto del layout di impianto - Lotto 1**



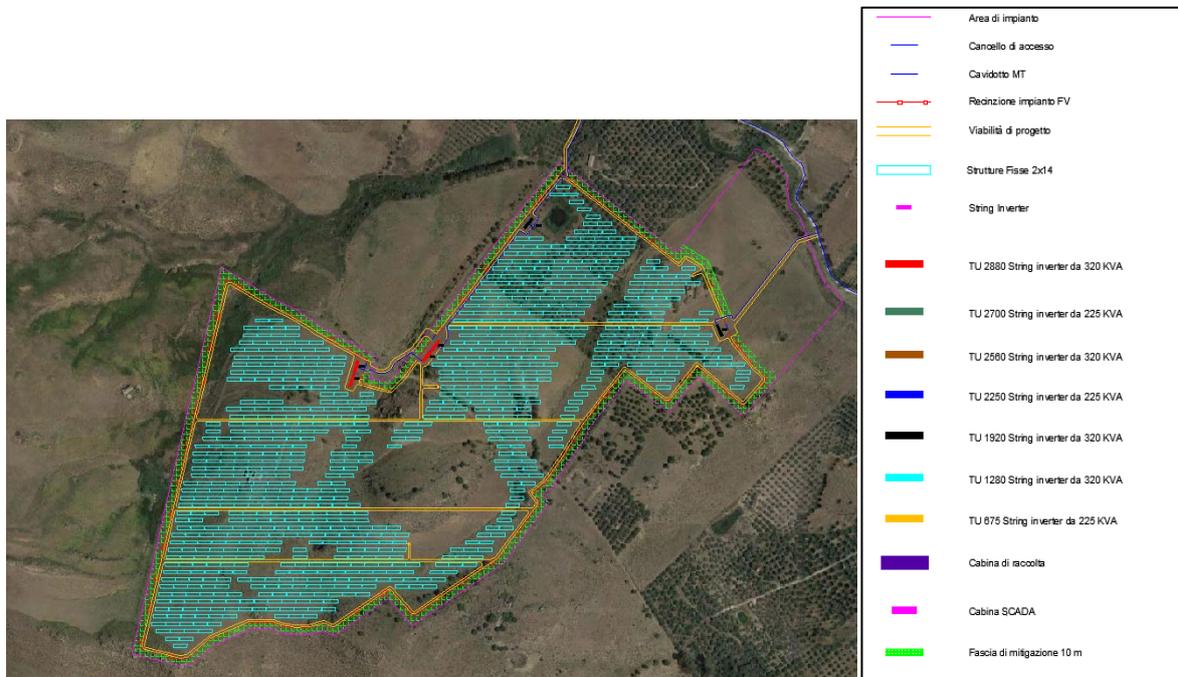
**Figura 10 – Sovrapposizione su ortofoto del layout di impianto - Lotto 2**



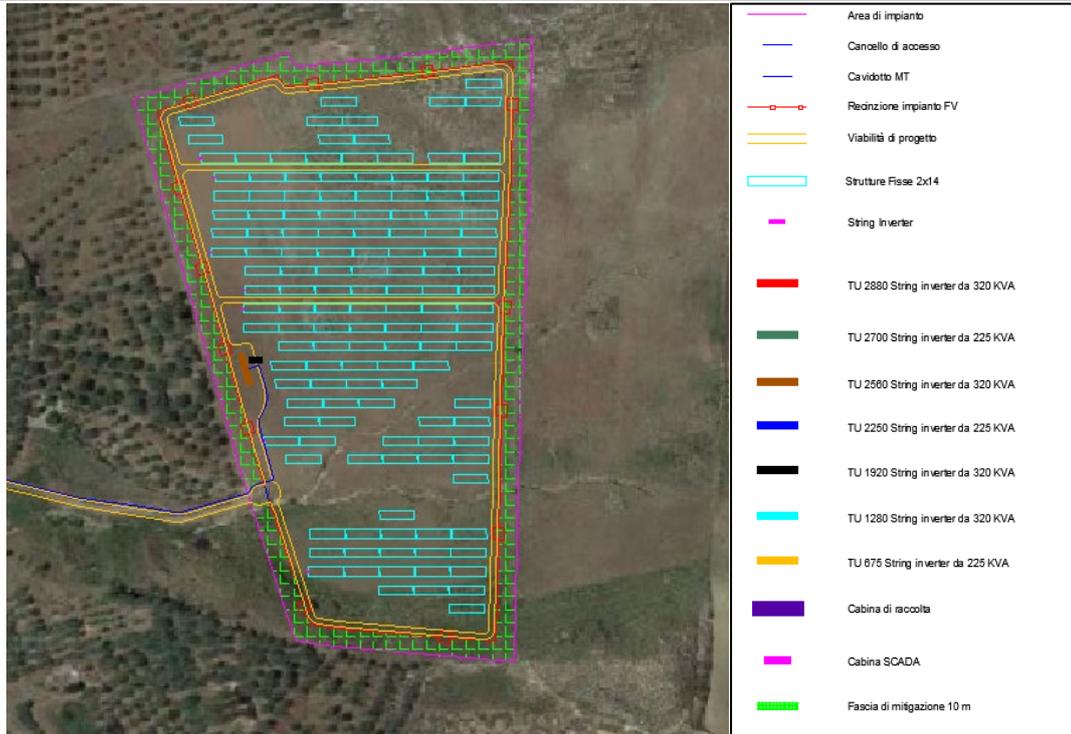
**Figura 11 – Sovrapposizione su ortofoto del layout di impianto - Lotto 3**



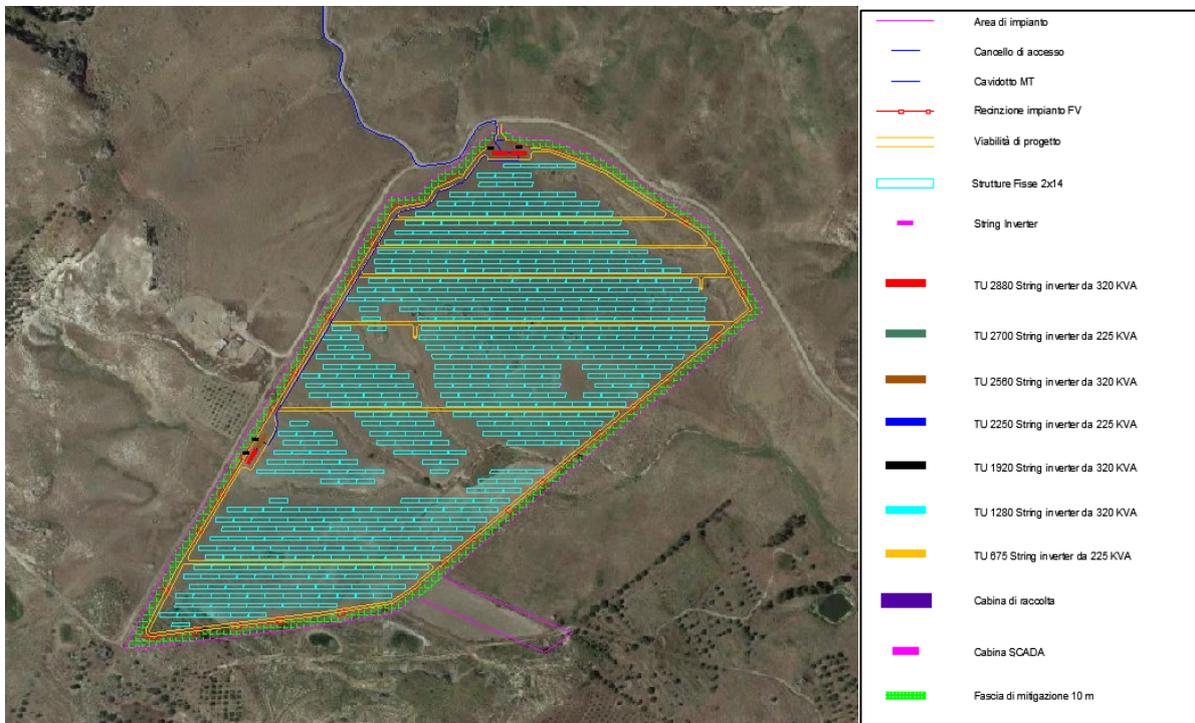
**Figura 12 – Sovrapposizione su ortofoto del layout di impianto – Lotto 4**



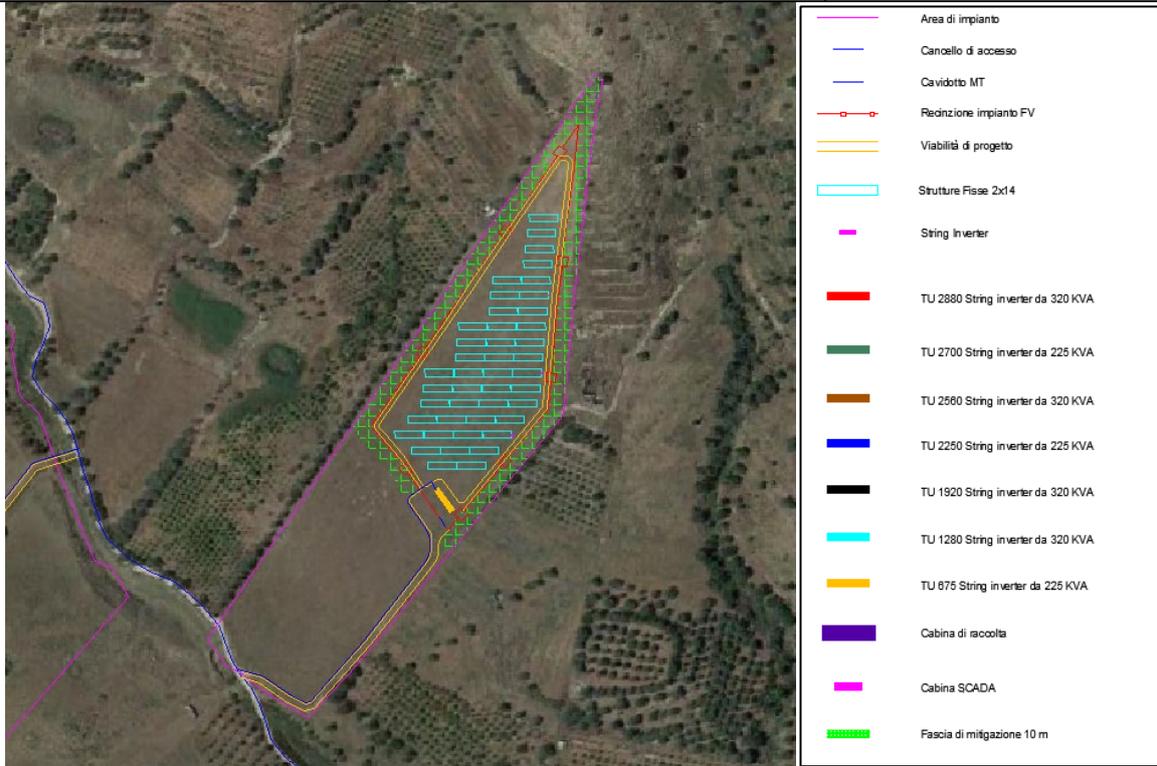
**Figura 13 – Sovrapposizione su ortofoto del layout di impianto – Lotto 5**



**Figura 14 – Sovrapposizione su ortofoto del layout di impianto – Lotto 6**



**Figura 15 – Sovrapposizione su ortofoto del layout di impianto – Lotto 7**



**Figura 16 – Sovrapposizione su ortofoto del layout di impianto – Lotto 8**

L'impianto è destinato ad essere collegato in antenna a 36 kV su un futuro ampliamento della Stazione Elettrica a 380/150 kV di Paternò come indicato nella Soluzione Tecnica Minima Generale (STMG) fornita dal distributore di rete.

Il cavidotto MT a 36 kV, in uscita dal parco fotovoltaico, si collegherà direttamente sulla futura sezione a 36 kV della Stazione Elettrica di Trasformazione (SE) a 380/150/36 kV, secondo gli schemi elettrici riportati negli elaborati di progetto "CEN.ENG.TAV.035.00\_Schema elettrico unifilare-Opere di rete" e in accordo a quanto riportato nell'allegato A.68 del Codice di Rete Terna.

Viene prevista la realizzazione di n.1 cabina di raccolta nel Lotto 4.

I cavi MT in uscita da tale cabina di raccolta e dalle Transformation Units di campo verranno posati principalmente su strade esistenti fino a raggiungere una cabina utente, in cui verranno eseguite le misurazioni fiscali, e successivamente la Stazione Elettrica di Terna, ubicata nel comune di Paternò (CT).

I sistemi agrivoltaici devono rispettare, al fine di rispondere alla finalità generale per cui sono realizzati ivi incluse quelle derivanti dal quadro normativo attuale in materia di incentivi, i requisiti riportati nelle "Linee guida in materia di impianti agrivoltaici" del Ministero della Transizione Ecologica - Dipartimento per l'energia e dalla "Consultazione pubblica Misura PNRR: Piano di Ripresa e Resilienza, Missione 2 (Rivoluzione verde e Transizione ecologica), Componente 2 (Energia rinnovabile, idrogeno, rete e mobilità sostenibile), Investimento 1.1

(Sviluppo Agrovoltaico)".

In Tabella 4 sono sintetizzati i requisiti tecnici e di esercizio necessari affinché un impianto fotovoltaico possa essere definito "agrovoltaico".

Definizione	Requisiti	
Impianto fotovoltaico realizzato in area agricola come "agrovoltaico"	A + B (+D.2)	<p><b>A - l'impianto rientra nella definizione di "agrovoltaico"</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>A.1 Superficie minima coltivata: <math>S_{agricola} \geq 0,7 \cdot S_{tot}</math></li> <li>A.2 Percentuale di superficie complessiva coperta dai moduli: <math>LAOR \leq 40\%</math></li> </ul> <p><b>B - Il sistema agrovoltaico è esercito, nel corso della vita tecnica dell'impianto, in maniera da garantire la produzione sinergica di energia elettrica e prodotti agricoli</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>B.1 Continuità dell'attività agricola e pastorale sul terreno oggetto dell'intervento</li> <li>B.2 Producibilità elettrica dell'impianto agrovoltaico, rispetto ad un impianto standard e il mantenimento in efficienza della stessa: <math>FV_{agri} \geq 0,6 \cdot FV_{standard}</math> [GWh/ha/anno]</li> </ul> <p><b>D.2 Monitoraggio relativo alla continuità dell'attività agricola</b></p>

**Tabella 4 - Requisiti tecnici e di esercizio necessari affinché un impianto fotovoltaico possa essere definito "agrovoltaico"**

Per il suddetto impianto è stata condotta una verifica preliminare del requisito A (l'impianto rientra nella definizione di "agrovoltaico"); più dettagliatamente sono stati calcolati:

**A.1 Superficie minima coltivata:**

$$S_{agricola} \geq 0,7 \cdot S_{tot}$$

**A.2 Percentuale di superficie complessiva coperta dai moduli:**

$$LAOR \leq 40\%$$

Poiché un sistema agrovoltaico può essere costituito da un'unica "tessera" o da un insieme di tessere - anche nei confini di proprietà di uno stesso lotto, o azienda - le definizioni relative al sistema agrovoltaico si intendono riferite alla singola tessera.

I risultati della verifica effettuata sono sintetizzati nelle tabelle successive, dalla quale si evince il soddisfacimento del requisito A.

In particolare, stante la scelta di posizionare i moduli fotovoltaici con altezza minima da terra a 1,40 m per garantire la coltivazione dei terreni ed il libero passaggio di macchine, attrezzature e il pascolo degli ovicaprini, al di sotto delle strutture portamoduli, per ciascuna tessera la superficie

agricola deriverà dalla superficie totale depurata delle aree occupate dalle strutture di fondazione, della viabilità di servizio e dei locali tecnici a servizio dell'impianto agrivoltaico.

Lotto	Area di impianto (mq)	Area tot sotto strutture 2x14 non coltivabile (mq)	Num strutture 2x14	n. Moduli	A <sub>FV</sub> (mq)	A <sub>FV</sub> LAOR (%)	A <sub>agricola</sub> (mq)	A <sub>agricola</sub> (%)
1	49855,089	0,8576	120	3360	10437,343	21%	44801,18	89,86%
2	21088,654	0,8576	38	1064	3305,1585	16%	17728,98	84,07%
3	55452,3321	0,8576	145	4060	12611,789	23%	43154,15	77,82%
4	390620,40	0,8576	789	22092	68625,528	18%	376206,20	96,31%
5	312533,5596	0,8576	829	23212	72104,643	23%	296320,78	94,81%
6	51734,4885	0,8576	140	3920	12176,9	24%	44504,63	86,03%
7	182431,149	0,8576	608	17024	52882,536	29%	169297,95	92,80%
8	34966,6012	0,8576	44	1232	3827,0257	11%	33006,54	94,39%

**Tabella 5 – dettaglio sul calcolo del requisito A1 e A2 per ogni tessera**

Le elaborazioni rappresentate nella tabella precedente dimostrano come i requisiti A.1 ed A.2 previsti dalla *Linee Guida in materia di impianti agrivoltaici* del MITE siano rispettati per tutte le tessere ricomprese nei lotti costituenti l'impianto in progetto.

In particolare, per ciascuna tessera risulta:

**A.1)  $S_{agricola} \geq 0,7 S_{tot}$**

**A.2)  $LAOR = S_{pv}/S_{tot} \leq 0,4$**

Per la verifica al soddisfacimento del requisito B.2 ( $FV_{agri} \geq 0,6 \cdot FV_{standard}$  [GWh/ha/anno]) è stata stimata una producibilità elettrica annua dell'impianto agrivoltaico 81,62 Gwh/anno e Producibilità Specifica di 1604 kWh/kWp/anno, mentre la producibilità elettrica specifica di riferimento di un impianto fotovoltaico standard, come definito nelle "Linee guida in materia di impianti agrivoltaici", risulta pari a 77,66 Gwh/anno e producibilità elettrica specifica di 1526 kWh/kWp/anno dunque il soddisfacimento del requisito B.2 risulta rispettato.

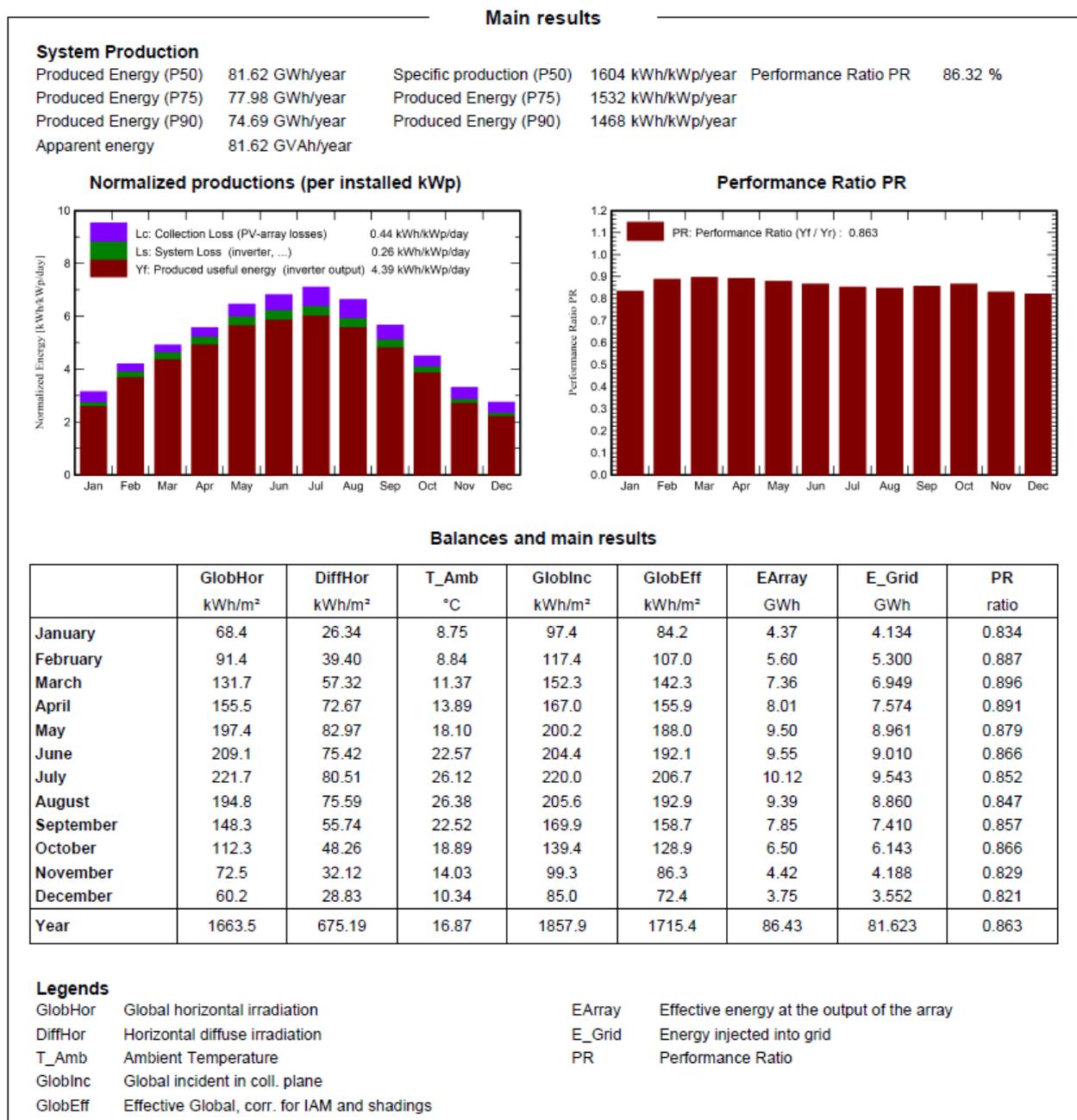
L'analisi sulla producibilità media annua è stata condotta mediante il software PVSyst v.7.2.

Per maggiori dettagli si rimanda al Capitolo 5.0.

## 5.0 ANALISI DI PRODUCIBILITÀ DELL'IMPIANTO

I dati sulla risorsa solare relativi al sito di installazione dell'impianto agrivoltaico sono stati desunti dal database PVGIS. Si riportano di seguito i principali risultati delle simulazioni.

In particolare, in Figura 17 sono riportati i valori di producibilità e performance dell'impianto agrivoltaico di progetto.



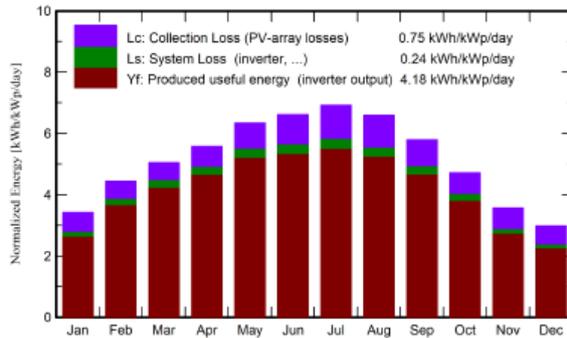
**Figura 17 – Principali risultati relativi alla producibilità dell'impianto agrivoltaico. Producibilità specifica 1604 kWh/kW<sub>p</sub>/anno.**

**Main results**

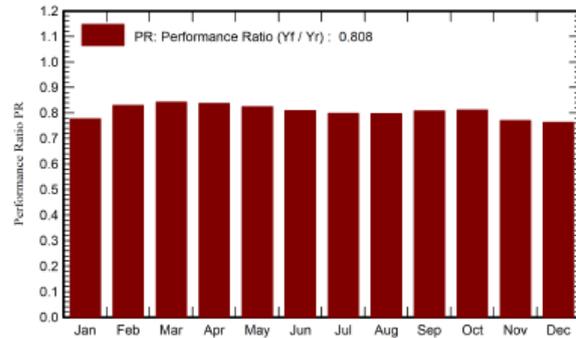
**System Production**

Produced Energy (P50)	77.66 GWh/year	Specific production (P50)	1526 kWh/kWp/year	Performance Ratio PR	80.85 %
Produced Energy (P75)	74.19 GWh/year	Produced Energy (P75)	1458 kWh/kWp/year		
Produced Energy (P90)	71.07 GWh/year	Produced Energy (P90)	1396 kWh/kWp/year		
Apparent energy	77.66 GVAh/year				

**Normalized productions (per installed kWp)**



**Performance Ratio PR**



**Balances and main results**

	GlobHor kWh/m <sup>2</sup>	DiffHor kWh/m <sup>2</sup>	T_Amb °C	GlobInc kWh/m <sup>2</sup>	GlobEff kWh/m <sup>2</sup>	EArray GWh	E_Grid GWh	PR ratio
January	68.4	26.34	8.75	106.0	89.2	4.433	4.190	0.777
February	91.4	39.40	8.84	124.3	111.7	5.545	5.247	0.829
March	131.7	57.32	11.37	156.4	145.0	7.095	6.704	0.842
April	155.5	72.67	13.89	167.3	155.0	7.539	7.130	0.837
May	197.4	82.97	18.10	196.6	182.9	8.731	8.244	0.824
June	209.1	75.42	22.57	198.4	184.7	8.654	8.172	0.809
July	221.7	80.51	26.12	214.5	199.8	9.222	8.713	0.798
August	194.8	75.59	26.38	204.6	190.6	8.787	8.300	0.797
September	148.3	55.74	22.52	173.8	161.3	7.566	7.143	0.807
October	112.3	48.26	18.89	146.2	133.7	6.386	6.038	0.811
November	72.5	32.12	14.03	106.9	90.6	4.431	4.193	0.770
December	60.2	28.83	10.34	92.4	76.3	3.788	3.586	0.763
Year	1663.5	675.19	16.87	1887.4	1720.7	82.177	77.659	0.808

**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		

**Figura 18: Principali risultati relativi alla producibilità dell'impianto standard. Producibilità specifica 1526 kWh/kW<sub>p</sub>/anno.**

## 6.0 DESCRIZIONE DEGLI INTERVENTI

### 6.1. Fase di cantiere

Per le attività di cantiere relative alla costruzione dell'impianto agrivoltaico in oggetto, sono previste tempistiche di circa 15 mesi (per maggiori dettagli si rimanda all'elaborato "CEN.ENG.REL.014.00\_Cronoprogramma dei lavori").

#### 6.1.1. Accantieramento

L'accantieramento prevede la realizzazione di varie strutture logistiche temporanee in relazione alla presenza di personale, mezzi e materiali.

La cautela nella scelta delle aree da asservire alle strutture logistiche mira ad evitare di asservire stabilmente o manomettere aree non altrimenti comunque già trasformate o da trasformare in relazione alla funzionalità dell'impianto che si va a realizzare.

Nell'allestimento e nella gestione dell'impianto di cantiere saranno rispettate le norme in vigore all'atto dell'apertura dello stesso, in ordine alla sicurezza (ai sensi del D.lgs. 81/08 e s.m.i.), agli inquinamenti di ogni specie, acustico ed ambientale.

#### 6.1.2. Preparazione dei suoli

Per la preparazione dei suoli si prevede il taglio raso terra di vegetazione erbacea e arbustiva con triturazione senza asportazione dei residui, seguito da livellamenti e regolarizzazione del sito laddove necessari. Dall'analisi del rilievo piano altimetrico dell'area (riportato nell'elaborato CEN.ENG.TAV.020.00\_Rilievo Piano-altimetrico) emerge la necessità di operare livellamenti minimali del terreno esistente, regolarizzando localmente le pendenze laddove necessario, al fine di evitare ristagni di acque meteoriche o di scorrimento superficiale al di fuori delle aree eventualmente riservate a tale destinazione ambientale.

#### 6.1.3. Consolidamento e piste di servizio

Le superfici interessate dalla realizzazione della viabilità di servizio e di accesso o destinate all'alloggiamento delle cabine saranno riutilizzate, regolarizzate ed adattate mediante costipazione a debole rialzo con materiali compatti di analoga o superiore impermeabilità rispetto al sottofondo in ragione della zona di intervento, al fine di impedire ristagni d'acqua entro i tracciati e rendere agevole il transito ai mezzi di cantiere, alle macchine operatrici ed il trasporto del personale dedicato a controllo e manutenzione in fase di esercizio. Si provvederà contestualmente alla realizzazione delle recinzioni, degli impianti di videosorveglianza e degli impianti di illuminazione ove necessario.

Si effettueranno deboli regolarizzazioni delle pendenze e della conformazione dei tracciati

carrabili e pedonali, rispettando e mantenendo le direttrici di scorrimento superficiale necessarie al collettamento delle acque meteoriche. In tal modo si andrà ad evitare il determinarsi di compluvi o aree di scorrimento preferenziale ed ogni conseguente potenziale fenomeno erosivo localizzato.

#### **6.1.4. Adattamento della viabilità esistente e realizzazione della viabilità interna**

È previsto il riutilizzo e l'adattamento della viabilità esistente qualora la stessa non sia idonea al passaggio degli automezzi per il trasporto dei componenti e delle attrezzature d'impianto. Le strade principali esistenti di accesso al sito costituiranno gli assi di snodo della viabilità d'accesso ai lotti fotovoltaici costituenti l'impianto di progetto.

La viabilità interna al sito presenterà una larghezza minima di 3,5 m e sarà in rilevato di 10 cm rispetto al piano campagna (si vedano elaborati "*CEN.ENG.TAV.022.00\_Layout di impianto quotato*" e "*CEN.ENG.TAV.026.00\_Sezioni dell'impianto*"). Per maggiori dettagli in merito ai movimenti terra previsti si rimanda agli elaborati "*CEN.ENG.REL.020.00\_Piano preliminare di utilizzo terre e rocce da scavo*" e "*CEN.ENG.TAV.024. \_Planimetria scavi, sbancamenti e rinterri*".

#### **6.1.5. Opere di regimazione idraulica superficiale**

Per quanto riguarda il ruscellamento superficiale all'interno delle aree di progetto, dalle attività di sopralluogo è emerso che non tutte linee di impluvio individuate dal reticolo idrografico della regione Sicilia sono effettivamente presenti, oppure hanno dimensioni tali da poter essere descritti come percorsi preferenziali per lo scorrimento di acque meteoriche.

Tuttavia, si prevede la realizzazione di canali di scolo in corrispondenza della perimetrazione del reticolo, tali da garantire una corretta regimazione delle acque a scorrimento superficiale. I percorsi dei canali saranno modificati in funzione dell'andamento topografico del terreno tale da consentire migliori condizioni di convogliamento e drenaggio delle acque superficiali e realizzare una sistemazione idraulica del sito, convogliando le acque superficiali di scorrimento in condizioni di sicurezza idraulica per le aree di progetto.

In fase esecutiva saranno effettuate opere di riprofilatura dei canali esistenti, ove necessario. Se le dimensioni dei canali al momento della realizzazione soddisferanno già le dimensioni di progetto saranno comunque effettuate opere di pulizia degli alvei e argini dei canali in esame.

Per quanto concerne gli scavi da realizzare per la riprofilatura dei canali dovranno essere adoperate tutte le misure cautelative ed eventuali opere di sostegno delle pareti degli scavi atti alla salvaguardia delle persone e mezzi. Per analisi di maggiore dettaglio si rimanda ai piani di coordinamento e sicurezza in fase esecutiva.

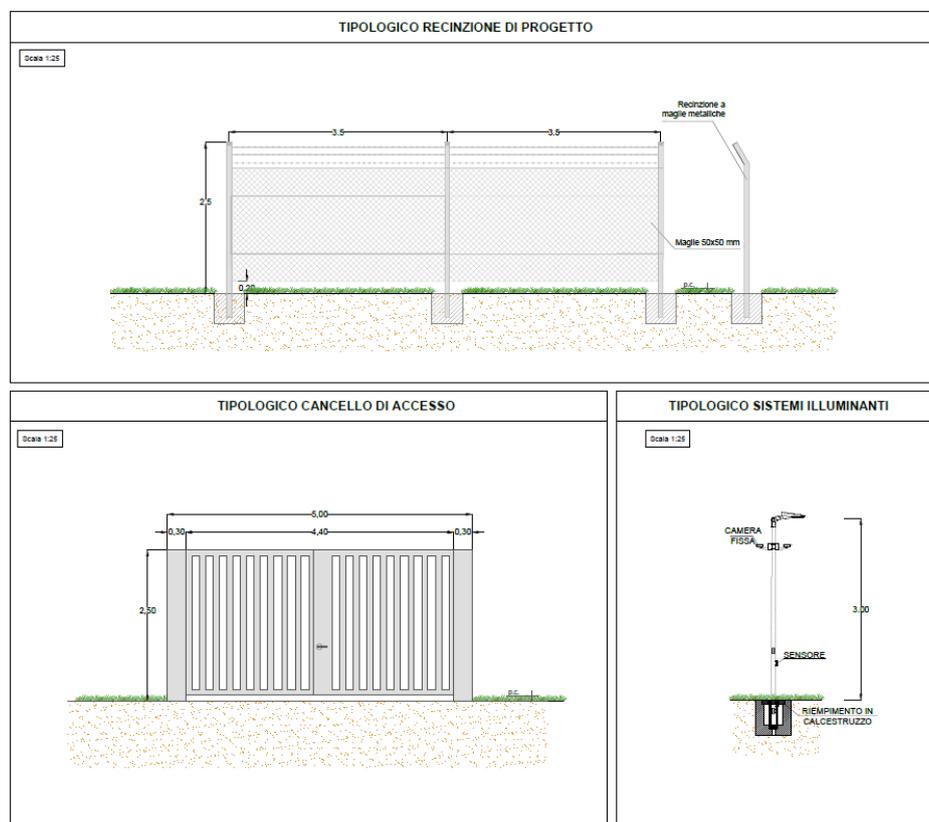
Per maggiori dettagli si rimanda all'elaborato "CEN.ENG.REL.011.00\_Relazione idrologica - idraulica".

### 6.1.6. Realizzazione della recinzione dell'area, del sistema di illuminazione, della rete di videosorveglianza e sorveglianza tecnologica

A protezione dell'impianto fotovoltaico verrà realizzata la recinzione ove necessario, in accordo alle specifiche tecniche della Committente.

La recinzione, di nuova realizzazione, avrà un'altezza di 2,5 m e sarà costituita da una maglia metallica ancorata a pali in acciaio zincato, sorretti da fondamenta che saranno dimensionate in funzione delle proprietà geomeccaniche del terreno.

Il sistema di illuminazione previsto, invece, sarà limitato all'area di gestione dell'impianto. Gli apparati di illuminazione non consentiranno l'osservazione del corpo illuminante dalla linea d'orizzonte e da angolatura superiore, così da evitare di costituire fonti di ulteriore inquinamento luminoso e di disturbo per abbagliamento dell'avifauna notturna o di richiamare e concentrare popolazioni di insetti notturni. Il livello di illuminazione verrà, inoltre, contenuto al minimo indispensabile, mirato alle aree e fasce sottoposte a controllo e vigilanza per l'intercettazione degli accessi impropri.



**Figura 19 – Stralcio elaborato "CEN.ENG.TAV.037.00\_Tipico recinzione, cancelli e illuminazione"**

### 6.1.7. Interventi di mitigazione a verde

Per rendere l'impianto fotovoltaico il più possibile invisibile all'osservatore esterno, sono previste opere di mitigazione dell'impatto visivo costituite da una fascia di mitigazione a verde di larghezza pari a 10 m di specie arboree ed arbustive, le quali saranno scelte

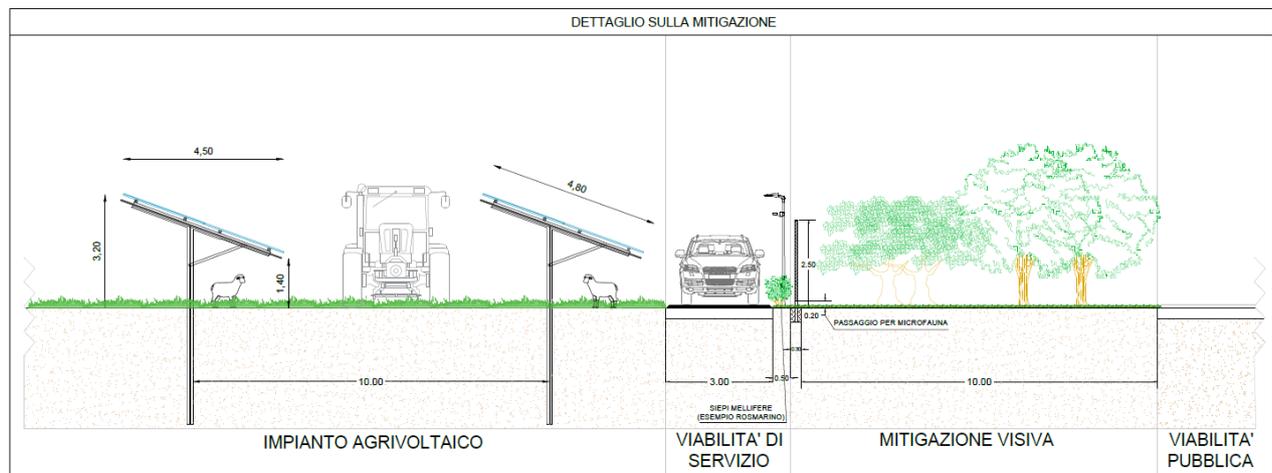
Gli interventi relativi alla piantumazione ed alla manutenzione di essenze arboree lungo il perimetro delle unità produttive sono descritti nell'elaborato

"CEN.ENG.REL.030.00\_Relazione Agronomica" e a cui si rimanda per maggiori dettagli.

In alcune zone dell'azienda, soprattutto nei due lotti più estesi, si prevede di piantumare alcune siepi arbustive che oltre ad avere la funzione di dare rifugio ad animali di piccola taglia potranno costituire un'ottima attrattiva per le api.

Saranno collocate siepi di timo e di rosmarino (hanno un ottimo potenziale mellifero, oltre 500 kg/ha) per un totale di circa 800 metri lineari; le siepi saranno disposte in ordine sparso, con lunghezze intorno ai venti/trenta metri.

Ulteriori indicazioni sono contenute nell'elaborato "CEN.ENG.TAV.038.00\_Opere di mitigazione", di cui si riporta uno stralcio.



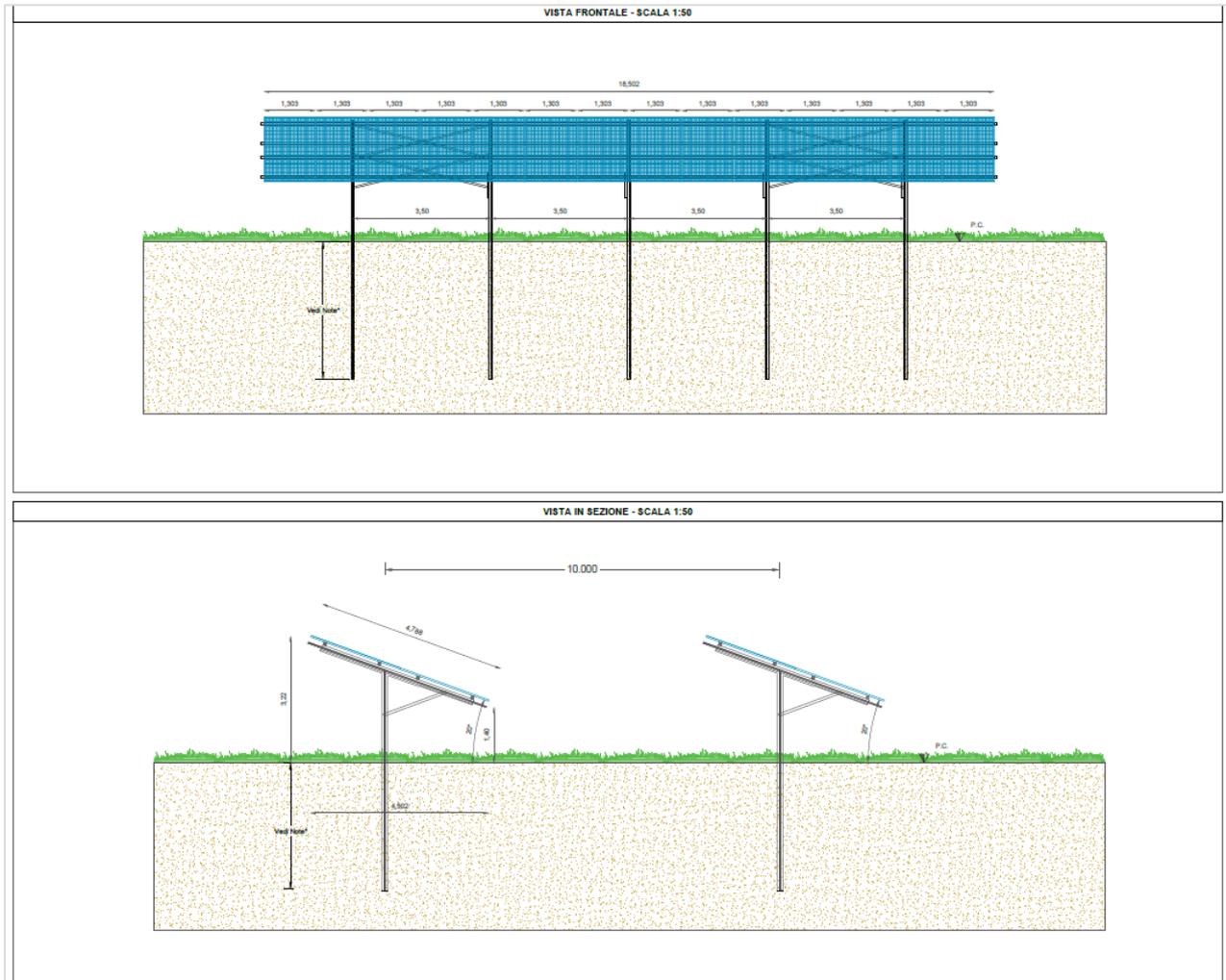
**Figura 20 – Estratto dell'elaborato "CEN.ENG.TAV.038.00\_Opere di mitigazione"**

### 6.1.8. Posizionamento delle strutture di supporto e montaggi dei moduli

Le opere meccaniche per il montaggio delle strutture di supporto e su di esse dei moduli fotovoltaici non richiedono attrezzature particolari. Le strutture di sostegno dei moduli fotovoltaici sono costituite da elementi metallici modulari, uniti tra loro a mezzo bulloneria in acciaio inox. Il loro montaggio si determina attraverso:

- Infissione dei pali per il fissaggio di tali strutture al suolo;
- Montaggio Testa;
- Montaggio Trave primaria;

- Montaggio Orditura secondaria;
- Montaggio pannelli fotovoltaici;
- Verifica e prove su struttura montata.



**Figura 21 - Stralcio elaborato "CEN.ENG.TAV.032.00\_DISEGNI DELLE STRUTTURE DI SOSTEGNO E DELLE OPERE DI FONDAZIONE"**

### **6.1.9. Installazione e posa in opera dell'impianto agrivoltaico**

Al fine di chiarire gli interventi finalizzati alla posa in opera dell'impianto agrivoltaico in oggetto si riporta di seguito una descrizione sintetica delle principali parti costituenti l'impianto stesso. L'impianto sarà realizzato con moduli fotovoltaici al silicio monocristallino e ciascuna stringa di moduli farà capo ad uno string inverter, a sua volta connesso a cabine di trasformazione necessarie per l'innalzamento dalla bassa tensione alla media tensione richiesta per la connessione alla rete di distribuzione. L'impianto sarà gestito come sistema IT, ovvero con nessun polo connesso a terra.

L'impianto sarà costituito da n. 75.964 moduli fotovoltaici al silicio monocristallino, la cui potenza complessivamente installabile risulta essere pari a 50.895,90 kW<sub>p</sub>.

Per poter connettere l'impianto alla rete di distribuzione nazionale sarà necessario installare dei gruppi di conversione realizzati in conformità ai requisiti normativi tecnici e di sicurezza applicabili. I valori della tensione e della corrente di ingresso del singolo gruppo di conversione sono compatibili con quelli d'impianto, mentre i valori della tensione e della frequenza in uscita sono compatibili con quelli della rete alla quale viene connesso l'impianto stesso. Il gruppo di conversione è basato su inverter a commutazione forzata, con tecnica PWM, privo di clock e/o riferimenti interni in grado di operare in modo completamente automatico e di inseguire il punto di massima potenza (MPPT) del generatore agrivoltaico. I gruppi saranno a loro volta collegati ai quadri di parallelo in bassa tensione presenti all'interno di container prefabbricati.

L'impianto sarà dotato di sistema di protezione generale e sistema di protezione di interfaccia, conformi alla normativa CEI 0-16. Il dispositivo di interfaccia, sul quale agiscono le protezioni, è integrato nel quadro corrente alternata "QCA". Dette protezioni saranno corredate di una certificazione di conformità emessa da organismo accreditato.

L'impianto sarà dotato di un'apparecchiatura di monitoraggio della quantità di energia prodotta dall'impianto e delle rispettive ore di funzionamento.

### **6.1.10. Realizzazione e posizionamento delle opere civili**

È previsto il posizionamento di:

- n. 21 container prefabbricati per l'alloggio dei trasformatori BT/36 kV e relativi quadri elettrici, che avranno dimensioni 19,23 x 6,71 x 5 m (cfr. "CEN.ENG.TAV.027.00\_TIPOLOGICO TRASFORMATION UNIT");
- n. 1 cabina di raccolta, di dimensioni 20 x 6,00 x 5 m circa (cfr. "CEN.ENG.TAV.031.00\_CABINE DI IMPIANTO-LOCALE DI RACCOLTA");
- n. 1 cabina SCADA, di dimensioni 2,50 x 5,30 x 2,90 m circa (cfr. "CEN.ENG.TAV.030.00\_CABINE DI IMPIANTO-LOCALE SCADA")

Detti edifici saranno di tipo prefabbricato.

I container delle cabine di trasformazione saranno posizionati su fondazioni costituite da travi in CLS gettato in opera e ad esse ancorate, avranno una destinazione d'uso esclusivamente tecnica e serviranno ad alloggiare i trasformatori BT/36 KV e i quadri di parallelo in corrente alternata. Saranno inoltre dotate di vasca per la raccolta dell'olio contenuto all'interno dei trasformatori BT/36 KV, delle dimensioni di 2,5 x 2,5 x 0,95 m, interrata per una profondità di 0,65 m.

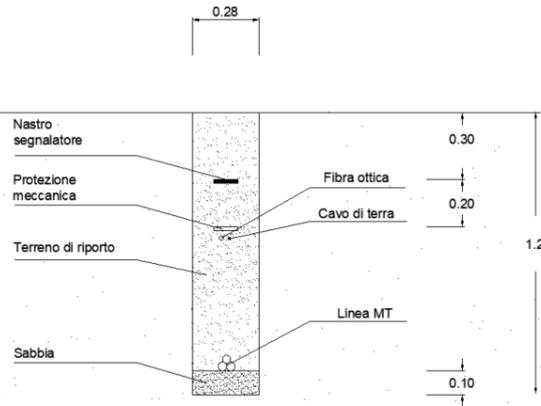
Nel progetto è prevista la realizzazione di una Cabina Utente (cfr. "CEN.ENG.TAV.043.00\_Cabina Utente - Planimetria di inquadramento su CTR con sezioni, piante e prospetti") per la sola lettura di misure e segnali di allarme provenienti dalle apparecchiature collegate al sistema di comunicazione, in quanto la trasformazione 36 kV/AT avverrà presso la Stazione Elettrica di Terna, ubicata nel comune di Paterno' (CT).

#### **6.1.11. Realizzazione dei cavidotti interrati**

Il trasporto dell'energia elettrica prodotta dai moduli della centrale fotovoltaica avverrà mediante cavi interrati. Per quanto riguarda i cavi di media tensione che consentiranno il collegamento in entra-esce tra le Conversion Unit, la Cabina di Raccolta e la Cabina di Consegna saranno previste tre diverse tipologie di trincee profonde 1,2 m, di larghezza variabile a seconda del numero di cavidotti interrati:

- Una terna interrata: trincea larga 0,28 m;
- Due terne interrate nello stesso scavo: trincea larga 0,68 m;
- Tre terne interrano nello stesso scavo: trincea larga 1,08
- Quattro terne interrate nello stesso scavo: trincea larga 0,68 m.

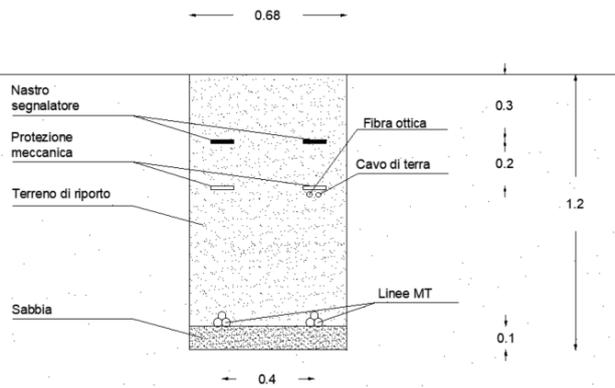
**SEZ.A-A - CAVIDOTTO MT INTERRATO - 1 TERNA DI CAVI MT**



**NOTE:**

Misure espresse in metri;

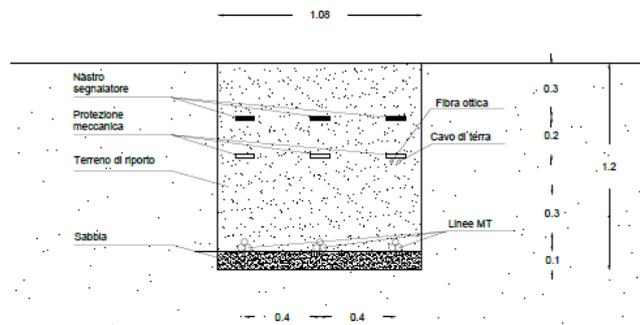
**SEZ.B-B - CAVIDOTTO MT INTERRATO - 2 TERNE DI CAVI MT**



**NOTE:**

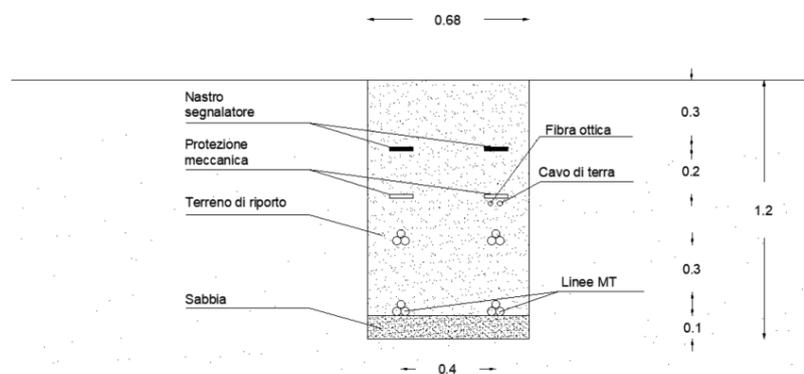
Misure espresse in metri;

**SEZ.C-C - CAVIDOTTO MT INTERRATO - 3 TERNE DI CAVI MT**



**NOTE:**  
Misure espresse in metri;  
Scala: 1:20

**SEZ.D-D - CAVIDOTTO MT INTERRATO - 4 TERNE DI CAVI MT**



**NOTE:**  
Misure espresse in metri;

**Figura 22: Stralcio elaborato "CEN.ENG.TAV.028.00\_Planimetria dei cavidotti con indicazione delle sezioni di posa" – Sezioni per interrimento del cavidotto MT**

Per quanto riguarda le interferenze lungo il cavidotto e le soluzioni tecniche previste per il loro superamento, si rimanda all'elaborato "CEN.ENG.TAV.029.00\_Planimetria delle interferenze".

**6.1.12. Opere di demolizione**

Non sono previste demolizioni ai fini della realizzazione delle opere in progetto.

### **6.1.13. Dismissione del cantiere e ripristini dello stato dei luoghi**

Le aree di cantiere verranno dismesse ripristinando, per quanto possibile, lo stato originario dei luoghi. Si provvederà quindi alla rimozione dell'impianto di cantiere e di tutte le opere provvisorie (quali ad esempio protezioni, ponteggi, slarghi, adattamenti, piste, puntellature, opere di sostegno, etc.).

### **6.1.14. Verifiche, collaudi e messa in esercizio**

Parallelamente all'avvio dello smontaggio della logistica di cantiere verranno eseguiti collaudi statici, collaudi elettrici e prove di funzionalità, avviando l'impianto verso la sua gestione a regime. I collaudi consistono in prove di tipo, prove di accettazione da eseguire in officina, verifiche dei materiali in cantiere e prove di accettazione in sito.

#### 1) Prove di tipo

I componenti che costituiscono l'impianto devono essere progettati, costruiti e sottoposti alle prove previste nelle norme ed alle prescrizioni di riferimento. Di ciascun componente devono essere forniti i certificati per le prove di tipo attestanti il rispetto della normativa vigente.

#### 2) Prove di accettazione in officina

Ove previsto, sono eseguite prove di accettazione a campione o sull'intera fornitura, atte a verificare il rispetto dei criteri di progettazione e i livelli di qualità richiesti. Tutti i materiali e le apparecchiature di fornitura devono essere corredati dai propri certificati di origine e garanzia.

#### 3) Verifiche in cantiere

Prima del montaggio, tutti i materiali e le apparecchiature devono essere ispezionati e verificati, per accertare eventuali difetti di origine, rotture o danneggiamenti dovuti al trasporto. Al termine delle opere, tutti i materiali e le apparecchiature devono essere ispezionati e verificati, per accertare eventuali danni, dovuti ai lavori, o esecuzioni non a "regola d'arte".

Dunque, a fine lavori l'impresa dovrà effettuare tutte le misure previste dalle Norme CEI e dalle Specifiche tecniche della Committente, i cui risultati andranno annotati su apposito verbale di verifica che dovrà essere allegato alla "Dichiarazione di Conformità". L'elenco delle verifiche e delle misure riportate a seguire è puramente indicativo e non esaustivo.

### **ESAME A VISTA**

- Rispondenza dell'impianto agli schemi ed elaborati tecnici;
- Controllo preliminare dei sistemi di protezione contro i contatti diretti ed indiretti; Controllo dell'idoneità dei componenti e delle modalità d'installazione allo specifico impiego;
- Controllo delle caratteristiche d'installazione delle condutture: tracciati delle

condutture, sfilabilità dei cavi, calibratura interna dei tubi, grado di isolamento dei cavi, separazione delle condutture appartenenti a sistemi diversi o a circuiti di sicurezza, sezioni minime dei conduttori, corretto uso dei colori di identificazione, verifica dei dispositivi di sezionamento e comando.

## **MISURE E PROVE**

- Misura della resistenza di isolamento;
- Prova della continuità dei circuiti di protezione ed equipotenziali; Misura della resistenza di terra;
- Prova dell'efficienza dei dispositivi differenziali; Prove di intervento dei dispositivi di sicurezza.

## **6.2. Fase di esercizio**

Il progetto prevede l'utilizzazione agro-zootecnica del terreno al di sotto dei pannelli fotovoltaici. Il terreno sarà seminato con un miscuglio di essenze foraggere. Queste saranno utilizzate prevalentemente da ovini al pascolo, non trascurando la possibilità di raccogliere le foraggere per un utilizzo successivo.

Gli interventi agronomici da effettuare possono essere distinti in interventi relativi ai lavori agricoli sul terreno sottostante i pannelli ed interventi relativi all'impianto di specie arboree e arbustive su una striscia di terreno larga 10 metri, sul perimetro dell'impianto con l'obiettivo di diminuire la visibilità dell'impianto.

I lavori agricoli fra e sotto ai pannelli consisteranno nella coltivazione di piante erbacee, così come riportato nel Piano di gestione della parte agricola all'interno dell'elaborato "*CEN.ENG.REL.030.00\_Relazione Agronomica*".

Attualmente le superfici in questione vengono utilizzate per l'attività zootecnica.

I terreni vengono annualmente seminati con miscugli di essenze foraggere che contengono la vecchia ed alcune graminacee. Con questo utilizzo il terreno resta senza copertura durante il periodo estivo.

L'utilizzo attuale non si discosta granché da quello futuro, con i pannelli montati che occuperanno una piccola porzione di terreno e le superfici sottostanti ugualmente seminate.

Con questo progetto non viene stravolta la conduzione abituale ed attuale di questi terreni.

Si utilizzeranno praticamente le stesse essenze e grazie alla presenza di superfici recintate sarà facilitato un utilizzo più razionale dei vari appezzamenti o lotti.

Come già descritto precedentemente, in alcune zone dell'azienda, si prevede di piantumare alcune siepi arbustive che oltre ad avere la funzione di dare rifugio ad animali di piccola taglia potranno costituire un'ottima attrattiva per le api. Saranno collocate siepi di timo e di rosmarino (hanno un ottimo potenziale mellifero, oltre 500 kg/ha) per un totale di circa 800 metri lineari;

le siepi saranno disposte in ordine sparso, con lunghezze intorno ai venti/trenta metri. Si prevede dunque il posizionamento delle arnie, rispettando l'esposizione verso sud e possibilmente al riparo dai venti provenienti da nord e nord-ovest.



**Figura 23 – esempi sulle attività agro-zootecniche che si condurranno durante la fase di esercizio dell'impianto**

Il personale sarà impegnato nella manutenzione degli elementi costitutivi l'impianto tecnologico.

In particolare, si occuperà:

- del mantenimento della piena operatività dei percorsi carrabili e pedonali, ad uso manutentivo ed ispettivo;
- della sorveglianza e manutenzione delle recinzioni e degli apparati per il telecontrollo di presenze e intrusioni nel sito;
- della prevenzione degli incendi. Quest'ultima azione, in particolare, consisterà nella corretta gestione e manutenzione delle eventuali aree verdi, anche provvedendo con l'intervento di attività di pascolo ovino o con continui e meticolosi diserbi manuali di seguito ai periodi vegetativi, in specie primaverili ed autunnali.

Inoltre, il personale tecnico addetto alla gestione e conduzione dell'impianto, dovrà occuparsi dei seguenti aspetti:

- Servizio di controllo on-line;
- Servizio di sorveglianza;
- Conduzione impianto, sulla base di procedure stabilite, di liste di controllo e verifica programmata per garantire efficienza e regolarità di funzionamento;
- Manutenzione preventiva ed ordinaria programmate sulla base di procedure stabilite;
- Segnalazione di anomalie di funzionamento con richiesta di intervento di riparazione e/o manutenzione straordinaria da parte di ditte esterne specializzate ed autorizzate dai produttori delle macchine ed apparecchiature;
- Predisposizione di rapporti periodici sulle condizioni di funzionamento dell'impianto e sull'energia elettrica prodotta.

La gestione dell'impianto potrà essere effettuata, dapprima con ispezioni a carattere



CODE

**CEN.ENG.REL.002.00**

PAGINA - PAGE

45 di/of 69

giornaliero, quindi con frequenza bi-trisettimanale, programmando la frequenza della manutenzione ordinaria, con interventi a periodicità di alcuni mesi, in base all'esperienza maturata in impianti simili.

### **6.3. Dismissione dell'impianto a fine vita, operazioni di messa in sicurezza del sito e ripristino ambientale**

Non è dato ad oggi prevedere se il disuso a fine esercizio dell'impianto in progetto sarà dato dall'esigenza di miglioramento tecnologico, di incremento prestazionale o da una eventuale obsolescenza della necessità d'impiego dell'area, quale sito di produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile o comunque da impianti al suolo delle tipologie di cui all'attuale tenore tecnologico.

I pannelli fotovoltaici e le cabine elettriche sono facilmente rimovibili senza alcun ulteriore intervento strutturale, o di modifica dello stato dei luoghi, grazie anche all'utilizzazione della viabilità preesistente. A tale fine è necessario e sufficiente che i materiali essenziali per i montaggi, in fase di realizzazione dell'impianto, siano scelti per qualità, tali da non determinare difficoltà allo smontaggio dopo il cospicuo numero di anni di atteso rendimento dell'impianto (almeno 25-30 anni).

Si possono ipotizzare operazioni atte a liberare il sito dalle sovrastrutture che oggi si progetta di installare sull'area, eliminando ogni materiale che in caso di abbandono, incuria e deterioramento possa determinare una qualunque forma di inquinamento o peggioramento delle condizioni del suolo, o di ritardo dello spontaneo processo di rinaturalizzazione che lo investirebbe. Anche le linee elettriche, tutte previste interrate, potranno essere rimosse, se lo si riterrà opportuno con semplici operazioni di scavo e rinterro.

La Committenza si impegna alla dismissione dell'impianto, allo smaltimento del materiale di risulta dell'impianto e al ripristino dello stato dei luoghi nel rispetto della vocazione propria del territorio attraverso il versamento di una cauzione a garanzia degli interventi di dismissione dell'impianto e delle opere connesse. La cauzione è prestata mediante fidejussione bancaria o assicurativa di importo parametrato ai costi di dismissione dell'impianto e delle opere di ripristino dei luoghi.

La produzione di rifiuti che derivano dalle diverse fasi di intervento verrà smaltita attraverso ditte debitamente autorizzate nel rispetto della normativa vigente al momento della dismissione.

Per maggiori dettagli sulle fasi operative relative alla dismissione dell'impianto e ai ripristini ambientali sono contenuti nell'elaborato "CEN.ENG.REL.006.\_PIANO DI DISMISSIONE DELL'IMPIANTO E RIPRISTINO DELLO STATO DEI LUOGHI".

## **7.0 GESTIONE DEI RESIDUI DI CANTIERE**

Nell'ambito della fase di cantiere saranno prodotti, come in ogni altro impianto del genere, le seguenti tipologie di materiali:

- **Materiali assimilabili a rifiuti urbani.**
- **Materiale di demolizione e costruzione** costituiti principalmente da cemento, materiali da costruzione vari, legno, vetro, plastica, metalli, cavi, materiali isolanti ed altri rifiuti misti di costruzione e materiali di scavo.
- **Materiali speciali** che potranno derivare dall'utilizzo di materiali di consumo vari tra i quali si intendono vernici, prodotti per la pulizia e per il diserbaggio; tali prodotti saranno quindi isolati e smaltiti come indicato per legge evitando in situ qualunque contaminazione di tipo ambientale.

Non si prevede deposito a lungo termine di quantità di materiale dovuto allo smontaggio o rifiuti in genere; l'allontanamento di tali materiali ed il recapito al destino saranno effettuati in continuo alle operazioni di dismissione in conformità alle prescrizioni del D.Lgs. 152/06 sui depositi temporanei, con conseguente organizzazione area idonea e modalità di raccolta.

Gli altri rifiuti speciali assimilabili ad urbani che possono essere prodotti in fase di costruzione sono imballaggi e scarti di lavorazione di cantiere.

Per tali tipologie di rifiuti sarà organizzata una raccolta differenziata di concerto con l'ATO di competenza e dovranno pertanto essere impartite specifiche istruzioni di conferimento al personale.

DESTINO FINALE	TIPOLOGIA RIFIUTO
<b>Recupero</b>	Cemento
	Ferro e acciaio
	Plastica
	Pannelli fotovoltaici
	Parti elettriche ed elettroniche
<b>Smaltimento</b>	Cavi
	Materiali isolanti
	Rifiuti misti dell'attività di costruzione e demolizione

**Tabella 6 – Tipologie di rifiuti che si prevede siano prodotti e rispettivi destini finali**

## 8.0 DIMENSIONAMENTO DELL'IMPIANTO

### 8.1. Moduli fotovoltaici

Il tipo di modulo caratterizzato dalle seguenti caratteristiche elettriche e meccaniche è il modello da 670 W<sub>p</sub>, di cui di seguito sono riportate le principali caratteristiche.

<b>Moduli Fotovoltaici Trina 670 W<sub>p</sub></b>	<b>Tipo celle fotovoltaiche</b>	Silicio Monocristallino
	<b>Potenza nominale, P<sub>n</sub></b>	670 W <sub>p</sub>
	<b>Tensione alla massima potenza, V<sub>m</sub></b>	38,2 V
	<b>Corrente alla massima potenza, I<sub>m</sub></b>	17,55 A
	<b>Tensione di circuito aperto, V<sub>oc</sub></b>	46,1 V
	<b>Corrente di corto circuito, I<sub>sc</sub></b>	18,62 A
	<b>Efficienza del modulo</b>	21,6 %

#### ELECTRICAL DATA (STC)

Peak Power Watts-P <sub>MAX</sub> (Wp)*	650	655	660	665	670
Power Tolerance-P <sub>MAX</sub> (W)	0 ~ +5				
Maximum Power Voltage-V <sub>MPP</sub> (V)	37.4	37.6	37.8	38.0	38.2
Maximum Power Current-I <sub>MPP</sub> (A)	17.39	17.43	17.47	17.51	17.55
Open Circuit Voltage-V <sub>oc</sub> (V)	45.3	45.5	45.7	45.9	46.1
Short Circuit Current-I <sub>sc</sub> (A)	18.44	18.48	18.53	18.57	18.62
Module Efficiency η <sub>m</sub> (%)	20.9	21.1	21.2	21.4	21.6

STC: Irradiance 1000W/m<sup>2</sup>, Cell Temperature 25°C, Air Mass AM1.5. \*Measuring tolerance: ±3%.

#### ELECTRICAL DATA (NOCT)

Maximum Power-P <sub>MAX</sub> (Wp)	492	496	500	504	508
Maximum Power Voltage-V <sub>MPP</sub> (V)	34.9	35.1	35.3	35.4	35.6
Maximum Power Current-I <sub>MPP</sub> (A)	14.09	14.13	14.17	14.22	14.26
Open Circuit Voltage-V <sub>oc</sub> (V)	42.7	42.9	43.0	43.2	43.4
Short Circuit Current-I <sub>sc</sub> (A)	14.86	14.89	14.93	14.96	15.01

NOCT: Irradiance at 800W/m<sup>2</sup>, Ambient Temperature 20°C, Wind Speed 1m/s.

#### MECHANICAL DATA

Solar Cells	Monocrystalline
No. of cells	132 cells
Module Dimensions	2384×1303×35 mm (93.86×51.30×1.38 inches)
Weight	33.3 kg (73.4 lb)
Glass	3.2 mm (0.13 inches), High Transmission, AR Coated Heat Strengthened Glass
Encapsulant material	EVA
Backsheet	White
Frame	35mm(1.38 inches) Anodized Aluminium Alloy
J-Box	IP 68 rated
Cables	Photovoltaic Technology Cable 4.0mm <sup>2</sup> (0.006 inches <sup>2</sup> ), Portrait: 350/280 mm(13.78/11.02 inches) Length can be customized
Connector	MC4 EVO2/ TS4*

\*Please refer to regional datasheet for specified connector.

#### TEMPERATURE RATINGS

NOCT(Nominal Operating Cell Temperature)	43°C (±2°C)
Temperature Coefficient of P <sub>MAX</sub>	-0.34%/°C
Temperature Coefficient of V <sub>oc</sub>	-0.25%/°C
Temperature Coefficient of I <sub>sc</sub>	0.04%/°C

#### MAXIMUM RATINGS

Operational Temperature	-40~+85°C
Maximum System Voltage	1500V DC (IEC) 1500V DC (UL)
Max Series Fuse Rating	30A

#### WARRANTY

12 year Product Workmanship Warranty
25 year Power Warranty
2% first year degradation
0.55% Annual Power Attenuation

(Please refer to product warranty for details)

#### PACKAGING CONFIGURATION

Modules per box: 31 pieces
Modules per 40' container: 558 pieces

Le dimensioni fisiche dei moduli fotovoltaici sono raffigurate in Figura 24.

### DIMENSIONS OF PV MODULE(mm)

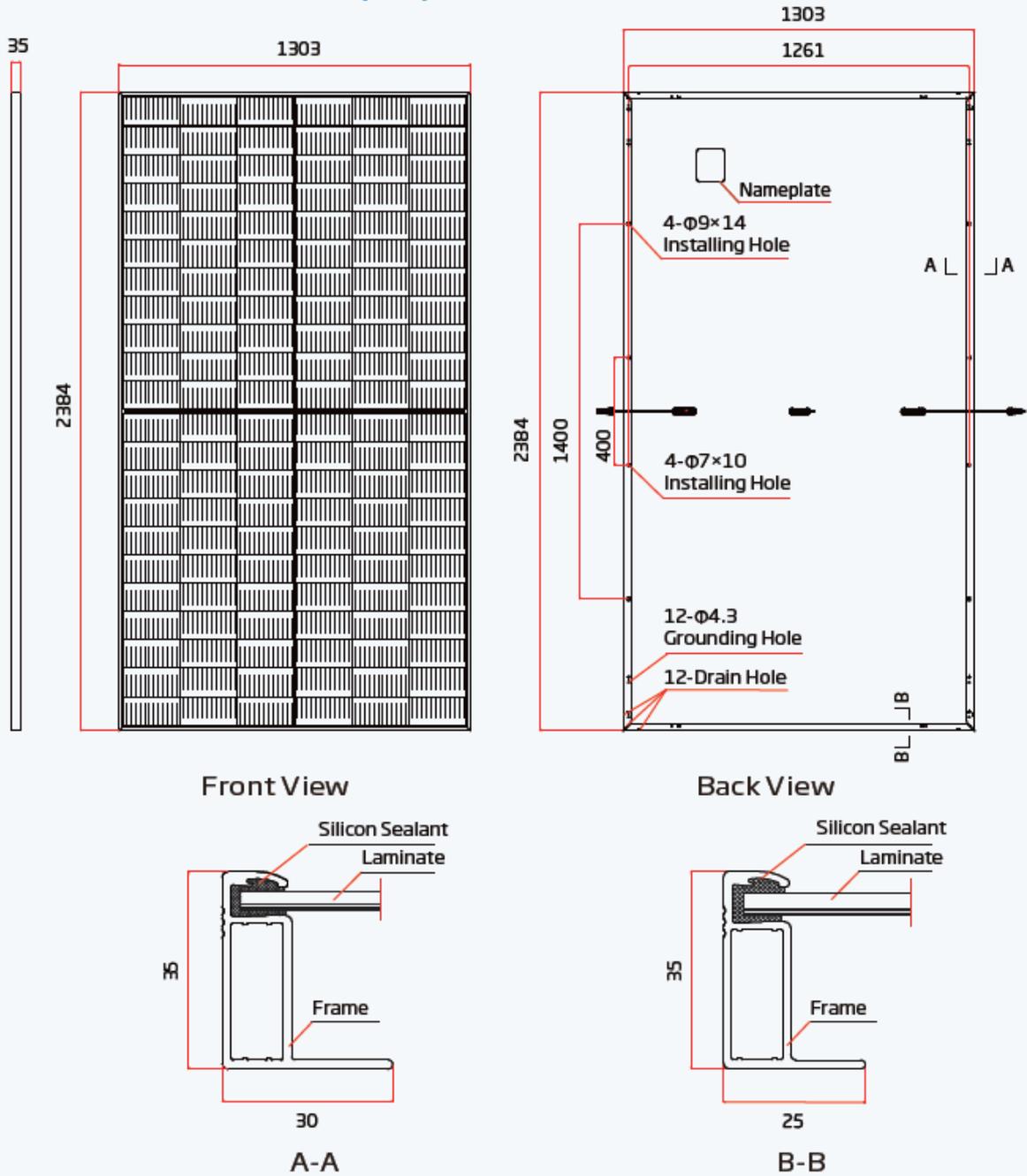


Figura 24 - Dimensioni dei moduli fotovoltaici

## 8.2. Strutture di sostegno

Il tipo di struttura portamodulo ha le seguenti caratteristiche:

<b>Struttura fissa a 2 moduli-portrait</b>	Materiale		Acciaio zincato
	Posizionamento		Terreno
	Integrazione architettonica dei moduli		No
	Struttura 2 x 14	Lunghezza (EW)	18,502 m
		Larghezza (NS)	4,788 m
		Interasse strutture (NS)	10 m
		Spazio tra le strutture (EW)	0,30 m
		Numero strutture fisse	2.713
		Numero Strutture Lotto 1	120
		Numero Strutture Lotto 2	38
		Numero Strutture Lotto 3	145
		Numero Strutture Lotto 4	789
		Numero Strutture Lotto 5	829
Numero Strutture Lotto 6	140		
Numero Strutture Lotto 7	608		
Numero Strutture Lotto 8	44		



## FIXED STRUCTURE

TECHNICAL SPECIFICATIONS.

• <b>Structure design</b>	Single pole	Dual pole
• <b>Module configuration</b>	Up to 3 vertical rows	Up to 6 horizontal rows
• <b>Orientation angle</b>	As required by customer (0 - 45°)	
• <b>Minimum ground clearance</b>	As required by customer (up to 1 m)	
• <b>Acceptable slope</b>	Polygonal adaptation to the terrain. Level difference of $\pm 20$ cm possible with foundation.	
• <b>Corrosion treatment</b>	Hot dip galvanised, Magnelis and/or similar.	
• <b>Modules to install</b>	60, 72, 96, 120 and 144 cells.	
• <b>Securing of modules</b>	Stainless steel screws. Adaptable to all market modules.	
• <b>Regulations</b>	UNE-EC, ASCE, AS NZS, CFE, IS, NCH, SANS.	

### 8.3. Inverter di stringa

Per consentire la trasformazione da corrente continua in corrente alternata è necessaria l'installazione di appositi convertitori statici di energia "Inverter". Per il presente progetto è previsto l'impiego di inverter di stringa con potenza apparente di 225 kVA e 320 kVA e con un output di potenza attiva rispettivamente pari a 250 kW e 350 kW.

Di seguito si riportano le caratteristiche degli inverter scelti:

<b>Inverter 225 kVA</b>	Numero di inverter	28
	Corrente massima per MPPT	30 A
	Numero di MPPT	12
	Massima tensione d'ingresso MPPT	1500 V
	Corrente AC massima	180,5 A
	Tensione d'uscita BT per singolo inverter	800 V
	Rendimento massimo	98,8%

<b>Inverter 320 kVA</b>	Numero di inverter	137
	Corrente massima per MPPT	40 A
	Numero di MPPT	12
	Massima tensione d'ingresso MPPT	1500 V
	Corrente AC massima	254 A
	Tensione d'uscita BT per singolo inverter	800 V
	Rendimento massimo	98,8%

Tali tipologie di inverter consentono di collegare 28 moduli fotovoltaici in serie congruentemente con la struttura scelta.

Type designation	SG250HX
<b>Input (DC)</b>	
Max. PV input voltage	1500 V
Min. PV input voltage / Startup input voltage	500 V / 500 V
Nominal PV input voltage	1160 V
MPP voltage range	500 V – 1500 V
MPP voltage range for nominal power	860 V – 1300 V
No. of independent MPP inputs	12
Max. number of input connector per MPPT	2
Max. PV input current	30 A * 12
Max. DC short-circuit current	50 A * 12
<b>Output (AC)</b>	
AC output power	250 kVA @ 30 °C / 225 kVA @ 40 °C / 200 kVA @ 50 °C
Max. AC output current	180.5 A
Nominal AC voltage	3 / PE, 800 V
AC voltage range	680 – 880V
Nominal grid frequency / Grid frequency range	50 Hz / 45 – 55 Hz, 60 Hz / 55 – 65 Hz
THD	< 3 % (at nominal power)
DC current injection	< 0.5 % I <sub>n</sub>
Power factor at nominal power / Adjustable power factor	> 0.99 / 0.8 leading – 0.8 lagging
Feed-in phases / connection phases	3 / 3
<b>Efficiency</b>	
Max. efficiency	99.0 %
European efficiency	98.8 %
<b>Protection</b>	
DC reverse connection protection	Yes
AC short circuit protection	Yes
Leakage current protection	Yes
Grid monitoring	Yes
Ground fault monitoring	Yes
DC switch	Yes
AC switch	No
PV String current monitoring	Yes
Q at night function	Yes
Anti-PID and PID recovery function	Yes
Overvoltage protection	DC Type II / AC Type II
<b>General Data</b>	
Dimensions (W*H*D)	1051 * 660 * 363 mm
Weight	99kg
Isolation method	Transformerless
Ingress protection rating	IP66
Night power consumption	< 2 W
Operating ambient temperature range	-30 to 60 °C
Allowable relative humidity range (non-condensing)	0 – 100 %
Cooling method	Smart forced air cooling
Max. operating altitude	5000 m (> 4000 m derating)
Display	LED, Bluetooth+App
Communication	RS485 / PLC
DC connection type	MC4-Evo2 (Max. 6 mm <sup>2</sup> , optional 10mm <sup>2</sup> )
AC connection type	OT/DT terminal (Max. 300 mm <sup>2</sup> )
Compliance	IEC 62109, IEC 61727, IEC 62116, IEC 60068, IEC 61683, VDE-AR-N 4110:2018, VDE-AR-N 4120:2018, EN 50549-1/2, UNE 206007-1:2013, P.O.12.3, UTE C15-712-1:2013
Grid Support	Q at night function, LVRT, HVRT, active & reactive power control and power ramp rate control

\*: Only compatible with Sungrow logger and iSolarCloud

Type designation	SG350HX
<b>Input (DC)</b>	
Max. PV input voltage	1500 V
Min. PV input voltage / Startup input voltage	500 V / 550 V
Nominal PV input voltage	1080 V
MPP voltage range	500 V – 1500 V
MPP voltage range for nominal power	860 V – 1300 V
No. of independent MPP inputs	12 (Optional: 14/16)
Max. number of input connector per MPPT	2
Max. PV input current	12 * 40 A (Optional: 14 * 30 A / 16 * 30 A)
Max. DC short-circuit current per MPPT	60 A
<b>Output (AC)</b>	
AC output power	352 kVA @ 30 °C / 320 kVA @40 °C / 295 kVA @50 °C
Max. AC output current	254 A
Nominal AC voltage	3 / PE, 800 V
AC voltage range	640 – 920 V
Nominal grid frequency / Grid frequency range	50 Hz / 45 – 55 Hz, 60 Hz / 55 – 65 Hz
THD	< 3 % (at nominal power)
DC current injection	< 0.5 % In
Power factor at nominal power / Adjustable power factor	> 0.99 / 0.8 leading – 0.8 lagging
Feed-in phases / AC connection	3 / 3
<b>Efficiency</b>	
Max. efficiency / European efficiency / CEC efficiency	99.01 % / 98.8 % / 98.5 %
<b>Protection</b>	
DC reverse connection protection	Yes
AC short circuit protection	Yes
Leakage current protection	Yes
Grid monitoring	Yes
Ground fault monitoring	Yes
DC switch/ AC switch	Yes / No
PV String current monitoring	Yes
Q at night function	Yes
Anti-PID and PID recovery function	Optional
Overvoltage protection	DC Type II / AC Type II
<b>General Data</b>	
Dimensions (W*H*D)	1136*870*361 mm / 44.7"*34.3"*14.2"
Weight	≤ 110 kg / ≤ 242.5 lbs
Isolation method	Transformerless
Ingress protection rating	IP66 / NEMA 4X
Night power consumption	< 6 W
Operating ambient temperature range	-30 to 60 °C / -22 to 140 °F
Allowable relative humidity range (non-condensing)	0 – 100 %
Cooling method	Smart forced air cooling
Max. operating altitude	4000 m (> 3000 m derating) / 13123 ft (> 9843 ft derating)
Display	LED, Bluetooth+APP
Communication	RS485 / PLC
DC connection type	MC4-Evo2 (Max. 6 mm <sup>2</sup> , optional 10mm <sup>2</sup> / Max. 10AWG, optional 8AWG )
AC connection type	Support OT/DT terminal (Max. 400 mm <sup>2</sup> / 789 Kcmil)
Compliance	IEC 62109, IEC 61727, IEC 62116, IEC 60068, IEC 61683, VDE-AR-N 4110:2018, VDE-AR-N 4120:2018, EN 50549-1/2, UNE 206007-1:2013, P.O.12.3, UTE C15-712-1:2013, UL1741, UL1741SA, IEEE1547, IEEE1547.1, CSA C22.2 107.1-01-2001, California Rule 21, ULL1699B
Grid support	Q at night function, LVRT, HVRT, active & reactive power control and power ramp rate control, Q-U control, P-f control

\*: Only compatible with Sungrow logger and iSolarCloud

#### 8.4. Quadri Elettrici in Alternata

Tutte le apparecchiature lato c.a. previste nel progetto, ad eccezione degli inverter, trovano posto nel quadro elettrico QCA.

Il quadro elettrico, di dimensioni adeguate, dovrà essere certificato e marchiato dal costruttore secondo le norme CEI 17-11 dove applicabili e sarà costituito da un contenitore da parete con grado di protezione non inferiore a IP44 con struttura in poliestere rinforzata con fibra di vetro o di metallo, completo di porta cieca, pannello posteriore, montanti, telaio, base, pannelli laterali, pannelli finestrati e ciechi.

I Quadri QCA saranno ubicati all'interno della cabina di sottocampo e saranno equipaggiati con i seguenti componenti e apparecchiature (soluzione minima):

- Dispositivi di interruzione (dispositivi di generatore): interruttori tripolari magnetotermici lato bt trasformatore;
- Staffe per fissaggio su profilato DIN per interruttore;
- Scaricatore di corrente da fulmine attacco su guida DIN.

#### 8.5. Trasformatori BT/36 kV

Al fine di poter connettere l'impianto agrivoltaico alla rete di distribuzione nazionale, considerata la potenza da installare di 50.895,90 kW<sub>p</sub>, per quanto previsto dalle normative vigenti (CEI 0-16), è necessario innalzare il livello di tensione dai 800 V in uscita dai convertitori statici a 36.000 V. A tal fine sarà previsto un adeguamento delle Transformation Units, sia in termini di step-up transformer MT/36 kV che dei quadri di protezione MT, a fronte di un aumento di spazio per i locali armadi e per il trasformatore.

Verranno utilizzati trasformatori BT/36 kV, della tipologia in olio con le caratteristiche riportate di seguito:

<b>Trasformatori BT/36 kV</b>	Potenza nominale	3000 kVA / 1600 kVA
	Numero totale	N.21 (n. 1 x 2700 kVA + n.11 x 2280 kVA + n.2 x 2560 kVA + n.1 x 2250 kVA + n.3 x 1920 kVA + n.1 x 1280 kVA + n.2 x 675 kVA)
	Tensione secondaria	800 V
	Livello di isolamento	36 kV
	Tensione Primario	30 kV
	Tensione Ucc %	6 %

## 8.6. Cabinati Elettrici

Come descritto nei paragrafi precedenti, all'interno dell'area di impianto vi saranno ubicati:

- n. 21 container prefabbricati per l'alloggio dei trasformatori BT/36 kV e relativi quadri elettrici, che avranno dimensioni 19,23 x 6,71 x 5 m (cfr. "CEN.ENG.TAV.027.00\_TIPOLOGICO TRASFORMATION UNIT"), al cui interno saranno posizionati i trasformatori con i relativi quadri elettrici.

Le singole Transformation Unit di ogni lotto sono collegate tra loro in entra-esce tramite un cavidotto MT.

I quadri elettrici utilizzati in ogni cabina saranno di dimensioni adeguate e dovranno essere certificati e marchiati dal costruttore secondo le norme CEI 17-11, dove applicabili, e sarà costituito da un contenitore da parete grado di protezione non inferiore a IP44 con struttura in poliestere rinforzata con fibra di vetro o di metallo, completa di porta cieca, pannello posteriore, montanti, telaio, base, pannelli laterali, pannelli finestrati e ciechi. I container delle cabine di trasformazione saranno posizionati su fondazioni costituite da travi in CLS gettato in opera e ad esse ancorate, avranno una destinazione d'uso esclusivamente tecnica e serviranno ad alloggiare i trasformatori BT/36 KV e i quadri di parallelo in corrente alternata. Saranno inoltre dotate di vasca per la raccolta dell'olio contenuto all'interno dei trasformatori BT/36 KV, delle dimensioni di 2,5 x 2,5 x 0,95 m, interrata per una profondità di 0,65 m.

- n. 1 cabina di raccolta, di dimensioni 20 x 6,00 x 5 m circa (cfr. "CEN.ENG.TAV.031.00\_CABINE DI IMPIANTO - LOCALE DI RACCOLTA");
- n. 1 cabina SCADA, di dimensioni 2,50 x 5,30 x 2,90 m circa (cfr. "CEN.ENG.TAV.030.00\_CABINE DI IMPIANTO - LOCALE SCADA")

Detti edifici saranno di tipo prefabbricato.

Nel progetto è prevista la realizzazione di una Cabina Utente (cfr. "CEN.ENG.TAV.043.00\_Cabina Utente - Planimetria di inquadramento su CTR con sezioni, piante e prospetti") per la sola lettura di misure e segnali di allarme provenienti dalle apparecchiature collegate al sistema di comunicazione, in quanto la trasformazione 36 kV/AT avverrà presso la Stazione Elettrica di Terna, ubicata nel comune di Paterno' (CT). Tale manufatto interesserà la particella 327 del Foglio 81 del Comune di Paterno', a circa 350 m dalla SE di Terna.

## 8.7. Interfaccia di Rete

Al fine di poter connettere l'impianto agrivoltaico alla rete di distribuzione, verrà installato l'interruttore generale dell'impianto con la relativa protezione generale (SPG) e protezione di interfaccia (SPI), come da norma CEI 0-16.

La protezione generale ha come obiettivo il distacco dell'impianto di produzione dalla rete del Distributore, in modo selettivo con le protezioni installate sulla rete del Distributore stesso, nell'eventualità di guasti interni all'impianto utente (CEI 0-16).

In tal senso, l'azionamento del sistema di protezione generale avverrà nel momento in cui i parametri di tensione e corrente rilevati dai dispositivi elencati di seguito dovessero risultare al di fuori dei range imposti dal distributore di rete:

- Relè di Massima corrente (ad azione istantanea);
- Relè di Massima corrente (ad azione ritardata);
- Relè di Massima corrente omopolare;
- Relè di direzionale di terra.

Similmente, la protezione di interfaccia nasce con l'intento di evitare, per motivi di sicurezza, che l'impianto possa funzionare in isola così come previsto dalle citate guide e norme a riguardo (CEI 11-20, CEI 0-16).

Inoltre, l'impianto FV verrà disconnesso dalla rete elettrica di distribuzione quando i valori di funzionamento dei parametri relativi a tensione e frequenza di rete, rilevati dai dispositivi definiti di seguito, dovessero uscire dall'intervallo di valori indicati dal distributore di rete:

- Relè di Minima tensione;
- Relè di Massima tensione;
- Relè di Minima frequenza (senza ritardo intenzionale);
- Relè di Massima frequenza (senza ritardo intenzionale);
- Relè di Massima tensione omopolare.

Si fa presente che le tarature che verranno implementate in entrambi i sistemi terranno conto della tabella di taratura fornita dal Distributore.

### **8.8. Contatore Energia Prodotta**

L'Energia totale generata dall'impianto verrà conteggiata tramite contatori di energia attiva di tipo omologato UTF installati nelle due cabine generali di connessione alla rete.

Il contatore in oggetto sarà di tipo trifase, corredato dei trasformatori amperometrici (TA) con idoneo rapporto di trasformazione per la misura; sia il contatore che i tre TA saranno corredati di morsettiera sigillabile.

I singoli componenti e l'intero sistema di misura saranno forniti di certificati di calibrazione e collaudo da esibire dopo l'installazione ai funzionari UTF.

Come previsto dall'allegato B alla delibera 654/2015/R/eel e successive modifiche ed integrazioni, il produttore sarà responsabile dell'installazione e manutenzione del sistema di

misura, mentre il servizio di rilevazione, di registrazione e di validazione sarà in capo al distributore di rete.

### MT860

#### Powerful metering system for most demanding applications

Accurate, reliable and robust electricity meter that meets the needs of power generation companies, transmission networks, sub-stations and grid-connected commercial and industrial consumers. This device is available in rack mount or wall mount housing and was built to deliver maximum performance in most demanding environments where there is no room for error.

#### Features:

- Enhanced power quality measurement functions
- "No power reading" option via optical port
- Enhanced TOU structure
- Anti-tampering features
- Voltage cut, sag and swell detection
- Photovoltaic friendly design
- Enhanced TOU structure
- Recyclable casing material



In aggiunta, all'uscita di ogni inverter verrà installato un contatore di produzione monodirezionale, atto a misurare l'energia prodotta dai moduli fotovoltaici.

## 8.9. Sovraccarichi

Il criterio seguito per il dimensionamento dei cavi è tale da poter garantire la protezione dei conduttori alle correnti di sovraccarico.

In base alla norma CEI 64-8/4 (par. 433.2), infatti, il dispositivo di protezione deve essere coordinato con la conduttura in modo da verificare le condizioni:

$$I_b \leq I_n \leq I_z \text{ (a)}$$

$$I_f \leq 1,45 I_z \text{ (b)}$$

Per la condizione a) è necessario dimensionare il cavo in base alla corrente nominale della protezione a monte.

Dalla corrente  $I_b$ , pertanto, viene determinata la corrente nominale della protezione (seguendo i valori normalizzati) e con questa si procede alla determinazione della sezione.

Il dimensionamento dei cavi rispetta anche i seguenti casi:

- Condutture senza protezione derivate da una conduttura principale protetta contro i sovraccarichi con dispositivo idoneo ed in grado di garantire la protezione anche delle condutture derivate;
- Conduttura che alimenta diverse derivazioni singolarmente protette contro i sovraccarichi, quando la somma delle correnti nominali dei dispositivi di protezione delle derivazioni non supera la portata  $I_z$  della conduttura principale.

L'individuazione della sezione si effettua utilizzando le tabelle di posa assegnate ai cavi secondo le tabelle CEI - UNEL e IEC.

Esse oltre a riportare la corrente ammissibile  $I_z$  in funzione del tipo di isolamento del cavo, del tipo di posa e del numero di conduttori attivi, riportano anche la metodologia di valutazione dei coefficienti di declassamento.

La portata minima del cavo, nel caso di posa interrata, viene calcolata come:

$$I_z' = I_z \times K_{tot} = I_z \times k_1 \times k_2 \times k_3 \times k_4 \geq I_b$$

Dove:

- $I_z$  = Portata del cavo;
- $K_1$  = Fattore di correzione da applicare quando la temperatura del terreno è diversa da 20 ° C;
- $K_2$  = Fattore di correzione per gruppi di più circuiti installato sullo stesso livello;
- $K_3$  = Fattore di correzione per profondità di interrimento diverso dal valore utilizzato come riferimento, pari a 0,8 m;
- $K_4$  = Fattore di correzione per resistività termica del terreno diverso dal valore assunto come riferimento pari a 1,5 K x m / W.

Al contrario, per i cavi posati in aria, la portata minima del cavo viene calcolata come:

$$I_z' = I_z \times K_{tot} = I_z \times k_1 \times k_2 \geq I_b$$

Dove:

- $I_z$  = Portata del cavo;
- $K_1$  = Fattore di correzione da applicare quando la temperatura dell'aria ambiente è diversa da 30° C;
- $K_2$  = Fattore di correzione per gruppi di più circuiti installati in fascio o in strato;

La condizione b) non necessita di verifica in quanto gli interruttori che rispondono alla norma CEI 23-3 hanno un rapporto tra corrente convenzionale di funzionamento  $I_f$  e corrente nominale,  $I_n$ , minore di 1,45 ed è costante per tutte le tarature inferiori a 125 A. Per le apparecchiature industriali, invece, le norme CEI 17-5 e IEC 947 stabiliscono che tale rapporto può variare in base alla corrente nominale, ma deve comunque rimanere minore o uguale a 1,45.

Risulta pertanto che, in base a tali normative, la condizione b) sarà sempre verificata.

Le condutture dimensionate con questo criterio sono, pertanto, protette contro le sovracorrenti. I dati relativi alla protezione delle linee contro le sovracorrenti sono indicati negli schemi elettrici dei quadri e nella relazione di calcolo.

### 8.10. Corto Circuito

Secondo la norma CEI 64-8 par.434.3 "Caratteristiche dei dispositivi di protezione contro i cortocircuiti", le caratteristiche delle apparecchiature di protezione contro i cortocircuiti devono soddisfare a due condizioni:

- Il potere di interruzione non deve essere inferiore alla corrente di cortocircuito presunta nel punto di installazione (a meno di protezioni adeguate a monte);
- La caratteristica di intervento deve essere tale da impedire che la temperatura del cavo non oltrepassi, in condizioni di guasto in un punto qualsiasi, la massima consentita.

La prima condizione viene considerata in fase di scelta delle protezioni.

La seconda invece può essere tradotta nella relazione:

$$I^2 \cdot t \leq K^2 S^2$$

Ossia in caso di guasto l'energia specifica sopportabile dal cavo deve essere maggiore o uguale a quella lasciata passare dalla protezione.

La costante K viene data dalla norma 64-8/4 (par. 434.3), per i conduttori di fase e neutro e, dal paragrafo 64-8/5 (par. 543.1), per i conduttori di protezione in funzione al materiale conduttore e al materiale isolante.

### 8.11. Protezione contro contatti indiretti

La protezione delle persone contro i contatti indiretti è realizzata in conformità alla norma 64-8/4 par. 413.1 mediante il coordinamento fra i dispositivi di interruzione automatica di tipo differenziale e l'impianto di terra.

La tensione di contatto limite UL è pari a 50 V.

L'impianto di messa a terra è di tipo IT Secondo la norma CEI 64-8/4, non è necessaria l'interruzione automatica del circuito nel caso di un singolo guasto a terra purchè sia verificata la condizione:

$$R_t = < 50/I_d \text{ (CEI 64 8/4)}$$

Andrà previsto un dispositivo di controllo dell'isolamento per segnalare la presenza della condizione anomala una volta manifestatosi un guasto. Tale dispositivo di controllo dell'isolamento controlla con continuità l'isolamento di un impianto elettrico segnala qualsiasi riduzione significativa del livello di isolamento dell'impianto per permettere di trovare la causa di questa riduzione prima che si produca un secondo guasto, evitando così l'interruzione dell'alimentazione.

Per quanto invece riguarda la parte relativa alla media tensione MT, tale protezione è realizzata in conformità alla norma CEI 99-3 che prende in considerazione gli effetti e le precauzioni da assumere contro eventuali guasti dei componenti in MT. In funzione della corrente di guasto dell'impianto e del tempo di intervento delle protezioni, viene determinata la tensione di contatto ammissibile  $U_{TP}$ . Quest'ultima deve essere inferiore alla tensione di terra, data dalla seguente relazione:

$$U_E = R_E * I_E \leq U_{TP}$$

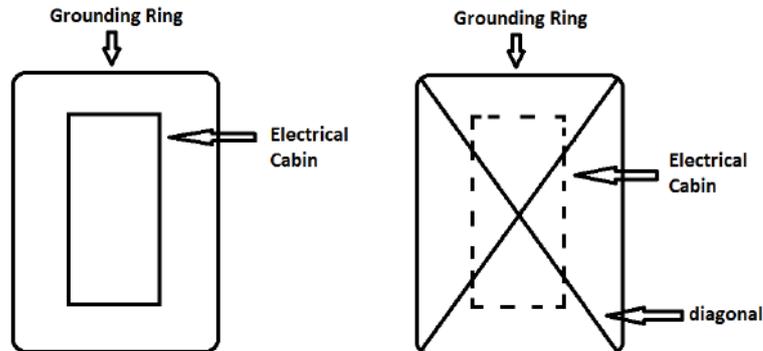
La resistenza dell'impianto di terra deve garantire il soddisfacimento di questa condizione, ovvero:

$$R_E \leq \frac{U_{TP}}{I_E}$$

L'impianto di terra della cabina che presenta il valore di resistenza su menzionato comprende i seguenti elementi, meglio esplicitati in figura:

- 1 conduttore ad anello in rame intrecciato posizionato lungo il perimetro dell'edificio;
- 2 conduttori in rame intrecciato che collegano diagonalmente i vertici dell'anello di terra;
- 4 picchetti in acciaio galvanizzato in corrispondenza dei vertici dell'anello di terra;
- 2 conduttori di terra per il collegamento al collettore di terra in cabina;

- 2 conduttori di terra per il collegamento al collettore di terra di ogni stanza della cabina;



### 8.12. Sistema di supervisione e controllo

L'impianto sarà dotato di un unico sistema di supervisione e controllo responsabile della supervisione, del controllo e dell'acquisizione dei dati provenienti dalle macchine e/o controllori presenti nel parco agrivoltaico (PPC, inverter) oltre che di tutte le apparecchiature di cui sarà composto il sistema elettrico.

Inoltre, come previsto da normativa CEI 0-16, ciascun impianto del lotto sarà dotato di un Controllore Centrale di Impianto (CCI), un apparato i cui compiti principali sono: svolgere la funzione di monitoraggio dell'impianto, con lo scopo di raccogliere informazioni dall'impianto e dalle unità di generazione/accumulo utili ai fini della "osservabilità" della rete; coordinare il funzionamento dei diversi elementi costituenti l'impianto, affinché l'impianto stesso operi, nel suo complesso, in maniera da soddisfare alle prescrizioni della Norma CEI 0-16, riportate al punto di connessione con la rete, nel rispetto delle capability prescritte dalla stessa Norma per le singole unità di generazione e di accumulo; consentire lo scambio di informazioni fra l'impianto ed il DSO (e tra l'impianto ed il TSO per il tramite del DSO cui l'impianto è sotteso).

### 8.13. Modalità di connessione alla rete

L'impianto, installato a terra, con potenza di picco pari a 50.895,90 kWp, è destinato ad essere collegato in antenna a 36 kV con la futura sezione a 36 kV della stazione elettrica di trasformazione (SE) a 380/150/36 kV di Paternò, previo ampliamento della stessa, come indicato nella Soluzione Tecnica Minima Generale (STMG) fornita dal gestore della Rete di Trasmissione Nazionale.

Il cavidotto MT a 36 kV, in uscita dal parco fotovoltaico, si collegherà direttamente sulla futura sezione a 36 kV della Stazione Elettrica di Trasformazione (SE) a 380/150/36 kV, secondo gli schemi elettrici riportati negli elaborati di progetto "CEN.ENG.TAV.035.0A\_Schema elettrico

unifilare-Opere di rete" e in accordo a quanto riportato nell'allegato A.68 del Codice di Rete Terna.

Il tracciato del cavidotto MT sarà realizzato principalmente lungo la viabilità esistente o di nuova realizzazione prevista a servizio dell'impianto agrivoltaico e per brevi tratti su terreni agricoli, per i quali si prevede di avviare la procedura di esproprio (cfr. "CEN.ENG.REL.008\_Piano particellare di esproprio").

Si sottolinea che, anche se la posa dei cavidotti MT viene prevista nella maggior parte dei tratti su strade esistenti, spesso tali viabilità non risultano essere accatastate come tali o risultano essere accatastate in maniera difforme a quanto visibile su ortofoto. Per maggiori dettagli si rimanda all'elaborato "CEN.ENG.REL.007.00\_PIANO PARTICELLARE DELLE AREE INTERESSATE DALL'INTERVENTO".

Il collegamento non verrà effettuato presso le aree di sottostazione esistenti, quanto piuttosto in un ampliamento della stazione stessa (realizzato ad opera di Terna), consistente nella realizzazione di una nuova sezione a 36 kV.

Nel progetto è prevista la realizzazione di una Cabina Utente per la sola lettura di misure e segnali di allarme provenienti dalle apparecchiature collegate al sistema di comunicazione, in quanto la trasformazione MT/AT avverrà presso la Stazione Elettrica di Terna.

L'accesso alla Cabina Utente e alla Stazione Elettrica Terna, e dunque al nuovo ampliamento della stessa, avverrà mediante la viabilità locale, che si snoda a partire dalla SP58, e sarà adeguata mediante la sistemazione di buche e avvallamenti, senza tuttavia prevedere la necessità di interventi di ricostruzione integrale.

## **9.0 DOCUMENTAZIONE**

Successivamente alla realizzazione del sistema agrivoltaico, dovranno essere rilasciati i seguenti documenti, elencati a titolo puramente indicativo e non esaustivo:

- Manuale di uso e manutenzione, inclusivo della pianificazione consigliata degli interventi di manutenzione;
- "Progetto Esecutivo – As Built" del sistema agrivoltaico corredato di schede tecniche dei materiali installati;
- Dichiarazione attestante le verifiche effettuate e il relativo esito, corredata dall'elenco della strumentazione impiegata;
- Dichiarazione di conformità ai sensi della legge 46/90, articolo 1, lettera a ed al DM 37/08;
- Certificati di garanzia relativi alle apparecchiature installate;
- Garanzia sull'intero sistema e sulle relative prestazioni di funzionamento.

## **10.0 ANALISI DELLE RICADUTE SOCIALI, OCCUPAZIONALI ED ECONOMICHE**

Nel presente capitolo verranno analizzate le principali interazioni del progetto in termini di ricadute sociali, occupazionali ed economiche, relative sia alla fase di realizzazione che alla fase di esercizio dell'opera.

### **10.1. Ricadute Sociali**

I principali benefici attesi, in termini di ricadute sociali, connessi con la realizzazione dell'impianto agrivoltaico, consistono principalmente in misure compensative a favore dell'amministrazione locale, che contando su una maggiore disponibilità economica, può perseguire lo sviluppo di attività socialmente utili, anche legate alla sensibilizzazione nei riguardi dello sfruttamento delle energie alternative.

Per quanto concerne gli aspetti legati ai possibili risvolti socio-culturali derivanti dagli interventi in progetto, nell'ottica di aumentare la consapevolezza sulla necessità delle energie alternative, la Società organizzerà iniziative dedicate alla diffusione ed informazione circa la produzione di energia da fonte rinnovabile, quali ad esempio:

- visite didattiche nel campo agrivoltaico aperte alle scuole ed università;
- campagne di informazione e sensibilizzazione in materie di energie rinnovabili;
- attività di formazione dedicate al tema delle energie rinnovabili aperte alla popolazione.

### **10.2. Ricadute occupazionali**

La realizzazione del progetto in esame favorisce la creazione di posti di lavoro qualificato in loco, generando competenze che possono essere eventualmente valorizzate e riutilizzate altrove e determina un apporto di risorse economiche nell'area.

La realizzazione dell'impianto agrivoltaico e delle relative opere di connessione coinvolge un numero rilevante di persone: occorrono infatti tecnici qualificati (agronomi, geologi, consulenti locali) per la preparazione della documentazione da presentare per la valutazione di impatto ambientale e per la progettazione dell'impianto, nonché personale per l'installazione delle strutture e dei moduli, per la posa cavi, per l'installazione delle apparecchiature elettromeccaniche, per il trasporto dei materiali, per la realizzazione delle opere civili, per l'avvio dell'impianto, per la preparazione delle aree per l'attività agricola, ecc.

Le esigenze di funzionamento e manutenzione del campo agrivoltaico contribuiscono alla creazione di posti di lavoro locali ad elevata specializzazione, quali tecnici specializzati nel monitoraggio e controllo delle performance d'impianto ed i responsabili delle manutenzioni

periodiche su strutture metalliche ed apparecchiature elettromeccaniche.

A queste figure si deve poi aggiungere il personale tecnico che sarà impiegato per il lavaggio dei moduli fotovoltaici ed i lavoratori agricoli impiegati nelle attività di coltivazione e raccolta delle piante autoctone e/o storicizzate, nonché della fascia arborea perimetrale. Il personale sarà impiegato regolarmente per tutta la vita utile dell'impianto.

Gli interventi in progetto comporteranno significativi benefici in termini occupazionali, di seguito riportati:

- **vantaggi occupazionali diretti per la fase di cantiere** (impiego diretto di manodopera nella fase di cantiere), quantificabili in circa 150 (picco di presenze in cantiere);
- **vantaggi occupazionali diretti per la fase di esercizio** dell'impianto agrivoltaico, quantificabili in 4-5 tecnici impiegati periodicamente per le attività di manutenzione e controllo delle strutture, dei moduli, delle opere civili;
- **vantaggi occupazionali indiretti**, quali impieghi occupazionali indotti dall'iniziativa per aziende che graviteranno attorno all'esercizio dell'impianto, quali ditte di carpenteria, edili, società di consulenza, società di vigilanza, imprese agricole, ecc.

Le attività di lavoro indirette saranno svolte prevalentemente ricorrendo ad aziende e a manodopera locale, per quanto compatibile con i necessari requisiti.

Ciò porterà alla creazione di specifiche professionalità sul territorio, che a loro volta porteranno ad uno sviluppo tecnico delle aziende locali operanti in questo settore. Tali professionalità potranno poi essere spese in altri progetti, che quindi genereranno a loro volta nuove opportunità occupazionali.

### **10.3. Ricadute economiche**

Gli effetti positivi socio-economici relativi alla presenza di un parco agrivoltaico che riguardano specificatamente le comunità che vivono nella zona di realizzazione del progetto possono essere di diversa tipologia.

Prima di tutto, ai sensi dell'Allegato 2 (Criteri per l'eventuale fissazione di misure compensative) al D.M. 10/09/2010 *"Linee Guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili"*, *"... l'autorizzazione unica può prevedere l'individuazione di misure compensative a carattere non meramente patrimoniale a favore degli stessi comuni e da orientare su interventi di miglioramento ambientali correlati alla mitigazione degli impatti riconducibili al progetto, ad interventi di efficienza energetica, di diffusione di installazioni di impianti a fonti rinnovabili e di sensibilizzazione della cittadinanza sui predetti temi"*.

Le migliori tecniche disponibili (mitigazione e compensazione) possono fornire un punto di partenza molto affidabile per i proponenti, per identificare approcci e tecnologie di gestione del

rischio che possono, a loro volta, essere suggeriti come misure di mitigazione in uno Studio di Impatto Ambientale.

Le opere di mitigazione dovranno necessariamente operare nell'ambito legato all'impianto stesso. Le compensazioni in senso stretto, a differenza delle misure di mitigazione, possono operare in un contesto differente da quello in cui l'impianto si inserisce. Le compensazioni, in particolare, possono operare al netto delle misure di mitigazione obbligatorie, ma la loro ampiezza e consistenza può opportunamente considerare lo sforzo già profuso per le prime.

Quali possibili misure di mitigazione possono essere considerate:

- Siepe perimetrale di mitigazione visiva dell'impianto;
- Recinzione perimetrale sollevata dal suolo atta a garantire il passaggio della piccola fauna;
- Sistema di illuminazione dell'impianto con proiezione verso il suolo al fine di non recare disturbo alla fauna presente;
- Misure legate alla fase di cantiere quali:
  - o Bagnature del suolo;
  - o Barriere antirumore;
  - o Utilizzo di materiali oleo assorbenti.

Possono essere considerate quali possibili misure di compensazione:

- Realizzazione di viabilità pubbliche volte al raggiungimento di beni isolati;
- Rifacimento manto stradale ammalorato;
- Realizzazione reti sentieristiche;
- Realizzazione o ammodernamento dell'illuminazione pubblica.

Si sottolinea comunque, che le effettive misure di mitigazione e/o compensazione dovranno essere definite e gestite in fase di Conferenza dei Servizi.

Oltre ai benefici connessi con le misure compensative che saranno concordate con i Comuni interessati di Centuripe e Paternò, un ulteriore vantaggio per le amministrazioni locali e centrali è connesso con gli ulteriori introiti legati alle imposte.

Nella valutazione dei benefici attesi per la comunità occorre necessariamente considerare il meccanismo di incentivazione dell'economia locale derivante dall'acquisto di beni e servizi che sono prodotti, erogati e disponibili nel territorio di riferimento. In altre parole, nell'analisi delle ricadute economiche locali è necessario considerare le spese che la Società sosterrà durante l'esercizio, in quanto i costi operativi previsti saranno direttamente spesi sul territorio, attraverso l'impiego di manodopera qualificata, professionisti ed aziende reperiti sul territorio locale.

Nell'analisi delle ricadute economiche a livello locale è necessario infine considerare le spese sostenute dalla Società per l'acquisto dei terreni necessari alla realizzazione del campo agrivoltaico. Tali spese vanno necessariamente annoverate fra i vantaggi per l'economia locale in quanto costituiranno una fonte stabile di reddito per i proprietari dei terreni.

## 11.0 NORMATIVA DI RIFERIMENTO

La normativa e le leggi di riferimento da rispettare per la progettazione e realizzazione degli impianti fotovoltaici sono:

### 1) Moduli fotovoltaici

- CEI EN 61215 -1 (CEI 82-58): Moduli fotovoltaici (FV) per applicazioni terrestri. Qualifica del progetto e omologazione del tipo, Parte 1: Prescrizioni per le prove;
- CEI EN 61215 -1-3 (CEI 82-67): Moduli fotovoltaici per applicazioni terrestri - Qualifica del progetto e omologazione del tipo, Parte 1-3: Requisiti particolari per la prova dei moduli fotovoltaici (FV) a film sottile in silicio amorfo;
- CEI EN 61215 -2 (CEI 82-61): Moduli fotovoltaici (FV) per applicazioni terrestri. Qualifica del progetto e omologazione del tipo Parte 2: Procedure di prova;
- CEI EN 62108 (CEI 82-30): Moduli e sistemi fotovoltaici a concentrazione (CPV) - Qualifica di progetto e approvazione di tipo;
- CEI EN IEC 61730-1/EC (CEI 82-27/EC1) Qualificazione per la sicurezza dei moduli fotovoltaici (FV) - Parte 1: Prescrizioni per la costruzione;
- CEI EN IEC 61730-2/EC (CEI 82-28/EC1) Qualificazione per la sicurezza dei moduli fotovoltaici (FV) - Parte 2: Prescrizioni per le prove;
- IEC 60904 SET: Dispositivi fotovoltaici – Serie;
- CEI EN 50380 (CEI 82-22): Requisiti per la marcatura e la documentazione dei moduli fotovoltaici;
- CEI EN 62852/A1 (CEI 82-50/V1) Connettori per applicazione in c.c. nei sistemi fotovoltaici - Prescrizioni di sicurezza e prove;
- CEI UNI EN ISO/IEC 17025 Requisiti generali per la competenza dei laboratori di prova e di taratura.

### 2) Altri componenti degli impianti fotovoltaici

- CEI EN 62093 (CEI 82-24): Componenti di sistemi fotovoltaici - moduli esclusi (BOS) – Qualifica di progetto in condizioni ambientali naturali;
- CEI EN 50524 (CEI 82-34) Fogli informativi e dati di targa dei convertitori fotovoltaici;
- CEI EN 50530/A1 (CEI 82-35/V1) Rendimento globale degli inverter per impianti fotovoltaici collegati alla rete elettrica;
- CEI EN 62116 Test procedures of islanding prevention measures for utility-interconnected photovoltaic inverters.

### 3) Progettazione fotovoltaica

- Guida alla progettazione, realizzazione e gestione di sistemi di generazione fotovoltaica CEI 0-2: Guida per la definizione della documentazione di progetto per impianti elettrici;
- UNI 10349-1:2016: Riscaldamento e raffrescamento degli edifici. Dati climatici.

### 4) Impianti elettrici e fotovoltaici

- CEI EN 61724 (CEI 82-15): Rilievo delle prestazioni dei sistemi fotovoltaici - Linee guida per la misura, lo scambio e l'analisi dei dati;
- CEI 64-8: Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000 V in corrente alternata e a 1500 V in corrente continua;
- CEI 99-3: Messa a terra degli impianti elettrici a tensione superiore a 1 kV in c.a.;
- CEI EN 60445 (CEI 16-2): Principi base e di sicurezza per l'interfaccia uomo-macchina, marcatura e identificazione - Individuazione dei morsetti e degli apparecchi e delle estremità dei conduttori;
- CEI EN 60529/A1 (CEI 70-1/V1): Gradi di protezione degli involucri (codice IP);
- CEI EN 60555-1 (CEI 77-2): Disturbi nelle reti di alimentazione prodotti da apparecchi elettrodomestici e da equipaggiamenti elettrici simili - Parte 1: Definizioni;
- CEI EN IEC 61000-3-2/A1 (CEI 110-31/V1): Compatibilità elettromagnetica (EMC) - Parte 3: Limiti - Sezione 2: Limiti per le emissioni di corrente armonica (apparecchiature con corrente di ingresso  $\leq 16$  A per fase);
- CEI EN 62053-21 (CEI 13-43): Apparecchi per la misura dell'energia elettrica - Prescrizioni particolari - Parte 21: Contatori statici di energia attiva (c.a.) (classi 0,5, 1 e 2);
- CEI EN 62053-23 (CEI 13-45): Apparecchi per la misura dell'energia elettrica (c.a.) - Prescrizioni particolari - Parte 23: Contatori statici di energia reattiva (classe 2 e 3);
- CEI EN 50470-1/A1 (CEI 13-52/V1) Apparecchi per la misura dell'energia elettrica (c.a.) - Parte 1: Prescrizioni generali, prove e condizioni di prova - Apparato di misura (indici di classe A, B e C)
- CEI EN 50470-3/A1 (CEI 13-54) Apparecchi per la misura dell'energia elettrica (c.a.) - Parte 3: Prescrizioni particolari - Contatori statici per energia attiva (indici di classe A, B e C);
- CEI EN 62305 (CEI 81-10): Protezione contro i fulmini, serie;
- CEI EN 61439: Apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT), serie.

### 5) Connessione degli impianti fotovoltaici alla rete elettrica

- CEI 0-16: Regola tecnica di riferimento per la connessione di utenti attivi e passivi alle reti AT ed MT delle imprese distributrici di energia elettrica;
- CEI 0-21: Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti BT delle imprese distributrici di energia elettrica.

Per la connessione degli impianti fotovoltaici alla rete elettrica si applica quanto prescritto nella deliberazione n. 99/08 (Testi integrato delle connessioni attive) dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas e successive modificazioni. Si applicano inoltre, per quanto compatibili con le norme sopra citate, i documenti tecnici emanati dai gestori di rete.

### **6) Impianti agrivoltaici**

- "Linee guida in materia di impianti agrivoltaici", Ministero della Transizione Ecologica - Dipartimento per l'energia.
- LEGGE 29 luglio 2021, n. 108 "Conversione in legge, con modificazioni, del decreto-legge 31 maggio 2021, n. 77, recante governance del Piano nazionale di ripresa e resilienza e prime misure di rafforzamento delle strutture amministrative e di accelerazione e snellimento delle procedure".
- "Consultazione pubblica Misura PNRR Sviluppo Agrivoltaico: Piano di Ripresa e Resilienza, Missione 2 (Rivoluzione verde e Transizione ecologica), Componente 2 (Energia rinnovabile, idrogeno, rete e mobilità sostenibile), Investimento 1.1 (Sviluppo Agrovoltaico)".
- "Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima 2030 (PNIEC)", Ministero dello Sviluppo Economico (PNIEC\_finale\_17012020.pdf (mise.gov.it)).
- D.Lgs. 8 novembre 2021, n. 199, di recepimento della direttiva UE 2018/2001 del Parlamento europeo e del Consiglio sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, (Direttiva RED II).

Il Progettista

Vito Bretti