



REGIONE PUGLIA  
 PROVINCIA DI FOGGIA  
 COMUNI DI FOGGIA E MANFREDONIA



PROGETTO IMPIANTO AGRIVOLTAICO AVANZATO DA REALIZZARE NEL COMUNE DI FOGGIA (FG) IN LOCALITA' "PEZZAGRANDE" AL FOGLIO N.161 P.LLA N. 2, E NEL COMUNE DI MANFREDONIA IN LOCALITA' "VACCHERECCIA DI GRECO" AL FOGLIO N. 129 ALLE P.LLE NN. 17, 142, 498, 500 E 512, E IN LOCALITA' "MACCHIAROTONDA" AL FOGLIO N. 131 P.LLE NN.13, 206 E 207, E DELLE RELATIVE OPERE DI CONNESSIONE ALLA RTN DA REALIZZARE NEL COMUNE DI MANFREDONIA (FG) IN LOCALITA' "MACCHIAROTONDA" AL FOGLIO N. 128 ALLE P.LLE NN. 45, 79, 113 E 169 E AL FOGLIO N. 129 ALLE P.LLE NN. 481, 485 E 486, AVENTE UNA POTENZA PARI A **30.038,68 kWp**, DENOMINATO "**MARTILLO**"

PROGETTO DEFINITIVO

RELAZIONE TECNICA GENERALE



**IMPIANTO AGRIVOLTAICO AVANZATO**

**LAOR**  
*(Land Area Occupation Ratio)*  
**13,96%**

LIV. PROG.	RIF. COD. PRATICA TERNA	CODICE ISTANZA AU	TAVOLA	DATA	SCALA
PD	202200828	GWWF184	A.10	30.11.2023	-

REVISIONI

REV.	DATA	DESCRIZIONE	ESEGUITO	VERIFICATO	APPROVATO

RICHIEDENTE E PRODUTTORE

ENTE

**FIVE-E**

RESPONSIBLE INVESTMENT

HF SOLAR 11 S.r.l. - Viale Francesco Scaduto n°2/D - 90144 Palermo (PA)

FIRMA RESPONSABILE

PROGETTAZIONE

**HORIZONFIRM**

Ing. D. Siracusa  
 Ing. A. Costantino  
 Ing. C. Chiaruzzi  
 Ing. G. Schillaci  
 Ing. G. Buffa  
 Ing. M.C. Musca

Arch. M. Gullo  
 Arch. A. Calandrino  
 Arch. S. Martorana  
 Arch. F. G. Mazzola  
 Arch. G. Vella  
 Dott. Agr. B. Miciluzzo

HORIZONFIRM S.r.l. - Viale Francesco Scaduto n°2/D - 90144 Palermo (PA)

PROFESSIONISTA INCARICATO

FIRMA DIGITALE PROGETTISTA

FIRMA OLOGRAFA E TIMBRO PROFESSIONISTA



**Impianto di produzione di energia elettrica da fonte energetica  
rinnovabile attraverso tecnologia solare agrivoltaica**

**denominato**

**“MARTILLO”**

**Relazione tecnica generale**

**Progetto definitivo**

## Sommario

1.	Definizioni.....	1
2.	Premessa.....	2
3.	Normativa di riferimento.....	10
4.	Caratteristiche generali del sito.....	13
5.	Descrizione generale dell'impianto.....	15
5.1	Plot 1 .....	17
5.2	Plot 2 .....	25
6.	Componentistica impiegata .....	34
6.1	Moduli fotovoltaici.....	34
6.2	Strutture di sostegno moduli fotovoltaici.....	35
6.3	Linee elettriche di bassa tensione in DC.....	36
6.4	Quadri parallelo stringhe .....	39
6.5	Gruppi di conversione DC/AC.....	39
6.6	Trasformatori di potenza.....	40
6.7	Linee elettriche a 30 kV interne al campo .....	41
6.8	Cabine di raccolta.....	43
6.9	Quadro elettrico generale a 30 kV.....	44
6.10	Dorsali a 30 kV di collegamento con la sezione di media tensione della Sottostazione Elettrica di Utenza .....	45
6.11	Collegamento in Fibra Ottica con la S.E. Terna.....	45
6.12	Locali trasformatori servizi ausiliari.....	46
6.13	Servizi ausiliari di impianto.....	46
7.	Cronoprogramma della realizzazione delle opere.....	48
8.	Sicurezza e ambiente.....	48
8.1	Definizione delle operazioni di dismissione .....	48
8.2	Descrizione e quantificazione delle operazioni di dismissione.....	49
8.3	Computo metrico delle operazioni di dismissione .....	51
8.4	Cronoprogramma delle fasi attuative di dismissione.....	53

# 1. Definizioni

Ai fini del presente elaborato, oltre alle definizioni contenute nel Glossario dei termini del Codice di Rete e nella normativa di settore, si adottano specificatamente le seguenti:

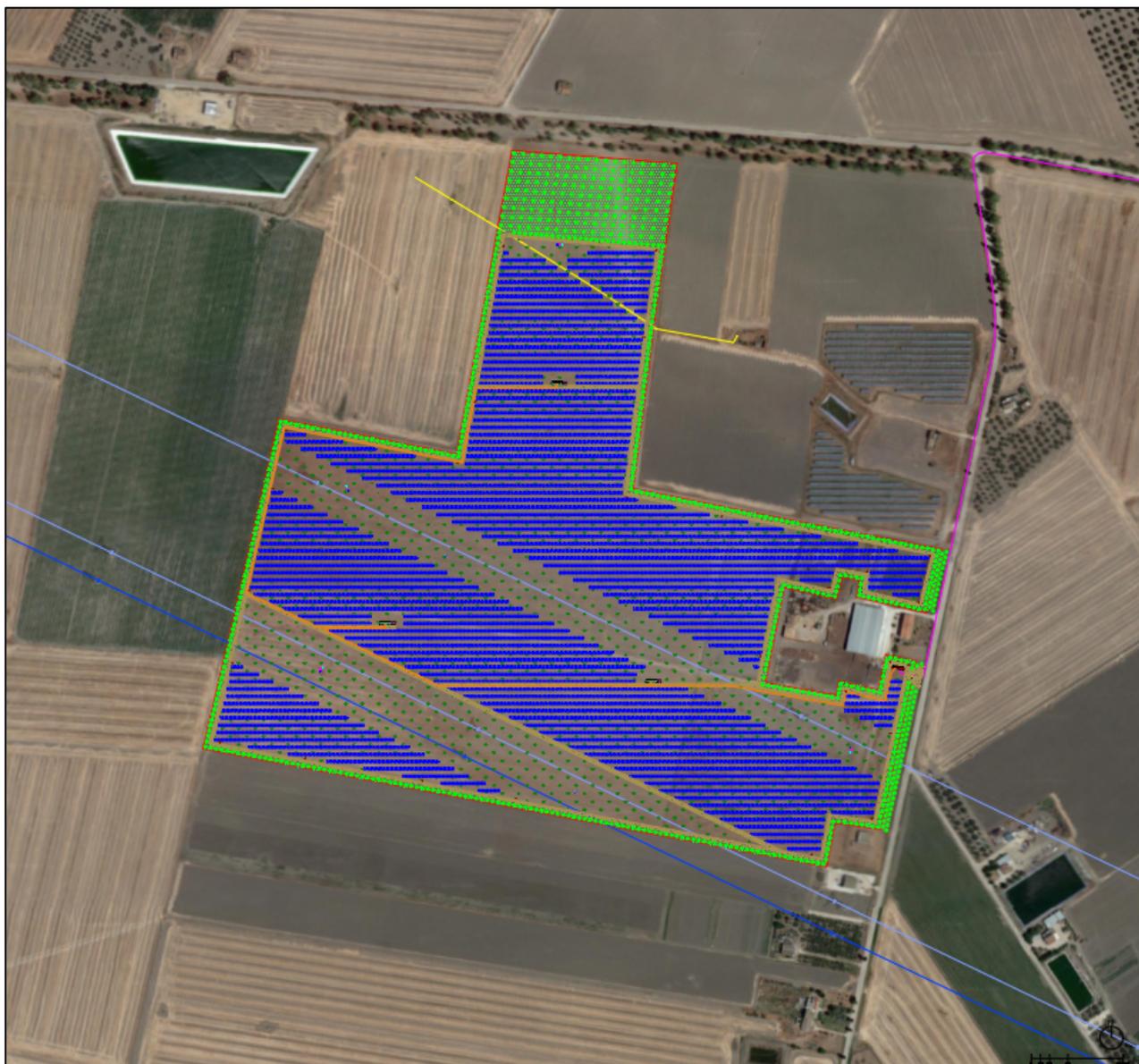
- **Campo fotovoltaico:** insieme di tutte le stringhe fotovoltaiche di un sistema dato.
- **Sottocampo fotovoltaico:** le parti del campo fotovoltaico che si connettono in maniera distinta alla sezione di raccolta dell’Impianto di Utenza attraverso linee di sottocampo. Il termine sottocampo ai fini della presente relazione non rappresenta l’insieme delle stringhe connesse al singolo inverter ma fa riferimento alla parzializzazione della Centrale Fotovoltaica;
- **Stringa fotovoltaica:** insieme di pannelli fotovoltaici collegati elettricamente in serie.
- **Impianto di Rete per la connessione:** porzione di impianto per la connessione, di competenza del Gestore di rete, compreso tra il punto di inserimento sulla rete esistente e il punto di connessione;
- **Impianto di Utenza per la Connessione:** porzione di impianto per la connessione la cui realizzazione, gestione, esercizio e manutenzione rimangono di competenza dell’Utente;
- **Impianto per la Connessione:** insieme degli impianti di rete e di utenza necessari per la connessione alla rete di un Utente;
- **Dispositivo Di Generatore (DDG):** apparecchiatura di manovra e protezione la cui apertura (comandata da un apposito sistema di protezione) determina la separazione del gruppo di generazione;
- **Dispositivo Generale di utente (DG):** apparecchiatura di protezione, manovra e sezionamento la cui apertura (comandata dal Sistema di Protezione Generale) assicura la separazione dell’intero impianto dell’Utente dalla rete;
- **Dispositivo Di Interfaccia (DDI):** una (o più) apparecchiature di manovra la cui apertura (comandata da un apposito sistema di protezione) assicura la separazione dell’impianto di produzione dalla rete, consentendo all’impianto di produzione stesso l’eventuale funzionamento in isola sui carichi privilegiati.

## 2. Premessa

La Società “**HF SOLAR 11 S.r.l.**” intende realizzare un impianto di produzione di energia elettrica da fonte energetica rinnovabile, attraverso tecnologia fotovoltaica, integrato da attività agricola, da connettere alla Rete Elettrica di Trasmissione Nazionale RTN. Come riscontrabile dalle tavole di progetto allegate, l’impianto è stato suddiviso in due plot, denominati rispettivamente “**Plot 1 da 15.884,12 kWp**” e “**Plot 2 da 14.154,56 kWp**”, per una potenza complessiva di **30.038,68 kWp**, le quali verranno realizzate nel territorio Comunale di Foggia (FG) in località Pezzagrande al foglio n° 161 particella 2, nel territorio comunale di Manfredonia (FG) in Località Vacchereccia di Greco al Foglio n°129 particelle 17, 142, 498, 500 e 512 e in Località Macchiarotonda al Foglio n°131 particelle 13, 206 e 207:



*Figura 1: inquadramento territoriale su ortofoto plot 1*



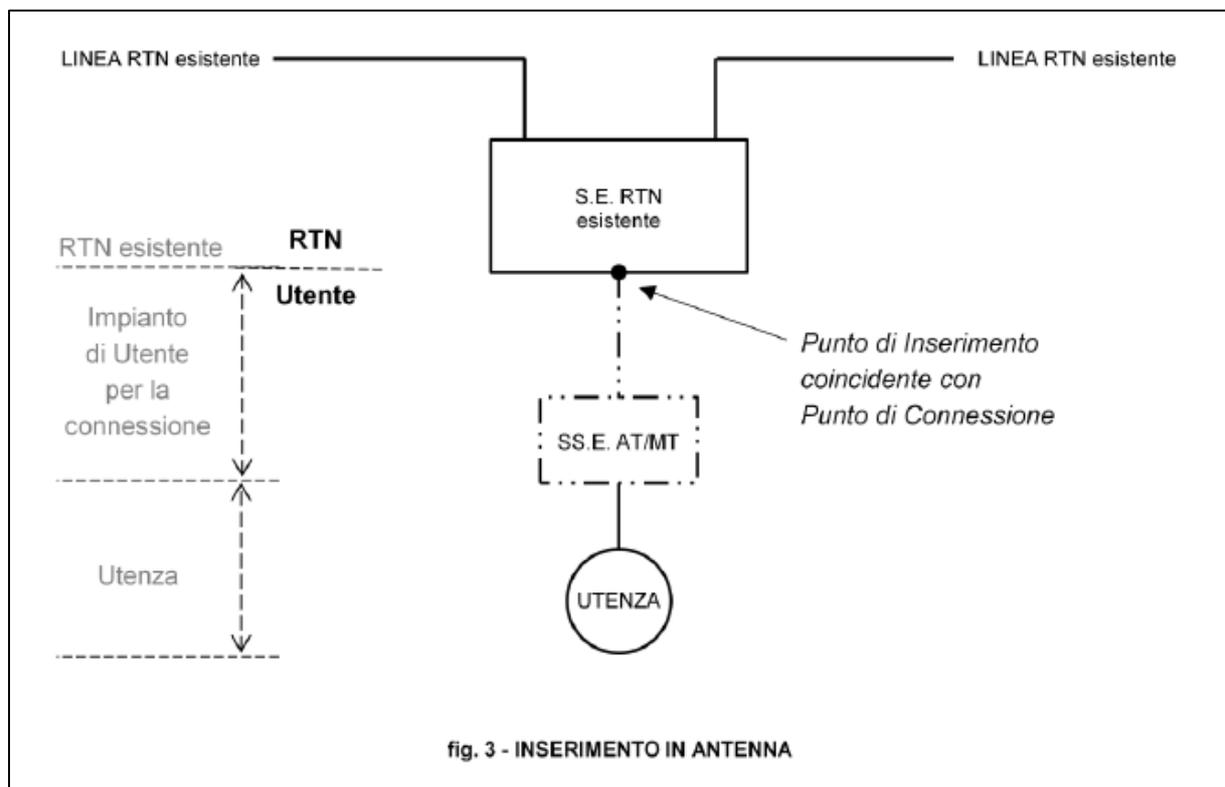
*Figura 2: inquadramento territoriale su ortofoto plot 2*

Conformemente a quanto prescritto dal Gestore della Rete Elettrica di Trasmissione Nazionale con preventivo di connessione identificato con Codice Pratica 202200828, l'impianto verrà collegato in antenna a 150 kV su un futuro ampliamento della Stazione Elettrica di Trasformazione 380/150 kV della RTN di Manfredonia, mediante condivisione dello stallo arrivo produttore a 150 kV con le iniziative di seguito elencate, al fine di razionalizzare l'utilizzo delle infrastrutture di rete:

- codice pratica 201901116 della Società HF SOLAR 3 SRL;
- codice pratica 06021664 della Società PARCO EOLICO SANTA CROCE DEL SANNIO HOUSE SRL;
- codice pratica 201900200 della società OPDENERGY TAVOLIERE 1 S.R.L.;
- codice pratica 201900197 della società OPDENERGY TAVOLIERE 2 SRL;

- codice pratica 201900413 della società MARSEGLIA - AMARANTO ENERGIA E SVILUPPO SRL.

Per una maggiore comprensione di quanto sopra descritto, si riporta lo schema tipico di inserimento in antenna di un impianto di produzione con una Stazione Elettrica esistente:



*Figura 3: schema di principio inserimento in antenna su Stazione Elettrica RTN esistente*

Ai sensi dell'art. 21 dell'allegato A alla deliberazione Arg/elt/99/08 e s.m.i. dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente, il nuovo elettrodotto in antenna a 150 kV per il collegamento dell'impianto di produzione alla Stazione Elettrica della RTN, costituisce "**Impianto di Utenza per la Connessione**" mentre lo Stallo Arrivo Produttore a 150 kV nella suddetta Stazione costituisce "**Impianto di Rete per la Connessione**". La restante parte di impianto, a valle dell'Impianto di Utenza per la Connessione si configura, ai sensi della Norma CEI 0-16, come "**Impianto di Utenza**".

Considerando che l'impianto sarà sottoposto ad **Iter di Valutazione di Impatto Ambientale**, ai sensi del D.Lgs. n° 152 del 2006 e s.m.i., e ad **Autorizzazione Unica**, ai sensi del D.Lgs. n° 387 del 2003 e s.m.i., la Società Proponente espletterà direttamente la procedura autorizzativa fino al conseguimento dell'autorizzazione, oltre che per l'impianto di produzione e di utenza, anche per le

Opere di Rete strettamente necessarie per la connessione alla RTN indicate nella “*Soluzione Tecnica Minima Generale di Connessione*” STMG descritta nel preventivo di connessione sopra citato.

Il progetto dell’Impianto di Rete per la Connessione, è stato elaborato in piena osservanza della *Soluzione Tecnica Minima Generale* e sottoposto al Gestore di Rete ai fini della verifica di congruità e rilascio del parere tecnico di rispondenza.

Di seguito si analizza l’attuale situazione socio-economica dell’area oggetto dell’intervento; attualmente vivono all’interno della provincia di Foggia circa 616 mila abitanti. Analizzando il bilancio complessivo degli ultimi 20 anni, la provincia ha visto ridursi la popolazione complessiva a causa di un saldo migratorio negativo consistente.

La variazione di popolazione negli ultimi anni oltretutto conferma che lo spopolamento più forte lo si registra nei comuni del Sub-Appennino Dauno, a cui se ne aggiungono alcuni del Gargano.

L’economia della provincia di Foggia, con un valore aggiunto totale, di poco più di 9 miliardi di euro, è la quarantaduesima per dimensione fra le province italiane. Ha una dimensione analoga a Pisa, Forlì-Cesena e Ravenna. Il peso della provincia di Foggia sul valore aggiunto totale regionale è del 16% (un peso analogo a quello della popolazione: 17%). Se guardiamo alla composizione settoriale del valore aggiunto, emerge un peso rilevante dell’agricoltura (8,9%), nettamente superiore alla media regionale (5,2%); al contrario più bassa è la quota dell’industria (9,8% a fronte del 15,0%); in linea sia servizi (76,9% a fronte del 74,5%) che le costruzioni (4,3% a fronte del 5,3%). Confrontando la Capitanata con la media nazionale risultano sovrarappresentate l’agricoltura e i servizi, mentre appaiono sottodimensionate l’industria manifatturiera e, leggermente, l’edilizia. Il primo tratto distintivo dell’economia foggiana è, dunque, la consistente rilevanza dell’agricoltura: sebbene anche questa provincia abbia registrato, nell’ultimo decennio, una diminuzione del peso relativo dell’agricoltura, il settore primario costituisce ancora una delle principali risorse dell’economia locale. Nel periodo 1995-2003 la provincia di Foggia è cresciuta del 43% (a valori correnti) in linea con la crescita media pugliese (e circa tre punti percentuali più della media italiana), quindi, il suo peso sul totale regionale è rimasto pressoché immutato. L’industria manifatturiera e l’agricoltura hanno avuto una performance analoga alla media regionale, mentre decisamente più contenuta è stata la crescita del settore edile. I servizi hanno fatto registrare una crescita di 5 punti percentuali più elevata della media pugliese. Le stime di Prometeia sul valore aggiunto provinciale ci permettono di proiettare i dati fino al 2008. Secondo queste stime il tasso di variazione medio annuo (su valori a prezzi costanti 2005) del valore aggiunto, per il periodo 2004-2008, è dello 0,8%, leggermente inferiore rispetto alla media regionale. Come ben noto, il valore della produzione foggiana rapportato alla popolazione è assai inferiore rispetto a quello medio nazionale: nel 2003, il reddito pro capite è

il 61,6% di quello italiano. Foggia è solo la quint'ultima nella classifica provinciale del reddito pro capite. Si tenga presente che la popolazione della provincia di Foggia, nell'arco di tempo considerato, è leggermente diminuita a fronte di una lieve crescita degli abitanti dell'Italia. Il secondo tratto distintivo dell'economia foggiana è, dunque, la scarsa ricchezza pro capite e la lentezza del processo di convergenza verso la media nazionale.

Gli occupati totali in provincia di Foggia, sono circa 185.000. I servizi naturalmente assorbono la quota maggioritaria dell'occupazione (108.000); 26.000 sono i dipendenti dell'industria manifatturiera; circa 30.000 quelli dell'agricoltura e 22.000 quelli delle costruzioni. La situazione complessiva del mercato del lavoro è tutt'altro che soddisfacente. I tassi di partecipazione (persone che desiderano lavorare su quanti ne hanno l'età) e di occupazione (persone che lavorano su quanti desiderano lavorare) sono decisamente più contenuti della media regionale e nazionale. Più elevato il tasso di disoccupazione (+ 3,9% rispetto al dato regionale e + 10,8% rispetto a quello nazionale).

Per quanto riguarda l'iniziativa che si propone, questa potrebbe essere d'aiuto a contrastare l'attuale spopolamento in atto all'interno della provincia in virtù dell'iniziativa stessa e dell'indotto che ne deriva. Difatti la SEN prevede 175 mld di € di investimenti aggiuntivi (rispetto allo scenario BASE) al 2030. Gli investimenti previsti per fonti rinnovabili ed efficienza energetica sono oltre l'80%. Per le FER sono previsti investimenti per circa 35 mld di €. Si tratta di settori ad elevato impatto occupazionale ed innovazione tecnologica. Dati gli investimenti e supponendo che l'intensità di lavoro attivata nei diversi settori dell'economia rimanga grosso modo costante nel tempo, il GSE ha stimato che gli investimenti in nuovi interventi di efficienza energetica potrebbero attivare come media annua nel periodo 2018-2030 circa 101.000 occupati, la realizzazione degli impianti per la produzione di energia elettrica da FER potrebbe generare una occupazione media annua aggiuntiva di circa 22.000 ULA (Unità lavorative annue) temporanee; altrettanti occupati potrebbero essere generati dalla realizzazione di nuove reti e infrastrutture. Il totale degli investimenti aggiuntivi previsti dalla SEN potrebbe quindi attivare circa 145.000 occupati come media annua nel periodo 2018-2030.

Nonostante la diminuzione degli investimenti durante il periodo oggetto di analisi, in Italia la capacità complessivamente installata ha raggiunto dimensioni ragguardevoli, rendendo sempre più importanti da un punto di vista economico le attività di gestione e manutenzione degli impianti (O&M). L'analisi del GSE mostra come nel 2016 i costi di O&M ammontino a più di 3,8 miliardi di euro a fronte di una potenza installata di oltre 59 GW. Una buona parte dei costi sostenuti riguardano gli impianti FV. Ciò è principalmente dovuto al gran numero di impianti esistenti (circa 730.000 corrispondenti a quasi 19,3 GW di potenza installata).

Sempre nel 2016, il settore FER-E ha contribuito, quindi, alla creazione di valore aggiunto per il sistema paese per circa 3,3 miliardi di euro (considerando gli impatti diretti e indiretti). Le attività di O&M sugli impianti esistenti è responsabile di una gran parte del valore aggiunto generato (oltre il 70%). La distribuzione del Valore Aggiunto tra le differenti tecnologie è influenzata da vari fattori, in particolare dal numero e dalla potenza installata, e dal commercio internazionale. Per esempio, le componenti utilizzate nella fase di costruzione ed installazione degli impianti fotovoltaici ed eolici sono fortemente oggetto di importazioni. In altre parole, una non trascurabile parte del valore aggiunto associato alla costruzione di impianti FV ed eolici finisce all'estero a causa delle importazioni.

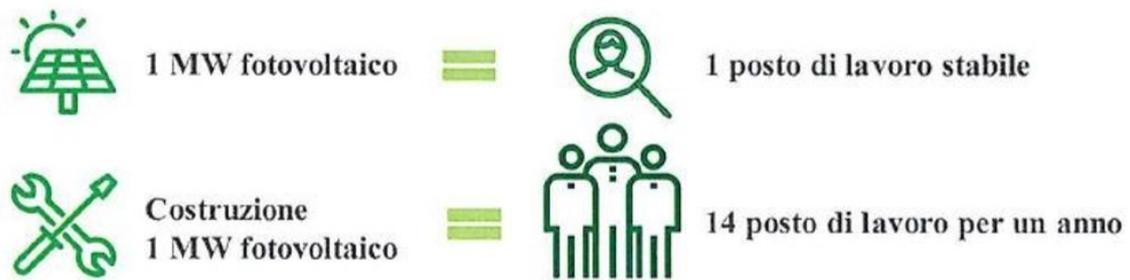
Alla luce delle proiezioni di sviluppo delle FER al 2030 in Puglia, è possibile effettuare delle stime circa le conseguenti future ricadute occupazionali. Sulla base delle valutazioni del GSE consolidate per il periodo tra il 2012 ed il 2014 si riportano i seguenti fattori occupazionali in termini di **ULA medie** per ciascun MW di potenza installata di impianti alimentati a fonti rinnovabili sia in termini di ricadute temporanee sia permanenti.

Considerando che le ULA temporanee hanno una durata limitata che possiamo approssimare all'anno di installazione della potenza considerata, il totale di ULA temporanee che verrà fornito di seguito è da ripartire all'interno del periodo 2019-2030 e con valenza limitata ad un anno. Le ULA permanenti, invece, possono intendersi come ancora occupate al raggiungimento dell'anno 2030.

A livello locale, gli impianti fotovoltaici contribuiscono sensibilmente all'economia creando occupazione. Basandoci sui dati e le previsioni enunciate all'interno del SEN 2017, che ha analizzato i dati disponibili su base nazionale (circa 3.56 GW di potenza installata), ricaviamo che:

- in fase di costruzione saranno impiegati un totale di 14 FTE/annui (full-time equivalent, che corrisponde ad una risorsa disponibile a tempo pieno per un anno lavorativo) per MW installato;
- in fase di esercizio sarà impiegato 1 FTE/annuo per MW installato.

**Basandoci su queste stime, per quanto riguarda il generatore in questione, si prevede una ricaduta occupazionale in fase di realizzazione di almeno 420 unità e in fase di esercizio di circa 30 unità.**



FONTE: Elaborazione dati GSE

Fonte	MW	ULA temporanee			ULA permanenti			ULA totali	
		Dirette	Indirette	Indotte	Dirette	Indirette	Indotte	ULA temporanee	ULA permanenti
<b>Fotovoltaico</b>	2.850	20.423	14.727	15.047	1.119	876	1.021	50.197	3.016
<b>Eolico</b>	2.540	18.565	19.535	19.659	593	423	489	57.759	1.505
<b>Biogas</b>	7	160	162	150	24	19	20	472	63
<b>Biomasse solide</b>	17	408	442	420	57	28	40	1.270	125
<b>Totale</b>								<b>109.699</b>	<b>4.708</b>

Figura 4: Ripartizione per fonte delle potenziali ULA al 2030

Occupanti diretti	Occupanti indiretti	Totale
15.869	8.926	24.795

Figura 5: Ripartizione occupati per Mtep risparmiato

Occupanti diretti per Mtep risparmiato	Occupanti indiretti per Mtep risparmiato	Totale
299.415	168.421	467.836

Figura 6: Ripartizione occupati per interventi di efficienza energetica

	<b>Fonte</b>	<b>Tipologia</b>	<b>Investimento [M€]</b>	<b>O&amp;M [M€]</b>	<b>Totale [M€]</b>
<b>FER E</b>	Eolico	Minieolico	708	34	741
		Eolico on shore	436	25	461
		Repowering	2.075	160	2.235
	FTV	Residenziale	754	42	796
		Commerciale	638	28	666
		Industriale	114	5	118
		Utility	751	88	839
	CSP	CSP	532	129	661
	Biomassa	Solida	80	11	90
	Biogas	Biogas	27	2	30
	<b>Totale</b>				

*Figura 7: Ricadute economiche nel settore FER T*

In questo contesto verranno descritte le caratteristiche delle Opere Elettriche costituenti l’Impianto di Produzione. Per maggiori dettagli sulle Opere di Rete necessarie per la connessione e sull’Impianto di Utente per la connessione, si rimanda alle relazioni tecniche specialistiche allegate al progetto.

### 3. Normativa di riferimento

I principali riferimenti Normativi e legislativi presi in considerazione ai fini della progettazione delle opere oggetto della presente relazione, sono quelli di seguito elencati:

- D.P.R. n° 547/55: “Norme per la prevenzione degli infortuni sul lavoro”;
- D.Lgs.81/08: Per la sicurezza e la prevenzione degli infortuni sul lavoro;
- D.Lgs.37/08: Per la sicurezza elettrica;
- Delibera AEEG N.99/08: “Testo integrato delle connessioni attive – TICA” Guida Enel Distribuzione Spa Dicembre 2009: “Guida per le Connessioni alla rete elettrica di Enel Distribuzione” Ed. 1.1;
- Deliberazione n.280/07: Modalità e condizioni tecnico-economiche per il ritiro dell’energia elettrica ai sensi dell’articolo 13, commi 3 e 4, del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387/03, e del comma 41 della legge 23 agosto 2004, n. 239/04;
- CEI 11-1: “Impianti elettrici con tensione superiore a 1 kV in corrente alternata”;
- CEI 11-4 “Esecuzione delle linee elettriche aeree esterne”;
- CEI 11-17 “Impianti di produzione, trasmissione e distribuzione pubblica di energia elettrica - Linee in cavo”
- 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 0-2 “Guida per la definizione della documentazione degli impianti elettrici”;
- CEI 106-11 “Guida per la determinazione delle fasce di rispetto per gli elettrodotti secondo le disposizioni del DPCM 8 luglio 2003 (Art. 6) Parte 1: Linee elettriche aeree e in cavo;
- CEI 211-4 Guida ai metodi di calcolo dei campi elettrici e magnetici generati da linee e stazioni elettriche”;
- CEI 11-37 “Guida per l’esecuzione degli impianti di terra di impianti utilizzatori in cui sono presenti sistemi con tensione maggiore di 1 kV”;
- CEI 103-6 “Protezione delle linee di telecomunicazione dagli effetti dell’induzione elettromagnetica provocata dalle linee elettriche vicine in caso di guasto”;
- CEI 11-20: “Impianti di produzione di energia elettrica e gruppi di continuità collegati a reti di 1° e 2° categoria”;
- CEI 64-8: “Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000V in corrente alternata e a 1500V in corrente continua”;
- CEI EN 60439-1 (CEI 17-13/1): “Apparecchiature soggette a prove di tipo (AS) e apparecchiature parzialmente soggette a prove di tipo (ANS)”;

- CEI EN 60439-2 (CEI 17-13/2): “Prescrizioni particolari per i condotti sbarre”;
- CEI EN 60439-3 (CEI 17-13/3): “Prescrizioni particolari per apparecchiature di protezione e di manovra destinate ad essere installate in luoghi dove personale non addestrato ha accesso al loro uso - Quadri di distribuzione (ASD)”;
- CEI EN 60445 (CEI 16-2): “Principi base e di sicurezza per l'interfaccia uomo-macchina, marcatura e identificazione-Individuazione dei morsetti e degli apparecchi e delle estremità dei conduttori designati e regole generali per un sistema alfanumerico”;
- CEI EN 60529 (CEI 70-1): “Gradi di protezione degli involucri (codice IP) ”;
- UNI 10349: “Riscaldamento e raffrescamento degli edifici. Dati climatici”;
- Norme UNI/ISO: Per le strutture di supporto;
- CEI EN 61000-3-2 Armoniche lato a.c.;
- CEI EN 60099-1-2 Scaricatori;
- CEI 20-19 Cavi isolati con gomma con tensione nominale non superiore a 450/750 V;
- CEI 20-20 Cavi isolati con polivinilcloruro con tensione nominale non superiore a 450/750V;
- CEI 81-1 Protezione delle strutture contro i fulmini;
- CEI 81-3 Valori medi del numero di fulmini a terra per anno e per chilometro quadrato;
- CEI 81-4 Valutazione del rischio dovuto al fulmine;
- R.D. n. 1775 del 11/12/1933 Testo Unico di Leggi sulle Acque e sugli Impianti Elettrici;
- R.D. n. 1969 del 25/11/1940 Norme per l'esecuzione delle linee aeree esterne;
- D.P.R. n. 1062 del 21/6/1968 - “Regolamento di esecuzione della legge 13 dicembre 1964, n. 1341 (2), recante norme tecniche per la disciplina della costruzione ed esercizio di linee elettriche aeree esterne”;
- Legge dello Stato n. 339 28/06/1986 “Nuove norme per la disciplina della costruzione e dell'esercizio di linee elettriche aeree esterne”;
- D.M. n. 449 del 21/3/1988 - “Approvazione delle norme tecniche per la progettazione, l'esecuzione e l'esercizio delle linee aeree esterne” - Norma Linee);
- D.M. n. 16/01/1991 - “Aggiornamento delle norme tecniche per la disciplina della costruzione e dell'esercizio di linee elettriche aeree esterne”;
- Codice Civile (relativamente alla stipula degli atti di costituzione di servitù);
- D.P.C.M del 8/07/2003 - “Fissazione dei limiti di esposizione, dei valori di attenzione e degli obiettivi di qualità per la protezione della popolazione dalle esposizioni ai campi elettrici e magnetici alla frequenza di rete (50 Hz)”;
- D.Lgs. n. 285/92 - Codice della strada (e successive modificazioni);

- Legge n. 1086 del 5/11/1971 “Norme per la disciplina delle opere di conglomerato cementizio armato, normale e precompresso ed a struttura metallica” e successive modificazioni;
- Legge n. 64 del 2/02/1974 - “Provvedimenti per le costruzioni con particolari prescrizioni per le zone sismiche” e successive modificazioni;
- Legge n. 10 del 28/01/1977 - “Edificabilità dei suoli”;
- D.P.R. n. 495 del 16/12/1992 - “Regolamento di esecuzione e di attuazione del nuovo codice della strada”.

I riferimenti di cui sopra possono non essere esaustivi. Ulteriori disposizioni di legge, norme e deliberazioni in materia, anche se non espressamente richiamati, si considerano applicabili. Qualora le sopra elencate norme tecniche siano modificate o aggiornate, si applicano le norme più recenti. Si applicano inoltre per quanto compatibili con le norme elencate, i documenti tecnici emanati dalle società di distribuzione di energia elettrica riportanti disposizioni applicative per la connessione di impianti ad energia rinnovabili collegati alla rete elettrica.

## 4. Caratteristiche generali del sito

Il progetto riguarda la realizzazione di un impianto agrivoltaico avanzato all'interno del territorio Comunale di Foggia (FG) in località Pezzagrande al foglio n° 161 particella 2, nel territorio comunale di Manfredonia (FG) in Località Vacchereccia di Greco al Foglio n°129 particelle 17, 142, 498, 500 e 512 e in Località Macchiarotonda al Foglio n°131 particelle 13, 206 e 207, e delle relative opere di connessione alla RTN individuate in agro di Manfredonia in località Macchiarotonda al Foglio n°128 alle particelle 45, 79, 113 e 169, e al Foglio n°129 particelle 481, 485 e 486 (in quest'ultima è prevista la realizzazione della Sottostazione Elettrica di Utenza). L'impianto sarà collegato all'area individuata per la connessione alla RTN attraverso cavidotti interrati a 30 kV, ricadente in territorio comunale di Foggia e di Manfredonia che interesseranno principalmente la viabilità pubblica eccetto un tratto individuato all'interno del Foglio 129 del comune di Manfredonia che attraverserà terreni di privati sino alla SSE di Utenza.

Il progetto in esame, alla luce della documentazione progettuale allegata, risulta essere a tutti gli effetti un **impianto agrivoltaico di tipo avanzato** ai sensi delle Linee Guida in materia di Impianti Agrivoltaici diffuse dal Ministero della Transizione Ecologica nel Giugno 2022.

Dal punto di vista cartografico, le aree oggetto dell'indagine, si collocano sulla CTR alla scala 1:5.000 nelle Sezioni N°409092, 409103, 409131, 409132, 409143, 409144 e nell'IGM n° 409 nella serie in scala 1:50.000.

L'impianto sarà così suddiviso:

- la parte di impianto sita in agro di Foggia in Località Pezzagrande e in agro di Manfredonia in località Vacchereccia di Greco, risiederà su un appezzamento di terreno denominato "Plot 1". Questo è posto ad un'altitudine media di circa **29.00** m.s.l.m., di forma poligonale irregolare, avente un'estensione di circa **49,5 Ha**;
- la parte di impianto sita in agro di Manfredonia in località Macchiarotonda, risiederà su un appezzamento di terreno denominato "Plot 2". Questo è posto ad un'altitudine media di circa **25.00** m.s.l.m., di forma poligonale abbastanza regolare, avente un'estensione di circa **32,2 Ha**.

Dal punto di vista morfologico, i lotti sono pianeggianti e su questo saranno disposte le strutture fisse subverticali distanziate tra loro dall'interasse (pitch) 8 metri e saranno orientate secondo l'asse Est-Ovest.

Le aree sono facilmente raggiungibili attraverso la viabilità pubblica esistente. La viabilità interna al sito sarà garantita da una rete di strade interne in terra battuta (rotabili/carrabili).

L'area disponibile risulta essere complessivamente circa **81,7 ha** mentre quella di **impianto è di circa 53,45 ha**; di questi solo **11,38 ha** circa risultano essere occupati dalle strutture fotovoltaiche (**area captante**) determinando sulla superficie complessiva assoggettata all'impianto un'incidenza pari a circa il **21,29% (13,96% rispetto a quella contrattualizzata)**. **Si specifica altresì che la superficie occupata dalle coltivazioni sarà pari a circa 76,3 ha determinando un'incidenza delle sole coltivazioni pari a circa il 93% del totale contrattualizzato.**

Le aree oggetto di studio sono terreni rurali confinanti generalmente con terreni agricoli caratterizzati prevalentemente da colture alternate periodicamente tra foraggio e coltura cerealicola e, nell'area vasta, sono presenti anche degli oliveti.

I terreni contengono al loro interno aree inutilizzabili a causa della presenza di linee elettriche esistenti che non saranno interessati dalla posa in opera delle cabine e dalle strutture fotovoltaiche.

Nel complesso, l'assetto morfologico dell'area vasta circostante si presenta abbastanza uniforme in quanto si riscontra la presenza di aree abbastanza pianeggianti con alcuni tratti a lieve pendenza.

In fase di progetto, si è tenuto conto di una fascia di ombreggiamento dovuta alla futura fascia arborea perimetrale che potrebbe potenzialmente ostacolare l'irraggiamento diretto durante tutto l'arco della giornata. Si è tenuto conto inoltre della presenza all'interno dei lotti interessati di edifici capaci di causare ombreggiamenti tali da compromettere la producibilità dell'impianto.

L'impianto di produzione, ha una potenza di picco, intesa come somma delle potenze nominali dei moduli fotovoltaici scelti in fase di progettazione definitiva, pari a **30.038,68 kWp** e sulla base di tale potenza è stato dimensionato tutto il sistema.

Allo stato attuale, per la realizzazione del generatore fotovoltaico si prevede l'impiego di moduli fotovoltaici da 710 Wp, i quali verranno montati su sistemi sub-verticali fissi con tilt a 30° disposti secondo l'asse est-ovest, opportunamente distanziati al fine di evitare fenomeni di ombreggiamento reciproco che possono influire sulla producibilità energetica.

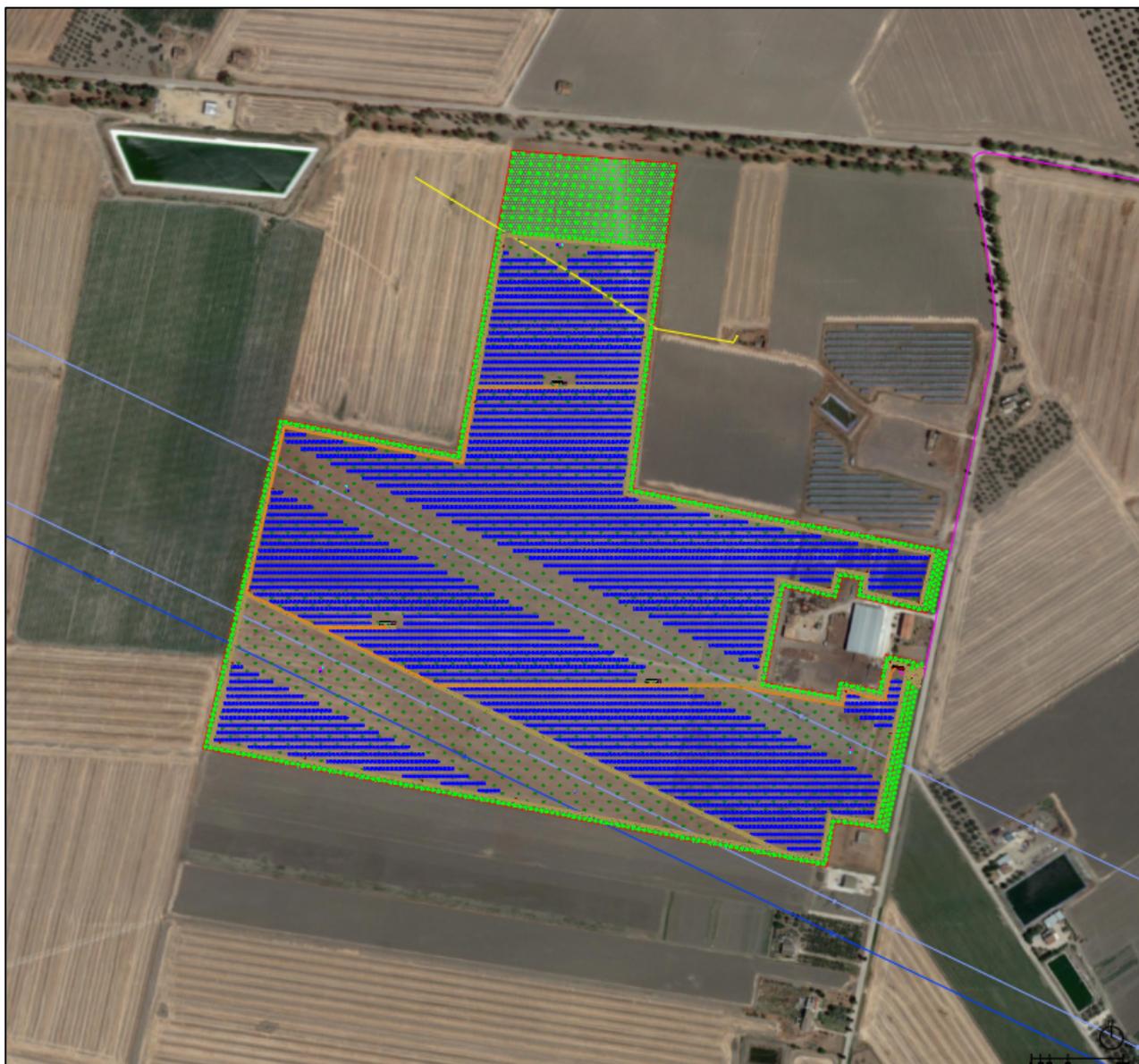
## 5. Descrizione generale dell'impianto

L'impianto di produzione di energia elettrica oggetto dell'iniziativa intrapresa dalla Società **"HF SOLAR II S.r.l."** ha una potenza di picco, intesa come somma delle potenze nominali dei moduli fotovoltaici scelti in fase di progettazione definitiva, pari a **30.038,68 kWp** e, conformemente a quanto prescritto dal Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale, verrà collegato in antenna a 150 kV su un futuro ampliamento della Stazione Elettrica di Trasformazione 380/150 kV della RTN di Manfredonia.

Come deducibile dalle tavole di progetto allegate, l'impianto di produzione risulta diviso in due plot, denominati rispettivamente **"Plot 1 da 15.884,12 kWp"** e **"Plot 2 da 14.154,56 kWp"**, i quali saranno realizzati nel territorio Comunale di Foggia (FG) in località Pezzagrande al foglio n° 161 particella 2, nel territorio comunale di Manfredonia (FG) in Località Vacchereccia di Greco al Foglio n°129 particelle 17, 142, 498, 500 e 512 e in Località Macchiarotonda al Foglio n°131 particelle 13, 206 e 207:



*Figura 8: inquadramento territoriale su ortofoto plot 1*



*Figura 9: inquadramento territoriale su ortofoto plot 2*

Di seguito, verranno descritte le caratteristiche delle *Opere di Utenza* costituenti le due sezioni di generazione, fermo restando che le scelte progettuali adottate potranno subire modifiche migliorative in fase di progettazione esecutiva in funzione del progresso tecnologico.

## 5.1 Plot 1

La sezione di generazione denominata “**Plot 1**” ha una potenza di picco, intesa come somma delle potenze nominali dei moduli fotovoltaici scelti in fase di progettazione definitiva, pari a **15.884,12 kWp**.

Il generatore fotovoltaico, ovvero la parte di impianto che converte la radiazione solare in energia elettrica sfruttando l’effetto fotovoltaico, è stato dimensionato applicando il criterio della superficie utile disponibile, tenendo conto dei distanziamenti da mantenere tra le strutture di sostegno dei moduli fotovoltaici per evitare fenomeni di auto-ombreggiamento (che influiscono sulla producibilità energetica) e garantire adeguati spazi per la conduzione dell’attività agricola, degli ingombri delle Cabine di Trasformazione dell’energia elettrica prodotta e della cabina di raccolta.

Per la realizzazione del campo di generazione, in questa fase della progettazione, si è scelto di utilizzare moduli fotovoltaici **da 710 Wp**, i quali verranno montati su strutture sub-verticali fisse con tilt a 30° disposte secondo l’asse est-ovest, fermo restando che la scelta adottata potrà subire modifiche in fase di progettazione esecutiva in funzione della disponibilità del mercato e del progresso tecnologico:

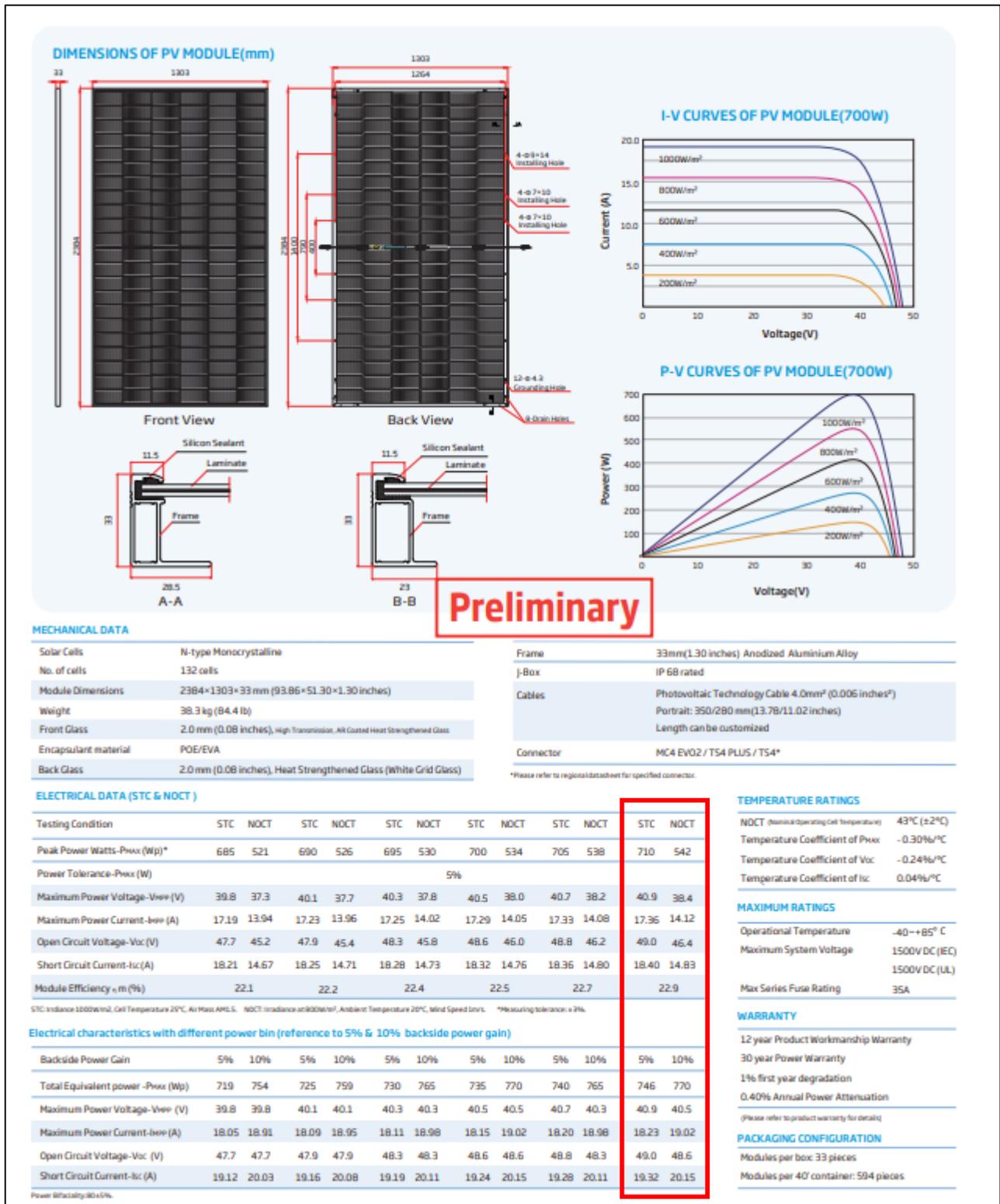


Figura 10: scheda tecnica moduli fotovoltaici

Al fine di massimizzare la producibilità energetica, si è scelto di utilizzare inverter di Stringa SUNGROW SG350HX, a ciascuno dei quali verranno collegate in parallelo un certo numero di stringhe fotovoltaiche:

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
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 / Connection phases	3 / 3
<b>Efficiency</b>	
Max. efficiency / European efficiency	99.02 % / 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 / AC switch	Yes / No
PV string current monitoring	Yes
Q at night function	Yes
Anti-PID and PID recovery function	Optional
Surge protection	DC Type II / AC Type II
<b>General Data</b>	
Dimensions (W*H*D)	1136 * 870 * 361 mm
Weight*	± 116 kg
Isolation method	Transformerless
Degree of protection	IP66
Power consumption at night	< 6 W
Operating ambient temperature range	-30 to 60°C
Allowable relative humidity range	0 – 100 %
Cooling method	Smart forced air cooling
Max. operating altitude	4000 m (> 3000 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	Support OT/DT terminal (Max. 400 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 CIS-712-1:2013
Grid Support	Q at night function, LVRT, HVRT, active & reactive power control and power ramp rate control, Q-U control, P-f control

\*Due to the multi-supplier for some key components, the actual weight may have a ±8% deviation, please refer to the actually delivered product.

**Figura 11: scheda tecnica inverter di stringa Sungrow**

Definito il layout di impianto e la tipologia di inverter da utilizzare, il numero di moduli della stringa e il numero di stringhe da collegare in parallelo, sono stati determinati coordinando opportunamente le caratteristiche dei moduli fotovoltaici con quelle degli inverter scelti, rispettando le seguenti 4 condizioni:

1. *la massima tensione del generatore fotovoltaico deve essere inferiore alla massima tensione di ingresso dell'inverter;*
2. *la massima tensione nel punto di massima potenza del generatore fotovoltaico non deve essere superiore alla massima tensione del sistema MPPT dell'inverter;*
3. *la minima tensione nel punto di massima potenza del generatore fotovoltaico non deve essere inferiore alla minima tensione del sistema MPPT dell'inverter;*
4. *la massima corrente del generatore fotovoltaico non deve essere superiore alla massima corrente in ingresso all'inverter.*

Per la verifica delle suddette condizioni sono state applicate le formule di seguito riportate.

**Verifica della condizione 1** (massima tensione del generatore FV non superiore alla massima tensione di ingresso dell'inverter)

La massima tensione del generatore fotovoltaico è la tensione a vuoto di stringa calcolata alla minima temperatura di funzionamento dei moduli, in genere assunta pari a:

- - 10° C per le zone fredde;
- 0° C per le zone meridionali e costiere.

La tensione massima del generatore fotovoltaico alla minima temperatura di funzionamento dei moduli si calcola con la seguente espressione:

$$U_{MAX\ FV(\theta_{min})} = N_s \cdot U_{MAX\ modulo(\theta_{min})} \quad [V]$$

dove  $N_s$  è il numero di moduli che costituiscono la stringa,  $U_{MAX\ modulo(\theta_{min})}$  è la tensione massima del singolo modulo alla minima temperatura di funzionamento.

Quest'ultima può essere calcolata con la seguente espressione:

$$U_{MAX\ modulo(\theta_{min})} = U_{oc(25^\circ C)} - \beta \cdot (25 - \theta_{min})$$

dove

- $U_{oc(25^\circ C)}$  è la tensione a vuoto del modulo in condizioni standard il cui valore viene dichiarato dal costruttore;

- $\beta$  è il coefficiente di variazione della tensione con la temperatura, anch'esso dichiarato dal costruttore.

Deve risultare pertanto:

$$U_{MAX\ FV(\theta_{min})} = N_s \cdot U_{MAX\ modulo(\theta_{min})} = N_s \cdot [U_{oc}(25^\circ C) - \beta(25 - \theta_{min})] \leq U_{max\ inverter}$$

essendo  $U_{max\ inverter}$  la massima tensione in ingresso all'inverter, deducibile dai dati di targa.

**Verifica della condizione 2** (la massima tensione nel punto di massima potenza del generatore fotovoltaico non deve essere superiore alla massima tensione del sistema MPPT dell'inverter)

La massima tensione del generatore fotovoltaico nel punto di massima potenza rappresenta la tensione di stringa calcolata con irraggiamento pari a  $1000W/m^2$ , e può essere calcolata con la seguente espressione:

$$U_{MPPT\ MAX\ FV(\theta_{min.})} = N_s \cdot U_{MPPT\ MAX\ modulo(\theta_{min})}$$

dove:

- $N_s$  è il numero di moduli collegati in serie;
- $U_{MPPT\ MAX\ modulo(\theta_{min})}$  è la massima tensione del modulo FV nel punto di massima potenza calcolabile nel seguente modo:

$$U_{MPPT\ MAX\ modulo(\theta_{min})} = U_{MPPT} - \beta \cdot (25 - \theta_{min})$$

essendo  $U_{MPPT}$  la tensione del modulo in corrispondenza del punto di massima potenza, dichiarata dal costruttore.

Ai fini del corretto coordinamento occorre verificare che:

$$U_{MPPT\ MAX\ FV(\theta_{min.})} = N_s \cdot [U_{MPPT} - \beta \cdot (25 - \theta_{min})] \leq U_{MPPT\ MAX\ INVERTER}$$

dove  $U_{MPPT \text{ MAX INVERTER}}$  è la massima tensione del sistema MPPT dell'inverter, deducibile dai dati di targa.

**Verifica della condizione 3** (la minima tensione nel punto di massima potenza del generatore fotovoltaico non deve essere inferiore alla minima tensione del sistema MPPT dell'inverter)

La minima tensione del generatore fotovoltaico nel punto di massima potenza è la tensione di stringa calcolata con:

- irraggiamento pari a  $1000\text{W}/\text{m}^2$ ,
- temperatura  $\theta_{\text{max}}$  pari a  $70\text{-}80^\circ\text{C}$ .

e può essere calcolata con la seguente espressione:

$$U_{MPPT \text{ min FV}} = N_s \cdot U_{MPPT \text{ min modulo}}$$

dove:

- $N_s$  è il numero di moduli collegati in serie;
- $U_{MPPT \text{ min modulo}}$  è la tensione minima del modulo nel punto di massima potenza, calcolabile nel seguente modo:

$$U_{MPPT \text{ min modulo}} = U_{MPPT\text{modulo}} - \beta \cdot (25 - \theta_{\text{max}})$$

Ai fini del corretto coordinamento deve risultare:

$$U_{MPPT \text{ min FV}} = N_s \cdot [U_{MPPT\text{modulo}} - \beta \cdot (25 - \theta_{\text{max}})] \geq U_{MPPT \text{ min INVERTER}}$$

essendo  $U_{MPPT \text{ min INVERTER}}$  la minima tensione nel punto di massima potenza del sistema MPPT dell'inverter, deducibile dai dati di targa.

**Verifica della condizione 4** (la massima corrente del generatore fotovoltaico non deve essere superiore alla massima corrente in ingresso all'inverter)

La massima corrente del generatore FV è data dalla somma delle correnti massime erogate da ciascuna stringa in parallelo.

La massima corrente di stringa è calcolabile nel seguente modo:

$$I_{\text{stringa, Max}} = 1,25 \cdot I_{\text{sc}}$$

dove:

- $I_{\text{stringa,Max}}$  è la massima corrente erogata dalla stringa [A];
- $I_{\text{sc}}$  è la corrente di cortocircuito del singolo modulo [A];
- 1,25 è un coefficiente di maggiorazione che tiene conto di un aumento della corrente di cortocircuito del modulo a causa di valori di irraggiamento superiori a  $1000\text{W/m}^2$ .

Per il corretto coordinamento occorre verificare che:

$$I_{\text{max FV}} = N_p \cdot 1,25 \cdot I_{\text{sc}} \leq I_{\text{max Inverter}}$$

dove:

- $I_{\text{max FV}}$  è la massima corrente in uscita dal generatore fotovoltaico [A];
- $N_p$  è il numero di stringhe in parallelo;
- $I_{\text{max inverter}}$  è la massima corrente in ingresso all'inverter [A].

La verifica delle quattro precedenti condizioni è stata condotta simulando *stringhe fotovoltaiche da 28 moduli in serie*, ottenendo esito positivo.

Il generatore fotovoltaico, è stato suddiviso in 4 *sottocampi fotovoltaici*, le cui potenze di picco sono quelle di seguito elencate:

- Sottocampo fotovoltaico n°1, da 2.743,44 kWp;
- Sottocampo fotovoltaico n° 2, da 4.651,92kWp;
- Sottocampo fotovoltaico n°3, da 4.433,24 kWp;
- Sottocampo fotovoltaico n° 4, da 4.055,52kWp.



*Figura 12: inquadramento territoriale su ortofoto plot 2*

Per limitare l'occupazione del suolo e ridurre l'impatto ambientale, si è scelto di realizzare n° **4 locali di Trasformazione dell'energia elettrica prodotta**, i quali saranno a servizio dei sottocampi di seguito elencati, e n° **4 locali per l'installazione dei trasformatori servizi ausiliari**.

I locali menzionati saranno di tipo **container e in cemento armato vibrato rispettivamente**, di dimensioni pari a circa 12,2x2,5x3 m e 3,5x2,5x2,7 m, premesso che la scelta potrà subire modifiche migliorative in fase di progettazione esecutiva.

Le cabine elettriche di trasformazione BT/MT, verranno interconnesse tra loro in entra-esce e collegate al quadro elettrico generale di media tensione installato all'interno della Cabina di Raccolta, a mezzo di una linea elettrica in cavo interrato elettrificata a 30 kV. Dalla cabina di raccolta, posizionata in prossimità dell'area di accesso al sito, partirà una dorsale a 30 kV, a mezzo della quale il campo fotovoltaico verrà collegato con la sezione di media tensione della Sottostazione Elettrica di Utenza MT/AT.

## 5.2 Plot 2

La sezione di generazione denominata “**Plot 2**” ha una potenza di picco, intesa come somma delle potenze nominali dei moduli fotovoltaici scelti in fase di progettazione definitiva, pari a **14.154,56 kWp**.

Il generatore fotovoltaico, ovvero la parte di impianto che converte la radiazione solare in energia elettrica sfruttando l’effetto fotovoltaico, è stato dimensionato applicando il criterio della superficie utile disponibile, tenendo conto dei distanziamenti da mantenere tra le strutture di sostegno dei moduli fotovoltaici per evitare fenomeni di auto-ombreggiamento (che influiscono sulla producibilità energetica) e garantire adeguati spazi per la conduzione dell’attività agricola, degli ingombri delle Cabine di Trasformazione dell’energia elettrica prodotta e della cabina di raccolta.

Per la realizzazione del campo di generazione, in questa fase della progettazione, si è scelto di utilizzare moduli fotovoltaici **da 710 Wp**, i quali verranno montati su strutture sub-verticali fisse con tilt a 30° disposte secondo l’asse est-ovest, fermo restando che la scelta adottata potrà subire modifiche in fase di progettazione esecutiva in funzione della disponibilità del mercato e del progresso tecnologico:

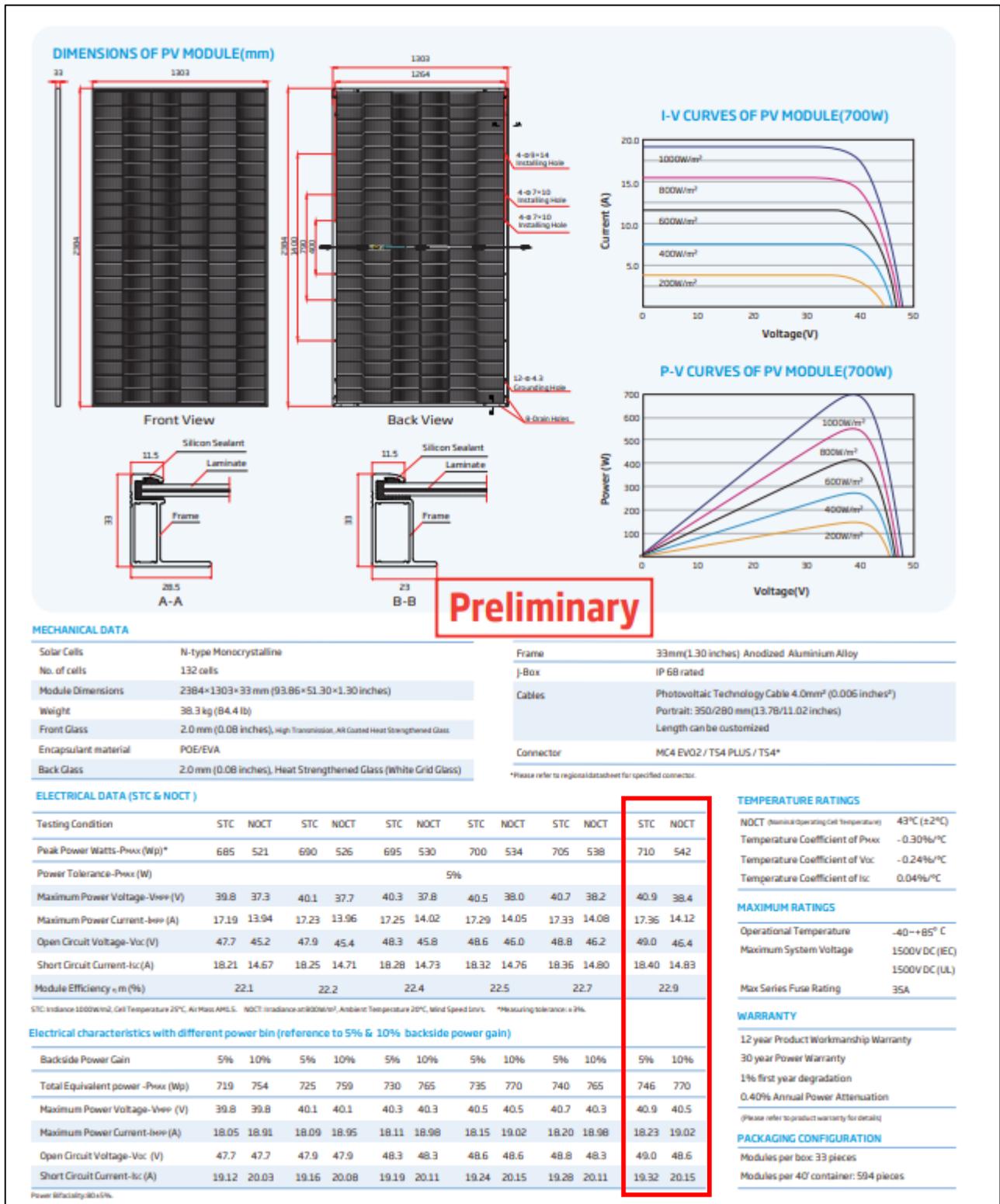


Figura 13: scheda tecnica moduli fotovoltaici

Al fine di massimizzare la producibilità energetica, si è scelto di utilizzare inverter di Stringa SUNGROW SG350HX, a ciascuno dei quali verranno collegate in parallelo un certo numero di stringhe fotovoltaiche:

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
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 / Connection phases	3 / 3
<b>Efficiency</b>	
Max. efficiency / European efficiency	99.02 % / 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 / AC switch	Yes / No
PV string current monitoring	Yes
Q at night function	Yes
Anti-PID and PID recovery function	Optional
Surge protection	DC Type II / AC Type II
<b>General Data</b>	
Dimensions (W*H*D)	1136 * 870 * 361 mm
Weight*	± 116 kg
Isolation method	Transformerless
Degree of protection	IP66
Power consumption at night	< 6 W
Operating ambient temperature range	-30 to 60°C
Allowable relative humidity range	0 – 100 %
Cooling method	Smart forced air cooling
Max. operating altitude	4000 m (> 3000 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	Support OT/DT terminal (Max. 400 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 CIS-712-1:2013
Grid Support	Q at night function, LVRT, HVRT, active & reactive power control and power ramp rate control, Q-U control, P-f control

\*Due to the multi-supplier for some key components, the actual weight may have a ±8% deviation, please refer to the actually delivered product.

**Figura 14: scheda tecnica inverter di stringa Sungrow**

Definito il layout di impianto e la tipologia di inverter da utilizzare, il numero di moduli della stringa e il numero di stringhe da collegare in parallelo, sono stati determinati coordinando opportunamente le caratteristiche dei moduli fotovoltaici con quelle degli inverter scelti, rispettando le seguenti 4 condizioni:

5. *la massima tensione del generatore fotovoltaico deve essere inferiore alla massima tensione di ingresso dell'inverter;*
6. *la massima tensione nel punto di massima potenza del generatore fotovoltaico non deve essere superiore alla massima tensione del sistema MPPT dell'inverter;*
7. *la minima tensione nel punto di massima potenza del generatore fotovoltaico non deve essere inferiore alla minima tensione del sistema MPPT dell'inverter;*
8. *la massima corrente del generatore fotovoltaico non deve essere superiore alla massima corrente in ingresso all'inverter.*

Per la verifica delle suddette condizioni sono state applicate le formule di seguito riportate.

**Verifica della condizione 1** (massima tensione del generatore FV non superiore alla massima tensione di ingresso dell'inverter)

La massima tensione del generatore fotovoltaico è la tensione a vuoto di stringa calcolata alla minima temperatura di funzionamento dei moduli, in genere assunta pari a:

- - 10° C per le zone fredde;
- 0° C per le zone meridionali e costiere.

La tensione massima del generatore fotovoltaico alla minima temperatura di funzionamento dei moduli si calcola con la seguente espressione:

$$U_{MAX\ FV(\theta_{min})} = N_s \cdot U_{MAX\ modulo(\theta_{min})} \quad [V]$$

dove  $N_s$  è il numero di moduli che costituiscono la stringa,  $U_{MAX\ modulo(\theta_{min})}$  è la tensione massima del singolo modulo alla minima temperatura di funzionamento.

Quest'ultima può essere calcolata con la seguente espressione:

$$U_{MAX\ modulo(\theta_{min})} = U_{oc(25^\circ C)} - \beta \cdot (25 - \theta_{min})$$

dove

- $U_{oc(25^\circ C)}$  è la tensione a vuoto del modulo in condizioni standard il cui valore viene dichiarato dal costruttore;

- $\beta$  è il coefficiente di variazione della tensione con la temperatura, anch'esso dichiarato dal costruttore.

Deve risultare pertanto:

$$U_{MAX\ FV(\theta_{min})} = N_s \cdot U_{MAX\ modulo(\theta_{min})} = N_s \cdot [U_{oc}(25^\circ C) - \beta(25 - \theta_{min})] \leq U_{max\ inverter}$$

essendo  $U_{max\ inverter}$  la massima tensione in ingresso all'inverter, deducibile dai dati di targa.

**Verifica della condizione 2** (la massima tensione nel punto di massima potenza del generatore fotovoltaico non deve essere superiore alla massima tensione del sistema MPPT dell'inverter)

La massima tensione del generatore fotovoltaico nel punto di massima potenza rappresenta la tensione di stringa calcolata con irraggiamento pari a  $1000W/m^2$ , e può essere calcolata con la seguente espressione:

$$U_{MPPT\ MAX\ FV(\theta_{min.})} = N_s \cdot U_{MPPT\ MAX\ modulo(\theta_{min})}$$

dove:

- $N_s$  è il numero di moduli collegati in serie;
- $U_{MPPT\ MAX\ modulo(\theta_{min})}$  è la massima tensione del modulo FV nel punto di massima potenza calcolabile nel seguente modo:

$$U_{MPPT\ MAX\ modulo(\theta_{min})} = U_{MPPT} - \beta \cdot (25 - \theta_{min})$$

essendo  $U_{MPPT}$  la tensione del modulo in corrispondenza del punto di massima potenza, dichiarata dal costruttore.

Ai fini del corretto coordinamento occorre verificare che:

$$U_{MPPT\ MAX\ FV(\theta_{min.})} = N_s \cdot [U_{MPPT} - \beta \cdot (25 - \theta_{min})] \leq U_{MPPT\ MAX\ INVERTER}$$

dove  $U_{MPPT \text{ MAX INVERTER}}$  è la massima tensione del sistema MPPT dell'inverter, deducibile dai dati di targa.

**Verifica della condizione 3** (la minima tensione nel punto di massima potenza del generatore fotovoltaico non deve essere inferiore alla minima tensione del sistema MPPT dell'inverter)

La minima tensione del generatore fotovoltaico nel punto di massima potenza è la tensione di stringa calcolata con:

- irraggiamento pari a  $1000\text{W}/\text{m}^2$ ,
- temperatura  $\theta_{\text{max}}$  pari a  $70\text{-}80^\circ\text{C}$ .

e può essere calcolata con la seguente espressione:

$$U_{MPPT \text{ min FV}} = N_s \cdot U_{MPPT \text{ min modulo}}$$

dove:

- $N_s$  è il numero di moduli collegati in serie;
- $U_{MPPT \text{ min modulo}}$  è la tensione minima del modulo nel punto di massima potenza, calcolabile nel seguente modo:

$$U_{MPPT \text{ min modulo}} = U_{MPPT\text{modulo}} - \beta \cdot (25 - \theta_{\text{max}})$$

Ai fini del corretto coordinamento deve risultare:

$$U_{MPPT \text{ min FV}} = N_s \cdot [U_{MPPT\text{modulo}} - \beta \cdot (25 - \theta_{\text{max}})] \geq U_{MPPT \text{ min INVERTER}}$$

essendo  $U_{MPPT \text{ min INVERTER}}$  la minima tensione nel punto di massima potenza del sistema MPPT dell'inverter, deducibile dai dati di targa.

**Verifica della condizione 4** (la massima corrente del generatore fotovoltaico non deve essere superiore alla massima corrente in ingresso all'inverter)

La massima corrente del generatore FV è data dalla somma delle correnti massime erogate da ciascuna stringa in parallelo.

La massima corrente di stringa è calcolabile nel seguente modo:

$$I_{\text{stringa, Max}} = 1,25 \cdot I_{\text{sc}}$$

dove:

- $I_{\text{stringa,Max}}$  è la massima corrente erogata dalla stringa [A];
- $I_{\text{sc}}$  è la corrente di cortocircuito del singolo modulo [A];
- 1,25 è un coefficiente di maggiorazione che tiene conto di un aumento della corrente di cortocircuito del modulo a causa di valori di irraggiamento superiori a  $1000\text{W/m}^2$ .

Per il corretto coordinamento occorre verificare che:

$$I_{\text{max FV}} = N_p \cdot 1,25 \cdot I_{\text{sc}} \leq I_{\text{max Inverter}}$$

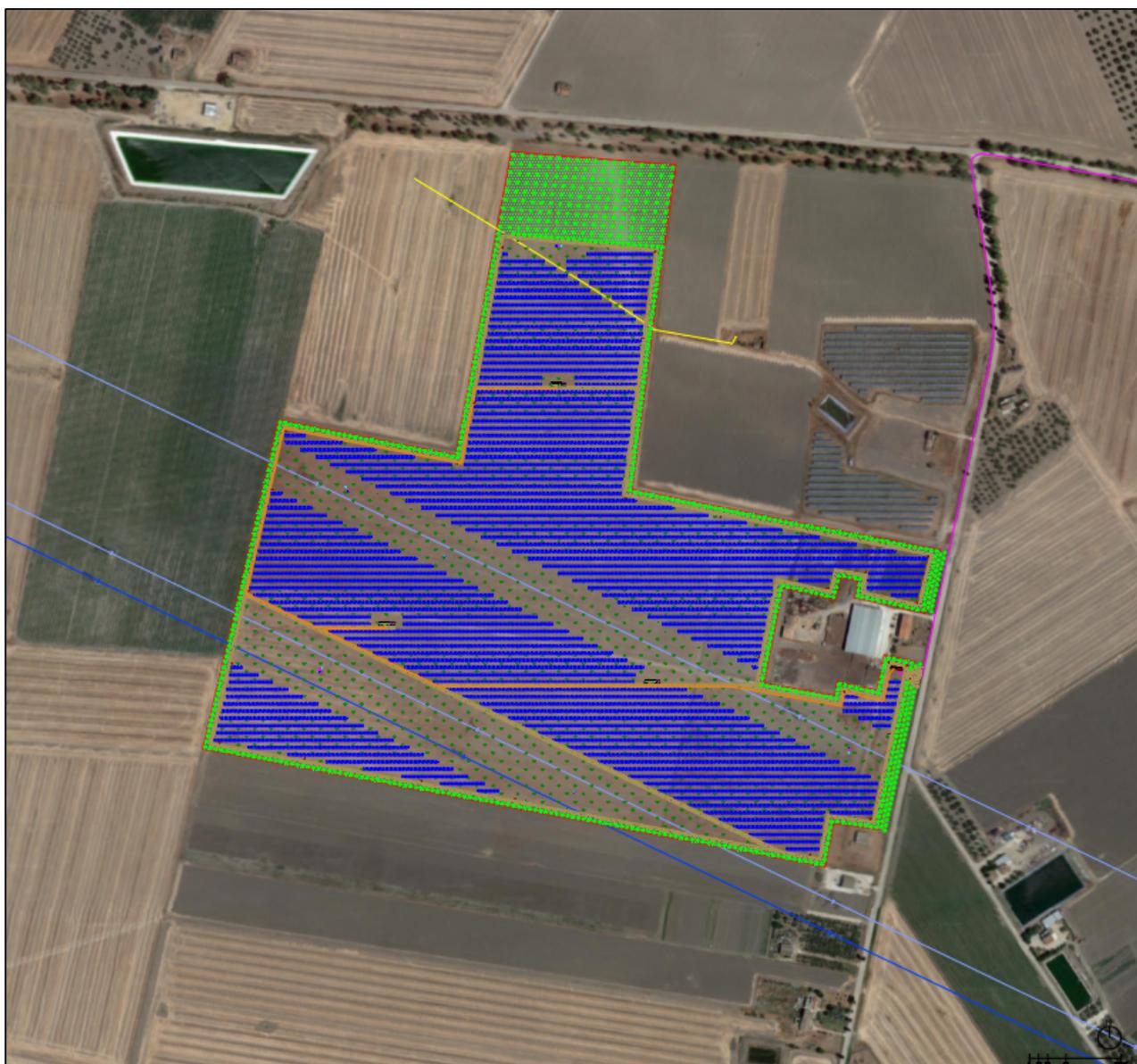
dove:

- $I_{\text{max FV}}$  è la massima corrente in uscita dal generatore fotovoltaico [A];
- $N_p$  è il numero di stringhe in parallelo;
- $I_{\text{max inverter}}$  è la massima corrente in ingresso all'inverter [A].

La verifica delle quattro precedenti condizioni è stata condotta simulando *stringhe fotovoltaiche da 28 moduli in serie*, ottenendo esito positivo.

Il generatore fotovoltaico, è stato suddiviso in 3 *sottocampi fotovoltaici*, le cui potenze di picco sono quelle di seguito elencate:

- Sottocampo fotovoltaico n° 5, da 5.009,76 kWp;
- Sottocampo fotovoltaico n° 6, da 5.009,76 kWp;
- Sottocampo fotovoltaico n° 7, da 4.135,04kWp.



*Figura 15: inquadratura territoriale su ortofoto plot 2*

Per limitare l'occupazione del suolo e ridurre l'impatto ambientale, si è scelto di realizzare n° **3 locali di Trasformazione dell'energia elettrica prodotta**, i quali saranno a servizio dei sottocampi di seguito elencati, e n° **3 locali per l'installazione dei trasformatori servizi ausiliari**.

I locali menzionati saranno di tipo **container e in cemento armato vibrato rispettivamente**, di dimensioni pari a circa 12,2x2,5x3 m e 3,5x2,5x2,7 m, premesso che la scelta potrà subire modifiche migliorative in fase di progettazione esecutiva.

Le cabine elettriche di trasformazione BT/MT, verranno interconnesse tra loro in entra-esce e collegate al quadro elettrico generale di media tensione installato all'interno della Cabina di Raccolta, a mezzo di una linea elettrica in cavo interrato elettrificata a 30 kV. Dalla cabina di raccolta, posizionata in prossimità dell'area di accesso al sito, partirà una dorsale a 30 kV, a mezzo della quale il campo fotovoltaico verrà collegato con la sezione di media tensione della Sottostazione Elettrica di Utenza MT/AT.

## 6. Componentistica impiegata

Di seguito vengono descritte le caratteristiche delle varie apparecchiature costituenti il generatore fotovoltaico e il cosiddetto BOS (Balance of System o resto del sistema) inteso come l'insieme di tutti i componenti di un impianto fotovoltaico, esclusi i moduli fotovoltaici, fermo restando che le scelte adottate sono suscettibili di modifica in fase di *progettazione esecutiva* in funzione della disponibilità del mercato e del progresso tecnologico.

### 6.1 Moduli fotovoltaici

In fase di progettazione definitiva, per la realizzazione del campo di generazione, si è scelto di utilizzare *moduli fotovoltaici da 710 Wp* i quali verranno montati su strutture sub-verticali fisse con tilt a 30° disposte secondo l'asse est-ovest, fermo restando che la scelta adottata potrà subire modifiche in fase di progettazione esecutiva in funzione della disponibilità del mercato e del progresso tecnologico:

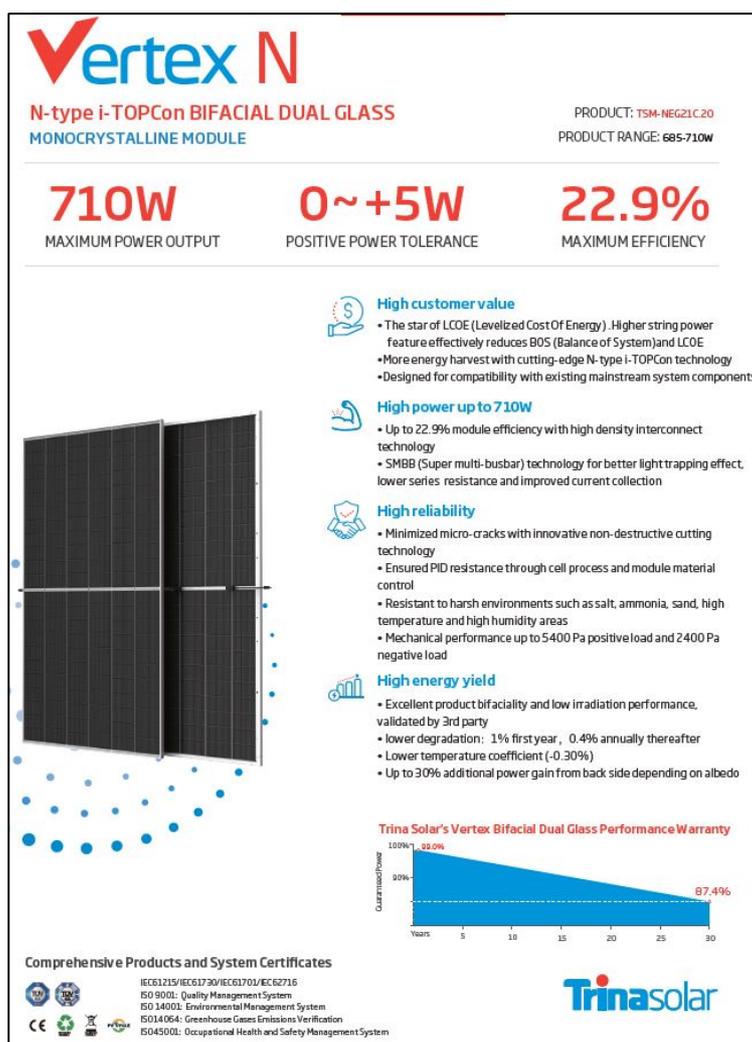


Figura 16: scheda tecnica dei moduli fotovoltaici scelti in fase di progettazione definitiva

## 6.2 Strutture di sostegno moduli fotovoltaici

Le strutture di sostegno dei moduli saranno di tipologia fissa sub verticale, costituite da tubolari metallici in acciaio zincato a caldo opportunamente dimensionati e poste orizzontalmente assecondando la giacitura del terreno lungo la direzione EST-OVEST. Tali strutture, considerando un'inclinazione dei pannelli di 30° rispetto all'orizzontale della struttura (60° rispetto alla verticale), avranno un'altezza minima da terra di circa 1,30 m sul Plot 2 e di 2,10 m sul Plot 1 (questo dovuto alle diverse coltivazioni previste) e un'altezza massima di circa 2,85 m sul Plot 2 e di circa 3,65 m sul Plot 1.

I sostegni saranno di forma rettangolare di medesima sezione ed infissi nel terreno ad una profondità variabile in funzione delle caratteristiche litologiche del suolo.

La soluzione scelta ha come obiettivo certo l'implementazione di una logica innovativa che mediante semplici accorgimenti geometrico-strutturali permetta la migliore conduzione agricola possibile ottenendo dei più che soddisfacenti risultati in termini di producibilità specifica.

La soluzione SUBVERTICALE permette infatti di sfruttare al meglio la funzione dei moderni pannelli fotovoltaici bifacciali, ponendo l'accento ed ottimizzando la producibilità della faccia posteriore secondo i fenomeni ottico-geometrici meglio espressi negli articoli scientifici di seguito citati:

- **Optimization and Performance of Bifacial Solar Modules: A Global Perspective**
  - Xingshu Sun, Mohammad Ryyan Khan, Chris Deline, and Muhammad Ashraful Alam
    - Network of Photovoltaic Technology, Purdue University, West Lafayette, IN, 47907, USA
    - National Renewable Energy Laboratory, Golden, Colorado, 80401, USA
  
- **Analysis of the Impact of Installation Parameters and System Size on Bifacial Gain and Energy Yield of PV Systems**
  - Amir Asgharzadeh, Tomas Lubenow, Joseph Sink, Bill Marion, Chris Deline, Clifford Hansen, Joshua Stein, Fatima Toor
    - Electrical and Computer Engineering Department, The University of Iowa, Iowa City, IA, 52242, USA
    - National Renewable Energy Laboratory, Golden, CO, 80401, USA
    - Sandia National Laboratories, Albuquerque, NM, 87185, USA

### 6.3 Linee elettriche di bassa tensione in DC

Le linee elettriche di bassa tensione in corrente continua, consentiranno di collegare le stringhe fotovoltaiche ai *Quadri di Parallelo Stringhe* (di seguito QPS), i quali verranno dislocati sul campo in posizione quanto più possibile baricentrica, in modo tale da ottimizzare lo sviluppo delle linee e limitare le perdite di potenza attiva per effetto Joule.

Per la realizzazione delle linee sopra menzionate, si è scelto di utilizzare cavi solari H1Z2Z2-K adatti per posa in aria:

Basse Tension Bassa Tensione		<b>H1Z2Z2-K</b>					Photovoltaïque Fotovoltaico	
Formation	Ø approx. conducteur	Épaisseur moyenne isolant	Épaisseur moyenne gaine	Ø. approx. production	Poids approx. câble	Résistance électrique max à 20°C	Intensité admissible à l'air libre Portata di corrente in aria libera	
Formazione	Ø indicativo conduttore	Spessore medio isolante	Spessore medio guaina	Ø indicativo produzione	Peso indicativo cavo	Resistenza elettrica max a 20°C	Câble seul Singolo cavo 60°C	2 câbles adjacents 2 cavi adiacenti 60°C
n° x mm²	mm	mm	mm	mm	kg/km	ohm/ km	A	A
1 x 1,5	1,5	0,7	0,8	4,7	34	13,7	30	24
1 x 2,5	2,1	0,7	0,8	5,2	47	8,21	40	33
1 x 4	2,5	0,7	0,8	5,8	58	5,09	55	44
1 x 6	3,0	0,7	0,8	6,5	80	3,39	70	70
1 x 10	4,0	0,7	0,8	7,9	127	1,95	95	95
1 x 16	5,0	0,7	0,9	8,8	180	1,24	130	107
1 x 25	6,2	0,9	1,0	10,6	270	0,795	180	142
1 x 35	7,6	0,9	1,1	12,0	360	0,565	220	176
1 x 50	8,9	1,0	1,2	14,1	515	0,393	280	221
1 x 70	10,5	1,1	1,2	15,9	720	0,277	350	278
1 x 95	12,5	1,1	1,3	17,7	915	0,210	410	333
1 x 120	13,7	1,2	1,3	19,8	1160	0,164	480	390
1 x 150	16,1	1,4	1,4	21,7	1460	0,132	566	453
1 x 185	17,7	1,6	1,6	24,1	1780	0,108	644	515
1 x 240	19,9	1,7	1,7	26,7	2310	0,082	775	620

Figura 17: Scheda tecnica cavi solari H1Z2Z2-K

Il loro dimensionamento è stato condotto applicando il criterio termico, in base al quale il cavo deve avere una sezione tale per cui la sua portata ( $I_Z$ ), nelle condizioni di posa previste dal progetto, sia almeno uguale alla corrente di impegno del circuito ( $I_B$ ):

$$I_B \leq I_Z = I_{zo} K_1 K_2$$

dove:

- $I_B$  è la corrente di impiego del circuito, pari alla corrente di stringa;

- $I_z$  è la portata del cavo nelle condizioni di posa previste dal progetto;
- $I_{zo}$  è la portata del cavo in condizioni di posa standard, desumibile dalle schede tecniche fornite dai costruttori;
- $K_1$  è il fattore di correzione della portata da applicare nel caso in cui la temperatura ambiente è diversa da 30°C;
- $K_2$  è il fattore di correzione della portata da applicare per circuiti realizzati con cavi in fascio o a strato.

Assumendo condizioni di posa standard, considerando una corrente di impiego pari alla corrente di cortocircuito del modulo fotovoltaico (18,40 A) e incrementandola, cautelativamente, del 25%, sopra, si ottiene:

$$I_B = 1,25 \times I_{sc} \leq I_z = I_{zo}$$

da cui:

$$I_z \geq 1,25 I_{sc} = 23 \text{ A} \quad (1)$$

Consultando i cataloghi tecnici dei **cavi solari H2Z2Z2-K**, la prima sezione commerciale che consente di soddisfare la (1) è quella da 1,5 mm<sup>2</sup>. Tuttavia, dovendo limitare le cadute di tensione e le perdite di potenza attiva per effetto Joule e considerando che le condizioni di posa potranno effettive potranno differire da quelle ipotizzate in questa fase della progettazione, cautelativamente si è scelto di utilizzare cavi da 10 mm<sup>2</sup>, previa verifica in fase di progettazione esecutiva.

Per il collegamento dei QPS ai gruppi di conversione, verranno utilizzati cavi ordinari di bassa tensione FG7R 0,6/1kV per posa interrata, dimensionati in funzione del numero di stringhe interconnesse.

Come riscontrabile dallo schema elettrico unifilare, a cui si rimanda per una maggiore comprensione, nel caso più sfavorevole si hanno n° 19 stringhe fotovoltaiche in parallelo, pertanto la corrente di impiego assunta ai fini del dimensionamento della linea è pari a:

$$I_B = 1,25 \sum_{i=1}^{19} I_{sc \text{ stringa}}$$

dove:

- $I_B$  è la corrente di impiego [A];
- $i$  è il numero di stringhe collegate afferenti al QPS;
- $I_{max \text{ stringa}}$  è la corrente massima di stringa incrementata cautelativamente del 25%;

- 1,25 è un coefficiente di sicurezza applicato ai fini del calcolo della massima corrente transitante nella linea oggetto di dimensionamento.

Sostituendo i valori, si ottiene:

$$I_B = (1,25 \times 18,4 \times 19) = 437 \text{ A}$$

Ai fini della scelta della sezione, è stato applicato il criterio termico, in base al quale il cavo, nelle condizioni di posa previste dal progetto, deve avere una portata non inferiore alla corrente di impiego del circuito. Considerando che le linee BT in esame, condivideranno la trincea di scavo, applicando un coefficiente correttivo della portata  $K_4$  pari a 0,85 (gli altri fattori correttivi sono stati assunti unitari), la prima sezione commerciale che consente di soddisfare il vincolo imposto dal criterio di dimensionamento applicato è quella da 300 mm<sup>2</sup>. La scelta adottata potrà subire variazioni in fase di progettazione esecutiva.

Considerando una lunghezza media di 250 m, è stata calcolata la caduta di tensione verificando che questa risulti inferiore al 4%, ottenendo esito positivo.

Formazione	Ø indicativo conduttore	Spessore medio isolante	Spessore medio guaina	Ø esterno max	Resistenza elettrica max a 20°C	Peso indicativo cavo	Portata di corrente A					
							in aria a 30°C		interrato a 20°C			
							n° x mm <sup>2</sup>	mm	mm	mm	mm	Ω/km
1 x 1,5	1,5	0,7	1,4	6,7	13,3	43	24	20	26	24	23	21
1 x 2,5	2,0	0,7	1,4	7,2	7,98	54	33	28	34	31	29	27
1 x 4	2,5	0,7	1,4	7,8	4,95	68	45	37	43	40	38	35
1 x 6	3,0	0,7	1,4	8,4	3,30	91	58	48	55	51	48	44
1 x 10	4,0	0,7	1,4	9,4	1,91	140	80	66	73	68	64	59
1 x 16	5,0	0,7	1,4	10,4	1,21	190	107	88	96	89	83	77
1 x 25	6,2	0,9	1,4	12,2	0,780	280	141	117	124	115	108	100
1 x 35	7,4	0,9	1,4	13,6	0,554	370	176	144	150	139	131	121
1 x 50	8,9	1,0	1,4	15,4	0,386	510	216	175	186	173	162	150
1 x 70	10,5	1,1	1,4	17,3	0,272	700	279	222	229	212	199	184
1 x 95	12,2	1,1	1,5	19,4	0,206	905	342	269	270	250	234	217
1 x 120	13,8	1,2	1,5	21,4	0,161	1140	400	312	312	289	271	251
1 x 150	15,4	1,4	1,6	23,8	0,129	1420	464	355	356	330	310	287
1 x 185	16,9	1,6	1,6	26,0	0,106	1725	533	417	401	371	349	323
1 x 240	19,5	1,7	1,7	29,2	0,0801	2360	634	490	471	436	409	379
1 x 300	23,0	1,8	1,8	32,0	0,0641	2820	736	-	533	493	463	429
1 x 400	26,5	2,0	1,9	36,5	0,0486	3700	868	-	621	575	540	500
1 x 500 (*)	28,5	2,2	2,1	37,1	0,0384	4605	998	-	705	650	610	560
1 x 630 (*)	33,0	2,4	2,3	42,2	0,0287	6125	1151	-	823	762	716	663

(\*) = Questa formazione è senza certificato IMQ  
N.B. I valori di portata di corrente sono riferiti a:  
- n°3 conduttori attivi  
- profondità di posa 0,8 m per i cavi interrati

N.B. K=1: resistività termica del terreno 1,0 K-m/W  
K=1,5: resistività termica del terreno 1,5 K-m/W

Figura 18: scheda tecnica cavi BT

## 6.4 Quadri parallelo stringhe

Il collegamento in parallelo delle stringhe, verrà realizzato a mezzo di quadri parallelo dislocati lungo il campo e disposti in posizione baricentrica in modo tale da ridurre l'estensione delle linee elettriche in corrente continua. Essi saranno equipaggiati con interruttori di manovra sezionatori con fusibili, i quali garantiranno la protezione contro le sovracorrenti e consentiranno di sezionare le stringhe in occasione di interventi di manutenzione. Ai fini della protezione dalle sovratensioni di origine atmosferica, verranno installati, su ciascun polo, scaricatori di sovratensione.

## 6.5 Gruppi di conversione DC/AC

Al fine di massimizzare la producibilità dell'impianto, si è scelto di utilizzare inverter multistringa SUNGROW SG350HX, a ciascuno dei quali verranno collegati in parallelo un certo numero di stringhe fotovoltaiche, fermo restando che la scelta adottata potrà subire modifiche in fase di progettazione esecutiva:

SUNGROW Clean power for all	
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
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 / Connection phases	3 / 3
<b>Efficiency</b>	
Max. efficiency / European efficiency	99.02 % / 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 / AC switch	Yes / No
PV string current monitoring	Yes
Q at night function	Yes
Anti-PID and PID recovery function	Optional
Surge protection	DC Type II / AC Type II
<b>General Data</b>	
Dimensions (W*H*D)	1136 * 870 * 361 mm
Weight*	± 116 kg
Isolation method	Transformerless
Degree of protection	IP66
Power consumption at night	< 6 W
Operating ambient temperature range	-30 to 60°C
Allowable relative humidity range	0 – 100 %
Cooling method	Smart forced air cooling
Max. operating altitude	4000 m (> 3000 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	Support OT/DT terminal (Max. 400 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, Q-U control, P-f control

\*Due to the multi-supplier for some key components, the actual weight may have a ±8% deviation, please refer to the actually delivered product.

Figura 19: datasheet inverter centralizzati SMA

Come deducibile dallo schema elettrico unifilare di impianto è previsto l'utilizzo di n° 86 inverter da 350 kVA per una potenza complessiva di 30.100 kW.

## 6.6 Trasformatori di potenza

Per poter immettere l'energia elettrica prodotta dalla centrale fotovoltaica in Rete, è necessario innalzare il livello della tensione del generatore fotovoltaico a 30 kV.

Per conseguire questo obiettivo saranno utilizzati appositi trasformatori elevatori MT/BT.

Tenendo conto della potenza nominale della centrale fotovoltaica e della potenza in immissione concessa dal Gestore, dato il livello di tensione prescritto, i due plot nel complesso accoglieranno:

- N° 6 trasformatori MT/BT, uno per ogni sottocampo, aventi le seguenti caratteristiche:
  - $A_n = 5000 \text{ kVA}$ ;
  - $V_{1n} = 0,8 \text{ kV}$ ;
  - $V_{2n} = 30 \text{ kV}$ ;
  
- N° 1 trasformatori MT/BT, uno per ogni sottocampo, aventi le seguenti caratteristiche:
  - $A_n = 3150 \text{ kVA}$ ;
  - $V_{1n} = 0,8 \text{ kV}$ ;
  - $V_{2n} = 30 \text{ kV}$ ;

Per ciascun sottocampo è previsto l'utilizzo di un *trasformatore di potenza isolato in resina*, dimensionato in funzione della potenza nominale dell'inverter sotteso.

Ciascun trasformatore verrà collegato al quadro elettrico generale di bassa tensione con cavi FG7OR 0,6/1 kV, o condotti sbarre, dimensionati per portare almeno la corrente nominale dell'avvolgimento BT del trasformatore.

## 6.7 Linee elettriche a 30 kV interne al campo

Le linee elettriche saranno derivate, ognuna, dal proprio *scomparto partenza linea* del quadro elettrico generale previsto all'interno del Locale di Raccolta ed avranno le seguenti caratteristiche:

Le cabine elettriche di trasformazione dei due plot, verranno interconnesse tra loro in entra-esce e collegate alla cabina di raccolta di pertinenza, a mezzo di una linea elettrica di media tensione in cavo interrato ARE4H5EX elettrificata a 30 kV.

In questo contesto, vengono riportate le caratteristiche delle linee menzionate, rimandando alla relazione tecnica specialistica “*Dimensionamento linee elettriche di media tensione*” per maggiori dettagli sui criteri di dimensionamento applicati.

### **Plot 1**

Le cabine elettriche di trasformazione del Plot 1 verranno interconnesse tra loro a mezzo di due linee elettriche di media tensione in cavo tripolare ad elica visibile aventi le seguenti caratteristiche:

Plot 1, linea 1:

- Tipologia di cavo: ARE4H5EX 18/30 kV;
- Formazione: 3x(1x150) mm<sup>2</sup>;
- Lunghezza complessiva: 300 m.

Plot 1, linea 2:

- Tipologia di cavo: ARE4H5EX 18/30 kV;
- Formazione: 3x(1x240) mm<sup>2</sup>;
- Lunghezza complessiva: 2400 m.

## ARE4H5E(X) 18/30(36)kV SK1 (SHOCK PROOF 1)

Contatto  
Vendita Cavi Mercato  
nexans.cavi@nexans.com

### CARATTERISTICHE DIMENSIONALI

Nome	Diametro del conduttore [mm]	Diametro sull'isolante [mm]	Diametro esterno [mm]	Peso approssimativo [kg/km]
ARE4H5E(X) 18/30 kV 50 mm <sup>2</sup> SK1	8,2	24,2	36,8	1010
ARE4H5E(X) 18/30 kV 70 mm <sup>2</sup> SK1	9,8	25,8	38,4	1130
ARE4H5E(X) 18/30 kV 95 mm <sup>2</sup> SK1	11,5	26,5	39,2	1210
ARE4H5E(X) 18/30 kV 120 mm <sup>2</sup> SK1	13,1	27,5	40,2	1310
ARE4H5E(X) 18/30 kV 150 mm <sup>2</sup> SK1	14,3	28,5	41,3	1410
ARE4H5E(X) 18/30 kV 185 mm <sup>2</sup> SK1	16,0	30,2	43,1	1570
ARE4H5E(X) 18/30 kV 240 mm <sup>2</sup> SK1	18,5	32,7	45,7	1820
ARE4H5E(X) 18/30 kV 300 mm <sup>2</sup> SK1	20,7	34,9	48	2060
ARE4H5E(X) 18/30 kV 400 mm <sup>2</sup> SK1	23,5	37,7	50,9	2390
ARE4H5E(X) 18/30 kV 500 mm <sup>2</sup> SK1	26,5	40,9	54,3	2820
ARE4H5E(X) 18/30 kV 630 mm <sup>2</sup> SK1	30,0	45,0	58,6	3390

*Figura 20: scheda tecnica cavi tripolari ad elica visibile*

### Plot 2

Le cabine elettriche di trasformazione del Plot 2 verranno interconnesse tra loro a mezzo di una linea elettrica di media tensione in cavo tripolare ad elica visibile avente le seguenti caratteristiche:

- Tipologia di cavo: ARE4H5EX 18/30 kV;
- Formazione: 3x(1x240) mm<sup>2</sup>;
- Lunghezza complessiva: 1550 m.

## ARE4H5E(X) 18/30(36)kV SK1 (SHOCK PROOF 1)

Contatto  
Vendita Cavi Mercato  
nexans.cavi@nexans.com

### CARATTERISTICHE DIMENSIONALI

Nome	Diametro del conduttore [mm]	Diametro sull'isolante [mm]	Diametro esterno [mm]	Peso approssimativo [kg/km]
ARE4H5E(X) 18/30 kV 50 mm <sup>2</sup> SK1	8,2	24,2	36,8	1010
ARE4H5E(X) 18/30 kV 70 mm <sup>2</sup> SK1	9,8	25,8	38,4	1130
ARE4H5E(X) 18/30 kV 95 mm <sup>2</sup> SK1	11,5	26,5	39,2	1210
ARE4H5E(X) 18/30 kV 120 mm <sup>2</sup> SK1	13,1	27,5	40,2	1310
ARE4H5E(X) 18/30 kV 150 mm <sup>2</sup> SK1	14,3	28,5	41,3	1410
ARE4H5E(X) 18/30 kV 185 mm <sup>2</sup> SK1	16,0	30,2	43,1	1570
ARE4H5E(X) 18/30 kV 240 mm <sup>2</sup> SK1	18,5	32,7	45,7	1820
ARE4H5E(X) 18/30 kV 300 mm <sup>2</sup> SK1	20,7	34,9	48	2060
ARE4H5E(X) 18/30 kV 400 mm <sup>2</sup> SK1	23,5	37,7	50,9	2390
ARE4H5E(X) 18/30 kV 500 mm <sup>2</sup> SK1	26,5	40,9	54,3	2820
ARE4H5E(X) 18/30 kV 630 mm <sup>2</sup> SK1	30,0	45,0	58,6	3390

Figura 21: scheda tecnica cavi tripolari ad elica visibile

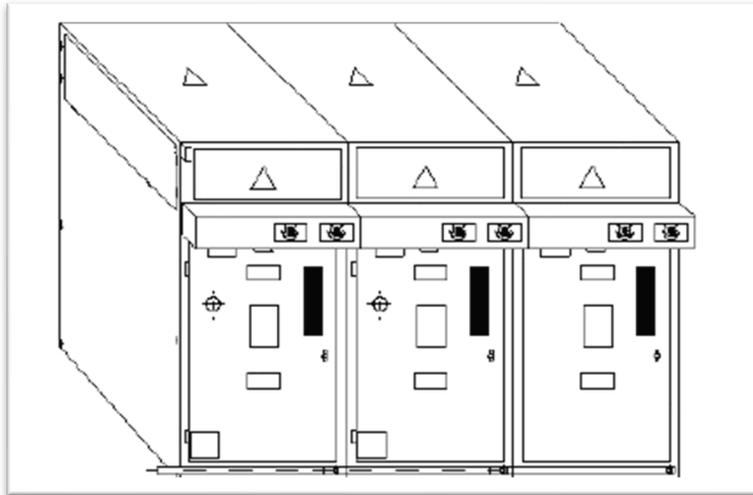
## 6.8 Cabine di raccolta

Per ciascuna delle due sezioni di impianto, è prevista la realizzazione di una cabina di raccolta tipo container 40' di tipo High Cube delle dimensioni di circa 12,2x2,5x3 m all'interno della quale verranno installate le apparecchiature di seguito elencate:

- Quadro elettrico generale di media tensione a 30 kV;
- Trasformatore Servizi ausiliari di cabina con potenza nominale da 100 kVA;
- Quadro elettrico generale di BT servizi ausiliari;
- Gruppo di misura dell'energia elettrica.

## 6.9 Quadro elettrico generale a 30 kV

Per ciascun plot in cui è stato suddiviso l'impianto, è prevista l'installazione di un quadro elettrico generale di media tensione installato all'interno della Cabina di Raccolta di pertinenza, formato da scomparti predisposti per essere accoppiati tra loro in modo tale da costituire un'unica apparecchiatura.



*Figura 22: immagine indicativa quadro MT isolato in aria*

In particolare, lo schema elettrico del quadro prevede i seguenti scomparti:

- scomparto partenza linea verso la sottostazione elettrica di utenza, costituito da un sezionatore generale e un interruttore generale, corredato di un sistema di protezione di massima corrente, massima corrente omopolare e direzionale di terra;
- scomparto risalita cavi, dotato di TA e TV da cui derivare il gruppo di misura dell'energia elettrica;
- scomparto dispositivo generale, costituito da un sezionatore generale e un interruttore generale, corredato di un sistema di protezione di massima corrente, massima corrente omopolare e direzionale di terra;
- scomparto partenza linea verso il campo fotovoltaico, costituito da un sezionatore con a valle un interruttore, asservito da protezione di massima corrente, massima corrente omopolare, protezione direzionale di terra e protezione di interfaccia;
- scomparto protezione trasformatore servizi ausiliari, costituito da un interruttore di manovra sezionatore con fusibile, a protezione del trasformatore installato all'interno della stessa cabina e attraverso cui verranno alimentati i servizi ausiliari di cabina.

Tutti gli scomparti sono stati dimensionati per reti con corrente di cortocircuito pari a 12,5 kA e con riferimento alla tensione nominale di 30 kV.

## **6.10 Dorsali a 30 kV di collegamento con la sezione di media tensione della Sottostazione Elettrica di Utenza**

Ciascuna delle due sezioni in cui è stato suddiviso l'impianto di produzione (Plot 1 e Plot 2) verrà collegata con la sezione di media tensione della Sottostazione Elettrica di Utenza a mezzo di una dorsale di media tensione in cavo tripolare ad elica visibile elettrificata a 30 kV e dimensionata in funzione della potenza da trasmettere.

In questo contesto, vengono riportate le caratteristiche elettriche della linea, rimandando alla relazione tecnica specialistica "*Dimensionamento linee elettriche in cavo interrato a 30 kV*" per maggiori dettagli sui criteri di dimensionamento e di verifica applicati.

### **Plot 1**

- Tipologia di cavo: **ARE4H5EX 18/30kV**;
- Formazione: 3x(1x400) mm<sup>2</sup>;
- Lunghezza: circa 5.600 m circa.

### **Plot 2**

- Tipologia di cavo: **ARE4H5EX 18/30 kV**;
- Formazione: 3x(1x240) mm<sup>2</sup>;
- Lunghezza: circa 2.700 m circa.

## **6.11 Collegamento in Fibra Ottica con la S.E. Terna**

È prevista una rete in fibra ottica per il telecontrollo informatico distribuito per il monitoraggio e la supervisione dei sistemi.

Il cavo in fibra ottica sarà posato in canalizzazione realizzata sul tracciato del cavo elettrico mediante l'impiego di tritubo in PEHD e, dove necessario, di pozzetti in cls per consentire il tiro ed il cambio di direzione del cavo e l'alloggiamento dei giunti e della ricchezza di scorta del cavo.

Nel dettaglio, il tritubo con diametro di 50mm (di tipo PN 8-10-12,5) è una struttura di tre tubi di diametro esterno 50mm in HDPE solidalmente uniti a conformazione piana da utilizzarsi per la protezione e la posa dei cavi in fibra ottica stessi.

Per maggiori informazioni e per la rappresentazione dettagliata della posa si rimanda alle tavole di dettaglio di riferimento.

## **6.12 Locali trasformatori servizi ausiliari**

Oltre ai locali di trasformazione dell'energia elettrica prodotta, è prevista la posa in opera di n° 7 locali servizi ausiliari all'interno dei quali verranno installati i trasformatori servizi ausiliari con i relativi quadri elettrici di bassa tensione.

Tali trasformatori, avranno il compito di alimentare i servizi ausiliari dei sottocampi di pertinenza ed avranno le seguenti caratteristiche:

- Potenza Nominale: 50 kVA.
- Tensione Primaria Nominale: 30 kV;
- Tensione Secondaria Nominale: 400V;
- Tensione di Cortocircuito: 6%.

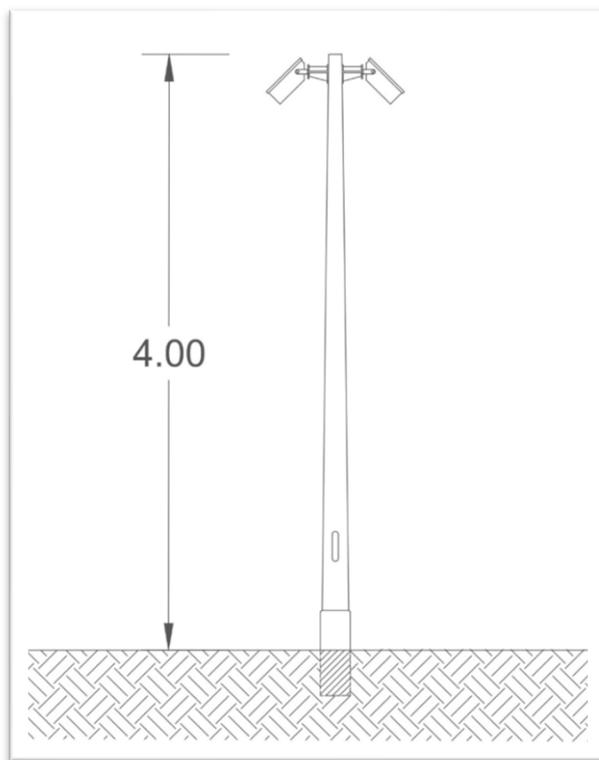
## **6.13 Servizi ausiliari di impianto**

I servizi di cabina e i servizi ausiliari dell'impianto (relè di protezione, impianto di illuminazione, etc...), saranno alimentati attraverso trasformatori "servizi ausiliari" dedicati, installati in appositi locali tecnici e dimensionati in funzione dei carichi da alimentare.

All'interno delle varie cabine di trasformazione e locali tecnici previsti, verranno garantiti i seguenti servizi:

- impianto di ventilazione forzata attivato con termostato;
- n. 2 plafoniere 1x36W tutte dotate di kit di emergenza autonomia minima 180 minuti;
- n.2 prese industriali di tipo industriale interbloccate 2P+T e 3P+T da 16;
- n.1 sistema di supervisione e controllo con interfaccia GPRS.

Ai fini del monitoraggio dell'impianto da remoto, è prevista la realizzazione di un impianto di video sorveglianza, costituito da telecamere montate su pali di acciaio zincati fissati al suolo mediante apposito blocco di fondazione in calcestruzzo e collegate ad una postazione centrale di videoregistrazione ed archiviazione delle immagini installato all'interno della cabina di raccolta. I pali avranno un'altezza massima di 4,00 m e saranno dislocati lungo il perimetro dell'impianto secondo la disposizione indicata nelle tavole di progetto allegate.



*Figura 23: sostegno per impianto di video sorveglianza con telecamere montate in testa*

Il complesso di video registrazione sarà dotato di un gruppo di continuità da 10 kVA in grado di alimentare l'impianto per almeno 2 ore in caso di mancanza rete.

La registrazione delle immagini sarà a ciclo continuo ed il sistema permetterà l'archiviazione delle immagini relative a due settimane solari. Il software utilizzato per la gestione del sistema di videosorveglianza consentirà di:

- gestire diversi monitor contemporaneamente;
- visionare le immagini registrate;
- gestire la registrazione sia manuale che su evento.



4. Smontaggio moduli fotovoltaici dalla struttura di sostegno;
5. Impacchettamento moduli mediante contenitori di sostegno;
6. Smontaggio sistema di illuminazione;
7. Smontaggio sistema di sorveglianza;
8. Rimozione cavi da canali interrati;
9. Rimozione pozzetti di ispezione;
10. Rimozione parti elettriche dai prefabbricati per alloggiamento inverter;
11. Smontaggio struttura metallica;
12. Rimozione del fissaggio al suolo (sistema a zavorra);
13. Rimozione parti elettriche dalle cabine di trasformazione;
14. Rimozione manufatti prefabbricati;
15. Rimozione recinzione;
16. Rimozione ghiaia dalle strade;
17. Consegna materiali a ditte specializzate allo smaltimento.

La viabilità a servizio dell'impianto sarà smantellata e rinaturalizzata solo limitatamente in quanto essa in parte è costituita da strade già esistenti ed in parte da nuove strade che potranno costituire una rete di tracciati a servizio dell'attività agricola che si svolge in questa parte del territorio.

## **8.2 Descrizione e quantificazione delle operazioni di dismissione**

Le azioni da intraprendersi sono le seguenti:

- **Rimozione dei pannelli fotovoltaici**

Per quanto riguarda lo smaltimento dei pannelli fotovoltaici montati sulle strutture fuori terra l'obiettivo è quello di riciclare pressoché totalmente i materiali impiegati.

Infatti circa il 90 – 95 % del peso del modulo è composto da materiali che possono essere riciclati attraverso operazioni di separazione e lavaggio; i principali componenti di un pannello fotovoltaico sono:

- ✓ Silicio;
- ✓ Componenti elettrici;
- ✓ Metalli;
- ✓ Vetro;

Le operazioni previste per la demolizione e successivo recupero/smaltimento dei pannelli fotovoltaici consistiranno nello smontaggio dei moduli ed invio degli stessi ad idonea piattaforma che effettuerà le seguenti operazioni di recupero:

- ✓ recupero cornice di alluminio;
- ✓ recupero vetro;
- ✓ recupero integrale della cella di silicio o recupero del solo wafer;
- ✓ invio a discarica delle modeste quantità di polimero di rivestimento della cella.

La tecnologia per il recupero e riciclo dei materiali, valida per i pannelli a silicio cristallino è una realtà industriale che va consolidandosi sempre più. A titolo di esempio l'Associazione PV CYCLE, che raccoglie il 70% dei produttori europei di moduli fotovoltaici (circa 40 aziende) ha un programma per il recupero dei moduli e prevede di attivare un impianto di riciclo entro il 2015, i produttori First Solar e Solar World hanno già in funzione due impianti per il trattamento dei moduli con recupero del 90% dei materiali e IBM ha già messo a punto e sperimentato una tecnologia per il recupero del silicio dai moduli difettosi.

- **Rimozione delle strutture di sostegno**

Le strutture di sostegno dei pannelli saranno rimosse tramite smontaggio meccanico, per quanto riguarda la parte aerea, e tramite estrazione dal terreno dei pali di fondazione infissi.

I materiali ferrosi ricavati verranno inviati ad appositi centri di recupero e riciclaggio istituiti a norma di legge.

Per quanto attiene al ripristino del terreno non sarà necessario procedere a nessuna demolizione di fondazioni in quanto non si utilizzano elementi in calcestruzzo gettati in opera.

- **Impianto ed apparecchiature elettriche**

Le linee elettriche e gli apparati elettrici e meccanici delle cabine di trasformazione saranno rimosse, conferendo il materiale di risulta agli impianti all'uopo deputati dalla normativa di settore.

Per gli inverter e i trasformatori è previsto il ritiro e smaltimento a cura del produttore.

Il rame degli avvolgimenti e dei cavi elettrici e le parti metalliche verranno inviati ad aziende specializzate nel loro recupero e riciclaggio mentre le guaine verranno recuperate in mescole di gomme e plastiche.

Le polifere ed i pozzetti elettrici verranno rimossi tramite scavo a sezione obbligata che verrà poi nuovamente riempito con il materiale di risulta.

Le colonnine prefabbricate di distribuzione elettrica saranno smantellate ed inviate anch'esse ad aziende specializzate nel loro recupero e riciclaggio.

- **Locali prefabbricati cabine di campo**

Per quanto attiene alle strutture prefabbricate alloggianti le cabine elettriche si procederà alla demolizione ed allo smaltimento dei materiali presso impianti di recupero e riciclaggio inerti da demolizione (rifiuti speciali non pericolosi).

Per le platee delle cabine elettriche previste in calcestruzzo si prevede la loro frantumazione, con asportazione e conferimento dei detriti a ditte specializzate per il recupero degli inerti.

- **Recinzione area**

La recinzione in maglia metallica di perimetrazione del sito, compresi i cancelli di accesso, sarà rimossa tramite smontaggio ed inviata a centri di recupero per il riciclaggio delle componenti metalliche.

I pilastri in c.a. di supporto dei cancelli verranno demoliti ed inviati presso impianti di recupero e riciclaggio inerti da demolizione (rifiuti speciali non pericolosi).

### **8.3 Computo metrico delle operazioni di dismissione**

I costi di dismissione e smaltimento sono stati valutati come somma di:

- Costi di demolizione, dismissione e ripristini;
- Costi della manodopera;
- Costi per i trasporti a discarica;
- Oneri conferimento a discarica.

Il costo finale per la dismissione e successivo smaltimento delle componenti costituenti l'impianto agrivoltaico della potenza di 1 MWp è di circa €49.088,54 rivalutabile con gli indici ISTAT; tale valore è tuttavia suscettibile di diminuzione a seguito di raccolte organizzate su larga scala, come sembra essere procinto di realizzarsi a livello europeo.

In definitiva nel caso in oggetto, vista la potenza dell'impianto pari a 30.038,68 kWp, il costo totale della dismissione risulta essere pari a €1.472.655,29.

Si allega di seguito l'analisi condotta sulla stima dei costi per la dismissione e lo smaltimento.

SEZIONE C) COSTI DI DISMISSIONE E RIPRISTINO											
COMPUTO METRICO ESTIMATIVO IMPIANTO AGRIVOLTAICO AVANZATO "MARTILLO" al sensi del DPR 633/1972 - art. 127 Quinquies Tab. A - Parte terza											
N.	AUT.	DESCRIZIONE LAVORI	U.M.	FATTORI				QUANTITA'	PREZZO	INC.	IMPORTO
				PARTI USUALI	LUNGHEZZA	LARGHEZZA	ALTEZZA				
COSTI DISMISSIONE E RIPRISTINO DEI LUOGHI											
69	NP 40	<b>SMANTELLAMENTO</b> Rimozione di opere in ferro, compresi l'accatastamento del materiale utilizzabile ed il carico del materiale di risulta sul cassone di raccolta, esclusi il trasporto a rifiuto ed eventuali opere di ripristino connesse.  - Strutture fisse sub-verticali	a corpo						792.652,07 €		792.652,07 €
70	P.R.Puglia E 02.105.d	<b>SMANTELLAMENTO</b> Rimozione di cavo rigido multipolare con conduttori in rame, incluso l'onere per l'avvicinamento al luogo di deposito provvisorio nell'ambito del cantiere, escluso l'onere di carico, trasporto e scarico a discarica autorizzata:  - sezione oltre 35 mm <sup>2</sup>  - Caviddotti	kg					66682,2	1,11 €		74.017,24 €
71	P.R.Puglia E 02.04.a	<b>DEMOLIZIONI</b> Demolizione totale o parziale di conglomerati cementizi di qualunque tipo, effettuata con mezzi meccanici, martelli demolitori, etc. in qualsiasi condizione, altezza o profondità, compreso l'onere per il colò o l'innalzamento dei materiali di risulta con successivo carico su automezzo, tagli anche a fiamma ossidrica dei ferri, cernita dei materiali, accatastamenti, stuoie e lamiera per ripari, segnalazione diurna e notturna, recinzioni, etc. e quant'altro occorra per dare il lavoro finito in opera a perfetta regola d'arte.  - valutata per la cubatura effettiva delle parti demolite, eseguita con l'uso di mezzi meccanici  - Piatte cabine e cabine CAV servizi ausiliari	m <sup>3</sup>					553,84	157,00 €		86.952,88 €
72	P.R.Puglia E 01.31	Trasporto con qualunque mezzo a discarica autorizzata di materiale di risulta di qualunque natura e specie purché esente da amianto, anche se bagnato, fino ad una distanza di km 10, compreso il carico e lo scarico, lo spianamento e l'eventuale configurazione del materiale scaricato, con esclusione degli oneri di conferimento a discarica.  - Conglomerati in c/c da demolizione; - Materiale di risulta scavi caviddotti su strada non riutilizzabile.	m <sup>3</sup>					2481,64	12,50 €		31.020,50 €
73	P.R.Puglia E 01.33.n	Smaltimento di materiale da demolizioni e rimozioni privo di ulteriori scorie e frammenti diversi. Il prezzo comprende tutti gli oneri di conferimento in centro di recupero. L'attestazione dello smaltimento dovrà necessariamente essere attestata a mezzo dell'apposito formulario di identificazione rifiuti (ex D.Lgs. 152/2006 e s.m.l.) debitamente compilato e firmato in ogni sua parte. La consegna del modulo da formulario alla Direzione Lavori risulterà evidenza oggettiva dello smaltimento avvenuto autorizzando la corresponsione degli oneri a seguire. Il trasportatore è pienamente responsabile della classificazione dichiarata.  - materiale proveniente dagli scavi, privo di impurità smaltito in centri di recupero	m <sup>3</sup>					553,84	18,80 €		10.412,19 €
74	P.R.Puglia E 01.33.o	Smaltimento di materiale da demolizioni e rimozioni privo di ulteriori scorie e frammenti diversi. Il prezzo comprende tutti gli oneri di conferimento in centro di recupero. L'attestazione dello smaltimento dovrà necessariamente essere attestata a mezzo dell'apposito formulario di identificazione rifiuti (ex D.Lgs. 152/2006 e s.m.l.) debitamente compilato e firmato in ogni sua parte. La consegna del modulo da formulario alla Direzione Lavori risulterà evidenza oggettiva dello smaltimento avvenuto autorizzando la corresponsione degli oneri a seguire. Il trasportatore è pienamente responsabile della classificazione dichiarata.  - smaltimento degli asfalti	q.li					21205,8	3,35 €		71.039,43 €
75	P.R.Puglia E 01.11	<b>RIPRISTINI TERRA VEGETALE</b> Rinterro con materiali esistenti nell'ambito del cantiere, da prelevarsi entro 100 m dal sito d'impiego, compreso il dissodamento degli stessi, il trasporto con qualsiasi mezzo, la pestonatura a strati di altezza non superiore a cm 30 e la bagnatura.  - Rinterri aree delle piatte; - Rinterri aree caviddotti.	m <sup>2</sup>					20657,82	13,20 €		272.683,22 €
SEZIONE C) COSTI DI DISMISSIONE E RIPRISTINO											
TOTALE C											
IMPORTO TOTALE DISMISSIONE E RIPRISTINO AL NETTO DELL'IVA										1.338.777,54 €	
IMPORTO TOTALE DISMISSIONE E RIPRISTINO AL LORDO DELL'IVA (10%)										1.472.655,29 €	

Tabella 1: computo metrico estimativo opere di dismissione e ripristino

## 8.4 Cronoprogramma delle fasi attuative di dismissione

Si riporta di seguito il cronoprogramma delle fasi attuative di dismissione:

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

Tabella 2: cronoprogramma delle attività di dismissione dell'impianto