



**Peridot Solar**  
GREEN ENERGY SOLUTIONS

**Progettazione definitiva finalizzata all'autorizzazione di una centrale di energia rinnovabile e delle relative opere di connessione denominata "Sperlinga", costituita da un impianto agrivoltaico di potenza complessiva pari a 50,112 MW [DC] e potenza in immissione pari a 37,75128 MW [AC]. La centrale sarà realizzata in C.da Serravalle nel comune di Chiaromonte Gulfi (RG) – Sicilia**

## ITALCONSULT

ITALCONSULT S.p.A.  
Via di Villa Ricotti 20  
00161 Roma

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

Project Manager:  
Ing. Gabriele De Rulli

Aspetti Autorizzativi:  
Ing. Alessandro Artuso



STUDIO ALTIERI S.p.A.  
Via Colleoni 56-58  
36016 Thiene, Italia

Aspetti Ambientali:  
Ing. Laura Dalla Valle

Resp. parte impiantistica:  
Ing. Umberto Lisa

Archeologo:  
Dott.sa Elisabetta Tramontana

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

Agronomo:  
Dott. Salvatore Puleri

Geologo:  
Dott. Carlo Cibella

Acustica:  
Ing. Alessandro Infantino

## GENERALE RELAZIONE TECNICO DESCRITTIVA

C451	SP	D	GE	0001	r00
Codice commessa	Sito	Fase	Disciplina	Numero	Revisione



Revisione	Data	Motivo	Redatto	Controllato	Approvato
00	15/05/2024	Emissione	G.C.	U.L.	U.L.

## Sommario

<b>1</b>	<b>PREMESSA</b>	<b>3</b>
1.1	LOCALIZZAZIONE dell'INTERVENTO	3
1.2	ANALISI DELLE SOLUZIONI TECNICHE	4
1.3	NORMATIVA DI RIFERIMENTO	6
1.4	NOTE PER IL RILASCIO DELLA SOLUZIONE TECNICA MINIMA GENERALE (SMTG)	7
<b>2</b>	<b>PROGETTO DELL'IMPIANTO AGROVOLTAICO</b>	<b>8</b>
2.1	INQUADRAMENTO GENERALE	8
2.2	ANALISI DELLE SCELTE PROGETTUALI	10
2.3	STRUTTURE DI SUPPORTO	11
2.4	MODULI FOTOVOLTAICI	12
2.5	SISTEMA DI CONVERSIONE DC/AC	13
2.5.1	Ambiente di installazione	15
2.6	CABINE MT/BT – 30kV/800V	16
2.7	CABINE DI RACCOLTA MT – 30kV	17
2.8	OPERE DI RETE	18
2.9	LINEE ELETTRICHE	18
2.10	VIE CAVI	19
2.11	CONDUTTORI	20
2.11.1	LINEE BT	20
2.11.2	LINEE MT (Connessione tra cabina MT/bt e cabine di raccolta)	21
2.11.3	LINEE MT (Connessione tra cabine di raccolta)	22
2.11.4	LINEA MT (Connessione tra cabina generale "CG" e SSE)	22
2.12	IMPIANTO DI MESSA A TERRA	22
2.13	PRODUCIBILITA' IMPIANTO	23
2.13.1	Descrizione dell'impianto	23
2.13.2	Produzione energia	32
2.13.3	Emissioni	33
2.13.4	Dimensionamento	33
2.14	SICUREZZA ELETTRICA	33
2.15	VERIFICHE FINALI, COLLAUDI E PROVE STRUMENTALI	34
2.16	DOCUMENTAZIONE TECNICA	35
2.17	DESCRIZIONE DEL CAMPO FOTOVOLTAICO	36
2.18	RIEPILOGO GENERALE DELLE APPARECCHIATURE INSTALLATE	47

## 1 PREMESSA

L'impianto agro-fotovoltaico in oggetto si sviluppa all'interno del comune di Chiamonte Gulfi (CT), su di una superficie lorda complessiva di circa 91,22 ha. L'impianto ha una potenza complessiva pari a 50,112 MW [DC] e una potenza in immissione pari a 37,75128 MW [AC].

Il progetto è impostato in assetto agrivoltaico e con una specifica ed impegnativa attenzione alla tutela della biodiversità, al fine di ridurre al massimo l'impatto sul sistema del suolo. Sono quindi previsti ingenti investimenti ed il coinvolgimento sia di aziende agricole locali che di un'importante azienda agricola nazionale.

L'impianto, denominato "Sperlinga", è funzionale per l'equilibrio del territorio e la protezione dal cambiamento climatico e dalle sue conseguenze, in quanto:

- 1) Inserirà elementi di naturalità e protezione della biodiversità con un significativo investimento economico e areale;
- 2) Garantirà la più rigorosa limitazione dell'impatto paesaggistico sia sul campo breve, sia sul campo lungo con riferimento a tutti i punti esterni di introspezione;
- 3) Inserirà attività agricole produttive di notevole importanza per l'equilibrio ecologico, come i prati permanenti e l'olivicoltura.

In termini ponderali, l'impianto sarà costituito da 37.431 piante di olivo, di cui 33.996 in regime di coltivazione intensiva, 3.246 in coltivazione tradizionale intensiva (nelle aree perimetrali) e circa 189 piante in coltivazione tradizionale estensiva (impianto già esistente). Saranno applicate le più avanzate tecnologie per garantire una produzione di elevata quantità e qualità (stimabile in ca. 6.904 quintali di olive all'anno per un fatturato di ca. 526.000,00 euro).

### Proponente

Il presente progetto è nato per iniziativa della società di scopo *PERIDOT SOLAR AMBER S.r.l.*, società del gruppo *Peridot Solar* ed è stato sviluppato con la collaborazione di *Italconsult S.p.A.*, *Studio Altieri S.p.A.* e altre società specialistiche.

La società *PERIDOT SOLAR AMBER S.r.l.* è un operatore internazionale di energie rinnovabili che opera come investitore di lungo termine che sviluppa, costruisce, gestisce le centrali di produzione. Ha un obiettivo di investimento di circa 5 GW di capacità entro la fine del 2026, con un investimento previsto di 1 miliardo di sterline.

Fondata nel 2022 e dotata di uffici a Londra e Milano, ha un team attuale di 30 persone e fa parte del portafoglio di *FitzWalter Capital Limited*. Ulteriori informazioni sono disponibili sul sito <https://peridotsolar.com/>

### 1.1 LOCALIZZAZIONE DELL'INTERVENTO

*PERIDOT SOLAR AMBER S.r.l.* intende proporre la realizzazione di un impianto fotovoltaico da ubicarsi nel territorio ricadente nel Comune di Chiamonte Gulfi (RG), localizzazione 037°04'46"N, 014°36'53"E, progetto in linea con gli obiettivi della Strategia Elettrica Nazionale e del Piano Nazionale integrato per l'Energia e il Clima.

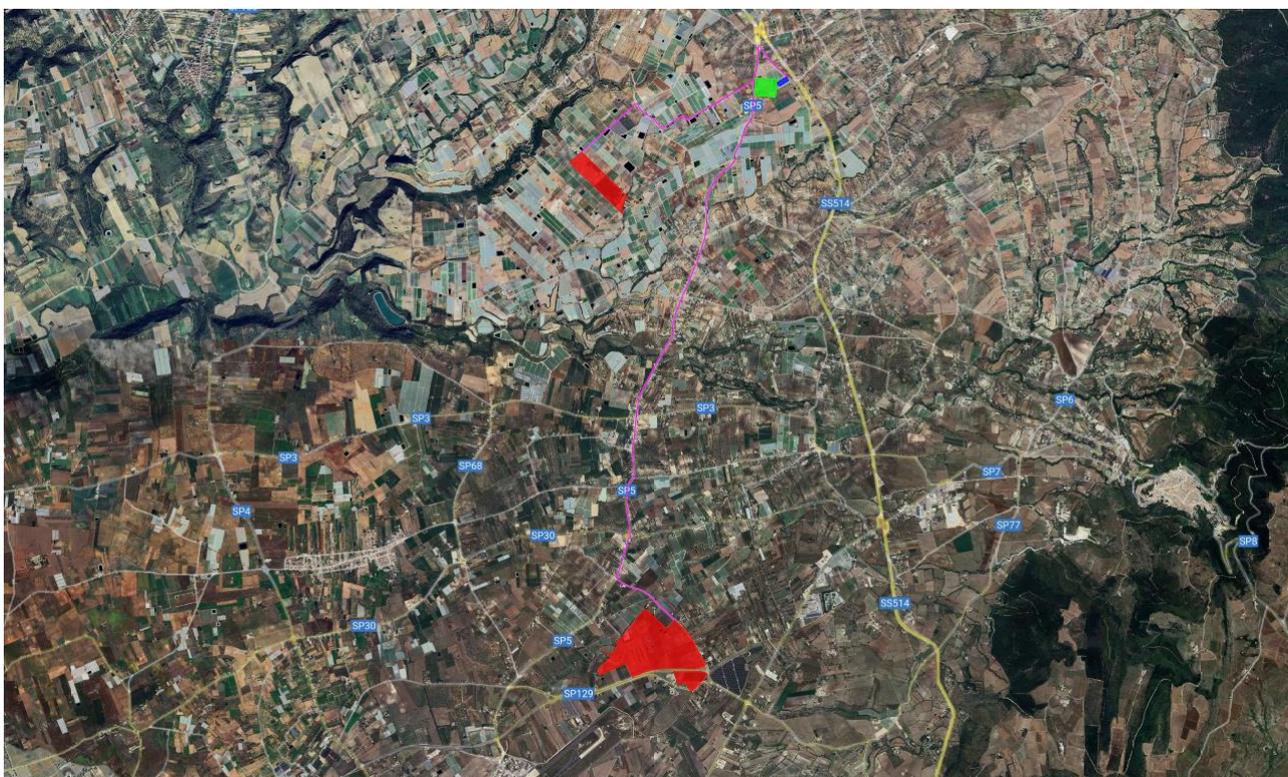
L'impianto sarà realizzato in due diverse aree denominate Area Sud e Area Nord aree ricadenti nel Comune di Chiaramonte Gulfi (RG), e sarà connesso alla Stazione di Alta Tensione Terna di Chiaramonte Gulfi tramite percorso su strada fino all'area individuata in ampliamento alla Stazione Terna.

L'accesso alle aree avviene per l'area nord dalla vicina c.da Feudo Mazzarronelle, mentre per l'area sud dalla SP82.

L'impianto fotovoltaico è costituito da diversi generatori composti da n° **66.816 moduli fotovoltaici** da 750Wp e da n° **155 inverter** da 350kW, per una potenza di picco totale di **50.112 kWp** e una produzione di **95.463.360 kWh**.

La superficie totale delle aree è pari a **91.220 m<sup>2</sup> (91,22 ha)**, 91.220 mentre la superficie occupata dai pannelli risulta pari a **270.554 m<sup>2</sup>**.

Ai fini della connessione alla Rete di Trasmissione Nazionale (RTN) l'impianto di generazione da fonte rinnovabile (fotovoltaica) ha una potenza nominale complessiva di **50,112 MW (DC)** e potenza in immissione pari a **37,75128 MW (AC)**.



*Figura 1 - Planimetria generale impianto*

L'area Sud sarà connessa con una linea MT 30KV della lunghezza di circa 8,95Km alla sottostazione Elettiva a 150KV.

L'area Nord sarà connessa con una linea MT 30KV della lunghezza di circa 4,86Km alla sottostazione Elettiva a 150KV. Le due linee saranno posizionate all'interno dello stesso scavo per il tratto finale di circa 650m.

## 1.2 ANALISI DELLE SOLUZIONI TECNICHE

L'insieme delle valutazioni tecnico-economiche ha portato a definire una specifica soluzione per l'identificazione del sito di installazione. D'altra parte, diverse sono le opzioni tecnologiche e le scelte progettuali percorribili, in relazione principalmente:

- alla tipologia di struttura di supporto dei moduli fotovoltaici (ad orientamento fisso o ad inseguimento);
- alla tipologia dei moduli impiegati (mono/policristallini/film sottile – mono/bifacciali);
- alla tipologia di inverter impiegati (centralizzati/di stringa);
- all'architettura elettrica (tipologia della rete di raccolta MT, taglia e tipologia dei trasformatori MT/BT, localizzazione della stazione di trasformazione AT/MT);
- modalità di implementazione delle funzioni di regolazione della potenza attiva e reattiva.

Nel seguito sono brevemente illustrate le scelte adottate nell'attuale stato di progettazione definitiva.

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

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

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

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

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

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



*Figura 2 - Inseguitore*

### 1.3 NORMATIVA DI RIFERIMENTO

Si precisa che la presente relazione tecnica è parte integrante della documentazione riguardante il progetto a norma CEI 0-2.

I progetti si considerano redatti secondo la regola d'arte ed in particolare sono elaborati in conformità alla vigente normativa e alle indicazioni delle guide e alle norme dell'UNI, del CEI o di altri Enti di normalizzazione appartenenti agli Stati membri dell'Unione Europea o che sono parti contraenti dell'accordo sullo spazio economico europeo.

Tutte le opere relative all'impianto in oggetto dovranno essere eseguite a regola d'arte in conformità alle Norme applicabili CEI, IEC, UNI, ISO vigenti, anche se non espressamente richiamate nel seguito. Di seguito si riportano le principali normative e leggi di riferimento adottate per la progettazione:

- CEI 0-2: Guida per la definizione della documentazione di progetto per impianti elettrici;
- CEI 0-16: Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti AT ed MT delle imprese distributrici di energia elettrica;
- Codice di rete TERNA;
- CEI 11-1: Impianti elettrici con tensione superiore ad 1kV in corrente alternata;
- CEI 11-20: Impianti di produzione di energia elettrica e gruppi di continuità collegati a reti di I e II categoria;
- CEI 11-35: Guida all'esecuzione delle cabine elettriche d'utente;
- CEI 17-1 Interruttori a corrente alternata a tensione superiore a 1000 V;
- CEI 17-6 Apparecchiatura prefabbricata con involucro metallico per tensioni da 1 a 52 kV;
- Norma CEI 17-11 Apparecchiatura a bassa tensione - Parte 3: Interruttori di manovra, sezionatori, interruttori di manovra-sezionatori e unità combinate con fusibili;
- CEI 17-13/1 Apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT) - Parte 1: Apparecchiature soggette a prove di tipo (AS) e apparecchiature parzialmente soggette a prove di tipo (ANS);
- 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 20-91: Cavi elettrici con isolamento e guaina elastomerici senza alogeni non propaganti la fiamma con tensione nominale non superiore a 1.000 V in corrente alternata e 1.500 V in corrente continua per applicazioni in impianti fotovoltaici;
- CEI 64-8: Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1.000 V in corrente alternata e a 1.500 V in corrente continua;
- CEI 81-10: 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;
- CEI 82-74: Metodi di calcolo delle azioni del vento e criteri di dimensionamento di strutture di supporto di moduli fotovoltaici o di collettori solari;
- CEI EN 60904-1: Dispositivi fotovoltaici Parte 1: Misura delle caratteristiche fotovoltaiche tensione-corrente;
- CEI EN 60904-2: Dispositivi fotovoltaici - Parte 2: Prescrizione per le celle fotovoltaiche di riferimento;
- CEI EN 60904-3: Dispositivi fotovoltaici - Parte 3: Principi di misura per sistemi solari fotovoltaici per uso terrestre e irraggiamento spettrale di riferimento;
- CEI EN 61727: Sistemi fotovoltaici (FV) - Caratteristiche dell'interfaccia di raccordo con la rete;
- CEI EN 61215: Moduli fotovoltaici in silicio cristallino per applicazioni terrestri. Qualifica del progetto e omologazione del tipo;
- CEI EN 61000-3-2: Compatibilità elettromagnetica (EMC) - Parte 3: Limiti Sezione 2: Limiti per le emissioni di corrente armonica (apparecchiature con corrente di ingresso = 16 A per fase);

- CEI EN 60555-1: Disturbi nelle reti d'alimentazione prodotti da apparecchi elettrodomestici e da equipaggiamenti elettrici simili - Parte 1: Definizioni;
- CEI EN 60439-1-2-3: Apparecchiature assiemate di protezione e manovra per bassa tensione;
- CEI EN 60445: Individuazione dei morsetti e degli apparecchi e delle estremità dei conduttori designati e regole generali per un sistema alfanumerico;
- CEI EN 60529: Gradi di protezione degli involucri (codice IP);
- CEI EN 60099-1-2: Scaricatori;
- UNI 10349: Riscaldamento e raffrescamento degli edifici. Dati climatici;
- UNI 8477 -1: Calcoli degli apporti per applicazioni in edilizia. Valutazione dell'energia raggiante ricevuta;
- CEI EN 61724: Rilievo delle prestazioni dei sistemi fotovoltaici. Linee guida per la misura, lo scambio e l'analisi dei dati;
- IEC 60364-7-712 Electrical installations of buildings - Part 7-712: Requirements for special installations or locations Solar photovoltaic (PV) power supply systems;
- D.M. 37/08: Regolamento concernente l'attuazione dell'articolo 11-quaterdecies, comma 13, lettera della legge n. 248 del 2 dicembre 2005, recante riordino delle disposizioni in materia di attività di installazione degli impianti all'interno degli edifici;
- D.LGS 81/08 per la sicurezza e prevenzione infortuni sul lavoro;
- Direttive e circolari impartite dai Vigili del Fuoco in tema di prevenzione e contenimento incendi.

Le opere saranno realizzate facendo uso di componenti rispondenti alle relative Norme CEI e Norme UNI e dovranno comunque avere marchio CE e preferibilmente anche marchio IMQ.

La rispondenza alle Norme sopra specificate dovrà essere intesa nel modo più restrittivo, cioè che non solo l'installazione sarà adeguata a quanto stabilito dai suddetti criteri ma sarà richiesta una analoga rispondenza alle Norme da parte di tutti i materiali e di tutte le apparecchiature che saranno utilizzate nella costruzione degli impianti elettrici descritti nel presente progetto.

#### **1.4 NOTE PER IL RILASCIO DELLA SOLUZIONE TECNICA MINIMA GENERALE (SMTG)**

La presente Relazione illustrativa, in conformità a quanto richiesto dal Codice di Rete Italiano e dalla norma CEIO-2 "Guida per la definizione della documentazione di progetto degli impianti elettrici", è stata redatta in quanto parte integrante della documentazione necessaria per la richiesta di connessione alla Rete di Trasmissione Nazionale (RTN). Sempre in conformità alle richieste del legislatore la presente relazione ha lo scopo di fornire le principali caratteristiche di progetto.

I lavori oggetto della presente relazione fanno riferimento alla richiesta di connessione alla Rete di Trasmissione Nazionale (RTN) per un impianto di generazione da fonte rinnovabile (fotovoltaico) da 37,75128 MW di cui al Codice Pratica 202000741 – Comune di Licodia Eubea (CT).

A valle dell'aggiornamento della Soluzione Tecnica Minima Generale (SMTG) da parte di TERNA SpA, necessaria per la connessione dell'impianto e della sua successiva accettazione da parte della società proponente saranno attivate tutte le procedure autorizzative per la Progettazione Definitiva delle opere elettriche di pertinenza dell'impianto di utenza e dell'impianto di rete per la connessione. L'impianto di accumulo funzionerà in regime di acquisto e cessione dell'energia elettrica attraverso il punto di connessione in AT sulla RTN individuato da TERNA e comunicato attraverso la SMTG.

Lo schema di allacciamento alla RTN prevede che la centrale venga collegata in antenna a 150 kV con la sezione 150 kV della stazione elettrica di trasformazione (SE) della RTN 380/220/150 kV di Chiaramonte Gulfi, previo ampliamento della stessa.

Ai sensi dell'allegato A alla deliberazione Arg/elt 99/08 e s.m.i. dell'Autorità di Regolazione per Energia, Reti e Ambiente, l'elettrodotto in antenna a 150 kV per il collegamento della centrale alla citata stazione di

Chiaramonte Gulfi costituisce impianto di utenza per la connessione, mentre lo stallo arrivo produttore a 150 kV nella medesima stazione costituisce impianto di rete per la connessione.

Al fine di razionalizzare l'utilizzo delle strutture di rete, sarà necessario condividere lo stallo in stazione con altri impianti di produzione.

## 2 PROGETTO DELL'IMPIANTO AGROVOLTAICO

### 2.1 INQUADRAMENTO GENERALE

L'impianto agrovoltaiico di potenza di picco pari a **50.112 kWp**, sarà ubicata nel Comune di Chiaramonte Gulfi (RG). Il soggetto proponente è la società *PERIDOT SOLAR AMBER S.r.l.* E' prevista l'installazione a terra di moduli fotovoltaici in silicio cristallino del tipo bifacciale della potenza specifica di 750 Wp.

Saranno realizzate quattro cabine di raccolta, da una delle quali partiranno dei cavidotti MT verso la Stazione Elettrica di Chiaramonte Gulfi (RG).

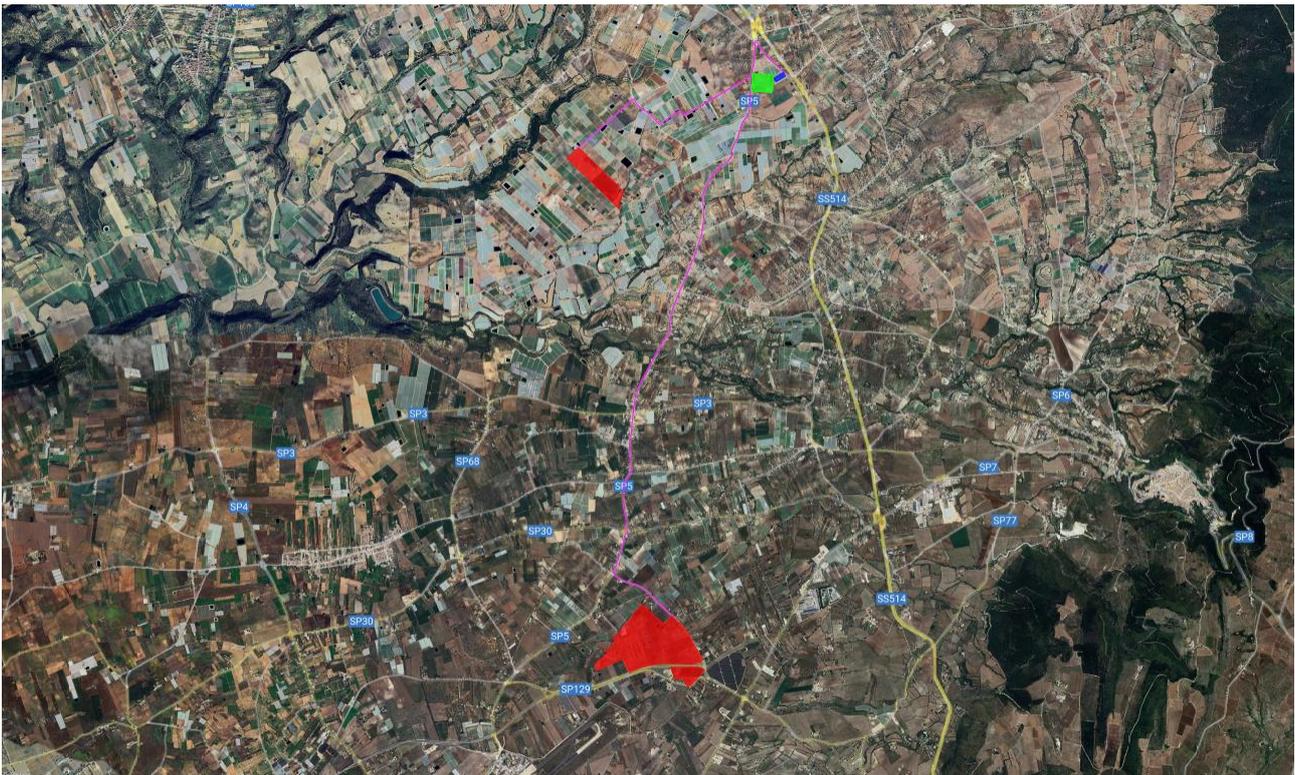
In tabella 1 si riportano i dati di localizzazione dell'impianto.

DATI RELATIVI ALLA LOCALITÀ DI INSTALLAZIONE	
Località:	Leva
Latitudine:	37.08 °N
Longitudine:	14.61 °E
Altitudine:	284 m
Fonte dati climatici:	ENEA
Albedo:	20 % Erba verde/secca

*Tabella 1 - Dati geografici e climatici della località*

L'area Sud sarà connessa con una linea MT 30KV della lunghezza di circa 8,95Km alla sottostazione Elevatrice a 150KV.

L'area Nord sarà connessa con una linea MT 30KV della lunghezza di circa 4,86Km alla sottostazione Elevatrice a 150KV. Le due linee saranno posizionate all'interno dello stesso scavo per il tratto finale di circa 650m.



*Figura 2- Foto satellitare: localizzazione del sito*

L’impianto agrovoltaico in oggetto sarà composto sostanzialmente da tre componenti tecnici principali: il generatore fotovoltaico, i gruppi di conversione di energia elettrica e la stazione di elevazione MT/AT. Il generatore sarà costituito dai moduli fotovoltaici, connessi in serie/parallelo per ottenere livelli di tensione e corrente idonei all’accoppiamento con i gruppi di conversione.

È prevista l’installazione a terra di moduli fotovoltaici in silicio cristallino del tipo bifacciale della potenza specifica di 750Wp, da intendersi come potenza di picco espressa nelle condizioni standard meglio descritte nelle normative di riferimento (IEC 61215).

In relazione alla morfologia del territorio si ritiene di dover suddividere l’impianto in diverse sotto-piastre.

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

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

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

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

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

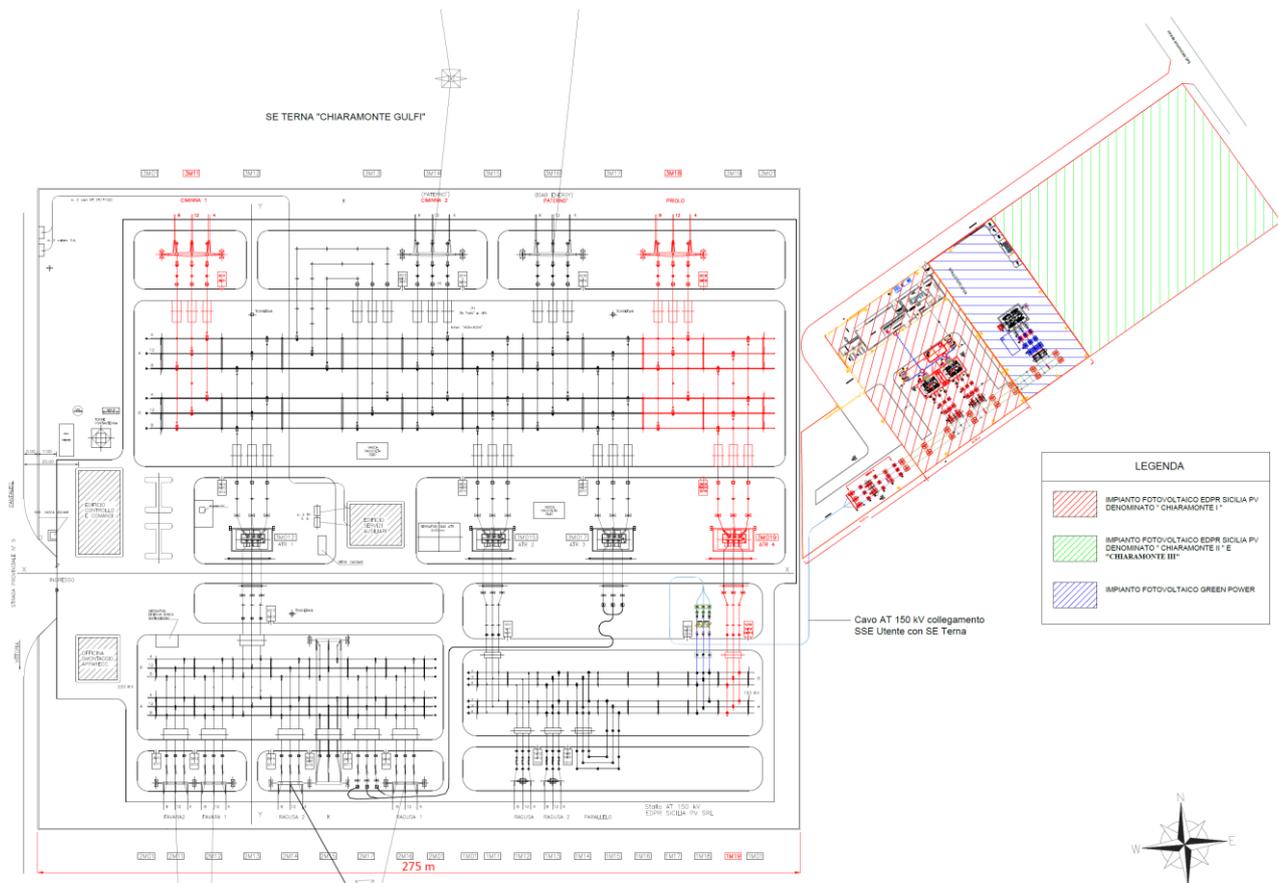


Figura 3 – Planimetria generale SSE Chiaramonte Gulfi (RG) e Stallo condiviso

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

La stazione elettrica utente sarà dotata di un trasformatore di potenza con relativi edifici tecnici adibiti al controllo e alla misura dell'energia prodotta ed immessa in rete.

I moduli fotovoltaici saranno collegati in serie, in modo tale che il livello di tensione raggiunto in uscita rientri nel range di tensione ammissibile dagli inverter considerati nel progetto (max 1.500 V).

## 2.2 ANALISI DELLE SCELTE PROGETTUALI

### Tipologia di alimentazione elettrica

La normativa attuale prevede per impianti di queste dimensioni un punto di consegna, ovvero di inserimento nella rete pubblica nazionale, in alta tensione. Il punto di immissione in rete trovandosi a diversi chilometri rispetto all'area ospitante l'impianto di produzione ha imposto l'utilizzo di una tensione elevata al fine di minimizzare le perdite sulle linee. Tutta la distribuzione a valle del trasformatore AT-MT sarà quindi a 30 kV fino alle cabine MT-BT interne al campo.

Per la parte in bassa tensione, in corrente alternata, si è scelto l'utilizzo di apparecchiature che avessero comunque tensioni relativamente elevate. Come si vedrà meglio nel seguito gli inverter avranno un'uscita trifase a 800 V. Nuovamente tale scelta consentirà di ridurre le sezioni delle linee, con riduzione di costi e minor volumi di scavo.

Per la parte in bassa tensione in corrente continua (uscita delle stringhe fotovoltaiche) si dimensionerà il campo al fine di creare il minor numero di stringhe possibili. Un minor numero di stringhe, ovvero a parità di potenza stringhe più lunghe, implicano minori perdite sui cavi, minori connessioni elettriche e conseguentemente minori possibilità di guasto, ovvero minori costi di manutenzione. Le tecnologie attuali consentono di operare in corrente continua con tensioni prossime ai 1.500V.

### Inverter di stringa

Come si vedrà meglio in seguito tutto l'impianto verrà realizzato con inverter definiti "di stringa". Gli attuali sviluppi del mercato hanno visto lo sviluppo di inverter di potenze significative aventi in ogni caso caratteristiche simili a dispositivi di taglia più contenuta. In particolare, un inverter di stringa consente di connettere il campo fotovoltaico direttamente senza interposizione di ulteriori quadri di protezione e sezionamento. Rispetto ad un inverter centralizzato inoltre vi sarà il grande vantaggio di ridurre fermo impianto massivi. Nel caso si noterà che gli inverter presenti saranno **n. 155**.

Il fermo di una macchina peserà pertanto circa lo 0,5% della potenza totale. Nello specifico gli inverter previsti saranno dotati di un elevato numero di MPPT (maximum power point tracker) ovvero di canali indipendenti atti a ottimizzare la produzione del campo fotovoltaico. Come si vedrà nel seguito gli inverter scelti saranno dotati di ben 12 canali indipendenti, garantendo un puntuale monitoraggio ed ottimizzazione, oltre che una riduzione notevole delle perdite da mismatch. Tali migliorie si andrebbero naturalmente a perdere qualora si optasse per un inverter centralizzato.

Si dà evidenza, inoltre, del fatto che l'uso di inverter di stringa non impone la costruzione di locali ospitanti gli inverter, quindi meno piattaforme e minor impatto visivo dell'intero sistema.

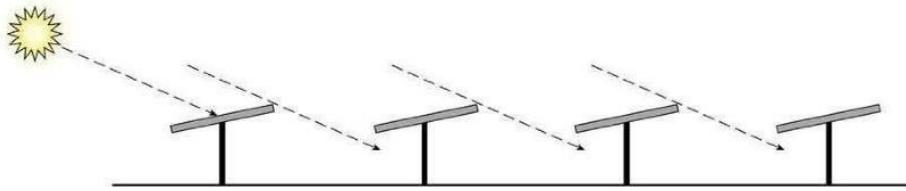
### Sistema ad inseguitori monoassiali

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

## **2.3 STRUTTURE DI SUPPORTO**

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

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



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

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

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

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



*Figura 4 – Particolare strutture ad inseguimento ed attuatore*

## 2.4 MODULI FOTOVOLTAICI

Il generatore fotovoltaico sarà realizzato con **n. 66.816 moduli** da 750 Wp cadauno marca Yangtze modello N-Type YS750M-132N o equivalente.

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

## Specifications

Module Type	YS710M-132N	YS720M-132N	YS730M-132N	YS740M-132N	YS750M-132N
Maximum Power (Bifacial)	710W	720W	730W	740W	750W
Maximum Power (monofacial)	660W	670W	680W	690W	700W
Maximum Power Voltage (Vmp)	38.38V	38.68V	38.98V	39.28V	39.58V
Maximum Power Current (Imp)	17.20A	17.33A	17.45A	17.57A	17.69A
Open-circuit Voltage (Voc)	45.55V	45.85V	46.15V	46.45V	46.75V
Short-circuit Current (Isc)	18.45A	18.45A	18.66A	18.79A	18.92A
Module Efficiency STC (%)	22.9%	23.2%	23.5%	23.8%	24.2%
Operating Temperature(°C)	-40°C~+85°C				
Maximum system voltage	1000/1500VDC(IEC)				
Maximum series fuse rating	25A				
Power tolerance	0~+3%				
Temperature coefficients of Pmax	-0.35%/°C				
Temperature coefficients of Voc	-0.29%/°C				
Temperature coefficients of Isc	0.048%/°C				
Nominal operating cell temperature (NOCT)	45±2°C				

Figura 5 - Caratteristiche elettriche modulo

Si avranno componenti dalle seguenti caratteristiche:

- tensione massima di sistema pari a 1500 V;
- tolleranza di potenza molto contenuta.

I moduli saranno obbligatoriamente conformi alle normative di prodotto IEC 61215 e IEC 61730. Saranno necessariamente iscritti ad un consorzio di riciclo a garanzia del corretto smaltimento a fine vita.

Al fine di garantire una lunga durata del sistema si utilizzeranno moduli aventi decadimento delle prestazioni, in termini di energia prodotta per kWp installato all'anno, con andamento lineare come da figura successiva. I moduli saranno forniti con diodi di bypass integrati nella junction box posta nel dorso del modulo stesso. Le caratteristiche meccaniche saranno le seguenti:

### Mechanical Characteristics

Cell Type	No.of cells	Dimensions	Weight	Front Glass	Frame	Junction Box	Output Cables
210mm Mono PERC	132(6×22)	2384×1303×35mm (94.49×51.3×1.18 inch)	36kg (79.4 lbs)	3.2mm, Anti-Reflection Coating, High Transmission, Low Iron, Tempered Glass	Anodized Aluminium Alloy	IP68 Rated	TUV 1×4.0mm²(+); 290mm,(-);145mm or Customized Length

Figura 6 – Caratteristiche meccaniche modulo

## 2.5 SISTEMA DI CONVERSIONE DC/AC

In base al dimensionamento del sistema e alle caratteristiche elettriche determinate per il generatore per la conversione dell'energia elettrica da corrente continua (DC) a corrente alternata è previsto l'impiego di

**n. 155 inverter.**

Tra i prodotti commercialmente disponibili saranno impiegati inverter in grado di garantire:

- conformità alle normative europee di sicurezza;
- conformità al codice di rete;
- disponibilità di informazioni di allarme e di misura su display integrato;
- funzionamento automatico, semplicità d'uso e di installazione;
- sfruttamento ottimale del campo fotovoltaico con la funzione MPPT integrata;
- elevato rendimento globale;
- affidabilità e lunga durata del servizio;
- forma d'onda di uscita perfettamente sinusoidale;
- dispositivo di controllo dell'isolamento sul lato DC;
- possibilità di regolazione di potenza attiva e reattiva con controllo locale o remoto; possibilità di monitoraggio, di controllo a distanza e di collegamento a PC per la raccolta e l'analisi dei dati.

Ciascun gruppo di conversione sarà dotato di un dispositivo per il sezionamento, comando ed interruzione atto a svolgere funzione di dispositivo di generatore (DDG). Gli inverter saranno alloggiati presso stazioni di conversione appositamente predisposte.

La taglia delle macchine è stata scelta come compromesso tra l'opportunità di ridurre l'impatto sulla produzione ed il costo di un eventuale fuori servizio (distribuendo la funzione di conversione) e la necessità di assicurare prestazioni e funzioni di controllo evolute tipiche (ancorché non più esclusive) delle macchine centralizzate. L'utilizzo di cosiddetti inverter "di stringa" da posizionarsi in capo consente inoltre di non dover realizzare ulteriori fabbricati cabina per alloggiare le apparecchiature.

La sintesi degli elementi sopra descritti ha condotto alla scelta di macchine prodotte dalla società SUNGROW modello SG350HX o equivalente.

Di seguito le caratteristiche elettriche principali.

Type designation	SG350HX
<b>Input (DC)</b>	
Max. PV input voltage	1500 V
Min. PV input voltage / Startup input voltage	500 V / 550 V
Nominal PV input voltage	1080 V
MPP voltage range	500 V – 1500 V
MPP voltage range for nominal power	860 V – 1300 V
No. of independent MPP inputs	12 (optional: 14/16)
Max. number of input connector per MPPT	2
Max. PV input current	40 A * 12 (optional: 30 A * 14 / 30 A * 16)
Max. DC short-circuit current	60 A * 12 (optional: 60 A * 14 / 60 A * 16)
<b>Output (AC)</b>	
AC output power	352 kVA @ 30 °C / 320 kVA @ 40 °C
Max. AC output current	254 A
Nominal AC voltage	3 / PE, 800 V
AC voltage range	640 – 920V
Nominal grid frequency / Grid frequency range	50 Hz / 45 – 55 Hz, 60 Hz / 55 – 65 Hz
THD	< 3 % (at nominal power)
DC current injection	< 0.5 % In
Power factor at nominal power / Adjustable power factor	> 0.99 / 0.8 leading – 0.8 lagging
Feed-in phases / connection phases	3 / 3
<b>Efficiency</b>	
Max. efficiency / European efficiency	99.01 % / 98.80 %

*Figura 7 -Caratteristiche elettriche inverter*

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

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

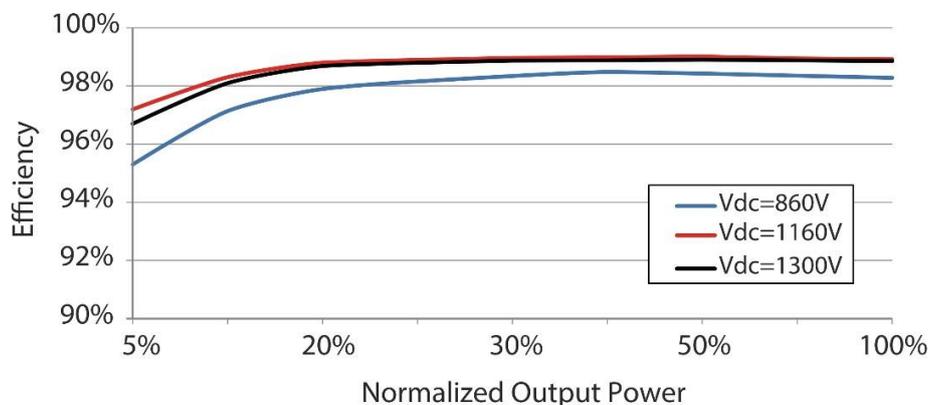
Al fine di agevolare al massimo il cablaggio ottimizzando i tempi di posa, riducendo le possibilità di errore e al fine di agevolare le attività manutentive, la lunghezza delle stringhe è stata accuratamente valutata in concerto con le caratteristiche elettriche dei convertitori ed in funzione della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

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

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

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

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



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

### 2.5.1 Ambiente di installazione

Gli inverter selezionati sono definiti "di stringa". Ovvero sono costruiti per operare tipicamente in campo, connettendovi direttamente le stringhe in corrente continua senza necessità di interporre quadri elettrici di sezionamento e protezione.

Tale tipologia d'impianto determinerà la necessità di installare le macchine direttamente in campo. Al fine di evitare basamenti cementizi si utilizzeranno elementi infissi nel terreno parimenti ai sistemi di inseguimento. Tali elementi saranno opportunamente dimensionati allo scopo di sollevare il singolo inverter almeno di 60

cm rispetto al terreno, oltre che per evitare rischi di ribaltamento dello stesso. Si prevede infine di proteggere ogni singola macchina dalle intemperie attraverso piccole velette di copertura.

I singoli inverter verranno posizionati in modo da minimizzare il loro impatto visivo, si terrà in considerazione in ogni caso di possibili ombreggiamenti dovuti all'inverter stesso oltre che alla struttura di sostegno utilizzata. Quando possibile le macchine saranno posate a nord dei singoli sottocampi.

## 2.6 CABINE MT/BT – 30KV/800V

Come evidenziato negli elaborati progettuali e come espresso nelle tabelle di riepilogo, le varie piastre sono dotate di cabine di trasformazione MT/BT atte ad elevare gli 800 V AC nominali in uscita dagli inverter alla media tensione a 30kV utilizzata per distribuire l'energia prodotta all'interno del lotto fino alla consegna in alta tensione. Nella sostanza ogni sotto cabina sarà dotata di adeguato trasformatore MT/BT e di interruttori BT atti a proteggere le linee in partenza per ogni inverter.

I fabbricati saranno realizzati con soluzioni standard prefabbricate dotate di quanto necessario per ottenere posa ed un esercizio a regola d'arte. In ogni cabina dovrà essere alloggiato un trasformatore dedicato ai servizi ausiliari a 400V trifase e 230V monofase. In particolare tali macchine dovranno alimentare i sistemi di raffrescamento di cabina, le alimentazioni ausiliare delle apparecchiature di verifica e monitoraggio e gli attuatori dei sistemi di inseguimento monoassiale in campo.

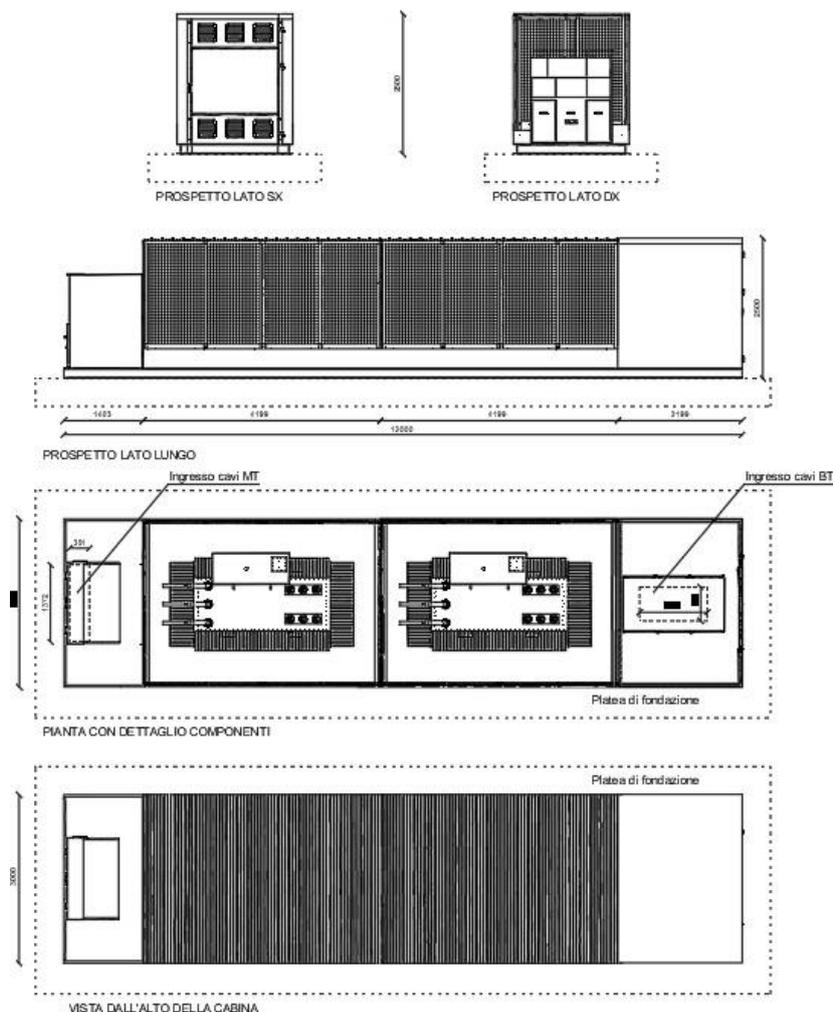


Figura 8 Tipico Cabina MT/bt

## 2.7 CABINE DI RACCOLTA MT – 30KV

L'energia prodotta dalle stazioni di conversione e trasformazione sarà immessa sulla rete di raccolta MT dell'impianto, esercita a 30 kV secondo una configurazione radiale su più linee. Ogni cabina MT/BT interna al campo avrà adeguato interruttore MT ubicato nella cabina di raccolta di pertinenza, quale interruttore di protezione linea. Sarà pertanto sempre possibile lavorare in sicurezza nella singola sottocabina operando sugli interruttori di manovra previsti. Alla medesima cabina di raccolta verranno convogliate tutte le cabine di pertinenza.

Sarà inoltre possibile togliere l'alimentazione agendo sull'interruttore generale della specifica cabina di Raccolta in media tensione operando quindi un sezionamento per tutte le cabine MT/BT ad essa connesse.

Si avranno n.2 cabine di raccolta:

- nella cabina di raccolta CRS confluiranno n.19 cabine MT/bt;
- nella cabina di raccolta CRN confluiranno n.4 cabine MT/bt;

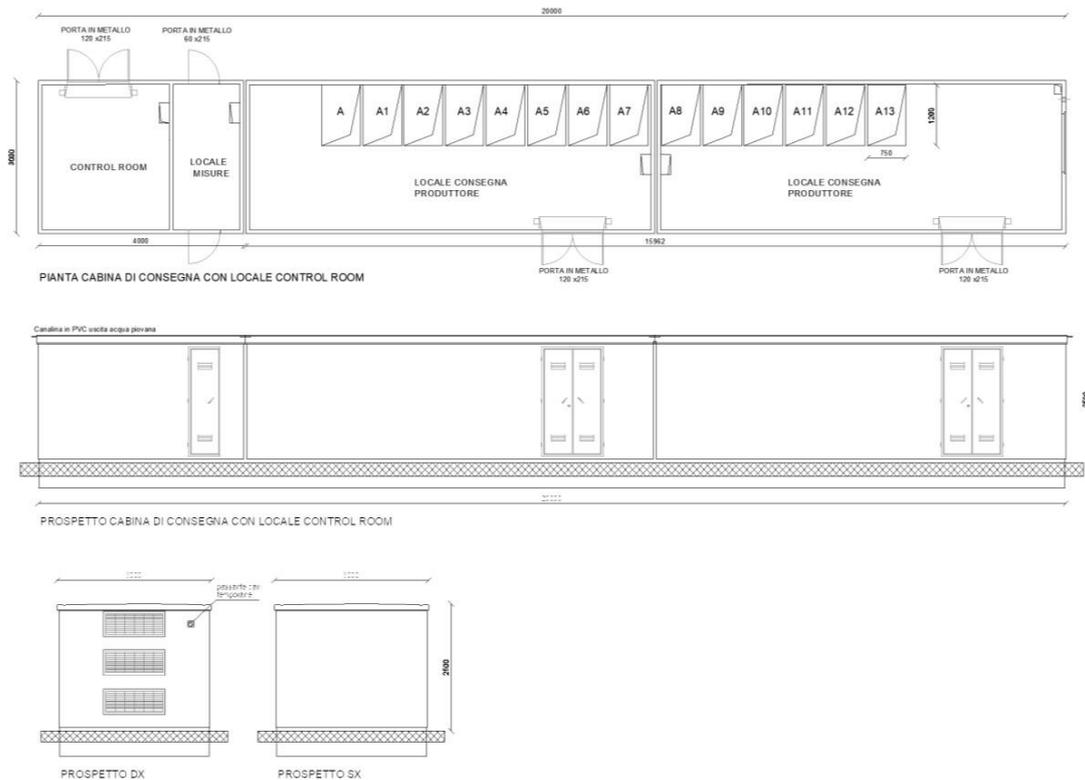


Figura 9 - Cabina di raccolta 20 m x 3 m e control room

## 2.8 OPERE DI RETE

Lo schema di allacciamento alla RTN prevede che la centrale venga collegata in antenna a 150 kV con la sezione 150 kV della stazione elettrica di trasformazione (SE) della RTN a 380/220/150 kV di "Chiaramonte Gulfi", previo ampliamento della stessa.

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

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

## 2.9 LINEE ELETTRICHE

Le condutture sono di tipo a vista o interrate.

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

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

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

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

- contenere le cadute di tensione in servizio ordinario entro il 4% (valore imposto dalla normativa vigente). Il valore deve intendersi riferito tra i morsetti di bassa tensione del punto di fornitura o del trasformatore, ed il punto di alimentazione di ciascuna utenza;
- rispettare le tabelle CEI-UNEL relative alla portata dai cavi, tenendo conto dei coefficienti correttivi in ragione delle condizioni di posa;
- le sezioni delle singole linee sono come da schema elettrico allegato e comunque mai inferiori a 1,5 mm<sup>2</sup>.

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

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

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

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

Si utilizzano le seguenti sezioni minime dei conduttori:

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

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

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

## 2.10 VIE CAVI

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

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

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

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

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

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

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

## 2.11 CONDUTTORI

Si è ritenuto di adottare cavi con conduttori in alluminio. Tale scelta comporta l'uso di sezioni maggiori. Si rimanda in ogni caso alle prescrizioni dei costruttori di inverter, interruttori e trasformatori per eventuali prescrizioni di installazione e accessori di montaggio utili e necessari per questi tipi di materiali.

### 2.11.1 LINEE BT

Sono le linee in cavo che vanno dagli inverter fino alla cabina MT/bt

#### Conduttore in alluminio *Aluminium conductor*

## ARE4R

0,6/1 kV



**Norma di riferimento**  
 IEC 60502-1

**Descrizione del cavo**

**Anima**

Conduttore a corda compatta a fili di alluminio in accordo alla norma IEC 60228, classe 2

**Isolante**

Miscela di polietilene reticolato

**Colori delle anime**

● nero

**Guaina**

In PVC speciale di qualità ST2, colore nero

**Marcatura**

Stampigliatura ad inchiostro speciale ogni 1 m:  
**PRYSMIAN (\*) ARE4R 0,6/1 KV 1X50 MM2 <anno>**  
 (\*) sigla sito produttivo

**Conforme ai requisiti essenziali delle direttive  
 BT 2006/95/CE**

**Applicazioni**

Adatti per alimentazione e trasporto di energia nell'industria/artigianato e dell'edilizia residenziale. Adatti per posa fissa sia all'interno, che all'esterno su passerelle, in tubazioni, canalette o sistemi similari. Possono essere direttamente interrati

**Standard**

**IEC 60502-1**

**Cable design**

**Core**

*Aluminium rigid compact conductor, class 2, IEC 60228*

**Insulation**

*Cross-linked polyethylene compound*

**Core identification**

● *black*

**Sheath**

*Special PVC black outer sheath, ST2 type*

**Marking**

*Special ink marking each meter:  
 PRYSMIAN (\*) ARE4R 0,6/1 KV 1X50 MM2 <year>  
 (\*) production site label*

**Compliant with the requirements of the BT 2006/95/CE directives**

**Applications**

*For supply and feeding of power in industry, public applications and residential buildings. Suitable for fixed installation both indoor and outdoor, on cable trays, in pipe, conduits or similar systems. Can be directly buried*

**ARE4R**

sezione nominale conductor cross-section (mm <sup>2</sup> )	diametro conduttore conductor diameter (mm)	spessore nominale isolante nominal insulation thickness (mm)	diametro esterno nominale nominal outer diameter (mm)	peso indicativo del cavo approximate weight (kg/km)	resistenza massima a 20 °C in c. c. maximum DC resistance at 20 °C (Ω/km)	portata di corrente (A) con temperatura ambiente di		raggio minimo di curvatura minimum bending radius (mm)
						30 °C in aria in open air at 30 °C	20 °C interrato buried at 20 °C ρ=1°C m/W	

**1 conduttore / Single core**

16	4,75	0,7	9,5	110	1,91	78	98	114
25	6,0	0,9	11,0	160	1,20	106	126	132
35	7,0	0,9	12,0	190	0,868	130	151	144
50	8,2	1,0	13,5	240	0,641	158	178	162
70	9,7	1,1	15,0	310	0,443	203	218	180
95	11,4	1,1	17,0	410	0,320	250	261	204
120	12,9	1,2	19,0	500	0,253	294	296	228
150	14,0	1,4	20,5	600	0,206	339	332	246
185	15,8	1,6	22,5	730	0,164	392	374	270
240	18,2	1,7	25,0	930	0,125	470	432	300
300	20,8	1,8	28,0	1150	0,100	544	486	336
400	23,8	2,0	32,0	1470	0,0778	633	549	384
500	26,7	2,2	36,0	1850	0,0605	737	619	432
630	30,5	2,4	40,0	2350	0,0469	853	693	480

Come risulta dal calcolo, tenuto conto dei diversi fattori correttivi, si prevede di utilizzare cavi informazione **3x(2x240 mm<sup>2</sup>)** della tipologia **ARE4R** o simili a seconda della disponibilità.

**2.11.2 LINEE MT (Connessione tra cabina MT/bt e cabine di raccolta)**

Sono le linee di connessione tra cabine MT/bt e cabine di raccolta.

**ARE4H5E COMPACT**

Unipolare 12/20 kV e 18/30 kV  
Single core 12/20 kV and 18/30 kV

**Conduttore di alluminio / Aluminium conductor - ARE4H5E**

sezione nominale conductor cross-section (mm <sup>2</sup> )	diametro conduttore conductor diameter (mm)	diametro sull'isolante diameter over insulation (mm)	diametro esterno nominale nominal outer diameter (mm)	massa indicativa del cavo approximate weight (kg/km)	raggio minimo di curvatura minimum bending radius (mm)	sezione nominale conductor cross-section (mm <sup>2</sup> )	portata di corrente in aria	posa interrata a trifoglio	posa interrata a trifoglio
							open air installation (A)	ρ=1°C m/W (A)	ρ=2 °C m/W (A)

**Dati costruttivi / Construction charact. - 12/20 kV**

50	8,2	19,9	28	580	370
70	9,7	20,8	29	650	380
95	11,4	22,1	30	740	400
120	12,9	23,2	32	840	420
150	14,0	24,3	33	930	440
185	15,8	26,1	35	1090	470
240	18,2	28,5	37	1310	490
300	20,8	31,7	42	1560	550
400	23,8	34,9	45	1930	610
500	26,7	37,8	48	2320	650
630	30,5	42,4	53	2880	700

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

50	186	175	134
70	230	214	164
95	280	256	197
120	323	291	223
150	365	325	250
185	421	368	283
240	500	427	328
300	578	483	371
400	676	551	423
500	787	627	482
630	916	712	547

**Dati costruttivi / Construction charact. - 18/30 kV**

50	8,2	25,5	34	830	450
70	9,7	25,6	34	870	450
95	11,4	26,5	35	950	470
120	12,9	27,4	36	1040	470
150	14,0	28,1	37	1130	490
185	15,8	29,5	38	1260	510
240	18,2	31,5	41	1480	550
300	20,8	34,7	44	1740	590
400	23,8	37,9	48	2130	650
500	26,7	41,0	51	2550	690
630	30,5	45,6	56	3130	760

**Caratt. elettriche / Electrical charact. - 18/30 kV**

50	190	175	134
70	235	213	164
95	285	255	196
120	328	291	223
150	370	324	249
185	425	368	283
240	503	426	327
300	581	480	369
400	680	549	422
500	789	624	479
630	918	709	545

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

### 2.11.3 LINEE MT (Connessione tra cabine di raccolta)

Sono previste connessioni tra la cabina generale "CG" e le cabine di raccolta CRN e CRS.

Come descritto nell'apposito elaborato di calcolo per le linee di collegamento si prevede di utilizzare cavi in formazione da **3x(1x150 mmq)** della tipologia **ARE4H5E** o simili per l'area NORD e **3x(2x630 mmq)** della tipologia **ARE4H5E** per l'area SUD.

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

La sezione dei conduttori da utilizzarsi è calcolata cautelativamente sulla massima potenza di esercizio pari a **50,112 MW**, considerata una lunghezza del tracciato di circa 11.500 m. La potenza espressa è intesa come massima potenza erogabile dai convertitori presenti. Per il calcolo della corrente di impiego viene considerata una tensione nominale di 30 kV e un  $\cos\phi = 0,9$ .

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

## 2.12 IMPIANTO DI MESSA A TERRA

L'impianto di terra soddisferà le seguenti prescrizioni:

- avere sufficiente resistenza meccanica e resistenza alla corrosione;
- essere in grado di sopportare le più elevate correnti di guasto;
- evitare danni a componenti elettrici o a beni;
- garantire la sicurezza delle persone contro le tensioni che si manifestano sugli impianti di terra per effetto delle correnti di guasto a terra.

Dal collettore di terra principale all'interno dei quadri generali e delle singole cabine si distribuiranno i conduttori di protezione ed equipotenziali.

## 2.13 PRODUCIBILITA' IMPIANTO

### 2.13.1 Descrizione dell'impianto

<i>Dati relativi al committente</i>	
<b>Committente:</b>	<b>PERIDOT SOLAR AMBER S.r.l.</b> Via Alberico Albricci n. 7 20122 Milano (MI) CF e P.IVA 01749430193 gpelevasrl@legalmail.it
<b>Rappresentante Legale</b>	Andrea Egidio Urzì
<i>Dati relativi al posizionamento del generatore FV</i>	
Posizionamento del generatore FV:	Installazione a terra con sistema ad inseguimento monoassiale
Angolo di azimut del generatore FV:	0°
Angolo di tilt del generatore FV:	0°
Angolo di rotazione	± 60°
Fattore di albedo:	Suolo "erba verde/secca"
Fattore di riduzione delle ombre $K_{\text{ombre}}$ :	0,95

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

L'energia generata dipende:

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

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

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

- a Perdite per riflessione.
- b Perdite per ombreggiamento.
- c Perdite per mismatching.
- d Perdite per effetto della temperatura.

- e Perdite nei circuiti in continua.
- f Perdite negli inverter.
- g Perdite nei circuiti in alternata.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Per la simulazione di producibilità è stato utilizzato il software di calcolo PVsyst V.7.4

Per semplicità si riporta la simulazione di un singolo campo composto da 24 stringhe da 24 moduli in serie inverter SG 350 con potenza  $P_{ac} = 320$  kW, sistema ad inseguimento monoassiale N/S del tipo double portrait con pitch 11,0 m. Il Software analizza dinamicamente la producibilità in base alle differenti inclinazioni dei tracker ma non tiene conto della crescita delle piante nei diversi periodi dell'anno. E' stata quindi eseguita una simulazione impostando l'altezza delle siepi ulivicolo a 2,2m.

Tenute in conto le specifiche perdite dovute a diversi fattori quali, lo sporcamento, decadimento annuo producibilità moduli, perdita LID, perdita per mismatching e temperatura si stima una producibilità specifica media d'impianto stimabile in **1.905 kWh/kWp/a.**

Si sottolinea che in fase di progettazione esecutiva andrà effettuato uno studio degli ombreggiamenti più dettagliato anche in relazione al posizionamento finale delle mitigazioni e dei filari degli uliveti.



## Project: SPERLINGA

Variant: Simulazione V.01 ombre

### PVsyst V7.4.6

VC5, Simulation date:  
08/05/24 10:41  
with V7.4.6

### Project summary

Geographical Site		Situation		Project settings	
Leva		Latitude	37.08 °N	Albedo	0.20
Italy		Longitude	14.61 °E		
		Altitude	284 m		
		Time zone	UTC+1		
Weather data					
Leva					
Meteonorm 8.1 (1989-2003), Sat=100% - Sintetico					

### System summary

Grid-Connected System		Trackers single array, with backtracking			
Simulation for year no 5					
PV Field Orientation		Tracking algorithm		Near Shadings	
Orientation		Irradiance optimization		Linear shadings : Slow (simul.)	
Tracking plane, horizontal N-S axis		Backtracking activated		Diffuse shading	Automatic
Axis azimuth	0 °				
System information					
PV Array		Inverters			
Nb. of modules	576 units	Nb. of units		1 unit	
Pnom total	432 kWp	Pnom total		350 kWac	
		Pnom ratio		1.234	
User's needs					
Unlimited load (grid)					

### Results summary

Produced Energy	822990 kWh/year	Specific production	1905 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR	88.44 %
-----------------	-----------------	---------------------	-------------------	----------------	---------

### Table of contents

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Horizon definition	5
Near shading definition - Iso-shadings diagram	6
Main results	7
Loss diagram	8
Predef. graphs	9
P50 - P90 evaluation	10
Single-line diagram	11


**Project: SPERLINGA**

Variant: Simulazione V.01 ombre

**PVsyst V7.4.6**

 VC5, Simulation date:  
 08/05/24 10:41  
 with V7.4.6

**General parameters**
**Grid-Connected System**
**Trackers single array, with backtracking**
**PV Field Orientation**
**Orientation**

 Tracking plane, horizontal N-S axis  
 Axis azimuth 0 °

**Tracking algorithm**

 Irradiance optimization  
 Backtracking activated

**Backtracking array**

 Nb. of trackers 6 units  
 Single array

**Sizes**

 Tracker Spacing 10.5 m  
 Collector width 4.79 m  
 Ground Cov. Ratio (GCR) 45.6 %  
 Phi min / max. +/- 60.0 °

**Backtracking strategy**

 Phi limits for BT +/- 62.7 °  
 Backtracking pitch 10.5 m  
 Backtracking width 4.79 m

**Models used**

 Transposition Perez  
 Diffuse Perez, Meteornorm  
 Circumsolar separate

**Horizon**

Average Height 3.5 °

**Near Shadings**

 Linear shadings : Slow (simul.)  
 Diffuse shading Automatic

**User's needs**

Unlimited load (grid)

**Bifacial system**

 Model 2D Calculation  
 unlimited trackers

**Bifacial model geometry**

 Tracker Spacing 10.50 m  
 Tracker width 4.79 m  
 GCR 45.6 %  
 Axis height above ground 2.10 m

**Bifacial model definitions**

 Ground albedo 0.30  
 Bifaciality factor 85 %  
 Rear shading factor 0.0 %  
 Rear mismatch loss 5.0 %  
 Shed transparent fraction 0.0 %

**PV Array Characteristics**
**PV module**

 Manufacturer Generic  
 Model YS750M-132N  
 (Custom parameters definition)

 Unit Nom. Power 750 Wp  
 Number of PV modules 576 units  
 Nominal (STC) 432 kWp  
 Modules 24 string x 24 In series  
**At operating cond. (50°C)**  
 Pmpp 398 kWp  
 U mpp 918 V  
 I mpp 433 A

**Total PV power**

 Nominal (STC) 432 kWp  
 Total 576 modules  
 Module area 1789 m<sup>2</sup>
**Inverter**

 Manufacturer Generic  
 Model SG350-HX  
 (Original PVsyst database)

 Unit Nom. Power 350 kWac  
 Number of inverters 12 \* MPPT 8% 1 unit  
 Total power 350 kWac  
 Operating voltage 500-1450 V  
 Pnom ratio (DC:AC) 1.23  
 No power sharing between MPPTs

**Total inverter power**

 Total power 350 kWac  
 Number of inverters 1 unit  
 Pnom ratio 1.23



Project: SPERLINGA

Variant: Simulazione V.01 ombre

**PVsyst V7.4.6**

 VC5, Simulation date:  
 08/05/24 10:41  
 with V7.4.6

**Array losses**
**Thermal Loss factor**

 Module temperature according to irradiance  
 U<sub>c</sub> (const) 29.0 W/m<sup>2</sup>K  
 U<sub>v</sub> (wind) 0.0 W/m<sup>2</sup>K/m/s

**DC wiring losses**

 Global array res. 11 mΩ  
 Loss Fraction 0.5 % at STC

**Serie Diode Loss**

 Voltage drop 0.7 V  
 Loss Fraction 0.1 % at STC

**Module Quality Loss**

Loss Fraction 0.5 %

**Module mismatch losses**

Loss Fraction 0.0 % at MPP

**Module average degradation**

 Year no 5  
 Loss factor 0.4 %/year

**Mismatch due to degradation**

 Imp RMS dispersion 0.4 %/year  
 Vmp RMS dispersion 0.4 %/year

**IAM loss factor**

Incidence effect (IAM): Fresnel smooth glass, n = 1.526

0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	0.998	0.981	0.948	0.862	0.776	0.636	0.403	0.000



Project: SPERLINGA

Variant: Simulazione V.01 ombre

**PVsyst V7.4.6**

VC5, Simulation date:  
08/05/24 10:41  
with V7.4.6

**Horizon definition**

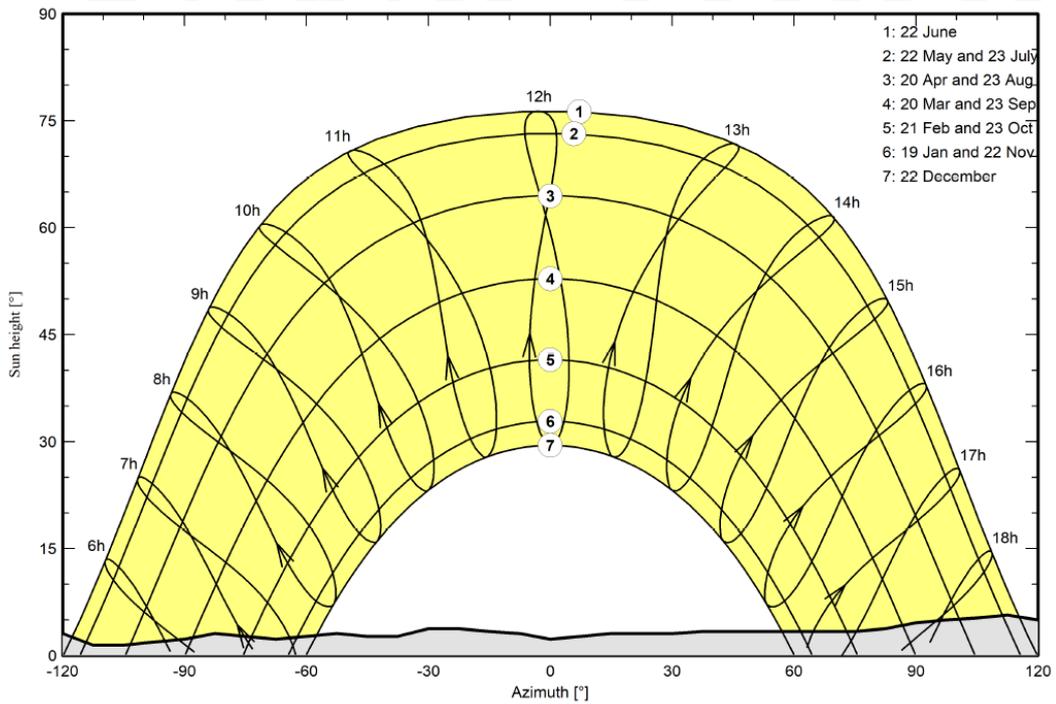
Horizon from PVGIS website API, Lat=46°14'24", Long=6°6'36", Alt=420m

Average Height	3.5 °	Albedo Factor	0.79
Diffuse Factor	0.94	Albedo Fraction	100 %

**Horizon profile**

Azimuth [°]	-180	-173	-120	-113	-105	-98	-90	-83	-75	-68	-60	-53
Height [°]	3.8	3.1	3.1	1.5	1.5	1.9	2.3	3.1	2.7	2.3	2.7	3.1
Azimuth [°]	-45	-38	-30	-23	-15	-8	0	8	15	30	38	75
Height [°]	2.7	2.7	3.8	3.8	3.4	3.1	2.3	2.7	3.1	3.1	3.4	3.4
Azimuth [°]	83	90	98	105	113	120	128	135	143	150	173	180
Height [°]	3.8	4.6	5.0	5.3	5.7	5.0	5.3	5.3	5.0	4.2	4.2	3.8

**Sun Paths (Height / Azimuth diagram)**





Project: SPERLINGA

Variant: Simulazione V.01 ombre

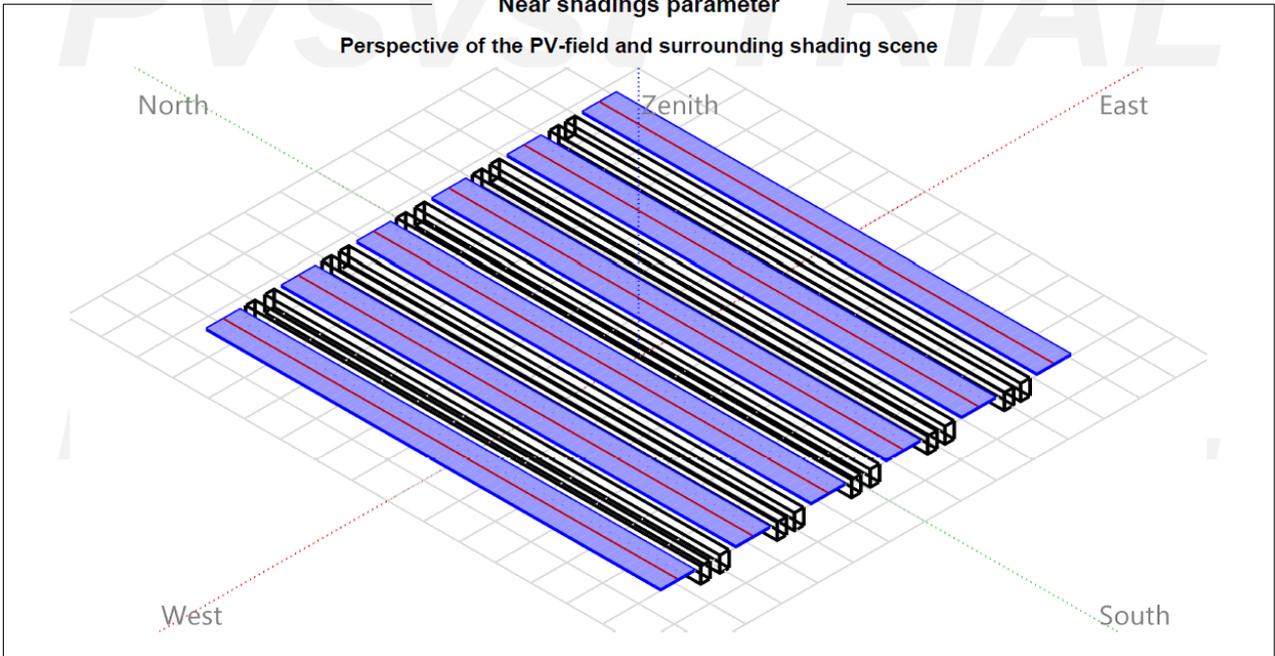
**PVsyst V7.4.6**

VC5, Simulation date:  
 08/05/24 10:41  
 with V7.4.6

# PVsyst TRIAL

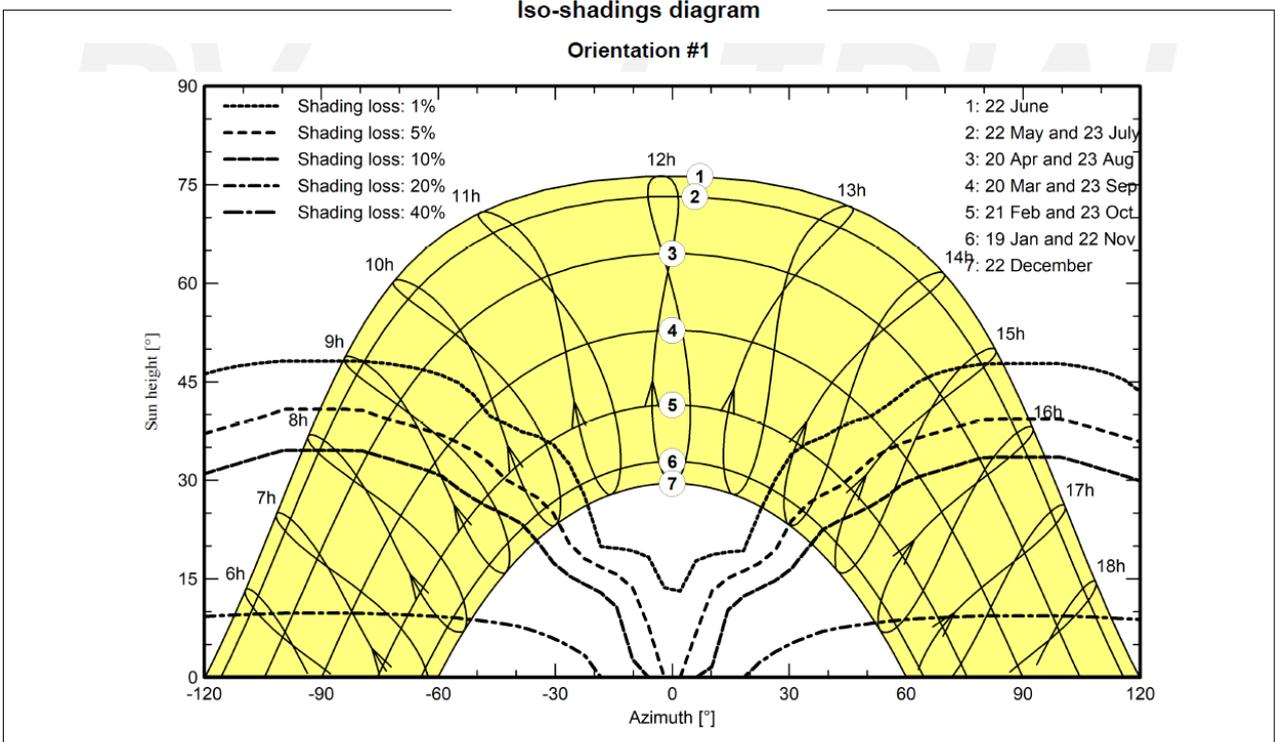
### Near shadings parameter

Perspective of the PV-field and surrounding shading scene



### Iso-shadings diagram

Orientation #1





Project: SPERLINGA

Variant: Simulazione V.01 ombre

**PVsyst V7.4.6**

 VC5, Simulation date:  
 08/05/24 10:41  
 with V7.4.6

**Main results**
**System Production**

Produced Energy

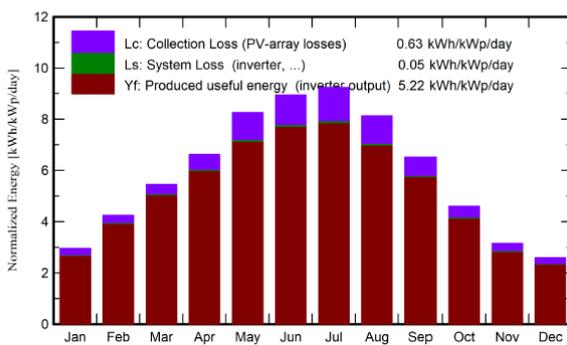
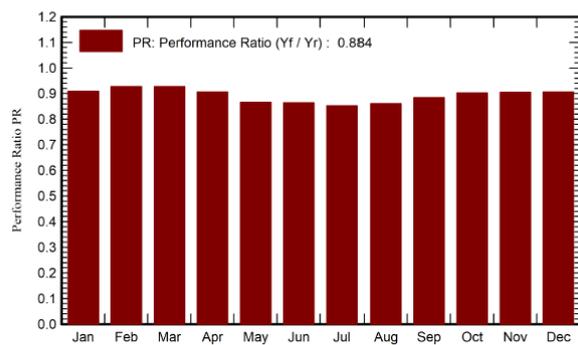
822990 kWh/year

Specific production

1905 kWh/kWp/year

Perf. Ratio PR

88.44 %

**Normalized productions (per installed kWp)**

**Performance Ratio PR**

**Balances and main results**

	GlobHor kWh/m <sup>2</sup>	DiffHor kWh/m <sup>2</sup>	T_Amb °C	GlobInc kWh/m <sup>2</sup>	GlobEff kWh/m <sup>2</sup>	EArray kWh	E_Grid kWh	PR ratio
January	69.2	27.03	10.12	91.8	82.6	36445	36026	0.909
February	92.0	40.17	10.00	118.8	108.5	48056	47579	0.927
March	134.7	59.90	12.22	168.9	156.5	68332	67687	0.928
April	159.2	72.94	14.73	198.7	185.4	78426	77720	0.905
May	201.0	76.47	18.45	256.1	239.6	96729	95859	0.866
June	210.9	79.42	22.34	268.4	251.3	101042	100165	0.864
July	221.8	76.10	26.03	286.4	267.4	106401	105476	0.853
August	196.3	71.35	26.67	252.3	236.0	94676	93832	0.861
September	151.2	58.72	23.08	195.4	180.9	75330	74652	0.884
October	112.3	50.30	19.85	142.6	131.1	56178	55621	0.903
November	73.4	35.51	15.38	94.4	85.3	37328	36917	0.905
December	61.7	26.69	11.82	80.4	72.2	31855	31456	0.906
Year	1683.8	674.57	17.61	2154.0	1996.8	830799	822990	0.884

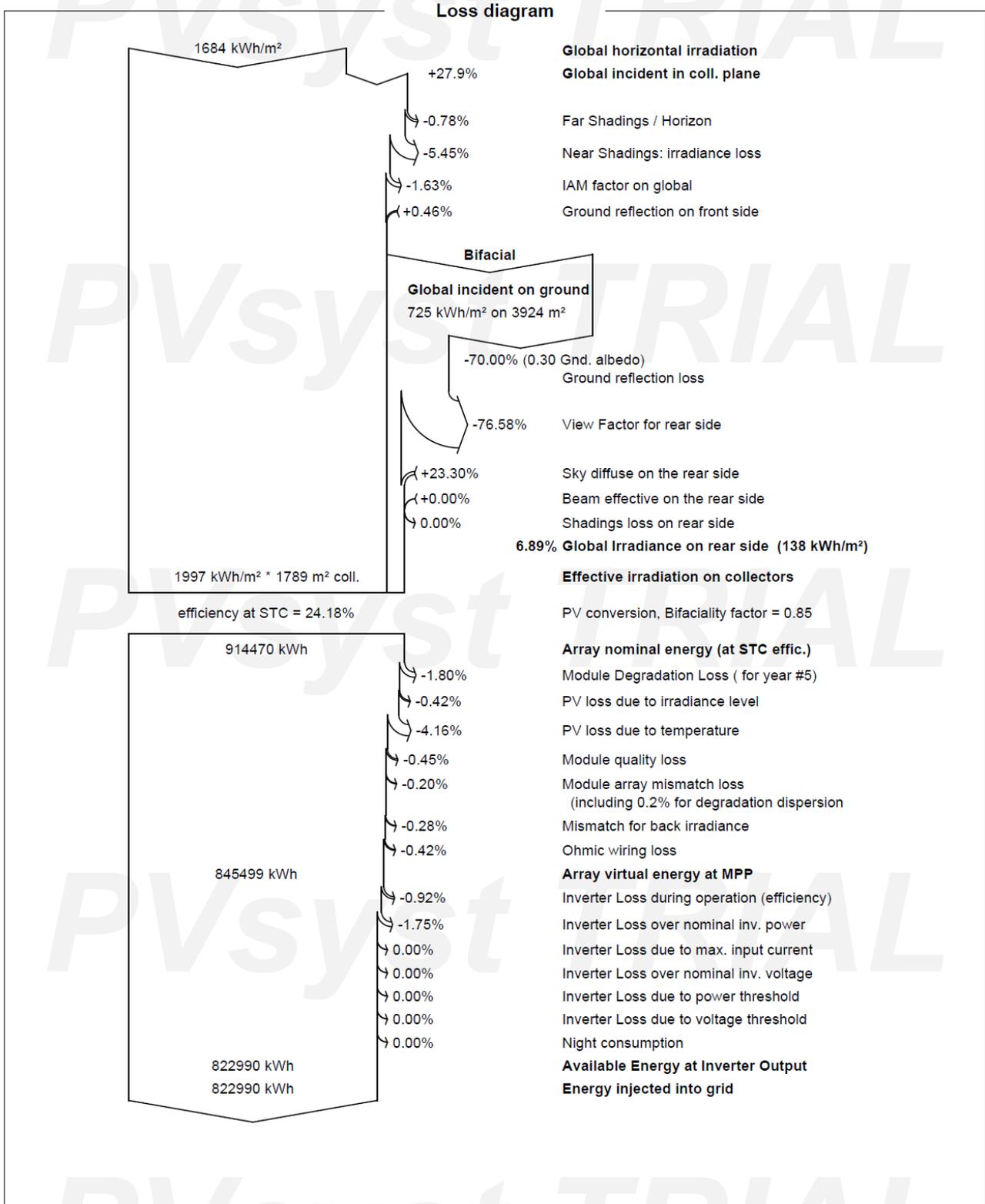
**Legends**

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


**Project: SPERLINGA**

Variant: Simulazione V.01 ombre

**PVsyst V7.4.6**

 VC5, Simulation date:  
 08/05/24 10:41  
 with V7.4.6



**Project: SPERLINGA**
**Variant: Simulazione V.01 ombre**
**PVsyst V7.4.6**

 VC5, Simulation date:  
 08/05/24 10:41  
 with V7.4.6

**P50 - P90 evaluation**
**Weather data**

 Source Meteonorm 8.1 (1989-2003), Sat=100%  
 Kind Monthly averages  
 Sintetico - Multi-year average  
 Year-to-year variability(Variance) 3.9 %

**Specified Deviation**

Climate change 0.0 %

**Global variability (weather data + system)**

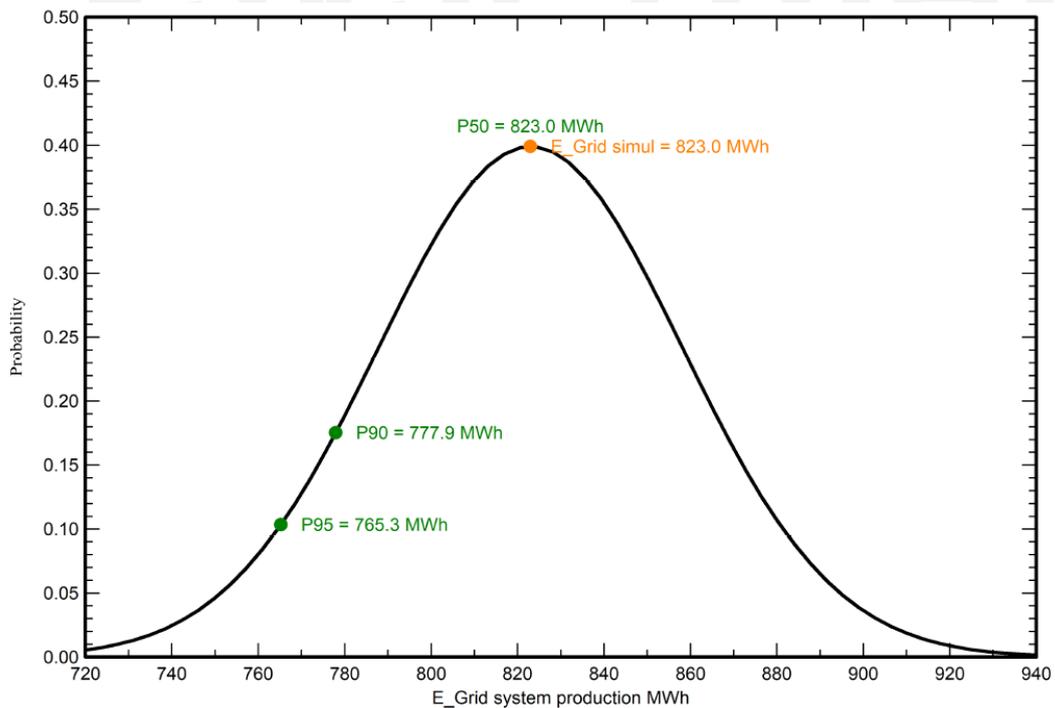
Variability (Quadratic sum) 4.3 %

**Simulation and parameters uncertainties**

 PV module modelling/parameters 1.0 %  
 Inverter efficiency uncertainty 0.5 %  
 Soiling and mismatch uncertainties 1.0 %  
 Degradation uncertainty 1.0 %

**Annual production probability**

 Variability 35.1 MWh  
 P50 823.0 MWh  
 P90 777.9 MWh  
 P95 765.3 MWh

**Probability distribution**

**2.13.2 Produzione energia**

Il generatore "tipo" è composto da n° 576 moduli del tipo Silicio monocristallino bifacciale con una vita utile stimata di oltre 20 anni e degradazione della produzione dovuta ad invecchiamento del 0,8 % annuo, un inverter con potenza Pac=350kW, sistema ad inseguimento monoassiale N/S del tipo double portrait con pitch 10,5 m.

Il software PVsyst analizza dinamicamente la producibilità in base alle differenti inclinazioni dei tracker. Al fine di valutare gli ombreggiamenti dovuti alla crescita delle piante nei diversi periodi dell'anno e tenute in conto le specifiche perdite dovute allo sporco, decadimento annuo producibilità moduli, perdita LID,

perdita per mismatching e temperatura si stima una producibilità specifica media d'impianto considerata l'ombreggiatura delle piante è di 1.905 kWh/kWp/a.

**Producibilità media (kWh/kWp/y): 1.905 kWh/kWp/a**

### 2.13.3 Emissioni

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

Equivalenti di produzione termoelettrica	
Anidride solforosa (SO <sub>2</sub> ):	66.916,95 kg
Ossidi di azoto (NO <sub>x</sub> ):	84.240,63 kg
Polveri:	2.989,18 kg
Anidride carbonica (CO <sub>2</sub> ):	49.796,84 t

Equivalenti di produzione geotermica	
Idrogeno solforato (H <sub>2</sub> S) (fluido geotermico):	2.926,27 kg
Anidride carbonica (CO <sub>2</sub> ):	563,34 t
Tonnellate equivalenti di petrolio (TEP):	17.855,22 TEP

### 2.13.4 Dimensionamento

La quantità di energia elettrica producibile è stata calcolata sulla base dei dati radiometrici utilizzando il database PVSyst ed utilizzando i metodi di calcolo illustrati nella norma UNI 8477-1. L'irraggiamento calcolato su moduli esposti a -90° rispetto al Sud ed installati su di un sistema ad inseguimento sull'asse E-W. La potenza alle condizioni STC (irraggiamento dei moduli di 1000 W/mq a 25°C di temperatura, AM=1,5) risulta essere:

$$P_{STC} = P_{MODULO} \times N^{\circ}MODULI = (750W \times 66.816) = 50.112 \text{ kWp}$$

Il valore di **95.463.360 kWh (1905kWh/kWp/a x 50.112kWp)** è l'energia che il sistema fotovoltaico produrrà in un anno, se non vi sono interruzioni nel servizio.

## 2.14 SICUREZZA ELETTRICA

Il presente progetto propone soluzioni impiantistiche che garantiscono una sicura rispondenza degli impianti alle più esigenti condizioni di servizio e di sicurezza quali:

- continuità dell'alimentazione elettrica;
- minimizzazione dei disservizi ottenuta con la settorializzazione della distribuzione ed una rigida selettività delle protezioni;
- sicurezza antinfortunistica e antincendio ottenuta con l'impiego delle più moderne tecniche di protezione contro i contatti diretti ed indiretti e di materiali con idonei gradi di protezione in funzione delle varie classi di pericolosità degli ambienti.

## 2.15 VERIFICHE FINALI, COLLAUDI E PROVE STRUMENTALI

Ad impianto ultimato e prima della loro messa in servizio si provvederà ad eseguire le verifiche di collaudo previste dalla Norma C.E.I. 64-8 e successive varianti, in particolare: le verifiche, tramite esame a vista e prove strumentali, dovranno accertare la rispondenza degli impianti alle disposizioni di legge, alle Norme C.E.I. ed a tutto quanto espresso nelle prescrizioni della presente relazione tecnica tenuto conto di eventuali modifiche concordate in corso d'opera, sia nei confronti dell'efficienza delle singole parti che nella loro installazione. Le verifiche che dovranno essere eseguite sono riportate nel seguito.

Quadri e apparecchiature:

- prova di isolamento, prima della messa in esercizio;
- prova di funzionamento di tutte le apparecchiature e degli automatismi in cantiere.

Protezioni:

- verifica delle tarature delle protezioni e del loro corretto coordinamento in rapporto ai sovraccarichi ed ai cortocircuiti;
- verifica dell'efficienza delle protezioni contro i contatti indiretti con l'intervento nei tempi previsti dei dispositivi differenziali;

Sicurezza:

- verifica della inaccessibilità delle parti sotto tensione;
- verifica della separazione dei circuiti (in particolare per i SELV presenti).

Conduttori:

- prova di polarità;
- verifica dei percorsi, della sfilabilità, del coefficiente di riempimento, delle portate e delle cadute di tensione;
- misura dell'impedenza dell'anello di guasto;
- prova della resistenza di isolamento dei vari circuiti costituenti l'impianto elettrico: fase/fase, fase/neutro e fase /terra.
- prova di continuità dei conduttori di protezione.
- prova di continuità dei conduttori equipotenziali.

Terra:

- verifica del valore e dell'efficienza dell'impianto. Tra i controlli a vista saranno effettuati i controlli relativi a:
  - identificazione dei conduttori di neutro e di protezione;
  - connessioni e collegamenti dei conduttori;
  - apposizione dei contrassegni di identificazione;
  - rispondenza degli organi di sezionamento e protezione e delle sezioni dei conduttori con il progetto;
  - controllo completezza schemi;
  - misura di distanze;
  - verifica della funzionalità dell'impianto;
  - verifica della funzionalità dei circuiti di segnalazione;
  - verifica del regolare funzionamento di eventuali contatti e/o pulsanti per segnalazione e allarme, Per quanto concerne le verifiche funzionali dovranno essere effettuate;
  - prove funzionali sui quadri e sulle apparecchiature elettriche in corrente alternata BT;
  - avviamento degli inverter e del sistema di trasformazione;



**ITALCONSULT**



**Peridot Solar**  
GREEN ENERGY SOLUTIONS

- corretto funzionamento dell'impianto fotovoltaico nelle diverse condizioni di potenza generata e nelle varie modalità previste dal gruppo di condizionamento e controllo della potenza (accensione, spegnimento, mancanza rete, ecc.).

## **2.16 DOCUMENTAZIONE TECNICA**

La ditta esecutrice dei lavori dovrà consegnare al committente la documentazione "As Built" aggiornata, debitamente compilata e completa di tutti i documenti tecnici, che dovranno comprendere:

- per tutti i materiali installati: caratteristiche dei materiali, fogli di installazione; certificazione secondo le norme vigenti; manuali d'uso e manutenzione;
- schemi planimetrici aggiornati degli impianti realizzati, con dettaglio delle vie cavi;
- per i quadri elettrici: disegni fronte-quadro, interno-quadro, schemi elettrici unifilari e multi-filari;
- manuale generale d'uso e manutenzione dell'impianto fotovoltaico;
- dichiarazione di conformità dell'impianto di terra ai sensi del DPR 462/01 del 22/10/01 s.m.i.;
- dichiarazione di conformità alla regola d'arte degli impianti realizzati – comprendente una relazione di verifica ai sensi delle norme CEI 64-14 e CEI 82-25 e successive varianti;
- certificato di collaudo dell'impianto fotovoltaico ai sensi del DM 6 agosto 2010 e successivi aggiornamenti;
- certificati UTF e MID per il contatore d'energia in media tensione;
- certificato di corretta inserzione del contatore;
- copia del certificato di riconoscimento dei requisiti tecnico professionali

## 2.17 DESCRIZIONE DEL CAMPO FOTOVOLTAICO

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

CN.1							
Tipologia struttura	n. strutture			n.moduli		Potenza DC (kWp)	
Tracker da 12 pannelli	20,00	81,00		240,00	3.192,00	180,00	2.394,00
Tracker da 24 pannelli	25,00			600,00		450,00	
Tracker da 48 pannelli	23,00			1.104,00		828,00	
Tracker da 96 pannelli	13,00			1.248,00		936,00	
Tipologia INVERTER	n° INV	pannelli		stringhe	Potenza CABINA (MW)		
INVERTER da 320/350 k	8,00	3.192,00		134,00	<b>3</b>		
ID INV.	12p	24p	48p	96p	Tot. Pan	Stringhe	Pn(kW)
1.1	2	3	3	2	<b>432</b>	<b>18</b>	324,00
1.2	2	2	2	3	<b>456</b>	<b>19</b>	342,00
1.3	1	0	3	3	<b>444</b>	<b>19</b>	333,00
1.4	1	3	2	3	<b>468</b>	<b>20</b>	351,00
1.5	0	4	2	2	<b>384</b>	<b>16</b>	288,00
1.6	2	2	6	0	<b>360</b>	<b>15</b>	270,00
1.7	4	1	4	0	<b>264</b>	<b>11</b>	198,00
1.8	8	10	1	0	<b>384</b>	<b>16</b>	288,00
<b>Totale</b>	<b>20</b>	<b>25</b>	<b>23</b>	<b>13</b>	<b>3.192</b>	<b>134</b>	<b>2.394,00</b>

CN.2							
Tipologia struttura	n. strutture			n.moduli		Potenza DC (kWp)	
Tracker da 12 pannelli	4,00	52,00		48,00	3.144,00	36,00	2.358,00
Tracker da 24 pannelli	11,00			264,00		198,00	
Tracker da 48 pannelli	15,00			720,00		540,00	
Tracker da 96 pannelli	22,00			2.112,00		1.584,00	
Tipologia INVERTER	n° INV	pannelli		stringhe	Potenza CABINA (MW)		
INVERTER da 320/350 k	7,00	3.144,00		131,00	<b>3</b>		
ID INV.	12p	24p	48p	96p	Tot. Pan	Stringhe	Pn(kW)
2.1	2	3	4	2	<b>480</b>	<b>20</b>	360,00
2.2	0	1	2	3	<b>408</b>	<b>17</b>	306,00
2.3	0	0	2	4	<b>480</b>	<b>20</b>	360,00
2.4	0	2	1	4	<b>480</b>	<b>20</b>	360,00
2.5	0	2	2	3	<b>432</b>	<b>18</b>	324,00
2.6	0	2	2	3	<b>432</b>	<b>18</b>	324,00
2.7	2	1	2	3	<b>432</b>	<b>18</b>	324,00
<b>Totale</b>	<b>4</b>	<b>11</b>	<b>15</b>	<b>22</b>	<b>3.144</b>	<b>131</b>	<b>2.358,00</b>

<b>CN.3</b>							
<b>Tipologia struttura</b>	<b>n. strutture</b>			<b>n.moduli</b>		<b>Potenza DC (kWp)</b>	
Tracker da 12 pannelli	9,00	55,00		108,00	2.868,00	81,00	2.151,00
Tracker da 24 pannelli	15,00			360,00		270,00	
Tracker da 48 pannelli	12,00			576,00		432,00	
Tracker da 96 pannelli	19,00			1.824,00		1.368,00	
<b>Tipologia INVERTER</b>	<b>n° INV</b>	<b>pannelli</b>		<b>stringhe</b>		<b>Potenza CABINA (MW)</b>	
INVERTER da 320/350 k	7,00	2.868,00		121,00		<b>3</b>	
<b>ID INV.</b>	<b>12p</b>	<b>24p</b>	<b>48p</b>	<b>96p</b>	<b>Tot. Pan</b>	<b>Stringhe</b>	<b>Pn(kW)</b>
3.1	1	2	2	3	<b>444</b>	<b>19</b>	333,00
3.2	2	4	2	0	<b>216</b>	<b>9</b>	162,00
3.3	2	3	2	3	<b>480</b>	<b>20</b>	360,00
3.4	1	2	4	2	<b>444</b>	<b>19</b>	333,00
3.5	0	0	2	4	<b>480</b>	<b>20</b>	360,00
3.6	1	2	0	3	<b>348</b>	<b>15</b>	261,00
3.7	2	2	0	4	<b>456</b>	<b>19</b>	342,00
<b>Totale</b>	<b>9</b>	<b>15</b>	<b>12</b>	<b>19</b>	<b>2.868</b>	<b>121</b>	<b>2.151,00</b>

<b>CN.4</b>							
<b>Tipologia struttura</b>	<b>n. strutture</b>			<b>n.moduli</b>		<b>Potenza DC (kWp)</b>	
Tracker da 12 pannelli	2,00	37,00		24,00	2.616,00	18,00	1.962,00
Tracker da 24 pannelli	6,00			144,00		108,00	
Tracker da 48 pannelli	7,00			336,00		252,00	
Tracker da 96 pannelli	22,00			2.112,00		1.584,00	
<b>Tipologia INVERTER</b>	<b>n° INV</b>	<b>pannelli</b>		<b>stringhe</b>		<b>Potenza CABINA (MW)</b>	
INVERTER da 320/350 k	6,00	2.616,00		110,00		<b>3</b>	
<b>ID INV.</b>	<b>12p</b>	<b>24p</b>	<b>48p</b>	<b>96p</b>	<b>Tot. Pan</b>	<b>Stringhe</b>	<b>Pn(kW)</b>
4.1	0	0	2	4	<b>480</b>	<b>20</b>	360,00
4.2	1	1	1	4	<b>468</b>	<b>20</b>	351,00
4.3	1	1	1	4	<b>468</b>	<b>20</b>	351,00
4.4	0	0	0	5	<b>480</b>	<b>20</b>	360,00
4.5	0	2	1	4	<b>480</b>	<b>20</b>	360,00
4.6	0	2	2	1	<b>240</b>	<b>10</b>	180,00
<b>Totale</b>	<b>2</b>	<b>6</b>	<b>7</b>	<b>22</b>	<b>2.616</b>	<b>110</b>	<b>1.962,00</b>

<b>CS.1</b>							
<b>Tipologia struttura</b>	<b>n. strutture</b>			<b>n.moduli</b>		<b>Potenza DC (kWp)</b>	
Tracker da 12 pannelli	11,00	61,00		132,00	3.180,00	99,00	2.385,00
Tracker da 24 pannelli	11,00			264,00		198,00	
Tracker da 48 pannelli	20,00			960,00		720,00	
Tracker da 96 pannelli	19,00			1.824,00		1.368,00	
<b>Tipologia INVERTER</b>	<b>n° INV</b>	<b>pannelli</b>		<b>stringhe</b>		<b>Potenza CABINA (MW)</b>	
INVERTER da 320/350 k	7,00	3.180,00		134,00		<b>3</b>	
<b>ID INV.</b>	<b>12p</b>	<b>24p</b>	<b>48p</b>	<b>96p</b>	<b>Tot. Pan</b>	<b>Stringhe</b>	<b>Pn(kW)</b>
1.1	4	3	3	2	<b>456</b>	<b>19</b>	342,00
1.2	1	3	0	4	<b>468</b>	<b>20</b>	351,00
1.3	2	0	3	3	<b>456</b>	<b>19</b>	342,00
1.4	1	3	3	2	<b>420</b>	<b>18</b>	315,00
1.5	0	0	2	4	<b>480</b>	<b>20</b>	360,00
1.6	2	0	5	2	<b>456</b>	<b>19</b>	342,00
1.7	1	2	4	2	<b>444</b>	<b>19</b>	333,00
<b>Totale</b>	<b>11</b>	<b>11</b>	<b>20</b>	<b>19</b>	<b>3.180</b>	<b>134</b>	<b>2.385,00</b>

<b>CS.2</b>							
<b>Tipologia struttura</b>	<b>n. strutture</b>			<b>n.moduli</b>		<b>Potenza DC (kWp)</b>	
Tracker da 12 pannelli	3,00	55,00		36,00	3.108,00	27,00	2.331,00
Tracker da 24 pannelli	18,00			432,00		324,00	
Tracker da 48 pannelli	13,00			624,00		468,00	
Tracker da 96 pannelli	21,00			2.016,00		1.512,00	
<b>Tipologia INVERTER</b>	<b>n° INV</b>	<b>pannelli</b>		<b>stringhe</b>		<b>Potenza CABINA (MW)</b>	
INVERTER da 320/350 k	7,00	3.108,00		131,00		<b>3</b>	
<b>ID INV.</b>	<b>12p</b>	<b>24p</b>	<b>48p</b>	<b>96p</b>	<b>Tot. Pan</b>	<b>Stringhe</b>	<b>Pn(kW)</b>
2.1	0	2	3	3	<b>480</b>	<b>20</b>	360,00
2.2	1	1	2	3	<b>420</b>	<b>18</b>	315,00
2.3	0	2	1	3	<b>384</b>	<b>16</b>	288,00
2.4	0	3	6	1	<b>456</b>	<b>19</b>	342,00
2.5	1	3	0	4	<b>468</b>	<b>20</b>	351,00
2.6	0	2	1	4	<b>480</b>	<b>20</b>	360,00
2.7	1	5	0	3	<b>420</b>	<b>18</b>	315,00
<b>Totale</b>	<b>3</b>	<b>18</b>	<b>13</b>	<b>21</b>	<b>3.108</b>	<b>131</b>	<b>2.331,00</b>

**CS.3**

Tipologia struttura	n. strutture		n.moduli		Potenza DC (kWp)	
Tracker da 12 pannelli	6,00	51,00	72,00	3.144,00	54,00	2.358,00
Tracker da 24 pannelli	12,00		288,00		216,00	
Tracker da 48 pannelli	8,00		384,00		288,00	
Tracker da 96 pannelli	25,00		2.400,00		1.800,00	

Tipologia INVERTER	n° INV	pannelli	stringhe	Potenza CABINA (MW)
INVERTER da 320/350 k	7,00	3.144,00	133,00	<b>3</b>

ID INV.	12p	24p	48p	96p	Tot. Pan	Stringhe	Pn(kW)
3.1	0	2	2	3	<b>432</b>	<b>18</b>	324,00
3.2	2	3	1	3	<b>432</b>	<b>18</b>	324,00
3.3	0	1	1	4	<b>456</b>	<b>19</b>	342,00
3.4	1	3	2	3	<b>468</b>	<b>20</b>	351,00
3.5	1	1	1	4	<b>468</b>	<b>20</b>	351,00
3.6	1	1	1	4	<b>468</b>	<b>20</b>	351,00
3.7	1	1	0	4	<b>420</b>	<b>18</b>	315,00
<b>Totale</b>	<b>6</b>	<b>12</b>	<b>8</b>	<b>25</b>	<b>3.144</b>	<b>133</b>	<b>2.358,00</b>

**CS.4**

Tipologia struttura	n. strutture		n.moduli		Potenza DC (kWp)	
Tracker da 12 pannelli	0,00	39,00	0,00	3.120,00	0,00	2.340,00
Tracker da 24 pannelli	8,00		192,00		144,00	
Tracker da 48 pannelli	1,00		48,00		36,00	
Tracker da 96 pannelli	30,00		2.880,00		2.160,00	

Tipologia INVERTER	n° INV	pannelli	stringhe	Potenza CABINA (MW)
INVERTER da 320/350 k	7,00	3.120,00	130,00	<b>3</b>

ID INV.	12p	24p	48p	96p	Tot. Pan	Stringhe	Pn(kW)
4.1	0	1	0	4	<b>408</b>	<b>17</b>	306,00
4.2	0	1	0	4	<b>408</b>	<b>17</b>	306,00
4.3	0	2	0	4	<b>432</b>	<b>18</b>	324,00
4.4	0	2	1	4	<b>480</b>	<b>20</b>	360,00
4.5	0	2	0	4	<b>432</b>	<b>18</b>	324,00
4.6	0	0	0	5	<b>480</b>	<b>20</b>	360,00
4.7	0	0	0	5	<b>480</b>	<b>20</b>	360,00
<b>Totale</b>	<b>0</b>	<b>8</b>	<b>1</b>	<b>30</b>	<b>3.120</b>	<b>130</b>	<b>2.340,00</b>

CS.5							
Tipologia struttura	n. strutture			n.moduli		Potenza DC (kWp)	
Tracker da 12 pannelli	0,00	33,00		0,00	3.168,00	0,00	2.376,00
Tracker da 24 pannelli	0,00			0,00			
Tracker da 48 pannelli	0,00			0,00			
Tracker da 96 pannelli	33,00			3.168,00		2.376,00	
Tipologia INVERTER	n° INV	pannelli		stringhe		Potenza CABINA (MW)	
INVERTER da 320/350 k	7,00	3.168,00		132,00		3	
ID INV.	12p	24p	48p	96p	Tot. Pan	Stringhe	Pn(kW)
5.1	0	0	0	5	480	20	360,00
5.2	0	0	0	5	480	20	360,00
5.3	0	0	0	5	480	20	360,00
5.4	0	0	0	5	480	20	360,00
5.5	0	0	0	5	480	20	360,00
5.6	0	0	0	5	480	20	360,00
5.7	0	0	0	3	288	12	216,00
<b>Totale</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>33</b>	<b>3.168</b>	<b>132</b>	<b>2.376,00</b>

CS.6							
Tipologia struttura	n. strutture			n.moduli		Potenza DC (kWp)	
Tracker da 12 pannelli	2,00	41,00		24,00	3.216,00	18,00	2.412,00
Tracker da 24 pannelli	1,00			24,00			
Tracker da 48 pannelli	10,00			480,00			
Tracker da 96 pannelli	28,00			2.688,00		2.016,00	
Tipologia INVERTER	n° INV	pannelli		stringhe		Potenza CABINA (MW)	
INVERTER da 320/350 k	7,00	3.216,00		135,00		3	
ID INV.	12p	24p	48p	96p	Tot. Pan	Stringhe	Pn(kW)
6.1	0	0	0	5	480	20	360,00
6.2	0	0	0	5	480	20	360,00
6.3	0	0	2	4	480	20	360,00
6.4	0	1	2	3	408	17	306,00
6.5	1	0	3	3	444	19	333,00
6.6	1	0	1	4	444	19	333,00
6.7	0	0	2	4	480	20	360,00
<b>Totale</b>	<b>2</b>	<b>1</b>	<b>10</b>	<b>28</b>	<b>3.216</b>	<b>135</b>	<b>2.412,00</b>

<b>CS.7</b>							
<b>Tipologia struttura</b>	<b>n. strutture</b>			<b>n.moduli</b>		<b>Potenza DC (kWp)</b>	
Tracker da 12 pannelli	4,00	50,00		48,00	3.240,00	36,00	2.430,00
Tracker da 24 pannelli	11,00			264,00		198,00	
Tracker da 48 pannelli	9,00			432,00		324,00	
Tracker da 96 pannelli	26,00			2.496,00		1.872,00	
<b>Tipologia INVERTER</b>	<b>n° INV</b>	<b>pannelli</b>		<b>stringhe</b>		<b>Potenza CABINA (MW)</b>	
INVERTER da 320/350 k	7,00	3.240,00		136,00		<b>3</b>	
<b>ID INV.</b>	<b>12p</b>	<b>24p</b>	<b>48p</b>	<b>96p</b>	<b>Tot. Pan</b>	<b>Stringhe</b>	<b>Pn(kW)</b>
7.1	0	4	4	2	<b>480</b>	<b>20</b>	360,00
7.2	1	0	1	4	<b>444</b>	<b>19</b>	333,00
7.3	0	0	0	5	<b>480</b>	<b>20</b>	360,00
7.4	2	1	3	3	<b>480</b>	<b>20</b>	360,00
7.5	0	2	1	4	<b>480</b>	<b>20</b>	360,00
7.6	1	2	0	4	<b>444</b>	<b>19</b>	333,00
7.7	0	2	0	4	<b>432</b>	<b>18</b>	324,00
<b>Totale</b>	<b>4</b>	<b>11</b>	<b>9</b>	<b>26</b>	<b>3.240</b>	<b>136</b>	<b>2.430,00</b>

<b>CS.8</b>							
<b>Tipologia struttura</b>	<b>n. strutture</b>			<b>n.moduli</b>		<b>Potenza DC (kWp)</b>	
Tracker da 12 pannelli	5,00	45,00		60,00	3.204,00	45,00	2.403,00
Tracker da 24 pannelli	7,00			168,00		126,00	
Tracker da 48 pannelli	4,00			192,00		144,00	
Tracker da 96 pannelli	29,00			2.784,00		2.088,00	
<b>Tipologia INVERTER</b>	<b>n° INV</b>	<b>pannelli</b>		<b>stringhe</b>		<b>Potenza CABINA (MW)</b>	
INVERTER da 320/350 k	8,00	3.204,00		135,00		<b>3</b>	
<b>ID INV.</b>	<b>12p</b>	<b>24p</b>	<b>48p</b>	<b>96p</b>	<b>Tot. Pan</b>	<b>Stringhe</b>	<b>Pn(kW)</b>
8.1	1	0	0	4	<b>396</b>	<b>17</b>	297,00
8.2	0	0	0	5	<b>480</b>	<b>20</b>	360,00
8.3	0	1	1	4	<b>456</b>	<b>19</b>	342,00
8.4	0	0	1	4	<b>432</b>	<b>18</b>	324,00
8.5	2	2	0	4	<b>456</b>	<b>19</b>	342,00
8.6	0	2	1	4	<b>480</b>	<b>20</b>	360,00
8.7	1	1	1	2	<b>276</b>	<b>12</b>	207,00
8.8	1	1	0	2	<b>228</b>	<b>10</b>	171,00
<b>Totale</b>	<b>5</b>	<b>7</b>	<b>4</b>	<b>29</b>	<b>3.204</b>	<b>135</b>	<b>2.403,00</b>

<b>CS.9</b>							
<b>Tipologia struttura</b>	<b>n. strutture</b>			<b>n.moduli</b>		<b>Potenza DC (kWp)</b>	
Tracker da 12 pannelli	1,00	43,00		12,00	3.180,00	9,00	2.385,00
Tracker da 24 pannelli	6,00			144,00		108,00	
Tracker da 48 pannelli	9,00			432,00		324,00	
Tracker da 96 pannelli	27,00			2.592,00		1.944,00	
<b>Tipologia INVERTER</b>	<b>n° INV</b>	<b>pannelli</b>		<b>stringhe</b>		<b>Potenza CABINA (MW)</b>	
INVERTER da 320/350 k	7,00	3.180,00		133,00		<b>3</b>	
<b>ID INV.</b>	<b>12p</b>	<b>24p</b>	<b>48p</b>	<b>96p</b>	<b>Tot. Pan</b>	<b>Stringhe</b>	<b>Pn(kW)</b>
9.1	0	2	1	4	<b>480</b>	<b>20</b>	360,00
9.2	1	3	0	4	<b>468</b>	<b>20</b>	351,00
9.3	0	0	2	4	<b>480</b>	<b>20</b>	360,00
9.4	0	1	3	3	<b>456</b>	<b>19</b>	342,00
9.5	0	0	0	5	<b>480</b>	<b>20</b>	360,00
9.6	0	0	2	4	<b>480</b>	<b>20</b>	360,00
9.7	0	0	1	3	<b>336</b>	<b>14</b>	252,00
<b>Totale</b>	<b>1</b>	<b>6</b>	<b>9</b>	<b>27</b>	<b>3.180</b>	<b>133</b>	<b>2.385,00</b>

<b>CS.10</b>							
<b>Tipologia struttura</b>	<b>n. strutture</b>			<b>n.moduli</b>		<b>Potenza DC (kWp)</b>	
Tracker da 12 pannelli	1,00	38,00		12,00	3.204,00	9,00	2.403,00
Tracker da 24 pannelli	1,00			24,00		18,00	
Tracker da 48 pannelli	6,00			288,00		216,00	
Tracker da 96 pannelli	30,00			2.880,00		2.160,00	
<b>Tipologia INVERTER</b>	<b>n° INV</b>	<b>pannelli</b>		<b>stringhe</b>		<b>Potenza CABINA (MW)</b>	
INVERTER da 320/350 k	7,00	3.204,00		134,00		<b>3</b>	
<b>ID INV.</b>	<b>12p</b>	<b>24p</b>	<b>48p</b>	<b>96p</b>	<b>Tot. Pan</b>	<b>Stringhe</b>	<b>Pn(kW)</b>
10.1	0	0	2	4	<b>480</b>	<b>20</b>	360,00
10.2	0	0	2	4	<b>480</b>	<b>20</b>	360,00
10.3	0	0	0	5	<b>480</b>	<b>20</b>	360,00
10.4	0	0	0	5	<b>480</b>	<b>20</b>	360,00
10.5	0	0	0	5	<b>480</b>	<b>20</b>	360,00
10.6	0	1	1	4	<b>456</b>	<b>19</b>	342,00
10.7	1	0	1	3	<b>348</b>	<b>15</b>	261,00
<b>Totale</b>	<b>1</b>	<b>1</b>	<b>6</b>	<b>30</b>	<b>3.204</b>	<b>134</b>	<b>2.403,00</b>

<b>CS.11</b>							
<b>Tipologia struttura</b>	<b>n. strutture</b>			<b>n.moduli</b>		<b>Potenza DC (kWp)</b>	
Tracker da 12 pannelli	5,00	52,00		60,00	2.580,00	45,00	1.935,00
Tracker da 24 pannelli	17,00			408,00		306,00	
Tracker da 48 pannelli	16,00			768,00		576,00	
Tracker da 96 pannelli	14,00			1.344,00		1.008,00	
<b>Tipologia INVERTER</b>	<b>n° INV</b>	<b>pannelli</b>		<b>stringhe</b>		<b>Potenza CABINA (MW)</b>	
INVERTER da 320/350 k	6,00	2.580,00		109,00		<b>3</b>	
<b>ID INV.</b>	<b>12p</b>	<b>24p</b>	<b>48p</b>	<b>96p</b>	<b>Tot. Pan</b>	<b>Stringhe</b>	<b>Pn(kW)</b>
11.1	1	4	1	3	<b>444</b>	<b>19</b>	333,00
11.2	0	3	5	1	<b>408</b>	<b>17</b>	306,00
11.3	1	4	3	1	<b>348</b>	<b>15</b>	261,00
11.4	0	2	1	4	<b>480</b>	<b>20</b>	360,00
11.5	2	1	2	3	<b>432</b>	<b>18</b>	324,00
11.6	1	3	4	2	<b>468</b>	<b>20</b>	351,00
<b>Totale</b>	<b>5</b>	<b>17</b>	<b>16</b>	<b>14</b>	<b>2.580</b>	<b>109</b>	<b>1.935,00</b>

<b>CS.12</b>							
<b>Tipologia struttura</b>	<b>n. strutture</b>			<b>n.moduli</b>		<b>Potenza DC (kWp)</b>	
Tracker da 12 pannelli	3,00	44,00		36,00	2.964,00	27,00	2.223,00
Tracker da 24 pannelli	10,00			240,00		180,00	
Tracker da 48 pannelli	6,00			288,00		216,00	
Tracker da 96 pannelli	25,00			2.400,00		1.800,00	
<b>Tipologia INVERTER</b>	<b>n° INV</b>	<b>pannelli</b>		<b>stringhe</b>		<b>Potenza CABINA (MW)</b>	
INVERTER da 320/350 k	7,00	2.964,00		125,00		<b>3</b>	
<b>ID INV.</b>	<b>12p</b>	<b>24p</b>	<b>48p</b>	<b>96p</b>	<b>Tot. Pan</b>	<b>Stringhe</b>	<b>Pn(kW)</b>
12.1	0	1	1	4	<b>456</b>	<b>19</b>	342,00
12.2	1	2	2	3	<b>444</b>	<b>19</b>	333,00
12.3	1	1	1	4	<b>468</b>	<b>20</b>	351,00
12.4	0	0	0	4	<b>384</b>	<b>16</b>	288,00
12.5	1	2	1	3	<b>396</b>	<b>17</b>	297,00
12.6	0	4	1	2	<b>336</b>	<b>14</b>	252,00
12.7	0	0	0	5	<b>480</b>	<b>20</b>	360,00
<b>Totale</b>	<b>3</b>	<b>10</b>	<b>6</b>	<b>25</b>	<b>2.964</b>	<b>125</b>	<b>2.223,00</b>

<b>CS.13</b>							
<b>Tipologia struttura</b>	<b>n. strutture</b>			<b>n.moduli</b>		<b>Potenza DC (kWp)</b>	
Tracker da 12 pannelli	5,00	31,00		60,00	1.716,00	45,00	1.287,00
Tracker da 24 pannelli	5,00			120,00		90,00	
Tracker da 48 pannelli	10,00			480,00		360,00	
Tracker da 96 pannelli	11,00			1.056,00		792,00	
<b>Tipologia INVERTER</b>	<b>n° INV</b>	<b>pannelli</b>		<b>stringhe</b>		<b>Potenza CABINA (MW)</b>	
INVERTER da 320/350 k	5,00	1.716,00		72,00		<b>2</b>	
<b>ID INV.</b>	<b>12p</b>	<b>24p</b>	<b>48p</b>	<b>96p</b>	<b>Tot. Pan</b>	<b>Stringhe</b>	<b>Pn(kW)</b>
13.1	0	0	3	3	<b>432</b>	<b>18</b>	324,00
13.2	0	0	2	3	<b>384</b>	<b>16</b>	288,00
13.3	2	1	3	2	<b>384</b>	<b>16</b>	288,00
13.4	1	2	0	3	<b>348</b>	<b>15</b>	261,00
13.5	2	2	2	0	<b>168</b>	<b>7</b>	126,00
<b>Totale</b>	<b>5</b>	<b>5</b>	<b>10</b>	<b>11</b>	<b>1.716</b>	<b>72</b>	<b>1.287,00</b>

<b>CS.14</b>							
<b>Tipologia struttura</b>	<b>n. strutture</b>			<b>n.moduli</b>		<b>Potenza DC (kWp)</b>	
Tracker da 12 pannelli	3,00	47,00		36,00	2.916,00	27,00	2.187,00
Tracker da 24 pannelli	12,00			288,00		216,00	
Tracker da 48 pannelli	10,00			480,00		360,00	
Tracker da 96 pannelli	22,00			2.112,00		1.584,00	
<b>Tipologia INVERTER</b>	<b>n° INV</b>	<b>pannelli</b>		<b>stringhe</b>		<b>Potenza CABINA (MW)</b>	
INVERTER da 320/350 k	7,00	2.916,00		123,00		<b>3</b>	
<b>ID INV.</b>	<b>12p</b>	<b>24p</b>	<b>48p</b>	<b>96p</b>	<b>Tot. Pan</b>	<b>Stringhe</b>	<b>Pn(kW)</b>
14.1	0	2	2	3	<b>432</b>	<b>18</b>	324,00
14.2	1	0	1	4	<b>444</b>	<b>19</b>	333,00
14.3	0	1	1	4	<b>456</b>	<b>19</b>	342,00
14.4	0	2	1	3	<b>384</b>	<b>16</b>	288,00
14.5	0	0	2	3	<b>384</b>	<b>16</b>	288,00
14.6	1	5	1	2	<b>372</b>	<b>16</b>	279,00
14.7	1	2	2	3	<b>444</b>	<b>19</b>	333,00
<b>Totale</b>	<b>3</b>	<b>12</b>	<b>10</b>	<b>22</b>	<b>2.916</b>	<b>123</b>	<b>2.187,00</b>

<b>CS.15</b>							
<b>Tipologia struttura</b>	<b>n. strutture</b>			<b>n.moduli</b>		<b>Potenza DC (kWp)</b>	
Tracker da 12 pannelli	1,00	41,00		12,00	3.036,00	9,00	2.277,00
Tracker da 24 pannelli	8,00			192,00		144,00	
Tracker da 48 pannelli	5,00			240,00		180,00	
Tracker da 96 pannelli	27,00			2.592,00		1.944,00	
<b>Tipologia INVERTER</b>	<b>n° INV</b>	<b>pannelli</b>		<b>stringhe</b>		<b>Potenza CABINA (MW)</b>	
INVERTER da 320/350 k	7,00	3.036,00		127,00		<b>3</b>	
<b>ID INV.</b>	<b>12p</b>	<b>24p</b>	<b>48p</b>	<b>96p</b>	<b>Tot. Pan</b>	<b>Stringhe</b>	<b>Pn(kW)</b>
15.1	0	1	1	3	<b>360</b>	<b>15</b>	270,00
15.2	1	1	1	4	<b>468</b>	<b>20</b>	351,00
15.3	0	3	0	4	<b>456</b>	<b>19</b>	342,00
15.4	0	0	2	4	<b>480</b>	<b>20</b>	360,00
15.5	0	0	1	4	<b>432</b>	<b>18</b>	324,00
15.6	0	1	0	4	<b>408</b>	<b>17</b>	306,00
15.7	0	2	0	4	<b>432</b>	<b>18</b>	324,00
<b>Totale</b>	<b>1</b>	<b>8</b>	<b>5</b>	<b>27</b>	<b>3.036</b>	<b>127</b>	<b>2.277,00</b>

<b>CS.16</b>							
<b>Tipologia struttura</b>	<b>n. strutture</b>			<b>n.moduli</b>		<b>Potenza DC (kWp)</b>	
Tracker da 12 pannelli	3,00	38,00		36,00	2.940,00	27,00	2.205,00
Tracker da 24 pannelli	5,00			120,00		90,00	
Tracker da 48 pannelli	2,00			96,00		72,00	
Tracker da 96 pannelli	28,00			2.688,00		2.016,00	
<b>Tipologia INVERTER</b>	<b>n° INV</b>	<b>pannelli</b>		<b>stringhe</b>		<b>Potenza CABINA (MW)</b>	
INVERTER da 320/350 k	7,00	2.940,00		124,00		<b>3</b>	
<b>ID INV.</b>	<b>12p</b>	<b>24p</b>	<b>48p</b>	<b>96p</b>	<b>Tot. Pan</b>	<b>Stringhe</b>	<b>Pn(kW)</b>
16.1	0	1	0	4	<b>408</b>	<b>17</b>	306,00
16.2	0	1	0	4	<b>408</b>	<b>17</b>	306,00
16.3	1	1	0	4	<b>420</b>	<b>18</b>	315,00
16.4	0	0	0	5	<b>480</b>	<b>20</b>	360,00
16.5	1	0	0	3	<b>300</b>	<b>13</b>	225,00
16.6	0	0	0	5	<b>480</b>	<b>20</b>	360,00
16.7	1	2	2	3	<b>444</b>	<b>19</b>	333,00
<b>Totale</b>	<b>3</b>	<b>5</b>	<b>2</b>	<b>28</b>	<b>2.940</b>	<b>124</b>	<b>2.205,00</b>

**CS.17**

Tipologia struttura	n. strutture		n.moduli		Potenza DC (kWp)	
Tracker da 12 pannelli	1,00	42,00	12,00	2.988,00	9,00	2.241,00
Tracker da 24 pannelli	8,00		192,00		144,00	
Tracker da 48 pannelli	8,00		384,00		288,00	
Tracker da 96 pannelli	25,00		2.400,00		1.800,00	

Tipologia INVERTER	n° INV	pannelli	stringhe	Potenza CABINA (MW)
INVERTER da 320/350 k	7,00	2.988,00	125,00	<b>3</b>

ID INV.	12p	24p	48p	96p	Tot. Pan	Stringhe	Pn(kW)
17.1	0	0	0	5	<b>480</b>	<b>20</b>	360,00
17.2	0	0	0	5	<b>480</b>	<b>20</b>	360,00
17.3	1	3	3	2	<b>420</b>	<b>18</b>	315,00
17.4	0	1	1	4	<b>456</b>	<b>19</b>	342,00
17.5	0	2	2	3	<b>432</b>	<b>18</b>	324,00
17.6	0	2	2	3	<b>432</b>	<b>18</b>	324,00
17.7	0	0	0	3	<b>288</b>	<b>12</b>	216,00
<b>Totale</b>	<b>1</b>	<b>8</b>	<b>8</b>	<b>25</b>	<b>2.988</b>	<b>125</b>	<b>2.241,00</b>

**CS.18**

Tipologia struttura	n. strutture		n.moduli		Potenza DC (kWp)	
Tracker da 12 pannelli	0,00	40,00	0,00	2.592,00	0,00	1.944,00
Tracker da 24 pannelli	10,00		240,00		180,00	
Tracker da 48 pannelli	11,00		528,00		396,00	
Tracker da 96 pannelli	19,00		1.824,00		1.368,00	

Tipologia INVERTER	n° INV	pannelli	stringhe	Potenza CABINA (MW)
INVERTER da 320/350 k	6,00	2.592,00	108,00	<b>3</b>

ID INV.	12p	24p	48p	96p	Tot. Pan	Stringhe	Pn(kW)
18.1	0	1	2	3	<b>408</b>	<b>17</b>	306,00
18.2	0	2	2	3	<b>432</b>	<b>18</b>	324,00
18.3	0	2	2	3	<b>432</b>	<b>18</b>	324,00
18.4	0	1	1	4	<b>456</b>	<b>19</b>	342,00
18.5	0	2	2	3	<b>432</b>	<b>18</b>	324,00
18.6	0	2	2	3	<b>432</b>	<b>18</b>	324,00
<b>Totale</b>	<b>0</b>	<b>10</b>	<b>11</b>	<b>19</b>	<b>2.592</b>	<b>108</b>	<b>1.944,00</b>

CS.19							
Tipologia struttura	n. strutture			n.moduli		Potenza DC (kWp)	
Tracker da 12 pannelli	1,00	22,00		12,00	1.500,00	9,00	1.125,00
Tracker da 24 pannelli	4,00			96,00		72,00	
Tracker da 48 pannelli	5,00			240,00		180,00	
Tracker da 96 pannelli	12,00			1.152,00		864,00	
Tipologia INVERTER	n° INV	pannelli		stringhe		Potenza CABINA (MW)	
INVERTER da 320/350 k	4,00	1.500,00		63,00		2	
ID INV.	12p	24p	48p	96p	Tot. Pan	Stringhe	Pn(kW)
19.1	0	1	1	4	456	19	342,00
19.2	0	1	1	4	456	19	342,00
19.3	1	0	1	3	348	15	261,00
19.4	0	2	2	1	240	10	180,00
<b>Totale</b>	<b>1</b>	<b>4</b>	<b>5</b>	<b>12</b>	<b>1.500</b>	<b>63</b>	<b>1.125,00</b>

## 2.18 RIEPILOGO GENERALE DELLE APPARECCHIATURE INSTALLATE

Cabina di trasformazione	N. INVERTER	N. Pannelli	N. Stringhe	tracker 12	tracker 24	tracker 48	tracker 96	Tipologia	Potenza installata	Potenza Trafo	% carico
CS1	7,00	3.180,00	134,00	11,00	11,00	20,00	19,00		2.385,00	3,00	0,80
CS2	7,00	3.108,00	131,00	3,00	18,00	13,00	21,00		2.331,00	3,00	0,78
CS3	7,00	3.144,00	133,00	6,00	12,00	8,00	25,00		2.358,00	3,00	0,79
CS4	7,00	3.120,00	130,00	-	8,00	1,00	30,00		2.340,00	3,00	0,78
CS5	7,00	3.168,00	132,00	-	-	-	33,00		2.376,00	3,00	0,79
CS6	7,00	3.216,00	135,00	2,00	1,00	10,00	28,00		2.412,00	3,00	0,80
CS7	7,00	3.240,00	136,00	4,00	11,00	9,00	26,00		2.430,00	3,00	0,81
CS8	8,00	3.204,00	135,00	5,00	7,00	4,00	29,00		2.403,00	3,00	0,80
CS9	7,00	3.180,00	133,00	1,00	6,00	9,00	27,00		2.385,00	3,00	0,80
CS10	7,00	3.204,00	134,00	1,00	1,00	6,00	30,00		2.403,00	3,00	0,80
CS11	6,00	2.580,00	109,00	5,00	17,00	16,00	14,00		1.935,00	3,00	0,65
CS12	7,00	2.964,00	125,00	3,00	10,00	6,00	25,00		2.223,00	3,00	0,74
CS13	5,00	1.716,00	72,00	5,00	5,00	10,00	11,00		1.287,00	2,00	0,64
CS14	7,00	2.916,00	123,00	3,00	12,00	10,00	22,00		2.187,00	3,00	0,73
CS15	7,00	3.036,00	127,00	1,00	8,00	5,00	27,00		2.277,00	3,00	0,76
CS16	7,00	2.940,00	124,00	3,00	5,00	2,00	28,00		2.205,00	3,00	0,74
CS17	7,00	2.988,00	125,00	1,00	8,00	8,00	25,00		2.241,00	3,00	0,75
CS18	6,00	2.592,00	108,00	-	10,00	11,00	19,00		1.944,00	3,00	0,65
CS19	4,00	1.500,00	63,00	1,00	4,00	5,00	12,00		1.125,00	2,00	0,56
CN1	8,00	3.192,00	134,00	20,00	25,00	23,00	13,00		2.394,00	3,00	0,80
CN2	7,00	3.144,00	131,00	4,00	11,00	15,00	22,00		2.358,00	3,00	0,79
CN3	7,00	2.868,00	121,00	9,00	15,00	12,00	19,00		2.151,00	3,00	0,72
CN4	6,00	2.616,00	110,00	2,00	6,00	7,00	22,00		1.962,00	3,00	0,65
<b>Sommano</b>	<b>155,00</b>	<b>66.816,00</b>	<b>2.805,00</b>	<b>90,00</b>	<b>211,00</b>	<b>210,00</b>	<b>527,00</b>		<b>50.112,00</b>	<b>67,00</b>	