PROGETTO DELLA CENTRALE SOLARE
"ENERGIA DELL'OLIO DI VILLASOR"
da 53,99 MWp a Villasor (SU)

REGIONE AUTÒNOMA DE SARDIGNA
REGIONE AUTONOMA DELLA SARDEGNA

E-R02

Relazione tecnica generale

PROGETTO DEFINITIVO

Proponente

Peridot Solar Violet S.r.l.
Via Alberico Albricci, 7 - 20122 Milano (MI)

Investitore agricolo superintensivo

OXY CAPITAL ADVISOR S.R.L.
Via A. Bertani, 6 - 20154 (MI)

Progetto dell'inserimento paesaggistico e mitigazione
Progettista: Agr. Fabrizio Cembalo Sambiase, Arch. Alessandro Visalli
Coordinamento: Arch. Riccardo Festa
Collaboratori: Urb. Daniela Marrone, Urb. Enrico Borrelli, Arch. Anna Manzo, Arch. Paola Ferraioli, Arch. Ilaria Garzillo, Agr. Giuseppe Maria Massa, Agr. Francesco Palombo

Progettazione elettrica e civile
Progettista: Ing. Rolando Roberto, Ing. Giselle Roberto
Collaboratori: Ing. Marco Balzano, Ing. Simone Bonacini

Progettazione oliveto superintensivo
Progettista: Agron. Giuseppe Rutigliano

Dott. Ing. ROLANDO ROBERTO
ORDINE INGEGNERI ROMA
n. A 35440
settore a

01 2024

rev	descrizione	formato	elaborazione	controllo	approvazione
00	Prima consegna	A4	Rolando Roberto	Giselle Roberto	Rolando Roberto
01					
02					
03					
04					
05					
06					
07					

Sommario

1 OBIETTIVI DI PROGETTO

3

1.1 Collocazione dell'opera ... 3

1.2 Analisi delle soluzioni tecniche ... 4

2 NORMATIVA DI RIFERIMENTO

6

3 PROGETTO DELL'IMPIANTO AGROVOLTAICO

10

3.1 Inquadramento generale ... 10

3.2 Considerazioni in merito alle scelte progettuali ... 15

3.3 Strutture di supporto dei moduli fotovoltaici ... 17

3.4 Moduli fotovoltaici ... 18

3.5 Sistema di conversione DC/AC ... 20

3.5.1.1 Ambiente di installazione ... 23

3.6 Sotto-cabine MT ... 23

3.7 Area di raccolta cabine MT ... 24

3.8 Opere di rete ... 26

3.9 Linee Elettriche ... 27

3.10 Tubi protettivi e canalizzazioni ... 29

3.10.1 Verifiche tipologie di linee ... 30

3.11 Impianto di messa a terra e sistemi di protezione ... 35

3.11.1 Generalità ... 35

3.11.2 Conduttori di protezione ... 36

3.12 Misure di protezione contro i contatti diretti ... 36

3.13 Misure di protezione contro i contatti indiretti ... 37

3.14 Protezione delle condutture ... 37

3.15 Producibilità impianto ... 38

3.16 Benefici ambientali ... 49

4 SICUREZZA ELETTRICA, VERIFICHE E COLLAUDI

50

4.1 Sicurezza elettrica 50

4.2 Verifiche finali, collaudi e prove strumentali 50

4.3 Documentazione tecnica 52

Signed by: CEMBALO SAMBIASE SANSEVER FABRIZIO
Issuer: Namirial CA Firma Qualificata
Signing time: 14-02-2024 14:44 UTC +01

1 OBIETTIVI DI PROGETTO

1.1 Collocazione dell'opera

PERIDOT SOLAR VIOLET S.r.l., intende proporre la realizzazione di un impianto fotovoltaico da ubicarsi in Villasor (SU), localizzazione 39°23'52.57''N, 8°49'48.36''E, progetto in linea con gli obiettivi della Strategia Elettrica Nazionale e del Piano Nazionale integrato per l'Energia e il Clima.

L'obiettivo del presente progetto è la realizzazione di un impianto fotovoltaico di potenza di picco pari a 53.996,64 kWp costituito da 73.968 moduli fotovoltaici in silicio cristallino.

In campo saranno installati n. 156 inverter di stringa di potenza nominale 320 kW.

Lo schema di allacciamento alla RTN prevede che la centrale venga collegata in antenna a 36kV di una futura stazione elettrica (SE) della RTN 150/36 kV da inserire in entra-esce alle linee a 150 kV "Tuili-Villasor" e "Taloro-Villasor".

La potenza nominale ai fini dell' immissione in rete dell'intero impianto sarà di 49.920 kW.

La progettazione di un impianto di produzione fotovoltaica, nello specifico agrofotovoltaica, destinato alla produzione e vendita di energia, richiede la disponibilità di aree con condizioni idonee alla posa in opera delle principali strutture (inseguitori, cabine di trasformazione, viabilità) con minimi interventi di preparazione.

Per la costruzione di un impianto fotovoltaico è innanzitutto necessario trovare un sito che sia prossimo ad un'adeguata infrastruttura per l'immissione dell'energia, privo di ombreggiamenti al momento della costruzione e presumibilmente anche per l'intera vita utile dell'impianto, e che presenti sufficiente planarità/regolarità per l'installazione delle strutture di fissaggio dei moduli. È inoltre necessaria l'accessibilità al sito ai mezzi di cantiere per la fase di costruzione ed agli autoveicoli per le occasionali visite ispettive/manutentive.

Inoltre, essendo l'impianto in oggetto un agro-fotovoltaico, deve avere caratteristiche idonee per la produzione e gestione della produzione agricola. Per individuare il luogo di installazione dell'impianto in oggetto sono stati valutati terreni che avessero le caratteristiche di idoneità esposte di seguito:

- estensione sufficiente ad ospitare un impianto utility-scale;
- elevato grado di irraggiamento;

- caratteristiche orografiche;
- analisi della programmazione e pianificazione territoriale;
- vincoli normativi e urbanistici;
- vicinanza con infrastrutture per la ricezione dell'energia (cabine primarie, linee AT);
- facilità di accesso.

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.

Il sito analizzato è stato suddiviso in **n. 7 macro piastre** afferenti a diversi lotti di terreno in disponibilità del proponente. Tali aree risultano prevalentemente pianeggianti.

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

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

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

Figura 1 - Inseguitore

- 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;

L'impianto sarà realizzato in assetto agrovoltaico, integrando quindi l'attività di produzione elettrica con quella agricola di coltivazione. Per la realizzazione dell'impianto agrovoltaico è stata selezionata la cultivar (= varietà di oliva) 'Oliana' per le sue caratteristiche agronomiche e commerciali altamente in linea con la finalità del progetto.

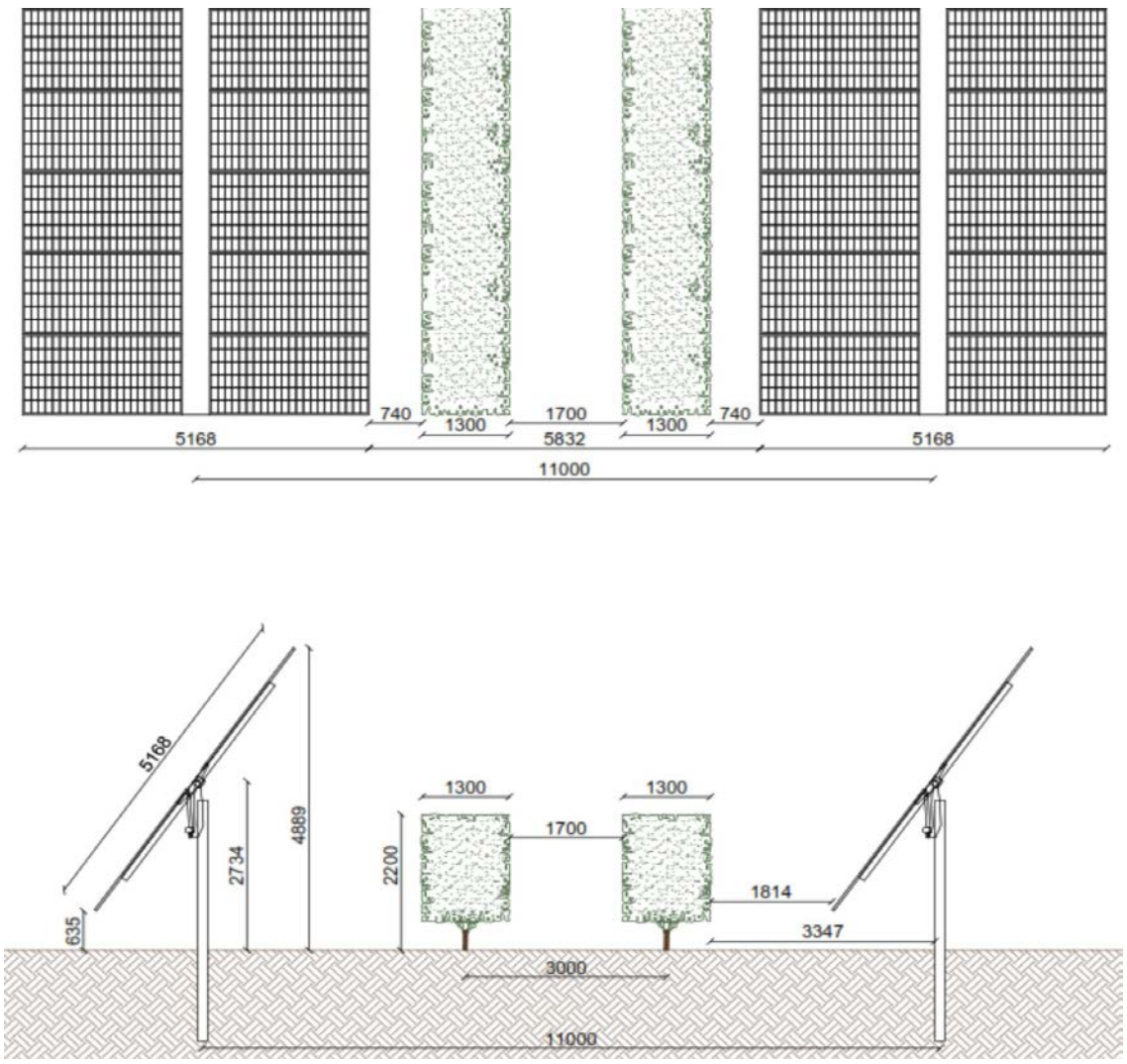


Figura 2 - Particolare impianto agrofotovoltaico

È una pianta di bassa vigoria, compatta, che implica minori costi di potatura e idoneità alla piantagione ad alta densità - fino a 3.000 alberi per ettaro - e ha una tolleranza media alla macchia fogliare dell'olivo, fitopatologia che attacca soprattutto le foglie di olivo provocando la formazione di macchie rotondeggianti, di colore bruno scuro. Per maggiori dettagli si rimanda alla relazione specialistica.

2 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 a) 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.

3 PROGETTO DELL'IMPIANTO AGROVOLTAICO

3.1 Inquadramento generale

L'impianto agrovoltaico "Energia dell'Olio di Villasor", di potenza di picco pari a 53.996,64 kWp, sarà ubicata nel Comune di *Villasor* in provincia di Sud Sardegna (SU). Il soggetto proponente è la società Peridot Solar Violet S.r.l. (C.F./P.IVA: 12685570967). E' prevista l'installazione a terra di moduli fotovoltaici in silicio cristallino della potenza specifica di 730 Wp. La superficie riporta un'estensione totale pari a **115,4 ha** attualmente a destinazione agricola.

Saranno realizzate due cabine di raccolta, da una delle quali (RT1) partirà un cavidotto MT verso nuova Stazione Elettrica.

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

Comune	Villasor (SU)
Latitudine	39°23'52.57''N
Longitudine	8°49'48.36''E
Zona altimetrica	Pianura
Zona climatica	C
GG convenzionali	1.204
Aree di progetto (ha)	115,4

Tabella 1 - Dati geografici e climatici della località

Figura 3- 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 730 Wp, da intendersi come potenza di picco espressa nelle condizioni standard meglio descritte nelle normative di riferimento (IEC 61215).

In relazione alla morfologia del territorio si ritiene di dover suddividere l'impianto in n. 7 sotto-piastre come definito in Tabella 2.

Piastra	N.Cabine	Nome Cabina	Pot.Cabine (MW)		n. Inverter		n. Cabine Raccolta
1	1	A1	3	3	5	5	2
2	4	A2	3	14	7	32	
		A3	3		7		
		A4	4		8		
		A5	4		10		
3	3	A6	3	9	7	14	
		A7	3		7		
		A8	3		7		
4	7	A9	3	26	7	61	
		A10	3		7		
		A11	4		9		
		A12	4		9		
		A13	4		9		
		A14	4		10		
		A15	4		10		
5	1	A16	4	6	10	14	
6	1	A17	2		4		
7	3	A18	3	10	7	23	
		A19	3		7		
		A20	4		9		
TOTALE	**20**		**68**		**156**		**2**

Tabella 2 - Dati piastre impianto

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.

Lo schema di allacciamento alla RTN prevede che la centrale venga collegata **in antenna a 36kV di una futura stazione elettrica (SE) della RTN 150/36 kV da inserire in entra-esce alle linee a 150 kV "Tuili-Villasor" e "Taloro-Villasor".** La realizzazione della stazione di consegna (SSE Utente) è prevista nel comune di Villasor (SU), come da indicazioni condivise con l'ufficio tecnico di Terna SpA.

L'area individuata è identificata al N.C.T. di Villasor (SU) al foglio di mappa 44 particella 56 come rappresentato nella tavola allegata.

Figura 4- Localizzazione nuova SE

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.

L'ubicazione è prevista su un terreno classificato come area "E – Zona Agricola Normale" dal vigente strumento urbanistico del Comune di Villasor (SU).

Piastra	Cabine	Cabina Raccolta	Tipologia struttura	n. Strutture	n. moduli	Potenza DC (kWp)
1	1 X 3 MW	R1	TR_2P_12X730	11	264	1.910
			TR_2P_24X730	9	432	
			TR_2P_48X730	20	1.920	
2	2 x 3 MW + 2 X 4 MW		TR_2P_12X730	34	816	10.827
			TR_2P_24X730	36	1.728	
			TR_2P_48X730	128	12.288	
3	3 X 3 MW	RT1	TR_2P_12X730	20	480	7.569
			TR_2P_24X730	22	1.056	
			TR_2P_48X730	92	8.832	
4	2 X 3 MW + 5 X 4 MW		TR_2P_12X730	112	2.688	20.604
			TR_2P_24X730	102	4.896	
			TR_2P_48X730	215	20.640	
5	1 X 4 MW	R1	TR_2P_12X730	21	504	3.486
			TR_2P_24X730	21	1.008	
			TR_2P_48X730	34	3.264	
6	1 X 2 MW	R1	TR_2P_12X730	8	192	1.612
			TR_2P_24X730	8	384	
			TR_2P_48X730	17	1.632	
7	2 x 3 MW + 1 X 4 MW	RT1	TR_2P_12X730	44	1.056	7.989
			TR_2P_24X730	44	2.112	
			TR_2P_48X730	81	7.776	
TOT	**20**			**1.079**	**73.968**	**53.997**

Tabella 3 – Suddivisione piastre-cabine

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).

Figura 5- Particolare schema di suddivisione stringhe impianto

3.2 Considerazioni in merito alle scelte progettuali

Nello sviluppo del progetto si sono adottati alcuni elementi cardine intorno ai quali si è ritenuto di sviluppare l'impianto di produzione. Di seguito si offrono alcune riflessioni nel merito.

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. 156**.

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

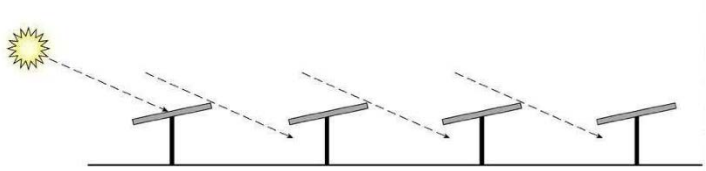
Allo stato attuale dello sviluppo della tecnologia fotovoltaica si ritiene che l'utilizzo di sistemi ad inseguimento possa risultare premiante rispetto ai classici sistemi fissi. Le motivazioni sono molteplici. L'aspetto ambientale è senza dubbio trainante nello sviluppo di un sistema di queste dimensioni. 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.

3.3 Strutture di supporto dei moduli fotovoltaici

Strutture ad inseguimento monoassiale

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 6 - Particolare strutture ad inseguimento ed attuatore

3.4 Moduli fotovoltaici

Il generatore fotovoltaico sarà realizzato con **n. 73.968 moduli** da 730 Wp cadauno marca Tongwei Solar modello TWMHF-66HD o equivalente.

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

N-Type HJT Bifacial Dual Glass Mono Solar Panels Datasheet

Model	HJT 700W	HJT 710W	HJT 720W	HJT 730W
Maximum Power[Pmax]	700W	710W	720W	730W
Maximum Power Voltage(Vmp) [V]	41.78	41.92	42.06	42.22
Open Circuit Voltage [Voc]	49.83	50.01	50.19	50.37
Short Circuit Current(Isc) [A]	17.82	17.98	18.14	18.30
Maximum Power Current(Imp) [A]	16.77	16.93	17.11	17.29
Module Efficiency [%]	22.80%	22.80%	23.10%	23.50%
Power Tolerance	0~+5W			
Temperature Coefficient of Isc(α_Isc)	+0.048%/℃			
Temperature Coefficient of Voc(β_Voc)	-0.280%/℃			
Temperature Coefficient of Pmax(γ_Pmp)	-0.350%/℃			
Package	31 units per pallets, 558units per container			
Size	2384*1303*35mm			
Weight	38.5kg			

Figura 7 – 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 DATA

Specification	Data
Cell Type	TOPCon cells
Cell Arrangement	132 [2 x (11 x 6)]
Dimensions	2384 × 1303 × 33 mm (93.9 × 51.3 × 1.30 in)
Weight	37.8 kg (83.3 lbs)

Figura 8- Caratteristiche meccaniche modulo

3.5 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. 156 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.

Di seguito le caratteristiche elettriche principali.

Type designation	SG350HX
Input (DC)	
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)
Output (AC)	
AC output power	352 kVA @ 30 °C / 320 kVA @ 40 °C
Max. AC output current	254 A
Nominal AC voltage	3 / PE, 800 V
AC voltage range	640 – 920V
Nominal grid frequency / Grid frequency range	50 Hz / 45 – 55 Hz, 60 Hz / 55 – 65 Hz
THD	< 3 % (at nominal power)
DC current injection	< 0.5 % In
Power factor at nominal power / Ajustable power factor	> 0.99 / 0.8 leading – 0.8 lagging
Feed-in phases / connection phases	3 / 3
Efficiency	
Max. efficiency / European efficiency	99.01 % / 98.80 %

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

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

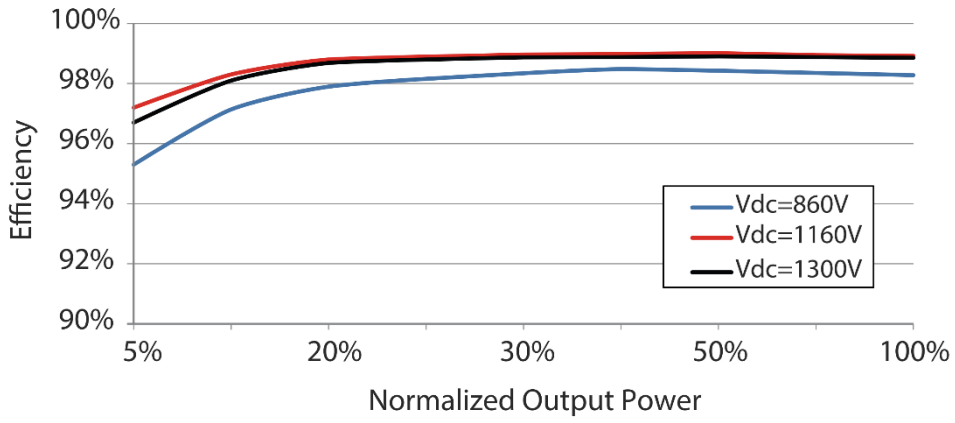
Al fine di agevolare al massimo il cablaggio ottimizzando i tempi di posa, riducendo le possibilità di errore e al fine di agevolare le attività manutentive, la lunghezza delle stringhe è stata accuratamente valutata in concerto con le caratteristiche elettriche dei convertitori ed in funzione della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

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

3.5.1.1 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.

3.6 Sotto-cabine MT

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.

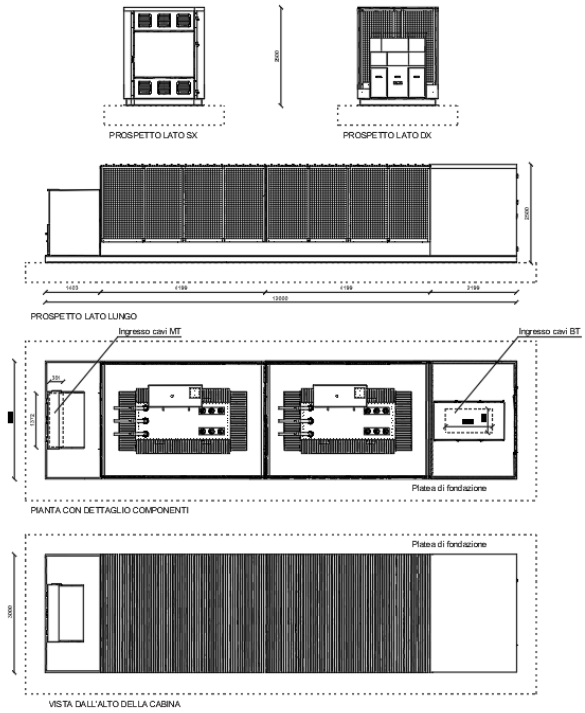


Figura 9- Cabina tipo MT/BT

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.

3.7 Area di raccolta cabine MT

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 due cabine di raccolta:

- nella cabina di raccolta R1 confluiranno n.7 cabine MT/BT;

- nella cabina di raccolta RT1 confluiranno n.13 cabine MT/BT, oltre alla cabina di raccolta R1;

Dalla cabina RT1 di raccolta partirà la linea dorsale in media tensione di lunghezza pari a circa **4.200 m** diretta verso la nuova SE.

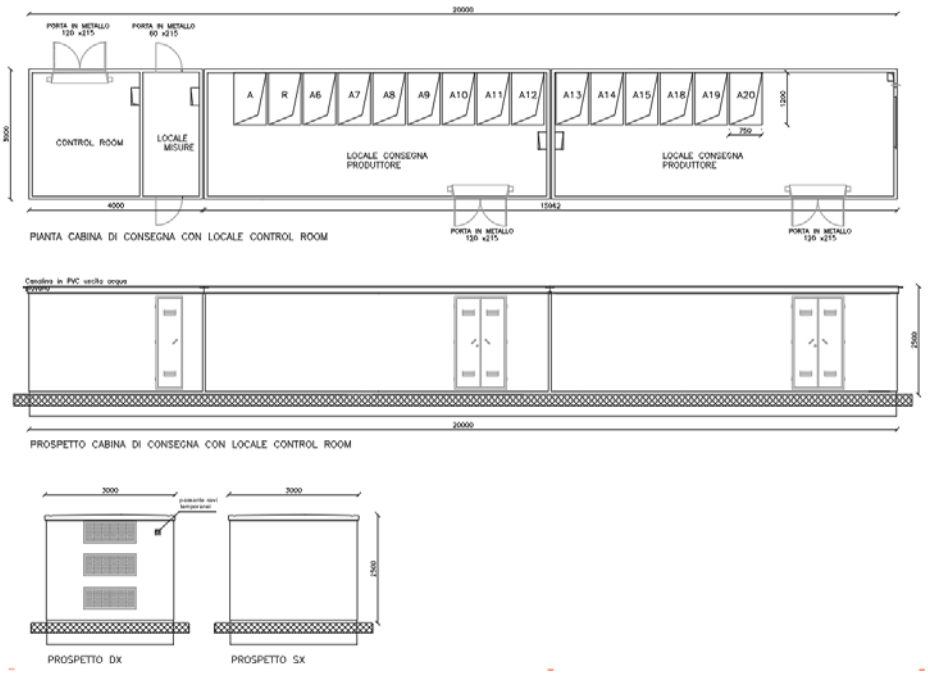


Figura 10 - Cabina di raccolta 20 m x 3 m e control room

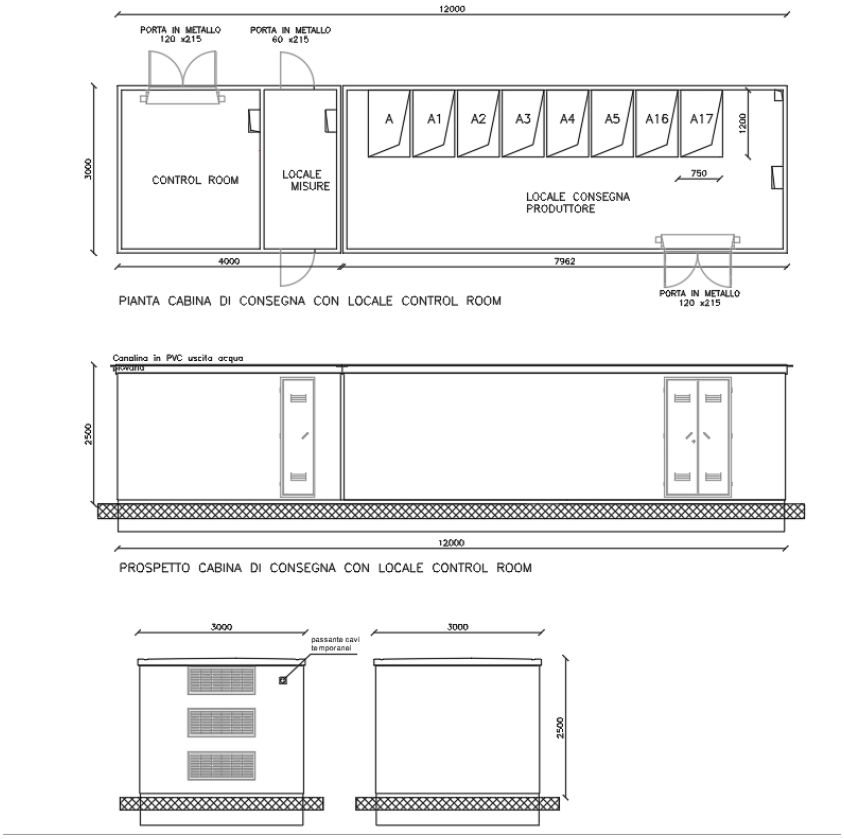


Figura 11 - Cabina di raccolta 12m x 3 m e control room

3.8 Opere di rete

Il collegamento AT, in antenna a 36kV di una futura stazione elettrica (SE) della RTN 150/36 kV da inserire in entra-esce alle linee a 150 kV “Tuili-Villasor” e “Taloro-Villasor”, permetterà di convogliare l’energia prodotta dall’impianto agrivoltaico alla rete di alta tensione.

A tal fine, l’energia prodotta alla tensione di 30 kV, dall’impianto agrivoltaico sarà inviata allo stallo di trasformazione della costruenda stazione di Utenza. Qui verrà trasferita, previo innalzamento della tensione a 36 kV tramite trasformatore 36/30 kV, alle sezione 36 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.

La realizzazione della stazione di consegna (SSE Utente) è prevista nel comune di Villasor (SU), come da indicazioni condivise con l'ufficio tecnico di Terna SpA.

L'area individuata è identificata al N.C.T. di Villasor (SU) al foglio di mappa 44 particella 56 come rappresentato nella tavola allegata.

Figura 12- Localizzazione nuova SE e stallo utente

3.9 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^2.

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 25 mmq 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.

3.10 Tubi protettivi e canalizzazioni

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 "–"

3.10.1 Verifiche tipologie di linee

Di seguito si propongono alcune verifiche tipologiche delle linee presenti in campo.

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

Linee BT

Scheda riepilogativa riguardante i dati del circuito : INVERTER TIPO

Di seguito si propongono le caratteristiche di alcuni cavi commerciali.

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
Mescola 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* (mm²)	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 30 °C in aria *permissible current rating (A) in open air at 30 °C*	portata di corrente (A) con temperatura ambiente di 20 °C interrato *buried at 20 °C* ρ=1°C m/W	raggio minimo di curvatura *minimum bending radius* (mm)
1 conduttore / *Single core*								
16	4,75	0,7	9,5	110	1,91	78	98	114
25	6,0	0,9	11,0	160	1,20	106	126	132
35	7,0	0,9	12,0	190	0,868	130	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

Opzione sistema di installazione

Interrato unipolare

Struttura cavo	Unipolare
Tipo di sistema elettrico	Trifase
Tensione (V)	Altra tensione (V)
Altro tipo di tensione (V)	800
Fattore di Potenza - Cos Φ	0,90
Corrente di Impiego (A)	256.60
Potenza attiva (kW)	320
Potenza apparente (kVa)	355.56
Potenza meccanica (kW) (motori)	320.00
Rendimento (%)	100
Lunghezza (m)	204

Come risulta dal calcolo, tenuto conto dei diversi fattori correttivi, si prevede di utilizzare per **1x240 mm²** per fase della tipologia **ARE4R** o simili a seconda della disponibilità ..

<u>Linee MT interne (connessione tra cabina MT/BT e Raccolta)</u>

Di seguito si propongono le caratteristiche di alcuni cavi commerciali.

ARE4H5E COMPACT

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

Norma di riferimento
HD 620/IEC 60502-2

Descrizione del cavo
Anima
Conduttore a corda rotonda compatta di alluminio
Semiconduttivo interno
Mescola estrusa
Isolante
Mescola di polietilene reticolato (qualità DIX 8)
Semiconduttivo esterno
Mescola estrusa
Rivestimento protettivo
Nastro semiconduttore igroespandente
Schermatura
Nastro di alluminio avvolto a cilindro longitudinale (Rmax 3Ω/Km)
Guaina
Polietilene: colore rosso (qualità DMP 2)
Marcatura
PRYSMIAN (**) ARE4H5E <tensione> <sezione> <anno>

(**) sigla sito produttivo

Marcatura in rilievo ogni metro
Marcatura metrica ad inchiostro

Applicazioni
Il cavo rispetta le prescrizioni della norma HD 620 per quanto riguarda l'isolante; per tutte le altre caratteristiche rispetta le prescrizioni della IEC 60502-2.

Accessori idonei
Terminali
ELTI-1C (pag. 115), ELTO-1C (pag. 118), FMCS 250 (pag. 128), FMCE (pag. 130), FMCTs-400 (pag. 132), FMCTXs-630/C (pag. 136)
Giunti
ECOSPEED™ (pag. 140)

Standard
HD 620/IEC 60502-2

Cable design
Core
Compact stranded aluminium conductor
Inner semi-conducting layer
Extruded compound
Insulation
Cross-linked polyethylene compound (type DIX 8)
Outer semi-conducting layer
Extruded compound
Protective layer
Semiconductive watertight tape
Screen
Aluminium tape longitudinally applied (Rmax 3Ω/Km)
Sheath
Polyethylene: red colour (DMP 2 type)
Marking
PRYSMIAN (**) ARE4H5E <rated voltage> <cross-section> <year>

(**) production site label

Embossed marking each meter
Ink-jet meter marking

Applications
According to the HD 620 standard for insulation, and the IEC 60502-2 for the other characteristics.

Suitable accessories
Terminations
ELTI-1C (pag. 115), ELTO-1C (pag. 118), FMCS 250 (pag. 128), FMCE (pag. 130), FMCTs-400 (pag. 132), FMCTXs-630/C (pag. 136)
Joints
ECOSPEED™ (pag. 140)

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* (mm²)	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* (mm²)	portata di corrente in aria *open air installation* (A)	posa interrata a trifoglio p=1 °C m/W *underground installation trefoil p=1 °C m/W* (A)	p=2 °C m/W *p=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

Come risulta dal calcolo , tenuto conto dei diversi fattori correttivi, si prevede di utilizzare per **1x70 mm²** per fase della tipologia **ARE4H5E** o simili a seconda della disponibilità .

Linee MT interne (connessione tra cabina di Raccolta R1 e cabina di Raccolta RT1)

Per quanto riguarda il cavidotto che collega la cabina di raccolta R1 con la cabina di raccolta RT1 come risulta dal calcolo , tenuto conto dei diversi fattori correttivi, si prevede di utilizzare per **1x240 mm²** per fase della tipologia **ARE4H5E** o simili a seconda della disponibilità

Cavidotto MT RT1-SE

La sezione dei conduttori da utilizzarsi è calcolata cautelativamente sulla massima potenza di esercizio pari a 49.920 kW, considerata una lunghezza del tracciato di circa 4.200 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 cosϕ = 0,9

Come si vede dal calcolo, tenuto conto dei diversi fattori correttivi (resistività terreno, tipo di posa, profondità di posa) si prevede di utilizzare **n.2 conduttori da 400 mm^2 per fase**.

3.11 Impianto di messa a terra e sistemi di protezione

3.11.1 Generalità

L'impianto di terra soddisferà le seguenti prescrizioni:

- avere sufficiente resistenza meccanica e resistenza alla corrosione;
- essere in grado si 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.

3.11.2 Conduttori di protezione

Le sezioni dei conduttori di protezione saranno pari alle sezioni dei conduttori di fase; per sezioni superiori a 16 mm^2 la sezione è pari alla metà del conduttore di fase con un minimo di 16 mm^2 e comunque in grado di soddisfare le condizioni stabilite dalle norme CEI 64.8.

Esempio di impianto di terra:

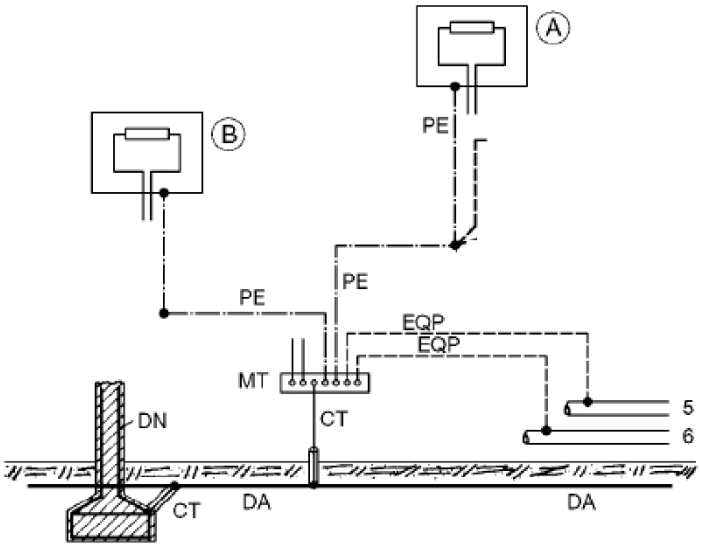


Figura 13 - Esempio impianto di terra

DA = Dispersore (intenzionale)

DN = Dispersore (di fatto)

CT = Conduttore di terra (tratto di conduttore non in contatto con il terreno)

MT = Collettore (o nodo) principale di terra

PE = Conduttore di protezione

A, B = Masse

2, 3, 4, 5, 6 = Masse estranee

3.12 Misure di protezione contro i contatti diretti

La protezione contro i contatti diretti è effettuata tramite barriere od involucri chiusi sui conduttori e comunque su tutte le parti attive, onde evitare il contatto accidentale con parti in tensione.

3.13 Misure di protezione contro i contatti indiretti

La protezione contro i contatti indiretti è realizzata mediante interruzione automatica dell'alimentazione.

Tutte le masse protette contro i contatti indiretti dallo stesso dispositivo di protezione saranno collegate allo stesso impianto di terra.

Deve essere soddisfatta la seguente condizione:

$$R_A \times Ia \leq 50$$

dove:

- R_A è la somma delle resistenze del dispersore e dei conduttori di protezione delle masse, in ohm;
- Ia è la corrente che provoca l'intervento automatico del dispositivo di protezione, in ampere.

Quando il dispositivo di protezione è un dispositivo di protezione a corrente differenziale, Ia è la corrente nominale differenziale Idn.

Per ragioni di selettività, si utilizzeranno dispositivi di protezione a corrente differenziale del tipo S (selettivi) in serie con dispositivi di protezione a corrente differenziale di tipo generale (istantanei). Per ottenere selettività con i dispositivi di protezione differenziale nei circuiti di distribuzione è ammesso un tempo di interruzione non superiore a 1 s.

3.14 Protezione delle condutture

Tutte le linee risultano protette dagli effetti dei cortocircuiti o sovraccarichi con idoneo interruttore magnetotermico.

Nella verifica delle protezioni si tiene conto delle sezioni minime componenti la linea, se queste non dispongono di autonomo organo di protezione.

3.15 Producibilità impianto

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) x (1 – c - d) x (1 – e) x (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**.

Per tener conto del plus di radiazione dovuta alla riflettanza delle superfici della zona in cui è inserito l'impianto, si sono stimati i valori medi mensili di albedo, considerando anche i valori presenti nella norma UNI/TR 11328-1:

Valori di albedo medio mensile

Gen	Feb	Mar	Apr	Mag	Giu	Lug	Ago	Set	Ott	Nov	Dic
0.13	0.14	0.16	0.16	0.16	0.16	0.16	0.16	0.14	0.13	0.13	0.13

L'albedo medio annuo è pari a **0.15**

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.7.2.16

Per semplicità si riporta la simulazione di un singolo campo composto da 24 stringhe da 24 moduli in serie inverter SG 350 con potenza Pac= 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 duplice simulazione impostando l'altezza delle siepi ulivicole prima a 2,2m e poi a 2,5 m per poi normalizzare il dato finale (riportato in tabella 4).

Tecnologia modulo	BDV
Struttura inseguitore	2P
Pitch (m)	11,0
Altezza uliveto (m)	2,5/2,2
Producibilità media (kWh/kWp/y) con uliveto	1.816
Producibilità (kWh/kWp/y) senza uliveto	1.833
Distanza da Benchmark (%)	**-0.9**

Tabella 4 - Dati producibilità normalizzata

Tenute in conto le specifiche perdite dovute allo sporcamento, decadimento annuo producibilità moduli, perdita LID, perdita per mismatching e temperatura si stima una producibilità specifica media d'impianto senza siepi ulivicole è di 1.833 kWh/kWp/a. Considerando le siepi ulivicole la producibilità stimabile è di **1.816 kWh/kWp/a.**

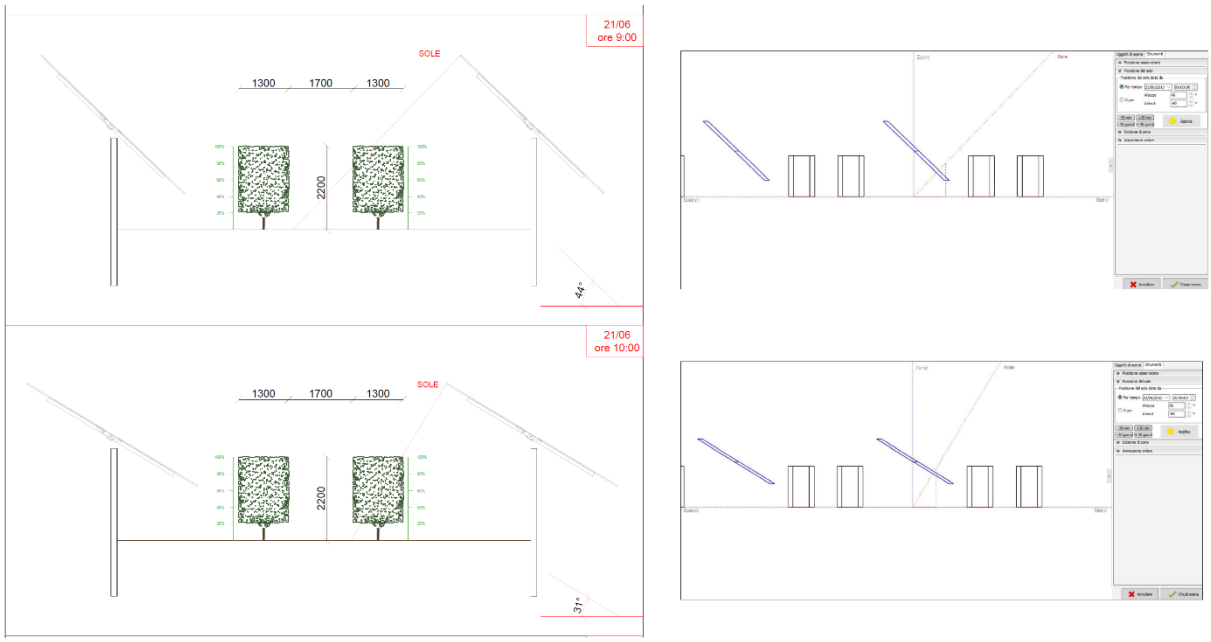


Figura 14 – studio tipo ombreggiamento con influenza del progetto agricolo

Lo studio degli ombreggiamenti nel caso di struttura ad inseguimento monoassiale è stato effettuato considerando l'assetto agrofotovoltaico tenendo conto di un'altezza media della siepe ulivicola variabile tra i 2,2 m.ed i 2,5 m. 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. Di seguito si riportano le tabelle di sintesi in merito alla stima di producibilità d'impianto senza le siepi ulivicole.

PVsyst V7.2.16
VC0, Simulation date:
27/12/23 15:43
with v7.2.16

Project: Villasor 1 27_12

Variant: Nuova variante di simulazione

Aedes Group Engineering (Italy)

Project summary

Geographical Site
Villasor
Italia

Situation

Latitude	39.38 °N
Longitude	8.94 °E
Altitude	21 m
Time zone	UTC+1

Project settings

Albedo	0.20

Meteo data
Villasor
Meteonorm 8.0 (1991-2013), Sat=22% - Sintetico

System summary

Grid-Connected System

Tracking system with backtracking

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

Tracking algorithm
Irradiance optimization
Backtracking activated

Near Shadings
Linear shadings

System information

PV Array

Nb. of modules	73968 units
Pnom total	54.00 MWp

Inverters

Nb. of units	156 units
Pnom total	49.92 MWac
Pnom ratio	1.082

User's needs
Unlimited load (grid)

Results summary

Produced Energy	99 GWh/year	Specific production	1833 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR	87.82 %

Table of contents

Project and results summary 2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses 3
Near shading definition - Iso-shadings diagram 6
Main results 7
Loss diagram 8
Special graphs 9

General parameters

Grid-Connected System

Tracking system 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	1079 units
Sizes	
Tracker Spacing	11.0 m
Collector width	5.17 m
Ground Cov. Ratio (GCR)	47.0 %
Phi min / max.	-/+ 55.0 °
Backtracking strategy	
Phi limits	+/- 61.9 °
Backtracking pitch	11.0 m
Backtracking width	5.17 m

Models used

Transposition	Perez
Diffuse	Perez, Meteonorm
Circumsolar	separate

Horizon
Free Horizon

Near Shadings
Linear shadings

User's needs
Unlimited load (grid)

Bifacial system

Model	2D Calculation unlimited trackers

Bifacial model geometry	
Tracker Spacing	11.00 m
Tracker width	5.17 m
GCR	47.0 %
Axis height above ground	2.10 m

Bifacial model definitions	
Ground albedo	0.20
Bifaciality factor	80 %
Rear shading factor	5.0 %
Rear mismatch loss	10.0 %
Shed transparent fraction	0.0 %

PV Array Characteristics

PV module

Manufacturer	TW Solar
Model	TWMHF-66HD 700W
(Custom parameters definition)	
Unit Nom. Power	730 Wp
Number of PV modules	73968 units
Nominal (STC)	54.00 MWp

Array #1 - Piatra 1

Number of PV modules	2616 units
Nominal (STC)	1910 kWp
Modules	109 Strings x 24 In series
At operating cond. (50°C)	
Pmpp	1799 kWp
U mpp	943 V
I mpp	1908 A

Inverter

Manufacturer	Sungrow
Model	SG350HX-20A-Preliminary
(Custom parameters definition)	
Unit Nom. Power	320 kWac
Number of inverters	156 units
Total power	49920 kWac

Number of inverters	5 units
Total power	1600 kWac
Operating voltage	500-1500 V
Max. power (=>30°C)	352 kWac
Pnom ratio (DC:AC)	1.19

PV Array Characteristics

Array #2 - Piastra 2			
Number of PV modules	14832 units	Number of inverters	32 units
Nominal (STC)	10.83 MWp	Total power	10240 kWac
Modules	618 Strings x 24 In series		
At operating cond. (50°C)		Operating voltage	500-1500 V
Pmpp	10.20 MWp	Max. power (=>30°C)	352 kWac
U mpp	943 V	Pnom ratio (DC:AC)	1.06
I mpp	10818 A		
Array #3 - Piastra 3			
Number of PV modules	10368 units	Number of inverters	21 units
Nominal (STC)	7569 kWp	Total power	6720 kWac
Modules	432 Strings x 24 In series		
At operating cond. (50°C)		Operating voltage	500-1500 V
Pmpp	7132 kWp	Max. power (=>30°C)	352 kWac
U mpp	943 V	Pnom ratio (DC:AC)	1.13
I mpp	7562 A		
Array #4 - Piastra 4			
Number of PV modules	28224 units	Number of inverters	61 units
Nominal (STC)	20.60 MWp	Total power	19520 kWac
Modules	1176 Strings x 24 In series		
At operating cond. (50°C)		Operating voltage	500-1500 V
Pmpp	19.41 MWp	Max. power (=>30°C)	352 kWac
U mpp	943 V	Pnom ratio (DC:AC)	1.06
I mpp	20585 A		
Array #5 - Piatra 5			
Number of PV modules	4776 units	Number of inverters	10 units
Nominal (STC)	3486 kWp	Total power	3200 kWac
Modules	199 Strings x 24 In series		
At operating cond. (50°C)		Operating voltage	500-1500 V
Pmpp	3285 kWp	Max. power (=>30°C)	352 kWac
U mpp	943 V	Pnom ratio (DC:AC)	1.09
I mpp	3483 A		
Array #6 - Piastra 6			
Number of PV modules	2208 units	Number of inverters	4 units
Nominal (STC)	1612 kWp	Total power	1280 kWac
Modules	92 Strings x 24 In series		
At operating cond. (50°C)		Operating voltage	500-1500 V
Pmpp	1519 kWp	Max. power (=>30°C)	352 kWac
U mpp	943 V	Pnom ratio (DC:AC)	1.26
I mpp	1610 A		
Array #7 - Piastra 7			
Number of PV modules	10944 units	Number of inverters	23 units
Nominal (STC)	7989 kWp	Total power	7360 kWac
Modules	456 Strings x 24 In series		
At operating cond. (50°C)		Operating voltage	500-1500 V
Pmpp	7528 kWp	Max. power (=>30°C)	352 kWac
U mpp	943 V	Pnom ratio (DC:AC)	1.09
I mpp	7982 A		

PV Array Characteristics

Total PV power		Total inverter power	
Nominal (STC)	53997 kWp	Total power	49920 kWac
Total	73968 modules	Number of inverters	156 units
Module area	229771 m²	Pnom ratio	1.08

Array losses

Array Soiling Losses
Loss Fraction 2.0 %

Thermal Loss factor
Module temperature according to irradiance
Uc (const) 29.0 W/m²K
Uv (wind) 0.0 W/m²K/m/s

Module Quality Loss
Loss Fraction -0.8 %

Module mismatch losses
Loss Fraction 1.0 % at MPP

Strings Mismatch loss
Loss Fraction 0.1 %

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

DC wiring losses

Global wiring resistance 0.19 mΩ
Loss Fraction 1.0 % at STC

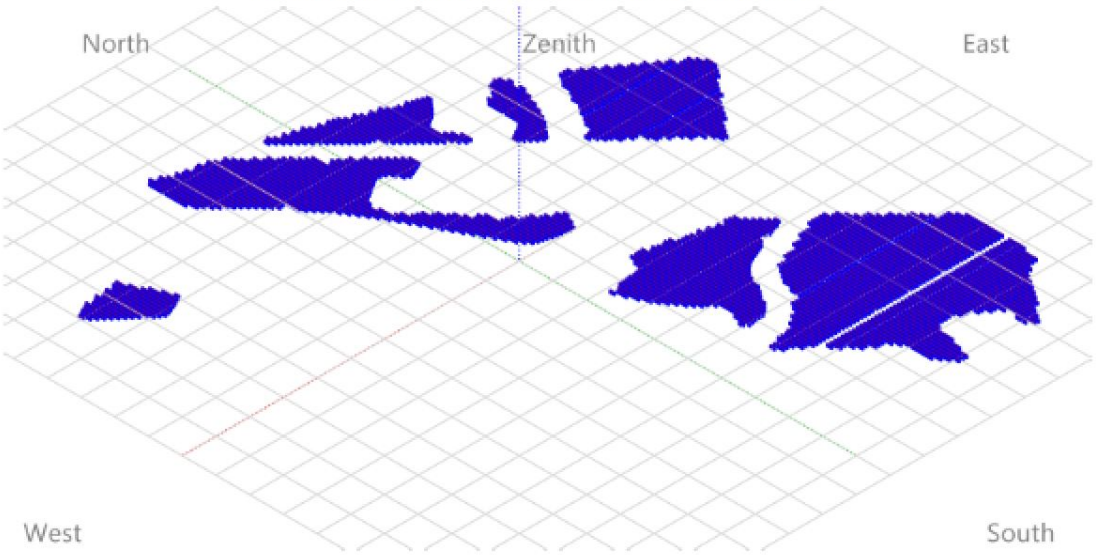
Array #1 - Piatra 1		**Array #2 - Piastra 2**	
Global array res.	5.3 mΩ	Global array res.	0.94 mΩ
Loss Fraction	1.0 % at STC	Loss Fraction	1.0 % at STC
Array #3 - Piastra 3		**Array #4 - Piastra 4**	
Global array res.	1.3 mΩ	Global array res.	0.49 mΩ
Loss Fraction	1.0 % at STC	Loss Fraction	1.0 % at STC
Array #5 - Piatra 5		**Array #6 - Piastra 6**	
Global array res.	2.9 mΩ	Global array res.	6.3 mΩ
Loss Fraction	1.0 % at STC	Loss Fraction	1.0 % at STC
Array #7 - Piastra 7			
Global array res.	1.3 mΩ		
Loss Fraction	1.0 % at STC		

System losses

Auxiliaries loss
constant (fans) 269 kW
0.0 kW from Power thresh.
Night aux. cons. 130 kW

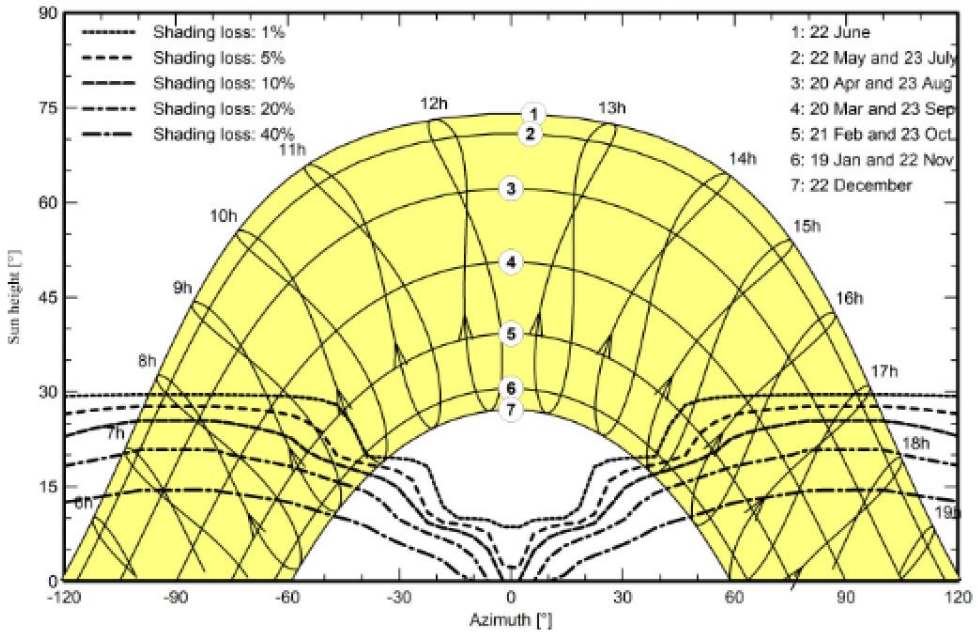
Near shadings parameter

Perspective of the PV-field and surrounding shading scene



Iso-shadings diagram

Orientation #1

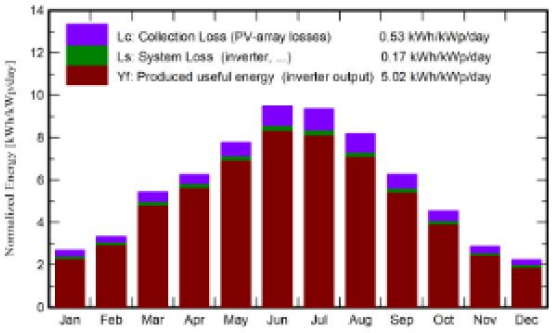


Main results

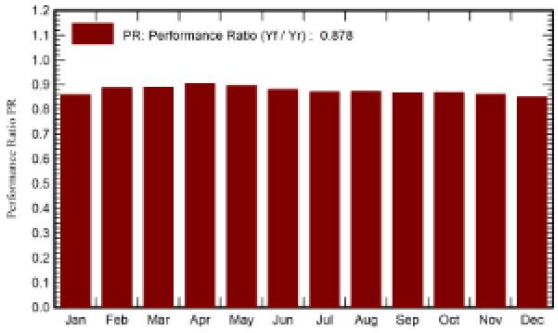
System Production

Produced Energy	99 GWh/year	Specific production	1833 kWh/kWp/year
		Performance Ratio PR	87.82 %

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



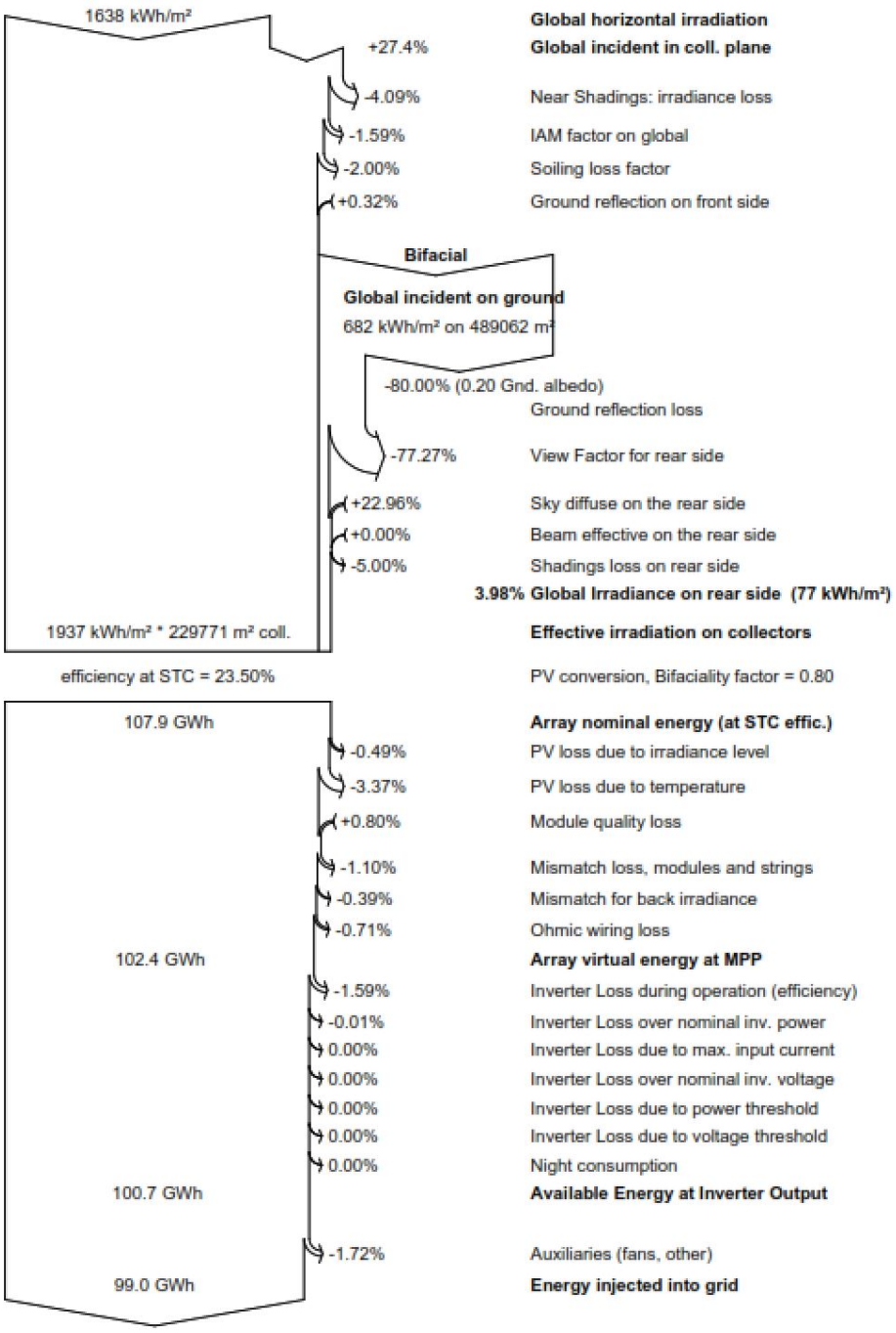
Balances and main results

	GlobHor kWh/m²	DiffHor kWh/m²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m²	GlobEff kWh/m²	EArray GWh	E_Grid GWh	PR ratio
January	64.5	31.28	9.13	83.3	73.9	4.06	3.86	0.859
February	73.8	36.47	9.35	93.4	85.3	4.68	4.48	0.888
March	131.2	52.18	12.17	168.8	155.3	8.38	8.10	0.889
April	152.5	73.58	14.89	187.9	176.2	9.47	9.17	0.904
May	193.4	86.01	19.25	240.6	226.0	11.97	11.63	0.895
June	222.1	78.38	24.13	284.8	268.3	13.92	13.54	0.881
July	226.9	76.49	27.60	290.1	272.8	14.03	13.64	0.871
August	198.0	72.64	27.43	253.5	237.6	12.27	11.92	0.871
September	144.1	53.29	22.78	188.4	174.1	9.12	8.82	0.867
October	109.2	46.93	19.49	141.1	128.5	6.86	6.62	0.869
November	67.1	32.36	14.11	86.0	77.4	4.20	4.00	0.861
December	55.2	28.17	10.53	69.5	61.6	3.38	3.19	0.850
Year	1638.1	667.77	17.62	2087.4	1937.0	102.34	98.98	0.878

Legends

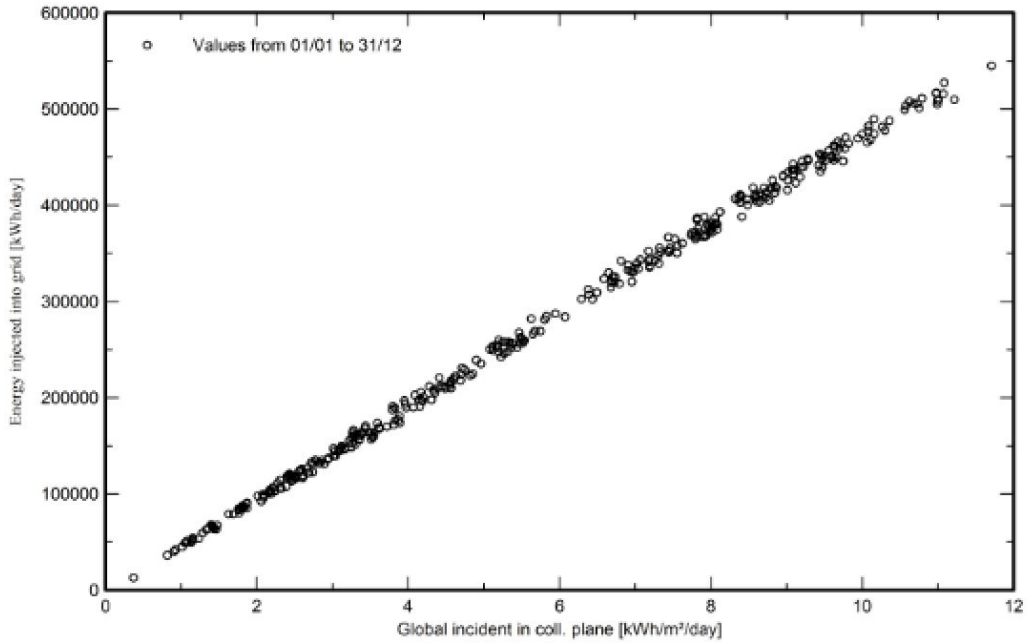
GlobHor	Global horizontal irradiation	EArray	Effective energy at the output of the array
DiffHor	Horizontal diffuse irradiation	E_Grid	Energy injected into grid
T_Amb	Ambient Temperature	PR	Performance Ratio
GlobInc	Global incident in coll. plane		
GlobEff	Effective Global, corr. for IAM and shadings		

Loss diagram

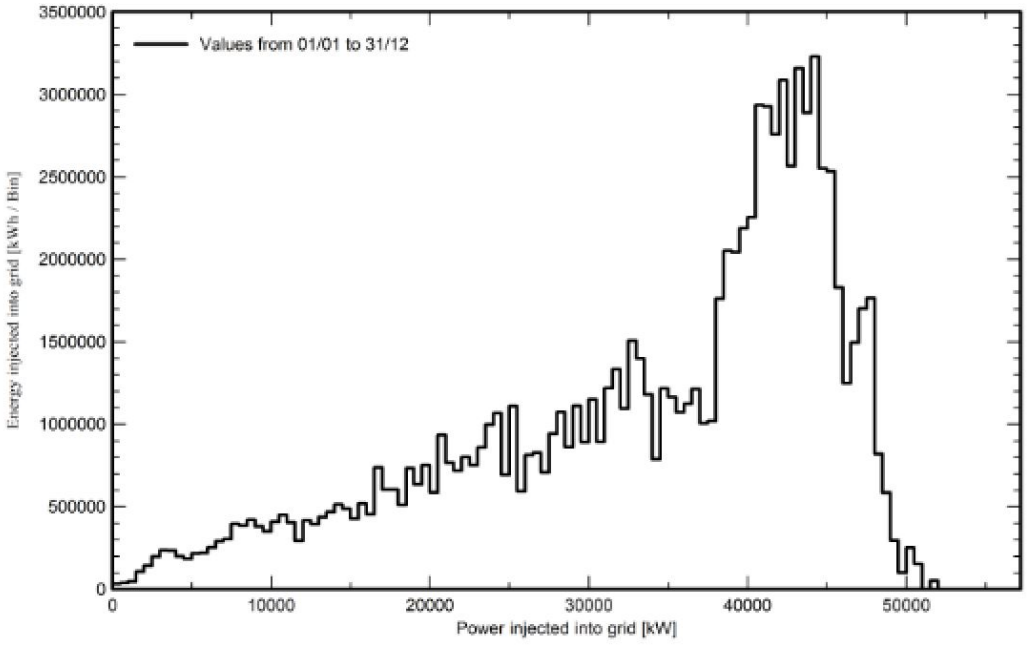


Special graphs

Diagramma giornaliero entrata/uscita



Distribuzione potenza in uscita sistema



3.16 Benefici ambientali

Ad oggi gran parte della produzione di energia elettrica proviene da impianti termoelettrici che utilizzano combustibili di origine fossile. Quindi, considerando l'energia stimata come produzione del primo anno, (considerato l'assetto con siepi olivicole)
98.057.898,24 kWh, e la perdita di efficienza annuale, 0.40 %, le considerazioni successive valgono per il tempo di vita dell'impianto pari a 30 anni.

Un utile indicatore per definire il risparmio di combustibile derivante dall'utilizzo di fonti energetiche rinnovabili è il fattore di conversione dell'energia elettrica in energia primaria [TEP/MWh].

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

Risparmio di combustibile

Risparmio di combustibile in	**TEP**
Fattore di conversione dell'energia elettrica in energia primaria [TEP/MWh]	0.187
TEP risparmiate al primo anno	18.336,83
TEP risparmiate in 30 anni	519.358,39

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

CO_2 evitata	**t/anno**
Emissioni C02 evitate	30.594,06

Inoltre, l'impianto consentirà la riduzione di emissioni in atmosfera delle sostanze che hanno effetto inquinante e di quelle che contribuiscono all'effetto serra.

Nella sua normale vita produttiva consentirà il risparmio di fonti fossili e di emissioni di anidride carbonica nelle seguenti misure:

- combustibili fossili risparmiati 18.336,83 tep/anno
- emissioni di CO_2 evitate 30.594,06 t/anno

4 SICUREZZA ELETTRICA, VERIFICHE E COLLAUDI

4.1 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.

4.2 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 dei segnalazione;
- verifica del regolare funzionamento di eventuali contatti e/o pulsanti per segnalazione e allarme,

Per quanto concerne le verifiche funzionali dovranno essere effettuate:

- prove funzionali sui quadri e sulle apparecchiature elettriche in corrente alternata BT;
- avviamento degli inverter e del sistema di trasformazione;
- corretto funzionamento dell'impianto fotovoltaico nelle diverse condizioni di potenza generata e nelle varie modalità previste dal gruppo di condizionamento e controllo della potenza (accensione, spegnimento, mancanza rete, ecc.).

4.3 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.