

Regione Umbria

COMUNE DI CASTEL GIORGIO (TR)

Progettazione della Centrale Solare "Maag Black Sheep" da **11.448 kWp**



Proponente: Maag timo S.r.l.

Via Francesco Crispi N.98 - 80122 (NA)

Titolo: Relazione tecnica generale



N° Elaborato: **33**

Cod: **PR_01**

Scala:

tipo di progetto:

- ☐ RILIEVO
- ☐ PRELIMINARE
- ☒ DEFINITIVO
- ☐ ESECUTIVO

Progetto dell'inserimento paesaggistico e mitigazione

Progettista:

Agr. Fabrizio Cembalo Sambiase
Arch. Alessandro Visalli

Collaboratori:

Agr. Rosa Verde
Urb. Patrizia Ruggiero
Arch. Anna Sirica

Progettazione elettrica e civile

Progettista:

Ing. Rolando Roberto
Ing. Giselle Roberto

Collaboratori:

Ing. Simone Bonacini
Ing. Marco Balzano

Consulenza geologia

Geol. Gaetano Ciccarelli

Consulenza archeologia

Archeol. Concetta Claudia Costa



rev.	descrizione	data	formato	elaborato da	controllato da	approvato da
00	Consegna	Luglio 2022	A4	Rolando Roberto	Giselle Roberto	Rolando Roberto
01						
02						
03						
04						

Sommario

1	OBIETTIVI DI PROGETTO.....	3
1-1	Collocazione dell'opera.....	3
1-2	Analisi delle soluzioni tecniche	4
2	NORMATIVA DI RIFERIMENTO	7
3	PROGETTO DELLA CENTRALE FOTOVOLTAICA	10
	Inquadramento generale.....	10
3-1	Considerazioni in merito alle scelte progettuali	15
3-2	Strutture di supporto dei moduli fotovoltaici	16
3-3	Moduli fotovoltaici.....	19
3-4	Sistema di conversione DC/AC.....	20
3-4-1-1	Ambiente di installazione.....	23
3-5	Sotto-cabine MT.....	24
3-6	Area di raccolta cabine MT.....	26
3-7	Stazione di trasformazione AT/ MT.....	27
3-8	Linee Elettriche.....	30
3-8-1-1	Tubi protettivi e canalizzazioni	32
3-8-1-2	Verifiche tipologie di linee	32
3-9	Impianto di messa a terra e sistemi di protezione.....	38
3-9-1-1	Generalità.....	38
3-9-1-2	Conduttori di protezione	38
3-10	Misure di protezione contro i contatti diretti	39
3-11	Misure di protezione contro i contatti indiretti	39
3-12	Protezione delle condutture.....	40
3-13	Producibilità impianto.....	40
3-1	Benefici ambientali.....	49
4	SICUREZZA ELETTRICA, VERIFICHE E COLLAUDI.....	50
4-1	Sicurezza elettrica.....	50

	RELAZIONE TECNICA	Pagina 1 / 52
--	-------------------	---------------

4-2	Verifiche finali, collaudi e prove strumentali	50
4-3	Documentazione tecnica.....	52

1 OBIETTIVI DI PROGETTO

MAAG TIMO S.r.l. intende proporre la realizzazione di un impianto fotovoltaico denominato “ MAAG Black Sheep” da ubicarsi in Castel Giorgio (TR), localizzazione 42°43’43.81’’N, 11°58’29.19’’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 11.448 kWp costituito da 18.768 moduli fotovoltaici in silicio cristallino.

In campo saranno installati n. 34 inverter di stringa di potenza nominale 320 kW.

Lo schema di allacciamento alla RTN prevede che la centrale venga collegata in antenna a 132 kV con la sezione a 132 kV di una nuova stazione elettrica di trasformazione (SE) 380/132 kV della RTN da inserire in entra – esce sull’ elettrodotto RTN a 380 kV della RTN “Roma Nord - Pian della Speranza”.

L’intera produzione sarà immessa in rete e venduta secondo le modalità previste dal mercato libero dell’energia. **La potenza nominale** dell’intero impianto sarà di **10.880 kW**

1-1 Collocazione dell’opera

La progettazione di un generatore fotovoltaico destinato alla produzione e vendita di energia in regime di grid-parity, ovvero in assenza di incentivi per la realizzazione dell’investimento o la commercializzazione dell’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.

	RELAZIONE TECNICA	Pagina 3 / 52
--	-------------------	---------------

Per individuare il luogo di installazione della nuova centrale fotovoltaica 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;
- selezione di terreni non destinati a coltivazioni agricole di pregio;
- 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 generatore FV (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.

Il principio progettuale seguito è quello di massimizzare la captazione della radiazione solare annua disponibile. Nella generalità dei casi, il generatore fotovoltaico deve essere esposto alla luce solare in modo ottimale, scegliendo prioritariamente l'orientamento a sud ed evitando fenomeni di ombreggiamento. In

	RELAZIONE TECNICA	Pagina 4 / 52
--	-------------------	---------------

funzione degli eventuali vincoli sono comunque adottati orientamenti diversi e sono ammessi fenomeni di ombreggiamento, purché adeguatamente valutati.

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

Il sito analizzato è costituito da un'unica macro piastra. Tali aree risultano prevalentemente pianeggianti per cui saranno previsti tracker ad inseguimento con asse nord-sud.

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.



Figura 1 - Inseguitore mono-assiale tipo

L'impianto non accede ad alcun incentivo nazionale per il sostegno delle fonti rinnovabili, anche in considerazione della proibizione di legge contenuta nel art. 65 del D.L. 24 gennaio 2012 n.1, convertito con legge 24 marzo 2012, n.27 ad accedere agli incentivi per impianti ubicati in aree agricole. La sua remunerazione è dunque interamente affidata al prezzo di vendita dell'energia prodotta sul libero mercato.

	RELAZIONE TECNICA	Pagina 5 / 52
--	-------------------	---------------

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 per mezzo di componenti di ultima generazione al fine di massimizzare la densità di produzione energetica;
- nessun contributo derivante da componenti tariffarie di bolletta elettrica sarà utilizzato nell'esercizio commerciale.

L'impianto sarà realizzato in assetto agrovoltico, integrando quindi l'attività di produzione elettrica con quella pastorale.

	RELAZIONE TECNICA	Pagina 6 / 52
--	-------------------	---------------

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;

	RELAZIONE TECNICA	Pagina 7 / 52
--	-------------------	---------------

- 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 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;

	RELAZIONE TECNICA	Pagina 8 / 52
--	-------------------	---------------

- 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.

	RELAZIONE TECNICA	Pagina 9 / 52
--	-------------------	---------------

3 PROGETTO DELLA CENTRALE FOTOVOLTAICA

Inquadramento generale

La centrale fotovoltaica, di potenza di picco pari a 11.448 kWp, sarà ubicata nel Comune di *Castel Giorgio* in provincia di Terni (TR). Il soggetto proponente è la società MAAG TIMO S.r.l. (C.F./P.IVA: 10067361211). E' prevista l'installazione a terra di moduli fotovoltaici in silicio cristallino della potenza specifica di 610 Wp. La superficie lorda di progetto riporta un'estensione netta pari a 11,8 ha attualmente a destinazione agricola. In tabella 1 si riportano i dati di localizzazione dell'impianto.

Comune	Castel Giorgio (TR)
Latitudine	42°43'43.81"N
Longitudine	11°58'29.19"E
Zona altimetrica	Pianura
Zona climatica	E
GG convenzionali	2.382
Area complessiva lotto (ha)	63,3
Area impegnata lorda di progetto(ha)	11,8

Tabella 1 - Dati geografici e climatici del sito

La disposizione dei pannelli è stata attuata secondo i criteri resi noti dalla autorità delle Regione Umbria avendo cura che l'impegno di suolo rientri in parametri di sostenibilità.

La superficie impegnata netta corrisponde alla superficie sulla quale insiste la copertura determinata dai pannelli come proiezione sul piano orizzontale ed è pari al 8 % del lotto. In realtà tale superficie è ancora inferiore considerando l'altezza dei pannelli e la loro giacitura e può essere stimata in area di prevalente ombreggiamento come inferiore al 10 % del lotto.

La superficie recintata è pari al 19% del lotto lordo, è interamente impegnata per un prato pascolo

	RELAZIONE TECNICA	Pagina 10 / 52
--	-------------------	----------------

permanente.

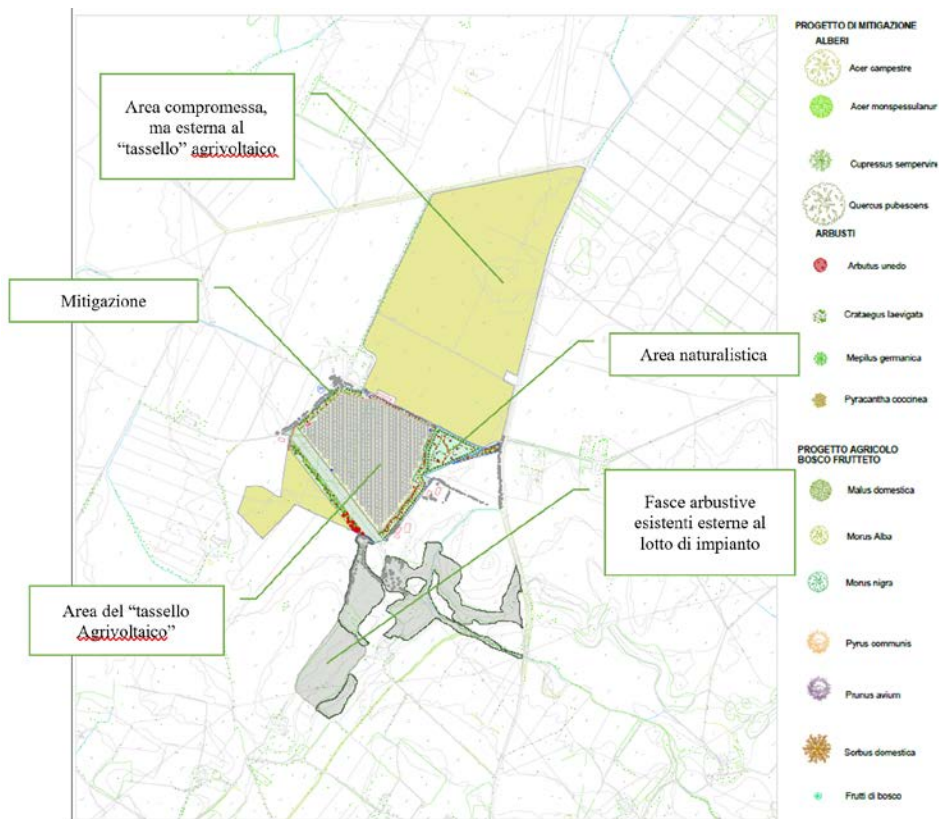


Figura 2- Layout generale d'impianto

La centrale fotovoltaica in oggetto sarà composta sostanzialmente da tre componenti 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 della potenza specifica di 610 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 un'unica macro piastra, definito in Tabella 2.

Piastra	Tipologia struttura	n. Strutture		n. moduli		Potenza DC (kWp)	
1	TR_2P_24X610	26	404	624	18.768	381	11.448
	TR_2P_48X610	378		18.144		11.068	
TOT		404		18.768		11.448	

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.

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

L'area individuata è identificata al N.C.T. di **Castel Giorgio nel foglio di mappa 2 particella 44** come rappresentato nella tavola allegata.



Figura 3- Localizzazione nuova SE e ubicazione stazione elevazione AT/MT

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.

La stazione avrà un'estensione di circa 3.000 mq e l'ubicazione è prevista su un terreno classificato come area "Agricola E" dal vigente strumento urbanistico del Comune di Castel Giorgio (TR).

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.

La rete di raccolta sarà così realizzata: nella cabina di raccolta R1 confluiranno 2 cabine inverter/trasformatore MT/BT.

Cabina Raccolta	Volumi tecnici	Tipologia struttura	n. Strutture	n. moduli	Potenza DC (kWp)
R1	2	TR_2P_12X610	26	624	381
		TR_2P_24X610	378	18.144	11.068
		TOT	404	18.768	11.448

Tabella 3 – Suddivisione piastre-cabine

I moduli fotovoltaici che saranno presi in considerazione saranno composti da celle in silicio cristallino ad alta efficienza. I moduli 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).

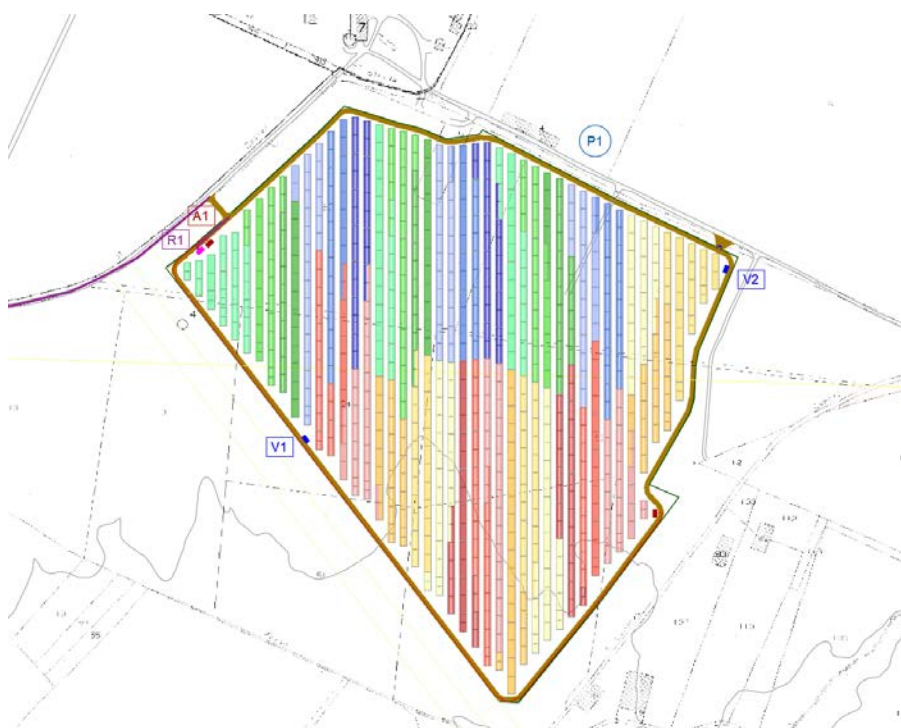


Figura 4- Particolare schema di suddivisione stringhe area centrale impianto

	RELAZIONE TECNICA	Pagina 14 / 52
--	-------------------	----------------

3-1 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. 34**.

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

	RELAZIONE TECNICA	Pagina 15 / 52
--	-------------------	----------------

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

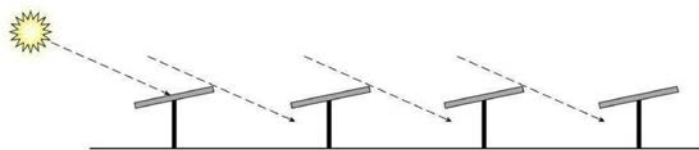
Allo stato attuale dello sviluppo della tecnologia fotovoltaica si ritiene che l'utilizzo di sistemi ad inseguimento possa risultare premiante rispetto ai classici sistemi fissi. Le motivazioni sono molteplici. L'aspetto ambientale è senza dubbio trainante nello sviluppo di un sistema di queste dimensioni.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

3-2 Strutture di supporto dei moduli fotovoltaici

Il sistema di supporto dei moduli fotovoltaici sarà del tipo ad inseguitore monoassiale. La massimizzazione degli spazi a disposizione e della produttività è frutto del posizionamento dei moduli, che saranno 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 garantisce un angolo di tilt variabile nel corso delle stagioni, tale da ottimizzare la producibilità con la minimizzazione dell'ombreggiamento reciproco.

	RELAZIONE TECNICA	Pagina 16 / 52
--	-------------------	----------------



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 due tipologie di inseguitori:

- tipologia da circa 50 m lineari, ospitante 48 moduli fotovoltaici;
- tipologia da circa 25 m lineari, ospitante 24 moduli fotovoltaici.

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 50 m avrà indicativamente n°4 attuatori, con un fattore di contemporaneità di esercizio pari a 0,5.



Figura 5 - Particolare strutture ad inseguimento ed attuatore

	RELAZIONE TECNICA	Pagina 17 / 52
--	-------------------	----------------

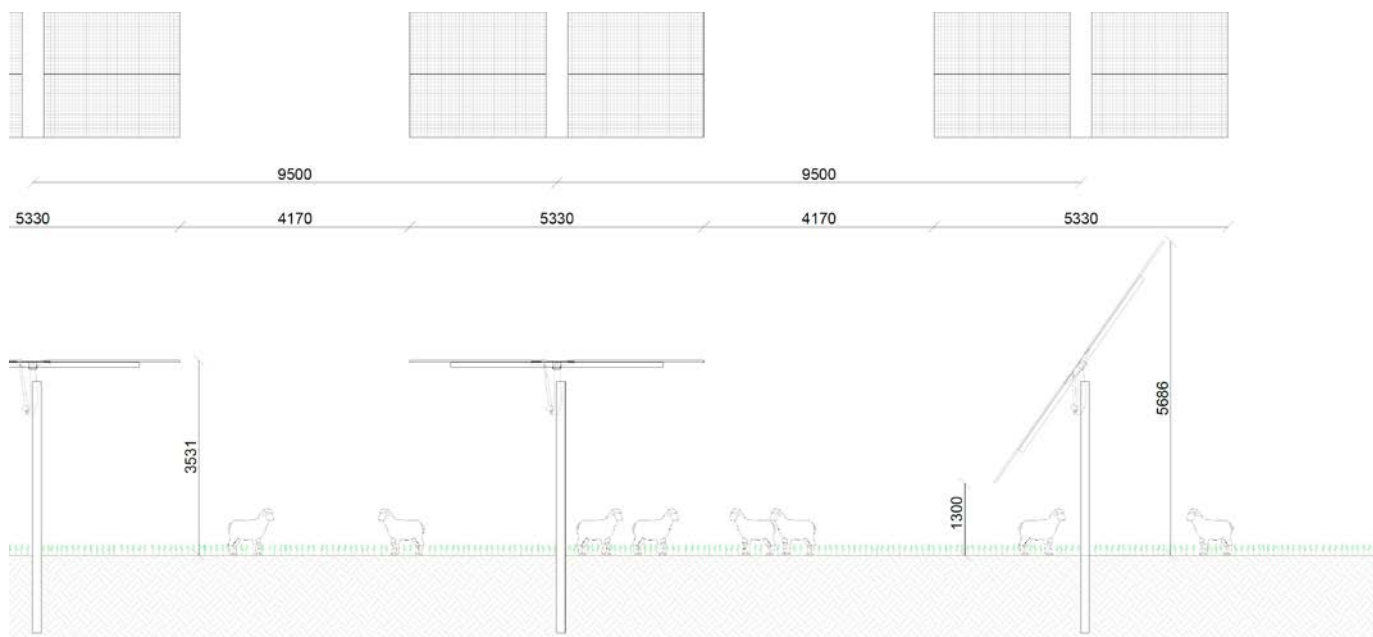


Figura 6 - Particolare strutture con attività pascolo

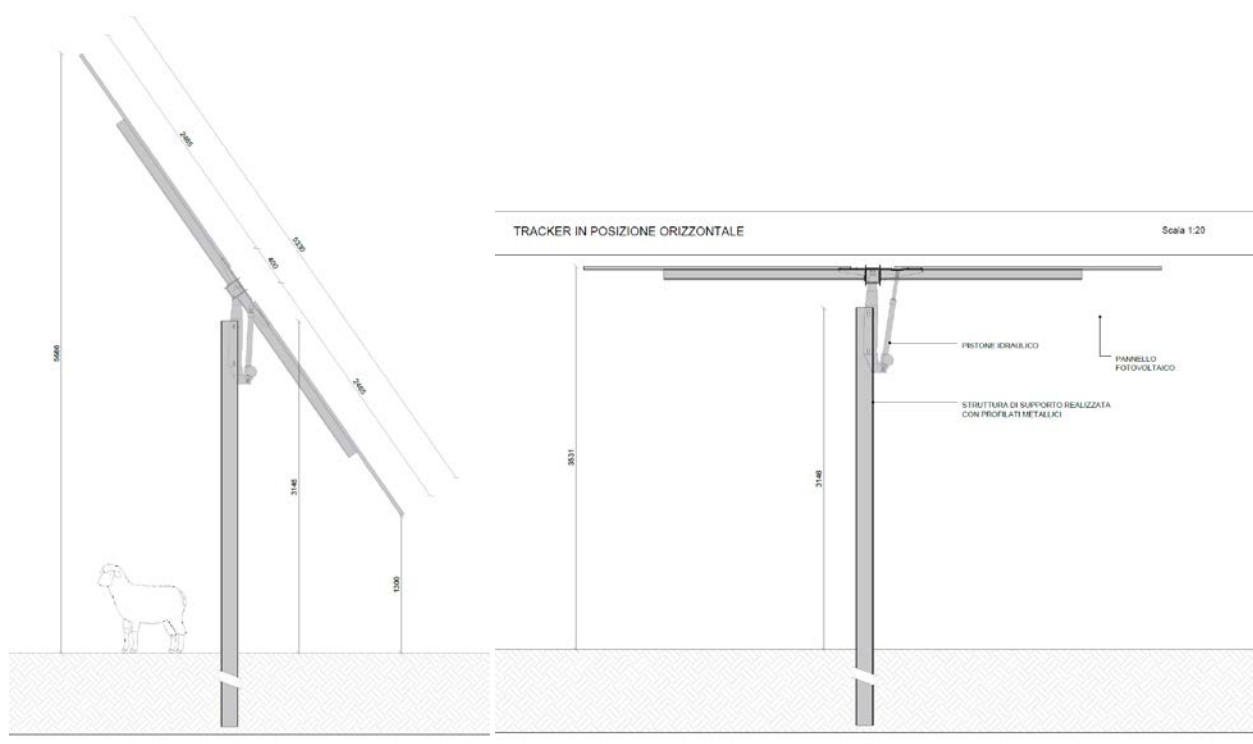


Figura 7 - Particolare strutture ad inseguimento con quote di dettaglio

3-3 Moduli fotovoltaici

Il generatore fotovoltaico sarà realizzato con **n. 18.768 moduli** da 610 Wp cadauno marca Jinko Solar modello JKM610N.

SPECIFICATIONS

Module Type	JKM595N-78HL4 JKM595N-78HL4-V		JKM600N-78HL4 JKM600N-78HL4-V		JKM605N-78HL4 JKM605N-78HL4-V		JKM610N-78HL4 JKM610N-78HL4-V		JKM615N-78HL4 JKM615N-78HL4-V	
	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Maximum Power (Pmax)	595Wp	444Wp	600Wp	447Wp	605Wp	451Wp	610Wp	455Wp	615Wp	459Wp
Maximum Power Voltage (Vmp)	45.15V	41.85V	45.25V	41.97V	45.36V	42.08V	45.46V	42.19V	45.57V	42.30V
Maximum Power Current (Imp)	13.18A	10.60A	13.26A	10.66A	13.34A	10.72A	13.42A	10.78A	13.50A	10.84A
Open-circuit Voltage (Voc)	54.56V	51.50V	54.66V	51.59V	54.76V	51.69V	54.86V	51.78V	54.96V	51.88V
Short-circuit Current (Isc)	13.93A	11.25A	14.01A	11.32A	14.09A	11.38A	14.17A	11.44A	14.25A	11.51A
Module Efficiency STC (%)	21.29%		21.46%		21.64%		21.82%		22.00%	
Operating Temperature(°C)	-40°C~+85°C									
Maximum system voltage	1000/1500VDC (IEC)									
Maximum series fuse rating	30A									
Power tolerance	0~+3%									
Temperature coefficients of Pmax	-0.30%/°C									
Temperature coefficients of Voc	-0.28%/°C									
Temperature coefficients of Isc	0.048%/°C									
Nominal operating cell temperature (NOCT)	45±2°C									

Figura 8- Specifiche tecniche moduli

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

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.

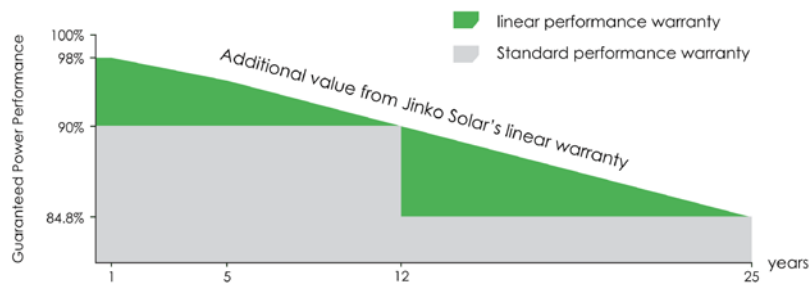


Figura 9- Grafico performance moduli

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	N type Mono-crystalline
No. of cells	156 (2×78)
Dimensions	2465×1134×35mm (97.05×44.65×1.38 inch)
Weight	31.2 kg (68.78 lbs)
Front Glass	3.2mm, Anti-Reflection Coating, High Transmission, Low Iron, Tempered Glass
Frame	Anodized Aluminium Alloy
Junction Box	IP68 Rated
Output Cables	TUV 1×4.0mm² (+): 400mm , (-): 200mm or Customized Length

Figura 10- Caratteristiche meccaniche modulo

3-4 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. 34 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.

	RELAZIONE TECNICA	Pagina 21 / 52
--	-------------------	----------------

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 / Adjustable 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.

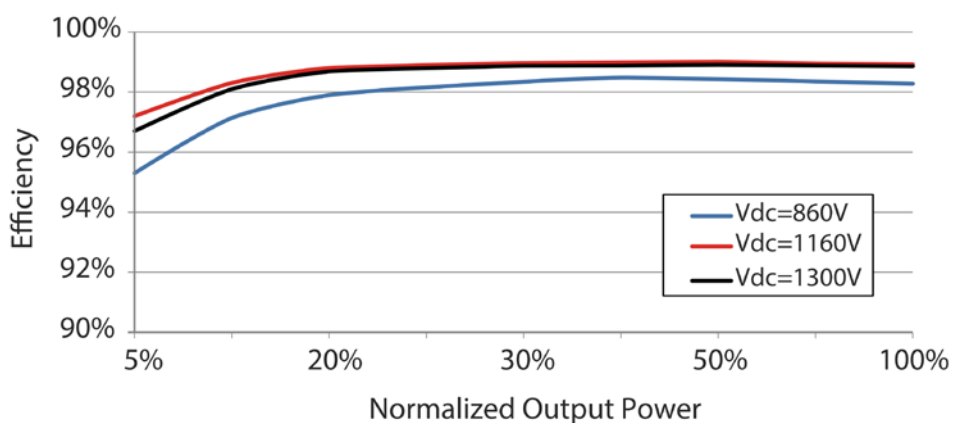
Al fine di agevolare al massimo il cablaggio ottimizzando i tempi di posa, riducendo le possibilità di errore e al fine di agevolare le attività manutentive, la lunghezza delle stringhe è stata accuratamente valutata in concerto con le caratteristiche elettriche dei convertitori ed in funzione della 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 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.

3-4-1-1 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.

3-5 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 11- Cabina tipo MT/BT prospetto trasversale

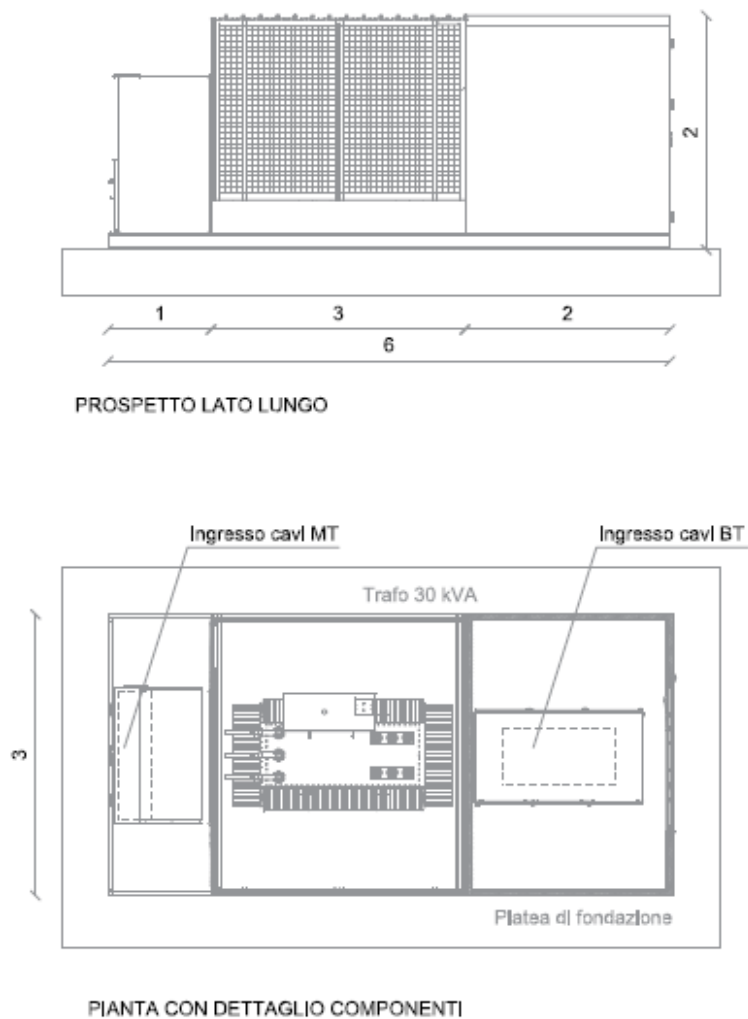


Figura 12- Cabina tipo MT/BT prospetto longitudinale e vista in pianta

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 raffreddamento di cabina, le alimentazioni ausiliare delle apparecchiature di verifica e monitoraggio e gli attuatori dei sistemi di inseguimento monoassiale in campo.

	RELAZIONE TECNICA	Pagina 25 / 52
--	-------------------	----------------

3-6 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.

Dalla cabina R1 di raccolta partirà la linea dorsale in media tensione di lunghezza pari a circa **1016 m** diretta verso la nuova SE.

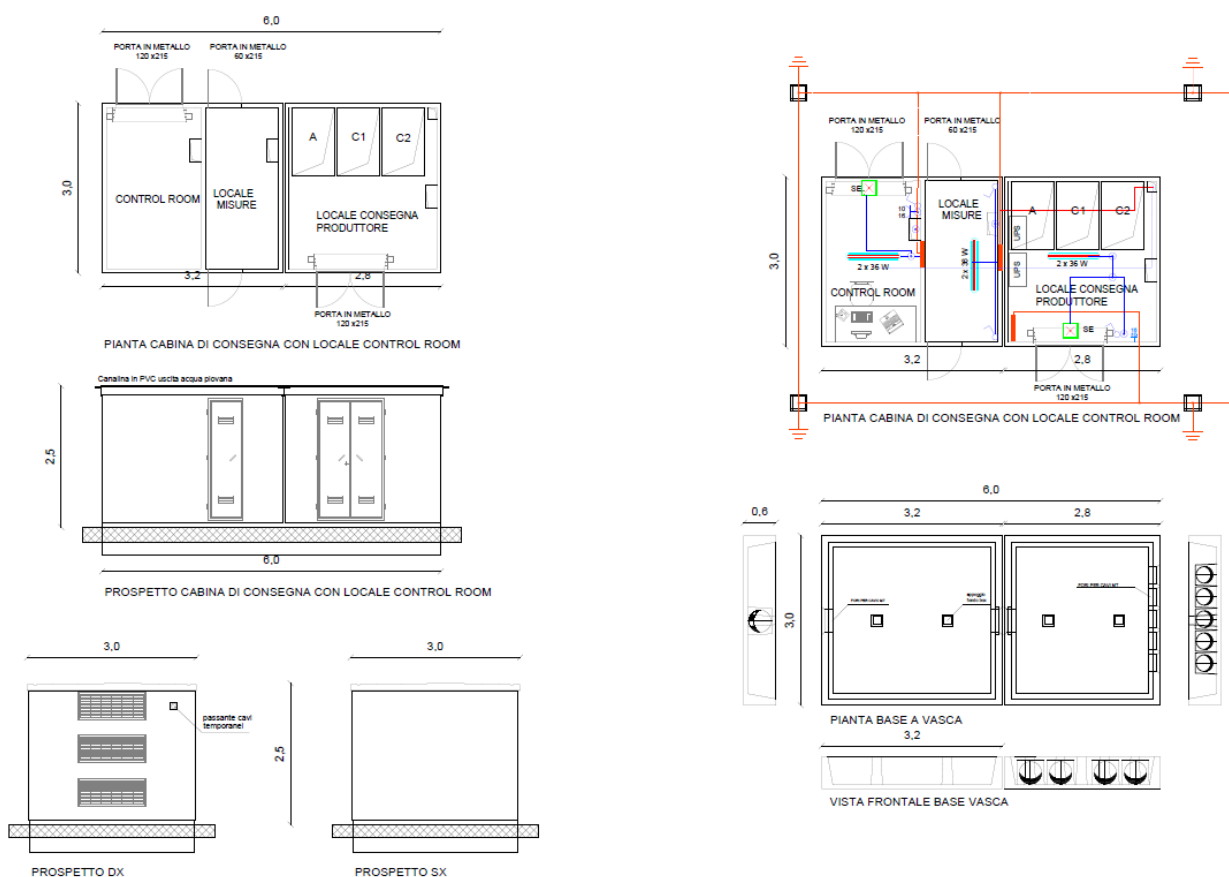


Figura 13 - Cabina di raccolta R1 e control room

	RELAZIONE TECNICA	Pagina 26 / 52
--	-------------------	----------------

3-7 Stazione di trasformazione AT/ MT

La stazione elettrica di utenza sarà realizzata allo scopo di collegare l'impianto fotovoltaico alla nuova stazione elettrica di trasformazione (SE) 380/132 kV della RTN da inserire in entra-esce sull'elettrodotto RTN a 380 kV della RTN "Roma Nord – Pian della Speranza".

La sottostazione MT/AT rappresenterà sia il punto di raccolta dell'energia prodotta dal campo fotovoltaico che il punto di trasformazione del livello di tensione da 30 kV a 132 kV, per consentire il trasporto dell'energia prodotta fino al punto di consegna della rete di trasmissione nazionale.

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

L'area individuata è identificata al N.C.T. di **Castel Giorgio nel foglio di mappa 2 particella 44** come rappresentato nella tavola allegata.

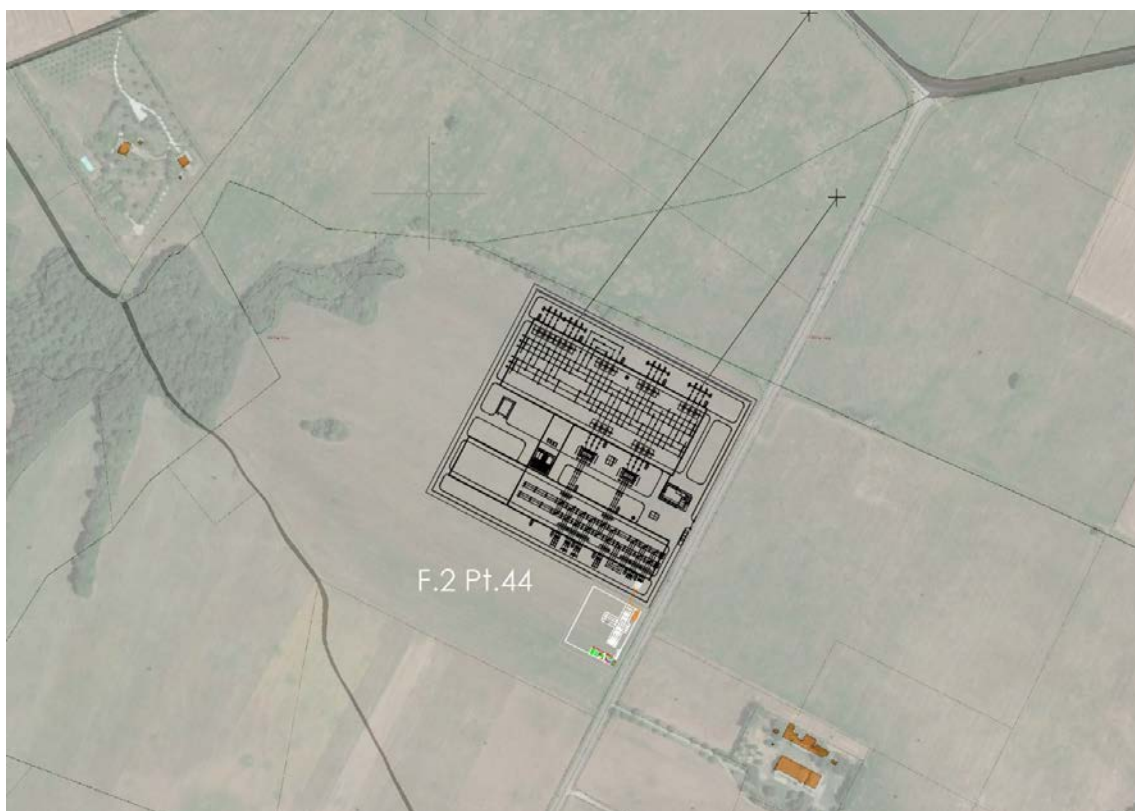


Figura 14- Localizzazione nuova SE e ubicazione stazione elevazione AT/MT

	RELAZIONE TECNICA	Pagina 27 / 52
--	-------------------	----------------

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.

La stazione avrà un'estensione di circa 3.000 mq e l'ubicazione è prevista su un terreno classificato come area "Agricola E" dal vigente strumento urbanistico del Comune di Castel Giorgio (TR).

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.

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.

La sezione in alta tensione a 150 kV è composta da quattro stalli di trasformazione (uno per ciascun produttore) MONTANTE TR e da una terna di sbarre per eseguire il parallelo elettrico. Infine, a valle del parallelo sarà realizzato uno stallo con protezioni e linea di partenza linea in cavo, con apparati di misura e protezione (TV e TA) MONTANTE LINEA

Il sezionatore generale, la protezione di linea, organi di misura gestione e controllo saranno in comunicazione.

La connessione tra la sottostazione utente e la stazione Terna avverrà mediante raccordo in cavo 150 kV interrato.

Nella scelta dell'ubicazione della sottostazione utente e quindi del tracciato del raccordo AT si è cercato di ridurre al minimo le eventuali interferenze con altri produttori.

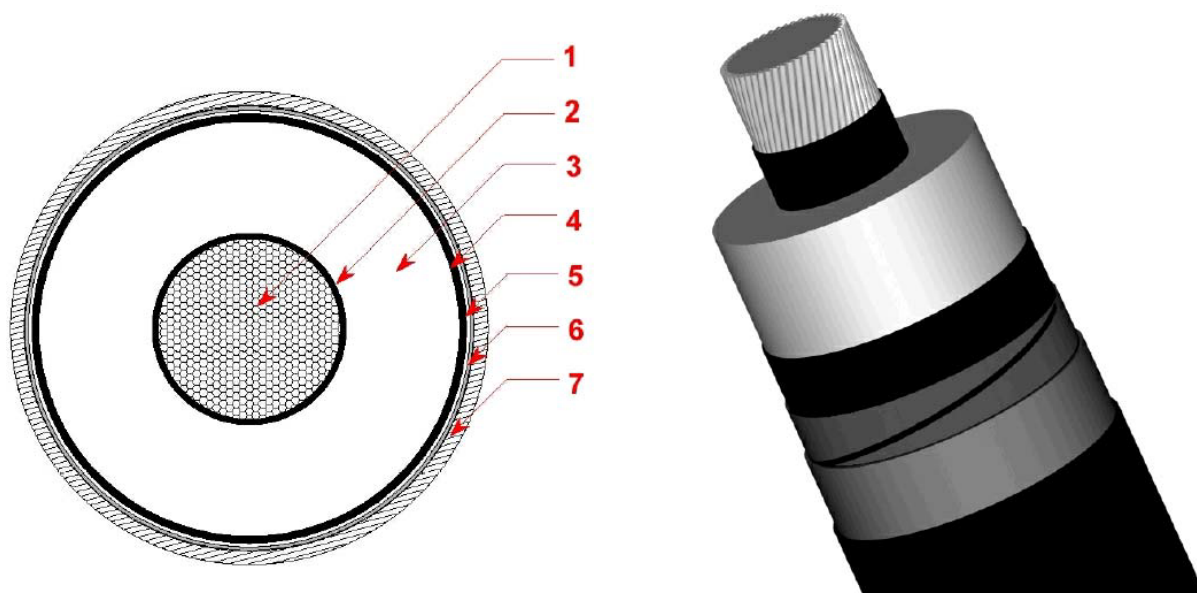
Il trasformatore trifase in olio per trasmissione in alta tensione, con tensione primaria 150 KV e secondaria 30 kV, è costruito secondo le norme CEI 14-4, con nuclei magnetici a lamierini al Fe e Si a cristalli orientati a bassa cifra di perdita ed elevata permeabilità. I nuclei sono realizzati a sezione gradinata con giunti a 45° e montati a strati sfalsati (esecuzione step lap) per assicurare una riduzione delle perdite a vuoto ed un migliore controllo del livello di rumore.

La connessione tra la sottostazione utente e la stazione Terna avverrà mediante raccordo in cavo 150 kV interrato.

	RELAZIONE TECNICA	Pagina 28 / 52
--	-------------------	----------------

Nella scelta dell'ubicazione della sottostazione utente e quindi del tracciato del raccordo AT si è cercato di ridurre al minimo le eventuali interferenze con altri produttori.

Ciascun cavo d'energia a 150 kV sarà costituito da un conduttore in alluminio compatto di sezione indicativa pari a circa 1200 mm² tamponato (1), schermo semiconduttivo sul conduttore (2), isolamento in polietilene reticolato (XLPE) (3), schermo semiconduttivo sull'isolamento (4), nastri in materiale igroespandente (5), guaina in alluminio longitudinalmente saldata (6), rivestimento in politene con grafittatura esterna (7).



1	Conduttore compatto di Alluminio
2	Schermo del conduttore (Strato semiconduttivo interno)
3	Isolante
4	Schermo dell'isolante (Strato semiconduttivo esterno)
5	Barriera igroscopica
6	Schermo metallico
7	Guaina esterna termoplastica

Figura 15- Tipologia cavo AT

Il cavidotto AT interrato avrà le seguenti caratteristiche generali:

- Tensione nominale d'isolamento (U_0/U) kV 87/150
- Tensione massima permanente di esercizio (U_m) kV 170
- Norme di rispondenza IEC 60840
- Sezione 1200 mm² (per potenze fino a 300 MW)
- Conduttore: rame
- Isolante: XLPE
- Schermo in alluminio
- Guaina: PE

Ulteriori dettagli sono contenuti all'interno dell'elaborato "Relazione tecnica generale AT".

3-8 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 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;

	RELAZIONE TECNICA	Pagina 30 / 52
--	-------------------	----------------

- le sezioni delle singole linee sono come da schema elettrico allegato e comunque mai inferiori a 1,5 mm².

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.

	RELAZIONE TECNICA	Pagina 31 / 52
--	-------------------	----------------

3-8-1-1 *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 “-”

3-8-1-2 *Verifiche tipologie di linee*

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

	RELAZIONE TECNICA	Pagina 32 / 52
--	-------------------	----------------

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

Dati generali relativi al quadro "QUADRO CABINA TIPO" a cui è sottesa l'utenza considerata

Sistema di distribuzione in relazione allo stato del neutro	TN-S	
Tensione di esercizio nominale a vuoto	30.000/800	[V]
Corrente di cortocircuito I_k massima presunta	53,71	[kA]
Caduta di tensione percentuale massima ammissibile	4	[%]

Dati relativi al circuito di alimentazione dell'utenza

Tensione utenza // Nome utenza	800 //	
Sigla armonizzata // Posa secondo CEI 64-8	ARG16R16/FS17 PE // 61_	[mm ²]
Sezione	3(1x1x185)+(1PE95)	[m]
Lunghezza	300	
Tipo/Modalità pdi posa_Temp. °C/Coeff. Tot.	92/9U61_/30/0,744	
Coefficiente K1 (fattore correzione temperatura)	0,93	
Coefficiente K2 (fattore correzione circuiti)	0,800	
Coefficiente K3 (fattore correzione profondità posa)	1,00	
Coefficiente K4 (fattore correzione resistività)	1,00	
Coefficiente totale	0,744	

Dati relativi alla protezione

Modello // Marca	S6X 400 PR212 LSIG // ABB	
Tipo // Installazione	MagnetoTermicoDiff. // SCATOLATO	
Curva magnet.	N.C.	
Numero poli	3 x 400	
Corrente nominale	400	[A]
Potere di interruzione	75	[kA]
Corrente differenziale	320	[A]
I di intervento protezione da tabella o di 5 secondi	320	[A]
Icc di intervento protezione a 5 secondi	2.993	[A]

Considerazioni finali

- ☐ E' verificata la condizione $I_k \leq P.d.i.$
- ☐ E' garantita la protezione contatti indiretti
- ☐ E' verificata la condizione $I_{2t} \leq K2S^2$

Di seguito si propongono le caratteristiche di alcuni cavi commerciali.

	RELAZIONE TECNICA	Pagina 33 / 52
--	-------------------	----------------

ARG16R16 0.6/1KV

Cca-s3,d1,a3



CONFORME CPR REG.305/2011/UE
CPR COMPLIANT REG.305/2011/UE



CARATTERISTICHE TECNICHE TECHNICAL FEATURES

 CONDUTTORE CONDUCTOR	Corda di alluminio rigida, classe 2 Aluminium stranded wire, class 2	 TENSIONE NOMINALE NOMINAL VOLTAGE	0.6/1KV
 ISOLAMENTO INSULATION	Gomma HEPR di qualità G16 Rubber HEPR G16 quality	 TENSIONE DI PROVA TEST VOLTAGE	4000 V
 COLORAZIONE CONDUTTORI CORES COLORATION	Normativa HD 308 HD 308 standard	 TEMPERATURE DI ESERCIZIO TEMPERATURES RANGE	- 15° C / + 90° C
 GUAINA ESTERNA OUTER SHEATH	PVC, qualità R16, colore grigio PVC, quality R16, color grey	 RAGGIO DI CURVATURA BENDING RADIUS	6 x Ø

NORMATIVE NORMS

 COMPORTAMENTO AL FUOCO FIRE PERFORMANCE	CEI EN 60332-1-2 EN 50399 EN 60754-2	CONFORME CPR REGOLAMENTO 305/2011/UE	C _{ca} -s3,d1,A3
MARCATURA	ARG16R16 0.6/1KV [FORMAZIONE] CCA-s3,d1,A3 IEMMEQU [METRICA]	RIFERIMENTI STANDARD STANDARD REFERENCE CEI 20-13 EN 50575:2014+A1:2016 EN 13501-6:2014 EN 50267-2-1 2014/35/EU 2011/65/EU	

FORMA- ZIONE SIZE(MM)	DIAM. CONDUT- TORE	SPESSORE MEDIO ISOLANTE	SPESSORE MEDIO GUAINA	DIAMETRO ESTERNO	PESO (WEIGHT)	RESISTENZA ELETTRICA MAX A 20°C	PORTATA DI CORRENTE (CURRENT RATING)			
							IN ARIA LIBERA 30°C	IN TUBO IN ARIA 30°C	INTERRATO 30°C	IN TUBO INTERRATO 30°C
1X16	4,9	0,7	1,4	9,1	109	1,91	70	64	98	75
1 x 25	6,1	0,9	1,4	10,7	151	1,20	102	88	119	95
1 x 35	7,1	0,9	1,4	11,7	185	0,868	136	110	141	115
1 x 50	8,2	1,0	1,4	13,0	230	0,641	164	131	167	134
1 x 70	9,9	1,1	1,4	14,9	315	0,443	218	175	204	173
1 x 95	11,4	1,1	1,5	16,6	405	0,320	261	209	245	196
1 x 120	13,1	1,2	1,5	18,5	510	0,253	310	250	277	238
1 x 150	14,4	1,4	1,6	20,4	620	0,206	350	280	313	250
1 x 185	16,2	1,6	1,6	22,6	750	0,164	415	334	350	300
1 x 240	18,4	1,7	1,7	25,2	955	0,125	490	392	413	331
1 x 300	20,7	1,8	1,8	27,9	1150	0,100	567	-	454	400
1 x 400	23,6	2,0	1,9	31,4	1520	0,0778	665	-	512	450
1 x 500	26,5	2,2	2,0	34,9	1850	0,0605	765	-	578	505
1 x 630	30,2	2,4	2,2	39,8	2415	0,0469	880	-	646	580

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

Scheda riepilogativa riguardante i dati del circuito : PARTENZA CABINA TIPO -

Dati generali relativi al quadro "CABINA RACCOLTA CAMPO FTV - CS" a cui è sottesa l'utenza considerata

Sistema di distribuzione in relazione allo stato del neutro	Neutro compensato	
Tensione di esercizio nominale a vuoto	30.000	[V]
Corrente di cortocircuito Ik massima presunta	7,66	[kA]
Caduta di tensione percentuale massima ammissibile	4	[%]

Dati relativi al circuito di alimentazione dell'utenza

Tensione utenza // Nome utenza	30000 //	
Sigla armonizzata // Posa secondo CEI 64-8	ARG7H1RNR-30 kV // _E4	[mm ²]
Sezione	3(1x95)	[m]
Lunghezza	1.000	
Tipo/Modalità pdi posa_Temp. °C/Coeff. Tot.	92/15U_E4/30/0,88	
Coefficiente K1 (fattore correzione temperatura)	0,88	
Coefficiente K2 (fattore correzione circuiti)	1,000	
Coefficiente K3 (fattore correzione profondità posa)	1,00	
Coefficiente K4 (fattore correzione resistività)	1,00	
Coefficiente totale	0,880	

Dati relativi alla protezione

	RELAZIONE TECNICA	Pagina 35 / 52
--	-------------------	----------------

Modello // Marca	50/51/50N/51N/67N/27/59 - SEPAM //	
	SCHNEIDER	
Tipo // Installazione	50/51/51N // ---	
Curva magnet.	N.C.	
Numero poli	3 x 630	
Corrente nominale	630	[A]
Potere di interruzione	25	[kA]
Corrente differenziale	300	[A]
I di intervento protezione da tabella o di 5 secondi	300	[A]
Icc di intervento protezione a 5 secondi	200	[A]

Considerazioni finali

○ E' verificata la condizione $I_k \leq P.d.i.$

DOPPIO ISOLAMENTO - Non necessita verifica contatti indiretti

○ E' verificata la condizione $I_b \leq I_n \leq I_z$

○ E' verificata la condizione $I_{2t} \leq K2S2$

Linee MT esterne verso SE

Come meglio descritto nella relazione specialistica, Terna fornirà una consegna a 150kV. La posizione di tale area richiederà la posa di una linea in media tensione (30kV) che si svilupperà lungo le sedi stradali dei territori interessati. È prevista una posa interrata diretta con protezione meccanica. Si rimanda alla relazione specialistica per i dettagli.



Figura 16 – Tracciato cavidotto MT verso nuova SE

	RELAZIONE TECNICA	Pagina 36 / 52
--	-------------------	----------------

La sezione dei conduttori da utilizzarsi è calcolata cautelativamente sulla massima potenza di esercizio pari a 10.880 kW. La potenza espressa è intesa come massima potenza erogabile dai convertitori presenti. Considerando una tensione nominale di 30 kV e un $\cos\phi = 0,9$, si calcola una corrente di impiego di circa 233 A.

Caratteristiche tecniche/Technical characteristics
U max: 36 kV

Formazione Size	Ø indicativo conduttore Approx. conduct. Ø	Spessore medio isolante Average insulation thickness	Ø esterno max Max outer Ø	Peso indicativo cavo Approx. cable weight	Portata di corrente Current rating			
					A			
					in aria In air		interrato* buried*	
n° x mm ²	mm	mm	mm	kg/km	a trifoglio trefoil	in piano flat	a trifoglio trefoil	in piano flat
1 X 35	7,0	8,0	33,5	1030,0	144,0	152,0	142,0	149,0
1 x 50	8,1	8,0	34,1	1150,0	174,0	183,0	168,0	177,0
1 x 70	9,7	8,0	36,2	1300,0	218,0	229,0	207,0	218,0
1 x 95	11,4	8,0	38,2	1450,0	266,0	280,0	247,0	260,0
1 x 120	12,9	8,0	40,0	1650,0	309,0	325,0	281,0	296,0
1 x 150	14,3	8,0	41,0	1800,0	352,0	371,0	318,0	335,0
1 x 185	16,0	8,0	43,1	2020,0	406,0	427,0	361,0	380,0
1 x 240	18,3	8,0	45,0	2300,0	483,0	508,0	418,0	440,0
1 x 300	21,0	8,0	47,0	2620,0	547,0	576,0	472,0	497,0
1 x 400	23,6	8,0	51,1	3080,0	640,0	674,0	543,0	572,0
1 x 500	26,5	8,0	53,0	3630,0	740,0	779,0	621,0	654,0
1 x 630	30,1	8,0	60,2	4250,0	862,0	907,0	706,0	743,0

*Resistività termica del terreno 100°C cm/W
* Ground thermal resistivity 100°C cm/W

Si prevede di applicare i seguenti coefficienti correttivi, tenuto conto della presenza di guaina in EPR:

- k_{temp} : 0,96
- $k_{res.}$: 0,95 (tenuto conto di una resistività pari a 1 k*m/W)
- k_{posa} : 0,96 (tenuto conto di una posa a profondità pari a 1,2 m)
- Da cui si deriva la portata del cavo $I = I_n * k_{temp} * k_{res.} * k_{posa} = 246$ A
- Dove I_n è la portata di 281 A indicata in tabella per il cavo da 120 mmq

Si prevede pertanto di utilizzare **n°1 cavo da 120 mmq per fase**.

3-9 Impianto di messa a terra e sistemi di protezione

3-9-1-1 Generalità

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.

3-9-1-2 Conduttori di protezione

Le sezioni dei conduttori di protezione saranno pari alle sezioni dei conduttori di fase; per sezioni superiori a 16 mm² la sezione è pari alla metà del conduttore di fase con un minimo di 16 mm² e comunque in grado di soddisfare le condizioni stabilite dalle norme CEI 64.8.

Esempio di impianto di terra:

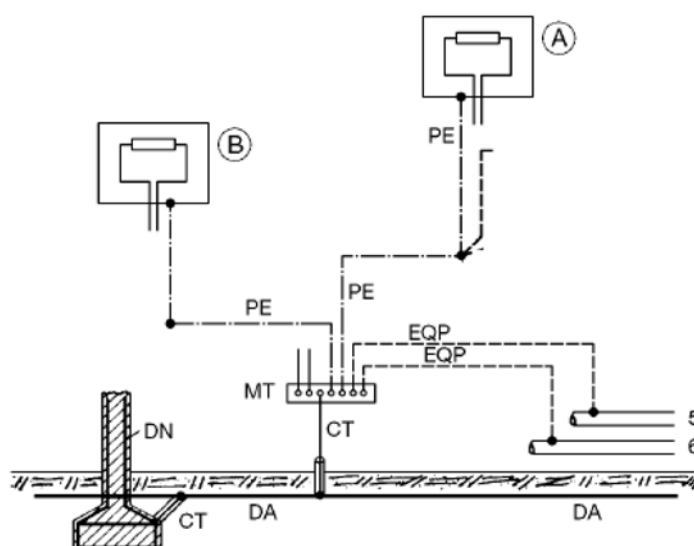


Figura 17- Esempio impianto di terra

	RELAZIONE TECNICA	Pagina 38 / 52
--	-------------------	----------------

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

3-10 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.

3-11 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:

$$R_A \times I_a \leq 50$$

dove:

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

	RELAZIONE TECNICA	Pagina 39 / 52
--	-------------------	----------------

Quando il dispositivo di protezione è un dispositivo di protezione a corrente differenziale, la è la corrente nominale differenziale I_{dn} .

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.

3-12 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.

3-13 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:

	RELAZIONE TECNICA	Pagina 40 / 52
--	-------------------	----------------

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

per i seguenti valori:

- a Perdite per riflessione.
- b Perdite per ombreggiamento.
- c Perdite per mismatching.
- d Perdite per effetto della temperatura.
- e Perdite nei circuiti in continua.
- f Perdite negli inverter.
- g Perdite nei circuiti in alternata.

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
0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20

L’albedo medio annuo è pari a **0.20**

	RELAZIONE TECNICA	Pagina 41 / 52
--	-------------------	----------------

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

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 di **1.735,0 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.

Di seguito si riportano le tabelle di sintesi in merito alla stima di producibilità.

	RELAZIONE TECNICA	Pagina 42 / 52
--	-------------------	----------------

**PVsyst V7.2.16**

VC2, Simulation date:
24/07/22 15:10
with v7.2.16

Project: Castel Giorgio

Variant: Pitch 9,5 m_bifacial

Aedes Group Engineering (Italy)

Project summary**Geographical Site**

Case Galli

Italy

Situation

Latitude 42.73 °N
Longitude 11.98 °E
Altitude 548 m
Time zone UTC+1

Project settings

Albedo 0.20

Meteo data

Case Galli

Meteonorm 8.0 (1991-2014), Sat=100% - Sintetico

System summary**Grid-Connected System****PV Field Orientation****Orientation**

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

Tracking system with backtracking**Tracking algorithm**

Irradiance optimization
Backtracking activated

Near Shadings

According to strings
Electrical effect 100 %

System information**PV Array**

Nb. of modules 18768 units
Pnom total 11.45 MWp

Inverters

Nb. of units 34 units
Pnom total 10.88 MWac
Pnom ratio 1.052

User's needs

Unlimited load (grid)

Results summary

Produced Energy 20 GWh/year Specific production 1735 kWh/kWp/year Perf. Ratio PR 92.90 %

Table of contents

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Near shading definition - Iso-shadings diagram	5
Main results	6
Loss diagram	7
Special graphs	8

**PVsyst V7.2.16**

VC2, Simulation date:
24/07/22 15:10
with v7.2.16

Project: Castel Giorgio

Variant: Pitch 9,5 m_bifacial

Aedes Group Engineering (Italy)

General parameters**Grid-Connected System****PV Field Orientation****Orientation**

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

Models used

Transposition Perez
Diffuse Perez, Meteonorm
Circumsolar separate

Horizon

Free Horizon

Bifacial system

Model 2D Calculation
unlimited trackers

Bifacial model geometry

Tracker Spacing 9.50 m
Tracker width 4.95 m
GCR 52.1 %
Axis height above ground 2.10 m

Tracking system with backtracking**Tracking algorithm**

Irradiance optimization
Backtracking activated

Backtracking array

Nb. of trackers 390 units

Sizes

Tracker Spacing 9.50 m
Collector width 4.95 m
Ground Cov. Ratio (GCR) 52.1 %
Phi min / max. +/- 55.0 °

Backtracking strategy

Phi limits +/- 58.5 °
Backtracking pitch 9.50 m
Backtracking width 4.95 m

Near Shadings

According to strings
Electrical effect 100 %

User's needs

Unlimited load (grid)

PV Array Characteristics**PV module**

Manufacturer Jinkosolar
Model JKM610N-78HL4-BDV

(Custom parameters definition)

Unit Nom. Power 610 Wp
Number of PV modules 18768 units
Nominal (STC) 11.45 MWp
Modules 782 Strings x 24 In series

At operating cond. (50°C)

Pmpp 10.59 MWp
U mpp 1003 V
I mpp 10557 A

Total PV power

Nominal (STC) 11448 kWp
Total 18768 modules
Module area 52462 m²
Cell area 48338 m²

Inverter

Manufacturer Sungrow
Model SG350HX-20A-Preliminary

(Custom parameters definition)

Unit Nom. Power 320 kWac
Number of inverters 34 units
Total power 10880 kWac
Operating voltage 500-1500 V
Max. power (=>30°C) 352 kWac
Pnom ratio (DC:AC) 1.05

Total inverter power

Total power 10880 kWac
Number of inverters 34 units
Pnom ratio 1.05



PVsyst V7.2.16
VC2, Simulation date:
24/07/22 15:10
with v7.2.16

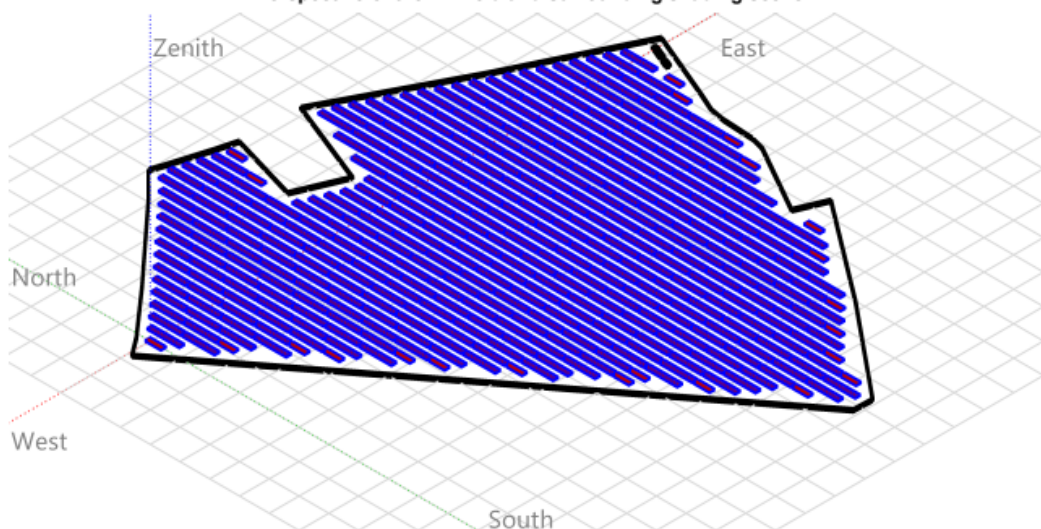
Project: Castel Giorgio

Variant: Pitch 9,5 m_bifacial

Aedes Group Engineering (Italy)

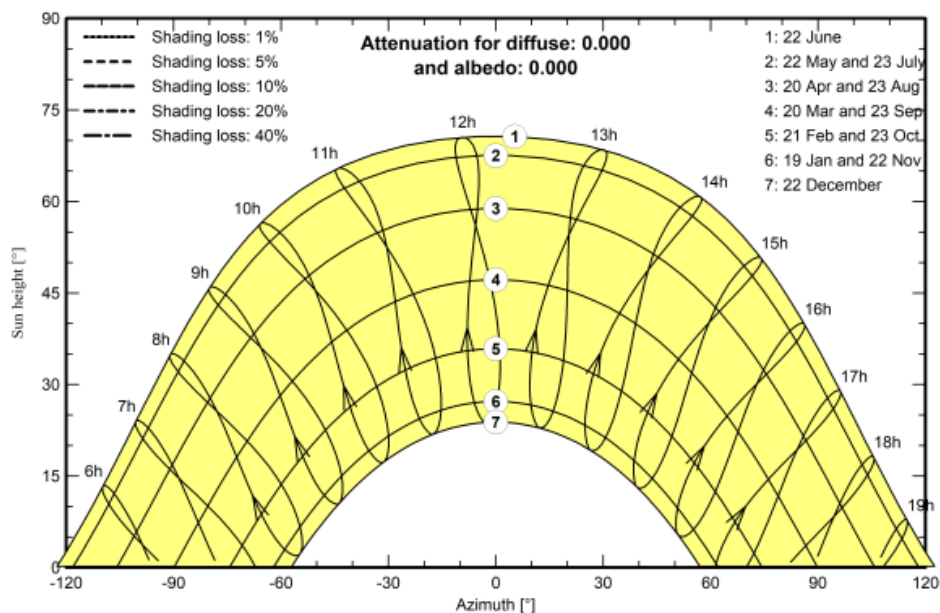
Near shadings parameter

Perspective of the PV-field and surrounding shading scene



Iso-shadings diagram

Orientation #1





PVsyst V7.2.16

VC2, Simulation date:
24/07/22 15:10
with v7.2.16

Project: Castel Giorgio

Variant: Pitch 9,5 m_bifacial

Aedes Group Engineering (Italy)

Main results

System Production

Produced Energy

20 GWh/year

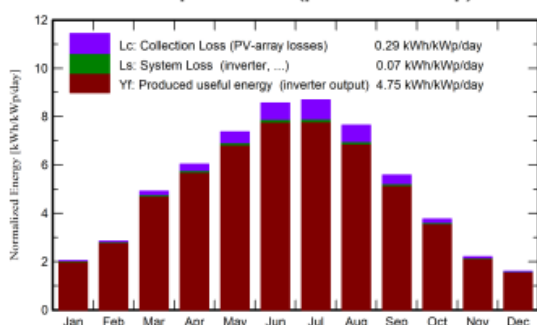
Specific production

1735 kWh/kWp/year

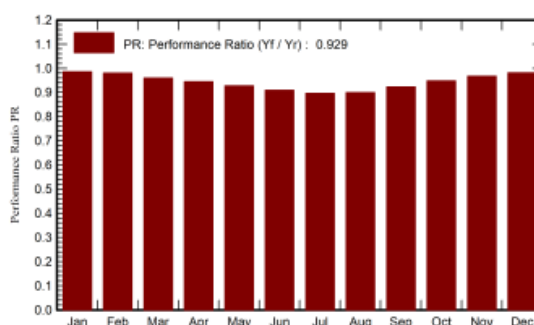
Performance Ratio PR

92.90 %

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



Balances and main results

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray GWh	E_Grid GWh	PR ratio
January	49.8	25.76	5.99	63.3	60.7	0.724	0.714	0.986
February	63.6	32.09	6.78	79.7	76.6	0.907	0.894	0.980
March	119.5	48.55	9.90	152.3	146.6	1.695	1.673	0.959
April	145.0	62.71	13.22	181.0	174.5	1.984	1.957	0.945
May	182.8	79.58	17.50	228.5	220.3	2.460	2.426	0.927
June	203.4	79.06	22.06	256.9	247.8	2.712	2.673	0.909
July	212.0	73.76	25.24	269.5	260.1	2.806	2.765	0.896
August	184.9	62.63	25.12	237.0	228.8	2.475	2.439	0.899
September	130.8	50.30	19.84	167.5	161.5	1.796	1.770	0.923
October	92.0	38.59	16.02	116.7	112.5	1.284	1.266	0.948
November	51.8	25.36	10.87	66.0	63.5	0.742	0.730	0.967
December	40.2	23.08	7.41	49.5	47.5	0.565	0.556	0.982
Year	1475.9	601.49	15.05	1867.8	1800.5	20.151	19.864	0.929

Legends

GlobHor Global horizontal irradiation

DiffHor Horizontal diffuse irradiation

T_Amb Ambient Temperature

GlobInc Global incident in coll. plane

GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings

EArray Effective energy at the output of the array

E_Grid Energy injected into grid

PR Performance Ratio



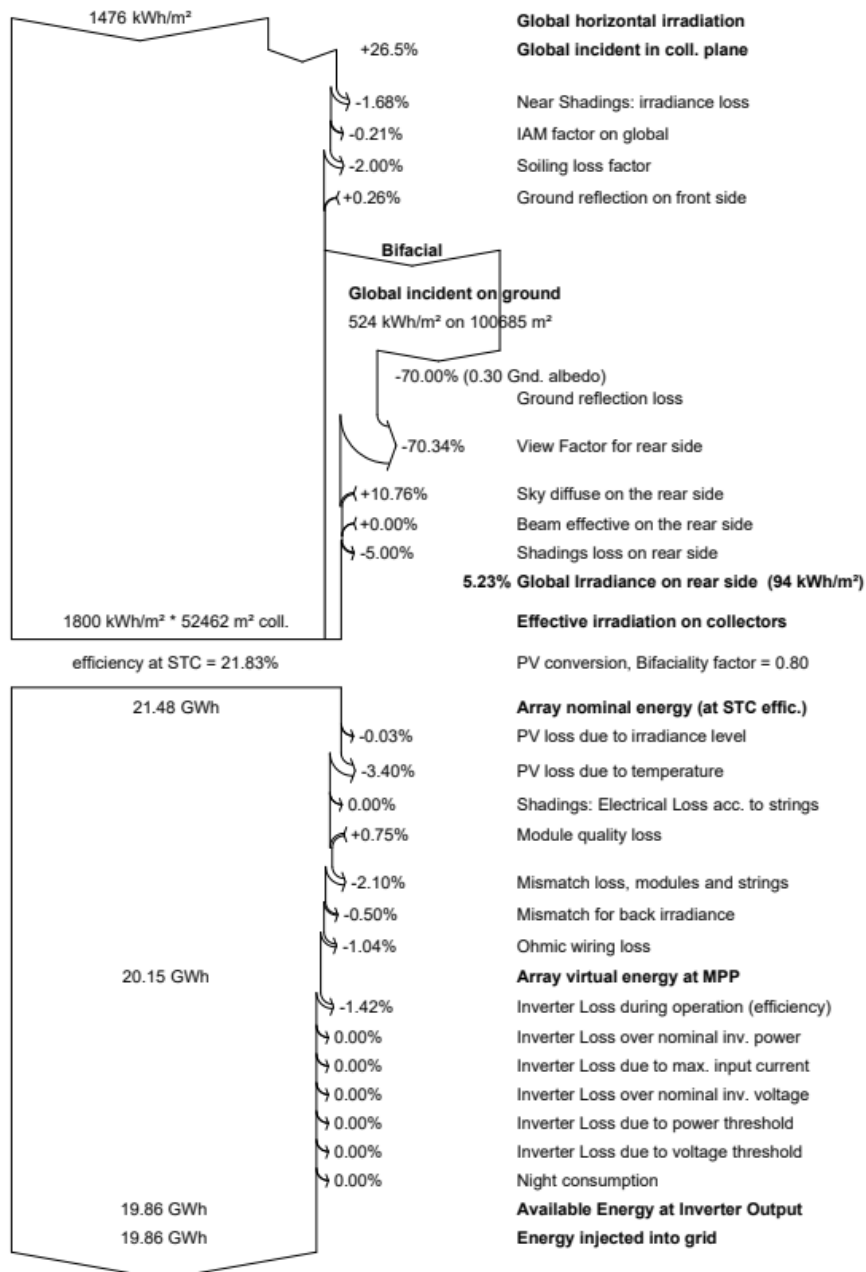
PVsyst V7.2.16
VC2. Simulation date:
24/07/22 15:10
with v7.2.16

Project: Castel Giorgio

Variant: Pitch 9,5 m_bifacial

Aedes Group Engineering (Italy)

Loss diagram





PVsyst V7.2.16

VC2, Simulation date:
24/07/22 15:10
with v7.2.16

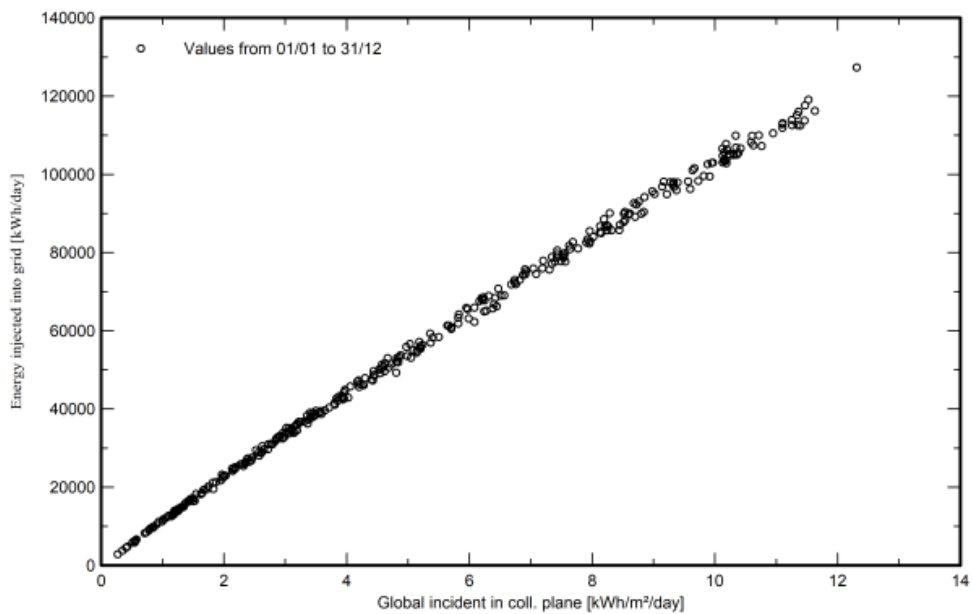
Project: Castel Giorgio

Variant: Pitch 9,5 m_bifacial

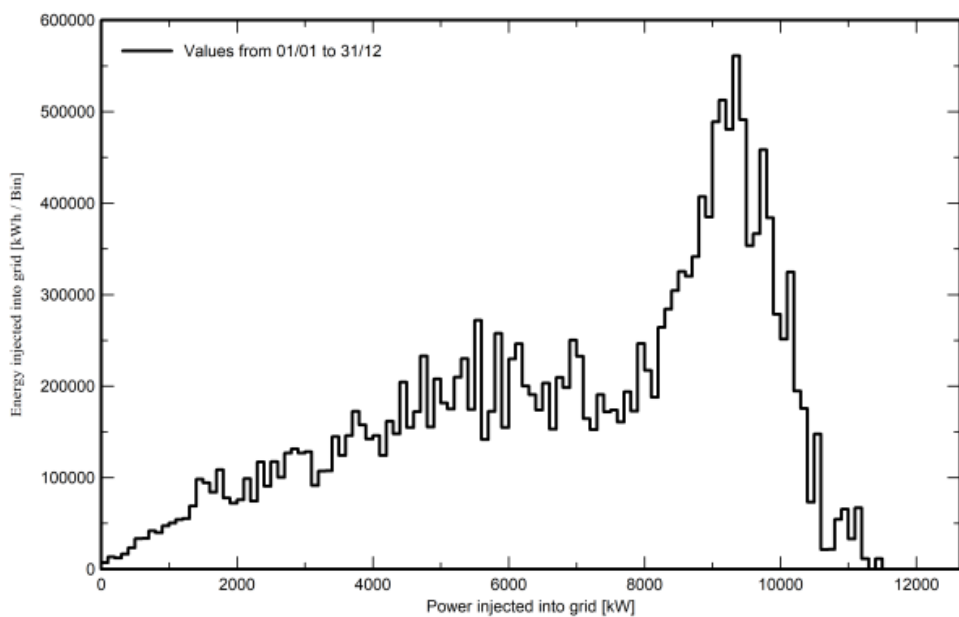
Aedes Group Engineering (Italy)

Special graphs

Diagramma giornaliero entrata/uscita



Distribuzione potenza in uscita sistema



3-1 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, 19.862.280 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	3.714
TEP risparmiate in 30 anni	105.200

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

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

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;

	RELAZIONE TECNICA	Pagina 50 / 52
--	-------------------	----------------

- 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;
- 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;

	RELAZIONE TECNICA	Pagina 51 / 52
--	-------------------	----------------

- 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 multifilari;
- 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.

	RELAZIONE TECNICA	Pagina 52 / 52
--	-------------------	----------------