

PROGETTO DELLA CENTRALE SOLARE "CORIANDOLI SOLARI"

da 56,37 MWp ad Arlena di Castro (VT)



E-R02

RELAZIONE TECNICA GENERALE

PROGETTO DEFINITIVO



Proponente

Pacifico Olivina S.R.L.

Piazza Walther-von-der-Vogelweide,8 - 39100 (BZ)



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 Sambiasi, Arch. Alessandro Visalli

Collaboratori: Urb. Enrico Borrelli, Arch. Anna Sirica

studio di architettura del paesaggio

Progettazione elettrica e civile

Progettista: Ing. Rolando Roberto, Ing. Giselle Roberto

Collaboratori: Ing. Marco Balzano, Ing. Simone Bonacini



AEDES GROUP
ENGINEERING

Progettazione oliveto superintensivo

Progettista: Agron. Giuseppe Rutigliano



MARE
RINNOVABILI

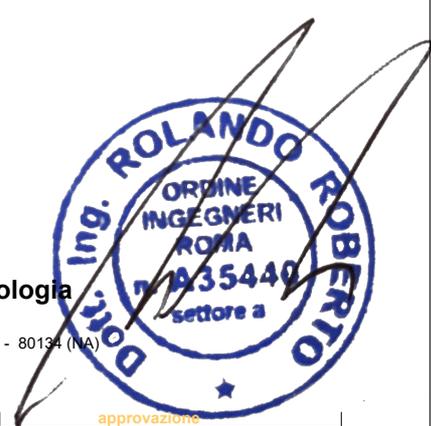
Consulenza geologia

Geol. Gaetano Ciccarelli

Consulenza archeologia

Apoikia S.R.L.

Via Sant'Anna dei Lombardi, 16 - 80134 (NA)



03 ● 2023

| 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 | 18 |
| 3.3 | Strutture di supporto dei moduli fotovoltaici | 19 |
| 3.4 | Moduli fotovoltaici..... | 21 |
| 3.5 | Sistema di conversione DC/AC..... | 22 |
| 3.5.1.1 | Ambiente di installazione | 25 |
| 3.6 | Sotto-cabine MT..... | 26 |
| 3.7 | Area di raccolta cabine MT..... | 27 |
| 3.8 | Stazione Elettrica Utente e Opere di rete..... | 28 |
| 3.8.1.1 | Stazione Elettrica Utente..... | 28 |
| 3.8.1.2 | Opere di Rete..... | 29 |
| 3.9 | Linee Elettriche..... | 32 |
| 3.10 | Tubi protettivi e canalizzazioni..... | 34 |
| 3.10.1 | Verifiche tipologie di linee..... | 34 |
| 3.11 | Impianto di messa a terra e sistemi di protezione | 40 |
| 3.11.1 | Generalità | 40 |
| 3.11.2 | Conduttori di protezione..... | 40 |
| 3.12 | Misure di protezione contro i contatti diretti | 41 |
| 3.13 | Misure di protezione contro i contatti indiretti | 41 |
| 3.14 | Protezione delle condutture..... | 42 |



| | | |
|------|--|----|
| 3.15 | Producibilità impianto..... | 42 |
| 3.16 | Benefici ambientali..... | 56 |
| 4 | SICUREZZA ELETTRICA, VERIFICHE E COLLAUDI | |
| | <hr/> | |
| | 57 | |
| 4.1 | Sicurezza elettrica..... | 57 |
| 4.2 | Verifiche finali, collaudi e prove strumentali | 57 |
| 4.3 | Documentazione tecnica | 59 |



1.1 Collocazione dell'opera

PACIFICO OLIVINA S.R.L., intende proporre la realizzazione di un impianto fotovoltaico da ubicarsi in Arlena di Castro e Tuscania (VT), localizzazione 42°25'38.89"N,11°46'49.55"E (individuazione prima porzione di impianto) e 42°24'43.70"N,11°49'16.07"E (individuazione seconda porzione di impianto), 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 agrofotovoltaico di potenza di picco pari a 56.370,24 kWp costituito da 81.696 moduli fotovoltaici in silicio cristallino.

In campo saranno installati n. 154 inverter di stringa di potenza nominale 320 kW.

Lo schema di allacciamento alla RTN prevede che la centrale venga collegata in antenna a 36 kV venga collegata in antenna a 36kV su una nuova Stazione Elettrica (SE) di trasformazione a 150/36 kV della RTN da inserire in entra - esce alla linea a 150 kV RTN "Canino – Arlena.

La potenza nominale ai fini dell'immissione in rete dell'intero impianto sarà di 49.280 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. 17 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.



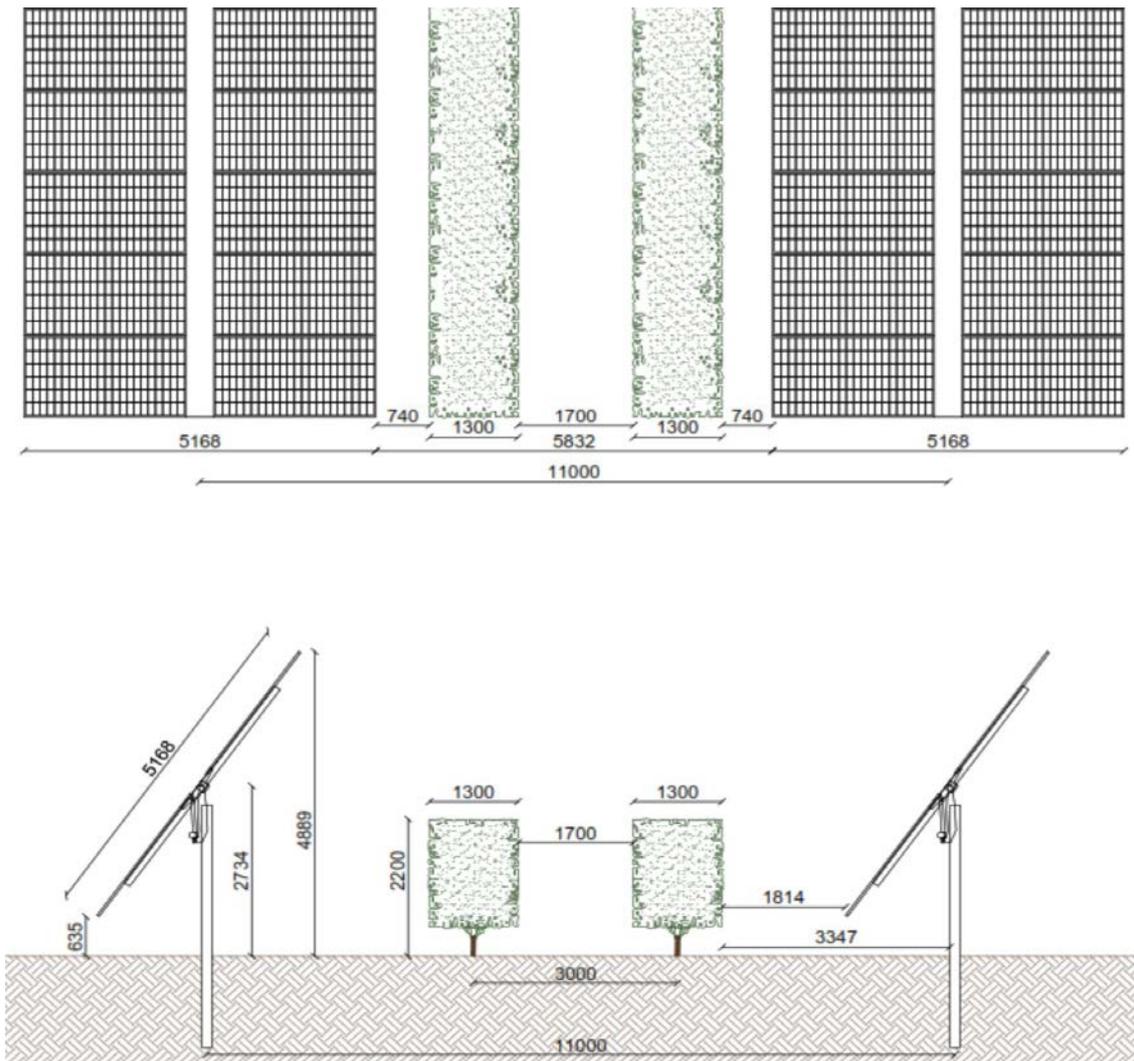


Figura 2 - Particolare impianto agrofotovoltaico

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 agrovoltaiico "Coriandoli solari", di potenza di picco pari a 56.370,24 kWp, sar  ubicata nei Comuni di *Arlena di Castro e Tuscania* in provincia di Viterbo (VT). Il soggetto proponente   la societ  PACIFICO OLIVINA S.R.L. (C.F./P.IVA: 03158150213). E' prevista l'installazione a terra di moduli fotovoltaici in silicio cristallino del tipo bifacciale della potenza specifica di 690 Wp. La superficie riporta un'estensione totale pari a **106 ha** attualmente a destinazione agricola.

Saranno realizzate quattro cabine di raccolta, da due delle quali partiranno due cavidotti distinti MT verso nuova Stazione Elettrica.

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

| Comune | Arlena di Castro e Tuscania (VT) |
|-----------------------|----------------------------------|
| Latitudine | 42°25'38.89"N / 42°24'43.70"N |
| Longitudine | 11°46'49.55"E / 11°49'16.07"E |
| Zona altimetrica | Collina interna |
| Zona climatica | D |
| GG convenzionali | 1.883 |
| Aree di progetto (ha) | 106 |

Tabella 1 - Dati geografici e climatici della localit 

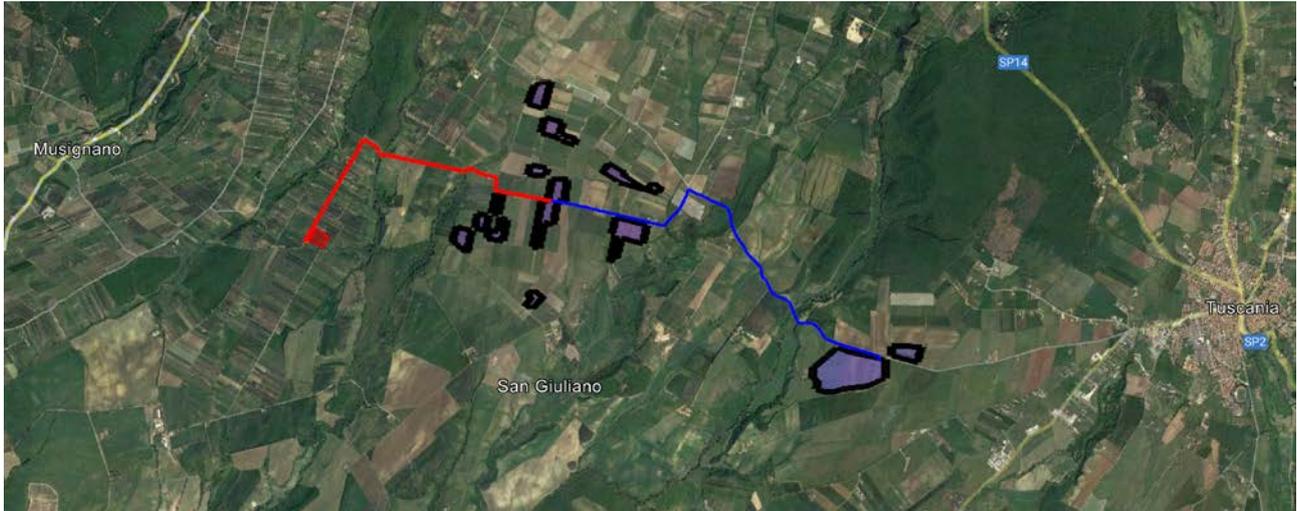


Figura 3- Foto satellitare: localizzazione del sito

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 690 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. 17 sotto-piastre come definito in Tabella 2.

| Piastra | Tipologia struttura | n. Strutture | | n. moduli | | Potenza DC (kWp) | |
|---------|---------------------|--------------|----|-----------|-------|------------------|-------|
| | | | | | | | |
| 1 | TR_2P_12X690 | 5 | 38 | 120 | 3.048 | 83 | 2.103 |
| | TR_2P_24X690 | 5 | | 240 | | 166 | |
| | TR_2P_48X690 | 28 | | 2.688 | | 1.855 | |
| 2 | TR_2P_12X690 | 18 | 76 | 432 | 4.848 | 298 | 3.345 |
| | TR_2P_24X690 | 24 | | 1.152 | | 795 | |
| | TR_2P_48X690 | 34 | | 3.264 | | 2.252 | |
| 3 | TR_2P_12X690 | 7 | 23 | 168 | 1.416 | 116 | 977 |
| | TR_2P_24X690 | 6 | | 288 | | 199 | |
| | TR_2P_48X690 | 10 | | 960 | | 662 | |
| | TR_2P_12X690 | 10 | 63 | 240 | 4.896 | 166 | 3.378 |

| | | | | | | | |
|------------|--------------|--------------|-----|---------------|--------|---------------|--------|
| 4 | TR_2P_24X690 | 9 | | 432 | | 298 | |
| | TR_2P_48X690 | 44 | | 4.224 | | 2.915 | |
| 5 | TR_2P_12X690 | 9 | 30 | 216 | 2.184 | 149 | 1.507 |
| | TR_2P_24X690 | 1 | | 48 | | 33 | |
| | TR_2P_48X690 | 20 | | 1.920 | | 1.325 | |
| 6 | TR_2P_12X690 | 6 | 83 | 144 | 6.816 | 99 | 4.703 |
| | TR_2P_24X690 | 15 | | 720 | | 497 | |
| | TR_2P_48X690 | 62 | | 5.952 | | 4.107 | |
| 7 | TR_2P_12X690 | 7 | 48 | 168 | 4.008 | 116 | 2.766 |
| | TR_2P_24X690 | 2 | | 96 | | 66 | |
| | TR_2P_48X690 | 39 | | 3.744 | | 2.583 | |
| 8 | TR_2P_12X690 | 11 | 86 | 264 | 7.032 | 182 | 4.852 |
| | TR_2P_24X690 | 9 | | 432 | | 298 | |
| | TR_2P_48X690 | 66 | | 6.336 | | 4.372 | |
| 9 | TR_2P_12X690 | 7 | 28 | 168 | 1.704 | 116 | 1.176 |
| | TR_2P_24X690 | 10 | | 480 | | 331 | |
| | TR_2P_48X690 | 11 | | 1.056 | | 729 | |
| 10 | TR_2P_12X690 | 2 | 14 | 48 | 1.104 | 33 | 762 |
| | TR_2P_24X690 | 2 | | 96 | | 66 | |
| | TR_2P_48X690 | 10 | | 960 | | 662 | |
| 11 | TR_2P_12X690 | 5 | 80 | 120 | 7.032 | 83 | 4.852 |
| | TR_2P_24X690 | 6 | | 288 | | 199 | |
| | TR_2P_48X690 | 69 | | 6.624 | | 4.571 | |
| 12 | TR_2P_12X690 | 5 | 39 | 120 | 3.192 | 83 | 2.202 |
| | TR_2P_24X690 | 4 | | 192 | | 132 | |
| | TR_2P_48X690 | 30 | | 2.880 | | 1.987 | |
| 13 | TR_2P_12X690 | 6 | 15 | 144 | 576 | 99 | 397 |
| | TR_2P_24X690 | 9 | | 432 | | 298 | |
| | TR_2P_48X690 | 0 | | 0 | | 0 | |
| 14 | TR_2P_12X690 | 5 | 18 | 120 | 1.080 | 83 | 745 |
| | TR_2P_24X690 | 6 | | 288 | | 199 | |
| | TR_2P_48X690 | 7 | | 672 | | 464 | |
| 15 | TR_2P_12X690 | 11 | 45 | 264 | 3.144 | 182 | 2.169 |
| | TR_2P_24X690 | 8 | | 384 | | 265 | |
| | TR_2P_48X690 | 26 | | 2.496 | | 1.722 | |
| 16 | TR_2P_12X690 | 16 | 58 | 384 | 3.456 | 265 | 2.385 |
| | TR_2P_24X690 | 20 | | 960 | | 662 | |
| | TR_2P_48X690 | 22 | | 2.112 | | 1.457 | |
| 17 | TR_2P_12X690 | 30 | 319 | 720 | 26.160 | 497 | 18.050 |
| | TR_2P_24X690 | 48 | | 2.304 | | 1.590 | |
| | TR_2P_48X690 | 241 | | 23.136 | | 15.964 | |
| TOT | | 1.063 | | 81.696 | | 56.370 | |

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 36 kV venga collegata in antenna a 36kV su una nuova Stazione Elettrica (SE) di trasformazione a 150/36 kV della RTN da inserire in entra - esce alla linea a 150 kV RTN "Canino – Arlena.

Per quanto riguarda le altre opere elencate all'interno della STMG si prevede di realizzare:

- i raccordi della medesima linea alla stazione elettrica RTN 380/150 kV di Tuscania, di cui al Piano di Sviluppo Terna;
- di un nuovo elettrodotto RTN a 150 kV di collegamento tra la nuova SE 150/36 kV suddetta e la stazione di Tuscania, che dovrà essere opportunamente ampliata;
- del potenziamento/rifacimento della linea RTN a 150 kV "Canino – Montalto".

L'area individuata è identificata al N.C.T. di **Canino (VT)** al **foglio di mappa 54 particella 232, 238, 246, 251, 254, 267, 268, 269, 270, 332, 333** come rappresentato nella tavola allegata.



Figura 4- localizzazione SE e stallo utente

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 475 mq e l'ubicazione è prevista su un terreno classificato come area "E – Zona Agricola Normale" dal vigente strumento urbanistico del Comune di **Canino (VT)**.

Il posizionamento riportato degli allegati progettuali è indicativo in attesa del progetto delle opere di rete. L'area designata è stata indicata da Terna come area potenziale.

La rete di raccolta dell'impianto sarà così realizzata:

- nella cabina di raccolta RT1 confluiranno n.7 cabine MT/BT;
- nella cabina di raccolta R1 confluirà la cabina di raccolta RT1 e n.14 cabine MT/BT;

| Piastra | Cabine | Cabina Raccolta | Tipologia struttura | n. Strutture | n. moduli | Potenza DC (kWp) |
|---------|----------|-----------------|---------------------|--------------|-----------|------------------|
| 1 | 1 X 3 MW | R1 | TR_2P_12X690 | 5 | 120 | 2.103 |
| | | | TR_2P_24X690 | 5 | 240 | |
| | | | TR_2P_48X690 | 28 | 2.688 | |
| 2 | 1 x 4 MW | | TR_2P_12X690 | 18 | 432 | 3.345 |
| | | | TR_2P_24X690 | 24 | 1.152 | |
| | | | TR_2P_48X690 | 34 | 3.264 | |
| 3 | 1 X 2 MW | | TR_2P_12X690 | 7 | 168 | 977 |
| | | | TR_2P_24X690 | 6 | 288 | |
| | | | TR_2P_48X690 | 10 | 960 | |
| 4 | 1 X 4 MW | | TR_2P_12X690 | 10 | 240 | 3.378 |
| | | | TR_2P_24X690 | 9 | 432 | |
| | | | TR_2P_48X690 | 44 | 4.224 | |
| 5 | 1 X 2 MW | | TR_2P_12X690 | 9 | 216 | 1.507 |
| | | | TR_2P_24X690 | 1 | 48 | |
| | | | TR_2P_48X690 | 20 | 1.920 | |
| 6 | 2 x 3 MW | | TR_2P_12X690 | 6 | 144 | 4.703 |
| | | | TR_2P_24X690 | 15 | 720 | |
| | | | TR_2P_48X690 | 62 | 5.952 | |
| 7 | 1 x 4 MW | | TR_2P_12X690 | 7 | 168 | 2.766 |
| | | | TR_2P_24X690 | 2 | 96 | |
| | | | TR_2P_48X690 | 39 | 3.744 | |
| 8 | 2 x 3 MW | | TR_2P_12X690 | 11 | 264 | 4.852 |
| | | | TR_2P_24X690 | 9 | 432 | |
| | | | TR_2P_48X690 | 66 | 6.336 | |
| 9 | 1 x 2 MW | | TR_2P_12X690 | 7 | 168 | 1.176 |
| | | | TR_2P_24X690 | 10 | 480 | |



| | | | | | | |
|------------|--------------|-----|--------------|--------------|---------------|---------------|
| | | | TR_2P_48X690 | 11 | 1.056 | |
| 10 | 1 x 4 MW+ | | TR_2P_12X690 | 2 | 48 | 762 |
| | | | TR_2P_24X690 | 2 | 96 | |
| | | | TR_2P_48X690 | 10 | 960 | |
| 11 | 1 x 3 MW | | TR_2P_12X690 | 5 | 120 | 4.852 |
| | | | TR_2P_24X690 | 6 | 288 | |
| | | | TR_2P_48X690 | 69 | 6.624 | |
| 12 | | | TR_2P_12X690 | 5 | 120 | 2.202 |
| | | | TR_2P_24X690 | 4 | 192 | |
| | | | TR_2P_48X690 | 30 | 2.880 | |
| 13 | 1 X 4 MW | | TR_2P_12X690 | 6 | 144 | 397 |
| | | | TR_2P_24X690 | 9 | 432 | |
| | | | TR_2P_48X690 | 0 | 0 | |
| 14 | | | TR_2P_12X690 | 5 | 120 | 745 |
| | | | TR_2P_24X690 | 6 | 288 | |
| | | | TR_2P_48X690 | 7 | 672 | |
| 15 | 1 X 3 MW | | TR_2P_12X690 | 11 | 264 | 2.169 |
| | | | TR_2P_24X690 | 8 | 384 | |
| | | | TR_2P_48X690 | 26 | 2.496 | |
| 16 | 1 X 3 MW | RT1 | TR_2P_12X690 | 16 | 384 | 2.385 |
| | | | TR_2P_24X690 | 20 | 960 | |
| | | | TR_2P_48X690 | 22 | 2.112 | |
| 17 | 5 X 4 MW | | TR_2P_12X690 | 30 | 720 | 18.050 |
| | | | TR_2P_24X690 | 48 | 2.304 | |
| | | | TR_2P_48X690 | 241 | 23.136 | |
| TOT | 21 | | | 1.063 | 81.696 | 56.370 |



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. 154**.

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

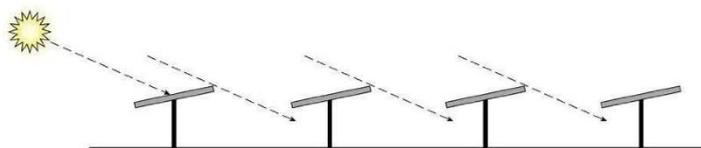
Allo stato attuale dello sviluppo della tecnologia fotovoltaica si ritiene che l'utilizzo di sistemi ad inseguimento possa risultare premiante rispetto ai classici sistemi fissi. Le motivazioni sono molteplici. L'aspetto ambientale è senza dubbio trainante nello sviluppo di un sistema di queste dimensioni. 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. 81.696 moduli** da 690 Wp cadauno marca Canadian Solar modello CS7N-690TB-AG o equivalente.

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

ELECTRICAL DATA | STC*

| | Nominal Max. Power (Pmax) | Opt. Operating Voltage (Vmp) | Opt. Operating Current (Imp) | Open Circuit Voltage (Voc) | Short Circuit Current (Isc) | Module Efficiency | |
|-----------------|---------------------------|------------------------------|------------------------------|----------------------------|-----------------------------|-------------------|-------|
| CS7N-665TB-AG | 665 W | 38.6 V | 17.23 A | 46.5 V | 18.14 A | 21.4% | |
| Bifacial Gain** | 5% | 698 W | 38.6 V | 18.09 A | 46.5 V | 19.05 A | 22.5% |
| | 10% | 732 W | 38.6 V | 18.97 A | 46.5 V | 19.95 A | 23.6% |
| | 20% | 798 W | 38.6 V | 20.68 A | 46.5 V | 21.77 A | 25.7% |
| CS7N-670TB-AG | 670 W | 38.8 V | 17.27 A | 46.7 V | 18.19 A | 21.6% | |
| Bifacial Gain** | 5% | 704 W | 38.8 V | 18.15 A | 46.7 V | 19.10 A | 22.7% |
| | 10% | 737 W | 38.8 V | 19.00 A | 46.7 V | 20.01 A | 23.7% |
| | 20% | 804 W | 38.8 V | 20.72 A | 46.7 V | 21.83 A | 25.9% |
| CS7N-675TB-AG | 675 W | 39.0 V | 17.31 A | 46.9 V | 18.24 A | 21.7% | |
| Bifacial Gain** | 5% | 709 W | 39.0 V | 18.19 A | 46.9 V | 19.15 A | 22.8% |
| | 10% | 743 W | 39.0 V | 19.04 A | 46.9 V | 20.06 A | 23.9% |
| | 20% | 810 W | 39.0 V | 20.77 A | 46.9 V | 21.89 A | 26.1% |
| CS7N-680TB-AG | 680 W | 39.2 V | 17.35 A | 47.1 V | 18.29 A | 21.9% | |
| Bifacial Gain** | 5% | 714 W | 39.2 V | 18.22 A | 47.1 V | 19.20 A | 23.0% |
| | 10% | 748 W | 39.2 V | 19.09 A | 47.1 V | 20.12 A | 24.1% |
| | 20% | 816 W | 39.2 V | 20.82 A | 47.1 V | 21.95 A | 26.3% |
| CS7N-685TB-AG | 685 W | 39.4 V | 17.39 A | 47.3 V | 18.34 A | 22.1% | |
| Bifacial Gain** | 5% | 719 W | 39.4 V | 18.26 A | 47.3 V | 19.26 A | 23.1% |
| | 10% | 754 W | 39.4 V | 19.14 A | 47.3 V | 20.17 A | 24.3% |
| | 20% | 822 W | 39.4 V | 20.87 A | 47.3 V | 22.01 A | 26.5% |
| CS7N-690TB-AG | 690 W | 39.6 V | 17.43 A | 47.5 V | 18.39 A | 22.2% | |
| Bifacial Gain** | 5% | 725 W | 39.6 V | 18.31 A | 47.5 V | 19.31 A | 23.3% |
| | 10% | 759 W | 39.6 V | 19.17 A | 47.5 V | 20.23 A | 24.4% |
| | 20% | 828 W | 39.6 V | 20.92 A | 47.5 V | 22.07 A | 26.7% |

* Under Standard Test Conditions (STC) of irradiance of 1000 W/m², spectrum AM 1.5 and cell temperature of 25°C.
 ** Bifacial Gain: The additional gain from the back side compared to the power of the front side at the standard test condition. It depends on mounting (structure, height, tilt angle etc.) and albedo of the ground.

ELECTRICAL DATA

| | |
|----------------------------|--|
| Operating Temperature | -40°C ~ +85°C |
| Max. System Voltage | 1500 V (IEC/UL) or 1000 V (IEC/UL) |
| Module Fire Performance | TYPE 29 (UL 61730) or CLASS C (IEC61730) |
| Max. Series Fuse Rating | 35 A |
| Application Classification | Class A |
| Power Tolerance | 0 ~ + 10 W |
| Power Bifaciality* | 80 % |

* Power Bifaciality = $P_{max_{rear}} / P_{max_{front}}$, both $P_{max_{rear}}$ and $P_{max_{front}}$ are tested under STC, Bifaciality Tolerance: ± 5 %

Figura 6 – 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) |
| Front Glass | 2.0 mm heat strengthened glass with anti-reflective coating |
| Back Glass | 2.0 mm heat strengthened glass |
| Frame | Anodized aluminium alloy |
| J-Box | IP68, 3 bypass diodes |
| Cable | 4.0 mm ² (IEC), 10 AWG (UL) |
| Cable Length (Including Connector) | 460 mm (18.1 in) (+) / 340 mm (13.4 in) (-) or customized length* |
| Connector | T6 or MC4-EVO2 |
| Per Pallet | 33 pieces |
| Per Container (40' HQ) | 561 pieces |

* For detailed information, please contact your local Canadian Solar sales and technical representatives.

Figura 7- 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. 154 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 / 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.

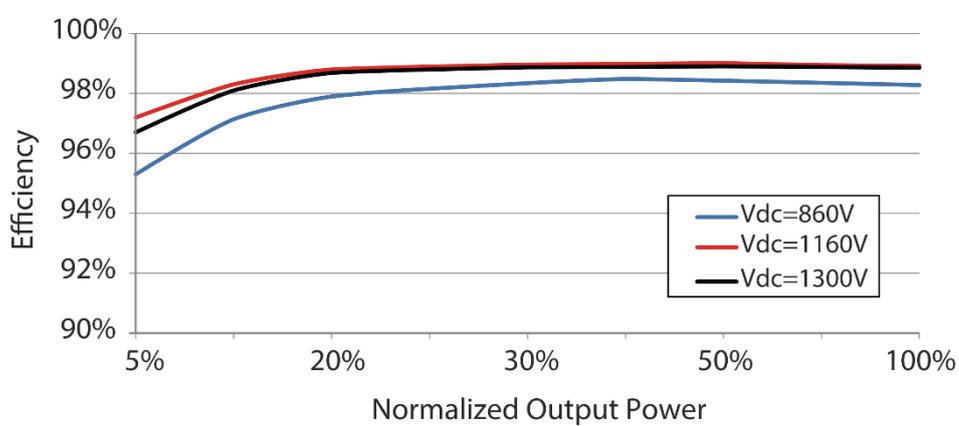
Al fine di agevolare al massimo il cablaggio ottimizzando i tempi di posa, riducendo le possibilità di errore e al fine di agevolare le attività manutentive, la lunghezza delle stringhe è stata accuratamente valutata in concerto con le caratteristiche elettriche dei convertitori ed in funzione della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

3.5.1.1 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.

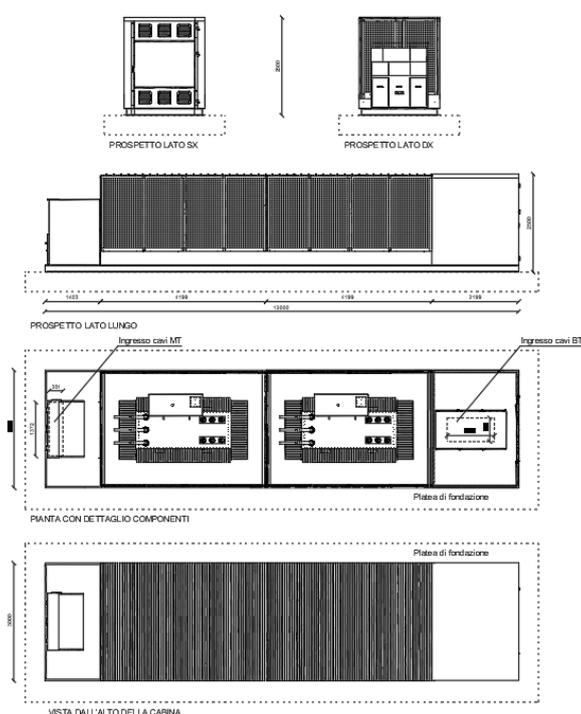


Figura 7- Cabina tipo MT/BT

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 raffreddamento 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 2 cabine di raccolta:

- nella cabina di raccolta RT1 confluiranno n.7 cabine MT/BT;
- nella cabina di raccolta R1 confluirà la cabina di raccolta RT1 e n.14 cabine MT/BT;

Dalla cabina R1 di raccolta partirà la linea dorsale in media tensione di lunghezza pari a circa **3.650 m** diretta verso la nuova SE.

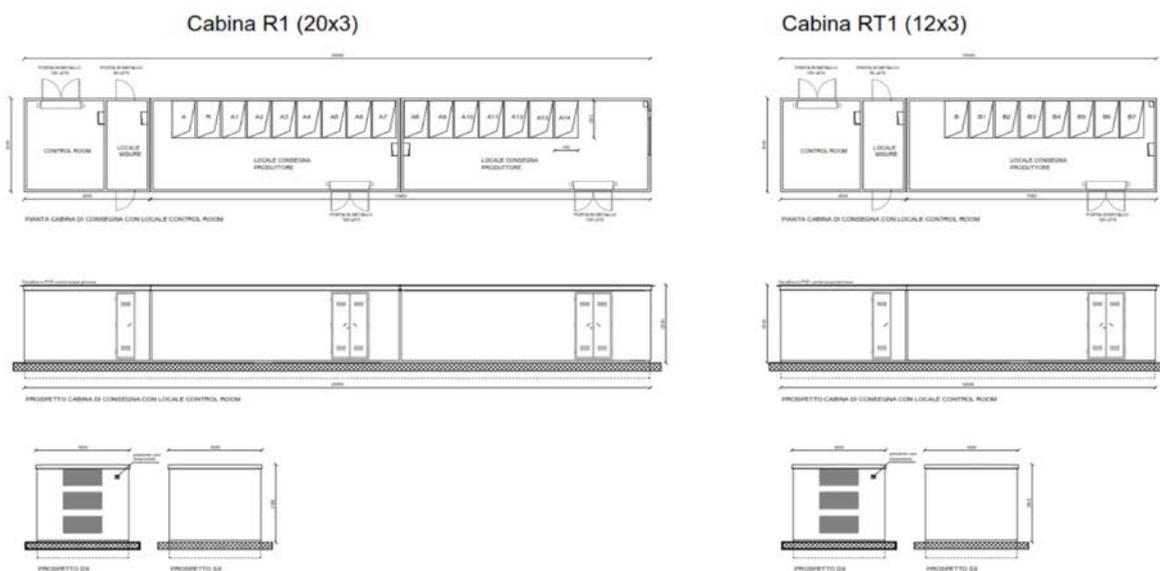


Figura 8 - Cabina di raccolta e control room

3.8 Stazione Elettrica Utente e Opere di rete

3.8.1.1 Stazione Elettrica Utente

Lo schema di allacciamento alla RTN prevede che la centrale venga collegata in antenna a 36 kV venga collegata in antenna a 36kV su una nuova Stazione Elettrica (SE) di trasformazione a 150/36 kV della RTN da inserire in entra - esce alla linea a 150 kV RTN "Canino – Arlena.

L'area individuata è identificata al N.C.T. di **Canino (VT)** al **foglio di mappa 54 particella 232, 238, 246, 251, 254, 267, 268, 269, 270, 332, 333** come rappresentato nella tavola allegata.



Figura 9- localizzazione SE e stallo utente

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 475 mq e l'ubicazione è prevista su un terreno classificato come area "E – Zona Agricola Normale" dal vigente strumento urbanistico del Comune di **Canino (VT)**.

L'energia prodotta alla tensione di 30 kV, dall'impianto fotovoltaico sarà inviata allo stallo di trasformazione della costruendo stazione di Utenza. Qui verrà trasferita, previo innalzamento della tensione a 36 kV tramite trasformatore 30/36 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 di condivisione.

Il trasformatore trifase in olio per trasmissione in alta tensione, con tensione primaria 36 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.

Gli avvolgimenti vengono tutti realizzati con conduttori in rame elettrolitico E Cu 99.9%, ricotto o ad incrudimento controllato, con isolamento in carta di pura cellulosa. Allo scopo di mantenere costante la tensione dell'avvolgimento secondario al variare della tensione primaria il trasformatore è corredato di un commutatore di prese sull'avvolgimento collegato alla rete elettrica soggetto a variazioni di tensione.

Le casse d'olio sono in acciaio elettrosaldato con conservatore e radiatori. Isolatori passanti in porcellana. Riempimento con olio minerale esente da PCB o, a richiesta, con fluido isolante siliconico ininfiammabile. Il trasformatore è dotato di valvola di svuotamento dell'olio a fondo cassa, valvola di scarico delle sovrappressioni sul conservatore d'olio, livello olio, pozzetto termometrico, morsetti per la messa a terra della cassa, golfari di sollevamento, rulli di scorrimento orientabili.

3.8.1.2 Opere di Rete

Per quanto riguarda le altre opere elencate all'interno della STMG si prevede di realizzare:

- i raccordi della medesima linea alla stazione elettrica RTN 380/150 kV di Tuscania, di cui al Piano di Sviluppo Terna;
- di un nuovo elettrodotto RTN a 150 kV di collegamento tra la nuova SE 150/36 kV suddetta e la stazione di Tuscania, che dovrà essere opportunamente ampliata;

- del potenziamento/rifacimento della linea RTN a 150 kV “Canino – Montalto”.

L’elettrodotto esistente “Montalto-Canino” dovrà essere potenziato in modo da ottenere una corrente almeno pari a 1000 A (si ricorda che al momento l’elettrodotto ha una capacità circa pari alla metà di questo valore). L’intervento di potenziamento consiste nella sostituzione del conduttore attuale con uno capace di sostenere alte temperature con elongazioni limitate (conduttore speciale ad alto limite termico), ed avrà caratteristiche dimensionali pari a quelle del conduttore attuale , che risulta essere un conduttore in Al-Ac da 22,8 mm di diametro.

Ciò consente di mantenere invariate le sollecitazioni meccaniche sui sostegni esistenti, che non necessitano quindi di ulteriori verifiche, con variazioni in genere contenute dei franchi verso terra del conduttore. In ogni caso sarà necessaria la sostituzione di qualche sostegno per il rispetto dei franchi minimi ed eventualmente dei Cem indotti.



Figura 12- Vista 3D potenziamento linea

L'adeguamento della linea comporterà la sostituzione del conduttore e l'adeguamento di alcuni sostegni. Per i dettagli progettuali si rimanda alle relazioni ed elaborati di dettaglio.

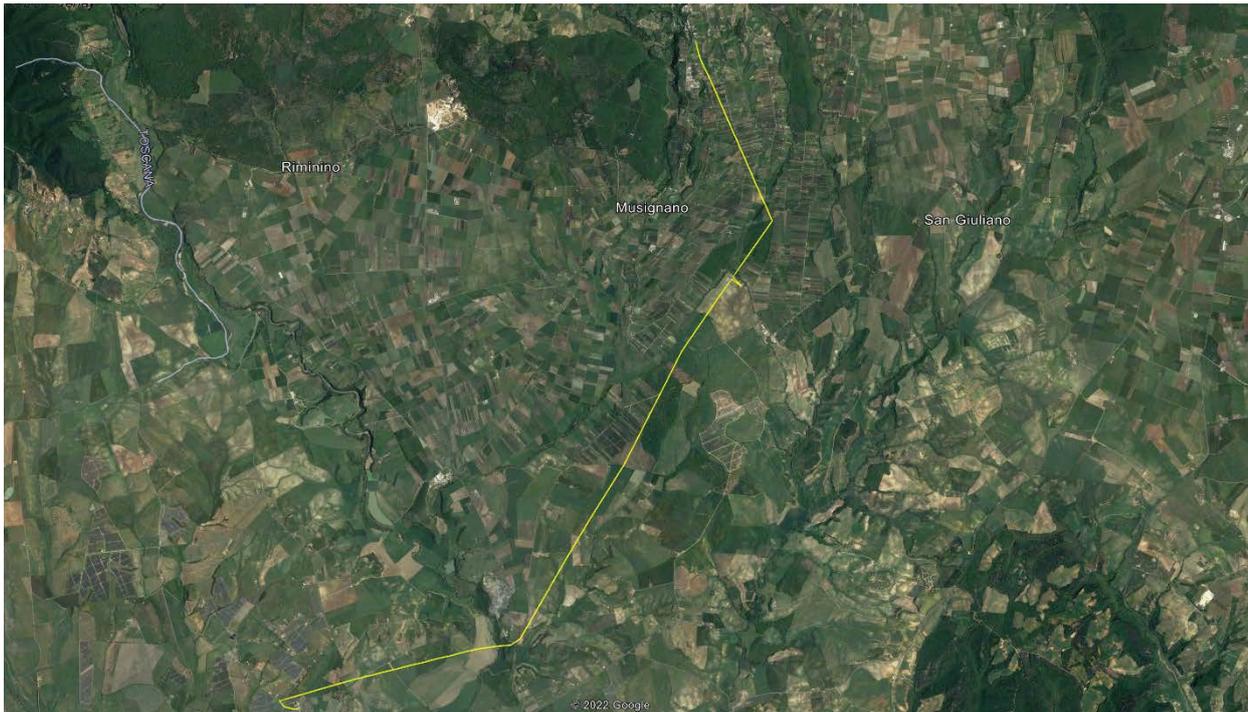


Figura 13- Localizzazione potenziamento linea

La soluzione prevede il collegamento della propria sezione a 150kV tramite la realizzazione di un nuovo elettrodotto aereo, alla sezione a 150kV della esistente SE RTN “Tuscania 380”. Questo collegamento è previsto in affiancamento alla nuova linea in doppia terna autorizzata ma non ancora costruita.

L’analisi è stata condotta su base cartografica e mediante sopralluoghi in sito per la verifica dello stato dei luoghi.

Per quanto riguarda gli elettrodotti di raccordo, è stata presa in considerazione la serie unificata dei sostegni TERNA per il livello 150 kV, in semplice terna con conduttore da 31,5 mm in AL-Ac, in modo da realizzare ciascun collegamento in semplice terna come da richiesta.

Si sottolinea che lo studio prevede l’adozione di sostegni di tipo poligonale per la costruzione dell’elettrodotto di raccordo alla stazione “Tuscania”, previsto come detto in affiancamento al nuovo elettrodotto in doppia terna che realizzerà il raccordo della linea esistente “Canino-Arlena” alla stazione “Tuscania 380”, anch’esso autorizzato con l’adozione di sostegni di tipo poligonale in doppia terna.

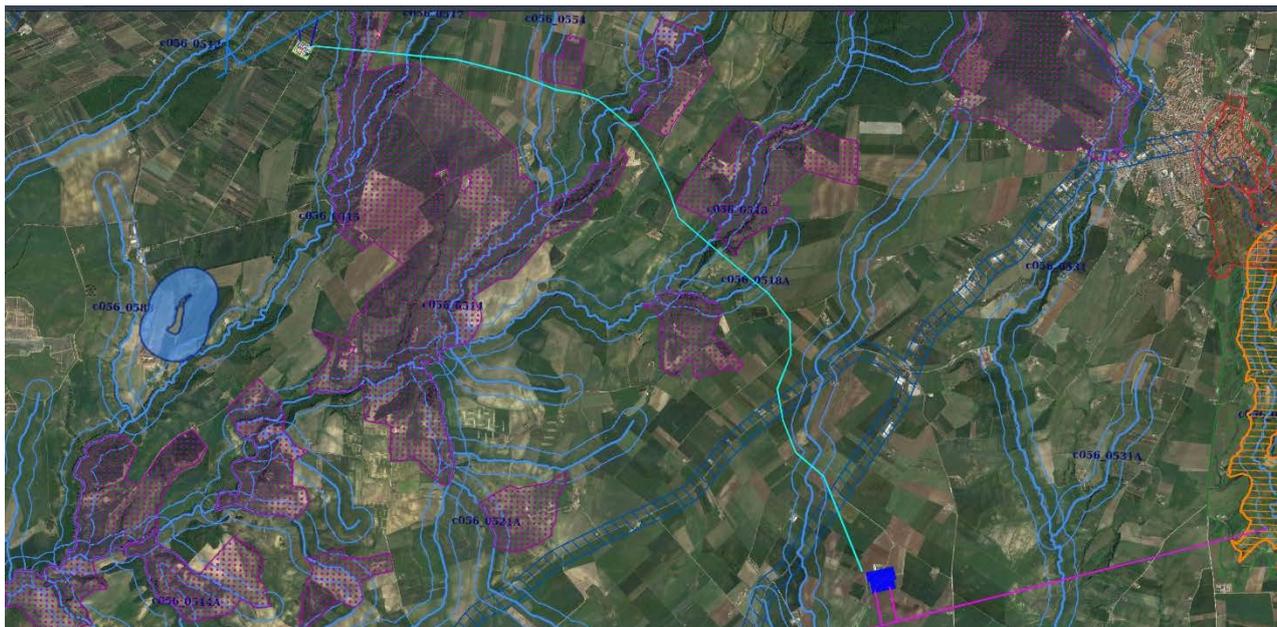


Figura 14- Localizzazione nuovo elettrodotto tra nuova SE e SE Toscana

Ulteriori dettagli sono inseriti nella relazione tecnica ed elaborati specifici riguardanti le opere di rete-

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 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.

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

1 conduttore / Single core

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

ARE4R

Metodo base D1: interrato in tubo (singlecore)

Dettagli installazione

ITC-BT 14 Linea di alimentazione principale

Sistema di installazione

In tubo o canalina

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) 320.75




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 .

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

Di seguito si propongono le caratteristiche di alcuni cavi commerciali.

MEDIA TENSIONE - APPLICAZIONI TERRESTRI E/O EOLICHE / MEDIUM VOLTAGE - GROUND AND/OR WIND FARM APPLICATION

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
(R_{max} 3 Ω /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
(R_{max} 3 Ω /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)



AEDES GROUP
ENGINEERING

RELAZIONE TECNICA GENERALE

Pagina 37 / 59

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

ARE4H5E COMPACT

Metodo base I: Posa in tubo interrato (unipolare) - MT

Dettagli installazione
ITC-LAT 06 Media tensione

Sistema di installazione
In tubo o canalina

Opzione sistema di installazione
Interrato

Struttura cavo Unipolare

Tipo di sistema elettrico Trifase

Tensione (V) 30000

Fattore di Potenza - Cos φ 0,9

Corrente di Impiego (A) 85,53

Potenza attiva (kW) 4000




Come risulta dal calcolo , tenuto conto dei diversi fattori correttivi, si prevede di utilizzare per **1x50 mm²** per fase della tipologia **ARE4H5E** o simili a seconda della disponibilità .

Linee MT interne (connessione tra cabina di Raccolta MTR e cabina di Raccolta RT)

Per quanto riguarda il cavidotto che collega la cabina di raccolta MT R1 con la cabina di raccolta RT1 come risulta dal calcolo , tenuto conto dei diversi fattori correttivi, si prevede di utilizzare per **1x500 mm²** per fase della tipologia **ARE4H5E** o simili a seconda della disponibilità .

Cavidotto R1-SE

La sezione dei conduttori da utilizzarsi è calcolata cautelativamente sulla massima potenza di esercizio pari a 49.280 kW, considerata una lunghezza del tracciato di circa 3.650 m. La potenza espressa è intesa come massima potenza erogabile dai convertitori presenti. Per il calcolo della corrente di impiego viene considerata una tensione nominale di 30 kV e un $\cos\phi = 0,9$

| ARE4H5E COMPACT | |
|----------------------------------|--|
| Metodo base | I: Posa in tubo interrato (unipolare) - MT |
| Dettagli installazione | |
| ITC-LAT 06 Media tensione | |
| Sistema di installazione | |
| In tubo o canalina | |
| Opzione sistema di installazione | |
| Interrato | |
| Struttura cavo | Unipolare |
| Tipo di sistema elettrico | Trifase |
| Tensione (V) | 30000 |
| Fattore di Potenza - Cos Φ | 0.9 |
| Corrente di Impiego (A) | 1053.77 |
| Potenza attiva (kW) | 49280.00 |



Come si vede dal calcolo, tenuto conto dei diversi fattori correttivi (resistività terreno, tipo di posa, profondità di posa) si prevede di utilizzare **n.4 conduttori da 400 mm² 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 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.

3.11.2 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:

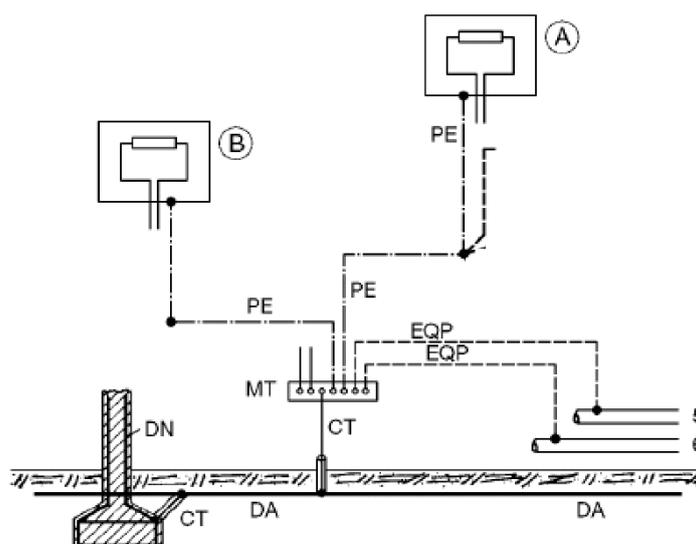


Figura 14- Esempio impianto di terra

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:

$$R_A \times I_a \leq 50$$

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.

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.

3.14 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:

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

per i seguenti valori:

| | | |
|---|----------------------------|----------------|
|  AEDES GROUP ENGINEERING | RELAZIONE TECNICA GENERALE | Pagina 42 / 59 |
|---|----------------------------|----------------|

- 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 $P_{ac} = 320$ kW, sistema ad inseguimento monoassiale N/S del tipo double portrait con pitch 11,0 m. Il Software analizza dinamicamente la producibilità in base alle differenti inclinazioni dei tracker ma non tiene conto della crescita delle piante nei diversi periodi dell'anno. E' stata quindi eseguita una 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 | 1.648,0 |
| Producibilità (kWh/kWp/y) senza uliveto | 1.691,0 |
| Distanza da Benchmark (%) | -2,54 |

Tabella 4 - Dati producibilità normalizzata

Tenute in conto le specifiche perdite dovute allo sporco, decadimento annuo producibilità moduli, perdita LID, perdita per mismatching e temperatura si stima una producibilità specifica media d'impianto senza siepi ulivicole è di 1.691,0 kWh/kWp/a. Considerando le siepi ulivicole la producibilità stimabile è di **1.648,0 kWh/kWp/a.**

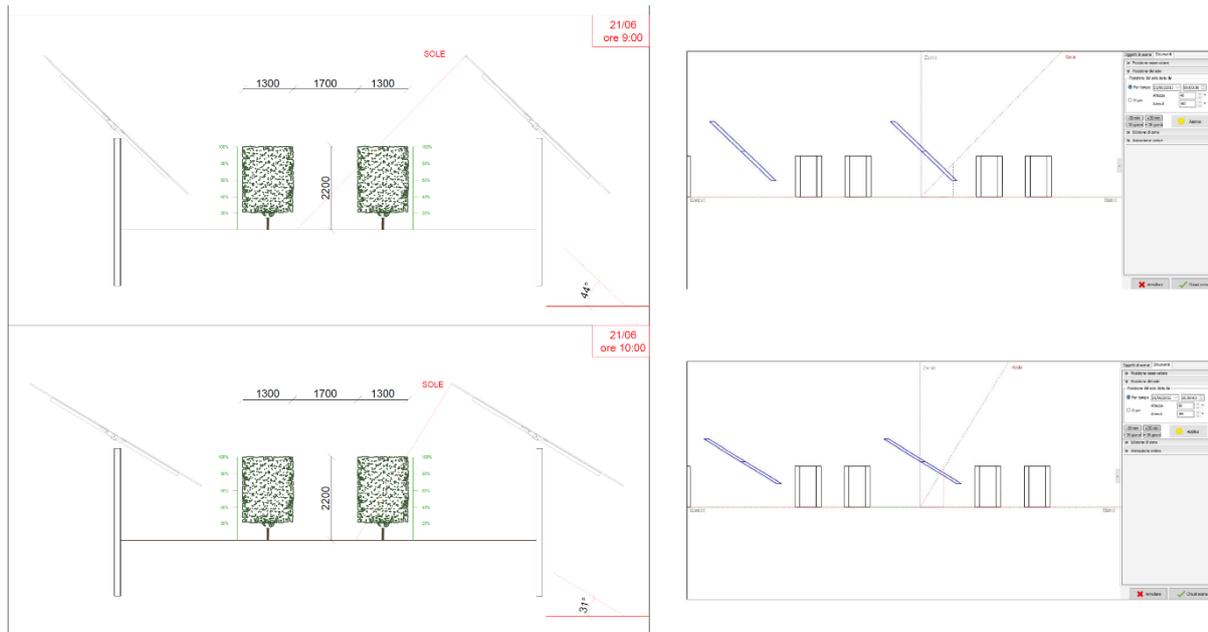


Figura 15 – studio tipo ombreggiamento con influenza del progetto agricolo

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
 VCO, Simulation date:
 03/04/23 10:31
 with v7.2.16

Project: Arlena di Castro
 Variant: Arlena di Castro 2P_690W 11mPitch

Aedes Group Engineering (Italy)

Project summary

| | | |
|---|--|--|
| Geographical Site Arlena di Castro Italia | Situation Latitude 42.47 °N Longitude 11.82 °E Altitude 281 m Time zone UTC+1 | Project settings Albedo 0.20 |
| Meteo data Arlena di Castro Meteonorm 8.0 (1991-2014), Sat=32% - Sintetico | | |

System summary

| | | |
|--|---|---|
| Grid-Connected System Simulation for year no 10 | Tracking system with backtracking | |
| PV Field Orientation Orientation Tracking plane, tilted axis Avg axis tilt 0.6 ° Avg axis azim. 0.0 ° | Tracking algorithm Irradiance optimization Backtracking activated | Near Shadings Linear shadings |
| System information PV Array Nb. of modules 81696 units Pnom total 56.37 MWp | Inverters Nb. of units 154 units Pnom total 49.28 MWac Pnom ratio 1.144 | |
| User's needs Unlimited load (grid) | | |

Results summary

| | | | | | |
|-----------------|-------------|---------------------|-------------------|----------------|---------|
| Produced Energy | 95 GWh/year | Specific production | 1691 kWh/kWp/year | Perf. Ratio PR | 85.86 % |
|-----------------|-------------|---------------------|-------------------|----------------|---------|

Table of contents

| | |
|---|----|
| Project and results summary | 2 |
| General parameters, PV Array Characteristics, System losses | 3 |
| Near shading definition - Iso-shadings diagram | 8 |
| Main results | 9 |
| Loss diagram | 10 |
| Special graphs | 11 |





PVsyst V7.2.16
 VC0, Simulation date:
 03/04/23 10:31
 with v7.2.16

Project: Arlena di Castro
Variant: Arlena di Castro 2P_690W 11mPitch

Aedes Group Engineering (Italy)

General parameters

| Grid-Connected System | | Tracking system with backtracking | |
|--------------------------------|--------------------------------------|-----------------------------------|------------|
| PV Field Orientation | | Tracking algorithm | |
| Orientation | | Irradiance optimization | |
| Tracking plane, tilted axis | | Backtracking activated | |
| Avg axis tilt | 0.6 ° | | |
| Avg axis azim. | 0.0 ° | | |
| | | Backtracking array | |
| | | Nb. of trackers | 1063 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 | | Near Shadings | |
| Transposition | Perez | Linear shadings | |
| Diffuse | Perez, Meleornorm | | |
| Circumsolar | separate | | |
| Horizon | | User's needs | |
| Free Horizon | | Unlimited load (grid) | |
| Bifacial system | | | |
| Model | 2D Calculation unlimited trackers | | |
| Bifacial model geometry | | Bifacial model definitions | |
| Tracker Spacing | 11.00 m | Ground albedo | 0.30 |
| Tracker width | 5.17 m | Bifaciality factor | 70 % |
| GCR | 47.0 % | Rear shading factor | 5.0 % |
| Axis height above ground | 2.10 m | Rear mismatch loss | 10.0 % |
| | | Shed transparent fraction | 0.0 % |

PV Array Characteristics

| PV module | | Inverter | |
|----------------------------------|----------------------------|--------------------------------|-------------------------|
| Manufacturer | Canadian Solar Inc. | Manufacturer | Sungrow |
| Model | CS7N-655TB-AG 1500V | Model | SG350HX-20A-Preliminary |
| (Custom parameters definition) | | (Custom parameters definition) | |
| Unit Nom. Power | 690 Wp | Unit Nom. Power | 320 kWac |
| Number of PV modules | 81696 units | Number of inverters | 154 units |
| Nominal (STC) | 56.37 MWp | Total power | 49280 kWac |
| Array #1 - P1 | | | |
| Number of PV modules | 3048 units | Number of inverters | 6 units |
| Nominal (STC) | 2103 kWp | Total power | 1920 kWac |
| Modules | 127 Strings x 24 In series | | |
| At operating cond. (50°C) | | Operating voltage | 500-1500 V |
| Pmpp | 1924 kWp | Max. power (=>30°C) | 352 kWac |
| U mpp | 864 V | Phom ratio (DC:AC) | 1.10 |
| I mpp | 2226 A | | |





PVsyst V7.2.16

VC0, Simulation date:
03/04/23 10:31
with v7.2.16

Project: Arlena di Castro

Variant: Arlena di Castro 2P_690W 11mPitch

Aedes Group Engineering (Italy)

PV Array Characteristics

| | | | |
|----------------------------------|----------------------------|---------------------|------------|
| Array #2 - P2 | | | |
| Number of PV modules | 4848 units | Number of inverters | 9 units |
| Nominal (STC) | 3345 kWp | Total power | 2880 kWac |
| Modules | 202 Strings x 24 In series | | |
| At operating cond. (50°C) | | | |
| Pmpp | 3061 kWp | Operating voltage | 500-1500 V |
| U mpp | 864 V | Max. power (=>30°C) | 352 kWac |
| I mpp | 3540 A | Phom ratio (DC:AC) | 1.16 |
| Array #3 - P3 | | | |
| Number of PV modules | 1416 units | Number of inverters | 3 units |
| Nominal (STC) | 977 kWp | Total power | 960 kWac |
| Modules | 59 Strings x 24 In series | | |
| At operating cond. (50°C) | | | |
| Pmpp | 894 kWp | Operating voltage | 500-1500 V |
| U mpp | 864 V | Max. power (=>30°C) | 352 kWac |
| I mpp | 1034 A | Phom ratio (DC:AC) | 1.02 |
| Array #4 - P4 | | | |
| Number of PV modules | 4896 units | Number of inverters | 9 units |
| Nominal (STC) | 3378 kWp | Total power | 2880 kWac |
| Modules | 204 Strings x 24 In series | | |
| At operating cond. (50°C) | | | |
| Pmpp | 3091 kWp | Operating voltage | 500-1500 V |
| U mpp | 864 V | Max. power (=>30°C) | 352 kWac |
| I mpp | 3575 A | Phom ratio (DC:AC) | 1.17 |
| Array #5 - P5 | | | |
| Number of PV modules | 2184 units | Number of inverters | 4 units |
| Nominal (STC) | 1507 kWp | Total power | 1280 kWac |
| Modules | 91 Strings x 24 In series | | |
| At operating cond. (50°C) | | | |
| Pmpp | 1379 kWp | Operating voltage | 500-1500 V |
| U mpp | 864 V | Max. power (=>30°C) | 352 kWac |
| I mpp | 1595 A | Phom ratio (DC:AC) | 1.18 |
| Array #6 - P6 | | | |
| Number of PV modules | 6816 units | Number of inverters | 13 units |
| Nominal (STC) | 4703 kWp | Total power | 4160 kWac |
| Modules | 284 Strings x 24 In series | | |
| At operating cond. (50°C) | | | |
| Pmpp | 4303 kWp | Operating voltage | 500-1500 V |
| U mpp | 864 V | Max. power (=>30°C) | 352 kWac |
| I mpp | 4978 A | Phom ratio (DC:AC) | 1.13 |
| Array #7 - P7 | | | |
| Number of PV modules | 4008 units | Number of inverters | 8 units |
| Nominal (STC) | 2766 kWp | Total power | 2560 kWac |
| Modules | 167 Strings x 24 In series | | |
| At operating cond. (50°C) | | | |
| Pmpp | 2530 kWp | Operating voltage | 500-1500 V |
| U mpp | 864 V | Max. power (=>30°C) | 352 kWac |
| I mpp | 2927 A | Phom ratio (DC:AC) | 1.08 |





PVsyst V7.2.16

VC0, Simulation date:
03/04/23 10:31
with v7.2.16

Project: Arlena di Castro

Variant: Arlena di Castro 2P_690W 11mPitch

Aedes Group Engineering (Italy)

PV Array Characteristics

| | | | |
|----------------------------------|----------------------------|---------------------|------------|
| Array #8 - P8 | | | |
| Number of PV modules | 7032 units | Number of inverters | 13 units |
| Nominal (STC) | 4852 kWp | Total power | 4160 kWac |
| Modules | 293 Strings x 24 In series | | |
| At operating cond. (50°C) | | | |
| Pmpp | 4439 kWp | Operating voltage | 500-1500 V |
| U mpp | 864 V | Max. power (=>30°C) | 352 kWac |
| I mpp | 5135 A | Phom ratio (DC:AC) | 1.17 |
| Array #9 - P9 | | | |
| Number of PV modules | 1704 units | Number of inverters | 3 units |
| Nominal (STC) | 1176 kWp | Total power | 960 kWac |
| Modules | 71 Strings x 24 In series | | |
| At operating cond. (50°C) | | | |
| Pmpp | 1076 kWp | Operating voltage | 500-1500 V |
| U mpp | 864 V | Max. power (=>30°C) | 352 kWac |
| I mpp | 1244 A | Phom ratio (DC:AC) | 1.22 |
| Array #10 - P10 | | | |
| Number of PV modules | 1104 units | Number of inverters | 2 units |
| Nominal (STC) | 762 kWp | Total power | 640 kWac |
| Modules | 46 Strings x 24 In series | | |
| At operating cond. (50°C) | | | |
| Pmpp | 697 kWp | Operating voltage | 500-1500 V |
| U mpp | 864 V | Max. power (=>30°C) | 352 kWac |
| I mpp | 806 A | Phom ratio (DC:AC) | 1.19 |
| Array #11 - P11 | | | |
| Number of PV modules | 7032 units | Number of inverters | 13 units |
| Nominal (STC) | 4852 kWp | Total power | 4160 kWac |
| Modules | 293 Strings x 24 In series | | |
| At operating cond. (50°C) | | | |
| Pmpp | 4439 kWp | Operating voltage | 500-1500 V |
| U mpp | 864 V | Max. power (=>30°C) | 352 kWac |
| I mpp | 5135 A | Phom ratio (DC:AC) | 1.17 |
| Array #12 - P12 | | | |
| Number of PV modules | 3192 units | Number of inverters | 6 units |
| Nominal (STC) | 2202 kWp | Total power | 1920 kWac |
| Modules | 133 Strings x 24 In series | | |
| At operating cond. (50°C) | | | |
| Pmpp | 2015 kWp | Operating voltage | 500-1500 V |
| U mpp | 864 V | Max. power (=>30°C) | 352 kWac |
| I mpp | 2331 A | Phom ratio (DC:AC) | 1.15 |
| Array #13 - P13 | | | |
| Number of PV modules | 576 units | Number of inverters | 1 unit |
| Nominal (STC) | 397 kWp | Total power | 320 kWac |
| Modules | 24 Strings x 24 In series | | |
| At operating cond. (50°C) | | | |
| Pmpp | 364 kWp | Operating voltage | 500-1500 V |
| U mpp | 864 V | Max. power (=>30°C) | 352 kWac |
| I mpp | 421 A | Phom ratio (DC:AC) | 1.24 |





PVsyst V7.2.16
 VCO, Simulation date:
 03/04/23 10:31
 with v7.2.16

Project: Arlena di Castro
Variant: Arlena di Castro 2P_690W 11mPitch

Aedes Group Engineering (Italy)

PV Array Characteristics

| | | | |
|----------------------------------|-----------------------------|-----------------------------|------------|
| Array #14 - P14 | | | |
| Number of PV modules | 1080 units | Number of inverters | 2 units |
| Nominal (STC) | 745 kWp | Total power | 640 kWac |
| Modules | 45 Strings x 24 In series | | |
| At operating cond. (50°C) | | Operating voltage | 500-1500 V |
| Pmpp | 682 kWp | Max. power (=>30°C) | 352 kWac |
| U mpp | 864 V | Pnom ratio (DC:AC) | 1.16 |
| I mpp | 789 A | | |
| Array #15 - P15 | | | |
| Number of PV modules | 3144 units | Number of inverters | 6 units |
| Nominal (STC) | 2169 kWp | Total power | 1920 kWac |
| Modules | 131 Strings x 24 In series | | |
| At operating cond. (50°C) | | Operating voltage | 500-1500 V |
| Pmpp | 1985 kWp | Max. power (=>30°C) | 352 kWac |
| U mpp | 864 V | Pnom ratio (DC:AC) | 1.13 |
| I mpp | 2296 A | | |
| Array #16 - P16 | | | |
| Number of PV modules | 3456 units | Number of inverters | 6 units |
| Nominal (STC) | 2385 kWp | Total power | 1920 kWac |
| Modules | 144 Strings x 24 In series | | |
| At operating cond. (50°C) | | Operating voltage | 500-1500 V |
| Pmpp | 2182 kWp | Max. power (=>30°C) | 352 kWac |
| U mpp | 864 V | Pnom ratio (DC:AC) | 1.24 |
| I mpp | 2524 A | | |
| Array #17 - P17 | | | |
| Number of PV modules | 26160 units | Number of inverters | 50 units |
| Nominal (STC) | 18.05 MWp | Total power | 16000 kWac |
| Modules | 1090 Strings x 24 In series | | |
| At operating cond. (50°C) | | Operating voltage | 500-1500 V |
| Pmpp | 16.52 MWp | Max. power (=>30°C) | 352 kWac |
| U mpp | 864 V | Pnom ratio (DC:AC) | 1.13 |
| I mpp | 19104 A | | |
| Total PV power | | Total inverter power | |
| Nominal (STC) | 56370 kWp | Total power | 49280 kWac |
| Total | 81696 modules | Number of inverters | 154 units |
| Module area | 253777 m ² | Pnom ratio | 1.14 |

Array losses

| | | | | | |
|-------------------------------|--------------|--|----------------------------|------------------------------------|------------|
| Array Soiling Losses | | Thermal Loss factor | | Module Quality Loss | |
| Loss Fraction | 2.0 % | Module temperature according to irradiance | | Loss Fraction | -0.4 % |
| | | Uc (const) | 29.0 W/m ² K | | |
| | | Uv (wind) | 0.0 W/m ² K/m/s | | |
| Module mismatch losses | | Strings Mismatch loss | | Module average degradation | |
| Loss Fraction | 2.0 % at MPP | Loss Fraction | 0.1 % | Year no | 10 |
| | | | | Loss factor | 0.4 %/year |
| | | | | Mismatch due to degradation | |
| | | | | Imp RMS dispersion | 0.4 %/year |
| | | | | Vmp RMS dispersion | 0.4 %/year |





PVsyst V7.2.16
 VCO, Simulation date:
 03/04/23 10:31
 with v7.2.16

Project: Arlena di Castro
 Variant: Arlena di Castro 2P_690W 11mPitch

Aedes Group Engineering (Italy)

Array losses

IAM loss factor

Incidence effect (IAM): User defined profile

| 20° | 40° | 60° | 65° | 70° | 75° | 80° | 85° | 90° |
|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| 1.000 | 1.000 | 1.000 | 0.990 | 0.960 | 0.920 | 0.840 | 0.720 | 0.000 |

DC wiring losses

Global wiring resistance 0.24 mΩ
 Loss Fraction 1.5 % at STC

Array #1 - P1

Global array res. 6.4 mΩ
 Loss Fraction 1.5 % at STC

Array #3 - P3

Global array res. 14 mΩ
 Loss Fraction 1.5 % at STC

Array #5 - P5

Global array res. 8.9 mΩ
 Loss Fraction 1.5 % at STC

Array #7 - P7

Global array res. 4.9 mΩ
 Loss Fraction 1.5 % at STC

Array #9 - P9

Global array res. 11 mΩ
 Loss Fraction 1.5 % at STC

Array #11 - P11

Global array res. 2.8 mΩ
 Loss Fraction 1.5 % at STC

Array #13 - P13

Global array res. 34 mΩ
 Loss Fraction 1.5 % at STC

Array #15 - P15

Global array res. 6.2 mΩ
 Loss Fraction 1.5 % at STC

Array #17 - P17

Global array res. 0.74 mΩ
 Loss Fraction 1.5 % at STC

Array #2 - P2

Global array res. 4.0 mΩ
 Loss Fraction 1.5 % at STC

Array #4 - P4

Global array res. 4.0 mΩ
 Loss Fraction 1.5 % at STC

Array #6 - P6

Global array res. 2.9 mΩ
 Loss Fraction 1.5 % at STC

Array #8 - P8

Global array res. 2.8 mΩ
 Loss Fraction 1.5 % at STC

Array #10 - P10

Global array res. 18 mΩ
 Loss Fraction 1.5 % at STC

Array #12 - P12

Global array res. 6.1 mΩ
 Loss Fraction 1.5 % at STC

Array #14 - P14

Global array res. 18 mΩ
 Loss Fraction 1.5 % at STC

Array #16 - P16

Global array res. 5.6 mΩ
 Loss Fraction 1.5 % at STC

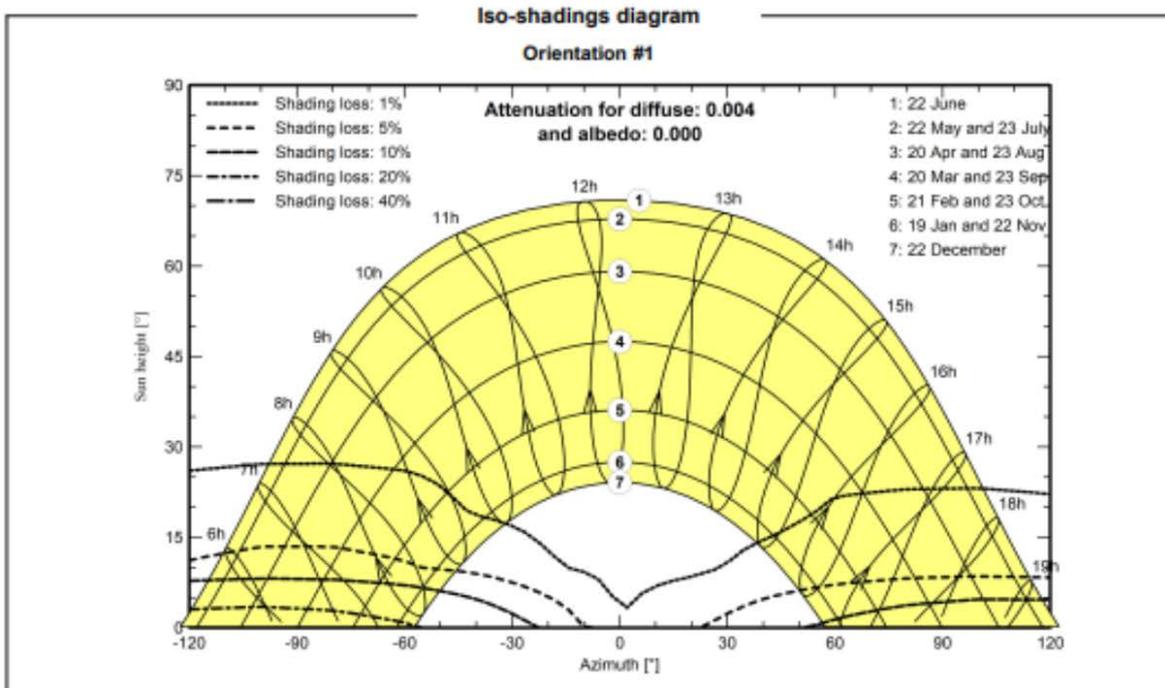
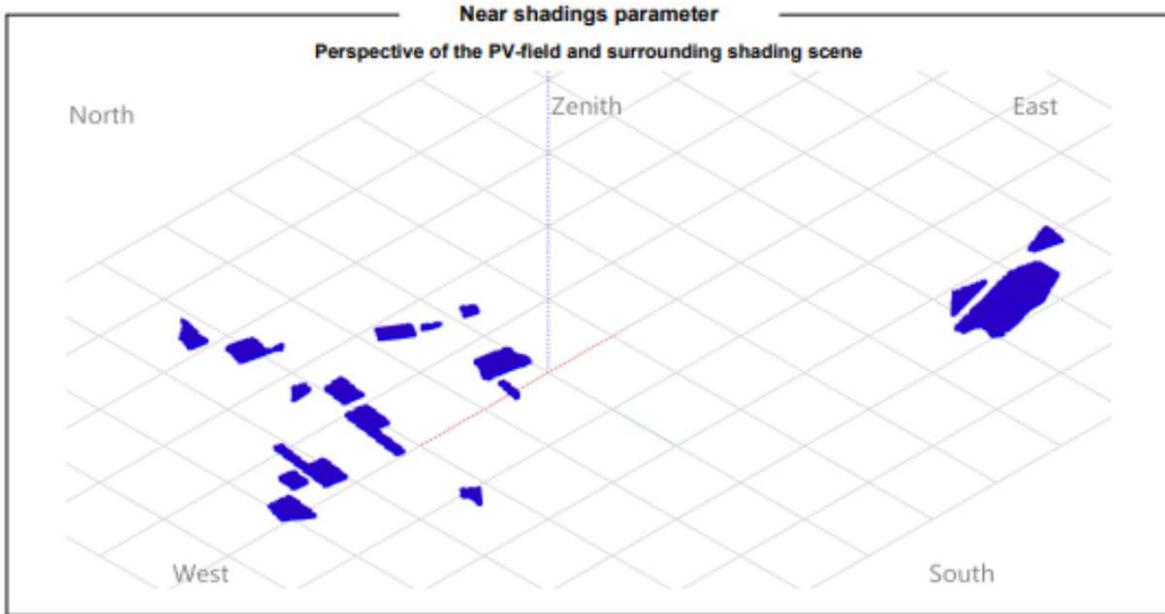




PVsyst V7.2.16
VC0, Simulation date:
03/04/23 10:31
with v7.2.16

Project: Arlena di Castro
Variant: Arlena di Castro 2P_690W 11mPitch

Aedes Group Engineering (Italy)





PVsyst V7.2.16
 VCO, Simulation date:
 03/04/23 10:31
 with v7.2.16

Project: Arlena di Castro
Variant: Arlena di Castro 2P_690W 11mPitch

Aedes Group Engineering (Italy)

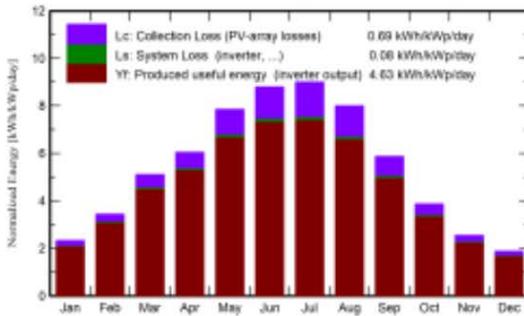
Main results

System Production

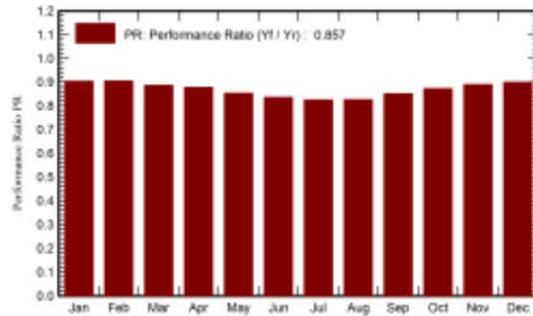
Produced Energy **95 GWh/year**

Specific production **1691 kWh/kWp/year**
 Performance Ratio PR **85.66 %**

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



Balances and main results

| | GlobHor | DiffHor | T_Amb | GlobInc | GlobEff | EArray | E_Grid | PR |
|-------------|--------------------|--------------------|--------------|--------------------|--------------------|--------------|--------------|--------------|
| | kWh/m ² | kWh/m ² | °C | kWh/m ² | kWh/m ² | GWh | GWh | ratio |
| January | 53.7 | 23.44 | 6.90 | 72.1 | 69.2 | 3.74 | 3.68 | 0.904 |
| February | 73.6 | 34.66 | 7.89 | 96.2 | 92.5 | 4.99 | 4.91 | 0.905 |
| March | 121.5 | 49.76 | 11.01 | 158.2 | 152.6 | 8.04 | 7.90 | 0.886 |
| April | 144.5 | 72.04 | 14.31 | 181.5 | 175.1 | 9.13 | 8.98 | 0.877 |
| May | 191.7 | 81.55 | 18.74 | 243.4 | 235.2 | 11.92 | 11.71 | 0.853 |
| June | 206.2 | 75.77 | 23.42 | 264.2 | 255.7 | 12.67 | 12.45 | 0.836 |
| July | 214.9 | 76.83 | 26.61 | 279.2 | 270.3 | 13.21 | 12.99 | 0.825 |
| August | 188.7 | 64.77 | 26.36 | 248.1 | 240.1 | 11.76 | 11.56 | 0.827 |
| September | 134.1 | 53.00 | 21.06 | 176.2 | 170.0 | 8.60 | 8.45 | 0.850 |
| October | 93.3 | 42.49 | 17.13 | 120.0 | 115.6 | 6.01 | 5.90 | 0.872 |
| November | 56.9 | 25.59 | 11.74 | 76.4 | 73.4 | 3.90 | 3.83 | 0.890 |
| December | 44.2 | 22.06 | 8.12 | 58.3 | 55.7 | 3.02 | 2.96 | 0.899 |
| Year | 1523.4 | 621.95 | 16.16 | 1973.9 | 1905.4 | 97.00 | 95.31 | 0.857 |

Legends

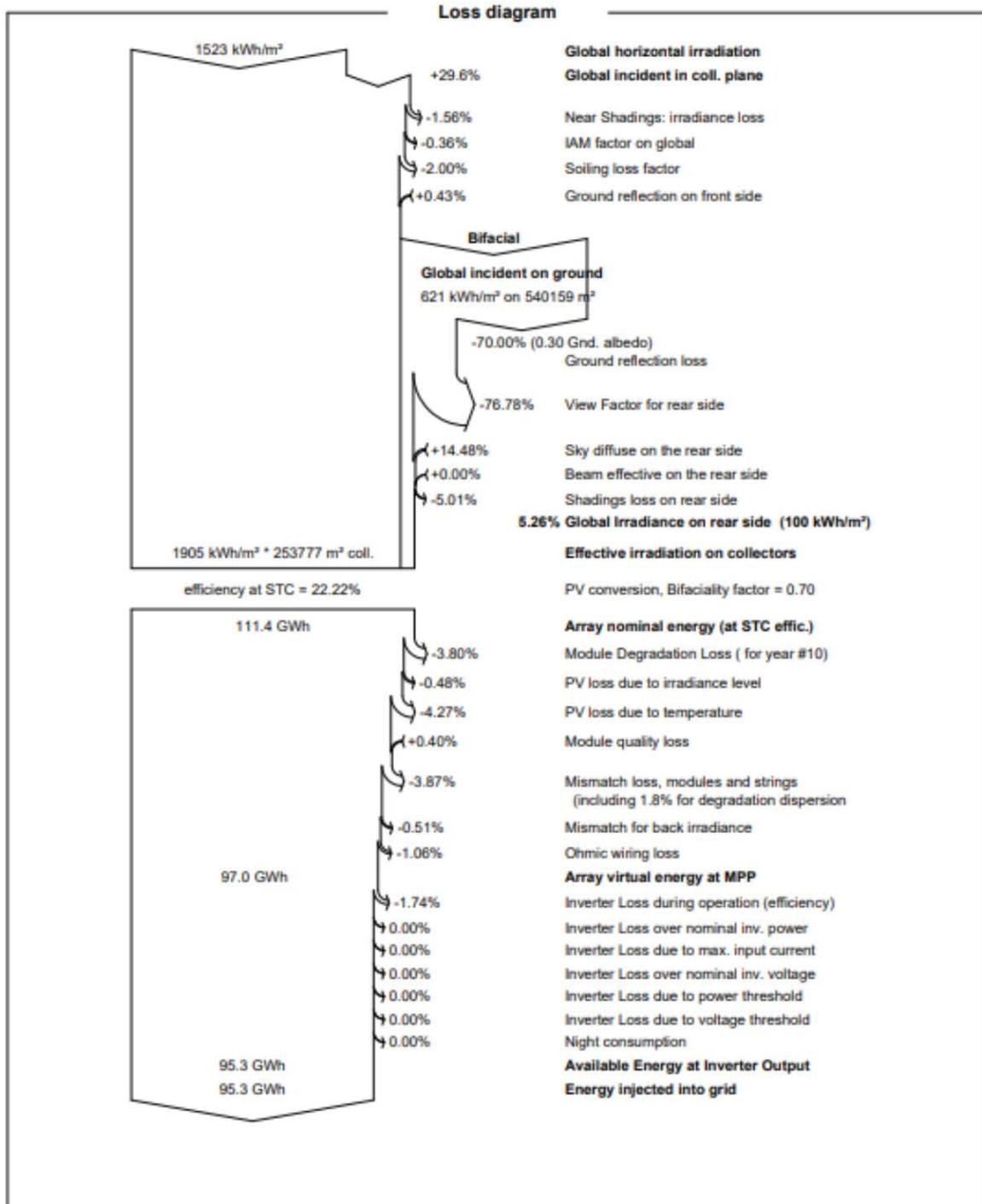
- GlobHor Global horizontal irradiation
- DiffHor Horizontal diffuse irradiation
- T_Amb Ambient Temperature
- GlobInc Global incident in coll. plane
- GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings
- EArray Effective energy at the output of the array
- E_Grid Energy injected into grid
- PR Performance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



PVsyst V7.2.16
 VCO, Simulation date:
 03/04/23 10:31
 with v7.2.16

Project: Arlena di Castro
 Variant: Arlena di Castro 2P_690W 11mPitch

Aedes Group Engineering (Italy)

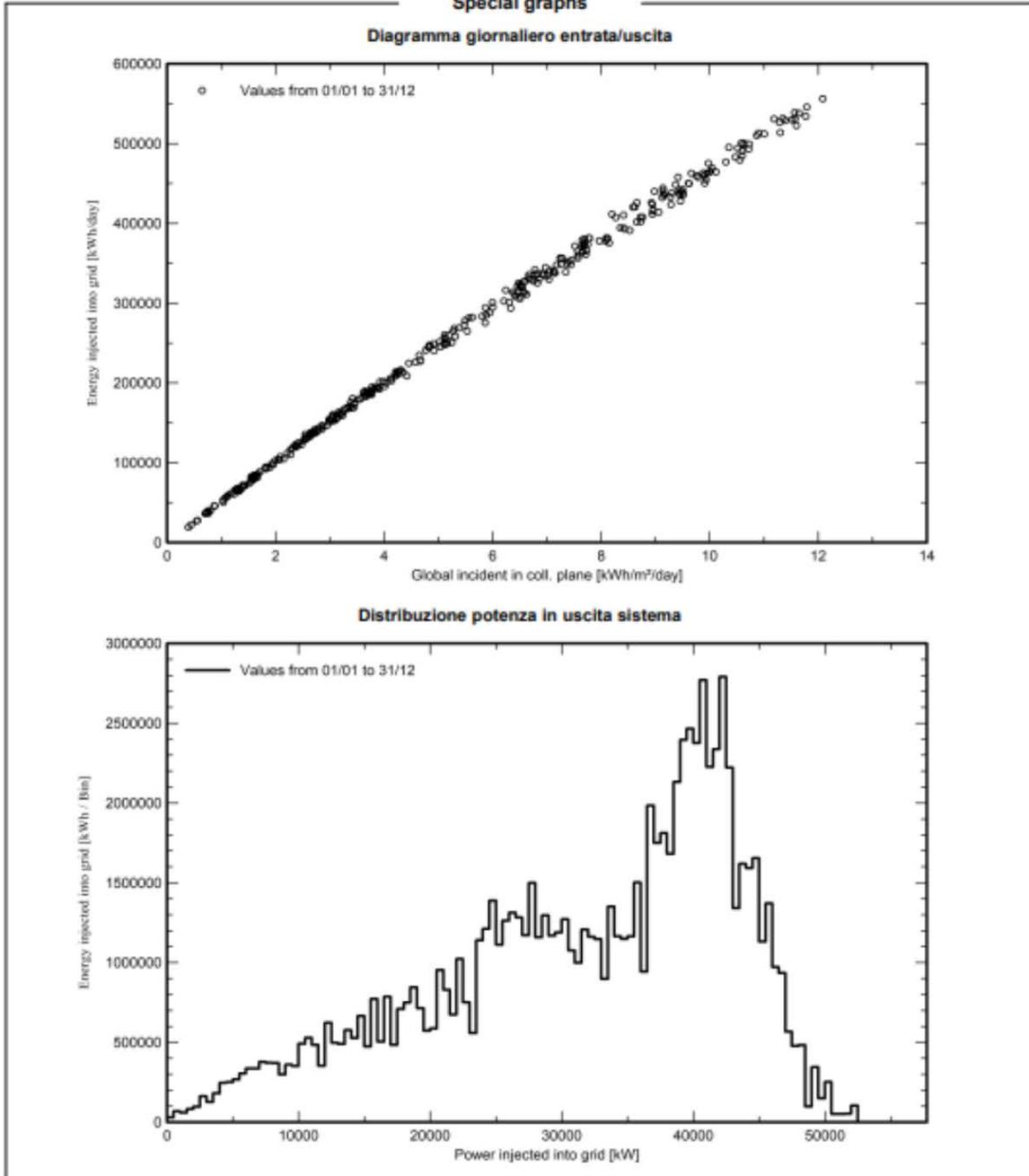




PVsyst V7.2.16
VC0, Simulation date:
03/04/23 10:31
with v7.2.16

Project: Arlena di Castro
Variant: Arlena di Castro 2P_690W 11mPitch
Aedes Group Engineering (Italy)

Special graphs



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, **92.898.155 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 | 17.372 |
| TEP risparmiate in 30 anni | 492.030 |

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

| CO ₂ evitata | t/anno |
|-----------------------------------|--------|
| Emissioni CO ₂ evitate | 32.396 |

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 17,372 tep/anno
- emissioni di CO₂ evitate 32.396 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 di segnalazione;
- verifica del regolare funzionamento di eventuali contatti e/o pulsanti per segnalazione e allarme,

Per quanto concerne le verifiche funzionali dovranno essere effettuate:

- prove funzionali sui quadri e sulle apparecchiature elettriche in corrente alternata BT;
- avviamento degli inverter e del sistema di trasformazione;
- 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.