

COMUNE DI LANUVIO



PROVINCIA DI ROMA CAPITALE



IMPIANTO SOLARE AGRIVOLTAICO DA 54,2016 MWp RNE 1 LANUVIO SOLAR

Istanza di valutazione di impatto ambientale per la costruzione e l'esercizio di impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili ai sensi dell'artt. 23, 24-24bis e 25 D.lgs. n.152/2006

IMMOBILE	Comune di Lanuvio Foglio 34 Mappali 7/parte, 92/parte, 93 e 27/parte	
PROGETTO VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE	OGGETTO DOC24 - RELAZIONE CALCOLO IMPIANTI ELETTRICI E VALUTAZIONE PRODUZIONE IMPIANTO	SCALA --
REVISIONE - DATA	VERIFICATO	APPROVATO
REV.00 - 26/05/2023		
IL RICHIEDENTE	RNE1 S.r.l. 20144 Milano – Viale San Michele del Carso, 22 FIRMA _____	
IL PROGETTISTA	Ing. Riccardo Valz GHS FIRMA  	
TEAM DI PROGETTO	Arch. Rosalba Teodoro - Ing. Francesca Imbrogno Per. Ag. Giovanni Cattaruzzi LAND LIVE 20124 Milano - Citycenter Regus - Via Lepetit 8/10 Tel. +39 02 0069 6321 13900 Biella - Via Repubblica 41 Tel. +39 015 32838 - Fax +39 015 30878	



**IMPIANTO SOLARE AGRIVOLTAICO DA 54,2016 MWp
RNE 1 LANUVIO SOLAR**

Comune di Lanuvio

**VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE
RELAZIONE CALCOLO IMPIANTI ELETTRICI E
VALUTAZIONE PRODUZIONE IMPIANTO**

Pag 1 di
23

Indice

- 1. RELAZIONE DI CALCOLO IMPIANTI MEDIA TENSIONE - METODOLOGIA2**
- 2. REPORT DI CALCOLO CAMPO FOTOVOLTAICO16**

Software utilizzati:

- Impianti elettrici: Electrographics Ampère 2021
- Impianti fotovoltaici: PVSYST V7.2.4



IMPIANTO SOLARE AGRIVOLTAICO DA 54,2016 MWp
RNE 1 LANUVIO SOLAR
Comune di Lanuvio
VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE
RELAZIONE CALCOLO IMPIANTI ELETTRICI E
VALUTAZIONE PRODUZIONE IMPIANTO

Pag 2 di
23

1. RELAZIONE DI CALCOLO IMPIANTI MEDIA TENSIONE - METODOLOGIA

Calcolo delle correnti di impiego

Il calcolo delle correnti d'impiego viene eseguito in base alla classica espressione:

$$I_b = \frac{P_d}{k_{ca} \cdot V_n \cdot \cos \varphi}$$

nella quale:

- $k_{ca} = 1$ sistema monofase o bifase, due conduttori attivi;
- $k_{ca} = 1.73$ sistema trifase, tre conduttori attivi.

Se la rete è in corrente continua il fattore di potenza $\cos \varphi$ è pari a 1.

Dal valore massimo (modulo) di I_b vengono calcolate le correnti di fase in notazione vettoriale (parte reale ed immaginaria) con le formule:

$$\begin{aligned} \dot{I}_1 &= I_b \cdot e^{-j\varphi} = I_b \cdot (\cos \varphi - j \sin \varphi) \\ \dot{I}_2 &= I_b \cdot e^{-j(\varphi - 2\pi/3)} = I_b \cdot \left(\cos \left(\varphi - \frac{2\pi}{3} \right) - j \sin \left(\varphi - \frac{2\pi}{3} \right) \right) \\ \dot{I}_3 &= I_b \cdot e^{-j(\varphi - 4\pi/3)} = I_b \cdot \left(\cos \left(\varphi - \frac{4\pi}{3} \right) - j \sin \left(\varphi - \frac{4\pi}{3} \right) \right) \end{aligned}$$

Il vettore della tensione V_n è supposto allineato con l'asse dei numeri reali:

$$\dot{V}_n = V_n + j0$$

La potenza di dimensionamento P_d è data dal prodotto:

$$P_d = P_n \cdot coeff$$

nella quale *coeff* è pari al fattore di utilizzo per utenze terminali oppure al fattore di contemporaneità per utenze di distribuzione.

Per le utenze terminali la potenza P_n è la potenza nominale del carico, mentre per le utenze di distribuzione P_n rappresenta la somma vettoriale delle P_d delle utenze a valle (SP_d a valle).

La potenza reattiva delle utenze viene calcolata invece secondo la:

$$Q_n = P_n \cdot \tan \varphi$$

per le utenze terminali, mentre per le utenze di distribuzione viene calcolata come somma vettoriale delle potenze reattive nominali a valle (SQ_d a valle).

Il fattore di potenza per le utenze di distribuzione viene valutato, di conseguenza, con la:

$$\cos \varphi = \cos \left(\arctan \left(\frac{Q_n}{P_n} \right) \right)$$

Dimensionamento dei cavi

Il criterio seguito per il dimensionamento dei cavi è tale da poter garantire la protezione dei conduttori alle correnti di sovraccarico.

In base alla norma CEI 64-8/4 (par. 433.2), infatti, il dispositivo di protezione deve essere coordinato con la condotta in modo da verificare le condizioni:

- a) $I_b \leq I_n \leq I_z$
- b) $I_f \leq 1.45 \cdot I_z$



IMPIANTO SOLARE AGRIVOLTAICO DA 54,2016 MWp RNE 1 LANUVIO SOLAR

Comune di Lanuvio

VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE RELAZIONE CALCOLO IMPIANTI ELETTRICI E VALUTAZIONE PRODUZIONE IMPIANTO

Pag 3 di
23

Per la condizione a) è necessario dimensionare il cavo in base alla corrente nominale della protezione a monte. Dalla corrente I_b , pertanto, viene determinata la corrente nominale della protezione (seguendo i valori normalizzati) e con questa si procede alla determinazione della sezione.

Il dimensionamento dei cavi rispetta anche i seguenti casi:

- condutture senza protezione derivate da una condotta principale protetta contro i sovraccarichi con dispositivo idoneo ed in grado di garantire la protezione anche delle condutture derivate;
- condotta che alimenta diverse derivazioni singolarmente protette contro i sovraccarichi, quando la somma delle correnti nominali dei dispositivi di protezione delle derivazioni non supera la portata I_z della condotta principale.

L'individuazione della sezione si effettua utilizzando le tabelle di posa assegnate ai cavi. Elenchiamo alcune tabelle, indicate per il mercato italiano:

- IEC 60364-5-52 (PVC/EPR);
- IEC 60364-5-52 (Mineral);
- CEI-UNEL 35024/1;
- CEI-UNEL 35024/2;
- CEI-UNEL 35026;
- CEI 20-91 (HEPR).

In media tensione, la gestione del calcolo si divide a seconda delle tabelle scelte:

- CEI 11-17;
- CEI UNEL 35027 (1-30kV).
- EC 60502-2 (6-30kV)
- IEC 61892-4 off-shore (fino a 30kV)

Il programma gestisce ulteriori tabelle, specifiche per alcuni paesi. L'elenco completo è disponibile nei Riferimenti normativi.

Esse oltre a riportare la corrente ammissibile I_z in funzione del tipo di isolamento del cavo, del tipo di posa e del numero di conduttori attivi, riportano anche la metodologia di valutazione dei coefficienti di declassamento.

La portata minima del cavo viene calcolata come:

$$I_{z \min} = \frac{I_n}{k}$$

dove il coefficiente k ha lo scopo di declassare il cavo e tiene conto dei seguenti fattori:

- tipo di materiale conduttore;
- tipo di isolamento del cavo;
- numero di conduttori in prossimità compresi eventuali paralleli;
- eventuale declassamento deciso dall'utente.

La sezione viene scelta in modo che la sua portata (moltiplicata per il coefficiente k) sia superiore alla $I_{z \min}$. Gli eventuali paralleli vengono calcolati nell'ipotesi che abbiano tutti la stessa sezione, lunghezza e tipo di posa (vedi norma 64.8 par. 433.3), considerando la portata minima come risultante della somma delle singole portate (declassate per il numero di paralleli dal coefficiente di declassamento per prossimità).

La condizione b) non necessita di verifica in quanto gli interruttori che rispondono alla norma CEI 23.3 hanno un rapporto tra corrente convenzionale di funzionamento I_f e corrente nominale I_n minore di 1.45 ed è costante per



IMPIANTO SOLARE AGRIVOLTAICO DA 54,2016 MWp RNE 1 LANUVIO SOLAR

Comune di Lanuvio

VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE RELAZIONE CALCOLO IMPIANTI ELETTRICI E VALUTAZIONE PRODUZIONE IMPIANTO

Pag 4 di
23

tutte le tarature inferiori a 125 A. Per le apparecchiature industriali, invece, le norme CEI 17.5 e IEC 947 stabiliscono che tale rapporto può variare in base alla corrente nominale, ma deve comunque rimanere minore o uguale a 1.45.

Risulta pertanto che, in base a tali normative, la condizione b) sarà sempre verificata.

Le condutture dimensionate con questo criterio sono, pertanto, protette contro le sovracorrenti.

Integrale di Joule

Dalla sezione dei conduttori del cavo deriva il calcolo dell'integrale di Joule, ossia la massima energia specifica ammessa dagli stessi, tramite la:

$$I^2 \cdot t = K^2 \cdot S^2$$

La costante K viene data dalla norma CEI 64-8/4 (par. 434.3), per i conduttori di fase e neutro e, dal paragrafo 64-8/5 (par. 543.1), per i conduttori di protezione in funzione al materiale conduttore e al materiale isolante. Per i cavi ad isolamento minerale le norme attualmente sono allo studio, i paragrafi sopraccitati riportano però nella parte commento dei valori prudenziali.

I valori di K riportati dalla norma sono per i conduttori di fase (par. 434.3):

Cavo in rame e isolato in PVC:	K = 115
Cavo in rame e isolato in gomma G:	K = 135
Cavo in rame e isolato in gomma etilenpropilenica G5-G7:	K = 143
Cavo in rame serie L rivestito in materiale termoplastico:	K = 115
Cavo in rame serie L nudo:	K = 200
Cavo in rame serie H rivestito in materiale termoplastico:	K = 115
Cavo in rame serie H nudo:	K = 200
Cavo in alluminio e isolato in PVC:	K = 74
Cavo in alluminio e isolato in G, G5-G7:	K = 92

I valori di K per i conduttori di protezione unipolari (par. 543.1) tab. 54B:

Cavo in rame e isolato in PVC:	K = 143
Cavo in rame e isolato in gomma G:	K = 166
Cavo in rame e isolato in gomma G5-G7:	K = 176
Cavo in rame serie L rivestito in materiale termoplastico:	K = 143
Cavo in rame serie L nudo:	K = 228
Cavo in rame serie H rivestito in materiale termoplastico:	K = 143
Cavo in rame serie H nudo:	K = 228
Cavo in alluminio e isolato in PVC:	K = 95
Cavo in alluminio e isolato in gomma G:	K = 110
Cavo in alluminio e isolato in gomma G5-G7:	K = 116

I valori di K per i conduttori di protezione in cavi multipolari (par. 543.1) tab. 54C:

Cavo in rame e isolato in PVC:	K = 115
Cavo in rame e isolato in gomma G:	K = 135
Cavo in rame e isolato in gomma G5-G7:	K = 143
Cavo in rame serie L rivestito in materiale termoplastico:	K = 115
Cavo in rame serie L nudo:	K = 228
Cavo in rame serie H rivestito in materiale termoplastico:	K = 115
Cavo in rame serie H nudo:	K = 228
Cavo in alluminio e isolato in PVC:	K = 76



IMPIANTO SOLARE AGRIVOLTAICO DA 54,2016 MWp
RNE 1 LANUVIO SOLAR
Comune di Lanuvio
VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE
RELAZIONE CALCOLO IMPIANTI ELETTRICI E
VALUTAZIONE PRODUZIONE IMPIANTO

Pag 5 di
23

Cavo in alluminio e isolato in gomma G: K = 89

Cavo in alluminio e isolato in gomma G5-G7: K = 94

Calcolo della temperatura dei cavi

La valutazione della temperatura dei cavi si esegue in base alla corrente di impiego e alla corrente nominale tramite le seguenti espressioni:

$$T_{cavo}(I_b) = T_{ambiente} + \left(\alpha_{cavo} \cdot \frac{I_b^2}{I_z^2} \right)$$
$$T_{cavo}(I_n) = T_{ambiente} + \left(\alpha_{cavo} \cdot \frac{I_n^2}{I_z^2} \right)$$

espresse in °C.

Esse derivano dalla considerazione che la sovratemperatura del cavo a regime è proporzionale alla potenza in esso dissipata.

Il coefficiente α_{cavo} è vincolato dal tipo di isolamento del cavo e dal tipo di tabella di posa che si sta usando.

Cadute di tensione

Le cadute di tensione sono calcolate vettorialmente. Per ogni utenza si calcola la caduta di tensione vettoriale lungo ogni fase e lungo il conduttore di neutro (se distribuito). Tra le fasi si considera la caduta di tensione maggiore che viene riportata in percentuale rispetto alla tensione nominale:

$$c.d.t(ib) = \max \left(\left| \sum_{i=1}^k \dot{Z}_{f_i} \cdot \dot{I}_{f_i} - \dot{Z}_{n_i} \cdot \dot{I}_{n_i} \right| \right)_{f=R,S,T}$$

con f che rappresenta le tre fasi R, S, T;

con n che rappresenta il conduttore di neutro;

con i che rappresenta le k utenze coinvolte nel calcolo;

Il calcolo fornisce, quindi, il valore esatto della formula approssimata:

$$c.d.t(I_b) = k_{cdt} \cdot I_b \cdot \frac{L_c}{1000} \cdot (R_{cavo} \cdot \cos \varphi + X_{cavo} \cdot \sin \varphi) \cdot \frac{100}{V_n}$$

con:

- $k_{cdt}=2$ per sistemi monofase;
- $k_{cdt}=1.73$ per sistemi trifase.

I parametri R_{cavo} e X_{cavo} sono ricavati dalla tabella UNEL in funzione del tipo di cavo (unipolare/multipolare) ed alla sezione dei conduttori; di tali parametri il primo è riferito a 70° C per i cavi con isolamento PVC, a 90° C per i cavi con isolamento EPR; mentre il secondo è riferito a 50Hz, ferme restando le unità di misura in W/km.

Se la frequenza di esercizio è differente dai 50 Hz si imposta

$$X'_{cavo} = \frac{f}{50} \cdot X_{cavo}$$

La caduta di tensione da monte a valle (totale) di una utenza è determinata come somma delle cadute di tensione vettoriale, riferite ad un solo conduttore, dei rami a monte all'utenza in esame, da cui, viene successivamente determinata la caduta di tensione percentuale riferendola al sistema (trifase o monofase) e alla tensione nominale dell'utenza in esame.

Sono adeguatamente calcolate le cadute di tensione totali nel caso siano presenti trasformatori lungo la linea (per esempio trasformatori MT/BT o BT/BT). In tale circostanza, infatti, il calcolo della caduta di tensione totale tiene



IMPIANTO SOLARE AGRIVOLTAICO DA 54,2016 MWp
RNE 1 LANUVIO SOLAR
Comune di Lanuvio
VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE
RELAZIONE CALCOLO IMPIANTI ELETTRICI E
VALUTAZIONE PRODUZIONE IMPIANTO

Pag 6 di
23

conto sia della caduta interna nei trasformatori, sia della presenza di spine di regolazione del rapporto spire dei trasformatori stessi.

Se al termine del calcolo delle cadute di tensione alcune utenze abbiano valori superiori a quelli definiti, si ricorre ad un procedimento di ottimizzazione per far rientrare la caduta di tensione entro limiti prestabiliti (limiti dati da CEI 64-8 par. 525). Le sezioni dei cavi vengono forzate a valori superiori cercando di seguire una crescita uniforme fino a portare tutte le cadute di tensione sotto i limiti.

Fornitura della rete

La conoscenza della fornitura della rete è necessaria per l'inizializzazione della stessa al fine di eseguire il calcolo dei guasti.

Le tipologie di fornitura possono essere:

- in bassa tensione
- in media tensione
- in alta tensione
- ad impedenza nota
- in corrente continua

I parametri trovati in questa fase servono per inizializzare il calcolo dei guasti, ossia andranno sommati ai corrispondenti parametri di guasto della utenza a valle. Noti i parametri alle sequenze nel punto di fornitura, è possibile inizializzare la rete e calcolare le correnti di cortocircuito secondo le norme CEI EN 60909-0.

Tali correnti saranno utilizzate in fase di scelta delle protezioni per la verifica dei poteri di interruzione delle apparecchiature.

Media e Alta tensione

Nel caso in cui la fornitura sia in media o alta tensione si considerano i seguenti dati di partenza:

- Tensione di fornitura V_{mt} (in kV);
- Corrente di corto circuito trifase massima, I_{kmax} (in kA);
- Corrente di corto circuito monofase a terra massima, $I_{k1ftmax}$ (in kA);

Se si conoscono si possono aggiungere anche le correnti:

- Corrente di corto circuito trifase minima, I_{kmin} (in kA);
- Corrente di corto circuito monofase a terra minima, $I_{k1ftmin}$ (in kA);

Dai dati si ricavano le impedenze equivalenti della rete di fornitura per determinare il generatore equivalente di tensione.

$$Z_{ccmt} = \frac{1,1 \cdot V_{mt}}{\sqrt{3} \cdot I_{kmax}} \cdot 1000$$

da cui si ricavano le componenti dirette:

$$\cos \varphi_{ccmt} = \sqrt{1 - (0,995)^2}$$

$$X_{dl} = 0,995 \cdot Z_{ccmt}$$

$$R_{dl} = \cos \varphi_{ccmt} \cdot Z_{ccmt}$$

e le componenti omopolari:



IMPIANTO SOLARE AGRIVOLTAICO DA 54,2016 MWp RNE 1 LANUVIO SOLAR

Comune di Lanuvio

VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE RELAZIONE CALCOLO IMPIANTI ELETTRICI E VALUTAZIONE PRODUZIONE IMPIANTO

Pag 7 di
23

$$R_0 = \frac{\sqrt{3} \cdot 1,1 \cdot V_{mt}}{I_{k1ftmax}} \cdot 1000 \cdot \cos \varphi_{ccmt} - (2 \cdot R_{dl})$$

$$X_0 = R_0 \cdot \sqrt{\frac{1}{(\cos \varphi_{ccmt})^2} - 1}$$

Calcolo dei guasti

Con il calcolo dei guasti vengono determinate le correnti di cortocircuito minime e massime immediatamente a valle della protezione dell'utenza (inizio linea) e a valle dell'utenza (fondo linea).

Le condizioni in cui vengono determinate sono:

- guasto trifase (simmetrico);
- guasto bifase (disimmetrico);
- guasto bifase-neutro (disimmetrico);
- guasto bifase-terra (disimmetrico);
- guasto fase terra (disimmetrico);
- guasto fase neutro (disimmetrico).

I parametri alle sequenze di ogni utenza vengono inizializzati da quelli corrispondenti della utenza a monte che, a loro volta, inizializzano i parametri della linea a valle.

Calcolo delle correnti massime di cortocircuito

Il calcolo delle correnti di cortocircuito massime viene condotto come descritto nella norma CEI EN 60909-0. Sono previste le seguenti condizioni generali:

- guasti con contributo della fornitura e dei generatori in regime di guasto subtransitorio. Eventuale gestione della attenuazione della corrente per il guasto trifase 'vicino' alla sorgente.
- tensione di alimentazione nominale valutata con fattore di tensione C_{max} ;
- impedenza di guasto minima della rete, calcolata alla temperatura di 20°C.

La resistenza diretta, del conduttore di fase e di quello di protezione, viene riportata a 20 °C, partendo dalla resistenza data dalle tabelle UNEL 35023-2012 che può essere riferita a 70 o 90 °C a seconda dell'isolante, per cui esprimendola in mW risulta:

$$R_{dc} = \frac{R_c}{1000} \cdot \frac{L_c}{1000} \cdot \left(\frac{1}{1 + (\alpha \cdot \Delta T)} \right)$$

dove ΔT è 50 o 70 °C e $\alpha = 0.004$ a 20 °C.

Nota poi dalle stesse tabelle la reattanza a 50 Hz, se f è la frequenza d'esercizio, risulta:

$$X_{dc} = \frac{X_c}{1000} \cdot \frac{L_c}{1000} \cdot \frac{f}{50}$$

possiamo sommare queste ai parametri diretti della utenza a monte ottenendo così la impedenza di guasto minima a fine utenza.

Per le utenze in condotto in sbarre, le componenti della sequenza diretta sono:

$$R_{db} = \frac{R_b}{1000} \cdot \frac{L_b}{1000}$$



IMPIANTO SOLARE AGRIVOLTAICO DA 54,2016 MWp
RNE 1 LANUVIO SOLAR
Comune di Lanuvio
VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE
RELAZIONE CALCOLO IMPIANTI ELETTRICI E
VALUTAZIONE PRODUZIONE IMPIANTO

Pag 8 di
23

La reattanza è invece:

$$X_{db} = \frac{X_b}{1000} \cdot \frac{L_b}{1000} \cdot \frac{f}{50}$$

Per le utenze con impedenza nota, le componenti della sequenza diretta sono i valori stessi di resistenza e reattanza dell'impedenza.

Per quanto riguarda i parametri alla sequenza omopolare, occorre distinguere tra conduttore di neutro e conduttore di protezione.

Per il conduttore di neutro si ottengono da quelli diretti tramite le:

$$R_{0cN} = R_{dc} + 3 \cdot R_{dcN}$$
$$X_{0cN} = 3 \cdot X_{dc}$$

Per il conduttore di protezione, invece, si ottiene:

$$R_{0cPE} = R_{dc} + 3 \cdot R_{dcPE}$$
$$X_{0cPE} = 3 \cdot X_{dc}$$

dove le resistenze R_{dcN} e R_{dcPE} vengono calcolate come la R_{dc} .

Per le utenze in condotto in sbarre, le componenti della sequenza omopolare sono distinte tra conduttore di neutro e conduttore di protezione.

Per il conduttore di neutro si ha:

$$R_{0bN} = R_{db} + 3 \cdot R_{dbN}$$
$$X_{0bN} = 3 \cdot X_{db}$$

Per il conduttore di protezione viene utilizzato il parametro di reattanza dell'anello di guasto fornito dai costruttori:

$$R_{0bPE} = R_{db} + 3 \cdot R_{dbPE}$$
$$X_{0bPE} = X_{db} + 3 \cdot (X_{b-ring} - X_{db})$$

I parametri di ogni utenza vengono sommati con i parametri, alla stessa sequenza, della utenza a monte, espressi in mW:

$$R_d = R_{dc} + R_{d-up}$$
$$X_d = X_{dc} + X_{d-up}$$
$$R_{0N} = R_{0cN} + R_{0N-up}$$
$$X_{0N} = X_{0cN} + X_{0N-up}$$
$$R_{0PE} = R_{0cPE} + R_{0PE-up}$$
$$X_{0PE} = X_{0cPE} + X_{0PE-up}$$

Per le utenze in condotto in sbarre basta sostituire *sbarra a cavo*.

Ai valori totali vengono sommate anche le impedenze della fornitura.

Noti questi parametri vengono calcolate le impedenze (in mW) di guasto trifase:

$$Z_{kmin} = \sqrt{R_d^2 + X_d^2}$$

Fase neutro (se il neutro è distribuito):

$$Z_{k1Nmin} = \frac{1}{3} \cdot \sqrt{(2 \cdot R_d + R_{0N})^2 + (2 \cdot X_d + X_{0N})^2}$$

Fase terra:



IMPIANTO SOLARE AGRIVOLTAICO DA 54,2016 MWp
RNE 1 LANUVIO SOLAR
Comune di Lanuvio
VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE
RELAZIONE CALCOLO IMPIANTI ELETTRICI E
VALUTAZIONE PRODUZIONE IMPIANTO

Pag 9 di
23

$$Z_{k1PE\min} = \frac{1}{3} \cdot \sqrt{(2 \cdot R_d + R_{0PE})^2 + (2 \cdot X_d + X_{0PE})^2}$$

Da queste si ricavano le correnti di cortocircuito trifase I_{kmax} , fase neutro I_{k1Nmax} , fase terra $I_{k1PEmax}$ e bifase I_{k2max} espresse in kA:

$$I_{k\max} = \frac{V_n}{\sqrt{3} \cdot Z_{k\min}}$$
$$I_{k1N\max} = \frac{V_n}{\sqrt{3} \cdot Z_{k1N\min}}$$
$$I_{k1PE\max} = \frac{V_n}{\sqrt{3} \cdot Z_{k1PE\min}}$$
$$I_{k2\max} = \frac{V_n}{2 \cdot Z_{k\min}}$$

Infine dai valori delle correnti massime di guasto si ricavano i valori di cresta delle correnti:

$$I_p = \kappa \cdot \sqrt{2} \cdot I_{k\max}$$
$$I_{p1N} = k \cdot \sqrt{2} \cdot I_{k1N\max}$$
$$I_{p1PE} = \kappa \cdot \sqrt{2} \cdot I_{k1PE\max}$$
$$I_{p2} = \kappa \cdot \sqrt{2} \cdot I_{k2\max}$$

dove:

$$\kappa \approx 1.02 + 0.98 \cdot e^{-3 \cdot \frac{R_d}{X_d}}$$

Calcolo della corrente di cresta per guasto trifase secondo la norma IEC 61363-1: Electrical installations of ships. Se richiesto, I_p può essere calcolato applicando il metodo semplificato della norma riportato al paragrafo 6.2.5 Neglecting short-circuit current decay. Esso prevede l'utilizzo di un coefficiente $k = 1.8$ che tiene conto della massima asimmetria della corrente dopo il primo semiperiodo di guasto.

Calcolo delle correnti minime di cortocircuito

Il calcolo delle correnti di cortocircuito minime viene condotto come descritto nella norma CEI EN 60909-0 par 7.1.2 per quanto riguarda:

- guasti con contributo della fornitura e dei generatori. Il contributo dei generatori è in regime permanente per i guasti trifasi 'vicini', mentre per i guasti 'lontani' o asimmetrici si considera il contributo subtransitorio;
- la tensione nominale viene moltiplicata per il fattore di tensione C_{min} , che può essere 0.95 se $C_{max} = 1.05$, oppure 0.90 se $C_{max} = 1.10$ (Tab. 1 della norma CEI EN 60909-0); in media e alta tensione il fattore C_{min} è pari a 1;

Per la temperatura dei conduttori si può scegliere tra:

- il rapporto Cenelec R064-003, per cui vengono determinate le resistenze alla temperatura limite dell'isolante in servizio ordinario del cavo;
- la norma CEI EN 60909-0, che indica le temperature alla fine del guasto.

Le temperature sono riportate in relazione al tipo di isolamento del cavo, precisamente:

Isolante	Cenelec R064-003 [°C]	CEI EN 60909-0 [°C]
----------	-----------------------	---------------------



IMPIANTO SOLARE AGRIVOLTAICO DA 54,2016 MWp
RNE 1 LANUVIO SOLAR
Comune di Lanuvio
VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE
RELAZIONE CALCOLO IMPIANTI ELETTRICI E
VALUTAZIONE PRODUZIONE IMPIANTO

Pag 10 di
23

PVC	70	160
G	85	200
G5/G7/G10/EPR	90	250
HEPR	120	250
serie L rivestito	70	160
serie L nudo	105	160
serie H rivestito	70	160
serie H nudo	105	160

Da queste è possibile calcolare le resistenze alla sequenza diretta e omopolare alla temperatura relativa all'isolamento del cavo:

$$\begin{aligned}R_{d \max} &= R_d \cdot (1 + \alpha \cdot \Delta T) \\R_{0N \max} &= R_{0N} \cdot (1 + \alpha \cdot \Delta T) \\R_{0PE \max} &= R_{0PE} \cdot (1 + \alpha \cdot \Delta T)\end{aligned}$$

Queste, sommate alle resistenze a monte, danno le resistenze massime.

Valutate le impedenze mediante le stesse espressioni delle impedenze di guasto massime, si possono calcolare le correnti di cortocircuito trifase I_{k1min} e fase terra, espresse in kA:

$$\begin{aligned}I_{k \min} &= \frac{0.95 \cdot V_n}{\sqrt{3} \cdot Z_{k \max}} \\I_{k1N \min} &= \frac{0.95 \cdot V_n}{\sqrt{3} \cdot Z_{k1N \max}} \\I_{k1PE \min} &= \frac{0.95 \cdot V_n}{\sqrt{3} \cdot Z_{k1PE \max}} \\I_{k2 \min} &= \frac{0.95 \cdot V_n}{2 \cdot Z_{k \max}}\end{aligned}$$

Calcolo guasti bifase-neutro e bifase-terra

Riportiamo le formule utilizzate per il calcolo dei guasti. Chiamiamo con Z_d la impedenza diretta della rete, con Z_i l'impedenza inversa, e con Z_0 l'impedenza omopolare.

Nelle formule riportate in seguito, Z_0 corrisponde all'impedenza omopolare fase-neutro o fase-terra.

$$I_{k2} = \left| -j \cdot V_n \cdot \frac{\dot{Z}_0 - \alpha \cdot \dot{Z}_i}{\dot{Z}_d \cdot \dot{Z}_i + \dot{Z}_d \cdot \dot{Z}_0 + \dot{Z}_i \cdot \dot{Z}_0} \right|$$

e la corrente di picco:

$$I_{p2} = k \cdot \sqrt{2} \cdot I_{k2 \max}$$

Guasti monofasi a terra linee MT

Calcolo correnti omopolari a seguito di guasto fase-terra in circuiti di media-alta tensione.

Il calcolo dei guasti a terra in reti di media e alta tensione coinvolge lo studio dell'effetto capacitivo della rete durante il regime di guasto.

Inoltre, le tecniche di determinazione delle linee guaste tramite relè varmetrici richiedono la conoscenza dei valori di corrente omopolare in funzione dei punti di guasto.

La nuova CEI 0-16 (e precedentemente la Enel DK5600), con l'introduzione del collegamento a terra del centro stella in media, richiede uno strumento per il dimensionamento della bobina di Petersen e il coordinamento delle protezioni degli utenti.

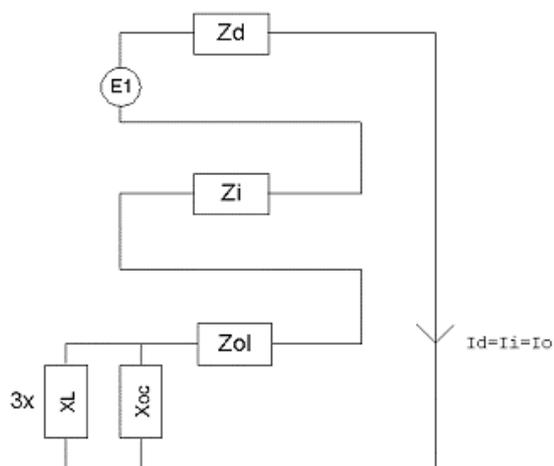


IMPIANTO SOLARE AGRIVOLTAICO DA 54,2016 MWp
RNE 1 LANUVIO SOLAR
Comune di Lanuvio
VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE
RELAZIONE CALCOLO IMPIANTI ELETTRICI E
VALUTAZIONE PRODUZIONE IMPIANTO

Pag 11 di
23

Per rispondere a tutte queste problematiche, Ampère Professional esegue il calcolo del regime di corrente omopolare a seguito di un guasto fase-terra.

Il modello di calcolo delle correnti omopolari, seguendo la teoria delle sequenze dirette, inverse e omopolari, per un guasto fase-terra è il seguente:



Con Z_d e Z_i si intendono le impedenze alle sequenze diretta ed inversa.

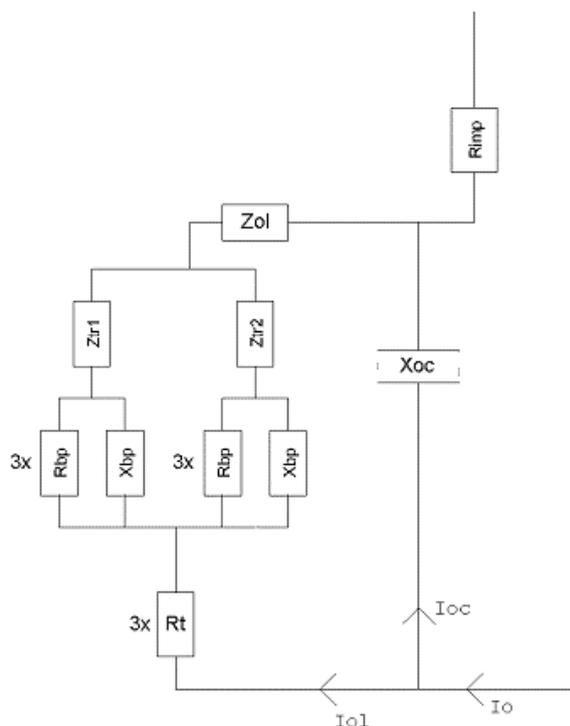
Per il calcolo dell'impedenza omopolare occorre considerare più elementi (vedi figura in basso, esempio con due trasformatori in parallelo):

- Z_{ol} : impedenza omopolare del tratto di linea dal punto di guasto fino al trasformatore a monte;
- Z_{tr} : impedenza omopolare del trasformatore (vista a secondario);
- Z_{bpet} : $(R_{bp} + jX_{bp})$ impedenza bobina di Petersen, costituita da un resistore ed una induttanza in parallelo;
- R_t : resistenza di terra punto di collegamento a terra del centro stella del trasformatore;
- R_{imp} : resistenza per guasto a terra non franco;
- X_{oc} : reattanza capacitiva di tutta la rete appartenente alla stessa zona dell'utenza guasta e a valle dello stesso trasformatore.



IMPIANTO SOLARE AGRIVOLTAICO DA 54,2016 MWp
RNE 1 LANUVIO SOLAR
Comune di Lanuvio
VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE
RELAZIONE CALCOLO IMPIANTI ELETTRICI E
VALUTAZIONE PRODUZIONE IMPIANTO

Pag 12 di
23



Nota: il valore di X_{oc} è praticamente lo stesso per qualsiasi punto di guasto. Riferimenti: Lezioni di Impianti elettrici di Antonio Paolucci (Dipartimento Energia Elettrica Università di Padova) e CEI 11-37.

Per calcolare con buona approssimazione la X_{oc} , si utilizzano le due formule:

$$I_g = \frac{3 \cdot E}{X_{oc}}$$

$$I_g = (0.003 \cdot L1 + 0.2 \cdot L2) \cdot V_{kv}$$

dove I_g è la corrente di guasto a terra calcolata considerando la sola reattanza capacitiva nella prima formula, mentre nella seconda è riportato il suo valore se si è a conoscenza delle lunghezze (in km) di rete aerea $L1$ ed in cavo $L2$ della rete in media. V_{kv} è il valore di tensione nominale concatenata espressa in kV.

Uguagliando le due formule, ed esplicitando per X_{oc} si ottiene:

$$X_{oc} = \frac{\sqrt{3} \cdot 10^9}{(0.003 \cdot l1 + 0.2 \cdot l2)} \cdot \frac{f_0}{f}$$

con $l1$ e $l2$ espresse in metri, X_{oc} espressa in mohm, $f_0 = 50$ Hz e f la frequenza di lavoro.

Calcolata la corrente di guasto omopolare I_o , secondo lo schema riportato nella figura precedente, rispetto a tutti i punti di guasto (valle delle utenze), si deve calcolare come essa si ripartisce nella rete e quanta viene vista da ogni protezione omopolare 67N distribuita nella rete.

Per prima cosa la I_o va ripartita in due correnti: I_{oc} per la X_{oc} , l'altra (I_{ol}) per il centro stella del trasformatore attraverso la bobina di Petersen.

Poi, la I_{ol} viene suddivisa tra gli eventuali trasformatori in parallelo, proporzionalmente alla potenza.

La I_{oc} , essendo la corrente capacitiva che si richiude attraverso le capacità della rete, va suddivisa tra le utenze in cavo o aeree in media proporzionalmente alla capacità di ognuna (condensatori in parallelo).

Per ora non si tiene conto dei fattori di riduzione relativi a funi di guardia delle linee elettriche aeree e degli schermi metallici dei cavi sotterranei.

Tali fattori determinerebbero una riduzione della corrente I_{oc} e I_{ol} in quanto esisterebbe una terza componente nella I_o che si richiude attraverso questi elementi.



IMPIANTO SOLARE AGRIVOLTAICO DA 54,2016 MWp RNE 1 LANUVIO SOLAR

Comune di Lanuvio

VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE RELAZIONE CALCOLO IMPIANTI ELETTRICI E VALUTAZIONE PRODUZIONE IMPIANTO

Pag 13 di
23

Scelta delle protezioni

La scelta delle protezioni viene effettuata verificando le caratteristiche elettriche nominali delle condutture ed i valori di guasto; in particolare le grandezze che vengono verificate sono:

- corrente nominale, secondo cui si è dimensionata la conduttura;
- numero poli;
- tipo di protezione;
- tensione di impiego, pari alla tensione nominale dall'utenza;
- potere di interruzione, il cui valore dovrà essere superiore alla massima corrente di guasto a monte dell'utenza $I_{km max}$;
- taratura della corrente di intervento magnetico, il cui valore massimo per garantire la protezione contro i contatti indiretti (in assenza di differenziale) deve essere minore della minima corrente di guasto alla fine della linea ($I_{mag max}$).

Verifica della protezione a cortocircuito delle condutture

Secondo la norma 64-8 par.434.3 "Caratteristiche dei dispositivi di protezione contro i cortocircuiti.", le caratteristiche delle apparecchiature di protezione contro i cortocircuiti devono soddisfare a due condizioni:

- il potere di interruzione non deve essere inferiore alla corrente di cortocircuito presunta nel punto di installazione (a meno di protezioni adeguate a monte);
- la caratteristica di intervento deve essere tale da impedire che la temperatura del cavo non oltrepassi, in condizioni di guasto in un punto qualsiasi, la massima consentita.

La prima condizione viene considerata in fase di scelta delle protezioni. La seconda invece può essere tradotta nella relazione:

$$I^2 \cdot t \leq K^2 S^2$$

ossia in caso di guasto l'energia specifica sopportabile dal cavo deve essere maggiore o uguale a quella lasciata passare dalla protezione.

La norma CEI al par. 533.3 "Scelta dei dispositivi di protezioni contro i cortocircuiti" prevede pertanto un confronto tra le correnti di guasto minima (a fondo linea) e massima (inizio linea) con i punti di intersezione tra le curve. Le condizioni sono pertanto:

- a) Le intersezioni sono due:
 - $I_{ccmin} \leq I_{inters min}$ (quest'ultima riportata nella norma come I_a);
 - $I_{ccmax} \leq I_{inters max}$ (quest'ultima riportata nella norma come I_b).
- b) L'intersezione è unica o la protezione è costituita da un fusibile:
 - $I_{ccmin} \leq I_{inters min}$.
- c) L'intersezione è unica e la protezione comprende un magnetotermico:
 - $I_{cc max} \leq I_{inters max}$.

Sono pertanto verificate le relazioni in corrispondenza del guasto, calcolato, minimo e massimo. Nel caso in cui le correnti di guasto escano dai limiti di esistenza della curva della protezione il controllo non viene eseguito.

Note:

- La rappresentazione della curva del cavo è una iperbole con asintoti $K^2 S^2$ e la I_z dello stesso.
- La verifica della protezione a cortocircuito eseguita dal programma consiste in una verifica qualitativa, in quanto le curve vengono inserite riprendendo i dati dai grafici di catalogo e non direttamente da dati di prova; la precisione con cui vengono rappresentate è relativa.



IMPIANTO SOLARE AGRIVOLTAICO DA 54,2016 MWp
RNE 1 LANUVIO SOLAR
Comune di Lanuvio
VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE
RELAZIONE CALCOLO IMPIANTI ELETTRICI E
VALUTAZIONE PRODUZIONE IMPIANTO

Pag 14 di
23

Riferimenti normativi

Norme di riferimento per la Bassa tensione:

- CEI 0-21: Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti BT delle imprese distributrici di energia elettrica.
- CEI 11-20 IVa Ed. 2000-08: Impianti di produzione di energia elettrica e gruppi di continuità collegati a reti I e II categoria.
- CEI EN 60909-0 IIIa Ed. (IEC 60909-0:2016-12): Correnti di cortocircuito nei sistemi trifasi in corrente alternata. Parte 0: Calcolo delle correnti.
- IEC 60090-4 First ed. 2000-7: Correnti di cortocircuito nei sistemi trifasi in corrente alternata. Parte 4: Esempi per il calcolo delle correnti di cortocircuito.
- CEI 11-28 1993 Ia Ed. (IEC 781): Guida d'applicazione per il calcolo delle correnti di cortocircuito nelle reti radiali e bassa tensione.
- CEI EN 60947-2 (CEI 17-5) Ed. 2018-04: Apparecchiature a bassa tensione. Parte 2: Interruttori automatici.
- CEI 20-91 2010: Cavi elettrici con isolamento e guaina elastomerici senza alogeni non propaganti la fiamma con tensione nominale non superiore a 1000 V in corrente alternata e 1500 V in corrente continua per applicazioni in impianti fotovoltaici.
- CEI EN 60898-1 (CEI 23-3/1 Ia Ed.) 2004: Interruttori automatici per la protezione dalle sovracorrenti per impianti domestici e similari.
- CEI EN 60898-2 (CEI 23-3/2) 2007: Interruttori automatici per la protezione dalle sovracorrenti per impianti domestici e similari Parte 2: Interruttori per funzionamento in corrente alternata e in corrente continua.
- CEI 64-8 VIIa Ed. 2012: Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000V in corrente alternata e a 1500V in corrente continua.
- IEC 364-5-523: Wiring system. Current-carrying capacities.
- IEC 60364-5-52 IIIa Ed. 2009: Electrical Installations of Buildings - Part 5-52: Selection and Erection of Electrical Equipment - Wiring Systems.
- CEI UNEL 35016 2016: Classe di Reazione al fuoco dei cavi in relazione al Regolamento EU "Prodotti da Costruzione" (305/2011).
- CEI UNEL 35023 2012: Cavi di energia per tensione nominale U uguale ad 1 kV - Cadute di tensione.
- CEI UNEL 35024/1 1997: Cavi elettrici isolati con materiale elastomerico o termoplastico per tensioni nominali non superiori a 1000 V in corrente alternata e a 1500 V in corrente continua. Portate di corrente in regime permanente per posa in aria.
- CEI UNEL 35024/2 1997: Cavi elettrici ad isolamento minerale per tensioni nominali non superiori a 1000 V in corrente alternata e a 1500 V in corrente continua. Portate di corrente in regime permanente per posa in aria.
- CEI UNEL 35026 2000: Cavi elettrici con materiale elastomerico o termoplastico per tensioni nominali di 1000 V in corrente alternata e 1500 V in corrente continua. Portate di corrente in regime permanente per posa interrata.
- CEI EN 61439 2012: Apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT).
- CEI 17-43 IIa Ed. 2000: Metodo per la determinazione delle sovratemperature, mediante estrapolazione, per apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT) non di serie (ANS).
- CEI 23-51 2016: Prescrizioni per la realizzazione, le verifiche e le prove dei quadri di distribuzione per installazioni fisse per uso domestico e similare.



**IMPIANTO SOLARE AGRIVOLTAICO DA 54,2016 MWp
RNE 1 LANUVIO SOLAR**

Comune di Lanuvio

**VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE
RELAZIONE CALCOLO IMPIANTI ELETTRICI E
VALUTAZIONE PRODUZIONE IMPIANTO**

Pag 15 di
23

- NF C 15-100 Calcolo di impianti elettrici in bassa tensione e relative tabelle di portata e declassamento dei cavi secondo norme francesi.
- UNE 20460 Calcolo di impianti elettrici in bassa tensione e relative tabelle di portata e declassamento (UNE 20460-5-523) dei cavi secondo regolamento spagnolo.
- British Standard BS 7671:2008: Requirements for Electrical Installations;
- ABNT NBR 5410, Segunda edição 2004: Instalações elétricas de baixa tensão;

Norme di riferimento per la Media tensione

- CEI 0-16: Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti AT ed MT delle imprese distributrici di energia elettrica.
- CEI 99-2 (CEI EN 61936-1) 2011: Impianti con tensione superiore a 1 kV in c.a.
- CEI 11-17 IIIa Ed. 2006: Impianti di produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica. Linee in cavo.
- CEI-UNEL 35027 IIa Ed. 2009: Cavi di energia per tensione nominale U da 1 kV a 30 kV.
- CEI 99-4 2014: Guida per l'esecuzione di cabine elettriche MT/BT del cliente/utente finale.
- CEI 17-1 VIIa Ed. (CEI EN 62271-100) 2013: Apparecchiatura ad alta tensione Parte 100: Interruttori a corrente alternata.
- CEI 17-130 (CEI EN 62271-103) 2012: Apparecchiatura ad alta tensione Parte 103: Interruttori di manovra e interruttori di manovra sezionatori per tensioni nominali superiori a 1 kV fino a 52 kV compreso.
- IEC 60502-2 2014: Power cables with extruded insulation and their accessories for rated voltages from 1 kV up to 30 kV – Part 2.
- IEC 61892-4 I Ed. 2007-06: Mobile and fixed offshore units – Electrical installations. Part 4: Cables.



IMPIANTO SOLARE AGRIVOLTAICO DA 54,2016 MWp
RNE 1 LANUVIO SOLAR
Comune di Lanuvio
VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE
RELAZIONE CALCOLO IMPIANTI ELETTRICI E
VALUTAZIONE PRODUZIONE IMPIANTO

Pag 16 di
23

2. REPORT DI CALCOLO CAMPO FOTOVOLTAICO

Nelle pagine seguenti è riportata la verifica PVsyst in merito alla produzione fotovoltaica dell'impianto di progetto:



Project: Lanuvio
Variant: Trackers - 8.25 m - 600 Wp
Studio Ing. Valz Gris (Italy)

PVsyst V7.3.2
VC0, Simulation date:
31/03/23 12:34
with v7.3.2

Project summary

Geographical Site Casale della Mandria Italy	Situation Latitude 41.61 °N Longitude 12.67 °E Altitude 73 m Time zone UTC+1	Project settings Albedo 0.20
Meteo data Casale della Mandria PVGIS-SARAH2 - 2020		

System summary

Grid-Connected System Unlimited Trackers with backtracking		
PV Field Orientation Orientation Tracking horizontal axis	Tracking algorithm Astronomic calculation Backtracking activated	Near Shadings No Shadings
System information PV Array Nb. of modules 90336 units Pnom total 54.20 MWp	Inverters Nb. of units 20 units Pnom total 50.00 MWac Pnom ratio 1.084	
User's needs Unlimited load (grid)		

Results summary

Produced Energy	93573191 kWh/year	Specific production	1726 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR	79.94 %
-----------------	-------------------	---------------------	-------------------	----------------	---------

Table of contents

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Main results	5
Loss diagram	6
Predef. graphs	7
Single-line diagram	8



IMPIANTO SOLARE AGRIVOLTAICO DA 54,2016 MWp
RNE 1 LANUVIO SOLAR
Comune di Lanuvio
VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE
RELAZIONE CALCOLO IMPIANTI ELETTRICI E
VALUTAZIONE PRODUZIONE IMPIANTO

Pag 17 di
23



Project: Lanuvio

Variant: Trackers - 8.25 m - 600 Wp

PVsyst V7.3.2

VC0, Simulation date:
31/03/23 12:34
with v7.3.2

Studio Ing. Valz Gris (Italy)

General parameters

Grid-Connected System

Unlimited Trackers with backtracking

PV Field Orientation

Orientation
Tracking horizontal axis

Tracking algorithm
Astronomic calculation
Backtracking activated

Backtracking array
Nb. of trackers 10 units
Unlimited trackers

Sizes
Tracker Spacing 8.25 m
Collector width 4.57 m
Ground Cov. Ratio (GCR) 55.3 %
Left inactive band 0.02 m
Right inactive band 0.02 m
Phi min / max. +/- 60.0 °

Backtracking strategy
Phi limits for BT +/- 55.9 °
Backtracking pitch 8.25 m
Backtracking width 4.57 m

Models used

Transposition Perez
Diffuse Imported DHI
Circumsolar separate

Horizon
Free Horizon

Near Shadings
No Shadings

User's needs
Unlimited load (grid)

PV Array Characteristics

PV module

Manufacturer Longi Solar
Model LR5-72 HTH 600 M G2

(Custom parameters definition)

Unit Nom. Power 600 Wp
Number of PV modules 90336 units
Nominal (STC) 54.20 MWp
Modules 3764 Strings x 24 In series
At operating cond. (50°C)
Pmpp 49.75 MWp
U mpp 958 V
I mpp 51932 A

Total PV power

Nominal (STC) 54202 kWp
Total 90336 modules
Module area 233361 m²
Cell area 217500 m²

Inverter

Manufacturer Siemens
Model Sinacon PV2500

(Custom parameters definition)

Unit Nom. Power 2500 kWac
Number of inverters 20 units
Total power 50000 kWac
Operating voltage 1006-1500 V
Pnom ratio (DC:AC) 1.08

Total inverter power

Total power 50000 kWac
Number of inverters 20 units
Pnom ratio 1.08

Array losses

Thermal Loss factor

Module temperature according to irradiance
Uc (const) 20.0 W/m²K
Uv (wind) 0.0 W/m²K/m/s

Module mismatch losses

Loss Fraction 2.0 % at MPP

DC wiring losses

Global array res. 0.31 mΩ
Loss Fraction 1.5 % at STC

Strings Mismatch loss

Loss Fraction 0.1 %

Module Quality Loss

Loss Fraction -0.8 %



IMPIANTO SOLARE AGRIVOLTAICO DA 54,2016 MWp
RNE 1 LANUVIO SOLAR
 Comune di Lanuvio
VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE
RELAZIONE CALCOLO IMPIANTI ELETTRICI E
VALUTAZIONE PRODUZIONE IMPIANTO



Project: Lanuvio

Variant: Trackers - 8.25 m - 600 Wp

PVsyst V7.3.2

VC0, Simulation date:
31/03/23 12:34
with v7.3.2

Studio Ing. Valz Gris (Italy)

Main results

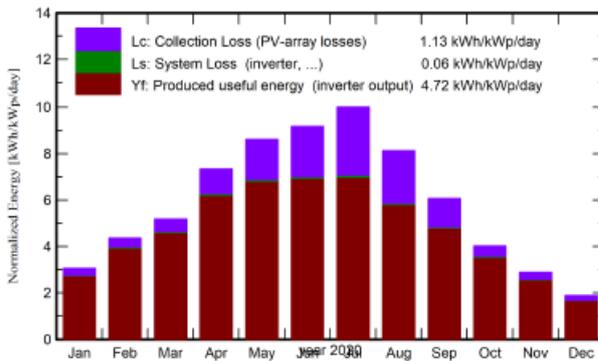
System Production

Produced Energy 93573191 kWh/year

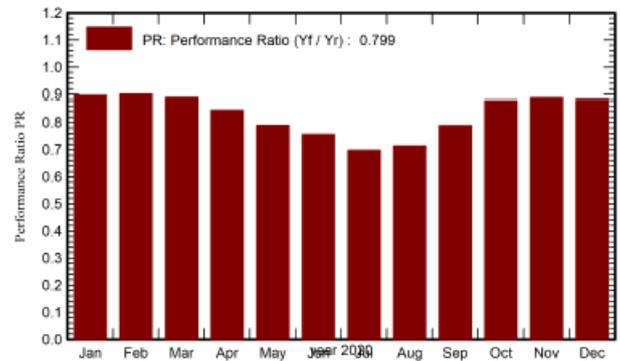
Specific production
Performance Ratio PR

1726 kWh/kWp/year
79.94 %

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



Balances and main results

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray kWh	E_Grid kWh	PR ratio
Jan. 20	71.9	23.85	8.91	94.7	88.6	4657485	4604154	0.897
Feb. 20	97.2	31.10	10.76	126.5	121.5	6259327	6186908	0.902
Mar. 20	128.4	52.77	11.07	160.5	154.8	7827695	7735533	0.889
Apr. 20	175.0	54.65	14.01	220.3	214.5	10225291	10101874	0.846
May 20	216.0	69.82	18.80	267.4	260.4	11574909	11438172	0.789
June 20	222.3	69.05	20.64	275.3	268.1	11413477	11279310	0.756
July 20	243.4	62.99	25.07	310.7	303.6	11884311	11747357	0.698
Aug. 20	199.6	62.21	25.96	252.0	245.7	9871136	9757861	0.714
Sep. 20	143.8	49.79	22.20	182.2	176.7	7882218	7790662	0.789
Oct. 20	99.1	44.61	16.10	124.7	119.3	6019727	5950014	0.880
Nov. 20	68.7	30.63	14.00	86.7	81.7	4219369	4170718	0.888
Dec. 20	47.6	25.21	10.28	58.7	54.2	2845730	2810629	0.883
Year	1713.2	576.68	16.50	2159.6	2089.3	94680675	93573191	0.799

Legends

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



IMPIANTO SOLARE AGRIVOLTAICO DA 54,2016 MWp
RNE 1 LANUVIO SOLAR
Comune di Lanuvio
VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE
RELAZIONE CALCOLO IMPIANTI ELETTRICI E
VALUTAZIONE PRODUZIONE IMPIANTO



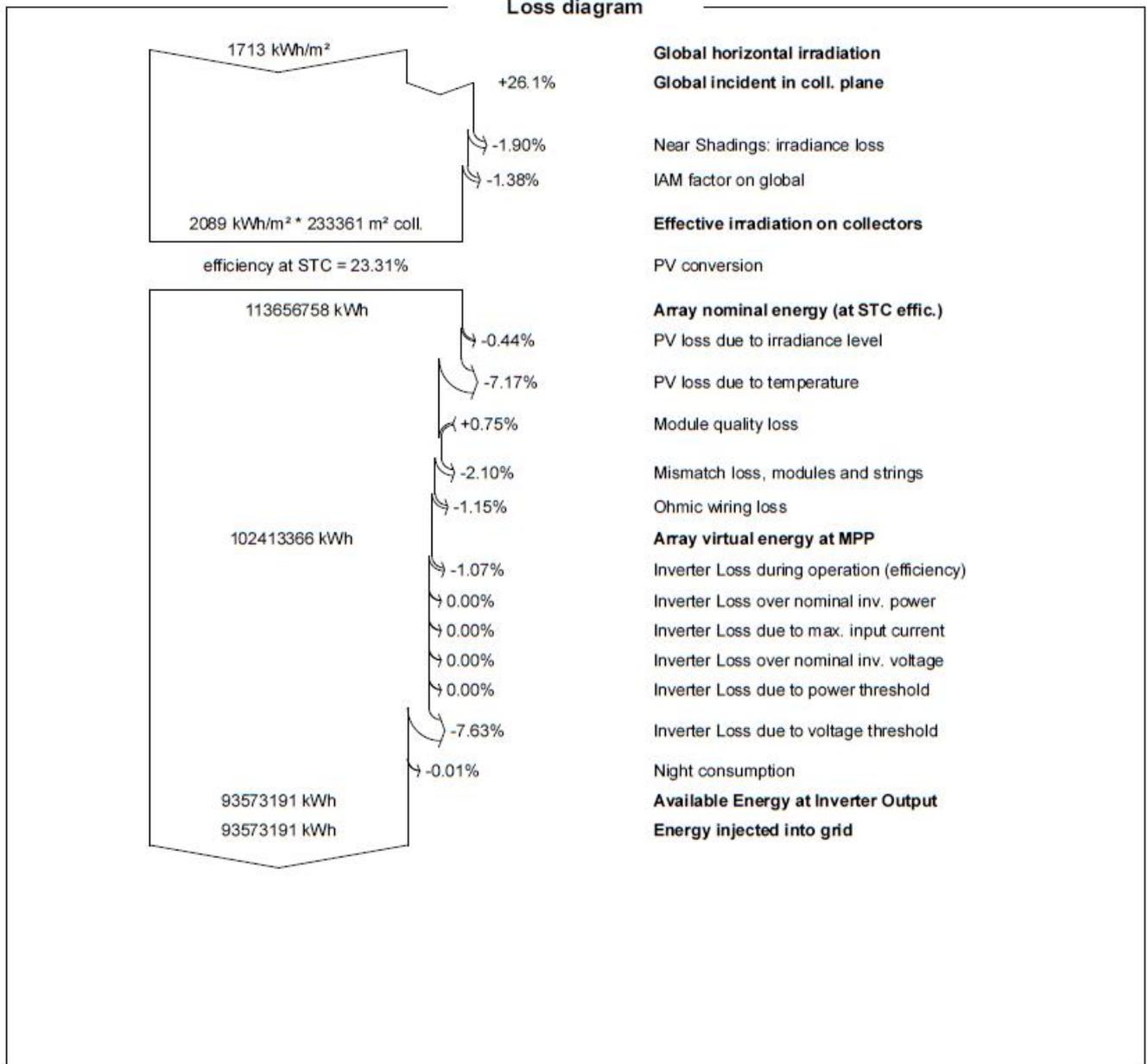
PVsyst V7.3.2
VC0, Simulation date:
31/03/23 12:34
with v7.3.2

Project: Lanuvio

Variant: Trackers - 8.25 m - 600 Wp

Studio Ing. Valz Gris (Italy)

Loss diagram





IMPIANTO SOLARE AGRIVOLTAICO DA 54,2016 MWp
RNE 1 LANUVIO SOLAR
Comune di Lanuvio
VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE
RELAZIONE CALCOLO IMPIANTI ELETTRICI E
VALUTAZIONE PRODUZIONE IMPIANTO



PVsyst V7.3.2
VC0, Simulation date:
31/03/23 12:34
with v7.3.2

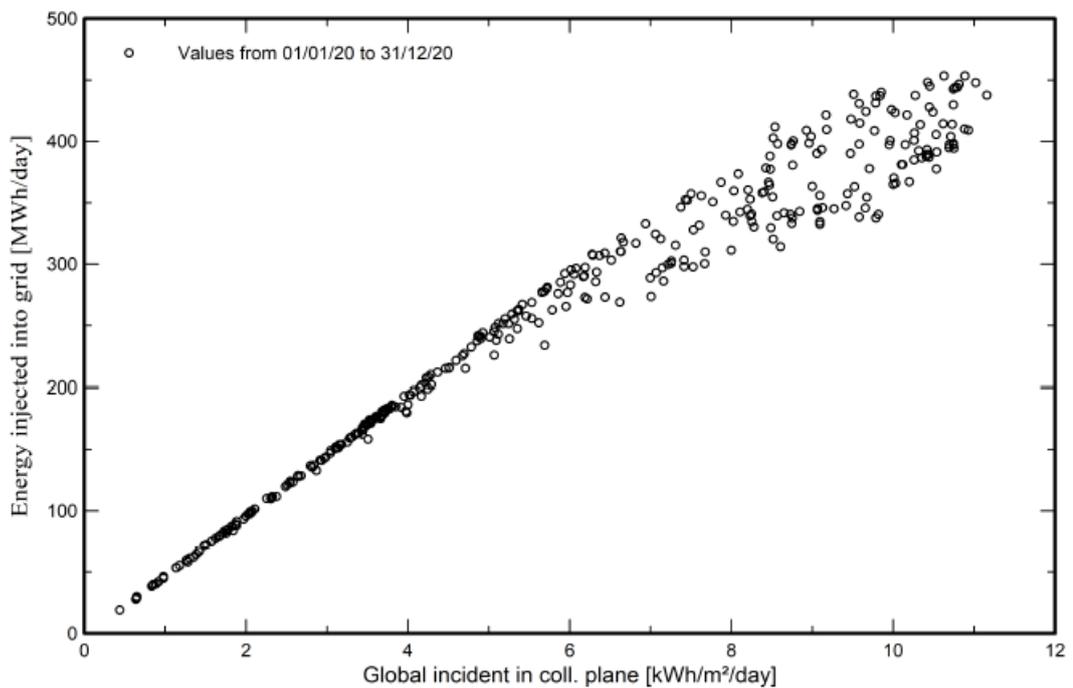
Project: Lanuvio

Variant: Trackers - 8.25 m - 600 Wp

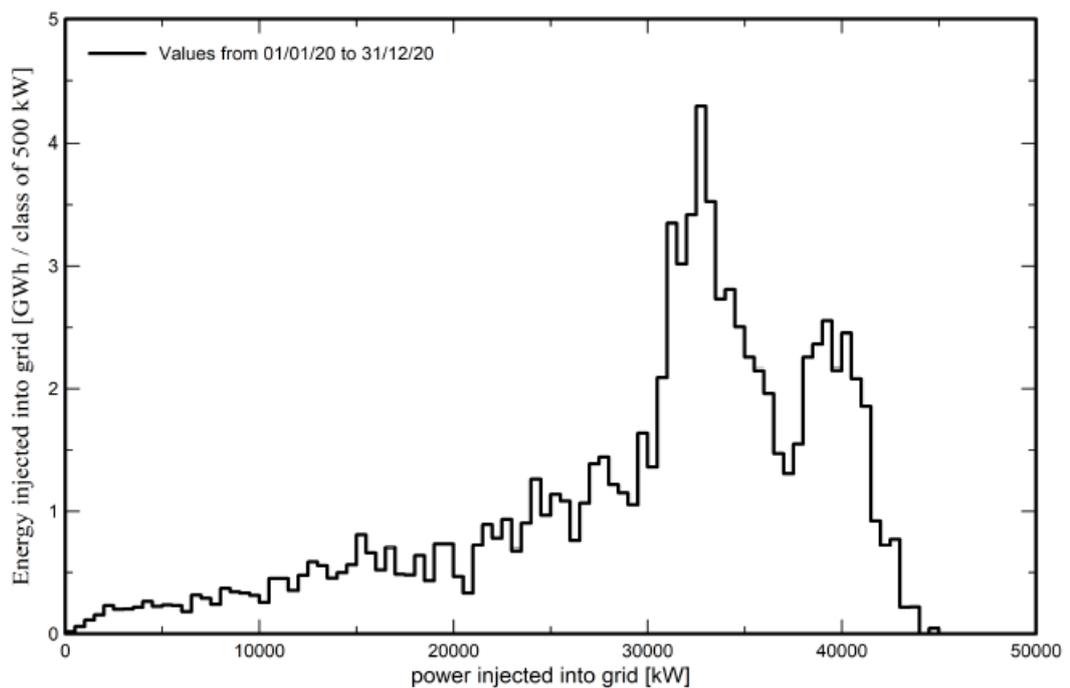
Studio Ing. Valz Gris (Italy)

Predef. graphs

Daily Input/Output diagram



System Output Power Distribution





IMPIANTO SOLARE AGRIVOLTAICO DA 54,2016 MWp
RNE 1 LANUVIO SOLAR
Comune di Lanuvio
VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE
RELAZIONE CALCOLO IMPIANTI ELETTRICI E
VALUTAZIONE PRODUZIONE IMPIANTO



Project: Lanuvio

Variant: Trackers - 8.25 m - 600 Wp

PVsyst V7.3.4
VC0, Simulation date:
31/03/23 12:34
with v7.3.2

Studio Ing. Valz Gris (Italy)

Aging Tool

Aging Parameters

Time span of simulation 30 years

Module average degradation

Loss factor 0.4 %/year

Mismatch due to degradation

Imp RMS dispersion 0.4 %/year

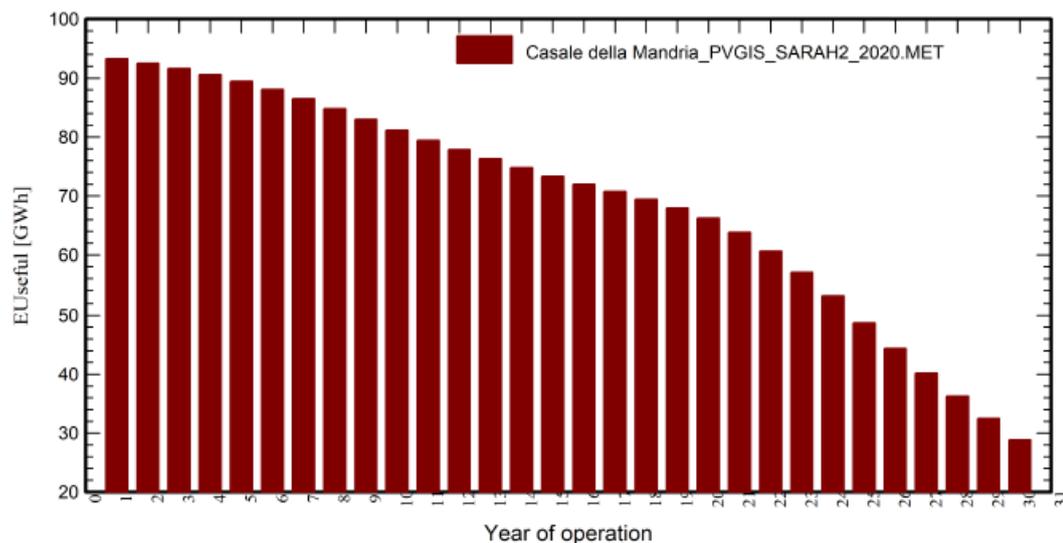
Vmp RMS dispersion 0.4 %/year

Meteo used in the simulation

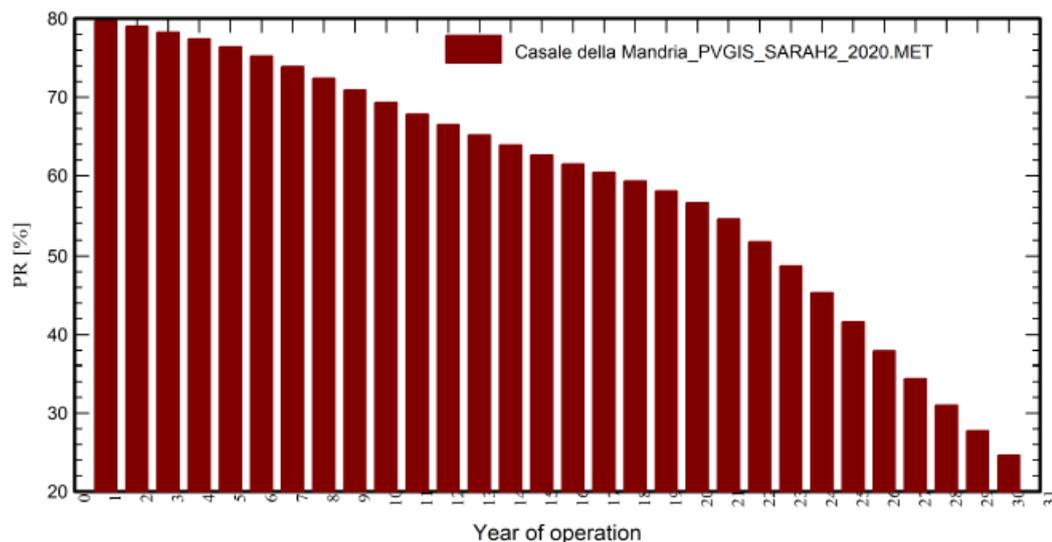
Casale della Mandria PVGIS SARA2

Years 2020

Useful out system energy



Performance Ratio





IMPIANTO SOLARE AGRIVOLTAICO DA 54,2016 MWp
RNE 1 LANUVIO SOLAR
Comune di Lanuvio
VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE
RELAZIONE CALCOLO IMPIANTI ELETTRICI E
VALUTAZIONE PRODUZIONE IMPIANTO

Pag 22 di
23



PVsyst V7.3.4

VC0, Simulation date:
31/03/23 12:34
with v7.3.2

Project: Lanuvio

Variant: Trackers - 8.25 m - 600 Wp

Studio Ing. Valz Gris (Italy)

Aging Tool

Aging Parameters

Time span of simulation 30 years

Module average degradation

Loss factor 0.4 %/year

Mismatch due to degradation

Imp RMS dispersion 0.4 %/year

Vmp RMS dispersion 0.4 %/year

Meteo used in the simulation

Casale della Mandria PVGIS SARAH2

Years 2020

	EUseful	PR	PR loss
Year	GWh	%	%
1	93.26	79.67	-0.41
2	92.49	79.01	-1.23
3	91.60	78.25	-2.18
4	90.58	77.38	-3.27
5	89.43	76.40	-4.50
6	88.06	75.23	-5.97
7	86.47	73.87	-7.66
8	84.76	72.41	-9.49
9	82.97	70.88	-11.39
10	81.14	69.32	-13.35
11	79.42	67.85	-15.19
12	77.85	66.51	-16.87
13	76.31	65.19	-18.51
14	74.79	63.90	-20.13
15	73.31	62.63	-21.72
16	71.97	61.48	-23.15
17	70.74	60.44	-24.45
18	69.43	59.32	-25.85
19	67.95	58.05	-27.44
20	66.21	56.56	-29.29
21	63.79	54.50	-31.88
22	60.62	51.79	-35.27
23	57.02	48.71	-39.11
24	53.04	45.31	-43.36
25	48.72	41.62	-47.97
26	44.38	37.91	-52.61
27	40.23	34.37	-57.04
28	36.27	30.98	-61.27
29	32.47	27.74	-65.32
30	28.82	24.62	-69.22