



# CITTA' DI CAPACCIO PAESTUM

**PROGRAMMA INTEGRATO DI EDILIZIA RESIDENZIALE SOCIALE  
RECUPERO E RIFUNZIONALIZZAZIONE  
EX COMPARTO RURALE DA DESTINARE A  
EDILIZIA RESIDENZIALE SOCIALE E SERVIZI  
IN LOCALITA' GROMOLA DI CAPACCIO PAESTUM (SA)**

## PROGETTO ESECUTIVO

Committente  
Città di Capaccio Paestum  
(Provincia di Salerno)

Sindaco  
Avv. Francesco ALFIERI



Elaborato:

## TAV. N 32

**CALCOLI ESECUTIVI IMPIANTO  
FOTOVOLTAICO**

Scala: 1:100

Data: AGOSTO 2021

I Progettisti

Ing. Giovanni Vito BELLO

Arch. Gerardina DI FILIPPO

Il R.U.P.

Ing. Federica Turi



---

## R I S O R S A   S O L A R E   D I S P O N I B I L E   E   A N A L I S I   D I P R O D U C I B I L I T À

### ***Calcolo della risorsa solare disponibile***

Verrà di seguito identificata la risorsa solare disponibile incidente nel Comune di CAPACCIO, loc. GROMOLA elaborata mediante software di simulazione (Icarus PV).

La valutazione della risorsa solare disponibile è stata effettuata prendendo come riferimento i dati contenuti nell'archivio UNI 10349 per il Comune di SALERNO

### ***Irraggiamento solare incidente su generatori comunque inclinati***

#### **Irraggiamento solare Generatore 1**

L'irraggiamento solare, calcolato sulla base dei dati climatici contenuti nell'archivio UNI 10349, su moduli esposti a 0° rispetto al Sud ed inclinati rispetto all'orizzontale di 30° con un fattore di albedo scelto corrispondente a 0,2 è pari a 1556 kWh/m<sup>2</sup>

**Analisi di producibilità dell'impianto fotovoltaico**

La potenza alle condizioni STC (irraggiamento dei moduli di 1000 W/m<sup>2</sup> a 25°C di temperatura) risulta essere:

$$P_{STC} = P_{MODULO} \times N^{\circ} MODULI$$

Considerando l'efficienza del B.O.S. (Balance of system), che tiene conto delle perdite dovute a diversi fattori quali: maggiori temperature, superfici dei moduli polverose, differenze di rendimento tra i moduli, perdite dovute al sistema di conversione la potenza sul lato c.a. sarà uguale a:

$$P_{CA} = P_{STC} \times B.O.S.$$

L'energia producibile su base annua dal sistema fotovoltaico è data da:

$$E \text{ [kWh/anno]} = (I \times A \times K_{ombre} \times R_{MODULI} \times R_{BOS})$$

In cui:

- I = irraggiamento medio annuo
- A = superficie totale dei moduli
- K<sub>ombre</sub> = Fattore di riduzione delle ombre
- R<sub>MODULI</sub> = rendimento di conversione dei moduli
- R<sub>BOS</sub> = rendimento del B.O.S.

Pertanto, applicando le formule abbiamo:

Producibilità Generatore 1

$$P_{STC} = 300 \times 20 = 6 \text{ kWp}$$

$$P_{CA} = 6 \times 0,85 = 5100 \text{ kW}$$

$$E_{GEN} = 1556 \times 34,38 \times 0,95 \times 0,175 \times 0,85 = 7562 \text{ kWh/m}^2$$

Il valore di producibilità globale annua sarà pertanto pari a 7 562 kWh/anno e corrisponde all'energia che il sistema fotovoltaico produrrà in un anno, se non vi sono interruzioni nel servizio.

## VERIFICA DELLA CONFIGURAZIONE INVERTER-CAMPO FV

Il generatore fotovoltaico è costituito da più moduli collegati in serie a formare una stringa in numero tale da raggiungere la tensione di funzionamento, e da più stringhe in parallelo per ottenere la potenza fissata.

La configurazione tra l'inverter e il generatore fotovoltaico deve garantire il perfetto accoppiamento tra la tensione in uscita dal generatore fotovoltaico e il range di tensioni ammissibili in ingresso dal convertitore; considerata la differente risposta dei semiconduttori al variare della temperatura, l'accoppiamento deve essere verificato mediante le condizioni riportate nella tabella di seguito riportata, in funzione della temperatura minima, d'esercizio e massima a cui sono sottoposti i moduli:

$$V_{M-\max} \cdot N_{MODULI} \geq V_{MPPT, \min}$$

$$V_{M-\min} \cdot N_{MODULI} \leq V_{MPPT, \max}$$

$$V_{OC-\min} \cdot N_{MODULI} < V_{MAX}$$

In cui:

$V_{M-\min}$  indica il valore della tensione del pannello fotovoltaico valutata alla temperatura minima di funzionamento;

$V_{M-\max}$  indica il valore della tensione del pannello fotovoltaico valutata alla temperatura massima di funzionamento;

$N_{MODULI}$  indica il numero di moduli posti in serie a formare una stringa;

$V_{OC-\min}$  indica il valore della tensione a vuoto del pannello fotovoltaico valutata alla temperatura minima di funzionamento.

La potenza massima in uscita da una o più stringhe  $P_{inv}$  e destinata ad un inverter, è compresa tra la potenza massima consigliata in ingresso del convertitore  $P_{PV}$  ridotta del 20% e la stessa con tolleranza non superiore al 20%:

$$0,8 * P_{PV} < P_{inv} < P_{PV} * 1,2$$

Inoltre, la corrente in uscita dal generatore fotovoltaico  $I_{MP-ARRAY}$  è inferiore al valore della corrente massima sopportata dall'inverter  $I_{PV-MAX}$ :

$$I_{MP-ARRAY} < I_{PV-MAX}$$

In tal modo, la configurazione dell'impianto risulta esatta e l'inverter è in grado di ricercare il punto ottimale di lavoro (inseguimento del punto di massima potenza) migliorando di conseguenza il rendimento dell'intero sistema.

## DIMENSIONAMENTO DEI CAVI DI ALIMENTAZIONE

Il dimensionamento dei cavi deve garantire la protezione della conduttura dalle correnti di sovraccarico.

In base alla norma CEI 64-8/4 (par. 433.2) il dispositivo di protezione deve essere coordinato con la conduttura in modo tale che siano soddisfatte le condizioni:

$$a) I_b \leq I_n \leq I_z$$

$$b) I_f \leq 1.45 I_z$$

Per soddisfare la condizione *a*) è necessario dimensionare il cavo in base alla corrente nominale della protezione a monte.

Dalla corrente *I<sub>b</sub>* viene scelta la corrente nominale della protezione a monte (valori normalizzati) e con questa si procede alla scelta della sezione.

La scelta viene fatta in base alla tabella che riporta la corrente ammissibile *I<sub>z</sub>* in funzione del tipo di isolamento del cavo che si vuole utilizzare, del tipo di posa e del numero di conduttori attivi; la portata che il cavo dovrà avere sarà pertanto:

$$I_z \text{ minima} = I_n / k$$

il coefficiente *k* di declassamento tiene conto anche di eventuali paralleli. La sezione viene scelta in modo che la portata (moltiplicata per il coefficiente *k*) sia immediatamente superiore a quella calcolata tramite la corrente nominale (*I<sub>z</sub> minima*). Gli eventuali paralleli vengono calcolati, nell'ipotesi che essi abbiano tutti la stessa sezione, lunghezza, posa, etc. (Norma 64-8/4 par. 433.3), considerando la portata minima come risultante della somma delle singole portate (declassate dal numero di paralleli nel coefficiente di declassamento per prossimità).

La condizione *b* non necessita di verifica in quanto gli interruttori che rispondono alla norma 23.3 IV Ed. hanno un rapporto tra corrente convenzionale di funzionamento *I<sub>f</sub>* e corrente nominale *I<sub>n</sub>* minore di 1.45 e costante per tutte le tarature inferiori a 125A. 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. Ne deriva che in base a queste normative la condizione *b* sarà sempre soddisfatta.

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

Dalla sezione del cavo di fase deriva il calcolo dell'*I<sup>2</sup>t* del cavo o massima energia specifica ammessa dal cavo come:

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

La costante *K* viene data dalla norma 64-8/4 (par. 434.3), in funzione del materiale conduttore e del materiale isolante.

## Cadute di tensione

Le cadute di tensione sono valutate in base alle tabelle UNEL 35023-70.

In accordo con queste tabelle la caduta di tensione di un singolo ramo vale:

$$cdt(I_b) = kcdt I_b (L_c / 1000 V_n) [ R_{cavo} \cos \varphi + X_{cavo} \sin \varphi ] 100 [\%]$$

dove:

$$kcdt = 1.73 \text{ per sistemi trifase.}$$

I parametri  $R_{cavo}$  e  $X_{cavo}$  sono ricavati dalla tabella UNEL in funzione al tipo di cavo (unipolare/multipolare) e in base alla sezione dei conduttori; i valori della  $R_{cavo}$  riportate sono riferiti a 80°C, mentre la  $X_{cavo}$  è riferita a 50Hz, entrambe sono espresse in ohm/km.

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

## Dimensionamento conduttori di neutro

La norma CEI 64-8 (par. 524.2 e par. 524.3) prevede che la sezione del conduttore di neutro, nel caso di circuiti polifase, può avere una sezione inferiore a quella dei conduttori di fase se sono soddisfatte le seguenti condizioni:

- ❑ il conduttore di fase abbia una sezione maggiore di 16 mm<sup>2</sup>;
- ❑ la massima corrente che può percorrere il conduttore di neutro non sia superiore alla portata dello stesso;
- ❑ la sezione del conduttore di neutro sia almeno uguale a 16 mm<sup>2</sup> se conduttore in rame e 25 mm<sup>2</sup> se conduttore in alluminio.

Nel caso in cui si abbiano circuiti monofasi o polifasi con sezione del conduttore di fase minore di 16mm<sup>2</sup>, se conduttore in rame, e 25 mm<sup>2</sup>, se conduttore in alluminio, il conduttore di neutro deve avere la stessa sezione del conduttore di fase.

Il criterio consiste nel calcolare la sezione secondo il seguente schema:

- ❑  $S_n = S_f$                       se       $S_f < 16 \text{ mm}^2$ ;
- ❑  $S_n = 16 \text{ mm}^2$               se       $16 \leq S_f \leq 35$ ;
- ❑  $S_n = S_f / 2$                 se       $S_f > 35 \text{ mm}^2$ .

## Dimensionamento conduttori di protezione

Le norme CEI 64.8 (par. 543.1) prevedono due metodi di dimensionamento dei conduttori di protezione:

- ❑ determinazione in relazione alla sezione di fase;
- ❑ determinazione tramite calcolo.

Il primo criterio consiste nel calcolare la sezione secondo il seguente schema:

- ❑  $S_{pe} = S_f$  se  $S_f < 16 \text{ mm}^2$ ;
- ❑  $S_{pe} = 16 \text{ mm}^2$  se  $16 \leq S_f \leq 35$ ;
- ❑  $S_{pe} = S_f / 2$  se  $S_f > 35 \text{ mm}^2$ .

Il secondo criterio consiste nel determinarne il valore tramite l'integrale di Joule.

Il metodo adottato in questo progetto è il primo.

### Calcolo della temperatura dei cavi

La valutazione della temperatura dei cavi viene fatta alla corrente di impiego e alla corrente nominale, tramite la seguente espressione:

$$T_{\text{cavo}} = T_{\text{ambiente}} + [K_{\text{cavo}} (I_b^2 / I_z^2)]$$

$$T_{\text{cavo}} = T_{\text{ambiente}} + [K_{\text{cavo}} (I_n^2 / I_z^2)]$$

espresse in °C.

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

Il coefficiente  $K_{\text{cavo}}$  tiene conto del tipo di isolamento del cavo e dal tipo di posa

### Calcolo dei guasti

Il calcolo dei guasti viene fatto in modo da determinare le correnti di cortocircuito minime e massime immediatamente a valle della protezione (inizio linea) e a valle dell'utenza (fine della linea).

Le condizioni in cui vengono determinate sono:

- ❑ guasto fase terra (dissimmetrico).

I parametri alle sequenze di ogni utenza sono inizializzati da quelli della utenza a monte e i primi vanno, a loro volta, ad inizializzare i parametri della linea a valle.

### Calcolo delle correnti massime di cortocircuito

Il calcolo viene eseguito nelle seguenti condizioni:

- a) la tensione nominale deve essere moltiplicata per il fattore di tensione pari a 1;
- b) l'impedenza di guasto minima è calcolata alla temperatura di 20 °C.

**Calcolo delle correnti minime di cortocircuito**

Le correnti di cortocircuito minime vengono calcolate come descritto nella norma CEI 11.25 (par 9.3), pertanto tenendo conto che:

- ❑ la tensione nominale deve essere moltiplicata per il fattore di tensione di 0.95 (tab. 1 della norma CEI 11.25);
- ❑ la resistenza diretta e quella omopolare dei cavi vengono determinate alla temperatura ammissibile dagli stessi alla fine del cortocircuito.

La temperatura alla quale vengono calcolate le resistenze sono date dalla norma CEI 64-8/4 (par. 434.3) in cui vengono indicate le temperature massime ammesse in servizio ordinario a seconda del tipo di isolamento di cavo, precisamente:

isolamento in G5/G7       $T_{max} = 90^{\circ}\text{C}$



## VERIFICA DELLA SEZIONE DEI CAVI

### Circuito in corrente continua

Per determinare la sezione dei cavi lungo il circuito in continua per il collegamento modulo-modulo e stringa-inverter, si è adottato il criterio della perdita di potenza ammissibile, considerando accettabile un valore pari all'1% della potenza nominale del generatore fotovoltaico.

La formula applicata per il calcolo della sezione lungo il circuito in continua è la seguente:

$$S = \frac{200 \cdot \rho \cdot L \cdot P}{\Delta p \% \cdot V^2}$$

In cui  $\rho$  rappresenta la resistività del cavo in rame a temperatura ambiente di 20°C;

L rappresenta la lunghezza della linea;

P rappresenta la potenza di stringa in condizioni STC;

$\Delta p \%$  rappresenta la perdita percentuale di potenza ammissibile;

V rappresenta la tensione di stringa in condizioni STC.

**Circuito in corrente alternata monofase**

La formula applicata per il calcolo della sezione lungo il circuito in alternata monofase, dal gruppo convertitore al contatore di produzione, è la seguente:

$$S = \frac{200 \cdot \rho \cdot L \cdot P}{\Delta p\% \cdot V^2 \cdot \cos^2 \varphi}$$

In cui  $\rho$  rappresenta la resistività del cavo in rame a temperatura ambiente di 20°C;

L rappresenta la lunghezza della linea;

P rappresenta la potenza massima erogabile dal singolo convertitore;

$\Delta p\%$  rappresenta la perdita percentuale di potenza ammissibile;

V rappresenta la tensione d'uscita del convertitore, pari a 230 V;

$\varphi$  rappresenta il fattore di potenza, assunto pari a 1

**Circuito in corrente alternata trifase**

La formula applicata per il calcolo della sezione lungo il circuito in alternata trifase, dal contatore di misura al punto di connessione con la rete, è la seguente:

$$S = \frac{100 \cdot \rho \cdot L \cdot P}{\Delta p\% \cdot V^2 \cdot \cos^2 \varphi}$$

In cui  $\rho$  rappresenta la resistività del cavo in rame a temperatura ambiente di 20°C;

L rappresenta la lunghezza della linea;

P rappresenta la potenza massima erogabile dai convertitori;

$\Delta p\%$  rappresenta la perdita percentuale di potenza ammissibile;

V rappresenta la tensione, pari a 400 V;

$\varphi$  rappresenta il fattore di potenza, assunto pari a 1

Le perdite di potenza stimate, lungo tutto l'impianto risultano essere inferiori al 3%.

## C R I T E R I                      D I                      P R O T E Z I O N E                      D A L L E S O V R A C O R R E N T I

### Scelta delle protezioni

La scelta delle protezioni viene effettuata verificando le caratteristiche elettriche nominali delle condutture e di guasto, in particolare le grandezze che vengono verificate sono:

- ☐ corrente nominale, tramite la quale si è dimensionata la conduttura;
- ☐ numero dei poli;
- ☐ tipo di protezione;
- ☐ tensione di impiego, pari alla tensione nominale dell'utenza;
- ☐ potere di interruzione, il cui valore dovrà essere superiore alla massima corrente di guasto a monte dall'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 a fine della utenza ( $I_{mag\ max}$ ).

### Verifica di selettività

La selettività tra protezioni viene verificata tramite la sovrapposizione delle curve di intervento di tipo magnetotermico.

Dalla sovrapposizione sono disponibili:

- ☐ corrente  $I_a$  di intervento in corrispondenza ai massimi tempi di interruzione previsti dalla CEI 64.8, pertanto viene sempre data la corrente ai 5s (valido per le utenze di distribuzione o terminali fisse) e la corrente ad un tempo determinato tramite la tabella 41A della CEI 64.8 (par 413.1.3). Fornendo alcune case una fascia di intervento delimitata da una caratteristica limite superiore e una caratteristica limite inferiore, il tempo di intervento viene dato in corrispondenza alla caratteristica limite inferiore. Tali dati vengono forniti per la protezione a monte e per quella a valle;
- ☐ tempo di intervento in corrispondenza della minima corrente di guasto alla fine dell'utenza a valle, minimo per la protezione a monte (determinato sulla caratteristica limite inferiore) e massimo per la protezione a valle (determinato sulla caratteristica limite superiore);
- ☐ valore del rapporto tra le correnti di intervento magnetico delle protezioni;
- ☐ valore della corrente al limite di selettività, ossia il valore della corrente in corrispondenza all'intersezione tra la caratteristica limite superiore della protezione a valle e la caratteristica limite inferiore della protezione a monte (CEI 23.3, par 2.5.14);
- ☐ selettività: viene indicata se la caratteristica della protezione a monte sta completamente sopra la caratteristica della protezione a valle (totale) o solo parzialmente (parziale a sovraccarico se l'intersezione tra le curve si ha nel tratto termico);

- ❑ selettività cronometrica: con essa viene indicata la differenza tra i tempi di intervento delle protezioni in corrispondenza delle correnti di cortocircuito.

### Protezione del generatore fotovoltaico dalle sovracorrenti

Per limitare il fenomeno dell'ombreggiamento sui moduli, ciascun pannello fotovoltaico è dotato di diodi di bypass, in grado di sezionare la cella in ombra dalle altre, evitando quindi di ridurre notevolmente il rendimento globale del sistema.

Secondo la VDE 0100-712 (IEC 60364-7-712) i diodi di stringa, per la protezione del generatore fotovoltaico contro la circolazione di correnti inverse, possono non essere utilizzati se si installano moduli dello stesso tipo con protezione di classe II, e se la superficie captante non risulta sistematicamente ombreggiata.

Come è visibile dalla figura 1, la massima corrente inversa che fluisce nella stringa difettosa è uguale alla corrente complessiva delle stringhe restanti.

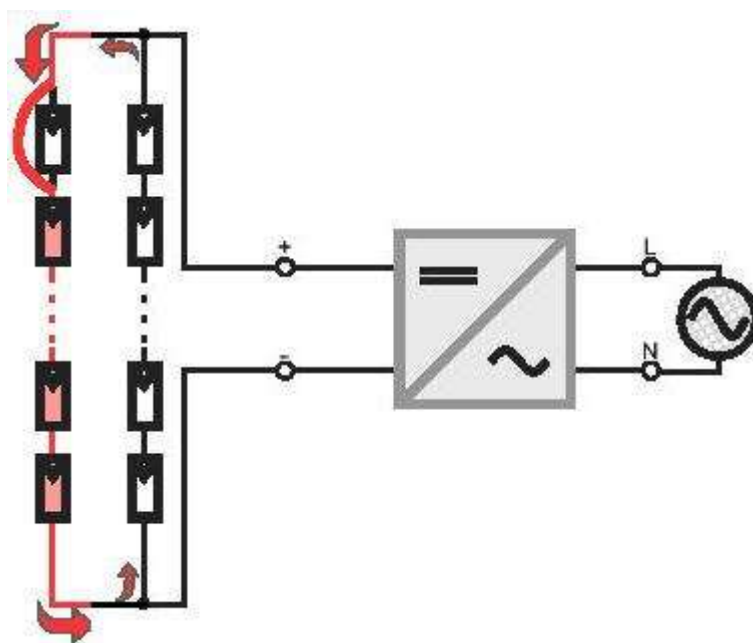


Figura 1 – Massima corrente inversa

Per il sezionamento del circuito in corrente continua, ogni stringa dovrà essere provvista di sezionatore sotto carico.

## C R I T E R I                      D I                      P R O T E Z I O N E                      D A L L E S O V R A T E N S I O N I

Gli impianti fotovoltaici, proprio perché continuamente esposti ai fenomeni meteorologici, necessitano di adeguate protezioni contro le scariche atmosferiche. Le tensioni ad accoppiamento induttivo o capacitivo che si creano in conseguenza ad una scarica atmosferica, come anche le manovre di commutazione sul sistema seppur in minima parte, generano delle sovratensioni particolarmente pericolose per persone e cose.

L'impianto fotovoltaico non altera la sagoma dell'edificio.

Per impianti fotovoltaici su strutture autoprotette dovrà comunque essere garantita la protezione dalle sovratensioni di manovra mediante opportuni scaricatori di sovratensione o SPD (*surge protection device*) dimensionati in maniera tale che la tensione d'esercizio degli apparecchi di protezione risulti immediatamente superiore al valore della tensione a vuoto calcolata alla temperatura minima di funzionamento del generatore fotovoltaico.

La protezione contro le sovratensioni di origine atmosferica e/o di manovra viene effettuata sul lato DC mediante SPD con moduli innestabili, con eventuale contatto di telesegnalamento e, come ulteriore protezione, direttamente dai convertitori, i quali dispongono al loro interno di idonei scaricatori.

Mediante il monitoraggio dell'energia prodotta è possibile, attraverso un sistema di acquisizione dati, identificare eventuali anomalie di funzionamento nell'impianto fotovoltaico.