



## Politecnico di Torino

Corso di Laurea Magistrale in Ingegneria Elettrica  
A.a. 2024/2025  
Sessione di Laurea di Dicembre 2025

# Impianti fotovoltaici connessi alla rete

Dal monitoraggio e dalla manutenzione, all'elaborazione di un  
progetto con il sistema SolarEdge

Relatore:

Prof. Filippo Spertino

Correlatore:

Prof. Paolo Di Leo

Candidata:

Lucrezia Caracciolo

Matricola: s322190

# Sommario

<b>1. Introduzione .....</b>	5
<b>2. Generalità sul funzionamento e progettazione di generatori fotovoltaici provvisti e sprovvisti di ottimizzatori di potenza .....</b>	6
<b>2.1 Richiami sul funzionamento di una cella fotovoltaica .....</b>	6
<b>2.2 Impianti sprovvisti di ottimizzatori di potenza .....</b>	12
<b>2.2.1 Configurazioni pannelli-inverter.....</b>	12
<b>2.2.2 Inseguimento del punto di massima potenza.....</b>	14
<b>2.3 Impianti provvisti di ottimizzatori di potenza .....</b>	15
<b>2.3.1 Configurazioni pannelli-inverter.....</b>	15
<b>2.3.2 Inseguimento del punto di massima potenza.....</b>	16
<b>3. Sistema SolarEdge.....</b>	18
<b>3.1 Inverter .....</b>	18
<b>3.1.1 Struttura .....</b>	19
3.1.1.1 Inverter monofase .....	19
3.1.1.2 Inverter trifase .....	21
<b>3.1.2 Funzionamento.....</b>	23
<b>3.1.3 Cybersecurity .....</b>	24
<b>3.2 Ottimizzatori di potenza .....</b>	25
<b>3.2.1 Struttura .....</b>	25
<b>3.2.2 Funzionamento.....</b>	27
<b>3.2.3 Funzionalità di sicurezza.....</b>	31
3.2.3.1 SolarEdge Sense Connect .....	31
3.2.3.2 Modalità SafeDC™ .....	32
3.2.3.3 Protezione da correnti inverse .....	33
<b>3.2.4 Confronto rispetto ad altre marche di ottimizzatori .....</b>	34
<b>3.3 Costruzione del sistema.....</b>	36
<b>3.3.1 Installazione e configurazione .....</b>	36
<b>3.3.2 Funzionamento.....</b>	38
<b>4. Monitoraggio .....</b>	38
<b>4.1 Generalità .....</b>	38
<b>4.1.1 Particolarità del monitoraggio per impianti provvisti di ottimizzatori di potenza .....</b>	44
<b>4.1.2 Accorgimenti .....</b>	45

<b>4.2 Registrazione della produzione giornaliera .....</b>	45
<b>4.3 Malfunzionamenti comuni.....</b>	45
<b>4.3.1 Resistenza di isolamento bassa .....</b>	45
<b>4.3.2 Nessuna produzione - impianto .....</b>	45
<b>4.3.3 Nessuna produzione – inverter .....</b>	46
<b>4.3.4 Nessuna produzione – stringa.....</b>	48
<b>4.3.5 Nessuna produzione – ottimizzatore .....</b>	48
<b>4.4 Differenze nell'individuazione di malfunzionamenti di impianti con e senza ottimizzatori. Focus su SolarEdge .....</b>	48
<b>4.4.1 Resistenza di isolamento bassa .....</b>	48
4.4.1.1 Resistenza di isolamento bassa – SolarEdge.....	49
<b>4.4.2 Nessuna produzione – impianto.....</b>	49
4.4.2.1 Nessuna produzione – impianto – SolarEdge .....	49
<b>4.4.3 Nessuna produzione – inverter .....</b>	50
4.4.3.1 Nessuna produzione – inverter – SolarEdge .....	50
<b>4.4.4 Nessuna produzione – stringa.....</b>	52
4.4.4.1 Nessuna produzione – stringa – SolarEdge.....	53
<b>4.4.5 Nessuna produzione – ottimizzatore .....</b>	53
4.4.5.1 Nessuna produzione – ottimizzatore – SolarEdge .....	53
<b>5. Manutenzione .....</b>	54
<b>5.1 Generalità .....</b>	54
<b>5.2 Sicurezza elettrica per gli operatori.....</b>	54
<b>5.3 Interventi effettuati durante le manutenzioni.....</b>	57
<b>5.3.1 Manutenzioni ordinarie.....</b>	57
<b>5.3.2 Manutenzioni straordinarie.....</b>	58
<b>5.3.3 Confronto tra interventi su impianti con e senza ottimizzatori.....</b>	58
5.3.3.1    Interventi su impianti costruiti con sistema SolarEdge.....	59
<b>6. Progettazione di un impianto fotovoltaico: generalità .....</b>	62
<b>6.1 Tipi di progetto .....</b>	62
<b>6.2 Riduzione del rischio incendio.....</b>	62
<b>6.2.1 Rischio di innesco di un incendio e propagazione di esso all'interno dell'edificio .....</b>	63
<b>6.2.2 Aggravio delle condizioni susseguenti un incendio innescatosi all'interno dell'edificio e/o propagazione di esso .....</b>	66
<b>6.2.3 Difficoltà di intervento dei vigili del fuoco .....</b>	66
<b>6.3 Sovratensioni indotte da fulmini .....</b>	68
<b>6.4 Impianto di terra .....</b>	68

<b>6.5 Collaudo impianto .....</b>	69
<b>6.5.1 Collaudo dell'SPI .....</b>	69
<b>7. Progetto di un impianto fotovoltaico con sistema SolarEdge .....</b>	75
<b>7.1 Note sul rischio incendio .....</b>	75
<b>7.2 Dimensionamento iniziale, scelta dei moduli, inverter e ottimizzatori .....</b>	76
<b>7.3 Posizionamento di inverter, quadro fotovoltaico e canaline .....</b>	78
<b>7.4 Stringatura .....</b>	81
<b>7.5 Descrizione dello schema elettrico .....</b>	86
<b>7.5.1 Scelta dei cavi .....</b>	90
<b>7.5.2 Scelta delle protezioni .....</b>	94
7.5.2.1 Protezioni da sovraccorrenti, correnti di corto circuito e correnti disperse .....	94
7.5.2.2 Protezioni da sovrattensioni .....	96
<b>7.6 Producibilità annua dell'impianto .....</b>	97
<b>8. Conclusioni .....</b>	98
<b>Indice delle figure .....</b>	100
<b>Indice delle tabelle .....</b>	103
<b>Bibliografia .....</b>	104

# 1. Introduzione

Il presente elaborato ha l'obiettivo di illustrare una metodologia di progettazione di un impianto fotovoltaico con ottimizzatori di potenza SolarEdge attingendo all'esperienza dell'azienda Etica nel Sole, in collaborazione con la quale è stata scritta questa tesi di laurea. L'impianto sarà connesso alla rete di bassa tensione e avrà una potenza nominale di 90 kW e una potenza di picco di 99,33 kWp, e sarà realizzato presso Castano Primo (MI).

Al fine di presentare le caratteristiche principali della progettazione di un impianto fotovoltaico, i problemi più comuni legati alla gestione di un impianto e le soluzioni adottate da Etica nel Sole, l'elaborato tratterà anche del funzionamento degli ottimizzatori di potenza, con particolare attenzione agli ottimizzatori SolarEdge, proponendo per essi un modello circuitale; tratterà inoltre delle tecniche di monitoraggio e manutenzione adottate dall'azienda per gestire gli impianti di cui è responsabile.

Verranno inoltre evidenziate le differenze nelle procedure di monitoraggio e manutenzione tra impianti dotati di ottimizzatori di potenza SolarEdge, che costituiscono la soluzione preferita dall'azienda in fase di progettazione di un nuovo impianto, e impianti sprovvisti.

Etica nel Sole S.r.l. è una società benefit nata a Torino nel 2008 da sei soci uniti da valori di etica, trasparenza e impegno sociale, con la convinzione che l'energia rinnovabile possa essere una risposta concreta, positiva e sostenibile ai conflitti globali legati alle risorse. Opera nel settore delle energie rinnovabili e del risparmio energetico offrendo servizi integrati di diagnosi energetica, progettazione e manutenzione di impianti. Dalla realizzazione di impianti fotovoltaici a sistemi di isolamento termico e riscaldamento ad alta efficienza, Etica nel Sole gestisce internamente l'intera filiera delle attività, dal progetto fino all'installazione e alla manutenzione. Si rivolge ad aziende, imprese agricole, pubbliche amministrazioni e privati di tutta Italia accompagnandoli verso la transizione energetica, con l'obiettivo di generare risparmio economico e valore ambientale.

## 2. Generalità sul funzionamento e progettazione di generatori fotovoltaici provvisti e sprovvisti di ottimizzatori di potenza

Di particolare importanza in questo elaborato saranno le particolarità introdotte dagli ottimizzatori di potenza nel processo di progettazione, monitoraggio e manutenzione di un impianto, con speciale attenzione ai sistemi con ottimizzatori di potenza di marca SolarEdge.

Un ottimizzatore di potenza è un dispositivo dotato di un convertitore DC-DC che viene collegato ad uno o, più comunemente, due pannelli fotovoltaici facenti parte di una stringa con lo scopo di estrarne una potenza maggiore rispetto ai tradizionali metodi di inseguimento del punto di massima potenza. Gli ottimizzatori inoltre consentono di regolare tensione e corrente ai propri morsetti di uscita e di sfruttare questa possibilità per implementare soluzioni per aumentare la sicurezza delle persone.

Le principali marche di ottimizzatori in commercio, nonché quelle più utilizzate da Etica nel Sole, sono SolarEdge, Huawei e Tigo: le prime due producono ottimizzatori e inverter pensati per essere usati insieme mentre gli ottimizzatori Tigo sono compatibili anche con inverter di altre marche. Pur essendo questo elaborato focalizzato sugli ottimizzatori di marca SolarEdge, verrà anche trattato il funzionamento degli ottimizzatori Tigo e Huawei a scopo di confronto.

In questa sezione verrà richiamato il funzionamento della cella fotovoltaica, verranno esposte le varie configurazioni possibili e le modalità di inseguimento del punto di massima potenza per impianti sprovvisti e provvisti di ottimizzatori: ciò aiuterà a comprendere meglio il funzionamento e il ruolo degli ottimizzatori di potenza.

### 2.1 Richiami sul funzionamento di una cella fotovoltaica

Un generatore fotovoltaico è costituito da pannelli fotovoltaici collegati tra loro in serie in modo da formare delle stringhe, che vengono poi collegate a un inverter che converte la corrente e la tensione continue prodotte in corrente e tensione alternate. È possibile che più stringhe vengano collegate in parallelo.

La potenza prodotta da una stringa dipende dalla produttività delle celle dei pannelli che ne fanno parte. Si richiama qui brevemente il comportamento della cella fotovoltaica, e in particolare la relazione tra tensione e corrente e tra tensione e potenza.

Come è noto, una cella fotovoltaica può essere rappresentata tramite il circuito equivalente in Figura 1 composto da:

- Un generatore di corrente: tiene conto della corrente  $I_{pv}$  generata per effetto fotovoltaico, direttamente proporzionale alla superficie della cella e all'irradianza.
- Un diodo: descrive la relazione non lineare tra corrente e tensione caratteristica della giunzione p-n della cella.
- Una resistenza in parallelo  $R_{sh}$ : rappresenta le perdite dovute alle correnti di dispersione all'interno della cella. Idealmente  $R_{sh} = \infty$ .
- Una resistenza serie  $R_s$ : è la resistenza degli strati di silicio della cella e dei contatti metallici. Idealmente  $R_s = 0$ .

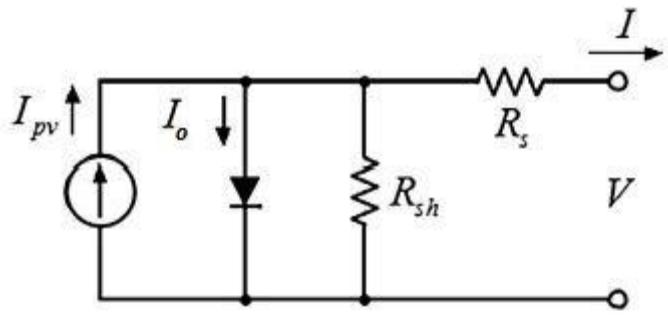


Figura 1: Circuito equivalente di una cella fotovoltaica

È quindi possibile tracciare una curva tensione-corrente e tensione-potenza della cella in questione.

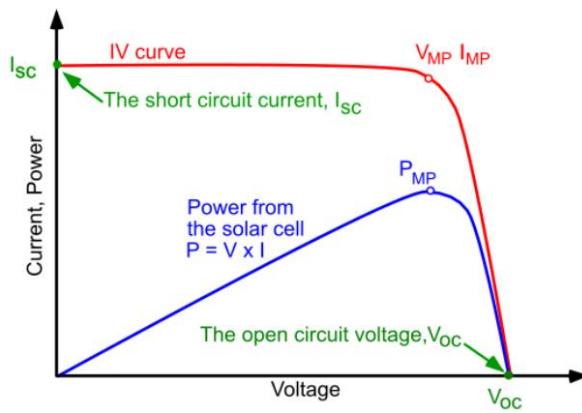


Figura 2: Caratteristica V-I e P-I di una cella fotovoltaica. Tratta da [1, Cap. «IV Curve»].

La Figura 2 mostra tali caratteristiche relativamente a una cella ideale, e ne evidenzia i valori più importanti:  $I_{sc}$  cioè la corrente di corto circuito della cella,  $V_{oc}$  cioè la tensione a circuito aperto della cella,  $P_{MP}$  (più comunemente  $P_{MPP}$ , dove MPP sta per maximum power point) cioè la massima potenza erogata dalla cella, a cui corrispondono  $V_{MP}$  e  $I_{MP}$  (più comunemente  $V_{MPP}$  e  $I_{MPP}$ ).

La caratteristica V-I di una cella è influenzata dalle condizioni di irradianza, dalla temperatura e dalle caratteristiche costruttive della cella. In particolare,  $I_{sc}$  e  $I_{MPP}$  aumentano quasi proporzionalmente all'aumentare dell'irradianza, mentre  $V_{oc}$  e  $V_{MPP}$  aumentano meno sensibilmente; all'aumentare della temperatura,  $I_{sc}$  e  $I_{MPP}$  aumentano leggermente mentre  $V_{oc}$  e  $V_{MPP}$  diminuiscono sensibilmente. Di conseguenza, anche la potenza producibile è influenzata da irradianza e temperatura: all'aumentare dell'irradianza  $P_{MPP}$  aumenta, mentre all'aumentare della temperatura  $P_{MPP}$  diminuisce. Nei datasheet dei moduli fotovoltaici sono riportati i coefficienti di temperatura per  $I_{sc}$ ,  $V_{oc}$ , e  $P_{MPP}$ : moduli di qualità elevata avranno coefficienti di temperatura bassi.

I valori di  $V_{oc}$ ,  $I_{sc}$ ,  $P_{MPP}$ ,  $V_{MPP}$  e  $I_{MPP}$  indicati nei datasheet dei moduli fotovoltaici si riferiscono a prove effettuate in STC (Standard Test Conditions). Le condizioni sono le seguenti: temperatura di 25 °C, irradianza di 1000 W/m<sup>2</sup> e massa d'aria AM1,5.

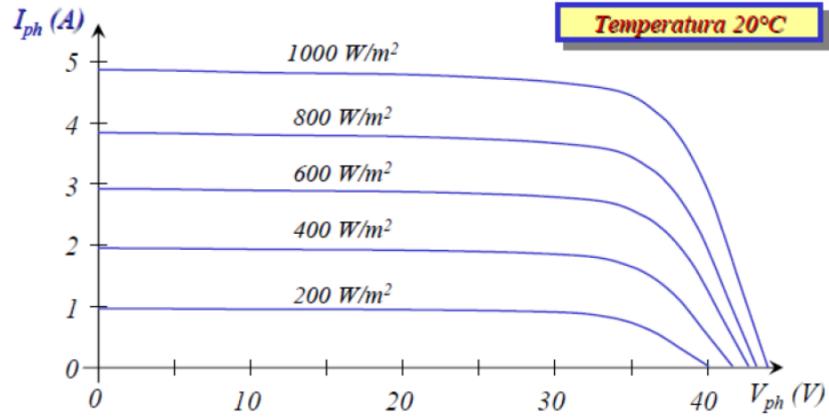


Figura 3: Caratteristiche V-I di un modulo fotovoltaico al variare dell'irradianza. Tratta da [2, p. 8].

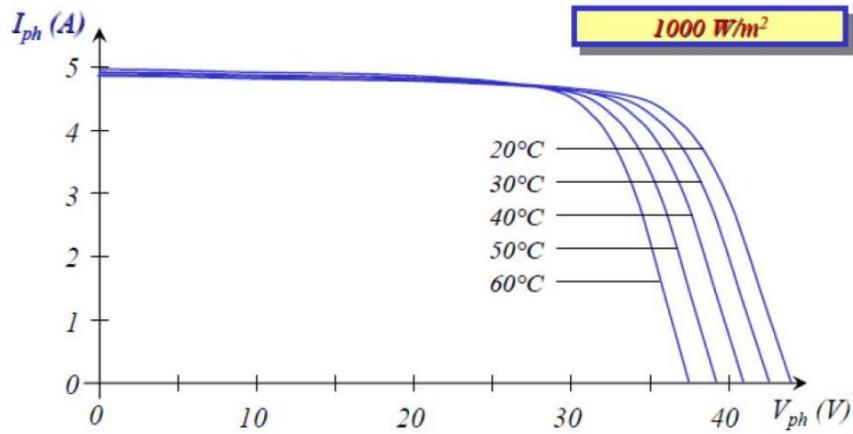


Figura 4: Caratteristiche di un modulo fotovoltaico al variare della temperatura. Tratta da [2, p. 9].

Come accennato in precedenza, però, nella realtà le celle fotovoltaiche presentano un comportamento non ideale, che ne peggiora le performance e le rende suscettibili a danneggiamenti durante il loro funzionamento. In Figura 5 si possono notare le differenze tra la caratteristica di una cella ideale (in nero) e quella di una cella reale (in rosso). Le resistenze serie e parallelo influiscono rispettivamente sulla  $I_{sc}$  e sulla  $V_{oc}$ , abbassandole rispetto ai valori ideali. Di conseguenza, anche il punto di massima potenza si abbassa. Inoltre, poiché la cella si comporta come un diodo, essa può incorrere nel fenomeno del breakdown: a una polarizzazione inversa della cella corrisponderà il passaggio di una corrente elevata. Questa situazione è da evitare poiché può portare al danneggiamento della cella. È anche necessario evitare di sottoporre una cella a una tensione maggiore della sua  $V_{oc}$ , poiché in tal caso essa verrebbe percorsa da una corrente inversa che potrebbe danneggiarla.

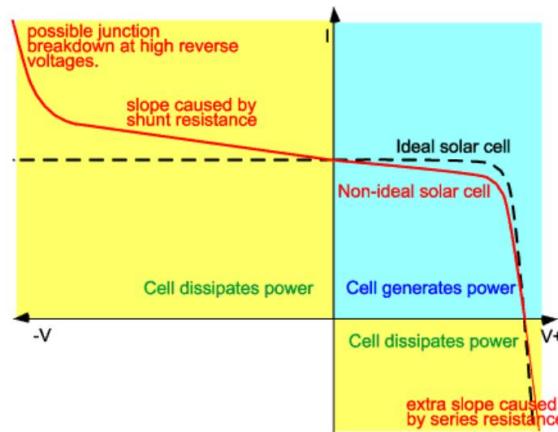


Figura 5: Caratteristica V-I di una cella fotovoltaica ideale confrontata con quella di una cella non ideale. Tratta da [1, Cap. «Mismatch effects»].

Le celle fotovoltaiche possono essere collegate tra loro in serie a formare delle stringhe, a loro volta eventualmente connesse tra loro in parallelo per formare i moduli fotovoltaici: una configurazione tipica all'interno di un modulo consiste in 3 stringhe connesse in parallelo, ognuna formata da 20 celle connesse in serie. A loro volta i moduli fotovoltaici vengono collegati in stringhe, che possono essere connesse tra loro in parallelo. Le curve tensione-corrente e corrente-potenza dei moduli/stringhe si ottengono combinando le curve delle singole celle/moduli. La Figura 6 illustra la caratteristica V-I di un modulo costituito da  $M$  stringhe connesse in parallelo, ognuna composta da  $N$  celle.

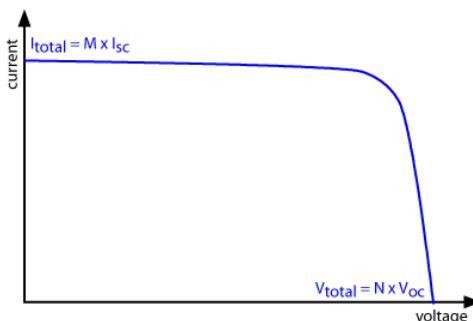


Figura 6: Caratteristica V-I di un modulo costituito da  $M \times N$  celle. Tratta da [1, Cap. «Module circuit design»]

Nel collegamento in serie o in parallelo si può incorrere in problemi legati al cosiddetto “mismatch”, cioè a una diversa produttività delle celle/moduli coinvolti ad esempio a causa di ombreggiamenti o di danni meccanici dei componenti.

Nel caso di celle o moduli collegati in serie, la corrente della stringa è limitata dall'elemento meno performante.

La Figura 7 mostra la caratteristica risultante dalla connessione in serie di due celle di produttività diversa: si nota che la corrente è limitata dalla cella 2, e di conseguenza la massima potenza della stringa ne risulta limitata.

La Figura 8 illustra un metodo grafico per ricavare la  $I_{sc}$  della stringa, ovvero la corrente per la quale  $V_1 + V_2 = 0$ , cioè  $V_2 = -V_1$ , che quindi risulta essere la corrente corrispondente all'intersezione tra le due curve.

Discorsi analoghi valgono per moduli connessi in serie.

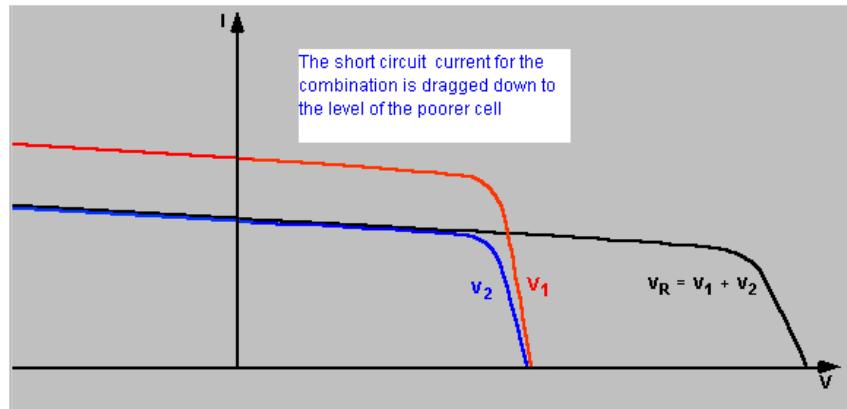


Figura 7: Caratteristiche  $V$ - $I$  di due celle "mismatched" e caratteristica risultante dalla connessione in serie delle due. Tratta da [1, Cap. «Mismatch for cells connected in series»].

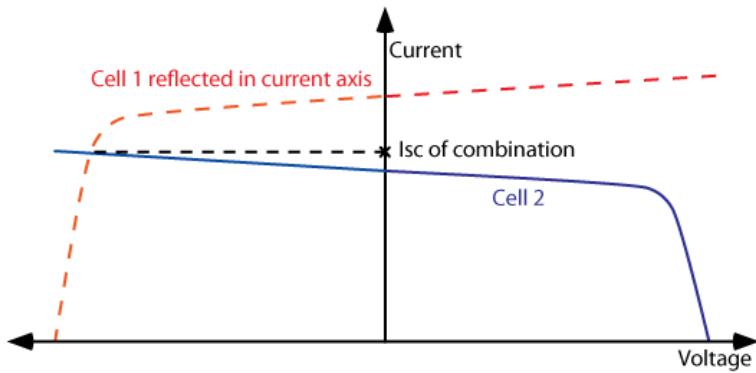


Figura 8: Metodo per l'individuazione della corrente di corto circuito di una stringa. Tratta da [1, Cap. «Mismatch for cells connected in series»].

Come si vede dalle figure, la cella meno performante sarà comunque sottoposta a una corrente maggiore della propria  $I_{sc}$  e verrà quindi polarizzata inversamente. Per ovviare a questo problema è possibile utilizzare un cosiddetto diodo di bypass, cioè un diodo collegato in antiparallelo alla cella o al pannello, che costituisce un passaggio alternativo per correnti troppo elevate. Di fatto, per limitare i costi, solitamente i diodi di bypass vengono installati per proteggere non soltanto una, ma più celle o moduli collegati in serie. Se vengono utilizzati degli ottimizzatori di potenza non è necessario proteggere i pannelli con un diodo di bypass, poiché l'ottimizzatore farà lavorare il pannello/i a cui è collegato nel primo quadrante della sua caratteristica.

Nel caso di celle o moduli collegati in parallelo, la tensione del parallelo sarà limitata dalla stringa meno performante.

La Figura 9 mostra la caratteristica risultante dalla connessione in parallelo di due celle di produttività diversa: si nota che la tensione è limitata dalla cella 1, e di conseguenza la massima potenza del parallelo tra celle ne risulta limitata.

La Figura 10 illustra un metodo grafico per ricavare la  $V_{oc}$ , ovvero la tensione per la quale  $I_1 + I_2 = 0$ , cioè  $I_1 = -I_2$ , che quindi risulta essere la tensione corrispondente all'intersezione tra le due curve.

Discorsi analoghi valgono per stringhe di celle o di moduli connesse in parallelo.

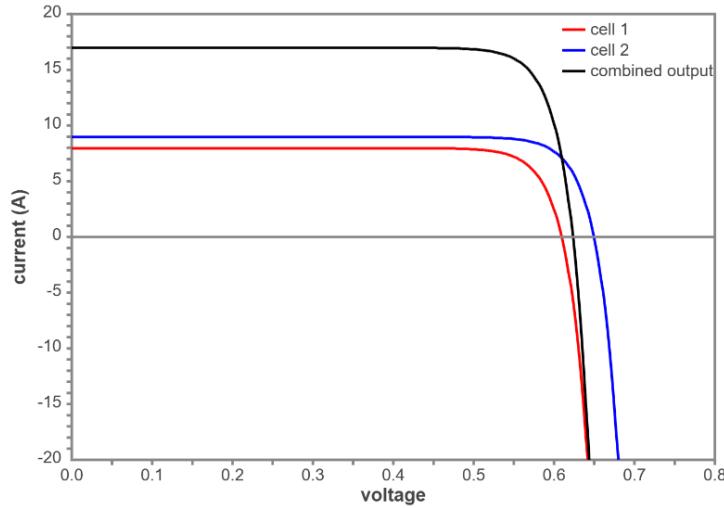


Figura 9: Caratteristiche V-I di due celle "mismatched" e caratteristica risultante dalla connessione in parallelo delle due. Tratta da [1, Cap. «Mismatch for cells connected in parallel»].

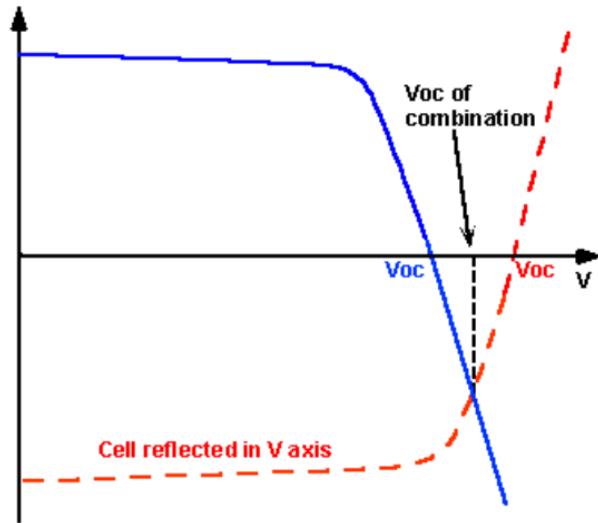


Figura 10: Metodo per l'individuazione della tensione di circuito aperto di un parallelo tra celle. Tratta da [1, Cap. «Mismatch for cells connected in parallel»].

Come si vede dalle figure, la stringa meno performante sarà comunque sottoposta a una tensione maggiore della propria  $V_{oc}$  e verrà quindi attraversata da una corrente inversa data dalla somma delle correnti delle altre stringhe in parallelo. Per ovviare a questo problema possono venire collegati dei diodi di blocco in serie a ogni stringa che impediscono il passaggio di correnti inverse.

Nel caso di stringhe di pannelli, un'altra soluzione è installare dei fusibili in grado di intervenire quando la corrente supera un valore che porterebbe al danneggiamento dei pannelli. Considerando che un pannello è generalmente in grado di sopportare una corrente inversa compresa tra 2,5 e 3  $I_{sc}$  (IECTS62257-7-1), che la corrente di impiego per il circuito di stringa è  $I_b = 1,25 I_{sc}$  e che la massima corrente inversa che attraversa una stringa inserita in un parallelo di  $N$  stringhe è  $I_{inv} =$

$(N - 1) 1,25 I_{sc}$ , la protezione è necessaria se  $(N - 1) 1,25 I_{sc} > 2,5 I_{sc}$ , cioè se  $N > 3$ . In tal caso, la corrente nominale  $I_n$  del fusibile dovrà essere  $1,25 I_{sc} < I_n < 2 I_{sc}$ .

Detto ciò, il problema del mismatch è rilevante poiché limita l'estrazione della massima potenza dall'impianto fotovoltaico.

Per ogni modulo o stringa, infatti, è possibile individuare un certo punto di lavoro sulla caratteristica che dipende dal carico collegato al modulo o stringa, oltre che naturalmente dalla forma della caratteristica: si cerca chiaramente di lavorare al punto di massima potenza (MPP).

Per fare ciò, si cerca di variare il carico visto dal modulo o stringa in modo da inseguire l'MPP al variare delle condizioni atmosferiche o del carico richiesto dalle utenze, utilizzando algoritmi di maximum power point tracking (MPPT). Si utilizza un convertitore DC-DC per simulare un carico variabile e inseguire l'MPP variando il duty cycle dei suoi switch.

Nel momento in cui l'inseguimento del punto di massima potenza non viene effettuato a livello di modulo ma a livello di stringa o parallelo di stringhe, come nel caso di MPP integrato nell'inverter, un eventuale mismatch influenzerebbe la massima potenza estraibile dalla porzione di impianto considerata, che sarà sempre minore delle massime potenze estraibili dai singoli moduli.

Per questo motivo sono stati introdotti gli ottimizzatori di potenza che, come spiegato più avanti, permettono di raggiungere un MPP maggiore di quello a cui sarebbe possibile lavorare senza l'utilizzo di ottimizzatori, consentendo di minimizzare gli effetti negativi del mismatch.

## 2.2 Impianti sprovvisti di ottimizzatori di potenza

### 2.2.1 Configurazioni pannelli-inverter

Esistono diverse configurazioni possibili per quanto riguarda il collegamento tra stringhe e inverter.

In impianti sprovvisti di ottimizzatori di potenza, una stringa è formata da più moduli connessi in serie. Ogni stringa deve essere compatibile con l'inverter a cui viene collegata, rispettando i seguenti criteri:

- Compatibilità tra la minima e la massima  $V_{MPP}$  della stringa e il range  $V_{MPP}$  dell'inverter: è necessario verificare che sia alla minima sia alla massima temperatura di esercizio la  $V_{MPP}$  in ingresso all'inverter, cioè la  $V_{MPP}$  di ogni pannello moltiplicata per il numero di pannelli collegati in serie, sia compresa nel range specificato nel datasheet dell'inverter.
- Compatibilità tra la massima  $V_{oc}$  della stringa e la massima tensione in ingresso all'inverter: è necessario verificare che alla minima temperatura di esercizio la  $V_{oc}$  in ingresso all'inverter, cioè la  $V_{oc}$  di ogni pannello moltiplicata per il numero di pannelli collegati in serie, sia minore della massima tensione accettabile in ingresso all'inverter
- Compatibilità tra la massima  $I_{sc}$  della stringa e la massima corrente in ingresso all'inverter: è necessario verificare che, alla massima temperatura di esercizio e in condizioni di irradianza superiori a quelle STC (di solito si considerano  $1100 \text{ W/m}^2$ ), la  $I_{sc}$  in ingresso all'inverter, cioè la  $I_{sc}$  di ogni pannello, sia minore della massima corrente accettabile in ingresso all'inverter
- Compatibilità tra la potenza dell'inverter  $P_{inv}$  e la potenza di picco dell'impianto  $P_{nom}$ : si vuole far sì che  $\frac{P_{nom}}{P_{inv}}$  sia circa uguale a 1, o che comunque rientri nei limiti definiti dal datasheet dell'inverter, dove  $P_{nom}$  è data dalla somma delle potenze di picco dei moduli collegati all'inverter. Generalmente il generatore fotovoltaico viene leggermente

sovradimensionato rispetto alla potenza degli inverter (circa fino al 15% in più), dato che la massima produzione di potenza è raggiunta per poche ore al giorno, nei giorni con maggiore irraggiamento e bassa temperatura, e conviene piuttosto far lavorare gli inverter nel loro range di massimo rendimento, anche a costo di perdere l'energia prodotta nei rari picchi di potenza.

Le configurazioni stringhe-inverter possibili si distinguono a seconda del tipo di inverter utilizzato:

- 1) Inverter centralizzato. Nell'impianto è presente un solo inverter, e le stringhe sono collegate in parallelo tra loro in un apposito quadro di campo. L'inverter presenta un ingresso che riceve il parallelo tra tutte le stringhe. Nell'inverter è presente un sistema MPPT che insegue il punto di massima potenza relativo al parallelo delle varie stringhe.

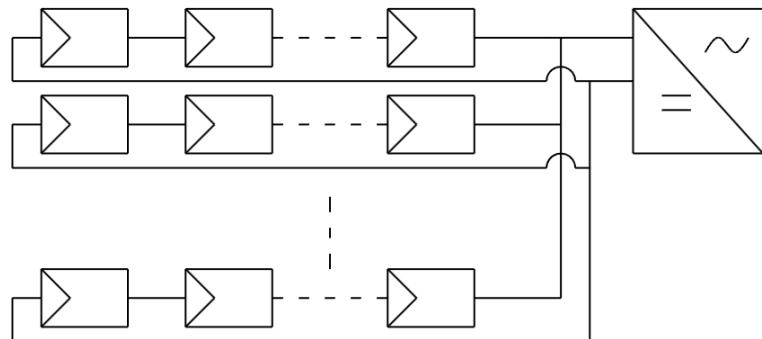


Figura 11: Configurazione stringhe in parallelo-inverter centralizzato

- 2) Inverter di stringa. Nell'impianto sono presenti più inverter, ognuno dei quali presenta un ingresso al quale viene collegata una stringa. Nell'inverter è presente un sistema MPPT che insegue il punto di massima potenza della stringa.

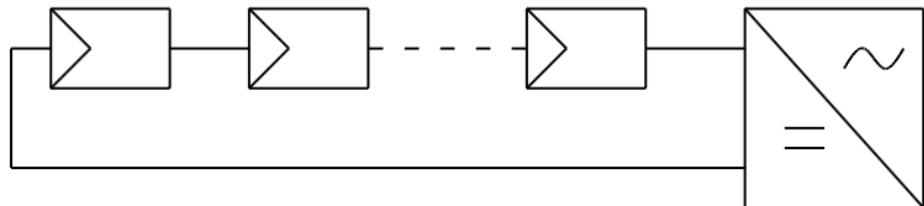


Figura 12: Configurazione stringa-inverter di stringa

- 3) Inverter multi stringa. Nell'impianto sono presenti uno o più inverter, ognuno dei quali presenta più ingressi ai quali possono essere collegate stringhe singole o paralleli di più stringhe. Nell'inverter sono presenti più sistemi MPPT che inseguono il punto di massima potenza relativo a ogni singolo ingresso oppure a più ingressi in parallelo.

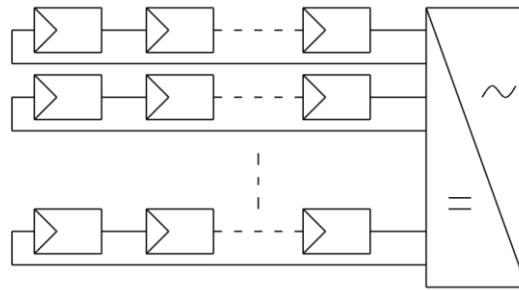


Figura 13: Configurazione stringhe-inverter multi stringa

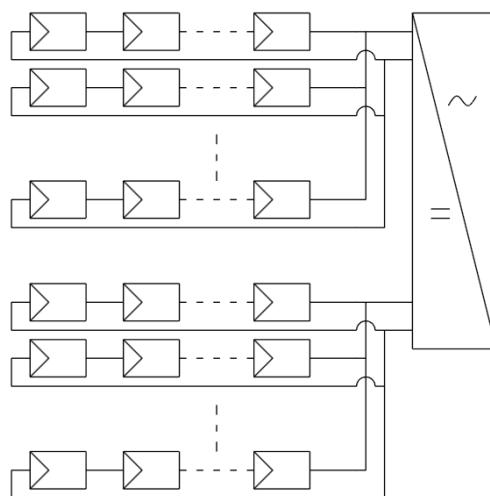


Figura 14: Configurazione stringhe in parallelo-inverter multi stringa

### 2.2.2 Inseguimento del punto di massima potenza

In impianti sprovvisti di ottimizzatori di potenza è l'inverter a svolgere la funzione di inseguimento del punto di massima potenza di ogni stringa o parallelo tra stringhe ad esso collegati, con tutte le limitazioni esposte nel paragrafo 2.1 .

L'inseguimento dell'MPP avviene con le seguenti modalità a seconda della configurazione pannelli-inverter:

- 1) Inverter centralizzato: l'inverter ha un unico sistema MPPT che analizza la curva tensione-potenza e corrente-potenza del parallelo di stringhe in ingresso, individua il punto di massima potenza e ricava la tensione delle stringhe e la somma delle correnti di ogni stringa. Ogni modulo quindi presenterà una corrente compatibile con la tensione stabilita dall'MPPT e con la producibilità della stringa a cui appartiene, e una tensione corrispondente alla corrente trovata, con riferimento alla propria curva tensione-corrente.
- 2) Inverter di stringa: l'inverter ha un unico sistema MPPT che analizza la curva tensione-potenza e corrente-potenza della stringa in ingresso, individua il punto di massima potenza e ricava la tensione e la corrente della stringa. Ogni modulo quindi presenterà la corrente stabilita dall'MPPT, e una tensione corrispondente alla corrente trovata, con riferimento alla propria curva tensione-corrente.
- 3) Inverter multi stringa: l'inverter ha più sistemi MPPT, in numero minore o uguale al numero di ingressi. Se l'inverter è dotato di un MPPT per ogni ingresso, e ad ogni ingresso viene collegata una sola stringa, l'inseguimento dell'MPP avviene come al punto 2. Se l'inverter è

dotato di un MPPT per più ingressi, o se all'ingresso viene collegato un parallelo di più stringhe, l'inseguimento dell'MPP avviene come al punto 1.

## 2.3 Impianti provvisti di ottimizzatori di potenza

### 2.3.1 Configurazioni pannelli-inverter

In impianti provvisti di ottimizzatori di potenza le stringhe sono costruite in modo leggermente diverso: ogni ottimizzatore riceve in ingresso i cavi di un modulo o di una serie di due moduli, dopodiché tutti gli ottimizzatori vengono collegati in serie formando una stringa.

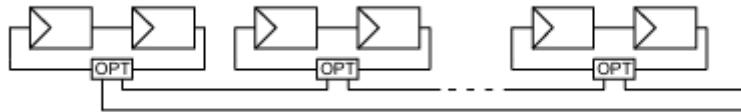


Figura 15: Stringa realizzata con ottimizzatori di potenza. Ogni ottimizzatore è collegato a due moduli.

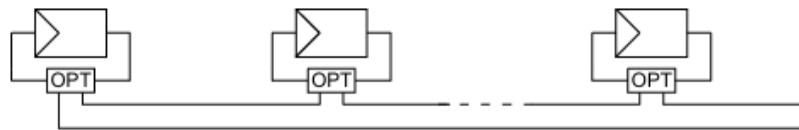


Figura 16: Stringa realizzata con ottimizzatori di potenza. Ogni ottimizzatore è collegato a un modulo.

Nella progettazione della stringa è necessario assicurarsi della compatibilità tra moduli, ottimizzatori e inverter, rispettando i seguenti criteri:

- Compatibilità tra il range  $V_{MPP}$  dell'ottimizzatore e la minima e la massima  $V_{MPP}$  del/dei pannelli ad esso collegati: è necessario verificare che sia alla minima sia alla massima temperatura di esercizio la  $V_{MPP}$  in ingresso all'ottimizzatore, cioè la  $V_{MPP}$  di ogni pannello moltiplicata per il numero di pannelli collegati all'ottimizzatore, sia compresa nel range specificato nel datasheet dell'ottimizzatore.
- Compatibilità tra la massima tensione in ingresso all'ottimizzatore e la  $V_{oc}$  o somma di  $V_{oc}$  del/dei pannelli ad esso collegati: è necessario verificare che alla minima temperatura di esercizio la  $V_{oc}$  in ingresso all'ottimizzatore, cioè la  $V_{oc}$  di ogni pannello moltiplicata per il numero di pannelli collegati all'ottimizzatore, sia minore della massima tensione accettabile in ingresso all'ottimizzatore
- Compatibilità tra la massima corrente in ingresso all'ottimizzatore e la  $I_{sc}$  del/dei pannelli ad esso collegati: è necessario verificare che alla massima temperatura di esercizio e in condizioni di irradianza superiori a quelle STC (di solito si considerano  $1100 \text{ W/m}^2$ ), la  $I_{sc}$  in ingresso all'ottimizzatore, cioè la  $I_{sc}$  del/dei pannelli ad esso collegati, sia minore della massima corrente accettabile in ingresso all'ottimizzatore
- Rispetto del numero minimo e massimo di ottimizzatori collegabili per stringa: marche come Huawei e SolarEdge specificano sul datasheet degli ottimizzatori il numero minimo e massimo di ottimizzatori consentiti per stringa, a seconda dell'inverter a cui vengono abbinati. In altri casi, come per Tigo, non è necessario fare ulteriori considerazioni e la lunghezza della stringa può essere stabilita secondo i criteri applicabili per stringhe senza ottimizzatori.

- Compatibilità tra la potenza dell'inverter  $P_{inv}$  e la potenza di picco dell'impianto  $P_{nom}$ : si vuole far sì che  $\frac{P_{nom}}{P_{inv}}$  sia circa uguale a 1, o che comunque rientri nei limiti definiti dal datasheet dell'inverter, dove  $P_{nom}$  è data dalla somma delle potenze di picco dei moduli collegati all'inverter. Anche qui valgono le considerazioni del paragrafo 2.2.1 sul sovradimensionamento del generatore fotovoltaico rispetto agli inverter.

Le configurazioni stringhe-inverter sono analoghe a quelle esposte nel paragrafo 2.2.1 .

### 2.3.2 Inseguimento del punto di massima potenza

Gli ottimizzatori di potenza consentono di lavorare a un MPP più alto rispetto a sistemi sprovvisti di ottimizzatori di potenza. Il modo in cui questo MPP viene raggiunto dipende dal tipo di convertitore all'interno dell'ottimizzatore, che può essere buck o buck-boost.

Il convertitore buck (Tigo, Huawei) ha una topologia come quella illustrata in Figura 17 ed è composto da un transistor (nella figura è raffigurato un MOSFET ma possono essere utilizzati anche altri tipi di transistor), un diodo, un induttore e un condensatore. Il transistor viene acceso e spento secondo un duty cycle  $d$  e la tensione in uscita  $V_{out}$  risulta minore di quella in entrata  $V_{in}$  secondo la relazione  $V_{out} = dV_{in}$  (nel caso di un convertitore ideale).

Poiché, sempre nel caso di convertitore ideale, la potenza in entrata è uguale alla potenza in uscita, la corrente in uscita  $I_{out}$  risulta maggiore rispetto a quella in entrata  $I_{in}$  secondo la relazione  $V_{in}I_{in} = V_{out}I_{out}$ , che può essere riscritta come  $V_{in}I_{in} = dV_{in}I_{out}$  ovvero  $I_{out} = \frac{1}{d}I_{in}$ .

Nella realtà bisogna ovviamente considerare che l'efficienza del convertitore non potrà mai essere uguale a 1.

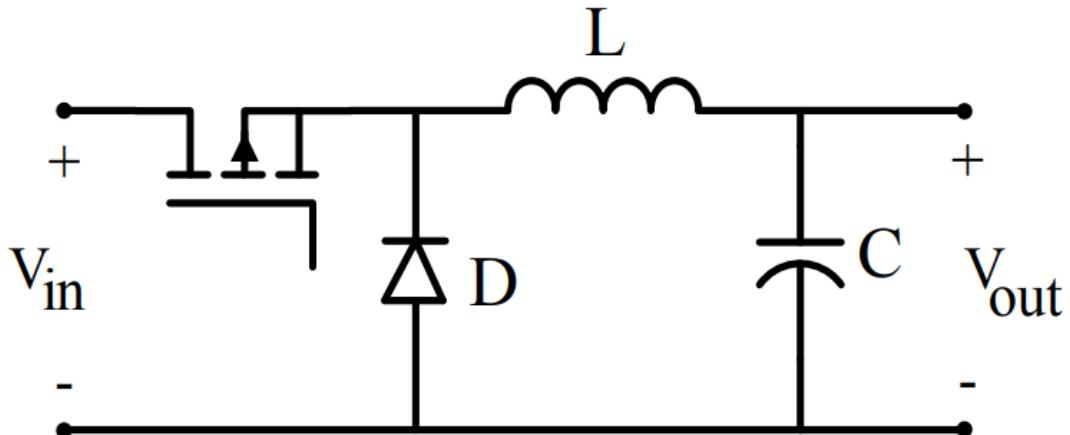


Figura 17: Schema di un convertitore buck. Tratta da [2, p. 1698]

L'ottimizzatore interviene quando il modulo a cui è collegato sta producendo di meno degli altri moduli della stringa aumentando la corrente in uscita e quindi consentendo di avere una corrente di stringa più alta di quella che si avrebbe senza ottimizzatori e che verrebbe limitata dai moduli meno performanti. La funzione di MPPT continua a essere svolta dall'inverter come illustrato nel paragrafo 2.2.2 , che in questo modo è in grado di raggiungere un MPP più alto rispetto al caso senza ottimizzatori.

Gli ottimizzatori di potenza dotati di convertitore buck-boost, come quelli SolarEdge, funzionano in modo diverso: sono in grado di alzare e abbassare tensione e corrente in uscita rispetto all'entrata e quindi possono inseguire il punto di massima potenza dei pannelli a cui sono collegati, oltre a fare

in modo di erogare una corrente uguale lungo tutta la stringa. Ciò significa che l'inverter non ha più bisogno di svolgere la funzione di MPPT, poiché questa è svolta dagli ottimizzatori. Inoltre, questi ottimizzatori vengono usati in combinazione con inverter in grado di mantenere costante la tensione al loro ingresso. L'argomento verrà approfondito nel paragrafo 3.2.2 .

Gli ottimizzatori con convertitori buck sono più semplici e leggeri di quelli con convertitori buck-boost e, poiché entrano in funzione solo quando il pannello a cui sono collegati produce di meno rispetto agli altri pannelli della stringa, sono meno soggetti a usura. D'altra parte, gli ottimizzatori con convertitori buck-boost permettono di estrarre la massima potenza dai moduli a cui sono collegati, permettendo di estrarre una potenza ancora più alta dalla stringa. Entrambi i tipi di ottimizzatori consentono di implementare funzioni di sicurezza elettrica, essendo in grado di ridurre la tensione in uscita, pur con delle differenze, illustrate nel paragrafo 3.2.4 .

### 3. Sistema SolarEdge

SolarEdge offre una serie di componenti per la realizzazione di impianti fotovoltaici (inverter, ottimizzatori di potenza, moduli con ottimizzatori di potenza integrati, carcabatterie per veicoli elettrici, dispositivi smart energy, batterie di accumulo, interfacce di backup, contatori e sensori, dispositivi di comunicazione, software di progettazione, installazione e monitoraggio).

Tra questi, gli inverter e gli ottimizzatori costituiscono il nucleo fondamentale per la realizzazione di un impianto e sono pensati per essere utilizzati insieme, a formare il cosiddetto sistema SolarEdge. SolarEdge mette anche a disposizione dei software come il Designer SolarEdge, pensato per assistere nella scelta degli inverter e ottimizzatori più adatti al tipo da impianto da realizzare e per aiutare nella progettazione delle stringhe, e una piattaforma di monitoraggio dalla quale è possibile visualizzare i dati relativi allo stato e alla produzione dell'impianto.

#### 3.1 Inverter

L'inverter è il componente di un impianto fotovoltaico che converte la potenza DC prodotta dai moduli fotovoltaici in potenza AC utilizzabile dalle utenze e immettibile in rete. Svolge anche funzioni di sicurezza e comunica con la piattaforma di monitoraggio

SolarEdge offre vari modelli di inverter a seconda dell'applicazione: per impianti residenziali (monofase e trifase), commerciali (trifase) o a terra (trifase).

Data la natura dei progetti ai quali solitamente lavora Etica nel Sole, gli inverter più usati dall'azienda sono quelli trifase di tipo commerciale, con taglie di potenza che vanno da 16 kW a 100 kW.

### 3.1.1 Struttura

#### 3.1.1.1 Inverter monofase

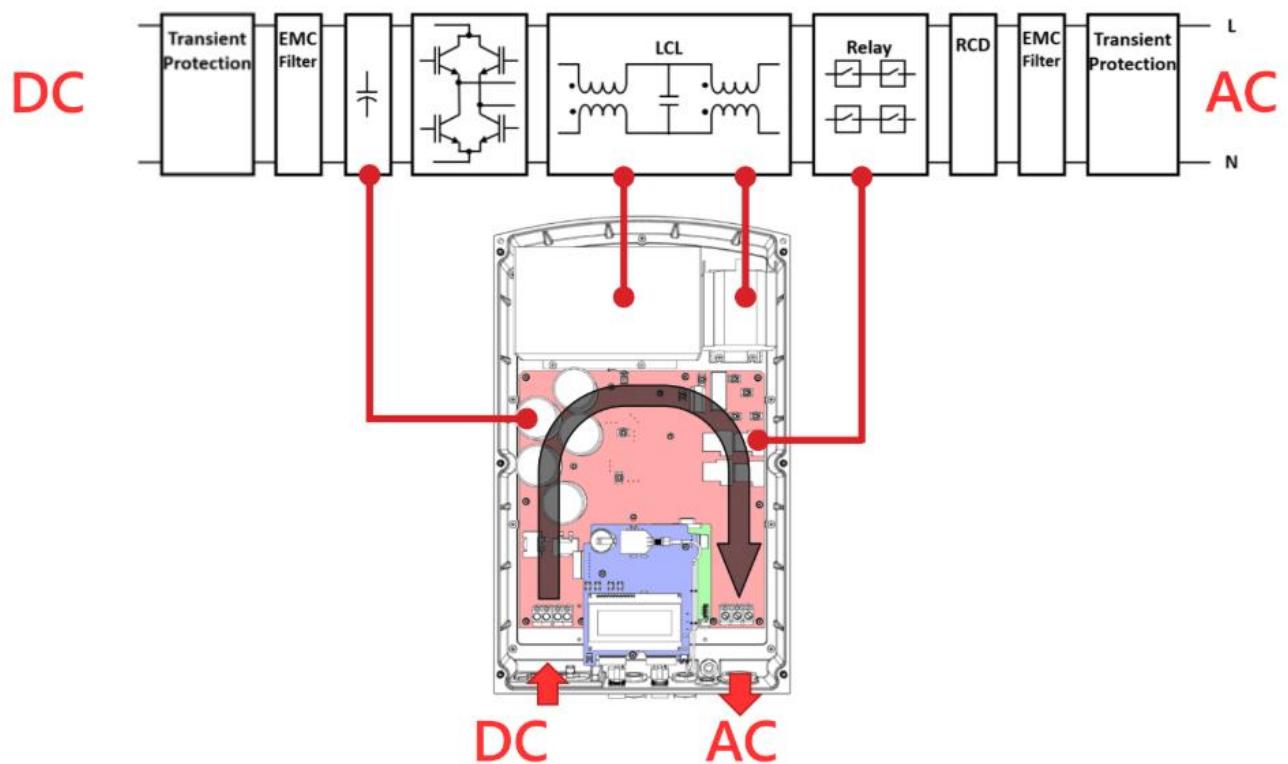


Figura 18: Schema a blocchi di un inverter monofase. Tratta da [3, p. 12].

Gli inverter monofase SolarEdge ricevono in ingresso i cavi positivi e negativi delle stringhe, che poi vengono collegati in parallelo all'interno dell'inverter. A valle del parallelo tra le stringhe, gli inverter risultano essere costituiti da:

- 1) Due circuiti di protezione dai transitori di sovratensioni e sovraccorrenti, uno in ingresso e uno in uscita.
- 2) Una protezione dai guasti a terra (non raffigurata) tra il circuito di protezione dai transitori di sovratensioni e sovraccorrenti in ingresso e il filtro EMC in ingresso. Il tipo di protezione non è specificato.
- 3) Due filtri EMC, uno in ingresso e uno in uscita: servono a filtrare le emissioni elettromagnetiche prodotte dal convertitore e condotte attraverso i cavi.
- 4) Un condensatore: serve a stabilizzare la tensione in ingresso al convertitore DC-AC
- 5) Un convertitore DC-AC: permette di convertire la tensione e corrente continua prodotta dalle stringhe in tensione e corrente alternata utilizzando transistor che vengono accesi e spenti in modo da creare la forma d'onda desiderata in uscita.

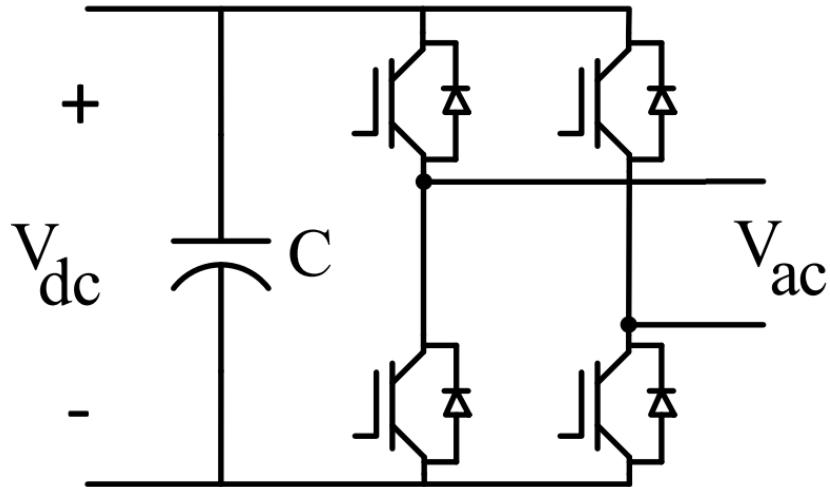


Figura 19: Schema di un convertitore DC-AC. Adattata da [3, p. 1699].

La capacità in ingresso corrisponde a quella indicata nel punto 4 Bisogna notare che l'efficienza dei convertitori DC-AC dipende dal carico e dalla tensione in ingresso: perciò gli inverter SolarEdge monofase funzionano mantenendo una tensione fissa all'ingresso pari a 380 V (eccetto durante i transitori di accensione e spegnimento), che consente di avere la massima efficienza di conversione.

Sui datasheet è possibile trovare i valori di efficienza massima  $\eta$  e di efficienza pesata  $\eta\eta$ , calcolata usando la seguente formula [4]:

$$\eta\eta = 0,2\eta\eta_{100\%} + 0,48\eta\eta_{50\%} + 0,1\eta\eta_{30\%} + 0,13\eta\eta_{20\%} + 0,06\eta\eta_{10\%} + 0,03\eta\eta_{5\%}$$

Questa formula è ottimizzata per le condizioni di irradianza europee e tiene conto di variazioni giornaliere e annuali delle condizioni metereologiche e delle diverse condizioni possibili di carico,  $V_{in}$  e condizioni della stringa. I pedici dei rendimenti nella formula indicano la percentuale di carico a cui è stato calcolato ogni rendimento.

- 6) Un filtro LCL, cioè un filtro passa banda in grado di sopprimere le armoniche indesiderate generate dal convertitore DC-AC e migliorare la forma d'onda in uscita.
- 7) Un relè di interfaccia, in grado di spegnere l'inverter nel caso in cui questo rilevi valori di tensione e/o frequenza di rete anomali oppure in seguito a un comando esterno. Si ricorda che nel caso di impianti di potenza inferiore a 11,08 kW l'SPI (sistema di protezione di interfaccia) può essere integrato nell'inverter come da norma CEI 0-21 [5, Art. 8.6.2], perciò in questi casi il relè presente nell'inverter agisce come DDI (dispositivo di interfaccia).
- 8) Un interruttore differenziale (RCD): si tratta di un differenziale interno all'inverter che rileva le dispersioni lato DC con 2 valori di soglia di intervento, cioè 30 mA per correnti differenziali che cambiano rapidamente e 300 mA per correnti differenziali che aumentano più lentamente. [6].
- 9) Un sistema di comunicazione PLC (Power Line Communication) (non rappresentato in figura): è necessario per comunicare e ricevere informazioni agli/dagli ottimizzatori, come la presenza degli ottimizzatori, la presenza dell'inverter, i valori di produzione dell'ottimizzatore e altri dati raccolti dall'ottimizzatore come tensione e corrente in ingresso e in uscita e la temperatura. Poiché il sistema PLC utilizza i cavi di potenza, non è necessario prevedere ulteriori cablaggi per garantire la comunicazione tra ottimizzatori e inverter.

Gli inverter monofase non sono dotati di un sezionatore per la parte DC: il sezionamento infatti può essere ottenuto interrompendo il collegamento dell'inverter con la rete e scollegando manualmente i

cavi delle stringhe. Infatti, come si vedrà più avanti, nel momento in cui l'inverter viene scollegato dalla rete gli ottimizzatori di potenza abbassano la propria tensione in uscita a 1 V, consentendo di maneggiare i cavi di stringa in sicurezza.

### 3.1.1.2 Inverter trifase

Anche gli inverter trifase ricevono in ingresso i cavi positivi e negativi delle stringhe, per poi connetterli in parallelo. Lo schema a blocchi di un inverter trifase è analogo a quello visto per gli inverter monofase, ovviamente adattato al funzionamento con le tre fasi e il neutro.

La tensione di stringa viene mantenuta fissa a un valore che consente di avere la massima efficienza di conversione (eccetto durante i transitori di accensione e spegnimento) e che dipende dal modello di inverter, dal modello di ottimizzatori ad esso collegati e dalla potenza che la stringa è in grado di produrre. Nella tabella seguente vengono riportati i valori della tensione di stringa per inverter adatti a reti 230/400 V. Si nota che gli inverter che lavorano a una tensione di 850 V sono anche in grado di lavorare a una tensione di 750 V quando la potenza DC generata delle stringhe è al di sotto di una certa soglia.

*Tabella 1: Valori della tensione di stringa per inverter SolarEdge a seconda del tipo di ottimizzatori utilizzati.*

	SolarEdge home short string inverter	SE15K	SE25K	SE27.6K	SE30K	SE33.3K
Serie P	375 V	750 V	750 V	750 V	750 V	750 V
S1000	N/A	775 V	750 V	775 V	850 V	750
S1200	N/A	775 V	750 V	775 V	850 V	850 V

Gli stessi valori di tensione valgono per unità Synergy (vedere paragrafo seguente) della stessa potenza.

Gli inverter trifase SolarEdge di potenza dai 25 kW in su sono accompagnati da un'unità di sicurezza nella quale è presente un sezionatore DC che consente di interrompere tutte le stringhe in ingresso. Inoltre, è possibile bloccare il sezionatore nella posizione voluta ad esempio utilizzando un lucchetto, il che permette di eseguire operazioni che richiedono l'interruzione delle stringhe senza il rischio che qualcuno chiuda il sezionatore nel frattempo.



Figura 20: Inverter trifase commerciale SolarEdge con unità di sicurezza (parte inferiore).

#### 3.1.1.2.1 Tecnologia Synergy

Per potenze superiori a 50 kW SolarEdge produce inverter con tecnologia Synergy, costituiti da due o tre unità Synergy (due unità fino a 66,6 kW, tre unità per potenze superiori) e un Synergy Manager. Il Synergy Manager rappresenta l'interfaccia con la parte DC e con la rete, contiene il sezionatore DC e gestisce la comunicazione, mentre le unità Synergy effettuano la conversione DC-AC e comunicano con il Synergy Manager via cavo.

Ogni unità Synergy può funzionare indipendentemente dalle altre: in caso di individuazione di problemi su una delle stringhe ad essa connessa, come un arco elettrico o un abbassamento della resistenza di isolamento, l'unità in questione può interrompere la produzione mentre le altre unità continuano a funzionare. Questo tipo di flessibilità è utile anche nel caso di impianti con limitazione della potenza immessa in rete (vedere paragrafo 4.3.3), dato che è possibile spegnere solo il numero di unità necessario a rientrare entro i limiti di immissione della potenza.



Figura 21: Inverter con tecnologia Synergy. In alto si trovano tre unità Synergy e in basso si trova il Synergy Manager.

### 3.1.2 Funzionamento

Gli inverter SolarEdge sono pensati per essere utilizzati insieme agli ottimizzatori di potenza: ciò spiega alcune differenze nel loro funzionamento rispetto a inverter di altre marche.

Poiché, come verrà illustrato meglio più avanti, la funzione di MPPT viene svolta dagli ottimizzatori di potenza a livello di modulo o coppia di moduli, l'inverter non è dotato di MPPT. Ciò costituisce un vantaggio in termini di durata dell'inverter, risparmiando sull'utilizzo dei componenti delicati facenti parte dei convertitori DC-DC necessari per la funzione di MPPT.

L'inverter mantiene al suo ingresso una tensione costante utilizzando un loop di controllo della tensione [7, p. 4]: in questo modo è in grado di mantenerla fissa ai valori specificati nei paragrafi 3.1.1.1 e 3.1.1.2, in corrispondenza dei quali l'inverter presenta la massima efficienza di conversione.

Esiste un limite minimo di potenza di picco del totale dei moduli collegati a un inverter, corrispondente al 60% della potenza nominale dell'inverter se questo è monofase oppure è trifase e viene utilizzato in combinazione con ottimizzatori collegati a un solo modulo ciascuno. Per gli inverter trifase utilizzati in combinazione con ottimizzatori collegati a due moduli ciascuno, la minima potenza di picco è il 73% della potenza nominale dell'inverter, e deve essere comunque maggiore di 11 kW [8, p. 2].

Oltre alla conversione DC-AC, gli inverter svolgono anche altre funzioni:

- Misura della resistenza di isolamento. Ogni volta che l'inverter inizia a produrre potenza (ad esempio al momento del primo avvio, oppure al mattino, o quando viene riaccesso dopo essere stato spento manualmente, o a seguito di un guasto o altro problema) esegue una misura della resistenza di isolamento verso terra delle stringhe, cioè dei cavi, moduli, ottimizzatori ed eventuali organi di sezionamento/protezione. La misura viene trasmessa al portale di monitoraggio assieme alla prima telemetria dei dati di produzione, ed ha un valore di fondo scala di  $11000\text{ k}\Omega$ . Quando la resistenza di isolamento scende sotto  $600\text{ k}\Omega$  negli

inverter monofase o  $1000\text{ k}\Omega$  negli inverter trifase, viene generato un messaggio di errore. In casi particolarmente gravi, l'inverter può andare in blocco.

- Individuazione e protezione da archi elettrici. Gli inverter con CPU 3.19.xx/4.xx o successiva sono in grado di individuare gli archi elettrici e interrompere la produzione (AFCI). Se nell'impianto sono presenti ottimizzatori di serie S e l'inverter ha una CPU 4.17.xxx o successiva, è disponibile la funzionalità SenseConnect che, come descritto nel paragrafo 3.2.3.1, consente di individuare sovratemperature nella parte DC dell'impianto e quindi proteggere l'impianto da temperature troppo elevate o archi elettrici bloccando l'inverter.
- Comunicazione con gli ottimizzatori di potenza e con il portale di monitoraggio. L'inverter comunica con gli ottimizzatori di potenza tramite PLC (Power Line Communication), cioè utilizzando gli stessi cavi DC delle stringhe per ricevere e trasmettere informazioni. L'inverter raccoglie i dati relativi alla produzione che gli ottimizzatori trasmettono ogni 5 minuti e li invia al portale di monitoraggio, insieme ad altri dati come i parametri della rete AC, il valore della resistenza di isolamento, la potenza AC prodotta e il  $\cos\phi$ . Negli impianti costituiti da più inverter, uno di questi viene configurato come leader ed è l'unico inverter a trasmettere i dati al portale di monitoraggio, mentre gli altri inverter sono follower. I follower comunicano con il leader via cavo tramite il protocollo SolarEdge Modbus.

Alcuni inverter ormai fuori produzione sono dotati di display dal quale è possibile leggere informazioni come lo stato della rete, la produzione dell'inverter, e grazie al quale è possibile controllare lo stato di produzione dell'inverter ed effettuare operazioni come l'accoppiamento con gli ottimizzatori o la ricerca di guasti di isolamento. Da alcuni anni a questa parte, però, non vengono più prodotti inverter con display, e i dati vengono resi visibili sull'app SolarEdge Set App oppure sulla piattaforma di monitoraggio.

### 3.1.3 Cybersecurity

Gli impianti fotovoltaici possono essere soggetti ad attacchi informatici attraverso i componenti che scambiano informazioni con l'esterno come gli inverter. Tali attacchi possono causare anomalie o perdite nella produzione di energia, mettere a rischio la sicurezza dei lavoratori, causare danni fisici ai componenti dell'impianto con conseguenze pericolose come incendi, oltre a mettere a rischio o manipolare dati sensibili del soggetto attaccato.

Come mostrato dal rapporto pubblicato da Clusit nel 2025 sulla cybersecurity in Italia e nel mondo nell'ambito di energia e utilities, gli attacchi informatici sono in aumento: nel 2024 sono stati registrati 63 casi, ovvero il 40% in più rispetto al 2024 e il 61,5% in più rispetto al 2023 [9, p. 7]. Bisogna inoltre notare che, nel settore del fotovoltaico, è particolarmente difficile individuare gli attacchi informatici a causa della dipendenza della produzione dalle condizioni atmosferiche del momento, che rende difficile distinguere interruzioni nella produzione dovute alle normali variazioni di irradiazione e quelle dovute ad attacchi informatici [10, p. 1].

Per ridurre i rischi legati agli attacchi informatici, SolarEdge si è adoperata per ottenere la certificazione ISO 27001, uno standard internazionale che specifica i requisiti per stabilire, implementare, mantenere e migliorare continuamente un sistema di gestione della sicurezza delle informazioni, ed è conforme alla direttiva NIS2 (Network and Information Security) in qualità di "entità essenziale". Inoltre, gli inverter SolarEdge hanno ottenuto la certificazione ETSI-303-645, ovvero rispettano i requisiti di base per la cyber security dei consumatori nell'internet of things, e sono conformi alla Radio Equipment Directive (RED) [11, pp. 18–19].

## 3.2 Ottimizzatori di potenza

Come accennato precedentemente, un ottimizzatore di potenza è un dispositivo che viene collegato ad uno o, più comunemente, due pannelli fotovoltaici situati all'interno di una stringa. Nel caso di SolarEdge, si tratta di un convertitore DC-DC buck-boost in grado di inseguire il punto di massima potenza del pannello o della piccola stringa di due pannelli a cui è collegato.

Come già specificato, gli ottimizzatori SolarEdge sono pensati per essere utilizzati assieme agli inverter SolarEdge, che sono sprovvisti di MPPT.

SolarEdge produce sia moduli con ottimizzatori di potenza integrati, sia ottimizzatori singoli da collegare a uno o due pannelli di altra marca. Questi ultimi sono quelli più utilizzati da Etica nel Sole.

Esistono diversi modelli di ottimizzatori (serie S, P e H) che si distinguono per la potenza e per la tensione e corrente che ammettono in ingresso e che quindi vanno scelti controllandone la compatibilità con il modulo fotovoltaico utilizzato.

### 3.2.1 Struttura

L'aspetto esteriore di un ottimizzatore è simile tra i vari modelli: a titolo di esempio, la Figura 22 mostra un ottimizzatore H1300. I due connettori a sinistra vengono collegati al pannello o coppia di pannelli, mentre i due connettori a destra vengono utilizzati per collegare l'ottimizzatore in serie agli ottimizzatori adiacenti. La lunghezza minima e massima di una stringa è specificata nelle schede tecniche degli ottimizzatori di potenza.



Figura 22: Ottimizzatore di potenza SolarEdge H1300

All'interno, la struttura di un ottimizzatore può essere schematizzata come in Figura 23.

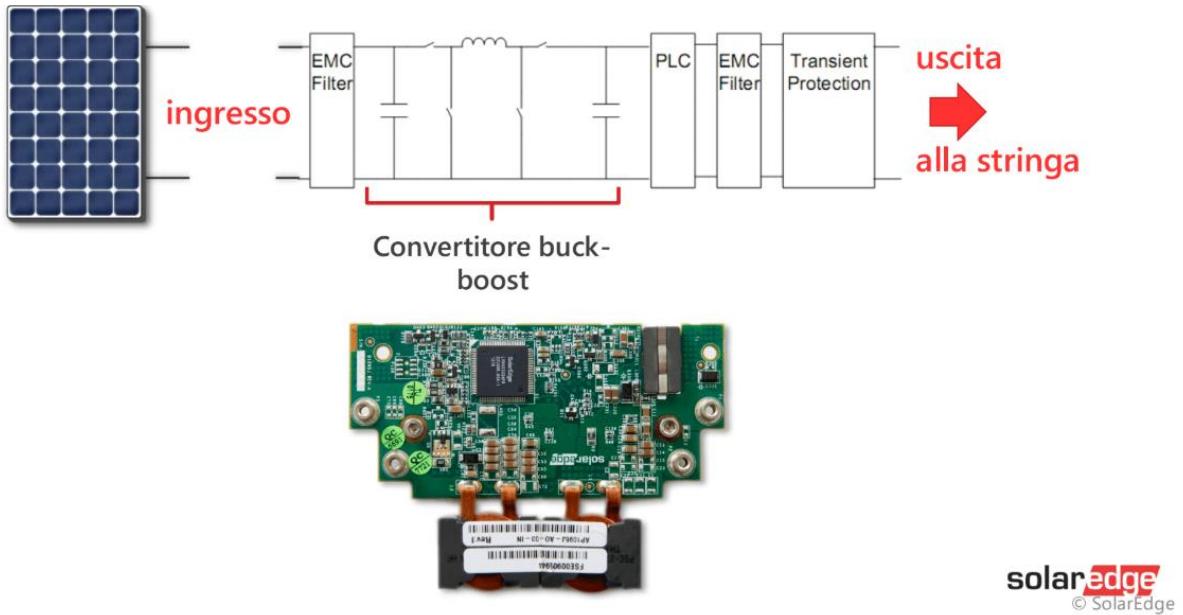


Figura 23: Schema a blocchi di un ottimizzatore di potenza SolarEdge. Tratta da [3, p. 11]

Gli ottimizzatori di potenza SolarEdge risultano essere costituiti da:

- 1) Due filtri EMC, uno in ingresso e uno in uscita: servono a filtrare le emissioni elettromagnetiche prodotte dal buck-boost e condotte attraverso i cavi.
- 2) Un convertitore buck-boost con 4 switch: permette di ottenere una tensione in uscita più alta o più bassa rispetto a quella in entrata regolando i duty cycle dei transistori. Di conseguenza la corrente in uscita risulterà più bassa o più alta di quella in ingresso. In ogni caso, le tensioni e le correnti in entrata e in uscita rimangono all'interno dei range specificati nel datasheet dell'ottimizzatore.

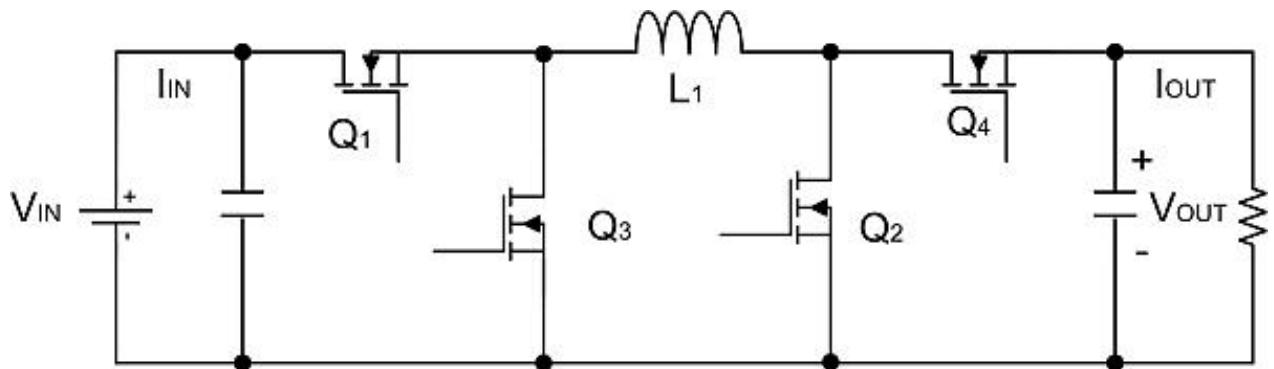


Figura 24: Schema di un convertitore buck-boost a 4 switch. Tratta da [12]

La Figura 24 raffigura lo schema di un convertitore buck-boost a 4 switch, dove  $Q_1$ ,  $Q_2$ ,  $Q_3$ ,  $Q_4$  sono dei transistori (in figura sono rappresentati dei MOSFET a titolo di esempio, ma SolarEdge non dichiara esattamente quale tipo di transistor utilizzati) di cui sono controllabili i duty cycle,  $d_1$ ,  $d_2$ ,  $d_3$ ,  $d_4$ ;  $V_{in}$  è la tensione in ingresso,  $I_{in}$  è la corrente in ingresso,  $V_{out}$  è la tensione in uscita,  $I_{out}$  è la corrente in uscita. Il convertitore può funzionare in modalità:

- Boost:  $V_{out} > V_{in}$ .  $d_1 = 1$ ,  $d_3 = 0$ . Quando  $Q_2$  è on,  $Q_4$  è off e viceversa. Nel caso di un convertitore ideale,  $V_{out} = (1 - d_2)V_{in}$
- Buck:  $V_{out} < V_{in}$ .  $d_4 = 1$ ,  $d_2 = 0$ . Quando  $Q_1$  è on,  $Q_3$  è off e viceversa.

Nel caso di un convertitore ideale,  $V_{out} = d_1 V_{in}$

- Mantenendo la tensione di uscita uguale a quella in entrata: nel caso di un convertitore ideale,  $V_{out} = V_{in} \cdot d_1 = 1, d_4 = 1, d_2 = 0, d_3 = 0$ .

Sempre nel caso di un convertitore ideale, la corrente in uscita risulta diminuita o aumentata rispetto a quella in entrata secondo la seguente relazione:

$$V_{in} I_{in} = V_{out} I_{out}$$

Nella realtà bisogna tener conto del rendimento  $\eta$  dell'ottimizzatore. Quest'ultimo dipende dal tipo di ottimizzatore, da  $V_{in}$  e dalla potenza in ingresso  $P_{in} = V_{in} I_{in}$ .

La nota applicativa di SolarEdge sull'efficienza degli ottimizzatori di serie S e P [13] mostra che i valori di massima efficienza per gli ottimizzatori di serie S e P variano tra il 99,2% e il 99,5%. La nota applicativa inoltre fornisce i valori relativi all'efficienza pesata  $\eta\eta$ , calcolata utilizzando una formula uguale a quella utilizzata per calcolare l'efficienza pesata degli inverter [4]:

$$\eta\eta = 0,2\eta\eta_{100\%} + 0,48\eta\eta_{50\%} + 0,1\eta\eta_{30\%} + 0,13\eta\eta_{20\%} + 0,06\eta\eta_{10\%} + 0,03\eta\eta_{5\%}$$

Questa formula è ottimizzata per le condizioni di irradianza europee e tiene conto di variazioni giornaliere e annuali delle condizioni metereologiche e delle diverse condizioni possibili di carico,  $V_{in}$  e condizioni della stringa. I pedici dei rendimenti nella formula indicano la percentuale di carico a cui è stato calcolato ogni rendimento.

I valori dell'efficienza pesata per gli ottimizzatori di serie S e P variano tra il 98,4% e il 99,2%.

- 3) Un sistema di comunicazione PLC (Power Line Communication): è necessario per comunicare e ricevere informazioni come la presenza dell'ottimizzatore, la presenza dell'inverter, i valori di produzione dell'ottimizzatore e altri dati raccolti dall'ottimizzatore come tensione e corrente in ingresso e in uscita e la temperatura. Poiché il sistema PLC utilizza i cavi di potenza, non è necessario prevedere ulteriori cablaggi per garantire la comunicazione tra ottimizzatori e inverter
- 4) Un circuito di protezione dai transitori di sovratensioni e sovraccorrenti.

### 3.2.2 Funzionamento

Ogni ottimizzatore funziona in modo tale da estrarre la massima potenza dai pannelli a cui è collegato, cioè svolgendo la funzione di MPPT; allo stesso tempo, l'inverter mantiene al suo ingresso una tensione costante utilizzando un loop di controllo della tensione [7, p. 4]. In questo modo è possibile limitare gli effetti negativi del mismatch sia serie sia parallelo.

A titolo di esempio, verrà ora descritto il funzionamento di una stringa costituita da n ottimizzatori e collegata all'inverter. Si suppone per semplicità che ogni ottimizzatore sia connesso a un modulo (lo stesso ragionamento vale comunque anche nel caso di ottimizzatori connessi ognuno a due moduli) e che tutti gli ottimizzatori abbiano un rendimento del 100%. Come da Figura 25, la corrente e la tensione in ingresso a un generico ottimizzatore i sono rappresentate rispettivamente come  $I_{pi}$  e  $V_{pi}$ , mentre la corrente e la tensione in uscita sono rappresentate rispettivamente come  $I_i$  e  $V_i$ .

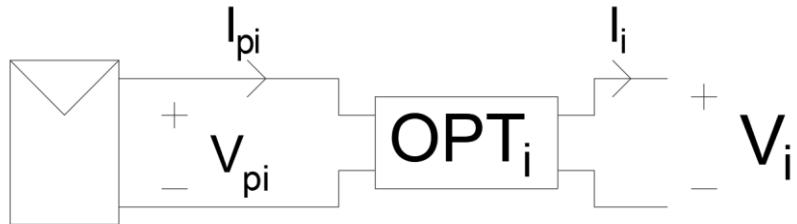


Figura 25: Generico ottimizzatore  $i$  connesso a un modulo fotovoltaico.

Di seguito si propone un modello circuitale per illustrare il comportamento degli ottimizzatori all'interno della stringa.

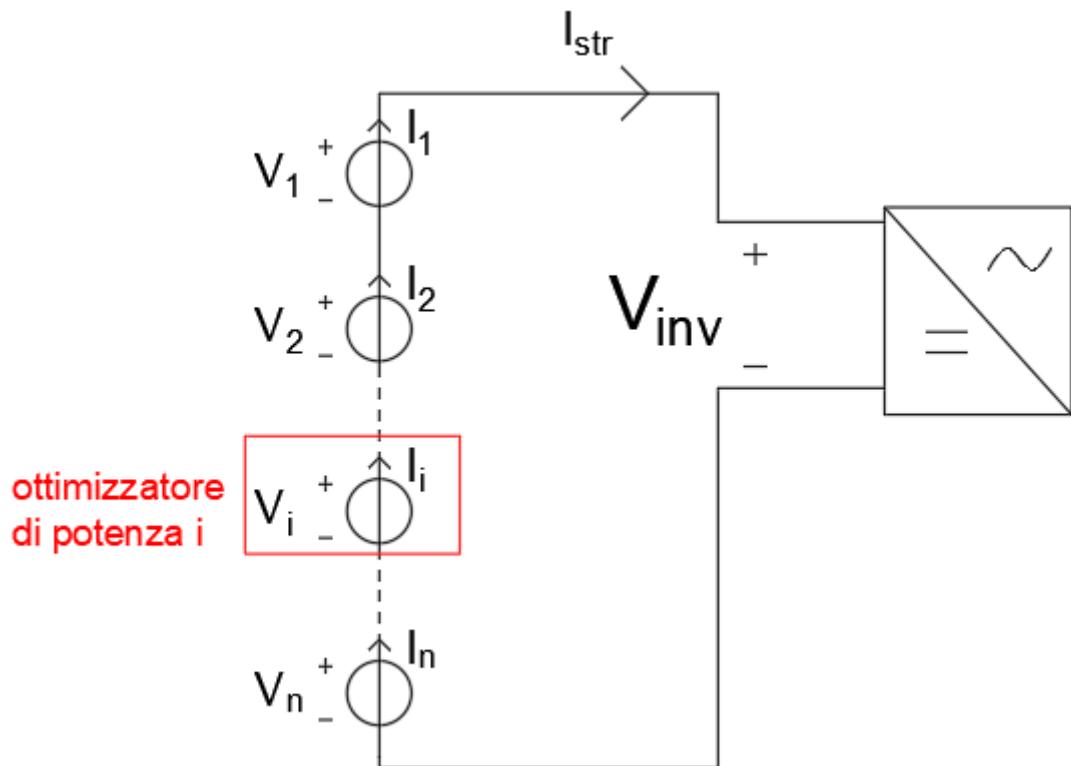


Figura 26: Modello circuitale di  $n$  ottimizzatori formanti una stringa collegata a un inverter.

Il generico ottimizzatore  $i$  è rappresentato da un generatore ideale di tensione  $V_i$  attraversato da una corrente  $I_i$ . Essendo connessi in serie, necessariamente  $I_1 = I_2 = \dots = I_i = \dots = I_n = I_{str}$  dove  $I_{str}$  è la corrente di stringa. Ogni ottimizzatore riceve una potenza in ingresso ed eroga una potenza in uscita uguale a  $P_i = I_i V_i = I_{pi} V_{pi}$ .  $V_{inv}$  è la tensione di stringa, cioè la tensione in ingresso all'inverter, che viene sempre mantenuta fissa.

Regolando il duty cycle dei propri transistor, ogni ottimizzatore riesce a far lavorare il proprio pannello al punto di massima potenza, estraendone una potenza  $P_i$ . In Figura 27 è indicato il punto di lavoro (MPP) sulla caratteristica tensione-corrente e tensione-potenza per un generico modulo della stringa.

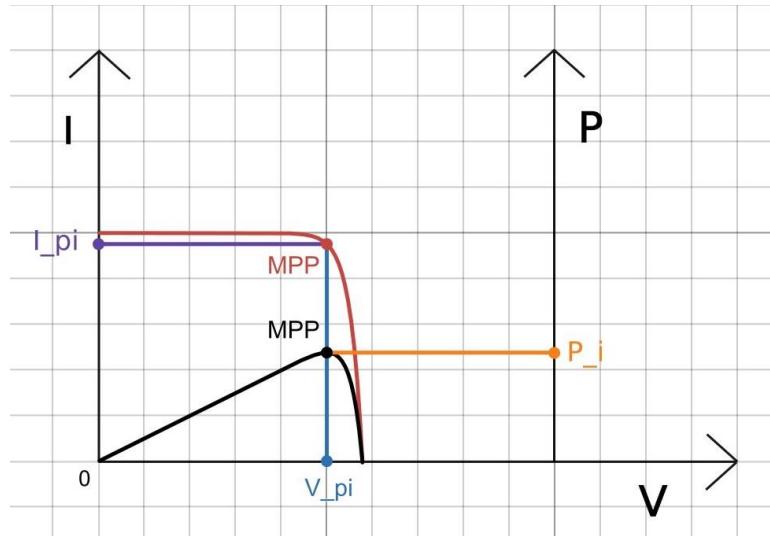


Figura 27: Curve tensione-corrente e tensione-potenza di un modulo connesso a un ottimizzatore. Vengono specificati i MPP sulle due caratteristiche e la corrente e la tensione in entrata all'ottimizzatore.

Ogni ottimizzatore quindi avrà dei valori di corrente e tensione in uscita che dipendono dalla potenza  $P_i$  estratta dal pannello: ciò significa che  $I_i$  e  $V_i$  devono essere tali da individuare un punto di lavoro  $(V_i, I_i)$  che appartenga al ramo di iperbole in Figura 28, che rappresenta l'insieme di valori di tensione e corrente per i quali si ha  $P_i$  costante.

Questo punto di lavoro deve anche rispettare il vincolo che l'inverter impone sulla tensione ( $V_{inv}$  costante), che si traduce in un vincolo sulla corrente di stringa. Dato che la potenza prodotta dall'intera stringa è  $P_{str} = \sum_{i=1}^n P_i$ , la corrente di stringa dovrà necessariamente essere  $I_{str} = \frac{P_{str}}{V_{inv}}$ , e quindi  $I_i = I_{str}$ . È così possibile individuare il punto di lavoro sull'iperbole e calcolare la tensione in uscita di ogni ottimizzatore, che sarà  $V_i = \frac{P_i}{I_{str}}$ . Si verifica che  $\sum_{i=1}^n V_i = V_{inv}$ .

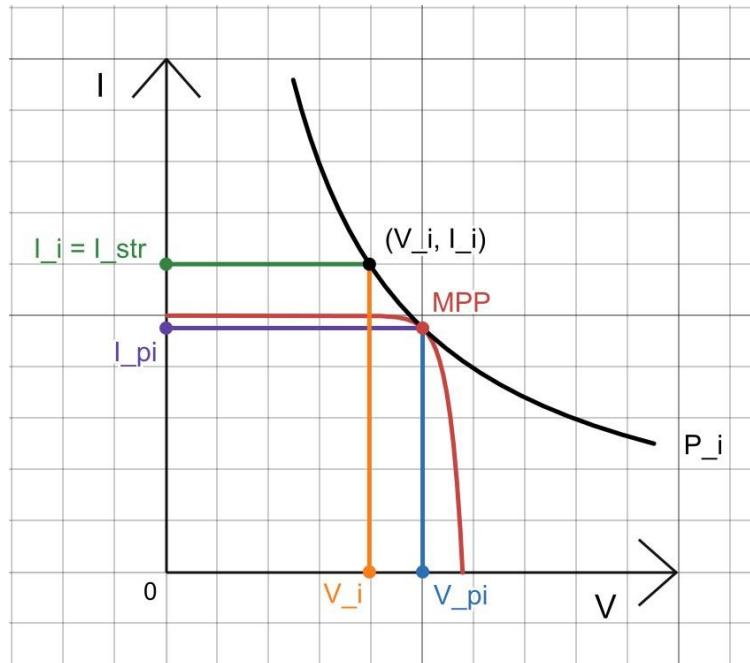


Figura 28: Curva tensione-corrente di un modulo connesso a un ottimizzatore e curva a potenza costante. Vengono specificati il MPP, il punto di lavoro sulla curva a potenza costante e la corrente e la tensione in entrata e in uscita all'ottimizzatore.

Di seguito verranno illustrati degli esempi numerici per comprendere meglio il principio di funzionamento.

Si suppone di avere una stringa composta da 10 moduli, ognuno collegato a un ottimizzatore. La stringa è collegata a un inverter monofase, che mantiene al suo ingresso una tensione  $V_{inv} = 380 V$ .

Come primo esempio si suppone che tutti i moduli producano la stessa potenza e quindi che, facendo lavorare il proprio modulo all'MPP, ogni ottimizzatore abbia una potenza  $P_i = 270 W$ . Si suppone che, al proprio MPP, ogni modulo abbia  $V_{pi} = 30 V$  e  $I_{pi} = 9 A$ . Si ricava che:

- $P_{str} = \sum_{i=1}^n P_i = 10 * 270 W = 2700 W$
- $I_{str} = \frac{P_{str}}{V_{inv}} = \frac{2700 W}{380 V} = 7,1 A$
- Per ogni ottimizzatore:  $I_i = I_{str} = 7,1 A$
- Per ogni ottimizzatore:  $V_i = \frac{P_i}{I_{str}} = \frac{270 W}{7,1 A} = 38,0 V$

Si vede quindi che ogni ottimizzatore ha un comportamento di tipo boost.

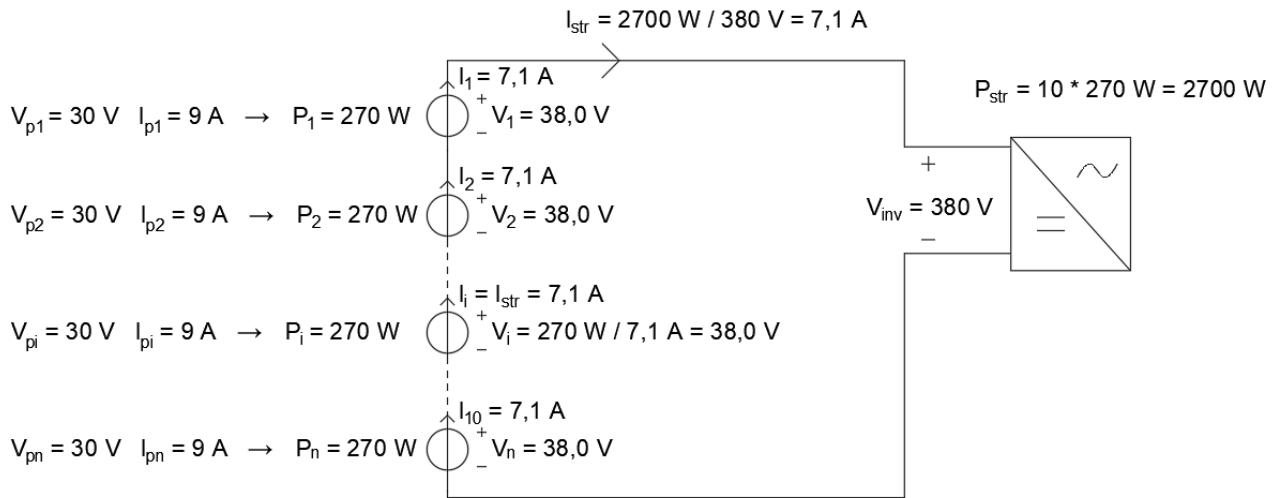


Figura 29: Principio di funzionamento degli ottimizzatori: primo esempio, tutti gli ottimizzatori della stringa ugualmente performanti.

Come secondo esempio si analizza il caso in cui un modulo sia meno performante rispetto agli altri moduli della stringa. Si suppone che il modulo 1 sia ombreggiato, mentre gli altri 9 moduli continuano a produrre come prima. L'ottimizzatore 1 fa lavorare il proprio modulo al MPP estraendone  $P_1 = 100 W$ . Si suppone che, al proprio MPP, il modulo 1 abbia  $V_{p1} = 20 V$  e  $I_{p1} = 5 A$ . Gli altri 9 moduli avranno  $P_i = 270 W$ ,  $V_{pi} = 30 V$  e  $I_{pi} = 9 A$ . Si ricava che:

- $P_{str} = \sum_{i=1}^n P_i = 1 * 100 W * 9 * 270 W = 2530 W$
- $I_{str} = \frac{P_{str}}{V_{inv}} = \frac{2530 W}{380 V} = 6,7 A$
- Per ogni ottimizzatore:  $I_i = I_{str} = 6,7 A$
- Per l'ottimizzatore 1:  $V_1 = \frac{P_1}{I_{str}} = \frac{100 W}{6,7 A} = 14,9 V$ . Per tutti gli altri ottimizzatori:  $V_i = \frac{P_i}{I_{str}} = \frac{270 W}{6,7 A} = 40,3 V$

Si vede quindi che l'ottimizzatore 1 ha un comportamento di tipo buck, mentre gli altri hanno un comportamento di tipo boost.

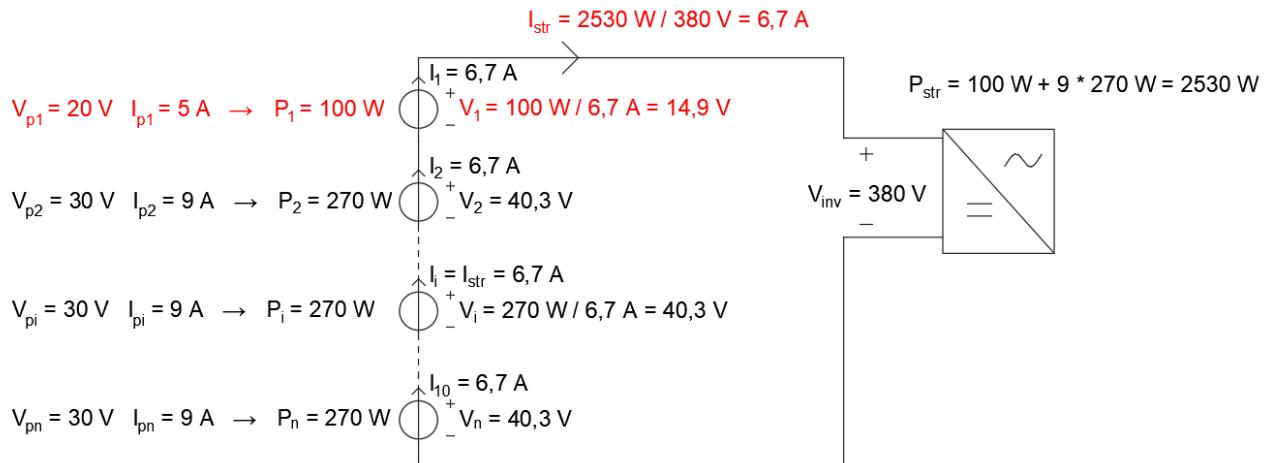


Figura 30: Principio di funzionamento degli ottimizzatori: secondo esempio, un ottimizzatore meno performante degli altri (in rosso).

### 3.2.3 Funzionalità di sicurezza

#### 3.2.3.1 SolarEdge Sense Connect

Gli ottimizzatori di potenza della serie S sono dotati della funzione di sicurezza Sense Connect [14], che permette di individuare sovratemperature degli ottimizzatori. La funzionalità Sense Connect è supportata da inverter con CPU versione 4.17.xxx o successiva.

Questa tecnologia permette anche di prevenire la formazione di archi elettrici, poiché quando si sta per verificare un arco elettrico il punto interessato si scalda. Sense Connect si basa su sensori di temperatura all'interno di ogni ottimizzatore che monitorano la temperatura dei connettori di ingresso e del connettore di uscita più corto (la temperatura del connettore di uscita più lungo è monitorata dall'ottimizzatore successivo) e su algoritmi che consentono di prevedere la dissipazione di potenza in corrispondenza dei connettori. Tiene inoltre in considerazione gli effetti della temperatura esterna, della temperatura dei pannelli e della dissipazione di calore all'interno dell'ottimizzatore stesso, in modo da distinguere un aumento di temperatura dato dal normale funzionamento dell'impianto da un aumento dovuto all'imminente formazione di un arco o ad altre situazioni anomale.

Quando viene rilevata una temperatura anomala dei connettori, Sense Connect segnala un evento. Ciò può avvenire durante la messa in servizio iniziale dell'impianto, ad esempio a causa di un'installazione non corretta o da connettori difettosi, oppure mentre il sistema è già operativo. Al rilevamento di una sovratemperatura viene mandato un avviso visualizzabile nel portale di monitoraggio o nell'app; dopo cinque eventi di questo tipo, l'inverter va in blocco, a meno che non si verifichi una sovratemperatura critica già prima, nel qual caso l'inverter va in blocco immediatamente. Nel caso in cui l'inverter sia composto da più unità di potenza, come per gli inverter con tecnologia Synergy, solo l'unità interessata interrompe la produzione di energia e si blocca automaticamente, mentre le altre unità continuano a produrre energia.

Il processo di rilevamento, reazione e notifica dell'avviso è illustrato nella Figura 31.

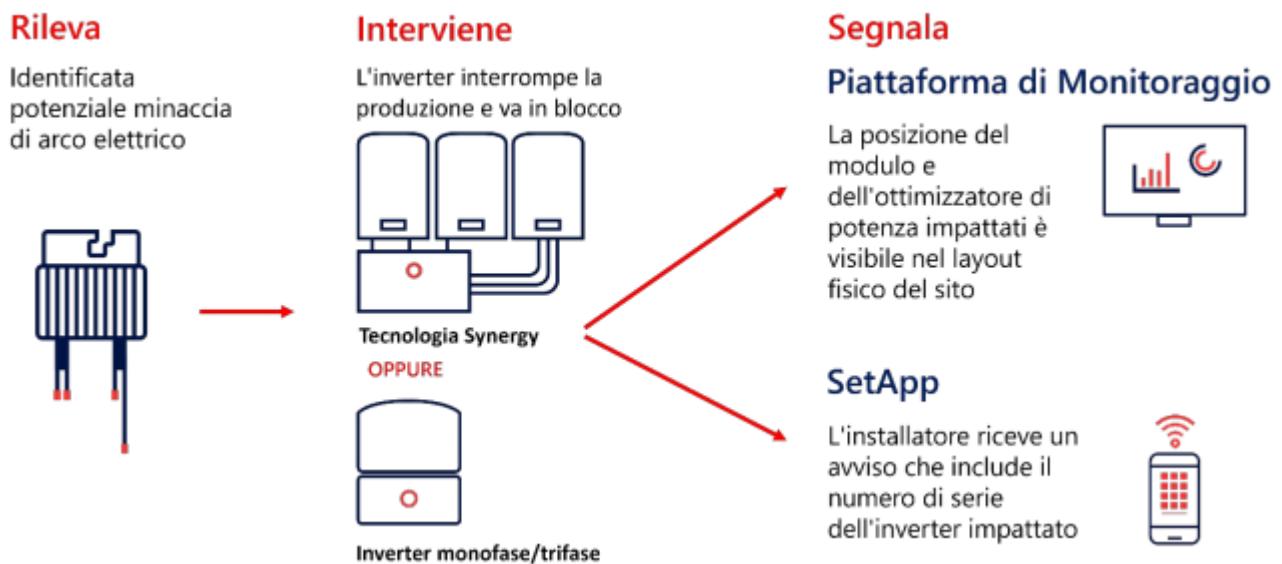


Figura 31: Funzionamento di Sense Connect per inverter per uso commerciale e residenziale. Tratta da [15, p. 2]

Per quanto riguarda l'individuazione di archi elettrici, gli inverter SolarEdge con CPU 3.19.xx/4.xx o successiva sono comunque in grado di individuare archi elettrici e di interrompere la produzione (funzionalità AFCI: Arc Fault Circuit Interruption) a prescindere dall'utilizzo di ottimizzatori dotati di Sense Connect.

### 3.2.3.2 Modalità SafeDC<sup>TM</sup>

La presenza di un convertitore tra il pannello e il resto della stringa consente di controllare la tensione a valle del singolo modulo o coppia di moduli. Questa possibilità può essere sfruttata per implementare soluzioni per aumentare la sicurezza delle persone come, nel caso di SolarEdge, la modalità SafeDC<sup>TM</sup>, che consiste nella riduzione della tensione in uscita di un ottimizzatore di potenza a 1 V in caso di situazioni potenzialmente pericolose per le persone. Di seguito il principio di funzionamento.

Gli ottimizzatori di potenza restano in funzione fintanto che ricevono un segnale continuo dall'inverter. In caso di assenza del segnale gli ottimizzatori di potenza entrano nella cosiddetta modalità SafeDC<sup>TM</sup>, ovvero:

- Ogni ottimizzatore interrompe il circuito subito a valle dei pannelli a cui è collegato.
- La tensione in uscita ad ogni ottimizzatore viene portata a 1V e la corrente in uscita viene ridotta a un valore tra i 300 e i 600 mA a seconda della temperatura e dell'irradianza.

L'interruzione del circuito a valle di ogni pannello o coppia di pannelli permette di avere una tensione massima in entrata all'ottimizzatore pari alla tensione (o la somma di tensioni) in circuito aperto del pannello (o coppia di pannelli). Il valore della  $V_{oc}$  dipende dal tipo di pannello, ma in generale si aggira attorno ai 40V. Ciò implica una tensione di circa 80 V a monte di un ottimizzatore collegato a due pannelli.

In uscita all'ottimizzatore, invece, viene imposta una tensione di 1 V che permette di segnalare la presenza degli ottimizzatori all'inverter a cui sono collegati, mantenendo comunque una tensione di stringa sufficientemente bassa, in modo tale da non costituire un pericolo per chi dovesse trovarsi ad operare in prossimità dei pannelli. Infatti, dato che la lunghezza massima di una stringa nel sistema SolarEdge è di 60 moduli, la tensione di stringa non supererebbe i 60 V nel caso peggiore in cui

venga collegato un ottimizzatore per modulo. Di fatto, nella maggior parte dei casi ogni ottimizzatore viene collegato a due moduli, e quindi la tensione di stringa non supererebbe i 30 V.

Di conseguenza, l'intero impianto è in condizioni di bassissima tensione (< 120V), garantendo la sicurezza delle persone e consentendo di realizzare un circuito SELV.

Il segnale potrebbe essere assente, causando l'attivazione della modalità SafeDC<sup>TM</sup>, nelle seguenti situazioni:

- Durante l'installazione, quando la stringa non è stata ancora collegata all'inverter. Come mostrato nella Tabella 2, al momento dell'installazione non tutti gli ottimizzatori presentano la tensione di sicurezza in uscita: ad esempio, in questa situazione gli ottimizzatori Huawei e Tigo presentano una tensione in uscita uguale a quella in entrata, poiché hanno bisogno di essere avviati una prima volta prima di poter ridurre la tensione in uscita a una tensione di sicurezza.
- Quando l'inverter viene spento per consentire a operatori come manutentori o vigili del fuoco di accedere al tetto in sicurezza
- A seguito di condizioni che denotano una possibile formazione di un arco elettrico nell'impianto, rilevate da ottimizzatori che utilizzano la tecnologia Sense Connect, oppure, se gli ottimizzatori non sono dotati di Sense Connect o se il modello di inverter non è compatibile con Sense Connect ma è dotato di CPU 3.19.xx/4.xx o successiva e quindi dotato di funzionalità AFCI, a seguito di archi elettrici individuati direttamente dall'inverter.
- A seguito dello spegnimento dell'inverter, quando la tensione e/o la frequenza di rete non rientrano nei valori specificati dalle norme CEI 0-21 e CEI 0-16 e dal Codice della Rete. In tal caso, infatti, il sistema di protezione dell'impianto (SPI) interviene scollegando l'impianto e di conseguenza impedendo agli inverter di immettere energia in rete. In particolare, tutti gli impianti di generazione locale devono rimanere connessi alla rete MT e BT per valori di tensione  $V$  nel punto di consegna compresi nell'intervallo  $85\% V_n \leq V \leq 110\% V_n$ , dove  $V_n$  è la tensione nominale, come indicato dall'Allegato A70 al Codice della Rete [16, p. 5]: in caso contrario devono rimanere connessi o distaccarsi rispettando le curve di low voltage ride through e over voltage ride through delineate dalla norma CEI 0-21 per gli impianti in bassa tensione e dalla norma CEI 0-16 per gli impianti in media tensione. Inoltre, secondo il Codice della Rete, l'intervallo di frequenza di rete ammissibile è tra i 47,5 Hz e 51,5 Hz: se la frequenza di rete non rispetta queste soglie è necessario che l'impianto venga scollegato.

### 3.2.3.3 Protezione da correnti inverse

Nella costruzione di stringhe collegate tra loro in parallelo è necessario tener conto dei pericoli rappresentati dalle correnti inverse. Infatti, i pannelli fotovoltaici possono resistere a correnti inverse massime comprese tra  $2,5 I_{sc}$  e  $3 I_{sc}$  prima di danneggiarsi.

In sistemi tradizionali, in caso di più stringhe collegate in parallelo tra loro, i pannelli di una stringa possono essere interessati da correnti inverse se:

- 1) I pannelli stanno producendo meno potenza rispetto ai pannelli delle altre stringhe facenti parte del parallelo. In questa situazione la stringa che produce di meno dissipà potenza ed è attraversata da una corrente inversa data dalla somma delle correnti prodotte dalle altre stringhe collegate in parallelo
- 2) In caso di doppio guasto a terra. A seconda della posizione dei guasti, una stringa o una porzione di stringa risulterà in corto circuito e i componenti della stringa non cortocircuitati verranno attraversati da una corrente inversa data dalla somma delle correnti prodotte dalle altre stringhe collegate in parallelo. Se i componenti della stringa sono dotati di isolamento

di classe 2, non è necessario attuare misure di protezione, poiché il rischio di doppio guasto a terra è molto basso.

- 3) In caso di guasto linea-linea, all'interno della stessa stringa o tra due stringhe diverse. Se i componenti della stringa dotati di isolamento di classe 2, non è necessario attuare misure di protezione, poiché il rischio di guasto linea-linea è molto basso.

Di conseguenza può essere necessario installare dei dispositivi di protezione dalle correnti inverse, come dei fusibili, come spiegato nel paragrafo 2.1.

Nei sistemi SolarEdge la situazione è diversa. Innanzitutto, gli ottimizzatori sono certificati per fornire corrente di ritorno nulla al modulo fotovoltaico e corrente di ritorno nulla al resto della stringa: ciò significa che non è possibile la circolazione di corrente inversa nella stringa o nei moduli. Inoltre:

- 1) Gli ottimizzatori di potenza permettono di aggirare i problemi legati alla sottoproduzione di alcuni pannelli rispetto agli altri pannelli della stringa o del parallelo tra stringhe, evitando la circolazione di correnti inverse nelle stringhe meno performanti
- 2) Un primo guasto di terra genererà un allarme di bassa resistenza di isolamento e l'inverter entrerà in blocco, con la susseguente attivazione della modalità SafeDC™. In caso di un secondo guasto, della corrente potrebbe fluire momentaneamente. Se non sono state collegate in parallelo più di tre stringhe il sistema è in grado di sopportare la corrente e gli ottimizzatori riducono al minimo le possibilità che la corrente inversa fluisca verso i moduli, perciò ulteriori protezioni di stringa non sono necessarie [17, p. 3].
- 3) In caso di guasto linea-linea non è più possibile mantenere la tensione di stringa al suo valore fisso: accorgendosi di ciò, l'inverter va in blocco con susseguente attivazione della modalità SafeDC™. Bisogna comunque assicurarsi che i cavi siano in grado di sopportare la corrente inversa finché la tensione in uscita agli ottimizzatori non raggiunge 1 V. Se non sono state collegate in parallelo più di tre stringhe e se i cavi sono in grado di sopportare la possibile corrente inversa per 15 secondi, non è necessario prevedere ulteriori protezioni di stringa. Rispetto agli impianti tradizionali, dopo questo tempo non è più presente alcuna corrente, e si annulla il rischio di incendio in corrispondenza del guasto [17, p. 3].

### 3.2.4 Confronto rispetto ad altre marche di ottimizzatori

Le altre principali marche di ottimizzatori in commercio sono Tigo e Huawei. Nella tabella seguente viene proposto un confronto riassuntivo.

Tabella 2: Confronto riassuntivo tra ottimizzatori marca SolarEdge, Tigo e Huawei

	<b>SolarEdge</b>	<b>Tigo</b>	<b>Huawei</b>
<b>Tipo di convertitore</b>	Buck-boost [3, p. 10]	Buck	Buck [18, p. 8]
<b>Comunicazione ottimizzatori - inverter</b>	Power Line Communication: non è necessario prevedere ulteriori cablaggi per garantire la comunicazione ottimizzatori - inverter	È necessario prevedere l'installazione di due tipi di dispositivi: dei TAP (Tigo Access Point) e dei datalogger CCA (Cloud Connect Advanced). Il TAP comunica wireless con gli ottimizzatori lontani non più di 10 m da esso e	Power Line Communication: non è necessario prevedere ulteriori cablaggi per garantire la comunicazione ottimizzatori - inverter

		ne raccoglie i dati. Ogni TAP deve essere collegato fisicamente a un CCA, che comunica i dati alla piattaforma di monitoraggio tramite wi-fi. Ogni CCA può essere collegato a un massimo di 7 TAP.	
<b>Protezione da archi elettrici</b>	Nel caso di ottimizzatori di serie S e inverter con CPU 4.17.xxx o successiva: prevenzione e protezione dagli archi elettrici con SenseConnect Gli inverter con CPU 3.19.xx/4.xx o successiva sono comunque in grado di individuare gli archi elettrici e interrompere la produzione (AFCI).	Gli ottimizzatori non contribuiscono all'individuazione di archi elettrici.	Gli ottimizzatori non contribuiscono all'individuazione di archi elettrici. Gli inverter Huawei possono individuare gli archi e interrompere la produzione (AFCI) se sono abbinati a ottimizzatori Huawei oppure se non vengono utilizzati ottimizzatori. Utilizzando ottimizzatori di terze parti questa funzionalità non è supportata [19, p. 76].
<b>Tensione di sicurezza</b>	Gli ottimizzatori sono in grado di ridurre la tensione in uscita a 1 V (modalità SafeDC <sup>TM</sup> ). Al momento dell'installazione la tensione in uscita dell'ottimizzatore è di 1 V.	Gli ottimizzatori sono in grado di ridurre la tensione in uscita a 0,6 V (modalità PV-Off <sup>TM</sup> [20, p. 3]) nel momento in cui viene spento il CCA. Se il CCA è alimentato dallo stesso circuito che alimenta l'inverter e l'alimentazione dell'edificio viene interrotta, gli ottimizzatori entrano in modalità PV-Off <sup>TM</sup> . Al momento dell'installazione la tensione in uscita dell'ottimizzatore è uguale a quella in entrata.	Gli ottimizzatori sono in grado di ridurre la tensione di stringa a meno di 30 V in meno di 30 secondi [19, p. 112]. Al momento dell'installazione la tensione in uscita dell'ottimizzatore è uguale a quella in entrata.

### 3.3 Costruzione del sistema

#### 3.3.1 Installazione e configurazione

Dopo aver predisposto l'accesso al tetto e averlo messo in sicurezza installando la linea vita, vengono montate le guide che sosterranno gli ottimizzatori di potenza e i pannelli. Per prima cosa vengono posati gli ottimizzatori, che vengono collegati tra loro a formare le stringhe come progettate e in seguito vengono posizionati i pannelli e collegati agli ottimizzatori.

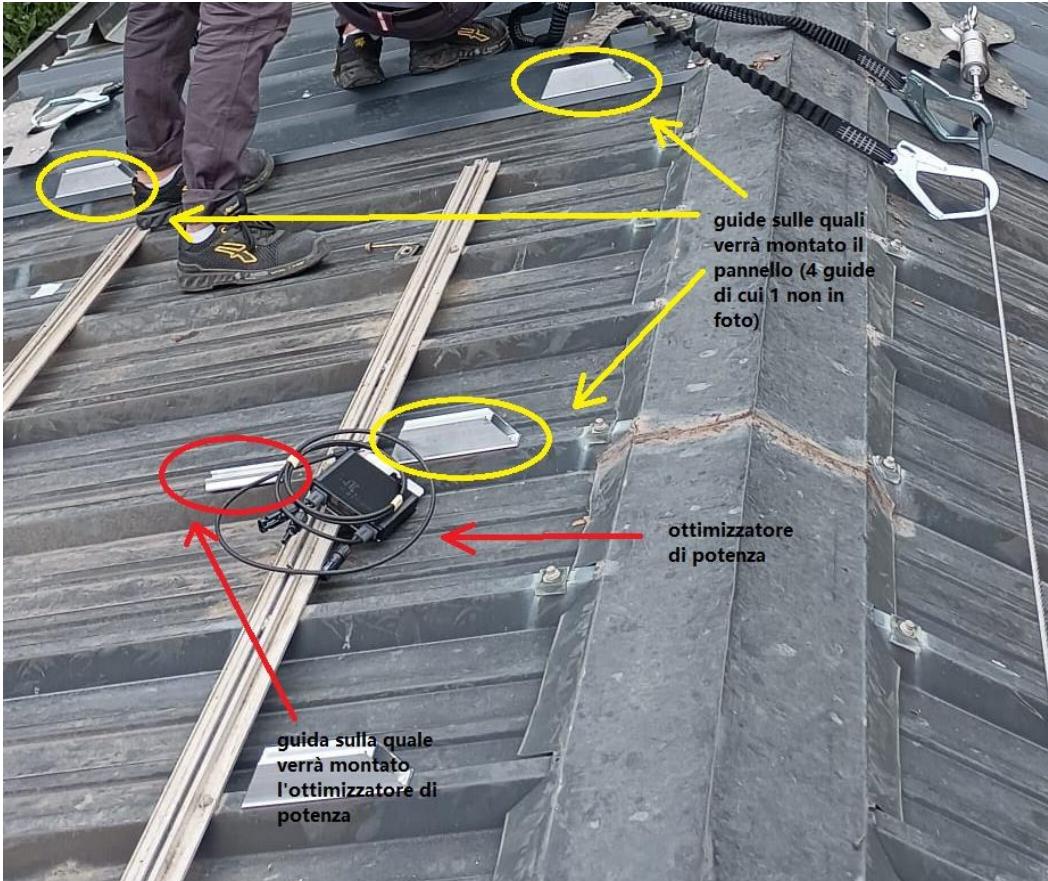


Figura 32: Posizionamento delle guide per il montaggio di pannelli e ottimizzatori. Foto scattata presso uno degli impianti in realizzazione di Etica nel Sole.



Figura 33: Ottimizzatori fissati sulle guide e collegati tra loro. Foto scattata presso uno degli impianti in realizzazione di Etica nel Sole.



Figura 34: L'ottimizzatore a destra è collegato all'ottimizzatore al di sotto del pannello a sinistra. Foto scattata presso uno degli impianti in realizzazione di Etica nel Sole.

A inverter spento, dopo aver collegato le stringhe all'inverter, questo viene collegato alla rete AC e se ne verifica il corretto funzionamento tramite il display o l'app SetApp. Finché le stringhe non vengono collegate all'inverter, e comunque finché non viene effettuato l'accoppiamento tra ottimizzatori e inverter, è attiva la funzionalità SafeDC™. L'accoppiamento viene effettuato tramite l'interfaccia dell'inverter oppure tramite l'app SetApp. È durante questo processo che l'inverter viene acceso e diventa possibile controllarne il corretto funzionamento tramite display o app.

Una volta accoppiati gli ottimizzatori all'inverter, questo entra in modalità standby e inizia a monitorare la tensione e frequenza di rete. L'inverter esce dalla modalità standby se la tensione e la frequenza di rete rientrano nei valori accettabili e se la tensione della stringa ha raggiunto il valore che consente la massima efficienza di conversione, che verrà poi mantenuto fisso.

Dopodiché, viene configurata la comunicazione con il portale di monitoraggio SolarEdge e vengono configurati gli inverter.

### 3.3.2 Funzionamento

Ovviamente l'impianto non produce potenza durante l'intera giornata, ma inizia la produzione al sorgere del sole e la interrompe al tramonto. Il passaggio tra notte e di e viceversa avviene nel seguente modo.

Durante la notte, i pannelli fotovoltaici non producono potenza e gli ottimizzatori sono spenti, poiché questi entrano in funzione solo quando ricevono una potenza in ingresso di almeno 2 W. La tensione ai capi della stringa risulta quindi essere nulla. In queste condizioni, e finché la tensione di stringa non supera 6 V nel caso di inverter monofase o 10 V nel caso di inverter trifase, l'inverter è in modalità notte, cioè in standby.

Al sorgere del sole, quando la potenza in ingresso agli ottimizzatori supera i 2 W, questi si attivano entrando in modalità SafeDCTM, facendo salire la tensione di stringa al di sopra del limite dei 6 o 10 V: l'inverter esce dalla modalità notte e invia un segnale di wake-up sulle linee DC delle stringhe, utilizzando la tecnologia PLC.

Una volta ricevuto il segnale di wake-up, gli ottimizzatori entrano in pre-produzione, aumentando la tensione in uscita e quindi la tensione di stringa, fino a raggiungere il valore che consente la massima efficienza di conversione, che verrà poi mantenuto fisso. Raggiunta tale tensione, l'inverter controlla i parametri di rete ed inizia la produzione di energia.

Ogni 5 minuti l'ottimizzatore invia i dati riguardanti la potenza in ingresso, la corrente in ingresso e la tensione in ingresso e in uscita dell'inverter tramite PLC, che li raccoglie e li trasmette alla piattaforma di monitoraggio.

Al tramontare del sole il processo si ripete in ordine inverso.

## 4. Monitoraggio

### 4.1 Generalità

Il monitoraggio degli impianti fotovoltaici è una delle attività svolte da Etica nel Sole. La durata del monitoraggio di ogni impianto dipende dal contratto: in particolare, l'azienda monitora per un anno gli impianti nuovi o su cui sono stati effettuati interventi di revamping per una potenza superiore ai 20kWp, per 6 mesi se l'impianto nuovo o su cui è stato effettuato il revamping ha una potenza inferiore a 20kWp, per 2 mesi nel caso di attività straordinarie.

Per ogni impianto, l'attività di monitoraggio consiste nella:

- Verifica della corretta accensione e funzionamento degli impianti
- Registrazione della produzione giornaliera di energia
- Individuazione di eventuali malfunzionamenti dell'impianto

Ciò viene fatto avvalendosi del software di monitoraggio associato alla marca di inverter utilizzati nell'impianto. Ad oggi Etica nel Sole utilizza i seguenti software di monitoraggio:

Tabella 3: Elenco di software di monitoraggio utilizzati da Etica nel Sole

Diehl	Si tratta di produttori di inverter che mettono a disposizione un sistema di monitoraggio
SunGrow	
Fimer – Aurora Online	
Fimer – Aurora Vision	
SMA	
Astrid	
Fronius	
Kostal	
Azzurro ZCS	
Esolar3b.e.	Si tratta di sistemi di monitoraggio compatibili con inverter non dotati di un sistema di monitoraggio proprio.
Energy Server	
Mevision	
Solar-Log	
Solarnet	
SolarEdge	Si tratta di produttori di inverter e ottimizzatori che mettono a disposizione un sistema di monitoraggio. Gli ottimizzatori SolarEdge e Huawei sono compatibili solo con inverter della stessa marca, mentre, gli ottimizzatori Tigo sono compatibili anche con marche di inverter differenti.
Huawei	
Tigo	

Le seguenti tabelle indicano le informazioni consultabili su ogni portale di monitoraggio per quanto riguarda i dati relativi al layout dell'impianto, agli inverter, alle stringhe, agli ingressi MPPT, al bilancio energetico, alla batteria e agli ottimizzatori.

Al momento sono disponibili versioni aggiornate dei portali di monitoraggio Azzurro ZCS e SolarEdge. Etica nel Sole sta utilizzando sia le versioni nuove sia quelle vecchie: dove non specificato, le informazioni reperibili sui portali vecchi sono uguali a quelle disponibili sui portali nuovi.

Tabella 4: Dati relativi al layout dell’impianto e agli inverter consultabili sui portali di monitoraggio – parte 1

Software	Layout	Inverter						$v_{AC}$	$i_{AC}$
		$v_{DC}$	$i_{DC}$	$p_{DC}$	$E_{DC}$	rendimento conversione DC/AC			
Diehl		X	X	X				X	X
SunGrow				X				X	X
Fimer - Aurora Online								X	X
Fimer - Aurora Vision		X						X	X
SMA								X	X
Astrid		X	X	X				X	X
Fronius								X	X
Kostal									
Azzurro ZCS								X	X
Esolar3b.e.		X	X	X		X		X	X
Energy Server				X				X	X
Mevision								X	X
Solar-Log		X			X		X		
Solarnet								X	X
SolarEdge	X	X	X					X	X
Huauwei	X			X				X	X
Tigo	X								

Tabella 5: Dati relativi agli inverter consultabili sui portali di monitoraggio - parte 2

Software	Inverter							
	<b>P<sub>uscita</sub></b>	<b>Q<sub>uscita</sub></b>	<b>E<sub>giornaliera</sub></b>	<b>S<sub>uscita</sub></b>	<b>Frequenz a</b>	<b>Temperatura</b>	<b>cosφ</b>	<b>R<sub>isolamento</sub></b>
Diehl	X		X			X	X	
SunGrow	X	X	X	X	X		X	X
Fimer - Aurora online	X		X			X		X
Fimer - aurora vision	X	X	X		X	X		X
SMA	X	X	X	X	X	X		X
Astrid	X		X		X	X		
Fronius	X	X		X			X	X
Kostal	X		X					
Azzurro ZCS	X				X	X		
Esolar3b.e.	X	X	X		X	X	X	
Energy server			X		X	X		
Mevision	X				X	X	X	X
Solar-Log	X		X			X		
Solarnet	X							
SolarEdge	X	X	X	X	X		X	X
Huawei	X	X	X		X	X	X	X
Tigo	X		X					

Tabella 6: Dati relativi a stringhe e ingressi MPPT consultabili sui portali di monitoraggio.

<b>Software</b>	<b>Stringa</b>				<b>MPPT</b>			
	<b><i>v</i></b>	<b><i>i</i></b>	<b><i>p</i></b>	<b><i>E<sub>giornaliera</sub></i></b>	<b><i>v</i></b>	<b><i>i</i></b>	<b><i>p</i></b>	<b><i>E<sub>giornaliera</sub></i></b>
Diehl								
SunGrow	X	X			X	X		
Fimer - Aurora Online	X	X			X	X	X	
Fimer - Aurora Vision	X	X			X	X	X	X
SMA					X	X	X	
Astrid	X	X	X					
Fronius					X	X	X	
Kostal	X	X	X					
Azzurro ZCS (versione vecchia)	X	X	X		X	X	X	
Azzurro ZCS (versione nuova)					X	X	X	
Esolar3b.e.	X	X	X					
Energy Server					X	X		
Mevision					X	X		
Solar-Log	X		X					
Solarnet		X						
SolarEdge			X	X				
Huauwei	X	X						
Tigo								

Tabella 7: Dati relativi al bilancio energetico consultabili sui portali di monitoraggio.

	Bilancio Energetico					
Software	Energia autoconsumata	Energia consumata	Potenza fornita alla batteria	Potenza prelevata dalla rete	Potenza immessa a in rete	Energia immessa nella/prelevata dalla batteria quotidianamente
Diehl						
SunGrow						
Fimer - Aurora Online						
Fimer - Aurora Vision						
SMA						
Astrid						
Fronius	X	X	X	X	X	
Kostal						
Azzurro ZCS (versione vecchia)						
Azzurro ZCS (versione nuova)			X	X		X
Esolar3b.e.						
Energy Server						
Mevision						
Solar-Log						
Solarnet						
SolarEdge	X		X	X	X	
Huawei						
Tigo						

Tabella 8: Dati relativi alla batteria consultabili sui portali di monitoraggio

	Batteria					
Software	SOC	$v$	$i$	Energia	Temperatura minima	Temperatura
Diehl						
SunGrow						
Fimer - Aurora Online						
Fimer - Aurora Vision						
SMA						
Astrid						
Fronius	X	X	X		X	
Kostal						
Azzurro ZCS (versione vecchia)						
Azzurro ZCS (versione nuova)	X	X				X
Esolar3b.e.						
Energy Server						
Mevision						
Solar-Log	x					
Solarnet						
SolarEdge	X					
Huawei	X					
Tigo	X			X		

Tabella 9: Dati relativi agli ottimizzatori di potenza consultabili sui portali di monitoraggio

Software	$v_{in}$	$i_{in}$	$v_{out}$	$p_{out}$	$E_{giornaliera}$
SolarEdge	X	X	X	X	X
Huawei	X	X	X	X	X
Tigo				X	X

#### 4.1.1 Particolarità del monitoraggio per impianti provvisti di ottimizzatori di potenza

Come si vede dalle tabelle, la quantità di informazioni accessibili nel caso di impianti con ottimizzatori di potenza è quindi notevolmente superiore, e aumenta all'aumentare della taglia dell'impianto. Ciò costituisce un vantaggio poiché rende possibile l'individuazione di anomalie a livello di pannello/coppia di pannelli che, se non abbastanza significative, sarebbero invisibili analizzando solamente lo stato della stringa, e consente di intervenire miratamente nella risoluzione dei problemi. D'altra parte, l'elevata quantità di informazioni e avvisi può risultare fastidiosa ed è necessario saper valutare l'effettiva gravità delle problematiche segnalate, che a volte risultano essere provvisorie e non richiedono un intervento degli operatori.

#### 4.1.2 Accorgimenti

Nell’analizzare i dati dei vari impianti bisogna prestare attenzione per non rischiare di interpretarli erroneamente. Alcuni punti a cui prestare attenzione sono:

- Orario di aggiornamento dei dati. Non tutti i dati visibili su un portale vengono registrati nello stesso momento: questo giustifica apparenti discrepanze durante il confronto di dati
- Tensione DC. Molti inverter non hanno un singolo ingresso in corrente continua: perciò, quando sul portale viene riportato un unico valore di tensione DC solitamente si tratta della media delle tensioni ai vari ingressi. In alcuni portali come Esolar3b.e. la media viene effettuata riferendosi al numero totale di ingressi, anche se non tutti ricevono un input: di conseguenza la media risulta falsata.

### 4.2 Registrazione della produzione giornaliera

Tutti i portali di monitoraggio consentono di avere uno storico dell’energia prodotta in un certo periodo di tempo.

L’azienda registra i valori di produzione mensile di energia di ogni impianto e li confronta con i valori di produzione teorici forniti dal software PVGIS<sup>1</sup> in modo tale da avere una prima idea dello stato di salute dell’impianto.

### 4.3 Malfunzionamenti comuni

Di seguito viene esposta una panoramica delle problematiche più comuni che possono emergere dal monitoraggio e possibili soluzioni adottate da Etica nel Sole.

#### 4.3.1 Resistenza di isolamento bassa

Alcuni inverter (tra cui gli inverter SolarEdge) misurano la resistenza di isolamento tra i conduttori DC e la terra e tra i pannelli e la terra. Ad esempio, gli inverter SolarEdge e Huawei effettuano questa misura ogni volta che escono dalla modalità stand-by e, poi, periodicamente a distanza di qualche decina di minuti. Quando tale resistenza scende sotto 1 MΩ per gli inverter trifase e 600 Ω per quelli monofase vuol dire che sono presenti correnti di dispersione verso terra significative e la maggior parte dei software segnala il problema con un allarme. In tal caso è necessario ripristinare l’isolamento per permettere all’impianto di funzionare correttamente e per garantire la sicurezza.

Gli impianti con molte stringhe in parallelo sono particolarmente sensibili a riduzioni di resistenza di isolamento, poiché il parallelo tra le stringhe comporta un parallelo tra le resistenze di isolamento, e quindi la resistenza risultante risulta minore delle singole resistenze: bisogna perciò prestare particolare attenzione a questo tipo di impianti.

A volte la resistenza di isolamento diminuisce solo temporaneamente, ad esempio a causa di pioggia, rugiada o umidità.

Se però il problema persiste, è possibile che l’inverter vada in blocco e bisogna indagare altre cause, come ad esempio difetti nei connettori MC4 a seguito di calpestio, oppure danneggiamento dei cavi da parte di topi. In questi casi è necessario intervenire sul campo controllando la posa dei pannelli, dei cavi, i giunti e l’inverter.

La misura della resistenza d’isolamento viene effettuata manualmente ad ogni manutenzione ordinaria.

#### 4.3.2 Nessuna produzione - impianto

È l’informazione principale fornita da ogni software. Il segnale di mancanza di produzione può essere dovuto alla mancanza di comunicazione dell’impianto, che sta producendo energia ma non sta comunicando i relativi dati, o a una vera e propria interruzione della produzione di energia.

Molti software segnalano diversamente queste due casistiche, e negli impianti più grandi il sistema di monitoraggio è alimentato da UPS, permettendo di distinguere le due situazioni. Quando invece si è in una situazione ambigua si verifica la presenza di connessione prima di procedere con la risoluzione dei problemi di produzione.

A volte la mancanza di connessione è temporanea e gli inverter tornano a comunicare dopo qualche minuto/ora. Altre volte l'impianto ha delle caratteristiche particolari – ad esempio si trova in una località remota – e quindi la mancanza di connessione non genera particolare preoccupazione.

Negli altri casi è buona norma contattare il cliente, che può fornire più informazioni riguardo al malfunzionamento, come la presenza di connessione dati e informazioni sull'avvenuto aggiornamento del firmware degli inverter.

Per risolvere il problema possono essere adottate le seguenti misure: assicurarsi che il router sia collegato correttamente, riavviare il router, impostare correttamente la password e le opzioni di firewall, controllare i connettori relativi alla comunicazione all'interno dell'inverter.

Se si può escludere un problema di comunicazione bisogna indagare altre ipotesi, come:

- 1) Intervento dell'SPI: quando i valori di tensione e/o frequenza di rete non rientrano nei limiti definiti dalle norme, l'SPI scollega l'impianto fotovoltaico dalla rete. In assenza di un sistema di backup (cioè nella maggior parte degli impianti gestiti da Etica nel Sole), gli inverter smettono di produrre, non potendo immettere energia né in rete né in sistemi di accumulo. Nel caso di impianti con inverter di potenza inferiore a 11,08 kW l'SPI può essere integrato nell'inverter come da norma CEI 0-21 [5, Art. 8.6.2]: in tal caso, il comportamento del singolo inverter non è influenzato dagli altri inverter.
- 2) Intervento dell'interruttore generale: l'interruttore generale può intervenire se viene interessato da sovraccorrenti, correnti di corto circuito e, se dotato di differenziale, quando vengono individuate correnti di dispersione. Sono da considerare anche possibili interventi causati da aumento della temperatura dell'interruttore se posizionato al sole, da correnti di spunto anomale all'accensione di un inverter o all'energizzazione di un trasformatore. Si ricorda che la presenza di un trasformatore di isolamento era obbligatoria per motivi di qualità dell'energia elettrica per gli impianti di potenza maggiore di 20 kW entrati in esercizio prima della norma CEI 0-21 (versione del 1 Luglio 2012), in conformità con la specifica tecnica Enel DK5940 [21, Art. 7], mentre ora è possibile scegliere tra l'installazione di un trasformatore o di protezioni che possano interrompere la produzione degli inverter nel caso in cui la componente continua della corrente superi i limiti esposti nella CEI 0-21 [5, Art. 8.8.4.1].
- 3) Guasto dell'interruttore generale
- 4) Gravi danni all'impianto: condizioni atmosferiche estreme o altri eventi dannosi potrebbero mettere fuori uso l'impianto. Ad esempio, un forte vento potrebbe strappare via i pannelli, oppure potrebbe verificarsi un incendio che danneggia le apparecchiature.

Le corrispondenti soluzioni possono essere:

- 1) Attendere il ripristino delle condizioni di rete ottimali. Se ciò non sembra avvenire nel giro di pochi minuti, verificare che l'SPI funzioni correttamente ed eventualmente sostituirlo.
- 2) Intervenire sull'impianto a valle dell'interruttore per riparare eventuali guasti. Se necessario, regolare opportunamente l'interruttore. Controllare ed eventualmente riparare o sostituire l'inverter o il trasformatore dal comportamento anomalo.
- 3) Sostituire l'interruttore.
- 4) Sostituire le parti danneggiate

#### **4.3.3 Nessuna produzione – inverter**

Di nuovo, la mancanza di dati sulla produzione di un inverter può essere dovuta alla mancanza di comunicazione. A livello di inverter, può essere necessario:

- 1) Aggiornare il firmware del singolo inverter assicurandosi che la scheda di memoria sia adeguata: questo può essere fatto sia da remoto sia in presenza. Bisogna anche assicurarsi che, nel caso un inverter sia stato sostituito, tutti gli altri inverter siano aggiornati, dato che comunicano in serie.
- 2) Se l'inverter non è dotato di connessione e questa è affidata a un dongle, è necessario controllare il funzionamento di quest'ultimo
- 3) Spegnere e riaccendere l'inverter

Altrimenti, l'inverter potrebbe non star producendo per i seguenti motivi:

- 4) Motivi elencati nel paragrafo 3.2.3.2, ovvero:
  - Durante l'installazione, quando le stringhe non sono state ancora collegate all'inverter.
  - Quando l'inverter viene spento per consentire a operatori come manutentori o vigili del fuoco di accedere al tetto in sicurezza
  - A seguito di condizioni che denotano una possibile formazione di un arco elettrico nell'impianto
  - A seguito dell'intervento dell'SPI
- 5) Bassa tensione DC: può essere dovuta a una marcata sottoproduzione dei pannelli dovuta a cattive condizioni metereologiche, presenza di neve o sporcizia, danni ai pannelli o altri componenti della stringa (come gli ottimizzatori), o a un'errata progettazione dell'impianto
- 6) Sovratemperatura: alcuni inverter sono in grado di funzionare in certe condizioni di sovratemperatura ma con prestazioni limitate (derating); al raggiungimento della temperatura critica l'inverter va in blocco.
- 7) Limitazione della potenza immessa in rete: alcuni impianti fotovoltaici vengono dimensionati con una potenza maggiore di quella che al momento della progettazione l'ente distributore ammette venga immessa in rete, in attesa di una conferma futura di poter aumentare tale limite di immissione. Il sovrardimensionamento dell'impianto è comunque giustificato dal fatto che per la maggior parte del tempo la potenza prodotta verrà istantaneamente autoconsumata. In questo tipo di impianto viene installato un dispositivo che limita la potenza immessa in rete nei momenti in cui la potenza prodotta in eccesso rispetto a quella autoconsumata supera la soglia indicata dall'ente distributore, spegnendo o limitando la produzione di uno o più inverter.
- 8) Sovraccarico: nel caso di impianto provvisto di batteria, se la potenza richiesta dalle utenze sotto batteria è maggiore del limite previsto l'inverter va in blocco
- 9) Bassa resistenza di isolamento: al persistere di una bassa resistenza di isolamento l'inverter può andare in blocco

Le corrispondenti soluzioni possono essere:

- 1) Attendere il ripristino delle condizioni di rete ottimali. Se ciò non sembra avvenire nel giro di pochi minuti, verificare che l'SPI funzioni correttamente ed eventualmente sostituirlo.
- 2) Può essere necessario un intervento sul campo per verificare il corretto funzionamento dell'impianto
- 3) Può essere necessario controllare ed eventualmente modificare l'esposizione dell'inverter a fonti di calore, modificando la disposizione degli oggetti nel locale che ospita l'inverter o scegliendo un sistema di areazione e raffrescamento più efficace, ad esempio installando ventilatori o condizionatori
- 4) Si tratta del normale funzionamento dell'impianto
- 5) Aspettare il passaggio del cattivo tempo, pulire i pannelli, aspettare che la neve si sciolga, controllare ed eventualmente sostituire componenti danneggiati dell'impianto.
- 6) Ripristinare la corretta temperatura per gli inverter e riavviarli
- 7) Si tratta del normale funzionamento dell'impianto

- 8) È necessario ridurre la potenza richiesta dalle utenze sotto batteria
- 9) È necessario intervenire sul campo per ripristinare l'isolamento

#### 4.3.4 Nessuna produzione – stringa

Quando il software di monitoraggio segnala un'assenza di produzione da parte di una stringa bisogna prima assicurarsi che tale stringa esista effettivamente. Infatti, alcuni software (come ad esempio la versione vecchia del portale Azzurro ZCS) non distinguono una stringa che non produce da un'assenza di input dovuta semplicemente al fatto che uno o più ingressi dell'inverter sono rimasti inutilizzati.

In alcuni casi la mancanza o riduzione di produzione di una stringa rispetto a stringhe collegate a MPPT diversi può essere momentanea, ad esempio se la stringa in questione è orientata diversamente dalle altre e perciò è meno esposta al sole in certi momenti della giornata, oppure se è temporaneamente ombreggiata da una nuvola o da una parte della struttura su cui sono montati i pannelli. Si ricorda che nel caso di impianti privi di ottimizzatori di potenza, anche un solo modulo ombreggiato influenza negativamente la producibilità dell'intera stringa.

In rari casi, se l'impianto è dotato di ottimizzatori di potenza potrebbe essere necessario riaccoppiare gli ottimizzatori all'inverter; è possibile effettuare questa procedura da remoto tramite il portale di monitoraggio in un tempo di circa mezz'ora.

Negli altri casi, è necessario intervenire sul campo per verificare che le connessioni siano state effettuate correttamente, che non ci siano danni ai cavi, ai pannelli e, se presenti, agli ottimizzatori, e che non siano intervenuti i fusibili, se presenti.

#### 4.3.5 Nessuna produzione – ottimizzatore

Escludendo condizioni metereologiche avverse o ombreggiature, la mancanza di produzione di un ottimizzatore può essere dovuta ai seguenti motivi:

- 1) Ottimizzatore disaccoppiato dall'inverter
- 2) Ottimizzatore danneggiato
- 3) Ottimizzatore non installato correttamente
- 4) Pannello danneggiato (ad esempio da grandine o calpestio). Occorre effettuare una scansione termografica per individuare danni non visibili ad occhio nudo.

Le corrispondenti soluzioni possono essere:

- 1) Eseguire la procedura di accoppiamento inverter-ottimizzatore da remoto
- 2) Sostituire l'ottimizzatore
- 3) Correggere l'installazione dell'ottimizzatore
- 4) Sostituire il pannello danneggiato

Lo stato dei pannelli viene controllato ad ogni manutenzione ordinaria (dettagli nella sezione...).

### 4.4 Differenze nell'individuazione di malfunzionamenti di impianti con e senza ottimizzatori. Focus su SolarEdge

In questa sezione verranno illustrate le differenze tra impianti provvisti o meno di ottimizzatori per quanto riguarda l'individuazione dei malfunzionamenti di cui alla sezione 4.3, con un approfondimento sulle possibilità di troubleshooting offerte dai sistemi SolarEdge.

#### 4.4.1 Resistenza di isolamento bassa

Introdurre ottimizzatori di potenza in un impianto fotovoltaico vuol dire introdurre degli elementi in più che potrebbero aumentare la probabilità che si verifichino problemi di isolamento, specialmente per quanto riguarda le connessioni in ingresso e in uscita agli ottimizzatori, che devono quindi essere controllate attentamente da installatori e manutentori. Per quanto riguarda eventuali guasti di

isolamento interni agli ottimizzatori, è poco probabile che questi si traducano in guasti a terra essendo gli ottimizzatori dispositivi con isolamento di classe II. Inoltre, presentano un grado di protezione IP68 (resistenti a polvere e a immersione permanente) e ottimizzatori come quelli SolarEdge presentano i componenti interni immersi in resina, il che li rende resistenti all'umidità.

Per quanto riguarda la possibilità del parallelo di più stringhe di influire negativamente sul valore della resistenza di isolamento, a meno di non effettuare paralleli tra stringhe tramite quadri di campo, questo problema non è presente in impianti con inverter SolarEdge poiché questi accettano un massimo di 3 stringhe in ingresso.

La misura della resistenza di isolamento è svolta periodicamente dagli inverter, quindi la presenza o assenza di ottimizzatori non influisce sull'accuratezza della misura.

#### **4.4.1.1 Resistenza di isolamento bassa – SolarEdge**

Ad ogni riconnessione, gli inverter SolarEdge verificano lo stato dell'isolamento verso terra delle stringhe: quando la resistenza di isolamento è inferiore a  $600\text{ k}\Omega$  negli inverter monofase o inferiore a  $1000\text{ k}\Omega$  negli inverter trifase, viene generato un messaggio di errore visibile sul portale di monitoraggio [22, p. 2]. Ciò avviene tipicamente al mattino in presenza di umidità. In casi particolarmente gravi, l'inverter può andare in blocco.

È possibile leggere il valore della resistenza di isolamento misurata da ogni inverter dal portale di monitoraggio. Se il valore della resistenza è troppo basso, e non migliora durante la giornata, è necessario individuare il punto o i punti del campo fotovoltaico problematici, controllando una stringa alla volta.

Esistono diversi metodi per individuare e risolvere il problema, che verranno illustrati nel paragrafo 5.3.3.1.2 .

#### **4.4.2 Nessuna produzione – impianto**

La presenza o assenza di ottimizzatori non influisce sui problemi elencati nel paragrafo 4.4.2, cioè i problemi di comunicazione degli inverter e la disconnessione dell'impianto a seguito dell'intervento dell'SPI in un impianto senza sistema di accumulo e backup, a seguito dell'intervento dell'interruttore generale o a seguito di un guasto di quest'ultimo.

#### **4.4.2.1 Nessuna produzione – impianto – SolarEdge**

La piattaforma di monitoraggio SolarEdge consente di distinguere il caso di mancanza di comunicazione da quello di mancanza di produzione.

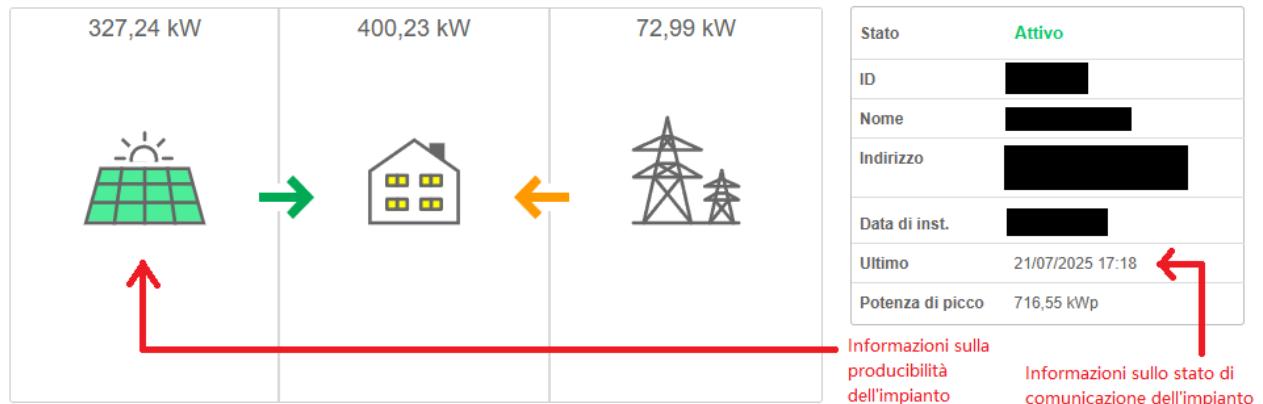


Figura 35: Schermata tratta dalla piattaforma di monitoraggio SolarEdge in cui sono state evidenziate le informazioni riguardanti la comunicazione e la producibilità di un impianto.

Le procedure per ripristinare la comunicazione degli inverter SolarEdge verranno illustrate nel paragrafo 4.5.3 .

#### 4.4.3 Nessuna produzione – inverter

La presenza di ottimizzatori può influire sul funzionamento degli inverter per quanto riguarda l'individuazione e, eventualmente, la previsione degli archi elettrici e il mantenimento della tensione in ingresso all'inverter nel range di valori da esso accettabile.

Alcuni ottimizzatori, infatti, sono progettati per individuare archi elettrici, come nel caso di Tigo e SolarEdge (ottimizzatori di serie S), funzione che altrimenti viene svolta dagli inverter. Inoltre, gli ottimizzatori SolarEdge di serie S sono anche in grado di prevedere la formazione di archi elettrici e quindi prevenire i danni a questi connessi interrompendo la produzione dell'inverter, come già illustrato nel paragrafo 2.1.2 .

Gli ottimizzatori consentono anche di limitare i casi in cui la tensione in ingresso all'inverter è troppo bassa rispetto al valore limite accettabile facendo sì che ogni modulo (o coppia di moduli) possa fornire il proprio contributo di tensione alla stringa senza essere influenzato da eventuali diminuzioni di producibilità degli altri moduli della stringa in questione.

##### 4.4.3.1 Nessuna produzione – inverter – SolarEdge

Osservando gli inverter SolarEdge è possibile capire se stanno comunicando e se stanno producendo. Per gli inverter senza display sono presenti un led verde e uno blu che, se accesi, indicano rispettivamente che l'inverter sta producendo e comunicando.

Per gli inverter provvisti di display, premendo e rilasciando rapidamente il pulsante verde si possono visualizzare le seguenti diciture: S\_OK (indica che l'impianto sta comunicando), P\_OK (indica che l'inverter sta comunicando con gli ottimizzatori di potenza), Pac [W] (indica il valore nominale di produzione in watt).

Inoltre, la piattaforma di monitoraggio SolarEdge consente di distinguere il caso di mancanza di comunicazione da quello di mancanza di produzione.

## Dettagli per Inverter 1

Dati del sistema Operazioni in corso Schermo del dispositivo Errori

Ultima misurazione: 21/07/2025 16:50   Aggiorna

Generale

Parametro	Valore
P CA [W]	48.859,77
P CA [W] Centro Unità	13.965,05
P CA [W] Destra Unità	13.942,86
P CA [W] Sinistra Unità	20.951,85

Misurazione della fase

Parametro	Linea 1	Linea 2	Linea 3
I CA/CC [A]	-0,02	-0,04	0,02
Potenza apparente [VA]	16.327,87	16.301,50	16.298,49
Potenza attiva [W]	16.305,24	16.275,83	16.278,69
Potenza reattiva [VAR]	-849,91	-850,08	-855,02

Informazioni sullo stato di comunicazione dell'inverter

Informazioni sulla producibilità dell'inverter

Figura 36: Schermata tratta dalla piattaforma di monitoraggio SolarEdge in cui sono state evidenziate le informazioni riguardanti la comunicazione e la producibilità di un inverter.

Perché l'inverter venga mostrato correttamente sulla piattaforma di monitoraggio bisogna assicurarsi che il numero seriale sull'inverter e quello presente sulla piattaforma di monitoraggio combacino.

Nel caso di mancanza di comunicazione degli inverter può essere necessario riconfigurarli, ad esempio nel caso in cui la rete WiFi o la password siano cambiate. Per gli inverter SolarEdge ciò può essere fatto attraverso l'app SetApp seguendo le istruzioni riportate nel sito web SolarEdge [23].

Se l'inverter comunica ma non produce, ciò può essere dovuto ai motivi elencati nel paragrafo 3.3.3, ovvero:

- se l'installazione deve essere completata e le stringhe sono ancora scollegate dall'inverter
- se l'inverter viene spento per consentire a operatori come manutentori o vigili del fuoco di accedere al tetto in sicurezza
- a seguito di condizioni che denotano una possibile formazione di un arco elettrico nell'impianto
- a seguito dell'intervento dell'SPI
- in caso di bassa tensione DC
- in caso di sovratestermperatura
- se è stata prevista la limitazione della potenza immessa in rete e l'impianto sta producendo più della soglia impostata
- in caso di sovraccarico

- in caso di bassa resistenza di isolamento

Inoltre, dalla piattaforma di monitoraggio SolarEdge è possibile leggere messaggi di errore relativi all'impianto, e quindi anche agli inverter. L'elenco dei messaggi di errore è disponibile sul sito web SolarEdge [24], assieme alle soluzioni proposte. I messaggi di errore relativi agli inverter sono:

- Temperatura critica alle connessioni DC e AC o dell'inverter stesso: ciò causa il blocco dell'inverter
- Malfunzionamento di una delle ventole dell'inverter
- Irregolarità dei valori di tensione e frequenza di rete
- Problemi di comunicazione interni all'inverter
- Attivazione della modalità di sicurezza per intervento dei vigili del fuoco
- Bassa tensione in ingresso all'inverter: l'inverter non produce
- Inverter non comunica
- Correnti disperse: bassa resistenza di isolamento
- Evento Sense Connect
- System overload: l'avviso appare quando la potenza richiesta dalle utenze alimentate dalla batteria dell'impianto fotovoltaico supera la massima potenza richiedibile
- Limitazione di potenza immessa in rete

Per quanto riguarda l'individuazione di archi elettrici e la conseguente interruzione della produzione, gli inverter SolarEdge con CPU versione 4.17.xxx o successiva abbinati ad ottimizzatori SolarEdge di serie S supportano la funzione Sense Connect (paragrafo 2.1.2). Gli inverter con CPU 3.19.xx/4.xx o successiva sono comunque in grado di individuare gli archi elettrici e interrompere la produzione [25, p. 2]. In entrambi i casi, all'accensione dell'inverter esso controlla la presenza di archi elettrici prima di iniziare a produrre.

Da remoto, attraverso l'app SetApp è possibile: abilitare la riconnessione automatica o manuale dopo un arco elettrico, testare la funzionalità di individuazione dell'arco elettrico e individuare eventuali problemi che hanno portato al fallimento della procedura di test. Utilizzando il display dell'inverter è possibile svolgere tutte le operazioni precedentemente elencate, e in più è possibile attivare o disattivare l'individuazione di archi elettrici e ripristinare il funzionamento del sistema. Sia il display dell'inverter sia la piattaforma di monitoraggio mostrano dei messaggi di errore nel caso di individuazione di un arco elettrico.

#### 4.4.4 Nessuna produzione – stringa

La presenza di ottimizzatori consente di avere una panoramica più dettagliata dello stato dell'impianto: le piattaforme di monitoraggio mostrano visivamente lo stato di produzione degli ottimizzatori nella sezione “Layout”.

#### 4.4.4.1 Nessuna produzione – stringa – SolarEdge

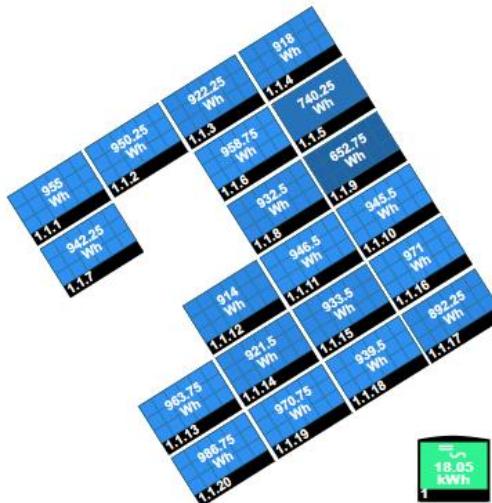


Figura 37: : Schermata tratta dalla piattaforma di monitoraggio SolarEdge raffigurante il layout di un impianto.

Sulla piattaforma SolarEdge è possibile avere una panoramica della produzione dei singoli pannelli durante il giorno attraverso la funzione “Playback”: viene visualizzato il layout dell’impianto ed è possibile “scorrere” tra i vari momenti della giornata e vedere i colori dei pannelli cambiare a seconda della potenza prodotta in quel momento. Questa funzionalità è utile per individuare la presenza di ombre ricorrenti dovute a elementi strutturali nelle vicinanze dell’impianto oppure ombre passeggiere dovute allo spostamento di nuvole.

#### 4.4.5 Nessuna produzione – ottimizzatore

##### 4.4.5.1 Nessuna produzione – ottimizzatore – SolarEdge

In caso di mancanza di produzione di uno o più ottimizzatori, prima di recarsi sul campo per controllare la corretta installazione degli stessi, è possibile effettuare l’accoppiamento ai rispettivi inverter da remoto, attraverso la piattaforma di monitoraggio o l’app SetApp. Questo richiede solitamente una ventina di minuti.

## 5. Manutenzione

Oltre alla realizzazione di impianti elettrici e al monitoraggio, Etica nel Sole si occupa anche della loro manutenzione. Nello specifico, sono previste due manutenzioni ordinarie all’anno per ogni impianto gestito, e delle manutenzioni straordinarie secondo necessità.

In questo capitolo verranno illustrate le definizioni e la normativa relativa alla sicurezza nell’ambito degli interventi sugli impianti elettrici e gli interventi più comuni effettuati da Etica nel Sole durante le manutenzioni, specificando le procedure utilizzate per impianti con ottimizzatori di potenza, in particolare quelli con sistema SolarEdge, che differiscono da quelle utilizzate per altri tipi di impianti.

### 5.1 Generalità

La norma CEI 64-8 indica che ogni impianto elettrico deve essere verificato durante l’installazione e al suo completamento, prima di essere messo in servizio, e deve poi essere verificato periodicamente con una frequenza che dipende dal tipo di impianto, dal suo uso e funzionamento, dai componenti, dalle influenze esterne e dalla frequenza e qualità della manutenzione a cui è soggetto.

La manutenzione di un impianto viene definita dalla CEI 64-8 come “combinazione di azioni eseguite per mantenere o riportare un componente dell’impianto nelle condizioni in cui esso possa soddisfare le prescrizioni relative specifiche ed effettuare le funzioni richieste” [26, Par. 6.3.5].

In questo senso, le manutenzioni ordinarie costituiscono anche un momento di verifica dell’impianto, di ispezione e controllo, consentendo di prevedere e prevenire deterioramenti e di individuare guasti e ripararli.

Sempre la norma CEI 64-8 prevede la realizzazione di un rapporto periodico a seguito di ogni verifica dell’impianto, contenente i dettagli delle parti dell’impianto sottoposte a verifica, eventuali limitazioni nella realizzazione della verifica, i risultati delle prove e degli esami svolti e, eventualmente, raccomandazioni per la riparazione e il miglioramento dell’impianto. I risultati e le raccomandazioni di precedenti rapporti, se disponibili, devono essere tenuti in considerazione durante la verifica dell’impianto.

Per questi motivi, ad ogni manutenzione viene tenuta traccia degli esami, prove ed interventi effettuati tramite la compilazione di moduli che restano a disposizione dell’azienda per riferimento futuro. Inoltre, al termine di ogni manutenzione viene aggiornato il foglio di registro interventi facente parte del fascicolo tecnico disponibile in sito per ogni impianto sotto contratto di manutenzione.

### 5.2 Sicurezza elettrica per gli operatori

La manutenzione degli impianti implica la necessità di effettuare dei cosiddetti lavori elettrici e di adottare le misure di sicurezza necessarie per gli operatori. I rischi che caratterizzano il lavoro elettrico sono il contatto con una parte dell’impianto a potenziale diverso dal resto del corpo (shock elettrico) e l’essere investiti da un arco elettrico. A livello legislativo, il Decreto Legislativo 81/2008 (“Testo unico sulla salute e sicurezza sul lavoro”) fa riferimento alla norma CEI 11-27 per la scelta delle misure di sicurezza elettrica.

La norma CEI 11-27 definisce come lavori elettrici tutte le operazioni e attività di lavoro sugli impianti elettrici, ad essi connesse e vicino a essi; indica inoltre le procedure da attuare e i requisiti che gli operatori devono possedere per effettuare questi tipi di lavoro.

In particolare, vengono definite delle zone, variabili a seconda della tensione dell'impianto e identificate in base alla distanza dalle parti attive non protette o non sufficientemente protette, che distinguono i tipi di lavori in lavori sotto tensione, lavori in prossimità e lavori non elettrici. Vengono anche definite le figure che possono operare in ciascuna di queste zone.

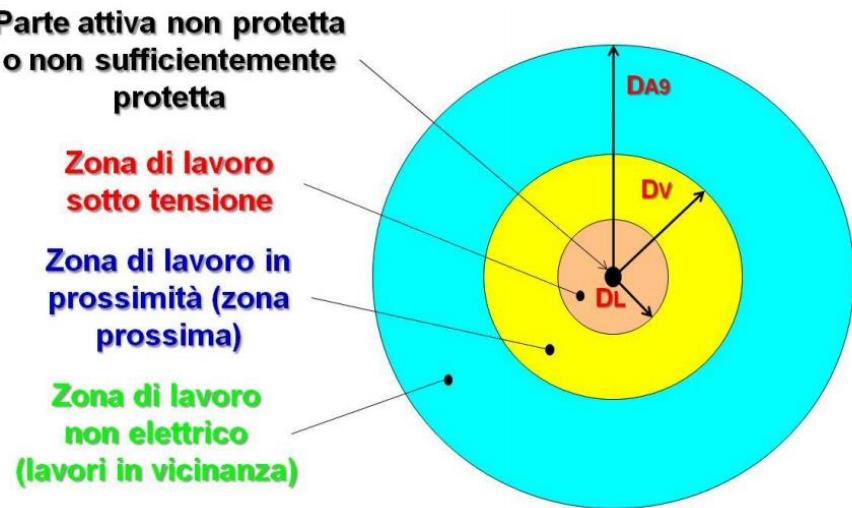


Figura 38: Zone di lavoro come definite dalla norma CEI 11-27.

Tabella 10: Valori delle distanze  $D_L$ ,  $D_V$  e  $D_{A9}$  in funzione della tensione nominale dell'impianto come definiti dalla norma CEI 11-27.

Tensione nominale (kV)	$D_L$ (cm)	$D_V$ (cm)	$D_{A9}$ (cm)
$\leq 1$	0	30	300
15	16	116	350
20	22	122	350
132	110	300	500
150	120	300	700
380	250	400	700

Le figure che possono operare in presenza di rischio elettrico sono le seguenti:

- Persona esperta (PES): persona dotata di esperienza nel tipo di lavoro da svolgere, nonché di capacità tecniche e gestionali che le consentono di riconoscere ed evitare i pericoli relativi ai lavori elettrici.
- Persona avvertita (PAV): persona formata ed istruita da una PES in grado di riconoscere ed evitare i pericoli relativi ai lavori elettrici
- Persona comune (PEC): persona non esperta e non avvertita nel campo dei lavori elettrici
- Persona idonea (PEI): PES che ha le conoscenze e l'esperienza per effettuare lavori sotto tensione in bassa tensione.

È il datore di lavoro ad attribuire le qualifiche di PES e PAV.

Oltre la  $D_{A9}$  possono svolgere l'attività figure PEC in quanto non c'è rischio elettrico.

Nella zona  $D_{A9}$  possono svolgere l'attività figure PEC con procedura o con supervisione e sorveglianza.

Nella zona  $D_V$  possono svolgere l'attività figure PES e PAV, e PEC con supervisione e sorveglianza.

Nella zona  $D_L$  possono svolgere l'attività figure PES e PAV esclusivamente fuori tensione.

Per gli impianti in bassa tensione le figure PEI possono svolgere attività sotto tensione.

Si ricorda che l'articolo 82 del “Testo Unico di sicurezza sul lavoro” (D. Lgs. 81/2008) vieta l'esecuzione di lavori sotto tensione, a meno che la tensione su cui si opera non sia di sicurezza. Per impianti in bassa tensione, il lavoro sotto tensione è consentito purché le procedure adottate e le attrezzature utilizzate siano conformi ai criteri definiti nelle norme tecniche (cioè nella CEI 11-27) e purché l'esecuzione di lavori su parti in tensione sia affidata a una PEI.

Gli impianti fotovoltaici presentano caratteristiche di rischio elettrico particolari rispetto ad altri tipi di impianti poiché, nel caso generale in cui non vengano utilizzati dispositivi in grado di ridurre la tensione a livello di modulo (come gli ottimizzatori di potenza), la sezione DC dell'impianto è sempre in tensione durante le ore diurne. Per questo motivo, la presenza di un generatore fotovoltaico e dei suoi accessori in luoghi accessibili deve essere segnalata con apposita cartellonistica conforme al D. Lgs. 81/2008 e resistente ai raggi UV, e dovrà essere installata ogni 10 m per i tratti di condutture. Nel caso di generatori fotovoltaici presenti sulla copertura dei fabbricati, la cartellonistica dovrà essere installata in corrispondenza di tutti i varchi di accesso del fabbricato.



Figura 39: Cartellonistica per impianti fotovoltaici situati in luoghi accessibili come definita dal D.Lgs 81/2008.

Per quanto riguarda i lavori di installazione e manutenzione svolti da Etica nel Sole, le procedure più rischiose sono quelle svolte nella sezione DC dell'impianto. Per impianti senza dispositivi che consentano di ridurre la tensione a livello di modulo in qualunque fase di vita dell'impianto, compreso il momento dell'installazione, c'è infatti il rischio per gli operatori di trovarsi a lavorare in presenza di tensioni maggiori della tensione di sicurezza (120 V in corrente continua), anche se comunque rientranti nei limiti della bassa tensione, originate da più pannelli sottoposti a irraggiamento e collegati in serie. Poiché tutti i componenti della sezione DC dell'impianto sono dotati di doppio isolamento e i componenti più critici per quanto riguarda la sicurezza degli operatori, cioè i connettori, sono costruiti in modo tale da rendere impossibile il contatto della parte attiva con le dita, di fatto il rischio di elettrocuzione esiste solamente in condizioni di guasto o di errore umano nella realizzazione dei collegamenti (terminali collegati scambiando la polarità). Tra l'altro, a seguito di un primo guasto a terra, poiché il sistema è di tipo IT, la corrente di corto circuito è bassa e la persona risulta comunque protetta. Rischi elettrici maggiori si hanno in caso di un secondo guasto a terra o in presenza di un arco elettrico.

Nel caso di impianti costruiti utilizzando ottimizzatori la situazione è diversa e verrà analizzata nei paragrafi 5.3.3 e 5.3.3.1.1 .

## 5.3 Interventi effettuati durante le manutenzioni

### 5.3.1 Manutenzioni ordinarie

Durante le manutenzioni ordinarie vengono eseguite le seguenti operazioni:

- Sicurezza sul tetto: verifica della possibilità di accedere al tetto in sicurezza, verifica di adeguate condizioni di sicurezza una volta sul tetto, verifica dell'esistenza di documentazione sulla linea vita, verifica di avvenuta manutenzione annuale della linea guida.
- Campo fotovoltaico: ispezione visiva dei moduli, cassette e cablaggio, analisi termografica dei moduli (controllo a campione o controllo di moduli sospetti a seguito di monitoraggio dell'impianto), verifica dell'integrità dei sensori di temperatura e irraggiamento (ove presenti), verifica dell'assenza di ombreggiamenti, controllo dell'integrità di cavi e canalizzazioni (ove possibile), pulizia della superficie dei pannelli, verifica dello stato delle strutture (controllo della solidità della struttura, ancoraggio dei moduli ed eventuali serraggi).
- Quadro di stringa DC (se esterno): ispezione visiva dei quadri, analisi termografica del quadro DC, verifica dell'integrità degli scaricatori di protezione, verifica dei fusibili di stringa, misura  $I_{MPP}$  e  $V_{oc}$  (misura  $V_{oc}$  solo se l'impianto è sprovvisto di ottimizzatori), misura della resistenza di isolamento verso massa, serraggio delle viti e delle morsettiera di quadro.
- Inverter: controllo dell'integrità e della pulizia degli inverter, analisi termografica inverter, controllo dell'integrità dei cavi elettrici e delle canalizzazioni, ispezione visiva per verificare l'integrità e la funzionalità degli inverter e lo stato di pulizia delle ventole, controllo delle connessioni, ancoraggi e morsetti, verifica del distacco dell'inverter per mancanza di rete
- Quadro AC: verifica degli interruttori differenziali con tasto di prova, analisi termografica del quadro, esame visivo di tutti i componenti dei quadri, controllo dell'integrità dei cavi elettrici e delle morsettiera di giunzione, verifica del funzionamento dell'SPI (corretta apertura e chiusura), controllo dell'integrità degli scaricatori di protezione e dei relativi fusibili, serraggio di viti e morsettiera di quadro, pulizia generale del quadro.
- Quadro contatore (ove presente): verifica dell'interruttore differenziale con tasto di prova
- Impianto generale: verifica della presenza del sistema di monitoraggio
- Verifica della presenza di documentazione in cantiere: schema elettrico, planimetrie, schema delle stringhe
- Cartellonistica di sicurezza: verifica della presenza della cartellonistica di sicurezza, valutazione della necessità di implementazione, valutazione dello stato della cartellonistica
- Quadro letture: lettura dell'energia prodotta, prelevata e immessa nel periodo attuale e in quello precedente (1 mese)

Una volta l'anno, durante una delle due manutenzioni ordinarie, vengono eseguite le seguenti operazioni:

- Quadro AC: verifica degli interruttori differenziali con strumento.
- Quadro contatore (ove presente): verifica dell'interruttore differenziale con strumento.
- Impianto generale: verifica della continuità elettrica dell'impianto di terra tra struttura e nodo equipotenziale di terra e tra inverter e nodo equipotenziale di terra, misura della resistenza di terra.

### 5.3.2 Manutenzioni straordinarie

Le manutenzioni straordinarie prevedono interventi diversi a seconda della problematica specifica. In generale, possono venire eseguite le seguenti operazioni:

- Inverter: verifica dell'integrità dei cavi elettrici e delle canalizzazioni, ispezione visiva per verificare l'integrità e la funzionalità degli inverter, controllo delle connessioni, ancoraggi e morsetti, sostituzione di inverter
- Pannelli: verifica della presenza di ombreggiamenti, verifica dell'integrità dei cavi elettrici, dei connettori e delle canalizzazioni, verifica dello stato delle strutture di supporto/ancoraggio del campo FV, controllo della solidità della struttura e degli ancoraggi dei moduli ed eventuali serraggi, verifica della presenza di pannelli usurati/bruciati/danneggiati, eventualmente con termografia, sostituzione di pannelli.
- Altre attività: sostituzione componenti e/o verifiche dei quadri AC e DC, verifica  $I_{sc}$ , sostituzione e/o verifiche dell'SPI, controllo della resistenza di isolamento, di cavi e connettori, degli ottimizzatori, dell'UPS, del funzionamento del monitoraggio e dei sistemi trasmissione dati, controllo ed eventuale sostituzione di materiali di consumo ad esempio fusibili e di altri componenti come canaline e scatole
- Quadro letture: lettura dell'energia prodotta, prelevata e immessa nel periodo attuale e in quello precedente (1 mese)

### 5.3.3 Confronto tra interventi su impianti con e senza ottimizzatori.

Gli interventi di manutenzione su impianti provvisti di ottimizzatori presentano delle caratteristiche particolari.

In primo luogo, gli ottimizzatori consentono di ridurre la tensione lato DC al di sotto della soglia di sicurezza (120 V) e facilitano lo svolgimento di interventi sul tetto, per cui i lavori di manutenzione rientrano tra i lavori sotto tensione in tensione di sicurezza, o tra i lavori in prossimità o non elettrici. Bisogna però notare che, ad eccezione degli ottimizzatori SolarEdge, gli ottimizzatori sono in grado di ridurre la tensione ai loro capi soltanto dopo essere stati collegati ai moduli e all'inverter e dopo essere stati opportunamente configurati. Ciò significa che durante la realizzazione dell'impianto la funzionalità di sicurezza non è attiva e gli operatori possono trovarsi a lavorare in presenza di tensioni  $> 120$  V.

Sempre grazie alla presenza di questa funzionalità di sicurezza perde di significato la misura della  $V_{oc}$  della stringa, dato che nel momento in cui la stringa viene scollegata dall'inverter gli ottimizzatori abbassano automaticamente la tensione. Per marche di ottimizzatori come SolarEdge e Huawei i dati relativi alla tensione in uscita ai pannelli sono comunque visualizzabili sui portali di monitoraggio.

La possibilità di monitorare l'impianto a livello di modulo consente di individuare da remoto i pannelli e/o gli ottimizzatori malfunzionanti, che possono essere controllati in modo mirato durante la manutenzione ed eventualmente sostituiti.

Per quanto riguarda la risoluzione dei problemi di isolamento, sistemi come SolarEdge o Huawei semplificano la ricerca del punto di guasto indicandone la posizione approssimativa sul display dell'inverter o sul software di monitoraggio, come descritto nel paragrafo seguente. Durante la ricerca bisogna ovviamente avere l'accortezza di controllare il corretto isolamento degli ottimizzatori, in aggiunta a tutti gli altri componenti della stringa che normalmente vengono controllati.

### 5.3.3.1 Interventi su impianti costruiti con sistema SolarEdge

#### 5.3.3.1.1 Tensione di sicurezza

Nel caso di impianti costruiti con sistema SolarEdge ogni tipo di lavoro effettuato, compresa l'installazione, rientra tra i lavori sotto tensione in tensione di sicurezza, o tra i lavori in prossimità o non elettrici, dato che la modalità SafeDC™ garantisce una tensione < 120 V ai capi di ogni stringa ed è attiva di default al momento dell'installazione degli ottimizzatori, oltre a poter essere attivata in qualunque momento.

#### 5.3.3.1.2 Resistenza di isolamento

A seguito della misurazione manuale della resistenza di isolamento, se questa risulta troppo bassa, si deve procedere all'individuazione del/dei punto/i di guasto.

Nei sistemi SolarEdge è possibile individuare la posizione del guasto su una stringa leggendo il display dell'inverter o sull'app SolarEdge SetApp: ciò funziona solo nel caso in cui ci sia un solo guasto sulla stringa. Per fare ciò, è necessario spegnere l'inverter interessato, attendere che la tensione DC scenda al di sotto di 50 V, e scollegare tutte le stringhe meno quella da testare. Dopodiché, bisogna riaccendere l'inverter in modo che esso possa eseguire la misura della resistenza di isolamento; non è necessario effettuare il riaccoppiamento se non è stato modificato il numero di ottimizzatori. Dal menù dell'inverter o dall'app SetApp si accede a una schermata che mostra la posizione approssimativa del guasto sulla stringa, dove 0% indica che il guasto si trova al terminale positivo della stringa (DC+), mentre 100% indica che il guasto si trova al terminale negativo della stringa (DC-); in condizioni normali, dovrebbe essere visualizzata una percentuale del 50%. Moltiplicando il valore percentuale per il numero di ottimizzatori presenti nella stringa si può trovare l'ottimizzatore più vicino al punto di guasto. Il punto di guasto viene individuato con un'accuratezza di  $\pm 1$  ottimizzatore per gli inverter monofase e  $\pm 2$  ottimizzatori per quelli trifase: si procede quindi alla ricerca del guasto sui cavi o connettori in corrispondenza del punto indicato.

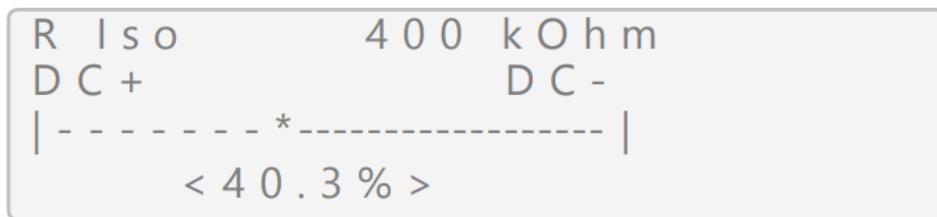


Figura 40: Stato del display di un inverter SolarEdge in caso di resistenza di isolamento bassa. Tratta da [22, p. 5]

Se, seguendo questa indicazione, non si riesce ad individuare il punto di guasto, si cerca di escludere la possibilità che uno degli ottimizzatori sia danneggiato. Per fare ciò si scollega un ottimizzatore in prossimità della zona interessata, si rieffettua l'accoppiamento e si ripete il test. Durante questa prova bisogna fare attenzione a non scendere sotto il numero minimo di ottimizzatori consentiti per stringa: questo numero è specificato nel datasheet dell'ottimizzatore e dipende dal modello di inverter utilizzato.

Si ripete questo test scollegando e ricollegando un ottimizzatore alla volta, attorno al punto indicato dal display dell'inverter ed entro la tolleranza di  $\pm 1$  ottimizzatore per gli inverter monofase e  $\pm 2$  ottimizzatori per quelli trifase.

Se il problema non viene risolto, è possibile che si sia verificato più di un guasto sulla stringa: in questo caso è possibile procedere a una misura manuale della resistenza di isolamento.

Il procedimento da seguire è il seguente: viene spento l'inverter, si attende che la tensione DC scenda sotto i 50 V, si scollega l'alimentazione AC dell'inverter e si scollegano tutte le stringhe dall'inverter. Il test di isolamento viene regolato su 500 V.

Inizialmente vengono testati i cavi che connettono il primo e l'ultimo ottimizzatore della stringa all'inverter: ogni cavo viene scollegato dalla stringa e dall'inverter e collegato all'ingresso positivo del MegaOhmetro, mentre l'ingresso negativo dello strumento viene collegato a terra. Se la resistenza misurata è inferiore a  $200 \text{ M}\Omega$ , il cavo è difettoso e va sostituito, altrimenti il problema è nella stringa, che va quindi testata a monte dei cavi appena controllati.

Il test della stringa viene effettuato come in Figura 41. È importante mantenere gli ottimizzatori collegati, altrimenti si incontrerebbe una elevata  $I_{sc}$  e, aprendo il circuito al termine della misura, si stabilirebbe una tensione elevata che porterebbe alla formazione di un arco elettrico.

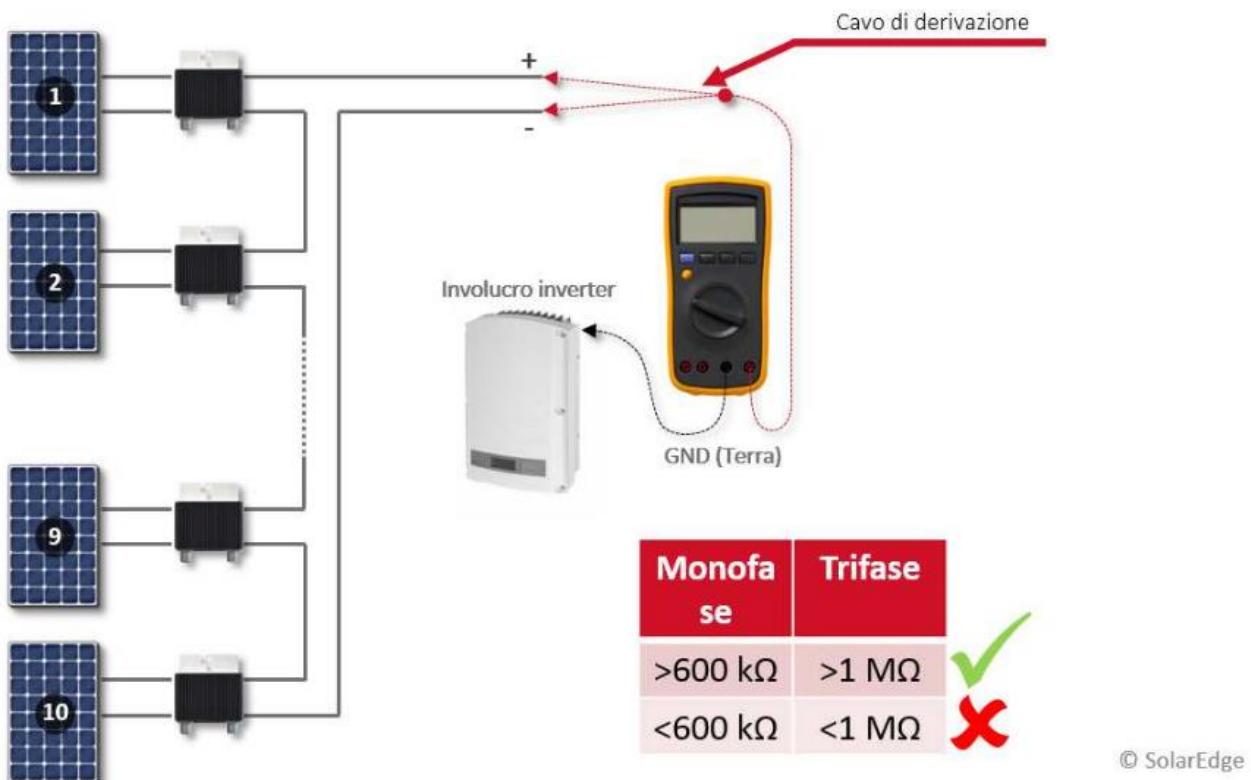


Figura 41: Misura della resistenza di isolamento di una stringa in sistema SolarEdge

Se la resistenza misurata è inferiore ai  $600 \text{ k}\Omega$  negli inverter monofase o inferiore a  $1000 \text{ k}\Omega$  negli inverter trifase, si procede alla verifica di sezioni della stringa, come in Figura 42.

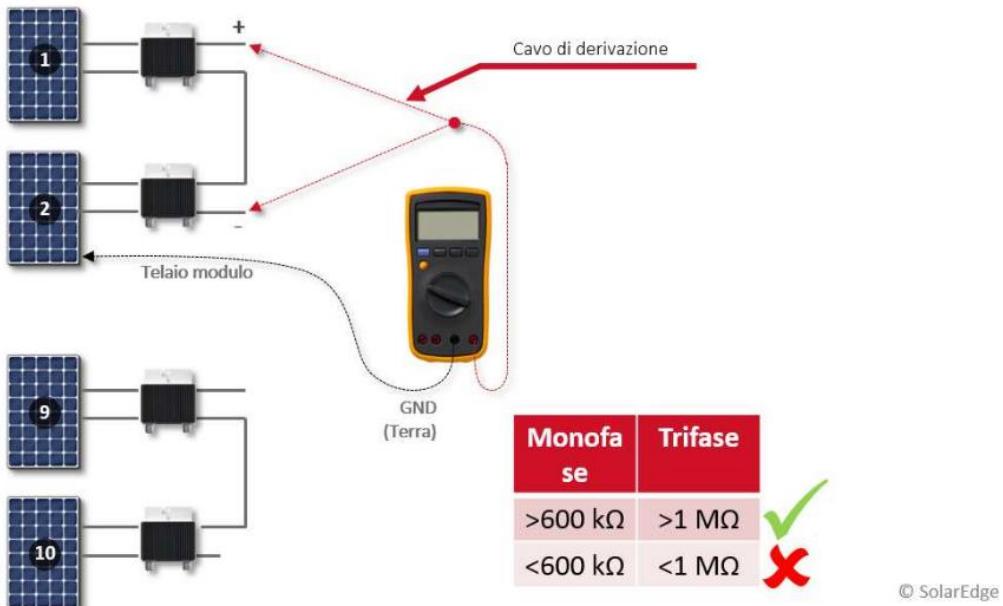


Figura 42: Misura della resistenza di isolamento di una sezione di una stringa in sistema SolarEdge

Ad esempio, si può procedere analizzando prima una metà della stringa e poi l'altra, individuando la metà difettosa ed effettuando ulteriori test dividendo la sezione in questione a metà, e così via, fino a individuare uno o più moduli e ottimizzatori potenzialmente difettosi, che dovranno essere testati come in Figura 43.

Se la resistenza tra modulo collegato all'ottimizzatore e terra è minore di  $200\text{ M}\Omega$ , è necessario testare separatamente l'ottimizzatore e il modulo per individuare il guasto.

L'ottimizzatore è correttamente funzionante se presenta una resistenza di isolamento maggiore di  $200\text{ M}\Omega$ .

La procedura per misurare la resistenza di isolamento di un modulo è specificata nella IEC 61215: in breve, è necessario collegare i cavi in uscita al modulo all'ingresso positivo dello strumento tramite un cavo di derivazione, e bisogna collegare l'ingresso negativo dello strumento alle parti metalliche esposte del pannello. Un valore di resistenza di almeno  $40\text{ M}\Omega/\text{m}^2$  viene considerato accettabile, per cui per un modulo di, ad esempio,  $2\text{ m}^2$ , la resistenza di isolamento dovrà essere di almeno  $80\text{ M}\Omega$  perché il modulo venga considerato sano.

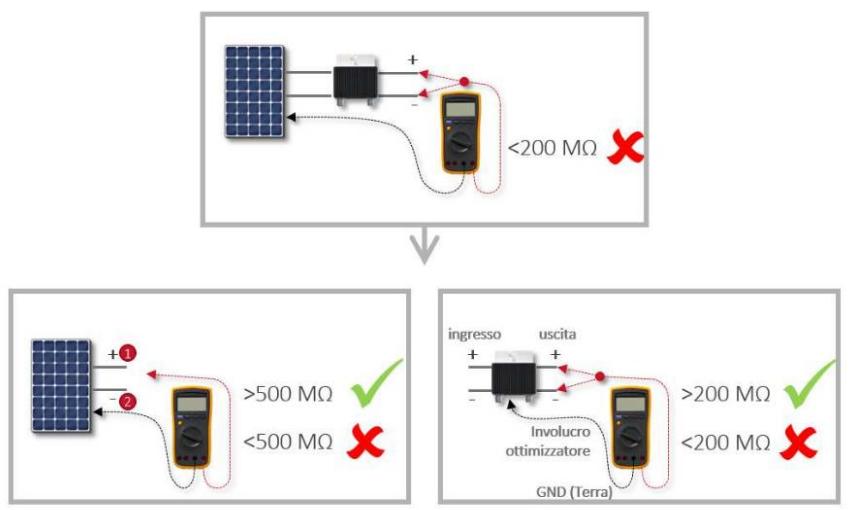


Figura 43: Misura della resistenza di isolamento di un ottimizzatore e di un modulo in sistema SolarEdge

## 6. Progettazione di un impianto fotovoltaico: generalità

Nel presente capitolo verranno illustrate alcune nozioni di base utili alla progettazione di un impianto fotovoltaico, e che permetteranno di comprendere meglio il capitolo successivo, che tratterà in maniera completa della progettazione di un impianto fotovoltaico con sistema SolarEdge.

### 6.1 Tipi di progetto

Come stabilito dall'edizione 2022 della norma CEI 0-2 "Guida per la definizione della documentazione di progetto degli impianti elettrici", Etica nel Sole produce i due tipi di progetto necessari per la realizzazione di un impianto elettrico: il progetto di fattibilità e il progetto esecutivo.

Il progetto di fattibilità ha lo scopo di valutare la fattibilità tecnica ed economica dell'intervento, ed è valido per la domanda di connessione al distributore di energia elettrica.

Il progetto esecutivo è più dettagliato e contiene tutte le informazioni necessarie per la realizzazione dell'impianto e per soddisfare i requisiti burocratici, ed è il progetto che viene poi lasciato al cliente. Etica nel Sole produce una prima versione del progetto esecutivo ad uso interno, che consente di avviare gli acquisti e l'installazione, e poi una versione finale "as built" contenente eventuali variazioni decise durante l'installazione.

### 6.2 Riduzione del rischio incendio

Gli impianti fotovoltaici non rientrano fra le attività soggette a controllo di prevenzione incendi in quanto non ricomprese nell'elenco di cui all'allegato 1 del D.P.R. 1° agosto 2011, n° 151. Tuttavia, l'installazione di un impianto fotovoltaico a servizio di un'attività soggetta ai controlli di prevenzione incendi potrebbe comportare una modifica la cui gestione è regolamentata dal D.P.R. n° 151/2011 e dal D.M. 7 agosto 2012.

Infatti la presenza di un impianto fotovoltaico può influire sul rischio incendio del luogo dove viene costruito, nella misura in cui può:

- 1) Innescare un incendio e favorire la sua propagazione all'interno dell'edificio
- 2) Aggravare le condizioni susseguenti a un incendio innescatosi in un altro punto dell'edificio (ad esempio prendendo fuoco a sua volta, impedendo la dissipazione dei fumi, propagando le fiamme da una compartimentazione dell'edificio all'altra, ostacolando il movimento delle persone)
- 3) Ostacolare le manovre di intervento dei vigili del fuoco.

In questa sezione verranno approfonditi questi tre problemi e verranno esposte possibili soluzioni prendendo come riferimento la "Relazione tecnica sugli incendi coinvolgenti impianti fotovoltaici" pubblicata dal nucleo investigativo antincendi di Capannelle (Roma) [27], un documento sulla sicurezza antincendio degli impianti fotovoltaici pubblicato dalla provincia di Trento [28], e la "Linea guida di prevenzione incendi per la progettazione, installazione, esercizio, manutenzione degli impianti fotovoltaici" pubblicata dal Ministero degli Interni l'1 settembre 2025 ed entrata in vigore nella stessa data (non riguarda gli impianti fotovoltaici a terra, gli impianti fotovoltaici plug & play, gli impianti fotovoltaici di potenza inferiore a 800 W, gli impianti agri-voltaici e gli impianti a concentrazione solare). [29]

Quest'ultimo documento sostituisce la precedente "Guida per l'installazione degli impianti fotovoltaici" pubblicata il 7/2/2012 (nota prot. DCPREV n. 1324) ed è particolarmente importante,

poiché viene utilizzato come riferimento per stabilire se gli interventi effettuati relativamente a un impianto fotovoltaico costituiscono un aggravio delle condizioni di sicurezza antincendio della struttura coinvolta. Operando secondo le linee guida di questo documento, inoltre, viene rispettato il criterio di progettazione, realizzazione e manutenzione di un impianto secondo la regola dell'arte, come prescritto dalla Legge 186 del 1968.

### **6.2.1 Rischio di innesco di un incendio e propagazione di esso all'interno dell'edificio**

Un impianto fotovoltaico può presentare dei rischi di innesco di incendio, che può poi propagarsi all'interno dell'edificio. A questo proposito, il nucleo investigativo antincendi di Capannelle (Roma) ha redatto una Relazione tecnica sugli incendi coinvolgenti impianti fotovoltaici, nella quale vengono esposte le principali condizioni che possono portare all'ennesco di un incendio.

L'ennesco può essere rappresentato da una superficie eccessivamente calda o dal passaggio di corrente elettrica lungo percorsi diversi da quelli normalmente previsti, come in aria (arco elettrico), attraverso un materiale isolante o in acqua.

Le condizioni evidenziate dalla relazione che portano raggiungimento di temperature eccessivamente elevate sono:

- 1) Hot spot: un hot spot è una zona di un pannello che risulta essere più calda rispetto al resto del pannello. Ciò avviene a seguito di una ripetuta polarizzazione inversa di una o più celle, quando queste non sono in grado di produrre la stessa quantità di corrente delle altre celle a cui sono collegate in serie, a causa di un'ombreggiatura localizzata o dall'invecchiamento non uniforme del/i pannello/i, e quindi finiscono per dissipare l'energia prodotta dalle altre celle, scaldandosi (vedere paragrafo 2.1) . Per questo motivo nei pannelli sono presenti dei diodi di bypass, in grado di isolare gruppi di celle nel caso in cui raggiungessero una polarizzazione inversa. Tuttavia, se l'ombreggiatura riguarda un numero di celle troppo piccolo per far entrare in azione i diodi, o in caso di danneggiamento dei diodi, il problema si ripresenta.
- 2) Surrisaldamento dei quadri elettrici o degli inverter. Ciò avviene a seguito di un'installazione scorretta all'interno di strutture direttamente esposte al calore solare e con scarsa ventilazione. Il rischio di incendio aumenta se in prossimità dei quadri o degli inverter si trovano materiali infiammabili come pannelli termoisolanti in poliuretano, o scatole di cartone.
- 3) Cablaggi lenti. Una connessione non sufficientemente stretta implica una resistenza maggiore al passaggio di corrente, il che può portare al surrisaldamento del punto di connessione.

Nella relazione vengono segnalate le seguenti situazioni che possono portare al passaggio di corrente elettrica lungo percorsi diversi da quelli normalmente previsti:

- 4) Cablaggi lenti. Una connessione non sufficientemente stretta può portare alla formazione di un arco elettrico che può innescare il materiale circostante, il quale può autoalimentarsi lentamente e dar luogo ad un incendio anche quando l'arco elettrico si è ormai estinto, ad esempio dopo che un arco elettrico formatosi nella sezione a monte degli inverter si è spento a seguito del tramonto del sole.
- 5) Perdita di isolamento dei cavi. Può causare la formazione di archi elettrici o di guasti a terra. Può avvenire per deterioramento dovuto a:
  - posa scorretta dei cavi: se il cavo viene posizionato su uno spigolo o una protuberanza, l'isolante potrebbe tagliarsi sotto il suo stesso peso; inoltre, in tal

modo si formerebbe un campo elettrico non uniforme che porterebbe a un deterioramento più rapido dell'isolante nel punto del cavo che risulta piegato (potere delle punte)

- temperature troppo elevate: i cavi possono raggiungere temperature troppo elevate se le condizioni meteorologiche del sito non sono state accuratamente valutate o se non è stato rispettato il fattore di riempimento delle canaline
  - raggi UV: i raggi UV accelerano l'invecchiamento degli isolanti dei cavi
- 6) Quadri elettrici o inverter posizionati sotto grondaie o aree in cui si raccoglie l'acqua piovana, o sotto tettoie senza rompigoccia, oppure posizionati in strutture non adeguatamente impermeabili
- 7) Difetti di costruzione dei pannelli e danni meccanici. Se l'isolante tra una cella e l'altra di un pannello è difettoso o la cella è stata danneggiata meccanicamente possono crearsi scariche interne che possono perforare il pannello e consentire all'arco elettrico di colpire i materiali di supporto e innestarli. Nelle celle interessate da questi difetti o danni può penetrare umidità causandone l'imbrunimento e la formazione di una cosiddetta ossidazione a "bava di lumaca".

Un'altra potenziale sorgente di innesco è rappresentata dai sistemi ad accumulo elettrochimico (BESS), ovvero le batterie ricaricabili. Ad esempio, le batterie agli ioni di litio, ovvero quelle più comuni nel contesto degli impianti fotovoltaici, sono soggette a rischio di incendio ed esplosione/scoppio a causa del fenomeno del thermal runaway<sup>1</sup>. Questa casistica non viene analizzata dal report, che comunque rimanda alla "Linea guida di prevenzione incendi per la progettazione, installazione, esercizio, manutenzione degli impianti fotovoltaici" che, nel caso in cui si preveda la presenza di sistemi di accumulo, prescrive di effettuare una specifica valutazione del rischio d'incendio ed esplosione secondo quanto previsto dal DM 7 agosto 2012.

Per mitigare il rischio di innesco di un incendio da parte di un impianto fotovoltaico e la sua propagazione all'interno dell'edificio, la Linea guida del 1/9/2025 indica una serie di misure da adottare, fermo restando che la progettazione, l'installazione, l'esercizio e la manutenzione degli impianti secondo la regola dell'arte costituiscono una misura di prevenzione incendi di primaria importanza.

In linea generale, stabilisce che bisogna avere cura di dimensionare, verificare e documentare le strutture portanti tenendo conto del carico dell'impianto, prevedendo anche la possibile caduta di parti e gocciolamento, e che è necessario evitare l'installazione di impianti fotovoltaici al di sopra o vicino a superfici con inadeguato comportamento al fuoco e in aree in cui possono formarsi atmosfere potenzialmente esplosive, prestando particolare attenzione alla parte dell'impianto in corrente continua. Si tratta di misure necessarie sia per evitare l'innesto di un incendio sia la sua propagazione.

Vengono poi indicate modalità di installazione dettagliate a seconda del tipo di impianto, specificando le caratteristiche che devono avere il piano di appoggio e i pannelli, ed eventualmente prevedendo l'interposizione di uno strato incombustibile tra questi. I requisiti di resistenza al fuoco per le coperture risultano in generale più stringenti rispetto a quelli precedentemente indicati nella Guida del 2012: infatti non è più possibile l'installazione su coperture  $F_{\text{roof}}$  (nessuna prestazione di resistenza agli incendi) pur utilizzando moduli con classe 1 di resistenza al fuoco, ma è necessario

---

<sup>1</sup> Si tratta di un susseguirsi a catena di reazioni esotermiche nella batteria, che portano al raggiungimento di temperature elevate, causando un degrado della stessa fino a renderne impossibile l'utilizzo. Il thermal runaway può essere scatenato da stimoli eccessivi dal punto di vista meccanico, elettrico o termico.

che la copertura sia almeno  $B_{roof}$ , oppure è necessario effettuare prove di laboratorio per testare la resistenza al fuoco della copertura, oppure è necessario interporre un layer incombustibile almeno EI30 di classe A1 tra moduli e copertura.

Riguardo alle condizioni rischiose individuate dalla relazione del nucleo investigativo antincendi, è possibile adottare le seguenti soluzioni:

- 1) Controllare periodicamente la presenza di hot spot con una termocamera, ed eventualmente sostituire il pannello interessato.
- 2) Assicurarsi di posizionare correttamente quadri elettrici e inverter, evitando aree in cui possono formarsi atmosfere esplosive. In particolare, la Linea guida di prevenzione incendi raccomanda di installare i componenti facilmente surriscaldabili all'aperto o in compartimenti antincendio dedicati con una resistenza al fuoco minima di REI/EI 30, con accesso direttamente dall'esterno o dall'interno tramite porta tagliafuoco. Occorre inoltre assicurare la corretta ventilazione dei dispositivi rispettando le distanze minime dagli oggetti circostanti e, se necessario, prevedendo sistemi di ventilazione forzata [29, p. 10]. Nello specifico, gli inverter devono essere installati su strutture costituite da classificati AI per la reazione al fuoco, oppure su uno strato di materiale di resistenza al fuoco almeno EI 30 con layer continuo incombustibile (classe AI) [29, p. 12].
- 3) e 4) Controllare periodicamente i cablaggi.
- 5) Utilizzare appositi cavi solari resistenti ai raggi UV e alle intemperie. Posizionare i cavi il più possibile su superfici piane e in modo tale da non ostacolare il passaggio del personale sul tetto. La linea guida raccomanda di raccogliere i cavi in delle canaline e di proteggerle meccanicamente e distanziarle dalla copertura/facciata utilizzando supporti incombustibili: ciò consente una migliore circolazione dell'aria e quindi un migliore raffrescamento dei cavi e consente di mantenere una separazione tra una potenziale zona di innesco (i cavi) e la copertura. Se i cavi passano al di sopra di un muro o di una parete tagliafuoco, essi devono essere protetti dalla propagazione dell'incendio.

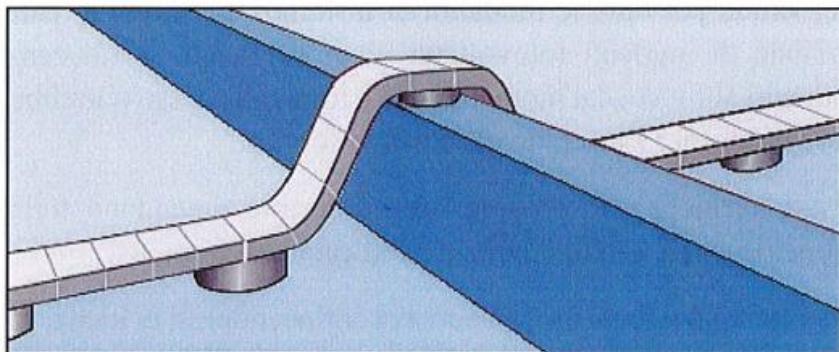


Figura 44: Esempio di distanziamento delle passerelle portacavi dalla copertura. Tratta da [29, p. 12]

- 6) Assicurarsi di posizionare correttamente quadri elettrici e inverter, evitando luoghi che possono bagnarsi facilmente. L'utilizzo di passerelle portacavi rialzate, come indicato nel punto precedente, consente di far scorrere agevolmente l'acqua piovana ed evitarne il ristagno.
- 7) Controllare periodicamente la presenza di bave di lumaca.

## **6.2.2 Aggravio delle condizioni susseguenti un incendio innescatosi all'interno dell'edificio e/o propagazione di esso**

Un impianto fotovoltaico può aggravare le condizioni susseguenti a un incendio innescatosi in un altro punto dell'edificio e/o prendere fuoco a seguito di questo, propagando le fiamme verso l'esterno dell'edificio oppure in compartimenti dell'edificio diversi da quello in cui è avvenuto l'innesto. Anche di questo punto si occupa la Linea guida del 1 settembre 2025, che prescrive quanto segue.

Per limitare la propagazione degli incendi e facilitare l'intervento dei vigili del fuoco e in generale le operazioni di ispezione e manutenzione, si raccomanda che vengano rispettate delle distanze minime tra gruppi di moduli, i quali comunque non possono superare determinate estensioni. In generale, i gruppi di pannelli devono misurare non più di 20 m in tutte le direzioni, e tra un gruppo e l'altro deve essere lasciato un passaggio largo almeno 2 m; la linea guida fornisce dettagli ulteriori a seconda del tipo di copertura. Inoltre, è necessario lasciare libera una fascia larga almeno 1 m tra l'impianto e il limite della copertura. Queste indicazioni costituiscono una novità rispetto alla precedente Guida del 2012, e implicano una riduzione della superficie che può essere coperta dai pannelli e quindi una riduzione della potenza installabile.

Come già previsto dalla Guida del 2012 e ribadito dalla Linea guida del 1/9/2025, nel posizionamento dei pannelli e gli altri elementi dell'impianto bisogna fare attenzione a non impedire il corretto funzionamento e la manutenzione di eventuali sistemi per l'evacuazione del fumo e del calore (EFC) e non a non ostruire aperture attraverso le quali possono essere smaltiti fumo e calore, pur non essendo esse specificatamente dedicate a questo scopo.

È anche necessario assicurarsi che la funzione degli elementi di compartimentazione della struttura non sia vanificata da uno scorretto posizionamento dei componenti combustibili dell'impianto, come ad esempio posando dei cavi sopra elementi di compartimentazione al di fuori di passerelle portacavi. Nel caso in cui sia necessario attraversare delle compartimentazioni, tali attraversamenti devono assicurare la tenuta all'incendio. Inoltre, se il generatore fotovoltaico posa su una copertura priva di caratteristiche di resistenza al fuoco, questo deve distare almeno 1 m dalla proiezione di eventuali elementi verticali di compartimentazione antincendio posti al di sotto della copertura.

Inoltre, per proteggere il più possibile l'incolumità delle persone presenti all'interno dell'edificio, i componenti dell'impianto fotovoltaico non devono essere installati nelle vie di esodo né in luoghi sicuri [29, p. 13].

## **6.2.3 Difficoltà di intervento dei vigili del fuoco**

Anche la facilità di intervento dei vigili del fuoco è influenzata dagli impianti fotovoltaici, che pongono i seguenti problemi:

- Rischio di caduta. È un rischio particolarmente comune nel caso di impianto su tetto, soprattutto in caso di buio e/o in presenza di fumo. Nel caso in cui i pannelli siano integrati nel tetto il rischio di inciampo si riduce, ma resta presente quello di scivolamento sulla superficie dei moduli.
- Rischio di crollo della struttura e di caduta dei panelli. Il carico dovuto alla presenza dei pannelli può aggravare il rischio di collasso della struttura sotto l'azione del fuoco. Inoltre, i pannelli potrebbero cadere a seguito del loro distacco dalla struttura di supporto o a seguito del crollo del tetto

- Rischio di inalazione di prodotti chimici pericolosi. In condizioni normali, i materiali usati per gli impianti PV sono considerati non pericolosi, ma possono diventarlo in caso di esposizione all'incendio o in caso di esplosione, poiché in queste condizioni alcuni tipi di pannelli possono rilasciare sostanze chimiche, tra cui boro, tellurio di cadmio, arseniuro di gallio e fosforo, pericolosi per la salute umana e/o per l'ambiente. È quindi importante per chi interviene in queste condizioni indossare dispositivi di protezione delle vie respiratorie. Il rischio di inalazione di agenti chimici pericolosi è minimo nel caso di piccoli impianti e aumenta all'aumentare delle dimensioni dell'impianto
- Rischio di natura elettrica. In caso di incendio è necessario interrompere la presenza di elettricità all'interno dello stabile. Per tale motivo, l'impianto fotovoltaico deve essere provvisto di un dispositivo di sezionamento ubicato in posizione segnalata, protetta dall'incendio e di facile accesso per i soccorritori secondo quanto prescritto nelle norme CEI 64-8 e CEI 82-25, in modo tale da rendere agevole l'interruzione della produzione di energia. In particolare, secondo la Linea guida del 2025, il dispositivo di sezionamento deve consentire di interrompere tutte le sorgenti di alimentazione contemporaneamente. Bisogna però notare che in questo modo è sì possibile eliminare il rischio elettrico a valle degli inverter, ma non a monte, dato che, finché i pannelli fotovoltaici ricevono luce, la sezione DC rimane in tensione e continua a rappresentare un pericolo per chi ne venga in contatto. Se l'impianto è provvisto di dispositivi in grado di controllare la tensione a livello di modulo, come gli ottimizzatori di potenza, questo problema non si presenta, ma non esistono norme IEC o CEI che prevedano l'installazione di tali apparecchi, per cui rimane libera la scelta di metodi che consentano di ridurre questo tipo di rischio elettrico.

Il problema è stato analizzato nel dettaglio dal Servizio Antincendi e Protezione Civile e dalla Scuola Provinciale Antincendi della provincia autonoma di Trento, che ha pubblicato uno studio sulla sicurezza antincendio degli impianti fotovoltaici [28].

Lo studio offre una panoramica dei problemi di sicurezza antincendio degli impianti fotovoltaici e illustra un caso studio riguardante un impianto fotovoltaico utilizzato per testare l'efficacia di vari metodi di riduzione della tensione continua presente sul tetto in base alla tensione e corrente a cui sarebbe sottoposta una persona che venisse in contatto con le parti attive della sezione DC dell'impianto. A tale scopo si è utilizzato un reostato per simulare diversi possibili valori di resistenza del corpo umano e sono state analizzate le seguenti soluzioni:

- prove con impianto in condizioni standard
- prove con schiume di tipologia CAFS (compressed air foam system). Si tratta di schiume a gocce piccole spruzzate sui pannelli utilizzando un apparecchio composto da una pompa per l'acqua, una per lo schiumogeno e un compressore per l'aria.
- prove diurne con copertura dei pannelli con materiali opachi (cartoni)
- prove con gel coprente (Prevento Solar)
- prove con scarsa illuminazione (nuvoloso);
- prove notturne;
- prove di funzionamento dei sistemi SolarEdge e Solteq. Per una parte dell'impianto sono stati utilizzati ottimizzatori di potenza SolarEdge abbinati a un inverter SolarEdge, mentre per l'altra parte dell'impianto è stato utilizzato un inverter Piko e sono stati installate delle scatole di sicurezza Solteq in grado, in caso di necessità, di cortocircuitare i terminali di ogni pannello.

Tutte le prove sono state effettuate in due condizioni: a circuito aperto e collegando in serie il reostato.

Fermo restando che le condizioni più sicure si hanno in caso di interventi notturni, le soluzioni SolarEdge e Solteq che permettevano di ridurre la tensione a livello di modulo sono risultate le più adeguate [28, p. 63].

Questa soluzione è considerata ideale anche dal final report dell'Associazione StateFire Marshall "Bridging the gap: fire safety e green buildings" [30, p. 28]. Il documento contiene delle linee guida riguardanti i green building e il settore del fotovoltaico e anch'esso raccomanda l'installazione di sistemi MLPE che consentano di togliere tensione al singolo modulo.

### 6.3 Sovratensioni indotte da fulmini

Gli impianti fotovoltaici sono sottoposti a sovratensioni derivanti da scariche atmosferiche di tipo diretto o indiretto: a tal proposito, la norma CEI 82-25 contiene le indicazioni per garantire la sicurezza e il corretto funzionamento dell'impianto.

Riguardo alle fulminazioni dirette vengono fatte le seguenti considerazioni:

- Solitamente un impianto fotovoltaico non altera significativamente la sagoma dell'edificio e quindi la sua esposizione alle fulminazioni dirette (solitamente l'altezza massima di un impianto non supera 1,5 m) e quindi non devono essere prese ulteriori misure di protezione dalle fulminazioni dirette. Se presente un LPS, l'impianto dovrà essere racchiuso dal volume da esso protetto rispettando distanze di sicurezza indicate nella CEI EN 62305-3 per evitare scariche pericolose. Se non è possibile mantenere queste distanze bisogna effettuare un collegamento elettrico diretto o tramite SPD tra le parti metalliche esterne dell'impianto e LPS.
- Bisogna fare attenzione che l'impianto di messa a terra di protezione sia collegato a quello per la protezione dai fulmini.
- In situazioni cerauniche o impiantistiche particolari è necessario fare una valutazione a parte. La serie di norme CEI EN 62305 fornisce il metodo di valutazione del rischio confrontandolo col rischio accettabile per la struttura. A seguito di questa valutazione potrebbe essere necessario installare un LPS su edifici che originariamente ne sono sprovvisti o modificare l'LPS già presente.

Riguardo alle fulminazioni indirette vengono fatte le seguenti considerazioni:

- Nella realizzazione delle stringhe bisogna fare in modo che l'area racchiusa da ogni stringa sia la più piccola possibile per limitare l'accoppiamento induttivo con il campo elettromagnetico generato da un fulmine e, se possibile, incrociare i cavi in modo da formare due anelli nei quali la corrente circoli in senso opposto, così da generare sovratensioni che si compensano almeno parzialmente.
- Bisogna valutare l'installazione di SPD a protezione di dispositivi sensibili collegati alla stringa. In particolare, per proteggere gli inverter è raccomandato l'utilizzo di SPD di classe 2 con fusibile incorporato e indicazione visiva dello stato, nonché facilmente ispezionabili.

### 6.4 Impianto di terra

La norma CEI 64-8 prescrive che le masse di tutte le apparecchiature elettriche siano collegate a terra: nel caso di generatori fotovoltaici costituiti da pannelli dotati solo di isolamento principale, è

necessario metterne a terra la cornice metallica. Nel caso in cui i pannelli siano di classe II, la CEI 64-8 prevede che le cornici metalliche non vengano messe a terra. D'altra parte, come riportato nella CEI 82-25, è consigliabile equipotenzializzare le cornici dei moduli con la struttura di sostegno, così da garantire la sicurezza contro il contatto indiretto durante la vita dell'impianto nei casi in cui non si può escludere che l'isolamento possa decadere nel tempo. La decisione di collegare o meno le strutture di supporto dei moduli a terra spetta al progettista, che deve valutare se tali strutture costituiscono una massa, una massa estranea o se sono indifferenti dal punto di vista elettrico. Secondo le indicazioni della CEI 82-25, se si tratta di una massa, il collegamento a terra va effettuato, altrimenti potrebbe essere necessario misurare la resistenza a terra della struttura: se viene misurata una resistenza minore di  $1000 \Omega$  è necessario equipotenzializzare le strutture e collegarle a terra, altrimenti non è necessario.

Etica nel Sole sceglie solitamente di equipotenzializzare tra loro i supporti dei pannelli e di collegarli a terra, sia come protezione dai contatti indiretti sia in modo da consentire una più accurata misurazione della resistenza di isolamento da parte dell'inverter.

## 6.5 Collaudo impianto

A conclusione dell'installazione di un impianto fotovoltaico, come per qualsiasi impianto, è prevista una fase di collaudo.

I collaudi degli impianti elettrici sono in parte delineati nel DM 37/08 e prevedono verifiche visive e strumentali. In particolare, tra le verifiche strumentali è necessario eseguire le seguenti:

- Misura della resistenza di isolamento verso terra dei conduttori attivi
- Verifica della continuità dei conduttori di protezione, equipotenziali (principali e supplementari)
- Prova dell'efficienza delle protezioni differenziali (eseguita con apposita cassetta di prova)
- Misura della resistenza di terra misurata nelle ordinarie condizioni di funzionamento

La misura della resistenza di terra a conclusione dell'impianto, in particolare, costituisce un momento fondamentale per la validazione delle scelte fatte in fase di progettazione relative alle protezioni differenziali e al corretto coordinamento delle soglie impostate con la resistenza di terra misurata.

La norma CEI 82-25 prescrive modalità di collaudo relative alla prestazione dell'intero impianto fotovoltaico. Tali modalità sono attuabili solo in condizione di impianti tradizionali con esposizione unica: la presenza di porzioni di impianto con esposizione diversa, connessi a MPPT diversi di uno stesso inverter, rende impossibile l'applicazione del collaudo previsto nella norma.

Gli impianti dotati di ottimizzatori sono oggetto di un collaudo diverso, gestibile da remoto attraverso il portale di monitoraggio. In particolare, il portale di monitoraggio SolarEdge consente di verificare il corretto funzionamento di tutti gli ottimizzatori e dei pannelli connessi a ciascun ottimizzatore. La produttività di ogni ottimizzatore viene confrontata con tutti gli ottimizzatori con uguale esposizione; il risultato evidenza in qualsiasi momento ottimizzatori con produzione più scarsa di altri, analizzando al contempo le possibili cause.

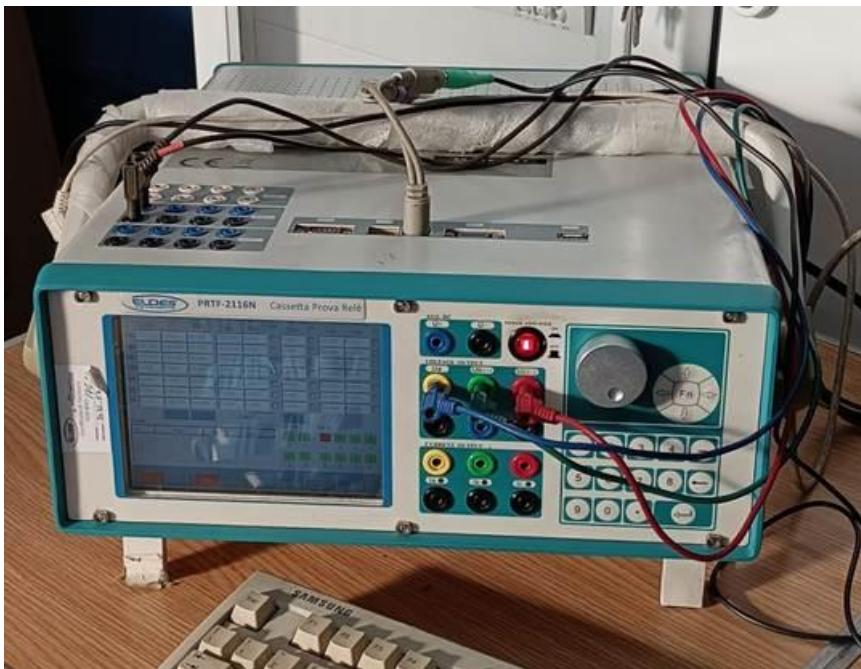
### 6.5.1 Collaudo dell'SPI

Il collaudo dell'SPI (sistema di protezione di interfaccia) è previsto dalle norme CEI 0-21 e CEI 0-16, rispettivamente per gli impianti con punto di connessione in bassa e media tensione.

Sono previsti due tipi di collaudo per la protezione di interfaccia:

- Un collaudo di laboratorio, a cura del costruttore della protezione di interfaccia, che prevede modalità e quantità di prove di ampio spettro. La dichiarazione di conformità del prodotto deve confermare l'avvenuto collaudo.
- Un collaudo da eseguire rigorosamente in campo al completamento dell'installazione, e che prevede l'esecuzione di verifiche dei tempi di intervento sia della sola protezione di interfaccia sia della protezione di interfaccia in continuità con il DDI (dispositivo di interfaccia).

Durante il collaudo sul campo viene simulato il comportamento della rete, prendendo in considerazione vari valori di tensione e frequenza, nonché il comando di teledistacco, e viene misurato il tempo di intervento di SPI e DDI. Per fare questo viene utilizzato uno strumento chiamato cassetta prova relè (Figura 45), in grado di simulare il comportamento della rete e di misurare il tempo di intervento di SPI e DDI.



*Figura 45: Cassetta prova relé.*

Verrà ora descritto il collaudo sul campo per un impianto connesso in bassa tensione. Le immagini sono tratte da una prova relè effettuata su uno degli impianti realizzati da Etica nel Sole.

Nella tabella seguente vengono riportate le soglie e i tempi di intervento che devono essere rispettati dall'SPI. Il DDI deve poi intervenire entro 100 ms dallo scatto dell'SPI (150 ms nel caso di contattore) [5, Par. A.4.3].

Tabella 11: Tabella regolazioni SPI per impianti di potenza superiore o uguale a 800 W in bassa tensione.  
Tratta da [5, Par. 8.6.2.1]

Protezione	Soglia di intervento	Tempo di intervento (tempo intercorrente tra l'istante di inizio della condizione anomala rilevata dalla protezione e l'emissione del comando di scatto)
Massima tensione (59.S1, misura a media mobile su 10 min, in accordo a CEI EN 61000-4-30)	1,10 Vn	Variabile in funzione del valore iniziale e finale di tensione, al massimo 603 s.
Massima tensione (59.S2)	1,15 Vn	0,2 s
Minima tensione (27.S1)	0,85 Vn	1,5 s
Minima tensione (27.S2) *	0,15 Vn	0,2 s
Massima frequenza (81>.S1)** ◊	50,2 Hz	0,1 s
Minima frequenza (81<.S1)** ◊	49,8 Hz	0,1 s
Massima frequenza (81>.S2) ◊	51,5 Hz	0,1 s oppure 1 s §
Minima frequenza (81<.S2) ◊	47,5 Hz	0,1 s oppure 4 s §

\* Il valore indicato per il tempo di intervento deve essere adottato quando la potenza complessiva è superiore a 11,08 kW, mentre per potenze inferiori, può essere facoltativamente utilizzato un tempo di intervento senza ritardo intenzionale. Nel caso di generatori sincroni, il valore può essere innalzato a 0,7 V<sub>n</sub> e t = 0,150 s  
 \*\* Soglia abilitata solo con segnale esterno al valore alto e con comando locale alto.  
 ◊ Per valori di tensione al di sotto di 0,2 V<sub>n</sub>, la protezione di massima/minima frequenza si deve inibire.  
 § Si veda in proposito quanto riportato nel testo che segue la Figura 35.

L'impianto fotovoltaico viene scollegato dalla rete, il cui comportamento verrà simulato dalla cassetta prova relè, e viene scollegata anche la parte DC.

Vengono effettuate prima le prove sull'SPI, realizzando i collegamenti come mostrato in Figura 47 e Figura 48. Per la simulazione del comando di teledistacco, la cassetta relè viene collegata a specifici ingressi dell'SPI.

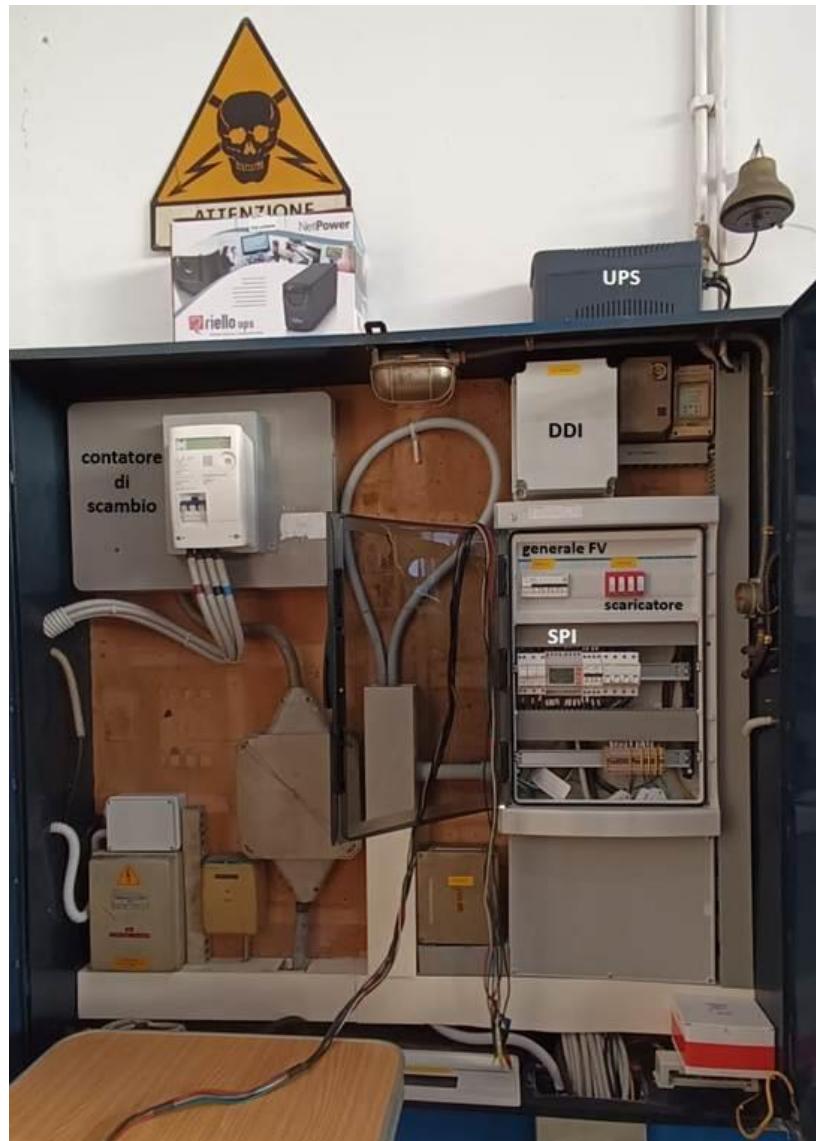


Figura 46: Quadro fotovoltaico.

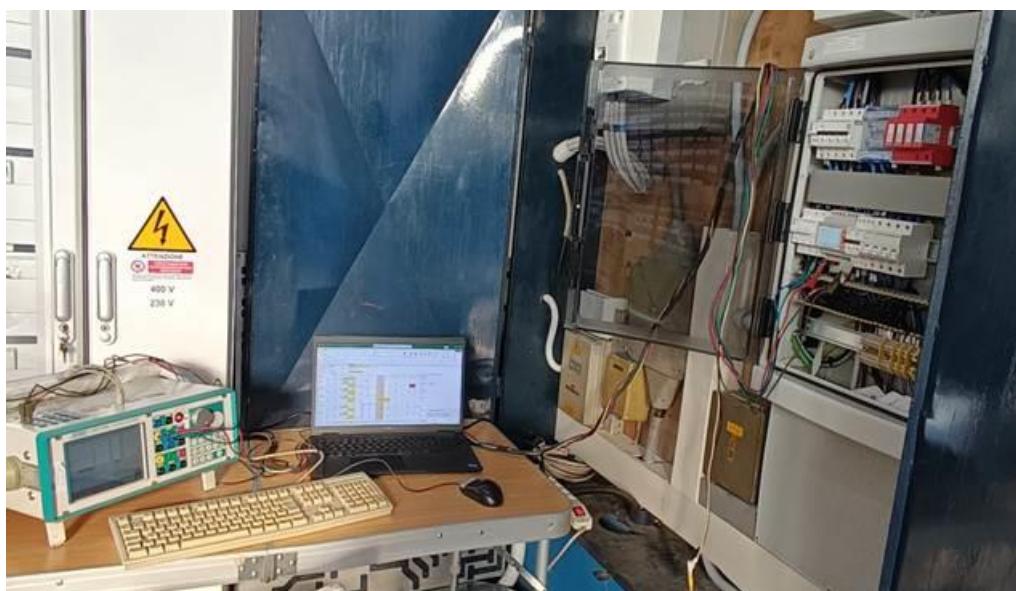


Figura 47: Connessioni tra cassetta prova relè e quadro fotovoltaico per la prova dell'SPI.

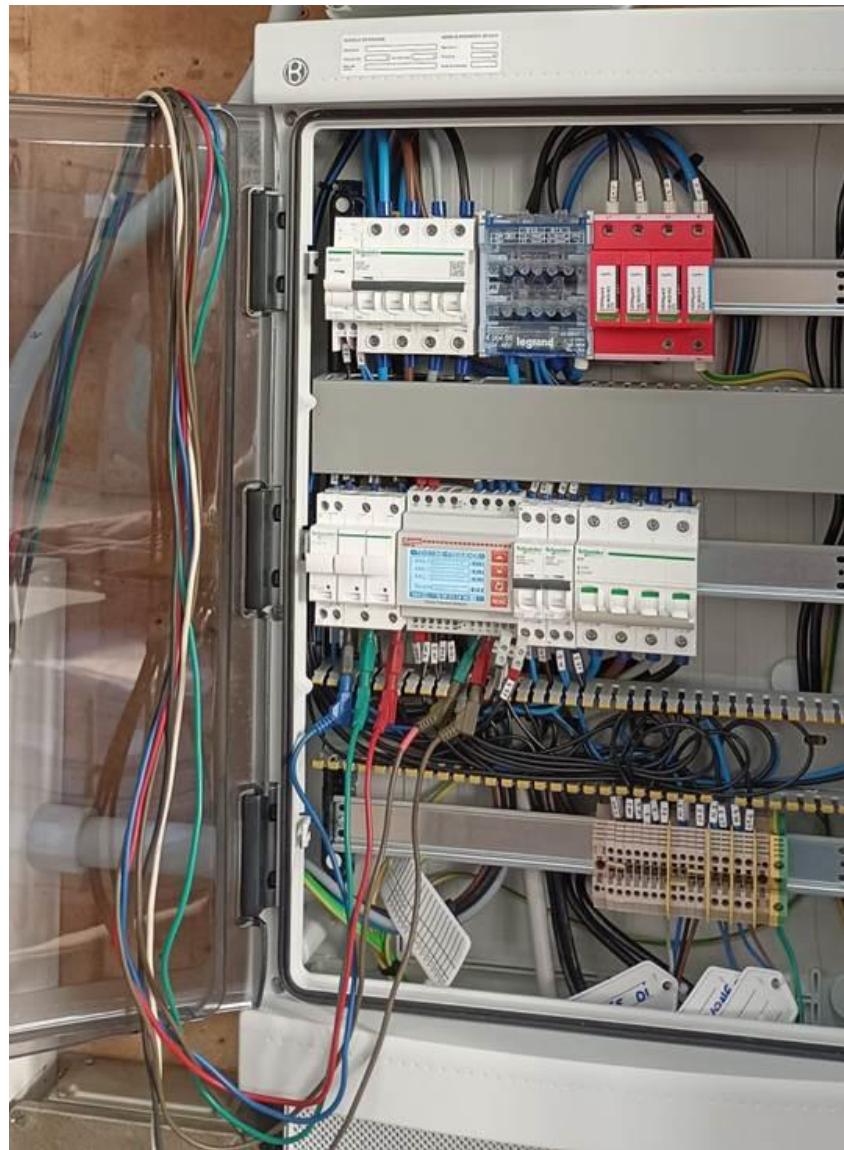


Figura 48: Connessioni tra cassetta prova relè e quadro fotovoltaico per la prova dell'SPI.

La cassetta prova relè effettua una serie di prove come descritte dalle norme CEI e mostra il tempo di intervento dell'SPI, che deve poi essere registrato, ad esempio su un foglio Excel.

Dopodiché vengono effettuate le stesse prove collegandosi al DDI (Figura 49). La cassetta prova relè mostra il tempo dopo il quale interviene il DDI, che riceve il segnale di apertura dell'SPI: per trovare il tempo di intervento del solo DDI sarà necessario sottrarre il tempo di intervento dell'SPI trovato nelle prove precedenti. Anche il tempo di intervento del DDI viene registrato.

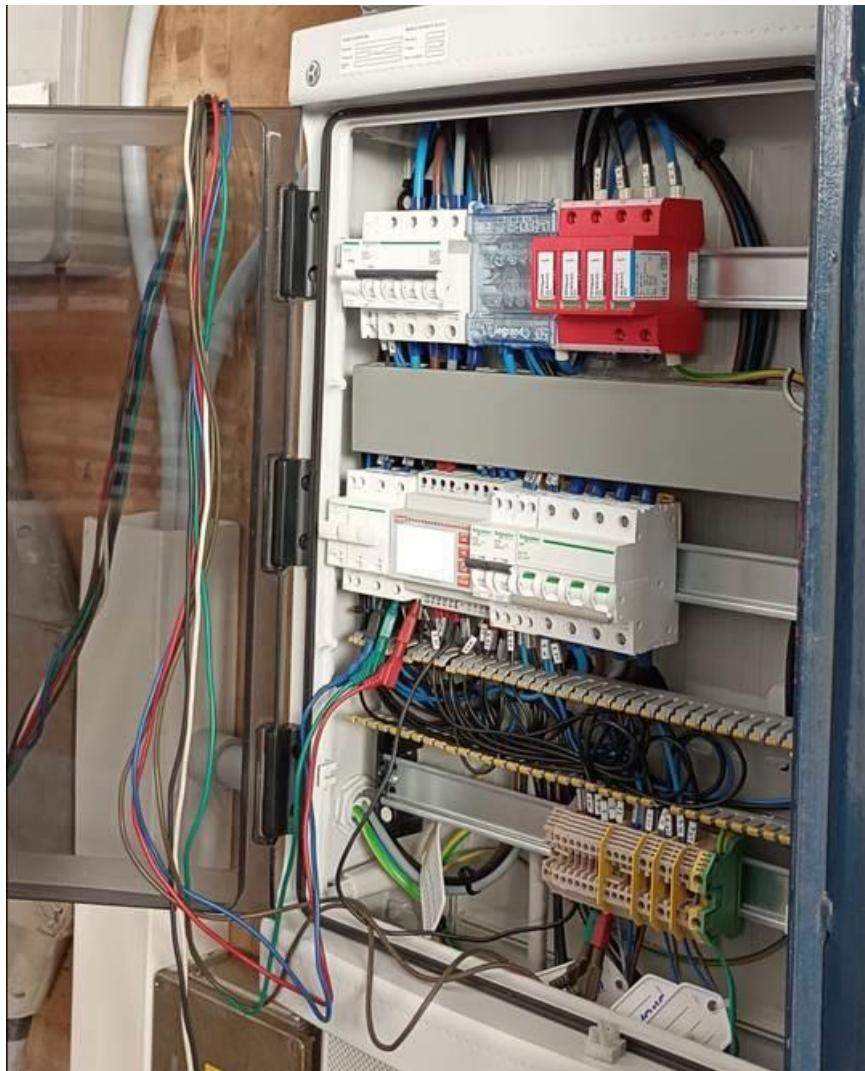


Figura 49: Connessioni tra cassetta prova relè e quadro fotovoltaico per la prova del DDI.

Se una o più prove non vengono superate è necessario sostituire l'SPI o il DDI.

## 7. Progetto di un impianto fotovoltaico con sistema SolarEdge

In questo capitolo verrà descritto il progetto per un impianto fotovoltaico da realizzarsi con sistema SolarEdge. L'impianto sarà realizzato nel comune di Castano Primo, in provincia di Milano. I dati del committente presenti nelle immagini e nei documenti di progetto sono stati oscurati per motivi di privacy. In allegato si trovano i documenti relativi allo schema elettrico, i datasheet, il report di SolarEdge, le simulazioni PVGIS e la planimetria.

L'impianto elettrico esistente è alimentato tramite punto di consegna in bassa tensione. L'impianto fotovoltaico verrà anch'esso collegato alla rete di bassa tensione.

L'impianto fotovoltaico non altererà significativamente la sagoma dell'edificio, perciò non sono previste ulteriori misure di protezione dalle fulminazioni dirette.

### 7.1 Note sul rischio incendio

L'edificio per il quale si esegue il progetto è soggetto a controllo di prevenzione incendi; pertanto, l'impianto fotovoltaico sarà realizzato seguendo le prescrizioni della "Guida per l'installazione degli impianti fotovoltaici" pubblicata il 7/2/2012 (nota prot. DCPREV n. 1324); non si fa riferimento alla "Linea guida di prevenzione incendi per la progettazione, installazione, esercizio, manutenzione degli impianti fotovoltaici" pubblicata dal Ministero degli Interni l'1 settembre 2025 perché il progetto è stato avviato prima della data di pubblicazione della Linea guida, che coincide con la sua entrata in vigore, come consentito dalla circolare 14668 del 10/09/2025.

Di seguito le misure che verranno prese per rispettare le prescrizioni della Guida del 2012:

- Il generatore fotovoltaico verrà installato su un tetto poggiante su strutture portanti per le quali le varie condizioni dei carichi strutturali dovute al generatore stesso non influenzano il loro livello di prestazione contro l'incendio [31, p. 8]. In particolare, la copertura interessata è costituita da lamiera grecata in acciaio rivestita da guaina bituminosa ardesiata poggiante su listellatura lignea e tegoli in cemento armato precompresso sostenuti da capriate e pilastri di cemento armato.
- Verranno installati moduli fotovoltaici con classe 1 di resistenza al fuoco e il tetto interessato è classificato  $F_{\text{roof}}$ . Secondo la Guida e relativi chiarimenti successivi emanati sempre dalla Direzione Centrale per la Prevenzione e la Sicurezza Tecnica, ciò costituisce una misura sufficiente per evitare la propagazione di un incendio dal generatore fotovoltaico all'edificio su cui è collocato [31, p. 13].
- I moduli e le condutture elettriche verranno posizionati in modo tale da consentire il corretto funzionamento e manutenzione degli EFC. In particolare, verrà mantenuto 1 m di distanza tra i moduli e i lucernari presenti sul tetto [31, p. 8].
- L'impianto fotovoltaico sarà dotato di un pulsante di emergenza, in posizione segnalata e accessibile, in grado di sezionare l'impianto elettrico da qualunque sorgente di alimentazione [31, p. 8].
- I componenti dell'impianto verranno installati al di fuori dei luoghi definiti "luoghi sicuri", né saranno di intralcio alle vie di esodo [31, p. 8].

Inoltre, si è deciso di ristrutturare il locale che attualmente ospita il quadro delle utenze e che ospiterà il quadro fotovoltaico, il contatore di produzione e l'inverter per adempiere alle

raccomandazioni del professionista che ha effettuato la valutazione del rischio incendio. Al momento il locale è in cartongesso e verrà rinnovato in modo tale da rientrare nella classe di resistenza al fuoco EI60 (struttura non portante resistente al fuoco per 60 minuti). Questa raccomandazione è motivata dal fatto che, in generale, la parte in corrente continua di un impianto fotovoltaico sprovvisto di sistemi che consentono di limitare la tensione a valle dei pannelli è sempre in tensione durante le ore diurne. In questo caso, essendo l'impianto costruito con sistema SolarEdge, la funzione SafeDC™ permette di abbassare la tensione di ogni stringa al di sotto del valore di sicurezza di bassissima tensione, costituendo una misura di sicurezza aggiuntiva oltre alla compartimentazione del locale tecnico.

## 7.2 Dimensionamento iniziale, scelta dei moduli, inverter e ottimizzatori



Figura 50: Vista aerea del sito dell'impianto. I pannelli fotovoltaici sul tetto al centro e a destra fanno parte di un impianto fotovoltaico preesistente.

Un primo dimensionamento dell'impianto viene svolto osservando il tetto disponibile e ascoltando le esigenze del cliente. Ulteriori informazioni vengono raccolte grazie ad appositi sopralluoghi.

Si rileva che lo stabilimento è composto da tre porzioni, di cui quella al centro e quella a destra sono già dotate di un impianto fotovoltaico mentre quella interessata dal progetto è quella a sinistra. Il tetto in questione è composto da quattro falde, due orientate a est con azimut di  $-105^\circ$  e

un'inclinazione di  $8^\circ$  e due a ovest con azimut di  $75^\circ$  e un'inclinazione di  $8^\circ$ . Le falde che saranno utilizzate per la posa dei pannelli sono le tre più a sinistra. Ogni falda è larga 18,18 m e lunga 60 m. Si nota la presenza di lucernari su tutte le falde: per rispettare le prescrizioni della Guida del 2012 sarà necessario prevedere una distanza minima di 1 m tra i lucernari e i pannelli.

In base alla geometria del tetto e all'area disponibile sono stati scelti i pannelli Solvis SV108-430 E HCM10 da 430 Wp, in numero di 231 per una potenza di picco totale di  $231 * 430 W = 99,33 kWp$ . Si tratta di pannelli composti da 108 celle in silicone monocristallino con tecnologia TOPCon (Tunnel Oxide Passivated Contact) di tipo N. All'interno del pannello, le celle sono collegate fra loro come in Figura 51.

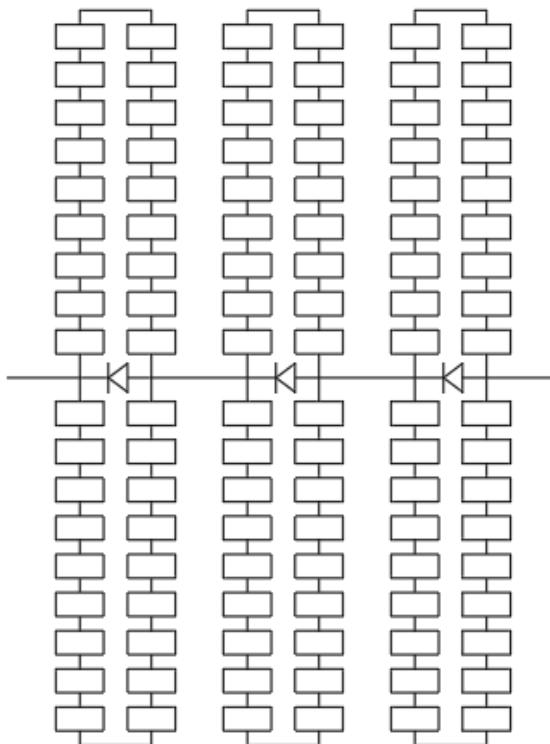


Figura 51: Schema di connessione delle celle all'interno del pannello scelto per il progetto.

È stato scelto un inverter SE90K da 90 kW con tre unità Synergy da 30 kW l'una, in modo da sovradimensionare l'impianto rispetto all'inverter del 104%.

Compatibilmente con i pannelli sono stati scelti degli ottimizzatori di potenza S1000 in numero di 116, di cui 115 saranno collegati ciascuno a due pannelli e 1 sarà collegato a un pannello solo.

La compatibilità tra pannelli e ottimizzatori può essere verificata osservando i datasheet e in particolare verificando la validità delle seguenti condizioni:

- Potenza MPP dei pannelli minore della potenza nominale degli ottimizzatori a cui sono collegati:  

$$2 * P_{MPP\_modulo} < P_{nom\_ottimizzatore}$$
 cioè  $2 * 430 W < 1100 W$
- Tensione a circuito aperto dei pannelli minore della tensione massima in ingresso agli ottimizzatori a cui sono collegati:  

$$2 * V_{oc\_modulo} < V_{input\ max\_ottimizzatore}$$
 cioè  $2 * 38,25 V < 125 V$

- Tensione MPP dei pannelli rientrante nel range di tensione MPP degli ottimizzatori a cui sono collegati:
$$V_{MPP \min \text{ ottimizzatore}} < 2 * V_{MPP \text{ modulo}} < V_{MPP \max \text{ ottimizzatore}}$$
 cioè  $12,5 \text{ V} < 2 * 31,73 \text{ V} < 105 \text{ V}$
- Corrente MPP dei pannelli minore della corrente continuativa massima all'ingresso degli ottimizzatori a cui sono collegati:
$$I_{MPP \text{ modulo}} < I_{continuativa \max \text{ ottimizzatore}}$$
 cioè  $13,56 \text{ A} < 15 \text{ A}$
- Corrente di corto circuito dei pannelli minore della corrente di corto circuito massima all'ingresso degli ottimizzatori a cui sono collegati
$$I_{sc \text{ modulo}} < I_{sc \max \text{ ottimizzatore}}$$
 cioè  $14,31 \text{ A} < 20 \text{ A}$

La CEI 0-21 definisce la potenza nominale di un impianto fotovoltaico come la potenza minore tra la potenza di picco del generatore e la somma delle potenze in uscita degli inverter. La potenza nominale del presente impianto sarà quindi di 90 kW.

### 7.3 Posizionamento di inverter, quadro fotovoltaico e canaline

La Figura 52 illustra la posizione del contatore di scambio e del pulsante di sgancio (già presenti), della discesa dei cavi e del locale che ospiterà il quadro fotovoltaico, l'inverter e il contatore di produzione. Si nota che il pulsante di sgancio consente di interrompere contemporaneamente tutte le sorgenti di alimentazione dell'edificio, e verrà configurato per interrompere anche l'alimentazione proveniente dall'impianto fotovoltaico, come raccomandato dalla Linea guida dei Vigili del Fuoco del 2025.



Figura 52: Il tetto interessato dal progetto è evidenziato in rosso. Viene indicata la posizione del locale compartmentato, della discesa cavi, del pulsante di sgancio e del contatore di scambio.

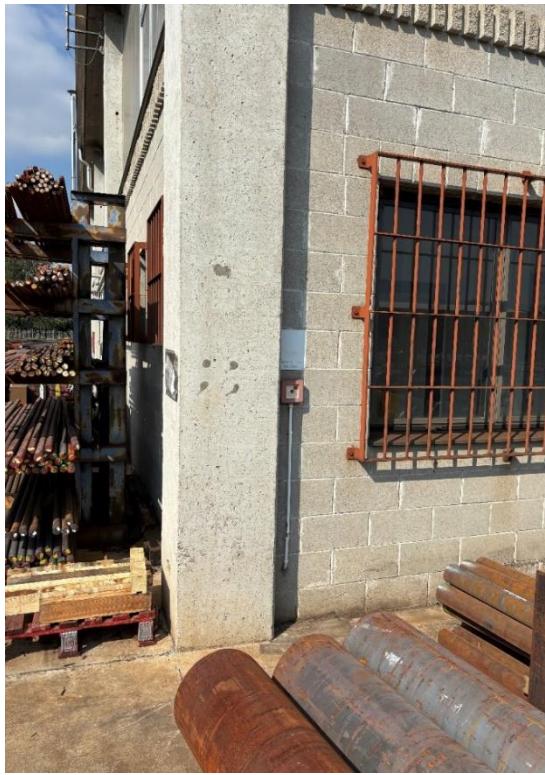


Figura 53: Pulsante di sgancio dell'impianto



Figura 54: Nicchia al cui interno sono presenti l'interruttore generale e il relè differenziale regolabile. Dietro al muretto si trova il contatore di scambio (non in foto).

La disposizione degli elementi nel locale compartmentato sarà organizzata come da planimetria (vedere allegati, cartella “planimetria”). Il quadro fotovoltaico che verrà posizionato al suo interno sarà conforme alla norma CEI EN 61439-1 e con un grado di protezione IP55.



Figura 55: Locale ospitante il quadro utenze

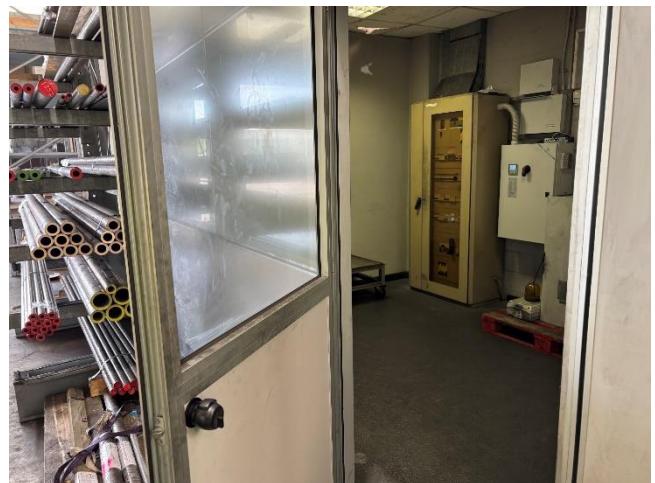


Figura 56: Interno del locale ospitante il quadro utenze.



Figura 57: Quadro utenze.

Per il posizionamento delle canaline nelle quali far passare i cavi che collegano le stringhe all'inverter è stata considerata la geometria del tetto e la futura posizione degli inverter. Le canaline verranno quindi realizzate lungo il percorso evidenziato in Figura 58, e la discesa cavi sarà realizzata lungo il percorso evidenziato in Figura 59.

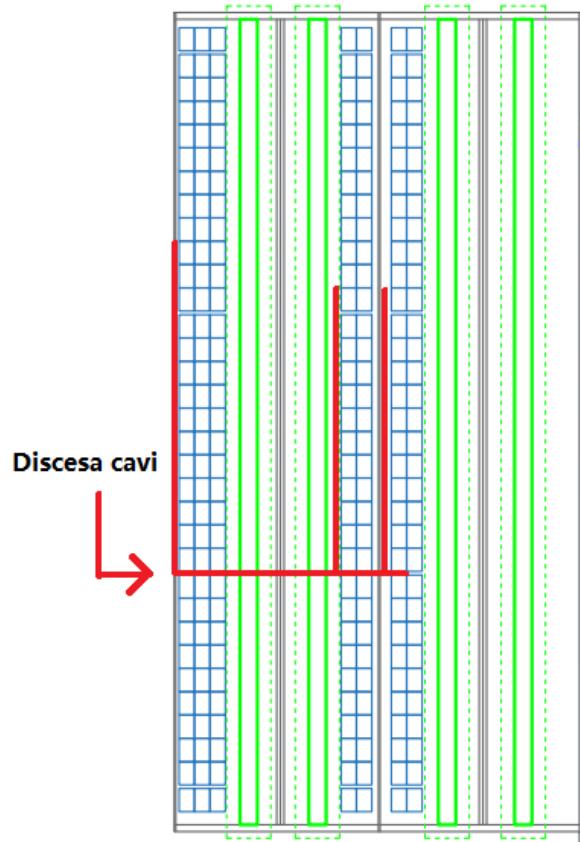


Figura 58: Il percorso delle canaline sul tetto è evidenziato in rosso.



Figura 59: La discesa cavi sarà realizzata lungo il pilastro tra le due finestre.

## 7.4 Stringatura

SolarEdge mette a disposizione un software di design dell'impianto, che permette di realizzare uno schema delle stringhe e di ottenere un report sulla producibilità dell'impianto. Il processo di stringatura avviene quindi nel seguente modo.

Per prima cosa è necessario inserire la posizione dell'impianto: il designer mostrerà la visuale aerea dell'indirizzo selezionato.

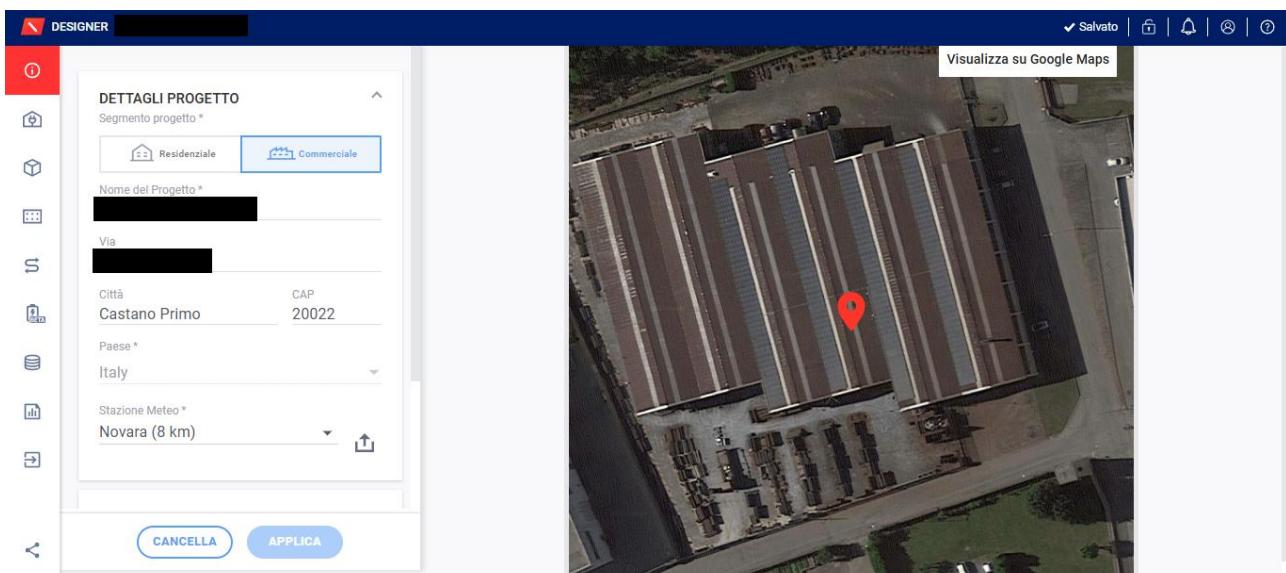


Figura 60: Screenshot dalla sezione "Informazioni sul progetto" del Designer SolarEdge.

Dopodiché è necessario definire il contorno e la forma del tetto. Il software riconosce automaticamente il contorno del tetto, che può comunque essere modificato, e poi è necessario inserire l'altezza delle varie falde. L'altezza delle falde è ricavabile da Google Earth: in questo caso, la differenza di altezza tra il punto più alto e più basso di ogni falda è di 2 m. Come si vede, le porzioni di tetto non interessate dal progetto sono state rappresentate come piatte per semplicità.

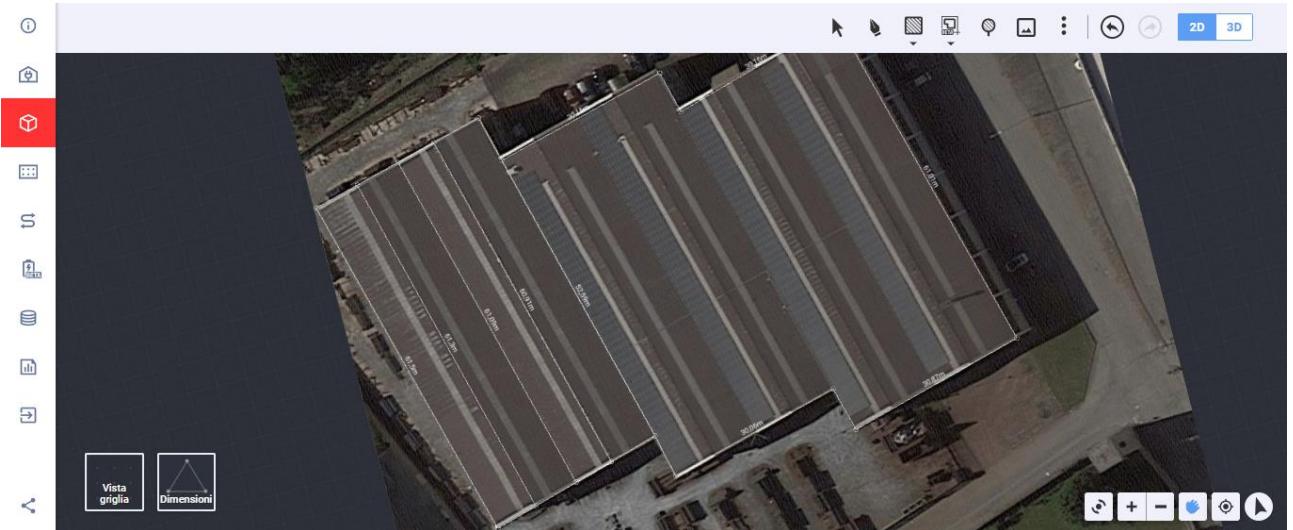


Figura 61: Screenshot dalla sezione "Modellazione impianto" del Designer SolarEdge.



Figura 62: Screenshot dalla sezione "Modellazione impianto" del Designer SolarEdge.

Dopodiché si va a selezionare il tipo di pannello scelto, che il software userà per riempire la falda selezionata. Il layout dei pannelli viene poi modificato manualmente in modo che rispecchi il layout di progetto.

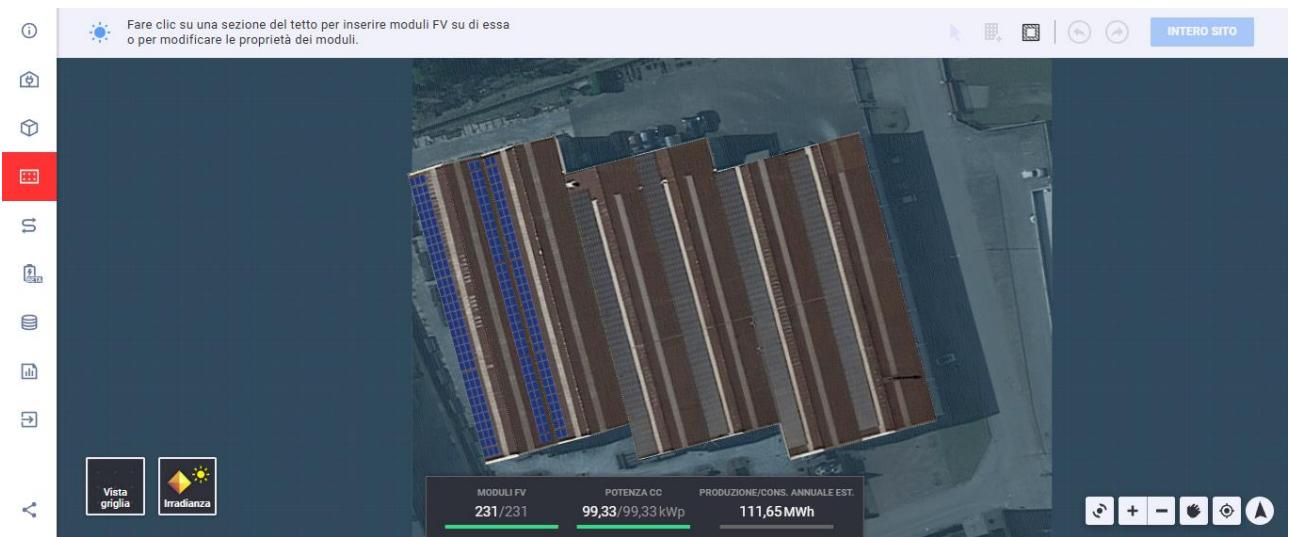


Figura 63: Screenshot dalla sezione "Posizionamento moduli FV" del Designer SolarEdge.

A questo punto si procede alla stringatura. Per fare ciò è necessario selezionare il tipo di inverter e ottimizzatori da usare, oppure si può lasciare che il software scelga una soluzione automaticamente. In questo caso è stato scelto l'inverter SE90K con tre unità Synergy e gli ottimizzatori S1000. Si procede poi al disegno delle stringhe; anche questo può essere effettuato automaticamente dal software, ma in generale è necessario apportare delle modifiche tenendo conto dei seguenti fattori:

- Posizione delle canaline e della discesa cavi: nel disegnare le stringhe è necessario fare in modo che queste inizino e terminino in corrispondenza delle canaline e della discesa cavi. In generale, i cavi di dorsale delle stringhe, cioè quelli che collegano la stringa all'inverter, vengono sempre posizionati all'interno di canaline e non vengono mai fatti passare al di sotto dei moduli fotovoltaici, in modo da ottenere un risultato più ordinato e in modo da non rischiare un surriscaldamento eccessivo dei cavi.



Figura 64: Posizione della discesa cavi.

- Posizione della linea vita: la linea vita è costituita da funi e ganci ai quali gli installatori possono assicurare il proprio imbrago in modo da operare in sicurezza. Per evitare di intralciare le operazioni degli installatori si cerca di evitare per quanto possibile il passaggio di cavi nelle zone in cui è presente la linea vita. In questo, come in altri casi, è stato comunque necessario prevedere il passaggio di alcuni cavi trasversalmente alla linea vita.



*Figura 65: Esempio di cavo passante trasversalmente alla linea vita di un impianto realizzato da Etica nel Sole. Foto scattata presso uno degli impianti in realizzazione di Etica nel Sole.*

- Utilizzo di cavi di prolunga: è necessario evitare l'utilizzo di cavi di prolunga tra pannello e ottimizzatore e tra un ottimizzatore e l'altro il più possibile, per limitare la caduta di tensione nella sezione DC dell'impianto. È possibile installare cavi di prolunga tra gli ottimizzatori di potenza della stessa stringa o tra gli ottimizzatori di potenza e l'inverter purché la lunghezza totale dei cavi di prolunga non superi i 300 m nel caso di inverter monofase e trifase fino a 17 kW (ad eccezione degli inverter SExxK-RWB, nel qual caso la lunghezza massima è 200 m) o 700 m nel caso di inverter trifase da 20 kW in su. In questo caso è stato inevitabile utilizzare un cavo di prolunga per connettere i pannelli posizionati sulla piccola falda in basso ai pannelli della falda principale, altrimenti la stringa risultante sarebbe stata troppo corta.
- Incroci: come spiegato nel paragrafo 6.3, dove possibile è preferibile realizzare degli incroci tra i cavi delle stringhe in modo da ottenere due spire nelle quali la corrente circoli in senso opposto.

Disegnando manualmente le stringhe, inoltre, bisogna ricordare che:

- Esiste un numero minimo e massimo di ottimizzatori e pannelli utilizzabili per ogni stringa, che dipende dall'inverter e dagli ottimizzatori utilizzati. Dal datasheet degli ottimizzatori S1000 si evince che:
  - ogni stringa deve avere almeno 15 ottimizzatori e 29 moduli
  - ogni stringa deve avere al massimo 30 ottimizzatori e 60 moduli
  - la massima differenza consentita nel numero di ottimizzatori tra la stringa più corta e quella più lunga collegate alla stessa unità Synergy è di 5 ottimizzatori

- Per questa combinazione di ottimizzatore e inverter, la massima potenza nominale di una stringa è di 17,55 kW nel caso in cui sia l'unica stringa connessa all'unità Synergy, o di 20,3 kW se all'unità Synergy sono connesse 2 o più stringhe.
  - Per questa combinazione di ottimizzatore e inverter, la massima potenza di una stringa è di 15,3 kW. Ciò deriva dal fatto che la massima corrente in uscita da un ottimizzatore S1000 è di 18 A, e la tensione in entrata all'inverter viene mantenuta fissa a un valore che dipende dalla potenza prodotta: la massima tensione fissa in ingresso all'inverter utilizzato è di 850 V, quindi  $18 \text{ A} * 850 \text{ V} = 15,3 \text{ kW}$ .
- La massima potenza estraibile da una stringa, quindi, è minore della massima potenza nominale di una stringa, che può risultare sovradimensionata: questo è dovuto al fatto che realisticamente saranno pochi i momenti in cui la stringa produrrà a potenza nominale, per cui è consigliabile sovradimensionare la stringa rispetto alla massima potenza che l'inverter è in grado di estrarne.
- Per questo inverter la massima potenza di picco del generatore fotovoltaico ad esso collegato deve essere minore di 157,5 kW e maggiore di 65,7 kW, e la potenza collegata ad ogni unità Synergy deve essere minore di 52,5 kW.

In generale, l'utilizzo di ottimizzatori di potenza permette una maggiore flessibilità nel disegno delle stringhe, che possono comprendere moduli orientati in modo diverso tra loro senza compromettere eccessivamente la producibilità della stringa. In questo caso, comunque, è stato possibile realizzare stringhe contenenti moduli appartenenti alla stessa falda, che rimane comunque la soluzione preferita, anche per evitare l'utilizzo di cavi di prolunga.

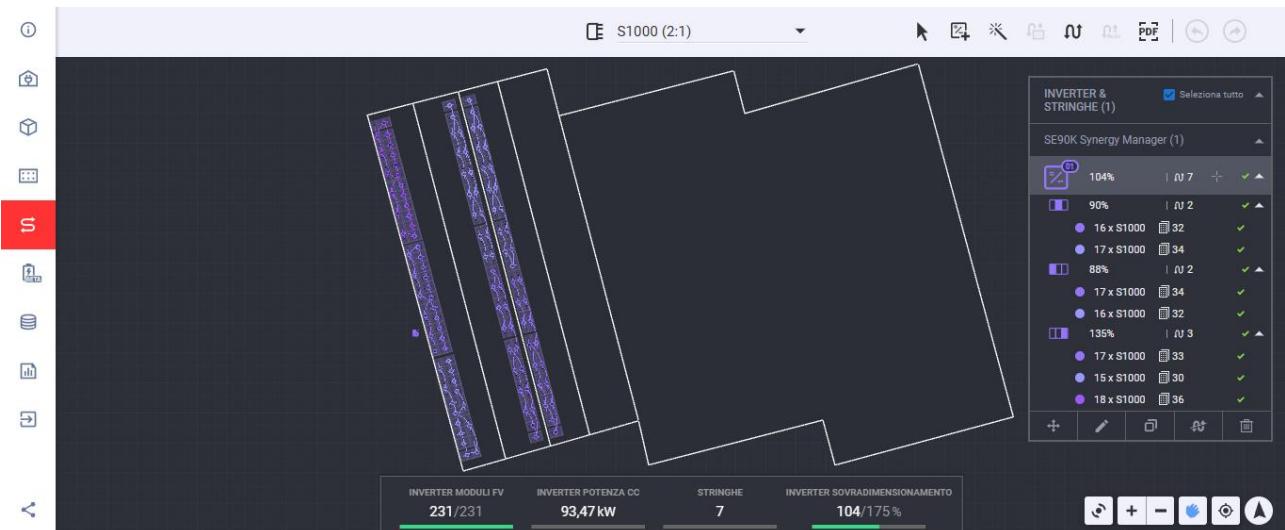


Figura 66: Screenshot dalla sezione "Progettazione elettrica" del Designer SolarEdge.

Il risultato della stringatura è visibile nella planimetria (vedere allegati, cartella “planimetria”, e fare riferimento alla legenda in Figura 67) e nella tabella riassuntiva seguente.

Tabella 12: Caratteristiche delle stringhe dell'impianto.

	Nome stringa	Falda interessata	N. ottimizzatori	N. pannelli	Potenza di picco [kWp]
Unità Synergy sinistra	1.3	Centrale	17	34	14,62
	1.4	Centrale	16	32	13,76
Unità Synergy centrale	1.1	Destra	16	32	13,76
	1.2	Destra	17	34	14,62
Unità Synergy destra	1.5	Sinistra	15	30	12,90
	1.6	Sinistra	17	33	14,19
	1.7	Sinistra	16	36	15,48

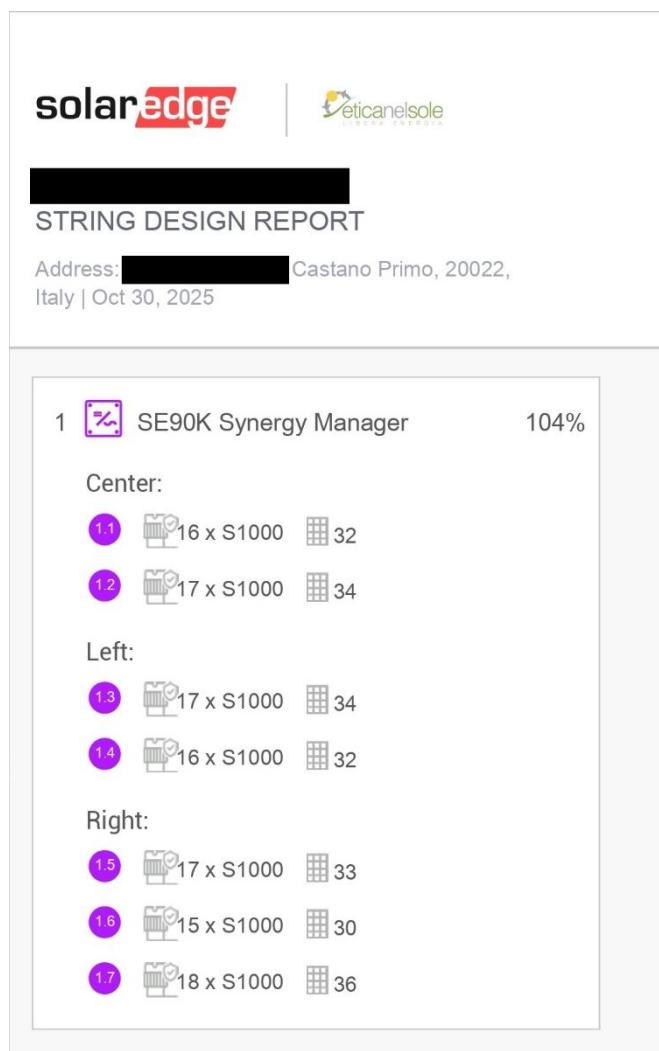


Figura 67: Legenda relativa alla stringatura in allegato.

## 7.5 Descrizione dello schema elettrico

Una volta stabilita la taglia dell'impianto, gli inverter, gli ottimizzatori e i moduli da utilizzare, l'organizzazione delle stringhe e osservate le caratteristiche dell'edificio e dell'impianto elettrico esistente viene realizzato lo schema elettrico, dapprima di tipo preliminare, poi esecutivo e infine esecutivo as built.

Verrà qui descritto lo schema esecutivo, disponibile tra gli allegati (cartella “schema elettrico”).

Il contatore di scambio è già presente sul sito e verrà mantenuto, poiché la potenza nominale dell’impianto fotovoltaico (90 kWp) è minore della potenza impegnata dalle utenze (100 kW).

A valle del contatore di scambio è presente il dispositivo generale (DG nello schema elettrico) BTicino Megatiker con  $I_n = 250 A$  e  $I_r = 160 A$ . Come si vede dalla Figura 70, infatti, il controllo superiore, grazie al quale è possibile regolare la corrente di intervento termico  $I_r$  rispetto alla  $I_n$ , è stato impostato su 0,64, perciò  $I_r = 0,64 * I_n = 0,64 * 250 A = 160 A$ . Il controllo inferiore invece consente di regolare la corrente di intervento magnetico  $I_m$  rispetto alla  $I_n$  ed è stato impostato su 7, perciò  $I_m = 7 * I_n = 7 * 250 A = 1750 A$ .

Al dispositivo generale è abbinato un relè differenziale regolabile Hager impostato su 3 A e con un ritardo di 1 s.



Figura 68: Nicchia contenente il dispositivo generale e il relè differenziale regolabile



Figura 69: Dispositivo generale.

Figura 70: Regolazione della corrente di intervento termico e magnetico del dispositivo generale.



Figura 71: Relè differenziale regolabile.

Il dispositivo generale era originariamente collegato al quadro generale di stabilimento (Q\_UT nello schema elettrico), dotato di sezionatore Schneider INS (Sez. Utenze nello schema elettrico) con  $I_n = 160 A$ , erroneamente indicato nella Figura 73 come interruttore generale di quadro.



Figura 72: Quadro generale di stabilimento.



Figura 73: Sezionatore del quadro generale di stabilimento.

Il collegamento tra dispositivo generale e quadro generale di stabilimento verrà modificato: a monte del quadro verrà inserito un interruttore magnetotermico generale di stabilimento (Gen).

Stabilimento nello schema elettrico) e, ancora a monte di questo, verrà realizzato il collegamento con il quadro fotovoltaico (Q\_FV nello schema elettrico), che quindi risulterà collegato in parallelo all'impianto utilizzatore. Ciò consente di mantenere inalterato l'impianto utilizzatore, cosa che invece non sarebbe sempre possibile fare se l'impianto fotovoltaico venisse collegato alla stessa sbarra di alimentazione delle utenze. In tal caso, infatti, ci sarebbe il rischio che la sbarra risulti sottodimensionata rispetto alla corrente prodotta dall'impianto fotovoltaico.

Tra il dispositivo generale e il parallelo con il quadro fotovoltaico verranno installati dei trasformatori amperometrici 200/5 che forniscono le misure a uno Smart Meter SolarEdge, che a sua volta comunica con l'inverter. In questo modo l'inverter può rendere disponibili sulla piattaforma di monitoraggio i dati relativi all'energia e potenza prelevata e immessa in rete. Nel caso di impianti con limitazione della potenza immessa in rete, il contatore serve anche per stabilire quando l'inverter dovrebbe limitare la potenza prodotta per rientrare nei limiti stabiliti. I trasformatori amperometrici vengono scelti in base alla corrente di impiego del cavo a cui vengono collegati (vedere Tabella 13).

Il quadro fotovoltaico viene connesso al resto dell'impianto tramite un interruttore magnetotermico differenziale che costituirà il dispositivo di generatore (DDG\_FV nello schema elettrico).

Il contatore di scambio è collegato con modalità entra-esci da un lato al DDG, dall'altro al dispositivo di interfaccia (DDI nello schema elettrico), cioè un contattore ABB AF140-40 in classe AC3.

Il DDI è controllato da un sistema di protezione di interfaccia (SPI) Lovato PMVF52. Il compito dell'SPI è quello di monitorare la tensione e la frequenza di rete e di intervenire nel caso i cui i valori di tensione e/o frequenza non rientrano nei limiti previsti dalla CEI 0-21. In tal caso, l'SPI comanda l'apertura del DDI tramite una bobina di minima tensione e monitora lo stato del DDI tramite una bobina di minima tensione. Secondo la norma CEI 0-21, poiché la potenza nominale del generatore fotovoltaico è superiore a 20 kW dovrà essere previsto un dispositivo di rincalzo, che interviene quando il DDI non si apre a seguito del segnale trasmesso dall'SPI. In questo caso, il

DDG\_FV viene aperto attraverso una bobina a lancio di corrente. Dopo l'intervento del sistema di rincalzo il collegamento tra generatore fotovoltaico e rete deve essere ripristinato manualmente.

L'SPI viene alimentato da un UPS da 800 VA, scelto in base all'esperienza, che riceve un'alimentazione monofase dalla rete. Vengono usati un interruttore magnetotermico I\_UPS tra UPS e rete e un interruttore magnetotermico I\_SPI tra UPS e SPI.

La protezione da sovratensioni viene realizzata tramite gli scaricatori di tensione SPD\_AC.

Al DDI viene collegato l'inverter, a cui vengono collegate le stringhe, che sono state riportate così come progettate nel designer.

L'inverter è stato rappresentato con dei fusibili su ogni ingresso di stringa e uno scaricatore di sovratensione per ogni unità Synergy: questi dispositivi di protezione sono integrati nell'inverter scelto. Gli scaricatori sono di tipo 2 e i fusibili hanno  $I_n = 25$ .

In ogni caso, poiché il numero massimo di stringhe in parallelo per ogni unità Synergy è 3 e non vengono effettuati altri paralleli esternamente all'inverter, i fusibili non sarebbero necessari.

### 7.5.1 Scelta dei cavi

I cavi vengono scelti in base a:

- La portata: il cavo deve poter essere attraversato dalla corrente di impiego, tenendo anche conto dell'influenza che hanno su di esso a livello termico la temperatura di esercizio, il tipo di posa e il numero di circuiti con cui il cavo condivide il proprio percorso.

La minima portata  $I_0^*$  che il cavo deve avere è stata calcolata come segue:

$$I_0^* = \frac{I_b}{k_1 * k_2}$$

Dove:

- $I_b$  è la corrente di impiego ed è stata calcolata come:
  - Per i circuiti trifase:  $I_b = \frac{S_b}{\sqrt{3} * V_n}$  dove  $S_b$  è la potenza richiesta dal circuito alimentato dal cavo e  $V_n = 400 V$  è la tensione nominale.
  - Per i circuiti Q\_FV - DDG\_FV e Q\_FV - inverter:  $I_b = 130,5 A$  ovvero la massima corrente in uscita dell'inverter
  - Per i circuiti di collegamento tra gli ottimizzatori e l'inverter:  $I_b = 18 A$  ovvero la massima corrente in uscita di un ottimizzatore
- $k_1$  è un coefficiente che tiene conto della temperatura di esercizio. Poiché in questo progetto le temperature a cui sono sottoposti i cavi sono uguali a quelle in base alle quali sono state indicate le  $I_0$  nei datasheet, è stato usato sempre  $k_1 = 1$ .
- $k_2$  è un coefficiente che tiene conto del tipo di posa del cavo e del numero massimo di circuiti che condividono lo stesso percorso del cavo.

Una volta individuata  $I_0^*$ , consultando il datasheet e si sceglie un cavo di sezione tale che la portata  $I_0$  sia tale che  $I_0^* < I_0$ .

- la caduta di tensione: il cavo deve avere un'impedenza tale che la caduta di tensione su di esso rientri entro limiti ragionevoli. Secondo la CEI 64-8 la massima caduta di tensione per un impianto utilizzatore dovrebbe essere del 4%, e secondo la CEI 82-25 la massima caduta

di tensione per un impianto di produzione da fonti rinnovabili dovrebbe essere del 2% al punto di connessione con l'impianto utilizzatore/rete.

La caduta di tensione è stata calcolata come segue:

$$cdt\% = a * \frac{I_b * R_{cavo}}{V_n} * 100$$

Dove:

- $a$  è un coefficiente pari a  $\sqrt{3}$  per i circuiti trifase e pari a 2 per i circuiti monofase o in corrente continua.
- $R_{cavo}$  è la resistenza del cavo calcolata come  $R_{cavo} = r_{cavo} * l_{cavo}$ , dove  $r_{cavo}$  è la resistenza del cavo per unità di lunghezza e  $l_{cavo}$  è la lunghezza del cavo

In realtà, nelle sezioni AC la formula per il calcolo della caduta di tensione sarebbe

$$cdt\% = \sqrt{3} * \frac{I_b * (R_{cavo} * \cos\phi + X_{cavo} * \sin\phi)}{V_n} * 100$$

cioè includerebbe anche la reattanza del cavo, che contribuisce alla caduta di tensione secondo il  $\sin\phi$ , mentre la resistenza contribuisce alla caduta di tensione secondo il  $\cos\phi$ .

Tuttavia, poiché sui datasheet disponibili non è indicato il valore della reattanza ma unicamente quello della resistenza, e poiché secondo la delibera AEEG 180/2013/R/EEL gli utilizzatori con potenza superiore a 16,5 kW (BT) devono avere un  $\cos\phi \geq 0,95$  per non incorrere in penali, si è deciso di assumere  $\cos\phi = 1$ , scelta che comunque corrisponde al peggior caso possibile per quanto riguarda la caduta di tensione

Per la sezione DC è stata considerata  $V_n = 750 V$ , cioè la più bassa tensione di stringa che può venire mantenuta fissa dall'inverter. Si ricorda infatti che gli inverter SE90K in combinazione con gli ottimizzatori S1000 lavorano a tensione di stringa fissa pari a 750 V o 850 V a seconda della potenza prodotta.

- la capacità di resistere a correnti di sovraccarico o corto circuito per il tempo necessario all'intervento delle protezioni: questa condizione viene verificata assicurandosi che la curva  $i^2t$  rappresentante l'energia specifica passante della protezione associata al cavo si trovi sempre al di sotto del valore  $K^2S^2$ , dove  $K$  è una costante che dipende dai materiali da cui sono costituiti il conduttore e l'isolante del cavo e  $S$  è la sezione del cavo. Poiché in questo progetto verranno utilizzati cavi con conduttore in rame e isolamento in PVC verrà considerato  $K = 115$ . Nella Figura 74 è possibile confrontare l'energia specifica passante per interruttori Schneider ComPacT installati in reti a 400/440 V con il  $K^2S^2$  di cavi in rame con isolamento in PVC o EPR.

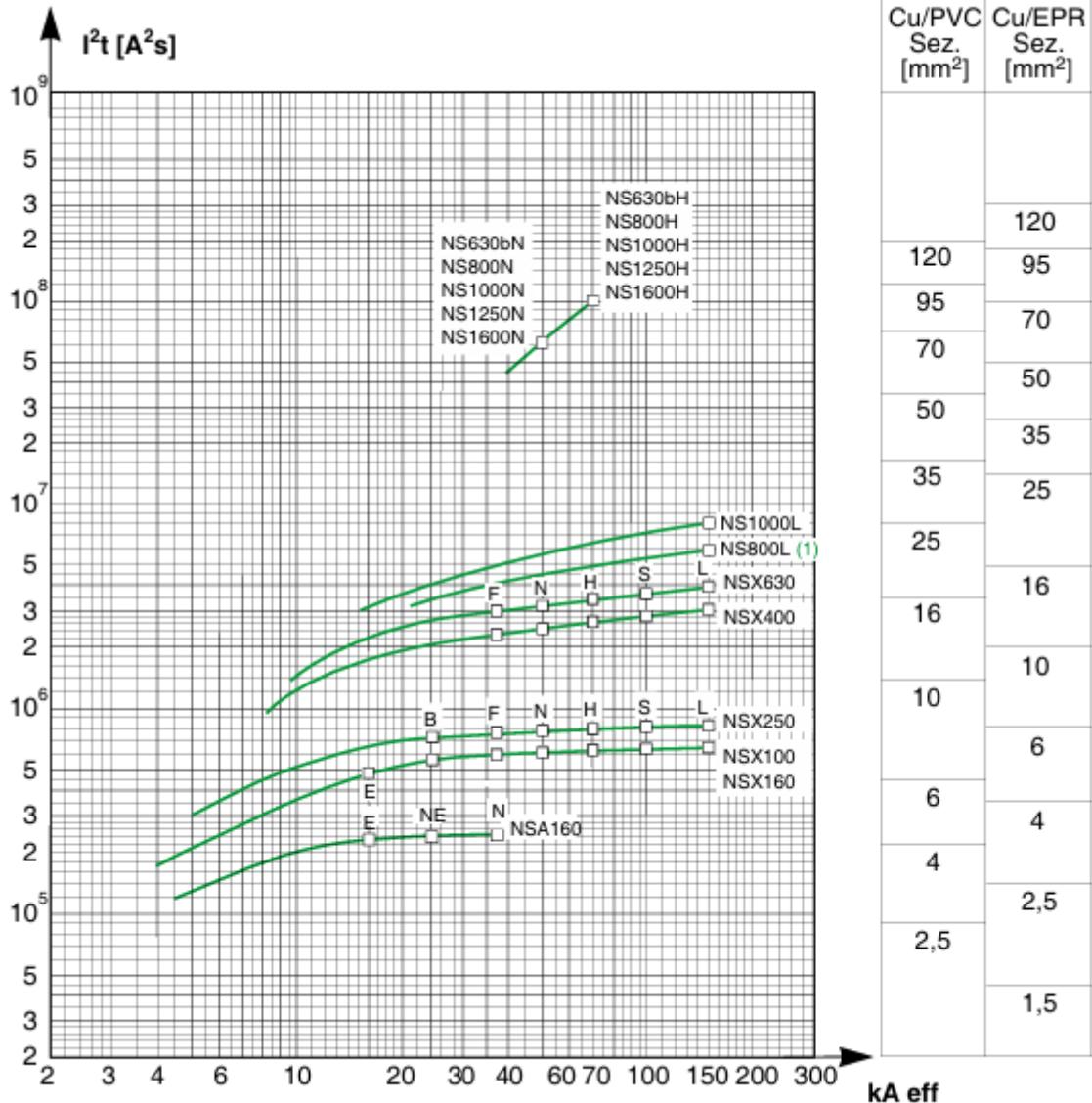
Come si vede, la scelta delle protezioni è influenzata dalla scelta dei cavi e viceversa.

In alcuni casi la sezione dei cavi scelti è maggiore rispetto a quella strettamente necessaria: viene fatta questa scelta sia per porsi a favore della sicurezza e sia in modo tale da non dover ordinare una grande varietà di cavi con sezioni diverse tra loro. Ad esempio, nel caso dei cavi utilizzati per le stringhe, Etica nel Sole in generale utilizza cavi da  $6 \text{ mm}^2$ , anche se in alcuni casi sarebbe sufficiente una sezione di  $4 \text{ mm}^2$ . Viene fatta questa scelta perché i cavi con sezione  $4 \text{ mm}^2$  sono visivamente molto simili a quelli con sezione  $6 \text{ mm}^2$ , e si vogliono limitare le probabilità che, al momento dell'installazione, venga scelto il cavo sbagliato.

Le sezioni dei cavi calcolate sono relative ai cavi delle fasi. Per quanto riguarda il cavo di neutro, questo deve avere la stessa sezione dei cavi di fase se questa è minore o uguale a  $16 \text{ mm}^2$ , altrimenti può essere dimezzata rispetto alla sezione dei cavi di fase.

Per il circuito Q\_FV – inverter è previsto un cavo di terra, la cui sezione è stata scelta rispettando la condizione  $S_{PE} \geq \frac{\sqrt{i^2 t}}{K}$ , ovvero la capacità di resistere a correnti di sovraccarico o corto circuito per il tempo necessario all'intervento delle protezioni, come spiegato poco sopra.

Curve di limitazione dell'energia specifica passante ComPacT 400/440 V



(1) Curva valida anche per interruttori NS630bL

Figura 74: Curve di limitazione dell'energia specifica passante per interruttori Schneider ComPacT in reti a 400/440 V.

Per la realizzazione dell'impianto verranno utilizzati i seguenti cavi:

- Cavi solari H1Z2Z2-K: cavi unipolari flessibili stagnati per collegamenti di impianti fotovoltaici. Sono adatti per l'installazione fissa all'esterno e all'interno, entro tubazioni in vista o incassate o in sistemi chiusi similari. Sono adatti per la posa direttamente interrata o entro tubo interrato e per essere utilizzati per apparecchiature di classe II. L'isolamento e la

guaina sono realizzati con mescola elastomerica senza alogeni non propagante la fiamma. Il conduttore è costituito da una corda flessibile in rame stagnato, classe 5. Classificazione Eca.

- Cavi FG16R16 0,6/1kV: Cavi unipolari per energia isolati in gomma etilenpropilenica ad alto modulo di qualità G16, sotto guaina di PVC, con particolari caratteristiche di reazione al fuoco e rispondente al regolamento Prodotti da Costruzione (CPR). Sono cavi adatti all'alimentazione elettrica in costruzioni ed altre opere di ingegneria civile con l'obiettivo di limitare la produzione e la diffusione di fuoco e fumo. Sono adatti per l'impiego all'interno in locali anche bagnati o all'esterno (AD7) e sono adatti per posa fissa su murature e strutture metalliche in aria libera, in tubo o canaletta o sistemi simili e per posa interrata. Buona resistenza agli oli e ai grassi industriali. Il conduttore è costituito da una corda flessibile in rame rosso ricotto, classe 5. Classificazione Cca-s3,d1,a3.

La tabella seguente riporta i dati dei cavi scelti e i parametri utilizzati per i calcoli.

Tabella 13: Dati dei cavi scelti e parametri utilizzati per i calcoli.

Circuit o	Designazio ne cavo	I <sub>b</sub> [A]	k <sub>2</sub>	I <sub>0*</sub> [A]	I <sub>0</sub> [A]	I <sub>z</sub> [A]	Sezione [mm <sup>2</sup> ]	Lunghezza [m]	Resisten za (fase) [Ω/km]	cdt [%]
Contato re di scambio - DG (cavo esistente )	FG16R16 0,6/1kV	144	1	144	18 4	184	Fasi e neutro: 4x(1x70)	< 3	0,272	0,05
DG - QFV (cavo esistente )	FG7R 0,6/1kV	144	1	144	25 9	259	Fasi: 3x(1x120) Neutro: 1x70	70	0,161	0,7
Q_FV - Q_UT	FG16R16 0,6/1kV	144	1	144	25 9	259	Fasi: 3x(1x120) Neutro: 1x70	Collegamen to interno al quadro	0,161	N/ A
Q_FV - DDG_F V	FG16R16 0,6/1kV	130, 5	1	130, 5	18 4	184	Fasi: 3x(1x70) Neutro: 1x35	Collegamen to interno al quadro	0,272	N/ A
Q_FV - inverter	FG16R16 0,6/1kV	130, 5	1	130, 5	18 4	184	Fasi: 3x(1x70) Neutro: 1x35 PE: 1x25	2	0,272	0,03
Inverter - pannelli	H1Z2Z2-K 1/1.5kV	18	0,5 4	33,3	70	37, 8	2x(1x6) per ogni stringa	50 (lunghezza massima)	3,39	0,8

## 7.5.2 Scelta delle protezioni

### 7.5.2.1 Protezioni da sovraccorrenti, correnti di corto circuito e correnti disperse

La protezione da sovraccorrenti, correnti di corto circuito e correnti disperse è stata affidata a interruttori magnetotermici, alcuni dei quali dotati di protezione differenziale.

Gli interruttori magnetotermici sono stati scelti in base a:

- La corrente nominale: bisogna fare in modo che, come stabilito dalla norma CEI 64-8,  $I_b \leq I_n \leq I_z$ , ovvero che il valore della corrente nominale dell'interruttore sia compreso tra la corrente di impiego e la portata effettiva del cavo che protegge.  
La norma CEI 64-8 stabilisce anche che  $I_f \leq 1,45I_z$ , dove  $I_f$  è la corrente convenzionale di intervento del dispositivo di protezione. Nel caso degli interruttori magnetotermici, la norma CEI 17-5 stabilisce che  $I_f \leq 1,45I_n$  per gli interruttori regolabili, e la norma CEI 23-3 stabilisce che  $I_f \leq 1,35I_r$  o  $I_f \leq 1,25I_r$  a seconda del valore della corrente nominale per gli interruttori regolabili, dove  $I_r$  è la corrente regolata e quindi chiaramente  $I_r \leq I_n$ . Di conseguenza, la condizione  $I_f \leq 1,45I_z$  è sempre rispettata a patto che sia rispettata la diseguaglianza  $I_b \leq I_n \leq I_z$ .
- Il potere di interruzione: l'interruttore deve essere in grado di interrompere la massima corrente di corto circuito che si potrebbe avere nel punto di installazione, per cui bisogna fare in modo che  $I_{cc\_max} < I_{cu}$ .  
Questa condizione può non essere rispettata se a monte del dispositivo in questione si trova un interruttore con un potere di interruzione sufficiente; bisogna comunque accertarsi che l'energia specifica passante dell'interruttore a monte sia minore di quella che può essere sopportata dall'interruttore a valle senza subire danni. La norma CEI 64-8/5 descrive questa modalità di coordinamento tra interruttori come "protezione combinata contro i cortocircuiti" (Schneider Electric usa la parola "filiazione" per esprimere lo stesso concetto). La possibilità di una protezione combinata può essere verificata solo con prove di laboratorio e le combinazioni possibili possono essere fornite solamente dal costruttore.
- La capacità di proteggere il cavo, assicurandosi che questo sia in grado di sostenere l'energia specifica passante dell'interruttore

Come si vede, la scelta delle protezioni è influenzata dalla scelta dei cavi e viceversa.

La corrente di corto circuito  $I_{cc\_rete}$  al punto di connessione con la rete è stata assunta pari a 15 kA come indicato dalla norma CEI 0-21 per le forniture trifase per utenti con potenza disponibile per la connessione superiore a 33 kW.

La corrente di corto circuito  $I_k$  al quadro fotovoltaico è stata calcolata come:

$$I_k = \frac{V_n}{\sqrt{3} * (Z_{rete} + Z_{cavo\ contatore-Q\_FV})} + I_{cc\_FV} = \frac{400\ V}{\sqrt{3} * (15,3\ m\Omega + 11,3\ m\Omega)} + 130,5\ A = 9\ kA$$

Dove:

- $Z_{rete} = \frac{V_n}{\sqrt{3} * I_{cc\_rete}} = \frac{400\ V}{\sqrt{3} * 15\ kA} = 15,3\ m\Omega$
- $Z_{cavo\ contatore-Q\_FV} = r_{FG7R7-120\ mm^2} * \frac{70\ m}{1000} = 0,161\ \frac{\Omega}{km} * \frac{70\ m}{10000} = 11,3\ m\Omega$

- $I_{cc\_FV} = 130,5 \text{ A}$  è la massima corrente in uscita all'inverter e quindi rappresenta il contributo dell'impianto fotovoltaico a  $I_k$

Essendo molto corto, si è trascurato il contributo dell'impedenza del cavo tra contatore e interruttore, scelta che comunque è a favore della sicurezza.

I\_UPS (Schneider iC40N C10,  $I_{cu} = 6 \text{ kA}$ ) e I\_SPI UPS (Schneider iC40 C10,  $I_{cu} = 4,5 \text{ kA}$ ) sono stati scelti con un potere di interruzione minore della massima corrente di corto circuito nel punto di installazione (9 kA) poiché ne è stata prevista la filiazione rispetto al DDG\_FV (Schneider NSXm160E,  $I_{cu} = 16 \text{ kA}$ ). La compatibilità tra gli interruttori è verificabile dalla Tabella 14.

Tabella 14: Filiazione tra ComPacT NSX-NSXm a monte e Acti 9 e ComPacT NSX-NSXm a valle. Tratta da [32, p. 307]

tabella 7 - Filiazione tra ComPacT NSX - NSXm a monte e Acti 9 e ComPacT NSX - NSXm a valle												
a valle	a monte	NSXm E	NSXm B	NSXm F	NSXm N	NSXm H	NSX100 B	NSX100 F	NSX100 N	NSX100 H	NSX100 S	NSX100 L
	Icu [kA]	16	25	36	50	70	25	36	50	70	100	150
iC40 a <sup>(1)</sup>	4500/6	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
iC40 N <sup>(1)</sup> 2-16 A	6000/10	16	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20
iC40 N <sup>(1)</sup> 20-40 A	6000/10	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16
iCV40 N <sup>(1)</sup> 6-16 A	6000	16	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20
iCV40 N <sup>(1)</sup> 20-32 A	6000	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16
iC60 RCB0 6-32 A	6000	16	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20
iC60 N 0.5-40 A	10	16	20	25	30	30	20	25	30	30	30	30
iC60 N 50-63 A	10	16	20	25	30	30	20	25	30	30	30	30
iC60 H 0.5-40 A	15	16	25	36	36	36	25	36	40	40	40	40
iC60 H 50-63 A	15	16	25	36	36	36	25	36	40	40	40	40
iC60 L 0.5-40 A	25		36	36	36	36		36	40	40	40	40
iC60 L 32-40 A	20		25	36	36	36	25	36	40	40	40	40
iC60 L 50-63 A	15	16	25	36	36	36	25	36	40	40	40	40
C120 N	10	16	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25
NG125 N	25		36	36	36		36	36	36	50	70	
NG125 L	50				70				70	100	150	
NSXm E	16		25	30	30	30	25	25	30	30	30	
NSXm B	25		36	36	50		36	36	50	50	50	
NSXm F	36			50	70			50	70	70	70	
NSXm N	50				70				70	70	70	
NSXm H	70											
NSX100 B	25						36	36	50	50	50	
NSX100 F	36							50	70	100	150	
NSX100 N	50								70	100	150	
NSX100 H	70									100	150	
NSX100 S	100										150	

(1) Valida per 230 V Fase/Neutro

A protezione dai contatti indiretti è stata prevista una protezione differenziale per i seguenti interruttori:

- DG: il relè differenziale è stato impostato su 3 A in modo da rispettare le prescrizioni della norma CEI 64-8, art. 413.1.4, secondo la quale la protezione contro i contatti indiretti per impianti eserciti con sistema TT, come quello in oggetto, si ritiene soddisfatta quando la seguente diseguaglianza è verificata:

$$R_A * I_{\Delta n} \leq U_L$$

Dove:

- $R_A$  è la resistenza del dispersore di terra. In questo caso  $R_A = 4 \Omega$
- $I_{\Delta n}$  è la corrente nominale differenziale
- $U_L$  è la tensione limite. Trattandosi di un ambiente ordinario  $U_L = 50 \text{ V}$

Per  $I_{\Delta n} = 3 \text{ A}$  la diseguaglianza è verificata.

Il ritardo è stato impostato su 1 s.

- DDG\_FV: è stata impostata una protezione differenziale di 1 A per garantire selettività rispetto alla protezione differenziale del DG e in modo da rispettare le indicazioni fornite da SolarEdge che, in caso di installazione di una protezione differenziale esterna oltre a quella già presente nell'inverter, richiede che questa sia di almeno 300 mA per l'inverter SE90K [6].
- I\_UPS: è stata impostata una protezione differenziale di 30 mA, trattandosi di una protezione per un circuito che alimenta una presa a spina.

Non è stato necessario prevedere una protezione differenziale di tipo B per l'inverter per proteggere l'impianto da eventuali correnti continue di guasto a terra provenienti dalla sezione DC poiché l'inverter è già protetto internamente da un interruttore differenziale che rileva le dispersioni lato DC [6].

La tabella seguente riporta i dati dei dispositivi di protezione scelti e i parametri utilizzati per la scelta.

*Tabella 15: Dati dei dispositivi di protezione scelti e parametri utilizzati per la scelta.*

Dispositivo	Marca e modello	$I_b$ [A]	$I_z$ [A]	$I_n$ [A]	$I_r$ [A]	$I_d$ [A]	$I_{cc\_max}$ al punto di installazione [kA]	$I_{cu}$ [kA]
DG (esistente)	Bticino Megatiker T7314A/250 + relè differenziale esterno Hager	144	184	250	160	3	15	36
Gen. Stabilimento	Schneider NSX250B	144	184	250	160	N/A	9	25
Sez. Utenze (esistente)	-	144	184	160	N/A	N/A	9	N/A
DDG_FV	Schneider NSXm160E	130,5	184	160	160	1	9	16
DDI (contattore)	ABB AF140-40	130,5	184	140	140	N/A	9	N/A
Sez. Inverter	Schneider INS	130,5	184	160	N/A	N/A	9	N/A
I_UPS	Schneider iC40N C10	3,5	Collegamento interno	10	10	0,03	9	6
I_SPI	Schneider iC40 C10	3,5	Collegamento interno	10	10	N/A	9	4,5
Fus. voltmetriche	Schneider STI 10,3x38	-	Collegamento interno	2	N/A	N/A	9	N/A

#### 7.5.2.2 Protezioni da sovratensioni

È stata prevista una protezione dalle sovratensioni causate da fulminazioni indirette e/o manovre sulla rete per tutti gli elementi del quadro fotovoltaico tramite degli SPD (SPD\_AC nello schema, uno per ogni fase e uno per il neutro) di tipo 2 con protezione interna dalle sovraccorrenti.

L'inverter è già dotato di un SPD di tipo II per ogni unità Synergy, pertanto non è stato necessario prevedere l'installazione di protezioni aggiuntive.

## 7.6 Producibilità annua dell'impianto

Per stimare la producibilità annua dell'impianto è stato utilizzato il software PVGIS della Comunità Europea (risultato completo della simulazione disponibile in allegato, cartella “simulazioni PVGIS”)

Lo stesso calcolo è disponibile anche nel report scaricabile dal Designer SolarEdge (report completo disponibile in allegato, cartella “report SolarEdge”)

Su PVGIS sono state effettuate due simulazioni: la prima relativa alla parte di impianto installata sulla falda rivolta a est (28,38 kW) e la seconda relativa alla parte di impianto installata sulle falde rivolte a ovest (70,95 kW). Sono state considerate delle perdite di sistema pari a 12%. Nella tabella seguete vengono riportati i risultati principali.

*Tabella 16: Risultati delle simulazioni PVGIS.*

Pannello: Solvis SV108-430 E HCM10, 430 Wp						
	Azimut [°]	Tilt [°]	N. pannelli	Potenza di picco [kW]	Irraggiamento annuo [kWh/m]	Energia [MWh/anno]
<b>Falda est</b>	-105	8	66	28,38	1430,41	30,61
<b>Falde ovest</b>	75	8	165	70,95	1505,65	80,63
<b>Totale</b>			231	99,33	2936,06	112,24

Si nota che la stima di energia annuale prodotta riportata nel report del Designer SolarEdge (111,46 kWh) è leggermente diversa dalla stima calcolata utilizzando il software PVGIS (112,24 kWh): ciò è dovuto al fatto che, per un errore di approssimazione, SolarEdge Designer considera gli azimut delle falde uguali a 76° e -106° invece che 75° e -105°, e al fatto che le perdite di sistema vengono calcolate in modo leggermente diverso. I due risultati risultano comunque compatibili.

## 8. Conclusioni

Nel processo di raccolta di informazioni e stesura di questo documento si è notato come il tema degli ottimizzatori di potenza non sia ancora molto diffuso. Le informazioni reperibili sono state talvolta scarse, specialmente se riguardanti ottimizzatori di marca diversa da SolarEdge.

Quest'ultima mette a disposizione online una certa quantità di materiale informativo, ma è comunque stata fondamentale la possibilità di confronto con Etica nel Sole che, grazie alla propria esperienza e contatti diretti con SolarEdge, ha facilitato il processo di reperimento e organizzazione delle informazioni.

Dal presente elaborato è possibile trarre le seguenti conclusioni riguardanti i principali punti di forza degli ottimizzatori di potenza SolarEdge e in generale del sistema SolarEdge (ottimizzatori, inverter e software di progettazione e monitoraggio) e la loro influenza sui processi di progettazione, monitoraggio e manutenzione di un impianto.

I maggiori punti di forza degli ottimizzatori SolarEdge risultano essere tre:

- Inseguimento dell'MPP a livello di modulo. Ciò permette una maggiore flessibilità nella progettazione delle stringhe, consentendo di inserire nella medesima stringa pannelli appartenenti a falde con orientamenti diversi o con ombreggiature diverse senza influenzare eccessivamente la producibilità del sistema: questo è il vantaggio più facilmente osservabile a livello di progettazione ed esercizio dell'impianto. È altresì vero che, grazie all'inseguimento dell'MPP a livello di modulo, gli ottimizzatori permettono di estrarre più potenza dall'impianto rispetto al caso senza ottimizzatori. Questo vantaggio è in generale difficilmente quantificabile, poiché per fare un paragone accurato sarebbe necessario confrontare la producibilità di due impianti, uno provvisto e uno sprovvisto di ottimizzatori, con caratteristiche molto simili in termini di potenza di picco, componenti utilizzati, posizione geografica e condizioni meteo. Alternativamente sarebbe necessario osservare il funzionamento di un impianto prima e dopo l'installazione di ottimizzatori di potenza. È però molto difficile individuare impianti da analizzare con queste caratteristiche. Si noti comunque che Etica nel Sole, in base alla sua esperienza di oltre 12 anni di utilizzo di prodotti SolarEdge, stima per gli impianti costruiti con sistema SolarEdge perdite del 2% inferiori rispetto a quelle di impianti sprovvisti di ottimizzatori. La maggiore produttività è dovuta in parte al funzionamento del sistema a ottimizzatori e all'eliminazione delle perdite per mismatch, e in parte alla facilità di individuazione e risoluzione di eventuali problemi ai moduli fotovoltaici.
- Disponibilità di dati a livello di modulo. L'utilizzo di dispositivi in grado di fornire informazioni riguardanti ogni modulo/coppia di moduli consente di conoscere lo stato di funzionamento dell'impianto con un grande livello di dettaglio. Questo consente all'inverter di intervenire tempestivamente e miratamente in caso di anomalie, ad esempio attraverso la funzionalità SenseConnect, e consente anche al team di monitoraggio di Etica nel Sole di individuare malfunzionamenti dell'impianto in modo preciso e di intervenire durante una manutenzione ordinaria o straordinaria avendo già cognizione del problema da risolvere. Dall'altro lato, data l'elevata mole di dati, il team di monitoraggio deve essere in grado di gestire le informazioni a disposizione e riconoscere le situazioni effettivamente problematiche che richiedono un intervento del personale, distinguendole dalle anomalie momentanee.
- Funzionalità di sicurezza SafeDC™. La possibilità di ridurre la tensione all'uscita dell'ottimizzatore costituisce un vantaggio in termini di prevenzione dei danni, ad esempio in combinazione con la funzionalità SenseConnect, e rende più sicuri gli interventi in

prossimità del parco fotovoltaico. Come si è visto, anche altre marche di ottimizzatori consentono di ridurre la tensione DC a valori di sicurezza, ma gli ottimizzatori SolarEdge risultano gli unici a garantire questa funzionalità anche durante l'installazione dell'impianto. La funzionalità SafeDC™ risulta anche rilevante per la riduzione del rischio incendio: in caso di guasti sul lato DC, impedisce che questi continuino ad essere alimentati e interrompe gli archi elettrici, e facilita l'intervento dei vigili del fuoco. Nel caso in cui la parte DC dell'impianto sia presente all'interno dell'edificio, ad esempio perché l'inverter è stato posizionato al chiuso, la possibilità di ridurre la tensione costituisce una misura di sicurezza, oltre eventualmente al posizionamento della sezione DC in un locale compartimentato resistente al fuoco.

A livello di sistema SolarEdge, la forte integrazione e interdipendenza di funzionamento tra ottimizzatori, inverter e software facilita la progettazione e il monitoraggio degli impianti: il Designer SolarEdge permette di disegnare le stringhe e segnala eventuali incompatibilità o errori di progettazione, oltre a offrire una previsione della producibilità dell'impianto, mentre la piattaforma di monitoraggio permette di visualizzare tutti i dati di produzione dell'impianto, assieme ad allarmi per la segnalazione di anomalie. Non tutte queste funzionalità sono invece disponibili per impianti realizzati con ottimizzatori e inverter di case di produzione diverse tra loro. D'altro canto, l'adozione di un sistema SolarEdge si presta bene solamente in caso di realizzazione di impianti nuovi, mentre non è possibile l'utilizzo di prodotti SolarEdge come sostituti di componenti di impianti non realizzati con sistema SolarEdge.

# Indice delle figure

Figura 1: Circuito equivalente di una cella fotovoltaica .....	7
Figura 2: Caratteristica V-I e P-I di una cella fotovoltaica. Tratta da [1, Cap. «IV Curve»]. .....	7
Figura 3: Caratteristiche V-I di un modulo fotovoltaico al variare dell'irradianza. Tratta da [2, p. 8].	8
Figura 4: Caratteristiche di un modulo fotovoltaico al variare della temperatura. Tratta da [2, p. 9].	8
Figura 5: Caratteristica V-I di una cella fotovoltaica ideale confrontata con quella di una cella non ideale. Tratta da [1, Cap. «Mismatch effects»]. .....	9
Figura 6: Caratteristica V-I di un modulo costituito da MxN celle. Tratta da [1, Cap. «Module circuit design»] .....	9
Figura 7: Caratteristiche V-I di due celle "mismatched" e caratteristica risultante dalla connessione in serie delle due. Tratta da [1, Cap. «Mismatch for cells connected in series»]. .....	10
Figura 8: Metodo per l'individuazione della corrente di corto circuito di una stringa. Tratta da [1, Cap. «Mismatch for cells connected in series»]. .....	10
Figura 9: Caratteristiche V-I di due celle "mismatched" e caratteristica risultante dalla connessione in parallelo delle due. Tratta da [1, Cap. «Mismatch for cells connected in parallel»]. .....	11
Figura 10: Metodo per l'individuazione della tensione di circuito aperto di un parallelo tra celle. Tratta da [1, Cap. «Mismatch for cells connected in parallel»]. .....	11
Figura 11: Configurazione stringhe in parallelo-inverter centralizzato .....	13
Figura 12: Configurazione stringa-inverter di stringa.....	13
Figura 13: Configurazione stringhe-inverter multi stringa .....	14
Figura 14: Configurazione stringhe in parallelo-inverter multi stringa .....	14
Figura 15: Stringa realizzata con ottimizzatori di potenza. Ogni ottimizzatore è collegato a due moduli. .....	15
Figura 16: Stringa realizzata con ottimizzatori di potenza. Ogni ottimizzatore è collegato a un modulo. .....	15
Figura 17: Schema di un convertitore buck. Tratta da [2, p. 1698] .....	16
Figura 18: Schema a blocchi di un inverter monofase. Tratta da [3, p. 12]. .....	19
Figura 19: Schema di un convertitore DC-AC. Adattata da [3, p. 1699]. .....	20
Figura 20: Inverter trifase commerciale SolarEdge con unità di sicurezza (parte inferiore). .....	22
Figura 21: Inverter con tecnologia Synergy. In alto si trovano tre unità Synergy e in basso si trova il Synergy Manager. .....	23
Figura 22: Ottimizzatore di potenza SolarEdge H1300 .....	25
Figura 23: Schema a blocchi di un ottimizzatore di potenza SolarEdge. Tratta da [3, p. 11].....	26
Figura 24: Schema di un convertitore buck-boost a 4 switch. Tratta da [12] .....	26
Figura 25: Generico ottimizzatore i connesso a un modulo fotovoltaico. .....	28
Figura 26: Modello circuitale di n ottimizzatori formanti una stringa collegata a un inverter. .....	28
Figura 27: Curve tensione-corrente e tensione-potenza di un modulo connesso a un ottimizzatore. Vengono specificati i MPP sulle due caratteristiche e la corrente e la tensione in entrata all'ottimizzatore. ....	29
Figura 28: Curva tensione-corrente di un modulo connesso a un ottimizzatore e curva a potenza costante. Vengono specificati il MPP, il punto di lavoro sulla curva a potenza costante e la corrente e la tensione in entrata e in uscita all'ottimizzatore. ....	29
Figura 29: Principio di funzionamento degli ottimizzatori: primo esempio, tutti gli ottimizzatori della stringa ugualmente performanti. ....	30
Figura 30: Principio di funzionamento degli ottimizzatori: secondo esempio, un ottimizzatore meno performante degli altri (in rosso). ....	31

Figura 31: Funzionamento di Sense Connect per inverter per uso commerciale e residenziale. Tratta da [15, p. 2] .....	32
Figura 32: Posizionamento delle guide per il montaggio di pannelli e ottimizzatori. Foto scattata presso uno degli impianti in realizzazione di Etica nel Sole.....	36
Figura 33: Ottimizzatori fissati sulle guide e collegati tra loro. Foto scattata presso uno degli impianti in realizzazione di Etica nel Sole.....	37
Figura 34: L'ottimizzatore a destra è collegato all'ottimizzatore al di sotto del pannello a sinistra. Foto scattata presso uno degli impianti in realizzazione di Etica nel Sole. ....	37
Figura 35: Schermata tratta dalla piattaforma di monitoraggio SolarEdge in cui sono state evidenziate le informazioni riguardanti la comunicazione e la producibilità di un impianto.....	50
Figura 36: Schermata tratta dalla piattaforma di monitoraggio SolarEdge in cui sono state evidenziate le informazioni riguardanti la comunicazione e la producibilità di un inverter.....	51
Figura 37: : Schermata tratta dalla piattaforma di monitoraggio SolarEdge raffigurante il layout di un impianto. ....	53
Figura 38: Zone di lavoro come definite dalla norma CEI 11-27.....	55
Figura 39: Cartellonistica per impianti fotovoltaici situati in luoghi accessibili come definita dal D.Lgs 81/2008.....	56
Figura 40: Stato del display di un inverter SolarEdge in caso di resistenza di isolamento bassa. Tratta da [22, p. 5].....	59
Figura 41: Misura della resistenza di isolamento di una stringa in sistema SolarEdge .....	60
Figura 42: Misura della resistenza di isolamento di una sezione di una stringa in sistema SolarEdge .....	61
Figura 43: Misura della resistenza di isolamento di un ottimizzatore e di un modulo in sistema SolarEdge .....	61
Figura 44: Esempio di distanziamento delle passerelle portacavi dalla copertura. Tratta da [29, p. 12] .....	65
Figura 45: Cassetta prova relé.....	70
Figura 46: Quadro fotovoltaico.....	72
Figura 47: Connessioni tra cassetta prova relè e quadro fotovoltaico per la prova dell'SPI. ....	72
Figura 48: Connessioni tra cassetta prova relè e quadro fotovoltaico per la prova dell'SPI.....	73
Figura 49: Connessioni tra cassetta prova relè e quadro fotovoltaico per la prova del DDI. ....	74
Figura 50: Vista aerea del sito dell'impianto. I pannelli fotovoltaici sul tetto al centro e a destra fanno parte di un impianto fotovoltaico preesistente. ....	76
Figura 51: Schema di connessione delle celle all'interno del pannello scelto per il progetto.....	77
Figura 52: Il tetto interessato dal progetto è evidenziato in rosso. Viene indicata la posizione del locale compartmentato, della discesa cavi, del pulsante di sgancio e del contatore di scambio. ....	78
Figura 53: Pulsante di sgancio dell'impianto .....	79
Figura 54: Nicchia al cui interno sono presenti l'interruttore generale e il relè differenziale regolabile. Dietro al muretto si trova il contatore di scambio (non in foto). .....	79
Figura 55: Locale ospitante il quadro utenze .....	79
Figura 56: Interno del locale ospitante il quadro utenze. ....	79
Figura 57: Quadro utenze.....	80
Figura 58: Il percorso delle canaline sul tetto è evidenziato in rosso. ....	80
Figura 59: La discesa cavi sarà realizzata lungo il pilastro tra le due finestre.....	81
Figura 60: Screenshot dalla sezione "Informazioni sul progetto" del Designer SolarEdge.....	81
Figura 61: Screenshot dalla sezione "Modellazione impianto" del Designer SolarEdge. ....	82
Figura 62: Screenshot dalla sezione "Modellazione impianto" del Designer SolarEdge. ....	82

Figura 63: Screenshot dalla sezione "Posizionamento moduli FV" del Designer SolarEdge.....	83
Figura 64: Posizione della discesa cavi.....	83
Figura 65: Esempio di cavo passante trasversalmente alla linea vita di un impianto realizzato da Etica nel Sole. Foto scattata presso uno degli impianti in realizzazione di Etica nel Sole. ....	84
Figura 66: Screenshot dalla sezione "Progettazione elettrica" del Designer SolarEdge.....	85
Figura 67: Legenda relativa alla stringatura in allegato.....	86
Figura 68: Nicchia contenente il dispositivo generale e il relè differenziale regolabile .....	87
Figura 69: Dispositivo generale .....	88
Figura 70: Regolazione della corrente di intervento termico e magnetico del dispositivo generale. 88	88
Figura 71: Relè differenziale regolabile.....	88
Figura 72: Quadro generale di stabilimento.....	89
Figura 73: Sezionatore del quadro generale di stabilimento.....	89
Figura 74: Curve di limitazione dell'energia specifica passante per interruttori Schneider ComPacT in reti a 400/440 V. ....	92

# Indice delle tabelle

Tabella 1: Valori della tensione di stringa per inverter SolarEdge a seconda del tipo di ottimizzatori utilizzati.....	21
Tabella 2: Confronto riassuntivo tra ottimizzatori marca SolarEdge, Tigo e Huawei .....	34
Tabella 3: Elenco di software di monitoraggio utilizzati da Etica nel Sole .....	39
Tabella 4: Dati relativi al layout dell'impianto e agli inverter consultabili sui portali di monitoraggio – parte 1 .....	40
Tabella 5: Dati relativi agli inverter consultabili sui portali di monitoraggio - parte 2 .....	41
Tabella 6: Dati relativi a stringhe e ingressi MPPT consultabili sui portali di monitoraggio.....	42
Tabella 7: Dati relativi al bilancio energetico consultabili sui portali di monitoraggio.....	43
Tabella 8: Dati relativi alla batteria consultabili sui portali di monitoraggio .....	44
Tabella 9: Dati relativi agli ottimizzatori di potenza consultabili sui portali di monitoraggio .....	44
Tabella 10: Valori delle distanze $D_L$ , $D_v$ e $D_{A9}$ in funzione della tensione nominale dell'impianto come definiti dalla norma CEI 11-27.....	55
Tabella 11: Tabella regolazioni SPI per impianti di potenza superiore o uguale a 800 W in bassa tensione. Tratta da [5, Par. 8.6.2.1] .....	71
Tabella 12: Caratteristiche delle stringhe dell'impianto. ....	86
Tabella 13: Dati dei cavi scelti e parametri utilizzati per i calcoli. ....	93
Tabella 14: Filiazione tra ComPacT NSX-NSXm a monte e Acti 9 e ComPacT NSX-NSXm a valle. Tratta da [32, p. 307].....	95
Tabella 15: Dati dei dispositivi di protezione scelti e parametri utilizzati per la scelta.....	96
Tabella 16: Risultati delle simulazioni PVGIS. ....	97

## Bibliografia

- [1] C.B.Honsberg e S.G.Bowden, «Photovoltaics Education Website». Consultato: 14 settembre 2025. [Online]. Disponibile su: <https://www.pveducation.org/>
- [2] I. Evren, «Control of Power Electronic Interface for a Stand- Alone Photovoltaic System», presentato al International Conference on Engineering and Natural Sciences, Sarajevo, mag. 2016. [Online]. Disponibile su: [https://www.researchgate.net/publication/344209861\\_Control\\_of\\_Power\\_Electronic\\_Interface\\_for\\_a\\_Stand-\\_Alone\\_Photovoltaic\\_System](https://www.researchgate.net/publication/344209861_Control_of_Power_Electronic_Interface_for_a_Stand-_Alone_Photovoltaic_System)
- [3] SolarEdge, «2023-05-17 SolarEdge-Solarplace», 17 maggio 2023.
- [4] SolarEdge, «SolarEdge Inverter Efficiency, Europe & APAC». maggio 2021. [Online]. Disponibile su: [https://knowledge-center.solaredge.com/sites/kc/files/application\\_note\\_solaredge\\_inverters\\_efficiency.pdf](https://knowledge-center.solaredge.com/sites/kc/files/application_note_solaredge_inverters_efficiency.pdf)
- [5] *Norma italiana CEI 0-21 - Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti BT delle imprese distributrici di energia elettrica*, 0-21, marzo 2022. [Online]. Disponibile su: <https://static.ceinorme.it/strumenti-online/doc/18309.pdf>
- [6] SolarEdge, «Scelta dell'RCD per inverter SolarEdge - Nota applicativa». [Online]. Disponibile su: <https://knowledge-center.solaredge.com/sites/kc/files/se-ground-fault-rcd-inverter-application-note-it.pdf>
- [7] SolarEdge, «White Paper SolarEdge Three Phase Inverter System Design and the Canadian Electrical Code».
- [8] SolarEdge, «Technical Note: Oversizing of SolarEdge Inverters». ottobre 2023.
- [9] Clusit, «Rapporto Clusit sulla cybersecurity in Italia e nel mondo - Energy & utilities 2025», Q1 2025. Consultato: 31 luglio 2025. [Online]. Disponibile su: [https://clusit.it/wp-content/uploads/download/Rapporto\\_Energy\\_e\\_Utility\\_2025.pdf](https://clusit.it/wp-content/uploads/download/Rapporto_Energy_e_Utility_2025.pdf)
- [10] Yin Ye et al., «A Review of Cyber-Physical Security for Photovoltaic Systems», *IEEE journal of emerging and selected topics in power electronics*, [Online]. Disponibile su: <https://ieeexplore.ieee.org/document/9534741>
- [11] SolarEdge, «Cybersecurity Technical Overview». maggio 2025. [Online]. Disponibile su: <https://knowledge-center.solaredge.com/sites/kc/files/se-cybersecurity-technical-overview.pdf>
- [12] «Four-switch buck-boost converter in buck or boost mode delivers the highest efficiency», *eeNews Europe*, mag. 2025, Consultato: 15 luglio 2025. [Online]. Disponibile su: <https://www.eenewseurope.com/en/four-switch-buck-boost-converter-in-buck-or-boost-mode-delivers-the-highest-efficiency/>
- [13] SolarEdge, «Application Note - SolarEdge Efficiency of SSeries and P-Series Power Optimizers». giugno 2025. [Online]. Disponibile su: [https://knowledge-center.solaredge.com/sites/kc/files/application\\_note\\_solaredge\\_optimizers\\_efficiency.pdf](https://knowledge-center.solaredge.com/sites/kc/files/application_note_solaredge_optimizers_efficiency.pdf)
- [14] SolarEdge, «Nota applicativa - SolarEdge Sense Connect». novembre 2023. [Online]. Disponibile su: <https://knowledge-center.solaredge.com/sites/kc/files/se-sense-connect-application-note-it.pdf>
- [15] «Nota applicativa - SolarEdge Sense Connect». novembre 2023. [Online]. Disponibile su: <https://knowledge-center.solaredge.com/sites/kc/files/se-sense-connect-application-note-it.pdf>
- [16] Terna, *Regolazione tecnica dei requisiti di sistema della generazione distribuita - Allegato A70 al Codice Rete Terna*, 13 marzo 2012. Consultato: 2 agosto 2025. [Online]. Disponibile su: [https://www.terti.it/content/dam/acea-areti/documenti/area-servizi/connessione-impianti-produzione/allegato\\_a70\\_al\\_codice\\_rete\\_Terna.pdf](https://www.terti.it/content/dam/acea-areti/documenti/area-servizi/connessione-impianti-produzione/allegato_a70_al_codice_rete_Terna.pdf)
- [17] SolarEdge, «SolarEdge systems - String fuse requirements - Technical note – EU and APAC». giugno 2025. [Online]. Disponibile su: [https://knowledge-center.solaredge.com/sites/kc/files/string\\_fusing\\_requirements\\_eu\\_and\\_apac\\_en.pdf](https://knowledge-center.solaredge.com/sites/kc/files/string_fusing_requirements_eu_and_apac_en.pdf)
- [18] Huawei e Z. Qiwei, «Huawei optimizer. Upgrade your optimizer experience». febbraio 2020. [Online]. Disponibile su:

- [https://assets.ctfassets.net/nh4y4z9oigt2/2lgFD2TEGsFWWCwZScAMRw/4c3e87c42d8e260daf14f156ccd2d23f/3\\_Upgrade\\_Your\\_Optimizer\\_Experience.pdf](https://assets.ctfassets.net/nh4y4z9oigt2/2lgFD2TEGsFWWCwZScAMRw/4c3e87c42d8e260daf14f156ccd2d23f/3_Upgrade_Your_Optimizer_Experience.pdf)
- [19] Huawei, «SUN2000-(2KTL-6KTL)-L1 User Manual». 25 luglio 2025. Consultato: 1 agosto 2025. [Online]. Disponibile su: <https://support.huawei.com/enterprise/en/doc/EDOC1100136173/b5707966/rapid-shutdown>
- [20] Tigo, «Improving PV safety with PV-Off for rapid shutdown». 17 luglio 2025. Consultato: 1 agosto 2025. [Online]. Disponibile su: <https://it.tigoenergy.com/documents/whitepaper-pv-off-tm-improving-pv-safety>
- [21] Enel S.p.A., «Criteri di allacciamento di impianti di produzione alla rete BT di Enel distribuzione - DK 5940.» aprile 2007. [Online]. Disponibile su: [https://www.conto-energia-online.it/DK5940\\_ed.\\_2.2.pdf](https://www.conto-energia-online.it/DK5940_ed._2.2.pdf)
- [22] SolarEdge, «SolarEdge isolation fault troubleshooting - Application note». ottobre 2024. [Online]. Disponibile su: [https://knowledge-center.solaredge.com/sites/kc/files/application\\_note\\_isolation\\_fault\\_troubleshooting.pdf](https://knowledge-center.solaredge.com/sites/kc/files/application_note_isolation_fault_troubleshooting.pdf)
- [23] SolarEdge, «Configurazione della comunicazione dell'inverter», [Online]. Disponibile su: <https://www.solaredge.com/it/support/system-owner/configuring-inverter-communication>
- [24] SolarEdge, «Troubleshooting Alerts in the Monitoring Platform - Application Note». maggio 2024. [Online]. Disponibile su: <https://knowledge-center.solaredge.com/sites/kc/files/se-troubleshooting-alert-application-note.pdf>
- [25] SolarEdge, «SolarEdge systems - Inverter arc detection - Application Note – EU and ROW». novembre 2023. [Online]. Disponibile su: [https://knowledge-center.solaredge.com/sites/kc/files/arc\\_fault\\_detection\\_application\\_note.pdf](https://knowledge-center.solaredge.com/sites/kc/files/arc_fault_detection_application_note.pdf)
- [26] *Norma italiana CEI 64-8 - Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000 V in corrente alternata e a 1500 V in corrente continua*, 64-8.
- [27] NUCLEO INVESTIGATIVO ANTINCENDI, «Relazione tecnica sugli incendi coinvolgenti impianti fotovoltaici». [Online]. Disponibile su: <https://ellisse.org/wp-content/uploads/2025/06/fotovoltaico-incendi-vvf.pdf>
- [28] Servizio Antincendi e Protezione Civile, Scuola Provinciale Antincendi, e Provincia Autonoma di Trento, «Sicurezza antincendio degli impianti fotovoltaici». [Online]. Disponibile su: [https://www.scuolaantincendi.tn.it/content/download/1816/21735/file/dispensa%20impianti%20fv\\_versione%20completa\\_rev1.pdf](https://www.scuolaantincendi.tn.it/content/download/1816/21735/file/dispensa%20impianti%20fv_versione%20completa_rev1.pdf)
- [29] Ministero dell'Interno - Dipartimento dei Vigili del Fuoco, del soccorso pubblico e della difesa civile, *Linea guida di prevenzione incendi per la progettazione, installazione, esercizio, manutenzione degli impianti fotovoltaici*, 1 settembre 2025. [Online]. Disponibile su: [https://www.pro-fire.org/images/DCPREV\\_14030\\_01-09-2025\\_Linea\\_guida\\_prevenzione\\_incendi\\_impianti\\_FV1\\_1.pdf](https://www.pro-fire.org/images/DCPREV_14030_01-09-2025_Linea_guida_prevenzione_incendi_impianti_FV1_1.pdf)
- [30] National Association of State Fire Marshals, J. Tidwell, e J. J. Murphy, «Bridging the gap: fire safety and green buildings». agosto 2010. [Online]. Disponibile su: [https://sustainable-fire-engineering.sustainable-design.ie/wp-content/uploads/2015/04/NASFM\\_Fire-Safety-Green-Buildings\\_2010.pdf](https://sustainable-fire-engineering.sustainable-design.ie/wp-content/uploads/2015/04/NASFM_Fire-Safety-Green-Buildings_2010.pdf)
- [31] Ministero dell'Interno e Dipartimento dei Vigili del Fuoco, del Soccorso Pubblico e della Difesa Civile, *Nota 07 febbraio 2012 Guida per l'installazione degli impianti FV*. [Online]. Disponibile su: [https://anniversario-sca.vigilfuoco.it/sites/default/files/testiCoordinati/COORD\\_NOTA\\_07\\_02\\_2012\\_n\\_1324\\_Imp\\_Fotovoltaici.pdf](https://anniversario-sca.vigilfuoco.it/sites/default/files/testiCoordinati/COORD_NOTA_07_02_2012_n_1324_Imp_Fotovoltaici.pdf)
- [32] Schneider Electric, *Guida al sistema bassa tensione. Guida tecnica 2022*. 2022. [Online]. Disponibile su: [https://www.se.com/it/it/download/document/LEESGTB120LI\\_e/](https://www.se.com/it/it/download/document/LEESGTB120LI_e/)