

**UNIVERSITA' DEGLI STUDI DI PADOVA**

**Dipartimento di Tecnica e Gestione dei Sistemi  
Industriali**

**Tesi di laurea triennale in Ingegneria  
dell'Innovazione del Prodotto**

**IMPIANTI FOTOVOLTAICI OFF-GRID: ANALISI  
DI UN CASO STUDIO E CARATTERIZZAZIONE  
DELL'EFFICIENZA DEI COMPONENTI.**

**Relatore: Prof. Emanuele Sartori**

**Laureando: Piergiuseppe Troglia Gamba  
matr. n.: 2042969**

**Anno Accademico 2023-2024**



## **RINGRAZIAMENTI**

Vorrei innanzitutto ringraziare il relatore Emanuele Sartori che mi ha assistito durante l'elaborazione e stesura della Tesi, inoltre mi ha accompagnato nello sviluppo di un notevole interesse nel mondo cui concerne l'elettricità durante il corso di elettrotecnica e macchine elettriche.

Vorrei poi ringraziare la mia famiglia e i nonni paterni che mi hanno cresciuto e educato, famiglia che mi ha sempre supportato ed incoraggiato nel fare meglio e di più. Vorrei soprattutto condividere questo traguardo con mio fratello con cui ho sviluppato l'impianto fotovoltaico tra incertezze e perplessità. Un grazie di cuore va a tutti i professori che ho potuto incontrare nel mio percorso formativo che sono sempre riusciti a trasmettere qualcosa di concreto e trasversale.

Un grazie particolare va alla famiglia "Gamba" che da quando avevo dieci anni mi ha potuto fornire la più bella, genuina ed importante palestra di vita fatta di valori, sacrificio e dignità. Tanti momenti passati insieme, tanta fatica e tante soddisfazioni. In Dino, Roberto, Marina e Daniel ho trovato amore e immensa fiducia.

Un ringraziamento va a Francesca, compagna di vita ed esperienze con la quale sto crescendo e cambiando indelebilmente.

Poi come dimenticare tutte quelle persone che mi hanno segnato: Marco e Gabriella sportivi ed affettuosi, Beppe e Floriana mentori sempre disponibili a dispensare consigli, Mauro e Susanna che esasperiamo con la nostra vitalità, Sergio l'idraulico con cui è impossibile non divertirsi, Aldo e Piera e Davide che ho sempre guardato con ammirazione.

Non ho la forza per dimenticarmi di ringraziare i miei nonni materni Alberto e Agnese che in terra e in cielo hanno sempre vegliato su di me, i vicini di casa Carlin e Pina che sono sempre stati amici fonte di felicità e allegria.

Appuntamento fisso è sempre stato Antony, maestro di karate e di vita che ha sempre accompagnato me e mio fratello in un percorso di crescita trasversale dal 2007 ad oggi. Un grande grazie va anche ad Elia Da Vià, Chicco Biondo vivrà in eterno!

Ultimi ma non per importanza Andrea e Filippo, compagni di università con cui abbiamo reso le lezioni più divertenti con l'aiuto di tutti gli altri "compari".

L'ultimo, ma principale, ringraziamento va a me, per la costante voglia di imparare ed ascoltare, per la dignità nel sbagliare e chiedere aiuto.

## Indice

<b>Capitolo 1: INTRODUZIONE .....</b>	<b>9</b>
1.1 Contestualizzazione generale .....	9
1.2 Bilancio e gestione energetica nazionale.....	10
1.3 Sistema elettrico nazionale .....	13
1.4 Impianti fotovoltaici .....	14
1.4.1 On-Grid o Grid Connected .....	15
1.4.2 Off-Grid o Stand Alone .....	16
1.5 Scopo della tesi.....	17
<b>Capitolo 2: EFFETTO FOTOVOLTAICO E ARCHITETTURA DEL PANNELLO FOTOVOLTAICO .....</b>	<b>19</b>
2.1 Trasformazione di irraggiamento solare in energia elettrica .....	19
2.2 Rendimento della trasformazione fotovoltaica.....	19
2.3 Tecnologie di celle fotovoltaiche al Silicio .....	20
2.3.1 Celle fotovoltaiche al silicio monocristallino.....	21
2.3.2 Celle fotovoltaiche al silicio policristallino.....	22
2.3.3 Celle fotovoltaiche al Silicio Amorfo.....	22
2.4 Generalità celle fotovoltaiche.....	23
2.5 Analisi configurazione delle celle .....	24
2.6 Cella fotovoltaica dal punto di vista elettrico.....	25
2.6.1 Circuito equivalente.....	26
2.6.2 Curva caratteristica in base a temperatura e irraggiamento.....	28
2.7 Collegamento in serie delle celle fotovoltaiche.....	31
2.8 Collegamento in parallelo delle celle fotovoltaiche .....	32
2.9 Standardizzazione della tecnologia fotovoltaica .....	35
<b>Capitolo 3: COMPONENTI DEGLI IMPIANTI FOTOVOLTAICI OFF-GRID. 39</b>	

3.1 Campo fotovoltaico .....	39
3.2 Strutture di fissaggio.....	39
3.3 Cablaggi di collegamento .....	41
3.4 Trasformatore DC/DC .....	42
3.4.1 PWM.....	43
3.4.2 MPPT.....	43
3.5 Inverter o trasformazione DC/AC .....	44
3.6 Sistemi di protezione e sicurezza: quadro elettrico DC.....	45
3.6.1 Fusibili fotovoltaici .....	47
3.6.2 Barra equipotenziale .....	47
3.6.3 Sezionatore .....	48
3.6.4 Scaricatore di sovratensione DC.....	48
3.6.5 Diodo di blocco .....	48
3.7 Circuito equivalente quadro elettrico DC.....	49
3.8 Quadro elettrico AC.....	50
3.8.1 Scaricatore di sovratensione AC.....	52
<b>Capitolo 4: SCELTA, DIMENSIONAMENTO DEI COMPONENTI E ANALISI DELLA LORO EFFICIENZA .....</b>	<b>53</b>
4.1 Pannello fotovoltaico JA SOLAR JAM72S20 .....	53
4.1.1 Dimensionamento potenza di produzione fotovoltaica .....	56
4.1.2 PVGIS EU Software [10] .....	58
4.1.3 Confronto dei risultati software e dei rilievi.....	62
4.2 Regolatore di carica EPEVER Tracer 10420AN.....	62
4.3 Inverter toroidale RP8-12048E.....	63
4.4 Accumulo elettrochimico .....	64
4.5 Efficienza dell'impianto fotovoltaico del caso studio .....	67

4.6 Metodo di misura dei parametri elettrici .....	68
4.7 Efficienza di un pannello fotovoltaico.....	70
4.8 Efficienza cavi solari .....	71
4.9 Efficienza fusibile e porta fusibile.....	73
4.10 Efficienza Diodo.....	74
4.11 Efficienza SPD .....	75
4.12 Efficienza Barre equipotenziale, sezionatore e cablaggio .....	75
4.13 Efficienza complessiva quadro elettrico Dc .....	75
4.14 Schema di collegamento sorgente DC – Regolatore - Accumulo elettrochimico - Inverter.....	78
4.15 Efficienza regolatore di carica .....	79
4.16 Efficienza inverter toroidale RP8-12048E .....	80
4.17 Efficienza accumulatore elettrochimico lifepo4.....	81
4.18 Efficienza teorica e reale complessiva.....	81
<b>Capitolo 5: CONSIDERAZIONI E CONFRONTO CON LE PRIMCIPALI FONTI DI ENERGIA ELETTRICA RINNOVABILE .....</b>	<b>83</b>
5.1 Accenni alla sostenibilità e alla convenienza economica.....	83
5.2 Discussione dell'indice EROEI per fonti rinnovabili.....	85
5.2.1 Accumulo energetico .....	88
<b>Capitolo 6: CONCLUSIONI .....</b>	<b>91</b>
Appendici .....	94
APPENDICE A .....	94
APPENDICE B .....	96
APPENDICE C .....	97
APPENDICE D.....	98
APPENDICE E .....	99

APPENDICE F.....	100
INDICE DELLE FIGURE.....	101
Bibliografia.....	103

## Capitolo 1: INTRODUZIONE

### 1.1 Contestualizzazione generale

L'intera economia globale si basa sull'energia elettrica come forma di energia per ogni lavorazione o servizio, è dunque fondamentale trovare un modo di produrre energia in modo sostenibile. Ci sono molteplici fonti di energia rinnovabile, ma ci si può porre la domanda se il trasporto dell'energia da un impianto idroelettrico o eolico al consumatore è da considerarsi anch'esso "rinnovabile". Inoltre, le fonti rinnovabili (solare ed eolico in particolare) sono caratterizzate da una mancanza di programmabilità, in un contesto in cui il funzionamento della rete elettrica è basato sulla previsione della domanda e della produzione di energia elettrica; pertanto, si tende ad associare le fonti rinnovabili con una discontinuità di fornitura alla quale si deve sopperire con sistemi di accumulo dell'energia, da introdurre parallelamente ad un sistema di domotica intelligente che, fino ad un certo punto, cerchi di bilanciare i consumi e la produzione istantanea.

Gli impianti fotovoltaici sono composti da componenti che negli ultimi anni stanno diventando economici grazie alla globalizzazione dei mercati. Il fotovoltaico è una tecnologia molto versatile composta in primis dai pannelli fotovoltaici, componente a cui è attribuita la trasformazione dell'energia del sole in energia elettrica. Il pannello fotovoltaico è l'unico componente di un impianto fotovoltaico che ha rigidi criteri d'installazione: per la messa in opera necessita di un'ampia area come una qualsiasi copertura oppure un apposito campo fotovoltaico ma richiede una determinata disposizione per riuscire a captare al meglio l'energia solare. Gli altri componenti quali trasformatori DC/AC oppure regolatori di carica DC/DC hanno ingombri ridotti ed elevata versatilità d'installazione.

È per i motivi sopra elencati che il fotovoltaico è la giusta fonte di energia in loco per applicazioni domestiche o industriali. Grazie a nuove politiche statali si è formata una fitta rete di piccoli produttori incentivati dalla grande convenienza economica, che vendono alla rete nazionale l'energia prodotta, con un veloce ritorno d'investimento e con aiuti erogati dallo stato, come la creazione di comunità energetiche.

La tecnologia fotovoltaica non ha un grande impatto visivo e ambientale se integrata con l'architettura delle abitazioni o dei fabbricati, a differenza dei bacini artificiali e delle lunghe tubature per un impianto idroelettrico oppure di enormi e rumorose pale eoliche in grado di modificare il corso dei venti per un impianto eolico. Infatti, il pannello fotovoltaico può essere completamente incorporato ad un tetto, alla copertura di un parcheggio, alla facciata di un edificio pubblico oppure appeso alla ringhiera di un balcone come una fioriera.

## **1.2 Bilancio e gestione energetica nazionale**

L'Italia è un Paese con una forte dipendenza energetica dall'estero, espressa in percentuale del fabbisogno netto di energia elettrica, per il 2021 è stata calcolata del 74.9%.

L'approvvigionamento energetico nazionale è costituito al 40.9% da gas naturale, 32.9% dal petrolio, 19.5% da fonti rinnovabili, 3.6% da combustibili solidi e 0.8% da rifiuti non rinnovabili. Ci interessa analizzare la produzione interna di energia da fonti rinnovabili; si intende produzione non solo di energia elettrica ma anche termica e biocarburanti. Nell'ultimo triennio la produzione di energia idroelettrica è calata del 5.9% a causa delle lunghe siccità ma tuttavia ricopre la fascia maggiore di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili.

L'energia fotovoltaica ricopre solo l'8.7% della domanda elettrica italiana, è una fonte di energia rinnovabile in grande crescita in quanto rispetto al 2021 nel 2022 è stato registrato un aumento di produzione del 12.3% in netto aumento anche nel 2023 grazie alle diverse misure economiche intraprese dalla politica italiana ma anche dalla continua diminuzione dei prezzi di pannelli fotovoltaici e batterie di accumulo. [1]

L'energia da fonti rinnovabili è quell'energia ricavabile sfruttando fonti naturali che in un breve lasso di tempo si autorigenerano, Questo tipo di fonte di energia ha un impatto ambientale molto minore dell'energia prodotta attraverso combustibili fossili ma, da non dimenticare, l'impatto ambientale di nessun sistema di trasformazione di energia è nullo.

Le principali fonti di energia rinnovabile sono:

- Biogas;
- Biomasse;
- Geotermia;
- Idrica: maree, moto ondoso, idroelettrico;
- Vento;
- Radiazione solare;

L'energia fotovoltaica è una fonte di energia pulita e rinnovabile che utilizza la luce del sole per generare elettricità. L'Italia ha il privilegio di avere molte ore di sole durante tutto l'anno, ma, nonostante ciò, l'energia solare rappresenta ancora una piccola percentuale del nostro mix energetico.

Per quanto l'energia fotovoltaica sia una delle più accessibili per costo contenuto d'impianto e versatilità di installazione, è anche difficile da gestire per via della produzione ad intermittenza.

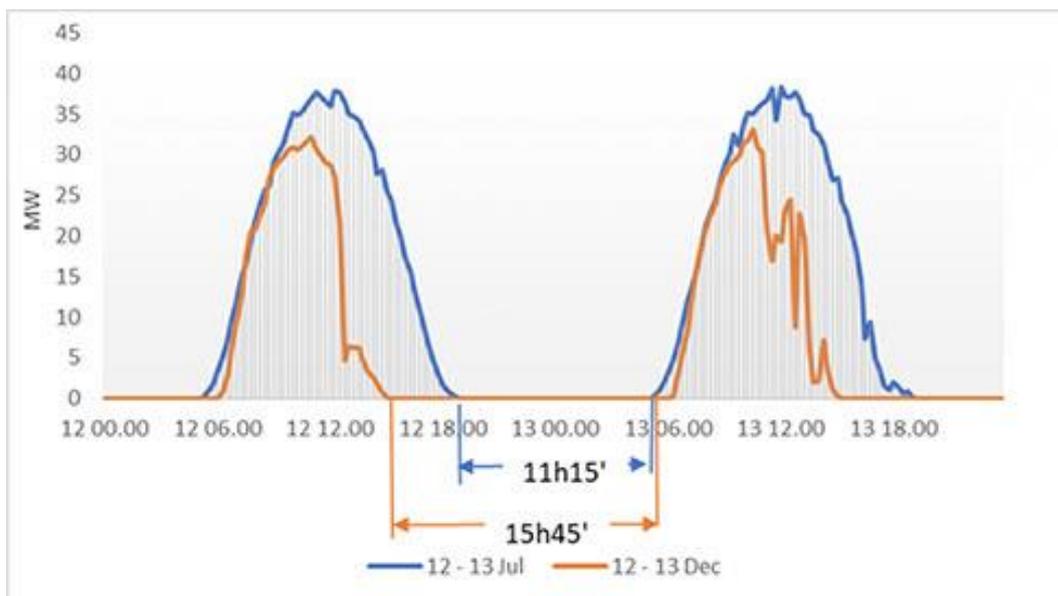


Figura 1 - andamento della produzione solare italiana

La produzione fotovoltaica sfrutta il sole che è presente solo poche ore al giorno, tutt'al più durante il periodo invernale, e ad inclinazioni non costanti che inficiano notevolmente nel rendimento delle celle fotovoltaiche. In Figura 1 è rappresentato l'andamento della produzione fotovoltaica italiana in due giornate standard del periodo invernale ed estivo. È facile notare che nel periodo invernale il picco di produzione è inferiore rispetto al picco

di produzione estivo. Il parametro fondamentale rimane però la produzione totale giornaliera che è identificabile dall'area sottesa alle curve; nel periodo invernale la produzione giornaliera sarà circa la metà della produzione giornaliera estiva. Le curve arancione relative alla produzione invernale nel punto di inizio giornata coincidono con quelle blu della produzione estiva grazie all'ora legale che compensa l'accorciamento delle giornate invernali; tuttavia, crea un gap maggiore tra la fine della produzione giornaliera nel periodo estivo ed invernale. La produzione solare giornaliera ovviamente non dipende da ora solare o legale, l'ora legale è introdotta per sfruttare al meglio l'irradiazione solare e favorire l'autoconsumo.

Un parametro per la classificazione di una centrale di trasformazione di fonti energetiche è anche la vita utile dell'impianto e le spese di manutenzione ordinaria. Le spese di manutenzione ordinaria sono pressoché nulle, ad eccezione del lavaggio dei pannelli fotovoltaici, inoltre la vita dei moduli fotovoltaici è lunga e la produzione rimane eccellente per almeno dieci anni seguita da un contenuto calo di efficienza.



Figura 2 - invecchiamento [Pannello fotovoltaico JA SOLAR JAM72S20](#)

Il generatore fotovoltaico sfrutta l'energia irradiata dal Sole che genera, a 150 milioni di chilometri di distanza, un irraggiamento pari a  $63 \text{ MW/m}^2$  alla temperatura di  $5780 \text{ K}$ , l'energia solare complessiva massima che raggiunge il pianeta Terra è però molto inferiore ed è circa del  $1370 \text{ W/m}^2$ , questa è una misura approssimativa in quanto la

distanza tra Sole e Terra è variabile durante l'anno e varia del  $\pm 3\%$ . L'energia totale che arriva al suolo, filtrata dall'atmosfera, varia tra  $900 \div 1100 \text{ W/ m}^2$ . [2]

### **1.3 Sistema elettrico nazionale**

Si vuole porre attenzione sul sistema di distribuzione elettrica nazionale riportata in Figura 3 - Schema del sistema elettrico nazionale. La rete di distribuzione elettrica funziona in alta e altissima tensione in quanto, come spiegato in [appendice B](#), maggiore è il voltaggio a parità di potenza minore sarà la corrente e perciò minore saranno le dispersioni di potenza nei conduttori. È dunque necessaria la presenza di substazioni che hanno il compito di abbassare la tensione di linea in tensioni utilizzabili dalle utenze e, innalzare le tensioni della corrente generata dalle centrali per poterle immettere nella rete in alta tensione.

La rete elettrica nazionale è dunque composta da: substazioni che hanno il ruolo di alzare e abbassare la tensione, da linee di trasporto in alta tensione ad elevata efficienza e per ultimo ma non per importanza dalle centrali di generazione massive. Con massive intendono centrali ad alta densità energetica, tipicamente centrali a gas, termovalorizzatori e centrali idroelettriche ma non centrali eoliche o fotovoltaiche in quanto sono di dimensioni contenute e soprattutto disperse in un'area elevata. Il vantaggio del fotovoltaico è che utilizza poco la rete di distribuzione elettrica in quanto per la maggior parte è installata su aziende ed abitazioni che autoconsumano l'energia prodotta così stressando minormente la rete di distribuzione. Tuttavia, nelle ultime estati, a causa di una mal pianificazione dell'ente gestore della rete nazionale, in alcuni tratti di bassa tensione si trovata la linea satura a causa dell'elevata produzione fotovoltaica e del ridotto assorbimento domestico diurno. Conseguentemente sono stati organizzati diversi interventi per efficientare le linee e aumentarne la ricezione di corrente elettrica in bassa tensione in vista del continuo aumento di impianti fotovoltaici.

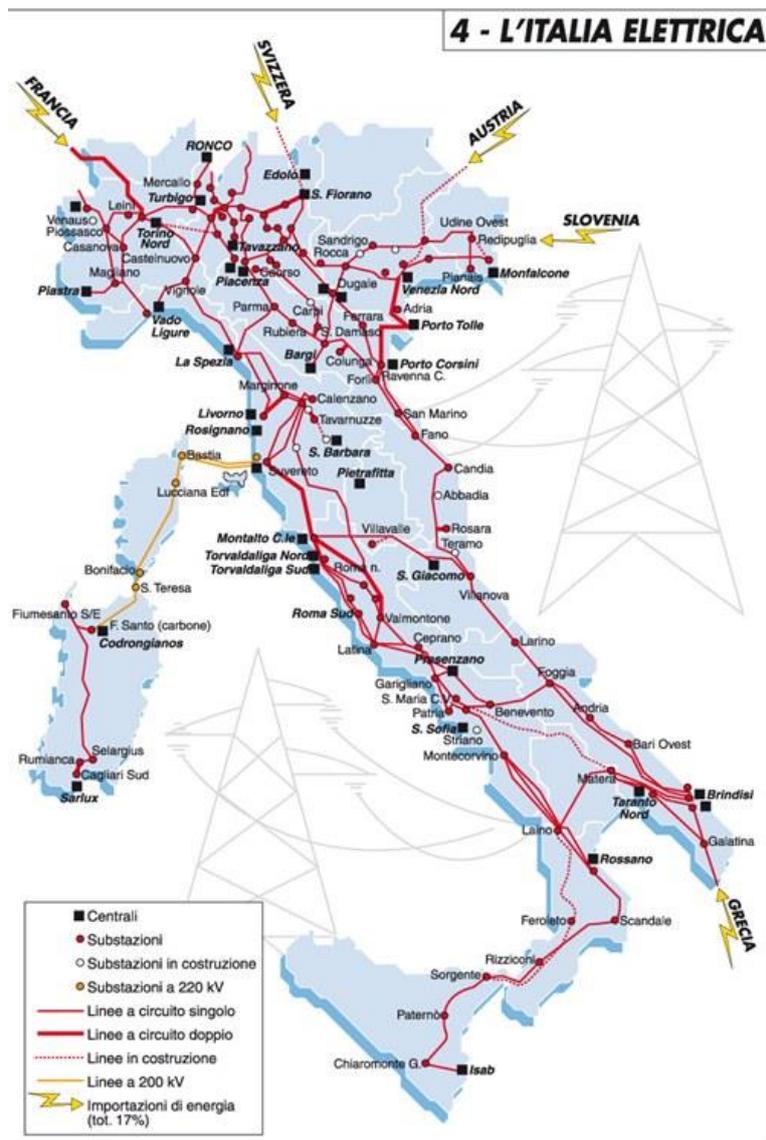


Figura 3 - Schema del sistema elettrico nazionale

### 1.4 Impianti fotovoltaici

Il pannello fotovoltaico è solo una piccola parte dell'impianto fotovoltaico. Con impianto fotovoltaico si intende quell'insieme di componenti elettrici attivi e passivi che hanno la finalità di trasformare l'irraggiamento solare in energia elettrica e, più in particolare,

trasformarla in una forma utilizzabile e, se richiesto, immagazzinabile. Generalmente ci sono due tipologie di impianti fotovoltaici, quelli domestici/industriali e le centrali fotovoltaiche.

Si vogliono trattare gli impianti fotovoltaici domestici suddividibili in due sotto macrocategorie, definite “on-grid” ed “off-grid”, a seconda del fatto che un sistema di accumulo dell’energia sia integrato o meno.

#### **1.4.1 On-Grid o Grid Connected**

Gli impianti fotovoltaici on-Grid sono impianti fotovoltaici progettati per essere connessi alla rete elettrica così da poter immettere i surplus di produzione non auto consumata e poter ovviare a carenze di approvvigionamento energetico date da scarso irraggiamento o assenza di batterie di accumulo.

Generalmente gli impianti on-grid sono più piccoli e dunque più economici, essendo più economici sono anche più facili da ammortizzare e hanno un impatto socialmente utile, in quanto immettono in rete energia green che verrà consumata a chilometro zero da altri utenti. Nel 2022 sono definitivamente terminati gli incentivi del GSE per la produzione e vendita di energia fotovoltaica, infatti, oggi è solamente pagato il PUN (prezzo unico nazionale) segnando un calo del prezzo pagato al produttore del 80% confrontato al secondo conto energia del 2007.

Gli impianti on-grid essendo collegati in rete, perciò ad una rete elettrica pubblica, devono rispettare specifiche caratteristiche di isolamento elettrico e sgancio di sicurezza. Infatti, tutti gli inverter on-grid devono essere certificati CEI-021 che ad esempio garantiscono immissione in rete nulla qual’ora la tensione della rete fosse nulla e dunque protegge eventuali operatori in fase di manutenzione della linea elettrica pubblica. [3]

## 1.4.2 Off-Grid o Stand Alone

Gli impianti fotovoltaici off-Grid sono impianti fotovoltaici progettati per essere applicati in zone non raggiunte dalla rete elettrica nazionale oppure impianti con ridottissimo consumo.

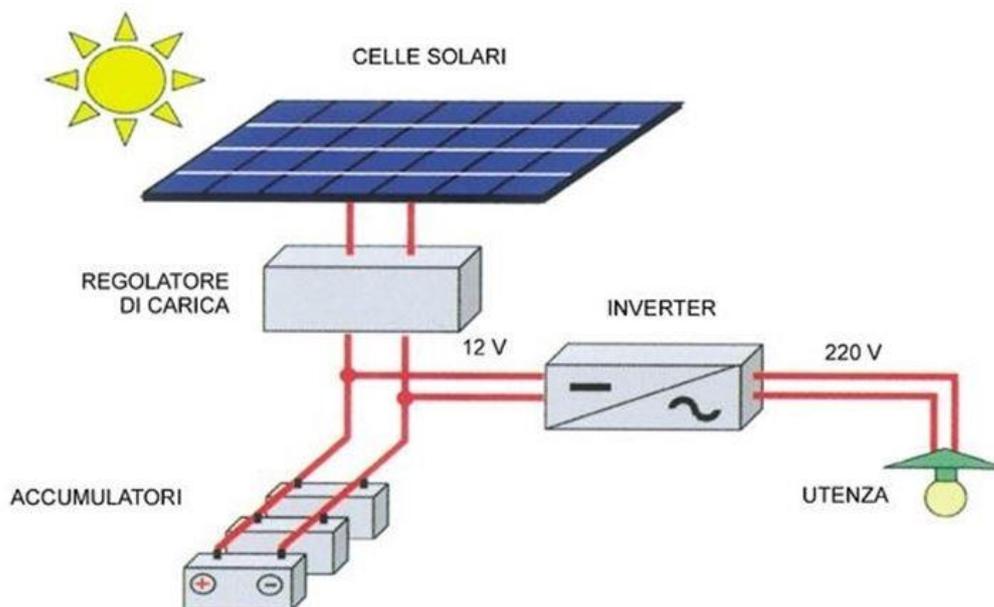


Figura 4 - schema impianto fotovoltaico off-grid

Un classico esempio di impianto off-grid può essere un'applicazione in campagna con piccolo accumulo per alimentare pompe per l'irrigazione oppure un impianto per alimentare una baita in alta montagna non raggiunta dalla rete elettrica; entrambi gli impianti presenteranno i medesimi componenti dimensionati in modi differenti in base alla domanda di energia richiesta.

Un impianto off-grid non essendo connesso alla rete elettrica nazionale deve essere dotato di batterie di accumulo per ovviare alla mancata produzione dei pannelli fotovoltaici causato da scarso irraggiamento solare. Per abitazioni isolate dove l'interruzione di energia elettrica non è ammissibile all'impianto fotovoltaico viene affiancato ad un'altra fonte di energia elettrica "a necessità" come un gruppo elettrogeno o anche la predisposizione di un bacino d'accumulo con annessa centrale idroelettrica.

Andiamo ad analizzare i singoli componenti che in linea di massima compongono un impianto fotovoltaico off-grid.

## **1.5 Scopo della tesi**

Lo scopo della Tesi è analizzare la tipologia d'impianto fotovoltaico ad isola (off-grid), confrontare il rendimento teorico dell'impianto con il corrispettivo rendimento reale al variare dell'irradiazione solare e, più in particolare, analizzare le dispersioni energetiche di ogni singolo componente. Inoltre, verrà illustrata i possibili cambiamenti del sistema elettrico nazionale analizzando l'ipotesi di impianti off-grid e on-grid. Verranno anche analizzati i costi dell'impianto e verrà paragonata la produzione simulata con software o calcolata analiticamente con la produzione realmente registrata.



## Capitolo 2: EFFETTO FOTOVOLTAICO E ARCHITETTURA DEL PANNELLO FOTOVOLTAICO

### 2.1 Trasformazione di irraggiamento solare in energia elettrica

Le celle fotovoltaiche sono formate da semiconduttori, su un lato è presente un drogaggio di tipo P, mentre sul lato opposto un drogaggio di tipo N. La giunzione P-N genera un campo elettrico all'interno del semiconduttore causato dal passaggio di elettroni per diffusione attraverso la giunzione P-N. Si viene a creare un potenziale all'interno della giunzione dei semiconduttori che insieme alla radiazione solare sono alla base della generazione di corrente che è correlabile all'energia del fotone descritta dall'equazione di Einstein:

$$E = h \cdot \nu$$

dove  $\nu$  è la frequenza della radiazione e  $h$  è la costante di Plank ( $6.62607015 \cdot 10^{-34}$  [J·s]).

Gli elettroni che si muovono cedono il posto ad una lacuna, che causa una polarizzazione dei poli P ed N, P acquisirà carica positiva e N carica negativa.

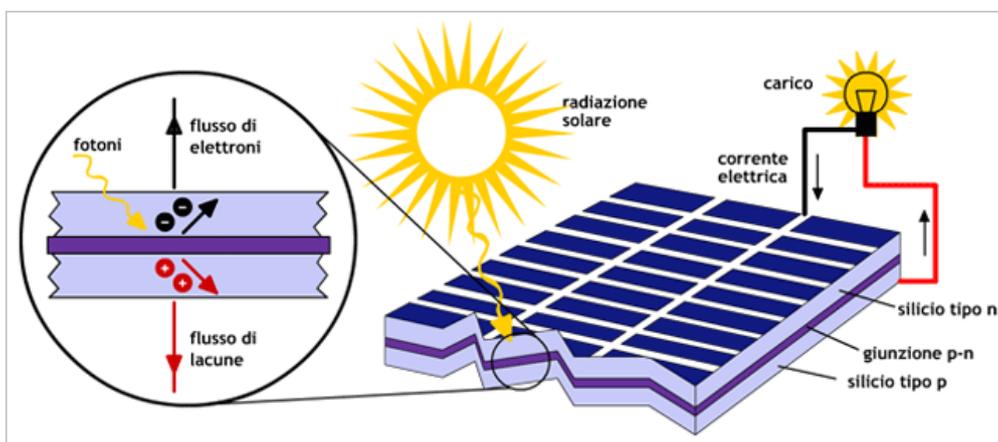


Figura 5 - giunzione P-N e meccanismo di generazione di corrente elettrica

### 2.2 Rendimento della trasformazione fotovoltaica

Il rendimento di una cella fotovoltaica è quindi dato da:

- Dall'equazione di Einstein, descritta in precedenza, possiamo intuire che non tutte le lunghezze d'onda concorrono con la produzione di Energia; Infatti, il Silicio con il quale sono fatte le celle fotovoltaiche è in grado di assorbire solo un determinato range di lunghezze d'onda; la radiazione di lunghezza d'onda non trasformabile sarà dannosa per il rendimento del pannello.
- Non tutti i fotoni incidenti alla cella fotovoltaica penetrano all'interno anche per via della copertura protettiva in vetro alcuni fotoni vengono deviati o riflessi.
- Il grado di purezza del Silicio inficia sulla buona riuscita del movimento elettrone-lacuna che rischia di ricombinarsi prima di poterne sfruttare la differenza di potenziale da esso creata.
- Il circuito della cella fotovoltaica non è fatto da materiali ideali e di conseguenza i conduttori hanno una resistenza interna.

### **2.3 Tecnologie di celle fotovoltaiche al Silicio**

Il silicio è un minerale presente in gran quantità sul nostro pianeta, da molti anni è utilizzato in campo elettrico ed elettronico, perciò, i processi produttivi e di raffinazione sono in continua via di sviluppo; non bisogna mai trascurare il fattore economico. Il silicio utilizzato nelle celle fotovoltaiche è di minor qualità rispetto a quello utilizzato in altre applicazioni e questo garantisce un minor scarto di lavorazione ed un eventuale riciclo da componenti elettronici più raffinati. In Figura 6 viene rappresentato lo spettro solare e il campo di assorbimento delle varie tecnologie fotovoltaiche. Si noti l'ampiezza della curva blu che determina il campo di funzionamento della cella al silicio cristallino; la curva così ampia determina un'elevata flessibilità d'utilizzo della tecnologia al Silicio cristallino.

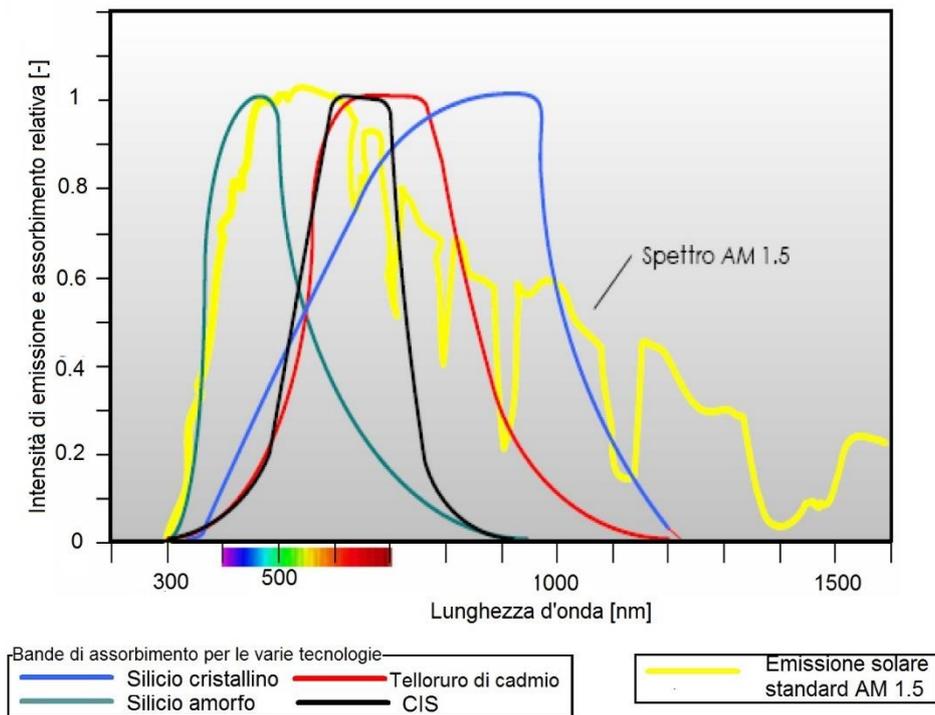


Figura 6 - Spettro solare e assorbimento fotovoltaico [4]

La tecnologia telloruro di cadmio sfrutta quest'ultimo elemento come materiale semiconduttore, non è una tecnologia sviluppata e presente sul mercato per gli elevati costi ambientali e per l'elevato impatto ambientale. La tecnologia CIS è composta dagli elementi: Rame, Indio e Selenio, ha una buona produttività con scarso irraggiamento ma un'efficienza troppo bassa in confronto alle altre tecnologie. Per queste motivazioni le tecnologie CIS e Telloruro di cadmio non saranno prese in considerazione per l'utilizzo in impianti fotovoltaici di piccola-media taglia.

Le principali tre tecnologie di celle fotovoltaiche al silicio sono: Silicio monocristallino, Silicio policristallino e silicio amorfo.

**2.3.1 Celle fotovoltaiche al silicio monocristallino:** Le celle monocristalline anche dette a cristallo singolo sono ricavate da un processo di *melting* del Silicio ad alta purezza che non viene di fatto fuso ma portato allo stato pastoso e fatto solidificare in un lingotto da cui poi vengono ricavate delle fette di spessore compreso tra i 250  $\mu\text{m}$  e i 350  $\mu\text{m}$  dette *wafer*. È una tecnologia di qualità molto costosa e ha rendimenti elevati che raggiungono

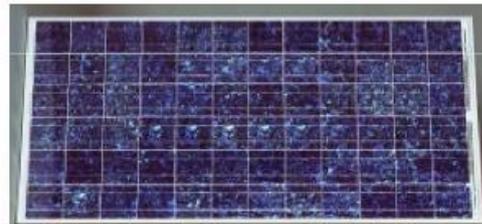
nei casi migliori un'efficienza di conversione dell'energia solare in energia elettrica del 23% [5]

**2.3.2 Celle fotovoltaiche al silicio policristallino:** Le celle policristalline hanno costi di produzione inferiori in quanto sono utilizzati scarti della produzione di celle monocristalline e scarti dell'industria elettronica. Le celle sono formate da aggregati di cristalli di Silicio di dimensioni differenti e non univocamente orientate. Le celle policristalline in origine avevano rendimenti di 4-5 punti percentuali inferiori. Oggigiorno invece hanno pari prestazioni delle celle monocristalline con il pregio però di essere più economiche e a minor impatto ambientale.

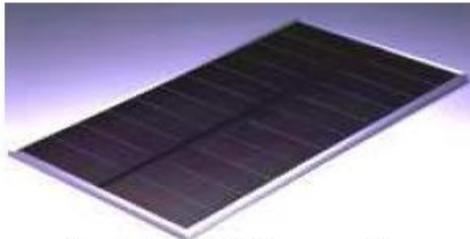
**2.3.3 Celle fotovoltaiche al Silicio Amorfo:** Le celle amorfe o a film sottile sono molto poco diffuse a causa della bassissima efficienza che si aggira intorno al 6-8% contro il 20-23% dei Mono e Poli cristallini. Non sono facili da produrre ma il costo di produzione è molto contenuto, sono solitamente usati su superfici non illuminate direttamente dal sole. Il silicio ed altri materiali sono intrappolati allo stato gassoso tra due lastre di materiale isolante, questa particolare tecnologia ha rendimenti molto bassi ma riesce a garantire una produzione di energia, seppur minima, anche dalle radiazioni solari proibitive se non dalle radiazioni riflesse dalla luna.



Modulo al silicio monocristallino



Modulo al silicio policristallino



Modulo al silicio amorfo



Modulo flessibile al silicio amorfo

*Figura 7 - pannelli fotovoltaici in silicio*

## 2.4 Generalità celle fotovoltaiche

Le celle fotovoltaiche, in proporzione alla loro dimensione, possono generare al massimo 0.6-0.8W, una quantità irrisoria di potenza elettrica difficile da sfruttare. Le celle vengono quindi collegate in serie e parallelo così arrivando al valore di tensione e corrente voluti e potenze ragionevoli. Possiamo infatti paragonare una cella fotovoltaica ad un generatore a tensione e corrente variabile, valgono le regole classiche nei collegamenti in serie e parallelo. Quindi un collegamento in serie andrà a sommare le tensioni delle due celle tenendo uguali le correnti prodotte; invece, il collegamento in parallelo andrà a sommare le correnti tenendo uguali le tensioni delle celle.

I moduli fotovoltaici mono e poli cristallini hanno rendimento che varia dal 18% al 23% perciò garantendo una produzione ottimale che oscilla tra  $250 \div 300 \text{ W/ m}^2$ . I collegamenti serie-parallelo sono dunque organizzati in base alla forma e dimensioni del modulo fotovoltaico nonché dalle tensioni e correnti che si vogliono avere in uscita dai poli positivo e negativo del pannello fotovoltaico.

I pannelli fotovoltaici possono avere diverse configurazioni, generalmente possono essere formati da 48, 60, 72, 96, 132 e 144 celle fotovoltaiche singole collegate tra di loro che

poi a loro volta vengono assemblate in serie e paralleli per formare un pannello fotovoltaico.

## **2.5 Analisi configurazione delle celle**

Ogni singola cella fotovoltaica produce una differenza di potenziale ai suoi capi di circa 0,6-0,7 V ed una corrente che varia in base alla dimensione della cella e di quanto essa è irradiata ed è circa  $0,3 \text{ mA/mm}^2$  [6]; i dati appena riportati si intendono in casi di irradiazione ideale a temperatura controllata, tipicamente  $25^\circ\text{C}$ .

Come detto in precedenza il pannello fotovoltaico è una composizione di celle fotovoltaiche elementari collegate in serie ed in parallelo. Le celle sono suddivise all'interno del pannello solare in stringhe di un numero costante di celle collegate in serie fino a raggiungere un amperaggio che in base alla dimensione del pannello varia dai 10A ai 20A.

Criticità per le strutture elettriche è la corrente ad alti amperaggi; infatti, la sezione dei conduttori deve essere proporzionale alla lunghezza del conduttore e alla corrente che vi circola con lo scopo di ridurre la caduta di tensione e la relativa potenza elettrica assorbita che si trasforma in calore per effetto Joule. È dunque importante non creare stringhe di celle collegate in serie troppo lunghe in quanto si andrebbe a sollecitare eccessivamente i collegamenti elettrici. Le serie non devono essere composte da troppe celle in quanto nel caso che ad una di esse venisse meno la produzione di energia a causa di malfunzionamenti o ombreggiature, tutta la potenza elettrica generata dalla stringa di celle verrebbe annullata aprendo il circuito e annullando la corrente generata dalla suddetta stringa. Senza i giusti sistemi di protezione si rischia di sovraccaricare le celle che sono in sottoproduzione con il rischio di causare hot-spot. Con hot-spot si intende un fenomeno di surriscaldamento dei conduttori e dei componenti causato da un malfunzionamento del circuito elettrico.

## 2.6 Cella fotovoltaica dal punto di vista elettrico

La cella fotovoltaica è composta principalmente da un diodo a semiconduttore con specifiche caratteristiche. Come abbiamo visto in precedenza la differenza di potenziale è determinata da un moto di elettroni e lacune tra i lati del semiconduttore P ed N. Essendo sostanzialmente un diodo speciale abbiamo un voltaggio di attivazione del diodo  $V_a$ , se la radiazione solare è insufficiente il voltaggio  $V$  generato non sarà in grado di attraversare il diodo; infatti, al buio la cella fotovoltaica si comporta da diodo standard invece quando è sottoposto a radiazioni solari diventa un generatore di corrente. La curva caratteristica, dunque, avrà due comportamenti: uno da diodo e uno da generatore. L'immagine che segue rappresenta la curva caratteristica del diodo fotovoltaico; la curva superiore rappresenta la condizione al buio e quella sottostante invece la condizione con irraggiamento non nullo.

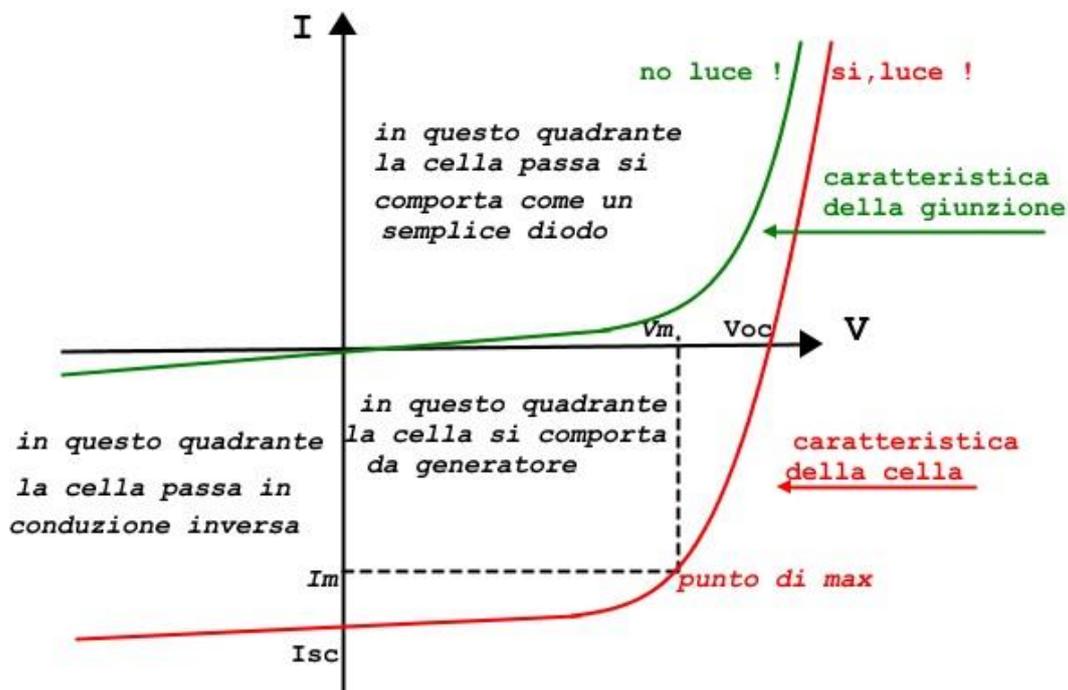


Figura 8 - Curva caratteristica del diodo fotovoltaico nelle condizioni di irraggiamento nullo e non nullo

La corrente passante nella cella è esprimibile dalla formula: [7]

$$I_j = I_o \left( e^{\frac{qV}{NKT}} - 1 \right)$$

Dove definiamo le seguenti costanti:

$q \rightarrow$  carica dell'elettrone  $-1.602176634 \cdot 10^{-19}$  C;

$K \rightarrow$  costante di Boltzmann  $1.38 \cdot 10^{-23}$  J/°K;

$N \rightarrow$  è un coefficiente che può essere compreso tra 1 e 2, per un diodo ideale  $N=1$ ;

$I_0 \rightarrow$  costante che dipende dai due semiconduttori facenti parte la cella fotovoltaica;

$T \rightarrow$  temperatura espressa in gradi Kelvin °K.

### 2.6.1 Circuito equivalente

Il funzionamento della cella fotovoltaica può essere semplificato grazie al seguente circuito equivalente. [8]

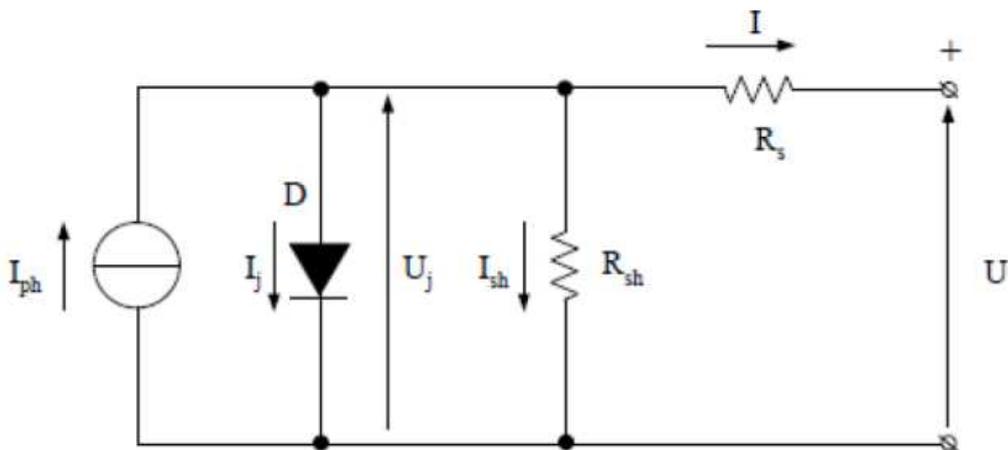


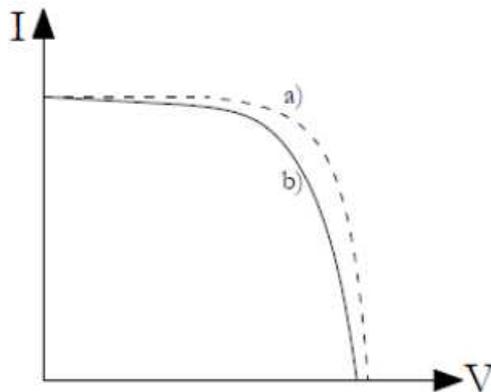
Figura 9 - circuito equivalente cella fotovoltaica

La cella fotovoltaica si comporta da generatore di corrente e genera un corrente  $I_{ph}$ . Il diodo in figura rappresenta la giunzione P-N discussa in precedenza e la corrente al suo interno è la corrente sopra descritta  $I_j$ .

Il circuito è poi composto dalle due resistenze  $R_{sh}$  e  $R_s$ . La prima rappresenta l'energia dispersa internamente alle celle fotovoltaiche, invece  $R_s$  è la resistenza opposta dai conduttori di collegamento della cella per lo più dispersa per effetto Joule. Lo schema sottolinea il fatto che il funzionamento della cella a circuito aperto non tiene conto della

resistenza  $R_s$ ; si può dunque definire il parametro  $V_{oc}$  come la tensione a circuito aperto e la corrente  $I_{sc}$  come corrente di cortocircuito che si viene a generare cortocircuitando la cella.

Si può ora costruire la curva caratteristica che tiene conto dell'eliminazione di  $R_s$  in quanto è molto minore a  $R_{sh}$  dunque trascurabile. La curva caratteristica è dunque la differenza tra la  $I_{ph}$  e la corrente del diodo  $I_j$ .



*Figura 10 - curva caratteristica I-V ideale e reale. La curva a) o curva ideale non tiene conto delle resistenze circuitali. La curva b) o curva reale tiene conto delle resistenze circuitali*

Nel grafico tensione - corrente sopra riportato abbiamo la curva caratteristica ideale a) che non tiene conto delle resistenze del circuito equivalente descritto in precedenza. La curva b) invece descrive la curva caratteristica reale della cella fotovoltaica ed è facile notare come l'area sottesa alla curva b) sia minore dell'area sottesa alla curva a) e ciò implica che la potenza generata reale è minore di quella ideale; potenza definita come  $P = V \cdot I$

Definita la potenza ora è possibile tracciarne l'andamento nella curva caratteristica.

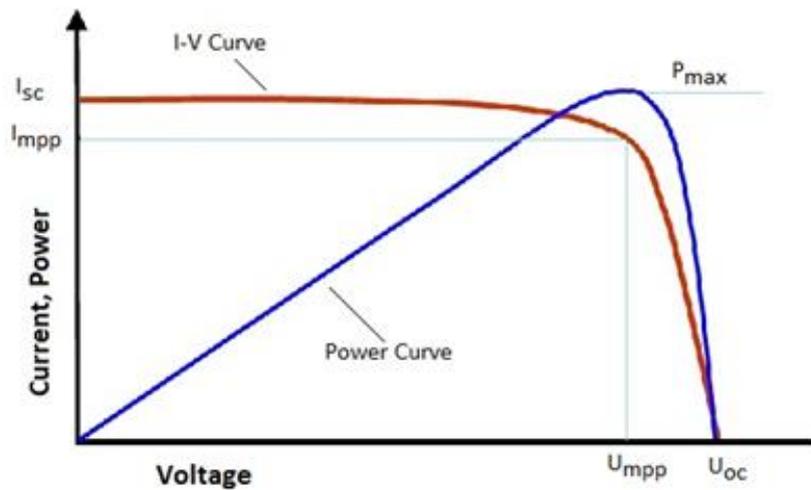


Figura 11 - curva caratteristica I-V e curva di potenza

$I_{mpp}$  è la corrente di massima potenza e  $U_{mpp}$  è la tensione di massima potenza (solitamente indicata come  $V_{mpp}$ ).

### 2.6.2 Curva caratteristica in base a temperatura e irraggiamento

La curva caratteristica vista per una cella standard può variare in base anche a parametri ambientali. Andremo analizzando la temperatura e l'irraggiamento tenendo i due parametri nettamente separati. Iniziamo discutendo la curva caratteristica al variare dell'irraggiamento ma a temperatura costante.

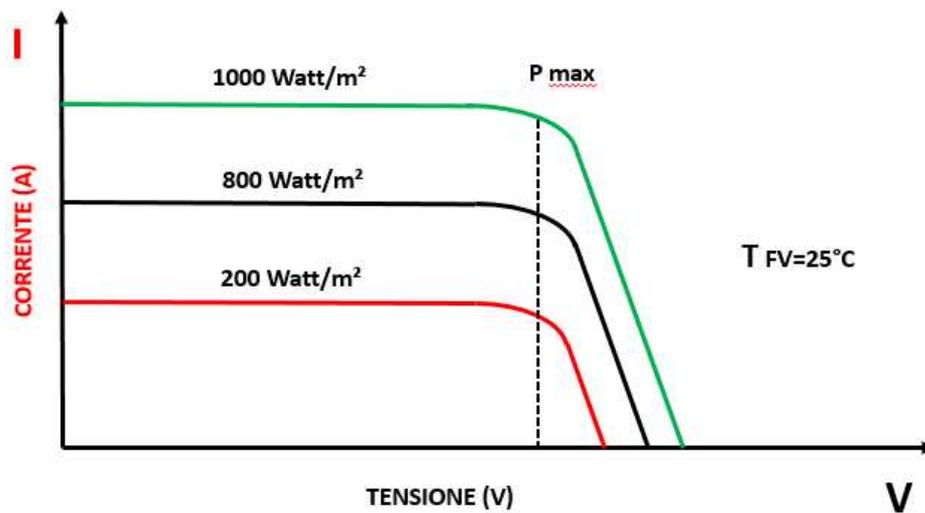


Figura 12 - incidenza dell'irradianza in relazione alla curva caratteristica I-V

Possiamo notare come la corrente di corto circuito  $I_{sc}$  aumenta nettamente mentre la tensione  $V_{oc}$  rimane pressoché invariata segnando un piccolo aumento proporzionale all'aumento dell'irraggiamento. Per calcolare l'energia prodotta dalla cella si farà operativamente l'integrale delle diverse curve e perciò si andrà ad analizzare l'area sottesa all'equazione delle curve caratteristiche; si può dunque concludere che l'energia prodotta dalla cella aumenta con l'aumento dell'irraggiamento.

Comunemente con l'aumento dell'irraggiamento si ha anche un aumento della temperatura delle celle che implica un aumento minimo della  $I_{sc}$  ma diminuisce la tensione a circuito aperto  $V_{oc}$ . L'aumento della temperatura delle celle fotovoltaiche riduce l'integrale della curva caratteristica perciò riduce l'energia prodotta.

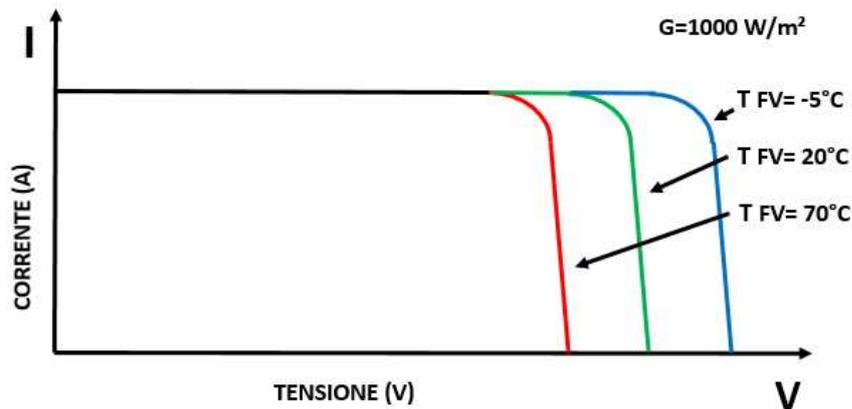


Figura 13 - incidenza della temperatura in relazione alla curva caratteristica I-V

La corrente di cortocircuito  $I_{sc}$  è dunque una variabile che varia in funzione dell'irraggiamento  $R$  e della temperatura  $T$  secondo la relazione analitica:

$$I_{sc}(G, T) = I_{sc}(STC) \cdot \frac{G}{1000} \cdot (1 + \alpha_{I_{sc}} \cdot \Delta T)$$

$$\Delta T = T_c - 25^\circ\text{C}$$

- $I_{sc}(STC)$  è espressa in ampere [A] ed è la corrente di cortocircuito misurata in condizioni di STC (che verrà specificato nei prossimi paragrafi).
- $\alpha_{I_{sc}}$  è un coefficiente termico di correzione che viene riferito alla corrente di cortocircuito.

La tensione a vuoto  $V_{oc}$  ha una sola delle due variabili in quanto come visto precedentemente al variare dell'irraggiamento la tensione di cortocircuito varia in modo non apprezzabile.

È dunque possibile formulare la relazione analitica:

$$U_{oc}(T) = U_{oc}(STC) \cdot (1 + \beta_{U_{oc}} \cdot \Delta T)$$

$$\Delta T = T_c - 25^\circ\text{C}$$

- $U_{oc}(STC)$  è espressa in Volt [V] ed è la tensione a vuoto misurata ai capi della cella in condizioni di (STC).
- $\beta_{U_{oc}}$  è un coefficiente termico di correzione che viene riferito alla tensione a circuito aperto.

## 2.7 Collegamento in serie delle celle fotovoltaiche

Le celle, come discusso in precedenza, per essere utilizzabili devono essere collegate in array, cioè, composizioni di celle fotovoltaiche. Il collegamento in serie tra N celle fotovoltaiche porta ad una curva caratteristica tensione-corrente che presenta corrente pari alla corrente minore generata da una delle celle della serie; la tensione invece sarà la sommatoria delle tensioni delle celle.

$$I_t = \min (I_n)$$

$$V_t = \sum V_n$$

In condizioni operative può accadere che una cella sia completamente ombreggiata, quindi, la serie di generatori di corrente avrà un generatore che compone il collegamento la cui corrente di cortocircuito,  $I_{sc}$ , sarà nulla. Diretta conseguenza, la cella fotovoltaica in ombra diventa un carico resistivo causando surriscaldamento e dispersione di potenza elettrica. Può accadere che la cella fotovoltaica sia parzialmente ombreggiata oppure la radiazione solare fosse compromessa per altre cause; la corrente  $I_{sc}$  della serie dell'array sarà pari alla corrente della cella con produzione minore.

Quest'ultimi malfunzionamenti possono creare dei punti caldi, *hot-spot*, causati dalla cella che funziona come una resistenza e dunque può causare il surriscaldamento dei conduttori di collegamento tra le celle fino all'irreversibile rottura.

Per risolvere questi problemi è possibile collegare in parallelo ad ogni cella un diodo che farà in modo che la corrente continui a fluire nel circuito senza essere condizionata dalla cella in sottoproduzione; questo potrebbe anche ovviare alla rottura di una o più celle senza compromettere la produzione di tutta la stringa di celle. Tuttavia, applicare centinaia di diodi per modulo fotovoltaico sarebbe antieconomico ed aumenterebbe la difficoltà produttiva dunque, i diodi, vengono applicati in numero minore ad array di stringhe.

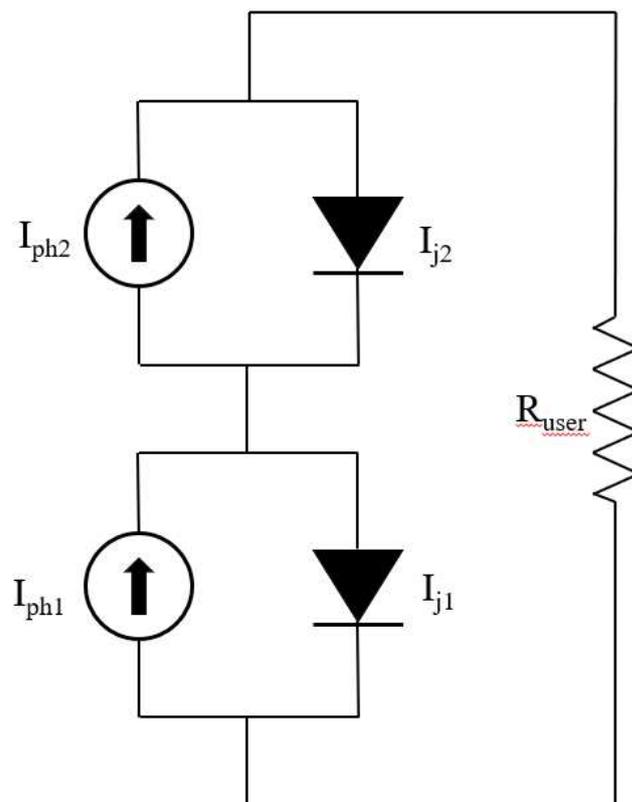


Figura 14 - circuito di collegamento celle fotovoltaiche in serie

## 2.8 Collegamento in parallelo delle celle fotovoltaiche

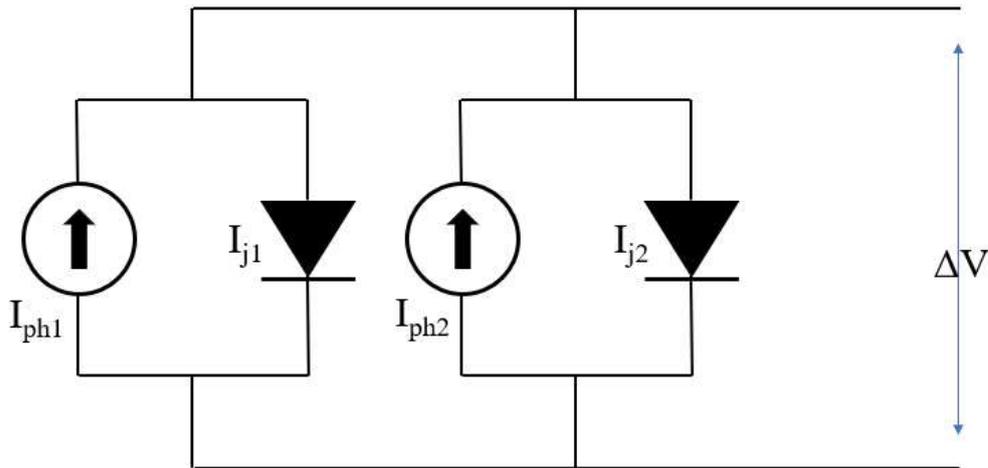
Differentemente dal collegamento in serie in un collegamento in parallelo la curva caratteristica dell'array di celle in parallelo sarà caratterizzata da tensione uguale alla cella con tensione minore e corrente pari alla sommatoria delle correnti di tutte le celle:

$$V_t = \min (V_n);$$

$$I_t = \sum I_n$$

In questa configurazione se una cella della connessione in parallelo è oscurata e il circuito sarà collegato al carico avremo semplicemente che la cella oscurata non produrrà potenza. Se invece l'array è in circuito aperto avremo che la cella in sottoproduzione assorbirà tutta la corrente prodotta dalle altre celle causando potenziali *hot-spot* che possono sfociare in rottura. La soluzione a questa criticità è quella di collegare in serie ad ogni cella un diodo così da poter evitare correnti inverse. Applicare un diodo, tuttavia, come

per il collegamento in serie è antieconomico e soprattutto potrebbe causare esso stesso un malfunzionamento o grande perdita di efficienza in quanto la caduta di tensione ai capi del diodo è molto simile alla tensione generata da una singola cella; per questo motivo i diodi nelle connessioni in parallelo vengono applicati a stringhe in serie di celle poi parallellate.



*Figura 15 - circuito di collegamento celle fotovoltaiche in parallelo*

Sia nella configurazione in serie che in parallelo è perciò molto utile che le celle siano di costruzione e prestazioni molto simili per evitare malfunzionamenti. È solito collegare diverse celle fotovoltaiche in serie e poi collegare le stringhe create in parallelo tra di loro con gli opportuni diodi la cui caduta di tensione è contenuta.

Viene riportato di seguito lo schema classico dei collegamenti tra le celle all'interno di un modulo fotovoltaico in condizioni ideali di funzionamento. Nella Figura 17 invece abbiamo una condizione di funzionamento non ideale causata dalla rottura di una cella che apre il circuito, grazie al diodo collegato in parallelo alle celle la corrente non percorrerà più il circuito rosso ma bensì quello blu; il guasto simulato ha causato una diminuzione di potenza generata che senza il diodo sarebbe stata totale.

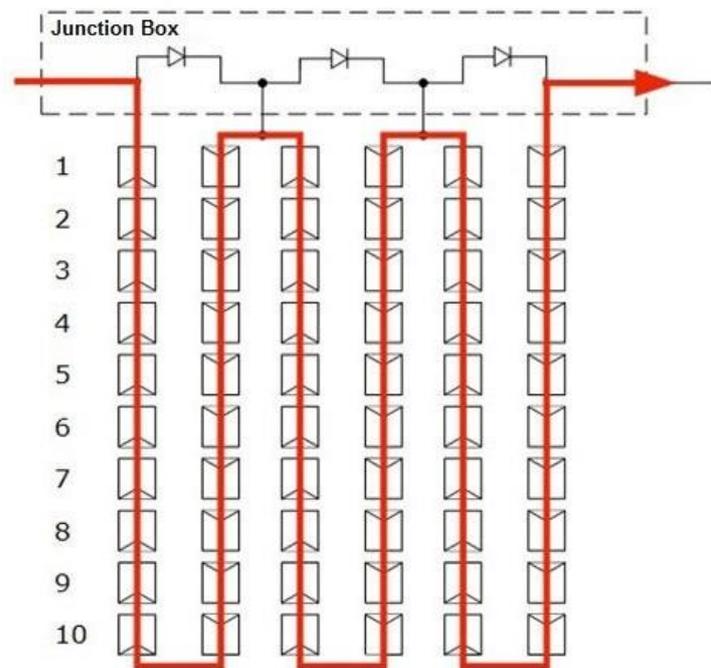


Figura 16 - esempio di collegamento delle celle fotovoltaiche facenti parte del pannello fotovoltaico

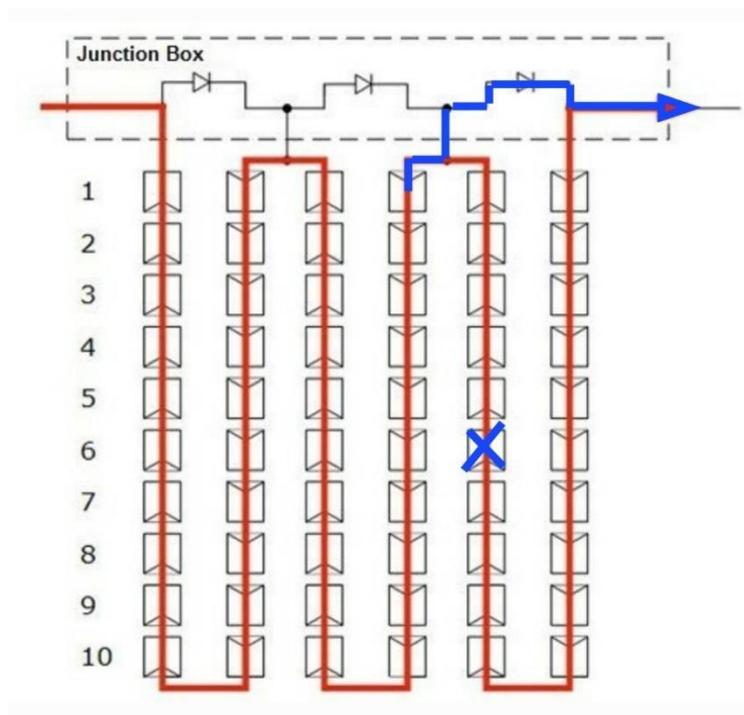


Figura 17 - esempio di funzionamento del Diodo e nuovo percorso della corrente (BLU)

## 2.9 Standardizzazione della tecnologia fotovoltaica

La tecnologia fotovoltaica si è espansa in tutto il mondo. Inizialmente i moduli fotovoltaici venivano progettati e prodotti in paesi economicamente sviluppati e tecnologicamente avanzati quali Europa e America, era infatti una tecnologia delicata che utilizza materiali pregiati ed era necessario non avere sprechi di produzione. Il costo di produzione dei pannelli fotovoltaici, a parità di potenza, vent'anni fa era del 300% in più che negli ultimi anni. La principale motivazione dell'elevato costo della tecnologia fotovoltaica era il valore delle materie prime utilizzate, i costi di ammortamento e ultimo ma non per importanza l'elevato costo della manodopera. Dal 2020 la produzione di celle fotovoltaiche si è completamente delocalizzata in paesi emergenti, per lo più in Cina dove dispongono di una buona disponibilità di manodopera a basso costo e infrastrutture compatibili con la produzione della tecnologia fotovoltaica.

È stato fondamentale creare delle norme che potessero uniformare le caratteristiche tecniche dei moduli. Le norme riguardano sia le proprietà meccaniche che elettriche dei moduli per istituire degli standard qualitativi per renderne più facile la commercializzazione e l'installazione. La normativa più importante a cui si fa riferimento è la CEI EN 60904-3 [3] che riporta molte informazioni e definizioni fondamentali per una classificazione omogenea. Fondamentale è la definizione delle condizioni per la prova di normalizzazione STC; le condizioni di STC definiscono un irraggiamento solare che vale  $1000 \text{ W/m}^2$  e temperatura della cella di  $25^\circ\text{C}$ . Nella normativa viene anche definita la temperatura nominale di lavoro della cella chiamata NOCT ed è intesa come la temperatura media di equilibrio di una cella fotovoltaica all'interno di un modulo in condizioni ambientali normalizzate: irraggiamento di  $800 \text{ W/m}^2$ , temperatura ambientale di  $20^\circ\text{C}$  e velocità del vento di  $1 \text{ m/s}$

Prove elettriche:

- **Prestazioni a STC:** fondamentalmente prova elettrica, consiste nel tracciare la curva caratteristica V-I generata dal modulo fotovoltaico e relativa potenza, tensione e corrente generati.
- **Prova di isolamento:** è un test che misura l'isolamento tra i poli del modulo messi in cortocircuito della carcassa metallica. La prova prevede una tensione di 1000V

a cui va sommata il doppio della tensione di sistema e nel caso la suddetta tensione fosse inferiore a 50V va sommata ai 1000V una tensione di 500V. Nell'esecuzione della prova vengono misurate corrente di fuga e resistenza di isolamento che non deve superare i 50 $\mu$ A per la corrente e non deve essere inferiore a 50 M $\Omega$  per la resistenza.

- Misura della temperatura e delle prestazioni della cella a NOCT: viene misurata la temperatura della cella e la relativa curva caratteristica V-I e relativa potenza, tensione e corrente generati.
- Prova di esposizione: il modulo fotovoltaico viene lasciato in esterno fino al raggiungimento di una irradiazione totale di 60 KWh/m<sup>2</sup> poi viene analizzato il modulo per evidenziare difetti e non devono essere variati i parametri misurati precedentemente dalla prova di isolamento

Prove termiche:

- Prova di resistenza ai surriscaldamenti concentrati: la prova consiste nell'oscurare una cella per volta e testare la resistenza a surriscaldamenti localizzati che possono rovinare i contatti elettrici oppure velocizzarne il deterioramento.
- Prova di temperatura, umidità con congelamento e caldo umido: Il modulo viene sottoposto a ripetuti cicli termici tra 60°C e -40°C per un tempo inferiore alle 6 ore. Il modulo viene sottoposto ad un ciclo ad alta temperatura in ambiente umido e poi viene velocemente portato a temperature inferiori allo zero

Queste prove si ritengono superate se al termine della prova i valori di isolamento rimangono invariati e la potenza nominale di uscita del modulo deve rimanere entro il 95% di quella prima della prova.

Prove meccaniche:

- Prove di robustezza dei connettori: lo scopo della prova è quello di determinare se i connettori elettrici sono abbastanza resistenti a supportare ripetute operazioni di cablaggio.
- Prova di svergolamento: il modulo fotovoltaico viene fissato su tre angoli e viene alzato il quarto angolo di una data altezza.

- Prova di carico meccanico: sul modulo fotovoltaico viene applicato un carico da 2400 Pa e uno da 5400 Pa per simulare prima l'azione del vento e poi quella della neve.
- Prova di grandine: consiste nel simulare una tempesta con grandine alla velocità tra 30 m/s e 39 m/s della dimensione tra i 45mm e i 75mm.

In Figura 30 è riportata la scheda tecnica del pannello solare del caso studio dove sono presenti tutte le informazioni sopra descritte dove vengono riportati anche le curve caratteristiche non qualitative ma bensì reali.



## Capitolo 3: COMPONENTI DEGLI IMPIANTI FOTOVOLTAICI OFF-GRID

### 3.1 Campo fotovoltaico

I pannelli fotovoltaici sono i componenti che vengono collegati tra loro per formare un campo fotovoltaico. Con campo fotovoltaico si intende infatti l'insieme di pannelli fotovoltaici atti a trasformare l'energia d'irradiazione solare in corrente continua che sarà poi elaborata dagli apparati elettrici successivi.

Come abbiamo visto nel [capitolo 2.6.2](#) le celle fotovoltaiche presentano una curva caratteristica, le celle vengono assemblate in un singolo pannello fotovoltaico che in condizioni di equo irraggiamento su tutta la superficie, presenterà anch'esso una precisa curva tensione corrente caratteristica derivante dalla caratteristica delle singole celle fotovoltaiche. Dalla curva caratteristica e dalle prove elettriche effettuate sul pannello vengono ricavati i parametri di tensione massima d'esercizio e corrente massima d'esercizio ma anche la tensione a circuito aperto e la corrente di cortocircuito. Noti questi parametri è ora possibile, in base alle potenze d'impianto da realizzare, studiare come collegare i pannelli fotovoltaici per raggiungere le soglie desiderate di tensione e corrente ponendo attenzione alle criticità dei collegamenti in serie e parallelo.

Il parametro per il corretto funzionamento di regolatore di carica e inverter è il voltaggio che viene richiesto entro un certo intervallo. I pannelli fotovoltaici vengono collegati in serie fino a raggiungere la tensione desiderata formando una stringa di N pannelli identici. Se la stringa fotovoltaica non rispettasse i requisiti di potenza richiesti bisogna collegare in parallelo due stringhe con medesimi parametri; sorge l'utilità di applicare un diodo di blocco che hanno lo scopo di evitare correnti inverse tra le stringhe di pannelli fotovoltaici.

### 3.2 Strutture di fissaggio

Ci sono principalmente due ambiti di installazione dei pannelli fotovoltaici:

- Fissaggio su coperture già esistenti, si utilizzano delle specifiche staffe che vengono fissate sotto a coppi o tegole con lo scopo di ancorare lo scheletro

metallico a cui verranno bloccati i pannelli fotovoltaici attraverso specifici morsetti. Il principale vantaggio è l'economicità di installazione, i pannelli solari risulteranno sospesi sopra al tetto e saranno ben arieggiati così potendo mantenere temperature di esercizio minori rispetto a pannelli integrati.



*Figura 18 - fissaggio sottotegola [9]*

- Fissaggio su coperture predisposte, solitamente su nuovi edifici viene predisposta una vasca in lamiera grecata che facilita notevolmente l'installazione delle staffe di fissaggio dei pannelli solari e garantisce la completa impermeabilità della copertura. È in linguaggio comune dire che i pannelli solari sono “integrati”; infatti, sono incastonati nel tetto e hanno poco spazio per la ventilazione e di conseguenza si surriscaldano facilmente.



*Figura 19 - fissaggio su lamiera grecata [9]*

- Fissaggio su apposite strutture metalliche utilizzate nelle Farm di produzione o anche utilizzate per creare ombreggiature.



*Figura 20 - strutture sospese [9]*

### **3.3 Cablaggi di collegamento**

Componente fondamentale dell'impianto fotovoltaico è il cavo di collegamento e interconnessione tra stringhe fotovoltaiche e regolatore di carica o inverter. Sono cavi studiati appositamente per il fotovoltaico in quanto negli anni di esercizio saranno sottoposti a radiazioni solari, intemperie e grandi sbalzi termici. Il cavo è composto da diverse guaine polimeriche che hanno lo scopo di rendere il cavo resistente ai raggi UV, ignifughi e impermeabili; tuttavia, il rame di questi cavi elettrici è stagnato per evitare eventuali ossidazioni che potrebbero compromettere l'impianto.



*Figura 21 - cavo fotovoltaico secondo normativa CEI [2]*

Tutti i cablaggi utilizzati negli impianti fotovoltaici devono rispettare la normativa europea in termini di sicurezza CEI EN 60216-1.

Il collegamento tra i cavi solari viene effettuato tramite i connettori MC4: connettori impermeabili, resistenti ai raggi UV e composti di resine ignifughe.



*Figura 22 - connettori MC4 impermeabili*

### **3.4 Trasformatore DC/DC**

I pannelli fotovoltaici generano corrente continua a tensione variabile secondo l'irraggiamento a cui sono sottoposti. In un impianto off-grid l'energia elettrica viene immagazzinata in batterie di accumulo, per fare ciò è necessario l'utilizzo di un regolatore di carica anche detto trasformatore DC/DC che ha il principale compito di controllare i parametri elettrici e modificarli per una corretta carica delle batterie.

Il regolatore di carica ha il ruolo di modificare i valori di tensione e corrente in uscita dai pannelli fotovoltaici fino a tensioni corrette per l'alimentazione di sistemi in DC e per la ricarica delle batterie. I valori di tensione in un impianto off-grid possono essere di: 12, 24, 48 V, maggiori sono le potenze in gioco maggiori saranno i voltaggi di lavoro; [per ulteriori vedasi appendice B.](#)

Il regolatore di carica controlla lo stato di carica delle batterie, ne deduce la percentuale di carica dalla tensione che misura tra catodo e anodo; se questa sarà bassa significherà

che la batteria è scarica invece se è alta significherà che è carica. Il compito principale del regolatore di carica è dunque quello di controllare e gestire la ricarica delle batterie, la tensione in ingresso e la rispettiva corrente. Fondamentale ruolo è proteggere le batterie da sovra correnti o sovra tensioni che potrebbero danneggiarle o limitarne l'efficienza.

Le principali tecnologie presenti sul mercato sono:

**3.4.1 PWM** acronimo di *Pulse With Modulation* è la tecnologia più economica presente sul mercato però non ha un'efficienza ottimale e funziona male se la tensione dei moduli fotovoltaici è molto superiore a quella delle batterie; ciò implica tensioni fotovoltaiche basse e perciò installazioni a bassa potenza. [Per ulteriori vedasi appendice B.](#)

In linea di massima un regolatore PWM non può essere alimentato da un voltaggio maggiore del voltaggio massimo delle batterie che deve ricaricare in quanto non è studiato per modificare i parametri elettrici ma solo per tagliare le sovrapproduzioni. La Figura 23 è esemplificativa

**3.4.2 MPPT** acronimo di *Maximum Power Point Traking*. Come visto nel [capitolo 2.4](#), la curva caratteristica delle celle fotovoltaiche presenta una conseguente curva di potenza derivata dal prodotto tensione e corrente; dunque, la potenza fornita da un pannello fotovoltaico dipenderà dal punto in cui esso lavora e perciò anche dal carico che viene applicato. Essendo i parametri di irraggiamento molto variabili nel tempo il valore di tensione e corrente possono variare molto velocemente mentre il carico rimane costante. Il compito della tecnologia MPPT è quella di trovare tensione e corrente tali che il loro prodotto, la potenza, sia la massima ricavabile così garantendo un'efficienza molto elevata.

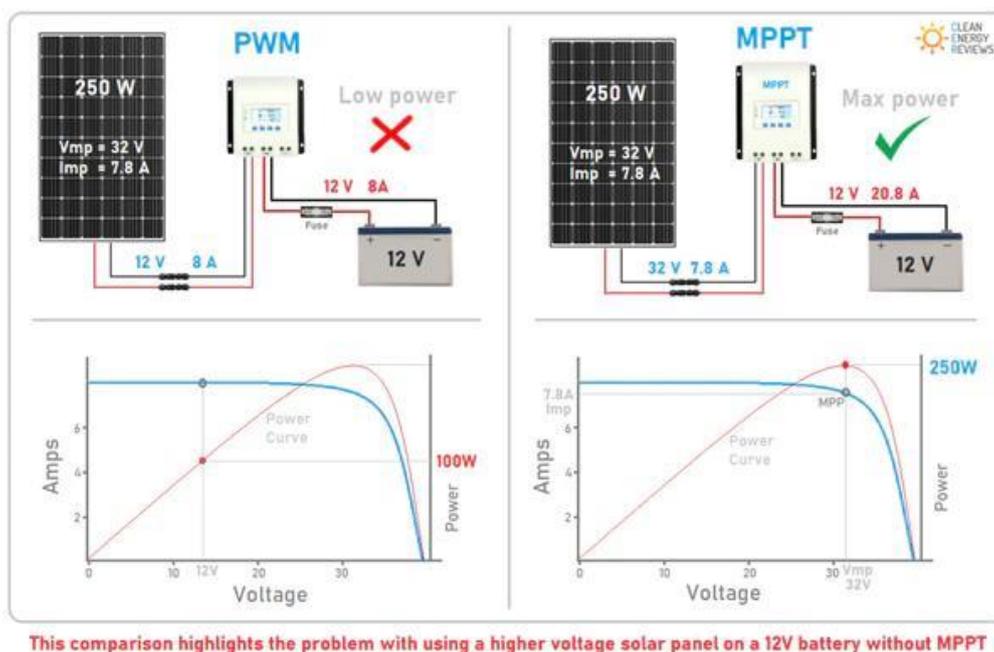


Figura 23 - funzionamento delle tecnologie MPPT e PWM di trasformatori DC/DC

### 3.5 Inverter o trasformazione DC/AC

L'inverter è un componente elettrico che ha lo scopo di trasformare la corrente continua DC in corrente alternata AC ad una specifica tensione e frequenza. La rete domestica italiana è servita da corrente alternata in 220V con frequenza di 50 Hz. Negli impianti off-grid tipicamente sono utilizzati inverter monofase con tensione continua di lavoro di 48V che sarà la tensione in uscita dalle batterie e la tensione in uscita dal regolatore di carica. Il ruolo di un inverter di qualità è quello di avere un buon rendimento e perciò avere meno dispersioni di potenza possibili; deve essere in grado di sopperire ai picchi di assorbimento e in quei casi non distorcere eccessivamente l'andamento sinusoidale della corrente. L'inverter innalza la tensione in corrente continua fino ad arrivare a 220-230V poi un insieme di altri componenti quali mosfet e transistor trasformano la corrente continua in alternata cercando di eguagliare al più possibile l'andamento sinusoidale a 50Hz. Le diverse tecnologie si scelgono in base al loro costo, efficienza e capacità di mantenere un'onda pulita.

### **3.6 Sistemi di protezione e sicurezza: quadro elettrico DC**

In un impianto fotovoltaico si hanno altissime tensioni che possono arrivare a 1200-1500V, la correlazione tensione corrente è diretta e perciò maggiore sarà la tensione minore sarà la corrente a parità di potenza.

Andiamo analizzando gli apparati di sicurezza elettrica del caso studio che analizzeremo successivamente. Come prima cosa analizziamo il quadro elettrico in corrente continua anche comunemente chiamato quadro di stringa.

Per Discutere le funzionalità del quadro elettrico in corrente continua si fa riferimento al quadro del caso studio.

Il quadro elettrico DC è realizzato in un armadietto metallico certificato IP 66 perciò resistente alle infiltrazioni di acqua e polveri. La caratteristica principale sta nello schienale, si ha nella zona interna una superficie piana in alluminio che nella parte posteriore presenta un corpo alettato ad alta dissipazione termica. Importante è la porta stagna chiusa da una serratura così da non rendere accessibili a mani inesperte circuiti elettrici di potenza.

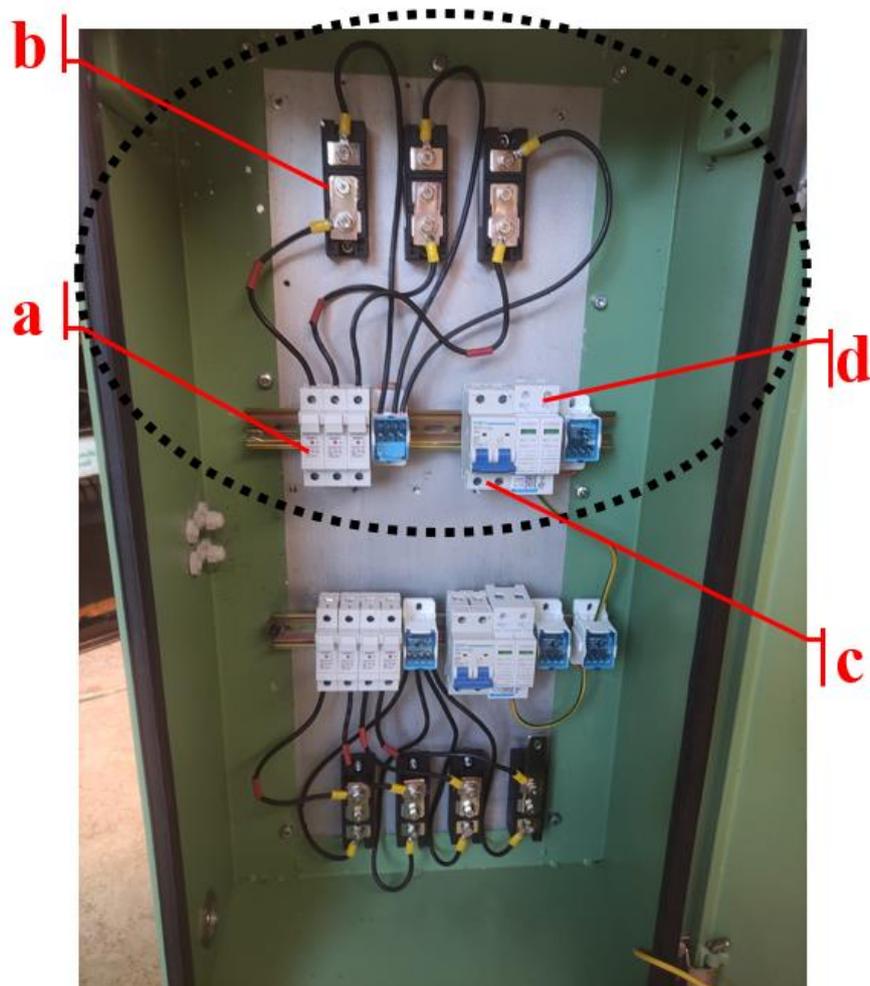


Figura 24 - quadro elettrico DC semplificato caso studio. a) fusibile e portafusibili, b) diodo, c) sezionatore, d)SPD

La scocca del quadro elettrico è collegata al circuito di terra così da rendere innocue eventuali perdite di corrente nei componenti elettrici facenti parte del quadro.

Nella Figura 24 sono state rimosse delle connessioni tra i componenti per poterli rendere più visibili. Il quadro elettrico è suddiviso in due stringhe composte rispettivamente da tre paralleli per la stringa superiore e quattro paralleli per la stringa inferiore.

I componenti si possono analizzare da sinistra verso destra. I primi, tre per la stringa superiore e quattro per la stringa inferiore, sono i porta fusibile con all'interno i fusibili.

### 3.6.1 Fusibili fotovoltaici

I fusibili elettrici sono un componente elettrico passivo in grado di proteggere l'impianto da sovracorrenti causate generalmente da sovraccarichi dei circuiti. Il fusibile è composto da una cartuccia generalmente in ceramica o vetro al cui interno è presente un filo conduttore appositamente dimensionato chiamato elemento che deve rompersi a determinati flussi di corrente. L'elemento è inserito nella cartuccia e avvolto da polveri isolanti ed inerti così da evitare possibili deflagrazioni del fusibile qual'ora ci fosse la fusione del conduttore e perciò il funzionamento del dispositivo.

I pannelli solari sono collegati in modo da generare 45 A per ogni parallelo e sono dunque stati collegati ad un fusibile da 60 A così che quest'ultimo possa bruciarsi e aprire il circuito in caso di amperaggi maggiori. Il fusibile protegge da sovraccarichi tutto il circuito a valle evitando sovraccarichi nei componenti e nei cavi di collegamento di tutto l'impianto; il costo dei fusibili è irrisorio.

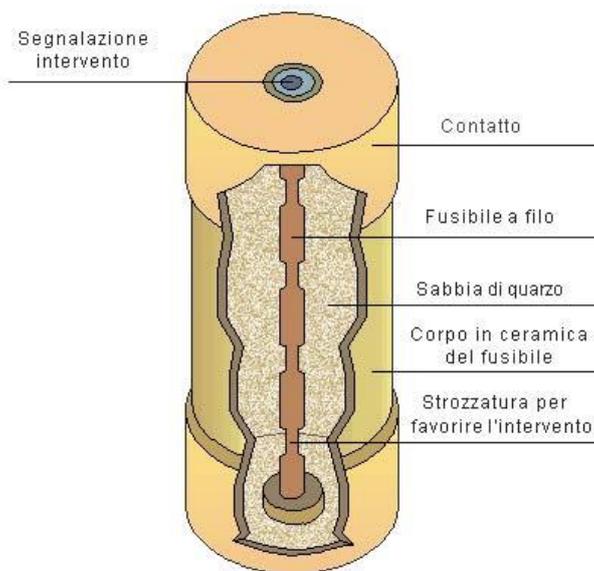


Figura 25 - struttura fusibile fotovoltaico

### 3.6.2 Barra equipotenziale

Il secondo componente che si può vedere nel quadro di stringa è una barra equipotenziale. Questo componente serve per creare i paralleli e perciò per unire diversi cavi di sezione

elevata garantendo un buon contatto e isolamento elettrico così da evitare dispersioni di potenza e contatti accidentali.

### **3.6.3 Sezionatore**

Il sezionatore è sostanzialmente un semplice interruttore in grado di interrompere il passaggio di corrente su due poli garantendone il completo isolamento. È un componente realizzato in plastica ignifuga studiato per garantire il passaggio di elevate correnti.

### **3.6.4 Scaricatore di sovratensione DC**

Lo scaricatore di sovratensione anche chiamato SPD è un dispositivo elettrico che ha lo scopo di proteggere l'impianto da sovratensioni provenienti dai pannelli fotovoltaici. Normalmente viene installato un SPD con voltaggio di attivazione dal 30% al 60% maggiore della tensione nominale dell'impianto così da non rischiare di intervenire quando non è necessario.

Lo scaricatore di sovratensione non causa alcun assorbimento di potenza in esercizio in quanto entra in funzione solo quando registra la sovratensione e scaricandola a terra attraverso il circuito di terra predisposto così da evitare danni ai componenti. Il principale scopo di questo componente è la protezione dai fulmini, scariche improvvise di voltaggi altissimi; perciò, l'intervento deve essere velocissimo.

### **3.6.5 Diodo di blocco**

Il diodo di Blocco, collegato in serie ad ogni stringa fotovoltaica come mostrato in Figura 27, ha lo scopo di fermare correnti inverse causate da stringhe accoppiate in parallelo con tensioni non uguali. La corrente infatti vuole circolare in circuiti a tensione ridotta quindi in assenza dei diodi di blocco circolerebbe nelle altre stringhe parallelate causando dispersioni di potenza e in casi più critici può portare a punti di *hot-spot*. Il diodo di blocco evita anche il passaggio di correnti inverse causate da apparati elettrici guasti presenti a

valle del campo fotovoltaico. Il diodo di blocco deve essere installato in apposite scatole elettriche dotate di schienale metallico con alta dissipazione termica in quanto hanno il grande difetto di surriscaldarsi e quindi deve essere accoppiato, con pasta conduttiva, ad apparati dissipanti. [Per ulteriori vedasi appendice A](#)



Figura 26 - Diodo di blocco 50°

### 3.7 Circuito equivalente quadro elettrico DC

È di seguito riportato il circuito equivalente della stringa composta da tre paralleli che sarà analoga alla configurazione a quattro paralleli. Ognuno dei sette paralleli ha la medesima tensione e corrente massima ma sono suddivisi per esposizione dei pannelli fotovoltaici così da evitare il surriscaldamento dei diodi; ogni stringa è collegata ad un regolatore di carica dedicato.

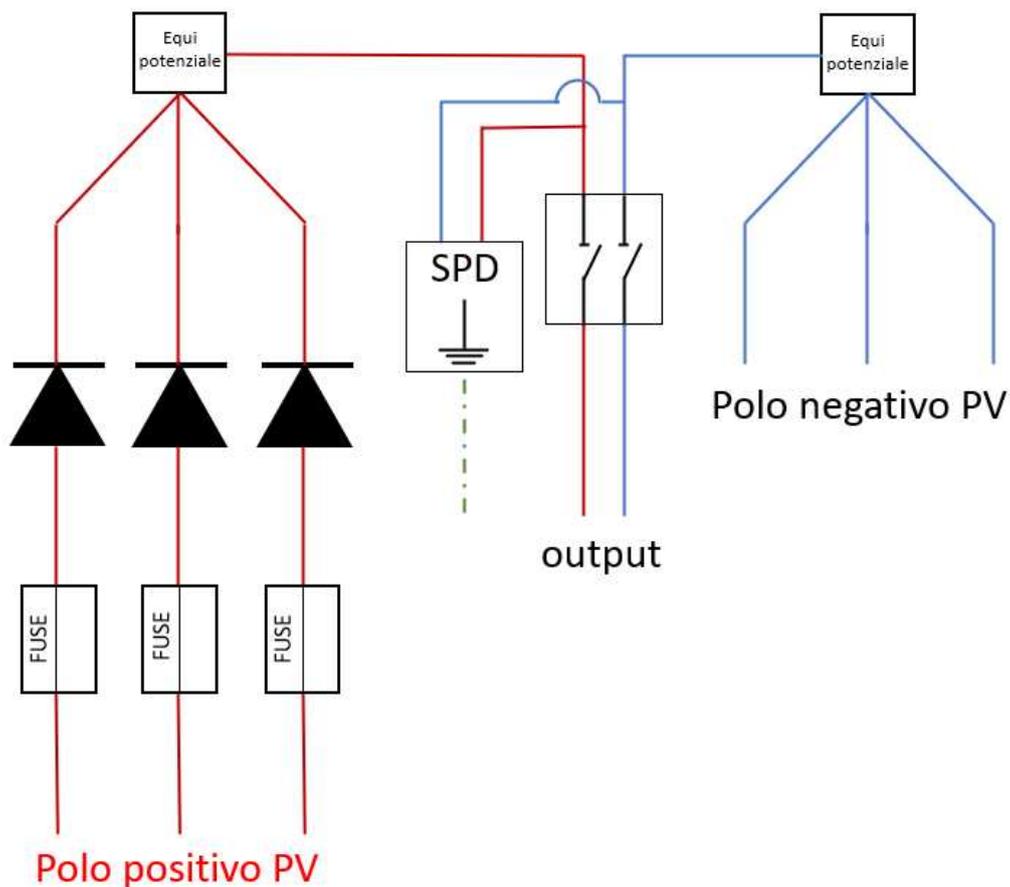


Figura 27 - schema di collegamento dei componenti quadro elettrico DC, circuito cerchiata nella figura 22

### 3.8 Quadro elettrico AC

Il quadro elettrico in corrente alternata è percorso da corrente in 220V 50Hz trasformata da corrente continua in corrente alternata dall'inverter monofase. Anche per il quadro elettrico in AC si fa riferimento a quello del caso studio. Gli interruttori sono anche differenziali così da aumentare la sicurezza elettrica, gli interruttori magnetotermici differenziali si possono suddividere in base all'ampereaggio e perciò alla corrente che li può attraversare. Limitare la corrente di un interruttore è fondamentale per i conduttori che portano la corrente ai carichi, la quale fosse troppo elevata causerebbe un surriscaldamento dei conduttori causando potenziali guasti; inoltre proteggono l'impianto da eccessivi consumi e cortocircuiti.

Come si può vedere dal quadro elettrico l'impianto di distribuzione elettrica domestica è sezionato e suddiviso su diversi interruttori magnetotermici differenziali così da poter isolare i potenziali guasti, intervenire in sicurezza elettrica e non causare disagi alle utenze nel caso di guasti e manutenzioni.



*Figura 28 - quadro elettrico domestico AC caso studio*

Il componente più in basso è un interruttore tripolare che commuta l'alimentazione della casa da Enel a off-grid in caso di malfunzionamento dell'impianto fotovoltaico di produzione.

L'interruttore in questione è fondamentale per non rischiare di cortocircuitare due linee di produzione, l'interruttore infatti non può allacciare le due linee, inverter fotovoltaico e alimentazione ENEL, contemporaneamente ma è una connessione alternata garantita da dei leveraggi meccanici.

### **3.8.1 Scaricatore di sovratensione AC**

Anche nella linea in corrente alternata è posto uno scaricatore di sovratensione per proteggere l'impianto da sovratensioni causate da malfunzionamenti dell'inverter. Gli SPD in corrente alternata hanno la tensione di limitazione a 275V che, come gli SPD in corrente continua, scaricano il surplus di tensione a terra.

## **Capitolo 4: SCELTA, DIMENSIONAMENTO DEI COMPONENTI E ANALISI DELLA LORO EFFICIENZA**

Precedentemente abbiamo discusso tutti i componenti che compongono un impianto fotovoltaico off-grid, non è facile individuare il componente migliore in quanto i criteri di scelta sono svariati dai più tecnici a quelli meramente economici. Andremo analizzando i componenti elettronici che fanno parte del caso studio sottolineando punti di forza e debolezza nonché difficoltà riscontrate nell'installazione. I componenti che analizzeremo saranno: Regolatore di carica, Inverter e accumulo elettrochimico.

Importante in un processo decisionale è delineare dei componenti sui quali assemblare su misura il resto dell'impianto anche in base ai valori di output che si vogliono ottenere dall'impianto. Nel caso studio il primo componente ad essere stato scelto è il pannello fotovoltaico in quanto nei mesi di aprile-maggio 2023 la reperibilità di prodotti di qualità era ridotta.

### **4.1 Pannello fotovoltaico JA SOLAR JAM72S20**

I pannelli fotovoltaici in questione hanno tecnologia monocristallina, ogni pannello ha una potenza nominale di 455W, tensione a circuito aperto di 49.85V e corrente di cortocircuito di 11.41A; dati indicati sull'etichetta che si trova sul retro di ogni pannello riportata in Figura 29 - etichetta di prodotto pannello fotovoltaico caso studio.

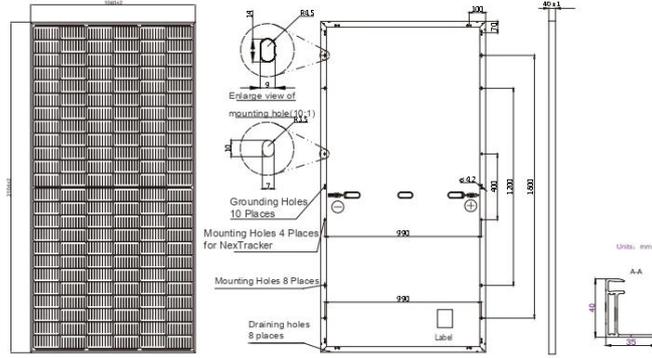
In Figura 30 - scheda tecnica JAsolar [8] è riportata la scheda tecnica completa del pannello fotovoltaico utilizzato nel caso studio dove sono riportati tutti i dati utili all'installatore; dai parametri elettrici agli ingombri.

JASolar è un marchio rinomato nel settore e garantisce una garanzia estesa sui prodotti riuscendo a mantenere un rapporto qualità prezzo molto buono.



Figura 29 - etichetta di prodotto pannello fotovoltaico caso studio

**MECHANICAL DIAGRAMS**



Remark: customized frame color and cable length available upon request

**SPECIFICATIONS**

Cell	Mono
Weight	24.5kg±3%
Dimensions	2104±2mm×1040±2mm×40±1mm
Cable Cross Section Size	4mm <sup>2</sup>
No. of cells	144 (6×24)
Junction Box	IP68, 3 diodes
Connector	QC 4.10(1000V) QC 4.10-35(1500V)
Cable Length (Including Connector)	Portrait: 300mm(+)/400mm(-); Landscape: 1200mm(+)/1200mm(-)
Packaging Configuration	28 Per Pallet

**ELECTRICAL PARAMETERS AT STC**

TYPE	JAM72S20 -435/MR	JAM72S20 -440/MR	JAM72S20 -445/MR	JAM72S20 -450/MR	JAM72S20 -455/MR
Rated Maximum Power(Pmax) [W]	435	440	445	450	455
Open Circuit Voltage(Voc) [V]	49.57	49.83	50.06	50.33	50.59
Maximum Power Voltage(Vmp) [V]	41.32	41.57	41.83	42.11	42.38
Short Circuit Current(Isc) [A]	11.24	11.30	11.36	11.42	11.46
Maximum Power Current(Imp) [A]	10.53	10.58	10.64	10.69	10.74
Module Efficiency [%]	19.9	20.1	20.3	20.6	20.8
Power Tolerance	0~+5W				
Temperature Coefficient of Isc(α <sub>Isc</sub> )	+0.044%/°C				
Temperature Coefficient of Voc(β <sub>Voc</sub> )	-0.272%/°C				
Temperature Coefficient of Pmax(γ <sub>Pmp</sub> )	-0.350%/°C				
STC	Irradiance 1000W/m <sup>2</sup> , cell temperature 25°C, AM1.5G				

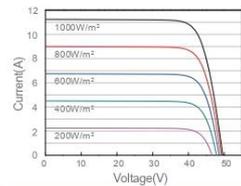
Remark: Electrical data in this catalog do not refer to a single module and they are not part of the offer. They only serve for comparison among different module types.  
\*For NexTracker installations static loading performance: front load measures 2400Pa, while back load measures 2400Pa.

**ELECTRICAL PARAMETERS AT NOCT**

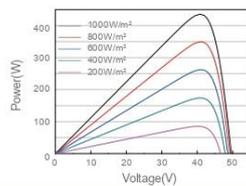
TYPE	JAM72S20 -435/MR	JAM72S20 -440/MR	JAM72S20 -445/MR	JAM72S20 -450/MR	JAM72S20 -455/MR	<b>OPERATING CONDITIONS</b>	
Rated Max Power(Pmax) [W]	328	332	336	340	344	Maximum System Voltage	1000V/1500V DC(IEC)
Open Circuit Voltage(Voc) [V]	46.37	46.60	46.82	47.05	47.25	Operating Temperature	-40°C~+85°C
Max Power Voltage(Vmp) [V]	38.62	38.85	39.09	39.32	39.49	Maximum Series Fuse	20A
Short Circuit Current(Isc) [A]	8.97	9.03	9.08	9.13	9.18	Maximum Static Load,Front*	5400Pa
Max Power Current(Imp) [A]	8.49	8.55	8.60	8.65	8.71	Maximum Static Load,Back*	2400Pa
NOCT	Irradiance 800W/m <sup>2</sup> , ambient temperature 20°C, wind speed 1m/s, AM1.5G					NOCT	45±2°C
						Application Class	Class A

**CHARACTERISTICS**

Current-Voltage Curve JAM72S20-435/MR



Power-Voltage Curve JAM72S20-435/MR



Current-Voltage Curve JAM72S20-435/MR

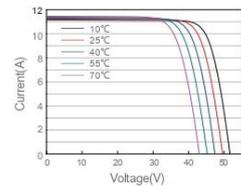


Figura 30 - scheda tecnica JAsolar [8]

#### 4.1.1 Dimensionamento potenza di produzione fotovoltaica

Il processo di dimensionamento di un impianto fotovoltaico è molto vario e si può basare su criteri tecnici oppure economici. L'approccio scelto per il caso studio è quello tecnico in quanto si vuole ottimizzare al massimo la produzione fotovoltaica. Sarebbe stato difficile formulare un dimensionamento economico paragonabile da altri utenti in quanto abbiamo avuto accesso a componenti a prezzo molto competitivo; analizzare la convenienza economica sarebbe stato troppo immediato.

Si vuole raggiungere una completa indipendenza energetica, dunque, il primo parametro da individuare è il consumo energetico giornaliero totale medio che risulta di 18.3 kWh con un consumo medio orario dei devices always-on di 425 W.

Per calcolare la potenza nominale dell'impianto si stima un coefficiente che simula le ore di produzione ideali [5]. Questo coefficiente che chiameremo  $\psi$  assume valori differenti in base alla stagione in cui si vuole calcolare. Per l'inverno  $\psi = 3.5$ , primavera e autunno  $\psi = 4$  e per l'estate  $\psi = 5$ .

$$P_{giornaliera} [kWh] = Potenza\ nominale \cdot \psi$$

Per il caso studio bisogna ipotizzare la condizione peggiore, essendo un impianto off-grid, dunque si sceglie  $\psi = 3$ . La potenza nominale fotovoltaica da installare dunque sarà di 6.1 kWp.

La struttura di montaggio utilizzata è la staffa sottotegola, le falde del tetto sono orientate a SUD-OVEST e NORD-EST. La falda a SUD-OVEST riesce ad ospitare al massimo 12 pannelli fotovoltaici mentre la falda a NORD-EST può ospitarne più del doppio. Il calcolo della potenza nominale fotovoltaica da installare presuppone un orientamento ideale e un'inclinazione standard; l'orientamento ideale sarebbe SUD mentre quella del caso studio è SUD-OVEST. La falda SUD-OVEST potendo ospitare al massimo 12 pannelli fotovoltaici per una potenza nominale di 5.460 kWp. Si è dunque scelto di installare altri 9 pannelli fotovoltaici nella falda NORD-EST la cui potenza nominale è 4.095 kWp che fornisce un piccolo apporto energetico con lo scopo di riuscire a raggiungere la potenza nominale d'installazione richiesta di 6.1 kWp.

Viene riportata una fotografia aerea, in Figura 31 - foto aerea tetto caso studio. A) falda SUD-OVEST B) falda NORD-EST, la falda A è la falda SUD-OVEST mentre la falda B è la falda NORD-EST; i pannelli presenti nella falda SUD-OVEST in basso non sono parte del caso studio in quanto riguardano un impianto precedente.



*Figura 31 - foto aerea tetto caso studio. A) falda SUD-OVEST B) falda NORD-EST*

Per dimensionare correttamente un impianto bisogna in primis analizzare i consumi standard delle utenze come riportato nel capitolo 4.1.1 Dimensionamento potenza di produzione fotovoltaica dove attraverso una formula analitica semplificata siamo giunti ad una potenza complessiva di 6.1kWp. Tuttavia, in questa formulazione analitica sono presenti molte semplificazioni che rendono il calcolo circostanziale. Il metodo che abbiamo utilizzato è stato dunque simulare attraverso un software open sources la produzione fotovoltaica, tenuto conto dell'inclinazione, dell'orientamento, della posizione geografica e del meteo standard attraverso database della comunità europea; con lo scopo di riuscire ad avere dei risultati il più veritieri possibile.

Come mostrato in Figura 31 - foto aerea tetto caso studio. A) falda SUD-OVEST B) falda NORD-EST  
Figura 31 nella falda SUD-OVEST sarà possibile al massimo installare 12 pannelli fotovoltaici per una potenza totale installata di 5.460 kWp, andremo dunque a simulare la potenza prodotta da questa falda per poi confrontarla con la potenza realmente prodotta, e misurata dai regolatori di carica, nei mesi di luglio, agosto e settembre.

#### 4.1.2 PVGIS EU Software [10]

PVGIS è un software di proprietà dell'unione europea attraverso il quale si riuscirà a simulare la produzione di un impianto fotovoltaico, ci sono principalmente quattro database sviluppati per coprire la maggior parte del globo; come riportato in Figura 32 il database su cui ci baseremo sarà il SARAH2 nonché il più all'avanguardia. Il primo database sviluppato è stato il PVGIS-SARAH che nel 2022 è stato sostituito dal PVGIS-SARAH2 il quale offre una maggior precisione di simulazione per i paesi occidentali; è stato sviluppato prendendo in considerazione dati rilevati tra il 2005 e il 2020 da diversi osservatori e centri di ricerca distribuiti in Europa.

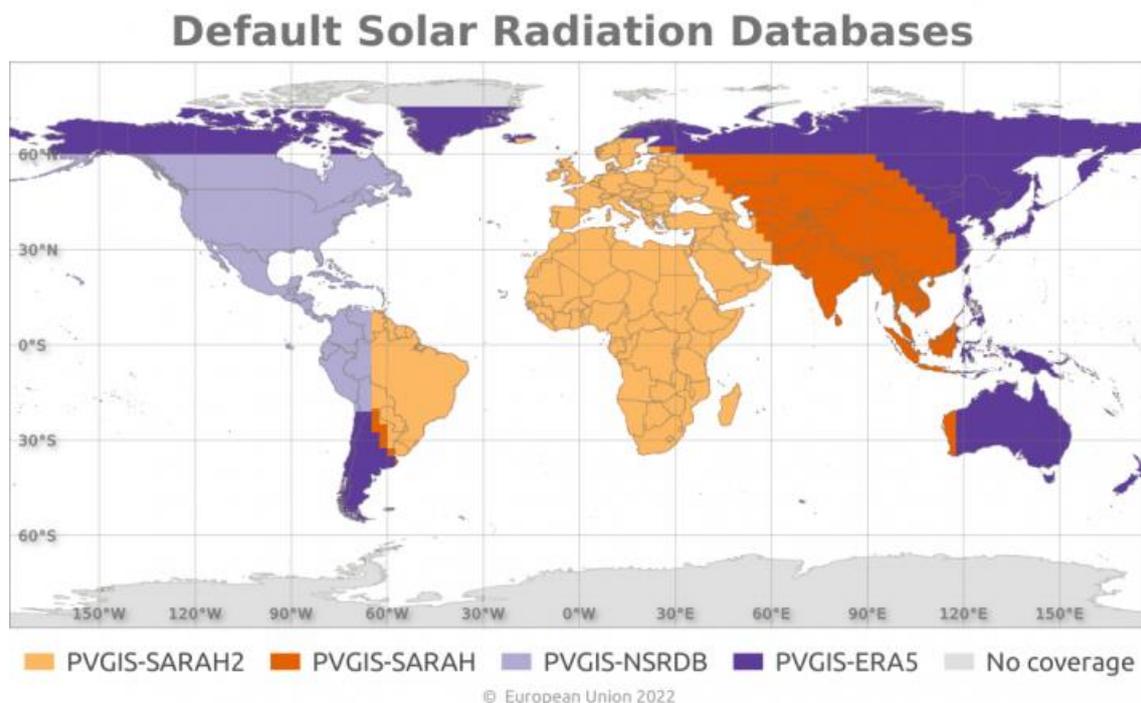


Figura 32 - PVGIS database

Il software è in grado di simulare venti, temperature, condizioni meteo e irraggiamento; noi ci avvarremo di una simulazione avanzata che integra l'irraggiamento con i parametri standard della conversione fotovoltaica così non trascurando orientazioni, inclinazioni e temperature per portare ad una produttività realistica della falda.

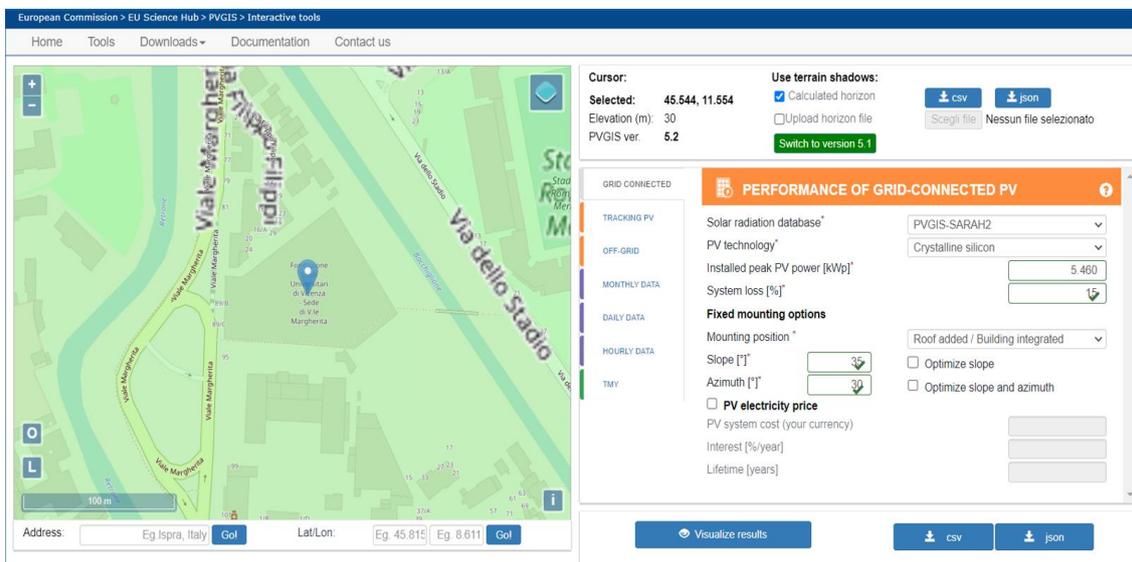


Figura 33 - Parametri software fotovoltaico

Nel software abbiamo impostato i parametri del nostro impianto indicando l'orientazione della falda in gradi Azimut e l'inclinazione dei pannelli in gradi alla voce Slope. In Mounting Position abbiamo indicato Roof added che significa integrato nel tetto, è un parametro molto importante da impostare in quanto i pannelli installati su un tetto andranno a surriscaldarsi maggiormente rispetto a dei pannelli installati su strutture ben ventilate, implicando una minor efficienza dei pannelli integrati. Inoltre, abbiamo indicato un'efficienza complessiva dell'impianto dell'85% parametro che abbiamo calcolato nel Capitolo 4.18 Efficienza teorica e reale complessiva.

Il software, in primis, calcola l'irraggiamento solare che arriva al suolo in base alla zona geografica, all'altitudine e all'altezza dell'orizzonte, infatti, in alto a destra nel report generato dal software viene simulata la porzione di "cielo libero" in base alle coordinate del punto studiato e anche la traiettoria del sole nel periodo invernale ed estivo. Si nota quanto in inverno la traiettoria del sole sia molto meno lunga che nel periodo estivo e risente anche dell'altezza dell'orizzonte che non è trascurabile in quanto l'impianto è

realizzato in una zona collinare dove in inverno alcune ore di sole sono inibite dall'ombra causata dalle colline.

L'angolo ideale di inclinazione dei pannelli solari è calcolato dal software a  $37^\circ$ , tuttavia l'inclinazione del tetto del caso studio è  $35^\circ$  causando una perdita percentuale di solo il  $2.76\%$ , il surriscaldamento dei moduli e l'altezza dell'orizzonte comportano un'ulteriore perdita percentuale del  $12.12\%$  portando insieme ad altre perdite non specificate ad una perdita percentuale complessiva del  $26.52\%$  sulla potenziale potenza elettrica trasformabile dai pannelli fotovoltaici.



**PVGIS-5 estimates of solar electricity generation:**

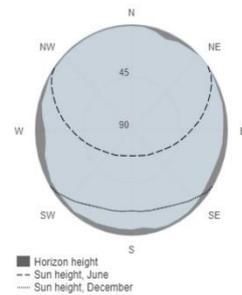
**Provided inputs:**

Latitude/Longitude: 45,365,11.705  
 Horizon: Calculated  
 Database used: PVGIS-SARAH2  
 PV technology: Crystalline silicon  
 PV installed: 5.46 kWp  
 System loss: 15 %

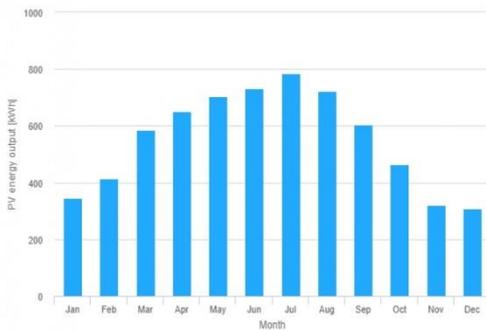
**Simulation outputs**

Slope angle: 35 °  
 Azimuth angle: 30 °  
 Yearly PV energy production: 6637.63 kWh  
 Yearly in-plane irradiation: 1654.42 kWh/m<sup>2</sup>  
 Year-to-year variability: 332.09 kWh  
 Changes in output due to:  
 Angle of incidence: -2.76 %  
 Spectral effects: 1.16 %  
 Temperature and low irradiance: -12.12 %  
 Total loss: -26.52 %

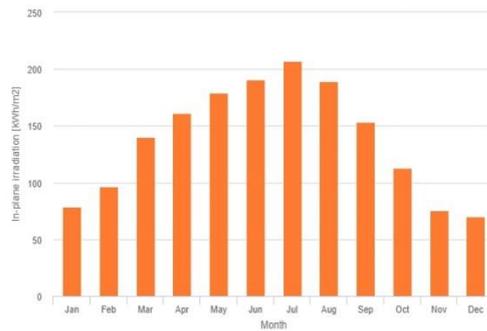
**Outline of horizon at chosen location:**



**Monthly energy output from fix-angle PV system:**



**Monthly in-plane irradiation for fixed-angle:**



**Monthly PV energy and solar irradiation**

Month	E_m	H(i)_m	SD_m
January	347.1	78.5	97.3
February	413.0	96.4	71.6
March	586.0	140.4	88.7
April	650.4	161.4	90.8
May	704.6	179.0	81.0
June	732.5	190.9	45.6
July	783.7	207.2	42.1
August	721.6	188.9	41.3
September	605.0	153.2	37.3
October	464.6	112.8	55.6
November	321.4	75.6	68.4
December	307.7	70.1	55.8

E\_m: Average monthly electricity production from the defined system [kWh].  
 H(i)\_m: Average monthly sum of global irradiation per square meter received by the modules of the given system [kWh/m<sup>2</sup>].  
 SD\_m: Standard deviation of the monthly electricity production due to year-to-year variation [kWh].

The European Commission maintains this website to enhance public access to information about its initiatives and European Union policies in general. Our goal is to keep the information timely and accurate. If errors are brought to our attention, we will try to correct them. However, the Commission accepts no responsibility or liability whatsoever with regard to the information on this site.  
 It is our goal to minimise disruption caused by technical errors. However, some data or information on this site may have been created or structured in files or formats that are not error-free and we cannot guarantee that our service will not be interrupted or otherwise affected by such problems. The Commission accepts no responsibility with regard to such problems incurred as a result of using this site or any linked external sites.  
 For more information, please visit [https://ec.europa.eu/info/legal notice\\_en](https://ec.europa.eu/info/legal notice_en)

PVGIS ©European Union, 2001-2023.  
 Reproduction is authorised, provided the source is acknowledged, save where otherwise stated.

Report generated on 2023/12/14



Figura 34 - Report Software PVGIS caso studio

### **4.1.3 Confronto dei risultati software e dei rilievi.**

Si vuole analizzare la produzione fotovoltaica effettiva registrata nei mesi di luglio agosto e settembre 2023, ricaviamo dai regolatori di carica la quota totale di energia prodotta: Luglio 765.9 kWh, Agosto 704.1 kWh e Settembre 596.7 kWh; segnando una differenza compresa tra il 2.4% e l'1.4%, errore più che accettabile.

Si sarebbe potuta calcolare l'efficienza complessiva della falda attraverso la formula analitica discussa al Capitolo 4.1.1 Dimensionamento potenza di produzione fotovoltaica utilizzando  $\psi = 5$ ; giungiamo ad una produzione complessiva per tre mesi di 2450 kWh che risulta del 15% in più rispetto alla produzione rilevata dal regolatore di carica; si noti che in questo calcolo non viene tenuto conto dell'efficienza dell'impianto che è appunto del 15%.

### **4.2 Regolatore di carica EPEVER Tracer 10420AN**

Il dimensionamento del regolatore di carica dipende direttamente dalla potenza fotovoltaica nominale installata. La potenza nominale massima risulta di 9555 Wp suddivisi in due falde e dunque serviranno almeno due inseguitori MPPT. La scelta è ricaduta su un regolatore di carica di casa Epever in quanto offre prezzi competitivi e applicazioni a bassa tensione; ed è dotato di un inseguitore MPPT.

Il regolatore modello Tracer 10420AN utilizza la tecnologia di inseguimento del massimo punto di potenza MPPT. Il regolatore di carica è compatibile con le batterie litio-ferro-fosfato con tensione di lavoro tra 8 V e 68 V e con anche altre tecnologie di batteria. I parametri di funzionamento dell'inseguitore MPPT è la tensione della batteria + 2V per limite inferiore di funzionamento e di 144V limite superiore di funzionamento. Il regolatore è strutturato per supportare una corrente massima di carica di 100A, perciò, viene automatico concludere che tutti e 21 i pannelli fotovoltaici non possono essere collegati ad un solo regolatore di carica. Infatti, l'impianto è dotato di due regolatori di carica gemelli a cui sono collegati i pannelli solari in una stringa composta a sua volta da tre, per un regolatore, e quattro, per l'altro regolatore, stringhe di tre pannelli fotovoltaici

in serie così da garantire funzionamento ottimale ad un voltaggio di circa 115-125V; [in appendice C è fornita la scheda tecnica del regolatore.](#)

Le modalità di funzionamento del regolatore di carica sono principalmente due: Boost charge e Float charge. Durante la fase di Boost charge viene immesso nelle batterie il voltaggio selezionato (di norma un voltaggio elevato) per un certo lasso di tempo dopo il quale vi è un controllo del voltaggio della batteria che, se è inferiore ad una certa soglia entra nuovamente in funzione la fase di Boost charge.

Nel caso che nella fase di Boost charge la batteria si fosse caricata abbastanza da superare la soglia minima di attivazione del Boost charge, il regolatore inizia una nuova fase di carica; il Float charge. La fase di Float charge è caratterizzata da una tensione massima raggiungibile, nel caso si raggiunga quella soglia, come vuole la curva di potenza, invece di aumentare il voltaggio per consentire l'ingresso di maggiore corrente elettrica viene mantenuto entro quella determinata soglia diminuendo indubbiamente la potenza elettrica di ricarica, la quale giunge a convergenza a potenza nulla quando la tensione delle celle è uguale alla tensione di soglia del Float charge.

Inoltre, il regolatore di carica esegue anche controlli di tensione massima e minima entro determinate soglie trasmette segnali di errore; entro altri parametri di tensione limite apre il circuito di collegamento con la batteria.

L'installazione è molto rapida e intuitiva ma la regolazione dei parametri può diventare ostica a causa del software non aggiornato e con diversi bug che tuttavia non compromettono la funzionalità del prodotto. [Per ulteriori vedasi appendice D](#) ove sono riportate le specifiche del regolatore di carica preso in considerazione e poi scartato con le opportune considerazioni.

### **4.3 Inverter toroidale RP8-12048E**

I picchi di assorbimento della casa si aggirano tra i 6 kW e i 7kW. Nel caso studio è stato scelto un inverter toroidale monofase con potenza massima di 8 kW. È un trasformatore DC/AC che trasforma corrente continua da ~50V in corrente alternata 220-230V 50Hz. La tecnologia che utilizza sfrutta un trafo a toroide che ha il grande vantaggio di garantire

una perfetta stabilità delle onde sinusoidali sia agli alti che ai bassi assorbimenti; a discapito di un autoconsumo non trascurabile dovuto anche alla corrente di magnetizzazione del toroide. È dotato di sensori di sicurezza che proteggono i circuiti da cortocircuiti o inversione di polarità e anche da sensori di sovratemperatura che attivano quattro elettroventole di raffreddamento, tre sulla sommità e una sulla parte inferiore così da garantire un flusso forzato di aria per un tempestivo raffreddamento di tutti i componenti.

#### 4.4 Accumulo elettrochimico

Il dimensionamento più difficile da effettuare è appunto il dimensionamento dell'accumulatore. I principali parametri per il calcolo della capacità della batteria sono:

- P potenza del carico da supportare che nel nostro caso è 1/24 della potenza elettrica totale assorbita giornalmente perciò 760 W;
- T tempo di autonomia assunto di 32 ore intese come 4 intere notti;
- D profondità di scarica imposta a 0.8, cioè, dell'80% così da preservare al massimo le celle;
- $\eta_{batteria}$  rendimento di carica e scarica della batteria che è asintotico all'unità ma per coerenza lo assumiamo a 0.98;
- $\eta_{sistema}$  rendimento complessivo del sistema di carica e alimentazione delle utenze che verrà calcolato successivamente ma che si può arrotondare a 0.8;
- $V_{batteria}$  tensione nominale batterie che nel nostro caso studio è  $3.2 \cdot 16 = 51.2$

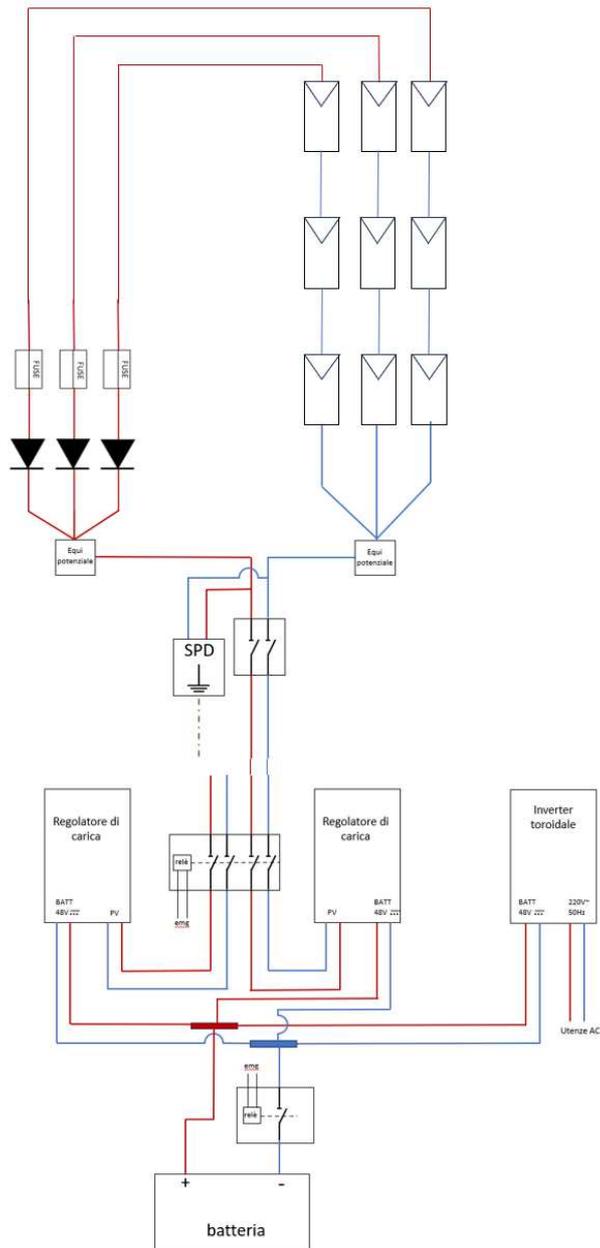
$$C = \frac{D \cdot P \cdot T}{\eta_{sistema} \cdot \eta_{batteria} \cdot V_{batteria}} = 485 \text{ Ah}$$

La capacità C calcolata dell'accumulo è 485 Ah che alla tensione di 51.2 corrispondono a 24.8 kWh. L'accumulatore dell'impianto off-grid è stato fatto assemblando 32 celle prismatiche LiFePo4 da 308 Ah in configurazione 16S 2P, perciò, le singole celle sono state assemblate in parallelo in coppie e poi messe tutte in serie. Le celle hanno tensione nominale di 3.2V per una capacità complessiva del pacco batteria di 31.5 kW.

Come tutte le batterie a litio anche la tecnologia litio-ferro-fosfato ha un'altissima densità energetica che si aggira intorno ai 121 Wh/Kg. Supporta velocità di carica e scarica molto elevate infatti hanno velocità di scarica massima 3C (tre volte la sua capacità massima) e di carica massima 2C comunque mantenendo una capacità utile entro l'85% per 9000 cicli di carica e scarica completi. Ultimamente grazie ai mercati di commercializzazione diretta con i produttori cinesi le celle LiFePo4 hanno raggiunto prezzi molto competitivi a confronto con le altre tecnologie presenti sul mercato oggi. L'unico punto di debolezza di queste celle è la temperatura di esercizio, è consigliato far operare le celle in temperature comprese tra i 10°C e i 40°C; il problema delle basse temperature normalmente è superato grazie a piccoli tappeti riscaldanti.

Tuttavia, non è sufficiente collegare le batterie in serie e paralleli fino ai valori di tensione desiderati in quanto le celle hanno anche bisogno di un BMS dedicato per poterle preservare. Il BMS, dall'inglese Battery Management System, è un fondamentale componente che ha il ruolo monitorare e gestire la ricarica e la scarica delle singole celle formanti un pacco batteria. Durante il funzionamento per piccole differenze costruttive potrebbe accadere che qualche cella si scarichi o ricarichi in tempi differenti dalle altre, il BMS monitora tutte le celle e interviene nel bilanciare le celle con potenziale diverso solitamente entro il centesimo di Volt.

È stata scelta la tecnologia LiFePo4 in quanto è la più facile da gestire, non è pericolosa come la tecnologia Li-Ion la quale, se la cella è compromessa, rischia di incendiarsi e talvolta esplodere.



*Figura 35 - schema complessivo impianto fotovoltaico caso studio*

In Figura 35 è riportato lo schema complessivo dell'impianto, esso deriva sostanzialmente dall'assemblaggio di diverse parti che andremo ad analizzare successivamente; in figura non sono rappresentati i sistemi di comunicazione e monitoraggio in quanto non sono essenziali per il funzionamento in sicurezza dell'impianto e renderebbero più difficile la lettura dello schema complessivo.

#### **4.5 Efficienza dell'impianto fotovoltaico del caso studio**

Si vuole studiare l'efficienza dell'impianto fotovoltaico, si giungerà all'efficienza totale dalle efficienze dei singoli componenti. L'efficienza nei cablaggi e nel quadro elettrico è calcolata attraverso la caduta di tensione essendo componenti che conservano la corrente in circolo.

Il calcolo dell'efficienza di questo caso studio viene calcolato su dati raccolti in data 15-11-2023 in condizioni di meteo perfettamente soleggiato. Sono state effettuate 4 misurazioni a diversi orari: 9:00-11:00-13:00-15:00 scelti per riuscire a creare un andamento giornaliero standard della produzione ed efficienza. In Figura 36 è riportato un grafico estratto dall'applicazione dei regolatori di carica; in ordinata è rappresentata la potenza istantanea prodotta mentre nelle ascisse è riportata la linea temporale. Nel capitolo 4.7 Efficienza di un pannello fotovoltaico andremo a misurare la potenza fotovoltaica prodotta che combaccerà con il grafico qui riportato.

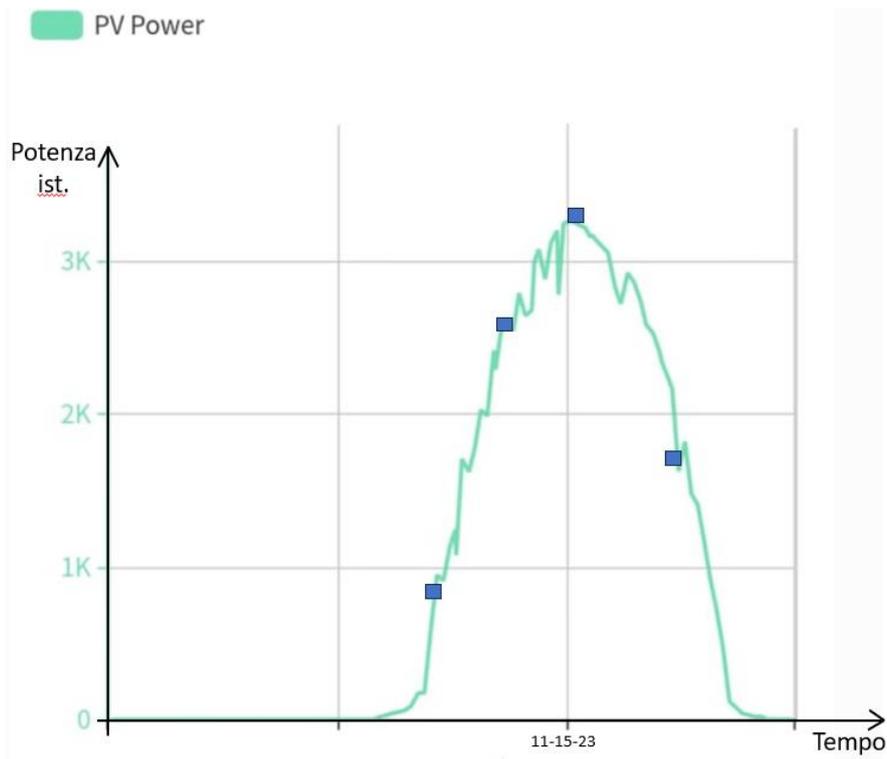


Figura 36 - Grafico Potenza PV – tempo della stringa a quattro paralleli, sono selezionati i punti di misurazione

#### 4.6 Metodo di misura dei parametri elettrici

I quadri elettrici, AC e DC, sono composti da componenti che non hanno il compito di trasformare i parametri elettrici ma bensì di dare un apporto funzionale all'impianto. Questi componenti possono dirsi "passivi" in quanto causano una dispersione di potenza elettrica identificabile dalla caduta di tensione ai capi del componente stesso. La caduta di tensione  $V$  può essere misurata da un voltmetro, connettendo i terminali dello strumento ai due capi del componente mentre esso è in esercizio e perciò attraversato da una corrente  $I_c$  come illustrato in figura.

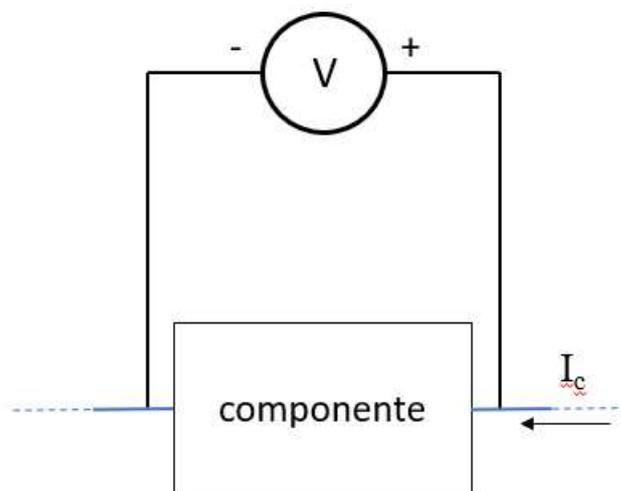


Figura 37 - Connessione Voltmetro ad un componente per misurare la caduta di tensione

Per delineare tutti i parametri elettrici necessari per calcolare l'efficienza dei vari componenti è fondamentale misurare la corrente generata dai pannelli fotovoltaici. Per il calcolo dell'efficienza di regolatori di carica e inverter oltre alla tensione deve essere misurata la corrente trasformata; nel nostro caso verrà utilizzato un amperometro professionale viste le elevate correnti in gioco. L'amperometro va collegato in serie al circuito che si vuole studiare come illustrato in Figura 38.

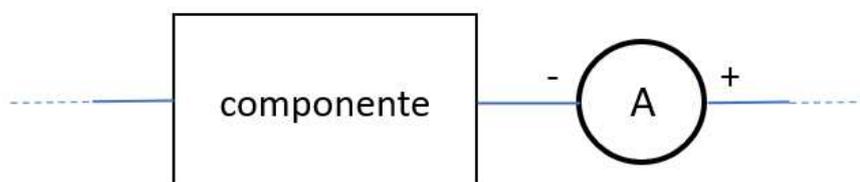


Figura 38 - connessione amperometro ad un componente per misurare la corrente in circolo

#### 4.7 Efficienza di un pannello fotovoltaico

Come spiegato in precedenza la radiazione solare è espressa in Watt diviso  $m^2$  che esprime l'energia trasmessa dal sole sotto forma di irraggiamento alla superficie terrestre. Essa può variare in presenza di “filtri” che assorbono e rifrangono le radiazioni quali l'atmosfera terrestre ed eventuali nubi o velature.

Il produttore di pannelli fotovoltaici certifica l'efficienza teorica del modulo testato in laboratorio con parametri ambientali controllati; essa è l'efficienza massima. Tuttavia, come già visto, la produttività delle celle fotovoltaiche cala drasticamente con l'aumento di temperatura, aumento di temperatura causato dall'irraggiamento solare, diminuendo la produzione alla temperatura di  $25^{\circ}C$  di circa il 24.5%. Maggiore è la dimensione del pannello fotovoltaico maggiore è l'efficienza per  $m^2$  in quanto si riesce a ridurre l'ingombro delle cornici strutturali e perciò massimizzare la densità di celle fotovoltaiche. Importante è sottolineare che il rendimento teorico che si aggira attorno al 20%-21% lo si ha solo se la radiazione solare è ortogonale al pannello fotovoltaico. Dunque, il massimo rendimento solare non lo si avrà in estate in quanto il pannello fotovoltaico sarà surriscaldato, tantomeno d'inverno in quanto il sole sarà molto inclinato. Tuttavia, in determinati periodi dell'anno si può sfiorare il drop minimo di efficienza reale rispetto a quella teorica di circa il 25%.

Attraverso specifici software è possibile ipotizzare la radiazione solare ortogonale a superfici inclinate e moltiplicate con coefficienti correttivi (minori di uno, perciò, rendimenti) si simulano perdite di produzione per scarsa ventilazione e per parziale copertura solare. Non è stato possibile applicare queste equazioni in quanto le misurazioni effettuate non sono state fatte in condizioni di meteo standard. Abbiamo proceduto a misurare la tensione e la corrente prodotti dal modulo fotovoltaico attraverso un voltmetro e un amperometro per correnti elevate.

*Tabella 1 - misurazioni parametri in uscita dal fotovoltaico stringa a tre paralleli*

$N_{\text{misurazione}}$	U[V]	I[A]	P [W]
1	123,5	5,34	659,4
2	126,3	8,32	1050,7
3	128,1	9,97	1276,8
4	119,9	3,84	460,5

Tabella 2 - parametri in uscita dal fotovoltaico stringa a quattro paralleli

N <sub>misurazione</sub>	U[V]	I[A]	P [W]
1	124,4	7,93	965,1
2	124,3	22,89	2779,9
3	125,0	28,91	3547,9
4	127,1	11,36	1407,6

Nella Tabella 2 sono riportate le misurazioni visualizzabili dai quadratini blu nella Figura 36 rappresentate l'andamento della potenza fotovoltaica della stringa a quattro paralleli nell'arco della giornata del 15-11-23.

#### 4.8 Efficienza cavi solari

I cavi in rame stagnato sono stati dimensionati con grandi margini di sicurezza attraverso la formula:

$$S = \frac{\rho 2LP}{\Delta E \times E}$$

Ci possiamo aspettare una caduta di tensione molto ridotta e perciò una ridotta dispersione di energia. La caduta di tensione teorica la possiamo calcolare attraverso la legge di Ohm conoscendo i valori di resistività del cavo elettrico presenti in [appendice E](#).

$$V = RI$$

$$R=3.3 \Omega/\text{Km}$$

Per il calcolo della sezione S teorica del conduttore utilizziamo una caduta di tensione massima pari al 0.02%, la lunghezza massima e la potenza massima circolante.

Tabella 3 - parametri cavo solare

R[Ω/Km]	S <sub>teorica</sub> [mmq]	S <sub>reale</sub> [mmq]
3,3	1,19	6

Tabella 4 - efficienza cavo solare stringa a tre paralleli

N <sub>misurazione</sub>	I <sub>reale</sub> [A]	V <sub>reale</sub> [V]	P [W]	V <sub>teor</sub> [V]	H <sub>teor</sub>	H <sub>reale</sub>
1	5,34	1,18	6,3	2,43	98,00	99,03
2	8,32	1,36	11,3	2,48	98,00	98,90
3	9,97	1,53	15,3	2,52	98,00	98,78
4	3,84	0,93	3,6	2,37	98,00	99,21

Tabella 5 - efficienza cavo solare stringa a quattro paralleli

N <sub>misurazione</sub>	I <sub>reale</sub> [A]	V <sub>reale</sub> [V]	P [W]	V <sub>teor</sub> [V]	H <sub>teor</sub>	H <sub>reale</sub>
1	7,93	1,42	11,26	2,45	98,00	98,84
2	22,89	1,97	45,09	2,43	98,00	98,38
3	28,91	2,15	62,16	2,44	98,00	98,24
4	11,36	1,63	18,52	2,49	98,00	98,69

L'efficienza reale è molto maggiore dell'efficienza teorica in quanto il cavo è estremamente sovradimensionato; infatti, numericamente sarebbe stato da installare un cavo con sezione 1,19 mm<sup>2</sup> e invece è stato installato un cavo con sezione 6 mm<sup>2</sup> perché a pari prezzo del cavo da 4 mm<sup>2</sup>.

Ora andiamo calcolando le dispersioni all'interno del quadro elettrico DC in cui trascuriamo la lunghezza dei cavi di collegamento. Analizziamo la caduta di tensione di ogni singolo componente; la corrente rimarrà invariata.

#### 4.9 Efficienza fusibile e porta fusibile

Il fusibile, come illustrato in precedenza, è una sezione di conduttore sottodimensionato così da rompersi ed aprire il circuito al passaggio di determinati valori di corrente. Essendo un conduttore dimensionato per rompersi esso è di sezione ridotta e perciò crea un collo di bottiglia in cui avremo una caduta di tensione trasformata per effetto Joule in calore; la resistività a freddo è stata misurata di 0,008  $\Omega$ .

Da scheda tecnica non è fornita l'efficienza, e perciò la caduta di tensione di questo componente, ma noi la possiamo stimare con precisione misurandola ai capi del porta fusibile. La caduta di tensione misurata sarà molto simile alla caduta di tensione calcolata attraverso la legge di Ohm nella quale è inserita la resistenza del fusibile misurata a freddo con un multimetro digitale; non sarà perfettamente coincidente in quanto la resistività a caldo di un conduttore è maggiore della resistività a freddo dello stesso. È possibile calcolare la potenza elettrica dissipata.

*Tabella 6 - efficienza fusibile stringa a tre paralleli*

N <sub>misurazione</sub>	I <sub>reale</sub> [A]	V <sub>reale</sub> [V]	P [W]	V <sub>teor</sub> [V]	H <sub>teor</sub>	H <sub>reale</sub>
1	5,34	0,023	0,12	0,043	99,96	99,98
2	8,32	0,036	0,30	0,067	99,95	99,97
3	9,97	0,042	0,42	0,080	99,94	99,97
4	3,84	0,017	0,07	0,031	99,97	99,99

*Tabella 7 - efficienza fusibile stringa a quattro paralleli*

N <sub>misurazione</sub>	I <sub>reale</sub> [A]	V <sub>reale</sub> [V]	P [W]	V <sub>teor</sub> [V]	H <sub>teor</sub>	H <sub>reale</sub>
1	7,93	0,034	0,27	0,063	99,95	99,97
2	22,89	0,180	4,12	0,183	99,85	99,85
3	28,91	0,232	6,71	0,231	99,81	99,81
4	11,36	0,096	1,09	0,091	99,93	99,92

Notiamo che all'aumentare della corrente in circolo aumenta anche la caduta di tensione del fusibile. L'andamento non sarà direttamente proporzionale in quanto all'aumentare della corrente in circolo il fusibile si riscalda peggiorando le sue qualità di conduttore.

Si può notare l'estrema somiglianza dell'efficienza teorica e reale, questo è possibile in quanto il fusibile è dimensionato con un fattore moltiplicativo di 4 rispetto alla corrente massima circolante in quanto quest'ultimo deve solo proteggere dai cortocircuiti; perciò risulta debitamente sovradimensionato.

#### 4.10 Efficienza Diodo

I motivi dell'elevata dispersione di energia dei diodi sono già stati discussi precedentemente. La caduta di tensione ai capi dei diodi non è imputabile solamente alle correnti da cui sono attraversati ma soprattutto dall'entità dello sbilanciamento dei paralleli di ogni singola stringa; che attualmente, dato che l'impianto è neo-nato, è irrisorio.

In tabella è anche riportata la temperatura del diodo misurato con un termometro ad infrarossi, questa misurazione è del tutto circostanziale in quanto tutti e sette i diodi sono accoppiati alla stessa batteria alettata in alluminio esageratamente sovradimensionata; che dunque dissipa molto bene il calore generato dai diodi.

*Tabella 8 - efficienza Diodo stringa a tre paralleli*

N <sub>misurazione</sub>	V [V]	T [°C]	P [W]	H <sub>reale</sub>
1	0,675	22,3	3,60	99,44
2	0,685	22,2	5,70	99,45
3	0,689	22,3	6,87	99,45
4	0,671	22,4	2,58	99,43

*Tabella 9 - efficienza Diodo stringa a quattro paralleli*

N <sub>misurazione</sub>	V [V]	T [°C]	P [W]	H <sub>reale</sub>
1	0,683	22,3	5,42	99,44

2	0,720	23,1	16,48	99,41
3	0,754	24,5	21,80	99,38
4	0,688	22,6	7,82	99,45

L'efficienza dei diodi è pressoché costante in quanto lo sbilanciamento dei paralleli è nullo. La caduta di tensione in un diodo aumenta esponenzialmente con l'aumento della sua temperatura ma ciò non accade grazie all'efficiente batteria alettata di raffreddamento in alluminio.

#### **4.11 Efficienza SPD**

Molto facile è la formulazione dell'efficienza dello scaricatore di sovra tensione in quanto esso in condizioni di esercizio dell'impianto è assimilabile ad un circuito aperto. Nello scaricatore di sovratensione non circola corrente fin tanto che la tensione non raggiunge valori limite ai quali scaricare a terra la totalità della tensione generata dal campo fotovoltaico. In definitiva l'efficienza dello scaricatore di sovratensione è massima.

#### **4.12 Efficienza Barre equipotenziale, sezionatore e cablaggio**

La trattazione dell'efficienza di barre equipotenziali, sezionatori e cablaggi diverge dallo scopo di questa tesi che è quello di formulare una trattazione concreta ed efficace dell'efficienza totale del sistema. La premessa è dovuta in quanto questi componenti sono di norma iper-sovradimensionati, questi sono sostanzialmente un conduttore di lunghezze ridottissime e come consegue dalla formula per il calcolo sezione di un conduttore, la sezione è proporzionale a due volte la lunghezza dello stesso ciò implica una sezione teorica piccolissima contro quella reale di diversi ordini di grandezza maggiore.

#### **4.13 Efficienza complessiva quadro elettrico Dc**

I dati riportati precedentemente sono stati ricavati da una media dei dati misurati che, a parità di stringa, si scostano di valori infinitesimali ed irrilevanti. Diventa dunque superfluo

calcolare l'efficienza del parallelo di identici componenti con identica efficienza. Per semplicità riportiamo in una tabella tutte le efficienze reali.

*Tabella 10 - raccolta efficienze stringa a tre paralleli*

N <sub>misurazione</sub>	H <sub>cavo</sub>	H <sub>fusibile</sub>	H <sub>diodo</sub>
1	99,03	99,98	99,44
2	98,90	99,97	99,45
3	98,78	99,97	99,45
4	99,21	99,98	99,43

*Tabella 11 - raccolta efficienze stringa a quattro paralleli*

N <sub>misurazione</sub>	H <sub>cavo</sub>	H <sub>fusibile</sub>	H <sub>diodo</sub>
1	98,84	99,97	99,44
2	98,38	99,85	99,41
3	98,24	99,81	99,38
4	98,69	99,92	99,45

Possiamo ora elaborare un'efficienza complessiva di stringa tenendo conto che cavo, fusibile e diodo sono collegati in serie; come accennato in precedenza l'efficienza dei cavi di collegamento interni al quadro elettrico DC

*Tabella 12 - efficienza complessiva stringa a tre paralleli*

N <sub>misurazione</sub>	H <sub>stringa</sub>
1	98,46
2	98,33
3	98,21
4	98,62

Efficienza media stringa a tre paralleli  $H_{3tot}=98,40$ .

*Tabella 13 - efficienza complessiva stringa a quattro paralleli*

N <sub>misurazione</sub>	H <sub>stringa</sub>
1	98,26
2	97,65
3	97,45
4	98,07

Efficienza media stringa a quattro paralleli  $H_{4tot}=97,85$ .

È istantaneo notare che l'andamento dell'efficienza è inversamente proporzionale all'aumento della potenza di produzione della stringa. Infatti, i componenti sono stati dimensionati per una potenza massima che la stringa posizionata nella falda secondaria non raggiunge per quasi un ordine di grandezza.

Abbiamo ottenuto due efficienze, per ottenere l'efficienza totale sarà una media pesata alla produttività stimata media delle singole stringhe. Avrei potuto pesare la media con la produttività teorica di stringa ma ciò non è possibile per l'elevata differenza di esposizione delle stringhe.

Il peso assegnato alla stringa a tre paralleli è 1 mentre il peso assegnato alla stringa a quattro paralleli è 1,3. Questi coefficienti sono stati ipotizzati osservando la produttività potenziale massima calcolata da un software opensource che tiene conto dell'orientamento della falda.

$$H_{tot} = \frac{98,40 * 1 + 97,85 * 1,3}{2,3} = 98,09$$

L'efficienza teorica totale è difficile da calcolare in quanto non sono state indicate dal venditore le efficienze del diodo e dei fusibili. Per il diodo utilizzeremo l'efficienza reale ricavata dalle misurazioni invece per il fusibile utilizzeremo l'efficienza teorica calcolata dalla resistenza del fusibile misurata.

Efficienza teorica media stringa a tre paralleli  $H_{3teortot}=97,42$ .

Efficienza teorica media stringa a quattro paralleli  $H_{4teortot}=97,36$ .

$$H_{teortot} = \frac{97,42 * 1 + 97,36 * 1,3}{2,3} = 97,38$$

Di poco inferiore all'efficienza reale misurata, possiamo ritenerci molto soddisfatti dei dati ottenuti.

#### 4.14 Schema di collegamento sorgente DC – Regolatore - Accumulo elettrochimico - Inverter

Il quadro elettrico DC è posizionato il più vicino possibile ai pannelli fotovoltaici, perciò nel sottotetto. Dal quadro elettrico DC escono le due coppie di cavi bipolari, arrivati nei pressi dell'apparato di trasformazione dell'impianto fotovoltaico è presente un sezionatore con bobina di lancio per poter scollegare in caso di emergenza la fonte di energia fotovoltaica dai regolatori di carica. Ogni regolatore di carica è preposto a trasformare l'energia elettrica di una sola stringa che sarà trasformata in corrente continua di tensione sull'ordine dei 48V e collegata a due barre equipotenziale di rame massiccio, per garantire un buon contatto elettrico con i cavi di intercollegamento, su cui saranno collegati batterie e inverter.

Di seguito viene riportato lo schema di collegamento che differenzia chiaramente le due stringhe provenienti dal quadro elettrico DC.

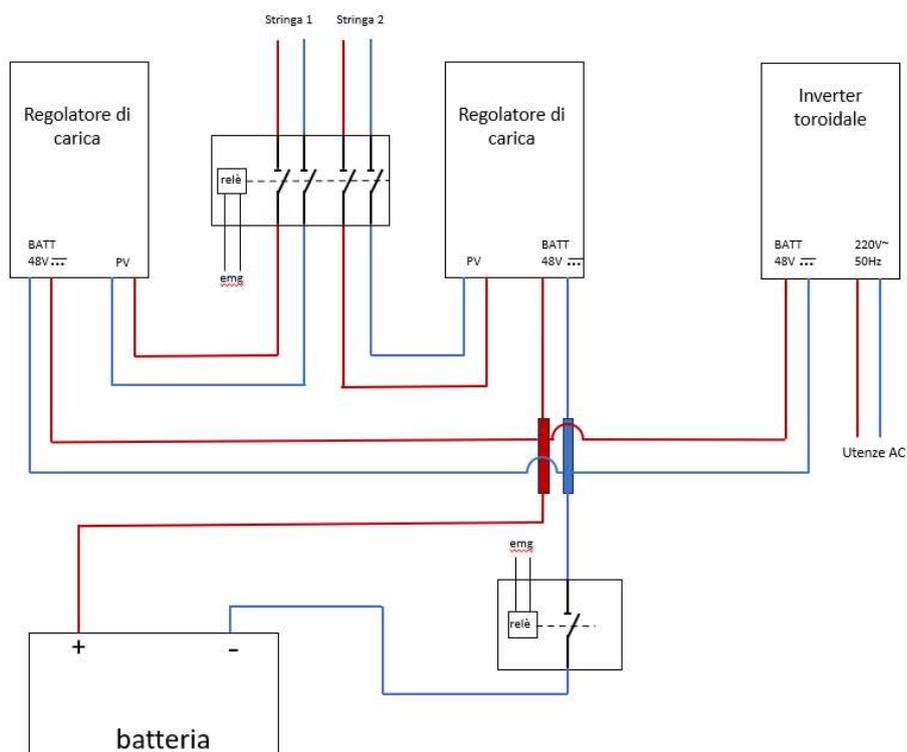


Figura 39 - schema di collegamento inverter-regolatore di carica-batterie

Diversa è la trattazione dell'efficienza di regolatori di carica, inverter e batterie rispetto ai componenti trattati in precedenza in quanto viene fornita da scheda tecnica un'efficienza massima che confronteremo con la differenza della potenza elettrica in ingresso e in uscita da ogni singolo componente sottratti gli autoconsumi.

#### 4.15 Efficienza regolatore di carica

In [appendice C](#) è riportata la scheda tecnica del regolatore di carica del caso studio; Epever tracer 10420 AN. L'efficienza massima teorica è dunque definita del 98.5% senza tener conto di un assorbimento di circa 7 W.

Riportiamo le potenze misurate in ingresso ai regolatori di carica e quelle in uscita, è fondamentale misurare con precisione l'ampereaggio e per fare ciò ci siamo serviti di un amperometro professionale. La potenza in uscita è stato possibile rilevarla grazie allo Smart Shunt che è collegato al catodo delle batterie e ha lo scopo di tener traccia della corrente in ingresso e uscita dalle stesse e dunque dedurre la percentuale di carica; è uno strumento molto preciso.

*Tabella 14 - efficienza regolatore di carica stringa a tre paralleli*

N <sub>misurazione</sub>	U[V]	I[A]	P <sub>ingresso</sub> [W]	P <sub>uscita</sub> [W]	H <sub>real</sub>
1	121,6	5,34	649,34	634,12	97,66
2	124,2	8,32	1033,34	1007,57	97,51
3	125,8	9,97	1254,23	1227,98	97,91
4	118,3	3,84	454,27	439,92	96,84

*Tabella 15 - efficienza regolatore di carica stringa a quattro paralleli*

N <sub>misurazione</sub>	U[V]	I[A]	P <sub>ingresso</sub> [W]	P <sub>uscita</sub> [W]	H <sub>real</sub>
1	122,3	7,93	969,84	948,43	97,79
2	121,4	22,89	2778,85	2718,36	97,82
3	121,9	28,91	3524,13	3463,98	98,29
4	124,7	11,36	1416,59	1381,25	97,51

Per l'ottenimento dell'efficienza teorica, alla potenza di uscita di ogni singolo regolatore di carica viene aggiunto 3,5 W che è la potenza di autoconsumo dei regolatori. L'efficienza massima teorica del regolatore di carica è 98,5% mentre quella reale come tabulato in precedenza si aggira nei pressi del 97,5% perciò un punto percentuale in meno.

L'efficienza reale media dei regolatori di carica è  $H_{real} = 97,67 \%$

Possiamo formulare un'efficienza totale del circuito in DC come il prodotto dell'efficienza media dei regolatori di carica e del circuito in DC  $H_{realTOT} = 95,80 \%$

Calcolo anche l'efficienza teorica complessiva del circuito in DC come il prodotto dell'efficienza teorica dei regolatori di carica e l'efficienza teorica del quadro elettrico DC  $H_{teorTOT} = 95,92 \%$ .

#### 4.16 Efficienza inverter toroidale RP8-12048E

Analogamente al regolatore di carica l'inverter toroidale presenta da scheda tecnica un'efficienza massima del 90% con un autoconsumo di circa 80 W costanti.

In questo caso vengono fatte delle misurazioni con carichi resistivo- induttivi costanti fino a saturazione della potenzialità dell'inverter, perciò, alla potenza di 8 KW. Le misurazioni vengono fatte con carichi di: 500W, 2KW, 4KW, 6KW e 8KW. I carichi in AC non saranno a suddetti valori precisi in quanto non sono stati creati con apparecchiature specifiche bensì con elettrodomestici, così simulando una situazione al più realistica; la rilevazione della potenza in uscita dall'inverter è misurata da un meter interno all'inverter. La potenza in DC è stata ricavata, come in precedenza, grazie allo Smart Shunt che fornisce una misurazione molto più accurata del meter dell'inverter. Alla potenza in ingresso misurata va aggiunta la quota di autoconsumo dell'inverter in quanto nel calcolo dell'efficienza non fa parte della quota di potenza in ingresso.

Tabella 16 - efficienza inverter DC/AC

N <sub>misurazione</sub>	P <sub>AC</sub> [W]	P <sub>DC</sub> [W]	H <sub>reale</sub>
1	534	471,85	88,36
2	2013	1788,26	88,84
3	3997	3557,02	88,99

4	6005	5347,45	89,05
5	7895	7005,58	88,73

Grande pregio dell'inverter toroidale è che non varia i parametri di efficienza e modulazione dell'onda sinusoidale al variare della potenza anche con picchi di potenza istantanei a discapito di un autoconsumo fisso elevato.

#### **4.17 Efficienza accumulatore elettrochimico lifepo4**

Le celle elettrochimiche lifepo4 sono un grande esempio dell'avanzamento tecnologico. Infatti, non soffrono cariche e scariche profonde, hanno fattori di carica e scarica maggiori dell'unità e un'efficienza d'esercizio del 99.8% che si trasforma nel 99% a causa dei busbar in rame stagnato per l'interconnessione di tutte e trentadue le singole celle. Misurare la potenza in ingresso e in uscita dalla batteria sarebbe stata una misurazione molto difficile e poco veritiera causa le incertezze ed errori dello strumento di misura. Tuttavia, è stato possibile verificare l'efficienza sul lungo termine attraverso uno smart-shunt della blasonata casa produttrice Victron utilizzato per domotizzare ed automatizzare l'impianto. L'efficienza si è dimostrata eccellente rimanendo costante anche a prove di scarica profonda a bassa temperatura.

#### **4.18 Efficienza teorica e reale complessiva**

L'efficienza reale complessiva dell'impianto fotovoltaico diminuisce drasticamente a causa dell'efficienza dell'inverter toroidale; lo stesso vale per l'efficienza teorica.

$$H_{\text{realTOT}} = 85,21 \%$$

$$H_{\text{teorTOT}} = 85,70 \%$$

Le efficienze sono molto simili anche grazie alla temperatura dei componenti che si è sempre mantenuta ridotta per mezzo del sistema di raffreddamento efficiente e dalla contenuta produzione fotovoltaica causata dal periodo non ottimale dell'anno. Il

surriscaldamento dei componenti passivi dell'impianto avrebbe causato un sensibile aumento della loro resistività causando a sua volta un aumento della potenza assorbita.

## **Capitolo 5: CONSIDERAZIONI E CONFRONTO CON LE PRINCIPALI FONTI DI ENERGIA ELETTRICA RINNOVABILE**

La criticità principale degli impianti fotovoltaici rimane l'incostanza e non programmabilità della produzione in quanto è fortemente condizionata dall'irraggiamento. La produzione di un impianto fotovoltaico in giornate invernali ideali è di circa il 60% inferiore della producibilità estiva, nel periodo invernale le ore di non produzione variano dalle dodici alle quindici ore così riducendo la possibilità di autoconsumo senza accumulo; come si evince dalla Figura 1 - andamento della produzione solare italiana. Il diminuire del prezzo del Litio sta abbassando notevolmente il prezzo degli accumuli di energia, tuttavia, non rendendo ancora economicamente conveniente un impianto off-grid tranne in casi particolari anche a fronte di una tendenza decrescente degli incentivi di produzione che negli ultimi dieci anni sono diminuiti dell'80%. Con il diminuire degli incentivi e della remunerazione dell'energia prodotta da impianti fotovoltaici di piccola e media taglia si perde il vantaggio di un impianto fotovoltaico on-grid, ovvero il ritorno economico dato dalla vendita della sovrapproduzione mantenendo i costi di allaccio alla rete elettrica nazionale e i disagi causati dai sempre più soventi malfunzionamenti della rete.

### **5.1 Accenni alla sostenibilità e alla convenienza economica**

Non si vuole analizzare in modo approfondito la sostenibilità della tecnologia fotovoltaica con accumulatore al Litio ma sorge spontaneo chiedersi se questa tecnologia è davvero sostenibile a fronte delle motivazioni che spingono la popolazione ad installare impianti fotovoltaici quali: la sostenibilità e convenienza economica.

Si vuole fare una trattazione superficiale ma efficace sulla sostenibilità; come detto in precedenza tutti i componenti ormai sono realizzati in Cina o comunque paesi emergenti. La produzione di pannelli fotovoltaici non causa grandi sprechi di materie prime e nemmeno scarti industriali ma, come riportato da riviste e trasmissioni televisive, vi è un grande sfruttamento della manodopera che è costretta a lavorare in condizioni proibitive con remunerazioni molto basse. La produzione delle batterie al litio invece è molto più

critica, è un processo molto energivoro dall'estrazione alla lavorazione. Tali industrie vengono alimentate da energia prodotta dal carbone e utilizzata da macchinari obsoleti ed energivori, nella lavorazione del litio vengono esalati gas e vapori tossici che causano malattie respiratorie non solo nei lavoratori ma anche nella popolazione limitrofa alle industrie di raffinazione del litio; la manodopera è anche in questo caso costretta a lavorare in condizioni proibitive con paghe irrisorie e in completa assenza di DPI. In definitiva, la produzione di pannelli fotovoltaici è da considerarsi accettabile invece la produzione degli accumulatori al litio causa inquinamento e regressione ambientale che non saranno mai compensati dai benefici del prodotto soprattutto considerata una filiera del riciclo molto più onerosa del prodotto "vergine".

Trascurata la sostenibilità ambientale e sociale delle tecnologie utilizzate nell'impianto descritto dal caso studio andiamo adesso a definirne la convenienza economica qualitativa.

Il consumo elettrico domestico annuo è di circa 6000 kWh che in termini economici corrispondono a circa 2300 Euro (considerati anche canoni e spese fisse). L'impianto senza accumulo energetico sarebbe costato sull'ordine dei 17 Mila Euro mentre con accumulo sull'ordine dei 21 Mila Euro. L'impianto senza accumulo però causerebbe una spesa di acquisto di energia di almeno 600 Euro annui; dunque, l'accumulo elettrochimico si ammortizza in circa sette anni.

L'intero impianto si ammortizza in circa nove anni senza considerare la diminuzione di consumo di legna e gas per il riscaldamento invernale che viene aiutato da resistenze elettriche e poma di calore che utilizzano il surplus di energia elettrica. Infatti, l'impianto è stato completamente domotizzato ed è controllabile da remoto per poter ottimizzare i consumi e verificare lo stato di funzionamento dello stesso.

Importante è ribadire che l'elevata convenienza economica non tiene conto delle molte ore di manodopera della nostra famiglia e anche dell'estrema convenienza raggiunta grazie all'acquisto dei componenti dal produttore o da primi rivenditori in Cina. L'impianto è stato realizzato con la detrazione fiscale del 50% così andando a dimezzare i tempi di ritorno dell'investimento e così aumentandone notevolmente la convenienza.

## 5.2 Discussione dell'indice EROEI per fonti rinnovabili

EROEI, Energy Return On Energy Investment è il rapporto tra l'energia generata e l'energia necessaria alla realizzazione, manutenzione e approvvigionamento relativamente all'impianto di produzione. Questo rapporto sarà maggiore dell'unità quando l'energia generata sarà maggiore di quella richiesta dall'impianto di produzione così rendendo sensato il processo. I valori di EROEI non sono univoci, essi infatti, oscillano tra un minimo ed un massimo a causa del costo e difficoltà di approvvigionamento della materia prima che può essere variabile, al tipo di tecnologia che viene impiegata per la generazione di energia ed è anche condizionato da impianti non più all'avanguardia e dunque con rendimenti inferiori.

Discutiamo gli indici EROEI in quanto l'energia è una grandezza fisica che non risente di andamenti di mercato, guerre o altri fattori troppo trasversali per essere affrontati da un punto di vista tecnico ma meglio analizzabili con approccio economico-sociale. Con questo indice andremo ad analizzare le fonti di energia rinnovabile attraverso i dati riportati in Figura 40. Abbiamo deciso di analizzare le sole fonti rinnovabili in quanto le fonti fossili presentano dati storici che falsano il confronto perché sono state conteggiate quando c'era sovrabbondanza di giacimenti di facile estrazione [11].

Fonte primaria o secondaria	EROEI	
	Minimo	Massimo
<b>Fonti energetiche rinnovabili</b>		
Idroelettrico	30	100
Eolico	10	80
Geotermico	2	13
Fotovoltaico	3	60
Solare termico	30	200
Solare termodinamico	10	20
Biomasse solide	3	27
Impianti biogas	10	20
Energia dalle onde, dalle maree e correnti marine	2	10
Risparmio energetico	2	300

Figura 40 – EROEI minimo e massimo fonti energetiche rinnovabili

Nel conteggio dell'EROEI non è considerato il contenuto energetico della fonte primaria da cui si ricava energia, non viene valorizzato l'aspetto della sostenibilità di una fonte rinnovabile in quanto l'energia del sole è comunque ceduta alla superficie terrestre, l'acqua per gravità va da un punto più alto a un punto più basso e i venti sferzano; oltre all'impatto ambientale degli impianti di generazione non si andrà a danneggiare o consumare la fonte primaria da cui si ricava energia.

In Figura 40 sono riportati i valori minimi e massimi di EROEI, analizzando le fonti energetiche che trasformano la fonte primaria in energia elettrica abbiamo che la miglior tipologia d'impianto è l'idroelettrico grazie alla lunga durata dell'installazione. L'oscillazione dal valore di 30 al valore di 100 è dato dalla disponibilità di un adeguato flusso di acqua in quota, dalla tipologia di turbina idroelettrica che viene utilizzata e dalla dimensione dell'installazione. L'eolico è altrettanto conveniente dal punto di vista energetico con valori molto simili ai precedenti, i campi eolici sono di difficile allocazione in quanto hanno bisogno ampi spazi, producono fastidiosi ronzii e causano un elevato impatto visivo. Ultimo ma non per importanza è il fotovoltaico che ha valori di EROEI dimezzati rispetto all'idroelettrico ma porta con sé alcuni pregi come la semplicità di installazione, la compatibilità con ogni ambiente e locazione terrestre. Il valore di EROEI segna un minimo di 3 punti e un massimo di 60, valori molto diversi in quanto è una tecnologia che a differenza delle precedenti si sta evolvendo in questi ultimi decenni portando innovazioni e ottimizzazioni [12].

Per il caso specifico di sistemi off-grid, possiamo stimare il valore dell'indicatore EROEI, piuttosto che un Energy Payback Time (EPBT). Per considerare la energia consumata nell'intero ciclo di vita nel pannello fotovoltaico, anche includendo il trasporto dal paese di produzione, possiamo considerare un valore per area di pannello fotovoltaico di circa  $4000 \text{ MJ/m}^2$  (equivalente a circa  $1110 \text{ kWh}$ ) [13]. L'energia spesa per la produzione del sistema di accumulo per Wh di capacità è dell'ordine di  $1.1 \text{ kWh/Wh}$  [14].

Nel nostro caso studio, la capacità delle batterie installata è di circa  $25 \text{ kWh}$ , l'area di ciascun modulo Jasolar è di  $2 \text{ m}^2$  implicando una energia spesa  $2220 \text{ kWh}$  per modulo. Come discusso in sezione 4.1.1, sono stati installati in totale 21 pannelli. Secondo i semplici calcoli riportati in Tabella 17, l'energia spesa per la realizzazione dei componenti principali del sistema è dell'ordine di  $74 \text{ kWh}$ .

Tabella 17 - parametri per una stima semplificata degli indici EROEI e del EPBT

Energia associata alla produzione, e trasporto di un pannelli fotovoltaici	kWh/m <sup>2</sup>	1110
Area di un pannello	m <sup>2</sup>	2
Numero di pannelli installati		21
<i>Totale energia spesa per realizzare i pannelli</i>	kWh	46200
Energia associata con il sistema di accumulo basato su ioni litio	kWh/Wh	1.1
Capacità installata	Wh	25000
<i>Totale energia spesa per il sistema di accumulo</i>	kWh	27500
<i>Totale energia spesa</i>	kWh	73700

Per il calcolo dell'EROEI ovvero del EPBT, non è da considerare la produzione di energia attesa, ma l'energia effettivamente utilizzata per l'autoconsumo. Attendendosi un consumo medio giornaliero di 18.3 kWh, ovvero 6680 kWh/anno, è possibile stimare un EPBT di 11 anni. Assumendo una vita utile dei componenti tra 15 e 25 anni, è possibile stimare l'indice EROEI, tra 1.4 e 2.4. Questi valori sono riportati in Tabella 18.

Tabella 18 - stima degli indici EROEI e del EPBT per il caso studio

<i>Totale energia spesa</i>	kWh	73700
<i>Totale produzione di energia annua effettivamente impiegata</i>	kWh/anno	6680
<i>Energy Payback Time EPBT</i>	anni	11
<i>Anni di vita utile</i>	anni	15 – 20 – 25

<i>EROEI</i>		1.36 – 1.81 – 2.27
--------------	--	--------------------

In definitiva, l'indice EROEI è decisamente più basso per un sistema off-grid rispetto ai sistemi fotovoltaici collegati alla rete. Nel conteggio di questi indicatori, è necessario considerare che per certi casi particolari, ad esempio, abitazioni isolate e villaggi isolati di paesi in via di sviluppo i sistemi off-grid possono evitare la realizzazione di lunghe linee trasmissione e cabine di trasformazione, e del relativo utilizzo di energia per la costruzione, installazione e manutenzione della linea.

### **5.2.1 Accumulo energetico**

È necessaria una modalità di accumulo dell'energia per un sistema elettrico composto da centrali di generazione, comuni utilizzatori e utilizzatori che sono anche in grado di fornire una piccola produzione. I maggiori consumi di energia elettrica si hanno di sera quando l'energia fotovoltaica non è più sfruttabile ed è presente un calo dell'energia eolica dato dalla diminuzione dei venti. Questo causa un deficit energetico che è da colmare attraverso centrali a combustibile fossile che vengono utilizzate su richiesta. È invece presente una centrale di generazione da fonti rinnovabili che sfrutta bacini di accumulo in quota; stiamo parlando dell'idroelettrico che per la maggior parte viene impiegato sfruttando bacini di accumulo e per la rimanenza sfrutta corsi d'acqua. Il bacino d'accumulo, infatti, ospita grandi quantità di acqua che liberate in una condotta forzata giungono ad una turbina che genera energia elettrica, è dunque possibile aumentare, diminuire o cessare il flusso di acqua nelle condotte così preservando l'accumulo di acqua in quota per poi sfruttarla quando più è necessario. Nascono così le centrali idroelettriche che di giorno sfruttano i surplus di produzione per pompare l'acqua da bacini a valle fino a bacini a monte per poi utilizzare l'energia immagazzinata in quota quando se ne ha maggiore necessità. Questo è a tutti gli effetti un sistema di accumulo di energia che ha un rendimento che oscilla tra il 70% e l'80% [15].

In Figura 40 è anche riportato il solare termico, tecnologia che non è utilizzata per creare energia elettrica ma bensì trasforma la radiazione solare come mezzo riscaldante per acqua calda sanitaria o per il riscaldamento. I valori di EROEI sono altissimi in quanto la

tecnologia utilizzata è molto semplice e non necessita di processi tecnologici avanzati o materiali pregiati. Il collettore solare attraversato da un apposito liquido cede calore ad un puffer isolato termicamente dall'ambiente il quale accumula energia termica. Il rendimento di trasformazione dell'irraggiamento in altra forma di energia può raggiungere per il solare termico il 60% mentre per il fotovoltaico si aggira intorno al 20%, invece il rendimento dell'accumulo di acqua calda sfruttata dal solare termico è di circa 85%, molto inferiore al rendimento dell'accumulo fotovoltaico al litio che è del 99% che d'altro canto ha un costo molto più elevato, sfrutta materiali pregiati e ha una vita utile di circa 15 anni contro i 40 anni di un puffer. Può dunque essere una buona opzione integrare ad un impianto fotovoltaico un impianto solare termico per cercare di raggiungere il più possibile l'autosufficienza energetica.

A livello nazionale non è possibile sfruttare batterie elettrochimiche come accumulo per le utenze in quanto avrebbe un costo troppo elevato causato anche dalla non scalabilità della tecnologia. Tuttavia, si può organizzare la produzione di energia elettrica non da fonti rinnovabili così da ricoprire i vuoti di produzione causati dalle centrali di generazione da fonti rinnovabili, così ottimizzando il mix energetico nazionale.



## Capitolo 6: CONCLUSIONI

In questa tesi non si è voluto studiare in modo approfondito la convenienza economica ma piuttosto la semplicità progettuale e tecnica di un impianto apparentemente molto complicato. La mia esperienza con il fotovoltaico è nata da piccoli impianti off-grid in 12V con accumuli di 2-3 kWh per l'alimentazione di Alpeggi e impianti di pompaggio. Con mio fratello abbiamo deciso di creare questo impianto fotovoltaico off-grid domestico con lo scopo di diventare autonomi energeticamente ma soprattutto conoscere e testare tecnologie poco conosciute come l'inverter a onda pura toroidale, l'elettronica di controllo delle trentadue celle  $\text{LiFePO}_4$  e le celle  $\text{LiFePO}_4$  stesse.

Le aspettative sulla produttività fotovoltaica sono state ampiamente soddisfatte in quanto le nostre erano aspettative giustificate da calcoli e simulazioni con margini di sicurezza elevati. Nei mesi da luglio a novembre il consumo di energia elettrica dalla rete elettrica nazionale è stato di appena 20 kWh a causa di errori di settaggio dei regolatori di carica; in [appendice F](#) viene descritto il problema riscontrato. Secondo la nostra esperienza, prima sulla base di calcoli e previsioni software, è dunque possibile rendere indipendente una casa con consumi elevati a fronte di un ritorno dell'investimento di circa quattro anni. Altro vantaggio da non sottovalutare nell'indipendenza energetica è la sicura continuità elettrica e perciò assenza di interruzioni ma anche la qualità della corrente utilizzata che non sarà caratterizzata da onde distorte e voltaggi variabili ma bensì da un'onda perfetta e un voltaggio fisso a 220V.

L'efficienza di trasporto dell'energia elettrica nel sistema elettrico nazionale è superiore al 90% con diminuzioni fino al 87.5% in periodi con alti assorbimenti e picchi minimi del 83% in caso di importanti guasti di linee ( dati estrapolati dalle statistiche Terna per il 2021 [1]). Nel caso studio invece abbiamo potuto verificare un'efficienza del 95.8% lavorando a basse tensioni (basse in quanto nella norma, un impianto fotovoltaico lavora tra i 200V e i 1000V) con un'efficienza invece molto minore di trasformazione DC-AC molto simile all'efficienza di trasformazione di un impianto della distribuzione nazionale.

Con la discussione dell'EROEI abbiamo potuto confrontare diversi modi di produrre l'energia elettrica attraverso il bilancio di energia spesa e ricavata ma senza analizzare la sostenibilità della stessa. Ricordando che ad oggi le fonti rinnovabili ricoprono solo una

piccola parte del mix energetico nazionale, questo non è da vedere come un punto di debolezza ma bensì come un vantaggio; infatti, con i mezzi di previsione e calcolo presenti oggi sarà sicuramente possibile ottimizzare al meglio gli impianti di generazione elettrica da fonti rinnovabili in ottica futura.

Nel caso di sistemi fotovoltaici off-grid, gli indicatori di sostenibilità energetica, ed in particolare l'EROEI, sono risultati inferiori ai valori attesi per impianti on-grid. La ragione di tale differenza è l'impiego, in impianti off-grid, del sistema di accumulo che causa un incremento del 50% dell'energia immagazzinata rispetto a quella dei pannelli fotovoltaici. Caratteristica critica del fotovoltaico off-grid è che la sovrapproduzione non può venire considerata in quanto non prodotta e dunque verrà considerato solo l'autoconsumo; La parità di energia tra quella impiegata e quella prodotta può essere raggiunta in circa 11 anni di utilizzo

Si può dunque concludere che per: semplicità d'installazione, sicurezza elettrica, convenienza economica, flessibilità d'installazione; l'energia fotovoltaica sta compiendo diversi primati e concorre all'aumento dell'efficienza della rete elettrica nazionale allo scopo di generare meno energia da fonti non rinnovabili e delocalizzate dal luogo di consumo. Con l'aiuto della legislazione in continua evoluzione il fotovoltaico sta diventando una tecnologia applicabile a moltissimi contesti anche grazie allo sviluppo di nuovi sistemi *plug and play*, cioè di veloce e facile installazione. Il 10-17% di energia elettrica persa nel trasporto atto dalla rete elettrica nazionale è da confrontare alla perdita di efficienza del trasporto di energia nel nostro caso studio, del 4.2%, con la differenza che nel primo caso quella perdita di efficienza è da ribaltare su una maggiore produzione di energia da fonti non rinnovabili ed inquinanti. Se ogni abitazione, condominio e azienda avesse parte della copertura adibita ad impianto fotovoltaico con o senza accumulo avremo un elevatissimo autoconsumo, il trasporto di energia elettrica dalle centrali di generazione sarebbe molto contenuto, per sistemi on-grid la sovra energia prodotta da impianti domestici potrebbe essere consumata da aziende energivore non autosufficienti; la completa autosufficienza energetica per ogni installazione, ovvero l'utilizzo di sistemi off-grid autosufficienti in ogni abitazione, sarebbe utopica anche in situazioni di produzione ottimale. Con questa tesi si voleva sensibilizzare il lettore su ordini di grandezza di produzione fotovoltaica e consumo domestico, su metodi di installazione e tecnologie di applicazione dell'energia fotovoltaica; una rapida

panoramica per poter affermare che l'energia fotovoltaica è applicabile in ogni realtà domestica e industriale.

## Appendici

### APPENDICE A

Il diodo è un componente elettrico passivo, la sua principale funzione è quella di controllare la direzione del flusso di corrente, infatti, la corrente che attraversa il diodo lo può fare solo in una direzione; le correnti inverse vengono bloccate. Dunque, la corrente inversa presenterà ai capi del diodo una tensione negativa, in questa condizione il diodo non lascia fluire la corrente trasformandosi in un circuito aperto. Quando la tensione ai capi del diodo sarà positiva esso lascerà fluire la corrente trasformandosi in un circuito chiuso.

Il comportamento sopra descritto è di un diodo ideale, il comportamento di un diodo reale invece può essere schematizzato dal seguente curva caratteristica.

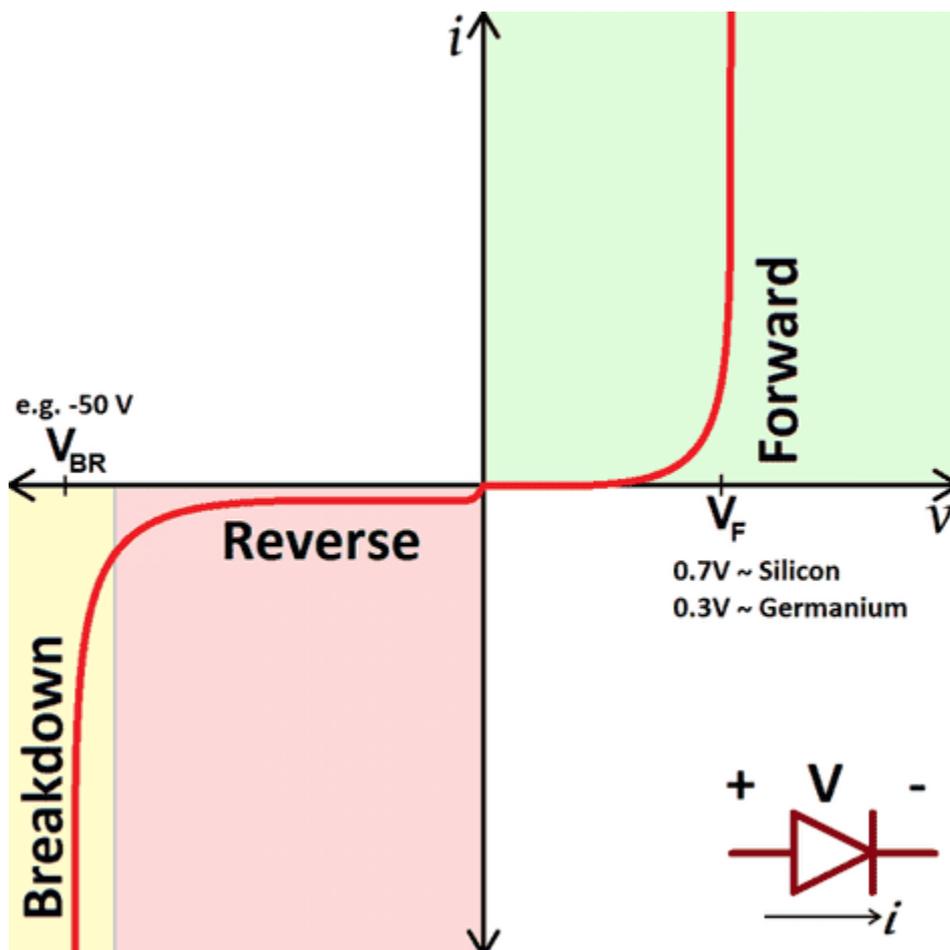


Figura 41 - curva caratteristica diodo ideale

È subito comprensibile il campo di esistenza della curva caratteristica del diodo reale. Partiamo analizzando la curva caratteristica da sinistra verso destra. Al valore di tensione  $V_{BR}$  abbiamo la corrente negativa che aumenta sostanzialmente, in questo punto il diodo non riesce più a comportarsi come un circuito aperto e si trasforma in un circuito chiuso lasciando scorrere la corrente, questa trasformazione da circuito aperto a circuito chiuso è irreversibile.

La zona successiva evidenziata di rosso comprende tutte le tensioni da zero fino a  $V_{BR}$ , solo una quantità minima di corrente viene lasciata passare e si dissipa in calore minore è questa quantità maggiore è la qualità del diodo.

Tutto il primo quadrante è il quadrante *forward*, la corrente è bloccata finché non raggiunge il valore di  $V_F$  che generalmente oscilla tra 0.3V per il Germanio e 0.7V per il Silicio dopo il quale la corrente è libera di circolare; il funzionamento in *forward* è completamente reversibile.

## **APPENDICE B**

La potenza elettrica è definita come prodotto tra tensione e corrente. La corrente viene trasmessa tramite cavi in rame che, anche se è un buonissimo conduttore non è ideale e perciò presenta una resistività minima che causa dispersioni di energia. Qualsiasi conduttore elettrico deve essere opportunamente dimensionato in quanto se fosse attraversato da tensione bassa, a parità di potenza, circolerebbe troppa corrente sovraccaricando il conduttore che genererà calore fino al surriscaldamento e la rottura. Solitamente impianti fotovoltaici di medio-grande dimensione vengono formati da stringhe composte da molti pannelli fotovoltaici in serie, così innalzando la tensione e perciò riducendo le perdite nei conduttori di collegamento tra pannelli ma anche riducendo le correnti circolanti in ogni pannello. Ogni componente infatti è studiato per resistere a determinate tensioni e correnti massime superate le quali è a rischio l'efficienza e la sicurezza dell'impianto.

Non dobbiamo dimenticare che la potenza  $P$  va con il quadrato della corrente, a dimostrazione di quanto detto precedentemente, attraverso la relazione:  $P = R \cdot I^2$ .

## APPENDICE C

### Technical Specifications

Model	Tracer 6210AN	Tracer 5415AN	Tracer 6415AN	Tracer 8415AN	Tracer 10415AN	Tracer 5420AN	Tracer 6420AN	Tracer 8420AN	Tracer 10420AN
Nominal system voltage	12/24VDC/Auto	12/24/36/48VDC/Auto							
Battery type	Lead-acid (Sealed/Gel/Flooded)/Lithium (LiFePO <sub>4</sub> /Li(NiCoMnO <sub>2</sub> )/User								
Battery input voltage range	8V ~ 32V	8V ~ 68V	8V ~ 68V	8V ~ 68V	8V ~ 68V	8V ~ 68V	8V ~ 68V	8V ~ 68V	8V ~ 68V
Rated charge current	60A	50A	60A	80A	100A	50A	60A	80A	100A
Rated charge power	750W/12V 1500W/24V	625W/12V 1250W/24V 1875W/36V 2500W/48V	750W/12V 1500W/24V 2250W/36V 3000W/48V	1000W/12V 2000W/24V 3000W/36V 4000W/48V	1250W/12V 2500W/24V 3750W/36V 5000W/48V	625W/12V 1250W/24V 1875W/36V 2500W/48V	750W/12V 1500W/24V 2000W/36V 3000W/48V	1000W/12V 2000W/24V 3000W/36V 4000W/48V	1250W/12V 2500W/24V 3750W/36V 5000W/48V
Max. conversion efficiency	98.00%	98.30%	98.60%	98.50%	98.60%	98.30%	98.10%	98.50%	98.50%
Tracking efficiency	≥99.5%								
Max. PV open circuit voltage	100V (At minimum operating environment temperature) 92V (At 25°C environment temperature)	150V (At minimum operating environment temperature) 138V (At 25°C environment temperature)			200V (At minimum operating environment temperature) 180V (At 25°C environment temperature)				
MPP voltage range	(Battery Voltage +2V) ~ 72V	(Battery Voltage +2V) ~ 108V			(Battery Voltage +2V) ~ 144V				
Equalization voltage	Sealed:14.6V,Flooded:14.8V,User-defined:9-17V								
Boost voltage	Gel:14.2V,Sealed:14.4V,Flooded:14.6V,User-defined:9-17V								
Float voltage	Gel/Sealed/Flooded:13.8V,User-defined:9-17V								
Low voltage reconnect voltage	Gel/Sealed/Flooded:12.6V,User-defined:9-17V								
Low voltage disconnect voltage	Gel/Sealed/Flooded:11.1V,User-defined:9-17V								
Self-consumption	98mA/12V;60mA/24V;50mA/36V;46mA/48V								
Temperature compensation (for lead-acid battery)	- 3mV/°C/2V(Default)								
Relative humidity	5% to 95% (N.C.)								
Enclosure	IP20								
Communication interface	RS485(SVDC/200mA, Two RJ45 ports in parallel)								
Grounding	Common negative								
Operating temperature range	-25°C ~ +60°C(derating above 45°C)								
Dimensions(LxWxH)(mm)	340x232x105.2	261x216x119	340x236x119	394x240x134	394x242x143	261x216x119	340x236x119	394x240x134	394x242x143
Net weight	3.5kg	3.5kg	4.5kg	6.1kg	7.4kg	3.5kg	4.5kg	6.1kg	7.4kg
1. The controller can't automatically identify system voltage if lithium batteries were connected.									
2. The voltage point is for 12V system, please *2 in 24V system, *3 in 36V system, *4 in 48V system.									

BEIJING EPSOLAR TECHNOLOGY CO., LTD.  
+86-10-82894112

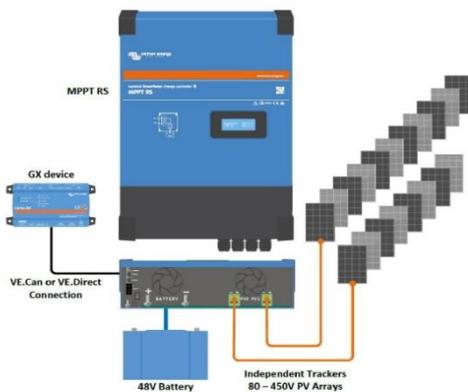
HUIZHOU EPEVER TECHNOLOGY CO., LTD.  
+86-752-3889706

BEIJING EPSOLAR TECHNOLOGY CO., LTD. SHENZHEN BRANCH  
+86-755-89236750

Figura 42 - scheda tecnica Epever Tracer10420AN

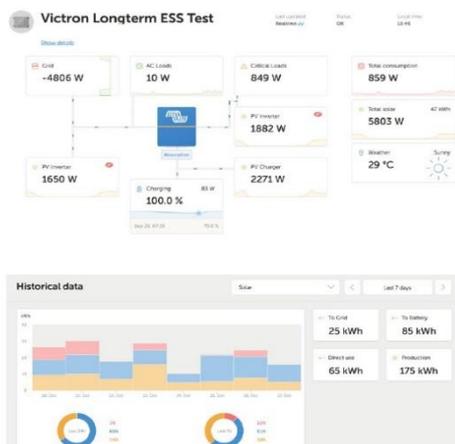
## APPENDICE D

Il regolatore di carica preso in considerazione e scartato è il Victron MPPT RS solar 450|20. Victron è un marchio conosciuto per la sua qualità e affidabilità che si paga a caro prezzo in termini di costo d'acquisto che è circa il 380% in più rispetto alla concorrente Epever. Tuttavia, i prodotti Victron hanno maggior semplicità di installazione e programmazione dei parametri di ricarica a scapito però di una minor manipolazione dei dati stessi. Il regolatore di carica Epever ha i circuiti elettrici non accessibili in nessun modo a differenza del regolatore Victron che presenta ventole di raffreddamento così rendendo i componenti elettronici vulnerabili alla polvere.



Esempio di grafico del sistema  
MPPT RS da 100 A combinato con un dispositivo GX, in stato di carica di una batteria da 48 V con 2 stringhe FV separate.

**Portale VRM**  
Quando il MPPT RS è collegato a un dispositivo GX tramite connessione internet, o tramite GlobalLink S20 con connettività 4G integrata, è possibile accedere al nostro sito web gratuito di monitoraggio remoto (VRM). Quest'ultimo mostrerà tutti i dati del proprio sistema in un formato grafico completo. Gli allarmi possono essere notificati via e-mail.



MPPT SmartSolar RS Isolato	450 100	450 200
<b>CARICABATTERIE</b>		
Tensione batteria	48 V	
Corrente nominale di carica	100 A	200 A
Massima potenza di carica	5,8 kW a 57,6 V	11,5 kW a 57,6 V
Tensione di carica "assorbimento"	Impostazione predefinita: 57,6 V (regolabile)	
Tensione di carica "mantenimento"	Impostazione predefinita: 55,2 V (regolabile)	
Intervallo di tensione programmabile	Minimo: 36 V Massimo: 60 V <sup>(7)</sup>	
Algoritmo di carica	Adattativo a più fasi (regolabile)	
Sensore di temperatura batteria	Incluso	
Efficienza massima	96 %	
Autoconsumo	15 mA	
<b>SOLARE</b>		
Massima tensione CC FV	450 V	
Tensione di avvio	120 V	
Intervallo di tensione operativa MPPT	80 - 450 V <sup>(1)</sup>	
Numero di tracciatori	2	4
Massima corrente di ingresso operativa FV	18 A per tracciatore	
Max. corrente di cortocircuito FV <sup>(2)</sup>	20 A per tracciatore	
Massima potenza di carica CC in uscita	4000 W per tracciatore 5760 W totale	4000 W per tracciatore 11520 W totale
Dimensione massima modulo FV per tracciatore <sup>(3)</sup>	7200 Wp (450 V x 20 A) <sup>(3)</sup>	
Livello di guasto isolamento FV <sup>(4)</sup>	100 kΩ	
<b>GENERALE</b>		
Funzionamento sincronizzato in parallelo	Sì, fino a 25 unità con VE.Can	
Relè programmabile <sup>(5)</sup>	Sì	
Protezione	Polarità inversa FV Cortocircuito uscita Sovratemperatura	
Comunicazione dati	Porta VE.Direct, porta VE.Can e Bluetooth (6)	
Frequenza Bluetooth	2402 - 2480 MHz	
Potenza Bluetooth	4 dBm	
Porta di entrata analogica/digitale ad uso generale	Sì, 2x	
Accensione-spegnimento remoto	Sì	
Campo temperatura di esercizio	da -40 a +60 °C (raffreddamento a ventola)	
Umidità (senza condensa)	max 95 %	
<b>CARCASSA</b>		
Materiale e colore	acciaio, blu RAL 5012	
Categoria protezione	IP21	
Collegamento batteria	Bulloni M8	
Morsetti di alimentazione ingresso FV (versione -Tr)	2 16 mm <sup>2</sup>	
Morsetti di alimentazione ingresso FV (versione MC4)	1 coppia di connettori MC4 maschio e femmina per tracciatore	
Morsetti di alimentazione entrata FV	2,5 - 16 mm <sup>2</sup>	
Peso	7,9 kg	13,7 kg
Dimensioni (a x l x p) in mm	440 x 313 x 126	487 x 434 x 146
<b>NORMATIVE</b>		
Sicurezza	EN-IEC 62109-1, EN-IEC 62109-2	
Paese di origine	Progettato nei Paesi Bassi Fabbricato in India	

1) L'intervallo operativo del MPPT è limitato dalla tensione batteria. Il VOC del FV non deve superare 8 x tensione mantenimento batteria. Ad esempio, una tensione di mantenimento di 52,8 V comporta un VOC FV di 422,4 V. Per ulteriori informazioni, vedere il manuale del prodotto.  
2) Una corrente di cortocircuito più alta potrebbe danneggiare il regolatore se il modulo FV è collegato con polarità inversa.  
3) Un VOC max. di 450 comporta circa 360 Vmp; pertanto, il modulo FV massimo è circa 360 V x 20 A = 7200 Wp.  
4) Il MPPT RS verifica la presenza di un isolamento resistivo sufficiente tra FV+ e GND e tra FV- e GND. Se la resistenza è inferiore alla soglia, l'unità arresta la carica, mostra l'errore e invia un segnale di errore al dispositivo GX (se collegato) per il segnalatore acustico, nonché una notifica tramite e-mail.  
5) Relè programmabile che può essere impostato in funzione di allarme generale, sottotensione CC o avvio/arresto generatore. CC nominale: 4 A fino a 35 VCC e 1 A fino a 70 VCC.  
6) Attualmente il MPPT RS non è compatibile con le Reti VE-Smart.  
7) Il punto di riferimento dei caricatori (mantenimento e assorbimento) si può impostare su massimo 60 V. La tensione di uscita sui morsetti delle caricatori può essere più alta, in seguito alla compensazione della temperatura, nonché alla compensazione della caduta di tensione lungo i cavi della batteria. La corrente di uscita massima è ridotta su base lineare da una corrente piena di 60 V a 5 A per una corrente di 62 V. La tensione di equalizzazione può essere impostata su un max di 62 V, la percentuale di corrente di equalizzazione può essere impostata su un max del 6%.

Figura 43 - scheda tecnica Victron 450|200

## APPENDICE E

### H1Z2Z2-K 1/1 kVac - 1,5/1,5 kVcc



#### CARATTERISTICHE FUNZIONALI:

- Tensione nominale  $U_0/U$ : 1/1 kVac 1,5/1,5 kVcc
- Tensione massima: 1,2 kVac 1,8 kVcc
- Tensione di prova: 6,5 kVac 15 kVcc
- Temperatura massima di esercizio: 90°C
- Temperatura minima di posa: -25°C
- Temperatura massima di corto circuito: 250°C
- Raggio minimo di curvatura: 6 volte il diametro esterno massimo

#### CARATTERISTICHE PARTICOLARI:

Per trasporto di energia e trasmissione segnali in ambienti interni o esterni anche bagnati. Funzionamento per almeno 25 anni in normali condizioni d'uso. Funzionamento a lungo termine (Indice di temperatura TI): 120°C riferito a 20.000 ore (CEI EN 60216)

#### CONDIZIONI DI IMPIEGO:

Uso previsto in installazioni fotovoltaiche es. in conformità all'HD 60364-7-712. Adatti per applicazione su apparecchiature con isolamento di protezione (Classe di protezione II). Intrinsecamente sono a prova di cortocircuito e di dispersioni a terra in conformità all'HD 60364-5-52. Adatti per uso permanente all'esterno o all'interno, per installazioni libere mobili, libere a sospensione e fisse. Installazione anche in condotti e su canaline, all'interno o sotto intonaco oltre che nelle apparecchiature.

#### FUNCTIONAL CHARACTERISTICS

- Rated voltage  $U_0/U$ : 1/1 kVac 1,5/1,5 kVdc
- Maximum voltage: 1,2 kVac 1,8 kVdc
- Testing Voltage: 6,5 kVac 15 kVdc
- Max working temperature: 90°C
- Minimum installation temperature: -25°C
- Maximum short circuit temperature: 250°C
- Minimum bending radius: 6 x maximum external diameter

#### SPECIAL FEATURES

Power transmission, signal transmission indoor and outdoor, even wet. Suitable for working up to 25 years standard conditions. Long term working (temperature index TI): 120°C referred to 20.000 hours (CEI EN 60216)

#### USE AND INSTALLATION

Intended use in photovoltaic installations and, in accordance with HD 60364-7-712. Suitable for application on devices with protective insulation (protection class II). They are inherently short-circuit proof and earth leakage pursuant to HD 60364-5-52. Suitable for permanent use outdoors or indoors, for mobile free installation, free hanging and fixed. Installation also in conduits and ducts on, inside or under plaster as well as in equipment.

#### COSTRUZIONE DEL CAVO / CABLE CONSTRUCTION



##### CONDUTTORE

**Materiale:** Rame stagnato, formazione flessibile, classe 5

##### CONDUCTOR

**Material:** Tinned copper, class 5

##### ISOLANTE

**Materiale:** Elastomero reticolato atossico di qualità Z2  
**Colore:** naturale  
CEI EN 50618

##### INSULATION

**Material:** Non-toxic crosslinked elastomer quality Z2  
**Colour:** natural  
CEI EN 50618

##### GUAINA ESTERNA

**Materiale:** Elastomero reticolato atossico di qualità Z2  
**Colore:** Nero RAL 9005 - Rosso RAL 3013, blu RAL 5015  
CEI EN 50618

##### OUTER SHEATH

**Material:** Non-toxic crosslinked elastomer quality Z2  
**Colour:** black RAL 9005, red RAL 3013, blue RAL 5015  
CEI EN 50618

Formazione Size	Ø esterno medio Medium Ø outer	Peso medio cavo Medium Weight	Resistenza elettrica Electrical Resistance max a 20°C	Portata di corrente / Current rating		
				Cavo singolo libero in aria	Cavo singolo su unica superficie	Due cavi caricati che si toccano su una superficie
n° x mm²	mm	kg/km	Ω/km	A	A	A
1 x 1,5	4,7	34	13,3	30	29	24
1 x 2,5	5,2	47	7,98	41	39	33
1 x 4	5,8	58	4,95	55	52	44
1 x 6	6,5	80	3,3	70	67	57
1 x 10	7,9	127	1,91	98	93	79
1 x 16	8,8	180	1,21	132	125	107
1 x 25	10,6	270	0,78	176	167	142
1 x 35	12,0	360	0,554	218	207	176
1 x 50	14,1	515	0,386	276	262	221
1 x 70	15,9	720	0,272	347	330	278
1 x 95	17,7	915	0,206	416	395	333
1 x 120	19,8	1160	0,161	488	464	390
1 x 150	21,7	1460	0,129	566	538	453
1 x 185	24,1	1780	0,106	644	612	515
1 x 240	26,7	2400	0,0801	775	736	620

Temperatura ambientale 60°C - Temperatura max conduttore: 120°C  
Ambient temperature 60°C - Max conductor temperature: 120°C

Nota: Il periodo di uso previsto ad una temperatura massima del conduttore di 120°C e ad una massima temperatura ambientale di 60°C è limitato a 20.000h  
Note: The intended period of use at a maximum conductor temperature of 120°C and a maximum ambient temperature of 60°C is limited to 20,000h

Cables & Equipments

13

Figura 44 - scheda tecnica cavo solare H1Z2Z2-K

## ***APPENDICE F***

Il problema riscontrato nel mese di Novembre 2023 è stato un errato settaggio dei parametri di float charge e boost charge dei regolatori di carica. Dopo un aggiornamento del software del regolatore di carica nel mese di ottobre, a seguito dell'aggiornamento abbiamo riscontrato difficoltà a settare i voltaggi ai quali la ricarica passa da float a boost charge così causando per alcuni giorni una mancata produzione causata da un voltaggio massimo di ricarica impostato a 54.8V causando una percentuale massima delle batterie del 60% rendendo l'accumulo insufficiente per giornate con scarsa produzione. Come accennato precedentemente, il regolatore di carica da noi scelto è molto modulabile ma nasconde diversi bug e una discreta difficoltà di programmazione.

## INDICE DELLE FIGURE

FIGURA 1 - ANDAMENTO DELLA PRODUZIONE SOLARE ITALIANA .....	11
FIGURA 2 - INVECCHIAMENTO PANNELLO FOTOVOLTAICO JA SOLAR JAM72S20 .....	12
FIGURA 3 - SCHEMA DEL SISTEMA ELETTRICO NAZIONALE.....	14
FIGURA 4 - SCHEMA IMPIANTO FOTOVOLTAICO OFF-GRID .....	16
FIGURA 5 - GIUNZIONE P-N E MECCANISMO DI GENERAZIONE DI CORRENTE ELETTRICA .....	19
FIGURA 6 - SPETTRO SOLARE E ASSORBIMENTO FOTOVOLTAICO [4].....	21
FIGURA 7 - PANNELLI FOTOVOLTAICI IN SILICIO .....	23
FIGURA 8 - CURVA CARATTERISTICA DEL DIODO FOTOVOLTAICO NELLE CONDIZIONI DI IRRAGGIAMENTO NULO E NON NULO .....	25
FIGURA 9 - CIRCUITO EQUIVALENTE CELLA FOTOVOLTAICA .....	26
FIGURA 10 - CURVA CARATTERISTICA I-V IDEALE E REALE. LA CURVA A) O CURVA IDEALE NON TIENE CONTO DELLE RESISTENZE CIRCUITALI. LA CURVA B) O CURVA REALE TIENE CONTO DELLE RESISTENZE CIRCUITALI .....	27
FIGURA 11 - CURVA CARATTERISTICA I-V E CURVA DI POTENZA.....	28
FIGURA 12 - INCIDENZA DELL'IRRADIANZA IN RELAZIONE ALLA CURVA CARATTERISTICA I-V .....	29
FIGURA 13 - INCIDENZA DELLA TEMPERATURA IN RELAZIONE ALLA CURVA CARATTERISTICA I-V .....	30
FIGURA 14 - CIRCUITO DI COLLEGAMENTO CELLE FOTOVOLTAICHE IN SERIE .....	32
FIGURA 15 - CIRCUITO DI COLLEGAMENTO CELLE FOTOVOLTAICHE IN PARALLELO .....	33
FIGURA 16 - ESEMPIO DI COLLEGAMENTO DELLE CELLE FOTOVOLTAICHE FACENTI PARTE DEL PANNELLO FOTOVOLTAICO.....	34
FIGURA 17 - ESEMPIO DI FUNZIONAMENTO DEL DIODO E NUOVO PERCORSO DELLA CORRENTE (BLU).....	34
FIGURA 18 - FISSAGGIO SOTTOTEGOLA [9] .....	40
FIGURA 19 - FISSAGGIO SU LAMIERA GRECATA [9] .....	40
FIGURA 20 - STRUTTURE SOSPENSE [9] .....	41
FIGURA 21 - CAVO FOTOVOLTAICO SECONDO NORMATIVA CEI [2].....	41
FIGURA 22 - CONNETTORI MC4 IMPERMEABILI .....	42
FIGURA 23 - FUNZIONAMENTO DELLE TECNOLOGIE MPPT E PWM DI TRASFORMATORI DC/DC.....	44
FIGURA 24 - QUADRO ELETTRICO DC SEMPLIFICATO CASO STUDIO. A) FUSIBILE E PORTAFUSIBILI, B) DIODO, C) SEZIONATORE, D)SPD .....	46
FIGURA 25 - STRUTTURA FUSIBILE FOTOVOLTAICO .....	47
FIGURA 26 - DIODO DI BLOCCO 50° .....	49
FIGURA 27 - SCHEMA DI COLLEGAMENTO DEI COMPONENTI QUADRO ELETTRICO DC, CIRCUITO CERCHIATA NELLA FIGURA 22 .....	50
FIGURA 28 - QUADRO ELETTRICO DOMESTICO AC CASO STUDIO .....	51
FIGURA 29 - ETICHETTA DI PRODOTTO PANNELLO FOTOVOLTAICO CASO STUDIO .....	54

FIGURA 30 - SCHEDA TECNICA JASOLAR [8].....	55
FIGURA 31 - FOTO AEREA TETTO CASO STUDIO. A) FALDA SUD-OVEST B) FALDA NORD-EST .....	57
FIGURA 32 - PVGIS DATABASE.....	58
FIGURA 33 - PARAMETRI SOFTWARE FOTOVOLTAICO .....	59
FIGURA 34 - REPORT SOFTWARE PVGIS CASO STUDIO .....	61
FIGURA 35 - SCHEMA COMPLESSIVO IMPIANTO FOTOVOLTAICO CASO STUDIO .....	67
FIGURA 36 - GRAFICO POTENZA PV – TEMPO DELLA STRINGA A QUATTRO PARALLELI, SONO SELEZIONATI I PUNTI DI MISURAZIONE .....	68
FIGURA 37 - CONNESSIONE VOLTMETRO AD UN COMPONENTE PER MISURARNE LA CADUTA DI TENSIONE .	69
FIGURA 38 - CONNESSIONE AMPEROMETRO AD UN COMPONENTE PER MISURARE LA CORRENTE IN CIRCOLO .....	69
FIGURA 39 - SCHEMA DI COLLEGAMENTO INVERTER-REGOLATORE DI CARICA-BATTERIE .....	78
FIGURA 40 – EROEI MINIMO E MASSIMO FONTI ENERGETICHE RINNOVABILI.....	85
FIGURA 41 - CURVA CARATTERISTICA DIODO IDEALE.....	94
FIGURA 42 - SCHEDA TECNICA EPEVER TRACER10420AN.....	97
FIGURA 43 - SCHEDA TECNICA VICTRON 450 200.....	98
FIGURA 44 - SCHEDA TECNICA CAVO SOLARE H1Z2Z2-K.....	99

## Bibliografia

- [1] S. Terna. [Online]. Available: <https://www.terna.it/it/sistema-elettrico/statistiche/pubblicazioni-statistiche#:~:text=I%20consumi%20di%20energia%20elettrica,%2C3%25%20per%20il%20domestico..>
- [2] CVSperoni, «CVSperoni.it,» [Online]. Available: <http://www.cvsperoni.it/index.php/irradianza-e-irraggiamento-al-suolo/>.
- [3] C. Z. Francesco Groppi, Impianti solari fotovoltaici a norme CEI : guida per progettisti e installatori, EDITORIALE DELFINO.
- [4] Energy, «Energyhunters,» [Online]. Available: <https://www.energyhunters.it/policristallino-film-sottile-nel-fotovoltaico-differenzevantaggi-svantaggi/>.
- [5] L. C. Tom Markvart, Pratical handbook of photovoltaics, fundamentals and applications, ELSEVIER.
- [6] Wikipedia, «Cella Solare,» [Online]. Available: [https://it.wikipedia.org/wiki/Cella\\_solare](https://it.wikipedia.org/wiki/Cella_solare).
- [7] Altervista, «laboratorioscolastico.altervista,» [Online]. Available: <https://laboratorioscolastico.altervista.org/la-cella-fotovoltaica/>.
- [8] Capitalsemi, «Capitalsemi,» [Online]. Available: <https://www.capitalsemi.com/SensorApplicationNotes>.
- [9] Novotegra, «Novotegraenergia,» [Online]. Available: <https://www.novotegra.com/it/sistemi-di-montaggio/tetto-a-tegole/sistema-a-incastro-side-fix>.

- [1 R. c. e. e. eu, «photovoltaic geographical information system-pvgis,» [Online].  
0] Available: [https://joint-research-centre.ec.europa.eu/photovoltaic-geographical-information-system-pvgis/pvgis-releases/pvgis-52\\_en](https://joint-research-centre.ec.europa.eu/photovoltaic-geographical-information-system-pvgis/pvgis-releases/pvgis-52_en).
- [1 Zanichelli, «Zanichelli approfondimenti,» [Online]. Available:  
1] [https://online.scuola.zanichelli.it/caglieromeccanica-files/approfondimenti/Zanichelli\\_Cagliari\\_Approfondimenti\\_3\\_18.pdf](https://online.scuola.zanichelli.it/caglieromeccanica-files/approfondimenti/Zanichelli_Cagliari_Approfondimenti_3_18.pdf).
- [1 Energoclub, «Energoclub dalle fossili alle rinnovabili,» [Online]. Available:  
2] <https://www.energoclub.org/>.
- [1 Y.Tsuchiva, «Y. Tsuchiya, et al., Energy payback time analysis and return on  
3] investment of off-grid photovoltaic systems in rural areas of Tanzania, Sustainable Energy Technologies and Assessments 42 (2020) 100887, <https://doi.org/10.1016/j.seta.2020.100887>».
- [1 M. Thomitzek, «M Thomitzek, et al., Cradle-to-Gate Analysis of the Embodied  
4] Energy in Lithium Ion Batteries,Procedia CIRP vol 80, 2019, pag 304.309 <https://doi.org/10.1016/j.procir.2019.01.099>».
- [1 Viessman, «Residential Viessman,» [Online]. Available:  
5] <https://residenziale.viessmannitalia.it/rendimento-solare-termico-anche-in-inverno-la-risposta>.
- [1 R. A. M. J. Ventre, Photovoltaic systems engineering, CRC PRESS.  
6]
- [1 G. D. S. A. P. K. T. Alessandro Caffarelli, Sistemi fotovoltaici : progettazione,  
7] gestione, manutenzione impiantistica, MAGGIOLI EDITORE.
- [1 [Online]. Available: <https://www.victronenergy.it/>.  
8]
- [1 [Online]. Available: <https://www.epever.com/>.  
9]

[2 «Comcavi,» [Online]. Available: <https://www.comcavi.it/cavi/cavi-elettrici-01-cpr/h1z2z2-k/>.

[2 M. fotovoltaico, libro dei libri.

1]

[2 JA, «JASolar,» [Online]. Available:

2] <https://www.jasolar.com/index.php?m=content&c=index&a=lists&catid=532>.