

# POLITECNICO DI TORINO

Laurea Magistrale in Ingegneria Elettrica  
E-Mobility and Smart Grid



**Politecnico  
di Torino**

Tesi di Laurea Magistrale

## **Sistemi fotovoltaici connessi a rete: studio di fattibilità per un edificio scolastico**

**Relatore**

Prof. Filippo Spertino

**Candidato**

Giuseppe Bellinvia

**Correlatore**

Prof. Alessandro Ciocia

Anno Accademico 2024 - 2025



# Ringraziamenti

*Alla mia famiglia,  
A Matilde,  
Ai miei nonni,  
Ai miei amici, e a tutti coloro che mi hanno accompagnato in questo percorso,  
rendendolo unico ed indimenticabile,  
A chi non è più con me, ma continua ad accompagnarmi ogni giorno,  
A Bafia, casa mia.*



# Sommario

Nel panorama delle fonti rinnovabili, in cui il fotovoltaico ha conosciuto negli ultimi anni una crescita esponenziale, grazie ai progressi tecnologici, alla riduzione dei costi e alle politiche di incentivazione volte a favorire la transizione energetica, la presente tesi ha l'obiettivo di valutare la fattibilità tecnico-economica di un impianto fotovoltaico connesso alla rete, da installare sul tetto di un edificio scolastico situato a Chieri, comune italiano della città metropolitana di Torino.

Dopo un'analisi del contesto energetico nazionale, con particolare attenzione alla diffusione delle fonti rinnovabili e al ruolo del fotovoltaico, vengono approfonditi i principi di funzionamento della tecnologia fotovoltaica, evidenziandone le potenzialità e i fattori che ne influenzano il rendimento, oltre che degli altri dispositivi necessari per il corretto, quanto migliore, funzionamento dell'intero sistema.

Successivamente, lo studio si concentra sulla progettazione dell'impianto. Partendo dall'area disponibile del tetto, si è definita la migliore disposizione dei moduli del generatore fotovoltaico, e dopo aver definito la potenza massima producibile, si è passato al dimensionamento ottimale e alla scelta di tutti i componenti, tra i quali inverter e cavi.

Si è posta inoltre attenzione alla producibilità energetica, stimata parallelamente sia attraverso calcoli matematici svolti su Excel che tramite l'uso di software quali PVGIS (che ha permesso anche di avere accesso ai dati climatici del luogo), per avere un confronto tra le due metodologie.

Vengono analizzati inoltre gli aspetti tecnici legati all'installazione e connessione a rete dell'impianto, ed in aggiunta alla configurazione base, vengono anche proposte diverse configurazioni con e senza possibilità di accumulo, sia lato AC che lato DC, ognuna delle quali esaminata e schematizzata singolarmente. Oltre alle varie modifiche apportate alla configurazione base dell'impianto fotovoltaico, si è scelto di replicare quasi integralmente lo stesso sistema in una località del sud Italia, in un piccolo paese di nome Bafia, situato nella zona nord-orientale della Sicilia. Chiaramente, avendo cambiato edificio, è stato necessario apportare alcune modifiche per quanto riguarda le strutture di sostegno dei moduli e il loro orientamento. L'obiettivo di questa scelta è quello di analizzare e confrontare i risultati in termini di produzione energetica e rendimento dell'impianto in due contesti geografici

caratterizzati da condizioni climatiche e irraggiamento che ci si aspetta siano significativamente differenti. Il lavoro di tesi si è concluso con la stima dei costi, dei flussi di cassa e successiva valutazione economica dell'investimento, per tutte le configurazioni esaminate, attraverso il calcolo del VAN. Ottenuto il tempo di ritorno dell'investimento, e il guadagno dopo 25 anni, sono state tratte le conclusioni sulla convenienza economica degli impianti.



# Indice

<b>Elenco delle figure</b>	X
<b>Elenco delle tabelle</b>	XIII
<b>1 Introduzione</b>	1
1.1 Le fonti rinnovabili . . . . .	1
1.2 Le fonti rinnovabili in Italia . . . . .	3
1.3 Il fotovoltaico in Italia . . . . .	6
<b>2 Fondamenti teorici della radiazione solare e dei sistemi fotovoltaici</b>	11
2.1 Energia e radiazione solare . . . . .	11
2.2 Concetto di Massa d’Aria . . . . .	15
2.3 Orientamento e tilt . . . . .	16
2.4 La cella fotovoltaica . . . . .	17
2.4.1 Principi base del funzionamento delle celle . . . . .	18
2.4.2 Struttura della cella fotovoltaica . . . . .	21
2.4.3 Curva corrente-tensione . . . . .	23
2.4.4 Collegamento delle celle in serie ed in parallelo . . . . .	26
2.5 Il modulo fotovoltaico . . . . .	30
2.5.1 Il generatore fotovoltaico . . . . .	32
2.5.2 L’impianto fotovoltaico . . . . .	33
2.6 I convertitori DC/AC: inverter . . . . .	33
2.6.1 Convertitore DC/DC: MPPT . . . . .	37
2.7 Gli accumulatori elettrochimici . . . . .	38
<b>3 Il progetto dell’impianto fotovoltaico</b>	41
3.1 Sito dell’impianto e considerazioni iniziali . . . . .	42
3.2 Scelta dei moduli fotovoltaici . . . . .	44
3.3 Disposizione iniziale dei moduli . . . . .	49
3.4 Scelta dell’inverter . . . . .	52
3.4.1 Approfondimento sul rendimento europeo . . . . .	53
3.5 Organizzazione delle stringhe e disposizione definitiva dei moduli . . . . .	54

3.6	Accoppiamento array - inverter . . . . .	57
3.7	Calcolo della producibilità e confronto con i dati di PVGIS . . . . .	59
3.8	Cavi e loro dimensionamento . . . . .	61
3.8.1	Cavi solari . . . . .	61
3.8.2	Dimensionamento dei cavi solari . . . . .	63
3.8.3	Cavi DC . . . . .	67
3.8.4	Dimensionamento dei cavi DC . . . . .	69
3.8.5	Cavi AC . . . . .	72
3.8.6	Dimensionamento dei cavi AC . . . . .	74
3.9	Schema elettrico dell'impianto . . . . .	77
3.10	Configurazione dell'impianto con sistema di accumulo sul lato AC . . . . .	79
3.10.1	Inverter per accumulo lato AC . . . . .	81
3.10.2	Batterie per accumulo lato AC . . . . .	82
3.11	Configurazione dell'impianto con 2 inverter ibridi . . . . .	84
3.11.1	Inverter ibrido . . . . .	85
3.11.2	Schema elettrico dell'impianto con due inverter . . . . .	87
3.11.3	Accoppiamento array - inverter ibrido . . . . .	88
3.11.4	Dimensionamento dei cavi lato AC . . . . .	89
3.11.5	Sistema di accumulo sul lato DC . . . . .	91
3.11.6	Batterie per accumulo lato DC . . . . .	93
3.12	Implementazione dell'impianto fotovoltaico a Bafia . . . . .	94
3.12.1	Nuovo sito e considerazioni sulle modifiche dell'impianto . . . . .	95
3.12.2	Dimensionamento cavi solari . . . . .	97
3.12.3	Dimensionamento cavi DC . . . . .	99
3.12.4	Dimensionamento cavi AC . . . . .	102
3.12.5	Producibilità dell'impianto a Bafia . . . . .	103
<b>4</b>	<b>La valutazione economica dell'impianto</b> . . . . .	<b>109</b>
4.1	Analisi economica dell'impianto in configurazione base . . . . .	113
4.2	Analisi economica dell'impianto con accumulo sul lato AC . . . . .	114
4.3	Analisi economica della configurazione con due inverter e sistema di accumulo sul lato DC . . . . .	117
4.4	Analisi economica dell'impianto a Bafia . . . . .	119
<b>5</b>	<b>Conclusioni</b> . . . . .	<b>123</b>

# Elenco delle figure

1.1	Dati Eurostat sull'uso delle rinnovabili nelle varie nazioni europee . . .	2
1.2	Produzione dalle diverse fonti rinnovabili e distribuzione, fonte GSE .	3
1.3	Confronto generazione da fonti rinnovabili 2023 vs 2024, fonte Terna .	5
1.4	Confronto generazione da fonti rinnovabili 2024 vs 2025, fonte Terna .	5
1.5	Generazione netta da fonti rinnovabili e non, fonte Terna . . . . .	6
1.6	Evoluzione della potenza e del numero di impianti in italia, fonte GSE	6
1.7	Distribuzione territoriale degli impianti fotovoltaici, fonte GSE . . . .	8
1.8	Potenza connessa totale e numero di impianti, fonte Terna . . . . .	8
2.1	Spettro elettromagnetico della radiazione solare . . . . .	11
2.2	Sfruttamento dell'energia solare . . . . .	12
2.3	Componenti della radiazione solare . . . . .	13
2.4	Distribuzione della radiazione solare in Italia . . . . .	14
2.5	Massa d'aria . . . . .	15
2.6	Angolo con la perpendicolare . . . . .	16
2.7	Angolo di orientamento e angolo di tilt . . . . .	16
2.8	Energy gap tra i diversi tipi di materiali . . . . .	18
2.9	Giunzione P-N . . . . .	20
2.10	Valori di energy gap dei principali semiconduttori . . . . .	21
2.11	Struttura della cella fotovoltaica . . . . .	21
2.12	Circuito equivalente della cella fotovoltaica . . . . .	22
2.13	Curva corrente - tensione . . . . .	24
2.14	Caratteristica I(U) in funzione dell'irradianza . . . . .	25
2.15	Caratteristica I(U) in funzione della temperatura . . . . .	26
2.16	Dalle celle al generatore fotovoltaico . . . . .	27
2.17	Celle in serie con diodo di bypass . . . . .	28
2.18	Celle in parallelo con diodo di blocco . . . . .	29
2.19	Sezione di un modulo fotovoltaico . . . . .	30
2.20	Schema a blocchi di un generico inverter grid connected . . . . .	34
2.21	IGBT e MOSFET . . . . .	35
2.22	Esempio di modulazione PWM . . . . .	35

2.23	Struttura inverter trifase . . . . .	36
2.24	Esempio di reazioni chimiche di carica e scarica delle batterie . . . . .	38
3.1	Estratto cartografico della scuola bilingue Sant'Anna . . . . .	42
3.2	Immagine satellitare della scuola . . . . .	43
3.3	Falde scelte per la disposizione dei moduli . . . . .	43
3.4	Modulo Fotovoltaico . . . . .	45
3.5	Dimensioni modulo fotovoltaico . . . . .	47
3.6	Curve caratteristiche del modulo fotovoltaico . . . . .	48
3.7	Andamento delle prestazioni del modulo negli anni . . . . .	48
3.8	Disposizione iniziale dei moduli sulla falda 1 . . . . .	50
3.9	Disposizione iniziale dei moduli sulla falda 2 . . . . .	51
3.10	Inverter GROWATT MAX 60 KTL3 LV . . . . .	52
3.11	Dati elettrici inverter GROWATT MAX 60 KTL3 LV . . . . .	53
3.12	Disposizione definitiva moduli falda 1 . . . . .	55
3.13	Disposizione definitiva moduli falda 2 . . . . .	56
3.14	Confronto producibilità PVGIS con quella calcolata analiticamente . . . . .	61
3.15	Cavo solare H1Z2Z2-K . . . . .	62
3.16	Caratteristiche elettriche e meccaniche cavo solare H1Z2Z2-K . . . . .	63
3.17	Sezione cavo N2XCH . . . . .	68
3.18	Caratteristiche elettriche e meccaniche cavo N2XCH . . . . .	69
3.19	Cavo AC FG16OM16 . . . . .	72
3.20	Caratteristiche elettriche e meccaniche cavo AC . . . . .	73
3.21	Schema elettrico dell'impianto fotovoltaico in configurazione base . . . . .	77
3.22	Schema elettrico dell'impianto con sistema di accumulo sul lato AC . . . . .	80
3.23	Inverter GOODWE GW10K BT . . . . .	81
3.24	Dati elettrici inverter GOODWE GW10K BT . . . . .	82
3.25	Batterie GOODWE LX F16.4-H . . . . .	83
3.26	Inverter ibrido GROWATT MID25 KTL3 XH . . . . .	85
3.27	Dati elettrici inverter ibrido GROWATT MID25 KTL3 XH . . . . .	86
3.28	Schema elettrico dell'impianto fotovoltaico con due inverter ibridi . . . . .	87
3.29	Schema elettrico dell'impianto con sistema di accumulo lato DC . . . . .	92
3.30	Batterie GROWATT APX HV . . . . .	93
3.31	Immagine satellitare dell'edificio scelto a Bafia . . . . .	95
3.32	Confronto producibilità PVGIS con quella calcolata analiticamente a Bafia . . . . .	105
3.33	Confronto producibilità tra Chieri e Bafia . . . . .	105
3.34	Confronto dell'ombreggiamento tra Chieri e Bafia . . . . .	106
4.1	Costi dell'impianto in configurazione base . . . . .	113

4.2	Calcolo del VAN per l'impianto in configurazione base . . . . .	113
4.3	Grafico del VAN dell'impianto in configurazione base . . . . .	114
4.4	Costi dell'impianto con sistema di accumulo sul lato AC . . . . .	115
4.5	Calcolo del VAN per l'impianto con sistema di accumulo sul lato AC	115
4.6	Grafico del VAN dell'impianto con accumulo sul lato AC . . . . .	116
4.7	Costi dell'impianto con due inverter e accumulo sul lato DC . . . . .	117
4.8	Calcolo del VAN per l'impianto con due inverter ed accumulo lato DC	117
4.9	Grafico del VAN dell'impianto con due inverter ed accumulo lato DC	118
4.10	Costi dell'impianto fotovoltaico a Bafia . . . . .	119
4.11	Calcolo del VAN per l'impianto a Bafia . . . . .	119
4.12	Grafico del VAN dell'impianto a Bafia . . . . .	120

# Elenco delle tabelle

3.1	Caratteristiche elettriche del Modulo Fotovoltaico . . . . .	46
3.2	Caratteristiche termiche del Modulo Fotovoltaico . . . . .	47
3.3	Caratteristiche meccaniche del modulo fotovoltaico . . . . .	47
3.4	Dati inverter . . . . .	57
3.5	Dati stringa falda 1 . . . . .	57
3.6	Dati stringa falda 2 . . . . .	58
3.7	Caratteristiche funzionali cavo solare H1Z2Z2-K . . . . .	62
3.8	Lunghezze cavi solari . . . . .	63
3.9	Dati di calcolo della caduta di tensione dei cavi della falda 1 . . . . .	66
3.10	Dati di calcolo della caduta di tensione dei cavi della falda 2 . . . . .	67
3.11	Sezioni dei cavi solari per le falde . . . . .	67
3.12	Caratteristiche funzionali cavo N2XCH . . . . .	68
3.13	Dati di calcolo della caduta di tensione cavi DC inerenti alla falda 1 . . . . .	71
3.14	Dati di calcolo della caduta di tensione cavi DC inerenti alla falda 2 . . . . .	71
3.15	Sezioni dei cavi DC . . . . .	71
3.16	Caratteristiche funzionali cavo AC FG16OM16 . . . . .	73
3.17	Lunghezze cavo AC . . . . .	74
3.18	Dati di calcolo della caduta di tensione del cavo AC nel primo tratto . . . . .	76
3.19	Dati di calcolo della caduta di tensione del cavo AC nel secondo tratto . . . . .	76
3.20	Sezione cavo AC . . . . .	76
3.21	Dati inverter ibrido . . . . .	88
3.22	Dati stringa falda 1 per dimensionamento . . . . .	88
3.23	Dati stringa falda 2 per dimensionamento . . . . .	88
3.24	Dati di calcolo della caduta di tensione del cavo AC con potenza 25 <i>kW</i> . . . . .	90
3.25	Dati di calcolo della caduta di tensione del cavo AC con potenza 50 <i>kW</i> . . . . .	90
3.26	Lunghezze cavi solari per tetto piano . . . . .	97
3.27	Dati di calcolo della caduta di tensione dei cavi dell'array 1 . . . . .	98
3.28	Dati di calcolo della caduta di tensione dei cavi dell'array 2 . . . . .	99

3.29	Sezioni dei cavi solari per le falde . . . . .	99
3.30	Dati di calcolo della caduta di tensione cavi DC inerenti all'array 1 . . .	101
3.31	Dati di calcolo della caduta di tensione cavi DC inerenti all'array 2 . . .	101
3.32	Sezioni dei cavi DC per edificio di Bafia . . . . .	101
3.33	Lunghezze cavo AC per edificio di Bafia . . . . .	102
3.34	Dati di calcolo della caduta di tensione del cavo AC nel tratto 1 . . .	103
3.35	Dati di calcolo della caduta di tensione del cavo AC nel tratto 2 . . .	103



# Capitolo 1

## Introduzione

### 1.1 Le fonti rinnovabili

Negli ultimi decenni, il mondo ha assistito a una crescente consapevolezza dell'impatto ambientale delle attività umane, in particolare per quanto riguarda l'uso intensivo di combustibili fossili.

Il cambiamento climatico, causato principalmente dalle emissioni di gas serra, rappresenta una delle sfide più urgenti che la nostra società deve affrontare. L'aumento delle temperature globali, lo scioglimento dei ghiacciai, l'innalzamento del livello del mare e la frequenza sempre maggiore di eventi meteorologici estremi sono solo alcune delle conseguenze tangibili di un modello di sviluppo non più sostenibile.

In questo contesto, le fonti di energia pulita giocano un ruolo cruciale nella transizione verso un sistema energetico più pulito, sostenibile e resiliente. Le fonti rinnovabili (il solare, l'eolico, l'idroelettrico, la geotermia e le biomasse) ossia tutte quelle che permettono una generazione di energia elettrica senza emissioni di CO<sub>2</sub> nell'atmosfera, offrono un'alternativa concreta e vantaggiosa ai combustibili fossili, permettendo una maggiore indipendenza energetica e contribuendo alla creazione di nuovi posti di lavoro nel settore della green economy.

Tuttavia, la transizione energetica non è esente da ostacoli: il costo iniziale delle infrastrutture, la necessità di un adeguato sistema di accumulo e distribuzione dell'energia e la gestione dell'intermittenza di alcune fonti rinnovabili sono questioni che richiedono soluzioni innovative e investimenti mirati. Uno dei principali problemi dei sistemi di produzione rinnovabili è infatti la loro variabilità, che rende necessario un adeguamento delle reti elettriche e l'implementazione di sistemi di accumulo.

Un sistema di accumulo consente di garantire la continuità della disponibilità energetica, mitigando gli effetti dell'intermittenza delle fonti rinnovabili. Il loro impiego su larga scala presenta ancora diverse criticità, sia dal punto di vista economico che

ambientale. I costi di queste tecnologie non sono sempre accessibili, e spesso richiedono infrastrutture ingombranti come bacini idroelettrici, o l'utilizzo di materiali inquinanti, vedi il caso dei sistemi di accumulo elettrochimici.

A livello globale, numerosi governi hanno riconosciuto l'urgenza di un cambiamento e hanno adottato misure legislative volte a incentivare l'uso delle energie rinnovabili.

L'Accordo di Parigi del 2015 ha rappresentato un momento storico in questa direzione, fissando obiettivi chiari per la riduzione delle emissioni e il contenimento dell'aumento della temperatura globale entro 1,5°C rispetto ai livelli preindustriali. In Europa, il Green Deal Europeo ha stabilito una strategia ambiziosa per raggiungere la neutralità climatica entro il 2050. In questo contesto, il pacchetto legislativo "Fit for 55" stabilisce l'obiettivo di ridurre le emissioni dei gas serra del 55% entro il 2030 rispetto ai livelli del 1990.

Anche l'Italia ha adottato diversi decreti legislativi per favorire l'integrazione delle energie rinnovabili nel mix energetico nazionale, promuovendo incentivi per la produzione e l'autoconsumo, la semplificazione delle procedure burocratiche e il potenziamento delle infrastrutture di rete, permettendole così di posizionarsi abbastanza in alto nel ranking di produzione di elettricità da fonti green all'interno del panorama europeo (vedi figura. 1.1).

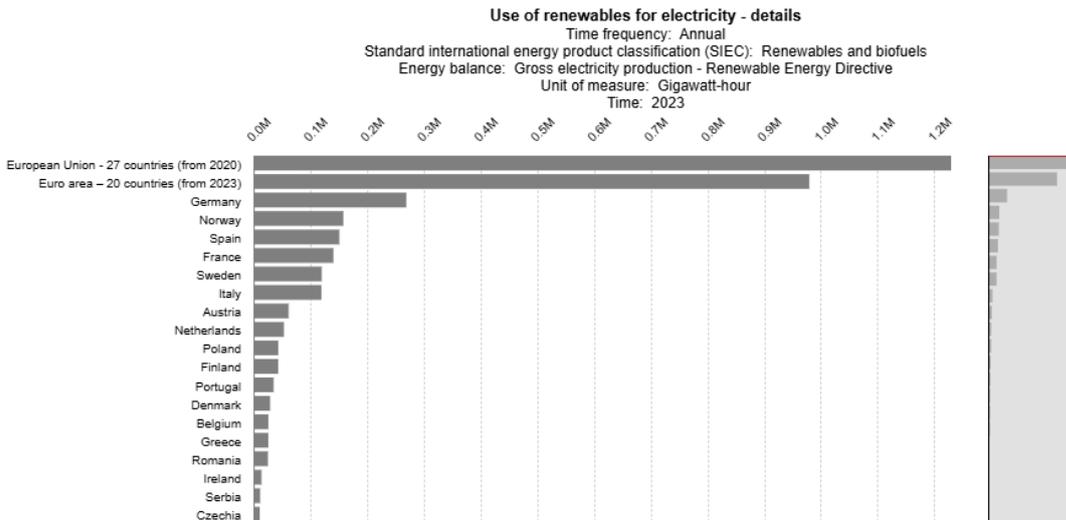


Figura 1.1: Dati Eurostat sull'uso delle rinnovabili nelle varie nazioni europee

## 1.2 Le fonti rinnovabili in Italia

Nel panorama internazionale, l'Italia si è sempre distinta per l'attenzione alle energie rinnovabili, occupando oggi una posizione di leadership nel processo di transizione energetica verso fonti sostenibili e a basse emissioni di carbonio. Il paese, infatti, ha storicamente investito nello sviluppo di tecnologie pulite, sfruttando in modo intelligente le sue risorse naturali: sole, vento, acqua e calore della terra per produrre energia e ridurre progressivamente la dipendenza dai combustibili fossili.

Le principali fonti di energia rinnovabile utilizzate in Italia comprendono l'energia solare fotovoltaica, l'energia eolica, l'energia idroelettrica e l'energia geotermica. A queste si aggiungono le bioenergie, che svolgono un ruolo importante sia nella produzione elettrica che nel settore termico.

La distribuzione della produzione di quest'ultime, a livello nazionale, può essere riassunta tramite il diagramma a torta rappresentato in figura 1.2, fornito da GSE (Gestore Servizi Energetici), e rappresentante i dati fino al 2023.

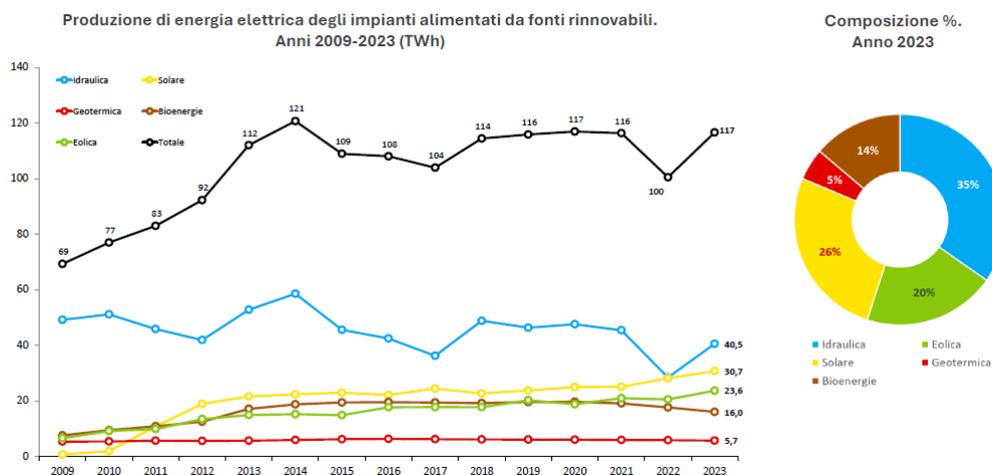


Figura 1.2: Produzione dalle diverse fonti rinnovabili e distribuzione, fonte GSE

La posizione privilegiata del paese e la sua vasta diversità in termini di clima e conformazione territoriale da Nord a Sud, ha determinato una generazione di energie green molto diversificata lungo tutto il territorio nazionale.

L'idroelettrico, per cui sono necessari forti pendenze ed elevati salti d'acqua, ha trovato maggior impiego nel nord Italia, in tutto l'arco alpino ed in maniera minore sulla dorsale appenninica.

L'impiego del fotovoltaico, invece, trova come luogo ideale le zone sud del paese caratterizzate da minore latitudine ed una migliore esposizione al sole, anche se questo non ha comunque impedito un ampio impiego del fotovoltaico anche nel centro e nel nord Italia.

Lo sfruttamento dell'energia eolica è prevalentemente concentrato sulle isole, Sicilia e Sardegna, e nella parte meridionale del paese, in particolare sulla dorsale appenninica.

Infine, grazie alle particolari caratteristiche geografiche e per ragioni storiche, l'energia geotermica trova il suo massimo impiego in Toscana.

L'integrazione di queste fonti nel mix energetico nazionale è cresciuta con costanza negli ultimi due decenni, trainata da politiche di incentivazione, innovazioni tecnologiche e una crescente consapevolezza ambientale tra cittadini e imprese.

Sempre in figura 1.2, ne sono riportati i trend di crescita; si può notare come l'idroelettrico la faccia ancora da padrone, seguito da eolico e fotovoltaico, in netto miglioramento, soprattutto per quanto riguarda il secondo.

Geotermico che invece stenta ancora a decollare, caratterizzato da un trend pressoché costante.

Nel complesso, l'Italia si posiziona tra i primi produttori di energia rinnovabile in Europa, contribuendo da sola a circa il 10% della produzione complessiva del continente.

Questo risultato riflette non solo le risorse naturali disponibili, ma anche un modello di sviluppo energetico che combina innovazione, politiche ambientali lungimiranti e partecipazione attiva delle comunità locali.

Infatti, nonostante la diversità territoriale che caratterizza il paese, in termini di sfruttamento delle fonti rinnovabili, va comunque ricordato che esso rimane in linea con gli obiettivi nazionali, vedi ad esempio il PNIEC (Piano Nazionale Integrato per l'Energia ed il Clima), ed europei, quali il Green Deal Europeo, presentato nel 2019 dalla Commissione europea, che dovrebbe portare il continente ad avere impatto ambientale zero entro il 2050.

Ad attestare quanto detto finora, nel 2024, secondo i dati di Terna, società che si occupa della gestione della rete elettrica nazionale, la produzione da fonti rinnovabili ha superato per la prima volta quella dei combustibili fossili, con netti miglioramenti (+41%) nei primi sei mesi del 2024 rispetto allo stesso periodo del 2023, figura 1.3.

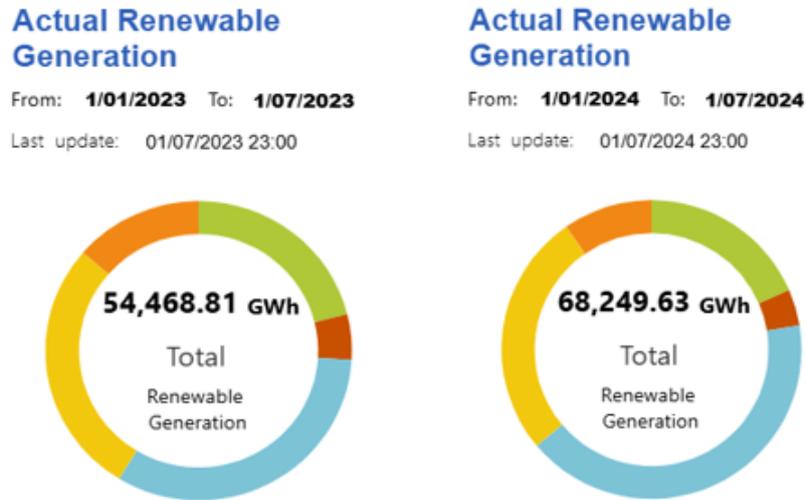


Figura 1.3: Confronto generazione da fonti rinnovabili 2023 vs 2024, fonte Terna

In leggera flessione invece i dati relativi ai primi mesi del 2025 rispetto allo stesso periodo del 2024, figura 1.4.



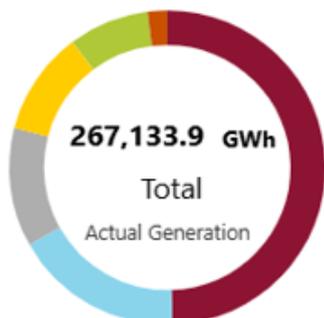
Figura 1.4: Confronto generazione da fonti rinnovabili 2024 vs 2025, fonte Terna

A conclusione del panorama delle fonti di produzione di energia, va ricordato che il settore è ancora guidato dai combustibili fossili, che ad oggi rimangono la fonte più utilizzata, figura 1.5.

## Actual Generation

From: **8/05/2024** To: **8/05/2025**

Last update: 08/05/2025 09:45



Actual Generation per primary source [GWh]

Thermal	130,288.2
Hydro	49,915.8
Self-consumption	32,488.8
Photovoltaic	28,791.5
Wind	20,426.8
Geothermal	5,222.8

Figura 1.5: Generazione netta da fonti rinnovabili e non, fonte Terna

## 1.3 Il fotovoltaico in Italia

Particolare attenzione merita lo sviluppo del fotovoltaico in Italia; quest'ultimo, argomento su cui si focalizzerà il seguente lavoro di tesi.

Ad oggi infatti, è considerato una delle forme di energia rinnovabile più accessibili, rappresentando una delle componenti più dinamiche e strategiche della transizione energetica italiana.

Evoluzione della potenza e della numerosità degli impianti – anni 2009-2023

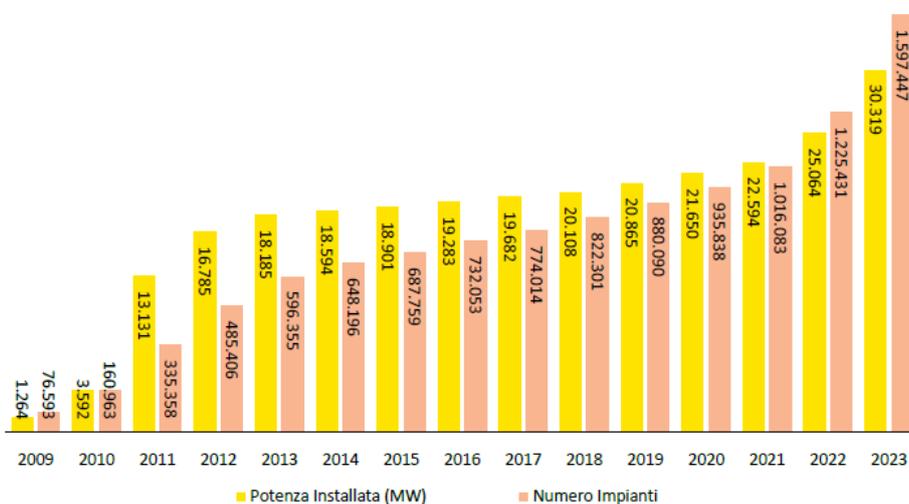


Figura 1.6: Evoluzione della potenza e del numero di impianti in Italia, fonte GSE

In figura 1.6, sono rappresentati i dati di GSE relativi all'evoluzione negli ultimi decenni del numero di impianti fotovoltaici e della potenza installata in Italia. Come è possibile notare, negli ultimi anni, il settore ha registrato un incremento significativo, vivendo un ulteriore picco dopo il 2022, grazie anche a nuovi incentivi e allo sviluppo di nuove tecnologie, quali ad esempio l'agrivoltaico e gli impianti galleggianti.

La crescita del fotovoltaico in Italia è stata sostenuta da una serie di fattori, non solo la possibilità di installazione domestica, ma anche la riduzione dei costi delle varie tecnologie, ed una maggiore attenzione per i problemi ambientali. A questi si affiancano ovviamente i molteplici vantaggi, oltre a quelli già citati, di riduzione dei costi in bolletta ed incremento dell'autonomia energetica. L'autoconsumo dell'energia prodotta consente di ridurre le spese di fornitura fino all'80%, soprattutto in caso di impianti dotati di sistemi di accumulo.

La distribuzione geografica degli impianti fotovoltaici, figura 1.7, evidenzia una maggiore concentrazione nelle regioni settentrionali, in cui risultano installati circa il 56% degli impianti. Dominano Lombardia (17%), Veneto (13%) ed Emilia Romagna (10%), con una buona quota anche per il Piemonte (7%)

Al Nord Italia segue poi il Sud, con il 27% di impianti, la cui maggiore presenza si ha in Sicilia (7%) e Puglia (6%).

Al Centro Italia il restante 17%, con il Lazio che guida in termini di impianti fotovoltaici installati.

Un'ulteriore differenza tra Nord e Sud emerge anche nella tipologia di impianti installati. Al Sud Italia prevalgono gli impianti a terra, mentre al Nord si riscontra una maggiore diffusione di impianti su edifici o strutture non a terra.

In termini numerici, alla fine del 2024, secondo i dati di Terna aggiornati al 31 dicembre, in Italia risultavano installati 37.076 MW di potenza complessiva, distribuiti su circa 1.878.780 impianti, la maggior parte dei quali appartenenti a classi di potenza pari o inferiori a 6 kW, figura 1.8.

Distribuzione regionale degli impianti in esercizio a fine 2023



Figura 1.7: Distribuzione territoriale degli impianti fotovoltaici, fonte GSE

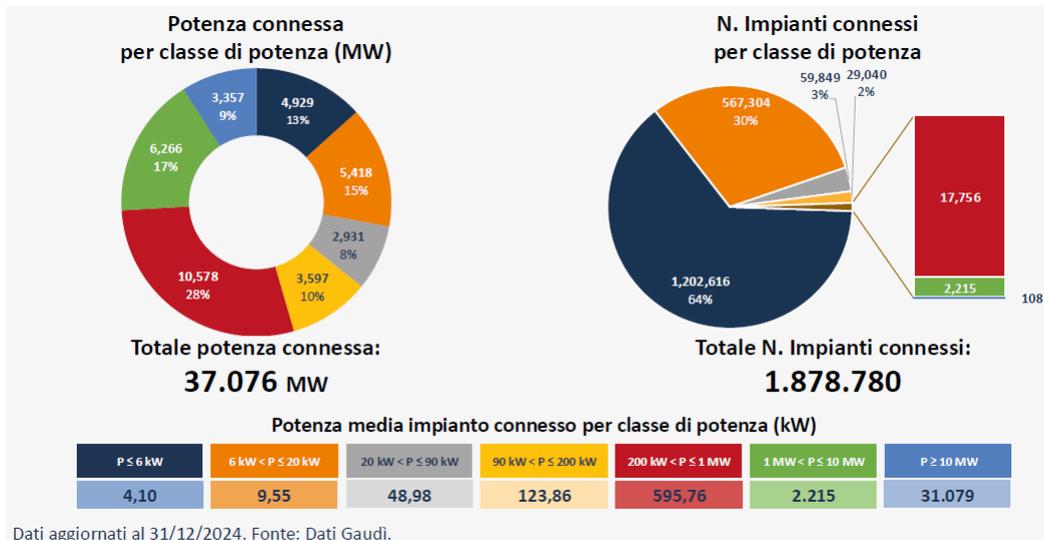


Figura 1.8: Potenza connessa totale e numero di impianti, fonte Terna

L'aumento della produzione di energia fotovoltaica ha contribuito a coprire circa un dodicesimo del totale dell'energia elettrica generata in Italia, evidenziando una dinamica di crescita significativa e un trend in continuo aumento.



## Capitolo 2

# Fondamenti teorici della radiazione solare e dei sistemi fotovoltaici

### 2.1 Energia e radiazione solare

L'energia solare, definita come radiazione solare, è il risultato delle intense reazioni termonucleari che si verificano all'interno del nucleo solare, la cui energia viene irradiata nello spazio.

Tale irraggiamento si manifesta attraverso un ampio spettro di radiazioni elettromagnetiche, ciascuna caratterizzata da una propria frequenza e lunghezza d'onda, ed intrinsecamente connesse al trasporto di energia, figura 2.1.

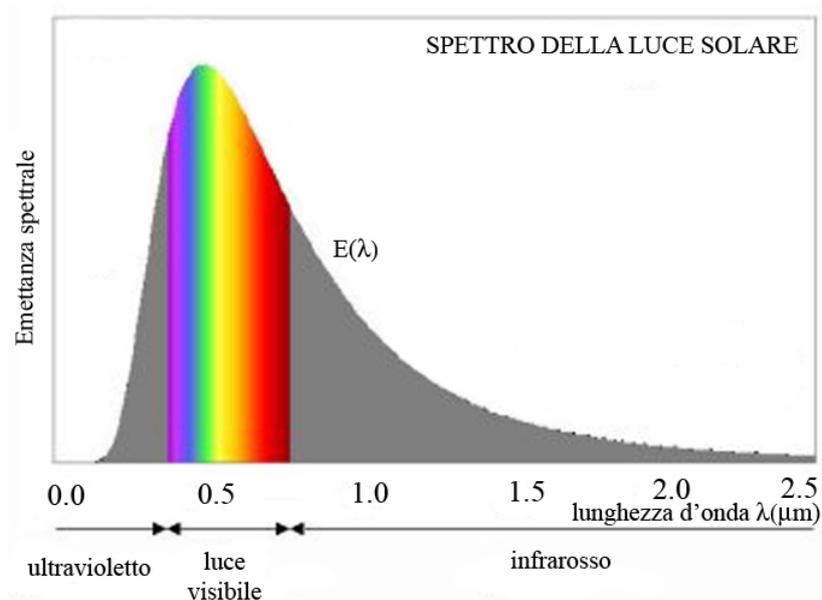


Figura 2.1: Spettro elettromagnetico della radiazione solare

Lo spettro elettromagnetico  $\lambda$  della radiazione solare è compreso tra  $0.25 \mu\text{m}$  e  $2.5 \mu\text{m}$ , e trasporta una potenza pari a  $1367 \text{ W/m}^2$  (misurata all'esterno dell'atmosfera terrestre) nota come Costante solare (extra-atmosferica).

La rilevanza di questa radiazione è fondamentale, poiché costituisce la base energetica per la maggior parte delle fonti rinnovabili terrestri, influenzando direttamente la crescita delle biomasse e l'instaurarsi dei regimi eolici.

Lo sfruttamento attivo di tale risorsa, mediante l'implementazione di sistemi di conversione ad hoc, permette la trasformazione efficiente dell'energia solare in forme utili di energia termica ed elettrica, contribuendo significativamente alla diversificazione del mix energetico, figura 2.2.

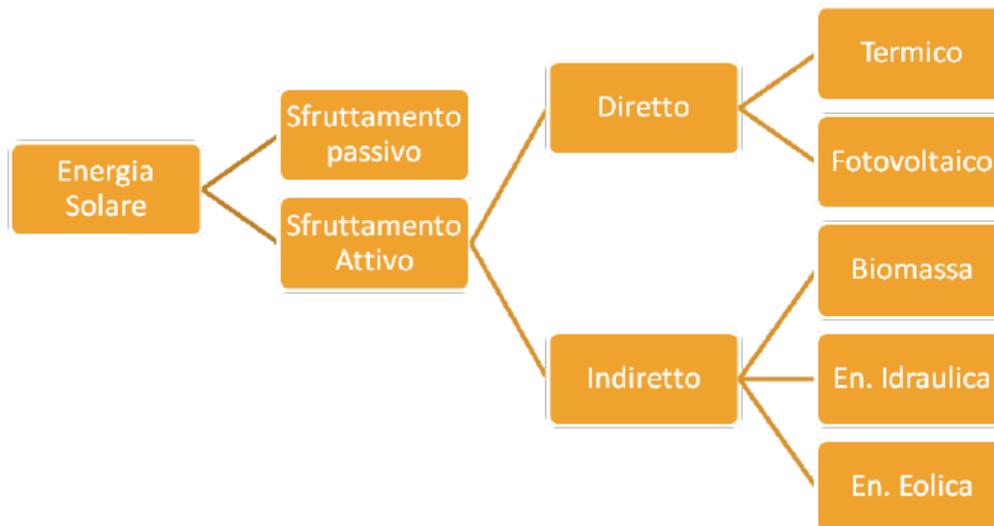


Figura 2.2: Sfruttamento dell'energia solare

La vasta portata della fonte solare è tangibile se si considera che l'energia annualmente incidente sulla Terra ammonta a circa  $120.000 \text{ TW/anno}$ , oltre  $8.000$  volte il fabbisogno energetico globale annuo. Da questo è possibile concludere che la superficie terrestre riceve ogni anno un'energia enormemente superiore al consumo energetico mondiale annuale.

L'irradianza  $G \text{ [W/m}^2\text{]}$  rappresenta la grandezza fisica che quantifica la potenza emessa da una fonte radiante, ed incidente su una data area.

Non tutta la radiazione solare che colpisce il pianeta raggiunge la superficie terrestre.

Essa infatti è soggetta a fenomeni di dispersione e riflessione dovuti all'atmosfera, alle molecole di cui è composta l'aria ( $\text{H}_2\text{O}$ ,  $\text{CO}_2$ ,  $\text{CO}_3$ ) e alla presenza di nuvole che ne assorbono una percentuale.

La porzione di radiazione che attraversa l'atmosfera senza subire questi effetti e raggiunge la superficie in linea retta è definita irradianza diretta  $G_b$  (circa pari al 27%).

La radiazione che invece subisce fenomeni di dispersione atmosferica viene denominata radiazione diffusa  $G_d$ .

Questa ripartizione, rappresentata anche in figura 2.3, è strettamente legata alle condizioni meteorologiche. In condizioni di cielo coperto, la quasi totalità della radiazione è diffusa; viceversa, in giornate soleggiate con cielo sereno, domina ovviamente la componente diretta (valori sul piano orizzontale a livello terrestre di  $1000 \text{ W/m}^2$ ). In questi casi, solitamente, la componente diffusa non supera il 20% della radiazione globale.

Da quanto esposto, risulta evidente come le condizioni atmosferiche esercitino un'influenza determinante sulla quota di energia solare potenzialmente sfruttabile.

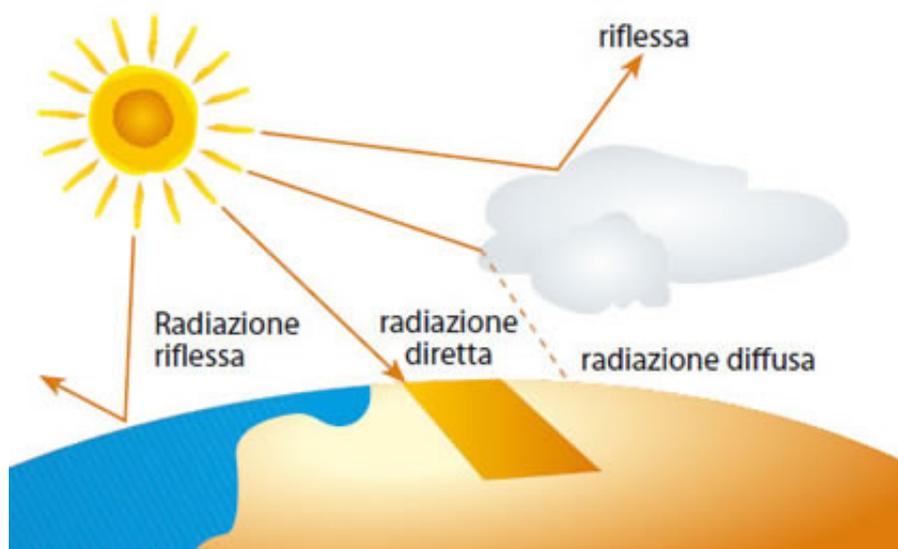


Figura 2.3: Componenti della radiazione solare

Oltre alle componenti sopra citate, va aggiunta la quantità di energia che, dopo la riflessione sul terreno, raggiunge un ricevitore, definita componente di albedo  $G_a$ . Questa viene valutata attraverso il fattore di albedo.

Valori elevati di albedo, tipici ad esempio delle superfici nevose, denotano alta riflettività.

Viceversa, superfici caratterizzate da densa vegetazione o zone urbane sono caratterizzate da fattori di albedo inferiori, con conseguente riduzione della quantità di energia riflessa.

In definitiva, la radiazione totale che colpisce un ricevitore terrestre è costituita dalle tre componenti precedentemente citate.

$$G = G_b + G_d + G_a$$

Come precedentemente evidenziato, l'energia solare è molto variabile, rendendo indispensabile un approccio rigoroso nella progettazione dei sistemi fotovoltaici. Per tale ragione, è cruciale l'impiego di dati radiometrici specifici per il sito di installazione.

Tali informazioni possono essere reperite tramite piattaforme dedicate, come il sito PVGIS (Photovoltaic Geographical Information System), sviluppato dalla Commissione Europea, che offre strumenti avanzati per la stima della radiazione solare e la previsione della produzione energetica degli impianti fotovoltaici.

In Italia, la distribuzione della radiazione solare varia significativamente da Nord a Sud (come mostra la figura 2.4) a causa della latitudine, della morfologia del territorio, della nuvolosità e dei microclimi locali.

Più bassa al Nord a causa della maggiore nuvolosità e nebbia, più alta al Sud, caratterizzato solitamente da clima soleggiato.



Figura 2.4: Distribuzione della radiazione solare in Italia

Questa differenza influisce sulla produzione di energia e sul potenziale fotovoltaico delle diverse aree del paese.

## 2.2 Concetto di Massa d’Aria

La dispersione energetica che subisce la radiazione solare durante il suo percorso attraverso l’atmosfera, prima di raggiungere il suolo terrestre, può essere efficacemente quantificata mediante il concetto di massa d’aria (Air Mass, AM).

Questo parametro rappresenta la lunghezza relativa del tragitto che i raggi solari devono compiere attraverso l’atmosfera.

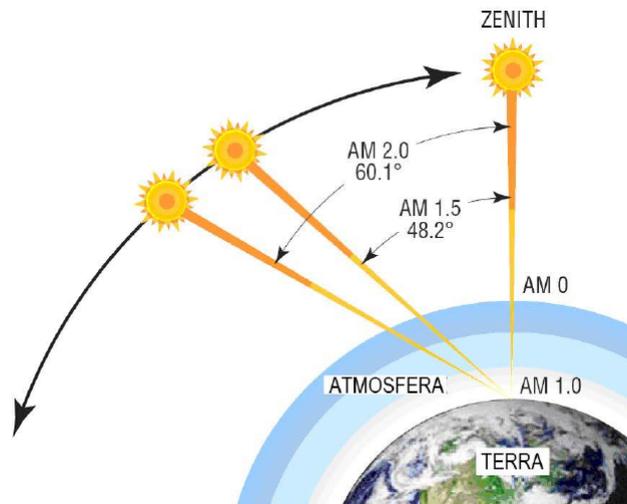


Figura 2.5: Massa d’aria

Come mostrato in figura 2.5 tale massa d’aria è minima quando il sole è allo zenith ( $AM 0$ ), aumentando man mano che il sole si abbassa sull’orizzonte. In questo caso possiamo definire la seguente equazione:

$$AM = \frac{1}{\cos(\theta_z)}$$

dove  $\theta_z$  rappresenta l’angolo che la radiazione solare forma con la perpendicolare al suolo, figura 2.6.

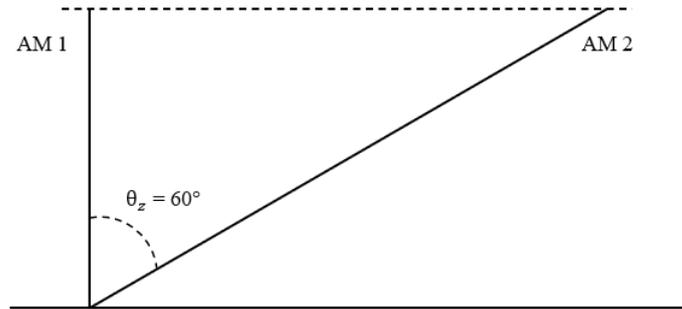


Figura 2.6: Angolo con la perpendicolare

Si identifica invece con *AM 1* la condizione per cui i raggi solari giungano perpendicolarmente alla superficie terrestre, situazione tipica del mezzogiorno solare in una giornata perfettamente serena.

Al fine di uniformare le procedure di valutazione prestazionali dei moduli fotovoltaici, viene adottato un fattore di standardizzazione.

Le condizioni standard di test (STC) riconosciute prevedono:

- $G = 1000W/m^2$ ;
- $T = 25^\circ C$ ;
- *AM 1,5*.

## 2.3 Orientamento e tilt

Due parametri chiari nello studio dell'energia incidente su una superficie sono l'angolo di tilt  $\beta$  e l'orientamento (detto anche azimuth)  $\gamma$ .

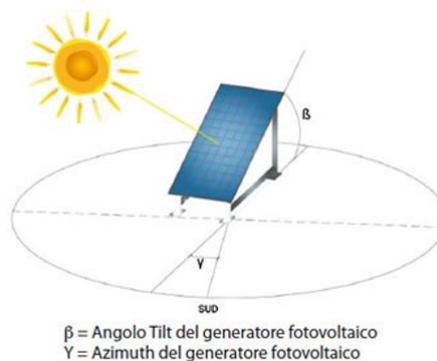


Figura 2.7: Angolo di orientamento e angolo di tilt

La figura 2.7 mostra i due angoli formati da una superficie captante rappresentata da un pannello fotovoltaico.

L'angolo di tilt ( $\beta$ ) definisce l'inclinazione di una superficie captante rispetto al piano orizzontale, che è considerato a  $0^\circ$ .

Modificare quest'angolo cambia l'incidenza dei raggi solari sul collettore, influenzando la quantità media di radiazione solare che riceve annualmente.

Spostandoci dal Nord al Sud Italia, l'angolo di tilt ottimale per i pannelli solari tende a cambiare. Nel Nord Italia, intorno ai  $45^\circ$  di latitudine, un angolo di tilt di circa  $33^\circ$  è considerato ottimale per massimizzare l'energia raccolta durante tutto l'anno. Questo perché il sole è generalmente più basso all'orizzonte.

Man mano che ci si sposta verso sud, e quindi a latitudini inferiori, il sole si presenta più alto nel cielo per la maggior parte dell'anno. Di conseguenza, l'angolo di tilt ottimale per una raccolta energetica annuale tende a diminuire, avvicinandosi a valori più bassi, per permettere ai collettori di essere più perpendicolari ai raggi solari diretti.

L'angolo di orientamento (o azimuth) ( $\gamma$ ), rappresenta invece l'inclinazione tra la retta normale a una superficie captante, rappresentata in questo caso sempre da un modulo fotovoltaico, e la direzione del Sud.

Per convenzione, un orientamento di  $0^\circ$  indica una superficie rivolta precisamente a Sud. Angoli positivi denotano un'esposizione verso Ovest, con un valore massimo di  $+90^\circ$  per un orientamento puro ad Ovest.

Al contrario, angoli negativi definiscono un'esposizione verso Est, raggiungendo un massimo di  $-90^\circ$  per un orientamento completo a Est.

## 2.4 La cella fotovoltaica

Le celle fotovoltaiche rappresentano l'elemento base dei sistemi fotovoltaici, e sono una delle tecnologie più promettenti per la produzione di energia pulita e sostenibile.

Basate sul principio della conversione diretta della luce solare in energia elettrica, queste celle sfruttano l'effetto fotovoltaico, un fenomeno fisico che si manifesta quando la luce colpisce un materiale semiconduttore, come ad esempio il silicio, generando corrente elettrica. È proprio grazie alle proprietà di questi materiali che si ha la conversione dell'energia.

## 2.4.1 Principi base del funzionamento delle celle

L'effetto fotovoltaico si verifica quando i fotoni della luce solare colpiscono gli atomi del materiale, fornendo agli elettroni l'energia necessaria per passare dalla banda di valenza (dove sono legati all'atomo) a quella di conducibilità (dove sono liberi di muoversi). Questi elettroni "promossi", sotto l'influenza di una forza elettromotrice, si muovono in modo ordinato, generando una corrente elettrica. È fondamentale notare che la quantità di energia necessaria per far "saltare" gli elettroni tra le due bande ne determina l'efficienza. Minore è il salto energetico (energy gap) richiesto tra la banda di valenza e quella di conducibilità, maggiore sarà la corrente elettrica prodotta a parità di irradiazione solare.

Per comprendere questo concetto è importante avere prima di tutto un'idea chiara della differenza tra tre categorie fondamentali di materiali: conduttori, isolanti e semiconduttori, esposta in figura 2.8

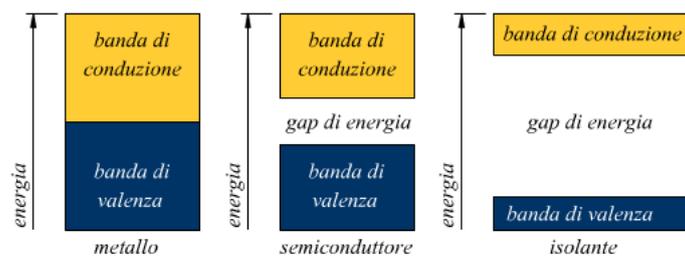


Figura 2.8: Energy gap tra i diversi tipi di materiali

Nei conduttori, come i metalli, la banda di valenza e quella di conduzione si sovrappongono oppure il gap è praticamente nullo. Questo significa che gli elettroni possono muoversi liberamente, anche con una minima energia, portando questi materiali a condurre facilmente la corrente elettrica.

Negli isolanti, invece, il gap energetico è molto ampio. Gli elettroni non riescono a passare nella banda di conduzione, nemmeno se il materiale viene riscaldato o colpito dalla luce, per cui non permettono il passaggio di corrente elettrica.

I semiconduttori si trovano in una via di mezzo avendo un energy gap moderato. Questo significa che, in condizioni normali, non conducono molta corrente, ma se ricevono energia esterna, ad esempio dalla luce solare, gli elettroni possono facilmente saltare da una banda all'altra. È proprio questo salto che permette ai semiconduttori di generare corrente elettrica.

Entrando maggiormente in dettaglio, le celle sono realizzate principalmente in silicio, un materiale semiconduttore abbondante in natura. Tuttavia, per ottenere produzione di corrente elettrica a partire dalla luce, non basta un semplice pezzo di silicio puro, ma è necessario "drogare" il materiale in modo da creare una giunzione P-N.

Il silicio puro è un semiconduttore piuttosto debole: conduce un po' di corrente solo se riceve energia esterna, ma da solo non basta. Il drogaggio serve proprio a migliorarne la conduttività creando zone con caratteristiche specifiche, tramite l'inserimento nel reticolo cristallino di piccole quantità di atomi diversi.

Si parla di drogaggio di tipo N quando nel silicio si introducono atomi con cinque elettroni di valenza (come il fosforo). Il termine "N" sta per "negativo", perché appunto ogni atomo aggiunto ha un elettrone in più rispetto al silicio, che non riesce a legarsi con nessun altro atomo e quindi rimane libero di muoversi. Questo genera una concentrazione di elettroni liberi, che sono i portatori di carica negativa.

Al contrario, si parla di drogaggio di tipo P, dove "P" sta per positivo, quando si introducono atomi con tre elettroni di valenza (come il boro). In questo caso, manca un elettrone per completare i legami con gli atomi di silicio, creando delle "lacune" in cui un elettrone vicino può saltare.

Mettendo a contatto una regione drogata di tipo P ed una di tipo N, si forma la giunzione P-N.

All'interfaccia gli elettroni liberi della zona N iniziano a migrare verso la zona P, dove ci sono le lacune, e si ricombinano. Questo crea una zona di svuotamento, priva sia di elettroni che di lacune, in cui si genera un campo elettrico interno.

Proprio grazie a questo campo elettrico si può avere l'effetto fotovoltaico.

Quando la luce solare colpisce la giunzione P-N, la sua energia libera coppie di elettroni e lacune nel silicio, e grazie al campo elettrico interno, gli elettroni vengono spinti verso la zona N e le lacune verso la zona P, generando corrente elettrica se il circuito è chiuso esternamente.

La giunzione P-N non solo separa le cariche, ma le indirizza in una direzione precisa, trasformando l'energia solare in energia elettrica, figura 2.9.

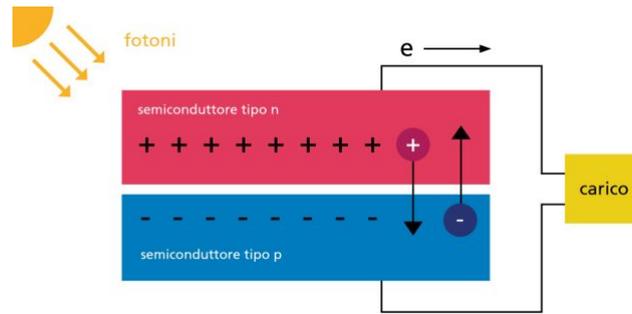


Figura 2.9: Giunzione P-N

Perché l'effetto fotovoltaico possa avvenire, i fotoni della luce devono avere un'energia almeno pari, o superiore, all'energy gap che separa le bande, ovvero sufficiente a far saltare un elettrone dalla banda di valenza alla banda di conduzione.

Nel caso del silicio, questo valore è di circa 1,12 eV.

Quanto appena detto può essere rappresentato dalla seguente formula:

$$E_{\text{ph}} = h \cdot \nu = \frac{h \cdot c}{\lambda} \geq E_{\text{gap}}$$

Dove:

- $E_{\text{ph}}$  è l'energia del fotone;
- $E_{\text{gap}}$  è l'energia necessaria per far sì che gli elettroni saltino dalla banda di valenza a quella di conduzione;
- $h$  è la costante di Plank pari a  $6,625 \cdot 10^{-35} [J \cdot s]$ ;
- $\lambda$  è la lunghezza d'onda del fotone  $[m]$ ;
- $c$  è la velocità della luce pari a  $3 \cdot 10^8 [m/s]$ ;
- $\nu$  è la frequenza di radiazione  $[Hz]$ .

Quando la radiazione luminosa ha una lunghezza d'onda tale da fornire un'energia superiore all'energy gap ( $E_g$ ) del semiconduttore, solo la parte di energia necessaria per il salto di banda viene effettivamente utilizzata. L'energia in eccesso, invece, viene dissipata sotto forma di calore all'interno del materiale.

Di seguito si riportano alcuni valori di energy gap  $[eV]$  dei principali semiconduttori, figura 2.10.

<b>Silicio cristallino (c-Si)</b>	<b>1,12</b>
<b>Silicio amorfo (a-Si)</b>	<b>1,75</b>
<b>Germanio (Ge)</b>	<b>0,67</b>
<b>Arseniuro di Gallio (GaAs)</b>	<b>1,42</b>
<b>Fosforo di Indio (InP)</b>	<b>1,34</b>
<b>Diseleniuro Indio Rame (CuInSe)</b>	<b>1,05</b>
<b>Telluriuro di Cadmio (CdTe)</b>	<b>1,45</b>
<b>Solfuro di Cadmio (CdS)</b>	<b>2,4</b>

Figura 2.10: Valori di energy gap dei principali semiconduttori

## 2.4.2 Struttura della cella fotovoltaica

Le celle fotovoltaiche (figura 2.11) sono solitamente costruite in silicio monocristallino o policristallino. Nel primo caso sono ricavate da un unico cristallo di sezione circolare, nel secondo caso si ottengono dalla fusione e successiva solidificazione in un crogiolo di quarzo di forma parallelepipedica.

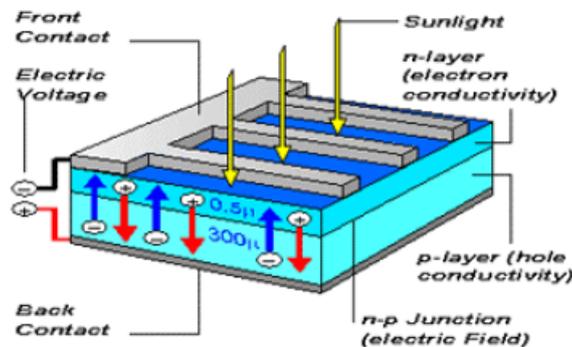


Figura 2.11: Struttura della cella fotovoltaica

Ogni cella è realizzata a partire da un wafer di silicio, con uno spessore solitamente compreso tra 250 e 350  $\mu m$  e un diametro di circa 10–20  $cm$ . Gli spessori possono essere anche inferiori, con limiti intorno ai 100  $\mu m$ , oltre i quali il materiale non assorbirebbe bene le radiazioni.

Al di fuori della giunzione P-N si trovano sulla parte inferiore un contatto a forma di piastra grande quanto tutta la cella, mentre sulla parte superiore un altro contatto formato questa volta da sottili deposizioni di argento: le più fini sono chiamate "finger", mentre le più larghe sono dette "busbar". Questi elementi in metallo permettono di raccogliere e trasportare gli elettroni generati dall'effetto fotovoltaico

verso il circuito esterno, permettendo la produzione di corrente.

Sulla parte frontale, spesso testurizzata per aumentare l'assorbimento della luce, viene poi applicato uno strato di materiale antiriflettente per ridurre la dispersione della radiazione solare.

Dal punto di vista elettrotecnico, il comportamento di una cella fotovoltaica può essere descritto attraverso un circuito equivalente composto da un generatore ideale di corrente continua posto in antiparallelo ad un diodo, figura 2.12.

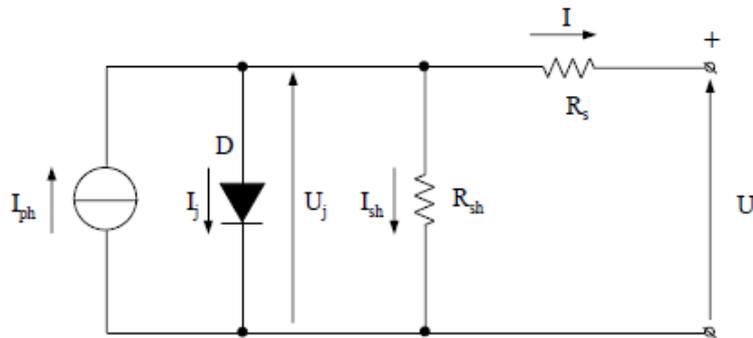


Figura 2.12: Circuito equivalente della cella fotovoltaica

In questo modello, il generatore di corrente rappresenta l'effetto fotovoltaico, ovvero la capacità intrinseca della cella di generare corrente elettrica quando esposta alla radiazione solare, la cui equazione è la seguente:

$$I_{ph} = k_{mat} \cdot A_{sup} \cdot G$$

La sua funzione è quella di imporre una corrente elettrica nel circuito, proporzionale all'intensità della luce incidente.

Il diodo simula invece il comportamento della giunzione P-N presente all'interno della cella. La sua funzione principale è quella di permettere il flusso di corrente in una sola direzione e l'equazione che lo caratterizza è la seguente:

$$I_j = I_0 \cdot \left( e^{\frac{qU_j}{mkT}} - 1 \right)$$

Dove:

- $I_0$  è la corrente di saturazione inversa del diodo.;
- $U_j$  è la tensione ai capi del diodo;
- $T$  è la temperatura in  $K$ ;

- $k = 1,3806 \cdot 10^{-23} \text{ J/K}$  è la costante di Boltzmann;
- $q = 1,6022 \cdot 10^{-19} \text{ C}$  è la carica dell'elettrone;
- $m$  è il fattore di idealità del diodo compreso tra 1 e 2, che tiene conto dei fenomeni di ricombinazione elettrone-lacuna che si verificano nella giunzione.

Oltre a generatore di corrente e diodo, come si vede dalla figura sopra riportata, sono presenti nel circuito anche dei parametri dispersivi  $R_{\text{sh}}$  ed  $R_s$ .

$R_{\text{sh}}$ , in parallelo nel circuito, è la resistenza di shunt, che tiene conto delle perdite legate alla corrente che non riesce a raggiungere busbar e finger sulla superficie, non contribuendo all'effetto utile.

Questa resistenza dipende quindi dall'isolamento dei bordi laterali, ed aumenta con l'aumentare di quest'ultimo. Riduce le correnti di dispersione  $I_{\text{sh}}$ .

$R_s$  è la resistenza in serie, e rappresenta le perdite Joule nella cella.

Dal bilancio di tensioni e correnti al nodo superiore si ottiene:

$$\begin{aligned} I &= I_{\text{ph}} - I_j - \frac{U_j}{R_{\text{sh}}} \\ U &= U_j - R_s \cdot I \end{aligned}$$

### 2.4.3 Curva corrente-tensione

A irradiazione e temperatura fissate, la cella fotovoltaica è caratterizzata da una ben definita curva corrente-tensione  $I(U)$  (visibile in figura 2.13) che descrive il comportamento elettrico del dispositivo.

Ogni punto della curva è identificato da una coppia di valori  $(U,I)$ , le cui coordinate permettono di calcolare la potenza elettrica erogabile  $P = U \cdot I$ .

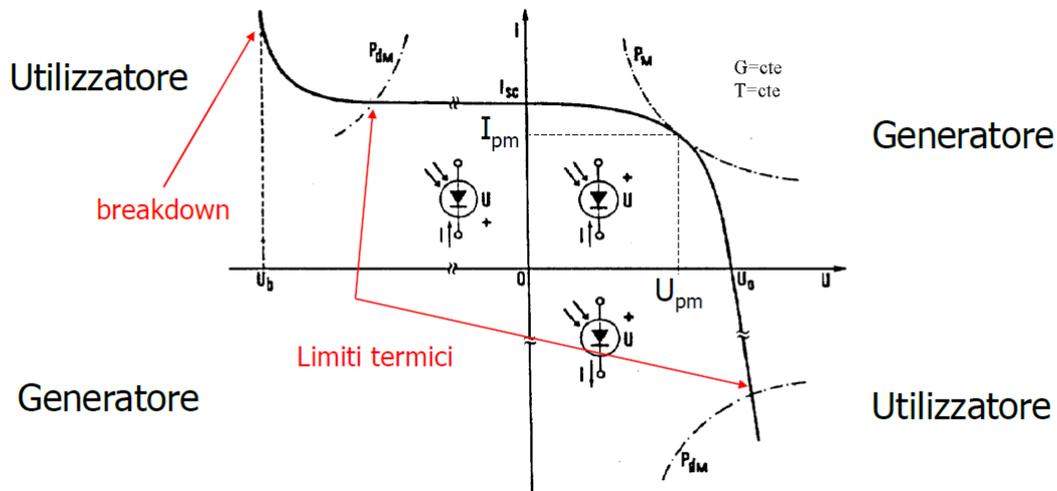


Figura 2.13: Curva corrente - tensione

Com'è possibile notare, all'interno di tale curva esiste sempre un punto specifico, identificato dalle coordinate  $(I_{pm}, U_{pm})$  in cui la potenza erogata al carico è massima. Questo punto, detto punto di massima potenza (Maximum Power Point, MPP), si colloca tra le condizioni estreme di corto circuito  $(0, I_{sc})$  e di circuito aperto  $(U_o, 0)$ . L'individuazione precisa del punto di massima potenza (MPP) riveste un ruolo centrale nell'ottimizzazione dell'efficienza di un sistema fotovoltaico, poiché il funzionamento in corrispondenza di tale punto consente di massimizzare la potenza elettrica che la cella è in grado di generare in condizioni operative.

Dal rapporto tra  $U_{pm}I_{pm}$  (potenza massima della cella reale) e  $U_oI_{sc}$  (potenza massima della cella ideale), si ottiene il Fill Factor (FF), o fattore di forma, che rappresenta l'influenza che il diodo e le resistenze del circuito equivalente hanno sulla caratteristica.

$$FF = \frac{U_{pm}I_{pm}}{U_oI_{sc}}$$

Per celle al silicio cristallino, valori tipici del fattore di forma sono tra lo 0,7 e lo 0,8.

La caratteristica completa corrente-tensione  $I(U)$  della cella solare si estende anche nei quadranti II e IV del piano cartesiano. In queste regioni, opera come utilizzatore: nel quadrante II in condizioni di tensione inversa ( $U < 0$ ) e nel quadrante IV in condizioni di corrente inversa ( $I < 0$ ).

Tali modalità di funzionamento risultano accettabili solo se i punti operativi rientrano all'interno delle curve limite definite come iperboli di massima potenza dissipabile ( $P_{dm}$ ).

Il superamento di tali limiti può causare un eccessivo riscaldamento o stress elettrico del dispositivo.

In particolare, se la tensione inversa applicata alla cella supera il valore di tensione di breakdown ( $U_b$ ) (tipicamente nell'ordine di 20 o 30 V), si può verificare un danno irreversibile della giunzione P-N, compromettendo definitivamente il funzionamento della cella stessa.

La caratteristica corrente-tensione  $I(U)$  della cella solare, considerando di mantenere costante la temperatura (T) varia al variare dell'irradianza (G). In particolare, al diminuire dell'irradianza, la corrente di corto circuito  $I_{sc}$  si riduce in maniera proporzionale, mentre la tensione a circuito aperto  $U_o$  decresce secondo una legge logaritmica.

In figura 2.14 viene mostrato come varia la curva  $I(U)$  in funzione dell'irradianza, evidenziando anche il luogo dei punti di massima potenza ( $P_{max}$ ).

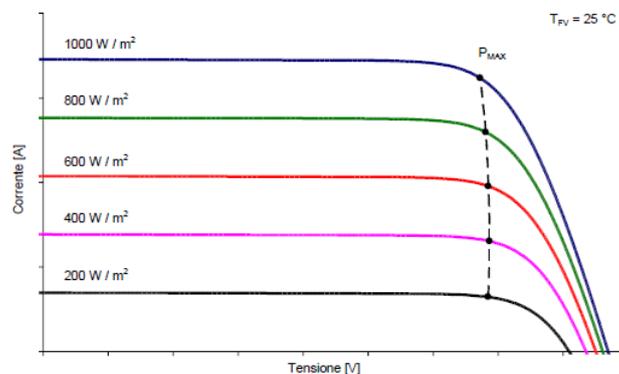


Figura 2.14: Caratteristica  $I(U)$  in funzione dell'irradianza

Da tale andamento si osserva che la  $U_o$  si mantiene relativamente costante anche per ampie variazioni di irradianza; viceversa, per bassi valori, subisce una riduzione marcata, comportando un sensibile calo delle prestazioni della cella.

Considerando invece di mantenere costante l'irradianza, la curva  $I(U)$  varierà con la temperatura, come illustrato in figura 2.15.

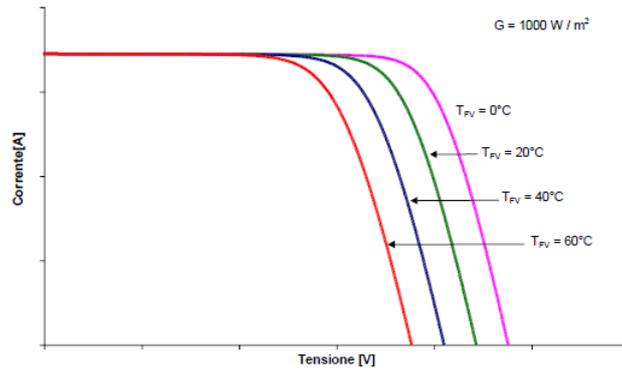


Figura 2.15: Caratteristica  $I(U)$  in funzione della temperatura

L'aumento di temperatura provoca in questo caso un lieve incremento della corrente fotogenerata  $I_{ph}$  e di conseguenza della corrente di corto circuito  $I_{sc}$ , effetto attribuibile alla riduzione del gap energetico del materiale semiconduttore con l'aumentare della temperatura. Ed inoltre determina un aumento di  $I_j$  nel diodo cui corrisponde una diminuzione della tensione a circuito aperto  $U_o$ , motivo per cui il coefficiente di dipendenza della tensione con la temperatura espresso nei dati di targa dei moduli fotovoltaici è negativo.

#### 2.4.4 Collegamento delle celle in serie ed in parallelo

Poiché i dispositivi elettrici utilizzati nei sistemi reali richiedono valori di tensione e corrente superiori rispetto a quelli erogabili da una singola cella fotovoltaica, risulta necessario il collegamento di più celle solari in configurazioni serie e/o parallelo, al fine di raggiungere i livelli di potenza complessivi richiesti. Tali configurazioni rendono possibile adattare il campo fotovoltaico alle necessità specifiche dell'applicazione, ottimizzando l'erogazione di energia elettrica.

A seguito del collegamento in serie delle celle, la corrente che le attraversa sarà la stessa, a differenza della tensione totale, che sarà data dalla somma delle tensioni delle singole celle.

In merito al collegamento in parallelo, le celle coinvolte saranno soggette alla stessa tensione, mentre la corrente totale al nodo di parallelo sarà pari alla somma delle correnti delle singole celle.

Combinando opportunamente le celle fotovoltaiche in serie e in parallelo, secondo i principi dell'elettrotecnica, si ottiene dunque un modulo fotovoltaico, con capacità di erogare potenze molto superiori.

L'aggregazione di più moduli fotovoltaici costituisce un pannello. A sua volta, la connessione in serie di più pannelli dà origine a una stringa fotovoltaica, mentre l'interconnessione di più stringhe in parallelo consente di realizzare un campo fotovoltaico, o generatore fotovoltaico, come si può vedere in figura 2.16.

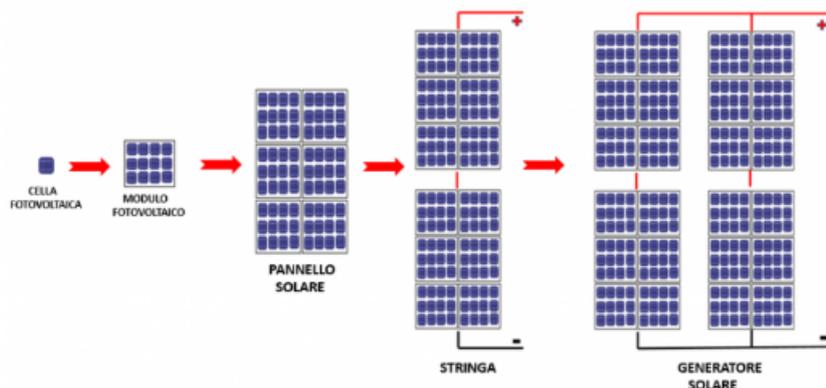


Figura 2.16: Dalle celle al generatore fotovoltaico

In tale configurazione, il collegamento in serie ha la funzione di aumentare la tensione complessiva del sistema, mentre il collegamento in parallelo consente di incrementare la corrente erogata. Grazie a queste combinazioni, è possibile dimensionare il generatore fotovoltaico in modo tale da adattarlo a qualsiasi livello di potenza richiesto.

Per garantire il miglior funzionamento ottenibile di un generatore fotovoltaico, è fondamentale che le singole celle, o i moduli, abbiano caratteristiche elettriche il più simili possibile. Tuttavia, a causa di imperfezioni di fabbricazione o condizioni esterne, è frequente che alcuni componenti si comportino in modo diverso dagli altri. Queste discrepanze danno origine alle cosiddette perdite per mismatch, ovvero perdite di potenza dovute al disallineamento elettrico tra celle o moduli (una o più celle hanno curve  $I(U)$  diverse, e non allineate a quelle sane). In presenza di mismatch, alcune celle continuano a generare energia, mentre altre possono arrivare addirittura ad assorbirla, dissipandola sotto forma di calore, dando vita a fenomeni di “hotspot”, un surriscaldamento localizzato, che può nel tempo provocare danni permanenti alla cella coinvolta.

Tra le principali cause di mismatch rientrano, ad esempio: sporco localizzato, foglie, ombre parziali, o differenze di irraggiamento localizzato.

Conseguenza dei fenomeni di mismatch è che la potenza erogata dall'accoppiamento di più celle collegate in serie e/o in parallelo risulta inferiore a quanto ci si aspetterebbe.

Ipotizzando di avere un collegamento in serie (figura 2.17), il pericolo maggiore si presenta nel caso in cui una data cella vada in contro a corto circuito. La cella in questione inizierà a funzionare come un carico (con tensione inversa) e sarà soggetta alla sommatoria delle tensioni delle celle non danneggiate, finché, nel caso in cui questa tensione superi quella di breakdown, si arriva all'istantanea distruzione della cella.

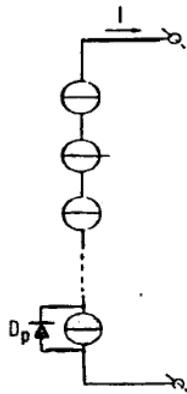


Figura 2.17: Celle in serie con diodo di bypass

Per ovviare a questo problema si utilizza un diodo di bypass ( $D_p$ ), visibile in figura, collegato in antiparallelo alla cella. Questo diodo ha la funzione di deviare la corrente attorno alla cella guasta, evitando che venga sottoposta a una tensione inversa dannosa e proteggendola dal surriscaldamento.

Tuttavia, l'installazione di un diodo per ogni singola cella risulterebbe troppo costosa e complessa. Per questo motivo, nella pratica si collega un solo diodo di bypass a gruppi di celle.

In condizioni normali, il diodo rimane interdetto (polarizzato inversamente), ovvero non conduce corrente. Solo in caso di mismatch significativo all'interno del gruppo di celle associate, il diodo si polarizza direttamente ed inizia a condurre, così da far passare la corrente al suo interno e proteggere le celle.

Analogamente, in caso di celle collegate in parallelo (figura 2.18), il pericolo maggiore si ha nel caso di una cella oscurata che funziona a circuito aperto.

Questa condizione porta ad avere una tensione a vuoto più bassa rispetto a quella

delle altre stringhe integre in parallelo. Il risultato è la presenza di una corrente inversa, proveniente dalle stringhe sane, che attraversa la parte difettosa e che può causare ulteriori danni. La cella assorbirà la corrente di quelle restanti, determinando pericolose sovratemperature ed un comportamento da resistenza di basso valore.

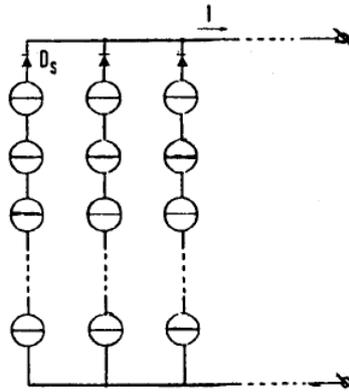


Figura 2.18: Celle in parallelo con diodo di blocco

La soluzione a questo problema è l'utilizzo di un diodo di blocco ( $D_s$ ), che come si vede dalla figura, è collegato in serie alle singole stringhe in parallelo. Questo diodo si polarizza inversamente, non conducendo, nel momento in cui, a causa di un guasto, la stringa su cui è collegato viene percorsa da corrente inversa.

Il diodo di blocco, a differenza di quello di bypass, consuma però potenza in assenza di problemi, per cui risulta più conveniente usarlo solo quando ritenuto necessario.

Per concludere, nei collegamenti serie e/o parallelo di celle è necessario l'impiego di dispositivi con curve  $I(U)$  quanto più simili possibile, andando ad esempio a scegliere in fase costruttiva celle con valori di  $I_{sc}$ ,  $U_o$  e  $P_{max}$  identici.

Ciò nonostante va considerata una perdita fisiologica di circa il 2-3%. Inoltre, non si possono escludere del tutto eventi come l'ombreggiamento parziale delle celle, che possono generare condizioni di mismatch e ulteriori cali di rendimento.

## 2.5 Il modulo fotovoltaico

Il modulo fotovoltaico, comunemente denominato pannello, è costituito da un insieme di celle fotovoltaiche interconnesse elettricamente, opportunamente protette e incapsulate, come è possibile vedere dalla sezione rappresentata in figura 2.19 di seguito.

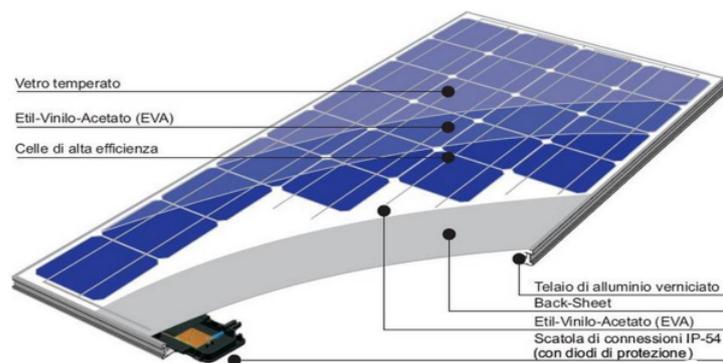


Figura 2.19: Sezione di un modulo fotovoltaico

Nel caso di moduli realizzati con celle in silicio cristallino, si distinguono due tipologie principali: monocristallino e policristallino. Le celle in silicio monocristallino presentano una forma circolare dovuta alla geometria del lingotto da cui sono ricavate. Per motivi di ottimizzazione dell'area attiva, queste celle vengono successivamente rifilate fino ad assumere una forma pseudo-quadrata, comportando però una certa perdita di materiale. Al contrario, le celle in silicio policristallino, ottenute per solidificazione diretta del materiale fuso, assumono naturalmente una forma quadrata, che consente una migliore occupazione della superficie utile all'interno del modulo.

Le celle, dopo essere state saldate tra loro in serie e/o in parallelo per raggiungere le specifiche elettriche desiderate, vengono sottoposte al processo di incapsulamento, tramite il quale vengono racchiuse tra due pannelli piani.

Un pannello frontale, esposto direttamente alla radiazione solare, è costituito da un vetro temprato ad alta trasmittanza, che assolve sia alla funzione di protezione meccanica sia alla trasparenza ottica necessaria per garantire il corretto funzionamento delle celle. Il pannello posteriore, invece, può essere realizzato in vetro oppure mediante una lamina polimerica multistrato (generalmente in materiali come PET,

Tedlar o Mylar), isolante e resistente.

L'intera struttura è sigillata mediante un materiale incapsulante, solitamente EVA (etil-vinil-acetato), il quale svolge diverse funzioni fondamentali: garantisce l'isolamento elettrico tra le celle, previene l'ingresso di umidità (riducendo il rischio di corrosione), salda insieme i pannelli anteriore e posteriore, rendendo il modulo compatto e impermeabile. Tuttavia, l'EVA presenta una limitata resistenza alle alte temperature, non tollerando valori superiori a circa 85 °C, oltre i quali può iniziare a degradarsi.

Infine, solitamente posta sulla parte posteriore, si trova la scatola stagna da cui fuoriescono i connettori ad innesto rapido, e in cui trovano posto anche i diodi di bypass e i morsetti di collegamento.

Per quanto riguarda le caratteristiche tecniche, come ad esempio il rendimento globale dei moduli, queste vengono generalmente definite in riferimento alle condizioni standard di prova "STC" ( $G = 1000\text{W}/\text{m}^2$ ,  $AM = 1,5$ ,  $T_c = 25^\circ\text{C}$ ). I moduli sono inoltre classificati in base alla loro potenza di picco, espressa in watt di picco [ $W_p$ ], che indica la massima potenza erogabile dal modulo stesso nelle condizioni STC. Vengono inoltre definite a tali condizioni anche la corrente di cortocircuito, la tensione a circuito aperto e la corrente e tensione nel punto di massima potenza, oltre alla temperatura normale di funzionamento "NOCT" (Normal Operating Cell Temperature). Si tratta di un parametro caratteristico del modulo, fornito direttamente dal costruttore, e definito come la temperatura di stabilizzazione raggiunta dal modulo quando opera in condizioni di circuito aperto, esposto a un'irradianza solare di  $800\text{W}/\text{m}^2$ , con una velocità del vento pari a  $1\text{m}/\text{s}$  e una temperatura ambiente di  $20^\circ\text{C}$ .

Nota la NOCT si può definire la temperatura di cella  $T_c$  dalla seguente equazione:

$$T_c = T_a + \frac{NOCT - 20^\circ\text{C}}{800[\text{W}/\text{m}^2]} \cdot G[\text{W}/\text{m}^2]$$

Con  $T_a$  che rappresenta la temperatura dell'aria.

Nel piano corrente-tensione, un modulo fotovoltaico presenta una caratteristica  $I(U)$  analoga a quella delle singole celle che lo compongono. Tuttavia, rispetto alla curva di una singola cella, si osserva un cambio di scala: sull'asse delle tensioni si estende proporzionalmente al numero di celle collegate in serie, mentre sull'asse delle correnti si modifica in funzione delle eventuali connessioni in parallelo tra stringhe.

### 2.5.1 Il generatore fotovoltaico

Per raggiungere una determinata potenza di uscita, è necessario collegare più moduli fotovoltaici tra loro. Tali collegamenti danno origine a configurazioni via via più complesse. In particolare, si definisce "stringa" un insieme di moduli connessi in serie, in modo da incrementare la tensione complessiva. Quando più stringhe vengono collegate in parallelo, si forma un "array" fotovoltaico, il quale consente di aumentare la corrente disponibile. L'insieme di tutti gli array installati in un impianto costituisce il campo fotovoltaico, noto anche come generatore fotovoltaico (vedi figura 2.16).

Analogamente a quanto detto precedentemente, anche per i collegamenti in serie e parallelo dei moduli si va incontro a dissimmetrie per mismatch dovute a ombre o diversità delle caratteristiche  $I(U)$ , che possono portare a riduzione di potenze erogate e formazione di hotspot, per cui è necessario prevedere protezioni adeguate (diodi di bypass e diodi di blocco).

Nel progetto di un generatore fotovoltaico, la scelta ottimale della configurazione dei collegamenti tra i moduli risulta quindi determinante per garantire un elevato rendimento ed una buona affidabilità operativa.

Nel caso in cui il generatore fotovoltaico alimenti direttamente un carico, il punto di lavoro del sistema è individuato dall'intersezione tra la curva corrente-tensione  $I(U)$  del generatore e la caratteristica elettrica del carico stesso. Tale punto può trovarsi in qualunque posizione lungo la curva  $I(U)$ , compresa tra i due estremi principali  $I_{sc}$  ed  $U_o$  (vedi curva in figura 2.13).

L'analisi della curva  $I(U)$  permette di osservare che, nel tratto compreso tra  $I_{sc}$  e il punto di massima potenza  $P_m$ , il comportamento del generatore può essere approssimato a quello di un generatore reale di corrente: in questa regione la corrente resta quasi costante al variare della tensione. Al contrario, nel tratto tra  $P_m$  e  $U_o$ , il sistema si comporta in modo simile a un generatore reale di tensione, con la tensione che rimane pressoché stabile e la corrente che si riduce rapidamente.

Ai fini di una massimizzazione dell'efficienza del generatore, per date condizioni ambientali (irradianza e temperatura), è fondamentale che il punto di lavoro si collochi in prossimità del punto  $P_m$ , in corrispondenza del quale si ottiene la massima potenza elettrica erogabile.

Per questo motivo, nei sistemi fotovoltaici moderni, vengono implementati dispositivi di tracciamento del punto di massima potenza MPPT (Maximum Power Point Tracking), che regolano il funzionamento dell'inverter o del convertitore DC/DC affinché il generatore operi stabilmente in tale condizione ottimale.

## 2.5.2 L'impianto fotovoltaico

La sola presenza di un generatore fotovoltaico (FV) non è sufficiente per garantire la piena fruibilità dell'energia elettrica prodotta. Infatti, un generatore FV eroga energia in corrente continua, mentre la maggior parte degli utilizzatori elettrici, sia in ambito residenziale che industriale, richiede energia in corrente alternata. Per convertire l'energia da DC ad AC, è dunque necessario integrare nell'impianto opportuni convertitori DC/AC o inverter.

Inoltre, poiché la potenza del generatore fotovoltaico dipende direttamente dalle condizioni ambientali (irradianza e temperatura), che ne determinano la variabilità, risulta fondamentale massimizzare l'estrazione di energia in ogni istante. A tal fine, è vantaggioso l'utilizzo di un convertitore DC/DC, introdotto precedentemente, dotato di un algoritmo per il Maximum Power Point Tracking (MPPT). Questo dispositivo consente di inseguire dinamicamente il punto di massima potenza del generatore, garantendo un funzionamento ottimale indipendentemente dalle variazioni delle condizioni operative.

Oltre ai dispositivi di conversione, un impianto fotovoltaico richiede una serie di componenti ausiliari, quali ad esempio sistemi di protezione elettrica o strumenti di monitoraggio e controllo, indispensabili per la supervisione delle prestazioni del sistema e la diagnosi di eventuali guasti.

Inoltre, ormai quasi tutti gli impianti fotovoltaici prevedono l'installazione di sistemi di accumulo, tipicamente costituiti da accumulatori elettrochimici, utilizzati per immagazzinare l'energia prodotta in eccesso nelle ore di picco e per garantire la continuità di servizio durante i periodi di scarsa o assente produzione.

Questi sistemi risultano particolarmente utili contro la naturale variabilità giornaliera e stagionale dell'irradianza solare.

Nel complesso, la corretta progettazione e integrazione di questi elementi ausiliari è essenziale per garantire efficienza, affidabilità e continuità di funzionamento dell'impianto fotovoltaico.

## 2.6 I convertitori DC/AC: inverter

L'energia elettrica generata da un impianto fotovoltaico è disponibile in forma di corrente continua. Tuttavia, per poter essere utilizzata dalla maggior parte dei carichi elettrici o per essere immessa in rete, è necessario convertirla in corrente alternata, attraverso appositi dispositivi di conversione quali inverter (convertitori DC/AC) e convertitori DC/DC (MPPT), posti a valle del generatore fotovoltaico.

Questi sistemi svolgono anche altre funzioni fondamentali, come ad esempio il monitoraggio e la regolazione del punto di massima potenza, protezione del generatore e dei carichi, ed in alcuni casi gestiscono l'accumulo dell'energia per un utilizzo differito nel tempo (inverter ibridi o dedicati ai sistemi di accumulo).

La progettazione e l'integrazione efficace di questi sistemi risultano determinanti per massimizzare l'efficienza complessiva dell'impianto fotovoltaico, aumentandone l'affidabilità, la durata e l'adattabilità alle diverse condizioni operative.

Dal punto di vista costruttivo, un inverter è composto da diversi blocchi funzionali, come si può notare dalla figura 2.20.

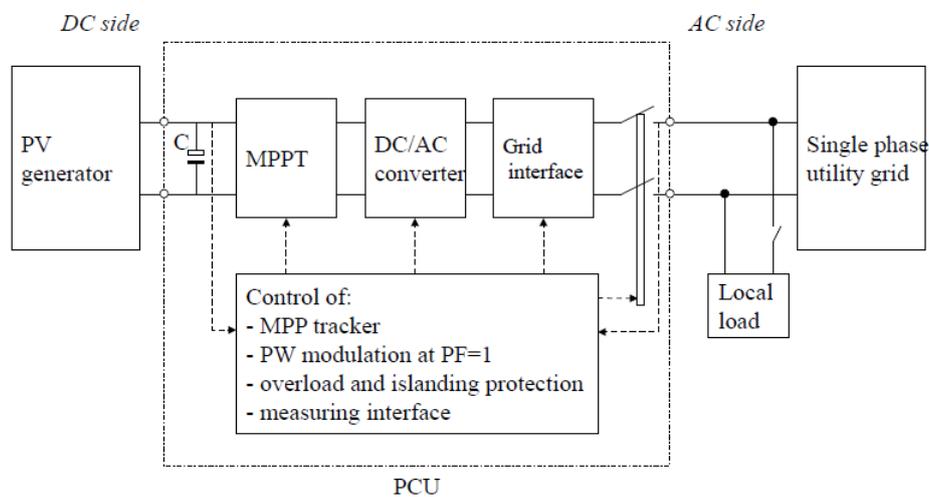


Figura 2.20: Schema a blocchi di un generico inverter grid connected

Lo stadio di ingresso può includere un convertitore DC/DC per l'adattamento della tensione e per l'implementazione della funzione MPPT (Maximum Power Point Tracking). Lo stadio centrale di conversione DC/AC è quello che realizza la trasformazione vera e propria della corrente continua in alternata. A valle troviamo i filtri, che riducono le armoniche e migliorano la qualità della tensione in uscita.

Sono dotati inoltre di un sistema di controllo che monitora costantemente il funzionamento dell'intero dispositivo, gestisce le protezioni, la comunicazione con altri dispositivi e garantisce la sincronizzazione con la rete in caso di impianti connessi al sistema elettrico nazionale.

Infine, per garantire l'affidabilità nel tempo, è presente un sistema di raffreddamento, che può essere passivo o attivo, a seconda della potenza e del contesto installativo.

Gli inverter possono essere classificati in base alla loro applicazione in: inverter centralizzati, utilizzati per gestire interi campi fotovoltaici; inverter di stringa,

collegati invece a singole stringhe di moduli; e microinverter, che vengono installati direttamente su ciascun modulo.

Il funzionamento dell'inverter si basa su circuiti elettronici di potenza, costituiti da dispositivi a semiconduttore, detti transistor, come IGBT o MOSFET (in figura 2.21), comandati in tensione, che commutano la corrente continua a una frequenza molto elevata, generando così una forma d'onda alternata.



Figura 2.21: IGBT e MOSFET

Il comando dei transistor avviene secondo una tecnica di modulazione definita PWM (Pulse Width Modulation). Questa si basa sul confronto tra un segnale portante ad alta frequenza e con forma d'onda triangolare, che viene generato da un clock al quarzo presente nell'inverter, ed un segnale modulante sinusoidale, alla frequenza di rete (esempio in figura 2.22).

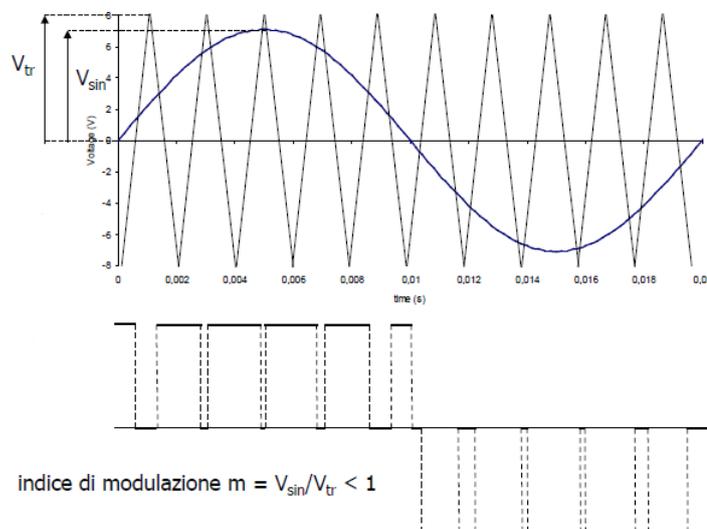


Figura 2.22: Esempio di modulazione PWM

La regolazione si basa su due parametri: l'indice di modulazione  $m$ , che rappresenta il rapporto tra l'ampiezza della sinusoide e l'ampiezza dell'onda triangolare; e l'angolo di fase  $\beta$  (imposto dal modulatore PWM), che rappresenta l'angolo di sfasamento tra la tensione dell'inverter e quella di rete.

Attraverso la modulazione PWM, viene prodotta una sequenza di impulsi a durata variabile che, opportunamente filtrata, consente di ottenere in uscita un segnale di tensione con andamento sinusoidale.

Una conformazione tipica per l'inverter prevede strutture a ponte a H, caratterizzate da 4 o 6 gambe (a seconda che si tratti di inverter monofase o trifase) di transistor e diodi in antiparallelo. In figura 2.23 è rappresentato un esempio per un inverter trifase.

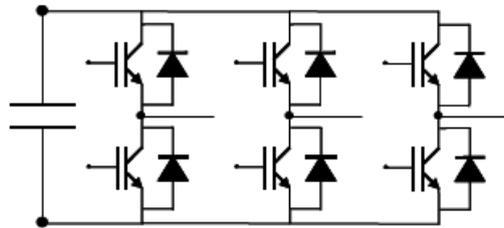


Figura 2.23: Struttura inverter trifase

Durante il funzionamento, viene chiuso un solo switch per gamba (quello sottostante o sovrastante dovrà rimanere aperto) per evitare di cortocircuitare il condensatore sul lato DC. Inoltre, solitamente in uscita sono presenti dei filtri per ridurre le armoniche di disturbo ed avere segnali più "puliti".

Per quanto riguarda gli inverter connessi a rete (grid connected), che lavorano a frequenza fissa di  $50\text{ Hz}$  per una perfetta sincronizzazione con la rete, presentano diverse caratteristiche:

- Alto rendimento di conversione  $\eta > 90\%$  e basse perdite a vuoto  $P_0 < 1\%$ ;
- Fattore di potenza  $\cos(\phi) > 0,9$ ;
- Bassa distorsione armonica ( $THD < 5\%$ );
- Maximum power point tracking;
- Capacità di limitare le potenze in ingresso dal generatore fotovoltaico;
- bassa ondulazione lato DC sulla tensione;

- accensione e spegnimento automatici in base all'irradianza.

Possiedono inoltre sensori che permettono di effettuare controlli interni sul corretto funzionamento del dispositivo e sistemi di protezione integrati quali: protezioni da sovracorrenti, scaricatori di sovratensione di tipo 2 su entrambi i lati, monitoraggio degli array e protezioni contro funzionamenti da isola non intenzionali.

### 2.6.1 Convertitore DC/DC: MPPT

Come si è visto nella figura 2.20, il primo stadio dell'inverter è rappresentato dall'MPPT.

L'inseguitore di massima potenza è costituito dall'insieme di un convertitore DC/DC ed un'opportuna tecnica di controllo.

Come già accennato, consente di massimizzare l'efficienza del generatore fotovoltaico, estraendo la massima potenza disponibile anche al variare delle condizioni di irradianza e temperatura. In questo modo, il sistema opera il più vicino possibile al punto di massima potenza sulla caratteristica corrente-tensione  $I(U)$ .

Le tecniche di controllo si basano su diversi algoritmi, di seguito elencati:

- Conduttanza incrementale: il più preciso dei tre, sfrutta la proprietà di adattamento del carico;
- Perturba e osserva: il più usato grazie all'ottimo compromesso tra velocità e precisione. Consiste nell'applicare delle variazioni di tensione, da cui, moltiplicandola per la corrente, si ottengono istante per istante i valori di potenza. Se si osserva un incremento della potenza, il sistema continua a modificare il parametro nella stessa direzione; in caso contrario, la regolazione viene invertita.

Una volta raggiunto il punto di massima potenza, l'algoritmo mantiene continua a far oscillare il valore di tensione attorno a quello misurato. Queste continue variazioni comportano inevitabili perdite, poiché il punto esatto di massima potenza risulta difficile da mantenere con precisione;

- Tensione costante: il meno preciso, con cui si misura la tensione a vuoto, ed in base a questa si impone una tensione di lavoro proporzionale.

Tra i requisiti richiesti per un inseguitore MPPT va apprezzata l'elevata efficienza (> 97%) anche per ampi intervalli di irradianza e tensione, oltre all'alta affidabilità. Sono comunque sensibili alle brusche variazioni di  $G$ , con possibile instabilità e spostamento del punto ottimale, che viene però ristabilito in tempi brevi.

Ad oggi, nella maggior parte dei casi, sono soluzioni già incorporate negli inverter.

## 2.7 Gli accumulatori elettrochimici

L'accumulo di energia ha come obiettivo quello di garantire continuità del servizio in periodi di scarsa o nulla produzione.

Gli impianti fotovoltaici prevedono sistemi di stoccaggio tramite accumulatori elettrochimici (batterie), in cui l'energia è immagazzinata per mezzo di reazioni chimiche reversibili. Questo processo avviene in due fasi fondamentali (visibili in figura 2.24). La prima fase prevede la carica della batteria, che, ricevendo l'energia elettrica dal generatore fotovoltaico, viene convertita in energia chimica. Si ha in pratica la separazione controllata di cariche tra anodo e catodo della batteria.

La seconda fase è invece quella di scarica, durante la quale il sistema di accumulo cede energia ai carichi. Si ha stavolta una reazione chimica inversa che converte l'energia chimica in energia elettrica.

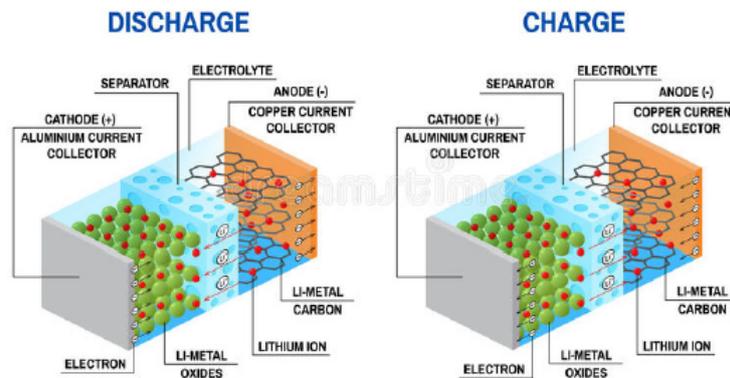


Figura 2.24: Esempio di reazioni chimiche di carica e scarica delle batterie

Tra le principali caratteristiche che presentano gli accumulatori elettrochimici, si possono definire:

- Tensione nominale: tensione alla quale viene immagazzinata o restituita l'energia;
- Tensione massima di carica e minima di scarica;
- Capacità  $[Ah]$ : è la quantità di carica che può essere accumulata;

- State of charge (SOC): ossia la carica residua della batteria, data dall'equazione:

$$SOC = \frac{Q_{\text{res}}}{Q_{\text{max}}} \cdot 100 [\%]$$

Dove  $Q_{\text{res}}$  rappresenta la carica residua, mentre  $Q_{\text{max}}$  la carica massima (nominale);

- Depth of discharge (DOD): ossia la capacità prelevabile senza compromettere la vita dell'accumulatore.

Altre caratteristiche che da considerare sono anche:

- Durata del numero di cicli di carica e scarica ad un determinato DOD (pari solitamente al 50%);
- Tempo di autoscarica;
- Densità di energia elettrica accumulabile.

Gli accumulatori fotovoltaici devono essere caratterizzati da un  $DOD = 80\%$  con elevata durata di almeno 700 cicli.

L'utilizzo di sistemi di accumulo negli impianti fotovoltaici garantisce diversi vantaggi, che non si limitano al solo miglioramento della continuità di servizio, ma anche all'aumento dell'autoconsumo e alla minore dipendenza energetica dalla rete. Installarli determina vantaggi sia funzionali che economici all'intero sistema.



## Capitolo 3

# Il progetto dell'impianto fotovoltaico

In questo capitolo viene presentato lo studio di fattibilità per la realizzazione di un impianto fotovoltaico connesso alla rete.

L'obiettivo primario di questa sezione è illustrare in dettaglio il processo di progettazione, le scelte tecniche e le valutazioni economiche che hanno guidato la definizione della soluzione impiantistica proposta.

Il progetto sviluppato è stato strutturato secondo un approccio metodico che prende in considerazione vari fattori determinanti per il buon esito dell'installazione: l'analisi del contesto fisico e ambientale, l'orientamento e l'inclinazione delle superfici disponibili, l'irraggiamento solare, eventuali criticità, oltre alla scelta della tipologia impiantistica e dei componenti più idonei alla progettazione.

In questa parte del lavoro verrà quindi fornita una visione chiara e dettagliata delle valutazioni effettuate e delle scelte progettuali adottate per l'intero impianto, al fine di garantire un dimensionamento corretto e un funzionamento ottimale sotto il profilo tecnico ed energetico.

Il progetto mira inoltre a raggiungere un equilibrio economico sostenibile, valutando attentamente i costi e i benefici legati alla sua realizzazione.

A supporto dell'analisi, verranno esaminati diversi scenari applicativi, includendo configurazioni sia con che senza sistema di accumulo, e sarà condotto un confronto tra l'impianto principale e una sua ipotetica installazione in un'area geografica italiana differente da quella di partenza, al fine di evidenziare l'influenza delle condizioni climatiche e ambientali sulla resa complessiva e sulla convenienza economica.

### 3.1 Sito dell'impianto e considerazioni iniziali

Il primo passo nella realizzazione di questo progetto è stato l'individuazione del sito per l'installazione dell'impianto fotovoltaico.

La scelta è ricaduta sulla scuola bilingue dell'infanzia e primaria Sant'Anna, nel comune di Chieri (TO). Decisione che riflette l'intenzione di promuovere l'efficienza energetica e la sostenibilità ambientale anche all'interno di strutture pubbliche ad alto consumo, favorendo l'autoproduzione di energia pulita.

Non potendo effettuare un sopralluogo diretto sul luogo di interesse, l'analisi preliminare è stata condotta attraverso l'esame degli estratti cartografici (figura 3.1, edificio evidenziato), dei prospetti dell'immobile, e da siti web di geolocalizzazione e visualizzazione geografica come ad esempio Google Earth, dai quali sono state ottenute tutte le informazioni necessarie per avviare lo studio tecnico.

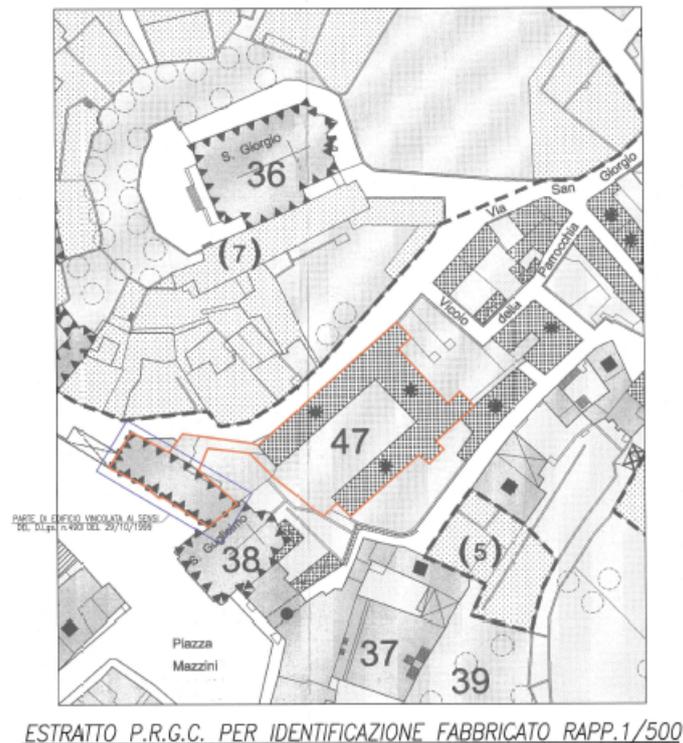


Figura 3.1: Estratto cartografico della scuola bilingue Sant'Anna

Dalla figura 3.2, ricavata da Google Earth, è possibile vedere l'esatta ubicazione della scuola, sita tra Via Giacomo Nel e Vicolo Bordino.

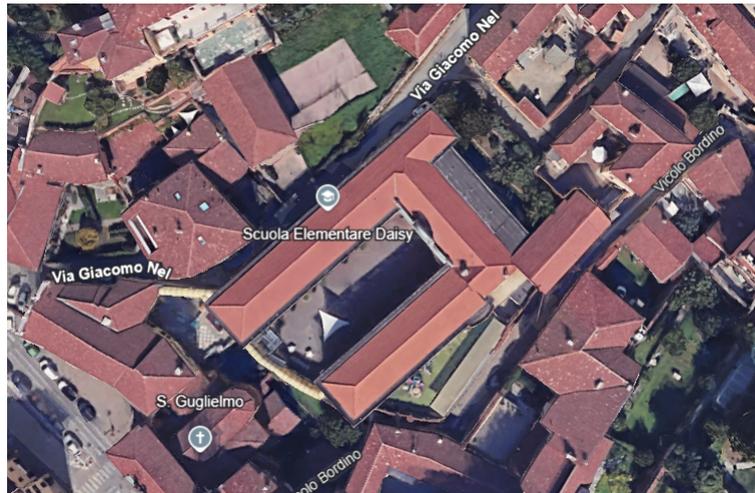


Figura 3.2: Immagine satellitare della scuola

Già da una prima osservazione, si nota che l'edificio presenta caratteristiche architettoniche e strutturali particolarmente adatte all'installazione di un impianto fotovoltaico in copertura, grazie alla disponibilità di ampie superfici ben orientate, prive di ombreggiamenti rilevanti e con un'esposizione abbastanza favorevole. Considerando le molteplici falde disponibili, data la particolare geometria del tetto, valutando sulla base della migliore esposizione, sono state scelte le falde evidenziate in figura 3.3, caratterizzate da un'inclinazione (o tilt) di  $\beta = 20^\circ$ , ed un angolo di orientamento (azimuth)  $\gamma = -45^\circ$  rispetto al sud geografico, quindi orientate in direzione sud-est.

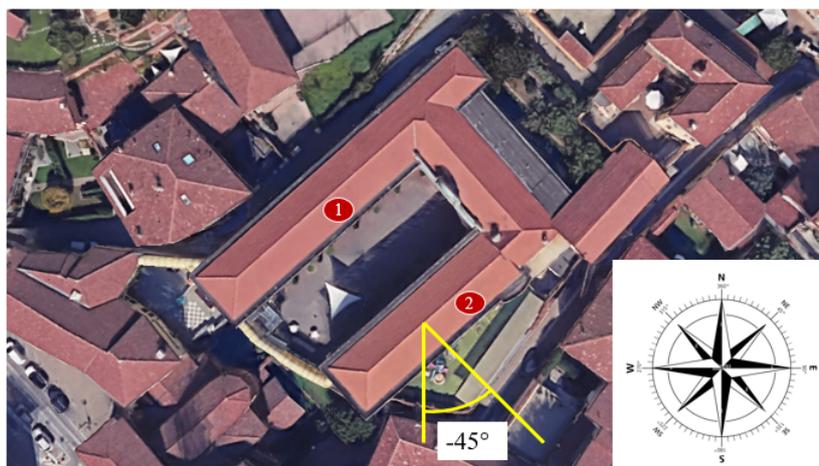


Figura 3.3: Falde scelte per la disposizione dei moduli

La scelta di installare i moduli fotovoltaici sulle falde con esposizione a sud-est è stata dettata da un compromesso tra l'ottimizzazione della produzione energetica

e le condizioni reali offerte dal tetto dell'edificio.

Sebbene l'orientamento ideale per massimizzare la produzione sia verso sud (azimut di  $0^\circ$ ), le falde scelte offrono comunque un'ottima resa.

Inoltre, l'orientamento a sud-est favorisce una maggiore produzione nelle ore del mattino, che può risultare vantaggiosa in un contesto scolastico come quello in esame, dove il consumo energetico è prevalente nelle ore mattutine. Condizione che potrebbe portare a un migliore autoconsumo istantaneo, migliorando l'efficienza complessiva dell'impianto e contribuendo a un ritorno economico più favorevole.

Le altre falde dell'edificio sono state inizialmente considerate, ma subito scartate per una serie di limitazioni che avrebbero compromesso l'efficienza e la convenienza dell'impianto.

In particolare, tenendo in considerazione che le falde orientate a nord non risultano idonee, poiché ricevono un irraggiamento solare nettamente inferiore durante l'arco della giornata, con conseguente riduzione della produzione fotovoltaica dell'impianto, le falde esposte a nord-ovest o nord-est avrebbero presentato performance significativamente ridotte.

Le falde con esposizione sud-ovest, invece, pur offrendo una produzione accettabile, soprattutto nelle ore pomeridiane, presentano dimensioni utili molto ridotte.

Pertanto, sulla base delle considerazioni appena trattate, le falde sud-est individuate risultano più adatte in termini di spazio disponibile, assenza di ombreggiamenti e semplicità di installazione, fattori che ne hanno ulteriormente motivato la selezione.

## **3.2 Scelta dei moduli fotovoltaici**

Dopo aver stabilito quali falde siano più vantaggiose, il passo successivo è stata la scelta dei moduli fotovoltaici.

Nel processo di scelta del modulo per l'impianto fotovoltaico, è stata effettuata un'analisi comparativa approfondita tra diverse marche e modelli, tenendo conto di una serie di parametri tecnici tra cui la potenza di picco, l'efficienza di conversione, le dimensioni fisiche del modulo, il rendimento energetico, le perdite per effetto di temperatura e ombreggiamenti, nonché le condizioni di garanzia offerte dal produttore.

Dopo aver valutato diverse soluzioni presenti sul mercato, la scelta è ricaduta sul

modulo Black Tiger RCM 470 7DBRCG della Recom Technologies (figura 3.4), un pannello altamente innovativo che integra diverse tecnologie avanzate, risultando particolarmente adatto per impianti ad alte prestazioni.



Figura 3.4: Modulo Fotovoltaico

Il modulo è realizzato con celle N-type monocristalline (la base del wafer di silicio è drogata con fosforo, che ha un elettrone in più rispetto al silicio, creando una carica negativa), una scelta che garantisce alcuni vantaggi rispetto ai tradizionali moduli P-type:

- Assenza di degradazione indotta dalla luce (LID);
- Maggiore efficienza di conversione nel tempo;
- Migliori prestazioni a temperature elevate e quindi migliori coefficienti di temperatura;
- Elevata bifaccialità con possibilità quindi di catturare meglio la luce da entrambi i lati del pannello;
- Migliori prestazioni in caso di scarsa illuminazione.

Vantaggi quest'ultimi che vengono ancor più accentuati dalla caratteristica a doppio vetro ("Double Glass") di cui è dotato.

Parallelamente, il modulo è caratterizzato anche da una tecnologia Half-Cut (a "mezze celle"), diventata uno standard diffuso per migliorare le prestazioni dei

moduli fotovoltaici. Essa consiste nel tagliare a metà le celle, dimezzando la corrente che le attraversa e riducendo drasticamente le perdite resistive per effetto Joule. Considerando infatti la loro equazione:

$$P_J = R \cdot I^2$$

Avendo una corrente dimezzata pari a  $I/2$ , allora le perdite saranno date da:

$$P_J = R \cdot \left(\frac{I}{2}\right)^2 = R \cdot \frac{I^2}{4}$$

Questo significa che per ogni singola mezza cella, le perdite resistive sono ridotte di un fattore quattro rispetto a quelle che avrebbe avuto se fosse stata parte di una cella intera che gestiva la corrente totale. Questo contribuisce a un aumento della potenza nominale e a una maggiore robustezza meccanica.

Un altro elemento distintivo è l'architettura "back-contact", ossia lo spostamento di tutti i contatti elettrici (le strisce metalliche che raccolgono la corrente, chiamate "busbar" e "finger") dalla superficie frontale della cella alla sua superficie posteriore. Conseguenza di ciò è l'avere una superficie attiva completamente libera, migliorando così l'assorbimento della luce.

Il risultato è un pannello non solo più efficiente, ma anche più elegante dal punto di vista estetico, perfetto per installazioni dove l'integrazione architettonica è un fattore rilevante.

Dal punto di vista delle caratteristiche elettriche il modulo fotovoltaico scelto presenta una  $P_{\text{tot}} = 470 \text{ W}$ , corrente nel punto di massima potenza  $I_m = 13.83 \text{ A}$  ed un'efficienza pari a  $\eta = 23,5\%$ , tra i valori più alti nella categoria.

Di seguito sono elencate in tabella 3.1 le principali caratteristiche elettriche.

<b>Potenza Nominale <math>P_m</math></b>	470 W
<b>Tensione nel punto di massima potenza <math>V_m</math></b>	34 V
<b>Tensione a circuito aperto <math>V_{oc}</math></b>	40,60 V
<b>Corrente nel punto di massima potenza <math>I_m</math></b>	13,83 A
<b>Corrente di cortocircuito <math>I_{sc}</math></b>	14,70 A
<b>Efficienza <math>\eta</math></b>	23,5 %

Tabella 3.1: Caratteristiche elettriche del Modulo Fotovoltaico

Le caratteristiche termiche sono invece definite in tabella 3.2. Il modulo presenta un coefficiente di temperatura alla potenza nominale pari a  $-0.26 \text{ } \%/^{\circ}\text{C}$ , range di temperatura di funzionamento compreso tra  $-40 \text{ } ^{\circ}\text{C}$  e  $85 \text{ } ^{\circ}\text{C}$  ed una temperatura di

funzionamento alle condizioni nominali di 42 °C.

<b>Coefficiente di temperatura a <math>P_m</math></b>	-0.26 %/°C
<b>Coefficiente di temperatura a <math>V_{oc}</math></b>	-0.22 %/°C
<b>Coefficiente di temperatura a <math>I_{sc}</math></b>	0.5 %/°C
<b>Temperatura di funzionamento</b>	-40 °C e 85 °C
<b>Temperatura di funzionamento nominale NMOT</b>	42 °C ( $\pm 2$ )

Tabella 3.2: Caratteristiche termiche del Modulo Fotovoltaico

In tabella 3.3 vengono invece riportate le caratteristiche meccaniche, mentre in figura 3.5 sono mostrate le dimensioni.

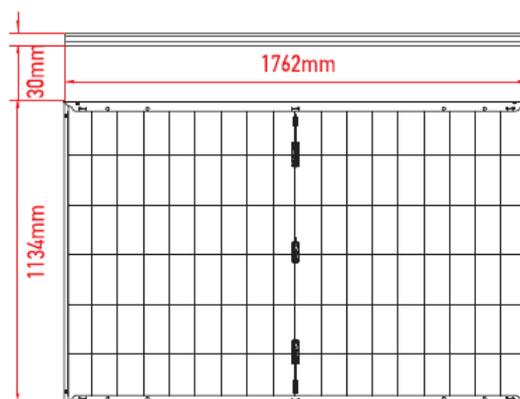


Figura 3.5: Dimensioni modulo fotovoltaico

<b>Dimensioni</b>	1762mm x 1134mm x 30mm
<b>Peso</b>	24,5 kg
<b>Tipo di cella</b>	N-type 182mm x 91mm (2x54 pcs)
<b>Vetro frontale</b>	2,0mm semi temperato rivestito
<b>Vetro posteriore</b>	2,0mm vetro semi temperato rivestito
<b>Telaio</b>	lega di alluminio anodizzato (nero)
<b>Junction Box</b>	IP68, 3diodi di bypass
<b>Connettori</b>	MC4 - EVO2
<b>Cavi</b>	4 mm <sup>2</sup> , lunghezza:1200mm

Tabella 3.3: Caratteristiche meccaniche del modulo fotovoltaico

Nella scheda tecnica vengono messe in evidenza anche le curve caratteristiche del pannello, figura 3.6.

Le curve I-V mostrano come la produzione del modulo fotovoltaico sia fortemente influenzata dall'irradianza. Come è facile notare, l'incremento di irradianza provoca un significativo aumento di corrente fotovoltaica.

Le curve P-V permettono invece di identificare il punto di massima potenza (MPP) del modulo in diverse condizioni di irradianza, che anche in questo caso è sempre più alto all'aumentare dell'irradianza.

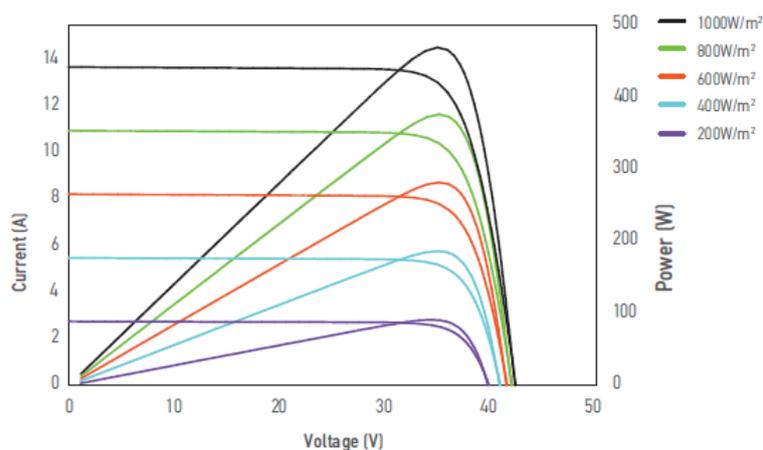


Figura 3.6: Curve caratteristiche del modulo fotovoltaico

Infine, l'azienda produttrice assicura una garanzia per 25 anni, tra le più alte del settore, con prestazioni del modulo, che si riducono linearmente fino a circa il 94,1% dopo 15 anni e intorno all' 88,85% dopo 30 anni, figura 3.7.

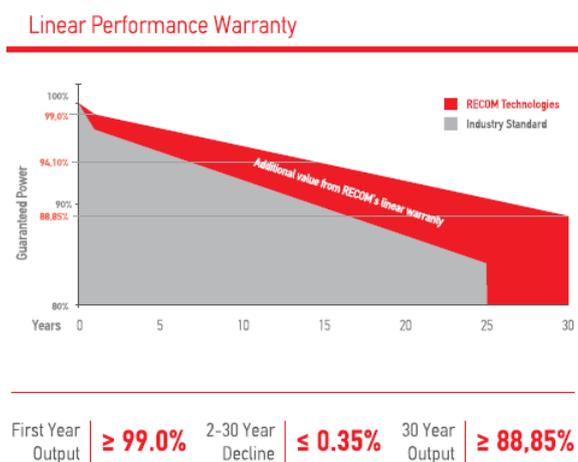


Figura 3.7: Andamento delle prestazioni del modulo negli anni

### 3.3 Disposizione iniziale dei moduli

A seguito della valutazione delle dimensioni del tetto e delle specifiche tecniche dei moduli fotovoltaici selezionati, si è proceduto alla disposizione ottimale degli stessi sulle falde. Il criterio primario alla base di questo processo è stato quello del massimo sfruttamento dello spazio disponibile, al fine di ottimizzare la superficie captante e massimizzare la produzione energetica dell'impianto.

Le falde oggetto di studio, presentano una superficie rispettivamente di 280 m<sup>2</sup> per la prima falda (indicata dal numero 1 in figura 3.3), e di 228 m<sup>2</sup> per la seconda falda (indicata dal numero 2 in figura 3.3).

Particolare attenzione è stata portata nel garantire gli spazi operativi necessari per l'installazione e la futura manutenzione degli impianti in condizioni di sicurezza. Tale approccio ha permesso di conciliare l'efficienza nell'utilizzo dello spazio con la fondamentale esigenza di sicurezza per gli operatori, garantendo nello stesso tempo anche una ventilazione ottimale per il raffreddamento dei pannelli.

Una prima disposizione dei moduli prevedeva, sulla prima falda, quella più grande, la posa di un totale di 96 moduli divisi in tre file da 32 elementi ciascuna, visibili in figura 3.8.

Al fine di garantire condizioni di sicurezza adeguate (per operazioni di montaggio e manutenzione), si erano ipotizzati distanziamenti di 40 cm, sia in senso orizzontale tra i moduli, sia in senso verticale tra le file.

Sulla base delle stesse considerazioni fatte per la prima falda, sono stati disposti i moduli anche sulla seconda, quella più piccola. In questo caso era stata prevista la posa di 78 moduli, organizzati in tre file di elementi rispettivamente di 25, 26 e 27 moduli ciascuna, visibili in figura 3.9.

Il numero totale dei moduli ammontava quindi a 174, la cui iniziale configurazione è riportata nelle pagine successive.

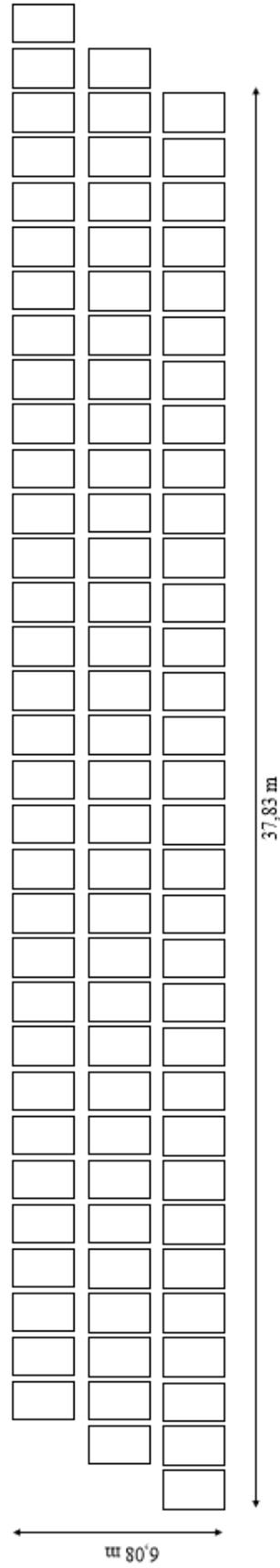


Figura 3.8: Disposizione iniziale dei moduli sulla falda 1

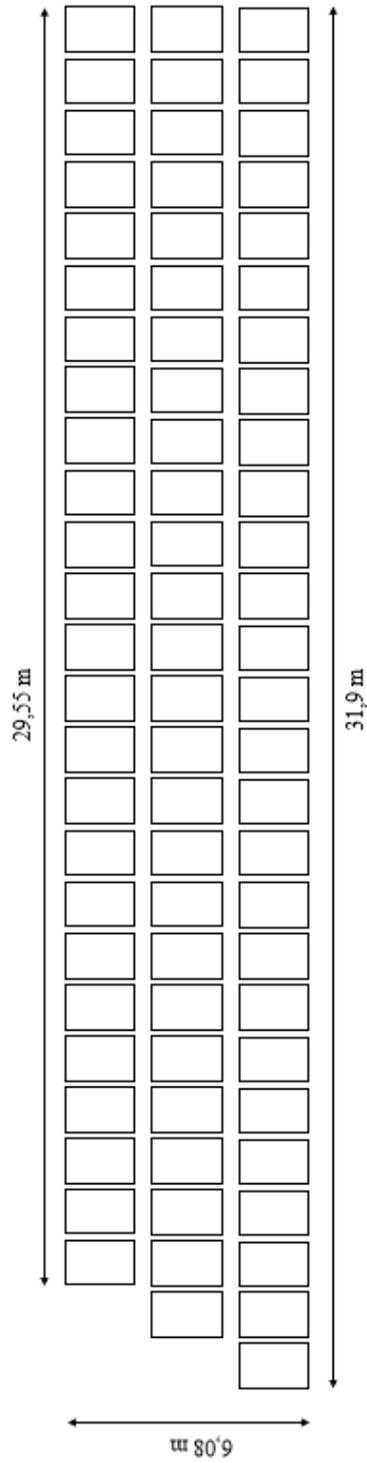


Figura 3.9: Disposizione iniziale dei moduli sulla falda 2

Successivamente, a seguito di un'attenta analisi della prima configurazione e di approfondimenti sui sistemi di fissaggio dei moduli fotovoltaici, si è deciso di ridurre la spaziatura orizzontale, portandola a 5 cm. Scelta che ha permesso comunque di mantenere gli standard di sicurezza richiesti, garantendo al contempo una ventilazione adeguata del sistema.

### 3.4 Scelta dell'inverter

Prima di procedere con l'organizzazione definitiva delle stringhe, è stata effettuata la selezione dell'inverter più idoneo al sistema.

In funzione del numero dei moduli e della loro potenza, stimando la potenza di picco dell'array fotovoltaico  $P_{\max, \text{array}} \approx 80 \text{ kW}_p$ , a seguito di un'attenta ricerca e valutando tra diversi modelli, si è scelto l'inverter GROWATT MAX 60 KTL3 LV da 60 kW, figura 3.10.



Figura 3.10: Inverter GROWATT MAX 60 KTL3 LV

Inverter performante ed affidabile, adatto per montaggio da interno o su tetto, caratterizzato da robustezza ed elevate prestazioni grazie alla sua altissima efficienza. Dotato inoltre di: un'architettura quad-core che ne giustifica le prestazioni elevate, monitoraggio di stringa, protezioni integrate con scaricatori di sovratensione AC e DC di tipo 2, diagnosi intelligente delle stringhe (I-V curve scan), e connettività Wi-Fi per controllo da remoto.

I dati elettrici vengono riportati in figura 3.11.

Datasheet				
Codice Growatt Codice di acquisto	MAX 50KTL3 LV GWMAX50KTL3LV	MAX 60KTL3 LV GWMAX60KTL3LV	MAX 70KTL3 LV GWMAX70KTL3LV	MAX 80KTL3 LV GWMAX80KTL3LV
<b>Parametri d'ingresso (DC)</b>				
Potenza PV massima raccomandata (per modulo STC)	75000W	90000W	105000W	120000W
Massima tensione DC	1100V			
Tensione di attivazione (V start)	250V			
Tensione nominale	585V	585V	600V	600V
Intervallo di tensione MPPT	200V-1000V			
Numero di inseguitori MPPT	6	6	7	7
Stringhe per inseguitori MPPT	2			
Corrente max. in ingresso per MPPT	26A			
Corrente max. di cc per MPPT	32A			
<b>Parametri d'uscita (AC)</b>				
Potenza di uscita AC nominale	50000W	60000W	70000W	80000W
Max Potenza apparente AC	55500VA	66600VA	77700VA	88800VA
Tensione nominale AC (range*)	220V/380V, 230V/400V (340-440V)			
Frequenza di rete AC (range)	50/60 Hz (45-55Hz/55-65 Hz)			
Massima corrente in uscita	80.5A	96.6A	112.7A	128.8A
Fattore di potenza configurabile	0,8 in anticipo...0,8 in ritardo			
Distorsione armonica totale THD	<3%			
Connessione AC	3W+N+PE			
<b>Efficienza di conversione</b>				
Efficienza massima	98.8%	98.8%	99%	99%
Euro Efficienza	98.4%	98.4%	98.5%	98.5%
Efficienza MPPT	99.9%			

Figura 3.11: Dati elettrici inverter GROWATT MAX 60 KTL3 LV

Come è possibile vedere dal datasheet, l'inverter sopporta potenze lato DC fino a 90 kW, è caratterizzato da tensione massima  $V_{\max,DC} = 1100\text{ V}$  e range di tensione MPPT tra 200 V e 1000 V. È inoltre un inverter multi MPPT, con 6 inseguitori, ai quali è possibile collegare fino a 2 stringhe ciascuno. Lato AC è caratterizzato da una potenza pari a  $P_{\max,AC} = 66\,600\text{ kW}$ , tensione di rete trifase di  $V = 400\text{ V}$  e frequenza  $f = 50\text{ Hz}$ , ed infine un fattore di potenza  $\cos\phi = 0,8$ .

Punto di forza dell'inverter è sicuramente l'efficienza, con rendimento di conversione  $\eta_{\max} = 98.8\%$ , rendimento europeo  $\eta_{\text{euro}} = 98.4\%$  e rendimento di MPPT  $\eta_{\text{MPPT}} = 99.9\%$ .

### 3.4.1 Approfondimento sul rendimento europeo

Il Rendimento Europeo (o European Efficiency) è un parametro che fornisce un'indicazione più realistica e rappresentativa delle prestazioni di un inverter, rispetto al solo rendimento massimo.

Mentre il rendimento massimo ( $\eta_{\max}$ ) rappresenta l'efficienza più alta che l'inverter può raggiungere in condizioni operative ideali, il rendimento europeo ( $\eta_{\text{euro}}$ ) è un valore ponderato che tiene conto del fatto che, nella realtà, un impianto fotovoltaico non lavora quasi mai costantemente alla sua massima potenza, ed è calcolato come la media ponderata dei rendimenti dell'inverter a diverse percentuali del suo carico nominale.

La formula che lo definisce è la seguente:

$$\eta_{euro} = 0.03 \cdot \eta_{5\%} + 0.06 \cdot \eta_{10\%} + 0.13 \cdot \eta_{20\%} + 0.10 \cdot \eta_{30\%} + 0.48 \cdot \eta_{50\%} + 0.20 \cdot \eta_{100\%}$$

### 3.5 Organizzazione delle stringhe e disposizione definitiva dei moduli

La scelta dell'inverter ha rappresentato un passaggio fondamentale, in quanto da essa dipendeva la configurazione elettrica ottimale del campo fotovoltaico, sia in termini di tensione e corrente ammissibili, sia per quanto riguarda il numero e la disposizione delle stringhe collegabili, il tutto valutato attraverso calcoli in Excel. L'obiettivo era quello di ottenere una configurazione che favorisse l'accoppiamento ottimale tra il generatore fotovoltaico e l'inverter, minimizzando al contempo le perdite e semplificando la distribuzione dei cavi.

Sulla base delle valutazioni effettuate si è scelto di suddividere i moduli installati sulla falda 1, in 6 stringhe da 16 moduli ciascuna. Questi verranno collegati in parallelo a due a due, in modo tale che i tre paralleli di stringhe potranno essere connessi su tre degli MPPT dell'inverter (che si ricorda può accogliere 2 stringhe per singolo inseguitore). Per quanto riguarda invece la falda 2, è stata prevista una configurazione con 3 stringhe da 25 moduli, andando a sacrificare tre moduli, per avere tre stringhe identiche. Quest'ultime saranno collegate ai restanti tre MPPT liberi, determinando l'occupazione completa di ciascun ingresso MPPT dell'inverter, al fine di sfruttarne a pieno le capacità di inseguimento.

La scelta di questa disposizione è frutto di un compromesso tra vincoli fisici (spazio disponibile sulle falde), esigenze tecniche (numero di ingressi MPPT dell'inverter, tensioni di lavoro) e praticità realizzativa, mirando complessivamente all'efficienza e all'affidabilità del sistema.

L'organizzazione delle stringhe ha portato alla disposizione definitiva dei moduli sulle due falde, che è possibile vedere nelle immagini di seguito. La falda 1 è rimasta invariata rispetto all'idea di partenza con 96 moduli divisi in tre file da 32 elementi ciascuna (figura 3.12), mentre sulla falda 2 sono stati tolti 3 moduli, per averne in tutto 75, organizzati in tre file di 25 elementi ciascuna (figura 3.13).

Si avrà infine un generatore fotovoltaico composto da 171 moduli, la cui potenza di picco è  $P_{\max, \text{array}} = 80,3 \text{ kW}_p$ .

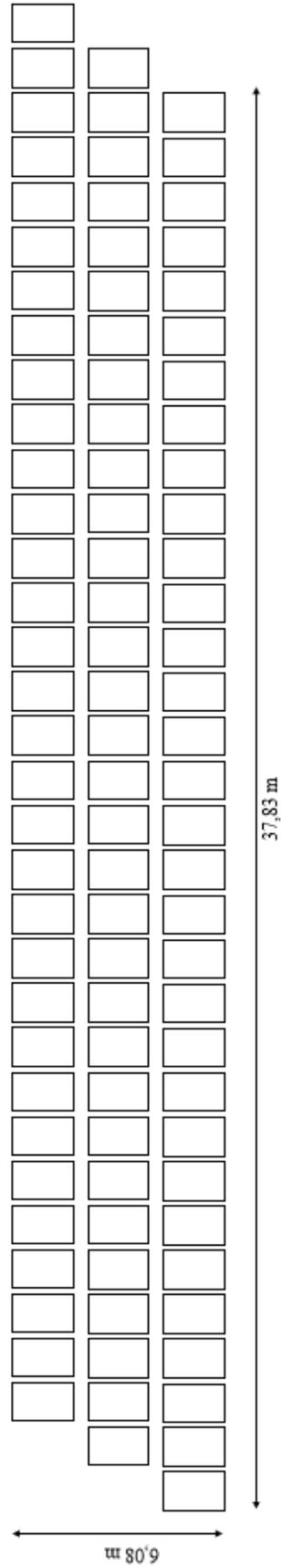


Figura 3.12: Disposizione definitiva moduli falda 1

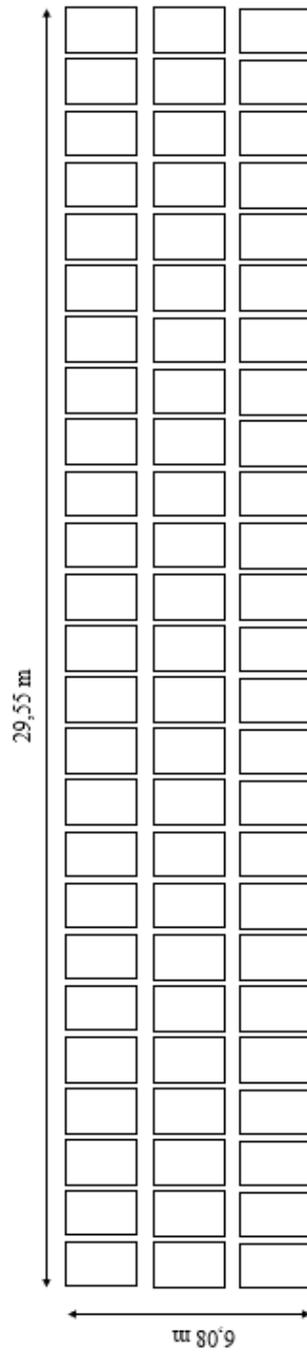


Figura 3.13: Disposizione definitiva moduli falda 2

## 3.6 Accoppiamento array - inverter

Come già illustrato, la scelta dell'inverter è stata effettuata principalmente in funzione della potenza di picco dell'array fotovoltaico ( $P_{\max, \text{array}}$ ). Tuttavia, per un dimensionamento completo e corretto del sistema, è necessario considerare anche le tensioni e le correnti di stringa, al fine di assicurarsi che rientrino nei limiti ammessi dalla scheda tecnica dell'inverter.

Le verifiche che bisogna fare per la tensione sono le seguenti:

- Tensione minima  $V_n(+75^\circ) >$  Tensione minima MPPT;
- Tensione massima  $V_n(-10^\circ) <$  Tensione massima MPPT;
- Tensione massima a vuoto  $V_{OC}(-10^\circ) <$  Tensione massima  $V_{DC}$ .

Mentre per la corrente bisogna verificare che:

- Corrente massima  $I_n(+75^\circ) <$  Corrente massima  $I_{DC}$ .

Queste verifiche sono state eseguite su Excel, e ne vengono riportati i risultati nelle tabelle seguenti, tabella 3.4, tabella 3.5, tabella 3.6.

<b>Dati inverter</b>	
<b>Range MPPT</b>	200 a 1000 V
<b>Tensione massima <math>V_{DC}</math></b>	1100 V
<b>Corrente massima <math>I_{DC}</math></b>	156 A

Tabella 3.4: Dati inverter

<b>Dati stringa falda 1</b>	
<b>Tensione minima <math>V_n(+75^\circ)</math></b>	473 V
<b>Tensione massima <math>V_n(-10^\circ)</math></b>	594 V
<b>Tensione massima a vuoto <math>V_{OC}</math></b>	700 V
<b>Corrente massima <math>I_n(+75^\circ)</math></b>	85,2 A

Tabella 3.5: Dati stringa falda 1

<b>Dati stringa falda 2</b>	
<b>Tensione minima</b> $V_n(+75^\circ)$	738 V
<b>Tensione massima</b> $V_n(-10^\circ)$	928 V
<b>Tensione massima a vuoto</b> $V_{OC}$	1093 V
<b>Corrente massima</b> $I_n(+75^\circ)$	42,6 A

Tabella 3.6: Dati stringa falda 2

Come evidenziato dai dati tabellati, tutte le condizioni di verifica risultano pienamente rispettate.

In ultimo, un altro controllo che si è fatto riguarda le potenze, calcolando il rapporto tra la potenza massima dell'inverter  $P_{\max,AC}$  e la potenza generata dall'array fotovoltaico  $P_{\max,array}$ .

$$\frac{P_{\max,AC}}{P_{\max,array}} = 0,83$$

Il parametro appena descritto è un numero adimensionale che esprime il grado di accoppiamento tra l'inverter e l'array fotovoltaico. Generalmente, il suo valore ottimale si colloca nell'intervallo compreso tra 0,85 e 1,00.

Nel caso in esame, il valore calcolato pari a 0,83 evidenzia un lieve sottodimensionamento dell'inverter. Tale scelta è comunque giustificabile; infatti, in condizioni reali di esercizio, i moduli fotovoltaici raramente raggiungono la loro potenza di picco, a causa di vari fattori quali temperatura, angolo d'incidenza della radiazione solare, condizioni atmosferiche e inclinazione/orientamento del campo (che proprio in questo caso non è orientato verso sud, ma a sud-est). Inoltre, un inverter lievemente sottodimensionato lavora più spesso vicino al proprio punto di massima efficienza e comporta un minor costo di investimento, migliorando così l'indice di redditività del sistema.

In ogni caso, una leggera riduzione della potenza erogabile nelle ore di massimo irraggiamento comporta perdite energetiche trascurabili se valutate sull'intero anno. Questo approccio garantisce dunque una buona efficienza complessiva del sistema, senza andare a penalizzare troppo la produzione energetica annuale.

## 3.7 Calcolo della producibilità e confronto con i dati di PVGIS

Nel seguente paragrafo verrà eseguita una stima della producibilità dell'impianto descritto tramite il software PVGIS, seguita da un confronto con i risultati analiticamente calcolati.

Come anticipato, PVGIS consente di ottenere dati sulle condizioni climatiche e previsioni delle prestazioni energetiche dell'impianto, conoscendo semplici informazioni quali la località e le principali caratteristiche del sistema.

Partendo proprio dal software, dalla sezione "dati orari", selezionando la posizione sulla mappa presente nell'interfaccia del sito, ed inserendo i dati di seguito riportati:

- Database radiazione solare: PVGIS-SARAH3;
- Anno: 2023 (i dati sono aggiornati al massimo al 2023);
- angolo di orientamento e inclinazione:  $\gamma = -45^\circ$  e  $\beta = 20^\circ$ ;
- Tecnologia fotovoltaica: Silicio cristallino;
- Potenza installata:  $P_{\max, \text{array}} = 80.3 \text{ kW}_p$
- Perdite del sistema: 10%, con valori di riferimento utilizzati solitamente tra 10% e 15

Si ottengono in formato Excel i dati, per ogni ora di ogni singolo giorno dell'anno, relativi ad irradianza, temperatura, e potenza del sistema fotovoltaico (oltre ad altri dati riguardanti l'altezza del sole e velocità del vento).

Concentrandosi sui dati di potenza del sistema fotovoltaico, sommandone l'intera colonna e dividendo per un fattore 1000, tramite la funzione:

$$= 0,001 * SOMMA(cas1 : casn)$$

È stato determinato il totale della producibilità annuale dell'impianto, pari a 107355,072 kWh.

La stima della producibilità fornita da PVGIS viene messa a confronto con quella ottenuta tramite un calcolo analitico basato sulla seguente formula, che non è altro che la potenza in uscita dall'inverter:

$$P = P_{\text{nom}} \cdot \frac{G}{G_{\text{STC}}} \cdot (1 + \gamma_p \Delta T_c) \cdot \eta_{\text{d-r}} \cdot \eta_{\text{AC}} \cdot \eta_{\text{euro}}$$

Dove:

- $P$  è la potenza  $P_{AC}$  in uscita dall'inverter;
- $P_{nom}$  è la potenza totale prodotta dal generatore fotovoltaico;
- $G$  [ $W/m^2$ ] è l'irradianza sul luogo di interesse, diversa per ogni ora del giorno;
- $G_{STC}$  [ $W/m^2$ ] è l'irradianza in condizioni standard pari a 1000 [ $W/m^2$ ];
- $\gamma_p$  è il coefficiente termico di perdita di potenza indicato dal datasheet del modulo, ed è un valore negativo;
- $\Delta T_c$  rappresenta la differenza tra la temperatura di cella e l'ambiente, ed è definito come:

$$\Delta T_c = T_{aria} \cdot \frac{NMOT-20^\circ}{800[W/m^2]} \cdot G[W/m^2]$$

–  $NMOT$ : temperatura di funzionamento nominale del modulo a temperatura ambiente di  $20^\circ$ , irradianza di  $800 W/m^2$ , AM 1,5

- $\eta_{d-r}$  è un rendimento che tiene conto delle perdite dei moduli dovute a sporco o riflessione;
- $\eta_{AC}$  è il rendimento di conversione massimo dell'inverter;
- $\eta_{euro}$  è il rendimento europeo indicato nel datasheet dell'inverter.

Inserendo la formula direttamente su Excel, si ottiene anche stavolta una colonna di dati, a cui si applica, come fatto precedentemente, la funzione

$$= 0,001 * SOMMA(cas1 : casn)$$

La producibilità dell'impianto durante l'anno, calcolata analiticamente, è quindi pari a 109319,547  $kWh$ .

Questo risultato è lievemente superiore, ma comunque coerente con la stima fornita da PVGIS.

A conferma di questa corrispondenza, sono stati analizzati e confrontati gli andamenti mensili della producibilità (figura 3.14): come si può osservare, i grafici risultano quasi perfettamente sovrapposti, indicando che le due metodologie forniscono risultati molto simili e con scostamenti trascurabili.

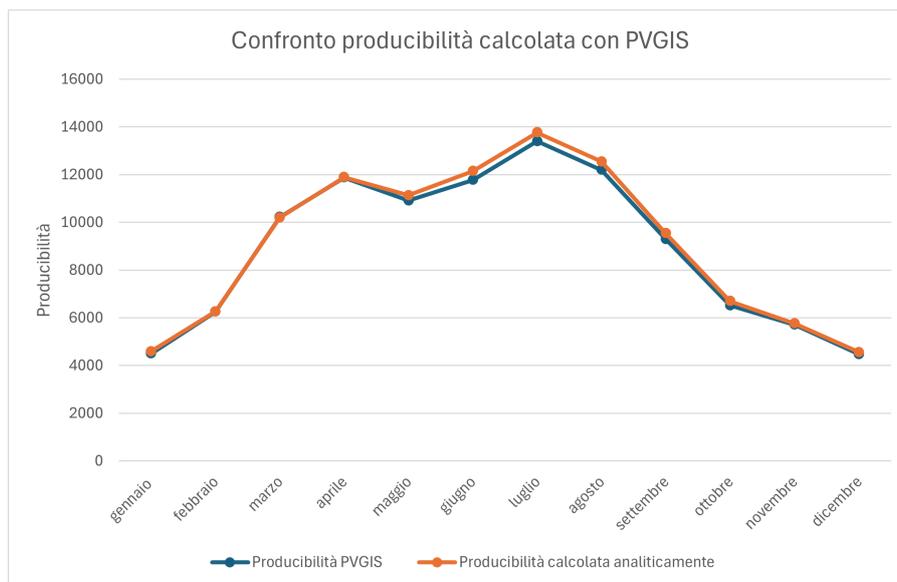


Figura 3.14: Confronto producibilità PVGIS con quella calcolata analiticamente

## 3.8 Cavi e loro dimensionamento

Dopo aver definito la configurazione generale dell'impianto fotovoltaico, scelto i componenti principali e delineato il layout, la fase successiva è incentrata sulla selezione e il dimensionamento dei cavi. Una corretta scelta e un opportuno dimensionamento dei cavi elettrici assumono un ruolo cruciale per garantire l'efficienza del sistema, limitare le perdite per effetto Joule e rispettare i requisiti normativi in materia di sicurezza e prestazioni.

Nel presente paragrafo verranno dunque analizzati i criteri utilizzati per il dimensionamento dei cavi in corrente continua (tra i moduli e l'inverter) e in corrente alternata (tra l'inverter e la rete), tenendo conto della lunghezza dei tratti da percorrere, della portata di corrente, della caduta di tensione ammissibile e delle condizioni di posa.

### 3.8.1 Cavi solari

Il primo tratto di cavi DC dell'impianto è realizzato con dei cavi solari, specifici per il collegamento diretto tra i moduli fotovoltaici.

Sono conduttori appositamente progettati per impianti fotovoltaici, impiegati principalmente nel collegamento in corrente continua tra i moduli e verso l'inverter.

Si caratterizzano per l'elevata resistenza ai raggi UV, alle alte temperature e agli agenti atmosferici, garantendo durabilità, sicurezza e isolamento elettrico anche in

condizioni ambientali critiche.

Il cavo selezionato per i collegamenti tra i moduli (figura 3.15) è identificato dalla sigla H1Z2Z2-K.



Figura 3.15: Cavo solare H1Z2Z2-K

Realizzato con conduttore in rame stagnato e dotato di doppio isolamento (classe 2), con isolante e guaina esterna entrambi in materiale elastomerico. Resistente ai raggi UV, non propagante la fiamma ed intrinsecamente a prova di cortocircuito e dispersione verso terra. È adatto per ambienti esterni, anche bagnati, e uso permanente all'aperto.

Funzionamento garantito del cavo per almeno 25 anni in normali condizioni d'uso, in linea con il tempo di vita di un impianto fotovoltaico.

Di seguito ne vengono riportate le caratteristiche funzionali, in tabella 3.7, e le caratteristiche elettriche e meccaniche del cavo in figura 3.16

<b>Tensione massima nominale <math>U_o/U</math></b>	1/1 $kV_{ac}$ - 1,5/1,5 $kV_{cc}$
<b>Tensione massima</b>	1,2 $kV_{ac}$ - 1,8 $kV_{cc}$
<b>Tensione di prova</b>	6,5 $kV_{ac}$ - 15 $kV_{cc}$
<b>Temperatura massima di esercizio</b>	90°
<b>Temperatura minima di posa</b>	-20°
<b>Temperatura massima di corto circuito</b>	250°
<b>Raggio minimo di curvatura</b>	6 volte il diametro esterno massimo

Tabella 3.7: Caratteristiche funzionali cavo solare H1Z2Z2-K

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 90°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 90 °C is limited to 20,000h

Figura 3.16: Caratteristiche elettriche e meccaniche cavo solare H1Z2Z2-K

### 3.8.2 Dimensionamento dei cavi solari

Per il dimensionamento dei cavi solari, il processo ha avuto inizio con un'accurata stima delle loro lunghezze.

Data la conformazione e le dimensioni del tetto, si è optato per un approccio che prevedesse la gestione separata delle due falde. Questa scelta è motivata dalla posizione della cabina di rete, situata su Via Giacomo Nel (vedi figura 3.2), che ha portato all'ipotesi di collocare il locale inverter al piano terra, in corrispondenza della Falda 1 (proprio quella che affaccia direttamente sulla via).

Di conseguenza, i cavi delle stringhe della Falda 2 dovranno estendersi per l'intera lunghezza del tetto fino a congiungersi con quelli provenienti dalla Falda 1.

Valutando la lunghezza delle stringhe, il percorso dei cavi e la disposizione dei moduli, per le falde sono state stimate le seguenti misure riportate in tabella 3.8.

<b>Lunghezza cavi falda 1</b>	180 m
<b>Lunghezza cavi falda 2</b>	570 m
<b>Lunghezza totale cavi solari</b>	750 m
<b>Lunghezza totale cautelativa</b>	800 m

Tabella 3.8: Lunghezze cavi solari

Per ragioni cautelative, al fine di includere eventuali tolleranze dovute ai percorsi, o variazioni in fase di posa, su una lunghezza stimata di 750 m di cavo è stato considerato un valore maggiorato pari a 800 m.

Come accennato precedentemente, per un corretto dimensionamento, è necessario verificare che la portata del cavo scelto sia adeguata alla corrente di impiego, e verificare che la caduta di tensione percentuale non sia maggiore di una certa soglia (1,5 %).

Tali verifiche sono state effettuate sulla base di due criteri distinti: il criterio termico, relativo alla compatibilità del cavo con la corrente di esercizio, e il criterio elettrico, riferito al rispetto dei limiti di caduta di tensione.

Il primo criterio verificato è il criterio termico, il quale prevede che:

$$I_b \leq I_z$$

dove:

- $I_b$  è la corrente di impiego;
- $I_z$  è la portata del cavo.

Per applicazioni fotovoltaiche:

$$I_b = 1,25 \cdot m \cdot I_{sc}$$

- 1,25 è un parametro che tiene conto della condizione per cui si verifichi che  $G \geq 1000W/m^2$ ;
- $m$  rappresenta il numero di stringhe in parallelo;
- $I_{sc}$  è la corrente di cortocircuito dei moduli, pari a 14,70 A.

mentre:

$$I_z = k \cdot I_0$$

con:

$$k = k_1 \cdot k_2$$

- $I_0$  rappresenta la portata del conduttore, che ricaviamo dalla scheda dati del cavo;
- $k$  è un coefficiente che tiene conto delle condizioni ambiente e della posa del cavo, dato dal prodotto di  $k_1$  e  $k_2$ , valori tabellati che rispettivamente tengono conto di quanto appena specificato.

Considerando una Temperatura ambiente a Chieri di circa  $30\text{ }^\circ\text{C}$ , e due conduttori (fase e neutro) a fascio, i coefficienti scelti sono stati:

$$k_1 = 1,00$$

$$k_2 = 0,80$$

Si dimensionano prima i cavi della falda 1.

Avendo 6 stringhe, poste in parallelo a due a due, è possibile procedere ai calcoli considerando un unico parallelo, essendo gli altri due identici.

Per due stringhe in parallelo si considera il parametro  $m = 2$  nell'equazione di  $I_b$ , mentre come già detto  $I_{sc} = 14,70\text{ A}$

$$I_b = 1,25 \cdot 2 \cdot 14,70 = 36,75\text{ A}$$

Dalla tabella delle caratteristiche elettriche del cavo, figura 3.16, viene scelta la portata di corrente per una sezione di  $6\text{ mm}^2$  pari a  $I_{0(6\text{mm}^2)} = 57\text{ A}$ , per cui si ricava:

$$I_z = k \cdot I_{0(6\text{mm}^2)} = k_1 \cdot k_2 \cdot I_{0(6\text{mm}^2)} = 1,00 \cdot 0,80 \cdot 57 = 45,6\text{ A}$$

Dunque risulta:

$$I_b = 36,75\text{ A} \leq I_z = 45,6\text{ A}$$

Il criterio termico, per le stringhe della falda 1 risulta quindi verificato con sezioni dei cavi di  $6\text{mm}^2$ .

Si passa quindi ad applicarlo ai cavi della falda 2.

Avendo 3 stringhe identiche, è possibile procedere ai calcoli considerando un'unica stringa, in questo caso quindi,  $m = 1$ .

$$I_b = 1,25 \cdot 14,70 = 18,375\text{ A}$$

Dalla tabella delle caratteristiche elettriche del cavo, figura 3.16, è stata scelta la portata di corrente per una sezione di  $1,5\text{ mm}^2$  pari a  $I_{0(1,5\text{mm}^2)} = 24\text{ A}$ , per cui si calcola:

$$I_z = k \cdot I_{0(1,5\text{mm}^2)} = k_1 \cdot k_2 \cdot I_{0(1,5\text{mm}^2)} = 1,00 \cdot 0,80 \cdot 24 = 19,2\text{ A}$$

Risulta allora:

$$I_b = 18,375\text{ A} \leq I_z = 19,2\text{ A}$$

Il criterio termico, per le stringhe della falda 2 è quindi verificato considerando sezioni dei cavi di  $1,5\text{ mm}^2$ .

Si passa ora alla verifica del criterio elettrico, il quale prevede che la caduta di tensione percentuale sia inferiore all' 1,5%:

$$cdt_{\%} \leq 1,5\%$$

Il calcolo della caduta di tensione percentuale è stato effettuato su Excel, tramite la funzione:

$$cdt_{\%} = \frac{0,001 \cdot L \cdot 2 \cdot r \cdot I_m}{V_n}$$

In cui:

- $L$  è la lunghezza del cavo in metri;
- $r$  è la resistenza per unità di lunghezza alla sezione precedentemente verificata con il criterio termico, misurata in  $m\Omega/m$  (dunque moltiplicata per 0,001). I valori di resistenza vengono ricavati dalle tabelle per conduttori di rame, alla temperatura di  $90^\circ$ , scelte alla massima temperatura operativa del cavo per una questione cautelativa;
- $I_m$  è la corrente nel punto di massima potenza del modulo, già definita in tabella 3.1;
- $V_n$  è la tensione nominale di stringa.

In virtù delle ipotesi già esposte precedentemente per l'applicazione del criterio termico, si passa ai calcoli.

Prima si procede con i cavi della falda 1.

Inserendo i seguenti dati su Excel, tabella 3.9:

<b>Lunghezza del cavo</b>	20 m
<b>Resistenza del cavo per <math>s = 6mm^2</math> (a <math>90^\circ</math>)</b>	3,84 $m\Omega/m$
<b>Tensione di stringa</b>	544 V
<b>Corrente nel punto di massima potenza <math>I_m</math></b>	13,83 A

Tabella 3.9: Dati di calcolo della caduta di tensione dei cavi della falda 1

Si ottiene dunque:

$$cdt_{\%} = 0,39\%$$

Si può quindi concludere che, essendo verificati entrambi i criteri, per la falda 1 si useranno cavi solari con sezioni di  $6 mm^2$

Si procede adesso con i cavi della falda 2.

Inserendo i seguenti dati su Excel, tabella 3.10:

<b>Lunghezza del cavo</b>	190 m
<b>Resistenza del cavo per <math>s = 1,5\text{mm}^2</math> (a <math>90^\circ</math>)</b>	15,36 m $\Omega$ /m
<b>Tensione di stringa</b>	850 V
<b>Corrente nel punto di massima potenza <math>I_m</math></b>	13,83 A

Tabella 3.10: Dati di calcolo della caduta di tensione dei cavi della falda 2

Si ottiene:

$$cdt_{\%} = 9,5\%$$

In questo caso, si ha un valore eccessivamente alto, indice di una sezione troppo piccola.

Andando a fare diverse verifiche per sezioni maggiori, si è scelta alla fine una sezione di cavo di 16 mm<sup>2</sup>, a cui corrisponde una resistenza unitaria  $r = 1,46\text{ m}\Omega/\text{m}$ , per cui risulta che:

$$cdt_{\%} = 0,90\%$$

Per la falda 2 si useranno cavi solari con sezioni di 16 mm<sup>2</sup>.

Per maggiore chiarezza si riportano i risultati del dimensionamento dei cavi per le due falde nella tabella 3.11 di seguito:

<b>Cavo Solare H1Z2Z2-K</b>	
<b>Sezione cavi falda 1</b>	6 mm <sup>2</sup>
<b>Sezione cavi falda 2</b>	16 mm <sup>2</sup>

Tabella 3.11: Sezioni dei cavi solari per le falde

### 3.8.3 Cavi DC

Nel tratto interno all'edificio, per il collegamento tra i moduli fotovoltaici e l'inverter, si è scelto di utilizzare cavi per applicazioni in corrente continua (DC) standard, diversamente da quanto inizialmente ipotizzato di percorrere tutto il tratto in corrente continua con i cavi solari.

Questa decisione è motivata dal fatto che, all'interno dell'edificio, i cavi non sono esposti ad agenti atmosferici, radiazione UV o condizioni ambientali particolarmente

gravose, per cui non è necessario ricorrere a cavi solari.

I cavi scelti rispettano comunque i requisiti di isolamento e sicurezza richiesti per l'utilizzo in ambienti chiusi, risultando più economici e adeguati alle condizioni di posa, senza comprometterne l'efficienza o l'affidabilità.

Per il tratto che va dal tetto all'inverter è stato scelto il cavo bipolare N2XCH, di cui si è rappresentata la sezione in figura 3.17.

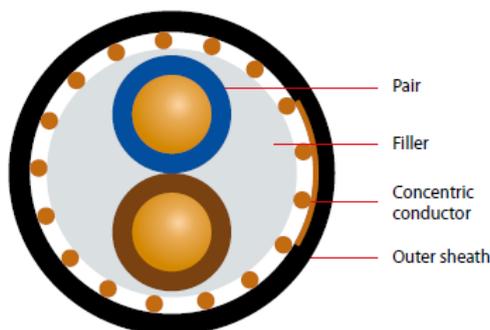


Figura 3.17: Sezione cavo N2XCH

Cavo con conduttore di rame ed isolante in XLPE con guaina esterna in termoplastica priva di alogeni (classe 2 di isolamento), adatto per applicazioni DC. Presenta schermatura a filo concentrico per evitare interferenze elettromagnetiche. Adatto inoltre per installazione da interno, in ambienti asciutti, per installazione sopra e sotto intonaco, pareti in muratura e in calcestruzzo.

Di seguito vengono riportate le caratteristiche funzionali del cavo, in tabella 3.12, e le caratteristiche elettriche e meccaniche in figura 3.18

<b>Tensione nominale <math>U_o</math></b>	600 V
<b>Tensione nominale <math>U</math></b>	1000 V
<b>Tensione di prova</b>	4000 V
<b>Tensione massima <math>U_m</math></b>	1200V
<b>Temperatura minima di posa</b>	-5°
<b>Temperatura massima di esercizio</b>	+90°
<b>Temperatura minima di esercizio</b>	-20°
<b>Temperatura massima di corto circuito</b>	+250°
<b>Colori anime</b>	Blu e Marrone

Tabella 3.12: Caratteristiche funzionali cavo N2XCH

**N2XCH**

N°	Sezione	Diametro approssimativo conduttore	Diametro Esterno Massimo	Resistenza Elettrica	Peso Approssimativo	Portata Corrente in Aria Libera	Portata di corrente Interrato
(N°)	(mmq)	(mm)	(mm)	(Ohm/km)	(kg/km)	(A)	(A)
Bipolare							
2x	1.5/1.5RE	1.4	14.0	12.1	250	26	37
2x	2.5/2.5RE	1.8	15.0	7.41	280	36	48
2x	4/4RE	2.25	14.0	4.61	320	49	63
2x	6/6RE	3.05	15.0	3.08	400	63	80
2x	10/10RE	3.8	16.0	1.83	560	86	104
2x	16/16RE	4.7	19.1	1.15	780	115	136

Figura 3.18: Caratteristiche elettriche e meccaniche cavo N2XCH

**3.8.4 Dimensionamento dei cavi DC**

Il processo adottato e le ipotesi di base utilizzate per il dimensionamento dei cavi in corrente continua (DC) seguono lo stesso approccio descritto nel paragrafo precedente dedicato ai cavi solari.

Considerando l'altezza dell'edificio, la posizione del locale inverter e il percorso dei cavi, è stata stimata una lunghezza totale cautelativa di cavo DC necessario di 250 m.

In seguito alla stima della lunghezza dei cavi, si è passati alla verifica dei criteri per il dimensionamento. L'approccio seguito è lo stesso del paragrafo precedente.

Il primo criterio ad essere verificato è il criterio termico:

$$I_b \leq I_z$$

In questo caso, per la determinazione dei parametri  $k_1$  e  $k_2$ , si è tenuto conto del fatto che i cavi verranno installati all'interno dell'edificio, sfruttando canalizzazioni preesistenti. Sulla base di queste condizioni, e assumendo una temperatura ambiente di 30 °C con la posa di un singolo cavo bipolare, si sono scelti i seguenti valori:

$$k_1 = 1,00$$

$$k_2 = 1,00$$

Sono stati dimensionati prima i cavi che collegano le stringhe della falda 1 all'inverter. Anche stavolta si considera un unico parallelo, essendo gli altri 2 identici, ed si avrà ancora che  $m = 2$ :

$$I_b = 1,25 \cdot 2 \cdot 14,70 = 36,75 A$$

Dalla tabella delle caratteristiche elettriche del cavo, figura 3.18, scelta la portata di corrente per una sezione di  $2 \times 1,5 \text{ mm}^2$  pari a  $I_{0(2 \times 1,5 \text{ mm}^2)} = 37 \text{ A}$ , si è ricavato:

$$I_z = k \cdot I_{0(2 \times 1,5 \text{ mm}^2)} = k_1 \cdot k_2 \cdot I_{0(2 \times 1,5 \text{ mm}^2)} = 1,00 \cdot 1,00 \cdot 37 = 37 \text{ A}$$

Dunque risulta:

$$I_b = 36,75 \text{ A} \leq I_z = 37 \text{ A}$$

Il criterio termico per i cavi DC che collegano le stringhe della falda 1 all'inverter risulta verificato per sezioni del cavo bipolare di  $1,5 \text{ mm}^2$ .

Si passa ora ai cavi che collegano le stringhe della falda 2 all'inverter. Anche stavolta si può considerare un unico cavo, quindi  $m = 1$ .

$$I_b = 1,25 \cdot 14,70 = 18,375 \text{ A}$$

Dalla tabella delle caratteristiche elettriche del cavo, figura 3.18, si è scelta la portata di corrente per una sezione di  $2 \times 1,5 \text{ mm}^2$  pari a  $I_{0(2 \times 1,5 \text{ mm}^2)} = 37 \text{ A}$ , da cui ancora:

$$I_z = k \cdot I_{0(2 \times 1,5 \text{ mm}^2)} = k_1 \cdot k_2 \cdot I_{0(2 \times 1,5 \text{ mm}^2)} = 1,00 \cdot 1,00 \cdot 37 = 37 \text{ A}$$

Risulta allora:

$$I_b = 18,375 \text{ A} \leq I_z = 37 \text{ A}$$

Il criterio termico per i cavi DC che collegano le stringhe della falda 2 all'inverter risulta verificato per sezioni del cavo bipolare di  $1,5 \text{ mm}^2$ .

Si passa quindi alla verifica del criterio elettrico:

$$cdt\% \leq 1,5\%$$

Il calcolo della caduta di tensione percentuale è stato sempre effettuato su Excel, tramite la funzione vista precedentemente.

Prima si procede con la verifica per i cavi che collegano le stringhe della falda 1. Inserendo i seguenti dati su Excel, tabella 3.13:

<b>Lunghezza del cavo</b>	12 m
<b>Resistenza del cavo per <math>s = 1,5\text{mm}^2</math> (a <math>90^\circ</math>)</b>	15,36 m $\Omega$ /m
<b>Tensione di stringa</b>	544 V
<b>Corrente nel punto di massima potenza <math>I_m</math></b>	13,83 A

Tabella 3.13: Dati di calcolo della caduta di tensione cavi DC inerenti alla falda 1

Si ottiene dunque:

$$cdt_{\%} = 0,94\%$$

Si può affermare che si possono usare cavi DC di sezione di  $1,5\text{ mm}^2$ , essendo verificati entrambi i criteri.

Procedendo con i cavi della falda 2, dall' inserimento dei seguenti dati su Excel, tabella 3.14:

<b>Lunghezza del cavo</b>	12 m
<b>Resistenza del cavo per <math>s = 1,5\text{mm}^2</math> (a <math>90^\circ</math>)</b>	15,36 m $\Omega$ /m
<b>Tensione di stringa</b>	850 V
<b>Corrente nel punto di massima potenza <math>I_m</math></b>	13,83 A

Tabella 3.14: Dati di calcolo della caduta di tensione cavi DC inerenti alla falda 2

Si consegue:

$$cdt_{\%} = 0,60\%$$

Anche per i cavi DC per il collegamento delle stringhe della falda 2, si potranno usare cavi con sezioni di  $1,5\text{ mm}^2$ .

Per maggiore chiarezza si riportano i risultati del dimensionamento dei cavi DC, tabella 3.15.

<b>Cavo DC N2XCH</b>	
<b>Sezione cavi per entrambe le falde</b>	1,5 mm $^2$

Tabella 3.15: Sezioni dei cavi DC

Per completare il dimensionamento dei cavi sul lato DC dell'impianto, è stata effettuata una verifica affinché la caduta di tensione percentuale sull'intero tratto in corrente continua (comprendente sia i cavi solari che quelli DC interni) non superi il limite teorico di 1,5%. A tal fine, sono stati sommati i valori di caduta percentuale calcolati per ciascun tratto, ottenendo:

$$\text{Percorso totale falda 1: } 0,39\% + 0,94\% = 1,33\%$$

$$\text{Percorso totale falda 2: } 0,90\% + 0,60\% = 1,50\%$$

La somma delle cadute di tensione percentuali per ciascun tratto risulta inferiore o al massimo uguale al limite teorico dell'1,5%, confermando la conformità del sistema ai requisiti progettuali.

### **3.8.5 Cavi AC**

Il collegamento finale tra l'uscita dell'inverter e il contatore, necessario per connettere l'impianto alla rete elettrica, viene realizzato utilizzando cavi in corrente alternata (AC).

Nella progettazione del collegamento, è stata compiuta un'attenta valutazione delle possibili soluzioni impiantistiche. In particolare, il confronto ha riguardato l'utilizzo di 5 cavi unipolari (3 fasi, neutro, terra), rispetto all'impiego di un unico cavo pentapolare (comprendente ovviamente le 3 fasi, il neutro e il cavo di terra).

La scelta finale è virata sul cavo pentapolare di tipo FG16OM16, in figura 3.19.

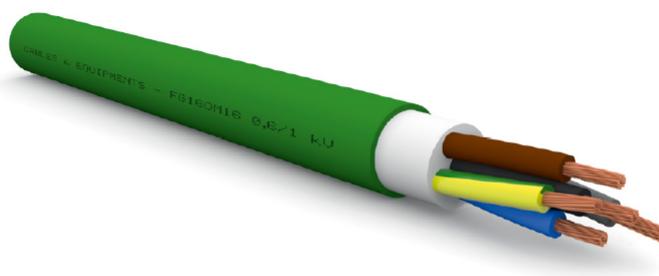


Figura 3.19: Cavo AC FG16OM16

Cavi in rame, ed isolamento in gomma di qualità G16 con guaina esterna di materiale termoplastico qualità M16, e flessibile. Adatto per installazione dove si necessita di maggiore flessibilità, o in luoghi con pericolo d'incendio e con elevata

presenza di persone, come scuole o uffici, quindi ideale per l'applicazione in fase di studio. Progettato per cablaggi per interni con installazione interrata o in muratura.

Di seguito vengono riportate le caratteristiche funzionali del cavo, in tabella 3.16, e le caratteristiche elettriche e meccaniche in figura 3.20

Tensione nominale $U_o/U$	600/1000 V
Tensione massima $U_m$	1200 V
Tensione di prova industriale	4000 V
Temperatura minima di posa	0°
Temperatura massima di esercizio	90°
Temperatura minima di esercizio	-15°
Temperatura massima di corto circuito	250°
Raggio minimo di curvatura	4 volte il diametro del cavo

Tabella 3.16: Caratteristiche funzionali cavo AC FG16OM16

Pentapolari/5 cores 

Formazione Size	Ø indicativo conduttore Approx. conduct. Ø	Spessore medio isolante Average insulation thickness	Spessore medio guaina Average sheath thickness	Ø esterno massimo Max outer Ø	Peso indicativo cavo Indicative cable weight	Resistenza elettrica max a Max electrical resistance at 20° C	Portata di corrente Current rating A					
							in aria a in air at 30° C	in tubo in aria a in pipe in air at 30°C	Interrato a Underground at 20° C			
$n^{\circ} \times \text{mm}^2$	mm	mm	mm	mm	kg/km	Ω/km	K=1	K=1,5	K=1	K=1,5		
5G1,5	1,5	0,7	1,8	14,4	225	13,30	23,0	19,0	23,0	22,0	20,0	19,0
5G2,5	2,0	0,7	1,8	15,6	290	7,98	32,0	26,0	30,0	29,0	27,0	25,0
5G4	2,5	0,7	1,8	17,3	385	4,95	42,0	35,0	39,0	37,0	34,0	32,0
5G6	3,0	0,7	1,8	18,9	500	3,30	54,0	44,0	50,0	47,0	43,0	41,0
5G10	4,0	0,7	1,8	21,5	750	1,91	75,0	60,0	67,0	63,0	58,0	55,0
5G16	5,0	0,7	1,8	24,4	1.100	1,21	100,0	80,0	88,0	83,0	76,0	72,0
5G25	6,2	0,9	1,8	29,3	1.630	0,780	127,0	105,0	113,0	107,0	99,0	93,0
5G35	7,4	0,9	1,8	32,8	2.205	0,554	158,0	128,0	139,0	131,0	121,0	114,0
5G60	8,9	1,0	2,0	38,2	3.055	0,388	192,0	154,0	172,0	162,0	149,0	141,0
5G70(**)	10,5	1,1	2,1	-	4.215	0,272	246,0	194,0	212,0	200,0	184,0	174,0
5G95(**)	12,2	1,1	2,3	-	5.375	0,206	296,0	233,0	251,0	237,0	218,0	206,0
5G120(**)	13,8	1,2	2,4	-	6.800	0,161	346,0	268,0	290,0	274,0	252,0	238,0
5G150(**)	15,4	1,4	2,6	-	8.400	0,129	399,0	300,0	332,0	313,0	288,0	272,0

(\*\*) = Questa formazione non rientra nelle tabelle CEI UNEL  
 Disponibile anche senza conduttore giallo/verde - N.B. I valori di portata di corrente sono riferiti a: tutti i conduttori attivi (eccetto il conduttore giallo/verde) - Profondità di posa 0,8 m per i cavi interrati  
 Available without yellow/green conductor - N.B. Current rating values are referred to: All loaded conductors - Installation depth for underground cables 0,8 m

N.B. K=1: resistività termica del terreno 1,0 K.m/W - K=1,5: resistività termica del terreno 1,5 K.m/W  
 N.B. K=1: thermal resistivity 1,0 K.m/W - K=1,5: thermal resistivity 1,5 K.m/W

Figura 3.20: Caratteristiche elettriche e meccaniche cavo AC

La decisione finale di adottare un cavo pentapolare è stata dettata da una serie di considerazioni.

Uno dei principali vantaggi del suo utilizzo risiede nella sua compattezza, con tutti i conduttori necessari contenuti in un'unica guaina, e quindi conseguente riduzione dell'ingombro, semplificazione della posa e maggiore ordine nei passaggi in canaline o condotti. Avere la possibilità di una posa più ordinata riduce anche eventuali rischi di errore durante il collegamento.

Per contro però, il cavo multipolare risulta meno flessibile, caratterizzato da un peso maggiore e da una manutenzione meno agevole.

Nonostante questi aspetti, il cavo scelto garantisce allo stesso tempo conformità normativa, affidabilità e funzionalità dell'impianto.

### 3.8.6 Dimensionamento dei cavi AC

Anche per quanto riguarda i cavi in corrente alternata, posti sul lato AC dell'impianto, il processo di dimensionamento è iniziato con una stima preliminare delle lunghezze.

Si è ipotizzato che il locale inverter fosse collocato al piano terra, in corrispondenza del punto di connessione alla rete elettrica. Questa configurazione consente di ridurre al minimo la distanza tra l'inverter e il contatore bidirezionale, che saranno dunque installati a breve distanza l'uno dall'altro.

Il tratto da percorrere risulta suddiviso in due sezioni, in quanto lungo il percorso è previsto l'inserimento di un quadro di parallelo. Il primo tratto, che collega l'inverter al quadro, è stato stimato con una lunghezza di circa 2 metri, mentre il secondo tratto, dal quadro di parallelo al contatore, misura circa 1 metro.

La lunghezza complessiva dei cavi AC necessari per questo collegamento è quindi pari a 3 metri.

Le misure vengono riportate nella tabella 3.17 di seguito.

<b>Lunghezza tratto inverter-quadro AC</b>	<b>2 m</b>
<b>Lunghezza tratto quadro AC-contatore bidirezionale</b>	<b>1 m</b>
<b>Lunghezza totale cavo AC</b>	<b>3 m</b>

Tabella 3.17: Lunghezze cavo AC

I criteri da verificare per un corretto dimensionamento rimangono gli stessi, anche se studiando sul lato AC vi saranno differenze inerenti le formule della caduta di tensione percentuale.

Si inizia dal criterio termico:

$$I_b \leq I_z$$

Questa volta, per quanto riguarda la corrente  $I_b$ , si considera la massima corrente in uscita dall'inverter,  $I_b = 96,6 A$ , per cui non è necessario calcolarla, ed inoltre, per il criterio termico, risulta superfluo dividere il cavo in due tratti.

I parametri  $k_1$  e  $k_2$  sono stati scelti rispettivamente considerando una temperatura ambiente di  $30^\circ C$  ed un unico cavo:

$$k_1 = 1,00$$

$$k_2 = 1,00$$

Dalla tabella delle caratteristiche elettriche del cavo, figura 3.20, avendo scelto la portata di corrente per una sezione di  $25 \text{ mm}^2$  pari a  $I_{0(25\text{mm}^2)} = 105 A$ , si è calcolato:

$$I_z = k \cdot I_{0(25\text{mm}^2)} = k_1 \cdot k_2 \cdot I_{0(25\text{mm}^2)} = 1,00 \cdot 1,00 \cdot 105 = 105 A$$

Dunque:

$$I_b = 96,6 A \leq I_z = 105 A$$

Il criterio termico per il cavo AC pentapolare risulta quindi verificato per una sezione di  $25 \text{ mm}^2$ .

Si passa ora alla verifica del criterio elettrico.

$$cdt\% \leq 1,5\%$$

La caduta di tensione percentuale viene sempre calcolata mediante Excel, ma avendo da questo lato dell'impianto un sistema trifase in AC, la formula questa volta sarà la seguente:

$$cdt\% = \frac{0,001 \cdot L \cdot r \cdot P_n}{V^2}$$

Dove  $P_n$  rappresenta la potenza nominale in uscita dall'inverter.

Stavolta il calcolo è stato diviso sui due tratti, data la differenza di lunghezza (anche se minima).

Si procede con il tratto inverter-quadro AC.  
Inserendo i seguenti dati su Excel, tabella 3.18:

<b>Lunghezza del cavo</b>	2 m
<b>Resistenza del cavo per <math>s = 25\text{mm}^2</math> (a <math>90^\circ</math>)</b>	0,920 mΩ/m
<b>Tensione</b>	400 V
<b>Potenza nominale <math>P_{ac}</math></b>	60000 W

Tabella 3.18: Dati di calcolo della caduta di tensione del cavo AC nel primo tratto

Si è ottenuto dunque:

$$cdt_{\%} = 0,07\%$$

Per quanto riguarda il tratto quadro AC-contatore di scambio bidirezionale.  
Inserendo i seguenti dati su Excel, tabella 3.19:

<b>Lunghezza del cavo</b>	1 m
<b>Resistenza del cavo per <math>s = 25\text{mm}^2</math> (a <math>90^\circ</math>)</b>	0,920 mΩ/m
<b>Tensione</b>	400 V
<b>Potenza nominale <math>P_{ac}</math></b>	60000 W

Tabella 3.19: Dati di calcolo della caduta di tensione del cavo AC nel secondo tratto

Il risultato è stato:

$$cdt_{\%} = 0,03\%$$

Si conclude quindi che per l'intero tratto in corrente alternata è possibile usare un cavo pentapolare con sezione pari a  $25\text{mm}^2$ .

Dai calcoli, si sono ottenuti valori di cadute di tensione per il tratto in corrente alternata molto bassi. Questo è coerente con le caratteristiche dell'impianto e testimonia una configurazione efficiente, favorita dalla brevità del tratto di collegamento, dalla scelta opportuna della sezione del cavo e da condizioni di posa ottimali. Tale valore, ben al di sotto dei limiti normativi, garantisce un funzionamento affidabile e con minime perdite di energia.

Nella tabella 3.20 riportata di seguito si trova il risultato riassuntivo per il cavo AC:

<b>Cavo AC FG16OM16</b>	
<b>Sezione cavo AC</b>	25 mm <sup>2</sup>

Tabella 3.20: Sezione cavo AC

### 3.9 Schema elettrico dell'impianto

A conclusione della configurazione base del progetto, viene raffigurato anche lo schema elettrico in figura 3.21.

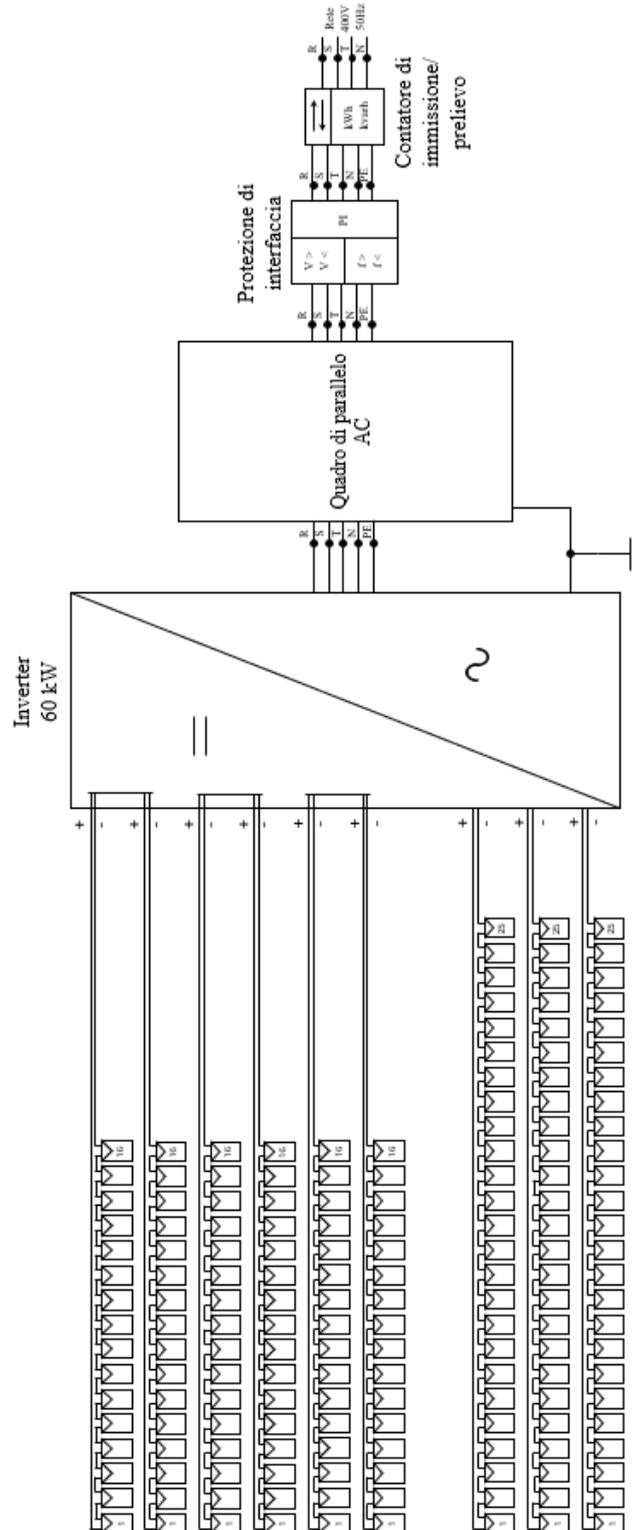


Figura 3.21: Schema elettrico dell'impianto fotovoltaico in configurazione base

Dall'analisi dello schema elettrico dell'impianto si evince l'organizzazione dei moduli fotovoltaici. In particolare è facile distinguere quelli della falda 1, parallelati a due a due, e quelli della falda 2 organizzati in tre stringhe da 25 moduli ciascuno.

A valle delle stringhe, l'energia prodotta confluisce nell'inverter trifase, che si occupa della conversione da corrente continua a corrente alternata.

Nel tratto moduli-inverter, per le stringhe della falda 1, era stata prevista durante la fase di progettazione l'installazione di una string box. Quest'ultimo è un dispositivo che svolge funzioni di connessione, protezione e monitoraggio delle stringhe; può infatti contenere fusibili, sezionatori in corrente continua, scaricatori di sovratensione (SPD), nonché strumenti per la misura della corrente o della tensione.

Tuttavia, a seguito di una valutazione più dettagliata della configurazione dell'impianto e delle caratteristiche dell'inverter scelto, si è deciso di eliminare la string box dal progetto definitivo.

L'inverter selezionato è infatti dotato di ingressi MPPT multipli con sezionatori e protezioni integrate, rendendone superfluo l'utilizzo.

Nonostante la decisione di rimuovere la string box, dal punto di vista tecnico la sua presenza sarebbe stata comunque funzionale, semplificando il passaggio dei cavi fino all'inverter e riducendo il numero di conduttori necessari lungo il percorso. In impianti con distanze ampie o con un numero più elevato di stringhe, l'adozione di una string box resta una soluzione consigliabile per garantire una migliore organizzazione dell'impianto e una maggiore sicurezza.

L'uscita dell'inverter è collegata direttamente alla rete elettrica attraverso un insieme di dispositivi di protezione e controllo, che svolgono un ruolo fondamentale nella sicurezza e conformità normativa dell'impianto.

Innanzitutto, si trova il quadro AC, che ha la funzione di racchiudere e proteggere i dispositivi elettrici dedicati al controllo, alla protezione e al sezionamento del circuito AC. Al suo interno si possono trovare generalmente interruttori magnetotermici, differenziali e, in alcuni casi, scaricatori di sovratensione. Consente inoltre di intervenire rapidamente in caso di guasti o anomalie e di effettuare manutenzioni in sicurezza, isolando l'inverter dal resto dell'impianto.

Subito dopo il quadro AC è installata la protezione di interfaccia, un dispositivo obbligatorio secondo la normativa CEI 0-21 per tutti gli impianti connessi alla rete pubblica. La sua funzione principale è quella di monitorare costantemente i parametri della rete elettrica (frequenza, tensione, assenza di tensione, sequenza

delle fasi, ecc.) e, in caso di superamento delle soglie consentite, disconnettere automaticamente l'impianto fotovoltaico dalla rete. Questo evita che l'impianto possa immettere energia in una rete instabile o non alimentata, garantendo la sicurezza per le persone e per le apparecchiature di rete.

Infine, il collegamento si chiude con il contatore bidirezionale, installato dal gestore di rete, che registra sia l'energia prodotta e immessa nella rete, sia quella eventualmente prelevata dall'impianto.

### **3.10 Configurazione dell'impianto con sistema di accumulo sul lato AC**

Oltre alla configurazione base dell'impianto appena descritta, si è ritenuto opportuno considerare anche configurazioni alternative, e che includano sistemi di accumulo. L'obiettivo di queste configurazioni alternative non è solo quello di aumentare l'autoconsumo locale dell'energia prodotta, ma anche di promuovere l'indipendenza energetica dalla rete elettrica. Integrare un sistema di accumulo permette infatti di stoccare l'energia prodotta in eccesso nelle ore giornaliere durante le quali vi è maggiore irraggiamento, per poi riutilizzarla nei momenti di minor produzione o, se necessario, a seguito di picchi di consumo, riducendo il prelievo dalla rete elettrica.

A livello progettuale, sono necessarie per quest'ultime valutazioni tecniche accurate, sia in termini di dimensionamento elettrico che di gestione dell'energia tramite sistemi di monitoraggio e controllo in grado di regolare in modo intelligente i flussi energetici tra moduli fotovoltaici, batterie, carichi e rete.

Tra i vantaggi importanti che queste soluzioni consentono di apportare alla configurazione base, vi sono sicuramente la possibilità di evolvere l'impianto nel tempo, ed una maggiore flessibilità generale. L'impianto non sarà dunque solo un generatore, ma parte attiva di un ecosistema energetico evoluto.

La configurazione che verrà descritta in questo paragrafo, prevede l'accumulo sul lato AC (AC-coupled) dell'impianto, con l'inserimento di un ulteriore inverter dedicato ed un pacco batterie da più di 100 *kWh*.

L'impianto di base rimarrà lo stesso, con la sola aggiunta del sistema di accumulo, come mostra lo schema elettrico di figura 3.22.

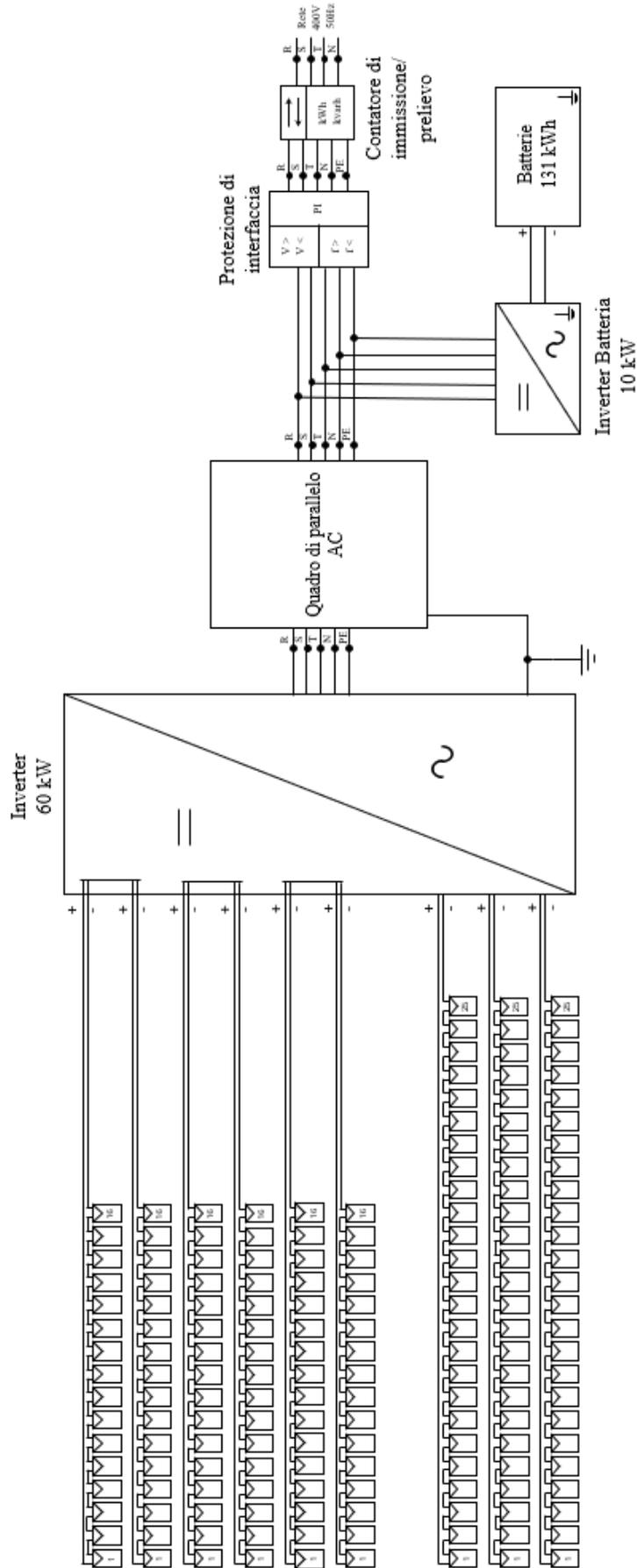


Figura 3.22: Schema elettrico dell'impianto con sistema di accumulo sul lato AC

Durante le ore giornaliere, quando l'impianto fotovoltaico è in produzione, l'energia generata viene principalmente destinata ai carichi elettrici. Qualora però la produzione superi la richiesta dei carichi, l'eccesso di energia, che altrimenti verrebbe immesso in rete, può essere in parte stoccato nelle batterie tramite l'inverter di accumulo.

Il surplus di energia può finire, sia immagazzinato, sia inviato in rete, il sistema infatti monitora in tempo reale la quantità di energia disponibile e, nel caso in cui le batterie risultano completamente cariche e i carichi sono pienamente soddisfatti, allora viene immessa in rete.

Come già sottolineato precedentemente, il suddetto sistema di accumulo permetterà di massimizzare l'autoconsumo e ridurre l'immissione non necessaria in rete, determinando un miglior sfruttamento dell'energia fotovoltaica prodotta.

Grazie all'energia accumulata, quando la produzione fotovoltaica si riduce o si azzerà (per esempio nelle ore serali o di notte) il sistema può attingere dalle batterie per alimentare i carichi, essendo l'inverter bidirezionale.

Un altro aspetto da valutare è la possibilità di ricaricare le batterie direttamente dalla rete elettrica, in assenza di produzione fotovoltaica. Questa modalità è utile, ad esempio, per beneficiare di tariffe notturne più convenienti, accumulando energia quando costa meno e utilizzandola nelle ore di picco, riducendo così il costo complessivo dell'energia.

### 3.10.1 Inverter per accumulo lato AC

L'inverter scelto per il sistema di accumulo sul lato in corrente alternata è il GOODWE GW10K BT, figura 3.23.



Figura 3.23: Inverter GOODWE GW10K BT

Inverter retrofit bidirezionale da 10 kW progettato per consentire l'integrazione di un sistema di accumulo in un impianto fotovoltaico esistente senza necessità di modificare il dimensionamento dell'impianto di base.

Rappresenta una soluzione tecnologicamente avanzata, ideale per applicazioni in ambito residenziale, dall'elevata affidabilità e con una struttura compatta e robusta. Inoltre, offre la possibilità di collegare direttamente pacchi batterie della stessa casa costruttrice, garantendo compatibilità ottimale e semplicità di installazione.

Di seguito ne vengono riportati i dati elettrici, figura 3.24.

Dati tecnici	GW5K-BT	GW6K-BT	GW8K-BT	GW10K-BT
<b>Dati di ingresso batteria</b>				
Tipo di batteria	Ioni di Litio			
Tensione nominale della batteria (V)	500			
Intervallo di tensione della batteria (V)	180 - 600			
Tensione di avvio (V)	180			
Nr. di ingressi batteria	1			
Max. corrente di carica continua (A)	25			
Max. corrente di scarica continua (A)	25			
Max. potenza di carica (W)	5000	6000	8000	10000
Max. potenza di scarica (W)	5000	6000	8000	10000
<b>Dati di uscita lato CA (on-grid)</b>				
Potenza nominale di uscita (W)	5000	6000	8000	10000
Uscita di potenza apparente nominale su rete elettrica (VA)	5000	6000	8000	10000
Max. uscita di potenza apparente su rete elettrica (VA) <sup>1</sup>	5500	6600	8800	11000
Max. potenza apparente da rete elettrica (VA)	10000	12000	15000	15000
Tensione nominale di uscita (V)	400 / 380, 3L / N / PE			
Intervallo di tensione di uscita (V)	0 - 300			
Frequenza nominale di rete lato CA (Hz)	50 / 60			
Intervallo di frequenza di rete lato CA (Hz)	45 - 55			
Max. uscita di corrente lato CA su rete elettrica (A)	8.5	10.5	13.5	16.5
Max. corrente lato CA da rete elettrica (A)	15.2	18.2	22.7	22.7
Fattore di potenza di uscita	~ 1 (regolabile da 0.8 capacitativo a 0.8 induttivo)			
Max. distorsione armonica totale	<3%			
<b>Dati di uscita lato CA (backup)</b>				
Potenza apparente nominale di backup (VA)	5000	6000	8000	10000
Massimo. Potenza apparente in uscita senza rete (VA) <sup>2</sup>	5000 (10000@60sec)	6000 (12000@60sec)	8000 (15000@60sec)	10000 (15000@60sec)
Massimo. Potenza apparente in uscita con rete (VA)	5000	6000	8000	10000
Max. corrente di uscita (A)	8.5	10.5	13.5	16.5
Tensione nominale di uscita (V)	400 / 380, 3L / N / PE			
Frequenza nominale di uscita (Hz)	50 / 60			
THDv di uscita (con carico lineare)	<3%			
<b>Efficienza</b>				
Max. efficienza	97.6%			
Efficienza europea	97.2%	97.2%	97.5%	97.5%
Massimo. efficienza da batteria a CA	97.6%			

Figura 3.24: Dati elettrici inverter GOODWE GW10K BT

### 3.10.2 Batterie per accumulo lato AC

Per il sistema di accumulo sono state scelte batterie GOODWE LX F16.4-H (figura 3.25) prodotte dalla stessa casa costruttrice dell'inverter e consigliate dal manuale dello stesso.

Questa soluzione permette di avere piena compatibilità tra i dispositivi, in quanto già testati e certificati dal produttore per funzionare in coppia. Di conseguenza si

avrà un'installazione più semplice, evitando problemi di configurazione e garantendo un corretto scambio di dati e controllo tra inverter e batterie, massimizzando così efficienza, sicurezza e affidabilità complessiva dell'impianto.



Figura 3.25: Batterie GOODWE LX F16.4-H

Una singola torre è composta da 5 moduli impilabili, per un totale di  $16,4 \text{ kWh}$ , formati da celle al litio che ne garantiscono la massima sicurezza.

Il sistema di accumulo ipotizzato prevede la connessione di 8 torri in parallelo, il massimo collegabile dalla scheda tecnica delle batterie, per un totale di  $131 \text{ kWh}$ .

Considerando che l'inverter è caratterizzato da una potenza massima di carica pari a  $10 \text{ kW}$ , il tempo di ricarica completa (ottenuto dal rapporto tra l'energia e la potenza) sarà di circa 13 ore.

Per quanto la configurazione appena mostrata risulti efficiente e ben funzionante, ci si è accorti che potrebbe presentare delle criticità operative in particolari condizioni di esercizio, in particolare in caso di blackout della rete elettrica.

Qualora infatti, per qualunque motivo, la rete elettrica venga meno, si verificherebbe una condizione per la quale l'inverter fotovoltaico continuerà a funzionare producendo  $60 \text{ kW}$ , così come l'inverter per l'accumulo che assorbirà  $10 \text{ kW}$  per la ricarica delle batterie. In questa situazione si genererebbe un surplus di  $50 \text{ kW}$  da gestire, che se non utilizzato dai carichi locali, non potrebbe essere né assorbito internamente né immesso in rete.

Di conseguenza, il sistema non sarà più bilanciato, determinando possibili sovratensioni ed instabilità della frequenza, comportando l'intervento dei sistemi di protezione, con conseguente arresto del sistema, o possibili danni al sistema stesso.

La condizione di disequilibrio nasce dal fatto che non è più verificata la seguente equazione:

$$P_{\text{rete}} = P_{\text{fotovoltaico}} \pm P_{\text{accumulo}} - P_{\text{carico}} = 0$$

Dove:

- $P_{\text{fotovoltaico}}$  è la potenza generata dal generatore fotovoltaico;
- $P_{\text{accumulo}}$  è la potenza assorbita o erogata dall'inverter di accumulo. Positiva quando la batteria sta scaricando (eroga potenza al sistema), negativa invece quando la batteria sta caricando (assorbe potenza dal sistema);
- $P_{\text{carico}}$  è la potenza assorbita dai carichi.

Sarebbe quindi necessario, per risolvere questo problema di disequilibrio, implementare un sistema di gestione attiva della potenza, che possa modulare la produzione fotovoltaica in tempo reale, e magari portarla a zero.

In conclusione, considerando l'eventualità del distacco dalla rete pubblica, diventa fondamentale progettare un sistema per la gestione dinamica dei flussi di potenza in modalità isolata, così da garantire la sicurezza dell'impianto, evitarne l'arresto improvviso e preservarne l'integrità operativa.

### 3.11 Configurazione dell'impianto con 2 inverter ibridi

Un'altra configurazione che si è pensato di studiare prevede l'utilizzo di due inverter ibridi, invece di un unico inverter DC/AC, da usare per i due diversi gruppi di stringhe sulle due falde.

Optare per un impianto fotovoltaico dotato di due inverter, anziché uno solo, può offrire diversi benefici sia dal punto di vista tecnico che in termini di efficienza energetica.

La principale differenza sta nella capacità di gestire in modo più flessibile la produzione di energia solare, specialmente in impianti che hanno più stringhe composte diversamente. Con due inverter, ogni sezione dell'impianto può operare in modo indipendente. Questo significa che se una parte dei pannelli produce meno a causa di ombreggiamenti, sporcizia o altri fattori, l'altra parte non viene penalizzata. In un impianto con un solo inverter, invece, le prestazioni della stringa meno efficiente possono influenzare negativamente l'intero sistema.

Inoltre, l'uso di due inverter migliora l'affidabilità complessiva dell'impianto. In caso di guasto di uno dei due dispositivi, l'altro può continuare a funzionare, garantendo comunque una parte della produzione energetica. Questo riduce il rischio di interruzioni totali e consente di intervenire per la manutenzione in modo più gestibile. Infine, la doppia configurazione permette un monitoraggio più dettagliato delle prestazioni, offrendo dati distinti per ciascun inverter, facilitando l'individuazione di eventuali anomalie e ottimizzando la gestione dell'impianto nel lungo termine.

In sintesi, avere due inverter in un impianto fotovoltaico significa maggiore efficienza, maggiore flessibilità, più continuità operativa e un controllo più preciso della produzione energetica.

### 3.11.1 Inverter ibrido

Gli inverter ibridi selezionati sono anch'essi prodotti da Growatt, il che ha semplificato il processo di dimensionamento grazie alla presenza di caratteristiche tecniche simili, spesso identiche, con il modello usato nella configurazione con singolo inverter, facilitando l'integrazione e la configurazione dell'impianto.

Il modello scelto per questa configurazione è il GROWATT MID25 kTL3 XH da 25 kW, in figura 3.26.



Figura 3.26: Inverter ibrido GROWATT MID25 KTL3 XH

Anche questo inverter si distingue per l'elevata efficienza e affidabilità, grazie a una struttura robusta e prestazioni di alto livello. È adatto all'installazione sia in ambienti interni che esterni ed è predisposto per l'aggiunta di batterie in un secondo momento (battery ready). È inoltre dotato di scaricatori di sovratensione sia lato

AC che DC, e monitoraggio continuo dell'autoconsumo.

Di seguito in figura 3.27 se ne riportano i dati elettrici.

Datasheet

Codice Growatt Codice di acquisto	MID 11KTL3-XH GWMID11KTL3XH	MID 12KTL3-XH GWMID12KTL3XH	MID 13KTL3-XH GWMID13KTL3XH	MID 15KTL3-XH GWMID15KTL3XH	MID 17KTL3-XH GWMID17KTL3XH	MID 20KTL3-XH GWMID20KTL3XH	MID 25KTL3-XH GWMID25KTL3XH	MID 30KTL3-XH GWMID30KTL3XH
<b>Parametri d'ingresso (DC da Fotovoltaico)</b>								
Potenza FV massima raccomandata (per modulo S)	22000W	24000W	26000W	30000W	34000W	40000W	50000W	60000W
Massima tensione DC	1100V							
Tensione di attivazione (V start)	200V							
Tensione nominale	600V							
Intervallo di tensione MPPT	160V-1000V							
Numero di Inseguitori MPP	2	2	2	2	2	2	3	3
Stringhe per Inseguitori MPP	2							
Corrente max. Ingresso per MPPT	32A							
Corrente max. di cc per MPPT	40A							
<b>Parametri d'ingresso (DC da Batteria)</b>								
Batteria compatibile	Batterie APX HV (5kWh...60kWh)							
Intervallo di tensione batteria	600 V-980 V							
Max corrente carica e scarica	25A/25A*1							
Max. Potenza di carica	15000W o 30000W*2							
Max. Potenza di scarica	11000W	12000W	13000W	15000W	17000W	20000W	25000W	30000W
<b>Parametri d'uscita (AC)</b>								
Potenza di uscita AC nominale	11000W	12000W	13000W	15000W	17000W	20000W	25000W	30000W
Max Potenza apparente AC	12100W	13200VA	14300VA	16500VA	18700VA	22000VA	27500VA	30000VA
Tensione nominale AC (range *3)	220V/380V, 230V/400V (340-440V)							
Frequenza di rete AC (range)	50/60 Hz (45-65Hz/55-65 Hz)							
Massima corrente in uscita	18.3A	20A	21,7A	25A	28.3A	33,3A	41,60A	45,5A
Fattore di potenza configurabile	0,8 in anticipo...0,8 in ritardo							
Distorsione armonica totale THDI	< 3%							
Connessione AC	3W+N+PE							
<b>Efficienza di conversione</b>								
Efficienza massima	98,75%							
Euro Efficienza	98,5%							

Figura 3.27: Dati elettrici inverter ibrido GROWATT MID25 KTL3 XH

Dalla scheda tecnica si può vedere come le caratteristiche siano in parte identiche al modello GROWATT MAX 60 kTL3 LV scelto per la configurazione base.

Può sopportare potenze in ingresso fino a  $50 \text{ kW}$ , è caratterizzato da tensione massima  $V_{\max,DC} = 1100 \text{ V}$ , tensione nominale di  $600 \text{ V}$  e range di tensione MPPT tra  $160 \text{ V}$  e  $1000 \text{ V}$ . È un inverter multi MPPT, con 3 inseguitori, ai quali è possibile collegare fino a 2 stringhe ciascuno. Lato AC è caratterizzato da una potenza massima pari a  $P_{\max,AC} = 27\,500 \text{ kW}$ , tensione di rete trifase di  $V = 400 \text{ V}$  e frequenza  $f = 50 \text{ Hz}$ , ed infine un fattore di potenza  $\cos \phi = 0,8$ .

In termini di efficienza massima si ha  $\eta_{\max} = 98,75\%$  e rendimento europeo  $\eta_{\text{euro}} = 98,5\%$ .

Con la configurazione appena presentata si avranno quindi due inverter ibridi da  $25 \text{ kW}$ , uno su ogni gruppo di stringhe, per un totale di  $50 \text{ kW}$ .

### 3.11.2 Schema elettrico dell'impianto con due inverter

Per avere un quadro più dettagliato sulla nuova configurazione, si riporta di seguito lo schema elettrico dell'impianto, figura 3.28.

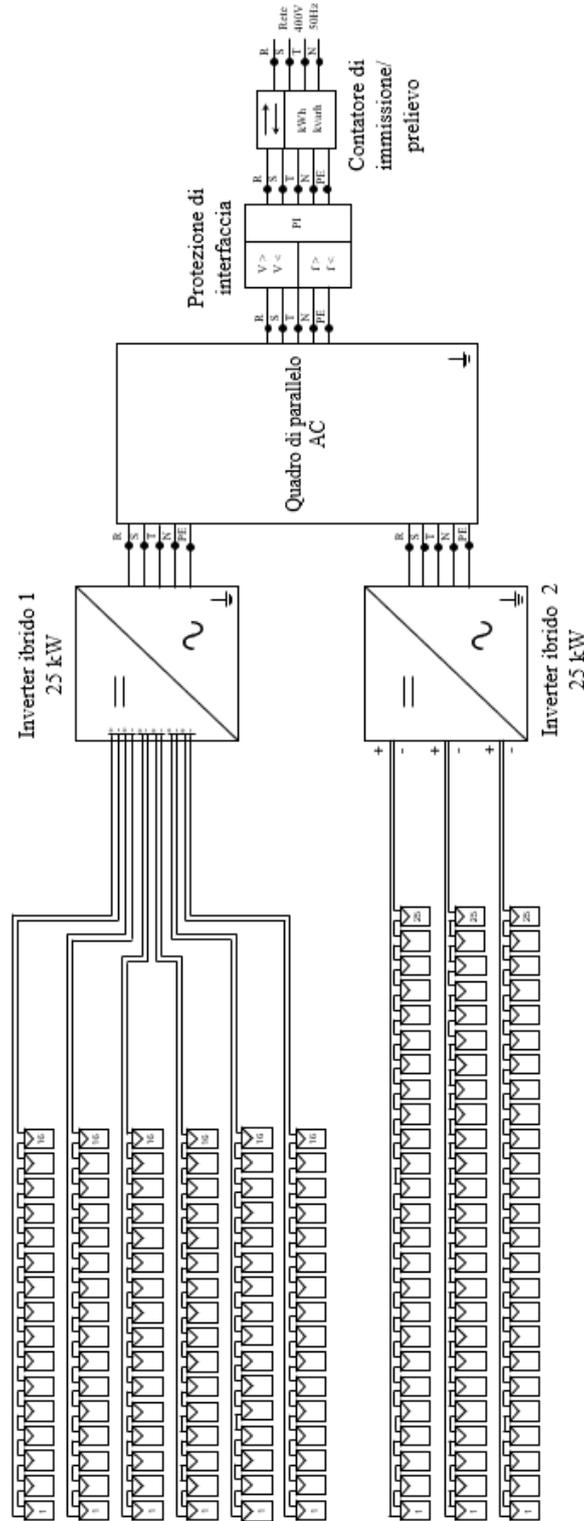


Figura 3.28: Schema elettrico dell'impianto fotovoltaico con due inverter ibridi

### 3.11.3 Accoppiamento array - inverter ibrido

Le verifiche da fare sono le stesse viste precedentemente.

Per la tensione:

- Tensione minima  $V_n(+75^\circ) >$  Tensione minima MPPT
- Tensione massima  $V_n(-10^\circ) <$  Tensione massima MPPT
- Tensione massima a vuoto  $V_{OC}(-10^\circ) <$  Tensione massima  $V_{DC}$

Mentre per la corrente:

- Corrente massima  $I_n(+75^\circ) <$  Corrente massima  $I_{DC}$

Anche in questo caso sono state eseguite su Excel, ed i risultati vengono mostrati nelle tabelle 3.21, 3.22, 3.23, riportate di seguito.

Dati inverter	
Range MPPT	160 a 1000 V
Tensione massima $V_{DC}$	1100 V
Corrente massima $I_{DC}$	96 A

Tabella 3.21: Dati inverter ibrido

Dati stringa falda 1	
Tensione minima $V_n(+75^\circ)$	473 V
Tensione massima $V_n(-10^\circ)$	594 V
Tensione massima a vuoto $V_{OC}$	700 V
Corrente massima $I_n(+75^\circ)$	85,2 A

Tabella 3.22: Dati stringa falda 1 per dimensionamento

Dati stringa falda 2	
Tensione minima $V_n(+75^\circ)$	738 V
Tensione massima $V_n(-10^\circ)$	928 V
Tensione massima a vuoto $V_{OC}$	1093 V
Corrente massima $I_n(+75^\circ)$	42,6 A

Tabella 3.23: Dati stringa falda 2 per dimensionamento

### 3.11.4 Dimensionamento dei cavi lato AC

A seguito della sostituzione dell'inverter è fondamentale procedere con una verifica delle sezioni dei cavi lato AC. Tale operazione è un passaggio tecnico molto importante per garantire la sicurezza dell'impianto, il rispetto delle normative vigenti e l'efficienza energetica complessiva del sistema.

Ogni inverter è progettato per erogare una determinata potenza in corrente alternata, con specifici valori di corrente nominale e massima. La scelta della sezione del cavo deve pertanto essere adeguata alla corrente di esercizio prevista dal nuovo inverter, e tale da garantire valori di caduta di tensione percentuale entro i limiti ammessi.

Va ricordato che ogni intervento significativo su un impianto elettrico esistente, come appunto la sostituzione di un inverter, comporta l'obbligo di adeguamento normativo, che include anche il rispetto delle prescrizioni sulla portata dei cavi.

In conclusione, la sostituzione dell'inverter non può prescindere da una verifica tecnico-normativa delle linee AC e, ove necessario, dalla sostituzione dei cavi stessi. Questo garantisce la continuità operativa, la sicurezza dell'impianto e la conformità alle normative tecniche vigenti.

Passando al dimensionamento, si procede alla verifica dei due criteri, termico ed elettrico, in virtù delle ipotesi già viste per il calcolo delle sezioni nella configurazione base dell'impianto.

Si inizia sempre dal criterio termico:

$$I_b \leq I_z$$

Questa volta, per quanto riguarda la corrente  $I_b$ , la massima corrente in uscita dall'inverter è pari a  $I_b = 41,6 A$ .

I parametri  $k_1$  e  $k_2$  scelti rimangono quelli del caso precedente:

$$k_1 = 1,00$$

$$k_2 = 1,00$$

Dalla tabella delle caratteristiche elettriche del cavo, figura 3.20, viene scelta la portata di corrente per una sezione di  $6 \text{ mm}^2$  pari a  $I_{0(6\text{mm}^2)} = 44 A$ , per cui si calcola:

$$I_z = k \cdot I_{0(6\text{mm}^2)} = k_1 \cdot k_2 \cdot I_{0(6\text{mm}^2)} = 1,00 \cdot 1,00 \cdot 44 = 44 A$$

Dunque risulta:

$$I_b = 41,6 A \leq I_z = 44 A$$

Il criterio termico per il cavo AC pentapolare risulta quindi verificato per una sezione di  $6 \text{ mm}^2$ .

Si passa ora alla verifica del criterio elettrico.

$$cdt\% \leq 1,5\%$$

Il calcolo va sempre effettuato sui due tratti, per la differenza di lunghezza.

Per il tratto inverter-quadro AC, si considera una potenza nominale di  $25 \text{ kW}$  per il calcolo, riferita ad un solo inverter.

Inserendo i seguenti dati su Excel, tabella 3.24:

<b>Lunghezza del cavo</b>	$2 \text{ m}$
<b>Resistenza del cavo per <math>s = 6 \text{ mm}^2</math> (a <math>90^\circ</math>)</b>	$3,84 \text{ m}\Omega/\text{m}$
<b>Tensione</b>	$400 \text{ V}$
<b>Potenza nominale <math>P_{ac}</math></b>	$25000 \text{ W}$

Tabella 3.24: Dati di calcolo della caduta di tensione del cavo AC con potenza  $25 \text{ kW}$

Si ottiene:

$$cdt\% = 0,12\%$$

Per quanto riguarda il tratto quadro AC-contatore di scambio bidirezionale, si considera una potenza nominale di  $50 \text{ kW}$ .

Inserendo i seguenti dati su Excel, tabella 3.25:

<b>Lunghezza del cavo</b>	$1 \text{ m}$
<b>Resistenza del cavo per <math>s = 6 \text{ mm}^2</math> (a <math>90^\circ</math>)</b>	$3,84 \text{ m}\Omega/\text{m}$
<b>Tensione</b>	$400 \text{ V}$
<b>Potenza nominale <math>P_{ac}</math></b>	$50000 \text{ W}$

Tabella 3.25: Dati di calcolo della caduta di tensione del cavo AC con potenza  $50 \text{ kW}$

Il risultato è:

$$cdt_{\%} = 0,12\%$$

Si osserva che la caduta di tensione percentuale risulta identica nei due tratti di linea, nonostante uno dei due abbia una lunghezza doppia rispetto all'altro. Questo accade perché, nel primo tratto, si considera una potenza di 25 kW associata a un singolo inverter, mentre nel secondo tratto la potenza è di 50 kW, ovvero il doppio. L'aumento della potenza compensa l'incremento della lunghezza, producendo lo stesso valore percentuale di caduta di tensione.

Si conclude quindi che per l'intero tratto in corrente alternata è possibile usare un cavo pentapolare con sezione di 6 mm<sup>2</sup>.

In ultimo si specifica che anche la lunghezza totale dei cavi lato AC aumenterà. Considerando infatti i due inverter, ed i due tratti che li collegano al quadro AC, si avrà un totale di 5 metri di cavo necessari per questa configurazione.

### 3.11.5 Sistema di accumulo sul lato DC

La scelta di utilizzare due inverter ibridi all'interno dell'impianto fotovoltaico offre un importante vantaggio in termini di flessibilità e scalabilità del sistema: la possibilità di integrare, anche successivamente, un sistema di accumulo con batterie sul lato in corrente continua dell'impianto (DC-coupled), grazie alla natura "battery ready" degli inverter installati. La configurazione dell'impianto rimarrà la stessa, con la sola aggiunta del sistema di accumulo sui due inverter, come mostra lo schema elettrico di figura 3.29.

Si nota come su ogni inverter sarà installato un sistema di accumulo da 50 kWh, per un totale disponibile di 100 kWh.

La presenza dei due inverter ibridi costituisce una base solida per l'evoluzione futura dell'impianto verso soluzioni di accumulo avanzate, che, come si è già detto, contribuiscono ad aumentarne il grado di autonomia energetica e la sostenibilità nel lungo termine. Inoltre, questo tipo di configurazione garantisce una maggiore efficienza energetica, rispetto a quella con ricarica AC, in quanto l'energia prodotta dai moduli fotovoltaici può essere immagazzinata direttamente nelle batterie senza subire doppie conversioni (DC → AC → DC), riducendo così le perdite di trasformazione. Inverter e batteria lavorano in modo più sinergico, con un controllo più preciso dei flussi energetici, ed è particolarmente vantaggiosa per impianti di nuova installazione.

Di seguito si riporta lo schema della configurazione con sistema di ricarica DC.

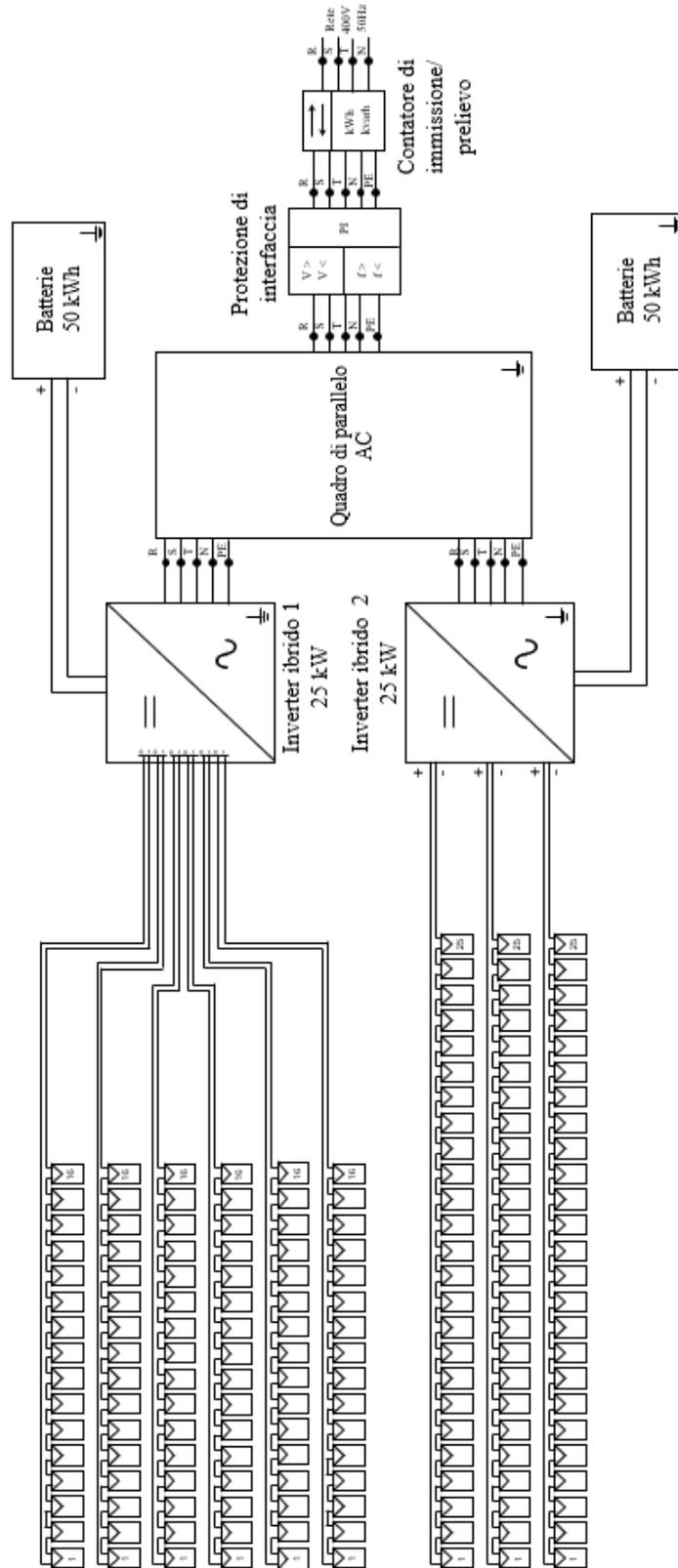


Figura 3.29: Schema elettrico dell'impianto con sistema di accumulo lato DC

### 3.11.6 Batterie per accumulo lato DC

Per il sistema di accumulo, sono state scelte le batterie consigliate e prodotte dalla casa produttrice dell'inverter: Sistema APX HV (Sistema APX 5-30.0P-S2 = APX5.0P modulo batterie + APX98034P2 modulo di potenza) rappresentato in figura 3.30.

Questa soluzione permette di avere anche stavolta piena compatibilità tra i dispositivi, un'installazione più semplice, scambio di dati e controllo tra inverter e batterie ottimale, massimizzando così nel complesso efficienza e affidabilità.

Il produttore garantisce inoltre una vita utile stimata di circa 10 anni, in linea con gli standard dei moderni dispositivi di accumulo energetico, grazie anche alle batterie al litio di cui è composto.



Figura 3.30: Batterie GROWATT APX HV

Un singolo sistema di accumulo si è ipotizzato strutturato da 5 moduli impilabili, ognuno dei quali con capacità pari a 5 *kWh*, per un totale di 25 *kWh*.

Su ogni inverter saranno quindi connesse due torri da 5 moduli l'una, avendo così complessivamente 50 *kWh*.

L'intero sistema di stoccaggio energia prevederà 100 *kWh*.

Considerando che ogni inverter ha una potenza di carica pari a 25 *kW*, il tempo necessario per una ricarica completa dei singoli pacchi batteria sarà di circa 2 ore.

La scelta tra accumulo lato DC e lato AC dipende principalmente dalla tipologia di impianto (nuovo o esistente), dagli obiettivi di efficienza, dal budget disponibile e dal grado di scalabilità richiesto nel tempo. In linea generale però, l'accumulo lato

DC rappresenta una soluzione più efficiente e integrata per impianti di nuova generazione, mentre l'accumulo lato AC costituisce un'alternativa più semplice, modulare e flessibile, particolarmente indicata per interventi su impianti già operativi.

### **3.12 Implementazione dell'impianto fotovoltaico a Bafia**

Oltre alle varie modifiche apportate alla configurazione base dell'impianto fotovoltaico, si è scelto di replicare quasi integralmente lo stesso sistema in una seconda località.

Partendo dal sito originario di Chieri, in Piemonte, l'impianto è stato riprodotto in Sicilia, in un piccolo paese di nome Bafia, situato nella zona nord-orientale della regione.

L'obiettivo di questa scelta è quello di analizzare e confrontare i risultati in termini di produzione energetica e rendimento dell'impianto in due contesti geografici caratterizzati da condizioni climatiche e irraggiamento significativamente differenti.

Va precisato che, pur mantenendo invariati i principali parametri tecnici dell'impianto (potenza complessiva, tipologia di inverter, numero di moduli), la configurazione fisica dell'installazione a Bafia presenta una leggera differenza: l'impianto è previsto infatti su tetto piano, con i moduli orientati a sud, per avere il miglior orientamento possibile (quindi la massima esposizione ai raggi solari nelle ore centrali quando si ha il massimo irraggiamento), e con un angolo di inclinazione previsto di 25°. Questa scelta progettuale riflette le condizioni tipiche migliori delle installazioni nel Sud Italia e consente di ottimizzare la captazione solare, tenendo conto della maggiore disponibilità teorica di radiazione.

Attraverso questa simulazione comparativa, è possibile analizzare come la posizione geografica e l'angolo di installazione influiscano sulla producibilità specifica dell'impianto, offrendo così un quadro più completo del comportamento energetico del sistema in differenti contesti territoriali.

Questo tipo di analisi risulta fondamentale per sottolineare l'importanza del luogo di installazione e delle sue condizioni climatiche e ambientali nella progettazione di impianti fotovoltaici.

### 3.12.1 Nuovo sito e considerazioni sulle modifiche dell'impianto

Dapprima, è stata effettuata un'analisi volta all'individuazione di un edificio idoneo ad accogliere l'intero impianto fotovoltaico. Anche in questo caso, la scelta è ricaduta su una struttura scolastica, nello specifico l'edificio della scuola dell'infanzia del paese, visibile in figura 3.31, ottenuta da Google Earth.



Figura 3.31: Immagine satellitare dell'edificio scelto a Bafia

L'analisi dell'immagine satellitare dell'edificio scolastico evidenzia come la conformazione piana del tetto e la posizione favorevole in un vasto spiazzale rialzato di diversi metri dal livello della strada, priva di ostacoli circostanti come edifici o alberi che possano generare ombreggiamenti, rendano la struttura particolarmente adatta all'installazione di un impianto fotovoltaico. Gli unici ombreggiamenti potrebbero essere dovuti ai rilievi collinari che caratterizzano la conformazione territoriale del paese.

Inoltre, la forma dell'edificio consente il posizionamento dei moduli con un angolo di orientamento pari a  $0^\circ$ , condizione ottimale per massimizzare la captazione della radiazione solare.

Procedendo con l'analisi del tetto, la prima verifica fatta è stata il calcolo della sua area, rispetto a quella totale del generatore fotovoltaico, per capire se lo spazio disponibile fosse sufficiente.

A fronte di un'area totale occupata dai moduli pari a  $412,4 \text{ m}^2$ , l'area disponibile della copertura è di circa  $660 \text{ m}^2$ . Il risultato conferma che lo spazio a disposizione

è ampiamente sufficiente per l'installazione dell'impianto.

Sebbene nella nuova configurazione dell'impianto fotovoltaico sia stato mantenuto lo stesso generatore fotovoltaico in termini di potenza e tecnologia, rispetto a quello di riferimento, la diversa conformazione della superficie di installazione richiede alcuni adattamenti nella disposizione fisica dei pannelli. In particolare, la nuova superficie presenta caratteristiche geometriche differenti rispetto alla precedente, che era su copertura inclinata.

Per garantire coerenza progettuale e confrontabilità tra le due installazioni, si è deciso di mantenere invariata l'organizzazione delle stringhe, ovvero lo stesso numero di moduli per stringa e la stessa suddivisione elettrica del campo fotovoltaico. Inoltre, si è pensato di rispettare le stesse distanze e spaziature tra i moduli previste nel modello originario, al fine di conservare l'efficienza nella ventilazione posteriore e facilitare eventuali interventi di installazione e manutenzione.

Una delle principali differenze con l'impianto di Chieri, riguarda l'angolo di inclinazione dei pannelli. Essendo il tetto completamente piano, i moduli verranno fissati su apposite strutture inclinate con angoli ( $\beta$ ) di  $25^\circ$ , così da ottimizzare la captazione solare in funzione della latitudine del sito, durante tutto l'anno. Grazie all'impiego di queste strutture di supporto, i pannelli potranno essere installati a circa 60 - 70 cm di altezza rispetto al piano di posa. Questo risulta funzionale sotto diversi aspetti: da un lato favorisce il raffreddamento passivo dei moduli e riduce il rischio di accumulo di polvere e detriti nella parte inferiore; dall'altro consente una maggiore facilità negli interventi di manutenzione e contribuisce ad evitare eventuali ombreggiamenti causati dalle balaustre presenti sul contorno del tetto.

Altra importante differenza sta nell'orientamento dei moduli, che è stato ipotizzato a  $0^\circ$ , corrispondente al Sud geografico, che, come già specificato, rappresenta la condizione ideale per massimizzare la produzione annuale di energia in un impianto fisso.

La nuova disposizione, permette di avere una base di confronto solida per valutare le differenze di produttività legate esclusivamente al sito geografico.

### 3.12.2 Dimensionamento cavi solari

A seguito delle modifiche descritte, varia inevitabilmente anche lo studio fatto sul cablaggio dei cavi. La nuova disposizione dei moduli, le loro distanze con i dispositivi di conversione, l'edificio strutturato su un piano, sono fattori che obbligano a una modifica nelle lunghezze dei cavi di collegamento, sia dal lato in corrente continua (moduli e collegamento tra stringhe e inverter) sia in corrente alternata (collegamenti inverter - quadro AC).

Di conseguenza, si rende necessario anche un ridimensionamento delle sezioni dei cavi, i cui modelli scelti rimangono comunque invariati.

Partendo dal dimensionamento dei cavi solari, si assume che i moduli vengano organizzati seguendo la stessa configurazione della soluzione a Chieri. In tal modo si continuano a considerare due array distinti, come nel progetto originale.

Le lunghezze stimate dei cavi relativi a ciascun array sono riportate nella tabella 3.26.

<b>Lunghezza cavi array 1</b>	300 m
<b>Lunghezza cavi array 2</b>	400 m
<b>Lunghezza totale cavi solari</b>	700 m

Tabella 3.26: Lunghezze cavi solari per tetto piano

Il primo ad essere verificato è sempre il criterio termico, il quale impone la condizione:

$$I_b \leq I_z$$

Questa volta, per la determinazione dei parametri  $k_1$  e  $k_2$ , si è definito  $k_1$  per una temperatura ambiente di 40 °C (dieci gradi più alta rispetto al caso precedente), mentre è rimasto invariato  $k_2$ .

Si avranno:

$$k_1 = 0,91$$

$$k_2 = 0,80$$

In primis sono stati dimensionati i cavi dell'array 1.

Le ipotesi considerate sono state quelle del caso di riferimento, quindi per due stringhe in parallelo si considera il parametro  $m = 2$  nell'equazione di  $I_b$ , mentre  $I_{sc} = 14,70 A$ .

$$I_b = 1,25 \cdot 2 \cdot 14,70 = 36,75 A$$

Dalla tabella delle caratteristiche elettriche del cavo, figura 3.16, la portata di corrente scelta per una sezione di  $6 \text{ mm}^2$  è quella pari a  $I_{0(6\text{mm}^2)} = 57 \text{ A}$ , per cui si ricava:

$$I_z = k \cdot I_{0(6\text{mm}^2)} = k_1 \cdot k_2 \cdot I_{0(6\text{mm}^2)} = 0,91 \cdot 0,80 \cdot 57 = 41,49 \text{ A}$$

Si ottiene allora:

$$I_b = 36,75 \text{ A} \leq I_z = 41,49 \text{ A}$$

Il criterio termico, per le stringhe dell'array 1 risulta quindi verificato con sezioni dei cavi di  $6 \text{ mm}^2$ .

Si passa quindi ad applicarlo ai cavi dell'array 2. anche in questo caso  $m = 1$ .

$$I_b = 1,25 \cdot 14,70 = 18,375 \text{ A}$$

Dalla tabella delle caratteristiche elettriche del cavo, figura 3.16, è stata scelta la portata di corrente per una sezione di  $2,5 \text{ mm}^2$  pari a  $I_{0(2,5\text{mm}^2)} = 33 \text{ A}$ , per cui si calcola:

$$I_z = k \cdot I_{0(2,5\text{mm}^2)} = k_1 \cdot k_2 \cdot I_{0(2,5\text{mm}^2)} = 0,91 \cdot 0,80 \cdot 33 = 24,02 \text{ A}$$

Dunque risulta:

$$I_b = 18,375 \text{ A} \leq I_z = 24,02 \text{ A}$$

Il criterio termico, per le stringhe dell'array 2 risulta quindi verificato con sezioni dei cavi di  $2,5 \text{ mm}^2$ .

Passando al criterio elettrico:

$$cdt\% \leq 1,5\%$$

Per i cavi dell'array 1.

Inserendo i dati di tabella 3.27 su Excel:

<b>Lunghezza del cavo</b>	50 m
<b>Resistenza del cavo per <math>s = 6\text{mm}^2</math> (a <math>90^\circ</math>)</b>	3,84 mΩ/m
<b>Tensione di stringa</b>	544 V
<b>Corrente nel punto di massima potenza <math>I_m</math></b>	13,83 A

Tabella 3.27: Dati di calcolo della caduta di tensione dei cavi dell'array 1

Si ottiene dunque:

$$cdt\% = 0,98\%$$

Si può quindi concludere che, essendo verificati entrambi i criteri, per l'array 1 si useranno cavi solari con sezioni di  $6 \text{ mm}^2$ .

Procedendo con i cavi dell'array 2.

Inserendo i seguenti dati su Excel, tabella 3.28:

<b>Lunghezza del cavo</b>	133 m
<b>Resistenza del cavo per <math>s = 2,5 \text{ mm}^2</math> (a <math>90^\circ</math>)</b>	9,22 mΩ/m
<b>Tensione di stringa</b>	850 V
<b>Corrente nel punto di massima potenza <math>I_m</math></b>	13,83 A

Tabella 3.28: Dati di calcolo della caduta di tensione dei cavi dell'array 2

Si ottiene:

$$cdt_{\%} = 3,99\%$$

Si ha quindi un valore eccessivamente alto, indice di una sezione troppo piccola. Andando a fare diverse verifiche per sezioni maggiori, si è scelto di adottare cavi con sezioni di  $10 \text{ mm}^2$ , a cui corrisponde  $r = 2,32 \text{ m}\Omega/\text{m}$ , per cui risulta:

$$cdt_{\%} = 1,00\%$$

Per l'array 2 si useranno quindi cavi solari con sezioni di  $10 \text{ mm}^2$ .

Per maggiore chiarezza si riportano i risultati del dimensionamento dei cavi per i due array nella tabella 3.29 di seguito:

<b>Cavo Solare H1Z2Z2-K</b>	
<b>Sezione cavi array 1</b>	6 $\text{mm}^2$
<b>Sezione cavi array 2</b>	10 $\text{mm}^2$

Tabella 3.29: Sezioni dei cavi solari per le falde

### 3.12.3 Dimensionamento cavi DC

Il tratto interno all'edificio è stavolta più corto, avendo un solo piano da percorrere, per cui si considererà una lunghezza di circa 5 m.

In totale avremo circa 50 m di cavo DC necessari per collegare tutte le stringhe del sistema all'inverter.

Passando alla scelta delle sezioni, si verifica il criterio termico:

$$I_b \leq I_z$$

Per i parametri  $k_1$  e  $k_2$ , si è tenuto conto del fatto che i cavi verranno sempre installati all'interno dell'edificio, attraverso percorsi dedicati già esistenti, ed assumendo una temperatura ambiente di  $30^\circ$  con la posa di un singolo cavo bipolare, sono stati adottati i valori:

$$k_1 = 1,00$$

$$k_2 = 1,00$$

Per quanto riguarda i cavi che collegano le stringhe dell'array 1 all'inverter, considerando sempre  $m = 2$ , si avrà:

$$I_b = 1,25 \cdot 2 \cdot 14,70 = 36,75 A$$

Dalla tabella delle caratteristiche elettriche del cavo, figura 3.18, scelta la portata di corrente per una sezione di  $2x1,5mm^2$  pari a  $I_{0(2x1,5mm^2)} = 37 A$ , si è ottenuto:

$$I_z = k \cdot I_{0(2x1,5mm^2)} = k_1 \cdot k_2 \cdot I_{0(2x1,5mm^2)} = 1,00 \cdot 1,00 \cdot 37 = 37 A$$

Dunque:

$$I_b = 36,75 A \leq I_z = 37 A$$

Il criterio termico per i cavi DC che collegano le stringhe dell'array 1 all'inverter risulta verificato per sezioni del cavo bipolare di  $1,5 mm^2$

Si passa ora ai cavi che collegano le stringhe dell'array 2 all'inverter. Si considera  $m = 1$ .

$$I_b = 1,25 \cdot 14,70 = 18,375 A$$

Dalla tabella delle caratteristiche elettriche del cavo, figura 3.18, la scelta della portata di corrente per una sezione di  $2x1,5mm^2$  è stata  $I_{0(2x1,5mm^2)} = 37 A$ , per cui si è calcolato:

$$I_z = k \cdot I_{0(2x1,5mm^2)} = k_1 \cdot k_2 \cdot I_{0(2x1,5mm^2)} = 1,00 \cdot 1,00 \cdot 37 = 37 A$$

Da cui ancora:

$$I_b = 18,375 A \leq I_z = 37 A$$

Il criterio termico per i cavi DC che collegano le stringhe dell'array 2 all'inverter risulta verificato per sezioni del cavo bipolare di  $1,5 mm^2$

Si è passato poi, sempre tramite Excel, alla verifica del criterio elettrico:

$$cdt\% \leq 1,5\%$$

Per i cavi dell'array 1, inserendo i seguenti dati su Excel, tabella 3.30:

<b>Lunghezza del cavo</b>	5 m
<b>Resistenza del cavo per <math>s = 1,5\text{mm}^2</math> (a <math>90^\circ</math>)</b>	15,36 mΩ/m
<b>Tensione di stringa</b>	544 V
<b>Corrente nel punto di massima potenza <math>I_m</math></b>	13,83 A

Tabella 3.30: Dati di calcolo della caduta di tensione cavi DC inerenti all'array 1

Si è ottenuto:

$$cdt\% = 0,39\%$$

Si possono usare cavi DC di sezione di  $1,5\text{ mm}^2$ , essendo verificati entrambi i criteri.

Si procede adesso con i cavi dell'array 2.

Inserendo i seguenti dati su Excel, tabella 3.31:

<b>Lunghezza del cavo</b>	5 m
<b>Resistenza del cavo per <math>s = 1,5\text{mm}^2</math> (a <math>90^\circ</math>)</b>	15,36 mΩ/m
<b>Tensione di stringa</b>	850 V
<b>Corrente nel punto di massima potenza <math>I_m</math></b>	13,83 A

Tabella 3.31: Dati di calcolo della caduta di tensione cavi DC inerenti all'array 2

Il risultato ottenuto è:

$$cdt\% = 0,25\%$$

Si potranno quindi usare cavi con sezioni di  $1,5\text{ mm}^2$ .

Per maggiore chiarezza si riportano i risultati del dimensionamento dei cavi DC, tabella 3.32.

<b>Cavo DC N2XCH</b>	
<b>Sezione cavi per gli array su tetto piano</b>	$1,5\text{ mm}^2$

Tabella 3.32: Sezioni dei cavi DC per edificio di Bafia

### 3.12.4 Dimensionamento cavi AC

Sulla base dell'ipotesi che l'inverter sia installato all'interno dello stesso locale in cui è presente il punto di connessione alla rete elettrica, e quindi a brevissima distanza da esso, si è assunta una lunghezza complessiva del cavo in corrente alternata pari a 3 metri.

Questa distanza è suddivisa in due tratti distinti: il primo, che collega l'inverter al quadro AC (tratto 1), e il secondo, che va dal quadro AC fino al contatore di rete (tratto 2), tabella 3.33.

<b>Lunghezza tratto 1 inverter-quadro Ac</b>	2 m
<b>Lunghezza tratto 2 quadro AC-contatore bidirezionale</b>	1 m
<b>Lunghezza totale cavo AC</b>	3 m

Tabella 3.33: Lunghezze cavo AC per edificio di Bafia

Avendo le lunghezze, si è passati alla verifica dei criteri di dimensionamento.

Criterio termico:

$$I_b \leq I_z$$

La corrente  $I_b$  è la massima corrente in uscita dall'inverter, pari a  $I_b = 96,6 A$ .

La scelta dei parametri  $k_1$  e  $k_2$  è stata fatta considerando una temperatura ambiente di  $30^\circ C$  ed un unico cavo, definendo:

$$k_1 = 1,00$$

$$k_2 = 1,00$$

Dalla tabella delle caratteristiche elettriche del cavo, figura 3.20, una volta scelta la portata di corrente per una sezione di  $25 \text{ mm}^2$  pari a  $I_{0(25\text{mm}^2)} = 105 A$ , si è calcolato:

$$I_z = k \cdot I_{0(25\text{mm}^2)} = k_1 \cdot k_2 \cdot I_{0(25\text{mm}^2)} = 1,00 \cdot 1,00 \cdot 105 = 105A$$

Per cui:

$$I_b = 96,6 A \leq I_z = 105 A$$

Il criterio termico per il cavo AC pentapolare risulta quindi verificato per una sezione di  $25 \text{ mm}^2$ .

Riguardo alla verifica del criterio elettrico.

$$cdt\% \leq 1,5\%$$

La caduta di tensione percentuale è sempre calcolata mediante Excel, considerando la divisione dell'intero tratto in due parti.

Valutando prima il tratto 1: inverter-quadro AC ed inserendo i dati riportati nella tabella 3.34 su Excel:

<b>Lunghezza del cavo</b>	2 m
<b>Resistenza del cavo per <math>s = 25\text{mm}^2</math> (a <math>90^\circ</math>)</b>	0,920 mΩ/m
<b>Tensione</b>	400 V
<b>Potenza nominale <math>P_{ac}</math></b>	60000 W

Tabella 3.34: Dati di calcolo della caduta di tensione del cavo AC nel tratto 1

Risulta una caduta di tensione percentuale:

$$cdt\% = 0,07\%$$

Per quanto riguarda il tratto 2: quadro AC-contatore di scambio bidirezionale, inserendo i seguenti dati su Excel, tabella 3.35:

<b>Lunghezza del cavo</b>	1 m
<b>Resistenza del cavo per <math>s = 25\text{mm}^2</math> (a <math>90^\circ</math>)</b>	0,920 mΩ/m
<b>Tensione</b>	400 V
<b>Potenza nominale <math>P_{ac}</math></b>	60000 W

Tabella 3.35: Dati di calcolo della caduta di tensione del cavo AC nel tratto 2

Si è ottenuto:

$$cdt\% = 0,03\%$$

Si conclude quindi che per l'intero tratto in corrente alternata è possibile usare un cavo pentapolare con sezione di  $25\text{ mm}^2$ .

### 3.12.5 Producibilità dell'impianto a Bafia

Analogamente a quanto svolto per la configurazione base dell'impianto installato a Chieri, anche in questo caso si procede con la valutazione della producibilità dell'impianto fotovoltaico.

L'approccio si è basato sempre su una prima stima tramite il software PVGIS, seguita da un confronto con i risultati calcolati analiticamente tramite Excel.

Partendo da PVGIS, dopo aver selezionato la posizione sulla mappa, sono stati inseriti i seguenti dati:

- Database radiazione solare: PVGIS-SARAH3;
- Anno: 2023 (i dati sono aggiornati al massimo al 2023);
- angolo di orientamento e inclinazione:  $\gamma = 0^\circ$  e  $\beta = 25^\circ$ ;
- Tecnologia fotovoltaica: Silicio cristallino;
- Potenza installata:  $P_{\max, \text{array}} = 80.3 \text{ kW}_p$ ;
- Perdite del sistema: 10%, con valori di riferimento utilizzati solitamente tra 10% e 15

Dai dati ottenuti relativi alla potenza del sistema fotovoltaico, applicando la funzione:

$$= 0,001 * SOMMA(cas1 : casn)$$

Si è determinato il totale della producibilità annuale dell'impianto a Bafia, pari a 110540,619 kWh.

Questa stima della producibilità fornita dal sito internet è stata messa a confronto con quella ottenuta tramite calcolo analitico basato sempre sulla seguente formula:

$$P = P_{\text{nom}} \cdot \frac{G}{G_{\text{STC}}} \cdot (1 + \gamma_p \Delta T_c) \cdot \eta_{\text{d-r}} \cdot \eta_{\text{AC}} \cdot \eta_{\text{euro}}$$

Inserita su Excel, ha restituito una colonna di dati, a cui si è applicata la funzione somma, come appena fatto.

Ciò che si è ottenuto è la producibilità dell'impianto durante l'anno, calcolata analiticamente, e pari a 111724,463 kWh.

Anche stavolta si ha un risultato lievemente superiore, ma coerente con la stima fornita da PVGIS.

A conferma di ciò, tramite l'analisi dei dati mensili di producibilità, sono stati definiti i seguenti andamenti in figura 3.32. Si nota come i grafici risultino ancora quasi perfettamente sovrapposti, confermando nuovamente l'affidabilità delle due metodologie.

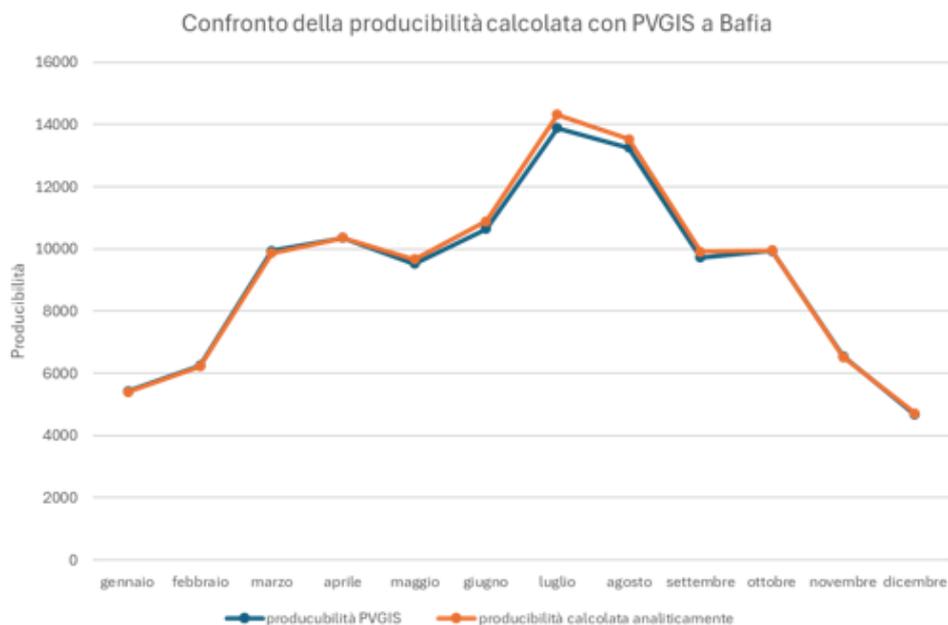


Figura 3.32: Confronto producibilità PVGIS con quella calcolata analiticamente a Bafia

Mettendo a confronto i dati di producibilità ottenuti a Bafia, con quelli ricavati a Chieri, figura 3.33, emerge ovviamente una differenza produttiva complessiva dei due impianti, in particolare nei mesi invernali (Ottobre - Dicembre), in cui l'impianto di Bafia produce decisamente di più.

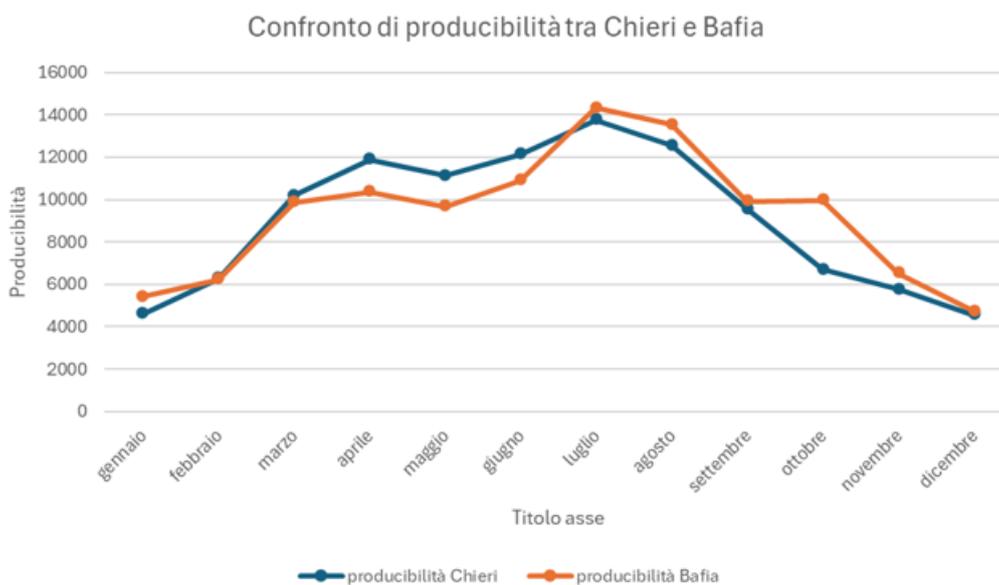


Figura 3.33: Confronto producibilità tra Chieri e Bafia

Questo può essere dovuto principalmente a fattori climatici e geografici: Chieri si trova in una zona con latitudine più elevata, minore irraggiamento globale annuo e una maggiore copertura nuvolosa nei mesi meno favorevoli. Al contrario, Bafia può beneficiare in quel periodo dell'anno di un clima tipicamente migliore, con cieli più sgombri da nubi e maggiore radiazione solare diretta.

Nel periodo primaverile si osserva invece un comportamento che, a prima vista, potrebbe apparire controintuitivo: l'impianto di Chieri risulta più produttivo rispetto a quello di Bafia, nonostante quest'ultimo goda, come detto, di posizione geografica e orientamento dei moduli più favorevole. Questa discrepanza può essere attribuita principalmente al fatto che la posizione collinare di Bafia implica maggiori ombreggiamenti da sud-est a sud-ovest, dovuti alla presenza di rilievi, che potrebbero appunto penalizzare la produzione. In figura 3.34, è possibile notare, dai dati di PVGIS riferiti al mese di maggio, il maggior ombreggiamento che caratterizza il sito di Bafia rispetto a quello di Chieri, caratterizzato da scarso ombreggiamento solo da nord/nord-est. Inoltre, un'altra causa potrebbe essere riscontrata nel microclima collinare, che caratterizza il paese con maggiore umidità e nuvolosità, limitando la radiazione diretta.

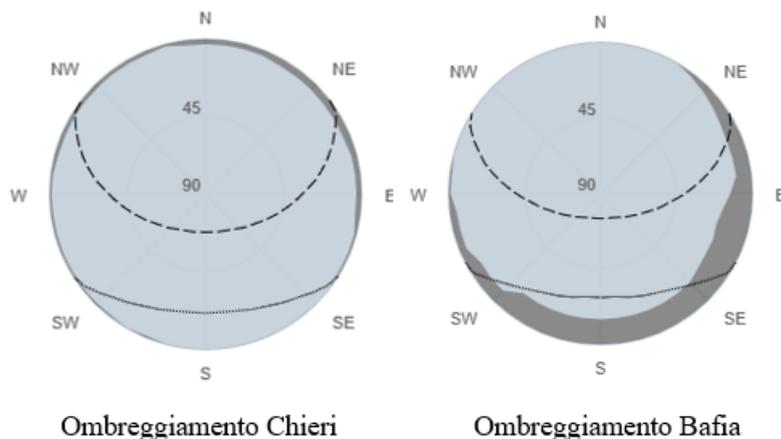


Figura 3.34: Confronto dell'ombreggiamento tra Chieri e Bafia

Nei mesi estivi invece, le differenze si riducono, ma Bafia continua a mostrare una leggera superiorità in termini di producibilità, grazie all'intensità della radiazione e alle temperature più favorevoli al funzionamento ottimale dei moduli fotovoltaici. I picchi produttivi, in entrambi i casi, si registrano nei mesi di luglio e agosto, ma l'impianto in Sicilia raggiunge valori leggermente superiori.

Per concludere, dall'analisi dei dati mensili di producibilità emerge un risultato interessante e in parte inaspettato: nonostante l'impianto installato a Bafia presenti un orientamento ottimale dei moduli ( $\gamma = 0^\circ$ ) e sia situato nel Sud Italia, dove l'esposizione al sole media annua è generalmente migliore, le differenze di rendimento rispetto all'impianto installato a Chieri non risultano particolarmente marcate lungo l'intero arco dell'anno.

I due impianti, pur condividendo la stessa configurazione di base e gli stessi componenti principali, e con qualche miglioramento in quello installato al sud Italia, mostrano un andamento produttivo sorprendentemente simile nei mesi estivi, con scarti limitati tra le rispettive curve di produzione. In primavera, a differenza di quanto ci si aspetterebbe, l'impianto al nord del paese produce più di quello a sud. Solo nei mesi autunnali, in particolare da ottobre a dicembre, si osserva una differenza più significativa a favore dell'impianto siciliano, che beneficia di una maggiore radiazione solare disponibile e di giornate più luminose rispetto al Nord Italia.

Questi risultati evidenziano come la localizzazione geografica e l'orientamento dei moduli, sebbene fondamentali, non siano gli unici fattori determinanti della producibilità reale. Parametri climatici locali, temperatura operativa dei moduli, condizioni atmosferiche stagionali, e ombreggiamenti collinari possono compensare i vantaggi attesi dalla posizione geografica più favorevole.

In definitiva, lo studio conferma che la progettazione fotovoltaica ottimale non deve solo considerare i dati teorici di radiazione, ma anche le condizioni microclimatiche, il contesto geografico del luogo, le dinamiche stagionali e l'effettivo comportamento dei sistemi nel contesto reale.



## Capitolo 4

# La valutazione economica dell'impianto

Questa sezione è incentrata sulla disamina in dettaglio degli aspetti economici legati al progetto.

A partire dalle diverse configurazioni esaminate nel capitolo precedente, si procederà con la quantificazione dell'investimento richiesto e con una valutazione dei possibili benefici economici, al fine di determinare la sostenibilità dell'intervento. L'obiettivo è quello di analizzare il rapporto costi/benefici e stimare i potenziali ritorni economici.

Al fine di valutare la convenienza economica dell'impianto fotovoltaico oggetto di studio, si procede con un'analisi basata sul calcolo del Valore Attuale Netto (VAN). Questo indicatore rappresenta uno degli strumenti più utilizzati in ambito finanziario per stimare la redditività di un investimento nel lungo termine.

La formula per calcolarlo è la seguente:

$$VAN = -I_0 + \sum_{j=0}^n \frac{F_j}{(1+i)^j}$$

dove:

- $I_0$  è l'investimento iniziale al tempo zero (preso con segno negativo);
- $F_j$  è il flusso di cassa relativo al j-esimo anno;
- $n$  rappresenta il tempo di vita dell'impianto pari a 25 anni;
- $i$  è il tasso di attualizzazione, che per gli impianti fotovoltaico è equivalente al 3% data la lunga durata e il basso rischio dell'investimento.

Il VAN esprime il valore attuale dei flussi di cassa futuri generati dall'investimento, al netto dei costi iniziali e operativi, attualizzati in funzione di un determinato

tasso di sconto. In altre parole, consente di comprendere se, e in quale misura, l'impianto è in grado di generare valore economico nel tempo.

Se il VAN è positivo, significa che l'investimento è economicamente vantaggioso e produce un ritorno superiore al tasso minimo richiesto. Al contrario, un VAN negativo indica che il progetto non è in grado di coprire i costi iniziali.

In parallelo, viene considerato anche il concetto di ritorno dell'investimento, che indica in quanto tempo l'investimento iniziale verrà recuperato e quale sarà il guadagno percentuale ottenuto rispetto al capitale speso.

L'obiettivo di questa analisi è quindi quello di quantificare con precisione la sostenibilità economica del progetto fotovoltaico, tenendo conto sia dei costi sostenuti, sia dei benefici economici derivanti dall'autoconsumo e da un eventuale scambio sul posto o vendita dell'energia in eccesso.

Il primo passo dell'analisi economica è stata la valutazione dei costi, per poter quantificare l'investimento iniziale  $I_0$ .

Partendo dai moduli fotovoltaici, è stato considerato un costo di circa  $0,2 \text{ €/W}$ . Avendo un costo per ogni modulo di  $94 \text{ €}$ , il totale è di  $16074 \text{ €}$ .

Il costo degli inverter è stato invece ricavato tramite una ricerca dei loro prezzi su internet, da cui si è ottenuto:

- GROWATT 60 KTL3 LV:  $3500 \text{ €}$ ;
- GROWATT MID 25 KTL3 XH:  $2500 \text{ €}$ , per cui avendone due nella configurazione si ha un totale di  $5000 \text{ €}$ ;
- GOODWE GW10KBT (per accumulo lato AC):  $1500 \text{ €}$ .

Considerando i sistemi di accumulo, si è ipotizzato un costo di  $150 \text{ €/kWh}$ , per cui considerando i due casi esposti nel capitolo precedente:

- Per la configurazione con sistema di accumulo sul lato AC, avendo previsto  $131 \text{ kWh}$ , il costo è pari a  $19650 \text{ €}$ ;
- Per la configurazione con sistema di accumulo sul lato DC, avendo  $100 \text{ kWh}$  di accumulo, il costo è pari a  $15000 \text{ €}$ ;

Nel calcolo dell'investimento iniziale vanno inserite anche le strutture di supporto e fissaggio dei moduli, per cui, dai prezzi trovati a seguito di una ricerca su Internet, si ha:

- Per la configurazione sul tetto inclinato prevista a Chieri, il costo è di circa 60 € per singolo modulo, per cui in totale per i 171 moduli del generatore fotovoltaico si ha 10260 €;
- Per la configurazione con tetto pianeggiante prevista invece a Bafia, avendo sistemi più complessi, il costo aumenta a circa 130 € a modulo, per un totale di 22230 €;

I costi legati ai cavi vengono elencati di seguito:

- Cavo solare H1Z2Z2-K con sezione di 6  $mm^2$ : 1,05€/m;
- Cavo solare H1Z2Z2-K con sezione di 10  $mm^2$ : 1,50€/m;
- Cavo solare H1Z2Z2-K con sezione di 16  $mm^2$ : 3,00€/m;
- Cavo bipolare N2XCH con sezione di 1,5  $mm^2$ : 0,90€/m;
- Cavo AC pentapolare FG16M16 con sezione di 6  $mm^2$ : 5€/m;
- Cavo AC pentapolare FG16M16 con sezione di 25  $mm^2$ : 20€/m.

Si hanno poi i costi delle protezioni di interfaccia, pari a circa 400 €.

Ed anche i costi degli interruttori di manovra sezionatori, considerati circa 55 €, a sezionatore, per cui avendo 9 stringhe con un interruttore ciascuna, si ha in totale circa 500 €.

I costi di installazione sono stati stimati pari a 6500 €.

I costi di manutenzione sono stati considerati pari all' 1% del costo totale, mentre quelli di progettazione pari al 2%.

Ed infine sono stati stimati anche i costi legati alle pratiche burocratiche:

- Per l'impianto installato a Chieri, il costo complessivo è stato stimato sulla base di una ricerca effettuata online e consultando il sito ufficiale del Comune, in circa 700 €. Tale valore include anche le spese relative alle pratiche amministrative, come quelle con Terna, GSE e altri enti competenti;
- Per l'impianto installato a Bafia, seguendo la stessa procedura si è stimato un costo superiore ai 1000 €. Questa differenza di prezzo è dovuta al tipo di struttura su cui sono montati i pannelli, e al differente sistema di fissaggio, che richiede maggiori responsabilità progettuali e costi tecnici più alti;

Il secondo parametro ad essere definito, all'interno della formula del VAN, sono stati i flussi di cassa riferiti al j-esimo anno:  $F_j$ .

Il calcolo di tali flussi tiene conto di molteplici variabili economiche e può essere descritto mediante la seguente espressione matematica:

$$F_j = P_n \cdot E_p \cdot [(1 - SC) \cdot t_{\text{injection}} + SC \cdot t_{\text{purchase}}] - OM \cdot I_0$$

dove:

- $P_n$  rappresenta la potenza nominale del generatore fotovoltaico: 80 kW;
- $E_p$  è la produzione specifica, ossia la produzione di energia dell'impianto per kW installato. Questo parametro è stato definito ricavando la produzione annuale dell'impianto da PVGIS, e dividendo poi per la potenza installata.
  - Per l'impianto di Chieri, considerando una produzione annua pari a 101523,3 kWh, si è ottenuto:

$$E_p = \frac{101523,3}{80} = 1269,04 \frac{\text{kWh}}{\text{kW}_p/\text{anno}}$$

- Per l'impianto a Bafia, a fronte di una produzione annua di 103223,71 kWh, si è ottenuto:

$$E_p = \frac{103223,71}{80} = 1290,29 \frac{\text{kWh}}{\text{kW}_p/\text{anno}}$$

- $SC$  rappresenta il Self-Consumption, ovvero la percentuale di energia auto consumata. Questo valore è stato stimato pari a:
  - 35% per impianti senza accumulo
  - 55% per impianti con accumulo
- $t_{\text{injection}}$  è la tariffa di vendita dell'energia immessa in rete. Questa è stata stimata sulla base dei valori del PUN zonale, ricavati dal sito di GME. Secondo i dati aggiornati al 31 maggio 2025, i prezzi zonali sono:
  - 0,094 €/kWh per il Nord
  - 0,093 €/kWh per il Sud
- $t_{\text{purchase}}$  è la tariffa di acquisto dell'energia, stimata pari a 0,22 €/kWh;
- $OM$  è un valore percentuale che esprime i costi di esercizio e di manutenzione, considerato pari all' 1%;
- $I_0$  è l'investimento iniziale.

In virtù dei dati economici appena elencati, si è poi proceduto al calcolo tramite Excel.

Dati e risultati, relativi ai vari casi esaminati, vengono riportati nei paragrafi seguenti.

## 4.1 Analisi economica dell'impianto in configurazione base

Considerando i costi della configurazione base dell'impianto riportati in figura 4.1:

COSTI CONFIGURAZIONE BASE DELL'IMPIANTO	
Prezzo totale dei moduli (€)	16074
Prezzo GROWATT 60 kTL3 LV (€)	3500
Costo totale cavo solare	2010
Costo totale cavo DC (€)	225
Costo totale cavo AC (€)	60
Costo sistemi di supporto e fissaggio (€)	10260
Costi di manutenzione (pari all' 1% del costo totale) (€)	420
Costi di installazione (€)	6500
Costi di progettazione (circa il 2% del costo totale) (€)	850
Pratiche burocratiche (€)	700
Protezione di interfaccia (€)	400
Interruttore di manovra sezionatore IMS lato DC (€)	500
<b>Costo totale dell'impianto (€)</b>	<b>41499</b>

Figura 4.1: Costi dell'impianto in configurazione base

Tramite Excel sono stati calcolati i flussi di cassa applicando la formula sopra riportata, e il VAN grazie alla funzione già presente sul software.

I risultati sono rappresentati in figura 4.2.

Anni	Flussi di cassa	VAN
0	-€ 41.499,00	-€ 41.499,00
1	€ 13.605,36	-€ 28.289,91
2	€ 13.605,36	-€ 15.465,55
3	€ 13.605,36	-€ 3.014,71
4	€ 13.605,36	€ 9.073,48
5	€ 13.605,36	€ 20.809,58
6	€ 13.605,36	€ 32.203,86
7	€ 13.605,36	€ 43.266,27
8	€ 13.605,36	€ 54.006,47
9	€ 13.605,36	€ 64.433,85
10	€ 13.605,36	€ 74.557,51
11	€ 13.605,36	€ 84.386,32
12	€ 13.605,36	€ 93.928,85
13	€ 13.605,36	€ 103.193,44
14	€ 13.605,36	€ 112.188,19
15	€ 13.605,36	€ 120.920,95
16	€ 13.605,36	€ 129.399,36
17	€ 13.605,36	€ 137.630,83
18	€ 13.605,36	€ 145.622,55
19	€ 13.605,36	€ 153.381,50
20	€ 13.605,36	€ 160.914,46
21	€ 13.605,36	€ 168.228,01
22	€ 13.605,36	€ 175.328,55
23	€ 13.605,36	€ 182.222,28
24	€ 13.605,36	€ 188.915,21
25	€ 13.605,36	€ 195.413,21
26	€ 13.605,36	€ 201.721,95
27	€ 13.605,36	€ 207.846,93
28	€ 13.605,36	€ 213.793,52
29	€ 13.605,36	€ 219.566,91
30	€ 13.605,36	€ 225.172,14

Figura 4.2: Calcolo del VAN per l'impianto in configurazione base

Dai dati riportati si osserva che il VAN diventa positivo al quarto anno. Dopo i 25 anni il VAN raggiunge un valore pari a 195413,21 €.

Rapportando questo valore con l'investimento iniziale  $I_0$  è possibile valutare il grado di convenienza dell'investimento  $\sigma$ :

$$\sigma = \frac{195413,21}{41499} = 4,7$$

Ciò significa che il VAN dopo 25 anni è 4,7 volte l'investimento iniziale, evidenziando un'elevata redditività economica del progetto.

Si riporta inoltre il grafico che mostra l'andamento del VAN e dei flussi di cassa negli anni, figura 4.3.

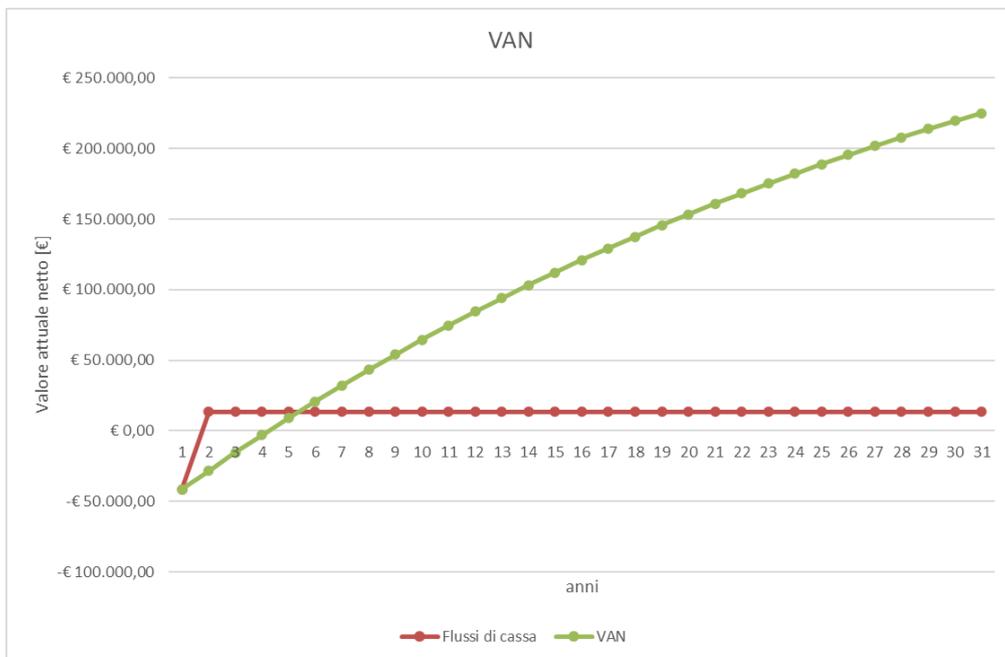


Figura 4.3: Grafico del VAN dell'impianto in configurazione base

## 4.2 Analisi economica dell'impianto con accumulo sul lato AC

I costi dell'impianto stavolta, tenendo conto anche delle spese necessarie per l'intero sistema di accumulo collegato sul lato in corrente alternata (inverter e batterie), saranno più alti (figura 4.4):

<b>COSTI CONFIGURAZIONE CON ACCUMULO LATO AC</b>	
Prezzo totale dei moduli (€)	16074
Prezzo GROWATT 60 kTL3 LV (€)	3500
Prezzo GOODWE GW10KBT (€)	1500
Costo batterie per AC-coupled: Goodwe LX F16.4-H	19650
Costo totale cavo solare	2010
Costo totale cavo DC (€)	225
Costo totale cavo AC (€)	60
Costo sistemi di supporto e fissaggio (€)	10260
Costi di manutenzione (pari all' 1% del costo totale) (€)	420
Costi di installazione (€)	6500
Costi di progettazione (circa il 2% del costo totale) (€)	850
Pratiche burocratiche (€)	700
Protezione di interfaccia (€)	400
Interruttore di manovra sezionatore IMS lato DC (€)	500
<b>Costo totale dell'impianto con AC-coupled (€)</b>	<b>62649</b>

Figura 4.4: Costi dell'impianto con sistema di accumulo sul lato AC

Tramite Excel sono stati calcolati i flussi di cassa ed il VAN grazie alla sua funzione.

I risultati sono rappresentati in figura 4.5.

Anni	Flusso di cassa	VAN
0	-€ 62.649,00	-€ 62.649,00
1	€ 15.952,25	-€ 47.161,38
2	€ 15.952,25	-€ 32.124,86
3	€ 15.952,25	-€ 17.526,29
4	€ 15.952,25	-€ 3.352,92
5	€ 15.952,25	€ 10.407,63
6	€ 15.952,25	€ 23.767,38
7	€ 15.952,25	€ 36.738,02
8	€ 15.952,25	€ 49.330,87
9	€ 15.952,25	€ 61.556,94
10	€ 15.952,25	€ 73.426,92
11	€ 15.952,25	€ 84.951,16
12	€ 15.952,25	€ 96.139,75
13	€ 15.952,25	€ 107.002,45
14	€ 15.952,25	€ 117.548,77
15	€ 15.952,25	€ 127.787,91
16	€ 15.952,25	€ 137.728,82
17	€ 15.952,25	€ 147.380,19
18	€ 15.952,25	€ 156.750,46
19	€ 15.952,25	€ 165.847,80
20	€ 15.952,25	€ 174.680,18
21	€ 15.952,25	€ 183.255,30
22	€ 15.952,25	€ 191.580,66
23	€ 15.952,25	€ 199.663,53
24	€ 15.952,25	€ 207.510,98
25	€ 15.952,25	€ 215.129,86
26	€ 15.952,25	€ 222.526,83
27	€ 15.952,25	€ 229.708,36
28	€ 15.952,25	€ 236.680,72
29	€ 15.952,25	€ 243.450,00
30	€ 15.952,25	€ 250.022,11

Figura 4.5: Calcolo del VAN per l'impianto con sistema di accumulo sul lato AC

In questo caso, dai risultati dell'analisi economica si osserva che il VAN diventa positivo al quinto anno, indicando anche stavolta un rapido recupero dell'investimento iniziale. L'aggiunta del sistema di accumulo sul lato AC ha comportato un aumento dell'investimento iniziale e, di conseguenza, un leggero allungamento del tempo di ritorno dell'investimento. Dopo 25 anni il suo valore è pari a 215129,86 €. Rapportando questo valore con l'investimento iniziale  $I_0$ , si ha:

$$\sigma = \frac{215129,86}{62649} = 3,4$$

Ciò significa che l'investimento dopo 25 anni ha generato, in termini attualizzati, un ritorno pari a 3,4 volte l'investimento iniziale.

Di seguito il grafico con l'andamento del VAN e dei flussi di cassa, figura 4.6.

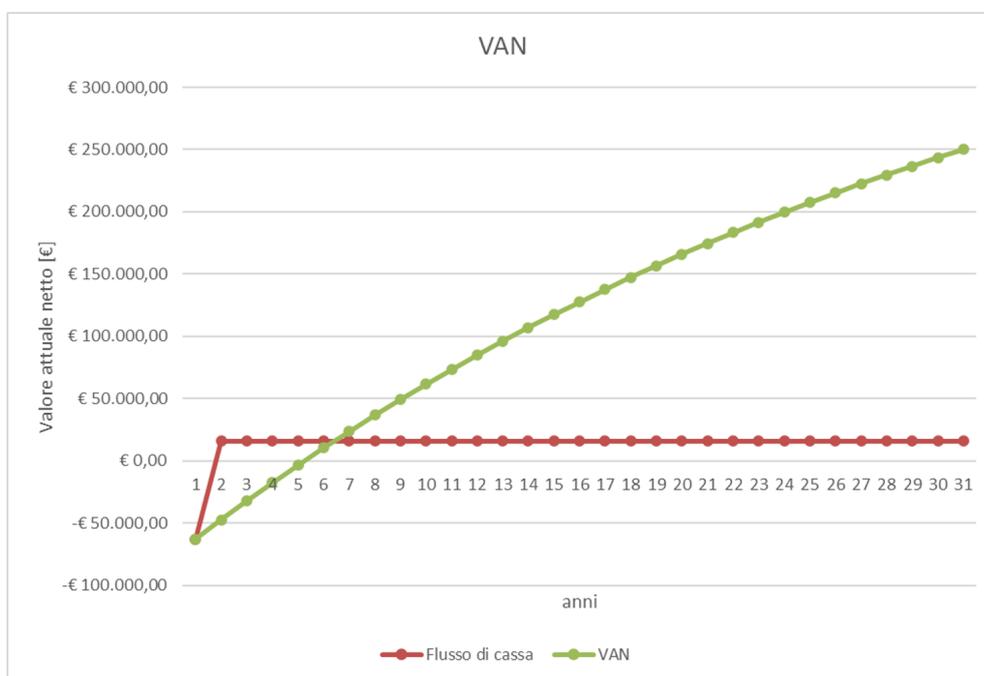


Figura 4.6: Grafico del VAN dell'impianto con accumulo sul lato AC

Confrontando i dati appena ottenuti con quelli precedenti, è possibile notare che sebbene l'installazione di un sistema di accumulo comporti un costo iniziale più elevato, l'analisi condotta su un orizzonte di 25 anni ha mostrato come i risparmi generati nel tempo siano superiori rispetto a quelli di un impianto senza accumulo. Infatti, il VAN dell'investimento risulta maggiore, a testimonianza del fatto che nel lungo periodo è più conveniente. Questo risultato è attribuibile principalmente alla capacità del sistema di accumulo di massimizzare l'utilizzo diretto dell'energia prodotta, evitando la vendita a basso prezzo dell'energia in eccesso e limitando l'acquisto a prezzo pieno di energia dalla rete.

### 4.3 Analisi economica della configurazione con due inverter e sistema di accumulo sul lato DC

In questa configurazione, i costi complessivi comprendono quelli associati ai due inverter ibridi e al sistema di accumulo installato sul lato in corrente continua, figura 4.7:

<b>CONFIGURAZIONE CON DUE INVERTER E SISTEMA DI RICARICA LATO DC</b>	
Prezzo totale dei moduli (€)	16074
GROWATT MID25 kTL3 XH (€) (nr. 2 inverter)	5000
Costo batterie per DC-coupled: APX HV	15000
Costo totale cavo solare	2010
Costo totale cavo DC (€)	225
Costo totale cavo AC (€)	25
Costo sistemi di supporto e fissaggio (€)	10260
Costi di manutenzione (pari all' 1% del costo totale) (€)	380
Costi di installazione (€)	6500
Costi di progettazione (circa il 2% del costo totale) (€)	770
Pratiche burocratiche (€)	700
Protezione di interfaccia (€)	400
Interruttore di manovra sezionatore IMS lato DC (€)	500
<b>Costo totale dell'impianto con DC-coupled (€)</b>	<b>57844</b>

Figura 4.7: Costi dell'impianto con due inverter e accumulo sul lato DC

Sempre tramite Excel sono stati calcolati i flussi di cassa e il VAN.

I risultati sono rappresentati in figura 4.8.

Anni	Flussi di cassa	VAN
0	-€ 57.844,00	-€ 57.844,00
1	€ 16.000,30	-€ 42.309,73
2	€ 16.000,30	-€ 27.227,91
3	€ 16.000,30	-€ 12.585,37
4	€ 16.000,30	€ 1.630,68
5	€ 16.000,30	€ 15.432,68
6	€ 16.000,30	€ 28.832,68
7	€ 16.000,30	€ 41.842,39
8	€ 16.000,30	€ 54.473,17
9	€ 16.000,30	€ 66.736,07
10	€ 16.000,30	€ 78.641,79
11	€ 16.000,30	€ 90.200,75
12	€ 16.000,30	€ 101.423,04
13	€ 16.000,30	€ 112.318,46
14	€ 16.000,30	€ 122.896,54
15	€ 16.000,30	€ 133.166,53
16	€ 16.000,30	€ 143.137,38
17	€ 16.000,30	€ 152.817,83
18	€ 16.000,30	€ 162.216,32
19	€ 16.000,30	€ 171.341,06
20	€ 16.000,30	€ 180.200,04
21	€ 16.000,30	€ 188.800,99
22	€ 16.000,30	€ 197.151,42
23	€ 16.000,30	€ 205.258,64
24	€ 16.000,30	€ 213.129,73
25	€ 16.000,30	€ 220.771,56
26	€ 16.000,30	€ 228.190,82
27	€ 16.000,30	€ 235.393,98
28	€ 16.000,30	€ 242.387,33
29	€ 16.000,30	€ 249.177,00
30	€ 16.000,30	€ 255.768,91

Figura 4.8: Calcolo del VAN per l'impianto con due inverter ed accumulo lato DC

Con questa configurazione, il valore del VAN diventa positivo al quarto anno. Dopo 25 anni invece, l'investimento ha prodotto un ritorno economico attualizzato di 220771,56 €.

L'incremento del VAN dopo 25 anni è giustificabile dal fatto che l'introduzione di due inverter ibridi e di un sistema di accumulo sul lato DC permette un uso più efficiente dell'energia prodotta, ridurre le perdite energetiche legate alle conversioni multiple (DC-AC-DC) come nel caso del sistema con ricarica lato AC.

Rapportando questo valore con l'investimento iniziale  $I_0$ , si ha:

$$\sigma = \frac{220771,56}{57844} = 3,8$$

Il VAN dopo 25 anni è 3,8 volte l'investimento di partenza, evidenziando anche stavolta una forte convenienza economica.

La configurazione con doppio inverter ibrido e accumulo lato DC rappresenta, come si intuisce dai dati, la soluzione più efficiente e redditizia nel lungo periodo.

Di seguito si riporta il grafico che mostra l'andamento del VAN e dei flussi di cassa negli anni, figura 4.9.

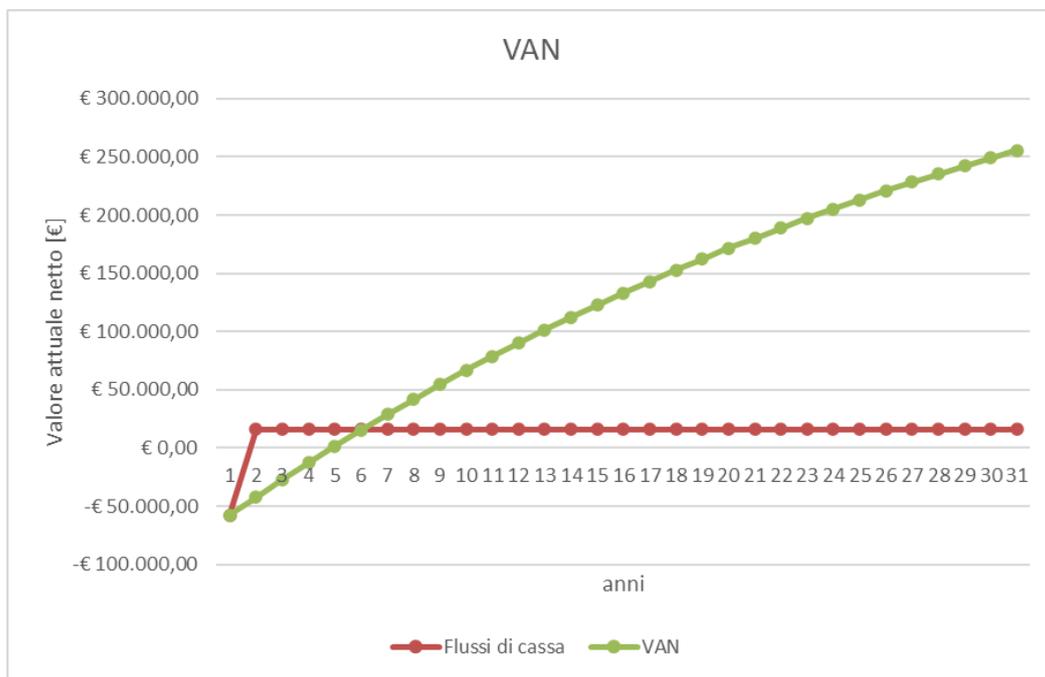


Figura 4.9: Grafico del VAN dell'impianto con due inverter ed accumulo lato DC

## 4.4 Analisi economica dell'impianto a Bafia

Per completezza, è stata valutata anche la convenienza economica dell'impianto installato a Bafia.

I costi complessivi sono riportati in figura 4.10:

<b>IMPIANTO A BAFIA</b>	
Prezzo totale dei moduli (€)	16074
Prezzo GROWATT 60 kTL3 LV (€)	3500
Costo totale cavo solare	915
Costo totale cavo DC (€)	45
Costo totale cavo AC (€)	60
Costo sistemi di supporto e fissaggio (€)	22230
Costi di manutenzione (pari all' 1% del costo totale) (€)	500
Costi di installazione (€)	6500
Costi di progettazione (circa il 2% del costo totale) (€)	1000
Pratiche burocratiche (€)	1150
Protezione di interfaccia (€)	400
Interuttore di manovra sezionatore IMS lato DC (€)	500
<b>Costo totale dell'impianto (€)</b>	<b>52874</b>

Figura 4.10: Costi dell'impianto fotovoltaico a Bafia

Ancora una volta, utilizzando Excel, sono stati calcolati i flussi di cassa, ed il VAN.

I risultati sono rappresentati nella figura 4.11.

Anni	Flussi di cassa	VAN
0	-€ 52.874,00	-€ 52.874,00
1	€ 13.659,29	-€ 39.612,55
2	€ 13.659,29	-€ 26.737,36
3	€ 13.659,29	-€ 14.237,18
4	€ 13.659,29	-€ 2.101,08
5	€ 13.659,29	€ 9.681,54
6	€ 13.659,29	€ 21.120,98
7	€ 13.659,29	€ 32.227,23
8	€ 13.659,29	€ 43.010,00
9	€ 13.659,29	€ 53.478,71
10	€ 13.659,29	€ 63.642,50
11	€ 13.659,29	€ 73.510,27
12	€ 13.659,29	€ 83.090,62
13	€ 13.659,29	€ 92.391,93
14	€ 13.659,29	€ 101.422,33
15	€ 13.659,29	€ 110.189,70
16	€ 13.659,29	€ 118.701,72
17	€ 13.659,29	€ 126.965,82
18	€ 13.659,29	€ 134.989,21
19	€ 13.659,29	€ 142.778,91
20	€ 13.659,29	€ 150.341,73
21	€ 13.659,29	€ 157.684,27
22	€ 13.659,29	€ 164.812,95
23	€ 13.659,29	€ 171.734,00
24	€ 13.659,29	€ 178.453,46
25	€ 13.659,29	€ 184.977,21
26	€ 13.659,29	€ 191.310,95
27	€ 13.659,29	€ 197.460,22
28	€ 13.659,29	€ 203.430,37
29	€ 13.659,29	€ 209.226,64
30	€ 13.659,29	€ 214.854,09

Figura 4.11: Calcolo del VAN per l'impianto a Bafia

Dalla valutazione economica dell'impianto a Bafia, emerge che il recupero dell'investimento avviene entro il quinto anno. Questo leggero prolungamento del tempo di ritorno dell'investimento potrebbe essere attribuito ai maggiori esborsi dovuti ai sistemi di supporto e fissaggio.

Il guadagno netto attualizzato dopo 25 anni risulta pari a 184977,21 €, il valore più basso tra i casi esaminati.

Questa riduzione del VAN può essere giustificata considerando il minor valore economico riconosciuto all'energia immessa in rete al Sud Italia. Infatti, i prezzi zionali dell'energia elettrica nel Sud Italia risultano mediamente inferiori rispetto a quelli del Nord, riducendo i ricavi derivanti dalla vendita dell'energia in eccesso. Di conseguenza, l'impianto genera introiti inferiori, incidendo negativamente sulla redditività complessiva dell'investimento nel lungo periodo.

Un'altra causa potrebbe essere il minore autoconsumo diretto dell'edificio di Bafia, che sappiamo essere anche più modesto in termini di grandezza e consumi. Il maggior autoconsumo potrebbe portare a risparmi maggiori in bolletta rispetto alla vendita dell'energia in rete. Rapportando questo valore con l'investimento iniziale  $I_0$ , si ha:

$$\sigma = \frac{184977,21}{52874} = 3,4$$

Il guadagno netto attualizzato dopo 25 anni è pari a 3,4 volte il capitale inizialmente investito.

Di seguito si riporta il grafico che mostra l'andamento del VAN e dei flussi di cassa negli anni, figura 4.12.

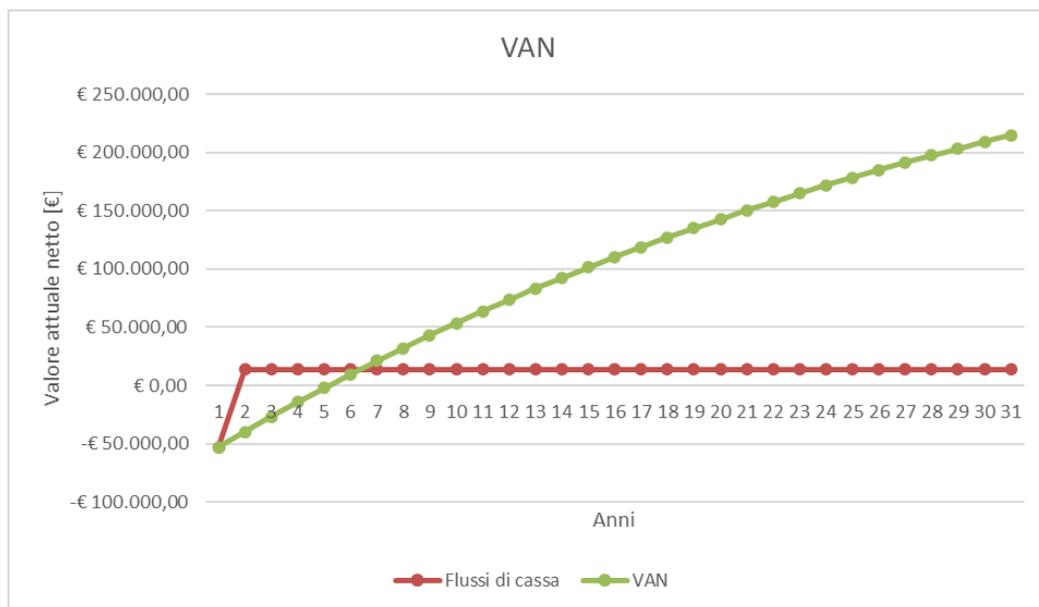


Figura 4.12: Grafico del VAN dell'impianto a Bafia

In conclusione, l'analisi economica svolta ha evidenziato come il coefficiente di ritorno dell'investimento risulti elevato in tutte le configurazioni considerate. Le soluzioni progettuali analizzate si dimostrano quindi tutte economicamente sostenibili e in grado di garantire un significativo ritorno economico nel lungo periodo.



# Capitolo 5

## Conclusioni

Il presente lavoro di tesi ha avuto come obiettivo principale lo studio di fattibilità tecnico-economica di un impianto fotovoltaico connesso a rete per un edificio scolastico situato a Chieri.

Nella parte introduttiva del lavoro è stata presentata una panoramica generale sulle fonti rinnovabili in Italia, con particolare attenzione sull'energia fotovoltaica e sul suo impiego a livello nazionale. Successivamente, ci si è concentrati sull'analisi delle principali tecnologie fotovoltaiche e dei componenti fondamentali necessari alla realizzazione di un impianto, approfondendo anche i principi fisici che ne regolano il funzionamento.

Per quanto riguarda la fase progettuale, è stato sviluppato un quadro completo e approfondito dell'impianto, attraverso l'analisi delle caratteristiche del sito di installazione e individuando la configurazione impiantistica più efficiente, insieme alla selezione dei componenti più idonei per garantirne le migliori prestazioni. L'analisi non si è limitata alla configurazione base dell'impianto, ma ha incluso la valutazione di diverse soluzioni alternative, sia con sistemi di accumulo che senza, risultando tutte valide e potenzialmente realizzabili. A queste si è aggiunta la simulazione dell'installazione in una località del Sud Italia, ipotizzata come scenario particolarmente favorevole in termini di resa energetica. Tuttavia, il confronto con l'impianto realizzato a Chieri ha evidenziato differenze meno marcate del previsto in termini di producibilità complessiva.

A completamento dell'analisi tecnica, è stata condotta una valutazione economica dell'intervento, al fine di verificarne la sostenibilità e la convenienza complessiva. Dopo una stima dei possibili investimenti, l'analisi dei flussi di cassa e del VAN, è stata confermata la fattibilità economica dell'impianto e delle varie configurazioni esaminate. Tutte hanno presentato, a fronte di investimenti iniziali che oscillano tra

i 40000 € e i 60000 €, ritorni dell'investimento intorno ai 4 o 5 anni, con guadagni attualizzati dopo i 25 anni che arrivano ad aggirarsi tra più di 180000 € e più di 220000 €, a seconda della soluzione considerata.

I risultati ottenuti evidenziano come l'installazione di un impianto fotovoltaico rappresenti non solo una scelta vantaggiosa dal punto di vista ambientale, ma anche un'opportunità economicamente redditizia nel medio-lungo periodo. Ciò è reso possibile grazie al risparmio sui consumi energetici, all'incremento dell'autoconsumo, alla possibilità di scambio con la rete elettrica e al supporto degli incentivi previsti dalla normativa vigente.

Lo studio condotto dimostra inoltre che la realizzazione dell'impianto fotovoltaico proposto costituisce una scelta vantaggiosa e pienamente giustificata sotto ogni aspetto analizzato, offrendo quindi un contributo concreto alla promozione della transizione energetica, in linea con gli obiettivi di sostenibilità ambientale sia a livello nazionale che internazionale.

# Bibliografia

Eurostat. *Dati sull'uso delle risorse rinnovabili per l'elettricità*. 2023.

Disponibile su: <https://ec.europa.eu/eurostat/>

Gestore Servizi Energetici (GSE). *Rapporto statistico 2023, solare e fotovoltaico*. 2024.

Gestore Servizi Energetici (GSE). *Rapporto statistico: Energia da fonti rinnovabili in Italia nel 2023*. 2025.

Terna. *Dati sulla generazione da fonti rinnovabili*. 2025.

Disponibile su: <https://dati.terna.it/>

Terna. *Comunicato stampa: Nei primi sei mesi del 2024 le rinnovabili superano per la prima volta la produzione da fonti fossili*. 18 luglio 2024.

Otovo. *Energie rinnovabili in italia: una panoramica*. 2025.

Disponibile su: <https://www.otovo.it/>

Terna. *Comunicato stampa: Record delle rinnovabili in Italia: coprono il 41,2% della domanda..* 22 gennaio 2025.

Terna. *Comunicato stampa: A gennaio consumi elettrici +1%..* 17 febbraio 2025.

Rinnovabili. *Il sistema elettrico italiano in cifre*. 16 gennaio 2025.

Disponibile su: <https://www.rinnovabili.it/>

Italia Solare. *Report fotovoltaico 2024*. 2025.

International Energy Agency. *National Survey Report of PV Power Applications in Italy 2023*.

Filippo Spertino. *Conversione fotovoltaica dell'energia, dispense*.

Filippo Spertino, Giulio Cerino, Luca Degiorgis, Marco Simonetti. *Guida all'integrazione architettonica delle installazioni solari negli edifici (solare termico e fotovoltaico)*.

Filippo Spertino. *Conversione fotovoltaica ed eolica di energia elettrica, slide del corso.*

Federico Piglione, Gianfranco Chicco. *Sistemi elettrici industriali parte 2, macchine e impianti elettrici (teoria ed esercizi).* 2022/2023.

Innova. *Quali sono i migliori moduli fotovoltaici.*

Disponibile su: <https://www.innovaprogetti.it/>

Bblogblumatica. *Moduli fotovoltaici: guida alla progettazione di un impianto fotovoltaico.*

Disponibile su: <https://blog.blumatica.it/>

Wikipedia. *Giunzione p-n.*

Disponibile su: <https://it.wikipedia.org/>

Solargis. *La radiazione solare globale sul piano orizzontale in italia.*

Disponibile su: <https://solargis.com/>

Servizio Elettrico Nazionale. *Glossario della bolletta per la fornitura di energia elettrica.*

Disponibile su: <https://www.servizioelettriconazionale.it/>

Comune di Chieri. *Progetto di prevenzione incendi: adeguamento di edificio scolastico.*

Contact Italia, solar division. *Soluzioni di montaggio per impianti fotovoltaici.* 2022.

Recom Technologies. *Modulo fotovoltaico Recom Black Tiger RCM-470-7DBRCG, datasheet .*

Growatt. *Inverter Growatt Max 60 KTL3 LV, datasheet.*

Growatt. *Inverter Growatt Mid 25 KTL3 XH, datasheet.*

Goodwe. *Inverter Goodwe GW10K BT, datasheet.*

Cable equipments. *Cavo solare H1Z2Z2-K, datasheet.*

General cavi. *Cavo N2XCH 0,6/1kV, datasheet.*

Cable equipments. *Cavo FG16OM16 0,6/1kV, datasheet.*

Goodwe. *Goodwe Lynx Home F PLUS+, LX F16.4 H, datasheet.*

Growatt. *Growatt APX 5.0 P, datasheet.*

Amensolar. *Accoppiamento DC e accoppiamento CA, differenze tra le due tecniche del sistema di accumulo di energia*. 2023.

Disponibile su: <https://www.amensolar.com/>

DS New Energy. *Tipi di sistema di batterie - AC Vs DC*. 10 maggio 2020.

Disponibile su: <https://it.dsnsolar.com/>

Voltimum, Gianluca Saveri. *Scelta dei cavi per il fotovoltaico*.

Comitato Elettrotecnico Italiano. *Guida per il corretto uso dei cavi negli impianti elettrici utilizzatori (cavi per energia di bassa tensione)*. 2023.

Prysmian. *Scelta e dimensionamento dei cavi CC negli impianti fotovoltaici, efficienza e affidabilità*. 2020.

Canadian Solar. *Progetto definitivo per la realizzazione di un impianto fotovoltaico a terra collegato alla rete, tabelle di dimensionamento linee*.

PVGIS.

<https://re.jrc.ec.europa.eu/>

<https://earth.google.com/>

<https://www.enelgreenpower.com/it>

<https://www.gse.it/>

Gestore Mercati Energetici.

<https://www.mercatoelettrico.org/>