



**Politecnico
di Torino**

Politecnico di Torino

Corso di Laurea Magistrale in Ingegneria Energetica e Nucleare
Renewable Energy Systems
A.A. 2024/2025
Sessione di Laurea di Marzo 2025

Tesi di Laurea Magistrale

Analisi della producibilità e confronto prestazionale fra sistemi fotovoltaici fissi e ad inseguimento solare installati nel Nord e nel Sud Italia

Relatore:

Prof. Filippo Spertino

Candidato:

Loris Giolitti
Matr. s303156

Ringrazio il prof. Filippo Spertino per la disponibilità e la correttezza dimostrate durante tutto il periodo di stesura dell'elaborato.

Ringrazio tutte le persone conosciute o solo incrociate durante questo percorso, che hanno contribuito ad arricchirlo ulteriormente.

Infine, il ringraziamento più grande va alla mia famiglia, grazie per essere stati la colonna portante che mi ha sempre sostenuto e per aver contribuito al raggiungimento dei miei obbiettivi.

Indice dei contenuti

Indice delle figure	7
Indice delle tabelle	9
Abstract	10
1 Introduzione	12
2 La risorsa solare e i generatori fotovoltaici	14
2.1 La radiazione solare.....	14
2.1.1 Radiazione extra-atmosferica.....	14
2.1.2 La radiazione attraverso l'atmosfera terrestre.....	15
2.1.3 Strumenti per la misura dell'irradianza solare	18
2.1.4 La distribuzione della radiazione solare in Italia	20
2.2 La cella fotovoltaica	21
2.2.1 I semiconduttori	21
2.2.2 Struttura e principio di funzionamento	23
2.2.3 Il silicio e le tipologie di celle solari	25
2.2.4 Il circuito equivalente.....	27
2.2.5 L'influenza di irradianza e temperatura	30
2.2.6 Le connessioni in serie e parallelo	31
2.3 Il modulo fotovoltaico	34
2.3.1 Struttura e assemblaggio	34
2.3.2 Principali test prestazionali e vantaggi/svantaggi del PV	36
2.3.3 Ombreggiamento e disposizione dei moduli.....	39
2.3.4 Moduli fotovoltaici bifacciali.....	40
2.4 La classificazione degli impianti fotovoltaici	41
2.4.1 La distinzione per taglia.....	41
2.4.2 La distinzione per destinazione d'uso	41
2.4.3 La distinzione per tipologia di struttura portante	45
3 L'inverter	50
3.1 Struttura e componenti	50
3.2 Le tipologie di inverter	51
3.3 Il Maximum Power Point Tracking (MPPT).....	53

3.4	Le modalità di connessione	55
4	Rendimento ed energia prodotta da fotovoltaico.....	60
5	Il fotovoltaico in Italia e nel mondo.....	62
5.1	La situazione nel mondo.....	62
5.2	La situazione in Italia	63
6	Costi e sistemi di incentivazione	68
6.1	I costi del fotovoltaico	68
6.2	Possibilità di incentivazione	69
6.2.1	Il Ritiro Dedicato (RID).....	70
6.2.2	Lo Scambio Sul Posto (SSP).....	71
6.2.3	Le Configurazioni di Autoconsumo per la Condivisione di Energia Rinnovabile (CACER).....	73
6.2.4	Le altre forme di incentivazione	76
7	Valutazione dell'energia prodotta e confronto prestazionale	78
7.1	Collocazione degli impianti fotovoltaici	78
7.2	Analisi preliminare degli impianti fotovoltaici	84
7.2.1	Impianto di Lagnasco in configurazione fissa	84
7.2.2	Impianto di Lagnasco in configurazione a tracking.....	86
7.2.3	Impianto di Raddusa in configurazione fissa.....	88
7.2.4	Impianto di Raddusa in configurazione tracking	90
7.2.5	Confronto fra gli output delle configurazioni per 1 kWp	92
7.3	Layout degli impianti e analisi delle configurazioni	94
7.3.1	Moduli e inverter.....	94
7.3.2	Layout e producibilità dell'impianto di Lagnasco in configurazione fissa con PVsyst.....	95
7.3.3	Layout e producibilità dell'impianto di Lagnasco in configurazione tracking con PVsyst.....	102
7.3.4	Layout e producibilità dell'impianto di Raddusa in configurazione fissa con PVsyst.....	105
7.3.5	Layout e producibilità dell'impianto di Raddusa in configurazione tracking con PVsyst.....	108
7.4	Calcolo della producibilità degli impianti	111
7.4.1	L'energia prodotta dall'impianto di Lagnasco fisso.....	113
7.4.2	L'energia prodotta dall'impianto tracking di Lagnasco	114

7.4.3	L'energia prodotta dall'impianto fisso di Raddusa	115
7.4.4	L'energia prodotta dall'impianto tracking di Raddusa.....	116
7.5	Confronto prestazionale fra le configurazioni impiantistiche	117
8	Conclusioni	118
9	Bibliografia e sitografia	120

Indice delle figure

[Figura 1] I componenti della radiazione solare	16
[Figura 2] Air Mass (AM)	17
[Figura 3] Pireliometro	18
[Figura 4] Solarimetro	18
[Figura 5] Solarimetro fotovoltaico.....	19
[Figura 6] Strumenti per la misura della radiazione diffusa	19
[Figura 7] Distribuzione della radiazione solare in Italia	20
[Figura 8] Energy gap.....	21
[Figura 9] Schema di una cella solare.....	24
[Figura 10] Risposta spettrale delle celle fotovoltaiche	25
[Figura 11] L'efficienza delle celle fotovoltaiche.....	26
[Figura 12] Circuito equivalente della cella solare.....	27
[Figura 13] Curva corrente-tensione e curva di potenza	28
[Figura 14] Caratteristica I-U completa per la cella solare	29
[Figura 15] Curva I-U al variare dell'irradianza	30
[Figura 16] Curva I-U al variare della temperatura	31
[Figura 17] Connessione di celle in serie e parallelo	33
[Figura 18] Struttura di un pannello fotovoltaico.....	34
[Figura 19] Componenti di un generatore fotovoltaico	35
[Figura 20] Test con radiazione infrarossa.....	37
[Figura 21] Distanza minima per evitare l'ombreggiamento	39
[Figura 22] Schema semplificato di impianto grid connected	42
[Figura 23] Schema semplificato di impianto stand-alone.....	43
[Figura 24] Schema semplificato di impianto storage PV	44
[Figura 25] Impianto PV a struttura fissa	45
[Figura 26] Schema tipologie di inseguimento solare in relazione ai gradi di libertà	47
[Figura 27] Sistema fotovoltaico ad inseguimento passivo.....	48
[Figura 28] Sistema fotovoltaico ad inseguimento attivo	49
[Figura 29] Pulse Width Modulation-PWM.....	51
[Figura 30] Schema inverter con trasformatore a bassa frequenza.....	52
[Figura 31] Schema inverter con trasformatore ad alta frequenza.....	52
[Figura 32] Curve di efficienza per MPPT e DC-AC	55
[Figura 33] Schema struttura ad inverter centrale	56
[Figura 34] Schema struttura ad inverter di stringa	57
[Figura 35] Configurazione Master-Slave	58
[Figura 36] Capacità elettrica da PV	62
[Figura 37] Capacità produttiva globale da PV al 2030	63
[Figura 38] Numero impianti e potenza nominale	64
[Figura 39] Distribuzione della potenza di esercizio in Italia.....	65

[Figura 40] Voci di costo in impianti di taglia medio-piccola	68
[Figura 41] Voci di costo in impianti di taglia grande.....	69
[Figura 42] Modalità di utilizzo e vendita dell'elettricità da PV	73
[Figura 43] Contributi economici per le configurazioni di autoconsumo diffuso	75
[Figura 44] Irradiazione solare annuale in Piemonte	78
[Figura 45] Percentuale di aree agricole idonee a nuove installazioni PV in Piemonte	79
[Figura 46] Percentuale di aree agricole idonee al PV nel Comune di Lagnasco.....	80
[Figura 47] Ubicazione dell'impianto in Piemonte.....	80
[Figura 48] Irradiazione solare annuale in Sicilia	81
[Figura 49] Percentuale di aree agricole idonee a nuove installazioni PV in Piemonte	82
[Figura 50] Percentuale di aree agricole idonee al PV nel Comune di Raddusa	82
[Figura 51] Ubicazione dell'impianto in Sicilia.....	83
[Figura 52] Irraggiamento mensile da 1 kWp dell'impianto fisso di Lagnasco	85
[Figura 53] Energia generata mensilmente da 1 kWp dell'impianto fisso di Lagnasco	85
[Figura 54] Irraggiamento mensile da 1 kWp dell'impianto ad inseguimento di Lagnasco	87
[Figura 55] Energia generata mensilmente da 1 kWp dell'impianto ad inseguimento di Lagnasco.	87
[Figura 56] Irraggiamento mensile da 1 kWp dell'impianto fisso di Raddusa	89
[Figura 57] Energia generata mensilmente da 1 kWp dell'impianto fisso di Raddusa	89
[Figura 58] Irraggiamento mensile da 1 kWp dell'impianto ad inseguimento di Raddusa	91
[Figura 59] Energia generata mensilmente da 1 kWp dell'impianto ad inseguimento di Raddusa..	91
[Figura 60] Rappresentazione di una stringa in configurazione Landscape con PVsyst	98
[Figura 61] Layout di una porzione dell'impianto fisso di Lagnasco con PVsyst	99
[Figura 62] Diagramma delle perdite per l'impianto di Lagnasco fisso da PVsyst	100
[Figura 63] Risultati producibilità Lagnasco fisso con PVsyst.....	101
[Figura 64] Layout di una porzione dell'impianto tracking di Lagnasco con PVsyst.....	102
[Figura 65] Diagramma delle perdite per l'impianto di Lagnasco tracking da PVsyst	103
[Figura 66] Risultati producibilità Lagnasco tracking con PVsyst.....	104
[Figura 67] Layout di una porzione dell'impianto fisso di Raddusa con PVsyst.....	105
[Figura 68] Diagramma delle perdite per l'impianto di Raddusa fisso da PVsyst.....	106
[Figura 69] Risultati producibilità Raddusa fisso con PVsyst	107
[Figura 70] Layout di una porzione dell'impianto tracking di Raddusa con PVsyst.....	108
[Figura 71] Diagramma delle perdite per l'impianto di Raddusa tracking da PVsyst.....	109
[Figura 72] Risultati producibilità Raddusa tracking con PVsyst	110

Indice delle tabelle

[Tabella 1] Valori tipici di albedo	16
[Tabella 2] Energy gap per i principali semiconduttori (eV).....	22
[Tabella 3] Dati relativi all'impianto in Piemonte	80
[Tabella 4] Dati relativi all'impianto in Sicilia	83
[Tabella 5] Input e output per l'impianto fisso di Lagnasco	86
[Tabella 6] Input e output per l'impianto ad inseguimento di Lagnasco	88
[Tabella 7] Input e output per l'impianto fisso di Raddusa	90
[Tabella 8] Input e output per l'impianto ad inseguimento di Raddusa	92
[Tabella 9] Incrementi percentuali dell'energia annua prodotta	93
[Tabella 10] I moduli fotovoltaici	94
[Tabella 11] Gli inverter.....	95
[Tabella 12] Dati Lagnasco fisso	97
[Tabella 13] Risultati per l'impianto fisso di Lagnasco, anni 2005-2023.....	113
[Tabella 14] Valori medi dei risultati per l'impianto fisso di Lagnasco	113
[Tabella 15] Risultati per l'impianto tracking di Lagnasco, anni 2005-2023	114
[Tabella 16] Valori medi dei risultati per l'impianto tracking di Lagnasco	114
[Tabella 17] Risultati per l'impianto fisso di Raddusa, anni 2005-2023	115
[Tabella 18] Valori medi dei risultati per l'impianto fisso di Raddusa	115
[Tabella 19] Risultati per l'impianto tracking di Raddusa, anni 2005-2023	116
[Tabella 20] Valori medi dei risultati per l'impianto tracking di Raddusa.....	116
[Tabella 21] Riassunto risultati di producibilità degli impianti.....	117
[Tabella 22] Variazioni percentuali fra gli output degli impianti	117

Abstract

La società contemporanea, che fa dell'innovazione tecnologica un elemento cardine, necessita di soddisfare la crescente domanda di energia elettrica con un sistema produttivo sostenibile ed efficiente basato sulle fonti rinnovabili. Ciò, al fine di mitigare e successivamente eliminare le problematiche ambientali correlate all'utilizzo dei combustibili fossili. In questo contesto, il fotovoltaico assume un ruolo trainante per una tale transizione.

La tesi ha come obiettivo sviluppare un confronto prestazionale fra sistemi fotovoltaici fissi e ad inseguimento solare, installati nel Nord Italia a Lagnasco (CN) e nel Sud Italia a Raddusa (CT). In particolare, a valle di una panoramica sullo stato dell'arte della tecnologia di riferimento, si è impostato uno studio della producibilità dei vari layout impiantistici considerando una potenza nominale di 1 MWp.

Il software PVsyst è stato utilizzato per operare un'opportuna scelta delle configurazioni di inverter e moduli e per ottenere direttamente i primi output di producibilità. Successivamente, un'analisi più completa che tenesse maggiormente in considerazione le varie fonti di perdita afferenti al funzionamento degli impianti è stata realizzata partendo dai dati orari estrapolati da PVGIS per gli anni 2005-2023, con il conseguente utilizzo delle opportune relazioni.

La trattazione si è infine conclusa con un confronto dei risultati ottenuti. Ciò, partendo dal presupposto che ad oggi la maggioranza degli impianti fotovoltaici attivi sono situati nel Nord Italia, ha messo in luce il potenziale incremento produttivo nel realizzare un certo impianto nelle regioni del Sud soggette ad una maggiore irradianza solare.

1 Introduzione

In una società contemporanea sempre più consapevole per quanto riguarda i temi ambientali, gli obiettivi di crescita e sviluppo economico non possono discernere dalla necessità di salvaguardare al tempo stesso l'ambiente. Per tale motivo, l'innovazione tecnologica e la transizione energetica verso forme di energia più sostenibili sono strumenti essenziali al fine perseguire tali obiettivi salvaguardando al contempo l'ambiente.

Le politiche di transizione energetica mirano alla graduale sostituzione delle fonti fossili con fonti energetiche rinnovabili, al fine di eliminare le emissioni di gas climalteranti e conseguentemente frenare l'aumento della temperatura terrestre dovuta all'effetto serra.

Le risorse rinnovabili vengono definite tali poiché possono essere reintegrate più rapidamente rispetto alla velocità con cui vengono consumate e sono da considerarsi inesauribili se correlate a periodi temporali comparabili all'esistenza umana. Inoltre, tali fonti di energia sono disponibili in tutto il pianeta a differenza delle tradizionali che sono limitate dal presentare una distribuzione non omogenea dei giacimenti nel mondo. Infine, è utile sottolineare che il costo per lo sfruttamento delle rinnovabili è legato maggiormente alle risorse umane impiegate piuttosto che alla fonte in sé. Ciò è da considerarsi vantaggioso, poiché comporta che una maggiore spesa in termini economici sia comunque legata a maggiori possibilità occupazionali.

Nel mix energetico, un ruolo chiave è occupato dall'energia elettrica poiché facilmente trasportabile e convertibile in altre forme di energia. La crescente domanda di energia elettrica permea tutti i settori della nostra società, partendo dalle grandi industrie fino ad arrivare ai privati cittadini. In un tale contesto, il solare fotovoltaico si distingue come tecnologia per la sua versatilità in termini di dimensioni e potenze degli impianti realizzabili.

Per i motivi sopra citati, l'elaborato propone una panoramica delle principali caratteristiche dei sistemi fotovoltaici in termini di principi di funzionamento, peculiarità e stato dell'arte della tecnologia. Successivamente il focus viene posto sull'implementazione di un impianto fotovoltaico a struttura fissa e di uno ad inseguimento solare posti in una regione del Nord Italia. I medesimi impianti vengono poi anche considerati come operanti in un territorio del Sud Italia, al fine di valutare le differenze in termini produttivi fra i due siti di interesse ed esplicitare il potenziale delle regioni italiane soggette ad una maggiore irradianza solare.

2 La risorsa solare e i generatori fotovoltaici

2.1 La radiazione solare

Le reazioni termonucleari di fusione che avvengono all'interno del nucleo solare, producono energia che viene trasferita verso la superficie del sole e irradiata nello spazio circostante sotto forma di radiazioni elettromagnetiche di diversa frequenza e lunghezza d'onda.

Le radiazioni che raggiungono la Terra, oltre ad essere essenziali per il mantenimento della vita sul nostro pianeta, sono alla base della maggior parte delle fonti di energia rinnovabile.

2.1.1 Radiazione extra-atmosferica

Il sole è assimilabile ad un corpo nero avente una temperatura di 5777 K. In relazione a ciò, la radianza monocromatica $B_\lambda(T)$ (ovvero l'energia per unità di area, di tempo e di angolo solido) da esso emessa può essere espressa con la legge di Plank [1]:

$$B_\lambda(T) = \frac{2hc^2}{\lambda^5 \cdot (e^{k\lambda T} - 1)} \quad [\text{MW}/(\text{m}^2 \cdot \mu\text{m} \cdot \text{sr})] \quad (1)$$

Dove:

- dove h è la costante di Planck pari a $6.63 \cdot 10^{-34}$ Js;
- c è la velocità della luce pari a $2.9937 \cdot 10^8$ m/s;
- k è la costante di Boltzmann pari a $1.38 \cdot 10^{-23}$ J/K;
- λ è la lunghezza d'onda [μm];
- T è la temperatura del corpo nero [K].

L'equazione (1) è ottenuta sperimentalmente ed esplicita che, fissata la lunghezza d'onda, la quantità di energia emessa aumenta con la temperatura del corpo nero.

Considerando isotropa l'emissione solare e integrando la legge di Plank sull'intero spettro elettromagnetico è possibile ottenere la legge di Stefan-Boltzmann [1] che esprime la potenza totale emessa per unità di superficie in funzione della temperatura del corpo nero:

$$E = \sigma \cdot T^4 \quad [\text{W}/\text{m}^2] \quad (2)$$

Dove:

- σ è la costante di Stefan-Boltzmann pari a $5.67 \cdot 10^{-8}$ [$\text{W}/(\text{m}^2\text{K}^4)$];
- T è la temperatura del corpo nero [K].

Inoltre, ponendo uguale a zero la derivata di $B_\lambda(T)$ in $d\lambda$, si ottiene la legge di Wien [1]. Da essa è deducibile che la lunghezza d'onda per cui la radiazione emessa è massima, diminuisce all'aumentare della temperatura del corpo nero emittente.

$$\lambda_{MAX} \cdot T = 2898 \text{ } [\mu\text{m}\cdot\text{K}] \quad (3)$$

Lo spettro della radiazione solare all'esterno dell'atmosfera terrestre, ottenibile mediante l'ausilio delle leggi sopra esposte, presenta circa il 6.4 % dell'energia totale nell'ultravioletto ($\lambda < 380 \text{ nm}$), il 45.6% nella regione dell'infrarosso ($\lambda > 780 \text{ nm}$) e il 48% nella dello spettro visibile ($380 \text{ nm} < \lambda < 780 \text{ nm}$). Il massimo è in prossimità di 480 nm, corrispondente al verde nel campo del visibile [2].

Il valore di irradianza extra-atmosferica di riferimento è $G_{SC} = 1367 \text{ W/m}^2$, noto come costante solare. Essa identifica l'energia solare incidente perpendicolarmente ad una superficie posta all'esterno dell'atmosfera terrestre ad una distanza media tra Terra e Sole, per unità di superficie. La variazione della distanza Sole-Terra durante l'anno può comportare una modifica del valore della radiazione extraterrestre nel range +/- 3% [2].

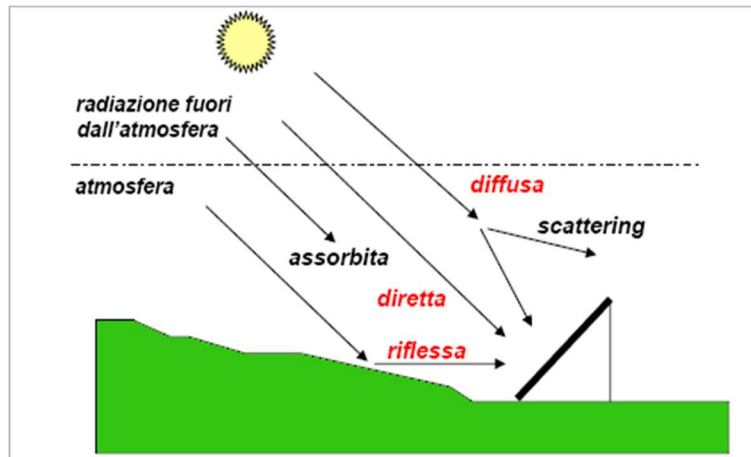
2.1.2 La radiazione attraverso l'atmosfera terrestre

La radiazione solare è soggetta a riduzione nel momento in cui intercetta e attraversa l'atmosfera terrestre, in relazione ai fenomeni di assorbimento e scattering. L'assorbimento atmosferico è un fenomeno discreto poiché influenza solo specifiche bande dello spettro di radiazione. In particolare, esso è correlato alle molecole di CO_2 , H_2O (attive nell'infrarosso) e O_3 (attiva nell'ultravioletto). Lo scattering è invece un fenomeno continuo dello spettro, che influenza maggiormente le basse lunghezze d'onda ed è correlato alle molecole O_2 , N_2 .

In relazione a questi fenomeni, la porzione dello spettro solare che risulta significativa da un punto di vista energetico è quella compresa tra 2.5 e $0.29 \mu\text{m}$ [2].

La radiazione complessiva che raggiunge un ricevitore posto sulla superficie terrestre è pertanto esprimibile come la somma di tre componenti $G = G_b + G_d + G_a$ [2]. In questa relazione G_b è definita radiazione diretta ed indica la porzione non soggetta a dispersione o riflessione, in grado di raggiungere la superficie ricevente in linea retta. G_d è la radiazione diffusa, ovvero la porzione che viene dispersa per poi raggiungere la superficie a valle del fenomeno di scattering. Infine, G_a è denominata albedo e identifica quella parte della radiazione solare incidente che viene riflessa in tutte le direzioni dalla superficie della Terra.

In quest'ottica, l'intensità della radiazione solare che in un dato istante raggiunge una specifica località, è influenzata oltre che da fenomeni globali come la posizione reciproca fra Terra e Sole, anche da fenomeni locali quali la composizione atmosferica, le condizioni climatiche, l'altitudine rispetto al livello del mare e l'inclinazione della superficie ricevente.



[Figura 1] I componenti della radiazione solare [3]

La [Tabella 1] riassume i principali valori di albedo al variare della superficie di incidenza:

[Tabella 1] Valori tipici di albedo

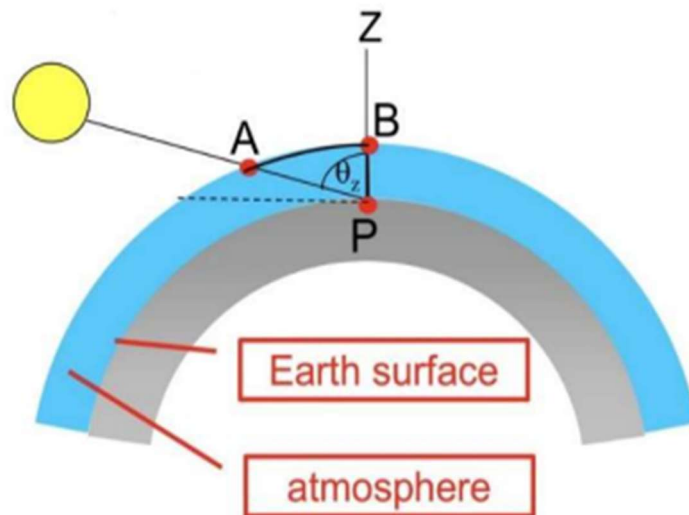
Tipo di superficie	albedo
Superfici scure di edifici	0.27
Superfici chiare di edifici	0.60
Superfici acquose	0.07
Neve fresca	0.75
Asfalto fresco	0.04
Asfalto invecchiato	0.10
Suolo libero	0.14
Strada sterrata	0.04
Calcestruzzo consunto	0.22
Bosco di conifere in inverno	0.07
Bosco di conifere in estate	0.15
Erba verde	0.26
Erba secca	0.20
Sabbia del deserto	0.40

L'albedo assume valori compresi tra 0 e 1. Esso è pari a 0 quando la frazione della radiazione luminosa riflessa è nulla, mentre ha valore 1 quando tutta la luce incidente è soggetta a riflessione. A livello globale, l'albedo è maggiore nelle zone polari, poiché coperte da superfici innevate. A livello locale la percentuale riflessa è superiore in contesti urbani, a causa dell'elevato numero di edifici presenti.

L' Air Mass (AM) [2] è un parametro introdotto al fine di considerare l'effetto dell'atmosfera sulla radiazione che approccia la superficie terrestre. Esso viene definito come il rapporto fra la lunghezza del tratto percorso dalla radiazione attraverso l'atmosfera (AP) e la lunghezza che avrebbe attraversato se il sole si fosse trovato allo Zenit (BP). Un maggiore valore di AM è correlato ad un più lungo percorso del raggio solare in atmosfera e pertanto a perdite superiori.

$$AM = \frac{AP}{BP} \approx \frac{1}{\cos(\theta_z)} \quad (4)$$

Dove θ_z è l'angolo fra la retta uscente radialmente dalla terra, passante per lo Zenit e la direzione effettiva della radiazione solare.



[Figura 2] Air Mass (AM) [2]

Quando $AM=1$ ($\theta_z=0^\circ$), significa che il sole si trova allo Zenit, mentre $AM=0$ identifica lo spettro extra-atmosferico.

Tendendo conto dell'aleatorietà dei parametri in gioco e al fine di uniformare i test svolti su celle e moduli fotovoltaici, si considerano le prove svolte nelle condizioni standard di test (STC) [4], che prevedono:

- $G=1000 \text{ W/m}^2$ (ottenibile tra marzo e settembre a mezzogiorno);
- $T=25^\circ\text{C}$;
- $AM=1.5$.

2.1.3 Strumenti per la misura dell'irradianza solare

Tra gli strumenti utili a valutare la radiazione solare vi sono i pireliometri e i piranometri [2].

Il pireliometro consente la misura della radiazione solare diretta, tramite un sensore posto all'estremità di un elemento di forma cilindrica. Quest'ultimo è montato su un meccanismo ad inseguimento, che permette di mantenere un'incidenza diretta tra la radiazione luminosa e il sensore. Lo strumento raccoglie la luce solare che scalda una termopila. Questa, converte quindi una differenza di temperatura in un voltaggio e infine in un corrispondente valore di irradianza.



[Figura 3] Pireliometro [2]

Il piranometro (o solarimetro) è lo strumento utile alla misura dell'irradianza totale, ossia la somma fra la componente diretta e quella diffusa. In questo caso il sensore è posizionato orizzontalmente ed è coperto da un componente vetrato emisferico, che ha la funzione di proteggere il dispositivo e al contempo raccogliere la luce proveniente da tutte le direzioni.

Il funzionamento può basarsi sull'utilizzo di termopile, in questo caso il principio è analogo a quello esposto in precedenza.



[Figura 4] Solarimetro [2]

In alternativa vi sono dei solarimetri che sfruttano una cella solare cristallina in associazione ad uno shunt a bassissima resistenza, allo scopo di generare una corrente elettrica quando colpiti dalla luce. L'entità della corrente generata è poi associata ad un corrispondente valore di irradianza. Questa tipologia di trasduttori è impiegata nella valutazione delle performance di impianti fotovoltaici. Nel fare ciò viene equipaggiato con un sensore di temperatura, in modo da tenere conto della variazione di quest'ultima e limitarne l'influenza sulla misura tramite un meccanismo di compensazione attiva.



[Figura 5] Solarimetro fotovoltaico [2]

La [Figura 6] mostra il possibile utilizzo del solarimetro in associazione a strutture in cui vengono implementate bande di ombreggiamento (tramite dischi o anelli). Ciò, consente la misura della sola componente diffusa della radiazione.



[Figura 6] Strumenti per la misura della radiazione diffusa [2]

Infine, la composizione simmetrica di due piranometri (uno rivolto verso l'alto e l'altro verso il basso) prende il nome di albedometro. Questo, può essere utilizzato per la misura della componente radiativa riflessa dal terreno.

2.1.4 La distribuzione della radiazione solare in Italia

La [Figura 7] mostra la distribuzione dell'energia solare cumulata annua [kWh/m²] nell'anno 2023. L'entità della risorsa disponibile è maggiore nelle regioni meridionali del paese, con i valori massimi raggiunti in Sicilia, Sardegna e Puglia.



[Figura 7] Distribuzione della radiazione solare in Italia [5]

2.2 La cella fotovoltaica

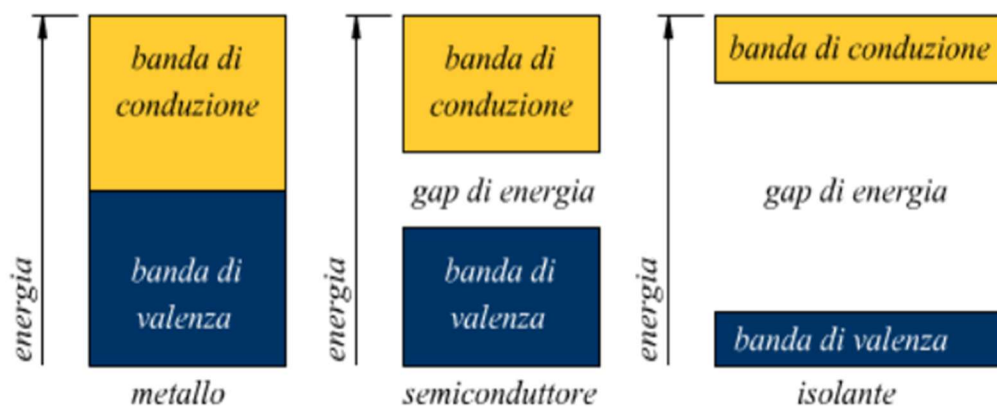
2.2.1 I semiconduttori

La cella fotovoltaica, nota anche come cella solare, è l'elemento alla base di un sistema fotovoltaico (PV), poiché in essa avviene la conversione diretta della radiazione luminosa in energia elettrica. Tale conversione viene generata sfruttando le proprietà dei semiconduttori adoperati per la realizzazione delle celle stesse.

Considerando il modello atomico degli orbitali, si osservano gli elettroni occupare tali orbitali secondo valori crescenti di energia. In un generico atomo è possibile osservare gli elettroni di conduzione, in grado di muoversi liberamente e gli elettroni afferenti alla banda di valenza, che risultano invece impossibilitati a spostarsi.

Un elettrone di valenza che riceve un'energia tale da superare un energy gap, specifico in relazione al materiale preso in considerazione, è in grado di passare alla banda di conduzione. Durante tale spostamento, l'elettrone genera nella banda di valenza una lacuna, assimilabile ad una carica positiva.

I materiali conduttori, semiconduttori e isolanti si distinguono per la presenza o meno dell'energy gap e per l'entità di tale salto energetico, come mostrato in [Figura 8] [4].



[Figura 8] Energy gap [6]

La promozione di un elettrone ad un livello di energia superiore può avvenire grazie all'intercettazione di una radiazione di appropriata frequenza o tramite il riscaldamento del materiale stesso.

Nella [Tabella 2] vengono presentati i valori degli energy gap (eV), valutati a T=300 K, per i principali semiconduttori.

[Tabella 2] Energy gap per i principali semiconduttori (eV) [4]

Materiale semiconduttore	Energy gap (eV) a 300 K
Silicio cristallino (c-Si)	1.12
Silicio amorfo (a-Si)	1.75
Germanio (Ge)	0.67
Arseniuro di Gallio (GaAs)	1.42
Fosforo di Indio (InP)	1.34
Diseleniuro indio rame (CuInSe)	1.05
Tellururo di cadmio (CdTe)	1.45
Solfuro di cadmio (CdS)	2.4

Il drogaggio [4] identifica una tecnica che, operata opportunamente, permette di incrementare la conducibilità elettrica di un semiconduttore, aumentando il numero di lacune ed elettroni. Questo processo consiste nell'inserire all'interno del reticolo cristallino del materiale, una piccola percentuale di atomi di diversa natura. In particolare, si possono distinguere:

- Un drogaggio di tipo P, o drogaggio positivo, che determina un eccesso di lacune tramite l'inserimento di un atomo avente un numero di elettroni di valenza inferiore rispetto a quello del materiale utilizzato come matrice;
- Un drogaggio di tipo N, o drogaggio negativo, che genera un eccesso di elettroni liberi di muoversi, tramite l'inserimento di un atomo avente un numero di elettroni di valenza superiore rispetto al materiale base.

2.2.2 Struttura e principio di funzionamento

Tra i semiconduttori, il Silicio (Si) è il materiale maggiormente utilizzato per la realizzazione delle celle solari. Esso presenta una struttura cristallina tetravalente, ossia ogni suo atomo possiede quattro elettroni di valenza disponibili per legami chimici con gli atomi circostanti.

Allo scopo di realizzare una cella fotovoltaica, due strati di silicio a drogaggio differente vengono accoppiati in un diodo a giunzione P-N. In esso, il drogaggio del Silicio viene in genere realizzato tramite l'utilizzo del Boro (struttura trivalente) e del Fosforo (struttura pentavalente). Il Fosforo permette di ottenere la regione di tipo N, contraddistinta da un eccesso di elettroni, mentre il Boro quella di tipo P con un eccesso di lacune [4].

In condizioni di buio, gli elettroni liberi diffondono dallo strato N a quello P, mentre le lacune passano dalla zona a drogaggio positivo a quella a drogaggio negativo. In corrispondenza dell'interfaccia della giunzione P-N si ottengono perciò delle cariche negative nel lato P e delle cariche positive nel lato N. Tale disposizione determina lo sviluppo di una barriera di potenziale che, all'equilibrio, blocca ulteriori spostamenti delle cariche in gioco.

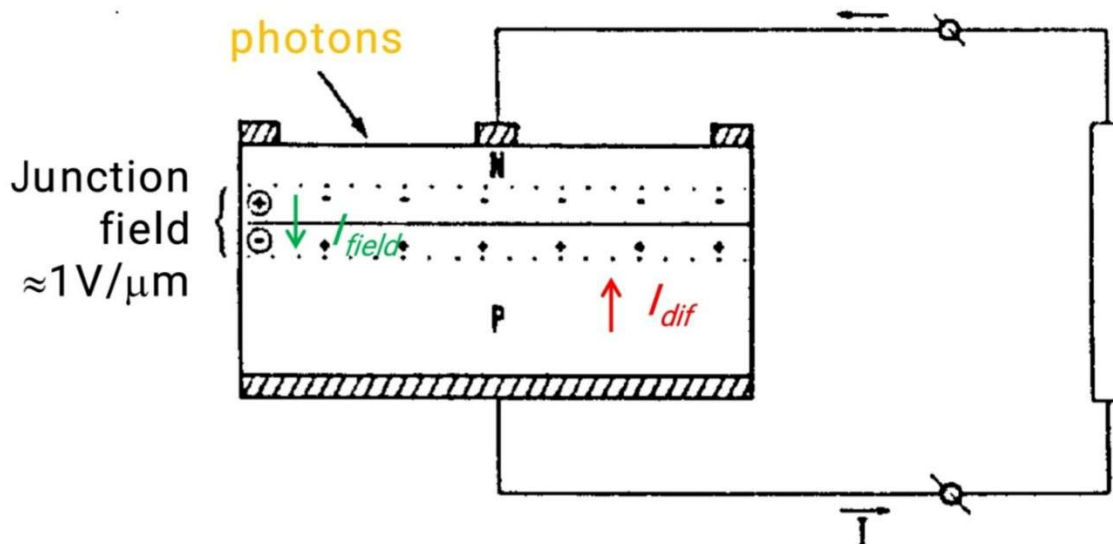
Esponendo la cella alla luce solare, i fotoni aventi un opportuno livello di energia possono essere assorbiti dal semiconduttore e promuovere un elettrone dalla banda di valenza a quella di conduzione. Tale processo, noto come effetto fotoelettrico [4], è regolato dalla seguente relazione:

$$E_{ph} = h \cdot \frac{c}{\lambda} \geq E_{gap} \quad (5)$$

Dove:

- E_{ph} è l'energia associata al fotone;
- h è la costante di Planck, pari a $6.626 \cdot 10^{-34}$ Js;
- λ è la lunghezza d'onda della radiazione luminosa;
- c è la velocità della luce, il cui valore è circa $3 \cdot 10^8$ m/s;
- E_{gap} è l'energy gap che intercorre tra la banda di valenza e quella di conduzione, il cui valore è correlato al tipo di semiconduttore considerato (eV).

In presenza del campo elettrico associato alla giunzione P-N nella condizione di equilibrio, gli elettroni liberatisi per effetto fotovoltaico non sono più in grado di tornare indietro. Pertanto, chiudendo il circuito tramite un conduttore esterno, tali elettroni fluiscono attraverso di esso generando una corrente elettrica.



[Figura 9] Schema di una cella solare [4]

Il principio di funzionamento della cella fotovoltaica, secondo l'equazione (5), comporta che alcuni fotoni dello spettro solare abbiano un'energia inferiore rispetto a quella richiesta dal salto energetico e non siano quindi in grado di liberare una coppia elettrone-lacuna. Altri fotoni, invece, dispongono di un'energia superiore e pertanto disperdono il surplus con un conseguente limite nell'efficienza di conversione.

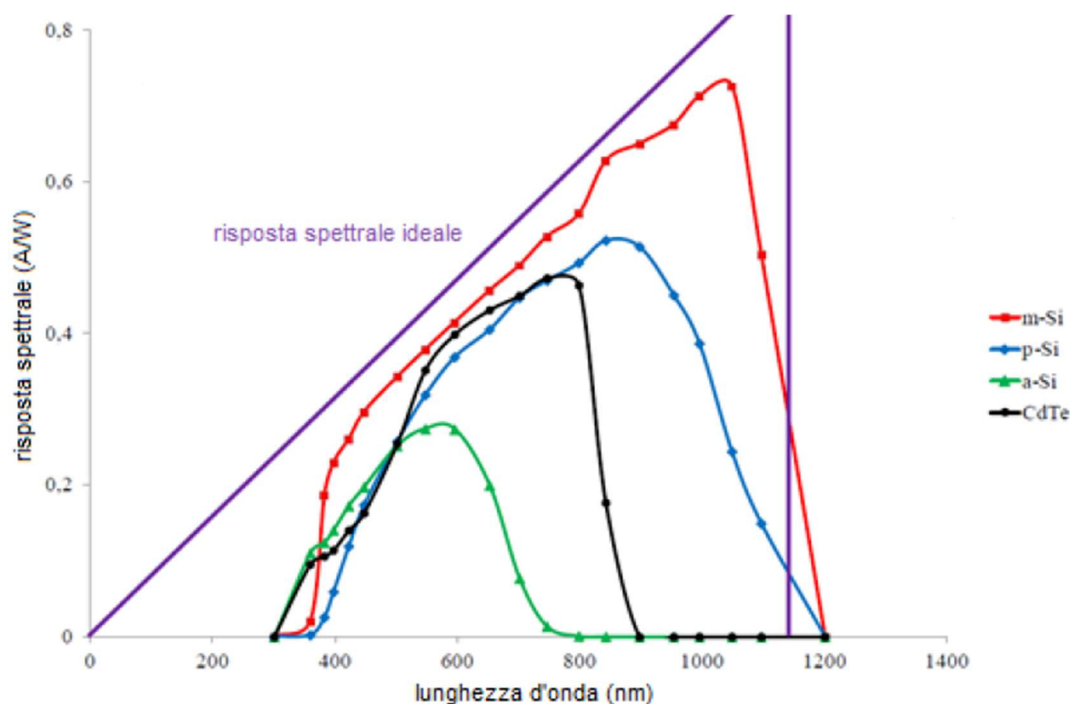
Ulteriori fattori che introducono perdite durante il processo possono essere sintetizzati in [4]:

- Presenza di zone nelle quali le coppie elettrone-lacuna si ricombinano tra loro prima di poter venire separate dal campo elettrico nella giunzione;
- Riflessione di una porzione dei fotoni costituenti la radiazione incidente, che risultano quindi inattivi nel fenomeno generativo. Questo fattore di perdita può essere ridotto tramite texturizzazione della superficie di interesse;
- Resistenze intrinseche agli elettrodi della cella;
- Isolamento elettrico delle superfici laterali non perfetto.

Introduciamo ora il concetto di risposta spettrale [A/W] [4], ossia la corrente generata per unità di potenza incidente e definiamo la risposta spettrale ideale come:

$$S_{id}(\lambda) = \frac{e}{hc} \cdot \lambda \quad (6)$$

La [Figura 10] mostra una comparazione tra S_{id} (retta passante per l'origine) con le risposte spettrali reali delle principali tecnologie odierne e presenta il limite teorico in termini di λ_{max} (retta verticale).



[Figura 10] Risposta spettrale delle celle fotovoltaiche [7]

2.2.3 Il silicio e le tipologie di celle solari

La maggior parte delle celle solari attualmente diffuse si basano sul silicio. Questo materiale è disponibile abbondantemente sul nostro pianeta e ciò aiuta a mantenere dei costi contenuti, almeno per quanto concerne la materia prima.

La prevalenza degli sforzi produttivi sono volti all'ottenimento di un materiale con un elevatissimo livello di purezza. Un primo step consiste nella produzione del Silicio di Grado Metallurgico (MG-Si), caratterizzato da una purezza del 98.99 %, tramite l'ausilio di crogioli in cui la temperatura si aggira intorno a 1800-2000 °C. A questo segue un secondo step di purificazione estrema al fine di ottenere il Silicio di Grado Solare (SG-Si), caratterizzato da una purezza del 99.99999 % [4].

Le principali tipologie di celle fotovoltaiche disponibili sono [4]:

- Silicio monocristallino (m-Si), caratterizzate da una forma pseudo-quadrata e da una struttura a wafer sottile con spessore tra 100-200 μm . Esse identificano la prima tecnologia introdotta e allo stesso tempo la più diffusa nel mercato odierno, nonostante necessitano di processi di produzione piuttosto lenti e dispendiosi. Infatti, ciò viene compensato da elevate efficienze, la cui massima raggiunta in laboratorio si attesta al 27.3 %;
- Silicio policristallino (p-Si), caratterizzate da una forma quadrata e da una struttura a wafer con spessore intorno a 300 μm . Si differenzia dalla tipologia precedente per

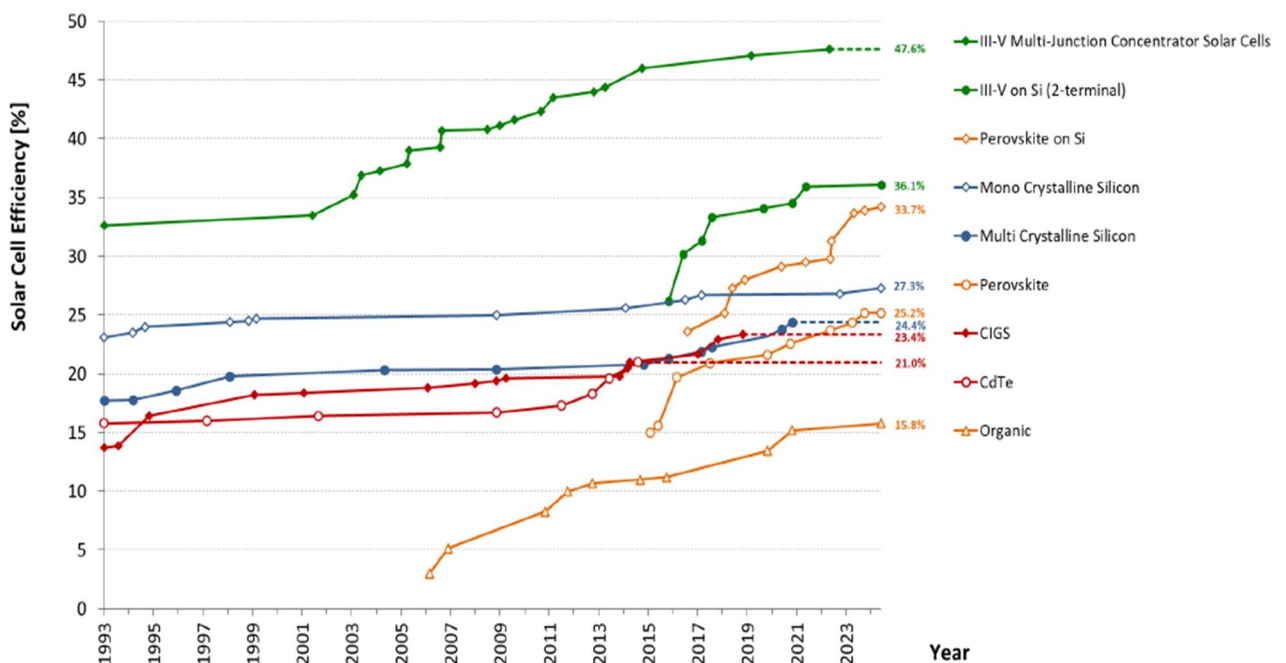
processi produttivi più rapidi ed economici e al contempo per efficienze di conversione peggiori. In questo caso il massimo ottenuto in laboratorio è 24.4 %;

- Silicio amorfo (a-Si), che prevede l'utilizzo del silicio in una struttura non cristallina sotto forma di film sottile. In particolare, uno o più strati di spessore 1-10 μm sono depositati su un substrato di acciaio, vetro o plastica. I processi produttivi richiedono temperature più basse rispetto alle tipologie viste in precedenza e meno materiale per poter essere operative, con conseguente riduzione dei costi. Questo vantaggio è controbilanciato da una rapida tendenza alla degradazione e da un'efficienza inferiore, il cui limite in laboratorio si attesta intorno al 10 %.

Ulteriori tipologie di celle a film sottile sono realizzate sfruttando materiali differenti dal silicio: arseniuro di gallio (GaAs), tellururo di cadmio (CdTe), seleniuro di rame e indio (CIS).

Infine, è utile osservare come la ricerca, volta al miglioramento della tecnologia, stia esplorando possibilità quali: la realizzazione di celle multi-giunzione, l'utilizzo di nanotecnologie o di materiali organici.

La [Figura 11] mostra un raffronto delle efficienze per le principali tecnologie di riferimento e ne descrive lo sviluppo nel tempo.

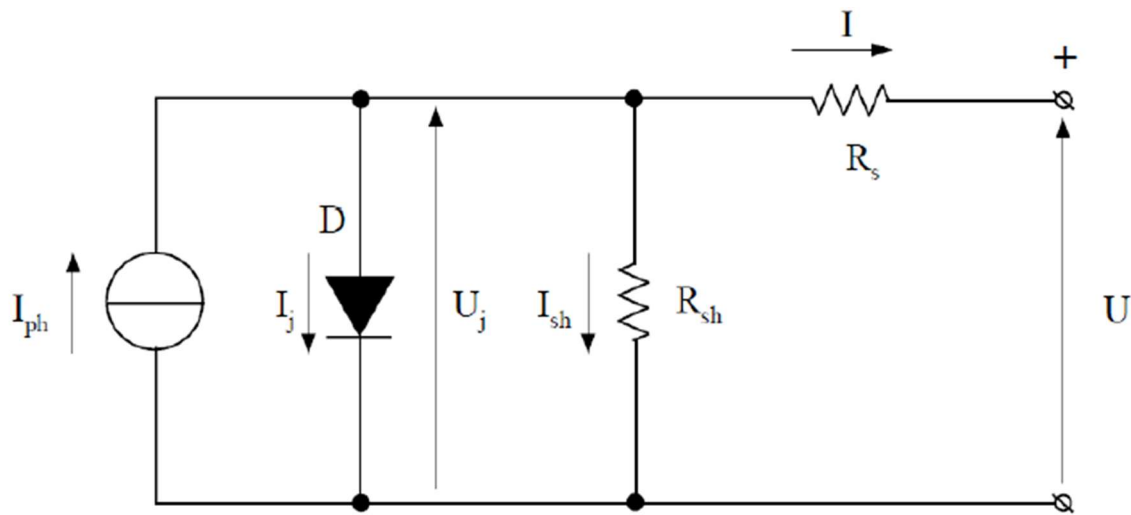


[Figura 11] L'efficienza delle celle fotovoltaiche [8]

2.2.4 Il circuito equivalente

La cella solare può essere rappresentata attraverso il circuito equivalente mostrato in [Figura 12] allo scopo di descriverne il funzionamento da un punto di vista quantitativo.

I componenti di riferimento per la modellazione sono: un generatore ideale di corrente, un diodo collegato in antiparallelo al componente precedente, una resistenza (R_s) posta in serie a identificare la resistenza degli elettrodi e del semiconduttore, un'ulteriore resistenza (R_{sh}) a rappresentare il fatto che le superfici laterali della cella non sono perfettamente isolanti [4].



[Figura 12] Circuito equivalente della cella solare [4]

La corrente I_{ph} , generata dalla cella per effetto fotoelettrico, è correlata all'irradianza solare secondo la relazione (7) [4].

$$I_{ph} = k \cdot A \cdot G \quad [\text{A}] \quad (7)$$

Dove:

- k è una corrente correlata alla tipologia di materiale con cui è realizzata la cella [A/W];
- A è la superficie della cella fotovoltaica che accoglie la radiazione solare [m^2];
- G è l'irradianza [W/m^2].

La corrente I_j che attraversa il diodo è invece descrivibile tramite l'equazione (8) [4].

$$I_j = I_0 \cdot \left(e^{\frac{qU_j}{mkT}} - 1 \right) \quad [\text{A}] \quad (8)$$

Dove:

- I_0 identifica la corrente di saturazione inversa del diodo [A];
- U_j è la tensione agli estremi del diodo [V];

- q è la carica associata all'elettrone, pari a $1.6 \cdot 10^{-19}$ C;
- m è il fattore di idealità della giunzione;
- T è la temperatura assoluta della cella;
- k è la costante di Boltzmann, pari a $1.380649 \cdot 10^{-23}$ J/K.

Tramite l'applicazione delle leggi di Kirchhoff per la tensione e la corrente si ottengono le correlazioni (9) e (10) [4], che esprimono la tensione ai morsetti e la corrente passante nel circuito.

$$U = U_j - R_s \cdot I \quad [\text{V}] \quad (9)$$

$$I = I_{ph} - I_j - \frac{U_j}{R_{sh}} \quad [\text{A}] \quad (10)$$

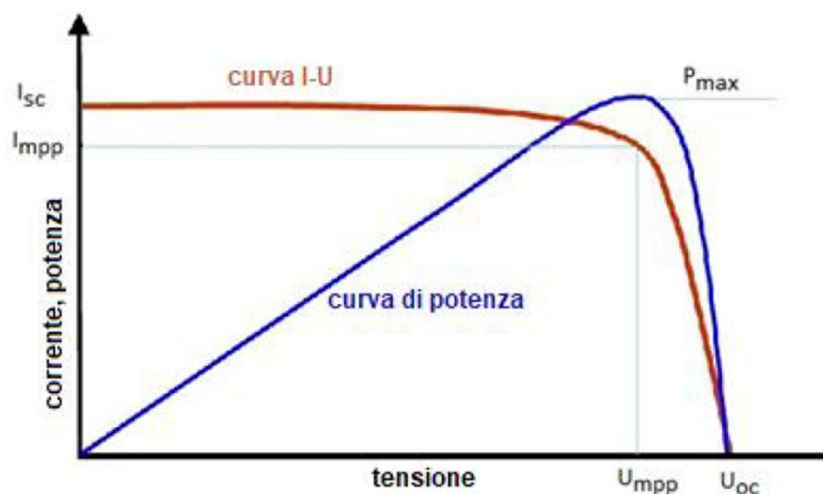
Combinando tra loro le precedenti correlazioni e tenendo conto del fatto che $R_s \ll R_{sh}$, si eliminano i termini trascurabili e si ottiene (11). Quest'ultima, esprime l'andamento della tensione in funzione della corrente generata, attraverso l'ausilio di 4 parametri indipendenti: I_{ph} , I_0 , m , R_s [4].

$$U = \frac{mkT}{q} \cdot \ln\left(\frac{I_{ph} - I + I_0}{I_0}\right) - R_s \cdot I \quad [\text{V}] \quad (11)$$

Fissati i valori di temperatura e irradianza, è possibile identificare una curva che rappresenta l'andamento della corrente al variare della tensione [Figura 13-curva rossa]. Inoltre, ad ogni coppia di valori (U-I) è associata una corrispondente potenza secondo la relazione:

$$P = U \cdot I \quad [\text{W}] \quad (12)$$

L'andamento della potenza è visualizzabile in [Figura 13-curva blu].



[Figura 13] Curva corrente-tensione e curva di potenza [7]

I valori caratteristici sono [4]:

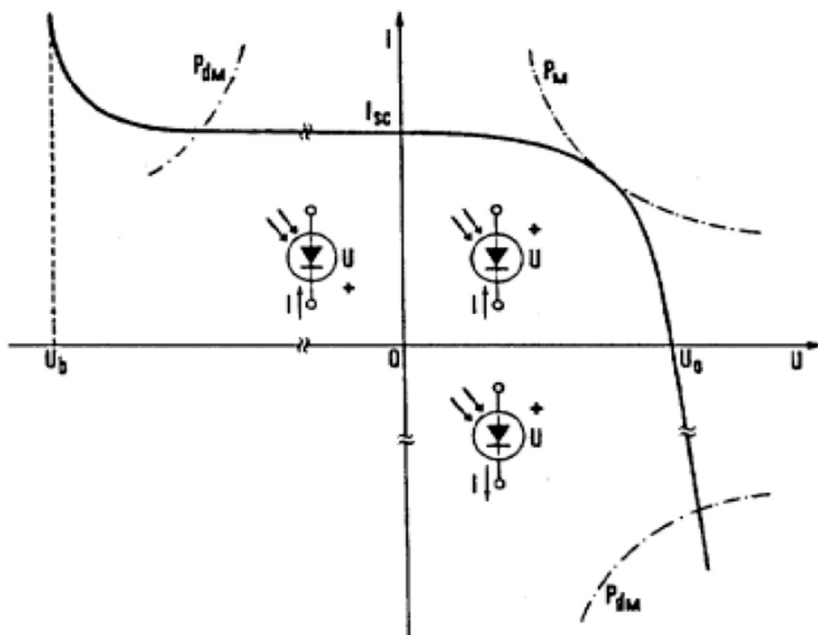
- La tensione di circuito aperto U_{oc} , ossia il massimo valore di tensione possibile per la cella. Esso si trova in corrispondenza di una corrente nulla;
- La corrente di cortocircuito I_{sc} , ossia il massimo valore di corrente che può attraversare la cella. Esso si trova in corrispondenza di una tensione nulla;
- Il punto a potenza massima P_{max} , avente coordinate (U_{mpp}, I_{mpp}) . Per cui è osservabile che $U_{mpp} < U_{oc}$ e $I_{mpp} < I_{sc}$

Inoltre, è possibile introdurre il concetto di Fill Factor (FF) [9], ossia un coefficiente adimensionale utile al fine di effettuare dei confronti prestazionali.

$$FF = \frac{U_{mpp}}{U_{oc}} \cdot \frac{I_{mpp}}{I_{sc}} \quad [-] \quad (13)$$

Una rappresentazione più completa della caratteristica tensione-corrente [Figura 14], mostra la possibilità per la cella fotovoltaica di operare anche da utilizzatore. Ciò avviene nel secondo quadrante, a cui corrisponde una tensione inversa e nel quarto quadrante, a cui corrisponde una corrente inversa. Tali modalità di funzionamento sono accettabili a patto che i punti di lavoro considerati siano entro le iperboli rappresentanti il limite di potenza dissipabile.

Nel caso di funzionamento a tensione inversa, il superamento del valore di tensione di breakdown (U_B) danneggerebbe irreversibilmente la cella a causa di un eccessivo surriscaldamento. Per le celle a base di silicio, U_B è dell'ordine di qualche decina di volt.

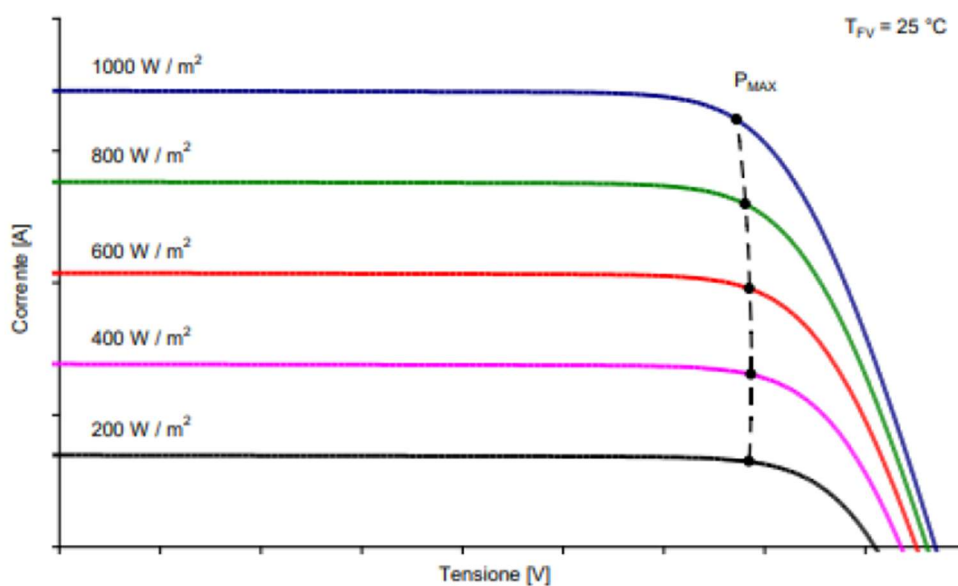


[Figura 14] Caratteristica I-U completa per la cella solare [4]

2.2.5 L'influenza di irradianza e temperatura

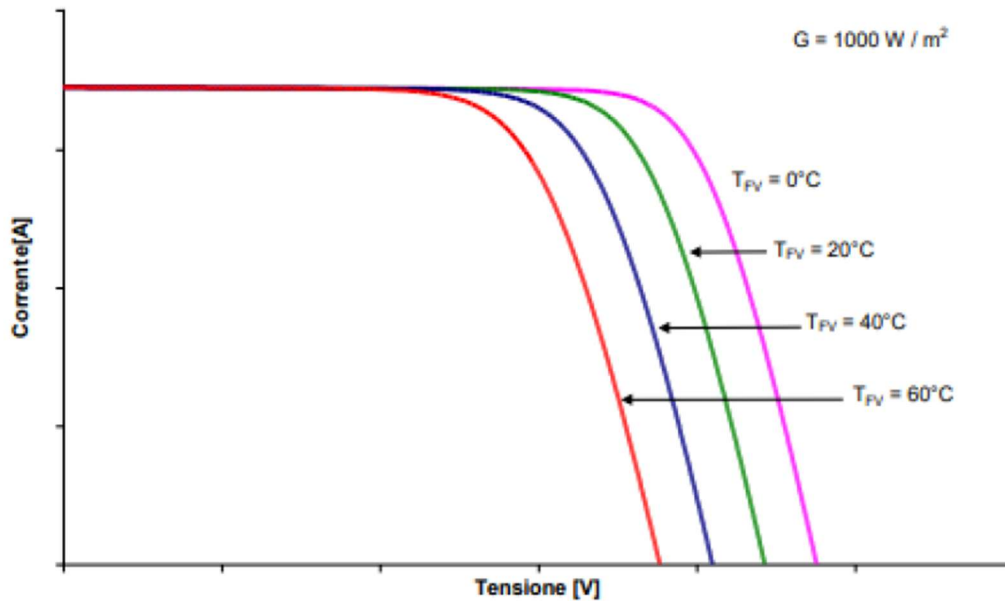
L'andamento della curva I-U è influenzato dal valore dell'irradianza solare, tanto che la variazione di quest'ultima è in grado di generare rapidi cambiamenti, con costanti temporali nell'ordine di alcune decine di microsecondi.

Mantenendo costante la temperatura e diminuendo l'irradianza si ottiene una proporzionale riduzione della corrente di cortocircuito (I_{sc}), mentre la tensione di circuito aperto diminuisce anch'essa ma logaritmicamente. Inoltre, la U_{oc} si mantiene pressoché costante per valori elevati di irradianza e tende invece a ridursi per $G < 50 \text{ W/m}^2$ [4].



[Figura 15] Curva I-U al variare dell'irradianza [4]

Anche la temperatura influenza l'andamento della caratteristica corrente-tensione. Mantenendo costante l'irradianza e incrementando la temperatura è possibile osservare un aumento della corrente che attraversa il diodo (I_j) e una riduzione della tensione di circuito aperto (U_{oc}). Allo stesso tempo si denotano lievi incrementi della corrente fotovoltaica (I_{ph}) e di quella di cortocircuito (I_{sc}), correlati ad una riduzione dell'energy gap associato al materiale.



[Figura 16] Curva I-U al variare della temperatura [4]

In generale, la riduzione dell'irradianza così come l'incremento della temperatura incide negativamente sul valore della potenza massima erogabile dalla cella.

2.2.6 Le connessioni in serie e parallelo

Le singole celle solari erogano potenze trascurabili rispetto ai valori necessari per applicazioni pratiche volte al sostentamento di carichi reali. Per questo motivo, più celle vengono collegate tra di loro in serie o in parallelo, incrementando la potenza in output.

La connessione tra celle può generare problemi di mismatch, per cui nonostante vengano collegate tra loro celle della stessa tipologia, le loro curve caratteristiche differiscono. Ciò può essere dovuto alla presenza di ombreggiature parziali, alla presenza di difetti intrinseci ai componenti o all'entità della tolleranza nella manifattura delle celle.

Un certo numero di celle collegate in serie andrà a costituire una stringa. Questa tipologia di connessione incrementa la potenza in output tramite un aumento della tensione, che ai capi della stringa sarà pari alla somma delle singole tensioni di cella. La corrente risulta invece circa uguale a quella che scorre attraverso la singola cella.

Le equazioni (14) e (15) mostrano rispettivamente la corrente di cortocircuito e la tensione di circuito aperto per una stringa [4].

$$I_{sc,serie} = I_{sc,min} \quad (14)$$

$$U_{oc,serie} = \sum U_{oc,i} \quad (15)$$

Considerando però una cella, che per uno dei motivi sopra citati generi mismatch, essa influenzerebbe l'output dell'intero sistema. Infatti, la tensione è data dalla somma fra le tensioni delle celle aventi la medesima curva I-U con quella della cella in mismatch e la corrente è limitata al valore assunto in quest'ultima.

La potenza generata risulta in questo caso inferiore rispetto a quella ottenuta nel caso ideale. Inoltre, nel caso di una cella totalmente ombreggiata, essa oltre a non produrre è comunque soggetta al passaggio della corrente generata nelle altre celle. In questo contesto opera come un utilizzatore, con una tensione inversa e quindi con una potenza da dissipare. Nel caso in cui tale potenza risulti superiore rispetto alla massima potenza dissipabile dalla cella, allora si svilupperebbero delle zone intrinseche a temperatura più elevata (hot spots) che potrebbero danneggiare e compromettere il funzionamento della cella [4].

Nell'eventualità in cui sia la tensione inversa a superare la soglia limite per la cella, si avrebbe direttamente la rottura. Per ovviare a queste problematiche vengono introdotti dei diodi di bypass che se connessi in antiparallelo alla cella ombreggiata impediscono lo svilupparsi di tensioni inverse. In aggiunta, tale diodo fa in modo che la corrente di cortocircuito della stringa non venga limitata dalla cella peggiore, comportando una decurtazione della potenza generata solo in relazione all'assenza della cella non funzionante.

Nella realtà, l'associazione di un diodo di bypass ad ogni cella comporterebbe dei costi troppo elevati rispetto ai benefici e per tale motivo questa tecnica di protezione viene attuata implementando un diodo per gruppi di 18/24/36 celle in serie.

La connessione di un certo numero di celle in parallelo incrementa la potenza in uscita tramite un aumento della corrente, che sarà pari alla somma delle correnti relative alle singole celle. La tensione risulta invece circa pari a quella ai capi delle singole celle.

Le equazioni (16) e (17) mostrano rispettivamente la corrente di cortocircuito e la tensione di circuito aperto per un numero N di celle connesse in parallelo [4].

$$I_{SC,parallelo} = \sum I_{SC,i} \quad (16)$$

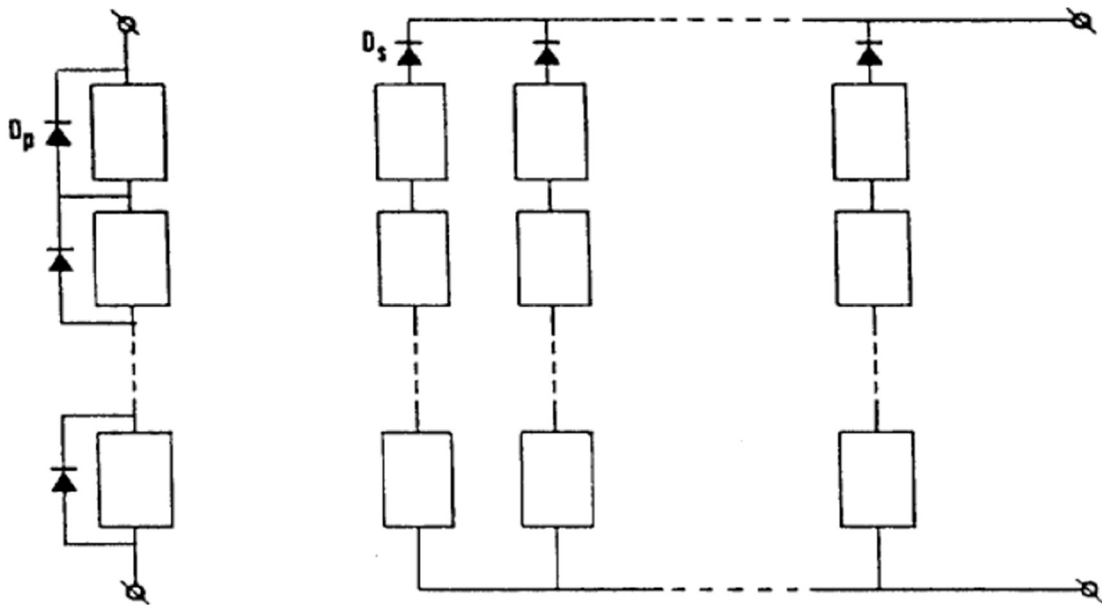
$$U_{OC,parallelo} \cong U_{OC,min} \quad (17)$$

Anche in questo caso l'output del sistema è influenzato dalla presenza di mismatch. Infatti, la corrente è data dalla somma delle correnti relative alle celle con medesima curva I-U con quella della cella in mismatch e la tensione viene limitata al valore di quest'ultima. Complessivamente, la potenza generata risulta nuovamente inferiore al caso ideale.

In questa tipologia di connessione la condizione peggiore è quella relativa ad un carico nullo, in cui la cella ombreggiata può assorbire la corrente dalle altre celle e aumentare pericolosamente la propria temperatura. Al fine di proteggere il sistema da questo fenomeno, vengono utilizzati dei diodi di blocco che evitano il passaggio della corrente inversa.

Per le applicazioni pratiche, questi diodi vengono inseriti in serie a stringhe connesse poi in parallelo tra loro.

La [Figura 17] mostra schematicamente una singola stringa di celle connesse in serie, con relativi diodi di bypass e molteplici stringhe connesse in parallelo, con relativi diodi di blocco.



[Figura 17] Connessione di celle in serie e parallelo [4]

Per quanto detto in precedenza, risulta evidente l'importanza nell'operare opportunamente la scelta delle celle da collegare tra loro (siano esse in serie o in parallelo). Premesso ciò, è comunque impossibile eliminare totalmente la possibilità di avere mismatch, che può presentarsi per esempio a causa degli ombreggiamenti.

2.3 Il modulo fotovoltaico

2.3.1 Struttura e assemblaggio

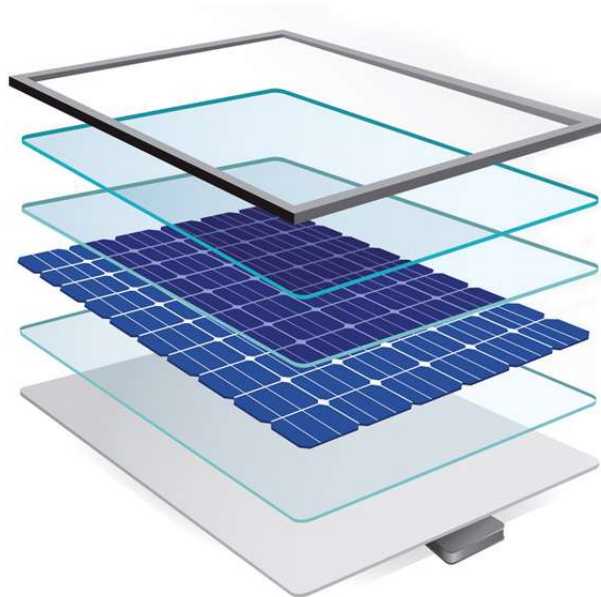
Un modulo fotovoltaico è costituito da celle connesse tra loro in serie-parallelo. In genere, i pannelli attualmente in commercio possono essere costituiti da 36,48,60,72,96 o 108 celle ciascuno.

Le specifiche variano in relazione al modulo preso in esame, ma mediamente possiamo considerare delle potenze di picco intorno a 350-450 Wp (alcuni modelli superano i 500 Wp). Il singolo modulo occupa una superficie di circa 2 m². In esso, l'unità di base (la cella) viene incapsulata in modo da essere isolata elettricamente, in genere tramite l'utilizzo di un incapsulante EVA (Etilene Vinil Acetato). Quest'ultimo impermeabilizza la cella ed è stabile ad elevate temperature o sotto l'azione dei raggi UV.

La superficie esposta alla luce solare è protetta da un vetro temprato con spessore intorno a 3-4 mm (per le applicazioni "building integrated" può salire a 1 cm). In questo modo, il sistema è preservato dall'azione degli agenti atmosferici, pur mantenendo la trasparenza utile al passaggio della radiazione solare.

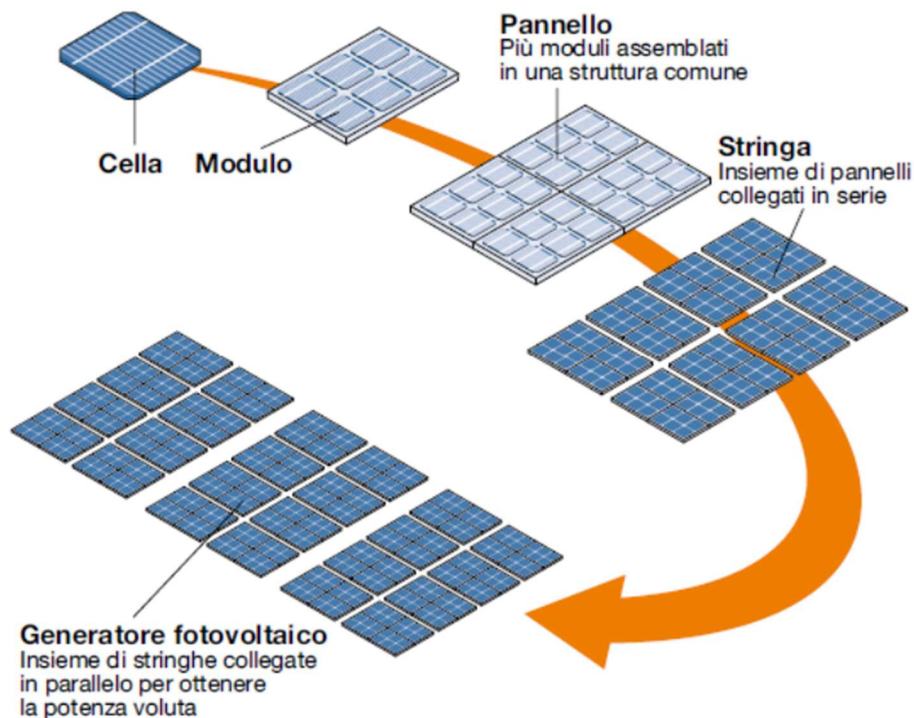
Sul lato opposto della cella, una lamina in Tedlar o vetro ospita i collegamenti elettrici. Una scatola di giunzione, anch'essa impermeabile, contiene i diodi di bypass e da essa si diramano due cavi con connettori di tipo plug-in che semplificano le connessioni.

Infine, un telaio convenzionalmente realizzato in alluminio è posto a sostegno del sistema ed è corredato da guarnizioni sigillanti.



[Figura 18] Struttura di un pannello fotovoltaico [10]

L'assemblaggio di più moduli costituisce un pannello fotovoltaico. Seguendo un processo iterativo, più pannelli disposti in serie definiscono una stringa e molteplici stringhe distribuite in parallelo formano un generatore fotovoltaico.



[Figura 19] Componenti di un generatore fotovoltaico [29]

Un parametro utile all'analisi dei sistemi fotovoltaici è la Normal Operating Cell Temperature (NOCT). La NOCT identifica la temperatura di equilibrio assunta dalle celle fotovoltaiche che costituiscono un modulo, quando quest'ultimo viene esposto alla radiazione solare nelle condizioni espresse dallo standard CEI EN 60904-3, ovvero [4]:

- Temperatura ambientale (T_a) pari a 20 °C;
- Velocità del vento di 1 m/s;
- Irradianza solare pari a 800 W/m² con AM 1.5 .

Valori tipici di NOCT per applicazioni “free standing” variano tra 43-48 °C, mentre per applicazioni del tipo “building integrated” si toccano valori superiori a causa di una più limitata possibilità di circolazione dell'aria.

L'equazione (18) [4] può essere utilizzata allo scopo di stimare la temperatura assunta da una cella solare in condizioni variabili di irradianza (G) e temperatura ambientale (T_a). Essa suppone che la differenza di temperatura fra T_c e T_a dipenda linearmente dall'irradianza.

$$T_c = T_a + \frac{NOCT - 20}{800} \cdot G \quad [^{\circ}C] \quad (18)$$

Affinché un produttore possa commercializzare dei moduli fotovoltaici, è richiesto che questi rispettino alcuni criteri in termini di performance. In particolare, il naturale degradamento dei pannelli deve comunque consentire il raggiungimento di una potenza in STC pari al 90 % della minima potenza erogabile dopo 10 anni e pari al 80 % dopo 25 anni.

Inoltre, per quanto concerne il manifestarsi di difetti legati alla produzione, è necessario coprire l'acquirente offrendo una garanzia di almeno 2 anni (in genere 10 anni). In questo contesto, alcuni standard come IEC EN 61215 (afferente alle celle in silicio monocristallino e policristallino) impongono una serie disparata di test volti a stimare le performance dei moduli durante il loro periodo di vita (intorno ai 25 anni), tramite una riproduzione dell'invecchiamento dei pannelli simulata in laboratorio.

2.3.2 Principali test prestazionali e vantaggi/svantaggi del PV

Viene qui presentato un elenco dei principali test [4]:

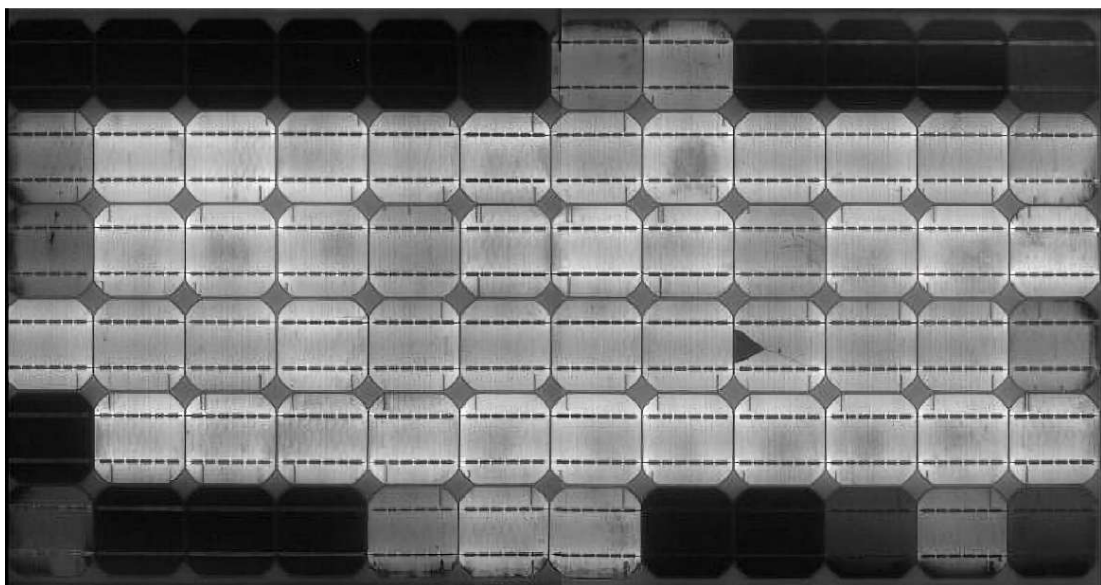
- Ispezione visiva;
- Analisi prestazionali in STC;
- Misura del NOCT;
- Analisi delle prestazioni in NOCT;
- Verifica delle prestazioni in condizioni di bassa irradianza;
- Esposizione a UV;
- Misura dei coefficienti di temperatura α , β , γ ;
- Test di isolamento elettrico, tramite l'applicazione di una tensione pari a 1000 V tra i morsetti cortocircuitati e la cornice, con la conseguente valutazione della corrente dispersa;
- Esposizione in ambiente esterno;
- Analisi di hot-spot in presenza dei diodi di bypass, per valutarne il corretto funzionamento in caso di ombreggiamento;
- Test in condizioni di umidità e congelamento;
- Test mediante cicli termici, in cui vengono realizzati 200 cicli fra -40°C e $+85^{\circ}\text{C}$;
- Test in copresenza di calore e umidità, svolto alla temperatura di 85°C e con l'85% di umidità relativa. Nel caso in cui venga imposto anche un voltaggio pari a 1000 V, la prova è denominata PID (test di Degradazione Indotta da Potenziale);
- Prova di torsione;
- Test di robustezza dei terminali;
- Test in condizione di carico meccanico;
- Esposizione alla grandine ($v = 90\text{km/h}$, $\varnothing=3.5\text{ cm}$).

Alcuni test vengono invece specificatamente usati per i moduli costituiti da celle della tipologia a film sottile:

- Valutazione in condizioni di bagnato della corrente di dispersione che in genere risulta essere più elevata in questa tipologia di celle. Infatti, la loro resistenza di isolamento è inferiore rispetto alla corrispettiva nei moduli a silicio cristallino;
- Stima della degradazione dovuta a una prolungata esposizione alla luce (particolarmente utile per le celle in silicio amorfo);
- Tempra, processo mediante cui è possibile ottenere degli incrementi delle performance.

Infine, esistono alcuni test che pur non essendo inclusi negli standard, risultano particolarmente utili al fine di identificare la presenza di difetti nelle celle. Questi, infatti, possono svilupparsi a causa delle elevate velocità produttive o per l'utilizzo di wafers sempre più sottili e quindi fragili. Tali prove, che sfruttano la radiazione infrarossa (IR) sono [4]:

- Il test a elettroluminescenza, che viene svolto in condizioni di buio. In questo caso, il modulo viene alimentato esternamente e opera in maniera analoga ad un LED, con un'emissione IR nel range 1.1-1.2 μm . Sfruttando ciò, è possibile identificare microcrepe e celle totalmente non funzionanti;
- Il test volto all'identificazione delle zone di surriscaldamento, che viene operato con esposizione alla luce solare e in assenza di fonti di alimentazione esterne. L'utilizzo di termocamere permette di visualizzare con colori differenti le zone a diversa temperatura (7.5-13 μm).



[Figura 20] Test con radiazione infrarossa [4]

L'utilizzo del fotovoltaico comporta innumerevoli vantaggi, che ne hanno trainato lo sviluppo e la diffusione negli anni. In primo luogo, risulta una tecnologia particolarmente affidabile potendo operare oltre i 25 anni (anche 35 in applicazioni nel campo satellitare) e consentendo un ritorno economico dell'investimento in circa 2 anni.

Il fatto che la conversione della radiazione solare in elettricità avvenga direttamente, ossia in assenza di componenti mobili, protegge i moduli dall'usura meccanica. Ciò è correlato alla presenza di bassi costi di manutenzione, perlopiù associati alla sola pulizia delle superfici vetrate.

Il raffreddamento dei pannelli non necessita dell'utilizzo di acqua, ma si ha per convezione naturale con l'aria. Inoltre, la produzione di energia avviene in prossimità dei luoghi in cui la stessa verrà consumata, con conseguente riduzione delle perdite correlate alla trasmissione. Per quanto concerne l'impatto ambientale, si può sottolineare come il fotovoltaico non emetta inquinanti e non generi rumori durante la fase operativa. Al termine del ciclo di vita, la quasi totalità dei materiali può essere riciclata.

La generazione fotovoltaica non è comunque esente da svantaggi. In primo luogo, vi è la natura intermittente della produzione, dovuta al fatto che la sorgente alla base del suo funzionamento non è sfruttabile in modo continuo nell'arco della giornata. Il PV produce elettricità fintanto che la radiazione solare incide sui generatori; quindi, durante la notte o in presenza di dense nubi la produzione viene meno.

L'intermittenza porta quindi con sé il concetto di non programmabilità della produzione, problema non di poco conto se si pensa che la regolazione della potenza generata in accordo alla domanda dell'utenza, rappresenta attualmente il mezzo per soddisfare il fabbisogno di elettricità preservando al contempo la stabilità della rete. Inoltre, a causa dello sfasamento dei profili di generazione e carico, è necessario associare al PV componenti addizionali volti alla conversione della potenza e all'accumulo. Infine, i costi di installazione non sono trascurabili, anche se si sono gradualmente ridotti con il passare degli anni.

2.3.3 Ombreggiamento e disposizione dei moduli

L'installazione di un generatore fotovoltaico non può prescindere da un'attenta analisi del fenomeno dell'ombreggiamento. Infatti, la potenza erogata durante un lasso temporale può essere fortemente ridotta in caso di ombre proiettate anche su una piccola parte dei moduli. L'orografia del territorio, la presenza di edifici, vegetazione e strutture circostanti possono determinare l'insorgenza di ombre nell'arco della singola giornata e nell'anno.

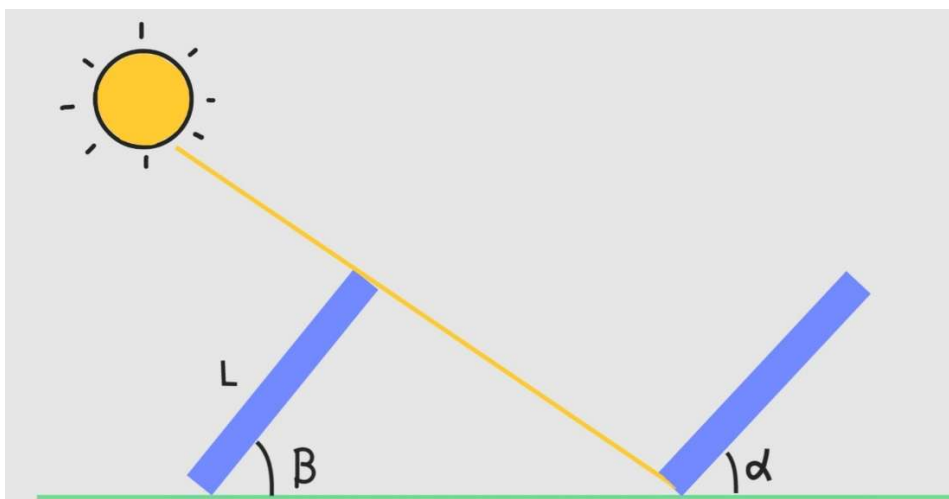
Preliminari sopralluoghi nel sito in cui si desidera effettuare l'installazione consentono di identificare possibili fonti di ombreggiamento. Ciò, in correlazione all'analisi delle caratteristiche di incidenza solare durante l'anno, consente valutare l'inclinazione e l'orientamento ottimali ai fini produttivi.

Considerando il caso in cui molteplici file di moduli debbano essere installate in un medesimo terreno pianeggiante, l'ombreggiamento reciproco viene evitato imponendo un'opportuna distanza minima tra di esse [4]. Questa può essere calcolata mediante la relazione (19), applicata considerando le condizioni presenti durante il solstizio d'inverno (ovvero quando l'altezza solare è minima).

$$d_{\min} = L \cdot \cos(\beta) + L \cdot \frac{\sin(\beta)}{\operatorname{tg}(\alpha)} \quad [\text{m}] \quad (19)$$

Dove:

- L è la lunghezza del modulo [m];
- β è l'inclinazione del modulo [°];
- α è l'angolo associato all'altezza solare minima [°].



[Figura 21] Distanza minima per evitare l'ombreggiamento

2.3.4 Moduli fotovoltaici bifacciali

I moduli bifacciali sono caratterizzati dalla possibilità di generare energia sfruttando anche il retro delle celle fotovoltaiche che li costituiscono. Infatti, la presenza di un ulteriore strato di vetro trasparente nella parte posteriore e di una ridisposizione dei componenti elettrici consente alla luce riflessa dal terreno di intercettare il pannello. In questo modo si aumenta la quantità di energia prodotta rispetto ad un modulo standard.

L'entità di tale incremento è influenzata principalmente dai seguenti fattori [11][12]:

1. L'albedo associato alla superficie sottostante, infatti un maggiore coefficiente di albedo implica una percentuale superiore di radiazione riflessa;
2. La distanza presente tra il suolo e il modulo, poiché è necessaria una distanza minima opportuna per poter massimizzare la percentuale della radiazione riflessa che viene effettivamente captata dal retro del pannello;
3. La presenza di fonti di ombreggiamento sul retro del pannello;
4. L'inclinazione del modulo.

In relazione alle specifiche condizioni di funzionamento, si possono ottenere degli incrementi produttivi del 10-30% rispetto all'uso di corrispondenti moduli monofacciali.

I principali vantaggi dei sistemi bifacciali sono:

- Una maggiore resistenza alle intemperie, correlata ad un incremento della robustezza e quindi della vita del pannello;
- Una produzione più elevata che può consentire una riduzione dei tempi di ritorno dell'investimento;
- La possibilità di installazione in caso di revamping di vecchi impianti fotovoltaici;
- La necessità di occupare uno spazio inferiore rispetto ai monofacciali a parità di potenza nominale.

Di contro, per poter sfruttare appieno le potenzialità di questa tipologia di moduli è necessario che l'installazione avvenga in presenza di terreni o coperture che abbiano tonalità chiare, con un'elevata capacità riflettente. Inoltre, l'incremento del peso e i vincoli realizzativi rendono necessaria un'attenta fase di progettazione.

2.4 La classificazione degli impianti fotovoltaici

2.4.1 La distinzione per taglia

Gli impianti fotovoltaici possono essere classificati in diverse tipologie tenendo conto delle potenze in gioco, della loro destinazione d'uso e delle peculiarità in campo tecnico-strutturale. Considerando le potenze nominali è possibile distinguere:

- Impianti di taglia piccola, con una potenza nominale inferiore a 20 kW;
- Impianti di taglia media, con una potenza nominale compresa tra 20-50 kW;
- Impianti di taglia grande, con una potenza nominale superiore a 50 kW.

Questa distinzione è utile soprattutto nel campo delle incentivazioni, poiché le differenti categorie possono avere accesso a diverse tariffe e le specifiche regolamentazioni differiscono tra loro.

2.4.2 La distinzione per destinazione d'uso

In relazione al contesto d'applicazione e alla destinazione d'uso si distinguono [13][14]:

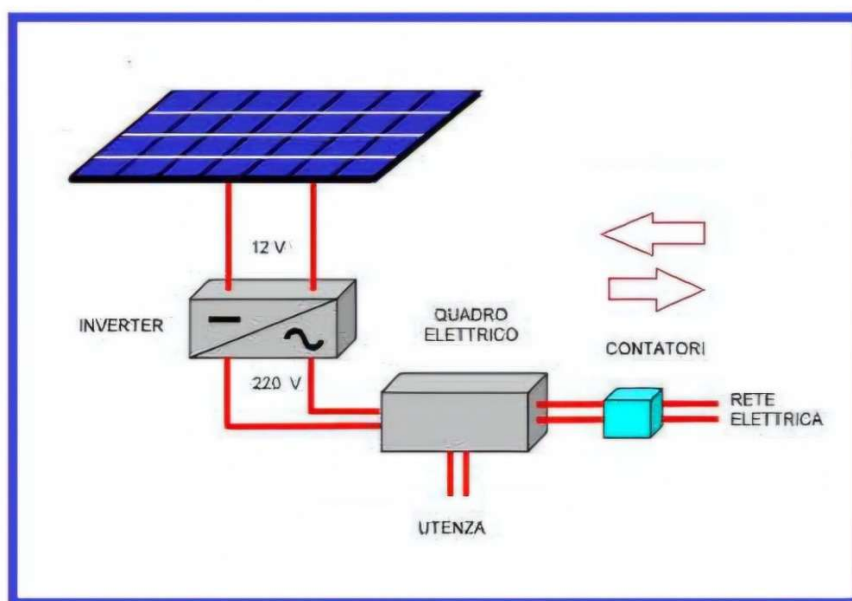
- Impianti connessi alla rete (grid connected);
- Impianti isolati (stand-alone);
- Impianti connessi alla rete e dotati di accumulo (storage PV);
- Sistemi plug&play.

Gli impianti grid connected sono sistemi connessi alla rete elettrica nazionale. La loro logica di funzionamento impone come obiettivo primario il soddisfacimento della domanda energetica delle utenze. Sulla base di ciò, la richiesta viene in primis gestita tramite la produzione locale da PV e nel caso in cui quest'ultima fosse insufficiente, viene prelevata energia dalla rete. Quando l'energia autoprodotta supera la domanda, il surplus viene immesso in rete, garantendo comunque un ritorno economico.

Tra i principali componenti che, in aggiunta ai pannelli, vanno a costituire lo schema d'impianto vi è l'inverter. Il suo scopo è convertire la corrente continua (DC) generata dai moduli in corrente alternata (AC), che in genere costituisce la forma concretamente sfruttabile. Inoltre, un contatore di produzione e un contatore di scambio vengono adoperati al fine di contabilizzare rispettivamente l'energia generata in loco e quella scambiata con la rete.

L'utilizzo di dispositivi distinti è utile poiché il valore attribuito all'energia prodotta e autoconsumata può differire dal prezzo speso per l'energia acquistata, che a sua volta può essere differente rispetto a quanto viene pagato ciò che è immesso in rete.

Il principale vantaggio di questa categoria di impianti è la garanzia di approvvigionamento energetico anche in assenza di produzione da parte del PV.



[Figura 22] Schema semplificato di impianto grid connected [15]

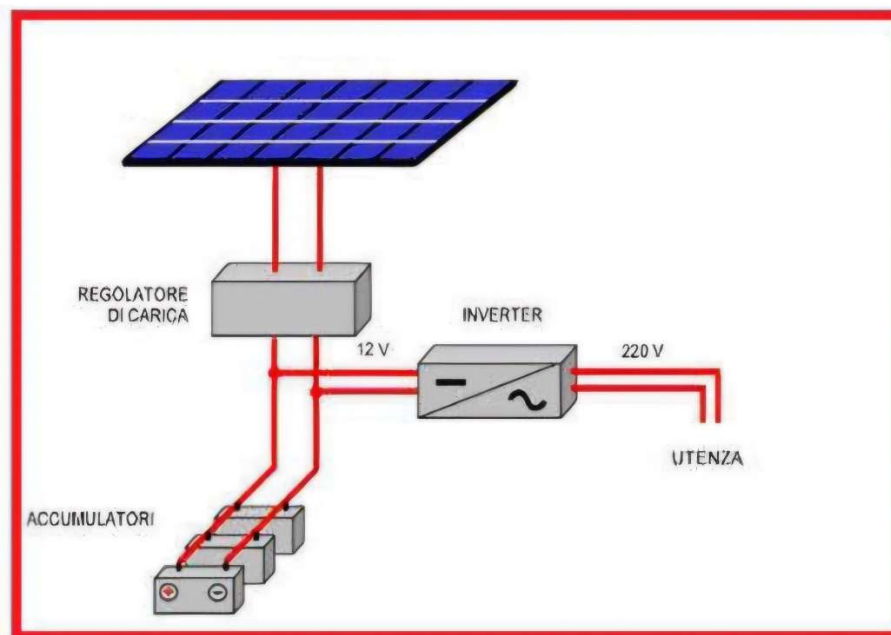
Gli impianti stand-alone trovano applicazione in zone dove l'approvvigionamento energetico è difficoltoso poiché l'allacciamento alla rete elettrica risulta inattuabile o economicamente svantaggioso.

Questi sistemi, in aggiunta ai componenti già presentati per la tipologia precedente, presentano alcuni elementi supplementari per far fronte all'assenza della rete. Nello specifico, necessitano di batterie di accumulo, di un regolatore di carica ed eventualmente di un gruppo elettrogeno.

Considerando un'applicazione in un contesto isolato come un rifugio montano, la logica di funzionamento prevede che in presenza di energia prodotta da PV, questa venga in prima istanza adoperata per alimentare le utenze e in caso di eccesso immagazzinata nelle batterie. Nelle fasi in cui vi è una domanda energetica ma la produzione è assente, i sistemi di accumulo forniscono l'energia necessaria. Il gruppo elettrogeno può essere utile per garantire la continuità di alimentazione anche nei casi di guasto o in assenza di energia nell'accumulo. In questo sistema, il regolatore di carica ha la funzione di gestire l'energia distribuita alle batterie evitando al contempo l'insorgenza di danni dovuti a fenomeni di scarica profonda o sovraccarico.

Durante la progettazione di impianti isolati è buona pratica sovradimensionare opportunamente il sistema fotovoltaico, allo scopo di consentire contemporaneamente l'alimentazione dei carichi e la ricarica degli accumuli in presenza di luce solare.

Tra i principali vantaggi degli impianti stand-alone vi è la possibilità di scalare e adattare il sistema in relazione al contesto di riferimento. Tuttavia, è necessaria un'oculata fase di progettazione per evitare dimensionamenti errati e prolungare la vita delle batterie di accumulo. In relazione a ciò, i costi associati all'investimento iniziale tendono ad essere elevati.

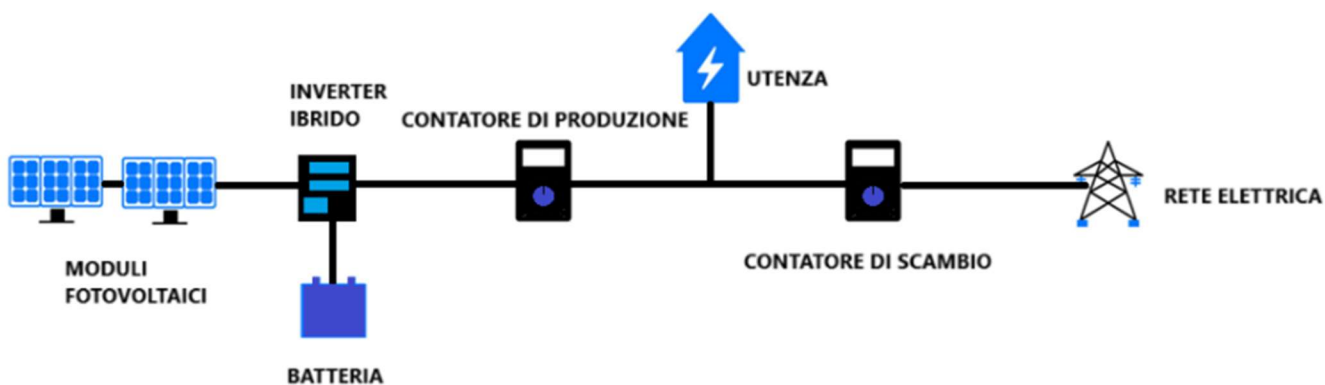


[Figura 23] Schema semplificato di impianto stand-alone [15]

Gli impianti di tipo storage PV costituiscono un modello ibrido rispetto ai due sistemi presentati in precedenza. Infatti, pur essendo connessi alla rete elettrica, dispongono allo stesso tempo di sistemi di accumulo. In relazione a ciò, essi permettono di alimentare le utenze durante il giorno grazie all'energia prodotta dai moduli fotovoltaici e disporre delle eccedenze al fine di ricaricare le batterie. Quando la massima capienza di quest'ultime è stata raggiunta, l'energia ulteriormente prodotta come surplus viene immessa in rete.

Durante i periodi notturni i carichi presenti vengono coperti in prima istanza dall'energia disponibile in accumulo e successivamente la domanda può comunque essere soddisfatta grazie alla rete, senza generare discontinuità nel servizio.

Il principale vantaggio di questa tipologia di impianti è il drastico incremento nell'energia autoconsumata, che comporta una maggiore indipendenza dalla rete elettrica. Infatti, si vanno a ridurre i prelievi dalla rete e al contempo si abbassano le immissioni degli eccessi produttivi verso di essa. Ciò è importante se si pensa che il prezzo a cui viene acquistata l'energia da parte dell'utente è superiore rispetto al prezzo a cui essa viene venduta se ceduta alla rete. Inoltre, l'energia autoconsumata può essere spesso oggetto di ulteriori forme di incentivazione.



[Figura 24] Schema semplificato di impianto storage PV

I pannelli fotovoltaici plug&play identificano una tipologia impiantistica sviluppatasi negli ultimi anni. Essi si caratterizzano per semplicità e velocità di installazione, in quanto possono essere connessi direttamente ad una presa elettrica senza la necessità di una progettazione preliminare.

Per esempio, questi moduli possono essere installati sui balconi della propria abitazione e nel fare ciò vengono corredati da tutta la componentistica necessaria, tra cui un micro-inverter e gli elementi di fissaggio. Tramite il fotovoltaico plug&play è possibile coprire parte del fabbisogno di un'abitazione tramite moduli di piccole dimensioni e pertanto adattabili alle proprie esigenze.

L'Autorità di Regolazione per Energia, Reti e Ambiente (ARERA), stabilisce una potenza nominale limite pari a 350 W per poter considerare un kit fotovoltaico nella categoria plug&play.

Il principale vantaggio di appartenere a tale categoria riguarda la possibilità di poter installare l'impianto senza la necessità di particolari autorizzazioni e con un investimento iniziale relativamente contenuto.

Tra i contro vi è invece l'impossibilità di immettere gli eccessi produttivi nella rete elettrica, perdendo così i vantaggi economici correlati a tale processo. L'unico modo per sfruttare l'energia prodotta è quindi autoconsumarla direttamente.

2.4.3 La distinzione per tipologia di struttura portante

Un'ulteriore possibile categorizzazione degli impianti fotovoltaici considera l'entità delle strutture sui cui vengono montati i moduli. In relazione a ciò è possibile identificare [16][17]:

- Moduli a struttura fissa
- Moduli ad inseguimento solare (solar tracking)

I moduli a struttura fissa costituiscono la tipologia attualmente più diffusa, poiché caratterizzati da una minore complessità e da costi associati più contenuti. Essi presentano un sostegno fisso, definito sulla base dell'azimut e dell'angolo di inclinazione.

L'azimut (γ) è l'angolo che intercorre tra la direzione sud e la proiezione della congiungente tra sole e terra sul piano orizzontale. Esso assume i valori: $\gamma = 0^\circ$ a sud, $\gamma = -90^\circ$ a est e $\gamma = +90^\circ$ a ovest. Mentre, l'angolo di inclinazione è quello compreso tra il piano della superficie inclinata e l'orizzontale.

Per le applicazioni sui terreni, i valori di tali angoli sono definiti in relazione alla località di installazione (latitudine, longitudine) e agli ostacoli ivi presenti, allo scopo di ottenere una disposizione ottimale. Quando i moduli necessitano di essere installati sui tetti, il diretto utilizzo dell'inclinazione di quest'ultimi è generalmente la scelta più semplice e opportuna.



[Figura 25] Impianto PV a struttura fissa

I sistemi della tipologia solar tracking sono progettati allo scopo di inseguire il movimento del sole lungo la volta celeste, mantenendo i moduli perpendicolari alla radiazione solare e consentendo così di massimizzare i tempi di produzione energetica. Ciò, può comportare un incremento in termini di efficienza dei pannelli nell'ordine del 10-25 %.

La maggiore possibilità di produrre nell'arco della giornata risulta particolarmente vantaggiosa in contesti in cui siano attive tariffe elettriche multiorarie. In questo senso è possibile ottenere un risparmio in quei momenti in cui l'acquisto di energia dalla rete risulterebbe più costoso.

Di contro, i sistemi ad inseguimento solare, essendo caratterizzati da una maggiore complessità, necessitano di una più accurata analisi del sito che dovrà far fronte ad una componentistica aggiuntiva. La presenza di parti in movimento rende necessaria una manutenzione più frequente e in caso di fenomeni climatici avversi, la struttura risulta soggetta più facilmente a danneggiamenti.

Per i vari motivi esposti, l'investimento iniziale associato a questa categoria impiantistica risulta particolarmente elevato e può arrivare a raddoppiare il costo correlato ad un fotovoltaico a struttura fissa avente la medesima potenza nominale.

I sistemi tracking sono suddivisi in due macrocategorie, ovvero: inseguitori monoassiali e inseguitori biassiali, in relazione ai gradi di libertà associati al movimento.

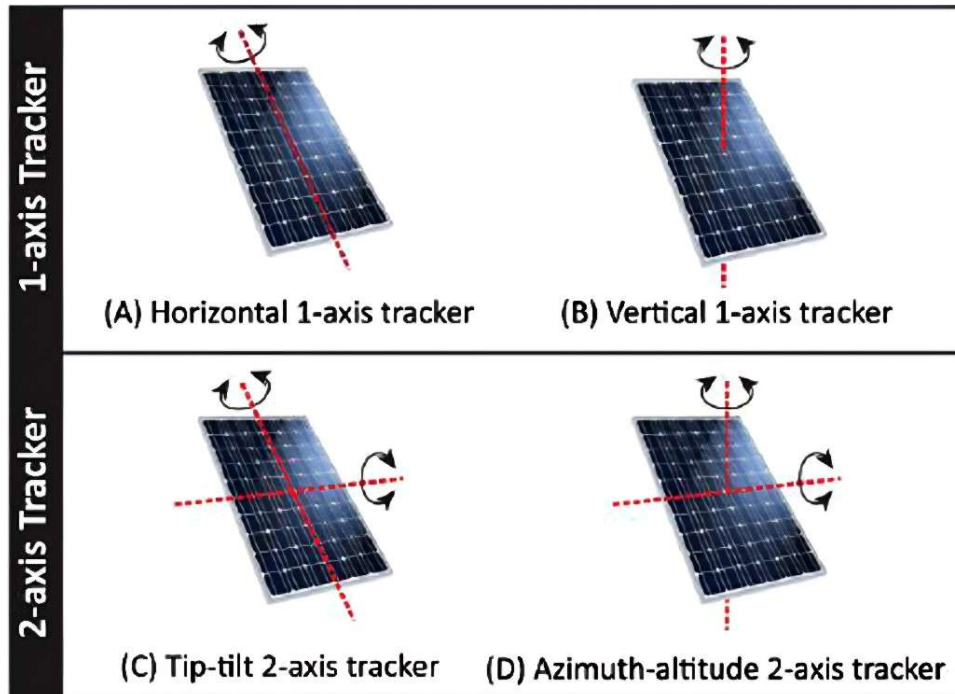
Gli inseguitori monoassiali [16][17][18] presentano un unico asse di rotazione attraverso cui ottenere la perpendicolarità tra modulo e raggi solari. A loro volta, possono essere classificati in:

- Inseguitori a singolo asse verticale, in cui il movimento è operato da est verso ovest e lo spostamento dell'asse è verticale rispetto al terreno;
- Inseguitori a singolo asse orizzontale, in cui il movimento dell'asse è orizzontale rispetto al terreno e con lo spostamento da nord verso sud che rappresenta in genere la scelta più opportuna;
- Inseguitori a singolo asse inclinato, il cui asse risulta allineato in modo da essere compreso tra la verticale e l'orizzontale;
- Inseguitori a singolo asse polare, in cui l'asse è inclinato ed allineato alla stella polare. Questa tipologia è tra le migliori in termini di efficienza.

Gli inseguitori biassiali [16][17][18] dispongono invece di due assi di rotazione, che consentono di avere una maggiore flessibilità di movimento e quindi di poter seguire meglio il movimento solare nell'arco della giornata. Essi sono ripartiti in:

- Inseguitori a doppio asse azimut-elevazione, in cui un asse è verticale rispetto al terreno ed è definito asse d'azimut, mentre il secondo è disposto perpendicolarmente al precedente;

- Inseguitori a doppio asse tip-tilt, in cui i moduli vengono montati all'apice di un palo con asse azimutale verticale e fisso. Questa tipologia è utile al fine di massimizzare la potenza raccolta.

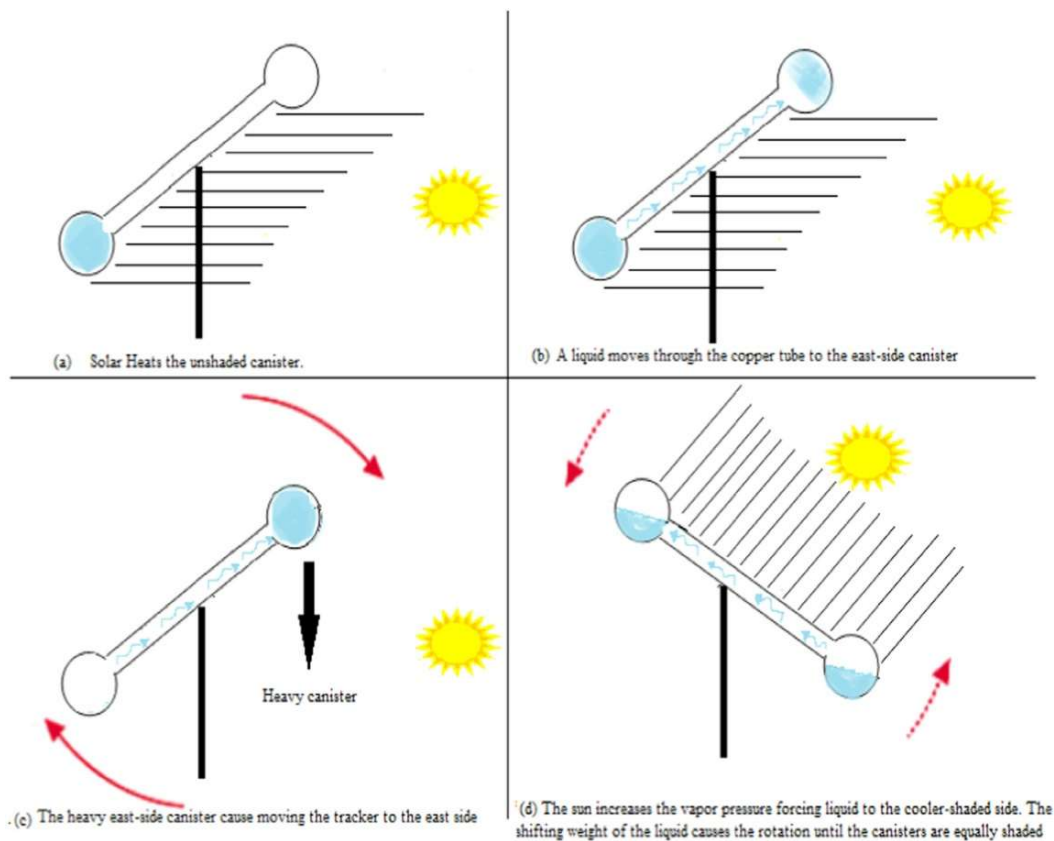


[Figura 26] Schema tipologie di inseguimento solare in relazione ai gradi di libertà [17]

Sulla base del sistema che genera il movimento utile ad orientarsi verso il sole, sono identificati: inseguitori solari di tipo passivo e inseguitori solari di tipo attivo.

Gli inseguitori passivi [16][17][18] non dispongono di alcun azionamento meccanico, ma sfruttano fenomeni fisici come la dilatazione termica e la variazione della pressione idraulica.

La [Figura 27], mostra il caso in cui i moduli vengano associati ad un componente tubolare ai cui estremi siano disposti due recipienti. Quando il sole riscalda un opportuno liquido contenuto all'interno di uno dei recipienti, una parte di esso passa alla fase gassosa. Il gas genererà così una pressione che spinge il liquido rimanente verso il secondo contenitore, variando la disposizione del peso nel sistema e consentendo infine ai moduli di ruotare.



[Figura 27] Sistema fotovoltaico ad inseguimento passivo [16]

Gli inseguitori attivi [16][17][18] dispongono di motori elettrici atti alla movimentazione dei pannelli. Possono attuare logiche di funzionamento dette a circuito chiuso, quando dei sensori rilevano la posizione del sole e tramite un sistema di feedback forniscono l'informazione agli attuatori. Si parla invece di logiche di funzionamento a circuito aperto, quando gli attuatori operano sulla base delle direttive fornite da algoritmi.

In relazione a come viene sviluppata la strategia di controllo abbiamo [16][17][18]:

- Inseguitori basati su sensori e microprocessori, in cui i sensori misurano l'intensità luminosa e trasferiscono l'informazione ai microprocessori che sulla base di ciò controllano i motori. Questi sistemi possono dare informazioni molto precise in presenza di intensa luce solare, ma l'inseguimento può risultare più difficoltoso in presenza di luminosità contenuta;
- Inseguitori solari basati su data e ora, in cui la posizione del sole è individuata mediante l'ausilio di algoritmi che sfruttano le informazioni di data, ora e locazione del sistema al fine di coordinare il movimento. Il principale vantaggio nel fare ciò consiste nella possibilità di operare l'allineamento anche in presenza bassa intensità luminosa. Di contro, l'elaborazione di un opportuno algoritmo può risultare complessa.



[Figura 28] Sistema fotovoltaico ad inseguimento attivo

A valle dell'excursus sulle varie tipologie e classificazioni dei moduli fotovoltaici è utile osservare come non esista una configurazione a prescindere migliore delle altre, ma siano i singoli casi studio a definire quando una soluzione impiantistica è più adatta ad un determinato contesto piuttosto che un'altra.

Le disparate possibilità consentono di redigere un progetto sulla base di aspetti quali: i limiti afferenti alla morfologia del territorio di installazione, le spese sostenibili per l'investimento e i vincoli dettati dalle leggi attive in una specifica zona.

3 L' inverter

3.1 Struttura e componenti

Come già accennato in precedenza, i generatori fotovoltaici erogano corrente continua (DC), mentre per poter alimentare i carichi o immettere energia nella rete elettrica è necessario disporre di corrente in forma alternata (AC). Questa conversione viene operata mediante l'ausilio degli inverter.

Il principio di funzionamento alla base degli inverter può essere esplicitato considerando un'evoluzione funzionale dell'alternatore. Nella sua configurazione più semplice, un alternatore è composto da un magnete in rotazione affiancato ad una bobina. L'alternanza nella posizione dei poli affiancati al filo genera in quest'ultimo una corrente alternata dovuta al fenomeno dell'induzione magnetica, convertendo di fatto energia meccanica in energia elettrica.

Sostituendo il magnete con una bobina si ottiene un trasformatore, in cui il principio di funzionamento è il medesimo ma la corrente alternata nella bobina in uscita (bobina secondaria) è generata da un'altra corrente alternata imposta nella bobina in ingresso (bobina primaria). In questo caso è possibile sfruttare il fatto che il rapporto fra le tensioni di ingresso e uscita sia correlato al rapporto fra il numero di spire delle bobine, al fine di ottenere in uscita tensioni differenti con la medesima tensione in input.

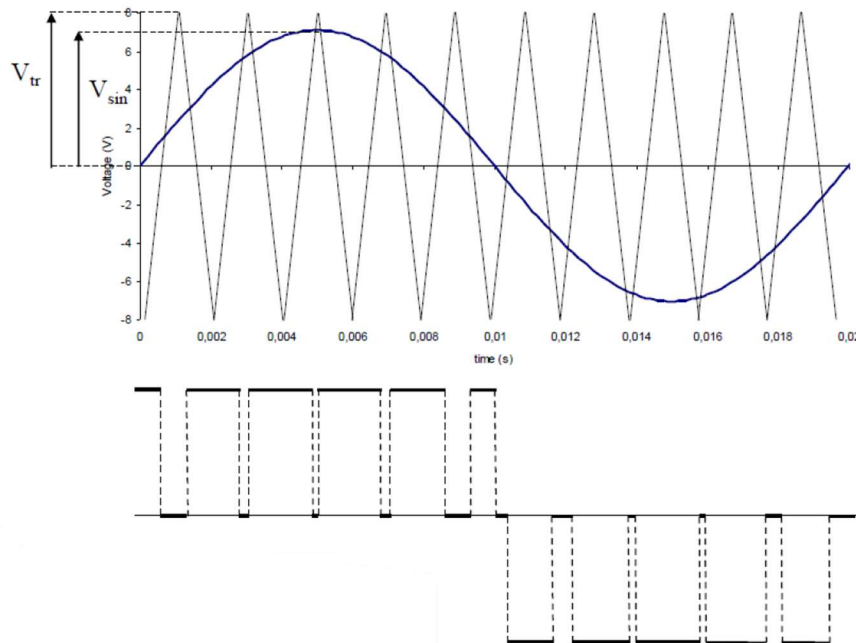
Procedendo ulteriormente nella modifica della configurazione, viene considerato l'inserimento di una batteria che vada ad erogare a primario una DC in sostituzione all'alimentazione in AC vista in precedenza. Infine, è possibile implementare un circuito capace di variare la direzione della corrente in maniera rapida e continua tramite il movimento di un contatto in grado di aprirsi e chiudersi con una frequenza elevatissima, nell'ordine dei 10-100 kHz. Tale circuito si basa su componenti quali [4]:

- Tiristori;
- Tiristori bipolari;
- MOSFET (Metal-Oxide Semiconductor power Field Effect Transistor);
- IGBT (Insulated Gate Bipolar Transistors).

La scelta del tipo di elemento dipende dal valore di tensione e dalle specifiche del sistema considerato. Ciò che si ottiene a valle di quest'ultima implementazione identifica la struttura base di un inverter.

La forma d'onda della tensione in uscita è un indice della qualità dell'inverter. In ordine di qualità crescente è possibile ottenere onde quadre, trapezoidali e sinusoidali. Al fine di ottenere forme d'onda di tipo sinusoidale viene sfruttata la tecnica del Pulse Width Modulation (PWM) [4]. Questa metodologia operativa prevede l'utilizzo di comparatori che

vanno a confrontare un'onda triangolare, generata da un clock, con l'onda sinusoidale da riprodurre, allo scopo di implementare il segnale di comando per i transistor. In questo processo il principale parametro di regolazione è l'indice di modulazione, ossia il rapporto tra le ampiezze dell'onda sinusoidale e triangolare. Tale indice assume valori compresi tra 0 e 1.

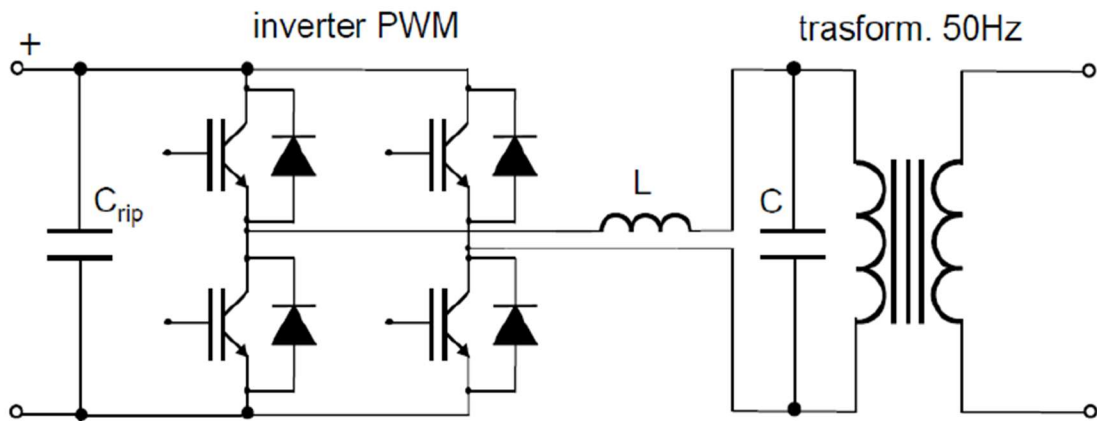


[Figura 29] Pulse Width Modulation-PWM [4]

3.2 Le tipologie di inverter

Sono identificabili diverse tipologie di inverter, adattabili alle caratteristiche dell'installazione considerata. Le principali sono [4][19]:

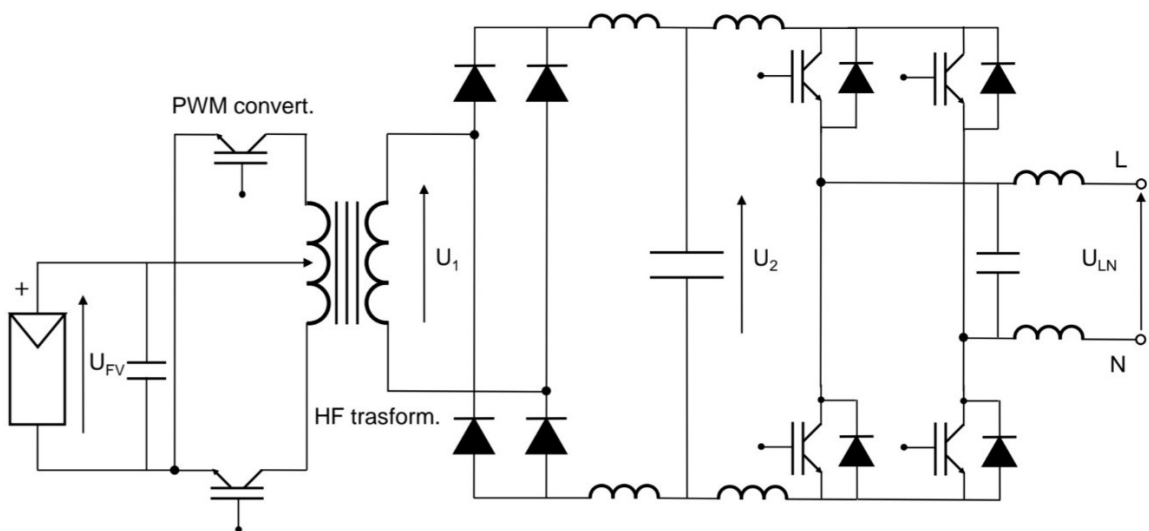
- Inverter con trasformatore a bassa frequenza, in cui un trasformatore opera a 50 Hz così da adattare la tensione del convertitore a quella della rete elettrica. In questo sistema, il campo magnetico del trasformatore riveste il duplice scopo di diminuire l'interferenza magnetica e isolare elettricamente la sezione in DC da quella in AC. Questa soluzione comporta però un incremento del peso e delle perdite di potenza, con conseguente aumento del costo associato;
- Inverter con trasformatore ad elevata frequenza, in cui le perdite di potenza sono ridotte tramite un aumento della frequenza operativa a 10-50 kHz. Tale variazione implica un incremento nella complessità del sistema;
- Inverter privi di trasformatore, usati quando si vogliono limitare i costi e gli ingombri per impianti di piccola taglia. In questo contesto la tensione associata al sistema fotovoltaico necessita di valori molto superiori a quella di rete. Ciò è ottenuto tramite un convertitore DC-DC di tipo step-up posto a monte dell'inverter, il cui inserimento può però ridurre alcuni dei benefici ottenuti.



[Figura 30] Schema inverter con trasformatore a bassa frequenza [4]

La [Figura 30] mostra lo schema relativo ad un inverter con trasformatore a bassa frequenza (50 Hz) e configurazione a ponte H con 4 transistor, in cui è implementata la PWM. Dallo schema sono inoltre identificabili: un condensatore (C_{rip}), utile al bilanciamento delle fluttuazioni di potenza e un filtro (LC), volto ad eliminare il contenuto delle armoniche di ordine maggiore dal profilo di tensione, rendendo quest'ultimo sinusoidale.

La [Figura 31] mostra invece lo schema di un inverter con trasformatore ad alta frequenza, in cui sono individuabili sezioni aggiuntive rispetto al precedente. Ciò, come già accennato, genera in questa tipologia una maggiore complessità impiantistica.



[Figura 31] Schema inverter con trasformatore ad alta frequenza [4]

3.3 Il Maximum Power Point Tracking (MPPT)

Come visto nei capitoli precedenti, la variazione delle condizioni operative (in termini di irraggiamento e tensione) influisce sulla condizione di massima potenza erogabile da parte di un generatore fotovoltaico.

Dato che il punto di lavoro coincide con l'intersezione fra la caratteristica I-U del modulo e quella del carico, anche considerando la condizione di carico costante, si deduce come occorra variare il punto di funzionamento dell'inverter per generare istantaneamente la massima potenza. A questo scopo è implementato l'inseguitore del punto di massima potenza o Maximum Power Point Tracking (MPPT).

Il punto di potenza massima (identificato da una coppia di valori tensione-corrente) può essere individuato dal MPPT tramite l'utilizzo di algoritmi basati su svariate logiche di funzionamento [4][20]:

- Logica di voltaggio costante, in cui viene misurata la tensione di circuito aperto (V_{OC}) e il punto di funzionamento è considerato a ridosso del 70-80 % di V_{OC} . Tra le varie possibilità è da ritenersi quella meno accurata;
- Logica di conduttanza incrementale, che sfrutta la corrispondenza fra la resistenza di carico e la resistenza differenziale del generatore. Questo metodo è il più corretto e preciso;
- Logica di Perturbazione e Osservazione (P&O), che si basa sull'indurre delle piccole perturbazioni del carico volte a generare corrispondenti variazioni dei valori di tensione. Per ogni scostamento viene poi valutata la potenza istantanea e quando viene ottenuto un incremento di quest'ultima, l'algoritmo produce una nuova perturbazione nella medesima direzione. In caso contrario, l'aggiustamento viene operato in verso opposto. Questa logica è attualmente la più diffusa.

Il MPPT offre un'elevata accuratezza per quanto concerne l'abilità dell'algoritmo in esso implementato di identificare il punto a potenza massima. In questi termini, possono essere raggiunte efficienze del 98-99 %, che rimangono tali per ampi range di irradianza (50-1000 W/m^2) e voltaggio (200-600 V) [4][20].

Di contro, non sempre i sistemi di tracking raggiungono il medesimo livello in termini di prestazioni dinamiche. Ciò significa che in presenza di rapide variazioni dell'irradianza, le basse velocità di inseguimento possono generare fenomeni di instabilità.

L'utilizzo di sistemi in grado di muoversi più rapidamente può comportare un incremento nella producibilità fotovoltaica intorno al 5-10 % rispetto ad un impianto PV con le medesime caratteristiche, ma associato ad tracker più lento.

Detto ciò, l'implementazione di un MPPT assicura comunque un miglioramento nella resa di un generatore fotovoltaico.

L'efficienza globale di un inverter può essere espressa come il prodotto fra un contributo correlato al tracking e uno attinente alla conversione [4][9][20]:

$$\eta_{INV} = \eta_{MPPT} \cdot \eta_{DC-AC} \quad [-] \quad (20)$$

In particolare, l'efficienza relativa all'inseguitore del punto a massima potenza è:

$$\eta_{MPPT} = \frac{P_{DC}}{P_{PV}} \quad [-] \quad (21)$$

Dove:

- P_{DC} è la potenza in uscita dal MPPT in DC;
- P_{PV} è la potenza erogata dal generatore fotovoltaico, in DC.

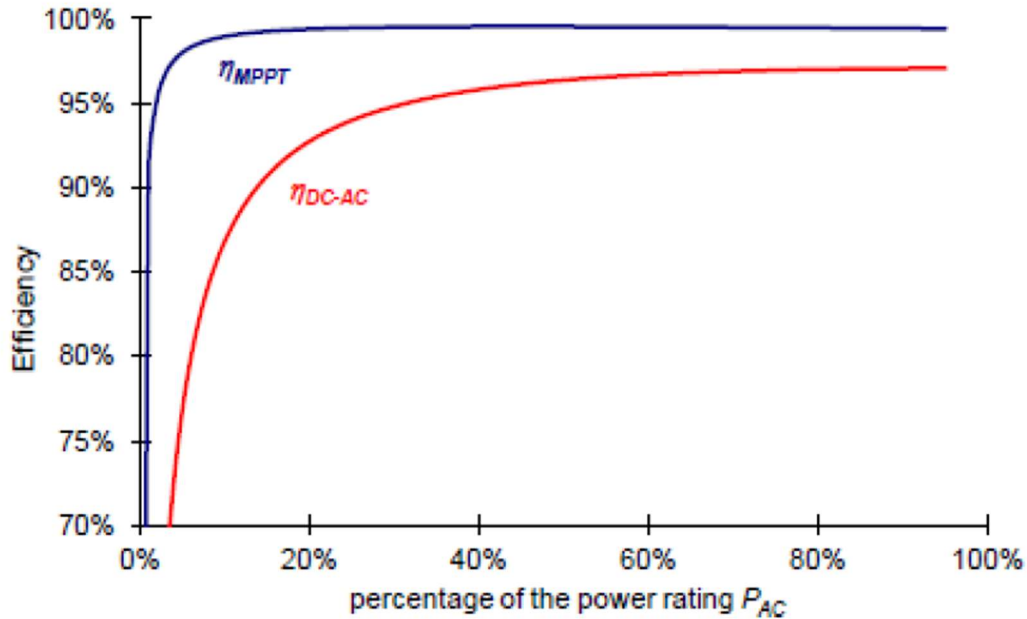
Mentre l'efficienza di conversione quantifica le perdite durante la trasformazione da DC a AC, tenendo conto anche delle perdite associate al trasformatore e ai dispositivi ausiliari:

$$\eta_{DC-AC} = \frac{P_{AC}}{P_{DC}} \quad [-] \quad (22)$$

In questa relazione, P_{AC} è la potenza disponibile in AC all'uscita dell'inverter.

I valori delle efficienze globali degli inverter, presenti nelle schede tecniche dei relativi prodotti si riferiscono alle condizioni di funzionamento nominali. Poiché però la variazione dei parametri in gioco porta l'inverter a lavorare gran parte del tempo a carico parziale, in genere sono resi disponibili anche i valori dei rendimenti per carichi tra il 50-80 % del valore nominale.

La [Figura 32] mostra gli andamenti delle efficienze η_{MPPT} e η_{DC-AC} al variare della percentuale della potenza nominale.



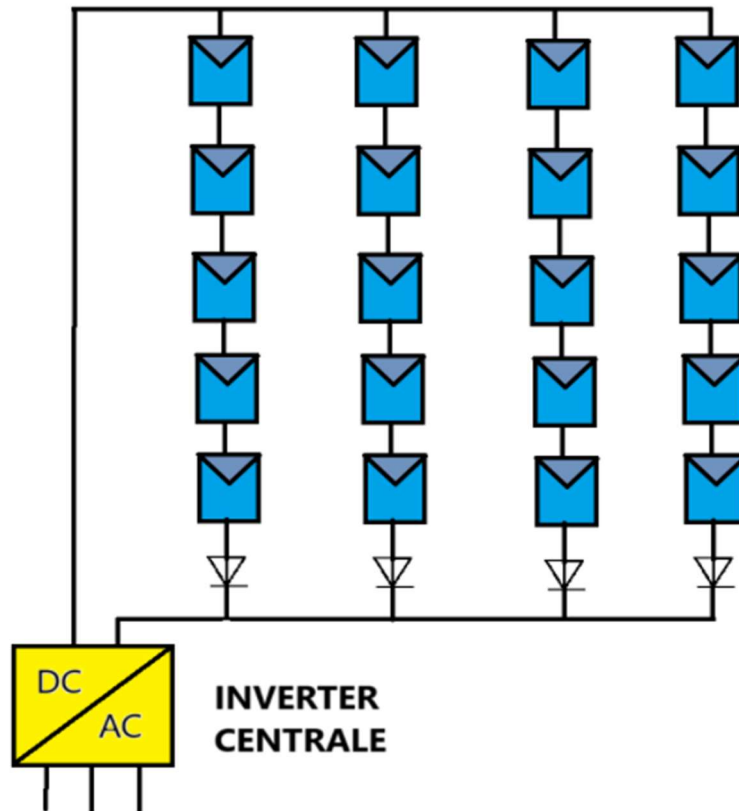
[Figura 32] Curve di efficienza per MPPT e DC-AC [9]

3.4 Le modalità di connessione

La connessione fra l'inverter e l'impianto fotovoltaico può essere effettuata secondo differenti configurazioni [20]:

- Struttura a inverter centrale;
- Struttura a inverter di stringa;
- Struttura a inverter di modulo.

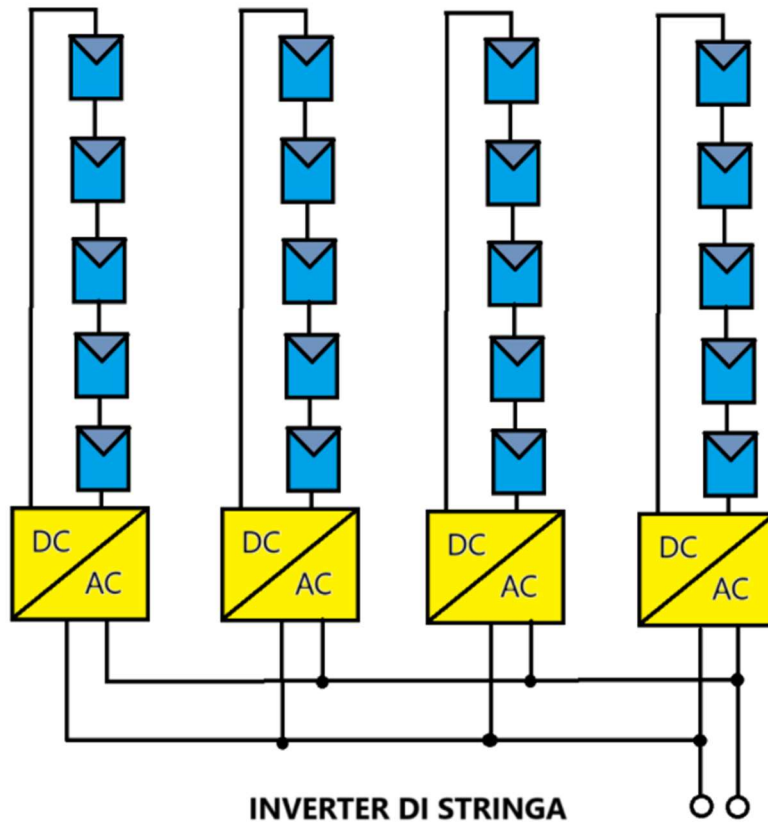
La configurazione a inverter centrale prevede l'utilizzo di un singolo inverter di riferimento per l'intero impianto. Questa soluzione consente di ridurre i costi, ma risulta comunque la tipologia meno diffusa a causa delle limitazioni ad essa associate. In primis, il fatto che il MPPT sia collegato ad un singolo bus centrale, comporta una riduzione dell'efficienza poiché esso non permette di adattarsi alle necessità delle singole stringhe. Inoltre, la struttura è caratterizzata da una scarsa affidabilità, dato che in caso di guasti afferenti all'unico inverter, l'intero impianto fotovoltaico verrebbe reso inutilizzabile.



[Figura 33] Schema struttura ad inverter centrale

Per quanto concerne la configurazione a inverter di stringa, essa utilizza un inverter per ogni singola stringa dell'impianto. Ciò permette di massimizzare la producibilità di ogni stringa, poiché dispone di un MPPT dedicato.

Inoltre, l'intero sistema gode di una maggiore affidabilità, poiché in caso di malfunzionamento di un inverter si perderebbe solo la potenza ad esso associata. Questa soluzione è la più bilanciata se si vanno a considerare le prestazioni e i costi di investimento e pertanto risulta la più diffusa.



[Figura 34] Schema struttura ad inverter di stringa

Infine, la configurazione con inverter di modulo, considera l'installazione di un inverter per ogni singolo modulo PV nel sistema. In questo caso ogni inverter può reagire a situazioni di disomogeneità, dovute per esempio a ombreggiamenti parziali, grazie al MPPT in esso implementato. Questa soluzione è la migliore per quanto concerne rendimento e affidabilità, ma a causa degli elevati costi di investimento associati, viene utilizzata solamente per impianti più piccoli.

Per quanto riguarda la connessione alla rete, alcune delle caratteristiche utili degli inverter sono di seguito elencate [4][20]:

- Fattore di potenza $PF > 0.9$;
- Bassa ondulazione sul voltaggio DC;
- Limitata distorsione sulla corrente in uscita;
- Accensione e spegnimento automatici in presenza di bassi livelli di irradianza;
- Possibilità di limitare la potenza in ingresso da PV spostando il punto di funzionamento.

Quando durante la progettazione di un impianto fotovoltaico è stato identificato il numero utile di moduli, il modo in cui questi vengono abbinati a formare delle stringhe deve tenere conto di alcuni vincoli di accoppiamento con l'inverter.

In primo luogo, la massima tensione ottenuta ai capi di una stringa non deve superare il voltaggio massimo ammissibile dall'inverter. Inerentemente a ciò, il confronto viene normalmente effettuato considerando i voltaggi ad una temperatura di riferimento pari a -10°C . Questo perché il limite massimo di tensione viene raggiunto in giornate soleggiate invernali, poiché il modulo viene raffreddato maggiormente consentendo l'ottenimento di migliori prestazioni.

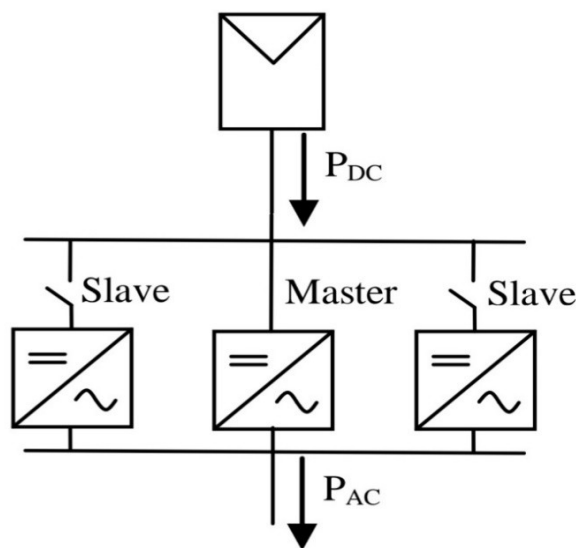
Successivamente è necessario considerare anche la tensione minima del range di funzionamento del MPPT. In particolare, la tensione operativa deve essere maggiore o uguale a tale valore limite al fine di evitare indesiderate disconnessioni del generatore. In questo caso, la temperatura di riferimento per il confronto dei voltaggi è generalmente 80°C .

Infine, per quanto concerne la corrente, anche qui il valore massimo erogato da una stringa non deve superare il limite ammissibile dall'inverter.

Nell'implementazione dell'impianto è buona pratica collegare in un'unica stringa quei moduli soggetti a simili condizioni di irraggiamento, così da affiancarvi differenti inverter e MPPT per far fronte ad ogni specifica condizione operativa.

Un'ulteriore configurazione utile è denominata Master-Slave [4][20]. In questo caso è sviluppato un ordine gerarchico degli inverter, in cui l'inverter Master è l'unico ad operare anche in presenza di limitata potenza in erogazione. All'aumentare di tale potenza e in corrispondenza del limite massimo per il Master, gli Slaves vengono attivati gradualmente.

Questa soluzione permette di migliorare le prestazioni alle basse potenze di carico.



[Figura 35] Configurazione Master-Slave [4]

4 Rendimento ed energia prodotta da fotovoltaico

Considerando fissati i valori di temperatura (T) e irradianza (G), la potenza incidente sul singolo modulo PV è valutabile come [4]:

$$P_i = G \cdot S_m \quad (23)$$

Con S_m [m²] pari alla superficie del modulo stesso.

In queste condizioni, l'efficienza risulta uguale a [4][20]:

$$\eta_M = \frac{P_m}{P_i} \quad (24)$$

dove P_m identifica la potenza di picco associata alla tipologia di modulo presa in considerazione.

Per quanto concerne l'energia producibile, essa è calcolabile tramite l'equazione (25) [4].

$$E_{AC} = H_T \cdot S_G \cdot \eta_{STC} \cdot PR \quad (25)$$

Dove:

- H_T è l'irraggiamento annuo [kWh/(m²anno)];
- S_G è la superficie totale del generatore PV [m²];
- η_{STC} è il rendimento del sistema in STC [-];
- PR è il Performance Ratio, che rappresenta il rapporto fra l'energia effettivamente prodotta e quella teoricamente estraibile. Questo parametro permette di tenere conto delle varie tipologie di perdita associate al sistema. Il PR assume valori compresi tra 0.55-0.65 per impianti stand-alone e tra 0.7-0.85 per impianti connessi alla rete.

L'energia disponibile all'utenza nell'arco di un anno può anche essere espressa tramite la seguente relazione [4]:

$$E_{AC} = P_p \cdot PR \cdot h_{eq} \quad (26)$$

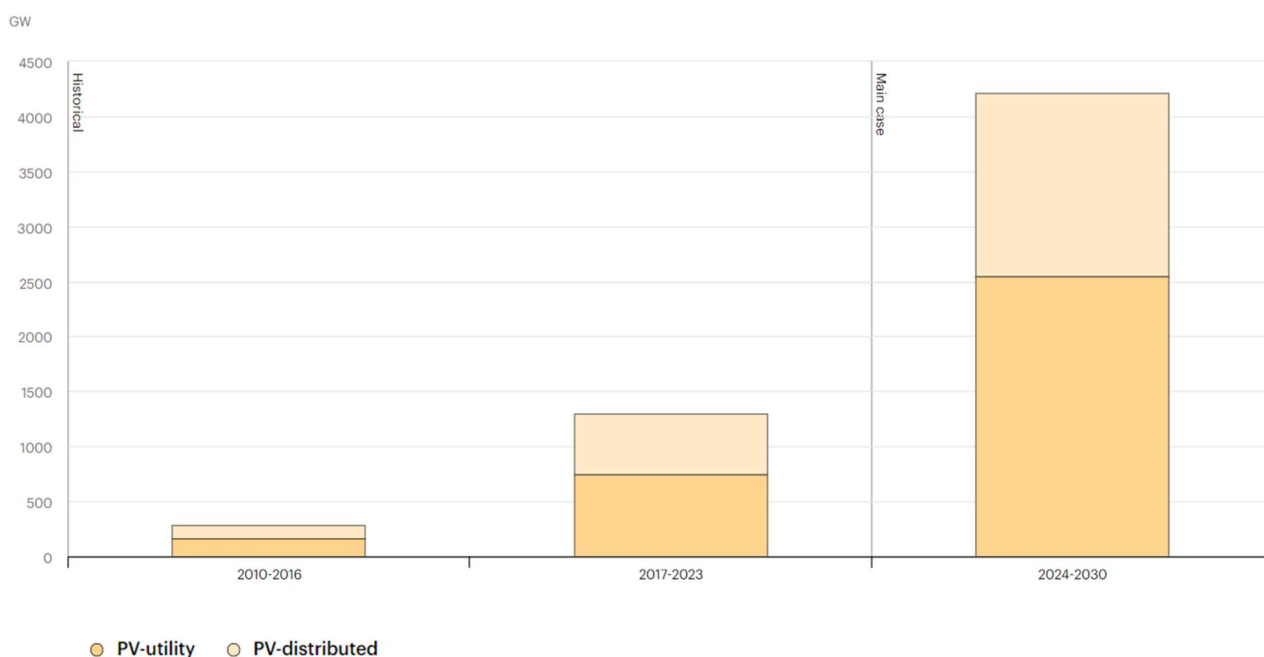
In questa equazione P_p è la potenza di picco dell'impianto, mentre h_{eq} esprime il numero di ore annuali di funzionamento alla potenza nominale del generatore PV. Infatti, il rapporto fra un valore di irraggiamento [kWh/m²] e l'irradianza di riferimento in STC (1 kW/m²) è dimensionalmente uguale a un numero di ore.

5 Il fotovoltaico in Italia e nel mondo

5.1 La situazione nel mondo

Secondo quanto riportato nel documento “Renewables 2024-Analysis and forecast to 2030” [21] redatto dall’ IEA (International Energy Agency), la capacità globale di energia elettrica rinnovabile da fotovoltaico è cresciuta dai 287.6 GW del 2016 ai 1301.2 GW nel 2023.

Le proiezioni prevedono una crescita ulteriore, tale da permettere di sfiorare i 1660 GW nel 2030, con un corrispettivo incremento della quota di elettricità da PV dal 5 % attuale al 16 %. Tale crescita è stimolata da una graduale diminuzione dei costi associati, da una maggiore consapevolezza sociale riguardo il rapporto costi-benefici e dalla riduzione delle tempistiche autorizzative.



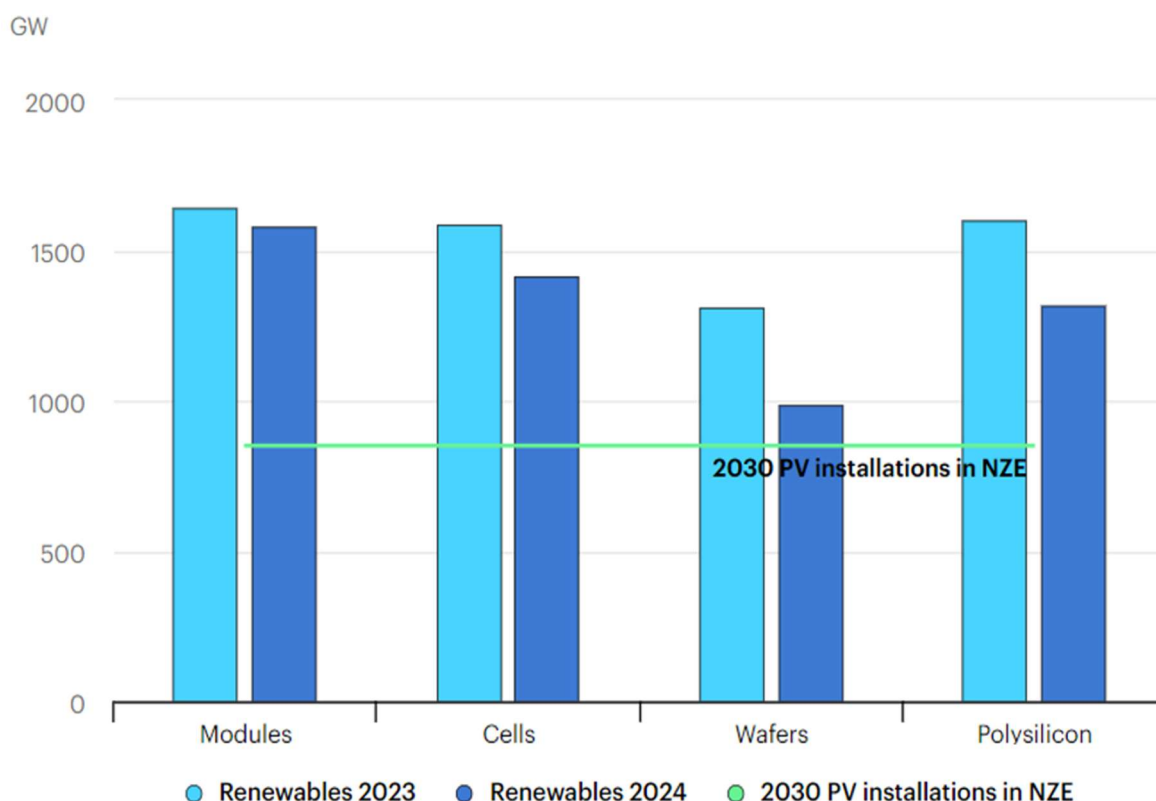
[Figura 36] Capacità elettrica da PV [21]

In questo contesto la Cina riveste un ruolo chiave, trainando la crescita fotovoltaica e più in generale delle fonti energetiche rinnovabili. Infatti, tra il 2020 e il 2023, essa ha quasi quadruplicato la capacità fotovoltaica cumulativa raggiungendo i 2016 GW di nuova potenza installata nel solo 2023. Si prevede che entro il 2030 la Cina avrà a disposizione oltre l’80 % della capacità produttiva globale nel segmento fotovoltaico [21].

Infatti, i costi sostenuti per la produzione dei moduli fotovoltaici sono attualmente 2-3 volte inferiori rispetto ai corrispettivi in paesi quali India e Stati Uniti.

A livello mondiale, la graduale riduzione dei prezzi legati alla produzione ha fatto incrementare drasticamente l'offerta di PV. Pertanto, si prevede che la capacità produttiva globale raggiungerà oltre 1100 GW entro la fine del 2024, ovvero più del doppio della corrispondente domanda prevista. Ciò spinge oggi i produttori ad un ridimensionamento dei propri piani di investimento [21].

La [Figura 37] mostra la variazione delle proiezioni relative alla capacità produttiva globale da PV all'anno 2030, dovuta a tale ridimensionamento.

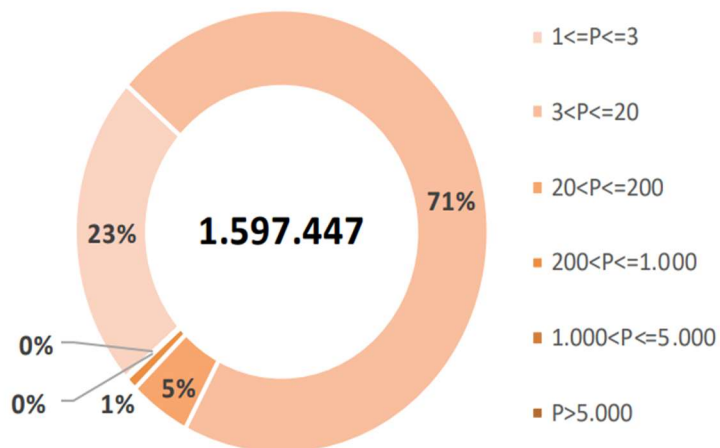


[Figura 37] Capacità produttiva globale da PV al 2030 [21]

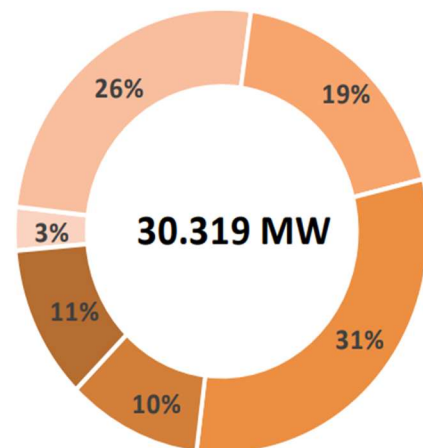
5.2 La situazione in Italia

Per quanto concerne la situazione in Italia, secondo i dati forniti dal “Rapporto Statistico 2023 - Solare Fotovoltaico” [5] redatto dal GSE (Gestore dei Servizi Energetici), nel corso del solo 2023 sono entrati in funzione circa 371500 impianti PV, per una potenza superiore a 5200 MW. Complessivamente, la potenza in esercizio alla fine del 2023 risultava pari a 30319 MW, mentre la produzione registrata in tale anno ammontava a 30711 GWh.

Numero impianti a fine 2023 (%)



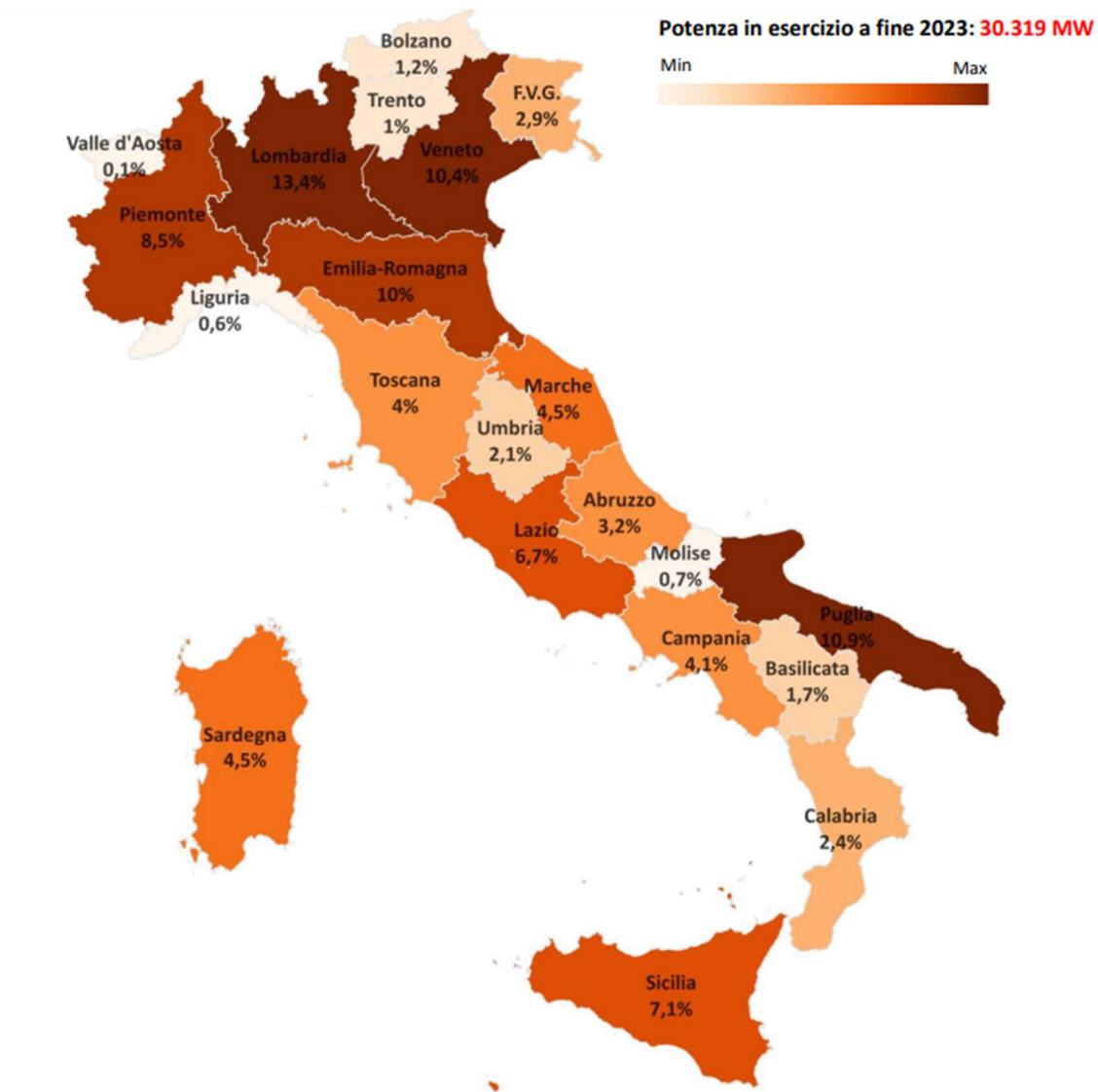
Potenza impianti a fine 2023 (%)



[Figura 38] Numero impianti e potenza nominale [5]

La [Figura 38] mostra che il numero totale di impianti ha raggiunto le 1597447 unità, di questi il 94 % dispone di una potenza nominale inferiore ai 20 kW. L'1 % è costituito invece da impianti con una potenza compresa tra 200 kW - 1 MW, che nonostante il numero esiguo, compongono circa un terzo della potenza generata.

Per quanto riguarda la distribuzione territoriale, le regioni con un numero maggiore di impianti sono: Lombardia, Veneto, Emilia-Romagna e Piemonte. Il 56 % dei sistemi attivi è situato al Nord, il 17 % al centro e il 27 % nel Sud Italia. Mentre in termini di potenza di esercizio si ha il 48 % nelle regioni settentrionali, il 17.3 % nelle regioni centrali e il 34.7 % in quelle meridionali [5].



[Figura 39] Distribuzione della potenza di esercizio in Italia [5]

L'Italia, quale membro UE, ha redatto un proprio PNIEC (Piano Nazionale Integrato Energia e Clima), il cui aggiornamento più recente è di giugno 2024 [22]. All'interno del documento vengono presentati gli obiettivi energetici nazionali al 2030, con l'esplicitazione delle misure utili al perseguimento di tali traguardi e una valutazione dei possibili impatti correlati alle politiche previste. I target possono essere raggruppati in quattro categorie di riferimento [22]:

- Definizione di una quota minima di energia da fonti rinnovabili nei consumi finali;
- Riduzione delle emissioni dei gas climalteranti;
- Incremento dell'efficienza energetica;
- Miglioramento dell'infrastruttura elettrica nazionale.

In questo contesto, l'obiettivo in campo fotovoltaico è il raggiungimento di circa 79 GW al 2030. Per ottenere tale risultato è necessario stimolare la nascita di nuove installazioni e al contempo preservare quelle già esistenti.

Nel documento sopra citato, viene esplicitata l'importanza di bilanciare la crescita fotovoltaica con un'attenta selezione dei territori atti ad ospitare le nuove installazioni. In relazione a ciò è utile privilegiare le zone considerate improduttive, poiché non destinabili ad un uso agricolo e le zone già edificate, con installazioni a ridosso di parcheggi e aree di servizio. Quando ciò non è possibile vengono proposte due soluzioni [22]:

- Creazione di sinergia tra il terreno considerato e in nuovi impianti PV, favorendo per esempio le installazioni agrivoltaiche;
- Realizzazione di sistemi innovativi, come gli impianti PV galleggianti (floating PV) che prevedono l'installazione su corpi idrici di minor valenza ambientale.

6 Costi e sistemi di incentivazione

6.1 I costi del fotovoltaico

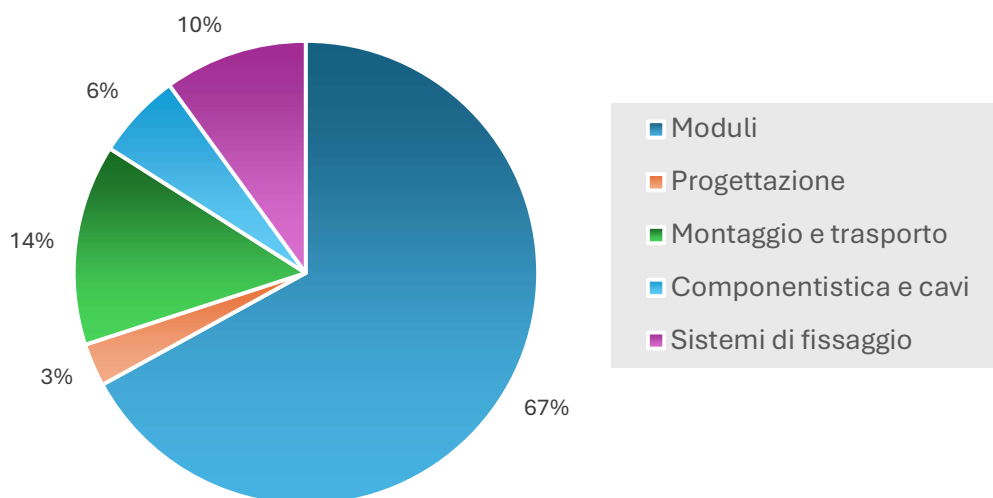
Nella realizzazione di un impianto fotovoltaico, considerando in primis un sistema fisso, la quasi totalità dei costi è associata all'investimento da sostenere inizialmente. Mentre i costi relativi alla manutenzione e all'esercizio si attestano attorno all'1 % del costo capitale.

Per quanto riguarda i costi specifici, ossia i costi per kWp di potenza installata, i principali fattori che li influenzano sono:

- Tipologia dei moduli;
- Caratteristiche strutturali;
- Taglia dell'impianto.

Come già detto, le tecnologie per le celle e i moduli si differenziano per prestazioni e grado di maturità, con costi conseguentemente diversificati. Per quanto concerne le spese legate alle strutture, esse possono variare in relazione alla tipologia di soluzione adottata per ottenere un'integrazione architettonica dei moduli. In termini di taglia dell'impianto, considerando sistemi con una potenza nominale medio-bassa, i moduli hanno un'incidenza superiore al 60 % sul costo totale [20].

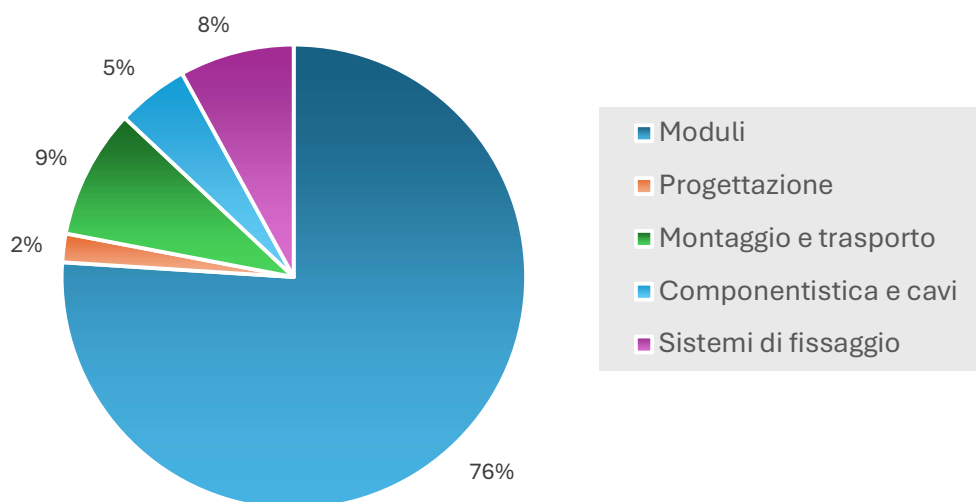
La [Figura 40] mostra un'idea della distribuzione dei costi per gli impianti di questa categoria, da cui è visibile come anche i costi relativi a monitoraggio e trasporto non siano trascurabili [20].



[Figura 40] Voci di costo in impianti di taglia medio-piccola

Prendendo in considerazione impianti di taglia grande, si può osservare che all'aumentare della potenza nominale, il peso percentuale dei costi relativi a montaggio e progettazione diminuisca a favore di un corrispettivo incremento dell'incidenza da parte dei moduli [20].

Infatti, nonostante anche il costo dei moduli tenda a ridursi, l'incremento delle potenze in gioco mostra una drastica riduzione del peso relativo alle altre voci di costo causato da aumenti non proporzionali alle variazioni della dimensione d'impianto.



[Figura 41] Voci di costo in impianti di taglia grande

I sistemi ad inseguimento solare presentano costi di investimento più elevati. Infatti, gli aggravii possono variare tra il 40-80 % considerando rispettivamente sistemi tracking ad asse singolo o doppio. Inoltre, l'utilizzo di dispositivi meccanici costituiti da parti in movimento, mostra una maggiore predisposizione a danni ed usura. Pertanto, anche i costi di manutenzione ed esercizio subiscono aumenti pari a circa il 5 % del costo capitale.

6.2 Possibilità di incentivazione

Il Gestore dei Servizi Energetici (GSE) è in Italia l'ente che si occupa di supportare la diffusione di energia da fonti rinnovabili tramite la promozione di svariate forme di incentivazione.

Gli incentivi in gioco possono essere differenti in relazione a considerazioni quali [23]:

- Tipologia di FER (Fonte Energetica Rinnovabile);
- Anno di ingresso in funzione dell'impianto;
- Destinazione d'uso finale del sistema;

- Taglia e caratteristiche tecniche dell'impianto;
- Area geografica d'installazione;
- Individui beneficiari (persone fisiche, aziende, enti pubblici).

Ponendo il focus sui sistemi fotovoltaici, il GSE propone alcuni servizi utili a incrementare la resa dei propri impianti. Infatti, a causa della discrepanza che può incorrere tra i profili produttivi e quelli di consumo nell'arco di una giornata, non sempre è possibile autoconsumare tutto ciò che viene prodotto. Per tale motivo, l'energia generata in surplus in un dato istante viene immessa in rete.

In questi termini la prima possibilità è la vendita diretta, per cui il produttore può operare in prima persona nella Borsa elettrica italiana oppure interfacciarsi al mercato stipulando dei contratti con grossisti o trader che operino in loro vece.

Il GSE mette a disposizione due servizi alternativi: il Ritiro Dedicato (RID) e lo Scambio Sul Posto (SSP).

6.2.1 Il Ritiro Dedicato (RID)

Il Ritiro Dedicato identifica un servizio volto a commercializzare l'elettricità immessa in rete attraverso un iter semplificato, con prezzi basati sul contesto di mercato. La valorizzazione associata al singolo kWh è in genere cumulabile ad ulteriori forme di incentivazione, mentre il servizio SSP è incompatibile con il RID.

Questo sistema può risultare vantaggioso per i produttori poiché il processo di vendita è nettamente semplificato dal punto di vista burocratico. Il GSE è l'unico soggetto con il quale è necessario interfacciarsi direttamente e sarà poi lui a confrontarsi con le imprese responsabili dei servizi di distribuzione e trasmissione.

Il RID non è solamente utilizzabile da chi dispone di impianti PV, ma più in generale possono beneficiarne tutti i produttori di energia elettrica che rientrano in queste casistiche [23]:

- Sistemi alimentati da FER non programmabili, senza vincoli in termini di potenza nominale o apparente;
- Sistemi anche non alimentati da FER, purché con una potenza apparente nominale al di sotto di 10 MVA;
- Sistemi ibridi e impianti di cogenerazione con potenza apparente nominale inferiore a 10 MVA;
- Sistemi categorizzati come impianti di autoproduzione che cedono le loro eccedenze.

Il corrispettivo pagato a chi produce varia in relazione alle caratteristiche dell'impianto considerato e alla presenza di eventuali altri incentivi. In particolare, possono essere riconosciuti: il Prezzo Minimo Garantito (PMG) o il Prezzo Zonale Orario (PO) [23].

Il PO è il prezzo generato sulla base delle dinamiche di domanda e offerta nel mercato elettrico. Esso può variare in base alla zona geografica in cui è localizzato l'impianto e all'orario di immissione dell'energia in rete.

Il PMG è invece un prezzo fissato dall' AEEG (Autorità per l'Energia Elettrica il Gas e il sistema idrico) su base annua. Esso può variare in relazione alla fonte energetica di riferimento e a scaglioni di energia generata prestabiliti. L'accesso al PMG è vantaggioso poiché nel caso in cui il PO risulti più favorevole sulla base delle contabilizzazioni svolte nell'arco di un anno, viene comunque riconosciuto un conguaglio a favore del produttore. Per il fotovoltaico nel 2024 è stato stabilito un PMG pari a 46,4 €/MWh.

6.2.2 Lo Scambio Sul Posto (SSP)

L'SSP è un servizio che consente la compensazione dell'elettricità prelevata dalla rete e utilizzata in un certo istante, con la corrente prodotta in surplus e immessa in rete in un momento differente. Ciò permette di fatto di realizzare una particolare forma di autoconsumo, in cui la rete elettrica funge da accumulo virtuale per l'energia prodotta ma non contestualmente autoconsumata [23].

Affinché il servizio possa venire erogato, è necessaria la copresenza di impianti produttivi e sistemi di consumo sottesi al medesimo nodo della rete. In pratica, nelle ore in cui la produzione è elevata e l'energia generata supera quella necessaria all'utenza, l'eccesso viene immesso in rete e viene quantificato tramite un contatore di scambio. Nei momenti in cui sono invece i carichi a superare la produzione, il contatore bidirezionale traccia anche l'energia prelevata.

Al termine del periodo di fatturazione, l'utente dovrà pagare solamente la differenza tra l'elettricità prelevata e quella immessa. Inoltre, alla fine dell'anno solare nel caso in cui l'energia complessivamente immessa risulti superiore a quella prelevata, l'utente potrà scegliere di mantenere le eccedenze sotto forma di credito da utilizzare nell'anno seguente o riscuoterle direttamente [23].

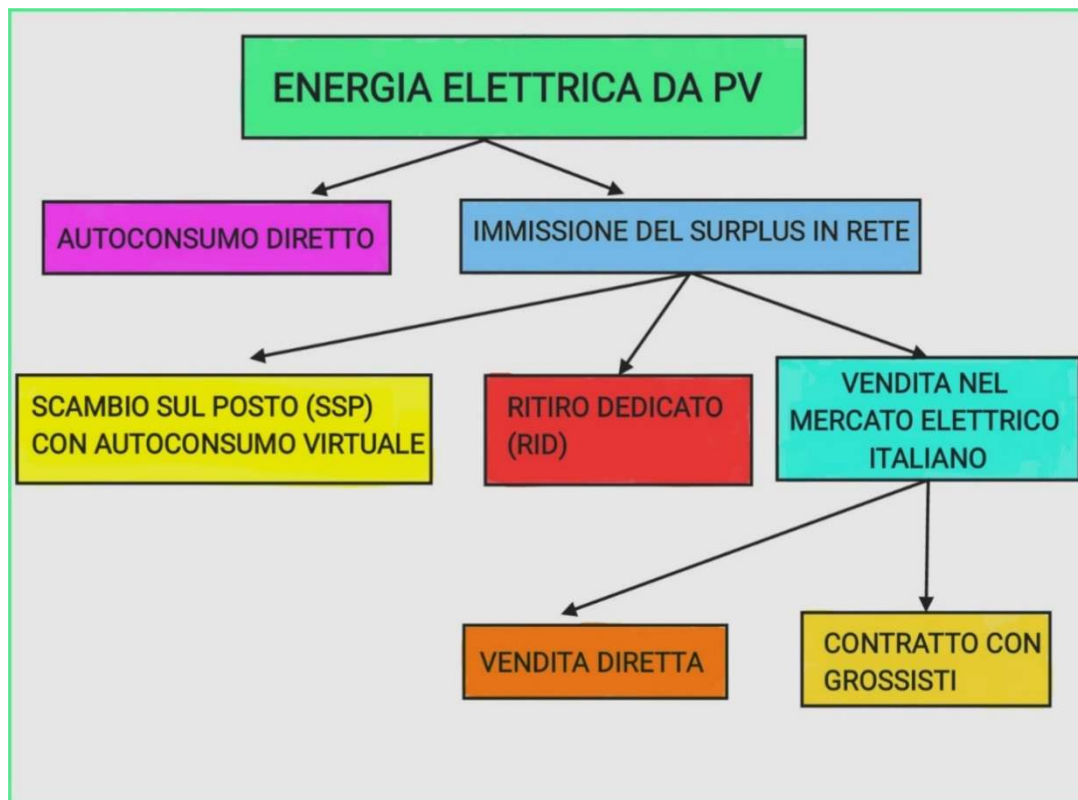
Anche per l'SSP il GSE ha disposto una serie di vincoli che gli impianti devono rispettare per poter accedere al servizio e ha reso pubbliche le formule per il computo dei parametri considerati nell'erogazione dello stesso. In questo modo il GSE assicura un servizio trasparente e con una remunerazione equa per tutti i produttori.

Un'alternativa possibile per incrementare l'autoconsumo è data dall'installazione di un sistema di accumulo fisico in associazione all'impianto fotovoltaico. Questa soluzione necessita però di spazio disponibile per la posa, di un investimento iniziale mirato e di spese accessorie per la manutenzione. Perciò, l'utilizzo dell'SSP si dimostra spesso una scelta vantaggiosa, specialmente quando la valorizzazione dei kWh immessi in rete riesce a compensare interamente, o quasi, l'onere associato all'energia prelevata.

Oltre ai vantaggi economici, l'utilizzo del servizio SSP può risultare utile poiché:

- Permette di decentralizzare la produzione di elettricità rendendola gradualmente sempre più indipendente dalle grandi centrali a fonti tradizionali. Infatti, l'aumento della quota di energia autoconsumata rende le singole utenze più capaci di autogestirsi e favorisce gli scambi di energia tra zone limitrofe;
- Consente di ridurre l'impatto ambientale, poiché una quota maggiore dell'elettricità deriva da FER;
- Il disaccoppiamento tra la domanda e i profili produttivi, dovuta alla discontinuità della risorsa solare, viene gestita in maniera migliore. In questo modo si favorisce la stabilità della rete elettrica grazie ad una maggiore flessibilità della produzione;
- La minore dipendenza dalle fonti fossili consente di limitare le fluttuazioni dei prezzi dell'elettricità dovute a cause geopolitiche.

Nonostante gli innumerevoli vantaggi esposti, l'utilizzo dell'SSP in conformità con le direttive europee potrebbe cessare nell'arco del 2025, facendo passare gli impianti già attivi ad altre forme di gestione incentivabili quali: RID o CER (Comunità Energetiche Rinnovabili). Ad oggi non è comunque esclusa la possibilità di un'ulteriore proroga ad anni successivi.



[Figura 42] Modalità di utilizzo e vendita dell'elettricità da PV

6.2.3 Le Configurazioni di Autoconsumo per la Condivisione di Energia Rinnovabile (CACER)

A partire dal 24 gennaio 2024 è stata introdotta un'ulteriore possibilità di incentivazione per l'energia da FER e quindi anche da PV. In questo contesto, il Decreto CACER ha come obiettivo l'estensione dell'accesso all'utilizzo di energia rinnovabile ad un maggiore numero di utenti attraverso l'adozione di forme di autoconsumo diffuso.

In un tale modello, anche chi non dispone di un impianto connesso alla propria utenza, può sfruttare la rete per consumare l'energia messa a disposizione da altri produttori che in funzione di ciò possono ricevere un beneficio. Infatti, l'energia non fisicamente autoconsumata da chi dispone degli impianti, viene immessa in rete e se autoconsumata virtualmente è soggetta ad incentivazione.

Le configurazioni prese in considerazione nel decreto per l'accesso agli incentivi sono [24]:

- L'autoconsumatore a distanza;
- Il gruppo di autoconsumatori;
- Le Comunità Energetiche Rinnovabili (CER).

Tra questi, gli ultimi due possono godere di ulteriori benefici disposti dal Piano Nazionale Ripresa e Resilienza (PNRR).

Un autoconsumatore [24] a distanza è un utente che utilizza la rete di distribuzione per condividere l'energia da FER prodotta dai suoi impianti e utilizzarla virtualmente in altri punti di prelievo di cui è titolare. L'utente deve quindi disporre di almeno un punto di immissione associato ad un impianto produttivo e di un'altra connessione relativa ad un'utenza di consumo. Questa configurazione può essere particolarmente utile ad un individuo che, per qualunque ragione, non possa avere a disposizione un impianto produttivo nel medesimo luogo in cui ha la necessità di consumare energia. Infatti, potrebbe installare per esempio un impianto PV in un'altra zona di sua proprietà e comunque autoconsumare la propria elettricità dove sono presenti i carichi.

Un gruppo di autoconsumatori [24] è l'insieme di più utenti associati in un utilizzo collettivo dell'energia rinnovabile. In particolare, il gruppo deve essere formato da almeno due soggetti distinti tramite la stipula di un contratto privato e la nomina di un referente. Nel fare ciò è necessario che almeno un punto di connessione alla rete sia correlato ad un impianto di produzione e un altro sia associato ad un'utenza di consumo.

Inoltre, tali connessioni devono essere sottese alla medesima cabina primaria e devono trovarsi nella zona afferente allo stesso edificio. Questa configurazione è particolarmente utile in un contesto condominiale, in cui almeno una parte dei condomini abbia deciso di installare dei moduli fotovoltaici sul tetto dell'edificio. In questo caso, l'amministratore condominiale può ricoprire il ruolo di referente.

Una CER [24] è un soggetto giuridico autonomo composto da: privati cittadini, piccole o medie imprese, autorità locali ed enti territoriali. I membri della CER condividono virtualmente l'energia elettrica da FER per mezzo della rete di distribuzione e, come nei casi precedenti, possono essere sia produttori che consumatori (purché afferenti alla stessa cabina primaria). Lo scopo di una CER è generare dei benefici nella zona in cui essa è attiva, siano questi di stampo sociale, ambientale o economico.

Anche la creazione di una CER avviene tramite la stipulazione di un atto costitutivo e prevede la scelta di un referente a titolo di rappresentate giuridico.

Fatte queste dovute distinzioni è necessario osservare che l'appartenenza ad una delle tre categorie sopra citate è solo uno dei requisiti da rispettare per avere accesso agli incentivi.

Per esempio, altri requisiti fondamentali per gli impianti PV sono [24]:

- Avere una potenza massima pari a 1 MW;
- Essere realizzati tramite nuovi interventi e con l'utilizzo di componentistica di nuova costruzione;
- Essere entrati in esercizio non prima del 16 dicembre 2021 e nel caso di impianti in CER, dopo l'attivazione legale di quest'ultima;

- Rispettare il principio DNSH (Do No Significant Harm).

I benefici economici introdotti nel decreto sono [24]:

1. Un incentivo in conto esercizio per l'elettricità condivisa, a favore delle tre configurazioni di autoconsumo diffuso. Esso è valido fino ad una quota di potenza complessiva pari a 5 GW e al 31 dicembre 2027;
2. Un incentivo in conto capitale a favore di CER e gruppi di autoconsumatori, realizzati in Comuni con una popolazione al di sotto di 5000 abitanti. Questo contributo a fondo perduto può coprire fino al 40% dei costi realizzativi, con richieste ammissibili fino al 31 marzo 2025. Gli impianti che ottengono il contributo devono entrare in esercizio entro il 30 giugno 2026 e comunque non oltre i 18 mesi dall'ottenimento dell'incentivo. La potenza complessiva deve essere di almeno 2 GW e le risorse totali messe a disposizione dal PNRR sono di 2.2 miliardi di euro.

La [Figura 43] mostra un riepilogo dei benefici economici a cui possono accedere le singole configurazioni di autoconsumo diffuso. In essa è visibile anche un contributo di valorizzazione a favore dei sistemi che operando aiutano a decongestionare la rete elettrica.

CONTRIBUTI ECONOMICI SPETTANTI A CIASCUNA CONFIGURAZIONE		1  CER	2  GRUPPO DI AUTOCONSUMATORI	3  AUTOCONSUMATORE A DISTANZA
PNRR	Contributo in conto capitale 40%	✓ ¹⁾	✓ ¹⁾	
INCENTIVAZIONE	Tariffa Premio	✓	✓	✓
	Trasmissione	✓	✓	✓
VALORIZZAZIONE	Distribuzione		✓ ²⁾	
	Perdite di rete evitate		✓ ²⁾	

1) Solo per gli impianti realizzati in comuni <5.000 ab e messi nella disponibilità di una CACER

2) limitatamente alla parte dell'energia elettrica autoconsumata imputabile agli impianti di produzione, da FER di potenza inferiore a 1 MW, ubicati nell'edificio o nel condominio a cui è riferito il gruppo

[Figura 43] Contributi economici per le configurazioni di autoconsumo diffuso [24]

6.2.4 Le altre forme di incentivazione

In aggiunta ai corrispettivi sull'energia prodotta da PV, sono presenti ulteriori possibilità di incentivazione sotto forma di benefici economici, utili a coprire parzialmente gli investimenti per la realizzazione di nuovi impianti. Tra questi troviamo [25]:

- Il Bonus Fotovoltaico, che prevede una detrazione del 50 % sulle spese di acquisto e installazione di sistemi PV ed eventuali batterie di accumulo. Il tetto massimo è di 96000 €;
- Il Superbonus per il fotovoltaico residenziale, che offre l'opportunità di coprire il 70 % dei costi sostenuti per la riqualificazione energetica tramite l'installazione di PV e/o accumulo. In questo caso, il tetto massimo scende a 48000 €;
- L'IVA agevolata al 10%, in sostituzione dell'aliquota al 22 %;
- Il Reddito Energetico, ossia un contributo in conto capitale per la realizzazione di impianti PV da parte di famiglie con difficoltà economiche;
- Agevolazioni locali a livello regionale (attualmente in Basilicata e Friuli-Venezia Giulia).

L'accesso a ciascuna di queste forme di agevolazione è soggetto al rispetto di requisiti specifici.

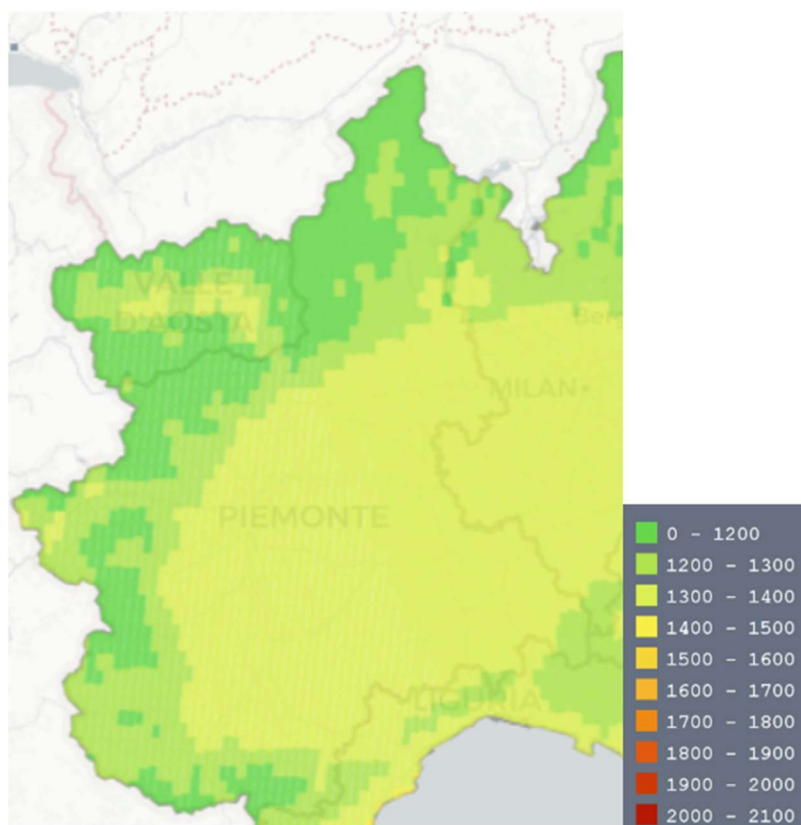
7 Valutazione dell'energia prodotta e confronto prestazionale

Nel seguente capitolo viene sviluppato un confronto fra la produzione energetica ottenibile mediante l'installazione di un impianto fotovoltaico con medesime caratteristiche in una località dell'Italia settentrionale e in una nella zona meridionale del paese. In particolare, per ciascuna ubicazione, vengono analizzate una configurazione con moduli a struttura fissa ed una dotata di struttura a tracker. L'estensione dell'area di installazione è la medesima in tutte le zone scelte per l'analisi.

7.1 Collocazione degli impianti fotovoltaici

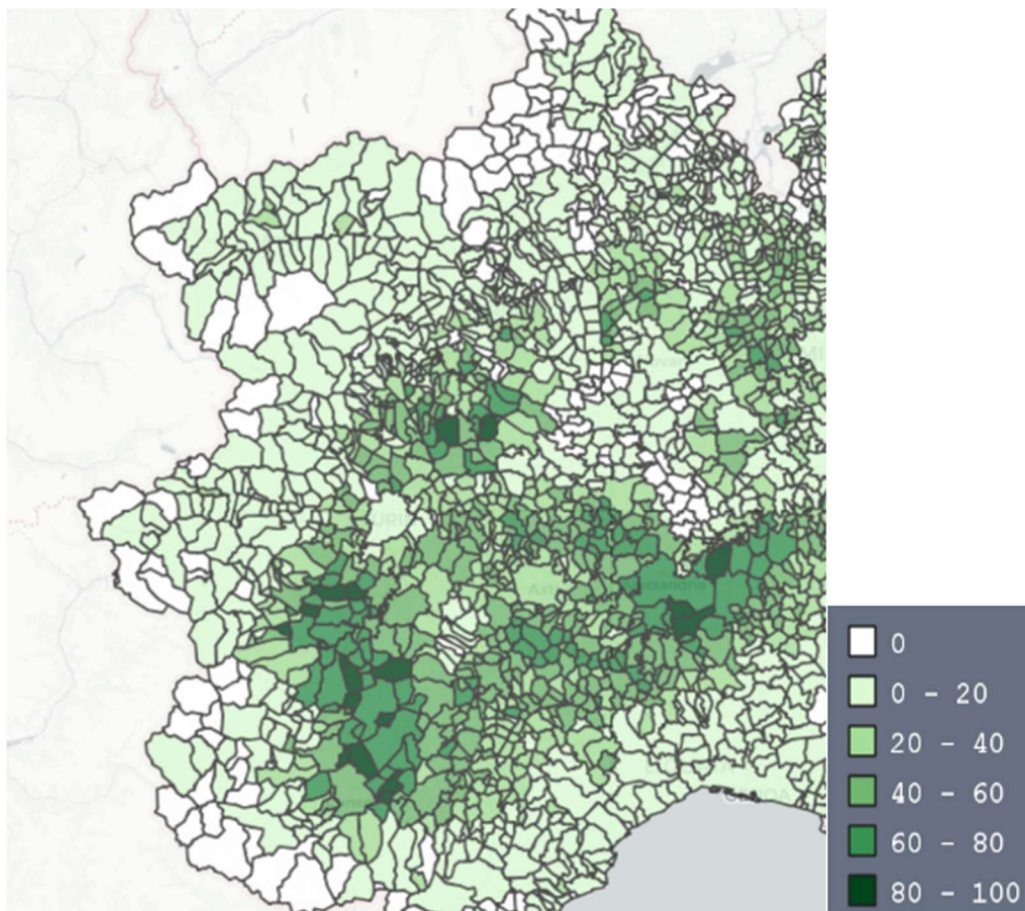
Per l'ubicazione degli impianti sono state scelte due regioni agli estremi opposti del territorio italiano, rispettivamente il Piemonte e la Sicilia. In Piemonte la potenza fotovoltaica complessivamente installata è di 1999.22 MW, con un totale di 86015 impianti ed una produzione regionale di 2104.9 GWh nell'anno 2023 [26].

La [Figura 44] mostra l'entità dell'irradiazione globale annua [kWh/m²] nella regione, da cui si evince un valore medio intorno a 1400-1500 kWh/m².



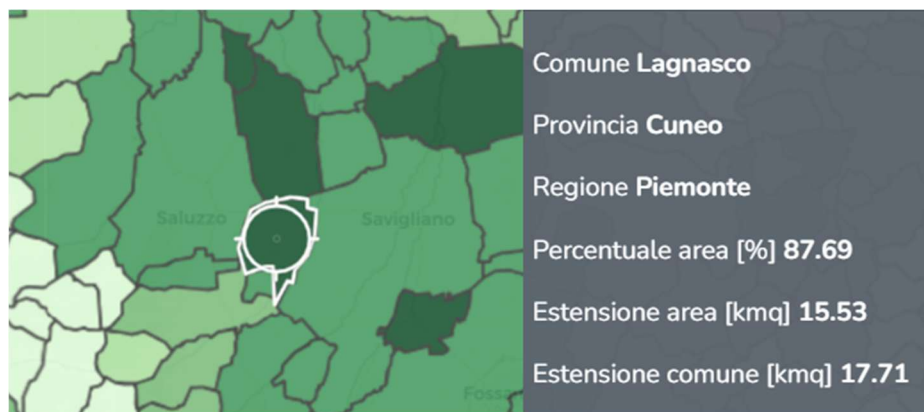
[Figura 44] Irradiazione solare annuale in Piemonte [26]

La scelta della località specifica è stata effettuata considerando le aree idonee ad ospitare nuove installazioni fotovoltaiche, tenendo conto dei vincoli ambientali e paesaggistici all'interno della regione. In particolare, è stato utilizzato il software “Atlante Integrato per il Sistema Energetico Nazionale e le Fonti Rinnovabili” disponibile nel sito del RSE (Ricerca sul Sistema Energetico) [26]. Tramite questo strumento sono state esaminate le aree disponibili per il fotovoltaico a terra, ponendo il focus sulle superfici agricole utilizzabili al netto dei vincoli. La [Figura 45] mostra la percentuale di tali superfici rispetto all'estensione totale per i singoli comuni piemontesi.

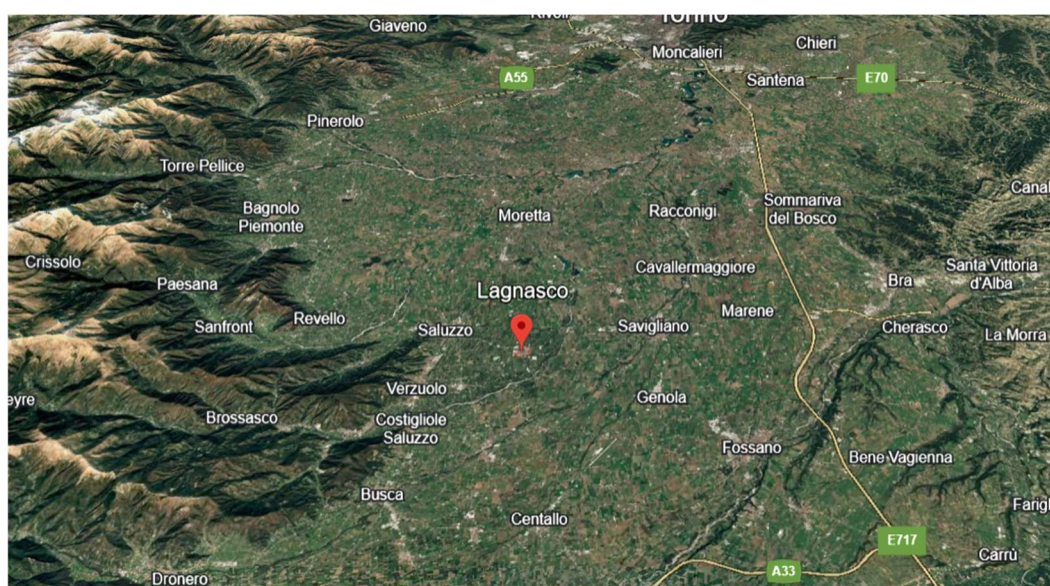


[Figura 45] Percentuale di aree agricole idonee a nuove installazioni PV in Piemonte [26]

Tenendo conto di quanto riportato in precedenza è stato scelto di sviluppare le soluzioni impiantistiche nel comune di Lagnasco, in provincia di Cuneo. In questo modo si considera un'ubicazione in cui l'area agricola priva di limitazioni è superiore all'87 % ed i valori di irradianza sono in linea con la media regionale.



[Figura 46] Percentuale di aree agricole idonee al PV nel Comune di Lagnasco [26]



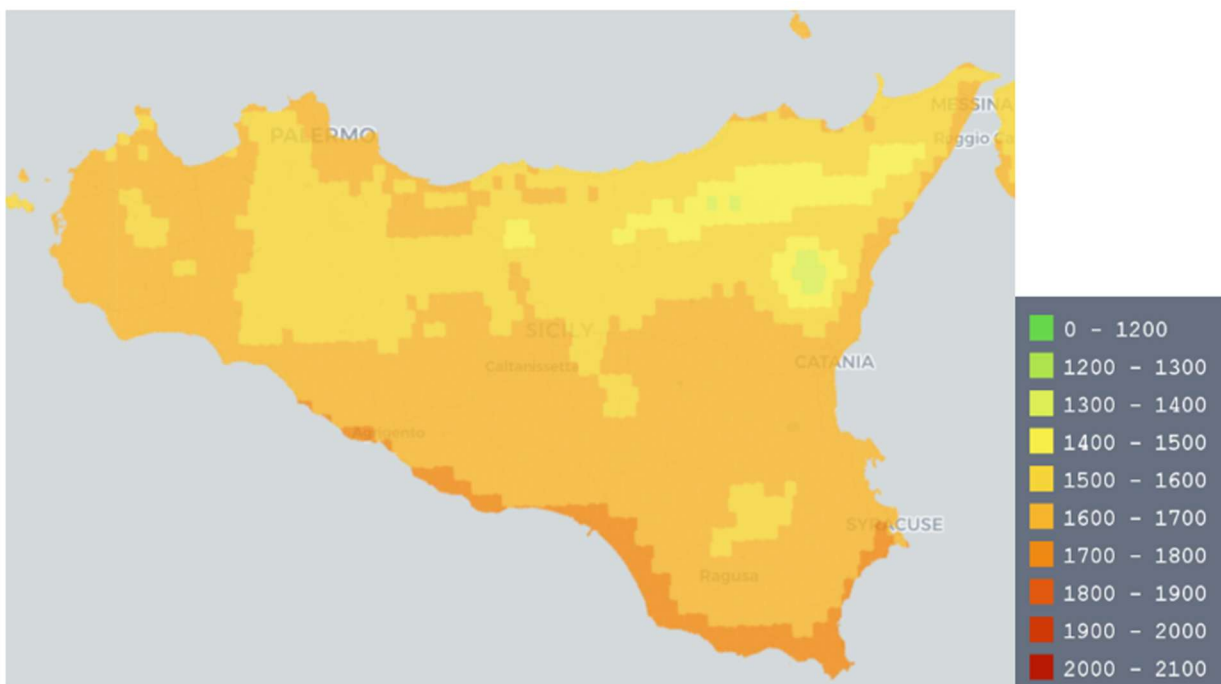
[Figura 47] Ubicazione dell'impianto in Piemonte

[Tabella 3] Dati relativi all'impianto in Piemonte

Località	Lagnasco
Latitudine	44°38'12''N
Longitudine	7°32'32''E
Altitudine	353 m

Per quanto concerne la Sicilia, la potenza fotovoltaica complessivamente installata nella regione è di 1757.83 MW. Il numero totale di impianti solari è 77237, mentre la produzione energetica ha raggiunto 2174.4 GWh nel 2023. In questo caso, l'irradianza globale annua [kWh/m²] regionale si attesta su un valore medio di circa 1700-1800 kWh/m² [Figura 48] [26].

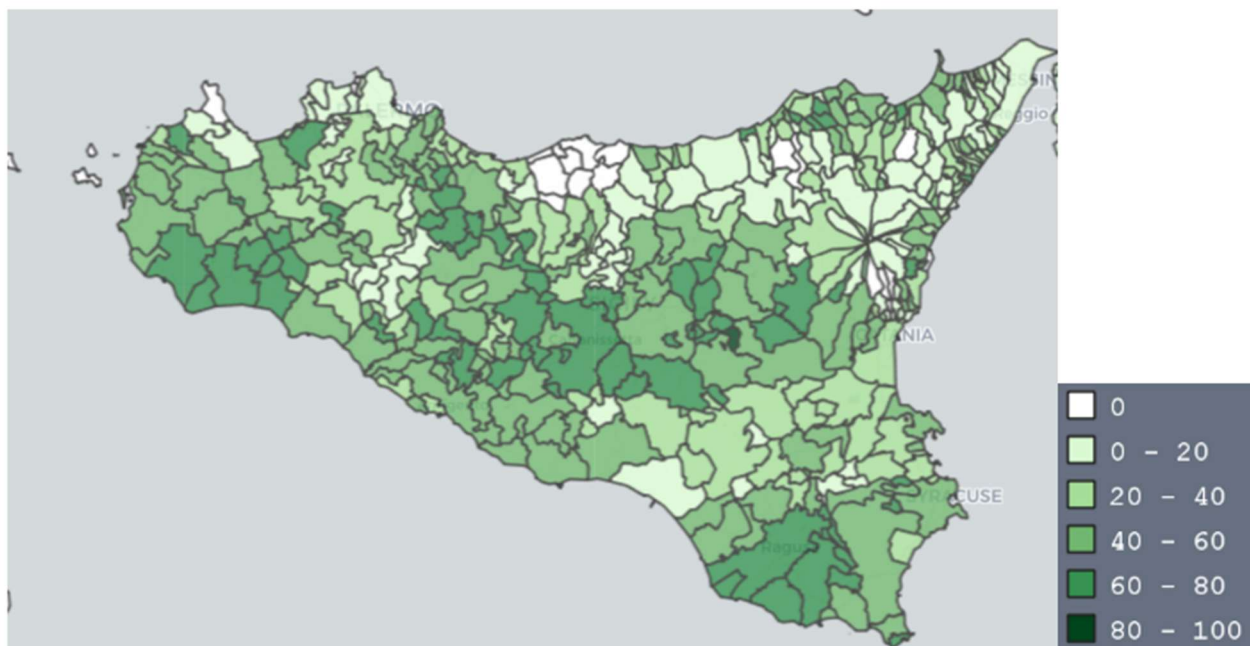
Il confronto tra questi dati e quelli precedentemente riportati per il Piemonte mostra che, nonostante il numero di impianti e la potenza nominale siano complessivamente inferiori in Sicilia, il maggiore valore dell'irradianza solare durante l'anno permette comunque a quest'ultima di generare una quantità superiore di energia da PV.



[Figura 48] Irradiazione solare annuale in Sicilia [26]

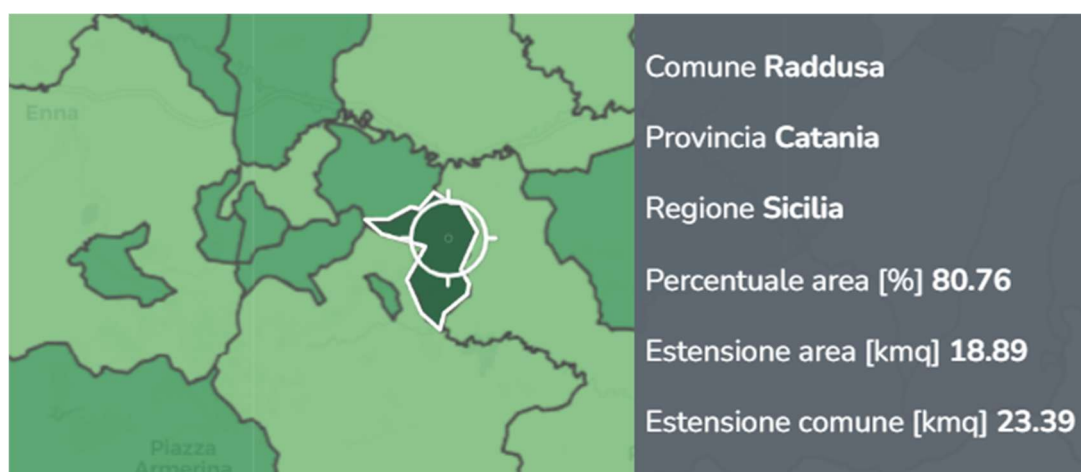
Anche in questo caso la scelta della località all'interno della regione è stata effettuata tenendo conto dei vincoli paesaggistici e ambientali. Pertanto, sono stati considerati i medesimi criteri per l'elaborazione della mappatura contenete le aree in cui l'installazione è consentita.

La [Figura 49] mostra la percentuale delle superfici libere da vincoli di installazione rispetto all'estensione totale dei singoli comuni.



[Figura 49] Percentuale di aree agricole idonee a nuove installazioni PV in Piemonte [26]

In questo caso si è scelto di sviluppare l'analisi nel comune di Raddusa in provincia di Catania, in modo da considerare un'estensione territoriale paragonabile a quella del comune scelto in Piemonte. La percentuale di superficie agricola esente da vincoli ambientali è qui superiore all'80 % e i valori di irradianza sono in linea con i valori medi regionali.



[Figura 50] Percentuale di aree agricole idonee al PV nel Comune di Raddusa [26]



[Figura 51] Ubicazione dell'impianto in Sicilia

[Tabella 4] Dati relativi all'impianto in Sicilia

Località	Raddusa
Latitudine	37°27'37''N
Longitudine	14°31'52''E
Altitudine	350 m

Nella realizzazione di un impianto reale, l'utilizzo di software per l'identificazione delle aree esenti da vincoli è utile nella sola fase preliminare del progetto. Infatti, a valle dell'individuazione delle aree a maggiore potenziale, è comunque necessaria una valutazione più dettagliata dei siti candidati volta a:

- Verificare l'effettiva esposizione del terreno, considerando anche le fonti di ombreggiamento locali;
- Considerare la presenza di pendenze variabili all'interno del sito che potrebbero compromettere il corretto funzionamento di un impianto ad inseguimento solare;
- Stimare la distanza dai punti di connessione per l'allaccio alla rete elettrica nazionale.

Poiché lo scopo dell'elaborato è calcolare le producibilità al fine di realizzare un confronto, l'analisi effettuata è ritenuta sufficiente.

7.2 Analisi preliminare degli impianti fotovoltaici

Un'analisi preliminare volta a valutare la producibilità degli impianti nelle differenti configurazioni è stata svolta con l'ausilio del software PVGIS (Photovoltaic Geographical Information System) [28]. Nello specifico, è stato in primis scelto di valutare l'output considerando una potenza di picco pari a 1 kWp. Il tool permette di determinare la località inserendo le coordinate di latitudine e longitudine e individua direttamente l'altezza rispetto al livello del mare. Tramite PVGIS è possibile stimare la produzione di energia fotovoltaica su una base temporale scelta, per impianti connessi alla rete elettrica e privi di sistemi di accumulo. Nel fare ciò lo strumento considera autonomamente le condizioni ambientali locali quali temperatura, radiazione solare e velocità del vento. Le caratteristiche inerenti alla tipologia di modulo e alla struttura portante possono essere inserite in input. Inoltre, è utile sottolineare come PVGIS sia capace di valutare autonomamente l'influenza di ombreggiamenti dovuti ad elementi naturali quali colline e montagne, mentre quella di strutture e oggetti limitrofi necessita di un'analisi più approfondita.

7.2.1 Impianto di Lagnasco in configurazione fissa

Per quanto concerne l'impianto di Lagnasco nella configurazione a struttura fissa è stato impostato come riferimento il database PVGIS-SARAH3, attualmente il più aggiornato per la località in esame. Si considerano i moduli in silicio cristallino e tale scelta influenza il modo in cui il tool elabora l'output fornito in relazione ai valori di temperatura raggiunti, alla dipendenza dall'irradianza solare e dallo spettro luminoso.

Le perdite afferenti al sistema sono state fissate al 14 %, valore di riferimento suggerito dal software. In esse vengono contabilizzate tutte quelle fonti di perdita che rendono la potenza immessa in rete inferiore a quella generata dai moduli PV:

- Perdite dovute ad una non perfetta pulizia dei moduli;
- Perdite correlate a cavi ed elementi di collegamento;
- Perdite correlate al funzionamento degli inverter;
- Graduale degradamento nella prestazione con il passare degli anni;

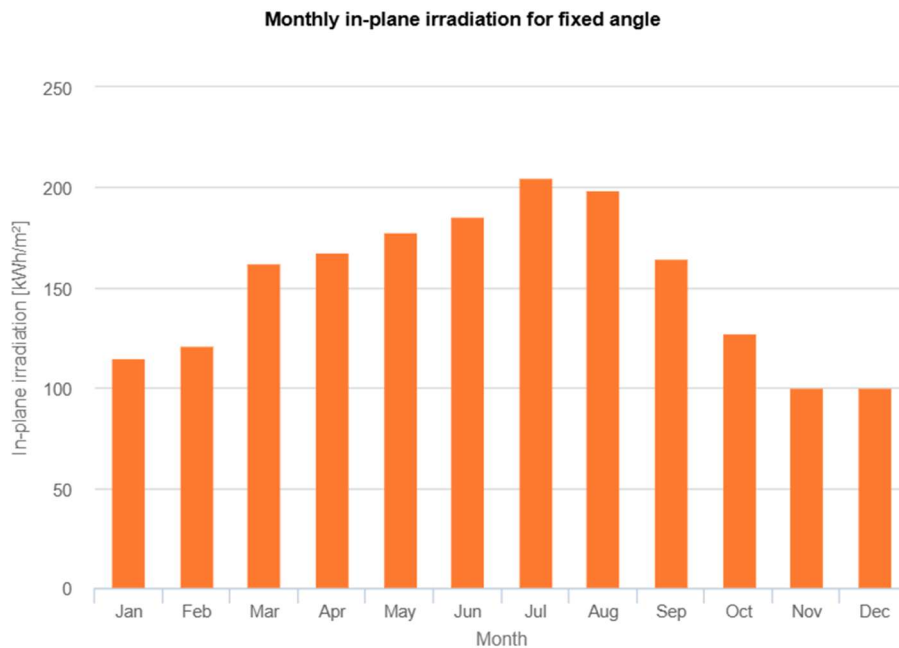
I pannelli sono montati in modalità "free-standing" e ciò migliora le prestazioni generali del sistema rispetto a delle configurazioni integrate agli edifici, poiché il sistema gode di un migliore raffreddamento correlato al passaggio dell'aria.

L'azimut è stato scelto pari a 0°, ossia con i moduli rivolti verso sud. Tale orientamento, in assenza di specifici ostacoli nell'ubicazione prescelta, identifica l'opzione ottimale in termini di produttività dell'impianto.

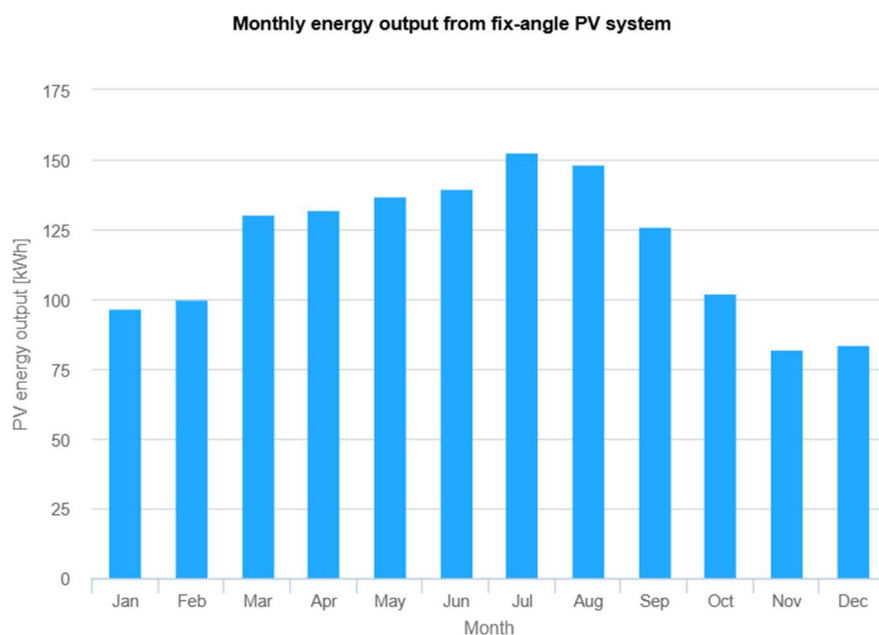
Per quanto attiene all'inclinazione, ossia l'angolo fra il piano orizzontale e i moduli, è stata selezionata l'opzione "optimize slope" con cui PVGIS elabora e poi considera il valore ottimale per la zona di riferimento.

I valori citati vengono mantenuti fissi nell'elaborazione per il range temporale considerato.

La [Figura 52] mostra l'andamento dei valori di irraggiamento [kWh/m^2] nei diversi mesi dell'anno, mentre la [Figura 53] presenta il trend dell'energia mensilmente prodotta [kWh].



[Figura 52] Irraggiamento mensile da 1 kWp dell'impianto fisso di Lagnasco [27]



[Figura 53] Energia generata mensilmente da 1 kWp dell'impianto fisso di Lagnasco [27]

Nella [Tabella 5] vengono riassunti i principali dati in input e gli output ottenuti a valle della simulazione. In essa, l'angolo di inclinazione ottimale per i moduli risulta pari a 40° e la produzione annua di energia dal sistema è di 1430.98 kWh a fronte di un'irradiazione complessiva di 1825.33 kWh/m².

[Tabella 5] Input e output per l'impianto fisso di Lagnasco [27]

Provided inputs:	
Location [Lat/Lon]:	44.637,7.542
Horizon:	Calculated
Database used:	PVGIS-SARAH3
PV technology:	Crystalline silicon
PV installed [kWp]:	1
System loss [%]:	14
Simulation outputs:	
Slope angle [°]:	40 (opt)
Azimuth angle [°]:	0
Yearly PV energy production [kWh]:	1430.98
Yearly in-plane irradiation [kWh/m ²]:	1825.33
Year-to-year variability [kWh]:	65.42
Changes in output due to:	
Angle of incidence [%]:	-2.58
Spectral effects [%]:	1.1
Temperature and low irradiance [%]:	-7.45
Total loss [%]:	-21.6

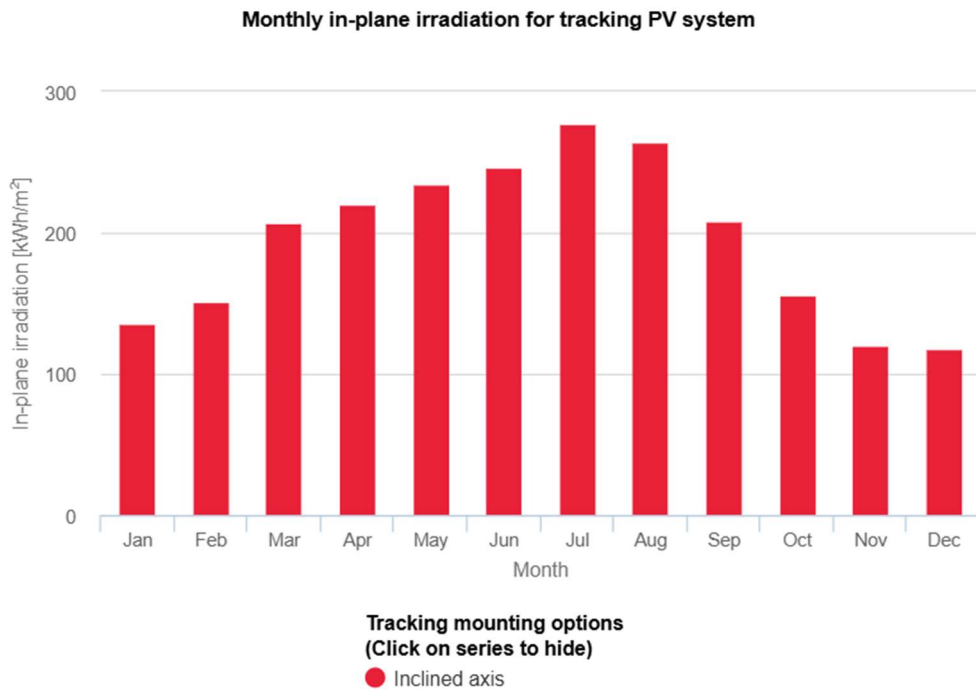
7.2.2 Impianto di Lagnasco in configurazione a tracking

Per la simulazione della configurazione ad inseguimento solare tramite PVGIS, analogamente al caso precedente, è stata considerata una potenza di picco pari a 1 kWp. Anche in questo caso sono stati presi in esame moduli in silicio cristallino, il database PVGIS-SARAH3 come riferimento e perdite fissate al 14 %.

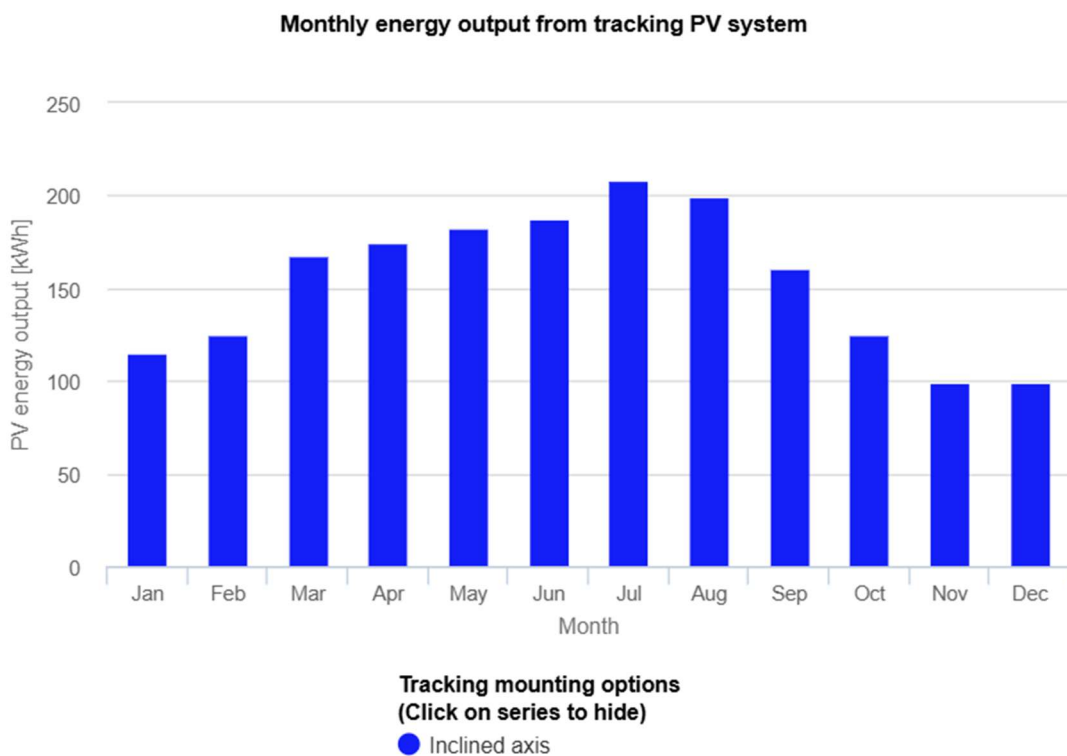
Per quanto riguarda il sistema di inseguimento, i moduli sono considerati montati su una struttura ad asse inclinato che punta lungo la direzione nord-sud. Durante l'arco della giornata, il sistema segue il moto del sole da est a ovest in modo da minimizzare l'angolo rispetto ad esso. Durante questo processo, la velocità di inseguimento non sarà quindi costante ma varierà nell'arco della giornata.

Per questa configurazione è stato richiesto a PVGIS di valutare l'inclinazione ottimale per l'asse di riferimento.

La [Figura 54] mostra l'andamento dei valori di irraggiamento [kWh/m²] nei diversi mesi dell'anno, mentre la [Figura 55] presenta l'energia mensilmente prodotta [kWh].



[Figura 54] Irraggiamento mensile da 1 kWp dell'impianto ad inseguimento di Lagnasco [27]



[Figura 55] Energia generata mensilmente da 1 kWp dell'impianto ad inseguimento di Lagnasco [27]

Nella [Tabella 6] vengono riassunti i principali dati in input e gli output ottenuti a valle della simulazione. In essa, l'angolo di inclinazione ottimale per i moduli risulta pari a 42° e la produzione annua di energia dal sistema è di 1843.65 kWh a fronte di un'irradiazione complessiva di 2340.29 kWh/m².

[Tabella 6] Input e output per l'impianto ad inseguimento di Lagnasco [27]

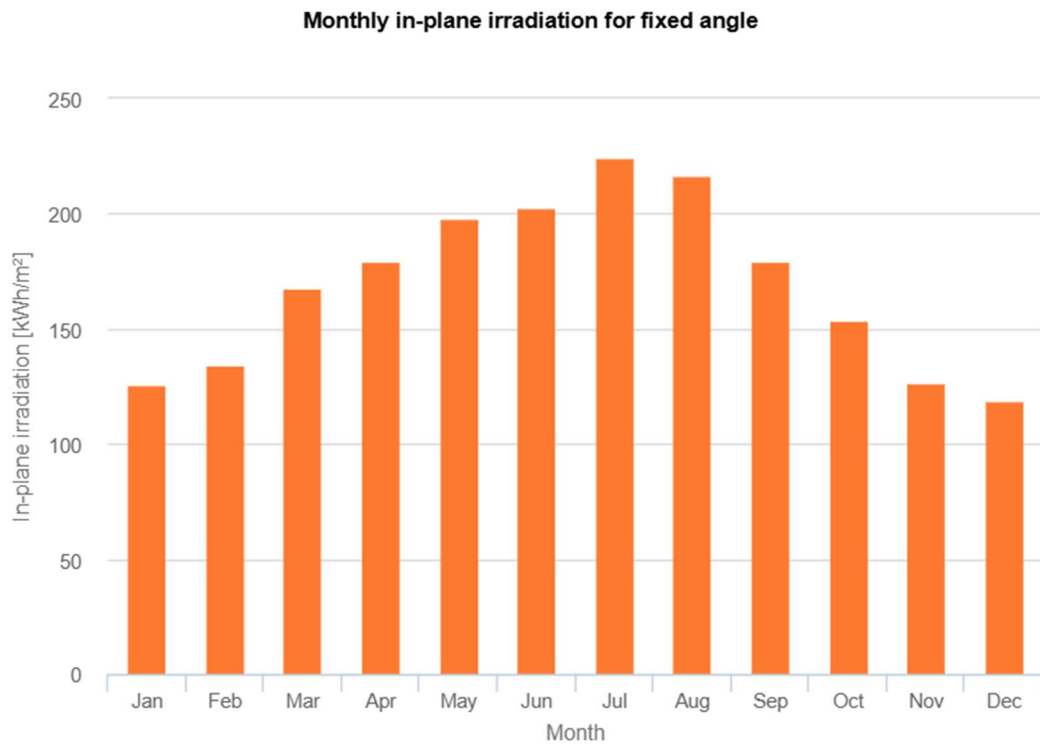
Provided inputs:	
Location [Lat/Lon]:	44.637,7.542
Horizon:	Calculated
Database used:	PVGIS-SARAH3
PV technology:	Crystalline silicon
PV installed [kWp]:	1
System loss [%]:	14

Simulation outputs	Inclined axis
Slope angle [°]:	42 (opt)
Yearly PV energy production [kWh]:	1843.65
Yearly in-plane irradiation [kWh/m ²]:	2340.29
Year-to-year variability [kWh]:	89.8
Changes in output due to:	
Angle of incidence [%]:	-1.44
Spectral effects [%]:	1.06
Temperature and low irradiance [%]:	-8.04
Total loss [%]:	-21.22

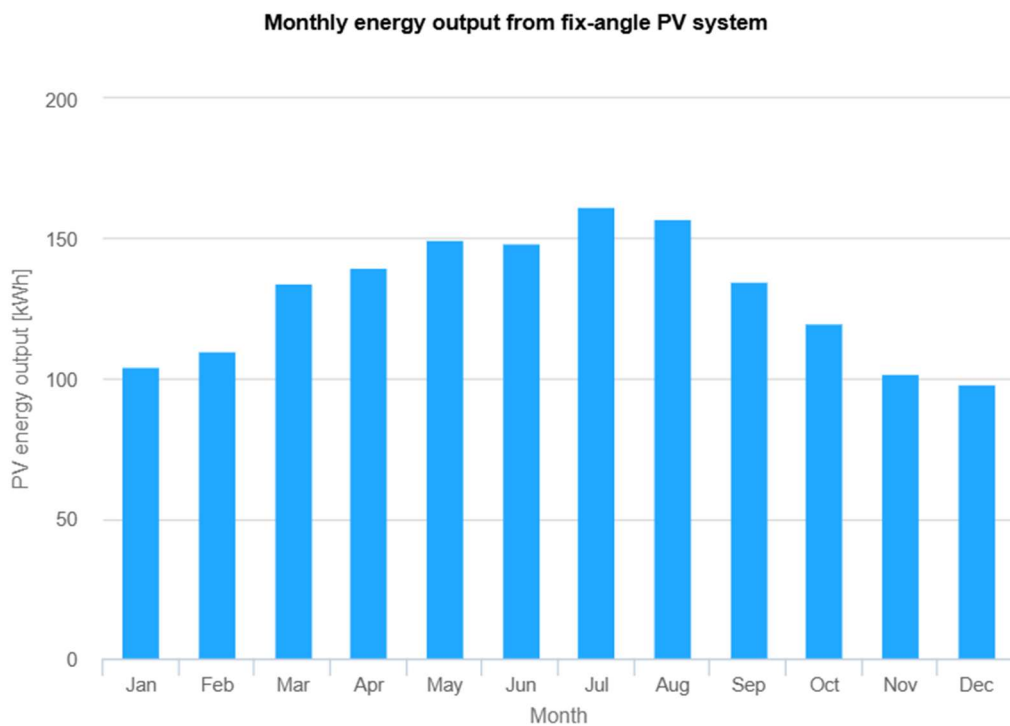
7.2.3 Impianto di Raddusa in configurazione fissa

L'impianto di Raddusa in configurazione fissa è stato analizzato considerando i medesimi criteri già esposti in precedenza per il corrispondente impianto in Piemonte.

Di seguito vengono riportati nell'ordine: l'andamento dei valori di irraggiamento [kWh/m²] nei diversi mesi dell'anno e il trend dell'energia mensilmente prodotta [kWh].



[Figura 56] Irraggiamento mensile da 1 kWp dell'impianto fisso di Raddusa [27]



[Figura 57] Energia generata mensilmente da 1 kWp dell'impianto fisso di Raddusa [27]

Nella [Tabella 7] vengono riassunti i principali dati in input e gli output ottenuti a valle della simulazione. In essa, l'angolo di inclinazione ottimale per i moduli risulta pari a 34° e la produzione annua di energia dal sistema è di 1560.14 kWh a fronte di un'irradiazione complessiva di 2029.08 kWh/m².

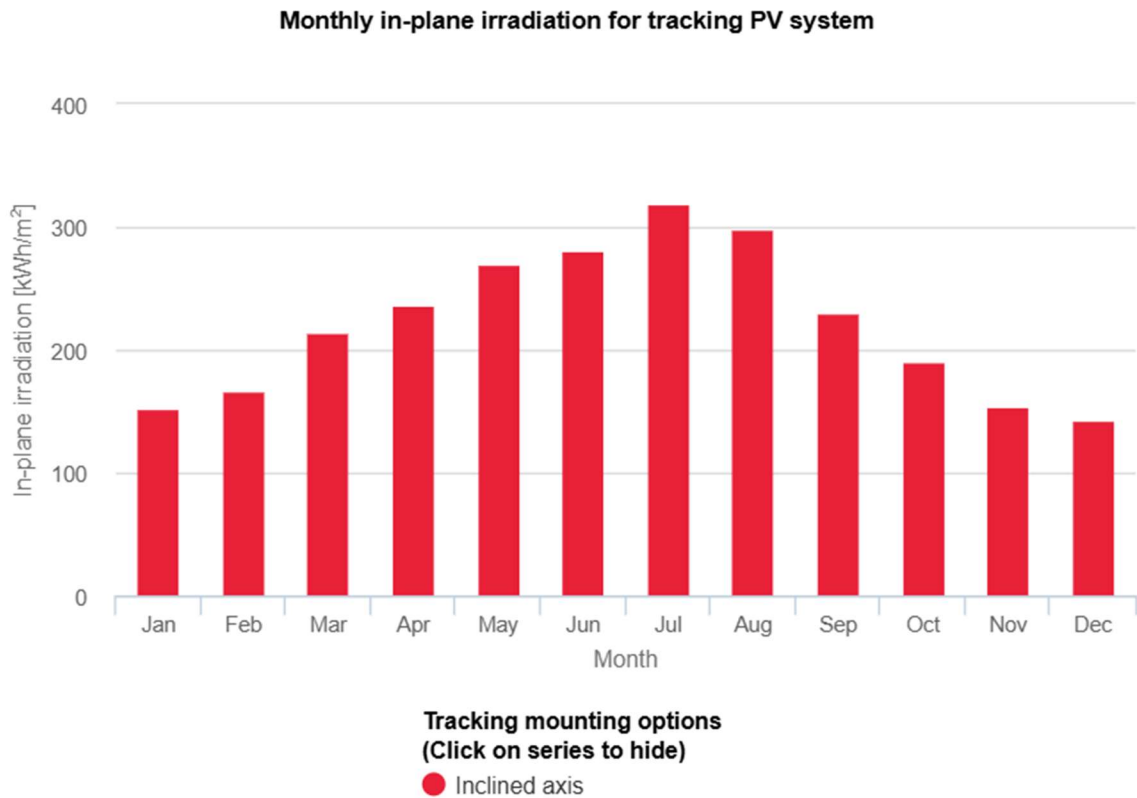
[Tabella 7] Input e output per l'impianto fisso di Raddusa [27]

Provided inputs:	
Location [Lat/Lon]:	37.460,14.531
Horizon:	Calculated
Database used:	PVGIS-SARAH3
PV technology:	Crystalline silicon
PV installed [kWp]:	1
System loss [%]:	14
Simulation outputs:	
Slope angle [°]:	34 (opt)
Azimuth angle [°]:	0
Yearly PV energy production [kWh]:	1560.14
Yearly in-plane irradiation [kWh/m ²]:	2029.08
Year-to-year variability [kWh]:	45.51
Changes in output due to:	
Angle of incidence [%]:	-2.66
Spectral effects [%]:	0.71
Temperature and low irradiance [%]:	-8.8
Total loss [%]:	-23.11

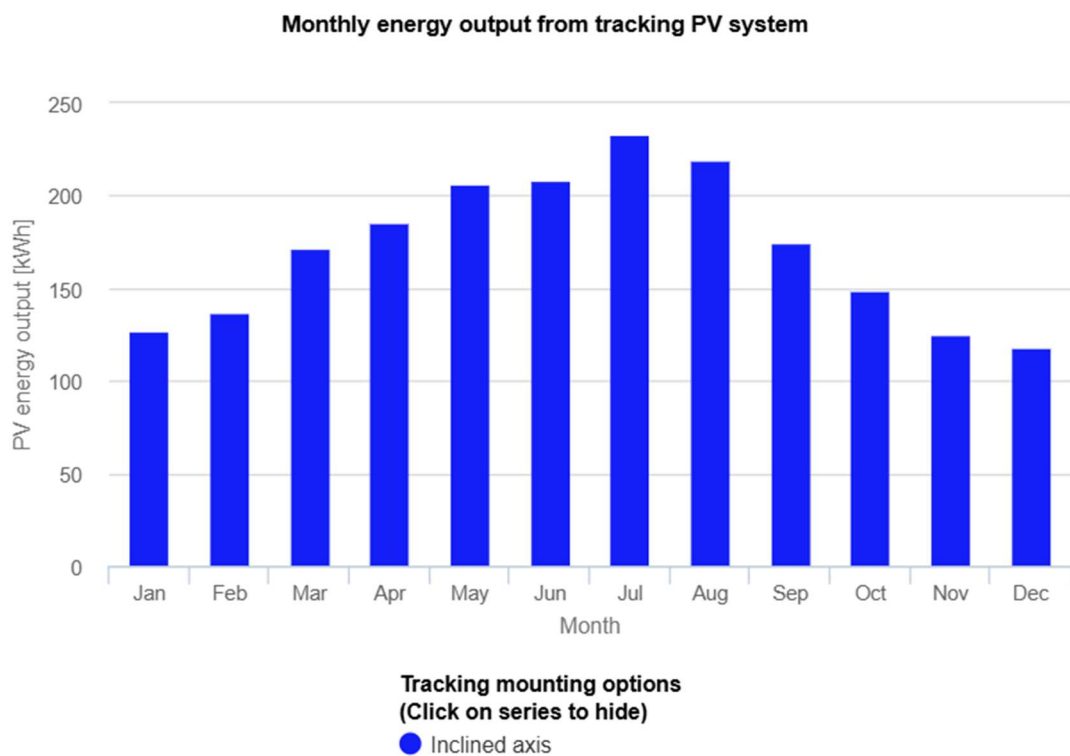
7.2.4 Impianto di Raddusa in configurazione tracking

Per quanto riguarda l'impianto di Raddusa in configurazione ad inseguimento solare, il sistema è stato analizzato considerando i medesimi criteri già esposti in precedenza per il corrispondente impianto in Piemonte. Anche qui, i moduli sono considerati montati su una struttura ad asse inclinato che punta lungo la direzione Nord-Sud. Essa, durante l'arco della giornata, segue il moto del sole da Est a Ovest in modo tale da minimizzare l'angolo rispetto al sole stesso. Anche in questo caso è stato chiesto a PVGIS di valutare l'inclinazione ottimale per l'asse di riferimento.

Di seguito vengono riportati nell'ordine: l'andamento dei valori di irraggiamento [kWh/m²] nei diversi mesi dell'anno e dell'energia mensilmente prodotta [kWh].



[Figura 58] Irraggiamento mensile da 1 kWp dell'impianto ad inseguimento di Raddusa [27]



[Figura 59] Energia generata mensilmente da 1 kWp dell'impianto ad inseguimento di Raddusa [27]

Nella [Tabella 8] vengono riassunti i principali dati in input e gli output ottenuti a valle della simulazione. In essa, l'angolo di inclinazione ottimale per i moduli risulta pari a 36° e la produzione annua di energia dal sistema è di 2055.92 kWh a fronte di un'irradiazione complessiva di 2655.59 kWh/m².

[Tabella 8] Input e output per l'impianto ad inseguimento di Raddusa [27]

Provided inputs:	
Location [Lat/Lon]:	37.460,14.531
Horizon:	Calculated
Database used:	PVGIS-SARAH3
PV technology:	Crystalline silicon
PV installed [kWp]:	1
System loss [%]:	14

Simulation outputs	Inclined axis
Slope angle [°]:	36 (opt)
Yearly PV energy production [kWh]:	2055.92
Yearly in-plane irradiation [kWh/m ²]:	2655.59
Year-to-year variability [kWh]:	66.6
Changes in output due to:	
Angle of incidence [%]:	-1.45
Spectral effects [%]:	0.67
Temperature and low irradiance [%]:	-9.27
Total loss [%]:	-22.58

7.2.5 Confronto fra gli output delle configurazioni per 1 kWp

A valle dell'elaborazione svolta con una potenza di picco pari a 1 kWp, i differenti output in termini di energia annuale prodotta [kWh] vengono confrontati. Tale comparazione viene svolta mediante l'ausilio della seguente equazione:

$$I = \frac{E_{max} - E_{min}}{E_{min}} \cdot 100 \text{ [%]} \quad (27)$$

Dove:

- E_{max} è il maggiore fra gli output considerati nel raffronto;
- E_{min} è il minore fra gli output considerati nel raffronto.

In primo luogo, comparando gli impianti nella configurazione fissa si osserva che il maggiore irraggiamento solare disponibile nel Sud Italia garantisce un incremento pari al 9.03 % dell'energia prodotta. Il medesimo raffronto operato tra gli impianti a tracking vede un aumento ancora superiore, pari all'11.51 %.

Considerando invece l'utilizzo della tecnologia ad inseguimento in sostituzione agli impianti fissi, a Lagnasco è stato stimato un accrescimento del 28.84 % della produzione. Questa percentuale sale al 31.78 % nel caso di Raddusa.

[Tabella 9] Incrementi percentuali dell'energia annua prodotta

$\Delta E_{\text{TRACKING-FISSO, LAGNASCO}}$	+28.84 %
$\Delta E_{\text{TRACKING-FISSO, RADDUSA}}$	+31.78 %
$\Delta E_{\text{FISSO,RADDUSA-FISSO,LAGNASCO}}$	+9.03 %
$\Delta E_{\text{TRACKING,RADDUSA-TRACKING,LAGNASCO}}$	+11.52 %

7.3 Layout degli impianti e analisi delle configurazioni

In questa sezione, le varie configurazioni d'impianto sono state analizzate considerando l'installazione di una potenza nominale pari a 1 MW. A questo scopo è stato utilizzato il software PVsyst [28] con riferimento al database Meteonorm 8.2, tramite cui sono stati estrapolati i dati meteorologici fra gli anni 2001-2020. PVsyst ha permesso, a valle della scelta dei moduli di riferimento, di accoppiare opportunamente gli inverter. Una volta definite le tipologie di moduli e inverter, il numero di moduli per stringa, il numero di stringhe e il numero di inverter, queste sono state mantenute per tutte e quattro le configurazioni studiate. Per quanto concerne l'inclinazione dei moduli è stato invece scelto, per ciascuna configurazione, il valore ottimale valutato nei precedenti capitoli tramite PVGIS. In questo modo, il confronto delle producibilità è stato effettuato tenendo conto delle sole variazioni dovute alla locazione e alla presenza o meno dell'inseguimento solare.

7.3.1 Moduli e inverter

La [Tabella 10] e la [Tabella 11] mostrano rispettivamente le principali caratteristiche tecniche in STC dei moduli fotovoltaici e degli inverter scelti per l'analisi.

[Tabella 10] I moduli fotovoltaici

Tipologia di celle solari	Silicio monocristallino (m-Si)
Numero di celle per singolo modulo	144 half-cells
Potenza nominale P_N [W]	440
Efficienza η [%]	19.8
Tensione di circuito aperto V_{ca} [V]	49.7
Corrente di cortocircuito I_{cc} [A]	11.1
Tensione di potenza massima V_{mpp} [V]	41.1
Corrente di potenza massima I_{mpp} [A]	10.7
Temperatura d'esercizio [°C]	-40/+83
NOCT [°C]	44 ± 2
Coefficiente di temperatura [%/°C]	-0.37
Lunghezza [m]	2.115
Larghezza [m]	1.052
Superficie del modulo [m ²]	2.225
Spessore [mm]	35
Peso [kg]	24

[Tabella 11] Gli inverter

Potenza nominale P_N [kW]	100
Efficienza massima η_{max} [%]	98.85
Voltaggio di funzionamento V_f [V]	570-1000
Tipologia di uscita in rete	Trifase
Frequenza f [Hz]	50-60
Larghezza [m]	0.77
Altezza [m]	0.83
Profondità [m]	0.444
Peso [kg]	98

7.3.2 Layout e producibilità dell'impianto di Lagnasco in configurazione fissa con PVsyst

L'analisi tramite PVsyst è stata svolta impostando in primis la corretta locazione dell'impianto e identificando così le condizioni di riferimento, tramite la scelta di un database da cui ottenere i dati di interesse. Nel caso in esame, tale database è Meteonorm 8.2 per gli anni tra 2001-2020.

Sono state poi impostate le caratteristiche in termini di orientamento e inclinazione del piano. Per questo impianto a struttura fissa sono stati scelti un azimut di 0° e un'inclinazione pari a 40° ; infatti tale valore di inclinazione era risultato ottimale nell'analisi svolta nei precedenti capitoli per il luogo di interesse.

Successivamente sono stati selezionati i moduli designati all'interno del database presentato dal software, al fine di ottenere una potenza nominale pari a 1 MWp. La scelta del tipo di inverter e della configurazione di riferimento è stata effettuata in questa fase, al fine di selezionare un'opzione congrua all'impianto e ai moduli da gestire.

In particolare, il voltaggio associato ad una stringa deve essere tale da soddisfare le seguenti condizioni:

- Il voltaggio operativo minimo dell'inverter nel range MPPT deve essere al di sotto del voltaggio operativo minimo dell'array (considerando una temperatura massima del modulo in operazione pari a 60°C);

- Il massimo voltaggio operativo dell'inverter nel range MPPT deve rimanere al di sopra del voltaggio operativo massimo dell'array (considerando una temperatura massima del modulo in operazione pari a 20°C);
- La tensione assoluta in input nell'inverter deve restare al di sopra del massimo voltaggio assoluto associato all'array (considerando qui una temperatura minima pari a -10°C);
- La tensione massima specificata per il modulo fotovoltaico di riferimento non deve essere superata dal massimo voltaggio assoluto associato all'array (per una temperatura minima pari a -10°C).

In genere quando la configurazione designata non soddisfa queste condizioni, l'impianto risulta dimensionato erroneamente. Per quanto concerne le prime due condizioni, il non rispetto di queste determina l'insorgenza di perdite all'interno del sistema. Infatti, durante la simulazione, se la tensione di stringa scende al di sotto del limite inferiore dell'inverter o sale al di sopra di quello superiore, l'inverter andrebbe a limitare la tensione a ridosso dei valori limite.

Le ultime due condizioni sono invece vincolanti in relazione al mantenimento del sistema in sicurezza. Infatti, la tensione non deve mai superare i limiti specificati per l'inverter e per i moduli fotovoltaici. Ciò, identifica il vincolo principale nel dimensionamento della stringa in fase di progettazione.

Quando in PVsyst, a valle della scelta del tipo di inverter, si modifica il numero dei moduli in serie o il numero delle stringhe si influisce sul valore della perdita di sovraccarico. Tale parametro può essere preso come riferimento per valutare la bontà della scelta fatta, poiché in una configurazione ottimale tale perdita si riduce allo 0 %. In ogni caso, la violazione dei vincoli di tensione riportati in precedenza è segnalata da un messaggio di errore da parte del software ad indicare un errata configurazione.

Nel caso in esame, considerando i moduli e gli inverter scelti, la configurazione ottimale prevede l'utilizzo di 16 moduli in serie e di un totale di 142 stringhe. In questo modo si ottiene la potenza desiderata di 1000 kWp, mantenendo allo 0 % le perdite di sovraccarico. Inoltre, i vincoli di tensione vengono rispettati poiché il range del voltaggio di funzionamento per gli inverter selezionati è 570-1000 V e i valori di riferimento ottenuti nella simulazione sono rispettivamente:

- $V_{mpp} (60^{\circ}\text{C}) = 573 \text{ V}$;
- $V_{mpp} (20^{\circ}\text{C}) = 679 \text{ V}$;
- $V_{ca} (-10^{\circ}\text{C}) = 881 \text{ V}$.

La [Tabella 12] riassume i principali parametri dell'impianto.

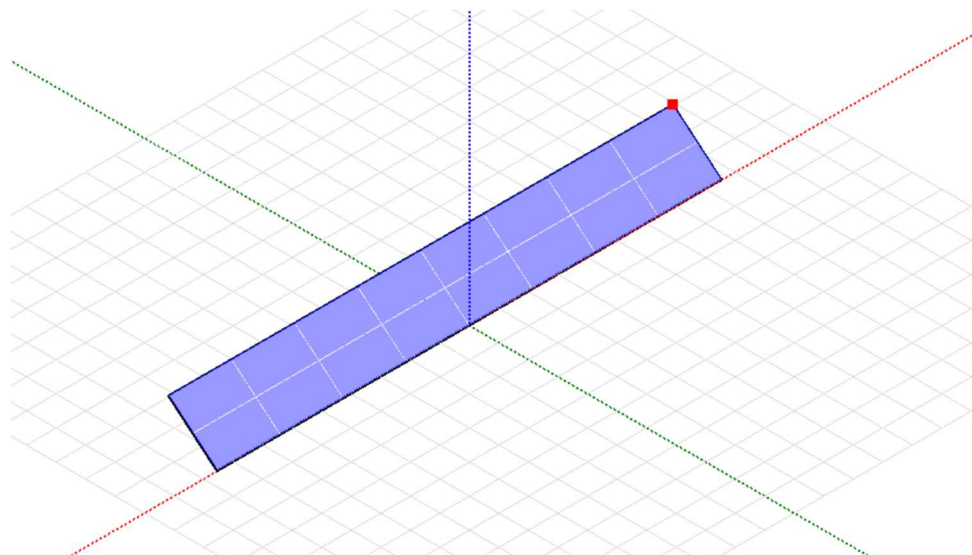
[Tabella 12] Dati Lagnasco fisso

Potenza nominale dell'impianto [MW]	1
Potenza nominale dei moduli [W]	440
Numero di moduli	2272
Potenza nominale del singolo inverter [kWac]	100
Numero di inverter	9
Potenza totale inverter [kWac]	900
Numero di stringhe	142
Numero di moduli in serie	16
Superficie attiva occupata [m ²]	5055

I siti scelti per l'installazione presentano ampie aree disponibili per la posa dell'impianto e pertanto nei casi specifici presi in esame la superficie necessaria non rappresenta un limite di progetto rilevante. Nonostante ciò, è comunque utile sottolineare che la superficie di 5055 m² rappresenta l'area attiva totale associata ai moduli, ossia l'area in grado di accogliere la radiazione solare che differisce dallo spazio effettivamente occupato dall'impianto.

Per quanto detto nel paragrafo 2.3.3 le file di moduli fotovoltaici necessitano di un opportuno distanziamento al fine di evitare gli ombreggiamenti reciproci nell'arco dell'anno. Nel caso in esame, si è deciso di disporre i moduli secondo una configurazione di tipo Landscape, in cui il lato lungo degli stessi risulta parallelo al suolo.

In particolare, una stringa è costituita in questo caso da coppie di moduli sovrapposti lungo il lato di maggiore lunghezza per un totale di 16 moduli, come visibile in [Figura 60].



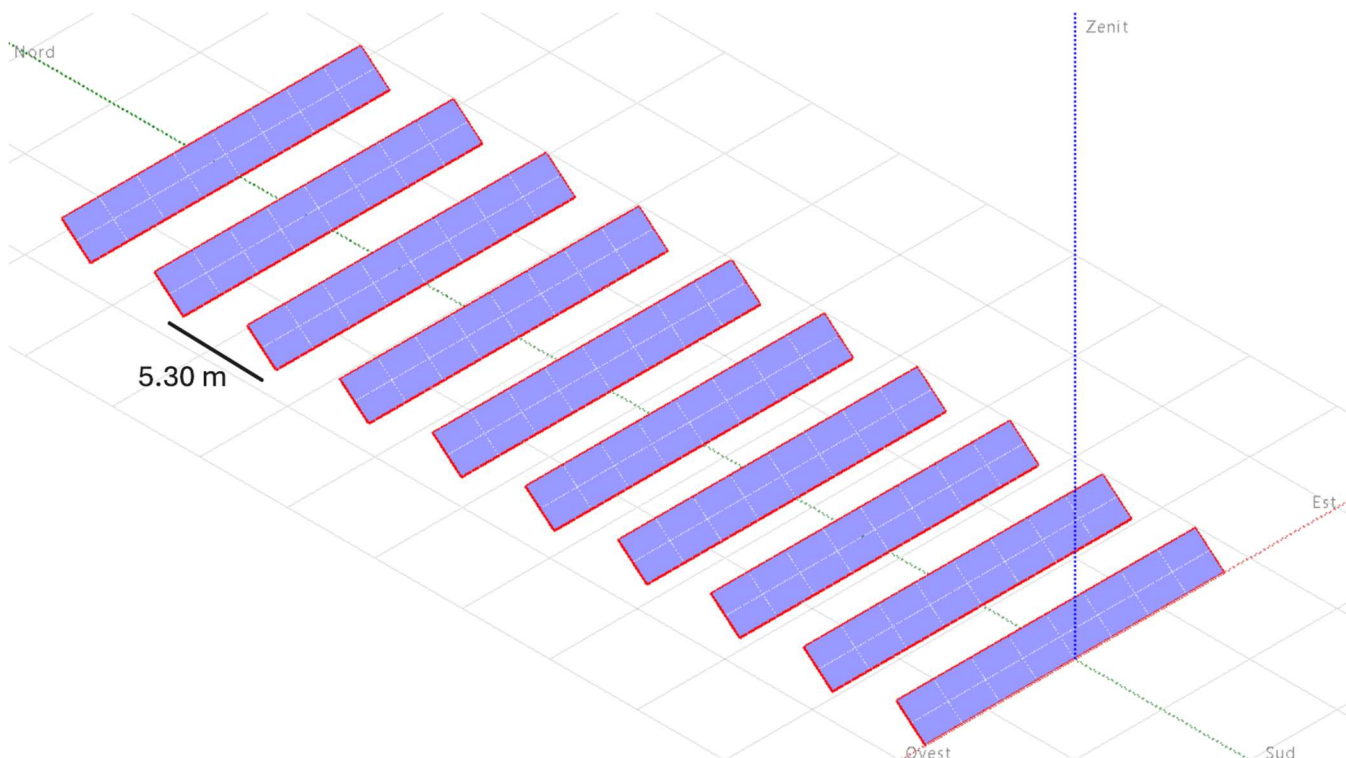
[Figura 60] Rappresentazione di una stringa in configurazione Landscape con PVsyst

Tenendo conto di quanto detto, viene utilizzata la relazione (19) con:

- Altezza del modulo nella configurazione scelta, $m = 1.052 \cdot 2 = 2.104$ m;
- Inclinazione del modulo, $\beta = 40^\circ$;
- Altezza solare nel solstizio d'inverno (a mezzogiorno) a Lagnasco, $\alpha = 21.23^\circ$ (da PVGIS).

Tale relazione ci fornisce una distanza minima pari a 5.09 m, che viene arrotondata per maggiore cautela a 5.30 m.

La [Figura 61] mostra a titolo esemplificativo una porzione dell'impianto costituita da 10 file, per un totale di 160 moduli.



[Figura 61] Layout di una porzione dell'impianto fisso di Lagnasco con PVsyst

La simulazione della producibilità annua dell'impianto svolta con PVsyst ha fornito in output 1482 MWh/anno e un Performance Ratio (PR) pari a 87.67 %.

Il PR è un parametro essenziale per valutare le prestazioni di un impianto fotovoltaico, poiché identifica il rapporto fra ciò che l'impianto produce effettivamente e la produzione teorica dello stesso. Esso può essere calcolato come:

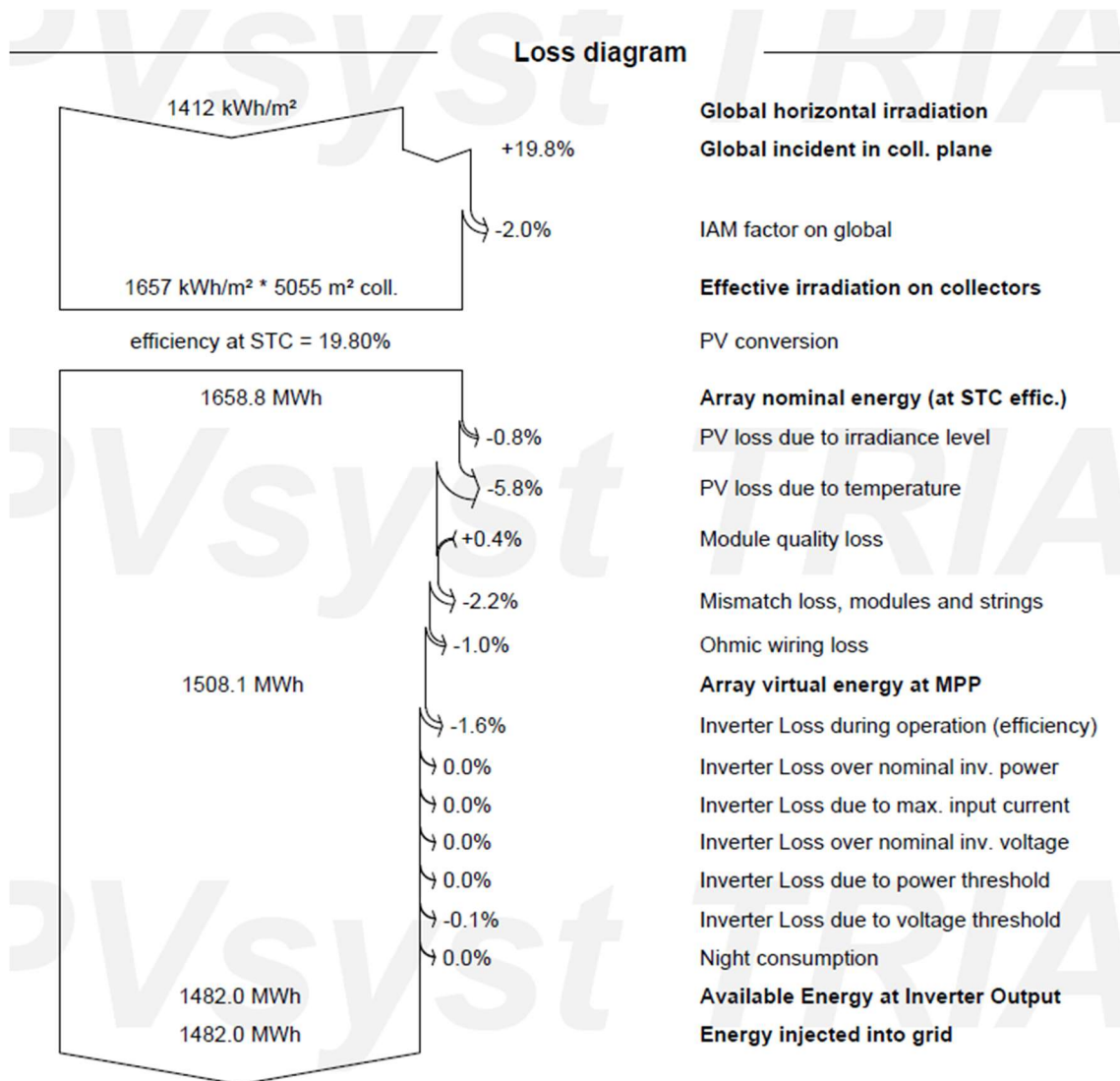
$$PR = \frac{E_a / P_n}{I / G_{st}} \cdot 100 \quad [\%] \quad (28)$$

Dove:

- E_a = energia annua prodotta dall'impianto [kWh];
- P_n = potenza nominale dell'impianto [W];
- I = irradiazione media annua sul piano dei moduli [kWh/m²];
- G_{st} = irraggiamento solare in condizioni standard [W/m²].

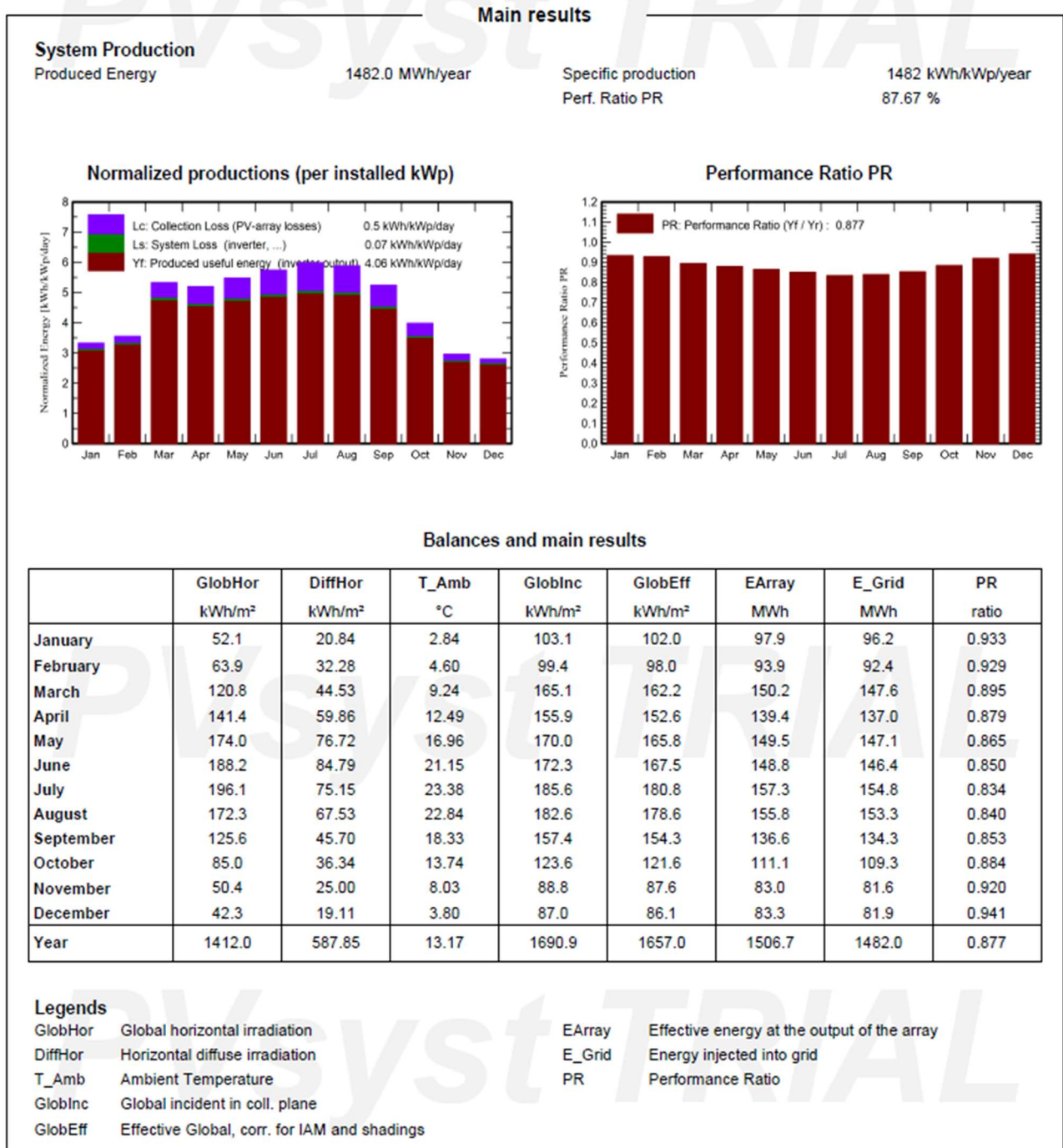
Per quanto riguarda gli impianti fotovoltaici a terra in genere il PR si aggira intorno all' 80 % per sistemi reali ad alta efficienza in condizioni ottimali e può approssimare il 90 % in sistemi ideali. Pertanto, l'elevato valore ottenuto a valle della simulazione è correlato ad una sottostima di alcune voci di perdita da parte del software rispetto ai casi reali.

La [Figura 62] presenta le principali voci di perdita afferenti al sistema e mostra come esse influenzano l'energia ottenuta.



[Figura 62] Diagramma delle perdite per l'impianto di Lagnasco fisso da PVsyst

La [Figura 63] riassume i principali risultati della simulazione.



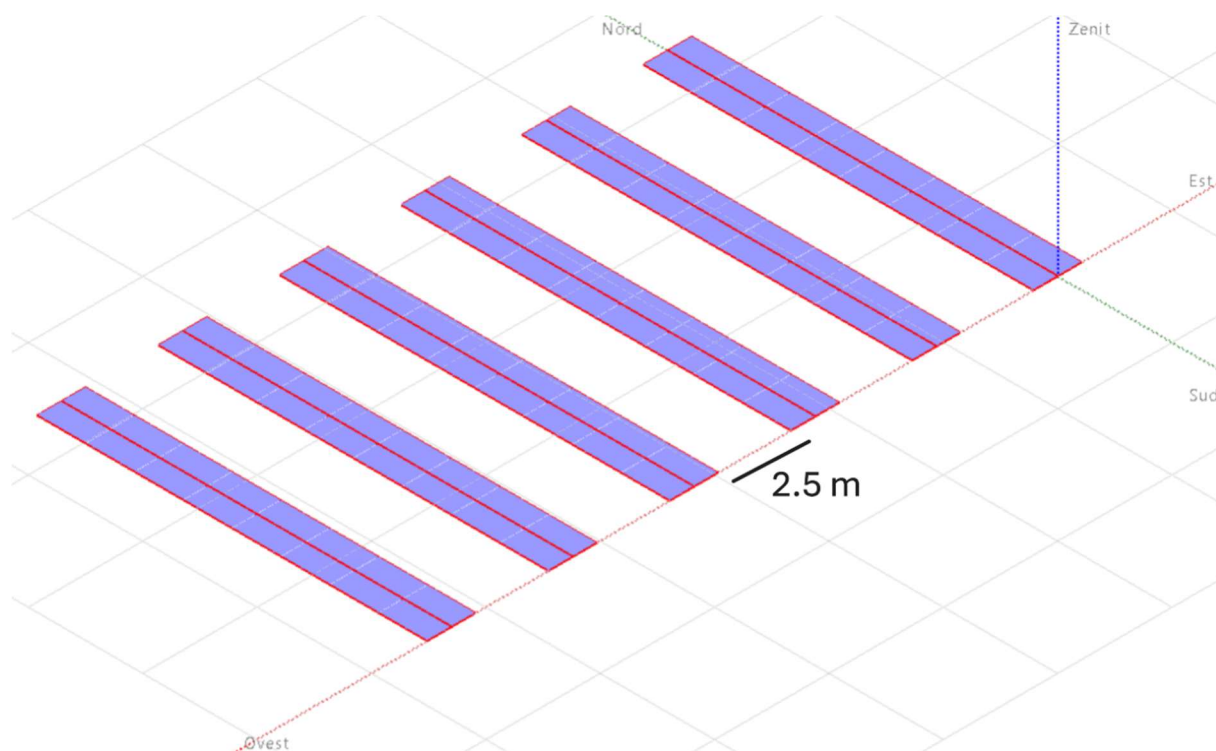
[Figura 63] Risultati producibilità Lagnasco fisso con PVsyst

7.3.3 Layout e producibilità dell'impianto di Lagnasco in configurazione tracking con PVsyst

L'analisi della producibilità dell'impianto di Lagnasco ad inseguimento è stata organizzata in maniera analoga al caso esposto in precedenza. L'azimut è stato nuovamente impostato a 0° mentre per quanto concerne l'inclinazione, nonostante sia stato valutato che il valore ottimale si attesta a 42° , si è deciso di mantenere la struttura piana a livello del terreno. Questa scelta consente di ottenere un impianto tecnicamente più semplice da realizzare e allo stesso tempo di non incrementare notevolmente lo spazio di occupazione correlato al mantenimento di un opportuno distanziamento dei moduli. In ogni caso, verrà comunque anche valutata la produttività annua in presenza dell'inclinazione ideale, così da esplicitare l'entità della riduzione dell'energia prodotta per limitare la complessità del sistema.

L'asse di rotazione è posto lungo la direzione nord-sud, in modo tale che il sistema inseguia il moto solare da est verso ovest. La tipologia e il numero di moduli e di inverter scelti per l'ottenimento di 1 MW di potenza sono i medesimi del caso precedente. L'impianto è pertanto anche qui costituito da 142 stringhe di 16 moduli collegati in serie e 9 inverter.

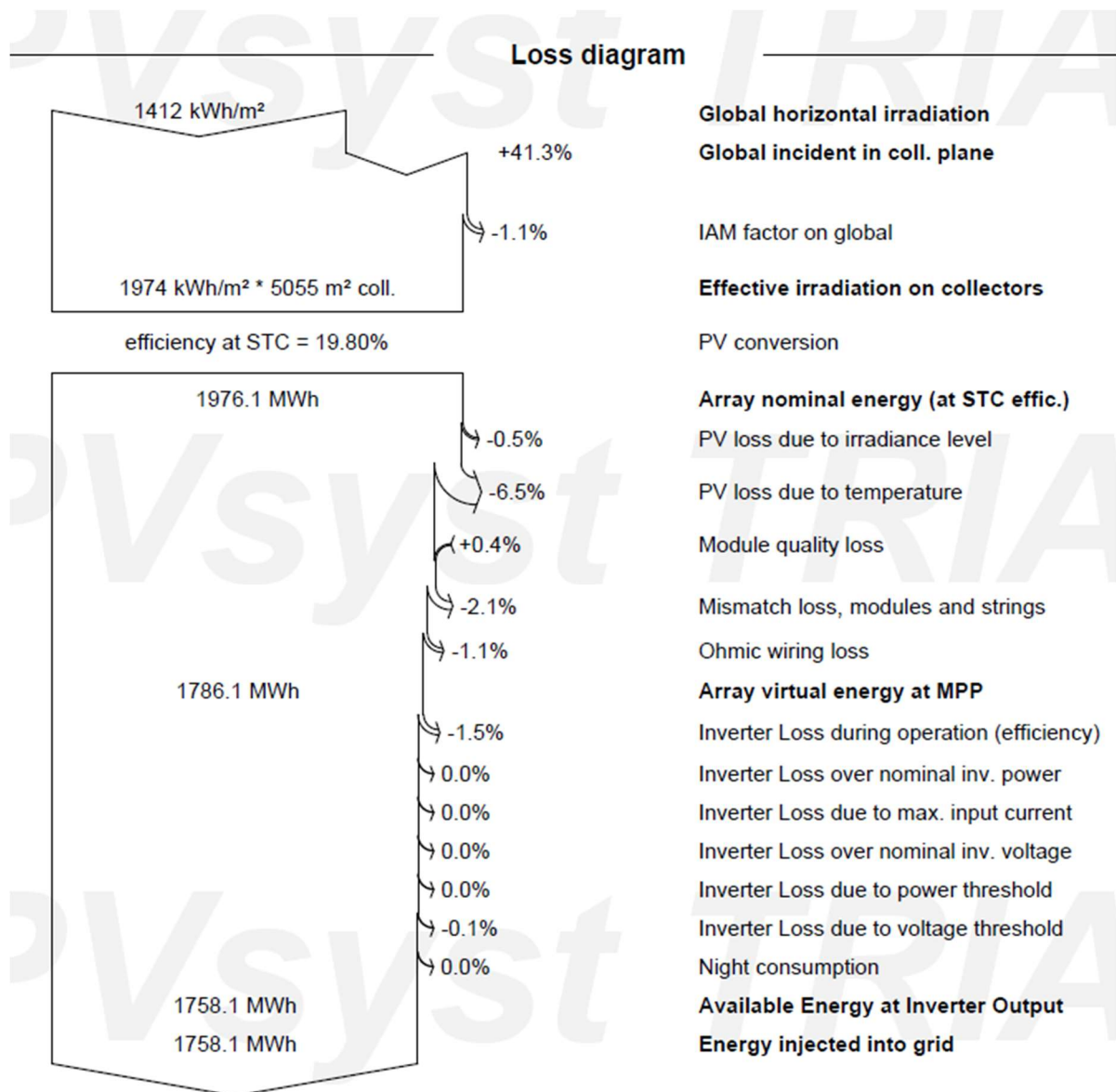
I moduli sono nuovamente disposti secondo una configurazione di tipo Landscape come visibile in [Figura 64]. Pertanto, il distanziamento necessario tra le varie file valutato con la relazione (19) risulta 2.115 m, arrotondato a 2.5 m. In questo caso il distanziamento è mantenuto lungo la direzione est-ovest.



[Figura 64] Layout di una porzione dell'impianto tracking di Lagnasco con PVsyst

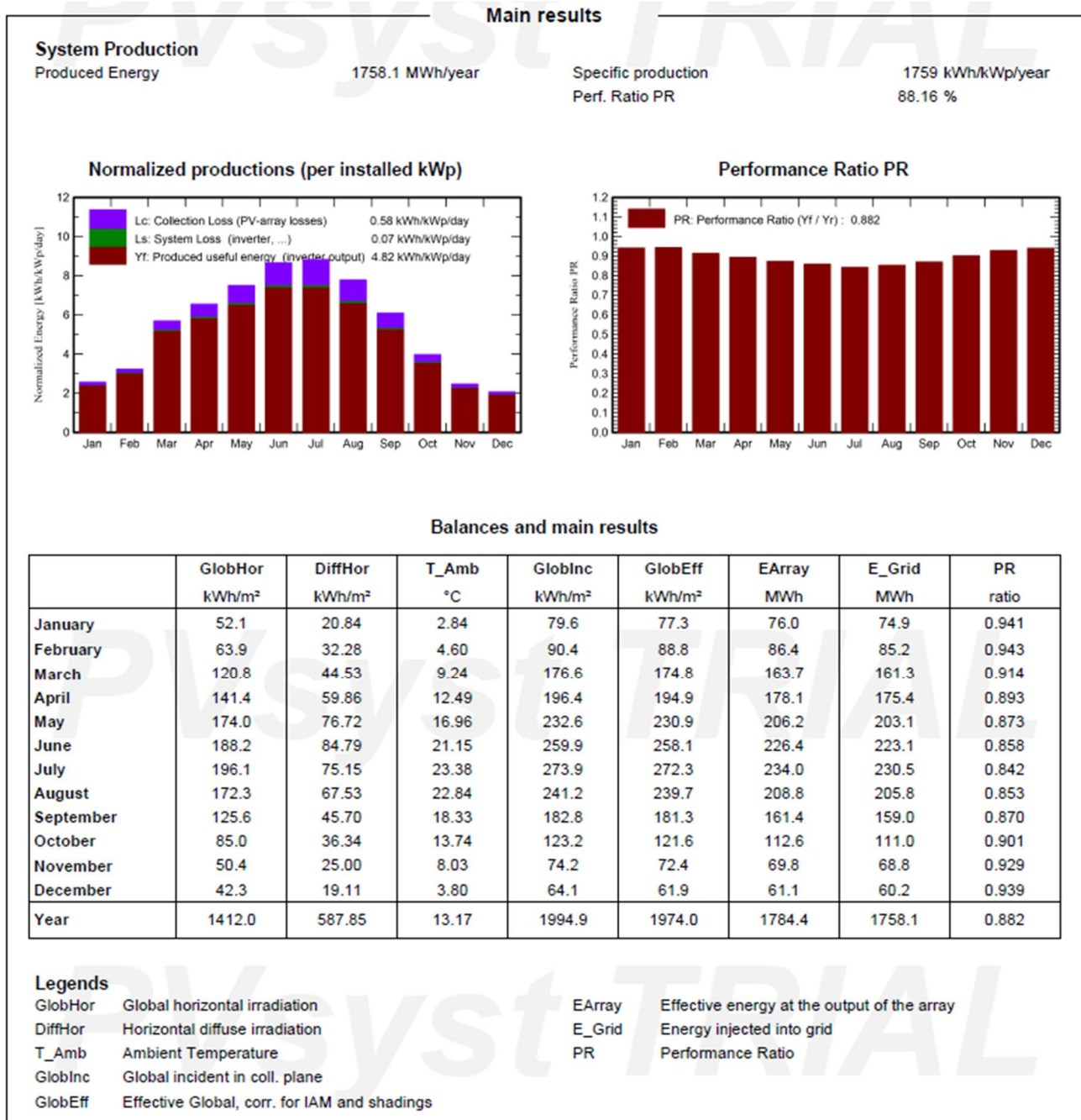
La simulazione ha permesso di valutare una produzione annua di energia pari a 1758.1 MWh/anno e un PR dell'88.16 %.

La [Figura 65] mostra il diagramma delle perdite.



[Figura 65] Diagramma delle perdite per l'impianto di Lagnasco tracking da PVsyst

La [Figura 66] riassume i principali risultati della simulazione.



[Figura 66] Risultati producibilità Lagnasco tracking con PVsyst

La medesima simulazione svolta con il valore ottimale di inclinazione dell'asse pari a 42°, fornisce un'energia annua pari a 1952.4 MWh/anno. L'incremento rispetto all'utilizzo dell'layout semplificato è valutato con l'equazione (27):

- $I_E = +11.05 \%$.

Mentre il PR si è ridotto all'87.56 %.

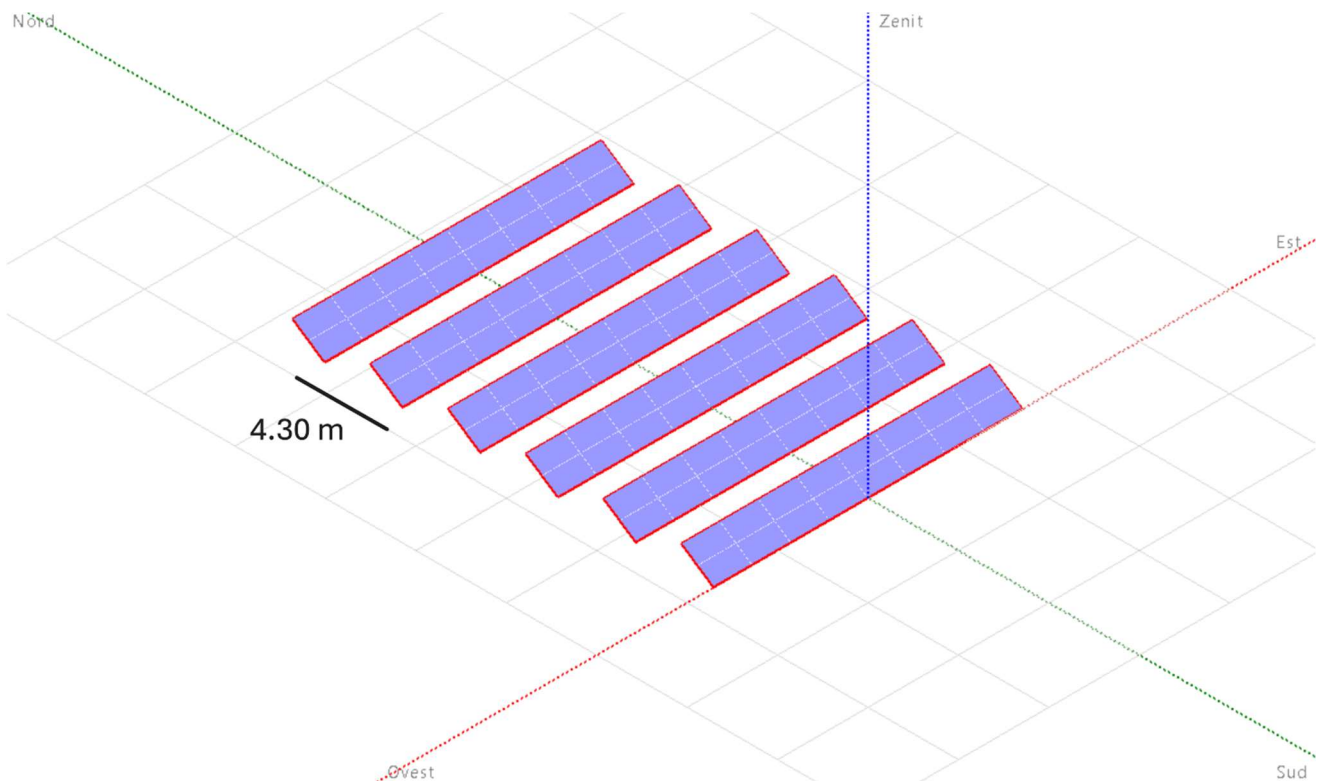
7.3.4 Layout e producibilità dell'impianto di Raddusa in configurazione fissa con PVsyst

In quest'analisi è stata opportunamente selezionata la nuova location dell'impianto nel software in modo da considerare le informazioni utili reperibili nel database Meteonorm 8.2 per gli anni 2001-2020. Per questo impianto a struttura fissa sono stati impostati l'azimut a 0° e l'inclinazione ottimale di 34° .

La tipologia di moduli e inverter, il numero di stringhe e il numero di moduli collegati in serie a identificare un array sono rimasti invariati rispetto ai casi analizzati in precedenza. In questo modo si è mantenuta una configurazione con perdite di sovraccarico ridotte allo 0 %, in grado di rispettare tutti i vincoli relativi ai valori di tensione.

L'equazione (19) applicata ad una configurazione Landscape, analoga a quella analizzata per l'impianto fisso studiato in precedenza, deve tenere qui conto del nuovo valore di inclinazione considerato. Inoltre, l'altezza solare in corrispondenza del solstizio d'inverno a mezzogiorno è stata rivalutata con PVGIS: $\alpha = 26.92^\circ$.

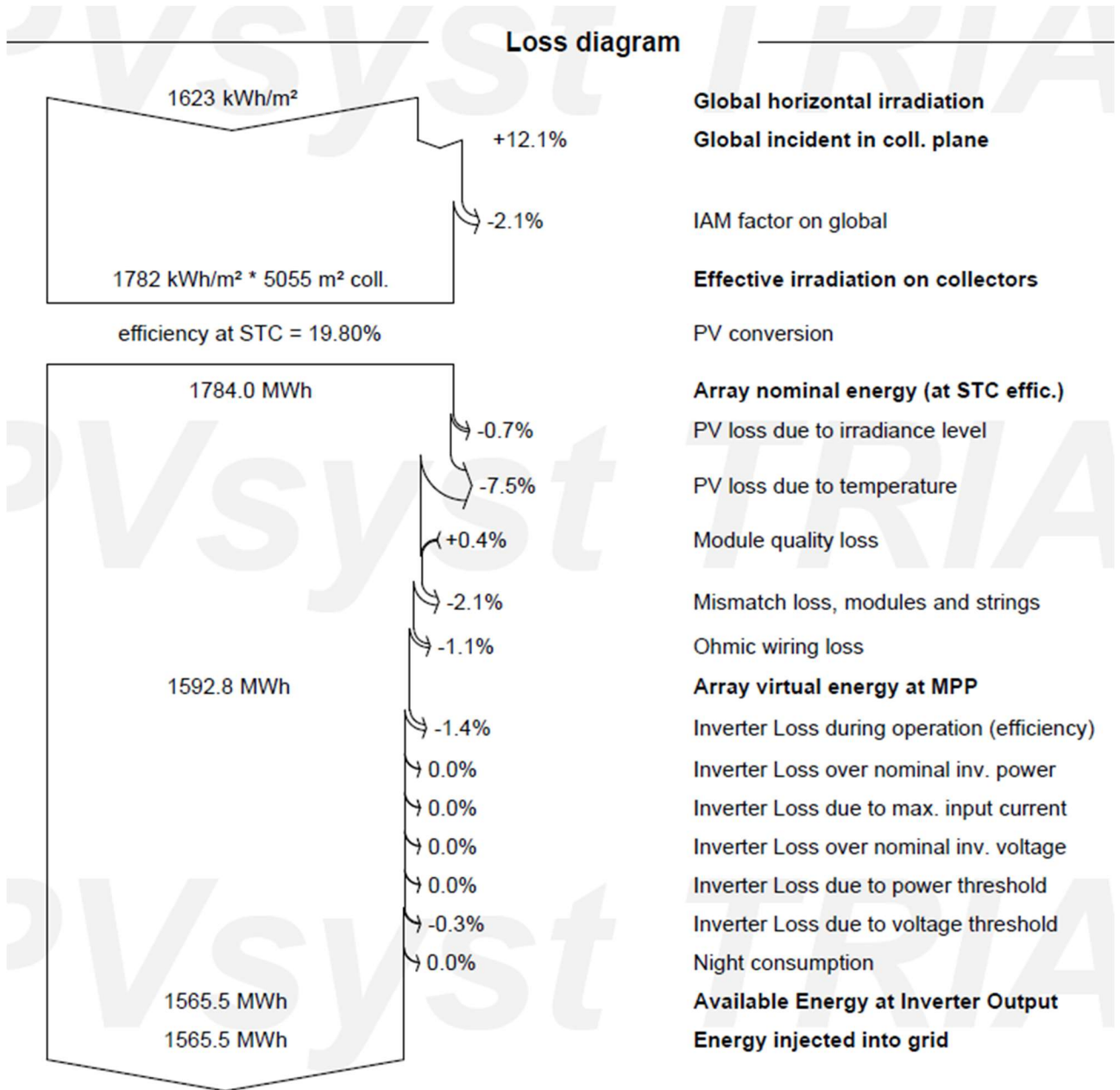
Tenendo conto di quanto detto, la distanza minima necessaria tra le file di moduli è 4.08 m, arrotondata a 4.30 m.



[Figura 67] Layout di una porzione dell'impianto fisso di Raddusa con PVsyst

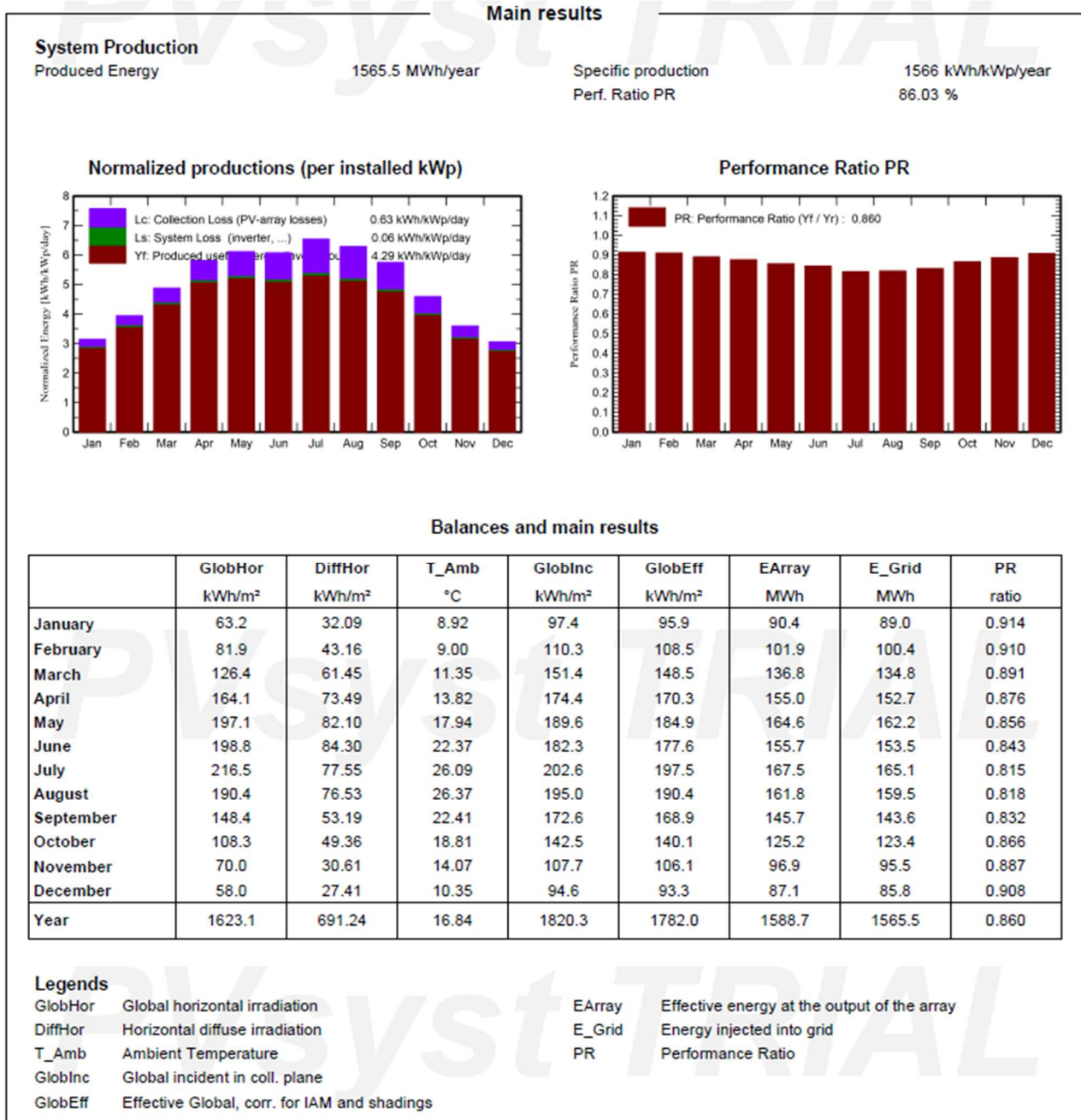
La simulazione ha permesso di valutare una produzione annua di energia pari a 1565.5 MWh/anno e un PR dell'86.03 %.

La [Figura 68] mostra il diagramma delle perdite.



[Figura 68] Diagramma delle perdite per l'impianto di Raddusa fisso da PVsyst

La [Figura 69] riassume i principali risultati della simulazione.

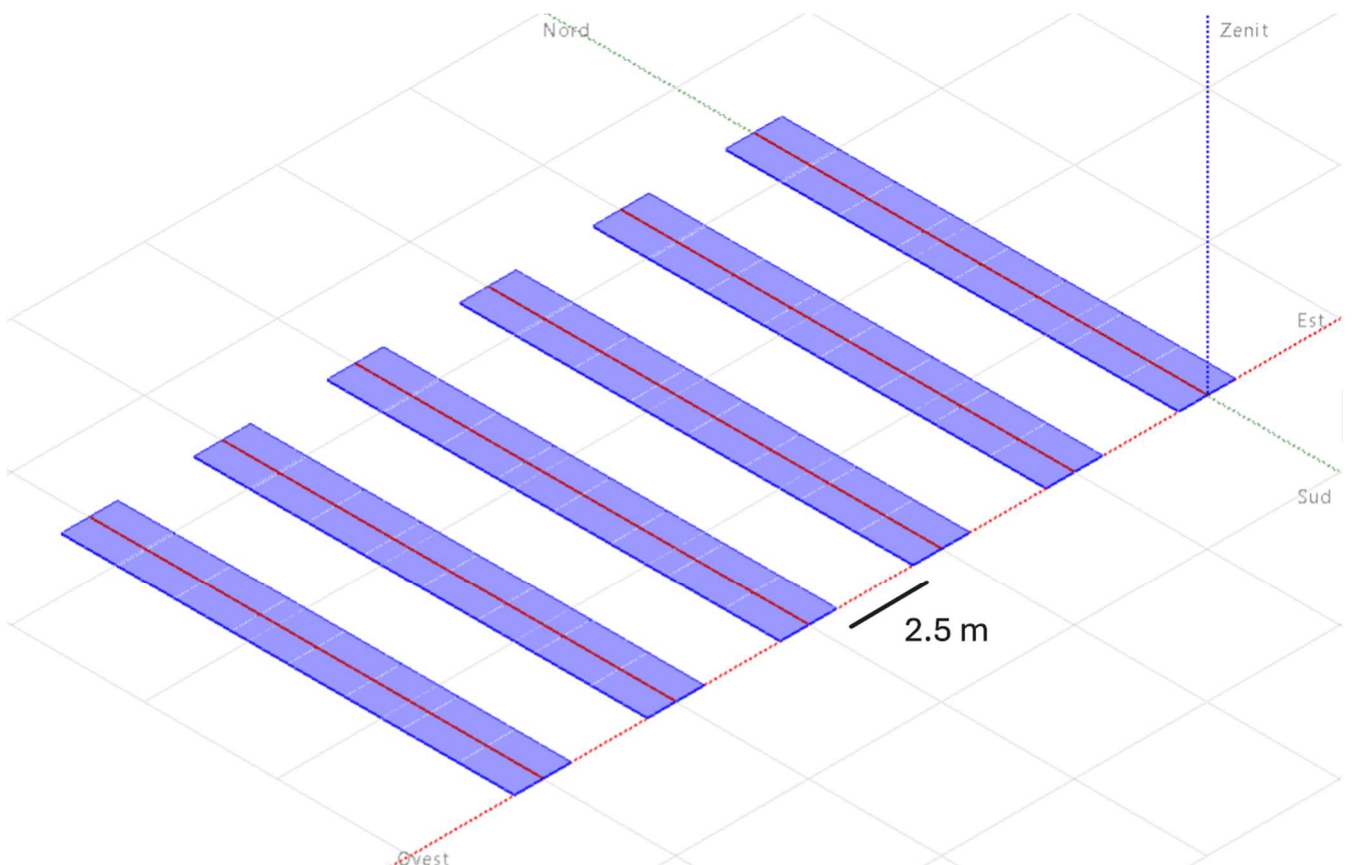


[Figura 69] Risultati producibilità Raddusa fisso con PVsyst

7.3.5 Layout e producibilità dell'impianto di Raddusa in configurazione tracking con PVsyst

L'analisi della producibilità dell'impianto tracking di Raddusa è stata svolta in modo analogo al precedente impianto ad inseguimento. In particolare, l'azimut è stato definito di 0° e l'inclinazione è stata impostata a 0° anch'essa, così da rendere il sistema piano a livello del terreno. Verrà nuovamente valutata anche la producibilità con l'inclinazione ottimale di 36° , in modo da calcolare la riduzione di energia prodotta per ridurre la complessità dell'impianto. L'asse di rotazione è allineato anche qui lungo la direzione nord-sud e nulla viene cambiato inerentemente la configurazione di moduli e inverter.

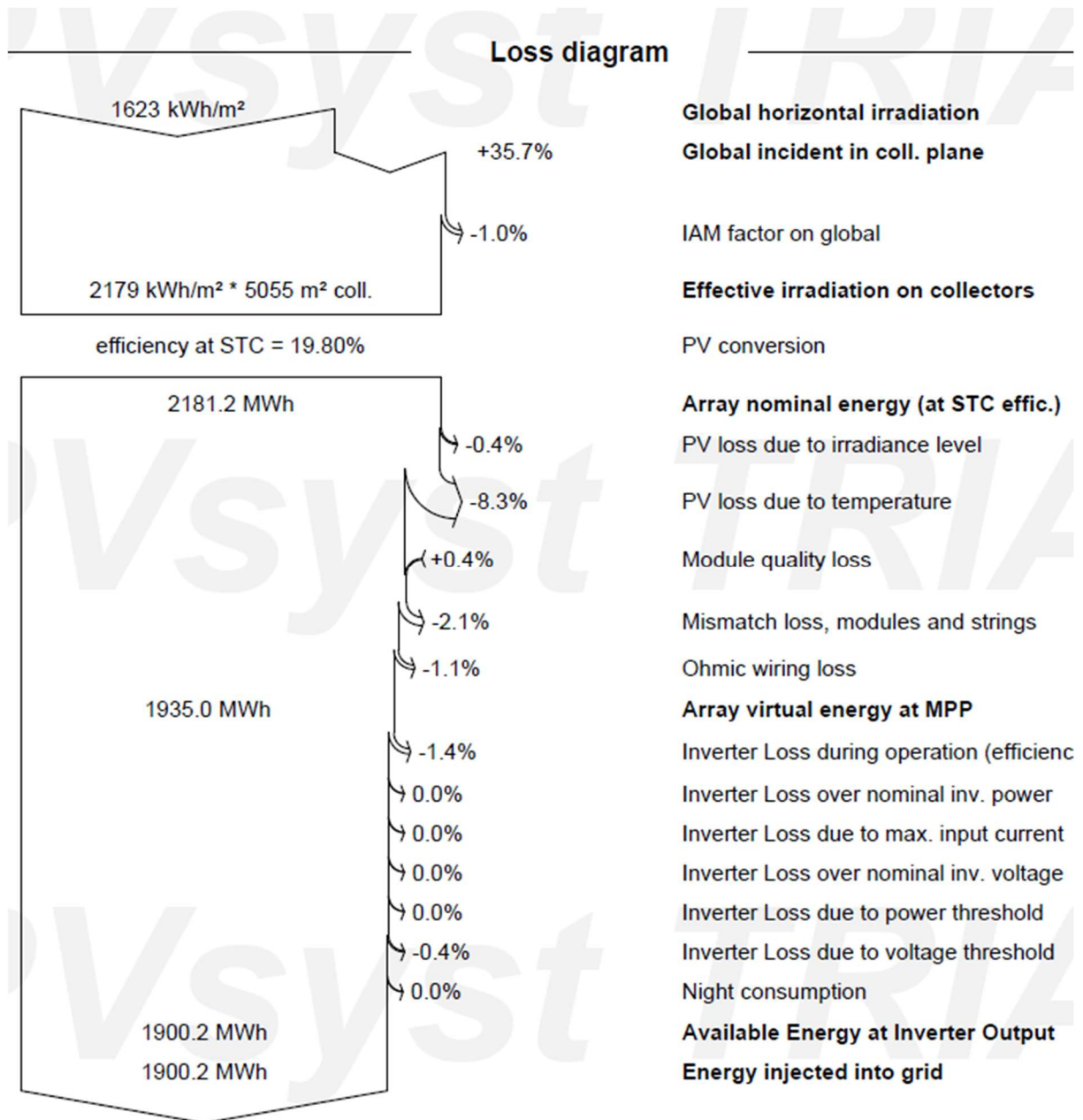
La disposizione Landscape con inclinazione pari a 0° e $\alpha = 26.92^\circ$ implica un distanziamento minimo delle file di moduli pari a 2.115 m, valutato tramite la relazione (19) e arrotondato a 2.5 m. Il distanziamento è da intendersi lungo la direzione ovest-est, come visibile in [Figura 70].



[Figura 70] Layout di una porzione dell'impianto tracking di Raddusa con PVsyst

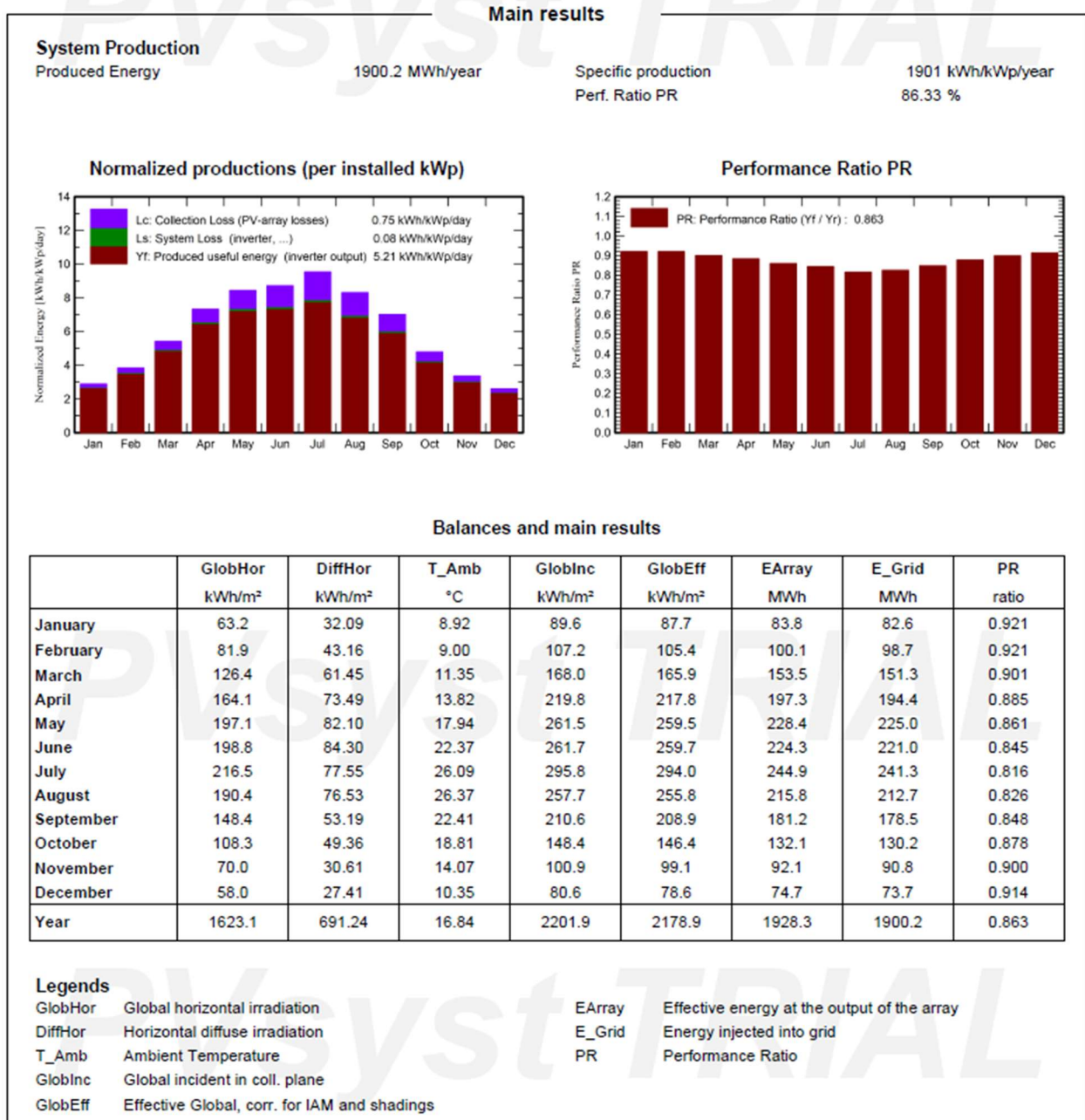
La simulazione ha permesso di valutare una produzione annua di energia pari a 1900.2 MWh/anno e un PR dell'86.33 %.

La [Figura 71] mostra il diagramma delle perdite.



[Figura 71] Diagramma delle perdite per l'impianto di Raddusa tracking da PVsyst

La [Figura 72] riassume i principali risultati della simulazione.



[Figura 72] Risultati producibilità Raddusa tracking con PVSyst

La medesima simulazione svolta con il valore ottimale di inclinazione dell'asse pari a 36°, fornisce un'energia annua pari a 2031.2 MWh/anno. L'incremento rispetto all'utilizzo dell'layout semplificato è valutato con l'equazione (27):

- $I_E = + 6.89 \%$.

Mentre il PR si è ridotto all'85.91 %.

7.4 Calcolo della producibilità degli impianti

Per fornire una stima più realistica dell'energia prodotta dagli impianti e dei valori di PR, in questa sezione essi vengono calcolati considerando le principali fonti di perdita associate alla produzione che erano state sottostimate nell'analisi tramite PVsyst.

La relazione che consente il calcolo della potenza generata da un impianto in un determinato istante è [4] [9]:

$$P_{AC} = P_N \cdot \frac{G}{G_n} \cdot \eta_J \cdot \eta_O \cdot \eta_M \cdot \eta_{Min,G} \cdot \eta_{RS} \cdot \eta_{MPPT} \cdot \eta_{inv} \cdot \eta_{TR} \cdot \eta_T \quad [kW] \quad (29)$$

Dove:

- P_{AC} è la potenza generata in corrente alternata [kW];
- P_N è la potenza nominale dell'impianto in STC [kW];
- G è il valore dell'irradianza afferente al modulo nell'istante considerato [W/m^2];
- G_n è l'irradianza di riferimento in STC, ossia $1000 W/m^2$;
- η_J rappresenta le perdite generate nei cavi per effetto Joule, pari a 0.99;
- η_O identifica le perdite associate all'ombreggiamento reciproco fra file di moduli. In questo caso è stato considerato un valore pari a 0.974 per gli impianti a struttura fissa e 0.98 per gli impianti ad inseguimento (valori stimati tramite PVsyst);
- η_M rappresenta le perdite dovute al mismatch fra i moduli, pari a 0.978;
- $\eta_{Min,G}$ tiene conto dell'irradianza minima (G_{min}) necessaria per generare energia elettrica attraverso i moduli, valutata come [4]:

$$\eta_{Min,G} = 1 - \frac{G_{min}}{G} \quad [-] \quad (30)$$

con $G_{min} = 15 W/m^2$;

- η_{RS} rappresenta le perdite ottiche associate al fenomeno di riflessione e al deposito di sporco sulla superficie dei moduli, pari a 0.96;
- η_{MPPT} rappresenta le perdite associate al funzionamento del MPPT, pari a 0.99;
- η_{inv} rappresenta l'efficienza associata all'inverter, considerata pari a 0.982. Per i calcoli è stato perciò considerato un valore medio inferiore rispetto all'efficienza massima riportata nei dati di targa dell'inverter;
- η_{TR} rappresenta le perdite correlate al funzionamento del trasformatore, pari a 0.99;
- η_T tiene conto della variabilità delle prestazioni dei moduli fotovoltaici al variare della loro temperatura di funzionamento. Esso è calcolato tramite la seguente relazione [4]:

$$\eta_T = \gamma_P \cdot (T_F - T_{STC}) + 1 \quad [-] \quad (31)$$

Dove γ_P è il coefficiente di temperatura associato alla potenza del modulo preso in considerazione, pari a $-0.37 \text{ \%}/^\circ\text{C}$ e T_{STC} è la temperatura in STC della cella. T_F è invece la temperatura della cella in presenza delle condizioni reali di irradianza e temperatura dell'aria presenti nell'istante considerato. Essa è valutabile tramite la relazione (18).

Per effettuare i calcoli sono stati scaricati dal database PVGIS-SARAH3 i dati orari relativi alle varie configurazioni impiantistiche nei due luoghi di riferimento tra gli anni 2005-2023. In particolare, sono stati utilizzati i dati relativi all'irradianza e alla temperatura dell'aria. Infatti, considerando un intervallo temporale di riferimento di 1 h, l'output della relazione (29) coincide con il valore dell'energia oraria.

La somma dei valori orari calcolata nell'arco di un anno rappresenta l'energia annua prodotta in kWh/anno. Rispetto al caso ideale, nel calcolo è stato considerato anche un fattore di disponibilità η_{dis} che rappresenta il tempo nell'arco di un anno in cui i moduli sono effettivamente disponibili per produrre energia.

La relazione (32) esplicita quanto fino a qui detto per il calcolo dell'energia annua.

$$E_{AC,annua} = \eta_{dis} \cdot \sum_{t=1}^n P_{AC}(t) \cdot \Delta t \quad [\text{kWh/anno}] \quad (32)$$

Dove:

- $E_{AC,annua}$ identifica la produzione di energia elettrica nell'arco dell'anno [kWh/anno];
- η_{dis} è stato considerato pari a 0.98, poiché i periodi di inattività degli impianti fotovoltaici sono limitati e perlopiù correlati a necessità di manutenzione ordinaria;
- t identifica il numero delle ore all'interno dell'anno di riferimento; perciò, n può essere in generale assunto pari a 8760 h, mentre il valore diventa 8784 per gli anni bisestili;
- Δt pari a 1 h.

Infine, sono stati calcolati due ulteriori parametri rappresentativi per le prestazioni degli impianti studiati:

- Il Reference Yield :

$$Y_R = \frac{G}{G_n} \quad [\text{h/anno}] \quad (33)$$

- Il Performance Ratio:

$$PR = \frac{E_{AC,annua}}{P_N \cdot Y_R} \quad [-] \quad (34)$$

7.4.1 L'energia prodotta dall'impianto di Lagnasco fisso

La [Tabella 13] mostra i risultati ottenuti in termini di $E_{AC,annua}$ [MWh/anno], Y_R [h/anno] e PR [-] tra gli anni 2005-2023.

[Tabella 13] Risultati per l'impianto fisso di Lagnasco, anni 2005-2023

Anno	$E_{AC,annua}$ [MWh/anno]	Y_R [h/anno]	PR [-]
2005	1420.272	1794.545	0.791438
2006	1469.198	1861.684	0.789177
2007	1514.340	1921.789	0.787985
2008	1338.940	1697.064	0.788974
2009	1415.843	1795.177	0.788693
2010	1321.981	1671.341	0.790971
2011	1517.367	1925.304	0.788118
2012	1444.328	1827.016	0.790539
2013	1344.704	1703.166	0.789532
2014	1360.203	1722.929	0.789472
2015	1469.697	1861.779	0.789405
2016	1430.910	1813.505	0.78903
2017	1490.029	1893.629	0.786864
2018	1358.035	1727.797	0.785993
2019	1468.292	1863.710	0.787832
2020	1488.181	1883.650	0.790052
2021	1489.334	1882.467	0.791161
2022	1530.604	1947.100	0.786094
2023	1484.041	1887.800	0.786122

Nella [Tabella 14] vengono invece riportati i valori medi per l'impianto di riferimento.

[Tabella 14] Valori medi dei risultati per l'impianto fisso di Lagnasco

$E_{AC,annua}$ [MWh/anno]	1439.805
Y_R [h/anno]	1825.34
PR [/]	0.788813

7.4.2 L'energia prodotta dall'impianto tracking di Lagnasco

La [Tabella 15] mostra i risultati ottenuti in termini di $E_{AC,annua}$ [MWh/anno], Y_R [h/anno] e PR [-] tra gli anni 2005-2023.

[Tabella 15] Risultati per l'impianto tracking di Lagnasco, anni 2005-2023

Anno	$E_{AC,annua}$ [MWh/anno]	Y_R [h/anno]	PR [-]
2005	1604.911	2020.398	0.794354
2006	1663.433	2092.338	0.795011
2007	1739.883	2189.899	0.794503
2008	1524.108	1913.511	0.796498
2009	1646.526	2072.790	0.794352
2010	1542.874	1936.998	0.796528
2011	1726.187	2171.889	0.794786
2012	1653.960	2076.100	0.796667
2013	1562.542	1964.570	0.795361
2014	1540.380	1933.722	0.796588
2015	1662.487	2090.002	0.795448
2016	1633.190	2053.110	0.795471
2017	1722.937	2174.404	0.792372
2018	1561.644	1972.364	0.791762
2019	1672.958	2105.695	0.794492
2020	1686.387	2118.261	0.796119
2021	1701.930	2134.574	0.797316
2022	1744.938	2204.881	0.791398
2023	1675.281	2113.647	0.792602

Nella [Tabella 16] vengono invece riportati i valori medi per l'impianto di riferimento.

[Tabella 16] Valori medi dei risultati per l'impianto tracking di Lagnasco

$E_{AC,annua}$ [MWh/anno]	1645.608
Y_R [h/anno]	2070.482
PR [/]	0.794822

7.4.3 L'energia prodotta dall'impianto fisso di Raddusa

La [Tabella 17] mostra i risultati ottenuti in termini di $E_{AC,annua}$ [MWh/anno], Y_R [h/anno] e PR [-] tra gli anni 2005-2023.

[Tabella 17] Risultati per l'impianto fisso di Raddusa, anni 2005-2023

Anno	$E_{AC,annua}$ [MWh/anno]	Y_R [h/anno]	PR [-]
2005	1523.075	1970.044	0.773117
2006	1570.111	2033.856	0.771987
2007	1561.273	2025.100	0.770961
2008	1578.719	2046.761	0.771326
2009	1511.609	1956.105	0.772765
2010	1530.534	1978.456	0.773601
2011	1559.153	2015.077	0.773744
2012	1644.555	2132.803	0.771077
2013	1546.988	2001.743	0.772821
2014	1576.232	2040.373	0.772522
2015	1562.647	2020.743	0.773303
2016	1501.088	1948.183	0.770507
2017	1660.218	2153.147	0.771066
2018	1485.257	1922.415	0.7726
2019	1562.857	2023.331	0.772418
2020	1596.621	2063.862	0.773609
2021	1560.793	2023.118	0.771479
2022	1638.019	2123.729	0.771294
2023	1599.265	2071.702	0.771957

Nella [Tabella 18] vengono invece riportati i valori medi per l'impianto di riferimento.

[Tabella 18] Valori medi dei risultati per l'impianto fisso di Raddusa

$E_{AC,annua}$ [MWh/anno]	1566.791
Y_R [h/anno]	2028.977
PR [/]	0.772218

7.4.4 L'energia prodotta dall'impianto tracking di Raddusa

La [Tabella 19] mostra i risultati ottenuti in termini di $E_{AC,annua}$ [MWh/anno], Y_R [h/anno] e PR [-] tra gli anni 2005-2023.

[Tabella 19] Risultati per l'impianto tracking di Raddusa, anni 2005-2023

Anno	$E_{AC,annua}$ [MWh/anno]	Y_R [h/anno]	PR [-]
2005	1859.556	2400.495	0.774655
2006	1902.360	2448.070	0.777085
2007	1905.323	2458.489	0.774997
2008	1923.700	2478.834	0.776050
2009	1845.551	2374.303	0.777302
2010	1864.930	2397.631	0.777821
2011	1899.768	2441.470	0.778124
2012	2021.477	2607.579	0.775231
2013	1881.273	2419.100	0.777674
2014	1907.761	2452.854	0.777772
2015	1883.774	2421.119	0.778059
2016	1827.369	2357.108	0.775258
2017	2021.678	2608.750	0.774960
2018	1780.489	2289.813	0.777569
2019	1877.458	2416.107	0.777059
2020	1914.912	2459.269	0.778650
2021	1889.084	2435.804	0.775548
2022	1972.491	2541.856	0.776004
2023	1915.242	2464.079	0.777264

Nella [Tabella 20] vengono invece riportati i valori medi per l'impianto di riferimento.

[Tabella 20] Valori medi dei risultati per l'impianto tracking di Raddusa

$E_{AC,annua}$ [MWh/anno]	1899.695
Y_R [h/anno]	2445.934
PR [/]	0.776689

7.5 Confronto prestazionale fra le configurazioni impiantistiche

Nella [Tabella 21] sono riportati i valori medi relativi agli output ottenuti per gli impianti studiati.

[Tabella 21] Riassunto risultati di producibilità degli impianti

Potenza nominale 1 MW	Impianto di Lagnasco fisso	Impianto di Lagnasco tracking	Impianto di Raddusa fisso	Impianto di Raddusa tracking
$E_{AC,annua}$ [MWh/anno]	1439.805	1645.608	1566.791	1899.695
Y_R [h/anno]	1825.34	2070.482	2028.977	2445.934
PR [/]	0.788813	0.794822	0.772218	0.776689

Nella [Tabella 22] viene esplicitata l'entità delle variazioni (Δ) dei risultati ottenuti per le configurazioni impiantistiche, attraverso il calcolo dei Δ tramite la relazione (27).

[Tabella 22] Variazioni percentuali fra gli output degli impianti

Variazione percentuale degli output	$\Delta E_{AC,annua}$ [%]	ΔY_R [%]	ΔPR [%]
Tracking,FISSOLAGNASCO	+14.29	+13.43	+0.76
Tracking,FISSORADDUSA	+21.25	+20.55	+0.58
FISSOLAGNASCO,FISSORADDUSA	+8.82	+11.16	-2.14
TrackingRADDUSA,TrackingLAGNASCO	+15.44	+18.13	-2.33

8 Conclusioni

Lo scopo dell'elaborato è il confronto tra le producibilità ottenibili installando degli impianti fotovoltaici con caratteristiche analoghe, rispettivamente in una località del Nord Italia e in una nel Sud del paese. In particolare, per ciascun sito di installazione, si è deciso di studiare una configurazione fotovoltaica fissa e una ad inseguimento solare, così da mettere ulteriormente in luce le differenze con l'adozione di diverse soluzioni impiantistiche.

La scelta delle località in cui considerare le installazioni è ricaduta su Lagnasco in provincia di Cuneo e su Raddusa in provincia di Catania. Infatti, tramite un'analisi mediante lo strumento "Atlante Integrato per il Sistema Energetico Nazionale e le fonti Rinnovabili" sono stati selezionati due siti di estensione paragonabile, tenendo al contempo in considerazione l'assenza di vincoli paesaggistici nelle aree ospitanti.

A valle di un'analisi preliminare sulle condizioni di irraggiamento annuale nei due siti tramite PVGIS, lo studio delle producibilità nei vari layout è stato sviluppato considerando una potenza nominale di 1 MWp.

In prima istanza è stato utilizzato il software PVsyst al fine di operare un'opportuna scelta della configurazione di inverter e moduli fotovoltaici. Poi, sempre tramite PVsyst, è stata sviluppata una prima analisi di producibilità facendo riferimento ai dati estrapolati dal database Meteonorm 8.2. Infine, per fornire un'analisi più completa e diversificare le fonti da cui esportare le informazioni, sono stati considerati i dati estrapolati dal database PVGIS-SARAH3 per gli anni 2005-2023. In questo modo è stato operato un calcolo diretto della producibilità, tramite l'utilizzo di opportune relazioni che tenessero maggiormente in considerazione le varie fonti di perdita afferenti agli impianti.

A valle dello studio sono stati ottenuti i seguenti risultati:

- L'installazione dell'impianto a struttura fissa a Raddusa consente di avere un incremento del + 8.82 % dell'energia media annualmente prodotta, ma con un leggero decremento del PR del - 2.14 %;
- L'installazione dell'impianto con struttura a tracking nel sito a maggiore irradiazione del Sud Italia permette un incremento del + 15.44 % dell'energia annua generata, con un decremento del - 2.33 % del PR rispetto al caso di Lagnasco;
- A parità di luogo di installazione, la scelta del sistema ad inseguimento consente di incrementare la produzione di Lagnasco e il suo PR rispettivamente del + 14.29 % e del + 0.76 %. Tali aumenti per il caso di Raddusa sono del + 21.25 % e + 0.58 %.

Pertanto, come auspicabile, la scelta di installare un impianto fotovoltaico in una zona a sud del paese soggetta ad una migliore irradianza, consente di ottenere dei miglioramenti della produzione non trascurabili a parità di soluzione impiantistica. Tali incrementi diventano ancora più consistenti se si opta per sistemi ad inseguimento opportunamente progettati.

Nel capitolo 5.2 è stato sottolineato che il 56 % degli impianti fotovoltaici italiani sono attivi nel nord del paese, mentre solo il 27 % si trova nel Sud Italia. Tenendo conto delle conclusioni ottenute nell'elaborato, si può dedurre che l'incremento della potenza fotovoltaica installata nelle regioni del Sud, rappresenti un'opzione concreta per migliorare la produzione energetica del paese sfruttandone il potenziale inespresso. L'incremento della quota di energia da fonti rinnovabili può ridurre al contempo le emissioni di gas climalteranti.

9 Bibliografia e sitografia

- [1] Silvio Davolino, *Dispense sulla Radiazione*, Università degli studi di Milano, 2012.
https://www.isac.cnr.it/dinamica/davolio/tmp/Didattica/dispense_radiazione.pdf
- [2] Marco Simonetti, *Solar Radiation*, dispense dell'insegnamento "Solar Thermal Technologies", corso di Laurea Magistrale in Ingegneria Energetica e Nucleare, Politecnico di Torino, a.a 2023-2024.
- [3] Fabrizio Digeronimo, Tesi di laurea magistrale - *Studio di fattibilità di un impianto fotovoltaico connesso a rete*, 2020/2021, Torino.
- [4] Filippo Spertino, dispense dell'insegnamento "Solar Photovoltaic Systems", corso di Laurea Magistrale in Ingegneria Energetica e Nucleare, Politecnico di Torino, a.a. 2022-2023.
- [5] GSE, *Rapporto statistico solare fotovoltaico*, 2023.
https://www.gse.it/documenti_site/Documenti%20GSE/Rapporti%20statistici/Solare%20Fotovoltaico%20-%20Rapporto%20Statistico%202023.pdf
- [6] Francesco Giraud, Tesi di laurea magistrale - *Software per l'analisi comparativa delle prestazioni di moduli fotovoltaici in campagne sperimentali di lunga durata*, 2023-2024, Torino.
- [7] Stefania Salamon, Tesi di laurea magistrale - *Analisi di un impianto fotovoltaico stand alone in zona isolata e nuova proposta progettuale*, 2019, Torino.
- [8] Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems – ISE, *Photovoltaics Report*, 2023.
<https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/Photovoltaics-Report.pdf>
- [9] Fabrizio Mele, Tesi di laurea magistrale - *Confronto di prestazioni tecnico economiche tra sistemi fotovoltaici fissi o ad inseguimento solare e turbine eoliche installati sul medesimo terreno*, 2023-2024, Torino.
- [10] Giuseppe Piardi, Dispense - *Riciclo degli impianti solari a fine vita*, 2023.
https://www.fi.camcom.gov.it/sites/default/files/uploads/Promozione_Assistenza_Imprese/Digitalizzazione_innovazione/Punto_Impresa_Digitale/07_PIARDI_Stena%20Recycling_18_05_2023.pdf
- [11] Enelgreenpower - <https://www.enelgreenpower.com/it/media/news/2023/11/albedo-pannelli-fotovoltaici> (visitato nel 09/2024).
- [12] DS_Energy - <https://it.dsnsolar.com/info/more-about-bifacial-solar-panels-encapsulated-33268350.html> (visitato nel 09/2024).
- [13] BibLus - <https://biblus.acca.it/tipi-di-impianto-fotovoltaico/> (visitato nel 10/2024).

- [14] Blumatica - <https://blog.blumatica.it/classificazione-impianti-fotovoltaici-guida-alla-progettazione/> (visitato nel 10/2024).
- [15] Dario Cianci, Tesi di laurea magistrale - *Verso l'indipendenza energetica di una vasta area di raccolta comunale a uso emergenziale*, 2020, Torino.
- [16] Nadia AL-Rousan, Nor Ashidi Mat Isa, Mohd Khairunaz Mat Desa, Advances in solar photovoltaic tracking systems: A review, Renewable and Sustainable Energy Reviews, Volume 82, Part 3, 2018, Pages 2548-2569, ISSN 13640321, <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.09.077>. (<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032117313266>).
- [17] A.Z. Hafez, A.M. Yousef, N.M. Harag, Solar tracking systems: Technologies and trackers drive types – A review, Renewable and Sustainable Energy Reviews, Volume 91, 2018, Pages 754-782, ISSN:1364-0321, <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.03.094>. (<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032118301886>).
- [18] Sorgenia-<https://www.sorgenia.it/guida-energia/inseguitore-solare> (visitato nel 11/2024)
- [19] MPPTsolar - <https://www.mpptsolar.com/it/schema-funzionamento-inverter.html> (visitato nel 11/2024).
- [20] Rubini Luca, Sangiorgio Silvia, *Le energie rinnovabili - le nuove tecnologie di produzione elettrica e termica*, Italia, Hoepli, 2016, ISBN 978-88-203-4814-4.
- [21] IEA, (2024), *Renewable electricity capacity growth by technology segment - main case 2010 - 2030*, Paris. <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/renewable-electricity-capacity-growth-by-technology-segment-main-case-2010-2030>.
- [22] Ministero dell'Ambiente e della sicurezza Energetica, *PNIEC - PIANO NAZIONALE INTEGRATO PER L'ENERGIA E IL CLIMA*, 2024, Italia. https://www.mase.gov.it/sites/default/files/PNIEC_2024_revfin_01072024.pdf
- [23] GSE - <https://www.gse.it/> (visitato nel 11/2024).
- [24] GSE - CER, 2024, *Le novità introdotte dal decreto Mase – approfondimenti sulle regole operative*. https://www.gse.it/media_site/mediagallery_site/Documents/FORMAZIONE%20WEBINAR%20CACER.pdf
- [25] enpal - www.enpal.com (visitato nel 12/2024).
- [26] Atlante Integrato per il Sistema Energetico Nazionale e le Fonti Rinnovabili. <https://atlanteintegrato.rse-web.it/> (visitato nel 12/2024).
- [27] PVGIS - https://joint-research-centre.ec.europa.eu/photovoltaic-geographical-information-system-pvgis_en (visitato nel 12/2024).
- [28] PVsyst - <https://www.pvsyst.com/> (visitato nel 12/2024).

[29] Lorenza Scarpa, Tesi di laurea magistrale – *Nuove soluzioni progettuali per sistemi fotovoltaici con tensione di sistema maggiore di 1500 V*, 2017, Torino