

POLITECNICO DI TORINO

Corso di Laurea Magistrale in Ingegneria Elettrica



Tesi di laurea

**Impianti fotovoltaici in Lombardia: analisi dei dati e  
modello previsionale di produzione**

Relatori:

Prof. Paolo Di Leo

Prof. Gianfranco Chicco

Ing. Alessandro Ciocia

Candidata:

Cristiana Traman

**Dicembre 2019**

Anno accademico 2018/2019



## **Ringraziamenti**

Un grazie di cuore a mamma e papà, per essermi stati vicini in questo lungo e non sempre facile percorso, senza mai farmi mancare il loro supporto.

Grazie a mio fratello Miscia, per aver creduto nelle mie capacità, e a mia sorella Alissia, per gli abbracci e i “Dai! Forza!” durante le lunghe ore di studio.

Grazie a Giulia e alle ragazze, per i momenti passati assieme.

Un ringraziamento speciale a Stefano, per aver condiviso gli ultimi anni di quest’avventura, insegnandomi ogni giorno qualcosa di nuovo. Non so come avrei fatto senza la tua infinita pazienza.



---

# Indice

<b>Introduzione .....</b>	<b>4</b>
<b>1 Presentazione delle conoscenze teoriche necessarie all'implementazione del modello .....</b>	<b>6</b>
1.1 Descrizione delle tecnologie fotovoltaiche.....	6
1.1.1 Radiazione solare .....	6
1.1.2 Orientamento ed inclinazione di un generatore fotovoltaico .....	9
1.1.3 Funzione per il riporto della radiazione globale su piano inclinato . .....	12
1.1.4 Effetto fotovoltaico .....	14
1.1.5 Curva corrente-tensione di una cella fotovoltaica.....	16
1.1.6 Connessione di più celle.....	19
1.1.7 Fenomeno di mismatching .....	20
1.1.8 Inverter fotovoltaico.....	20
1.1.9 Inseguitore MPPT .....	23
1.1.10 Composizione di un sistema fotovoltaico .....	24
1.1.11 Connessione alla rete.....	25
<b>2 Analisi dei dati anagrafici e di produzione degli impianti fotovoltaici presenti nella Regione Lombardia.....</b>	<b>27</b>
2.1 Introduzione al database contenente le informazioni anagrafiche.....	27
2.2 Descrizione impianti anagrafica .....	28
2.3 Analisi dei dati di produzione annuali .....	38
2.3.1 Creazione di matrici ordinate su base mensile .....	38
2.3.2 Elaborazione di un'unica matrice di produzione annuale .....	39

---

2.4	Filtraggio dei dati di produzione annuali.....	39
2.4.1	Passi di filtraggio.....	39
2.4.2	Risultati del filtraggio: esempio profili di produzione per impianto non scartato .....	42
2.4.3	Risultati del filtraggio: esempi di impianti eliminati .....	44
2.4.4	Risultati del filtraggio: impianti presumibilmente validi 2018....	49
2.4.5	Risultati del filtraggio: impianti presumibilmente validi 2017....	52
2.5	Campionamento stratificato.....	54
2.5.1	Introduzione alla metodologia.....	54
2.5.2	Descrizione dei parametri in ingresso .....	55
2.5.3	Individuazione del numero di campioni per ciascuno strato.....	56
2.5.4	Confronto del numero di campioni necessari per ciascuno strato col numero di impianti presumibilmente validi .....	58
2.5.5	Ipotesi di rilassamento dei vincoli sul filtraggio .....	59
<b>3</b>	<b>Implementazione del modello previsionale .....</b>	<b>62</b>
3.1	Calcolo della temperatura della cella.....	62
3.2	Calcolo della potenza lato DC .....	63
3.3	Descrizione del modello inverter.....	64
3.4	Dati in ingresso al modello .....	65
3.5	Funzione per il riporto dei dati di irradianza da piano orizzontale a piano inclinato.....	67
3.6	Esempio di applicazione del modello e confronto coi dati di produzione reali .....	70
<b>4</b>	<b>Applicazione del modello previsionale ed analisi dei risultati ottenuti....</b>	<b>73</b>
4.1	Risultati simulazioni anno 2018 .....	74
4.2	Risultati simulazioni anno 2017 .....	78
4.3	Processo di ottimizzazione .....	82

Indice	3
<hr/>	
4.3.1	Definizione delle variabili da ottimizzare .....83
4.3.2	Risultati ottenuti applicando l'ottimizzazione .....87
<b>Conclusioni</b>	<b>.....91</b>
<b>Allegato 1: informazioni metereologiche ARPA Lombardia</b>	<b>.....93</b>
<b>Allegato 2: script per la creazione di matrici mensili</b>	<b>.....96</b>
<b>Allegato 3: script per la creazione di una matrice di produzione annuale</b>	<b>.....97</b>
<b>Allegato 4: script per il filtraggio dei dati di produzione</b>	<b>.....99</b>
<b>Allegato 5: script del modello previsionale</b>	<b>.....101</b>
<b>Allegato 6: script per il calcolo dell'irradianza da piano orizzontale a piano inclinato</b>	<b>.....102</b>
<b>Allegato 7: script di ottimizzazione</b>	<b>.....103</b>
<b>Bibliografia</b>	<b>.....105</b>

# Introduzione

In un'epoca in cui l'attenzione alle tematiche ambientali è sempre maggiore, le politiche per il progressivo abbandono dei combustibili fossili hanno portato alla diffusione di sistemi di produzione da fonti rinnovabili. Tra questi, i generatori fotovoltaici in Italia hanno conosciuto un periodo di forte crescita, favorita, dai meccanismi di incentivazione Conto Energia. Dal 2013, infatti, la crescita è rallentata e le nuove installazioni riguardano prevalentemente le utenze domestiche. [17]

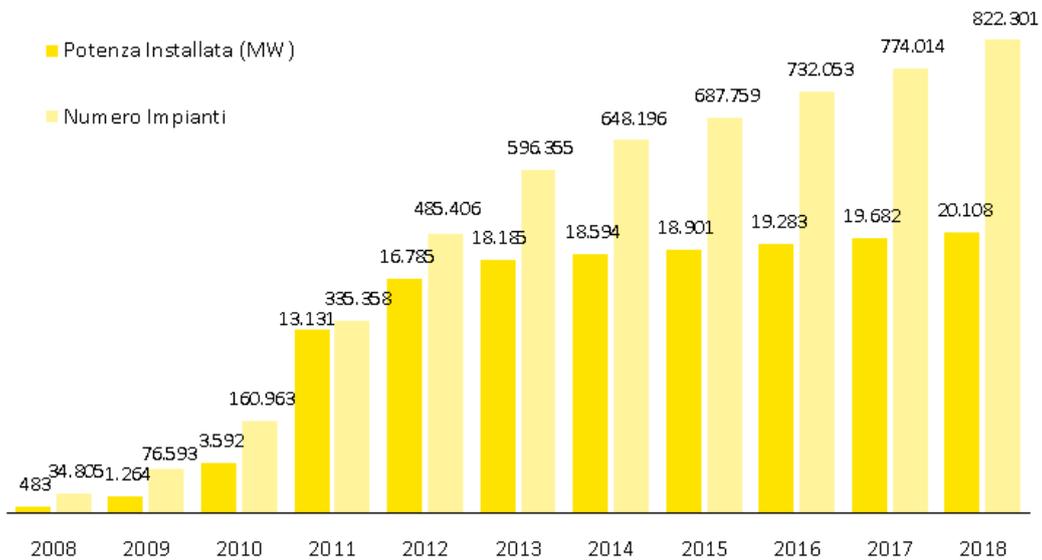


Figura 1.1.1 Crescita, per potenza e numerosità, degli impianti fotovoltaici in Italia [17]

Il lavoro presentato in questo elaborato nasce dall'esigenza di ottenere un modello in grado di prevedere la produzione di energia da fonte rinnovabile solare fotovoltaica ed applicarlo al parco fotovoltaico della regione Lombardia. Ci si è quindi trovati davanti all'opportunità di lavorare con un'ingente quantità di dati di produzione di impianti fotovoltaici. Basti considerare che regione Lombardia è la regione italiana con il maggior numero di impianti ed è seconda solo alla Puglia in termini di potenza installata (2.304 MW) [17].

La produzione da fonte solare, come accade per altri sistemi basati sulle fonti rinnovabili, è legata alle condizioni ambientali in cui l'impianto si trova a lavorare,

---

ed è dunque difficile da prevedere, con conseguenze importanti per la gestione della rete elettrica. In prima analisi, ci si è posti l'obiettivo di ottenere una previsione di produzione su base annuale. La definizione di un modello di previsione richiede un'adeguata conoscenza della tecnologia fotovoltaica, che deve essere descritta tramite modelli energetici. Tale conoscenza, presentata nella prima parte della tesi, permette di scegliere in maniera adeguata i parametri necessari a descrivere le condizioni installative e di funzionamento degli impianti.

Altrettanto dettagliata dev' essere la conoscenza delle condizioni meteorologiche in cui gli impianti si trovano a lavorare: irraggiamento, temperatura ambiente e velocità del vento sono determinanti nel processo di produzione di energia da fonti rinnovabili. Per ottenere queste informazioni si rende necessario sfruttare i database esistenti contenenti gli storici delle misurazioni effettuate. Nel presente elaborato vengono proposte alcune fonti che rendono disponibili tali dati. Naturalmente, maggiore è l'accuratezza delle informazioni meteorologiche che vengono inserite in ingresso al modello, migliori saranno i risultati del modello previsionale.

Avendo a disposizione i dati di produzione reali degli impianti presenti nella regione (forniti da Terna S.p.a.), è stato quindi possibile confrontare i risultati ottenuti tramite modello previsionale con i dati di produzione reali. Per compiere quest'elaborazione è stato prima necessario attuare un processo di pulizia dei dati. Molte misurazioni, infatti, contenevano dati incompleti o con profili di produzione non coerenti con i sistemi di generazione in analisi. Al termine del processo di pulizia, dai risultati ottenuti dal confronto, è stato quindi possibile individuare alcune variabili da tarare in funzione della classe di potenza degli impianti per ottenere una previsione quanto più attendibile possibile. Ci si aspetta, infatti, che il modello previsionale possa essere utilizzato anche per ottenere un'adeguata predizione di produzione anche su base giornaliera se non oraria.

# Capitolo 1

## 1 Presentazione delle conoscenze teoriche necessarie all'implementazione del modello

### 1.1 Descrizione delle tecnologie fotovoltaiche

Un impianto fotovoltaico è in grado di convertire l'energia solare in energia elettrica. Tale trasformazione avviene in maniera diretta grazie alle celle fotovoltaiche, che sono realizzate in materiale semiconduttore e sono in grado di trasformare la luce, visibile e non, in energia elettrica, sfruttando un fenomeno detto effetto fotoelettrico.

#### 1.1.1 Radiazione solare

L'energia che proviene dal sole deriva dalle reazioni di fusione termonucleare che avvengono continuamente all'interno del nucleo solare e arriva sulla terra sotto forma di radiazioni elettromagnetiche.

Si definisce come irradianza solare  $G$  la potenza totale, proveniente da una fonte irradiante, ricevuta da una superficie di area unitaria. L'unità di misura dell'irradianza è il  $W/m^2$ . Il sole si comporta approssimativamente in maniera analoga ad un corpo nero, ad una temperatura  $T \approx 5800$  K. Definita  $\lambda$  come lunghezza d'onda, al di fuori dell'atmosfera (dove l'indice di massa atmosferica  $AM$  vale 0) la radiazione elettromagnetica presenta una distribuzione spettrale  $g(\lambda)$  [ $Wm^{-2}\mu m^{-1}$ ], da ultravioletti a infrarossi, con un picco nello spettro visibile (che corrisponde ad una lunghezza d'onda  $\lambda \approx 0.5$ ). Nell'attraversare l'atmosfera ( $AM > 0$ ) la radiazione solare si attenua, poiché in parte viene riflessa ed assorbita (soprattutto dal vapore d'acqua e dagli altri gas atmosferici). L'irradianza solare viene calcolata come l'integrale della potenza associata ad ogni valore di lunghezza d'onda. [1] [2] [3]

Per la condizione AM 0 vale:

$$G = \int g(\lambda) d\lambda \approx 1367 \text{ W/m}^2 \quad (1-1)$$

Come precedentemente accennato, la massa d'aria influenza la produzione di energia fotovoltaica in quanto ad essa è legata la lunghezza d'onda della radiazione solare. L'indice di massa d'aria AM è il rapporto tra la lunghezza del percorso della radiazione solare rispetto alla lunghezza che tale percorso avrebbe avuto se il sole fosse stato allo Zenith. Per determinare AM, si ricorre alla seguente relazione:

$$AM = \frac{P}{P_0 \text{Sen}(\theta_z)} \quad (1-2)$$

Con:

- P pressione atmosferica al punto e all'istante considerati [Pa]
- $P_0$  pressione atmosferica di riferimento a livello del mare ( $[1,013 \cdot 10^5 \text{ Pa}]$  con il sole allo Zenith)
- $\theta_z$  angolo di Zenith, angolo di elevazione del Sole sull'orizzonte locale nell'istante considerato

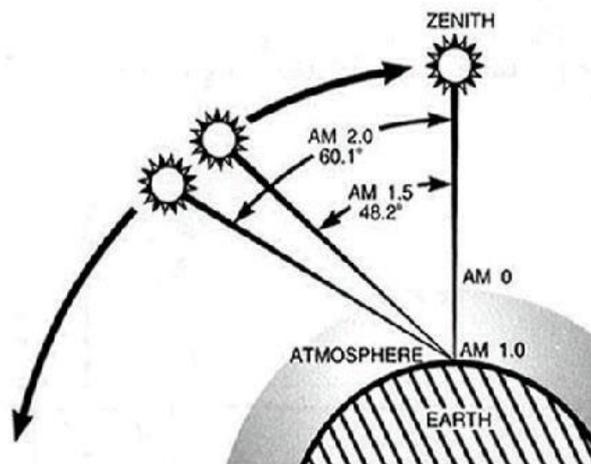


Figura 1.1.1: Variazione dell'indice di massa d'aria in funzione dello zenit e della distanza dalla superficie terrestre [3]

Si riportano in Figura 1.1.2 le distribuzioni spettrali della radiazione  $g(\lambda)$  in due diverse condizioni: AM 0 e AM 1.

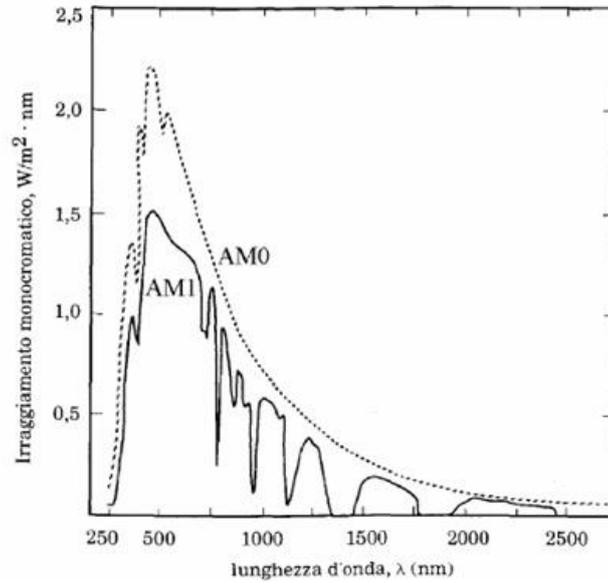


Figura 1.1.2: Distribuzione della radiazione  $g(\lambda)$  nello spettro delle lunghezze d'onda [5]

La quota di radiazione solare che non viene riflessa o assorbita, che arriva sulla Terra tramite una linea retta, viene definita irradianza diretta  $G_b$ , dove  $b$  sta per "beam". AM 1 corrisponde all'irradianza diretta massima  $G_b = 1000 \text{ W/m}^2$ , che si raggiunge a livello del mare in una giornata senza nuvole.

La radiazione dispersa che raggiunge la Terra ma con vari angoli di incidenza, viene definita radiazione diffusa  $G_d$ . Sono le condizioni meteorologiche a definire la quota di radiazione diffusa: in una giornata a cielo sereno la componente diffusa non supera il 20% della radiazione totale, mentre con cielo coperto la radiazione è quasi totalmente diffusa.

Un'ultima quota di radiazione, che può giungere su di un piano inclinato, deriva dalla riflessione con altre superfici, e viene chiamata albedo  $G_a$

La radiazione solare totale che giunge ad un generico ricevitore terrestre, viene chiamata radiazione globale  $G$ , ed è data dalla somma dei tre componenti prima definiti:

$$G = G_b + G_d + G_a \quad (1-3)$$

Oltre che alla composizione dell'aria, e in aggiunta alle regolari variazioni causate dal moto del sole, esistono una molteplicità di elementi che determinano il carattere estremamente variabile della radiazione globale che raggiunge la terra: le condizioni climatiche e la posizione geografica prime fra tutte.

Un'ultima grandezza che risulta comoda definire è l'irraggiamento, ottenuto come integrale dell'irradianza in un intervallo di tempo. L'irraggiamento si misura in kWh/m<sup>2</sup>. [1] [2] [3]

### 1.1.2 Orientamento ed inclinazione di un generatore fotovoltaico

Per poter analizzare la radiazione incidente su una superficie è necessario tener conto di alcuni riferimenti.

Definita la volta celeste come una sfera centrata nell'osservatore, il piano orizzontale che passa attraverso l'osservatore prende il nome di piano dell'orizzonte. Tracciando una linea verticale a partire dall'osservatore, questa incontra la volta celeste nel punto di Zenith. Date tali definizioni, è possibile individuare gli angoli rappresentati in Figura 1.1.3. In Tabella 1.1.1 viene riportata la lista completa degli angoli utilizzati nella valutazione della radiazione solare. [6]

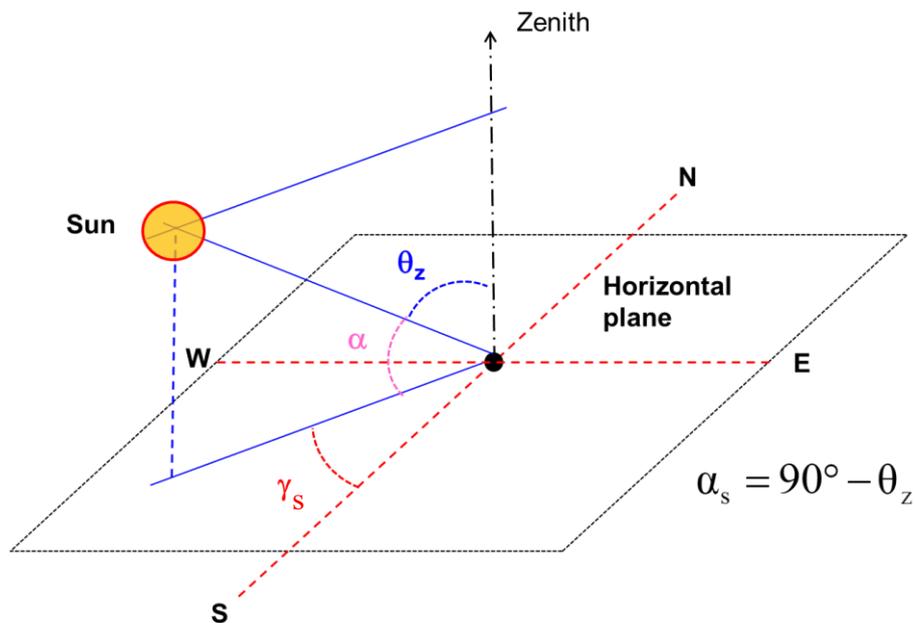


Figura 1.1.3: Rappresentazione degli angoli per descrivere il moto del sole [6]

Nome dell'angolo	Simbolo	Descrizione
Angolo di elevazione	$\alpha$	Angolo tra il piano dell'orizzonte e la linea Terra-Sole
Angolo di Zenith	$\theta_z$	Angolo tra la linea Terra-Sole e la direzione dello Zenith. $\alpha + \theta_z = 90^\circ$
Angolo solare (Azimut)	$\gamma_s$	Angolo che la proiezione del sole forma con la direzione Sud
Inclinazione del sole	$\delta$	Angolo tra il piano dell'equatore e la linea Terra-Sole
Angolo orario	$\omega$	Sfasamento del sole rispetto al meridiano locale
Latitudine	$\Phi$	Angolo tra il piano dell'equatore e la linea congiungente l'osservatore col centro della terra
Longitudine	L	Angolo tra il meridiano locale ed il meridiano di Greenwich
Inclinazione (Tilt)	$\beta$	Angolo formato dai moduli fotovoltaici rispetto al piano orizzontale

Tabella 1.1.1: Tabella riassuntiva degli angoli utilizzati per la valutazione della radiazione incidente su un dispositivo ricevente [6]

L'angolo  $\delta$ , che esprime l'inclinazione del sole, è responsabile della diversità tra le stagioni. La sua influenza è tanto maggiore quanto maggiore è il modulo della latitudine, mentre le differenze tra le stagioni diminuiscono all'equatore. Il valore dell'angolo di inclinazione varia con continuità durante l'anno, con valore minimo al sostizio d'inverno e massimo al solstizio d'estate, con compresa nell'intervallo  $-23.45^\circ$  e  $+23.45^\circ$  (Figura 1.1.4).

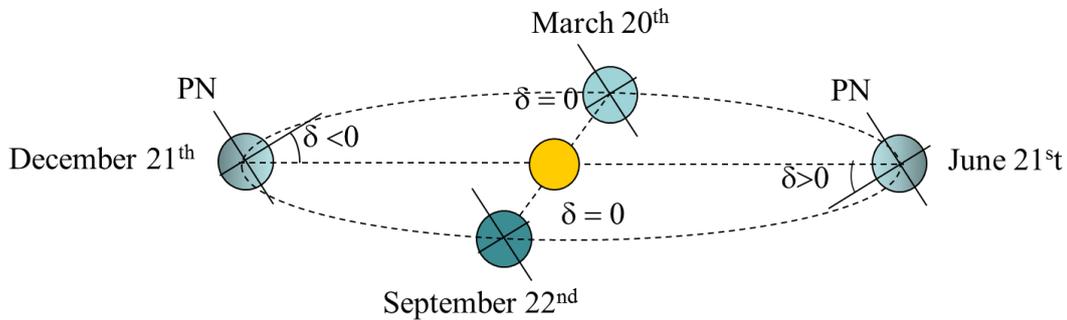


Figura 1.1.4: Variazione dell'angolo di inclinazione solare durante l'anno [6]

L'angolo orario  $\omega$  raffigura lo sfasamento del sole rispetto al meridiano locale. Dipende quindi dall'ora del giorno in analisi. Viene calcolato come  $15^\circ$  moltiplicati per la differenza tra l'ora segnata da un orologio locale e l'ora segnata dallo stesso orologio quando il sole è nel punto più alto (mezzogiorno).

L'Azimut solare  $\gamma_s$  esprime l'angolo formato dalla proiezione del sole sul piano dell'orizzonte rispetto alla direzione Sud. Convenzionalmente l'Azimut ha il segno dell'angolo orario ed ampiezza massima pari a  $180^\circ$ . Tale angolo viene calcolato mediante la seguente relazione:

$$\gamma_s = \text{sign}(\omega) \cdot \left| \arccos \left( \frac{\cos\theta_z \sin\Phi - \sin\delta}{\sin\theta_z \cos\Phi} \right) \right| \quad (1-4)$$

L'Azimut  $\gamma$ , invece, indica la direzione in cui i pannelli vengono orientati, e risulta quindi utile al fine di valutare la potenza prodotta da un impianto fotovoltaico. Valori positivi corrispondono ad un orientamento verso Ovest, mentre valori negativi valgono per un orientamento verso Est.

La differenza tra l'Azimut solare e l'Azimut del pannello fotovoltaico viene esemplificata in Figura 1.1.5.

Oltre agli angoli precedentemente descritti, l'ulteriore elemento che determina l'esposizione dei moduli fotovoltaici alla radiazione solare, è l'angolo di inclinazione  $\beta$ . Sul territorio italiano, per ottenere una buona esposizione, generalmente si sceglie un'inclinazione di circa  $30^\circ$ . Nel caso di moduli integrati o parzialmente integrati, ovviamente, l'angolo di tilt è vincolato all'inclinazione delle falde del tetto sul quale il modulo viene installato. [1] [4] [6]

### 1.1.3 Funzione per il riporto della radiazione globale su piano inclinato

Poiché spesso l'informazione di irradianza viene fornita come irradianza globale su un piano a superficie orizzontale ( $\beta=0$ ), è necessario introdurre una relazione che permetta di ricavare, dall'irradianza su piano orizzontale, l'irradianza su piano inclinato.

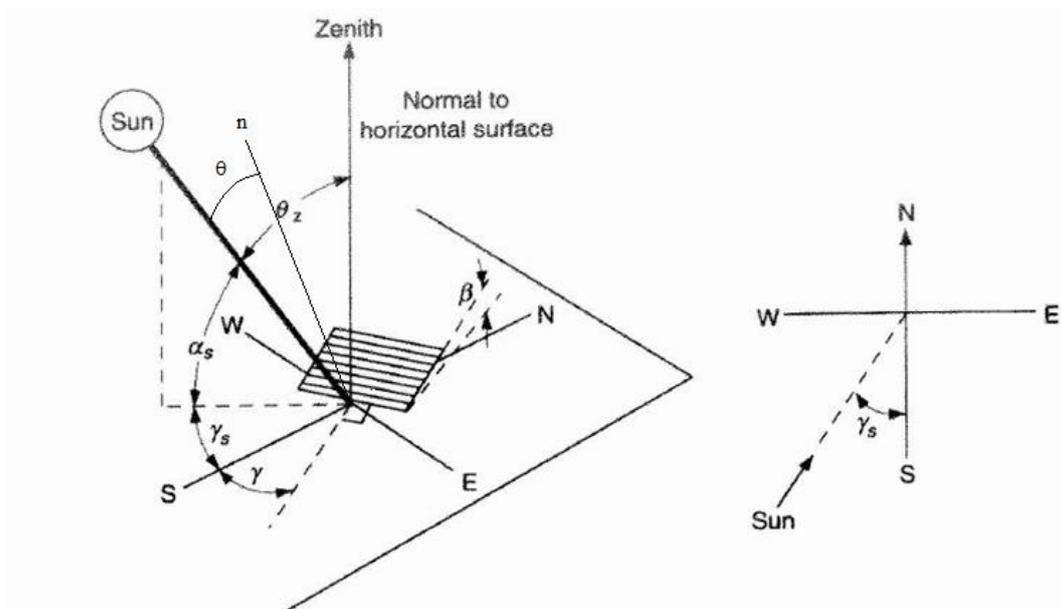


Figura 1.1.5: Angoli di orientamento per un modulo fotovoltaico [6]

Tale relazione viene fornita dal modello ASHRAE (anche noto come modello a cielo sereno), che permette di calcolare la radiazione incidente su un piano inclinato a partire dalle informazioni di radiazione diretta (normale al piano orizzontale) e di radiazione diffusa orizzontale, calcolata nelle condizioni di cielo sereno. La prima componente viene definita tramite 1-5, mentre la componente diffusa viene elaborata tramite la relazione 1-6. [6]

$$G_{bn} = A \cdot e^{-B \cdot AM} \approx A \cdot e^{-B / \cos \theta_z} \quad (1-5)$$

$$G_{dh} = C \cdot G_{bn} \quad (1-6)$$

Con:

- A costante solare apparente [ $\text{W}/\text{m}^2$ ]
- B coefficiente di estinzione [-]
- C coefficiente di radiazione diffusa [-]

I valori dei parametri A, B, C dipendono dal giorno dell'anno in esame. Vengono forniti per il 21° giorno di ciascun mese, coi valori riportati in Tabella 1.1.2.

21st of month	A ( $\text{W}/\text{m}^2$ )	B	C
1	1229	0.142	0.058
2	1213	0.144	0.06
3	1185	0.156	0.071
4	1134	0.18	0.097
5	1103	0.196	0.121
6	1087	0.205	0.134
7	1084	0.207	0.136
8	1106	0.201	0.122
9	1150	0.177	0.092
10	1191	0.16	0.073
11	1220	0.149	0.063
12	1232	0.142	0.057

Tabella 1.1.2: Valori dei parametri A, B, C, in funzione del mese [6]

La radiazione globale su piano orizzontale è quindi calcolabile come somma di due contributi:

$$G = G_b + G_{dh} = (\cos\theta_z + C) \cdot G_{bn} \quad (1-7)$$

Nel passare a calcolare l'irradianza sul piano inclinato, occorre infine tener conto della quota di irradianza che viene riflessa dal terreno e catturata dalla superficie inclinata. Viene quindi introdotto il coefficiente di riflessione  $\rho$ , il cui valore dipende dal tipo di terreno circostante il modulo fotovoltaico (da 0,2 per terreno vegetale a 0,7 con neve). [6]

L'irradianza totale su piano inclinato è quindi ricavata come:

$$G_T = G_{bn} \cdot \cos\theta + G_d \cdot F_{c-s} + \rho \cdot G \cdot F_{c-g} \quad (1-8)$$

Avendo definito:

- $F_{c-s} = \frac{1+\cos\beta}{2}$  fattore collettore-cielo
- $F_{c-g} = \frac{1-\cos\beta}{2}$  fattore collettore-terra
- $\theta$  angolo di incidenza della radiazione diretta su una superficie inclinata a piacere-

L'angolo  $\theta$  è ricavabile tramite relazioni geometriche:

$$\cos\theta = \cos\theta_z \cos\beta + \sin\theta_z \sin\beta \cos(\gamma_s - \gamma) \quad (1-9)$$

### 1.1.4 Effetto fotovoltaico

L'elemento base di un generatore è la “cella solare”, in cui avviene la conversione della radiazione solare in corrente elettrica. La cella è formata da un sottile strato di materiale semiconduttore. Le tipologie di celle che si possono incontrare nelle applicazioni terrestri sono quelle al silicio cristallino (monocristallino, m-Si, o policristallino, p-Si) e le celle a film sottile (silicio amorfo a-Si, diseleniuro di Indo e Rame, CIS, tellururo di Cadmio, CdTe).

Il materiale che costituisce la cella è direttamente legato alla forma della cella stessa: pseudo-quadrata e circolare per il silicio monocristallino, quadrata per il silicio policristallino, rettangolare per silicio amorfo e CIS. La superficie della cella è compresa tra i 100 ed i 225 cm, mentre lo spessore totale della cella va dal micrometro, per i film sottili, fino a poche centinaia di micrometri per il silicio cristallino. Per meglio comprendere come sia possibile il passaggio da radiazione solare a corrente elettrica, si prende in esame il caso di celle costituite da silicio. Il silicio ha valenza quattro, possiede cioè quattro elettroni di valenza legati nel reticolo cristallino ad altri quattro atomi mediante legami covalenti (Figura 1.1.6).

Per ottenere il funzionamento da diodo, è necessario porre a contatto due substrati: uno drogato mediante atomi trivalenti (come il Boro), che viene identificato come strato P e presenta un eccesso di lacune, ed uno con atomi pentavalenti (ad esempio il fosforo), indicato come strato N, che presenta un

eccesso di elettroni. Lo strato N viene realizzato a spessore ridotto, per consentire alla radiazione solare di penetrare fino alla zona di giunzione. Nella regione di contatto tra i due strati, infatti, ha sede il campo elettrico.

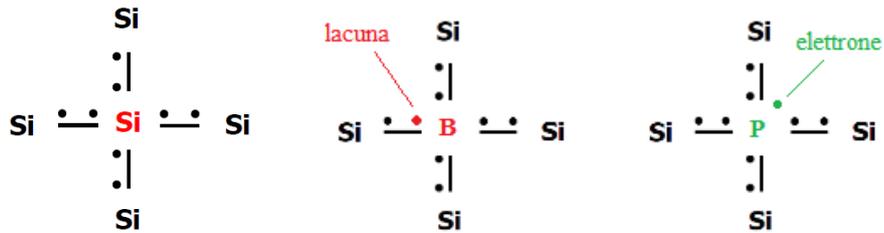


Figura 1.1.6: Da sinistra: atomo di silicio, drogaggio tipo P, drogaggio tipo N [7]

Nel porre a contatto le due regioni ha luogo un processo di diffusione, in cui le particelle si spostano da una regione a concentrazione più elevata a una concentrazione ridotta. Gli elettroni dello strato N che si trovano in prossimità della zona di contatto si spostano nella regione P. Nello strato N si viene così a creare una distribuzione di cariche positive. Dualmente accade nello strato P: le lacune si diffondono nella regione N formando una distribuzione di cariche negative. Il processo termina quando il campo elettrico che si è venuto a creare controbilancia il moto di diffusione.

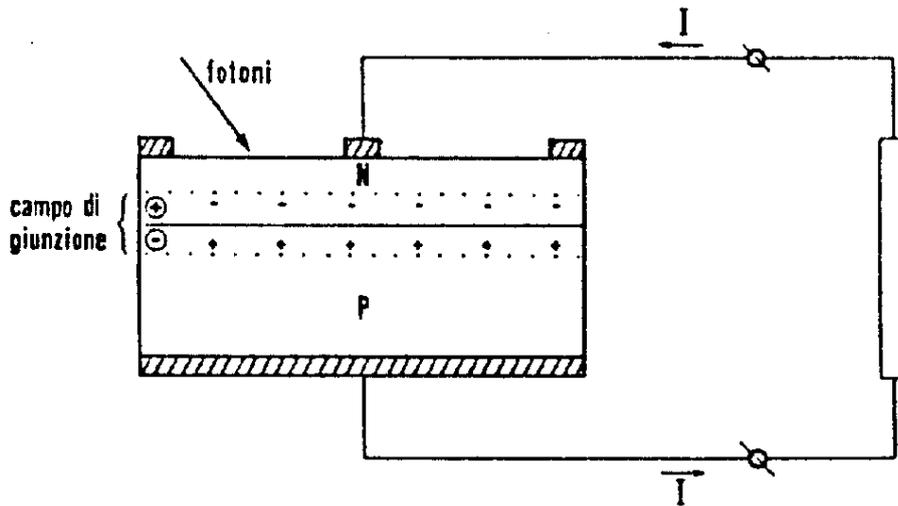


Figura 1.1.7: Funzionamento cella p-Si [7]

Quando la radiazione solare colpisce il modulo, i fotoni forniscono l'energia necessaria a creare coppie elettrone/lacuna. L'energia che ciascun fotone possiede è esprimibile come:

$$E_{ph}(\lambda) = h \cdot C / \lambda \quad (1-10)$$

Dove  $C$  è la velocità della luce,  $h$  la costante di Plank e  $\lambda$  la lunghezza d'onda. Solo in fotoni la cui energia è superiore a quella necessaria per passare dalla banda di valenza alla banda di conduzione possono essere convertiti in corrente elettrica.

La presenza di un campo elettrico interno fa sì che i nuovi elettroni siano attirati verso lo strato N (caricato positivamente) e le lacune verso lo strato P.

Predisponendo contatti metallici sulle due superfici della cella, è possibile convogliare il flusso di elettroni ai morsetti. In questo modo, collegando la cella ad un carico, è possibile osservare la nascita della corrente fotovoltaica.

[2] [4] [7]

### 1.1.5 Curva corrente-tensione di una cella fotovoltaica

Quando una cella viene illuminata assume un comportamento analogo a quello di un diodo connesso in parallelo ad un generatore di corrente. Il circuito equivalente di una cella fotovoltaica, Figura 1.1.8, tiene inoltre conto delle perdite dovute ai due strati di silicio ed ai contatti metallici (tramite la resistenza serie  $R_s$ ) ed alle perdite dovute alle correnti di dispersione interne alla cella (tramite la resistenza di Shunt  $R_{sh}$ ). [6] [7]

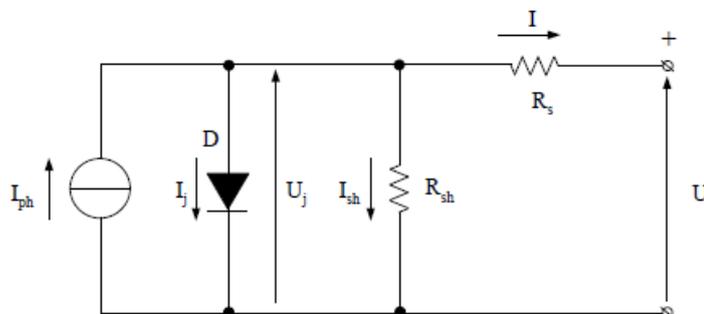


Figura 1.1.8: Circuito equivalente reale di una cella [6]

Partendo da tale circuito equivalente, è possibile ricavare la curva corrente-tensione di una cella. Prendendo in esame tale caratteristica nel tratto con comportamento da generatore, Figura 1.1.9 , si osserva come non sia lineare e presenti dei punti di interesse:

- $I_M$ : corrente nel punto a massima potenza
- $V_M$ : tensione nel punto a massima potenza
- $I_{SC}$  corrente di corto circuito
- $V_{OC}$  tensione a circuito aperto

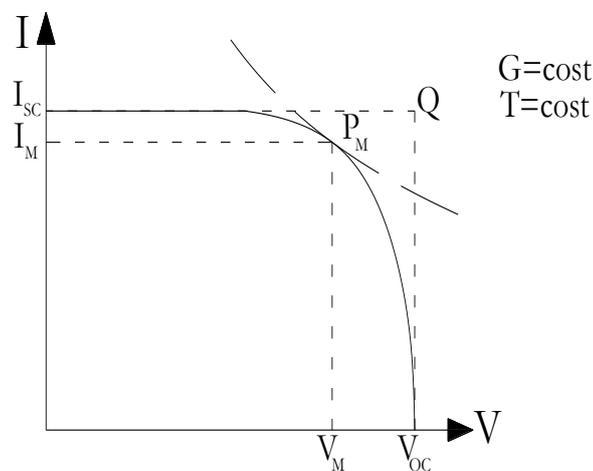


Figura 1.1.9: caratteristica  $I(U)$  di una cella solare come generatore [7]

Tale caratteristica di funzionamento presenta una forte dipendenza da temperatura e irraggiamento. Per quanto riguarda la dipendenza dall'irraggiamento si fa riferimento a Figura 1.1.10. [7]

- $I_{SC}$  e  $I_M$  variano quasi proporzionalmente con la radiazione.
- $V_M$  e  $V_{OC}$  subiscono variazioni minori.

Nell'esaminare la dipendenza dalla temperatura, invece, si fa riferimento a Figura 1.1.11 . All'aumentare della temperatura:

- $I_{SC}$  e  $I_M$  aumentano leggermente
- $V_M$  e  $V_{OC}$  diminuiscono sensibilmente.

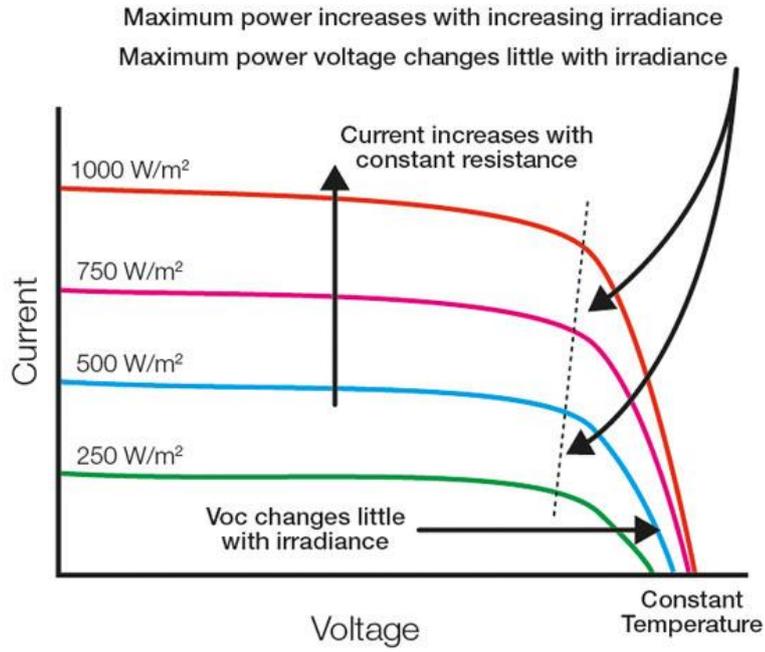


Figura 1.1.10: caratteristica I(U) di una cella solare al variare di G [1]

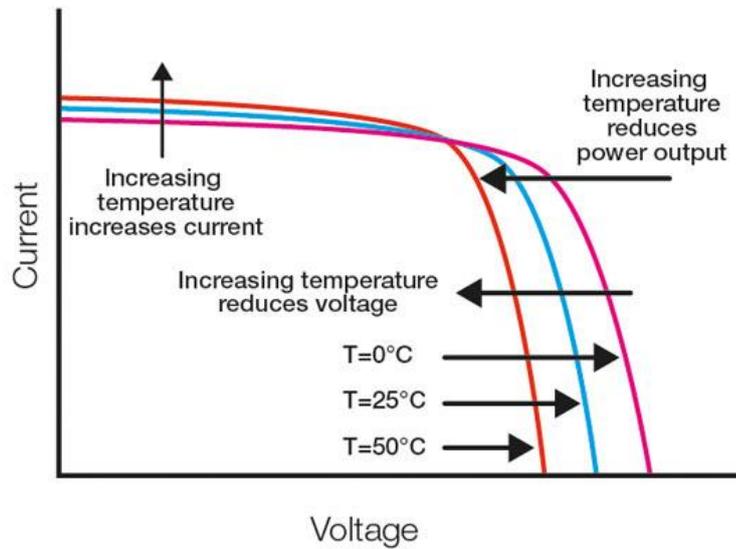


Figura 1.1.11: caratteristica I(U) di una cella solare al variare di T [1]

Vista la forte dipendenza delle caratteristiche di generazione di una cella da  $G$  e  $T$ , risulta evidente come sia necessaria una dettagliata conoscenza di irraggiamento e temperatura degli impianti nelle rispettive località e nel periodo in analisi.

### 1.1.6 Connessione di più celle

In condizioni di funzionamento ottimale, una singola cella può arrivare ad una tensione di  $0,6V$  ed erogare una corrente con densità fino a  $35 \text{ mA/cm}^2$ . Tali valori sono indubbiamente insufficienti ad alimentare un carico elettrico. Per questa ragione in commercio si trovano moduli fotovoltaici, che sono ottenuti mediante il collegamento, serie o parallelo, di diverse celle. I più comuni racchiudono 36 celle disposte su 4 file collegate in serie.

Per raggiungere un valore prefissato di potenza da fonte fotovoltaica, i moduli possono essere collegati elettricamente tra di loro, andando così a formare diverse strutture. Si indica col termine stringa un gruppo di moduli utilizzabili come unità indipendente da installare nell'impianto. Se i moduli sono assemblati su di una struttura di supporto si parla di array. Più array collegati tra di loro costituiscono un campo fotovoltaico. [2]

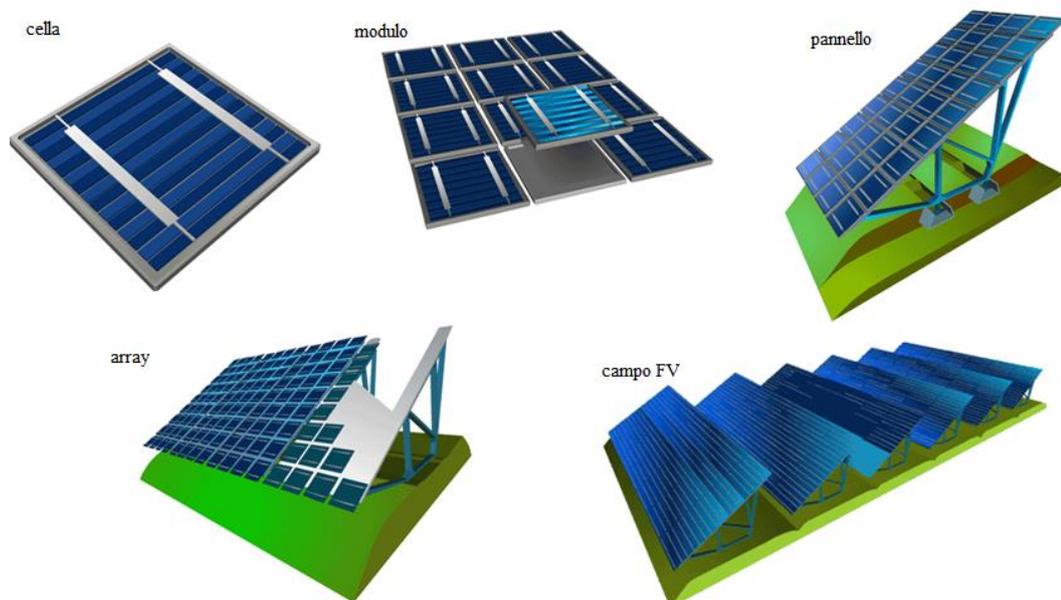


Figura 1.1.12: raggruppamenti dalla singola cella al campo fotovoltaico [11]

### 1.1.7 Fenomeno di mismatching

Nel collegare, in serie o parallelo, più celle, occorre scegliere componenti con caratteristiche corrente-tensione quanto più simili possibili. Anche operando tale accorgimento, possono nascere dissimmetrie di funzionamento che possono portare alla riduzione della potenza erogata, con conseguente formazione di hot spots. Tali dissimmetrie possono essere causate da fenomeni di ombreggiamento. Se a causa di un ombreggiamento la corrente assorbita dal carico è superiore alla corrente di cortocircuito della cella, quest'ultima si comporta come un carico. La cella, in ombra, si trova quindi a dissipare potenza, che provoca la formazione di hot spots. È quindi necessario predisporre delle protezioni. Nel collegare in serie dei moduli, si connette in antiparallelo ad ognuno di essi o ad un gruppo di celle, un diodo di protezione. Tale diodo ha l'effetto di proteggere la cella dalle tensioni inverse ed evita che l'intera stringa smetta di funzionare. Nel caso di moduli connessi in parallelo si utilizza un diodo di protezione in serie al modulo.[2]

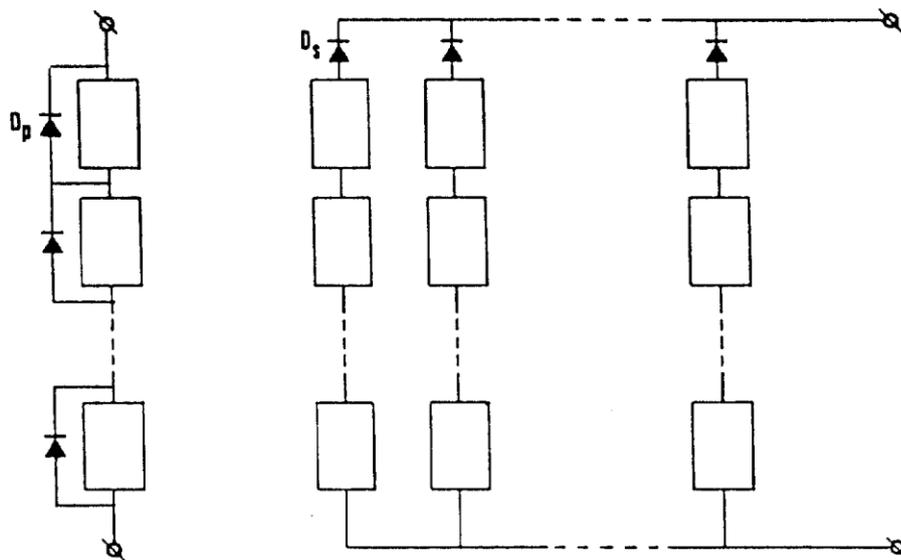


Figura 1.1.13: diodi di protezione per collegamento serie e parallelo dei moduli [2]

### 1.1.8 Inverter fotovoltaico

Per interfacciare il generatore fotovoltaico alla Rete di distribuzione, è necessario utilizzare un inverter fotovoltaico. Tale dispositivo permette di trasformare la corrente continua in alternata, controllando che la qualità della

potenza immessa in rete sia idonea rispetto alle caratteristiche richieste. Gli inverter più utilizzati sono VSI, voltage source inverter.

Avendo come obiettivo quello di ottenere in uscita una forma d'onda quando più possibile sinusoidale, tipicamente viene impiegata la tecnica di modulazione della larghezza d'impulso, nota come PWM (Pulse Width Modulation). Essa permette infatti una regolazione sia per la frequenza che per l'ampiezza della forma d'onda in uscita. Tramite tale tecnica, infatti, viene attuato il confronto tra una forma d'onda triangolare isoscele ad alta frequenza detta "portante" ed una forma d'onda, detta modulante, avente andamento sinusoidale. Quando l'onda sinusoidale è maggiore rispetto a quella triangolare, la tensione in uscita avrà modulo diverso da zero, con segno definito dal segno dell'onda sinusoidale. Al contrario, la tensione in uscita è pari a zero. La durata dell'impulso sarà dunque variabile, in particolare si avrà durata maggiore vicino ai picchi nella curva sinusoidale (Figura 1.1.14). [2]

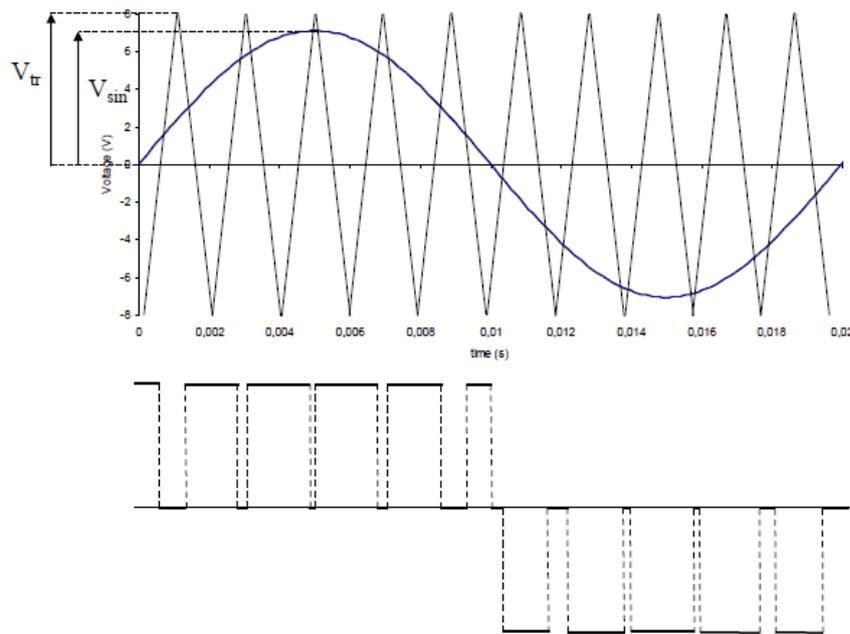


Figura 1.1.14: Confronto tra portante e modulante e conseguente segnale in uscita [2]

Per ogni inverter viene definito un range di tensione al cui interno lavora. Se la tensione è più bassa del limite inferiore non si riesce a mantenere in funzione la logica di controllo, se invece è troppo elevata si rischia di danneggiare i componenti

elettronici. Per queste motivazioni se si esce dal range di funzionamento l'inverter va in stand-by.

Di seguito vengono riassunte le caratteristiche tipiche per un inverter grid connected:

- Rendimento di conversione superiore al 90% e basse perdite a vuoto ( $P_0 < 1\%$ )
- Fattore di potenza  $\cos\phi > 0,9$
- Distorsione armonica della corrente in uscita THD  $< 5\%$  alla potenza nominale
- Inseguimento del punto di massima potenza
- Capacità di spostare
- Ripple sulla tensione DC contenuto (fattore di ripple  $< 5\%$ )
- Accensione e spegnimento automatici con soglia di irradianza (di seguito denominata G0)
- Spegnimento automatico in caso di superamento delle soglie minime e massime di tensione e frequenza della tensione di rete
- Protezione contro il funzionamento in isola

[7] [2]

Per valutazione della perdita di potenza nel passaggio da DC ad AC, è necessario tener conto di alcune definizioni:

- Efficienza di conversione:  $\eta_{conv} = P_{AC}/P_{DC}$
- Efficienza di tracking:  $\eta_{TR} = P_{DC}/P_{pv}$
- Efficienza dell'inverter:  $\eta_{inv} = \eta_{conv} \cdot \eta_{conv}$

I produttori di inverter forniscono il massimo valore di rendimento raggiungibile dal convertitore, tuttavia tale valore non è costante, ma funzione di diversi fattori tra cui la potenza d'uscita. Solitamente, ad una potenza superiore al 20% della potenza nominale il rendimento ha valori prossimi a quello di targa. Per tener conto della variabilità del rendimento alle diverse condizioni di carico, viene inoltre

introdotto il rendimento europeo, che corrisponde ad una media pesata dei valori di rendimento che possono essere ottenuti a varie condizioni di carico. [7]

$$\eta_{euro} = 0,03 \cdot \eta_{5\%} + 0,06 \cdot \eta_{10\%} + 0,013 \cdot \eta_{20\%} + 0,10 \cdot \eta_{20\%} + 0,48 \cdot \eta_{50\%} + 0,2 \cdot \eta_{100\%}$$

### 1.1.9 Inseguitore MPPT

Il punto di funzionamento di un generatore fotovoltaico definisce la potenza che questo può fornire. Per ottimizzare l'energia prodotta da un impianto si introduce nell'inverter un chopper controllato in grado di adeguare il generatore al carico, al fine di ottenere che quest'ultimo lavori sul punto a massima potenza. Tale dispositivo, noto col nome di inseguitore del punto di massima potenza (MPPT, Maximum Power Point Tracking), individua istante per istante la coppia tensione corrente del generatore per la quale la potenza fornita è massima.

La ricerca del punto di massima potenza può esser fatta secondo diversi algoritmi di controllo. La tecnica più comune è la perturba e osserva, in cui vengono attuate variazioni prefissate di tensione nella direzione che produce un aumento di potenza. Un'altra tecnica che si può incontrare, ma produce un risultato meno preciso, è a tensione costante, in cui si impone una tensione di lavoro proporzionale alla tensione a vuoto del generatore.

Nel primo caso, l'algoritmo realizza una perturbazione  $\Delta V$  e calcola il prodotto tensione per corrente all'istante  $k$ -esimo. Se tale prodotto è maggiore di quello all'istante  $k-1$ , la perturbazione successiva sarà nel medesimo verso. Diversamente verrà cambiato il segno della variazione di tensione introdotta (Figura 1.1.15). Il processo viene ripetuto fintanto che non si trova un valore massimo, intorno al quale il sistema oscilla. Questa tecnica presenta il limite di una perdita di efficienza di fronte a cambiamenti repentini delle condizioni climatiche. [7]

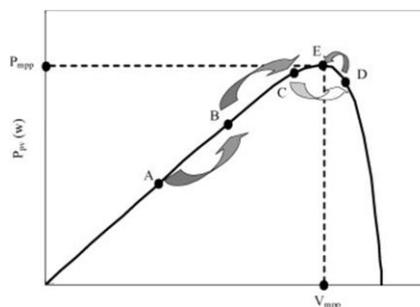


Figura 1.1.15: Funzionamento della tecnica P&O [7]

### 1.1.10 Composizione di un sistema fotovoltaico

Col termine *sistema fotovoltaico* viene identificato l'insieme del campo fotovoltaico (componenti meccanici, elettrici ed elettronici coinvolti nella trasformazione della radiazione solare in energia elettrica disponibile) e del sistema di controllo. I sistemi fotovoltaici si distinguono in isolati (anche noti come stand alone) e connessi in rete (grid connected).

Gli impianti autonomi non sono collegati alla rete elettrica. Possono ancora essere classificati in base alla presenza o meno di un sistema di accumulo. Il sistema di accumulo viene inserito per garantire l'erogazione di energia elettrica anche quando la radiazione non è sufficiente (ad esempio in orario notturno). Gli impianti autonomi privi di accumulatori trovano applicazione nei sistemi per il pompaggio dell'acqua, in cui la funzione di accumulo è svolta dal serbatoio. [2]

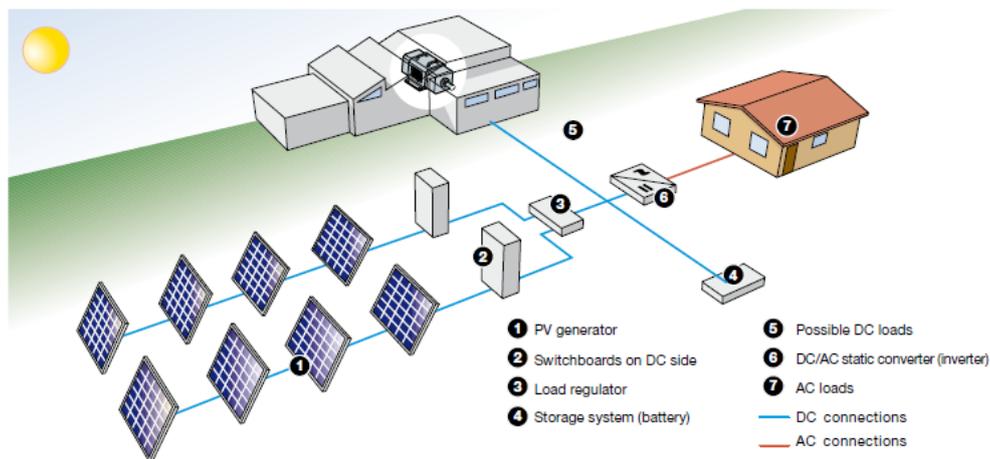


Figura 1.1.16: Esempio di sistema fotovoltaico stand alone [6]

Nell'analisi oggetto di tesi sono stati presi in considerazione i soli impianti, presenti nella regione Lombardia, connessi alla rete. Tali impianti si possono distinguere in centralizzati e decentralizzati. Gli impianti fotovoltaici centralizzati sono di proprietà degli enti distributori o produttori. Possono essere utilizzati, nelle ore in cui il carico della rete è maggiore, per alimentare la rete in media tensione. Gli impianti decentralizzati, invece, sono solitamente privati ed utilizzati per alimentare i carichi delle utenze residenziali (in bassa tensione).

Questo tipo di impianto non richiede accumulatori in quanto è la rete stessa a garantire continuità di servizio. La rete riceve energia quando il sistema fotovoltaico ne produce in eccesso (in pieno giorno, quando l'assorbimento dei carichi è elevato), mentre la eroga quando il generatore fotovoltaico è inattivo (ad esempio in orario notturno). Si riportano in Figura 1.1.17 gli elementi che permettono l'interfaccia tra il generatore fotovoltaico e la rete. [2]

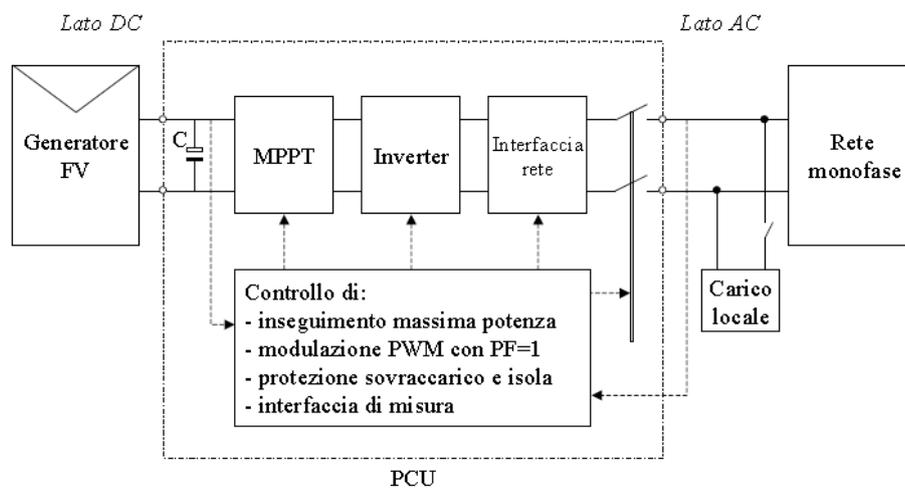


Figura 1.1.17: Sistema fotovoltaico grid connected decentralizzato [2]

Per quantificare lo scambio di energia tra rete e sistema fotovoltaico si predispongono dei dispositivi: due contatori monodirezionali se il prezzo di acquisto e vendita di energia sono diversi, un contatore bi-direzionale altrimenti.

Le Norme definiscono vincoli sulla qualità della potenza immessa in rete, vincoli che definiscono anche le proprietà degli inverter del sistema fotovoltaico:

- Ampiezza e frequenza della tensione entro un range definito dall'Ente distributore
- $THD < 5\%$
- $\cos\phi > 0.9$
- Protezione dal funzionamento in isola

### 1.1.11 Connessione alla rete

Per ottenere un corretto interfacciamento dell'impianto fotovoltaico alla rete del distributore è necessario seguire le prescrizioni della normativa vigente, diverse

in base al livello di tensione interessato. Per quanto riguarda gli impianti in BT, il riferimento è dato dalla norma CEI 0-21 “Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti BT delle imprese distributrici di energia elettrica”.

La norma CEI 0-16 “Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti AT ed MT delle imprese distributrici di energia elettrica” dev’essere invece presa come riferimento per un corretto interfacciamento nel caso di connessione alla rete MT o AT. [18] [19] [20]

Per connettere un impianto fotovoltaico alla rete, sia in bassa tensione che in media-alta tensione è necessario predisporre tre dispositivi di protezione: generale, di interfaccia e del generatore (Figura 1.1.18). Le normative presentano in dettaglio le caratteristiche che devono possedere i diversi dispositivi di protezione.

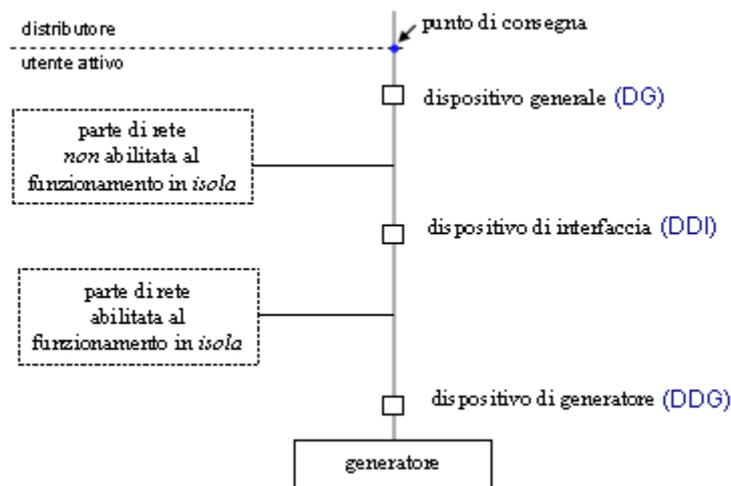


Figura 1.1.18: Dispositivi di protezione necessari al corretto interfacciamento degli impianti alla rete di distribuzione [18]

Per un corretto interfacciamento, inoltre, entrambe le normative, e le “Regole Tecniche per l’attuazione delle disposizioni sull’integrazione dei Sistemi di accumulo di energia elettrica” del GSE, definiscono le possibili configurazioni di installazione nel caso di utenti con sistemi di accumulo. In particolare, vengono definite le posizioni dei sistemi di accumulo rispetto alla posizione dei contatori di energia. Quest’ultimi sono fondamentali per poter valutare l’energia immessa in rete da ciascun impianto. [18]

## Capitolo 2

# 2 Analisi dei dati anagrafici e di produzione degli impianti fotovoltaici presenti nella Regione Lombardia.

### 2.1 Introduzione al database contenente le informazioni anagrafiche

I dati di seguito riportati si riferiscono al database di impianti fotovoltaici fornito da Terna S.p.a. a Marzo 2019.

Il database anagrafico contiene le seguenti informazioni per ogni impianto fotovoltaico censito:

- Regione e provincia
- Potenza di picco del generatore fotovoltaico
- Tecnologia adottata per i moduli fotovoltaici
- Presenza di inseguitori e/o concentratori
- Codice identificativo
- Livello di tensione del punto di connessione alla rete
- Data entrata in esercizio

Per parte degli impianti, vengono indicate le coordinate geografiche del sito.

Al fine di analizzare i dati contenuti nel database e catalogare gli impianti, vengono definite delle “classi di potenza”. Tali classi raggruppano gli impianti con

potenza di picco  $P$  [kW] secondo la classificazione definita dal GSE e riportata in Tabella 2.1.1.

Classe di potenza [kW]
$1 < P \leq 3$
$3 < P \leq 20$
$20 < P \leq 200$
$200 < P \leq 1000$
$1000 < P \leq 5000$
$P > 5000$

Tabella 2.1.1: Classificazione degli impianti in funzione della potenza nominale

## 2.2 Descrizione impianti anagrafica

Gli impianti fotovoltaici installati in Lombardia risultano 125.208, corrispondenti ad una potenza pari a 2.304 MW. Gli impianti di piccola taglia (potenza inferiore o uguale a 20 kW) costituiscono il 91% del totale installato e rappresentano il 25% della potenza complessiva regionale. Gli impianti di media taglia (potenza superiore ai 20 kW ed inferiore od uguale ad 1 MW) costituiscono solo il 9% degli impianti totali in Lombardia, ma contribuiscono per il 67% alla potenza complessivamente installata. Infine, gli impianti di grande taglia (potenza superiore ad 1 MW) costituiscono meno dell'1% degli impianti totali (in totale 78 impianti) e circa l'8% della potenza.

In Tabella 2.2.1 ed in Figura 2.2.1 viene mostrata la distribuzione degli impianti fotovoltaici, in base alla classe di potenza e alla provincia di appartenenza. Si nota come la provincia di Brescia sia la più ricca di impianti per ogni classe di potenza (ad eccezione solo degli impianti da 1 a 5 MW), con un totale installato pari a 445 MW. Seguono le province di Bergamo e di Milano, con rispettivamente 330 MW e 311 MW. In ogni caso, il maggior contributo in termini di potenza installata è dovuto agli impianti di media taglia. Il numero di impianti in Lombardia è visibile in Tabella 2.2.2 ed in Figura 2.2.2; essi sono suddivisi per classe di potenza e

provincia. Il maggior numero di impianti è sempre nella fascia fra i 3 e i 20 kW ed è concentrato nelle province di Brescia, Bergamo e Milano.

Relativamente alla tecnologia, risulta predominante l'utilizzo dei moduli in silicio cristallino, in particolare la tipologia policristallina (Tabella 2.2.3 e Figura 2.2.3). Su un totale di 2.304 MW installati, circa 2.242 MW sono costituiti da moduli cristallini (il 97%). La quota predominante è costituita da impianti con moduli in silicio policristallino (87%), mentre il restante 10% è costituito da impianti con moduli in silicio monocristallino. Relativamente al numero di impianti installati in funzione delle diverse tecnologie, non si riscontrano dati significativamente diversi dalla distribuzione in funzione delle potenze installate (Tabella 2.2.4e Figura 2.2.4). Non si evidenziano particolari variazioni nell'uso delle due diverse tecnologie cristalline al variare della classe di potenza. Solo per i piccoli e medi impianti sono presenti casi con moduli di diverse tecnologie (ad esempio Telloruro di cadmio o silicio amorfo). Tuttavia, il loro contributo risulta marginale sia dal punto di vista del numero che della potenza installata.

La situazione complessiva della regione Lombardia viene riassunta in Figura 2.2.5 e in Figura 2.2.6. Infine, la Figura 2.2.7 mostra l'evoluzione temporale delle installazioni di impianti fotovoltaici. Grazie alle incentivazioni, concluse nell'anno 2013, il picco delle nuove installazioni è stato nel 2011. Attualmente la nuova potenza installata si attesta intorno ai 60 MW/anno (con un leggero trend positivo a partire dal 2015 ed una potenza di 75 MW nel 2018). La conoscenza dell'età dell'impianto risulta utile nella modellizzazione della produzione degli impianti. Verrà infatti considerato un tasso di decadimento standard delle prestazioni dei moduli.

Classe di potenza [kW]	$1 < P \leq 3$	$3 < P \leq 20$	$20 < P \leq 200$	$200 < P \leq 1000$	$1000 < P \leq 5000$	$P > 5000$	Totale
<b>BERGAMO</b>	14	69	106	102	20	-	312
<b>BRESCIA</b>	18	109	147	142	21	18	455
<b>COMO</b>	6	29	34	22	-	-	92
<b>CREMONA</b>	5	32	73	106	14	6	236
<b>LECCO</b>	3	15	18	11	3	-	50
<b>LODI</b>	2	14	40	49	13	6	124
<b>MANTOVA</b>	4	40	54	112	13	-	223
<b>MILANO</b>	11	69	131	101	18	-	331
<b>MONZA E BRIANZA</b>	6	30	41	23	3	-	103
<b>PAVIA</b>	5	28	37	77	39	-	186
<b>SONDRIO</b>	3	17	24	7	-	-	52
<b>VARESE</b>	9	48	50	32	1	-	140
<b>Totale</b>	87	500	758	785	145	30	2.304

Tabella 2.2.1: Distribuzione potenza installata [MW] per classe di potenza nelle province

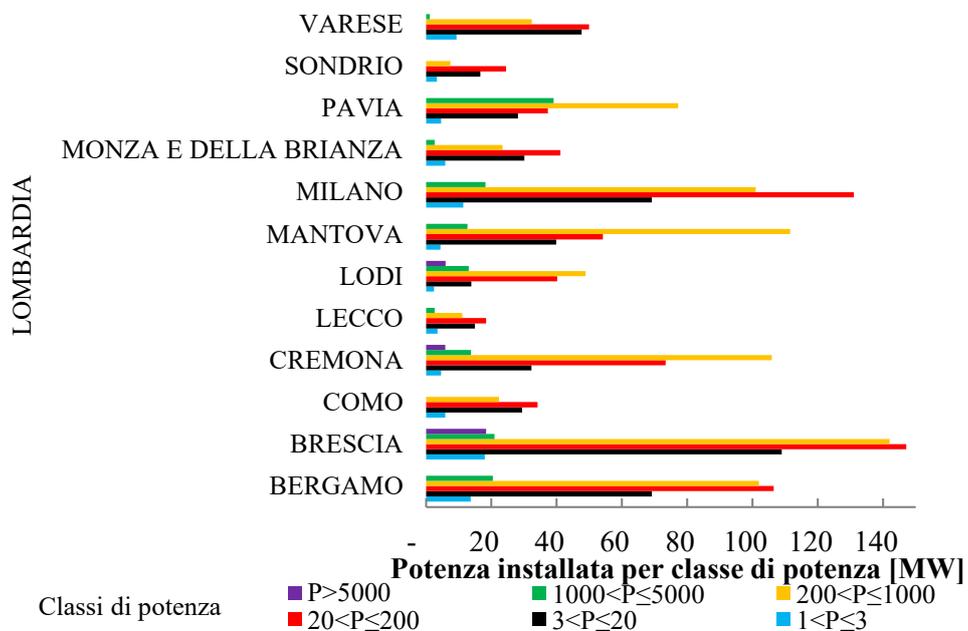


Figura 2.2.1: Distribuzione della potenza installata per classe di potenza nelle province

Numero impianti	$1 < P \leq 3$	$3 < P \leq 20$	$20 < P \leq 200$	$200 < P \leq 1000$	$1000 < P \leq 5000$	$P > 5000$	Totale
<b>BERGAMO</b>	5.227	11.193	1.368	190	12	-	17.990
<b>BRESCIA</b>	6.793	17.596	1.916	250	10	3	26.568
<b>COMO</b>	2.250	4.982	454	41	-	-	7.727
<b>CREMONA</b>	1.751	5.271	932	179	7	1	8.141
<b>LECCO</b>	1.324	2.583	250	22	1	-	4.180
<b>LODI</b>	915	2.272	506	89	6	1	3.789
<b>MANTOVA</b>	1.691	5.907	716	170	7	-	8.491
<b>MILANO</b>	4.426	10.613	1.712	188	11	-	16.950
<b>MONZA E BRIANZA</b>	2.213	4.917	541	52	2	-	7.725
<b>PAVIA</b>	1.825	4.743	497	111	20	-	7.196
<b>SONDRIO</b>	1.194	2.352	337	19	-	-	3.902
<b>VARESE</b>	3.579	8.263	644	62	1	-	12.549
<b>Totale</b>	<b>33.188</b>	<b>80.692</b>	<b>9.873</b>	<b>1.373</b>	<b>77</b>	<b>5</b>	<b>125.208</b>

Tabella 2.2.2: Numero di impianti per classe di potenza nelle province

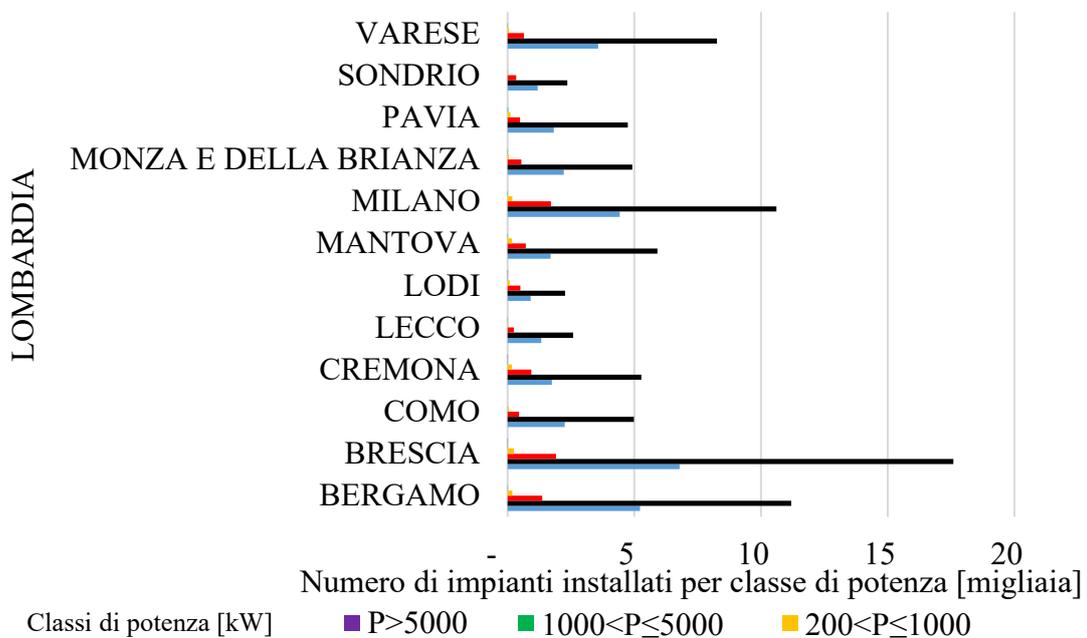


Figura 2.2.2: Numero di impianti per classe di potenza nelle province della Lombardia.

<b>Tecnologia</b>	<b>1&lt;P≤3</b>	<b>3&lt;P≤20</b>	<b>20&lt;P≤200</b>	<b>200&lt;P≤1000</b>	<b>1000&lt;P≤5000</b>	<b>P&gt;5000</b>	<b>Totale</b>
<b>Altro</b>	0,12	2	4	-	-	9	4
<b>Arseniuro di gallio (GaAs)</b>	0,01	0,04	-	-	-	0,13	-
<b>Diseleniuro di indio e rame (CIG)</b>	0,05	1	0,4	-	-	2	0,4
<b>Diseleniuro di indio, rame e gallio (CIGS)</b>	0,11	2	1	-	-	5	1
<b>Silicio amorfo</b>	0,33	4	6	2	-	19	6
<b>Silicio monocristallino</b>	8	65	69	18	6	243	69
<b>Silicio policristallino</b>	78	427	696	117	-	2.003	696
<b>Telloruro di cadmio (CdTe)</b>	0,02	0,49	9	7	-	23	9
<b>Totale</b>	87	500	785	145	-	2.304	785

Tabella 2.2.3: Distribuzione della potenza installata [MW] per tecnologia nelle province della Lombardia.

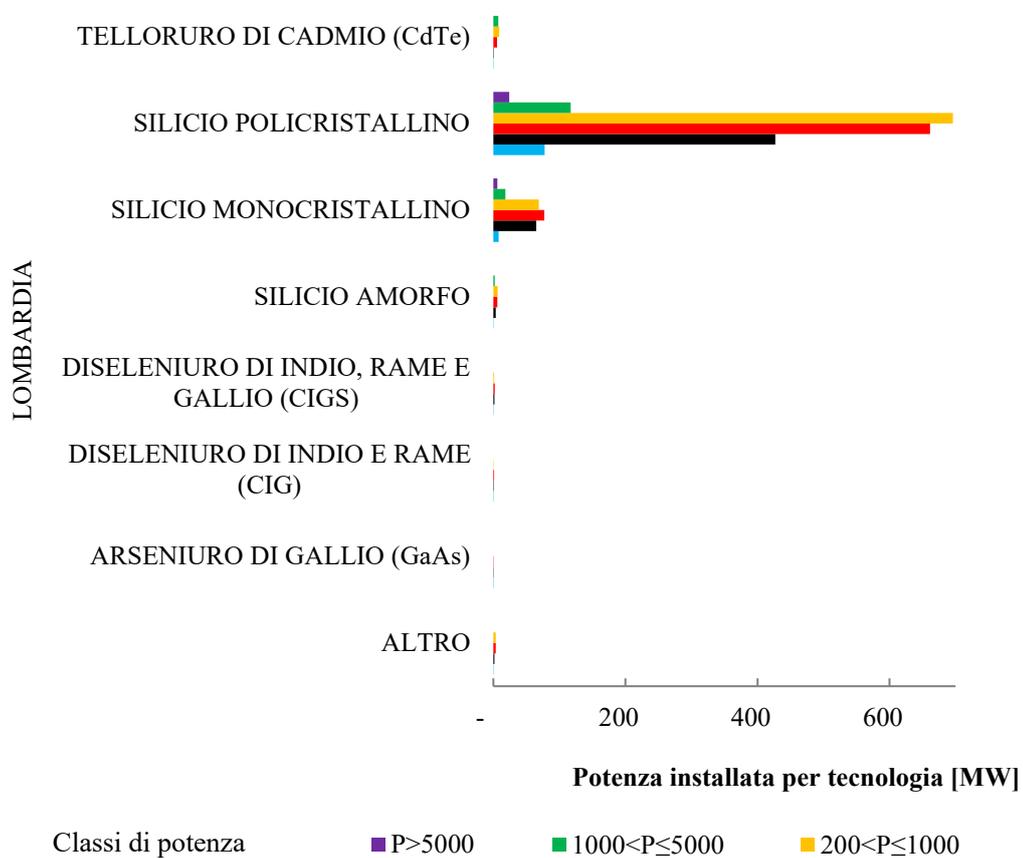


Figura 2.2.3: Distribuzione della potenza installata [kW] per tecnologia nelle province della Lombardia.

<b>Tecnologia</b>	<b>1&lt;P≤3</b>	<b>3&lt;P≤20</b>	<b>20&lt;P≤200</b>	<b>200&lt;P≤1000</b>	<b>1000&lt;P≤5000</b>	<b>P&gt; 5000</b>	<b>Totale</b>
<b>Altro</b>	47	247	45	8	-	-	347
<b>Arseniuro di gallio (GaAs)</b>	2	7	1	-	-	-	10
<b>Diseleniuro di indio e rame (CIG)</b>	17	100	16	1	-	-	134
<b>Diseleniuro di indio, rame e gallio (CIGS)</b>	40	249	31	2	-	-	322
<b>Silicio amorfo</b>	133	504	96	13	1	-	747
<b>Silicio monocristallino</b>	3.094	10.939	1.099	131	9	1	15.273
<b>Silicio policristallino</b>	29.850	68.597	8.522	1.205	64	4	108.242
<b>Telloruro di cadmio (CdTe)</b>	5	48	63	13	3	-	132
<b>Totale</b>	<b>33.188</b>	<b>80.691</b>	<b>9.873</b>	<b>1.373</b>	<b>77</b>	<b>5</b>	<b>125.208</b>

Tabella 2.2.4: Numero di impianti suddivisi per tecnologia nelle province della Lombardia.

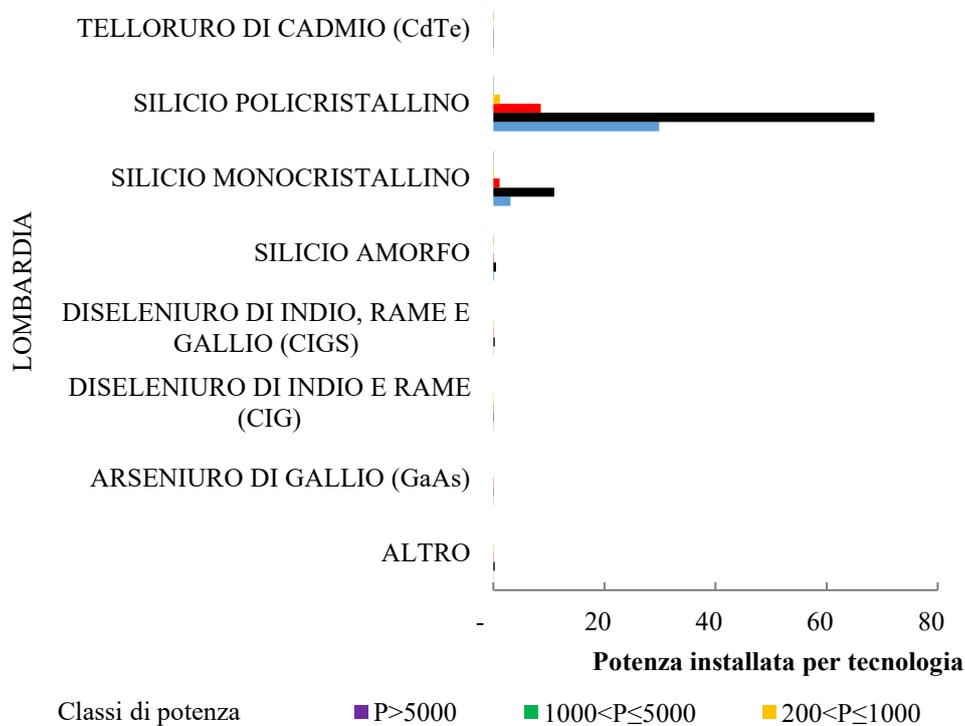


Figura 2.2.4: Numero di impianti suddivisi per tecnologia nelle province della Lombardia.

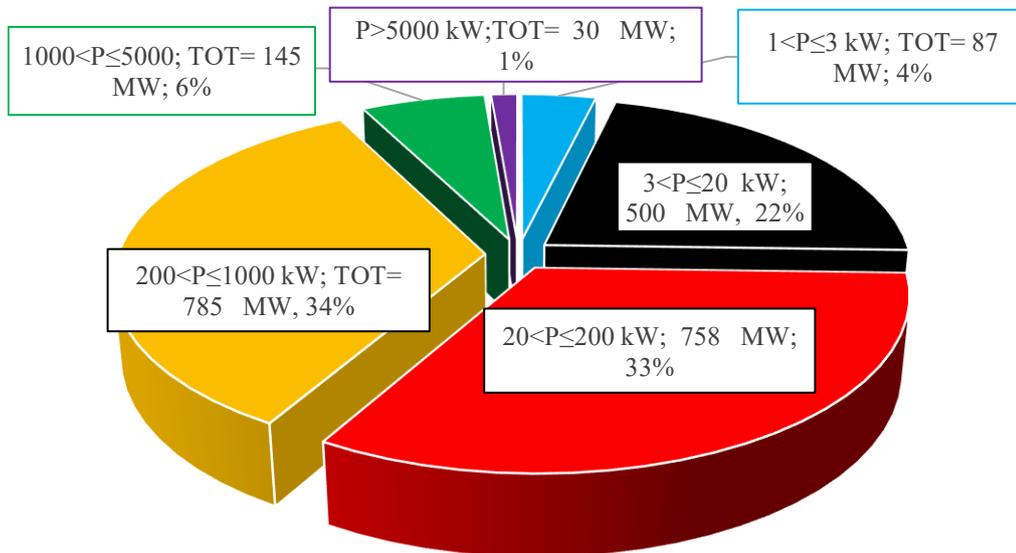


Figura 2.2.5: Suddivisione della potenza installata in Lombardia in funzione della classe di potenza

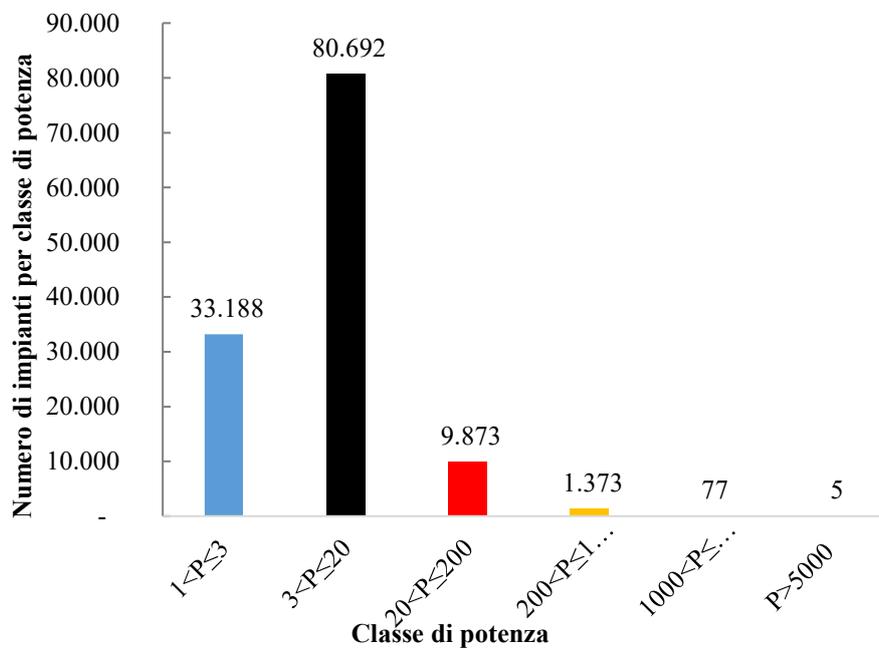


Figura 2.2.6: Numero di impianti installati in Lombardia per classe di potenza

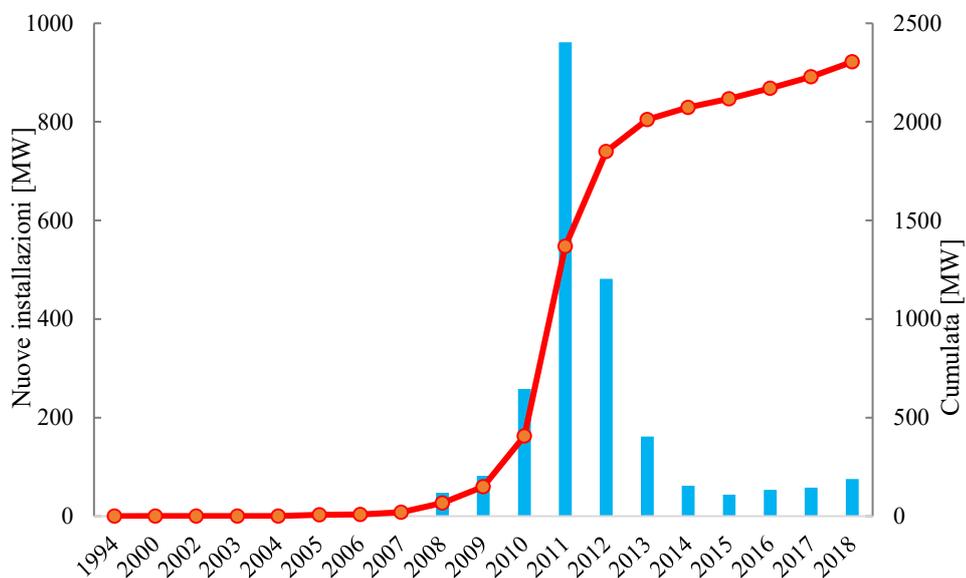


Figura 2.2.7: Andamento temporale delle nuove installazioni nella regione Lombardia

## 2.3 Analisi dei dati di produzione annuali

I dati di produzione disponibili si riferiscono agli anni 2017 e 2018. La scelta di ampliare a più anni l'analisi dei dati di produzione è stata operata per verificare che i risultati, ottenuti tramite il modello previsionale oggetto di tesi, siano analoghi. Tramite un'analisi su più anni, inoltre, si cerca di verificare se sia possibile dare una validità statistica al modello implementato. Pertanto, il processo di elaborazione è stato ripercorso su entrambi gli anni.

I dati di produzione degli impianti di interesse nell'anno in analisi sono stati inizialmente forniti come 12 tabelle Excel, una per ciascun mese dell'anno. Tali matrici contengono 5 colonne: anno di riferimento, mese, data e ora, codice identificativo dell'impianto, energia prodotta in quell'ora. Questo tipo di formato risulta poco pratico, i file sono pesanti e di difficile elaborazione. I dati sono quindi stati esportati come matrici matlab, mantenendo la formattazione dei file excel.

### 2.3.1 Creazione di matrici ordinate su base mensile

Viene implementato un algoritmo in codice C per estrapolare e disporre in maniera fruibile gli elementi utili per ciascuna delle matrici mensili precedentemente ottenute. Lo script completo viene riportato in *Allegato 2*.

Il primo passo consiste nell'individuare in maniera univoca i codici degli impianti e salvarli in un vettore colonna denominato *lista\_ID\_nomefile.csv*, dove *nomefile* corrisponde al nome dell'excel in analisi.

A questo punto la lista degli impianti viene utilizzata per creare una matrice che abbia ogni riga corrispondente ad un impianto e le colonne le relative ore di produzione. Quest'ultime, ovviamente, differiscono a seconda del mese scelto. Viene in particolare posta attenzione al mese di marzo, nel quale l'ora legale comporta una riduzione di un'ora nella produzione. Mediante ciclo *for* il processo viene ripetuto per ciascuna delle dodici matrici di partenza, ottenendo così dodici nuove matrici, nel formato in precedenza descritto. Laddove, a causa di errori nel database di partenza, ci si trova ad avere un impianto con ore di produzione superiore alle ore del mese, alla corrispondente riga viene assegnato un vettore di zeri. Le matrici in output vengono salvate come *nomefile.csv*.

### 2.3.2 Elaborazione di un'unica matrice di produzione annuale

In questa seconda fase ci si preoccupa di unire le precedenti matrici mensili al fine di ottenere un'unica matrice riferita all'anno in analisi, contenete le produzioni di ogni impianto per tutte le ore dell'anno.

Come si può comprendere dallo script riportato in *Allegato 3*, per raggiungere l'obiettivo prefissato, il primo passo consiste nell'individuare tutti e soli gli impianti presenti in ciascun mese dell'anno. Per fare questo si prende come riferimento il mese con il numero minimo di impianti. Tale numero rappresenta il numero di righe presenti nella matrice annuale finale. A questo punto si procede col verificare quali degli impianti presenti nel mese individuato siano presenti anche negli altri mesi. Per ottenere ciò si vanno ad intersecare le liste contenenti i codici identificativi relativi a ciascun mese dell'anno. Vengono quindi prese, per ciascun mese, le produzioni dei soli impianti presenti nella lista risultante. Per ottenere che le righe relative a tali impianti siano le stesse in ciascun mese, vengono delle righe di zeri a rappresentare le produzioni degli impianti non presenti in uno o più mesi.

Nel corso dell'elaborazione vengono salvate la lista degli impianti presenti nei dodici mesi e la lista degli impianti che sono stati rimossi.

## 2.4 Filtraggio dei dati di produzione annuali

Dai dati di produzione forniti è stata ottenuta una matrice contenente le informazioni di produzione oraria nell'anno relativa a 20802 impianti, di cui 331 a potenza nulla perché non presenti tutti i mesi. A questo punto è necessario verificare la consistenza dei dati ottenuti. In particolare, si vuole giungere ad isolare i soli impianti i cui dati di produzione corrispondono ad un andamento ideale. Con questa finalità vengono individuati alcuni criteri il cui mancato rispetto rende i dati inadeguati. Come fatto in precedenza, anche questa elaborazione viene completata con l'ausilio di Matlab, tramite lo script riportato in *Allegato 4*.

### 2.4.1 Passi di filtraggio

Segue una breve descrizione dei criteri individuati.

- Filtro 1: eliminazione degli impianti di cui è nota la produzione annua ma non le informazioni di anagrafica.

Tale filtro viene introdotto in quanto è necessario conoscere le informazioni dell'impianto (in particolare la potenza di picco) per poter eseguire la verifica dei criteri successivi. I dati contenuti in anagrafica sono inoltre necessari per elaborare delle valutazioni sulla natura e dislocazione degli impianti rimanenti a seguito del filtraggio, di seguito indicati come presumibilmente validi.

La verifica di questo primo criterio viene fatta semplicemente andando ad intersecare la lista degli impianti presenti in anagrafica con la lista degli impianti di cui è nota la produzione annuale, tramite comando *intersect*. Gli impianti così individuati vengono passati al criterio di filtraggio successivo.

- Filtro 2: eliminazione degli impianti la cui produzione non è nota per tutti i mesi dell'anno

Per com'è stata realizzata la costruzione della matrice di produzione annuale, gli impianti di cui non è nota la produzione per tutti i mesi dell'anno sono stati inseriti nella matrice annuale come riga di zeri. Per individuarli è sufficiente verificare quali impianti hanno energia annua nulla.

- Filtro 3: eliminazione degli impianti per i quali è stata segnata una produzione in orario notturno diversa da 0

Vista la natura degli impianti in analisi, vengono eliminati gli impianti per i quali è stata segnalata una produzione in orario notturno (più precisamente dalle 23 alle 4) non nulla. In alcuni casi, infatti, il distributore elabora ex post un dato di produzione rilevato con frequenza inferiore all'ora. Tale ricostruzione porta ad avere dei profili di produzione non corrispondenti alla realtà, ed in alcuni casi ciò ha come conseguenza una produzione in orario notturno non nulla. L'aver una produzione diversa da zero può essere anche causato da errori di misura, per cui potranno essere in seguito fatte delle considerazioni sull'accettare, o meno, impianti per i quali è stata segnalata una produzione in orario notturno, e se sì in quali limiti. In questa prima analisi si è scelto di porsi nelle condizioni più restrittive.

- Filtro 4: eliminazione degli impianti per i quali è stata segnata una produzione nulla per almeno un giorno dell'anno in esame

Le ragioni per cui un impianto fotovoltaico ha produzione nulla possono essere molteplici (ad esempio per manutenzione), ma in questa prima analisi si vogliono imporre i criteri di filtro più restrittivi, per cui è stato scelto di eliminare gli impianti che hanno produzione nulla per almeno un giorno nell'anno.

- Filtro 5: eliminazione degli impianti con potenza specifica non in linea con la potenza specifica attesa per un impianto situato in Lombardia

Definita la potenza specifica come il rapporto tra l'energia prodotta in un anno e la taglia dell'impianto, tale valore di energia specifica dipende dall'irraggiamento globale annuale e, di conseguenza, dalla zona in cui l'impianto viene installato. Con il filtro 5, si verifica che, per ciascun impianto, tale rapporto abbia un valore adeguato alla regione in cui si trova. Si riporta in Figura 2.4.1 la mappa solare italiana, disponibile online sul sito PVGIS [10], presa come riferimento nella scelta dei valori di energia specifica attesa. Per la regione Lombardia, in particolare, sono stati eliminati gli impianti che non rispondono alla seguente disequaglianza:  $1000 < \text{energia\_specifica} < 1500 \text{ kWh/kWp}$ .

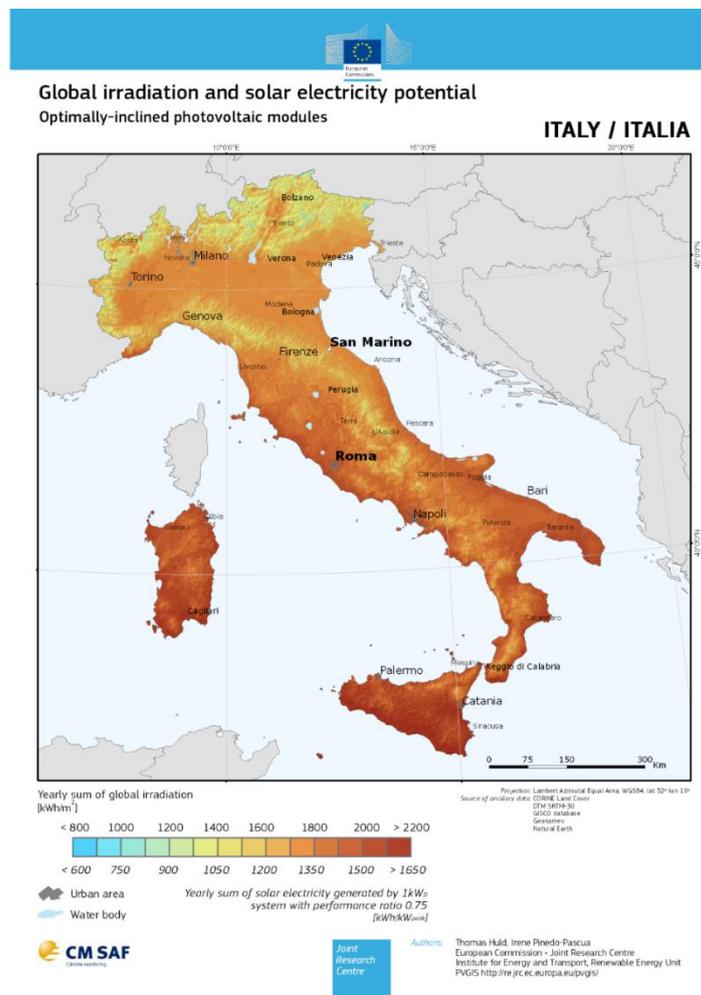


Figura 2.4.1: Mappa solare italiana [10]

## 2.4.2 Risultati del filtraggio: esempio profili di produzione per impianto non scartato

Al fine di evidenziarne le caratteristiche, e poterle porre a paragone con le curve tipo di impianti eliminati, si riportano gli andamenti dell'energia prodotta per l'impianto tipo Lomb1, con potenza picco pari a 518.4 kW. I dati di produzione di questo impianto si riferiscono all'anno 2018. In Figura 2.4.2 viene proposto il grafico della produzione oraria dell'impianto nell'intero anno. Poiché la produzione di un impianto fotovoltaico varia anche in funzione della stagione, si propongono gli andamenti di produzione mensile per gennaio (Figura 2.4.3) e luglio (Figura 2.4.4). Per sottolineare, infine, l'andamento della produzione su base giornaliera, si riportano i giorni dal 21 al 25 luglio (Figura 2.4.5).

Nell'analizzare i profili di produzione, occorre ricordare che i dati sono medie orarie, la linea continua che unisce i valori viene inserita per facilitare la lettura degli andamenti ed estrapolarne le caratteristiche tipiche.

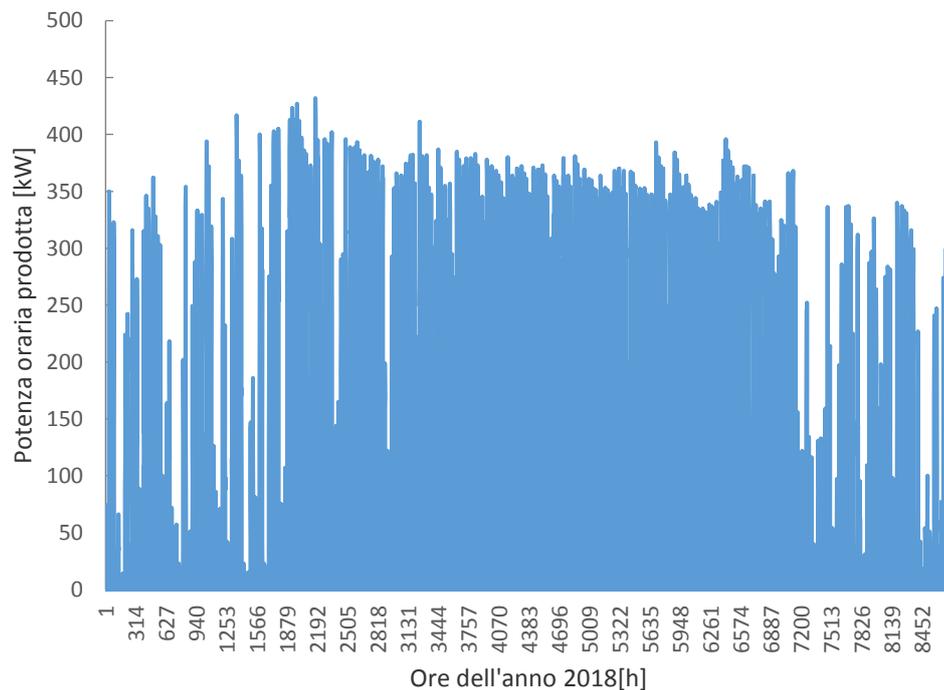


Figura 2.4.2: Produzione oraria [kW] dell'impianto Lomb1 nel 2018

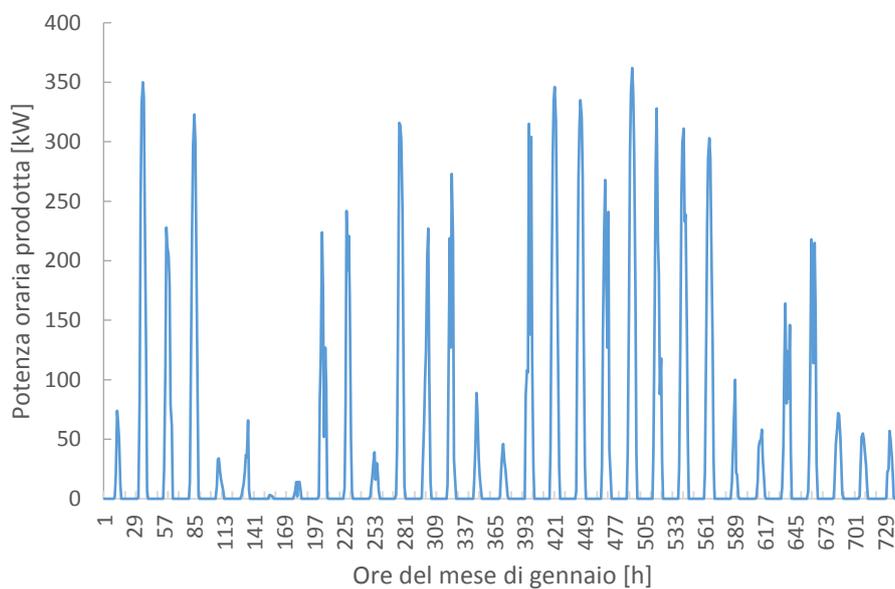


Figura 2.4.3: Produzione oraria [kW] dell'impianto Lomb1 nel mese di gennaio

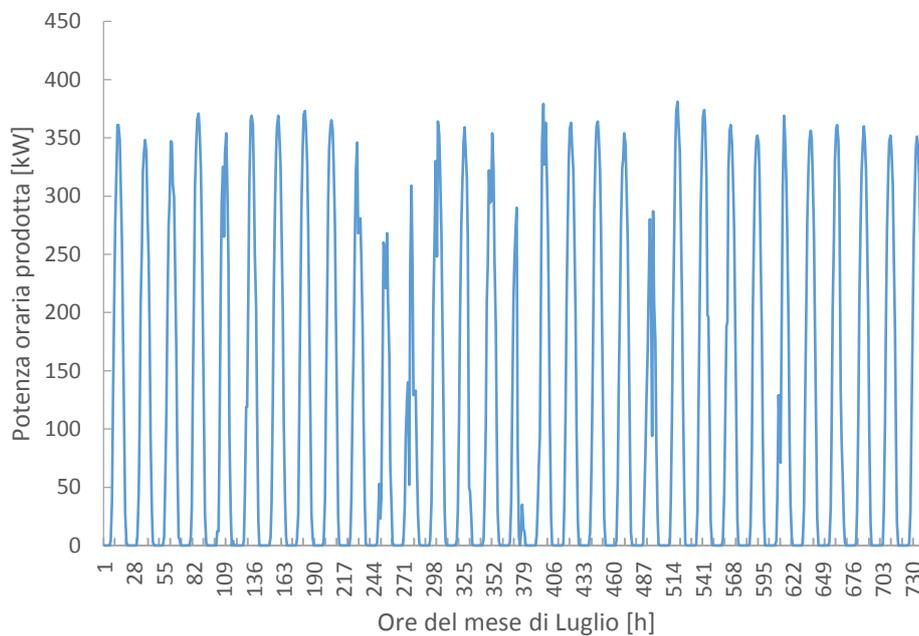


Figura 2.4.4: Produzione oraria [kW] dell'impianto Lomb1 nel mese di luglio

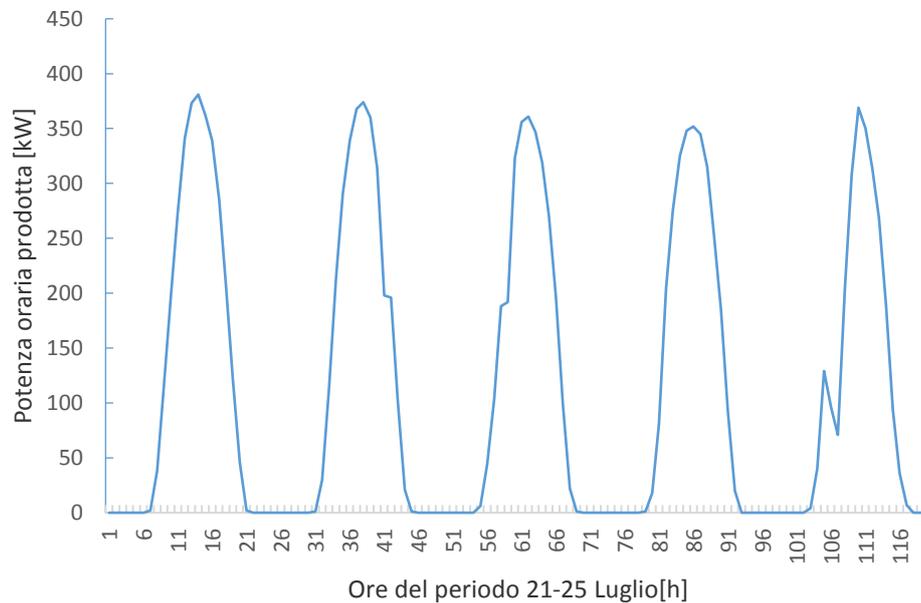


Figura 2.4.5: Produzione oraria [kW] dell'impianto Lomb1 nel periodo 21-25 Luglio

### 2.4.3 Risultati del filtraggio: esempi di impianti eliminati

Vengono ora presi a campione alcuni degli impianti filtrati per verificare se gli andamenti di produzione di tali impianti erano effettivamente problematici, al fine di verificare il corretto funzionamento del processo di filtraggio. I grafici visti al paragrafo 2.4.2 vengono dunque riportati per due degli impianti scartati. Si prende in prima analisi l'impianto tipo con produzione notturna diversa da zero Lomb2, con potenza di picco pari a 45.6 kW. Anche in questo caso, dunque, si propongono le produzioni orarie dell'intero anno (Figura 2.4.6), nei mesi di gennaio (Figura 2.4.7) e luglio (Figura 2.4.8), e nel periodo dal 21 al 25 Luglio (Figura 2.4.9).

Risulta evidente come gli andamenti di produzione non possano corrispondere ad un andamento reale. Si nota infatti la presenza di un offset pari a 2 kW, nonché un andamento della produzione ripetitivo e dalle geometrie non realizzabili da un impianto fotovoltaico.

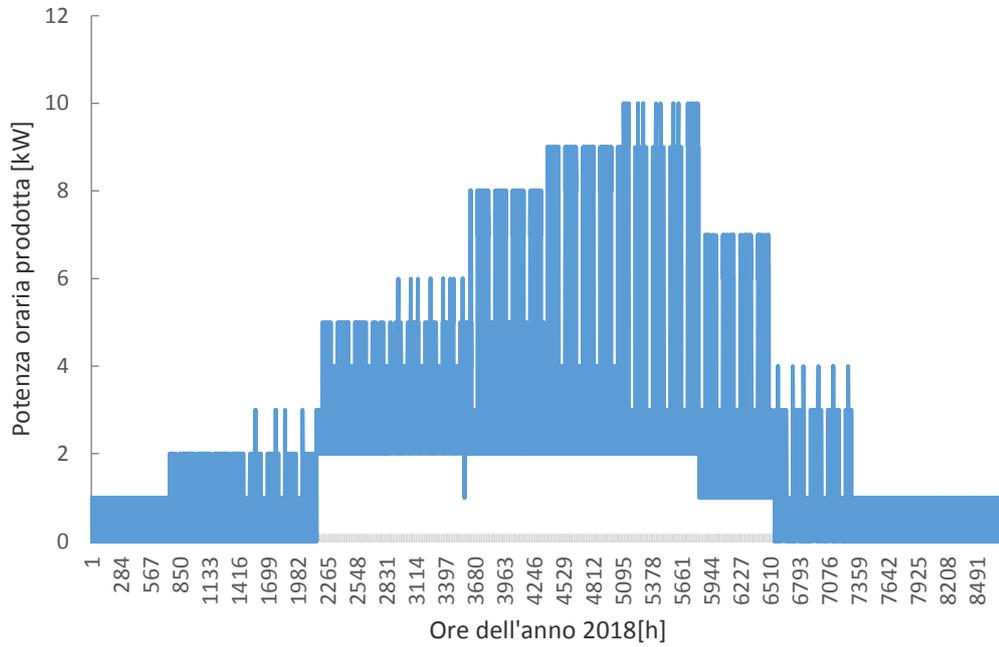


Figura 2.4.6: Produzione oraria [kW] dell’impianto Lomb2 nel 2018

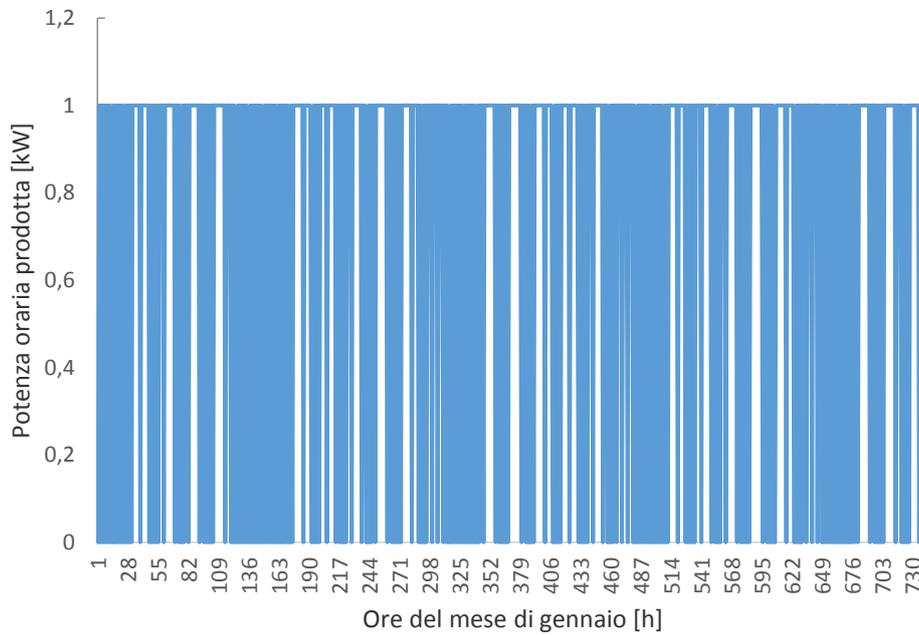


Figura 2.4.7: Produzione oraria [kW] dell’impianto Lomb2 nel mese di gennaio

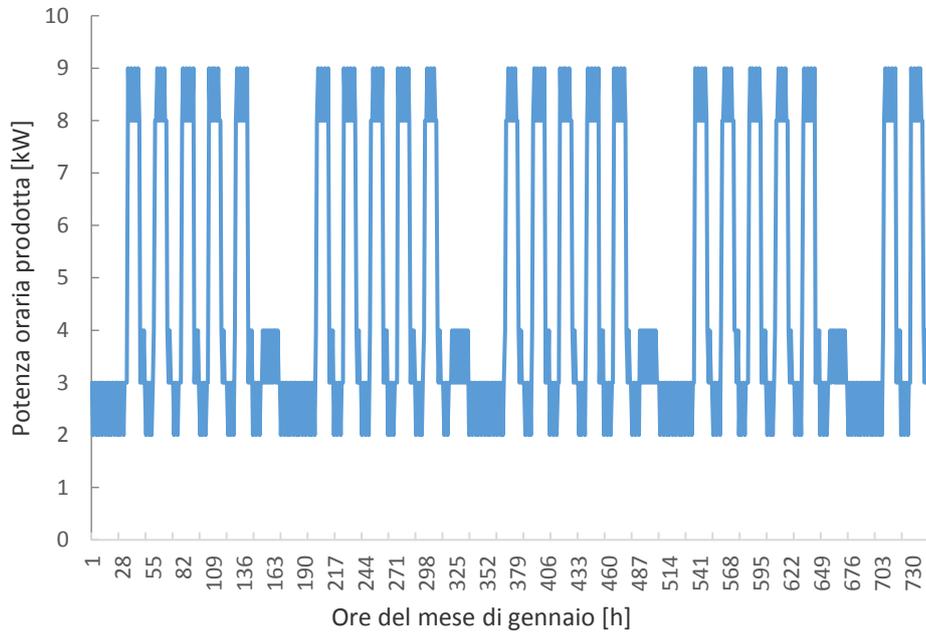


Figura 2.4.8: Produzione oraria [kW] dell'impianto Lomb2 mese di luglio

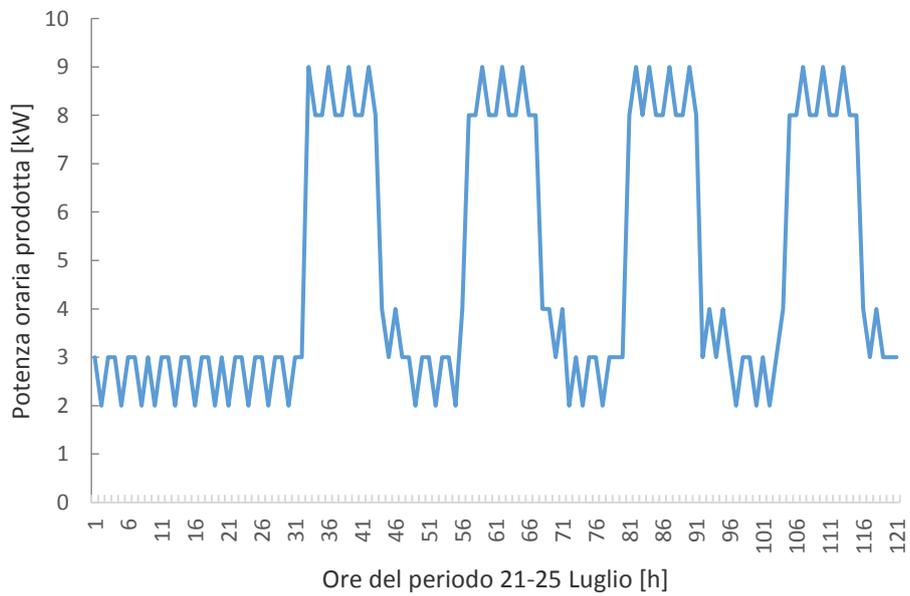


Figura 2.4.9: Produzione oraria [kW] dell'impianto Lomb2 periodo 21-25 Luglio

Si riporta infine la produzione registrata sull'intero anno di uno degli impianti rimossi a causa di mancati giorni di produzione. Si prende a titolo esemplificativo l'impianto Lomb3, per il quale mancano le informazioni di 175 giorni, dei quali 59 consecutivi. Di tale impianto si riportano i grafici di produzione annua (Figura 2.4.10), nel mese di luglio (Figura 2.4.11) e nel periodo 21-25 Luglio (Figura 2.4.12). Non si riporta il grafico del mese di gennaio in quanto per quel mese è stata segnata una produzione nulla. È interessante notare come anche nei periodi in cui è segnata la produzione dell'impianto quest'ultima produce degli andamenti non coerenti con le caratteristiche di produzione di un impianto fotovoltaico. Ciò significa che oltre alla problematica di avere molte giornate di cui mancano i dati, anche nei periodi in cui i dati sarebbero presenti risultano inadeguati.

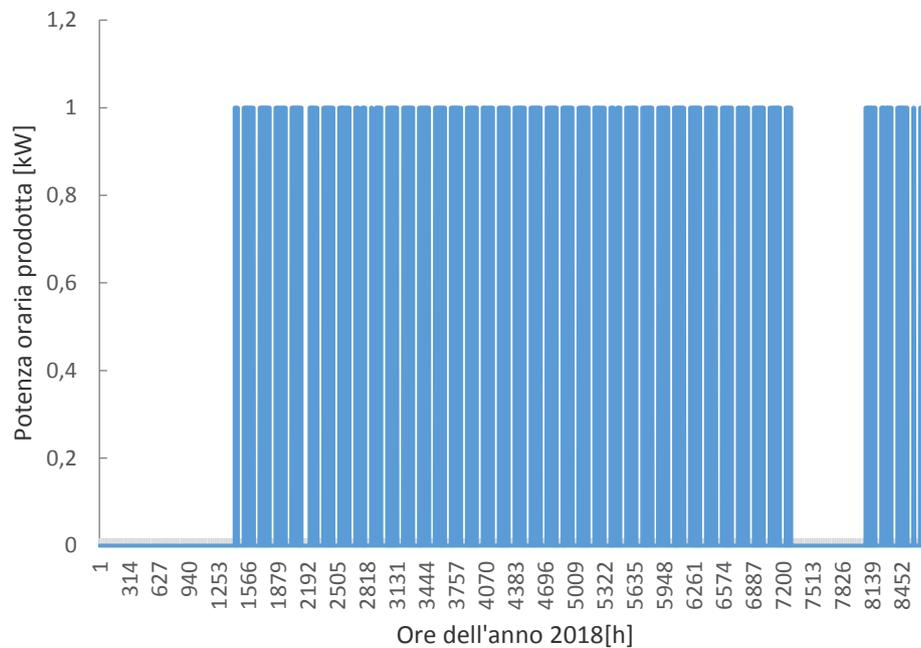


Figura 2.4.10: Produzione oraria [kW] dell'impianto Lomb3 nel 2018

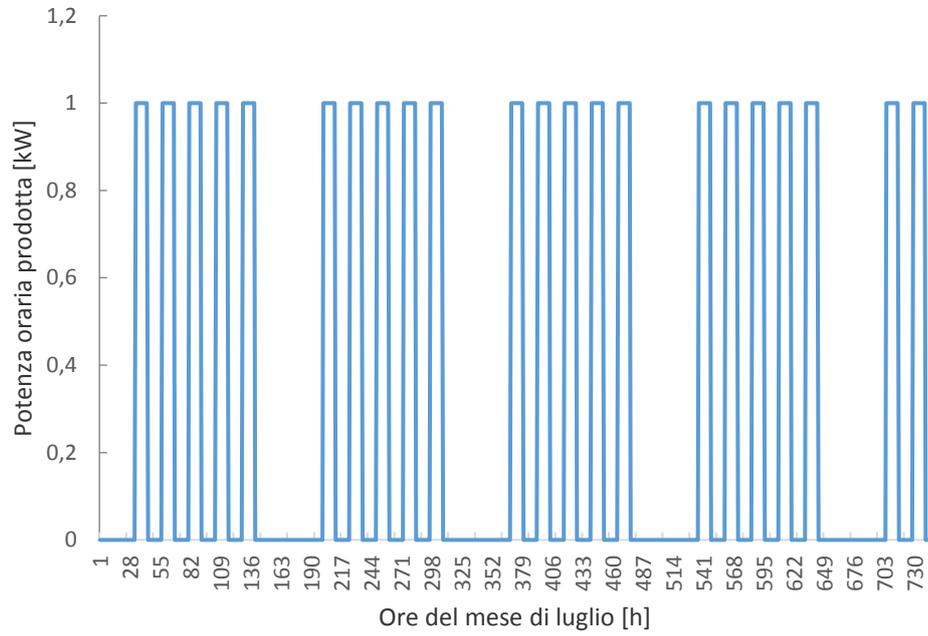


Figura 2.4.11: Produzione oraria [kW] dell'impianto Lomb3 mese di luglio

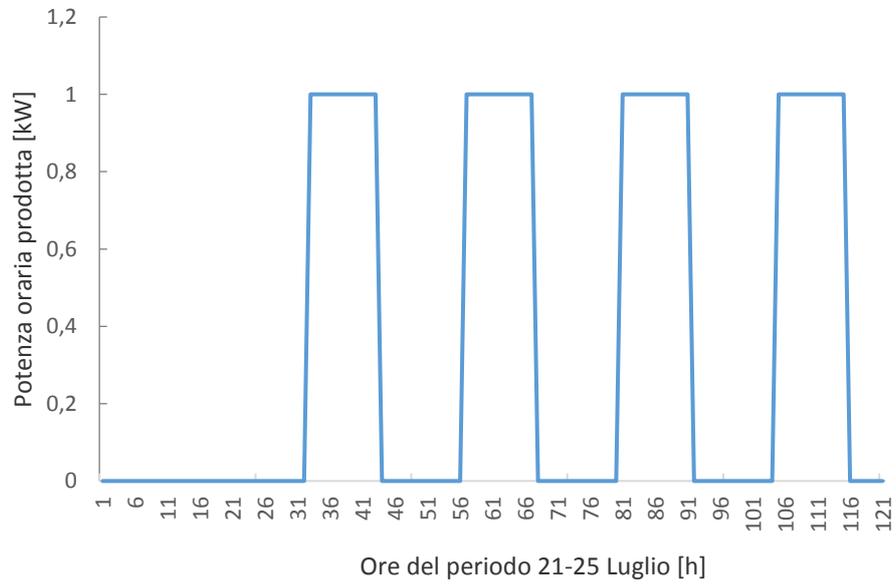


Figura 2.4.12: Produzione oraria [kW] dell'impianto Lomb3 nel periodo 21-25 Luglio

#### 2.4.4 Risultati del filtraggio: impianti presumibilmente validi 2018

I filtri sopra elencati sono stati applicati in maniera sequenziale. Per ogni criterio è stata salvata una lista degli impianti rimossi. Si riportano in Tabella 2.4.1 i risultati ottenuti.

Filtro applicato	Impianti rimossi	Impianti rimanenti
Impianti anagrafica		125.208
Impianti matrice annuale		<b>20802</b>
Filtro 1: presenza in anagrafica	9	20793
Filtro 2: presenza tutti i mesi	331	20462
Filtro 3: produzione notturna	5771	14691
Filtro 4: produzione ogni giorno	14548	143
Filtro 5: energia specifica	29	114
Impianti rimanenti		<b>114</b>

Tabella 2.4.1: Risultati ottenuti dall'applicazione dei filtri sui dati 2018

Dalla medesima tabella, si evince che ciò che porta ad eliminare il maggior numero di impianti è l'aver posto il numero di giorni a produzione nulla accettabili pari a zero. In realtà tale vincolo risulta molto restrittivo. Si rende quindi necessario verificare se è possibile accettare un numero superiore di giorni a produzione nulla, unitamente ad un limite sul numero di giorni consecutivi a produzione nulla, entro il quali i dati in ingresso possono essere ancora considerati adeguati.

A questo punto si può presupporre che siano validi i dati di produzione relativi a 114 impianti (0.69% degli impianti presenti nella matrice di produzione annuale). Per ciascuno di questi impianti è stata realizzata una cumulativa della potenza media oraria normalizzata per la potenza di picco dell'impianto in esame. Si riportano in seguito le curve ottenute, poste sullo stesso grafico al fine di evidenziarne l'andamento (Figura 2.4.13).

Per gli impianti a piccola potenza la mancanza di cifre decimali sulle potenze fa sì che la curva sia maggiormente discretizzata. Questo si evidenzia ponendo a confronto le cumulative degli impianti ritenuti validi di minima e massima potenza, Figura 2.4.14 (in blu l'impianto Lomb4, potenza nominale 16.5 kW, in rosso l'impianto Lomb5, di potenza nominale 3641 kW).

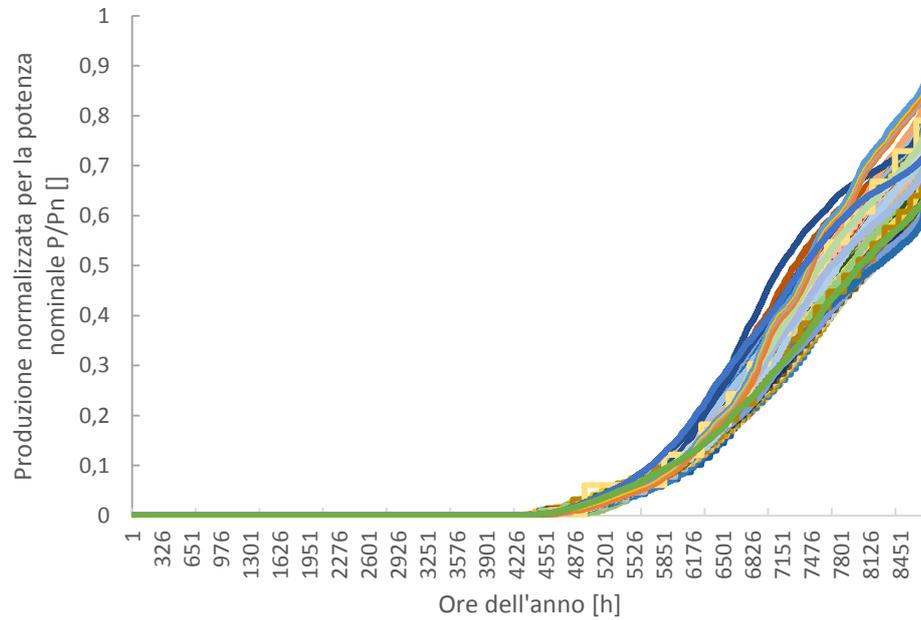


Figura 2.4.13: Curve cumulative degli impianti presumibilmente validi

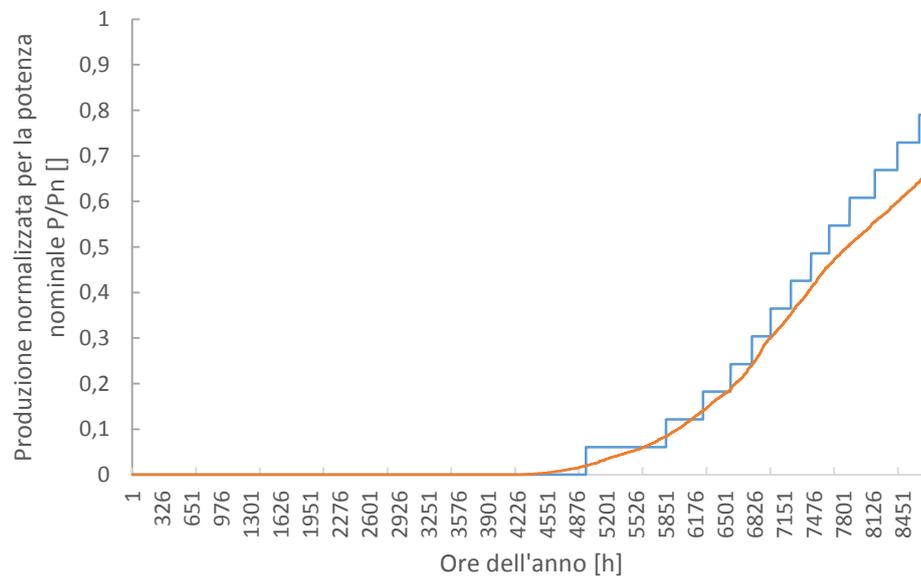


Figura 2.4.14: Curve cumulative degli impianti di minima e massima Potenza presumibilmente validi

Degli impianti ottenuti occorre verificare la consistenza: risulta infatti di interesse capire se la loro dislocazione copre tutte le provincie della Lombardia, e se sono presenti tutte le classi di potenza. Si riporta dunque, in Figura 2.4.15, un conteggio di quanti impianti sono presenti nelle diverse provincie, suddivisi per classe di potenza.

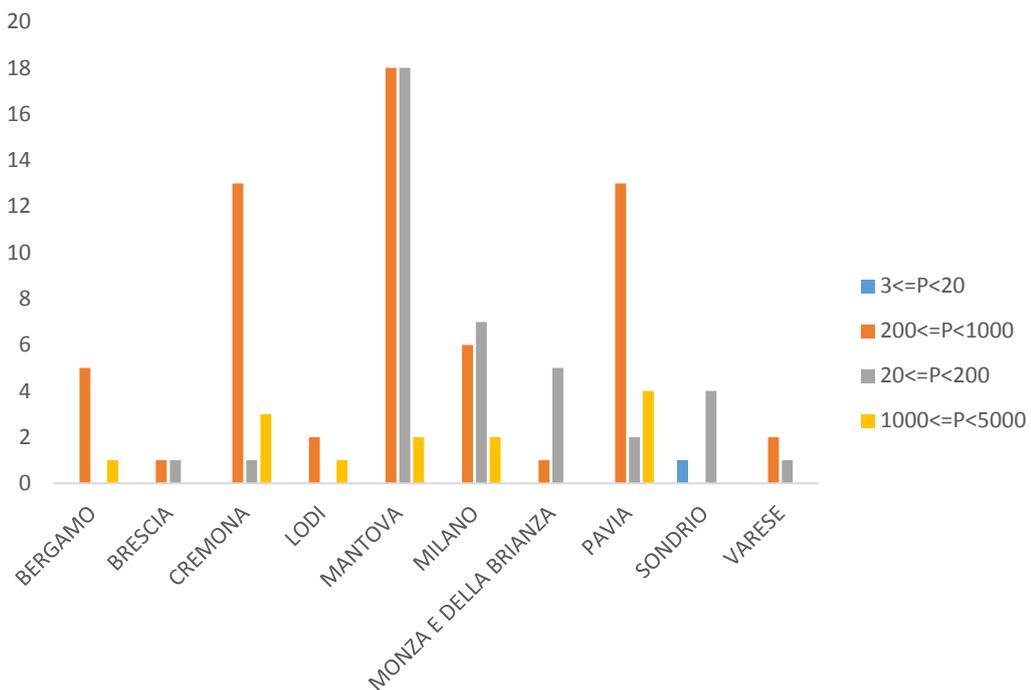


Figura 2.4.15: Numero di impianti per classe di potenza [kW] suddivisi per provincia, dati 2018

Si nota subito come manchi, rispetto ai dati iniziali, la provincia di Como. Si sottolinea come la provincia con il maggior numero di impianti rimanenti risulta Mantova, con prevalenza nella fascia  $200 \leq P < 10000$  kW, pur non essendo una delle regioni tra le tre più ricche di impianti. Oltre a ciò si evidenzia come siano stati rimossi tutti gli impianti con potenza superiore a 5000 kW (nei dati iniziali erano presenti solo 5 impianti di tale taglia), e la quasi totalità di quelli tra 3 e 20 kW (rimane un solo impianto in provincia di Sondrio).

### 2.4.5 Risultati del filtraggio: impianti presumibilmente validi 2017

Analogamente a quanto visto per il 2018, con le informazioni di produzione del 2017 è stata creata una matrice di produzione annuale. In questo caso la matrice annuale contiene 20566 impianti, di cui 135 a riga nulla perché non si hanno i dati di produzione per tutti i mesi. Sono stati quindi applicati i filtri, fino ad ottenere i seguenti impianti, i cui dati di produzione possono presumibilmente esser ritenuti validi:

<b>Filtro applicato</b>	<b>Impianti rimossi</b>	<b>Impianti rimanenti</b>
Impianti anagrafica		125.208
Impianti matrice annuale		<b>20556</b>
Filtro 1: presenza in anagrafica	9	20547
Filtro 2: presenza tutti i mesi	135	20412
Filtro 3: produzione notturna	4968	15444
Filtro 4: produzione ogni giorno	15143	373
Filtro 5: energia specifica	64	301
Impianti rimanenti		<b>237</b>

Tabella 2.4.2: Risultati ottenuti dall'applicazione dei filtri sui dati 2017

Anche in questo caso, il criterio che porta all'eliminazione del maggior numero di impianti è quello della produzione ogni giorno dell'anno, seguito dal criterio legato alla produzione notturna.

Nonostante il maggior numero di impianti rimanenti, rispetto al caso 2018, analizzando l'anagrafica di tali impianti si scopre che manca un maggior numero di provincie: non è presente, infatti, alcun impianto per le provincie di Como, Sondrio, Monza e Della Brianza (Figura 2.4.16). Anche in questo caso Mantova è la provincia i cui dati di produzione risultano migliori. Dei cinque impianti con classe di potenza  $P > 5000$  kW, rimangono due impianti, situati in provincia di Cremona e di Lodi, mentre vengono eliminati tutti gli impianti con classe di potenza  $3 < P < 20$  kW.

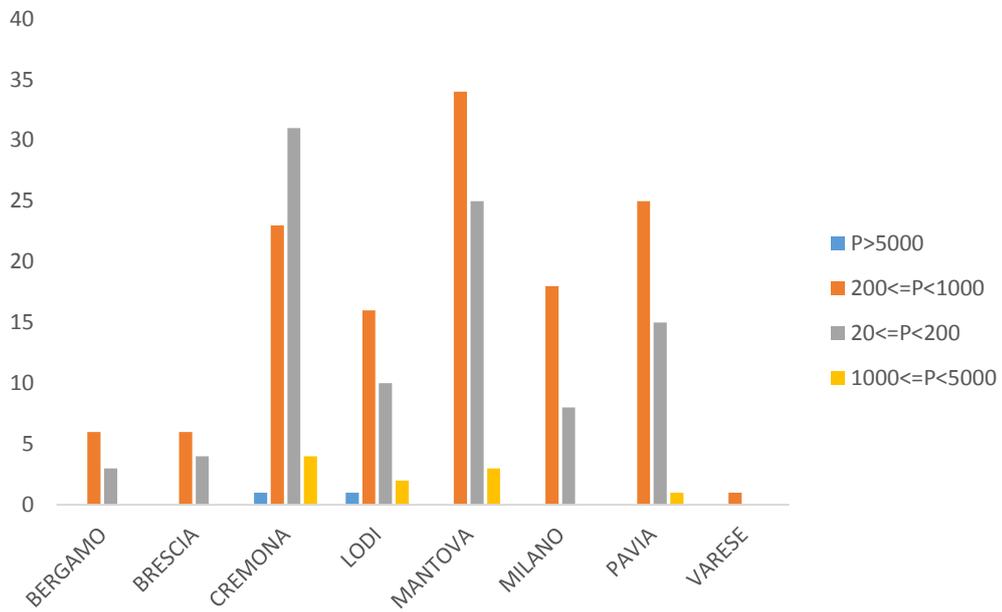


Figura 2.4.16: Numero di impianti per classe di potenza [kW], dati 2017

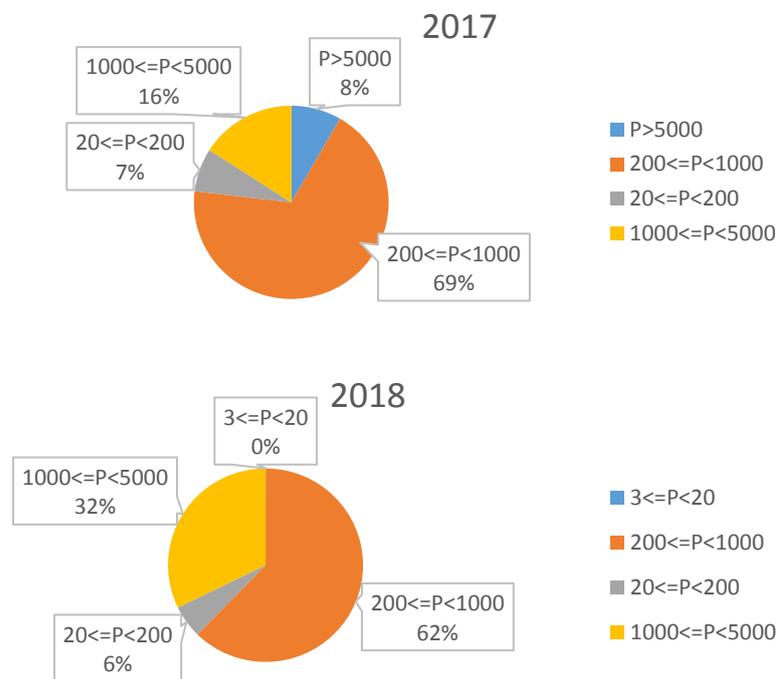


Figura 2.4.17: Impianti presumibilmente validi 2017 (sopra) e 2018 (sotto). La percentuale si riferisce alla potenza rispetto alla potenza totale installata,

Ponendo a confronto la suddivisione degli impianti rimasti dopo il processo di filtraggio sui due anni, si vede come in entrambi i casi la classe di potenza col maggior numero di impianti sia quella per P compresa tra 200 e 1000 kW. Le percentuali in Figura 2.4.17 si riferiscono alla quota di potenza della classe rispetto alla potenza totale degli impianti post filtraggio.

## **2.5 Campionamento stratificato**

Viene qui introdotta la teoria del campionamento stratificato. Tale teoria verrà applicata per valutare se gli impianti che, al termine del un processo di filtraggio, sono stati analizzati possano essere ben rappresentativi della popolazione di partenza, ossia se l'analisi effettuata possa dare validità statistica al modello previsionale implementato. Con popolazione di partenza si intende l'insieme di tutti gli impianti presenti nella regione Lombardia ed i cui dati (anagrafici e di produzione) sono stati forniti da Terna S.p.a.

### **2.5.1 Introduzione alla metodologia**

La teoria del campionamento stratificato è stata formulata dallo statistico polacco Jerzy Neyman negli anni '30. La stratificazione è una metodologia che consiste nel dividere la popolazione di partenza in più sottoinsiemi, denominati strati. La suddivisione in strati non deve essere casuale, ma deve avvenire secondo un criterio che renda gli elementi di ciascun gruppo il più omogenei possibili tra di loro. Nel caso in analisi la popolazione di partenza è l'insieme di tutti gli impianti presenti nell'anagrafica della regione Lombardia. Il criterio di suddivisione in strati scelto è la classe di potenza. In tal modo gli strati sono eterogenei tra di loro ma omogenei al proprio interno.

Il passo successivo consiste nell'individuare il numero di campioni suggeriti per ciascuno strato, in maniera tale da estrarre un campione complessivo che sia ben rappresentativo della popolazione di partenza. Esistono diverse metodologie che portano ad elaborare tale informazione. Il campione può essere formato in maniera proporzionale, scegliendo cioè le stesse proporzioni della popolazione di partenza. In alternativa si può utilizzare il metodo di campionamento stratificato con allocazione ottimale. Questa seconda tipologia tiene conto della variabilità di ciascuno strato, e porta ad ottenere un campione in cui gli strati più eterogenei presentano una frazione di campionamento maggiore che quella utilizzata negli strati più omogenei.

Visto l'oggetto di studio, ed in particolare la scelta adottata per stabilire gli strati del campione, risulta particolarmente adeguato il secondo approccio. Nella popolazione di partenza, come verrà descritto in dettaglio di seguito, si trovano infatti un elevato numero di impianti di piccola taglia che presenteranno una bassa variabilità in quanto l'intervallo di valori che descrive la taglia degli impianti è ristretto. Un approccio di tipo proporzionale risulta quindi meno adatto a fornire un'adeguata rappresentazione del comportamento degli impianti in analisi, in quanto porterebbe a studiare un elevato numero di impianti che presentano caratteristiche molto simili e a studiare invece un ridotto numero di impianti che presentano invece caratteristiche diverse ed hanno un maggior impatto sulla rete.

[8] [9]

## 2.5.2 Descrizione dei parametri in ingresso

Da quanto sopra descritto, risulta evidente come un punto fondamentale sia la conoscenza della popolazione di partenza. Si procede quindi col definire le grandezze che verranno fornite in ingresso al modello del campionamento stratificato. Tali grandezze, interamente ricavate dall'anagrafica della regione Lombardia, sono le seguenti:

- Variabile: Potenza installata [kW]
- Macro-classi  $h$ : classi di potenza
- Numero di unità della macro-classe  $N_h$ : numero di impianti presenti nello strato corrispondente
- Valor medio  $m_h$ : valor medio di potenza installata per la classe  $h$ -esima
- Deviazione standard  $\sigma_h$ : deviazione standard rispetto al valor medio per la classe  $h$ -esima

La deviazione standard viene calcolata, per ciascuna classe, con la formula:

$$\sigma_h^2 = \frac{\sum_{i=1}^{N_h} (y_{hi} - m_h)^2}{N_h - 1} \quad (2-1)$$

Dove  $y_{hi}$  rappresenta il valore del campione  $i$ -esimo. Nelle tabelle successive vengono riportati i dati in ingresso per il 2018 (Tabella 2.5.1) e per il 2017 (Tabella 2.5.2).

h [kW]	1≤P<3	3≤P<20	20≤P<200	200≤P<1000	1000≤P<5000	P≥5000
$N_h$	33188	80692,0	9873,0	1373,0	77,0	5,0
$m_h$	2,61	6,196	76,730	571,770	1877,1	6054,5
$\sigma_h$	0,512	4,260	45,291	268,8	915,956	170,546

Tabella 2.5.1: Dati in input al campionamento stratificato, 2018

h [kW]	1≤P<3	3≤P<20	20≤P<200	200≤P<1000	1000≤P<5000	P≥5000
$N_h$	31378	74263	9550	1343	75,0	5,0
$m_h$	2,6	6,3	77,2	574,8	1879,9	6054,5
$\sigma_h$	0,5	4,3	45,4	268,9	919,590	170,546

Tabella 2.5.2: Dati in input al campionamento stratificato, 2017

### 2.5.3 Individuazione del numero di campioni per ciascuno strato

Per poter calcolare quale sia la corretta suddivisione del campione affinché sia ben rappresentativo della popolazione di partenza, il primo passo consiste nell'individuare il valor medio totale della popolazione di partenza stessa. Lo si fa con la seguente relazione, con  $N$  numero totale di elementi:

$$m_T = \frac{\sum_{h=1}^H m_h \cdot N_h}{N} \quad (2-2)$$

Si stabilisce dunque  $n$  numero di elementi che andrà a comporre il campione. Il numero di elementi di ciascuno strato viene indicato come  $n_h$ .

$$n_h = n \cdot \frac{N_h \cdot \sigma_h \cdot \sqrt{\frac{N_h}{N_h - 1}}}{\sum_{h=1}^H N_h \cdot \sigma_h \cdot \sqrt{\frac{N_h}{N_h - 1}}} \quad (2-3)$$

Nei casi in analisi è stato stabilito che N sia pari al numero di impianti presumibilmente validi per ciascun anno, quindi 114 per il 2018 e 237 per il 2017. Si riportano di seguito i risultati ottenuti.

Classe di potenza [kW]	$1 < P \leq 3$	$3 < P \leq 20$	$20 < P \leq 200$	$200 < P \leq 1000$	$1000 < P \leq 5000$	$P > 5000$
<b>n</b>	<i>n1</i>	<i>n2</i>	<i>n3</i>	<i>n4</i>	<i>n5</i>	<i>n6</i>
<b>114</b>	2	31	41	34	6	0

Tabella 2.5.3: Individuazione del numero di impianti necessari per ciascuna classe di potenza, dati 2018

Classe di potenza [kW]	$1 < P \leq 3$	$3 < P \leq 20$	$20 < P \leq 200$	$200 < P \leq 1000$	$1000 < P \leq 5000$	$P > 5000$
<b>n</b>	<i>n1</i>	<i>n2</i>	<i>n3</i>	<i>n4</i>	<i>n5</i>	<i>n6</i>
<b>237</b>	3	63	86	71	14	0

Tabella 2.5.4: Individuazione del numero di impianti necessari per ciascuna classe di potenza, dati 2017

Secondo la mera applicazione analitica del metodo del campionamento stratificato non sarebbero necessari impianti di taglia superiore o uguale a 5000 kW per avere una buona rappresentazione della popolazione di partenza. Visto l'importanza della taglia che andrebbe così esclusa, si ritiene opportuno mantenere come necessari alla stratificazione anche tali impianti. Il valore *n6* viene dunque aggiornato a 2 per entrambi gli anni.

### 2.5.4 Confronto del numero di campioni necessari per ciascuno strato col numero di impianti presumibilmente validi

Si procede a confrontare il numero di impianti con dati di produzione presumibilmente validi con il numero di impianti necessari alla stratificazione, evidenziando gli strati per i quali gli impianti a disposizione non sono sufficienti. I risultati ottenuti per il 2018 vengono riportati in Tabella 2.5.5. Si nota subito come la classe che presenta la maggior distacco tra impianti necessari e impianti a disposizione dopo il processo di filtraggio è la classe di potenza  $3 \leq P < 20$  [kW].

Classe di potenza [kW]	$1 < P \leq 3$	$3 < P \leq 20$	$20 < P \leq 200$	$200 < P \leq 1000$	$1000 < P \leq 5000$	$P > 5000$
<b>Suggeriti</b>	2	31	41	34	6	2
<b>Disponibili</b>	0	1	39	61	13	0

Tabella 2.5.5: Confronto tra numero di impianti necessari alla stratificazione e numero di impianti presumibilmente validi, anno 2018

Tramite l'analisi dell'anno 2017 è possibile assicurarsi che la mancanza di una coerente rappresentazione delle classi di potenza non sia legata al solo anno 2018. Si riportano in Tabella 2.5.6 i risultati ottenuti con l'applicazione del campionamento stratificato.

Classe di potenza [kW]	$1 < P \leq 3$	$3 < P \leq 20$	$20 < P \leq 200$	$200 < P \leq 1000$	$1000 < P \leq 5000$	$P > 5000$
<b>Suggeriti</b>	3	63	86	71	14	2
<b>Disponibili</b>	0	0	96	129	10	2

Tabella 2.5.6: Confronto tra numero di impianti necessari alla stratificazione e numero di impianti presumibilmente validi, anno 2017

Anche in questo caso, la classe di potenza che non viene adeguatamente rappresentata è classe di potenza  $3 \leq P < 20$  [kW]. Pur avendo a disposizione più del doppio di impianti dopo il filtraggio rispetto al caso 2018.

La mancanza di informazioni, su entrambi gli anni, per questa particolare taglia di impianti e la taglia inferiore, può essere imputabile al fatto che il distributore non ha messo a disposizione i dati di produzione per gli impianti di taglia inferiore ai 55 kW non aggregati.

I risultati ottenuti dal campionamento stratificato indicano che le considerazioni che verranno di seguito elaborate non hanno validità statistica. Si è scelto comunque di lavorare con gli impianti filtrati in quanto presentano dati di produzione con un buon livello di accuratezza, rendendo sensate le analisi di produzione rispetto al modello previsionale. Per poter dar validità statistica al modello, occorrerebbe porre ulteriori riflessioni in merito ai filtri precedentemente imposti.

### **2.5.5 Ipotesi di rilassamento dei vincoli sul filtraggio**

Dai risultati riportati in Tabella 2.4.1 si evidenzia subito come la verifica che non vi siano giorni di produzione nulla sia quella che rende invalidi il maggior numero di impianti. Ci si chiede dunque se possa aver senso, e in che misura, modificare tale vincolo.

Risulta chiara la necessità di trovare il giusto compromesso tra il numero di giorni di produzione nulla ammissibili in un anno ed il numero di giorni consecutivi di non produzione ammissibili. A tal fine, per ciascuno degli impianti che sono stati rimossi col vincolo iniziale, vengono elaborate le seguenti informazioni: quante sono le giornate a potenza nulla nell'anno e qual è il numero massimo di giorni consecutivi a potenza nulla conteggiati. Vengono così calcolati quanti impianti sarebbero rimossi per diverse soglie. Si riporta anche, degli impianti così filtrati, quanti verrebbero eliminati al passaggio successivo, ossia al filtro dell'energia specifica. L'ultima colonna rappresenta gli impianti rimanenti al termine del processo di filtraggio alle diverse soglie. I risultati vengono riportati in Tabella 2.5.7. Si nota come, nel rilassare il vincolo dei giorni consecutivi di non produzione accettabili, aumenti il numero di impianti che non vengono scartati. Contemporaneamente, però, poiché i due vincoli sono correlati, aumenta anche il numero di impianti che vengono scartati perché hanno energia specifica troppo bassa.

<b>Limite giorni totali</b>	<b>Limite giorni consecutivi</b>	<b>Eliminati filtro 4</b>	<b>Eliminati filtro 5</b>	<b>Rimanenti filtro 4</b>	<b>Impianti rimanenti filtrati</b>
1	1	14362	27	122	95
2	1	14339	38	145	107
2	2	14252	67	232	165
3	1	14336	41	148	107
3	2	14221	82	263	181
3	3	14049	157	435	278
4	1	14335	42	149	107
4	2	14203	94	281	187
4	3	13968	207	516	309
4	4	13769	309	715	406
5	1	14334	43	150	107
5	2	14194	101	290	189
5	3	13922	238	562	324
5	4	13699	356	785	429
5	5	13651	391	833	442
6	1	14334	43	150	107
6	2	14190	102	294	192
6	3	13885	262	599	337
6	4	13635	401	849	448
6	5	13573	447	911	464
6	6	13573	447	911	464
7	1	14333	44	151	107
7	2	14187	105	297	192
7	3	13861	283	623	340
7	4	13587	438	897	459
7	5	13511	497	973	476
7	6	13511	497	973	476

Tabella 2.5.7: Elaborazione del numero di impianti rimanenti per filtraggio a diverse soglie di giorni di mancata produzione

---

La domanda che sorge spontanea è a quale numero di giorni di mancata produzione accettabili sarebbe necessario arrivare per dare consistenza al modello. Per l'anno 2018 si arriva ad un massimo di 108 giorni di mancata produzione, di cui 9 consecutivi, per l'anno 2017 si arriva a 119 giorni di mancata produzione di cui 11 consecutivi. Anche scartando i casi estremi, per 50 dei 110 impianti necessari per il 2018 sarebbe necessario ricostruire le informazioni di produzione di 30 o più giorni.

Tali valori sono stati ricavati andando a valutare, tra gli impianti esclusi per giorni di mancata produzione, quali avessero il minor numero di giorni di mancata produzione e, fra questi, quelli con energia specifica maggiore.

## Capitolo 3

### 3 Implementazione del modello previsionale

In questa fase viene elaborato un modello che, note le caratteristiche di un impianto e le condizioni metereologiche della zona in cui si trova, sia in grado di computare l'energia che l'impianto dovrebbe produrre nel periodo di tempo di riferimento. Lo script del modello previsionale viene riportato in *Allegato 5*.

#### 3.1 Calcolo della temperatura della cella

Poiché i database climatologici forniscono la temperatura dell'aria [°C], è necessario un modello che consenta di estrapolare l'informazione della temperatura della cella [°C] nota quella dell'aria.

Per fare questo, sono stati sviluppati due diversi algoritmi, uno che tiene conto della velocità del vento ed uno che invece non ne tiene conto. Il vento, infatti, può abbassare la temperatura del modulo per scambi convettivi. A tali formulazioni corrisponderanno dunque due diversi valori di produzione prevista. In dettaglio, la formulazione che non tiene conto della velocità del vento è la seguente:

$$T_{cella} = T_{aria} + \frac{NOCT - T_{rifNOCT}}{rad_{NOCT}} G \quad (3-1)$$

Dove le seguenti costanti sono state così definite:

- $NOCT=47\text{ °C}$  temperatura di una cella operativa in condizioni normali
- $T_{rifNOCT}=20\text{ °C}$  temperatura ambientale di riferimento per il NOCT
- $rad_{NOCT}=800\text{ W/m}^2$  irraggiamento di riferimento per il NOCT

Ogni costruttore fornisce le caratteristiche NOCT. La temperatura di NOCT varia tra 45 e 50 °C, in funzione condizioni installative: circa 45 °C per gli impianti a terra, 47 °C per gli impianti parzialmente integrati e 50°C per gli impianti totalmente integrati.

La formulazione semiempirica che tiene conto della velocità del vento ( $v$ ) è invece la seguente:

$$T_{cella} = T_{aria} \cdot 0.943 + G \cdot 0.028 - 1.528 \cdot v + 4.3 \quad (3-2)$$

### 3.2 Calcolo della potenza lato DC

Il modello realizzato tiene conto di quelle che sono diverse fonti di perdita: sporco, mismatch (disomogeneità nel comportamento delle celle), riflessione, perdite nei cavi, e conversione DC/AC. Tali fonti di perdita vengono rappresentate mediante l'utilizzo di rendimenti, che sono stati così definiti:

- $\eta_{DIRT}=0.976$
- $\eta_{REFL}=0.973$
- $\eta_{MISMATCH}=0.97$
- $\eta_{CABLE}=0.99$
- $\eta_{MIX} = \eta_{DIRT} \cdot \eta_{REFL} \cdot \eta_{MISMATCH} \cdot \eta_{CABLE}$

Per tener conto del comportamento del modulo al variare della temperatura rispetto alle condizioni standard si introduce inoltre il rendimento termico:

- $\gamma_{th}=-0.005 [1/^\circ\text{C}]$

Si introduce infine un termine di rendimento che permetta di modellizzare l'invecchiamento dei moduli. Tale termine varia in funzione del numero di anni  $n$  in cui l'impianto in analisi è stato operativo:

- $\eta_{LIFE} = 1 - 0.009 \cdot n$

Definiti i termini di perdita, è possibile calcolare la potenza prodotta a lato DC come:

$$P_{DC} = P_{nom} \eta_{MIX} \eta_{LIFE} \frac{G - G_0}{1000} (1 + \gamma_{th} (T_{cella} - T_{STC})) \quad (3-3)$$

Avendo definito  $G_0$  la soglia minima di irraggiamento per la quale il pannello produce. La potenza nominale dell'impianto, recuperata dall'anagrafica degli impianti, si riferisce a condizioni di funzionamento standard. Per conoscere la potenza lato AC, immessa quindi in rete, è necessario introdurre il rendimento del convertitore. Si procede quindi ad analizzare il modello utilizzato per valutare le perdite dell'inverter.

### 3.3 Descrizione del modello inverter

Le perdite introdotte dall'inverter possono essere scomposte in più termini:

- $P_0 = P_{nom} \cdot \alpha$  Perdite a vuoto dell'inverter
- $P_{lin} = P_0 / P_{nom}$  Perdite lineari dell'inverter
- $P_{quad} = P_{lin} / P_{nom}$  Perdite quadratiche dell'inverter

Con  $\alpha = 0.7\%$ .

L'equazione quadratica che permette di determinare il rendimento dell'inverter è:

$$\eta_{inv} = \frac{P_{AC}}{P_{AC} + P_0 + P_{lin} \cdot P_{AC} + P_{quad} \cdot P_{AC}^2} \quad (3-4)$$

Non conoscendo però la potenza lato alternata, è necessario definire la curva di rendimento in maniera discreta, per ottenere così il valore di rendimento mediante interpolazione. Fissato il numero di punti del modello dell'inverter a 100, viene elaborato un vettore contenente i valori di potenza lato alternata. Poiché è stato scelto un modello a 100 punti, tale vettore conterrà i valori dall'1% al 100% della potenza nominale. Applicando la formula (1-11) si ottiene la caratteristica di rendimento. A titolo esemplificativo si riporta in Figura 3.3.1 la caratteristica dell'impianto Lomb6, di potenza nominale pari a 1255,5 kW.

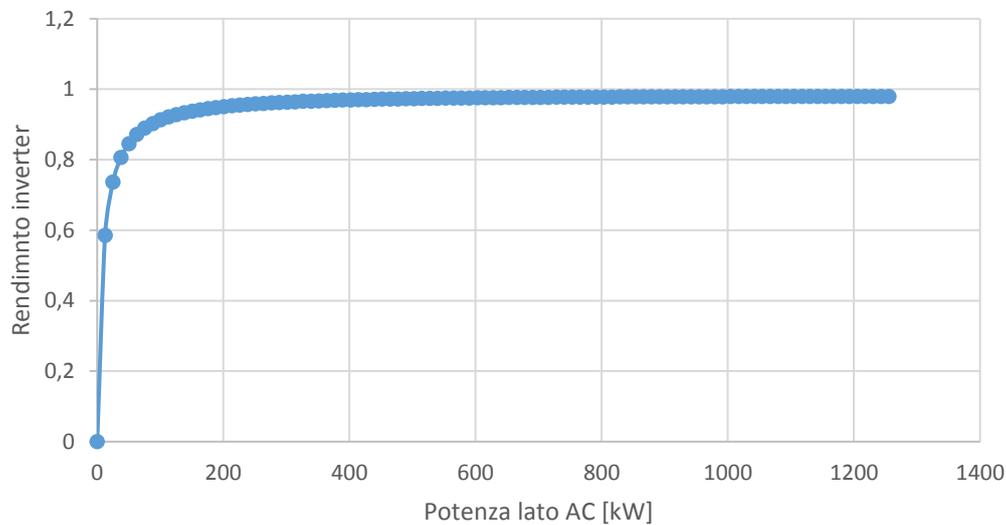


Figura 3.3.1: Curva di rendimento dell'inverter in funzione della potenza AC per l'impianto Lomb6

Nota la relazione che lega potenza lato DC, potenza lato AC e rendimento, è possibile quindi ricavare la caratteristica che lega la potenza lato DC con la potenza lato AC. Tramite la funzione *interp1* di Matlab, è possibile individuare, assegnato il valore di potenza DC, il rendimento corrispondente e, di conseguenza, la potenza lato AC prodotta. Vale infatti:

$$P_{AC} = P_{DC} \cdot \eta_{inv} \quad (3-5)$$

### 3.4 Dati in ingresso al modello

Il modello matematico descritto precedentemente consente di elaborare la potenza elettrica, che si presume un impianto fotovoltaico possa produrre, note le condizioni meteorologiche e le caratteristiche dell'impianto stesso. Le informazioni che è necessario inserire in ingresso al modello sono dunque le seguenti: irraggiamento, temperatura della cella, velocità del vento e potenza nominale dell'impianto.

Queste informazioni sono state ricavate dalle informazioni contenute in anagrafica ed andando a cercare, con l'ausilio di Google Maps e, le esatte coordinate di ciascuno degli impianti in analisi. Latitudine e longitudine sono state quindi inserite all'interno del sito *www.soda-pro.com*. Per determinare le

informazioni di temperatura e irradianza, è stato inoltre necessario individuare, con l'ausilio di Maps e dell'elaboratore PVGIS l'angolo di tilt e l'angolo di azimut. A questo punto, il sito sopra indicato restituisce:

- La velocità del vento nell'anno indicato a 10m di altezza dal suolo [m/s] all'anno indicato.
- Temperatura dell'aria [°C] e irradianza [ $W/m^2$ ] di un anno tipico alle coordinate indicate, elaborato sulla base di database climatologici contenenti le informazioni metereologiche del periodo compreso tra il 1961 ed il 1990

La scelta di un dato di tipo statistico per quanto riguarda l'informazione dell'irraggiamento permette di dare al modello una valenza previsionale sull'intero anno. Nota l'informazione di irradianza media di 30 anni, sarà possibile computare una previsione della produzione di un anno futuro.

Per poter calibrare il modello, giungendo ad un maggior grado di dettaglio, sono state elaborate le informazioni di irraggiamento riferite all'anno 2018 per alcuni impianti. Tali dati sono stati reperiti sempre dal sito *www.soda-pro.com*, che fornisce l'irradiazione globale, alle coordinate indicate, per l'anno scelto, su un piano ad inclinazione nulla. Nell'*Allegato 1* viene fornita una fonte alternativa da cui ricavare i dati necessari, ossia il sito Arpa Lombardia. Con l'ausilio delle equazioni per il riporto dell'irraggiamento da piano orizzontale a piano inclinato (paragrafo 1.1.3), sono stati elaborati i valori all'inclinazione del modulo, in modo tale da poter comparare i risultati ottenuti dal modello previsionale nelle due casistiche di dati in ingresso. L'algoritmo che è stato implementato per riportare le informazioni di irradianza da piano orizzontale a piano inclinato, riportato in *Allegato 6*, ed i dati in ingresso a tale modello, vengono descritti al paragrafo 3.5.

Il grado di dettaglio delle informazioni in ingresso influenza direttamente la capacità del modello di predire in maniera accurata l'energia in uscita da un'impianto in analisi. Sulla base dell'obiettivo di previsione che ci si pone, sarà quindi opportuno inserire di irraggiamento, temperatura e velocità del vento quanto più accurate possibile. I dati di irradianza ottenuti statisticamente potrebbero essere quindi sufficienti per una previsione sull'intero anno o sul singolo mese (le eventuali discrepanze su base giornaliera andranno infatti a compensarsi), mentre per effettuare una previsione più accurata ed anche su intervalli di tempo ridotta (ad esempio previsione della produzione da fonti rinnovabili in un dato giorno o in una specifica ora) sarà necessario utilizzare dati riferiti al periodo in esame.

### 3.5 Funzione per il riporto dei dati di irradianza da piano orizzontale a piano inclinato

Per ottenere l'informazione di irradianza globale su piano inclinato, si fa riferimento alle nozioni teoriche riportate al paragrafo 1.1.3, ed in particolare alle seguenti equazioni:

$$G_T = G_{bn} \cdot \cos\theta + G_d \cdot F_{c-s} + \rho \cdot G \cdot F_{c-g} \quad (3-6)$$

Avendo definito:

- $F_{c-s} = \frac{1+\cos\beta}{2}$  fattore collettore-cielo
- $F_{c-g} = \frac{1-\cos\beta}{2}$  fattore collettore-terra
- $\theta$  angolo di incidenza della radiazione diretta su una superficie inclinata a piacere-

E l'angolo  $\theta$  ricavabile tramite relazioni geometriche:

$$\cos\theta = \cos\theta_z \cos\beta + \sin\theta_z \sin\beta \cos(\gamma_s - \gamma) \quad (3-7)$$

Per ciascun impianto per il quale si vuole calcolare l'irradianza globale, dunque, vengono inseriti come input al programma i seguenti dati:

- Irradianza di beam su piano orizzontale [kWh/m<sup>2</sup>]
- Irradianza diffusa su piano orizzontale [kWh/m<sup>2</sup>]
- Irradianza globale su piano orizzontale [kWh/m<sup>2</sup>]
- Irradianza di beam su piano mobile con angolo di incidenza ortogonale al sole [kWh/m<sup>2</sup>]
- Latitudine e longitudine dell'impianto [°]
- Angolo di tilt [°]
- Fattore di albedo

Per quanto riguarda il fattore di albedo, che esprime l'informazione del tipo di ambiente in cui l'impianto è inserito e, di conseguenza, dell'eventuale presenza di superfici riflettenti. Per gli impianti analizzati si è fatto riferimento ai valori del coefficiente di riflessione indicati dalla norma UNI 8477 e riportati in Tabella 3.5.1.

<b>Albedo</b>	$\rho$
Neve	0,75
Superficie acquose	0,07
Suolo (creta, marne)	0,14
Strade sterrate	0,04
Bosco con conifere	0,07
Bosco autunnale	0,26
Asfalto invecchiato	0,10
Calcestruzzo invecchiato	0,22
Foglie morte	0,30
Erba secca	0,20
Erba verde	0,26
Tetti e terrazze in bitume	0,13
Pietrisco	0,20
Superfici scure di edifici (mattoni scuri)	0,27
Superfici chiare di edifici (mattoni chiari)	0,6

Tabella 3.5.1: Valori di albedo tabulati nella norma UNI 8477 [14]

Dalle informazioni in ingresso, l'algoritmo ricava l'angolo di inclinazione solare  $\delta$  per ciascun impianto e per ciascuna ora dell'anno, che varia in un range compreso tra  $-23.13$  e  $+23.13$  °, con massimo nel periodo di agosto (Figura 3.5.1)

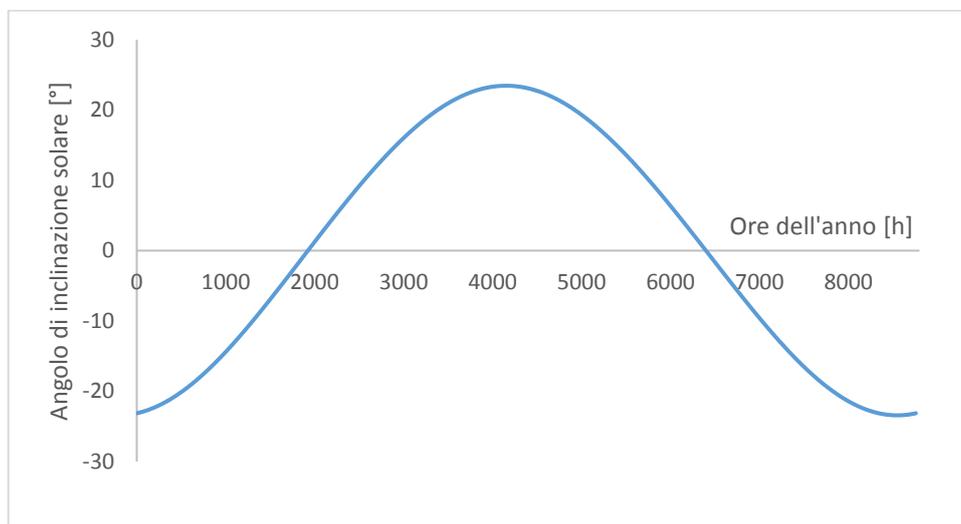


Figura 3.5.1: Angolo di inclinazione solare nelle diverse ore dell'anno

Per verificare il corretto funzionamento dell'algoritmo di riporto, per alcuni impianti sono stati scaricati i dati di irradianza trentennali sia su piano orizzontale che su piano inclinato. È stato quindi fatto un confronto tra questi dati su base

giornaliera e mensile. Lo stesso confronto è stato quindi fatto sui dati 2018, ed è stata verificata la coerenza tra i risultati ottenuti nei due casi: dati statistici trentennali e dati 2018. Si riportano a titolo esemplificativo i confronti fatti su base mensile per un impianto tipo situato in provincia di Mantova:

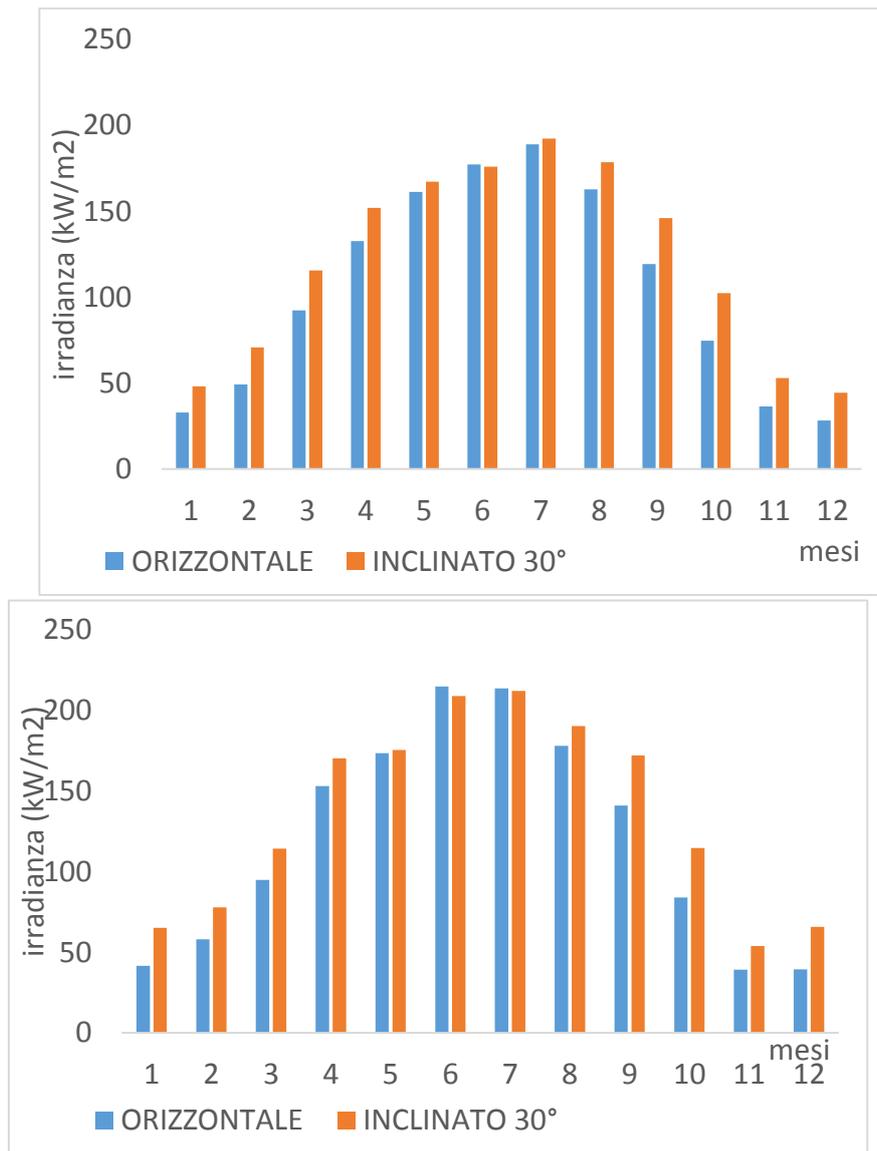


Figura 3.5.2: Differenza tra irradianza su piano orizzontale e inclinato a 30°, dati statistici (sopra) e dati 2018 (sotto)

### 3.6 Esempio di applicazione del modello e confronto coi dati di produzione reali

Vengono riportati a titolo esemplificativo i risultati di produzione attesa, elaborati tramite dati di irradianza, temperatura e velocità del vento nell'anno di riferimento 2018, per un impianto situato in provincia di Milano. Tali risultati sono stati quindi confrontati con i dati di produzione reali per lo stesso impianto.

L'impianto presenta le seguenti caratteristiche:

- Località: Provincia di Milano
- Tecnologia: Sicilio policristallino
- Potenza nominale: 1800,9 kW

Per conoscere l'angolo di Azimut, l'inclinazione ottimale e il contesto ambientale in cui l'impianto si trova, lo si individua tramite Google Maps:



Figura 3.6.1: Localizzazione dell'impianto 'UPN\_2017045\_01' [9]

Si tratta quindi di un impianto installato sul tetto di un edificio, orientato a sud. Tramite PVGIS [3], si individua come ottimale un angolo di tilt pari a  $36^\circ$ .

Vengono riportati i grafici con l'andamento della produzione oraria prevista e confrontati con la produzione effettivamente misurata. Per vedere l'elaborazione fornita dal modello creato sia coerente con la produzione reale, viene proposto il grafico per la giornata del 4 luglio 2018, scelta in quanto la produzione reale presentava un andamento pressochè ideale per un impianto fotovoltaico (Figura 3.6.2). Ci si è posti cioè nelle condizioni di giornate serene. Nel visualizzare i grafici

occorre sempre tener conto che i dati sono mediati sull'ora, le linee tra un dato e l'altro sono state tracciate per una maggior facilità di lettura e confronto degli andamenti.

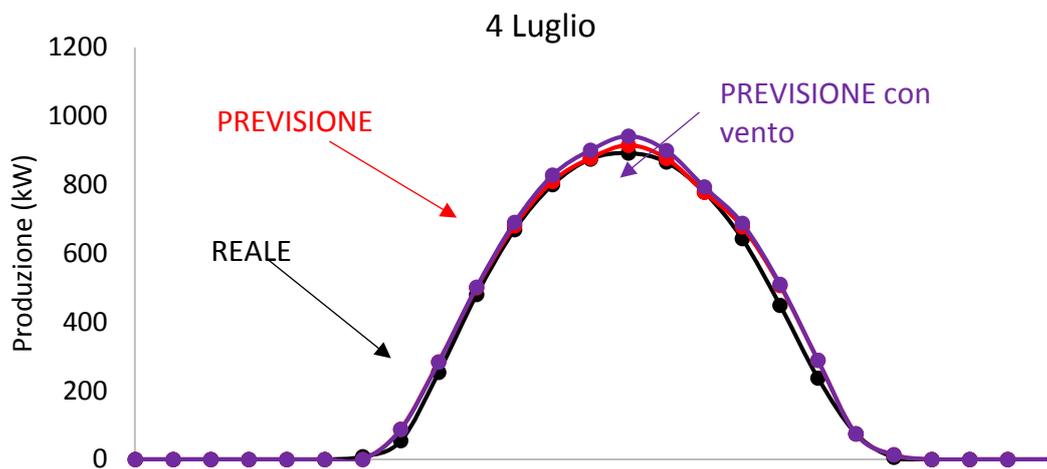


Figura 3.6.2: Produzione reale, prevista e prevista tenendo conto dell'informazione del vento per l'impianto UPN\_2017045\_01, 4 luglio 2018

Se si osserva il dettaglio della giornata presa in esame, è possibile fare alcune osservazioni.

Innanzitutto, è possibile notare in questo caso la previsione risulti ottimistica rispetto alla produzione effettiva. Per l'impianto preso in esame la produzione prevista sull'intero anno è superiore a quella effettivamente realizzata per l'intero anno. Come ci si aspetta vista la natura del generatore, lo scarto maggiore tra produzione prevista e reale si ha nei mesi invernali.

In secondo luogo, i due profili di produzione prevista (tenendo conto o meno dell'informazione del vento) sono molto vicini tra di loro. Più in particolare, tra i due profili esiste uno scarto sull'intero anno dell'1%. Tale ordine di grandezza, come verrà meglio evidenziato nel Capitolo 4, si ritrova nella maggior parte degli impianti, per cui si può evincere che per la regione Lombardia il vento abbia un'influenza trascurabile nella valutazione della produzione di energia elettrica da pannello fotovoltaico.

Si può infine osservare come la curva di produzione reale risulti spostata sull'asse del tempo dalle curve di previsione. Tale "traslazione" si ripresenta analizzando intervalli di tempo più lunghi, prendendo ad esempio i profili di

produzione su un intero mese. Ciò suggerisce che tale errore sia dovuto ad una mancata sincronizzazione tra l'orario di riferimento per le misure di energia prodotta e l'orario di rilevazione dei dati meteorologici. Per visualizzare come l'utilizzare i dati di previsione relativi all'anno in esame permetta di ottenere andamenti coerenti, anche nelle giornate a cielo coperto, vengono riportati gli andamenti ottenuti per lo stesso impianto nella prima settimana di ottobre (per comodità di lettura viene riportata solo la previsione che non tiene conto dell'informazione della velocità del vento), Figura 3.6.3.

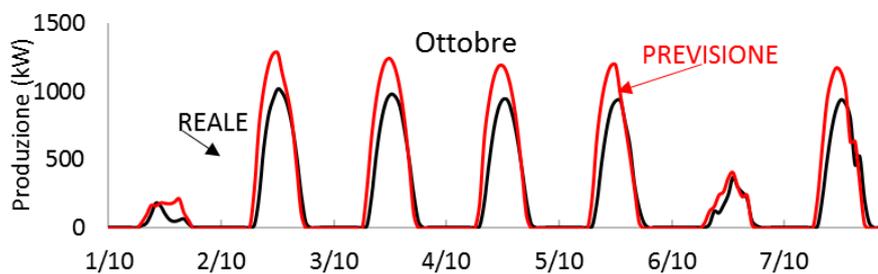


Figura 3.6.3: Produzione reale e prevista per l'impianto Lomb9, periodo 1-7 Ottobre 2018

Si può osservare come ci sia una corrispondenza tra le giornate a cielo sereno e a cielo nuvoloso nelle due caratteristiche di produzione. Trova inoltre conferma l'ipotesi di una mancata sincronizzazione tra gli orologi delle informazioni meteorologiche e di produzione.

Per quanto riguarda le discrepanze nelle forme degli andamenti, nel caso di giornate a cielo coperto sono da imputare al grado di dettaglio dell'informazione di radiazione rispetto alla posizione reale dell'impianto. Risulta invece evidente, dai profili delle giornate a cielo sereno, come questo particolare impianto non lavori alla prestazione massima definita dai dati contenuti in anagrafica, ovvero alla potenza di picco. Tale tipo di discrepanza rientra nella casistica di condizioni di lavoro reali di un impianto fotovoltaico. Un generico impianto, infatti, potrebbe produrre meno dell'energia che potrebbe realizzare in condizioni di normale funzionamento a causa di difetti strutturali, di manutenzione e installativi. Per tener conto di questo tipo di problematica, ed ottenere quindi risultati di previsioni quanto più possibile fedeli alla realtà, verrà introdotto un fattore moltiplicativo della potenza nominale tra le variabili da ottimizzare.

---

## Capitolo 4

# 4 Applicazione del modello previsionale ed analisi dei risultati ottenuti

Definito il modello che consente di elaborare i profili di produzione, tale modello è stato applicato a ciascuno dei 114 impianti individuati per il 2018 (paragrafo 2.5.4) e dei 237 per il 2017 (paragrafo 2.5.5). Per poter fare ciò si è reso necessario il lavoro di individuazione di ciascun impianto su Google Maps [13], di elaborazione delle condizioni ottimali di funzionamento tramite PVGIS [10] e di salvataggio delle informazioni metereologiche ricavare dal sito Soda [12]. Poiché l'obiettivo di partenza era ottenere un modello in grado di stimare la produzione di un impianto sull'intero anno, anche non conoscendo con sufficiente accuratezza le informazioni metereologiche (dato che l'applicazione sarà su modelli previsionali) si è scelto di utilizzare (vista anche l'immediata disponibilità dei dati nel corretto riferimento di inclinazione dei moduli) i dati di irradianza e temperatura basati su statistiche trentennali. L'aver analizzato più di un anno risulta utile al fine di verificare che i risultati siano ripetibili. In prima battuta, infatti, si vuole verificare che il funzionamento dell'algoritmo sia coerente nei due anni.

Al fine di migliorare la stima del modello e renderla il più vicino possibile al dato orario di produzione disponibile, è stato poi implementato un algoritmo di ottimizzazione. Tale algoritmo, riportato in *Allegato 7*, è stato sviluppato con l'intento di ottenere un set di parametri, riferito alla taglia dell'impianto, che, applicato al modello, consenta di ridurre al minimo lo scarto quadratico per ogni ora del periodo in esame. L'algoritmo di ottimizzazione è stato applicato ad un limitato numero di impianti per i quali sono state utilizzate le informazioni metereologiche dell'anno in esame, al fine di ottenere risultati quanto più vicini possibile agli andamenti reali.

## 4.1 Risultati simulazioni anno 2018

Per comprendere i risultati di seguito riportati è necessario tenere presente la seguente formulazione, che implica che quanto lo scarto è positivo il modello ha sovrastimato la produzione rispetto alla reale:

$$Scarto = \frac{P_{prevista} - P_{reale}}{P_{reale}} \% \quad (4-1)$$

I risultati ottenuti per i singoli impianti vengono ordinati in maniera crescente per comodità di lettura.

Per poter procedere ad analizzare i risultati ottenuti, un primo passo è stato quello di considerare gli impianti che presentavano uno scarto particolarmente elevato. Sono stati individuati, in particolare, due impianti, che presentano uno scarto superiore al 45%. Entrambi si trovano nella medesima località, a poca distanza l'uno dall'altro. Data la natura montuosa della zona è possibile considerare che si tratti di uno scarto dovuto ad uno scarso irraggiamento. A conferma di ciò, gli stessi impianti, individuati come presumibilmente validi per l'anno 2017, hanno portato uno scarto superiore al 40% rispetto alla produzione di quell'anno. Si osserva come, andando ad analizzare i singoli mesi del 2018, solo la produzione estiva presenti valori adeguati, per entrambi gli impianti:

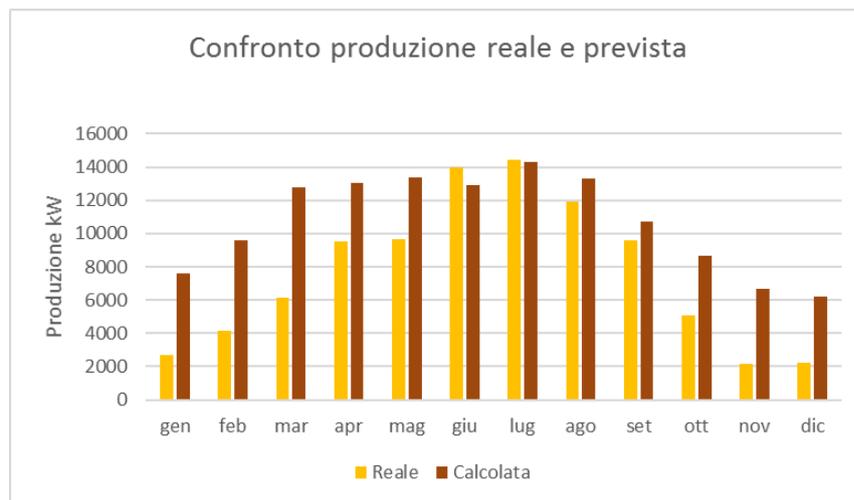


Figura 4.1.1: impianto 'UPN\_0562424\_01'

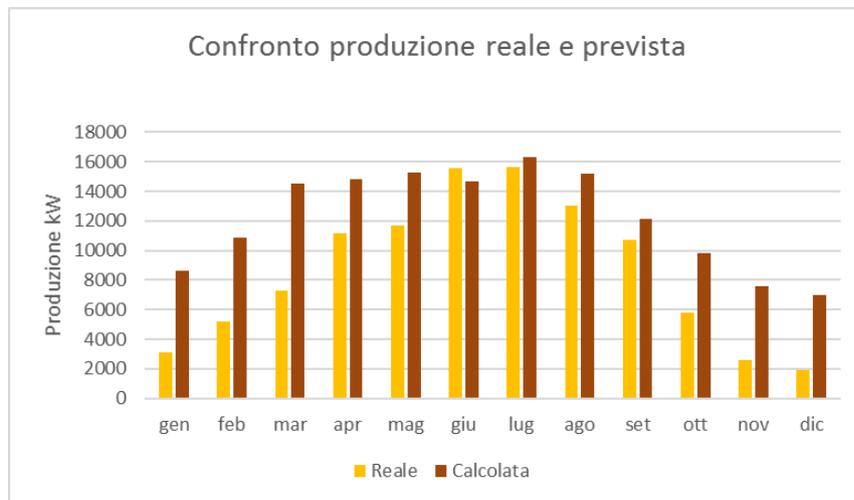


Figura 4.1.2: impianto 'UPN\_0562390\_01'

In conclusione, tali impianti sono stati eliminati dai risultati di seguito riportati. Scartando anche questi due impianti, dunque, rimangono 111 impianti, il cui scarto tra produzione reale e prevista (senza vento), sull'intero anno, è compreso tra -18 e +23%. Dai risultati ottenuti non è stato individuato, come ci si aspetterebbe alcun tipo di relazione tra gli scarti ottenuti e la localizzazione degli impianti, nonché tra gli scarti (sia in termini di modulo che di segno) e la taglia dell'impianto.

Per confermare l'utilità di aver introdotto un fattore correttivo che tenga conto dell'invecchiamento dei moduli, vengono prima presentati i risultati ottenuti con il modello previsionale che non tiene conto della velocità del vento, introducendo o meno il fattore correttivo (Figura 4.1.3). Si può notare come, precedentemente all'inserimento del fattore correttivo, per la maggior parte degli impianti la previsione era superiore alla produzione effettiva (come ci si poteva aspettare, dal momento che si è cercato di inserire come riferimento le condizioni operative ottimali).

Introducendo una correzione non lineare, ma basata sull'anno di installazione dell'impianto, si ottiene che per metà degli impianti la produzione è stata sovrastimata, e per metà sottostimata. Il nuovo range di errore è compreso tra -22% e +18%, non si discosta quindi molto dal precedente range.

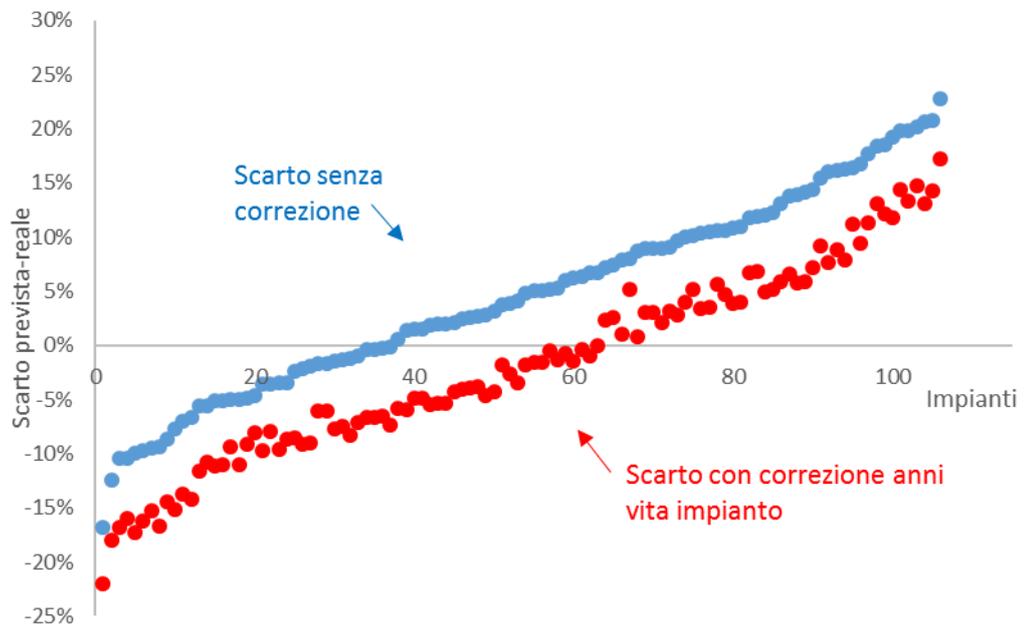


Figura 4.1.3: Scarto tra produzione prevista e reale, per il modello senza vento, introducendo (in blu) o meno (in rosso) la correzione sulla vita dell'impianto, 2018

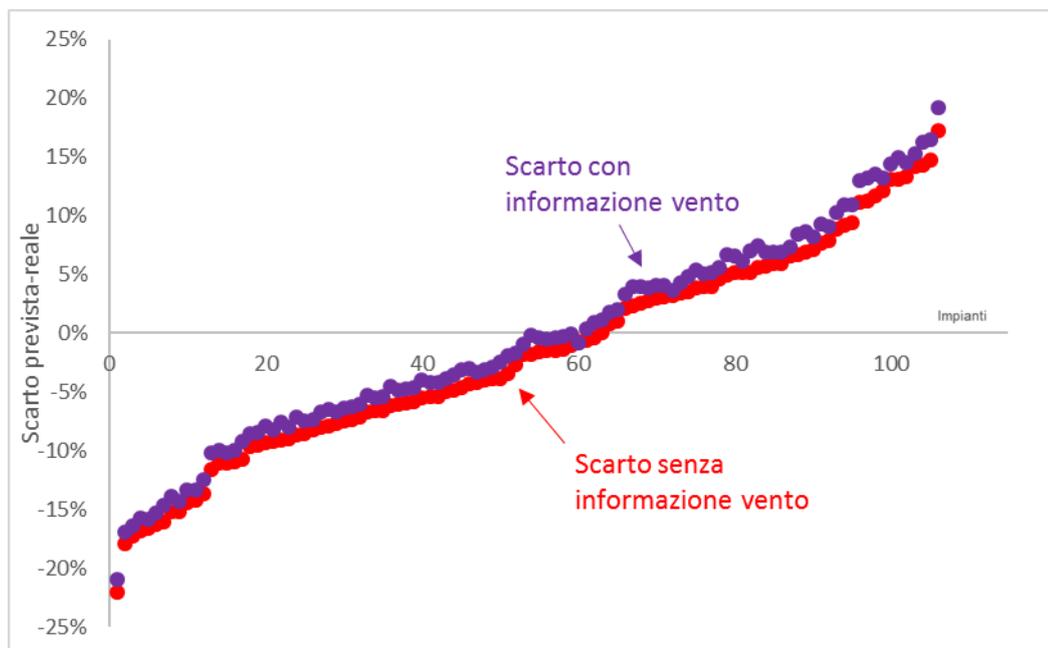


Figura 4.1.4: confronto tra gli scarti tra produzione stimata e reale (2018) per i due modelli.

Per quanto riguarda la differenza nel trattare o meno l'informazione della velocità del vento (e quindi la sua influenza nel determinare la temperatura della cella, dai risultati riportati in Figura 4.1.4, risulta evidente come tale influenza sia minima. Lo scarto tra i due modelli è compreso tra l'1% ed il 2%, con previsione di produzione più elevata per il modello con vento. Tali risultati risultano in linea con le caratteristiche della regione in esame, la Lombardia, in cui, per la dimensione ed il tipo di installazione prevalente, e per le caratteristiche meteo, l'influenza del vento sulla produzione da fonte fotovoltaica è minima, laddove per regioni con caratteristiche diverse ci si aspetta che la differenza tra i due modelli sia consistente.

Per quanto riguarda il significato del segno dello scarto annuale rispetto alla produzione mensile, si attesta che nel caso di previsione superiore alla produzione reale, lo scarto mensile maggiore si avrà nei mesi "invernali", mentre nei mesi da aprile a settembre tale scarto sarà minore, arrivando, in alcuni casi, ad avere una previsione inferiore alla produzione reale. Si riporta a titolo esemplificativo un impianto tipo di taglia 97 kW, per il quale lo scarto annuale risulta essere del +5% (Figura 4.1.5).

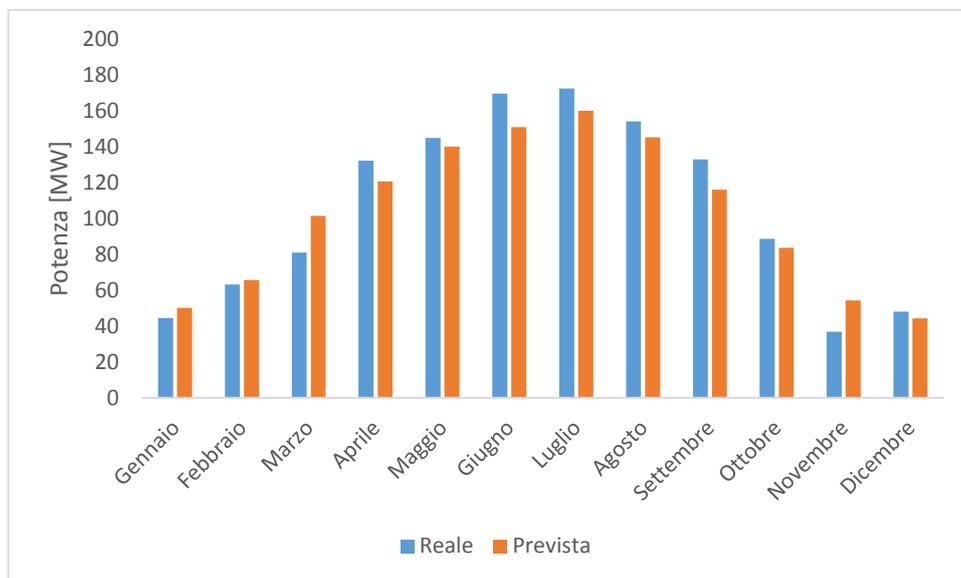


Figura 4.1.5: Confronto tra produzione reale e prevista per i singoli mesi su un impianto tipo, con scarto annuale positivo

Nel caso invece, di scarto annuale con segno negativo, tipicamente la produzione reale sarà quasi sempre superiore alla prevista, ma con maggior distacco nei mesi da aprile a settembre. Si riporta, a titolo esemplificativo, la potenza

prodotta e prevista per un impianto tipo di taglia 2150 kW, in cui lo scarto annuale è pari a -17%.

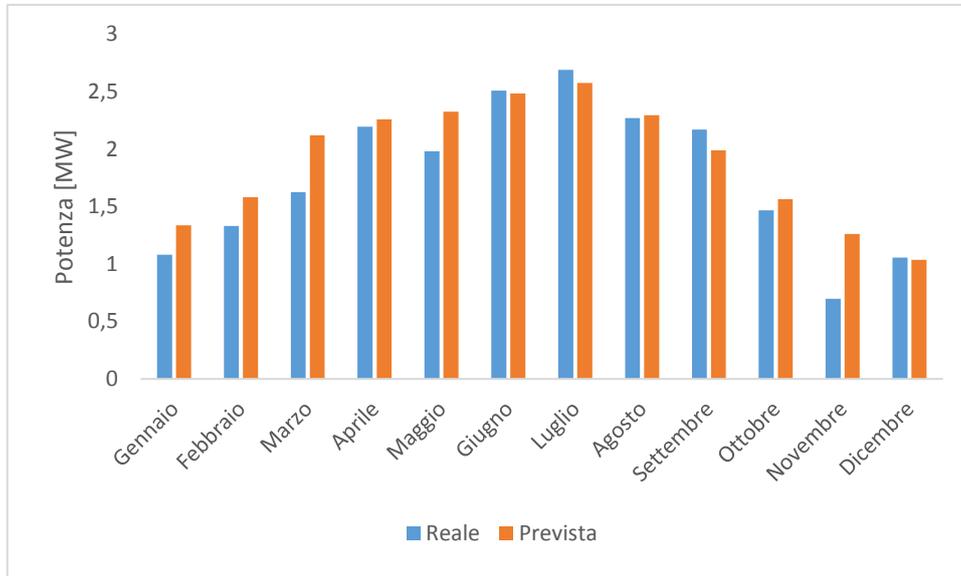


Figura 4.1.6: Confronto tra produzione reale e prevista per i singoli mesi, su un impianto tipo, con scarto annuale negativo.

Conoscere come il segno dello scarto annuale possa riflettersi sulla valutazione dello scarto su base mensile/stagionale, risulta utile in fase di ottimizzazione. In contesto applicativo, nel voler cioè utilizzare il modello per realizzare una previsione futura, non si conoscerà a priori il segno dello scarto, di conseguenza realizzare un'ottimizzazione sui soli mesi estivi piuttosto che sui soli mesi invernali potrebbe portare benefici limitati rispetto ad un'ottimizzazione fatta sull'intero anno.

## 4.2 Risultati simulazioni anno 2017

Come accennato in precedenza, l'indagine sulla produzione degli impianti presenti nella regione Lombardia nell'anno 2017, è stata realizzata con una duplice finalità. Da un lato si voleva verificare se, al termine del processo di filtraggio, fosse possibile arrivare ad una rappresentazione degli impianti di partenza valida da punto di vista statistico. In secondo luogo, si voleva verificare che i risultati ottenuti dall'applicazione del modello previsionale fossero coerenti con i dati di produzione e con i risultati ottenuti per il 2018. Per ottenere risultati confrontabili, dunque, per

i 237 impianti in esame, sono state utilizzate le informazioni di irraggiamento e temperatura ricavate da dati trentennali.

Una volta noti gli scarti annuali, calcolati secondo la formula (4-2), sono stati analizzati individualmente gli impianti che presentavano scarti molto elevati, distanti dagli altri risultati. Sono stati così eliminati i due impianti già individuati come problematici nell'analisi 2018 e, laddove necessario, sono state fatte delle riconsiderazioni sugli angoli di tilt e azimut.

Osservando i risultati riportati in Figura 4.2.1, si nota come, pur avendo a disposizione un numero doppio di impianti, anche in questo caso il range di scarti ottenuti si attesta intorno al  $\pm 19\%$  per la previsione che non tiene conto dell'invecchiamento degli impianti. Anche in questo caso, per la maggior parte degli impianti (circa il 64%), la previsione è superiore rispetto alla potenza effettivamente prodotta. Anche in questo caso l'aver tenuto conto dell'invecchiamento degli impianti non ha prodotto sensibili miglioramenti nel range dei possibili valori di scarto (il nuovo range va dal  $-24\%$  al  $+12\%$ , restringendo il range complessivo di due punti percentuali)

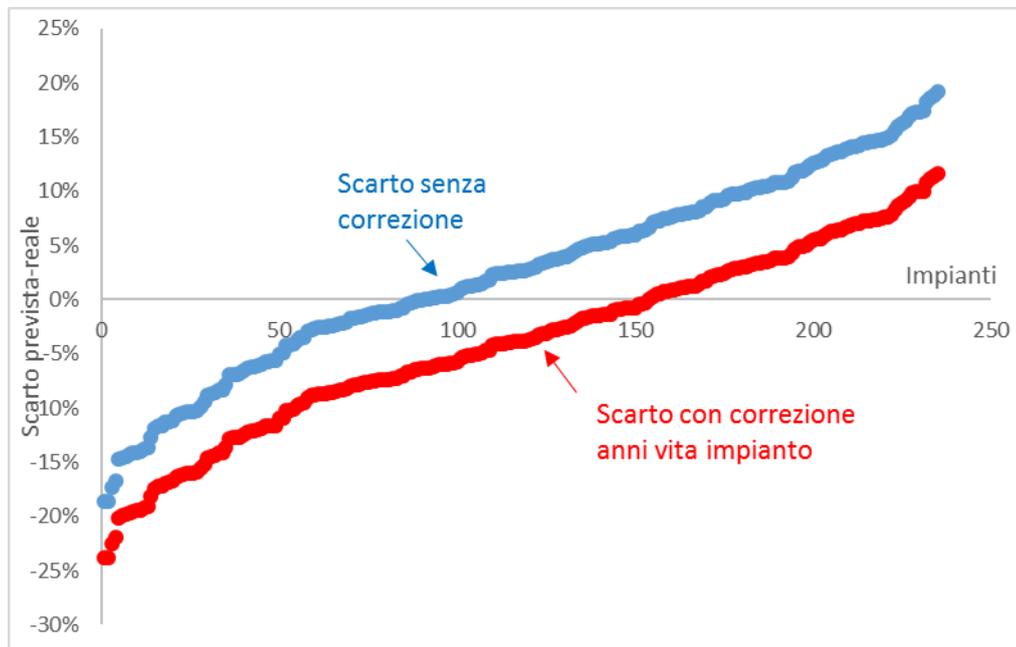


Figura 4.2.1: Scarto tra produzione prevista e reale, per il modello senza vento, introducendo (in blu) o meno (in rosso) la correzione sulla vita dell'impianto, 2017

Anche in questo caso avere l'informazione della velocità del vento all'interno del modello influenza poco il risultato finale. Tra i due modelli si conferma una differenza del 1-2%, con previsione del modello con vento superiore al caso senza. Per il 2017 si riconferma il legame tra produzione mensile e segno dello scarto annuale precedentemente individuato. Anche in questo caso non risultano esservi particolari legami tra taglia dell'impianto o sua localizzazione ed i risultati in uscita al modello.

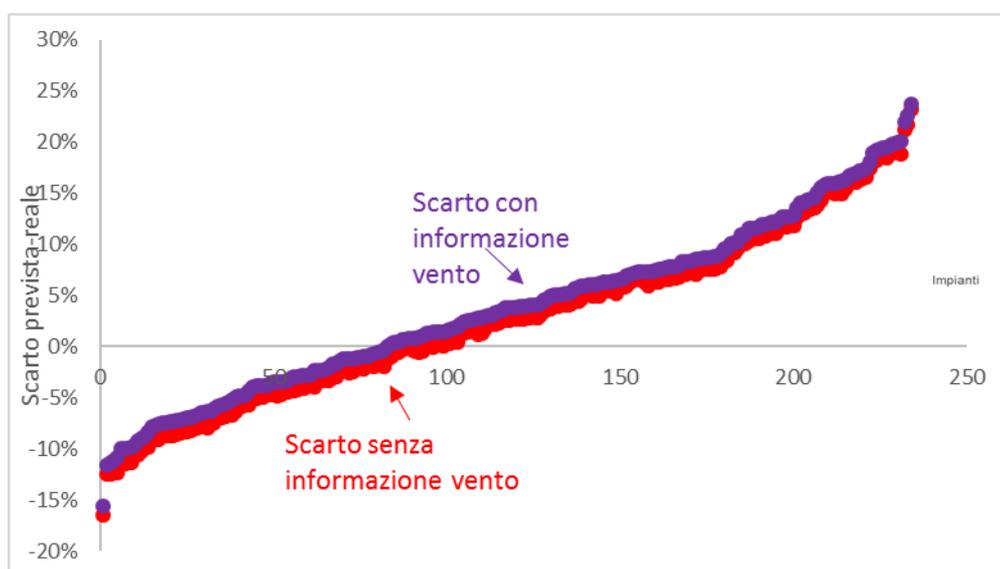


Figura 4.2.2: confronto tra gli scarti tra produzione stimata e reale (2017) per i due modelli, ovvero con o senza l'informazione del vento.

Un ultimo elemento di interesse che si può osservare sono gli impianti presenti in entrambe le analisi. Si tratta di 36 impianti, sparsi tra le 8 province rimanenti per il 2017, con potenza di picco compresa tra 99 e 3641 kW (10 impianti di potenza inferiore a 200 kW, 4 di potenza superiore ai 1000 kW ed i rimanenti di potenza compresa tra i 200 ed i 1000 kW). È interessante notare come per 35 di questi impianti la produzione reale nel 2018 sia stata inferiore od al più uguale alla produzione reale registrata nel 2017. Se si considera (Figura 4.2.3: Confronto della radiazione anno 2017(sopra) e 2018 (sotto) [17]) che la radiazione nell'anno 2018 è stata sensibilmente inferiore a quella avuta per l'anno 2017 [17] tale risultato si accorda con il fatto di aver individuato un maggior numero di impianti presumibilmente sani per l'anno 2018.

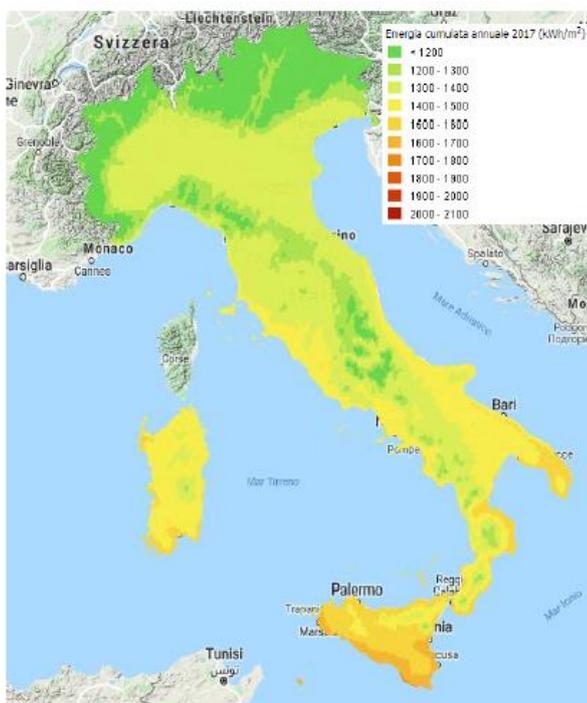
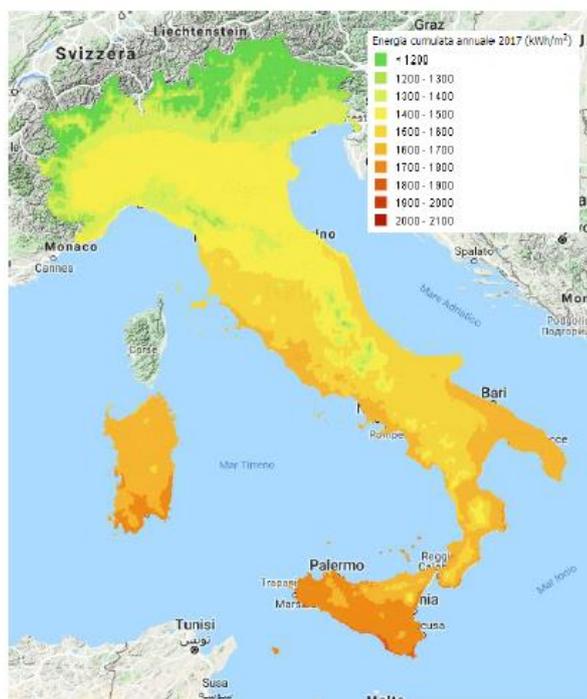


Figura 4.2.3: Confronto della radiazione anno 2017(sopra) e 2018 (sotto) [17]

### 4.3 Processo di ottimizzazione

In quest'ultima parte dell'elaborato, ci si pone l'obiettivo di ottenere una previsione che abbia uno scarto quadratico su base oraria minimo rispetto alla produzione effettiva. Con un simile algoritmo, infatti, è possibile pensare di arrivare ad ottenere un set di parametri, diversi a seconda della classe di potenza degli impianti fotovoltaici in esame, che, inseriti nel modello, consentano di ottenere una previsione quanto più accurata possibile. Per ottenere questo risultato sono state individuate alcune variabili che possono dipendere dalle condizioni installative o di funzionamento dell'impianto e che influenzano direttamente la previsione dell'energia prodotta dall'impianto. Individuate tali variabili, si è quindi passati ad utilizzare una funzione di ottimizzazione non lineare che, definite le variabili da ottimizzare ed i relativi valori massimi e minimi accettabili, calcoli i valori di tali variabili per i quali la funzione in analisi è minima. La funzione in ingresso all'algoritmo di ottimizzazione racchiude al suo interno il modello di previsione, e fornisce in uscita lo scarto quadratico medio calcolato ora per ora sull'intero anno.

L'algoritmo di ottimizzazione, riportato in *Allegato 7*, può essere applicato sia sul singolo impianto che su più impianti. Nel caso di più impianti in esame l'output sarà il set di valori che consente di ottenere il minimo scarto quadratico medio tra produzione prevista e produzione reale di tutti gli impianti messi assieme. Per ottenere la minimizzazione della funzione obiettivo è stata utilizzata la funzione *fmincon*, presente nell'ottimisation tool di matlab. Tale funzione di ottimizzazione non lineare vincolata, consente di trovare il minimo di una funzione obiettivo definendo i limiti superiore ed inferiore delle variabili coinvolte.

Naturalmente, poiché si sta minimizzando lo scarto ora per ora, per utilizzare l'algoritmo di ottimizzazione sono stati utilizzati i dati di irradianza e temperatura riferiti all'anno in esame, in questo caso il 2018. Nel caso in cui si utilizzi una fonte di dati diversa dal sito soda [12], i set di parametri ottimizzati di seguito individuati non saranno più attendibili e sarà necessario calcolare un nuovo set di parametri utilizzando l'algoritmo di ottimizzazione.

Come detto, i risultati riportati consentono di ottimizzare lo scarto quadratico medio dell'intero anno ottenuto su base oraria. In alternativa, è stata prevista la possibilità di cambiare la tipologia di ottimizzazione desiderata, e l'alternativa disponibile consente di calcolare il set di parametri che ottimizzi soltanto lo scarto tra potenza prevista dal modello e potenza prodotta dall'impianto sull'intero anno.

### 4.3.1 Definizione delle variabili da ottimizzare

Facendo delle considerazioni sulla natura del generatore fotovoltaico, sui dati a disposizione e sui legami matematici esistenti tra le variabili contenute nel modello previsionale, sono state individuate come ottimizzabili 4 variabili: un fattore  $\alpha$  moltiplicativo della potenza di picco degli impianti, il rendimento termico  $\gamma_{th}$ , la soglia minima di irraggiamento  $G_0$ , e la temperatura di NOCT. Di seguito vengono meglio descritte tali variabili e le ragioni che hanno portato a considerarle come dati da ottimizzare.

Il primo termine da ottimizzare viene introdotto sia per tener conto della possibilità di prestazioni del modulo inferiori ai dati di targa che per considerare il caso in cui vi sia un'irradianza superiore a quella di condizioni standard  $G=1000 \text{ W/m}^2$ . Qualora al termine del processo di ottimizzazione, risulti che tale fattore sia inferiore a 1, ci si aspetta che la previsione di produzione ottenuta col fattore ottimizzato sia inferiore a quella che sarebbe stata ricavata con fattore 1, e che, di conseguenza, la previsione sia più vicina alla produzione reale, soprattutto nei mesi invernali. Dualmente, un fattore moltiplicativo maggiore di 1 potrebbe migliorare, in fase di ottimizzazione, la previsione nei casi in cui si ha avuto un irraggiamento elevato, in particolare dunque nei mesi invernali. Si riportano a titolo esemplificativo le produzioni previste per un impianto tipo, nella giornata del 25 Luglio, con andamenti per fattore moltiplicativo 0.7, 1 e 1.1 (Figura 4.3.1).

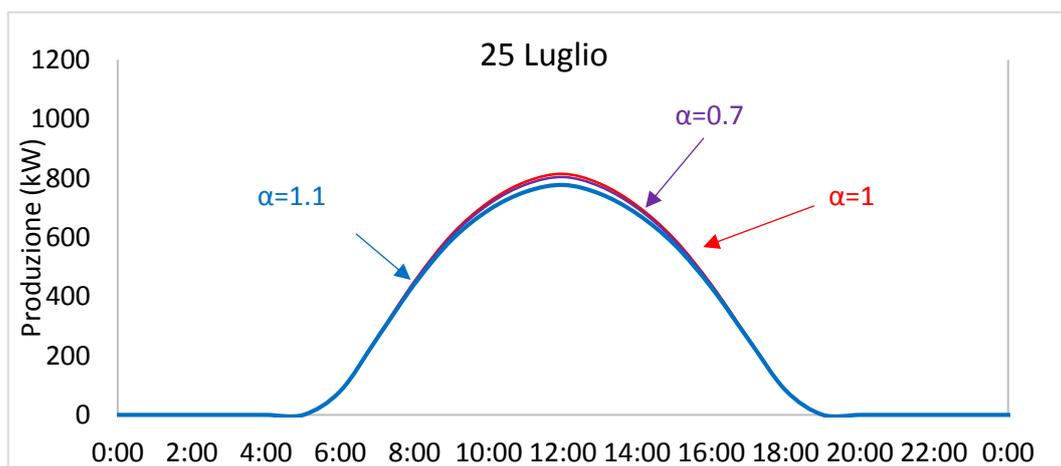


Figura 4.3.1: Previsioni ottenute al variare del coefficiente moltiplicativo della potenza dell'impianto

Per quanto riguarda il coefficiente termico di massima potenza del modulo fotovoltaico  $\gamma_{th}$ , esso porta l'informazione di quanto le prestazioni del modulo diminuiscano all'aumentare della temperatura. Tale dato viene fornito dai costruttori e dipende dalla tecnologia utilizzata. Il valore iniziale di questo parametro era stato fissato a  $-0.005$  [ $1/^\circ\text{C}$ ], valore tipico per moduli in silicio cristallino. Volendo tener conto del fatto che possa variare impianto per impianto in base alle caratteristiche costruttive, viene fissato un range di valori accettabili compreso tra  $-0.0035$  e  $-0.006$  [ $1/^\circ\text{C}$ ]. L'influenza del coefficiente termico risulta importante nelle più calde della giornata. Se si prende in esame una giornata soleggiata nel mese di luglio per l'impianto tipo 'UPN\_S03ASAR\_01' di taglia  $P_n=1148,4$  kW, si vede l'influenza del parametro tra le ore 9 e le ore 16, con differenze massime avvicinandosi all'orario di mezzogiorno. Risulta evidente come avere un coefficiente di modulo inferiore porti ad aumentare la potenza prevista nelle ore a irraggiamento elevata, mentre man mano che si aumenta il modulo la curva di previsione tende ad abbassarsi.

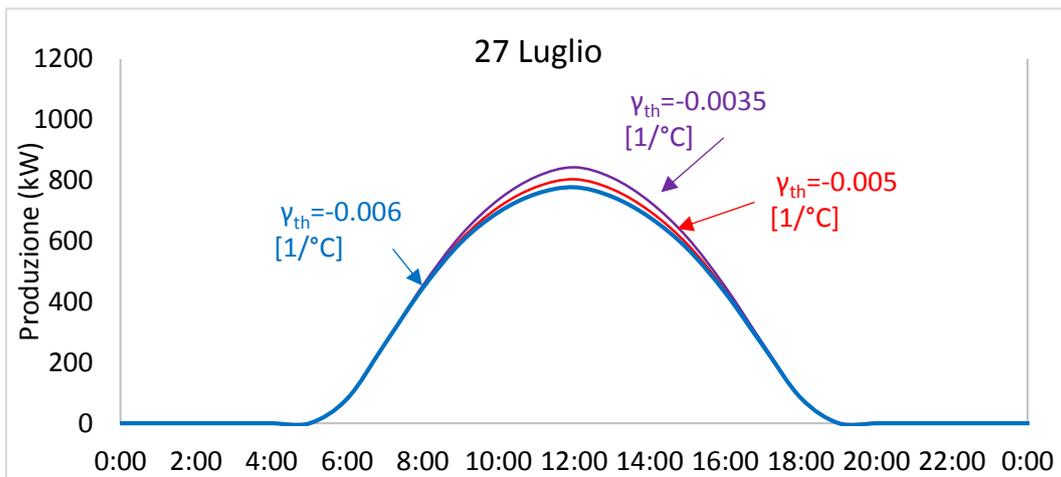


Figura 4.3.2: Influenza del coefficiente termico sulla potenza prevista

La soglia minima di irradianza  $G_0$ , invece, definisce il comportamento dell'impianto a basse irradianze. La soglia di irradianza, infatti, definisce l'irradianza minima per la quale il modulo non assume comportamento da utilizzatore. Sotto tale soglia il pannello viene spento. Per meglio comprendere come il parametro  $G_0$  influenzi la previsione si riporta la formula che consente di calcolare la potenza prevista:

$$P_{DC} = P_{nom} \eta_{MIX} \eta_{LIFE} \frac{G-G_0}{1000} (1 + \gamma_{th} (T_{cella} - T_{STC})) \quad (4-3)$$

Da tale formula risulta chiaro come la definizione dell'irradianza minima vada a definire la forma della caratteristica di previsione nelle prime ore della giornata. Avere una soglia minima di irradianza bassa significa accettare produzioni limitate, andando quindi ad innalzare il livello di produzione nelle prime ore della giornata ed in tarda serata. Viceversa, fissata una soglia alta di irradianza minima, il pannello inizierà a produrre in tarda mattinata e smetterà di produrre non appena il sole inizierà a calare.

Tabella 4.3.1: Produzione prevista a diverse soglie di irradianza minima

Data ora	G0=17.7 [W/m <sup>2</sup> ]	G0=10 [W/m <sup>2</sup> ]	G0=50 [W/m <sup>2</sup> ]
28/3/18 0.00	0	0	0
28/3/18 1.00	0	0	0
28/3/18 2.00	0	0	0
28/3/18 3.00	0	0	0
28/3/18 4.00	0	0	0
28/3/18 5.00	0	0	0
28/3/18 6.00	0	10,37479	0
28/3/18 7.00	179,2268	179,2268	179,2268
28/3/18 8.00	335,7329	335,7329	335,7329
28/3/18 9.00	398,9941	398,9941	398,9941
28/3/18 10.00	247,9452	247,9452	247,9452
28/3/18 11.00	457,5188	457,5188	457,5188
28/3/18 12.00	428,9928	428,9928	428,9928
28/3/18 13.00	360,1732	360,1732	360,1732
28/3/18 14.00	248,0776	248,0776	248,0776
28/3/18 15.00	178,36	178,36	178,36
28/3/18 16.00	119,4298	119,4298	119,4298
28/3/18 17.00	55,60688	55,60688	55,60688
28/3/18 18.00	12,60896	12,60896	0
28/3/18 19.00	0	0	0
28/3/18 20.00	0	0	0
28/3/18 21.00	0	0	0
28/3/18 22.00	0	0	0
28/3/18 23.00	0	0	0

Il valore di  $G_0$  dipende dall'impianto, per cui si è definito come accettabile un range compreso tra 10 e 50 W/m<sup>2</sup> (il valore iniziale era stato fissato a 17.7, valore tipico per impianti con moduli in silicio [15]). Ci si aspetta che la possibilità di ottimizzare questo parametro migliori la previsione nei periodi a scarso irraggiamento, in particolare nei mesi invernali e nelle giornate nuvolose. Per meglio comprendere le differenze introdotte tra valore minimo, massimo e di default di irraggiamento minimo, si riportano i valori di produzione prevista nei tre diversi casi per lo stesso impianto nella giornata del 28 marzo. Si può notare come la previsione con soglia di irradianza minima abbia due ore di produzione non nulla in più rispetto al caso a soglia di irradianza minima massima.

Il valore della temperatura di NOCT, infine, dipende dalle condizioni installative. Tale valore, generalmente vale 45 °C per impianti a terra, 47°C per impianti parzialmente integrati, e 50 °C per impianti totalmente integrati. In prima analisi era stato fissato un valore prefissato di 45 °C, non ottimizzato sul singolo impianto. Ci si aspetta dunque che lasciare ad un algoritmo di ottimizzazione la possibilità di ottimizzare tale parametro porti ad avere risultati diversificati in base alla tipologia di installazione. Ricordiamo che, tramite la relazione (), la temperatura di NOCT influenza direttamente la temperatura della cella:

$$T_{cella} = T_{aria} + \frac{NOCT - T_{rifNOCT}}{rad_{NOCT}} G \quad (4-4)$$

Come visto in precedenza, la temperatura della cella influenza di conseguenza il rendimento nel processo di conversione dell'energia da solare ad elettrica.

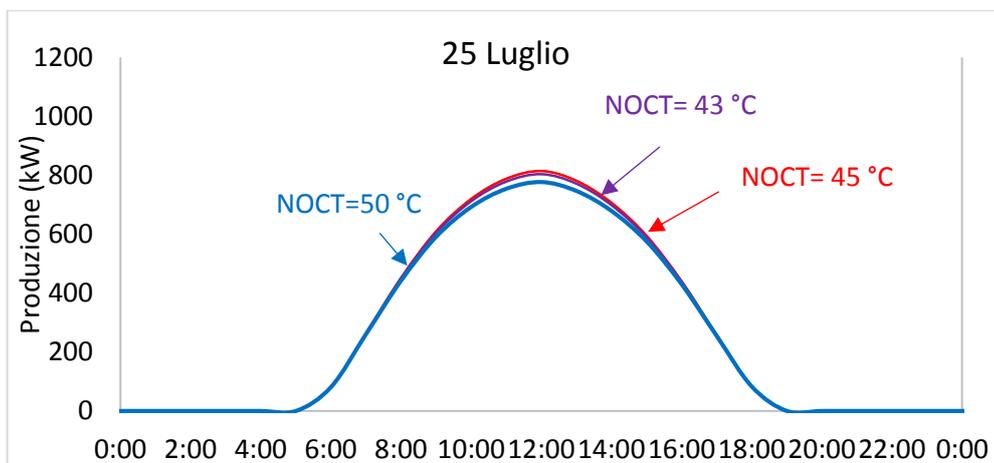


Figura 4.3.3: Risultati di produzione prevista per diversi valori di NOCT

L'influenza della temperatura di NOCT sarà pertanto più visibile nelle ore più calde della giornata, in particolare nei mesi estivi. All'aumentare della temperatura di NOCT, aumenta la temperatura della cella e, di conseguenza, diminuirà il rendimento della cella.

### 4.3.2 Risultati ottenuti applicando l'ottimizzazione

L'analisi del funzionamento dell'algoritmo di ottimizzazione è stata effettuata su pochi impianti. Estendere il processo ad un numero elevato di impianti per poter dare una valenza statistica a tale processo, infatti, avrebbe richiesto di cercare nuovamente tutti gli impianti a disposizione. Per verificare il funzionamento dell'algoritmo, è stato invece deciso di analizzare nello specifico una classe di potenza, la classe compresa tra 1000 e 5000 kW, e testa l'algoritmo per alcuni altri impianti presi a campione tra le classi di potenza rimanenti. È stata scelta la classe  $1000 < P < 5000$  kW in quanto, per gli impianti presumibilmente sani del 2018, scartando gli impianti con tecnologia delle celle diversa dal silicio, rimangono da analizzare soli 11 impianti. Le informazioni meteorologiche in ingresso al modello, ovviamente, sono quelle riferite all'anno 2018.

In prima analisi è stata effettuata un'ottimizzazione impianto per impianto, ottenendo per ciascun impianto un set di parametri ottimizzati. Il passo successivo è stato invece di effettuare un'ottimizzazione "globale", che, elaborata la previsione di tutti gli impianti e calcolato lo scarto quadratico medio rispetto alla produzione reale, individuasse un set di parametri da applicare a tutti gli impianti per ottenere che la previsione fosse quanto più vicina alla produzione reale, considerando l'insieme degli impianti elaborati.

Vengono riportati a titolo esemplificativo, i risultati ottenuti per un impianto, confrontando le due casistiche a disposizione: ottimizzazione con un set di parametri individuato impianto per impianto, ottimizzazione con il set di parametri elaborato tenendo conto di tutti gli impianti in una sola volta. Si procede in particolare ad analizzare il caso di impianto, Lomb7, in cui la previsione ottenuta da modello senza ottimizzazione era superiore alla produzione reale

Si riportano in Figura 4.3.4 i risultati di produzione nelle tre casistiche: reale, prevista da modello senza ottimizzazione, e prevista da modello con ottimizzazione per il singolo impianto (parametri indicati in Tabella 4.3.2).

Tabella 4.3.2: Parametri di partenza ed ottenuti tramite ottimizzazione singola per l'impianto Lomb7

$\gamma_{th}$	$G_0$	NOCT	$\alpha$	
-0.005	17.7	47	1	Parametri iniziali
-0.0035	17.80054	43.00016	0.887206	Parametri ottimizzazione

Si può notare come gli effetti dell'ottimizzazione siano maggiormente evidenti nei mesi invernali, in cui comunque la nuova previsione sarà superiore alla produzione reale. Nei mesi estivi, invece, si arriva a cambiare il segno dello scarto mensile, ovvero ad ottenere che la produzione prevista sia inferiore alla produzione reale.

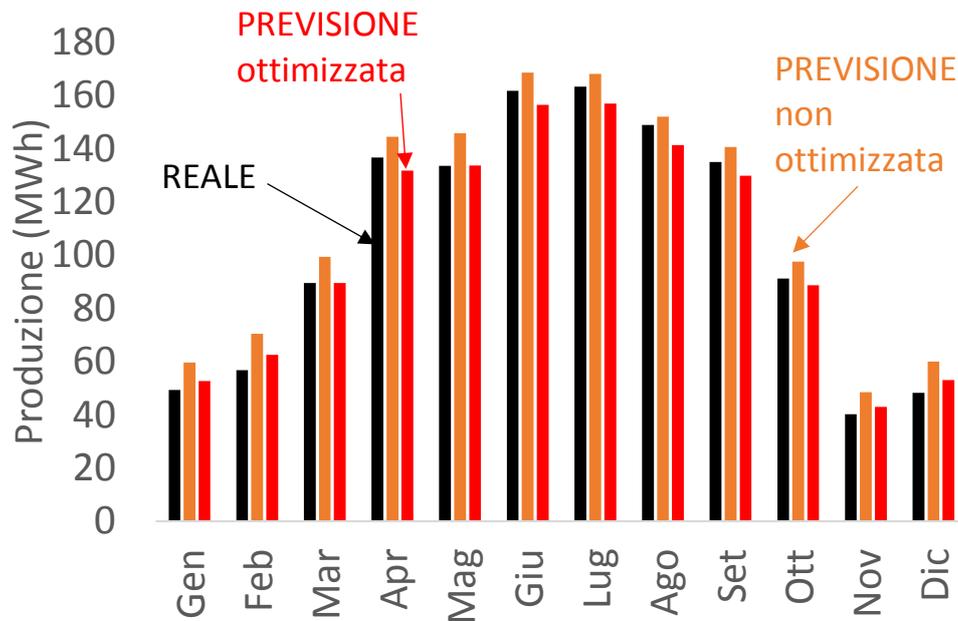


Figura 4.3.4: Confronto tra produzione reale e prevista da modello, con o senza ottimizzazione su singolo impianto, impianto Lomb7

Se si guarda al dettaglio l'influenza dell'ottimizzazione sulla singola giornata, si osserva che nelle singole giornate a cielo sereno si ha che la previsione ottenuta tramite ottimizzazione sia più distante dalla produzione reale che la previsione senza ottimizzazione. Ciò è determinato dall'aver voluto ottimizzare la previsione sull'intero anno, se si varia l'intervallo temporale che si vuole ottimizzare, ovviamente si arriverà a risultati differenti. Nell'analizzare una giornata a cielo sereno, Figura 4.3.5, è inoltre possibile osservare come

l'ottimizzazione sia intervenuta maggiormente su parametri che cambiano la forma d'onda nelle ore centrali della giornata, lasciando praticamente inalterata la soglia di irraggiamento minima e, di conseguenza, le estremità della curva.

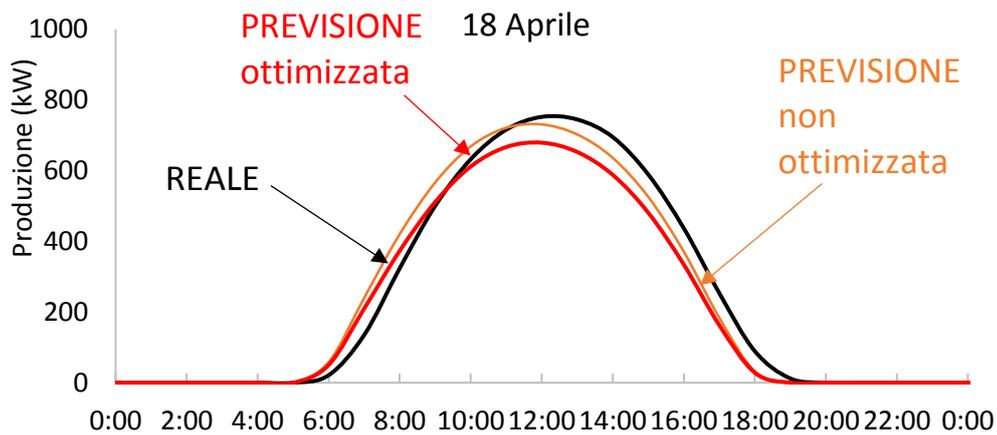


Figura 4.3.5: Confronto tra produzione reale e prevista con o senza ottimizzazione per giornata a cielo sereno, impianto Lomb7

In Tabella 4.3.3 vengono riportati gli scarti mese per mese e sull'intero anno tra previsione e produzione reale coi due modelli previsionali, con o senza ottimizzazione. In questo caso vengono riportati i risultati ottenuti con i due diversi set di parametri ottimizzati: per il singolo impianto o per la classe di potenza di riferimento. Come ci si poteva aspettare, i risultati migliori si hanno con l'ottimizzazione sul singolo impianto. Nel caso di parametri per l'intera classe di potenza si ha comunque un miglioramento nel modulo dello scarto, ma meno rilevante.

Risultati duali sono stati ottenuti per impianti in cui la potenza effettivamente prodotta nell'anno era superiore alla produzione prevista (segno positivo dello scarto). In questo caso le differenze più rilevanti si avevano sui mesi estivi, mentre sui periodi ad irradianza limitata la previsione peggiora.

Tabella 4.3.3: Scarto mensile tra produzione reale e prevista da modello, con diverse ottimizzazioni, impianto Lomb7

Previsione senza ottimizzazione	ottimizzazione parametri del singolo impianto	ottimizzazione (parametri della classe di potenza)	
21%	7%	2%	<b>Gen</b>
24%	10%	5%	<b>Feb</b>
11%	0%	-5%	<b>Mar</b>
6%	-4%	-8%	<b>Apr</b>
9%	0%	-5%	<b>Mag</b>
4%	-3%	-8%	<b>Giu</b>
3%	-4%	-9%	<b>Lug</b>
2%	-5%	-10%	<b>Ago</b>
4%	-4%	-9%	<b>Set</b>
7%	-3%	-8%	<b>Ott</b>
21%	7%	2%	<b>Nov</b>
24%	10%	5%	<b>Dic</b>
<b>8%</b>	<b>-1%</b>	<b>-6%</b>	<b>ANNO</b>

Lo stesso processo di ottimizzazione è stato ripetuto per alcuni impianti presi a campione per le altre classi di potenza, tra gli impianti presumibilmente sani per l'anno 2018: un impianto per  $3 \leq P < 20$  kW, quattro impianti per  $20 \leq P < 200$  kW ed altri quattro per  $200 \leq P < 1000$  kW. Si riportano in i set di parametri ottimizzati ottenuti per ciascuna classe di potenza:

Tabella 4.3.4: Parametri ottimizzati per ciascuna classe di potenza

$\gamma_{th}$	$G_0$	NOCT	$\alpha$	Classe di potenza [kW]
-0,00477	17,70077	47,00908	1	$3 \leq P < 20$
-0.0035	17.80054	43.00016	0.887206	$20 \leq P < 200$
-0.00356	17.71329	45.51315	0.997896	$200 \leq P < 1000$
-0.00350	17.82446	43.00005	0.843874	$1000 \leq P < 5000$

---

## Conclusioni

Al termine di questo lavoro, con l'ausilio di Matlab e dei database metereologici, è stato ottenuto il principale obiettivo che ci si era prefissati, ossia l'implementazione di un modello previsionale per i generatori fotovoltaici. Tale modello consente, forniti in ingresso i dati metereologici della zona dell'impianto fotovoltaico in analisi, nonché le sue condizioni installative, di ottenere una previsione sulla produzione futura. Il modello è stato implementato per ottenere una previsione su base annuale. Si conferma la possibilità, con un'opportuna definizione di alcune variabili, di poter utilizzare il modello anche per elaborare previsioni su intervalli di tempo ridotti.

Per procedere con la valutazione della bontà del modello implementato, si è resa prima necessaria un'operazione di filtraggio dei dati di produzione degli impianti fotovoltaici presenti nella regione Lombardia. Dai risultati al termine del processo di filtraggio è emerso come siano frequenti errori di misura nel rilevare la produzione degli impianti e che le informazioni a disposizione fossero spesso incomplete. Tali problematiche sono state confermate in entrambi gli anni che sono stati analizzati, 2017 e 2018.

È stato inoltre effettuato un'ampio lavoro di individuazione geografica degli impianti per ottenere le informazioni metereologiche necessarie al modello. Si è quindi passati a calcolare la produzione attesa per gli anni individuati. Utilizzando i metereologici basati su database trentennali, si è ottenuto uno scarto sulla produzione annuale variabile tra -20% e +20%. L'aver tenuto conto dell'invecchiamento degli impianti ha fatto sì che il numero di casi in cui la previsione è superiore alla produzione reale sia all'incirca pari al numero di casi della situazione duale. Si è inoltre osservato come, per la regione Lombardia, l'influenza della velocità del vento sulla produzione sia minima. Poiché la valutazione del modello è stata realizzata sui soli impianti dei quali si conoscevano con completezza i dati di produzione reali, è emerso come non sia possibile dare validità statistica al modello implementato.

Il lavoro finale di questo progetto è stato di affinamento del modello. Innanzitutto, è stato individuato come l'utilizzare dati metereologici dell'anno di riferimento porti ad avere uno scarto ridotto tra produzione e previsione. Da ciò consegue naturalmente che la bontà del modello implementato è direttamente legato al grado

di dettaglio delle informazioni in ingresso. In secondo luogo, è stato sviluppato un algoritmo in grado di minimizzare lo scarto rimanente attraverso l'ottimizzazione di alcune variabili legate alla costruzione ed installazione dei moduli: un fattore  $\alpha$  moltiplicativo della potenza di picco degli impianti, il rendimento termico  $\gamma_{th}$ , la soglia minima di irraggiamento  $G_0$ , e la temperatura di NOCT. L'ottimizzazione del modello è stata realizzata per tutti gli impianti rimanenti dopo il processo di filtraggio appartenenti alla classe di potenza  $1000 \leq P \leq 1500$  kW. Per questa classe di potenza è stata realizzata sia un'ottimizzazione impianto per impianto che una "complessiva".

È stata infine realizzata un'ottimizzazione "puntuale", ovvero su un numero limitato di impianti appartenenti alle altre classi di potenza, ottenendo un set di parametri ottimizzati per ciascuna classe di potenza, anche se meno rappresentativi degli impianti di partenza. L'obiettivo finale è di poter utilizzare i set di parametri così ottenuti per avere una previsione quanto più accurata possibile. Per gli impianti analizzati sono stati individuati i seguenti set di parametri (Tabella 4.3.5):

Tabella 4.3.5: Parametri ottimizzati per ciascuna classe di potenza

$\gamma_{th}$	$G_0$	NOCT	A	Classe di potenza [kW]
-0.00477	17.70077	47.00908	1	$3 \leq P < 20$
-0.0035	17.80054	43.00016	0.887206	$20 \leq P < 200$
-0.00356	17.71329	45.51315	0.997896	$200 \leq P < 1000$
-0.00350	17.82446	43.00005	0.843874	$1000 \leq P < 5000$

Dalle elaborazioni fino a qui riportate risulta chiaro come il lavoro svolto possa essere considerato il punto di partenza per riflessioni di più ampio respiro. Tra le tematiche emerse, un punto chiave che andrebbe risolto riguarda il poter dare validità statistica al modello implementato. Ci si chiede dunque se si possano recuperare i dati di produzione reale dove mancanti. Al tempo stesso, si potrebbe indagare se la classificazione per classi di potenza sia effettivamente ottimale per effettuare un'analisi tramite stratificazione.

# Allegati

## Allegato 1: informazioni metereologiche ARPA Lombardia

Nel valutare quale fosse la miglior fonte di informazioni metereologiche, sono stati analizzati anche i dati forniti da ARPA Lombardia. Le informazioni di seguito descritte sono state reperite ai link [16] e [21]. La difficoltà maggiore legato a questa fonte consiste nell'individuare, per ogni impianto le stazioni metereologiche più prossime.

Il primo link contiene le informazioni relative alle stazioni metereologiche presenti in Lombardia. Tali informazioni sono esportabili in formato csv e corrispondono a:

- Id Sensore
- Tipologia (Livello Idrometrico (cm), Altezza neve (cm), Precipitazione (mm), Temperatura (°C), Umidità Relativa (%), Radiazione Globale (W/m<sup>2</sup>), Velocità e Direzione Vento (m/s e gradi), Velocità e direzione del vento (m/s e gradi), raffica.
- Unità di misura
- Id stazione
- Nome stazione
- Quota
- Provincia
- Data inizio misurazioni
- Data fine misurazioni
- Latitudine e longitudine

Dal file csv è possibile quindi individuare quante sono, per ogni provincia, le stazioni che misurano le grandezze di interesse per la produzione da fotovoltaico (Radiazione Globale [W/m<sup>2</sup>], Temperatura [°C], Velocità vento [m/s]). Si propone una tabella riepilogativa contenente il numero di stazioni per grandezza misurata suddivise in base alla provincia (Tabella 4.3.1). L'ultima colonna corrisponde al numero di stazioni che forniscono tutte e tre le grandezze.

Tabella 4.3.1: Numero di stazioni in base alla provincia e alla grandezza di interesse

Provincia	Radiazione Globale [W/m <sup>2</sup> ]	Temperatura [°C]	Velocità vento [m/s]	Rg+T+v
Bergamo	16	39	19	12
Brescia	15	38	21	10
Como	7	23	10	6
Cremona	8	14	10	8
Lecco	5	13	8	3
Lodi	4	5	3	2
Monza e della Brianza	1	3	2	1
Milano	8	16	14	7
Mantova	7	13	7	7
Pavia	10	17	9	8
Sondrio	19	31	23	15
Varese	7	23	13	7

Tali informazioni sono analizzabili anche tramite la mappa presente sul sito, che consente così di avere un'idea sulla dislocazione dei sensori. Tale mappa è probabilmente ancora in fase di sviluppo, in quanto utilizzando gli strumenti di zoom si perdono i riferimenti geografici. È tuttavia funzionante il collegamento a Google Maps che consente di localizzare il singolo sensore su Maps.

In figura 1, si propone come esempio la mappa che si ottiene andando a filtrare i sensori in base alla tipologia e selezionando Radiazione Globale, Temperatura, Velocità vento.

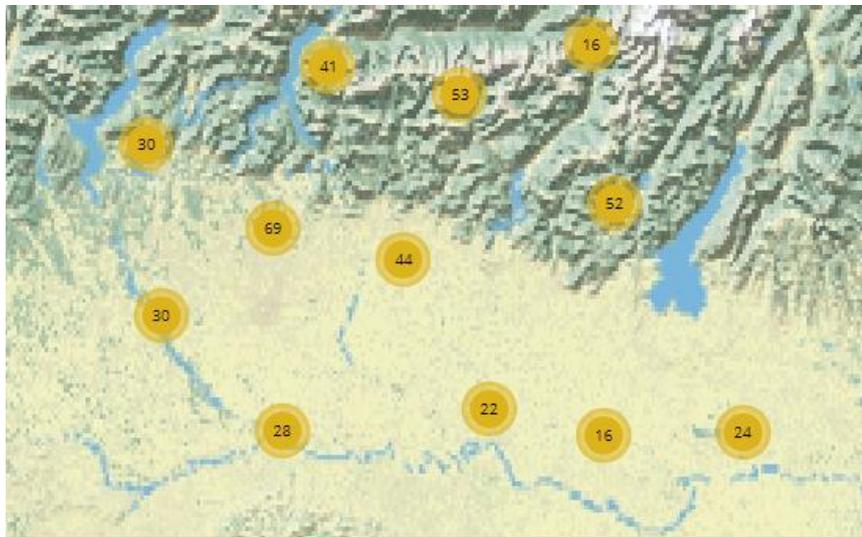


Figura 4.3.1: Mappa stazioni meteorologiche per tipologie Rg, T, v

Una volta individuati i sensori è possibile procedere con la richiesta dati, da compilare al secondo link. Per inoltrare la richiesta è sufficiente un indirizzo mail. Si possono richiedere i dati di sette sensori per volta, selezionando il periodo di interesse e l'aggregazione temporale. La scelta del periodo di interesse pone la problematica di verificare gli anni in cui il sensore è stato in funzione: alcuni sensori, infatti, sono stati installati solo di recente, mentre altri sono stati dismessi. Si possono richiedere le misurazioni (aggregazione sub-oraria), oraria, giornaliera e mensile. Il periodo temporale massimo che si può selezionare per ogni richiesta è di un anno.

Una volta inviata la richiesta si riceve alla mail precedentemente indicata una cartella compressa contenente i file csv richiesti. Il penultimo dei campi che compongono i nomi dei file contiene l'identificativo del sensore.

## Allegato 2: script per la creazione di matrici mensili

```
clear all
close all
elenco_file=dir
aaa=length(elenco_file);

for contatore_file=3:14
    switch (contatore_file)
        case {3,5,6,10,12,13}
            ore_mese=744;
        case {4,9,11,14}
            ore_mese=720;
        case 7
            ore_mese=672;
        case 8
            ore_mese=743;
    end
    filename =elenco_file(contatore_file,:).name;
    nuovo=readtable(filename);
    lista_ID_impian1=unique(nuovo.Codice_UP);
    nuovo.Codice_UP = categorical(nuovo.Codice_UP);
    lunghezza_vettore=height(nuovo);
    numero_impian1=length(lista_ID_impian1);
    matrice_ordinata=zeros(numero_impian1,ore_mese);

    error=cell(0,0);
    h=1;
    for cont_impian1=1:numero_impian1

        posizioni=find(lista_ID_impian1(cont_impian1)==nuovo.Codice_UP);
        ore_filedati=length(posizioni); %verifica il numero di ore

        if ore_filedati~=ore_mese
            error(h,1)=lista_ID_impian1(cont_impian1);
            h=h+1;
        end
        currentFile = sprintf('%s.mat',filename);
        errorFile=sprintf('error_%s.mat',filename);
        lista_ID=sprintf('lista_ID_%s.mat',filename);
    end
    clear matrice_ordinata
end
```

## Allegato 3: script per la creazione di una matrice di produzione annuale

```

clear all
close all
clc
load lista_impianti_01
lista_impianti_01=lista_ID_impianti1;
load matrice_01
matrice_01 =matrice_ordinatal;
load lista_impianti_02
lista_impianti_02=lista_ID_impianti1;
load matrice_03
matrice_03 =matrice_ordinatal;
load lista_impianti_04
lista_impianti_04=lista_ID_impianti1;
load matrice_05
matrice_05 =matrice_ordinatal;
load lista_impianti_06
lista_impianti_06=lista_ID_impianti1;
load matrice_07
matrice_07 =matrice_ordinatal;
load matrice_08
matrice_08 =matrice_ordinatal;
load lista_impianti_09
lista_impianti_09=lista_ID_impianti1;
load matrice_10
matrice_10 =matrice_ordinatal;
load lista_impianti_11
lista_impianti_11=lista_ID_impianti1;
load matrice_12
matrice_12 =matrice_ordinatal;

Dati_workspace=whos;
[m,position]= min([dati_workspace(1).size(1),dati_workspace(2).size(1),...
dati_workspace(3).size(1),dati_workspace(4).size(1),...
dati_workspace(5).size(1),dati_workspace(6).size(1),...
dati_workspace(7).size(1),dati_workspace(8).size(1),...
dati_workspace(9).size(1),dati_workspace(10).size(1),...
dati_workspace(11).size(1),dati_workspace(12).size(1)]);
lista_riferimento = eval(dati_workspace(position).name);
save('ID_annuale','lista_riferimento');
lista_iniziale=lista_riferimento;
annuale=zeros(m,8759);

for i=1:12
    ID_rif= eval(dati_workspace(i).name);
    lista_riferimento=intersect(lista_riferimento,ID_rif);
end
[C,i]=setdiff(lista_iniziale,lista_riferimento,'stable');
for j=1:length(i)
    rimossi(j)=lista_iniziale(i(j));
    lista_iniziale(i(j),1)='error';
end
save('impianti_rimossi','rimossi')
for mesi=1:12

    new_one=zeros(m,dati_workspace(mesi+12).size(2));
    ID_rif= eval(dati_workspace(mesi).name);
    mese_rif=eval(dati_workspace(mesi+12).name);
    ID_rif = categorical(ID_rif);
    lista_iniziale = categorical(lista_iniziale);
    for contatore=1:m
        h=find(ID_rif==lista_iniziale(contatore));
        if (h~=0)

```

```
        new_one(contatore,:) = mese_rif(h,:);
    end
end
if mesi==1
    matrice_01=new_one;
elseif mesi==2
    matrice_02=new_one;
elseif mesi==3
    matrice_03=new_one;
elseif mesi==4
    matrice_04=new_one;
elseif mesi==5
    matrice_05=new_one;
elseif mesi==6
    matrice_06=new_one;
elseif mesi==7
    matrice_07=new_one;
elseif mesi==8
    matrice_08=new_one;
elseif mesi==9
    matrice_09=new_one;
elseif mesi==10
    matrice_10=new_one;
elseif mesi==11
    matrice_11=new_one;
else
    matrice_12=new_one;
end
end

annuale=[matrice_01,...
        matrice_02,...
        matrice_03,...
        matrice_04,...
        matrice_05,...
        matrice_06,...
        matrice_07,...
        matrice_08,...
        matrice_09,...
        matrice_10,...
        matrice_11,...
        matrice_12,...
        ];
save('matrice_annuale','annuale')
```

## Allegato 4: script per il filtraggio dei dati di produzione

```

clear all
close all
clc
tic
load annuale_pre      %matrice annuale con produzione impianti
load ID_annuale       %codici identificativi impianti in matrice annuale
load dati_anagrafica  %potenze e codice impianti presenti in anagrafica

lista_potenze_tutti_impianti=dati_anagrafica.PotenzaDiPicco;
lista_tutti_impianti=dati_anagrafica.Codice;
annuale_new=annuale;
%% recupero i dati dalla matrice dove non avevo ancora pulito i dati
[C, IA, IB] = intersect(lista_riferimento, lista_tutti_impianti);
lista_impianti_da_usare=C;
% potenze specifiche da usare=lista_potenze_tutti_impianti (IB);
annuale_new=annuale(IA, :); %matrice
annuale con info database

%elimino righe nulle matrice
energia_annua=sum(annuale_new, 2);
h=find(energia_annua==0);
rimossi_riga_nulla=(lista_impianti_da_usare(h));
[C, i]=setdiff(lista_impianti_da_usare, rimossi_riga_nulla, 'stable');
annuale_new=(annuale_new(i, :));
lista_da_usare=C;

%%controllo non ci siano potenze nulle in orario notturno
misure=size(annuale_new);
numero_impianti=misure(1);
numero_ore=misure(2);
threshold=0;
annuale_new=[annuale_new, zeros(numero_impianti, 1)]; %aggiungo colonna zeri
per problema ora legale
errore=0;
contatore_rimossi=1;
for cont_impianti=1:numero_impianti
    %cont_impianti
    for cont_ore=1:24:numero_ore

ore_notturne=[annuale_new(cont_impianti, cont_ore:(cont_ore+3)), annuale_new(cont_
impianti, (cont_ore+22):(cont_ore+23))];
        h=find(ore_notturne>threshold);
        if h~=0
            errore=1;
        end

    end

    if errore==1

lista_impianti_rimossi(contatore_rimossi, 1)=lista_da_usare(cont_impianti, 1);
        contatore_rimossi=contatore_rimossi+1;
    end
    errore=0;

end
[D, i1, i2]=intersect(lista_da_usare, lista_impianti_rimossi);
annuale_notte=annuale_new(i1, :);
[C, i]=setdiff(lista_da_usare, lista_impianti_rimossi);
annuale_new=(annuale_new(i, :));

```

```

rimossi_notte=lista_impanti_rimossi;
lista_da_usare=C;

%verifica impianti senza produzione singolo giorno
misure=size(annuale_new);
numero_impanti=misure(1);
contatore_sum=zeros(numero_impanti,1);
contatore_tot=contatore_sum;
for giorni=1:365
    for q=1:numero_impanti
        energia_giorno(q,giorni)=sum(annuale_new(q,(24*giorni-23):(24*giorni)));
        if energia_giorno(q,giorni)==0
            contatore_tot(q,giorni)=1;
        end
        contatore_sum(q)=sum(contatore_tot(q,:));
    end
end
indx_sum=find(contatore_sum>0);
lista_rimossi=lista_da_usare(indx_sum);
[C,i]=setdiff(lista_da_usare,lista_rimossi);
rimossi_giorno_senza_produzione=lista_rimossi;
lista_da_usare=C;
annuale_new=annuale_new(i,:);
contatore_sum=contatore_sum(i,:);

%Ricerca giorni consecutivi di non produzione
misure=size(annuale_new);
numero_impanti=misure(1);
conta_giorni=0;
conta_max=zeros(numero_impanti,1);
for righe=1:numero_impanti
    for giorni=1:365
        if contatore_tot(righe,giorni)==0
            conta_giorni=0;
        elseif contatore_tot(righe,giorni)==1
            conta_giorni=conta_giorni+1;
            if conta_giorni>conta_max(righe,1)
                conta_max(righe,1)=conta_giorni;
            end
        end
    end
    conta_giorni=0;
end
indx_sum=find(conta_max>3);
lista_impanti_rimossi=lista_da_usare(indx_sum);
[C,i]=setdiff(lista_da_usare,lista_impanti_rimossi);
rimossi_giorno_senza_produzione1=lista_impanti_rimossi;
lista_da_usare=C;
annuale_new=annuale_new(i,:);

%verifica energia specifica
[C,IA,IB]=intersect(lista_da_usare,lista_tutti_impanti);
potenze_specifiche_da_usare=lista_potenze_tutti_impanti(IB);
energia_annua=sum(annuale_new,2);
produzione_specifica=energia_annua./potenze_specifiche_da_usare;
h=find(produzione_specifica<1000|produzione_specifica>1500);
if h~=0
    rimossi_potenza_specifica=lista_da_usare(h);
    [C,i]=setdiff(lista_da_usare,rimossi_potenza_specifica);
    annuale_new=annuale_new(i,:);
end

```

## Allegato 5: script del modello previsionale

```
function [potenza_AC] = pac_modello(irraggiamento_originale,
temperatura_impianto, vel_vento_impianto, potenza_nominale_impianto)
%UNTITLED2 Summary of this function goes here
% Detailed explanation goes here
%Creazione di una funzione in grad di calcolare la potenza prodotta (AC)
%dalle info di irraggiamento, temperatura, velocità del vento, taglia
dell'impianto

eta_dirt=.976;
eta_reflection=0.973;
eta_mismatch=.97;
eta_cable=.99;
gamma_th=-0.005; % 1/°C power reduction coefficient
G0=17.7; % W/m^2 minimum radiation needed to switch on the system
T_STC=25; % °C temperature at standard test condition
NOCT =45; % °C normal operating cell temperature
T_rif_NOCT =20; % °C reference temperature for normal operating cell
temperature
rad_NOCT= 800; % W/m^2 reference radiation for normal operating cell
temperature

% definizione costanti per modello inverter
perdite_vuoto_inv= 0.7/100*potenza_nominale_impianto; % () corresponding to
0,7% losses at nominal power
perdite_lineari_inv =0.007; %() corresponding to 0,7% losses at nominal power
perdite_quadratiche_inv=perdite_lineari_inv/potenza_nominale_impianto; %()
corresponding to 0,7% losses at nominal power
n_point_interpolation= 100; %() number of point used to interpolate efficenry
curve of the connverter
numero_punti_modello_inverter=100;
%% definizione modello quadratico inverter
asse_x=(1:1:numero_punti_modello_inverter);
punti_potenza_ac=potenza_nominale_impianto.*asse_x'./100;
eta_inv_tutti_punti=punti_potenza_ac./(...)

punti_potenza_ac+ones(length(punti_potenza_ac),1)*perdite_vuoto_inv+perdite_line
ari_inv.*punti_potenza_ac+perdite_quadratiche_inv.*punti_potenza_ac.^2);

irraggiamento1=irraggiamento_originale;
irraggiamento1(irraggiamento1>0 & irraggiamento1<=G0) = 0;

%modello temperatura senza vento
Tcella=temperatura_impianto+(NOCT-T_rif_NOCT)/rad_NOCT.*irraggiamento1;

%modello temperatura con vento
Tcella=0.943*temperatura_impianto+0.028.*irraggiamento1-
1.528.*vel_vento_impianto+4.3;

eta_globale_dc=eta_dirt*eta_reflection*eta_mismatch*eta_cable; %non considera le
perdite inverter

potenza_DC=potenza_nominale_impianto*eta_globale_dc.*irraggiamento1/1000.*(1+gam
ma_th*(Tcella-ones(length(Tcella),1)*T_STC));

eta_inv=interp1([0; punti_potenza_ac],[0; eta_inv_tutti_punti],potenza_DC);

potenza_AC=potenza_DC.*eta_inv;

end
```

## Allegato 6: script per il calcolo dell'irradianza da piano orizzontale a piano inclinato

```

clear all
close all
clc

load BHI
load DHI
load GHI
load BNI
load latitudine
load albedo
load inclinazione

phi=latitudine(1,:);

beta=inclinazione;

rho=albedo;
toc
tic
n=zeros(8760,length(rho));
B=zeros(8760,length(rho));
delta=zeros(8760,length(rho));
theta_z=zeros(8760,length(rho));
gamma_s=zeros(8760,length(rho));
theta=zeros(8760,length(rho));
Fcs=zeros(1,length(rho));
GI=zeros(8760,length(rho));
for k=1:length(rho)
    a=0;
    for j=1/24:1/24:365
        n(a+1,k)=j;
        B(a+1,k)=(n(a+1,k)-1)*360/365;
        delta(a+1,k)=(0.006918-0.399912*cosd(B(a+1,k))+0.070257*sind(B(a+1,k))...
            -0.006758*cosd(2*B(a+1,k))+0.000907*sind(2*B(a+1,k))...
            -0.002679*cosd(3*B(a+1,k))+0.00148*sind(3*B(a+1,k)))*180/pi;
        if BNI(a+1,k)==0
            theta_z(a+1,k)=0;
            gamma_s(a+1,k)=0;
        else
            theta_z(a+1,k)=acosd(BHI(a+1,k)/BNI(a+1,k)); % devo imporre 0°<theta_z<90°
            gamma_s(a+1,k)=acosd((cosd(theta_z(a+1,k))*sind(phi(:,k))-
                sind(delta(a+1,k)))/... % angolo azimuth solare
                (sind(theta_z(a+1,k))*cosd(phi(:,k))));
        end
        theta(a+1,k)=acosd(cosd(theta_z(a+1,k))*cosd(beta(:,k))+...
            sind(beta(:,k))*sind(theta_z(a+1,k))*cosd(gamma_s(a+1,k))); % valido solo
        per impianti diretti a sud
        Fcs(:,k)=(1+cosd(beta(:,k)))/2; % fattore di vista
        GI(a+1,k)=BNI(a+1,k)*cosd(theta(a+1,k))+DHI(a+1,k)*Fcs(:,k)+...
            rho(:,k)*(1-Fcs(:,k))*GHI(a+1,k);
        a=a+1;
    end
end
toc
GI=round(GI);

A1=find(theta_z<0);
A2=find(theta_z>90);

```

## Allegato 7: script di ottimizzazione

```

clear all
close all
clc

%%CARICAMENTO DATI ESTERNI%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
load IRRAG %W/m^2 irraggiamento
load TEMPER %°C temperatura aria
load VELOC % m/s velocità del vento
load PotenzadiPiccoordinata %kW vettore colonne con potenze nominali dei singoli
impianti
PotenzadiPiccoordinata=PotenzadiPiccoordinata'; %vettore righe
load Energia_annua4 %vettore con energie totali annue prodotte da ciascun
impianto
load annuale_sani %matrice di produzione oraria, in cui ogni colonna è un
impianto diverso

%%SCELTA IMPIANTI%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
impianti_scelti=[10];
PotenzadiPiccoordinata=PotenzadiPiccoordinata(:,impianti_scelti);
Energia_annua4=Energia_annua4(impianti_scelti);%INSERISCO GLI IMPIANTI PER CUI
VOGLIO FARE L'OTTIMIZZAZIONE-----qui da fare cambio-----
-----
Energia_oraria=[annuale_sani(impianti_scelti,:);zeros(1,length(impianti_scelti)
)];
IRRAG(isnan(IRRAG))=0;
%%SCELTA TIPOLOGIA OTTIMIZZAZIONE
tipologia_ottimizzazione=2;
    % - se tipologia_ottimizzazione=2 allora minimizzo sullo
    % scarto annuo
    %- se tipologia_ottimizzazione=1 allora minimizzo sullo
    % scarto orario (scarto quadratico medio)

% definizione costanti per modello inverter
potenza_inverter_generica=100;
perdite_vuoto_inv=0.7/100*potenza_inverter_generica; % () corresponding to
0,7% losses at nominal power
perdite_lineari_inv=0.007; %() corresponding to 0,7% losses at nominal power
perdite_quadratiche_inv=perdite_lineari_inv./potenza_inverter_generica; %()
corresponding to 0,7% losses at nominal power
n_point_interpolation=100; %() number of point used to interpolate efficency
curve of the converter
numero_punti_modello_inverter=100;

%% definizione modello quadratico inverter
Pac_inverter=(1:1:numero_punti_modello_inverter);
for l=1:length(potenza_inverter_generica)
punti_potenza_ac(:,l)=potenza_inverter_generica.*Pac_inverter'./100;
eta_inv_tutti_punti=punti_potenza_ac(:,l)./(...

punti_potenza_ac(:,l)+ones(length(punti_potenza_ac(:,l)),1).*perdite_vuoto_inv(1
)+perdite_lineari_inv.*punti_potenza_ac(:,l)+perdite_quadratiche_inv(1).*punti_p
otenza_ac(:,l).^2);
%plot(punti_potenza_ac,eta_inv_tutti_punti);
end
Pdc_inverter=Pac_inverter'./eta_inv_tutti_punti;
Pdc_inverter_percentuale=Pdc_inverter/100;
Pac_inverter_percentuale=Pac_inverter/100;
%% definizione variabili da ottimizzare

```

```

gamma_th=-0.005; % 1/°C power reduction coefficient
G0=17.7; % W/m^2 minimum radiation needed to switch on the system

%      gamma_th , G0      , NOCT, potenza nominale impianto
x0=[ -0.005 , 17.7,      47, 1];
LB=[ -0.0061 , 10 ,      43 ,0.7];
UB=[ -0.0035 , 50 ,      50 ,1];

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%%CALCOLO della produzione di energia elettrica e dello scarto usando i
parametri di
%default

potenza_prevista=function_calculation_PV(...
    x0,IRRAG,TEMPER, punti_potenza_ac,eta_inv_tutti_punti,Energia_annua4,...

PotenzadiPiccoordinata,Energia_oraria,tipologiaottimizzazione,Pdc_inverter_perc
entuale,impianti_scelti);
scarto=function_optimization_PV(...
    x0,IRRAG,TEMPER, punti_potenza_ac,eta_inv_tutti_punti,Energia_annua4,...

PotenzadiPiccoordinata,Energia_oraria,tipologiaottimizzazione,Pdc_inverter_perc
entuale,impianti_scelti);

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%%OTTIMIZZAZIONE - DEFINISCO I PARAMETRI SOPRA IN MODO DA MINIMIZZARE UN
%VALORE OBBIETTIVO
f = @(x)function_optimization_PV(...
    x,IRRAG,TEMPER, punti_potenza_ac,eta_inv_tutti_punti,Energia_annua4,...

PotenzadiPiccoordinata,Energia_oraria,tipologiaottimizzazione,Pdc_inverter_perc
entuale,impianti_scelti);
[x,fval] = fmincon(f,x0,[],[],[],[],LB,UB);

potenza_prevista_ottimizzata=function_calculation_PV(...
    x,IRRAG,TEMPER, punti_potenza_ac,eta_inv_tutti_punti,Energia_annua4,...

PotenzadiPiccoordinata,Energia_oraria,tipologiaottimizzazione,Pdc_inverter_perc
entuale,impianti_scelti);

potenza_reale=annuale_sani(impianti_scelti,:);

```

---

# Bibliografia

- [1] A.Ciocia, Doctoral Dissertation Optimal Power Sharing between Photovoltaic Generators, Wind Turbines, Storage and Grid to Feed Tertiary Sector Users, 2017
- [2] F. Spertino, Dispense del corso Generazione fotovoltaica ed eolica di energia elettrica, Politecnico di Torino 2016
- [3] << [http://www.appuntidigitali.it/site/wp-content/uploads/r\\_f\\_4.jpeg](http://www.appuntidigitali.it/site/wp-content/uploads/r_f_4.jpeg)>>
- [4] ABB, Quaderno di applicazione tecnica N.10, 2013
- [5] << <http://www.costruttivo.it/Ale/Fotovoltaico.html>>>
- [6] G.V. Fracastoro e M. Perino, presentazione “solar angles”, Politecnico di Torino
- [7] P. Di Leo, Slide del corso Progettazione di impianti elettrici, Politecnico di Torino 2017
- [8] Gianfranco Chicco, Slide del corso Electrical Load Management, Forecasting and Control, Politecnico di Torino 2005
- [9] Andrea Giommi, Dispense del corso Indagini Campionarie, Università degli studi di Firenze 2009
- [10] PVGIS, << <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/>>>
- [11] Presentazione “La tecnica solare. Impianti fotovoltaici”
- [12] <<[www.soda-pro.com](http://www.soda-pro.com)>>

- 
- [13] Google Maps, Immagini Google, Immagini Maxar Technologies, 2019
- [14] <<<http://www.sundialhouse.it/irraggiamento.html>>>
- [15] G.Chicco, V.Cocina, P.Di Leo, F. Spertino, A. Massi Pavan, Articolo:  
“Error Assessment of Solar Irradiance Forecasts and AC Power from Energy  
Conversion Model in Grid-Connected Photovoltaic Systems”
- [16] <<<https://www.dati.lombardia.it/Ambiente/Mappa-Stazioni-Meteorologiche/8ux9-ue3c/data>>>
- [17] GSE, Rapporto statistico, solare fotovoltaico 2018
- [18] Gianfranco Chicco, Slide del corso Distribuzione ed utilizzazione  
dell’energia elettrica, Politecnico di Torino 2017
- [19] Norma CEI 0-21
- [20] Norma CEI 0-16
- [21] <<<https://www.arpalombardia.it/siti/arpalombardia/meteo/richiesta-dati-misurati/Pagine/RichiestaDatiMisurati.aspx>>>