

POLITECNICO DI TORINO

Corso di Laurea Magistrale in Ingegneria Energetica e Nucleare



Tesi di laurea magistrale

Analisi delle prestazioni, confronto e ottimizzazione di modelli di
calcolo della potenza oraria di impianti fotovoltaici

RELATORI

Prof. Filippo Spertino

Prof. Gianfranco Chicco

CORRELATORE:

Ing. Alessandro Ciocia

CANDIDATO:

Clemente Iodice

December 2021

Anno accademico 2020/2

SOMMARIO

Nel panorama energetico attuale, le fonti rinnovabili necessitano di una serie di strategie per renderne efficace l'integrazione nel sistema elettrico; a tal proposito, la previsione precisa della produzione da fonti non programmabili è uno strumento utile. In questa direzione, la tesi svolta ha l'obiettivo di studiare un modello di previsione di produzione da impianti fotovoltaici, affinché si possa stimare l'energia oraria prodotta su larga scala.

Inizialmente, si analizzano un insieme di dati generali e di produzione di tutti gli impianti della Lombardia, riferiti all'anno 2018 e forniti dall'azienda TERNA. Si decide di selezionare un campione di questi impianti, con il proposito di fornire dati adeguati al modello e, inoltre, rappresentare statisticamente l'intero parco impianti. Infatti, le operazioni di filtraggio sono svolte sull'intera popolazione accessibile analizzando i profili di produzione oraria disponibili.

Pertanto, il modello previsionale viene tarato e ottimizzato sulla base di tali input di produzione passati; questi ultimi sono anche il termine di comparazione per i risultati ottenuti. L'ottimizzazione si basa sul correggere iterativamente alcuni dei parametri presenti nell'equazione di calcolo dell'energia oraria. A seconda dei parametri ottimizzati nascono configurazioni diverse, ognuna con le proprie tipicità e mancanze, le quali sono esaminate con l'obiettivo di rendere più precisa la stima della produzione oraria e, contemporaneamente, ridurre la variabilità a seconda del tipo di giornata (e.g. ventosa, soleggiata, ecc.).

Nella parte finale del lavoro di tesi, ai due modelli di calcolo di temperatura di cella (modello NOCT e modello denominato "VENTO") si confrontano nuovi modelli

semi-empirici trovati in letteratura. Similmente alle configurazioni precedenti, viene svolta un'analisi degli scarti relativi osservando i risultati in relazione all'arco temporale di analisi e ai parametri ottimizzati.

ABSTRACT

Nowadays, a series of strategies are required to effectively integrate renewable energy sources into the electricity system; in this regard, the precise production forecast from non-programmable sources is a useful tool. Within this research, the developed thesis aims to study a model for forecasting production from existing photovoltaic plants, in order to estimate the hourly energy produced on a large scale.

First of all, a set of general and production data is analyzed for all the plants in Lombardy, referring to the year 2018 and provided by the TERNA company. It was decided to only select a sample of these plants, with the purpose of providing adequate data for the model and, moreover, statistically represent the entire plant park. In fact, the filtering operations are carried out on the entire accessible population by analyzing the available hourly production profiles.

Therefore, the forecast model is calibrated and optimized upon these past production inputs; the latter are also the term of comparison for the obtained results. The optimization is based on iteratively correcting some of the parameters in the hourly energy calculation equation. Depending on the optimized parameters, different configurations are created, each with its own specificities and drawbacks, which are examined with the aim of making the hourly production estimate more precise and, at the same time, reducing the variability on the type of day (e.g., windy, sunny, etc.).

In the final part of this work, new semi-empirical models found in the literature are compared to the two cell temperature models (NOCT model and the so-called “VENTO” model). As in the previous configurations, an analysis of the relative deviations is performed by observing the results with respect to the time frame and the optimized parameters.

Indice

ANALISI DELLE PRESTAZIONI, CONFRONTO E OTTIMIZZAZIONE DI MODELLI DI CALCOLO DELLA POTENZA ORARIA DI IMPIANTI FOTOVOLTAICI.....	0
INTRODUZIONE.....	9
1 ANALISI DATI DELL'ANAGRAFICA.....	13
1.1 ANALISI DATI REGIONE LOMBARDIA.....	13
1.2 DEFINIZIONI CLASSI DI POTENZA.....	16
1.3 FILTRAGGIO DEI DATI	22
1.3.1 Ordinamento dati di produzione.....	22
1.3.2 Filtraggio.....	23
1.3.3 Geolocalizzazione degli impianti.....	25
1.4 CAMPIONAMENTO STRATIFICATO	26
1.5 SCARICAMENTO E ORDINAMENTO DEI DATI METEREOLGICI	28
1.5.1 Dati di Irradianza (Soda-Cams).....	28
1.5.2 Dati di velocità del vento e temperatura dell'aria (Nasa)	29
2 APPLICAZIONE E OTTIMIZZAZIONE DEL MODELLO DI PRODUZIONE	31
2.1 INTRODUZIONE DEL MODELLO PREVISIONALE.....	31
2.1.1 Fattore termico di perdita e temperatura di cella	35
2.1.1.1 Modello NOCT	35
2.1.1.2 Modello Vento	36
2.2 OTTIMIZZAZIONE DEL MODELLO.....	37
2.3 DEFINIZIONE VETTORE "X" DELLE VARIABILI E CLUSTERING DELLE SOLUZIONI.....	40
2.4 RISULTATI E CONSIDERAZIONI SUI PARAMETRI OTTIMIZZATI.....	42
2.5 ANALISI DEGLI SCARTI RELATIVI	45
2.5.1 Introduzione.....	45

2.5.2	<i>Risultati</i>	46
2.5.2.1	Risultati globali	46
2.5.2.2	Risultati su un singolo impianto	51
2.6	NUOVE CONFIGURAZIONI DEL MODELLO VENTO	55
2.6.1	<i>Risultati giornalieri: Confronto tra modelli ottimizzati</i>	57
3	NUOVI MODELLI PREVISIONALI DI PRODUZIONE E CALCOLO	
	TEMPERATURA DI CELLA	63
3.1	INTRODUZIONE	63
3.2	INTRODUZIONE DEL MODELLO PVGIS	63
3.2.1	<i>Modello PVGIS: espressione di calcolo</i>	64
3.2.1.1	Temperatura del modulo	66
3.2.1.2	Dati di irraggiamento solare	68
3.2.1.3	Angolo di incidenza (AOI)	68
3.2.2	<i>Analisi dati scaricati</i>	69
3.2.3	<i>Implementazione del modello</i>	73
3.3	MODELLI TEMPERATURA DI CELLA	75
3.3.1	<i>Introduzione</i>	75
3.3.2	<i>Dipendenza della produzione fotovoltaica dalla temperatura di cella</i>	76
3.3.3	<i>Modello Mattei et al</i>	77
3.3.4	<i>Modello King et al</i>	79
3.3.5	<i>Analisi risultati</i>	81
3.3.5.1	Risultati globali	83
3.3.5.2	Risultati giornalieri	86
4	CONCLUSIONI	94
5	RIFERIMENTI	96

Indice figure

FIGURA 0-1 MAPPA GLOBALE DELLA VARIAZIONE DELLA TEMPERATURA SUPERFICIALE OSSERVATA PER IL PERIODO DAL 1979 AL 2019.....	9
FIGURA 0-2 TRAIETTORIA DEI CONSUMI COMPLESSIVI DI FONTI RINNOVABILI IN EUROPA AL 2030.....	11
FIGURA 0-3 EVOLUZIONE DELLA POTENZA E DELLA NUMEROSITÀ DEGLI IMPIANTI FOTOVOLTAICI.....	11
FIGURA 1-1 POTENZA INSTALLATA E CUMULATIVA POTENZA INSTALLATA PER ANNO DI ESERCIZIO.....	14
FIGURA 1-2 GRAFICO A TORTA: DISTRIBUZIONE PERCENTUALE DI IMPIANTI PER TECNOLOGIA COSTRUTTIVA	15
FIGURA 1-3 SUDDIVISIONE POTENZA INSTALLATA [NUMERO IMPIANTI] PER CLASSI POTENZA GSE [kWp].....	15
FIGURA 1-4 DISTRIBUZIONE DELLE POTENZE NOMINALI DEGLI IMPIANTI LOMBARDI.....	16
FIGURA 1-5 DENSITÀ DI PROBABILITÀ NELLE CLASSI DI POTENZA PER GLI IMPIANTI, IN LOMBRADIA	21
FIGURA 1-6 LOGO SODA	29
FIGURA 1-7 INTERFACCIA UTENTE DEL SITO NASA PER LO SCARICAMENTO DEI DATI.....	30
FIGURA 2-1 FLOWCHART: SCRIPT DEL MODELLO DI PRODUZIONE CON OTTIMIZZAZIONE ...	38
FIGURA 2-2 $\Gamma(T\%)$, COEFFICIENTE TERMICO DI POTENZA-SOLUZIONI PER CLASSE PER OGNI MODELLO	43
FIGURA 2-3 G_0 , IRRADIANZA LIMITE-SOLUZIONI PER CLASSE PER OGNI MODELLO.....	43
FIGURA 2-4 C_A , COEFFICIENTE DI ADATTAMENTO-SOLUZIONI PER CLASSE PER OGNI MODELLO	44
FIGURA 2-5 SCATOLA E BAFFI- DISTRIBUZIONE DEGLI SCARTI ANNUALI PER MODELLO.....	47
FIGURA 2-6 SCARTO MEDIO ANNUALE ASSOLUTO DI CLASSE PER I DIVERSI MODELLI.....	48

FIGURA 2-7 SCARTO MEDIO ASSOLUTO DI CLASSE PER I DIVERSI MODELLI PER IL SEMESTRE ESTIVO.....	49
FIGURA 2-8 SCARTO MEDIO ASSOLUTO DI CLASSE PER I DIVERSI MODELLI PER IL SEMESTRE INVERNALE.....	49
FIGURA 2-9 SCARTI MEDI RELATIVI MENSILI PER OGNI CONFIGURAZIONE DEL MODELLO ..	51
FIGURA 2-10 IMMAGINE SATELLITARE DELL'IMPIANTO SELEZIONATO	52
FIGURA 2-11 PROFILI CALCOLATI DAI MODELLI E PROFILO DI PRODUZIONE MISURATO PER LA GIORNATA DEL 23 MARZO.....	53
FIGURA 2-12 PROFILI CALCOLATI DAI MODELLI E PROFILO DI PRODUZIONE MISURATO PER LA GIORNATA DEL 1° GIUGNO	53
FIGURA 2-13 PROFILI CALCOLATI DAI MODELLI E PROFILO DI PRODUZIONE MISURATO PER LA GIORNATA DEL 23 DICEMBRE.....	54
FIGURA 2-14 GIORNATA VENTOSA (1/06): CONFRONTO TRA PROFILI DI PRODUZIONE PREVISTA E PROFILO DI PRODUZIONE MISURATA	59
FIGURA 2-15 GIORNATA POCO VENTOSA (16/06): CONFRONTO TRA PROFILI DI PRODUZIONE PREVISTA E PROFILO DI PRODUZIONE MISURATA	59
FIGURA 2-16 GIORNATA SERENA CON DISCRETA IRRADIANZA (17/04): CONFRONTO TRA PROFILI DI PRODUZIONE PREVISTA E PROFILO DI PRODUZIONE MISURATA	61
FIGURA 2-17 GIORNATA SERENA CON ELEVATA IRRADIANZA (18/05): CONFRONTO TRA PROFILI DI PRODUZIONE PREVISTA E PROFILO DI PRODUZIONE MISURATA	61
FIGURA 3-1 LOGO EUROPEAN COMMISSION'S SCIENCE.....	64
FIGURA 3-2 FUNZIONE DI DENSITÀ DI PROBABILITÀ DEGLI SCARTI GIORNALIERI RISPETTO AI DATI SCARICATI.....	71
FIGURA 3-3 ESEMPIO GIORNATA SERENA- DIFFERENZE TRA PROFILI GIORNALIERI CALCOLATI E SCARICATI	72
FIGURA 3-4 ESEMPIO GIORNATA COPERTA- DIFFERENZE TRA PROFILI GIORNALIERI CALCOLATI E SCARICATI.....	72
FIGURA 3-5 PROFILI GIORNALIERI-CONFRONTO MODELLI	74
FIGURA 3-6 CARATTERISTICA CURVA I-U PER VARI VALORI DI TEMPERATURA	76
FIGURA 3-7 SCARTI RELATIVI PERCENTUALI PER MESI ESTIVI	84
FIGURA 3-8 SCARTI RELATIVI PERCENTUALI PER MESI INVERNALI	85

FIGURA 3-9 TEMPERATURA DI CELLA CALCOLATA DAI VARI MODELLI, PER LA GIORNATA SOLEGGIATA E VENTOSA (1/06).....	88
FIGURA 3-10 TEMPERATURA DI CELLA CALCOLATA DAI VARI MODELLI, PER LA GIORNATA SOLEGGIATA E POCO VENTOSA (16/06).....	89
FIGURA 3-11 PROFILO DI PRODUZIONE MISURATO E PROFILI CALCOLATI DAI MODELLI PER LA GIORNATA DEL 16 GIUGNO.....	91
FIGURA 3-12 PROFILO DI PRODUZIONE MISURATO E PROFILI CALCOLATI DAI MODELLI PER LA GIORNATA DEL 16 GIUGNO.....	91

Indice tabelle

TABELLA 1-1 INTERVALLI DI POTENZA DELLE CLASSI.....	17
TABELLA 1-2 NUMERO DI IMPIANTI PER CLASSE DI POTENZA.....	22
TABELLA 1-3 NUMERO DI IMPIANTI PER CLASSE DI POTENZA, A SEGUITO DELLA GEOLOCALIZZAZIONE	26
TABELLA 1-4 VALENZA STATISTICA DELLE CLASSI DI POTENZA.....	28
TABELLA 2-1 VALORE DEI PARAMETRI FISSI DELL'ESPRESSIONE DI CALCOLO DI PAC.....	34
TABELLA 2-2 PARAMETRI DI CALCOLO DELLA TEMPERATURA DI CELLA PER IL MODELLO VENTO.....	37
TABELLA 2-3 VALORI INIZIALI DEI PARAMETRI APPARTENENTI AL VETTORE X, DOPO IL PROCESSO DI CLUSTERING.....	42
TABELLA 2-4 SCARTI ANNUALI DEL MODELLO PREVISIONALE - CONFIGURAZIONI OTTIMIZZATE.....	46
TABELLA 2-5 SCARTI RELATIVI ANNUALI PER LE NUOVE CONFIGURAZIONI VENTO	57
TABELLA 3-1 VALORI DEI COEFFICIENTI DA K1 A K6 USATI NELL'EQUAZIONE DI CALCOLO DI PVGIS, PER DIFFERENTI TECNOLOGIE FOTOVOLTAICHE	65

TABELLA 3-2 VALORI COEFFICIENTI U0 E U1 PER DIFFERENTI TECNOLOGIE FOTOVOLTAICHE.....	67
TABELLA 3-3 CONFRONTO POTENZA ORARIA CALCOLATA DAL SITO-POTENZA ORARIA MODELLO RICOSTRUITO.....	70
TABELLA 3-4 SCARTO ANNUALE: CONFRONTO MODELLI NON OTTIMIZZATI.....	73
TABELLA 3-5 COEFFICIENTI EMPIRICI USATI PER PREVEDERE LA TEMPERATURA DELLA SUPERFICIE POSTERIORE DEL MODULO FOTOVOLTAICO, COME FUNZIONE DI IRRADIANZA, TEMPERATURA E VELOCITÀ DEL VENTO	80
TABELLA 3-6 SCARTI ANNUALI NUOVE CONFIGURAZIONI.....	83
TABELLA 3-7 TEMPERATURA MEDIA DI CELLA PER I DIVERSI MODELLI.....	86
TABELLA 3-8 VALORI DI VELOCITÀ DEL VENTO PER LE GIORNATE DEL 1° GIUGNO E DEL 16 GIUGNO	88
TABELLA 3-9 PARAMETRI DELLE CONFIGURAZIONI OTTIMIZZATE.....	93

INTRODUZIONE

"Con l'accordo di Parigi ci siamo impegnati a contenere il riscaldamento globale entro 1,5 gradi rispetto ai livelli preindustriali. La maggior parte dei nostri paesi ha rinnovato questo impegno nelle recenti riunioni del G20. Tuttavia, dobbiamo essere onesti nei confronti di noi stessi: stiamo venendo meno a questa promessa. Se continuiamo con le politiche attuali, raggiungeremo quasi tre gradi di riscaldamento globale entro la fine del secolo" con "conseguenze catastrofiche".

Lo ha detto l'attuale presidente del Consiglio dei ministri italiano Mario Draghi al vertice dei leader mondiali durante la Conferenza delle Nazioni Unite sui cambiamenti climatici, tenutasi a Glasgow (UK) nel novembre 2021. Si tratta di una chiara confessione di intenti, che nasce da dati inconfondibili sul processo di cambiamento climatico che il nostro pianeta sta affrontando.

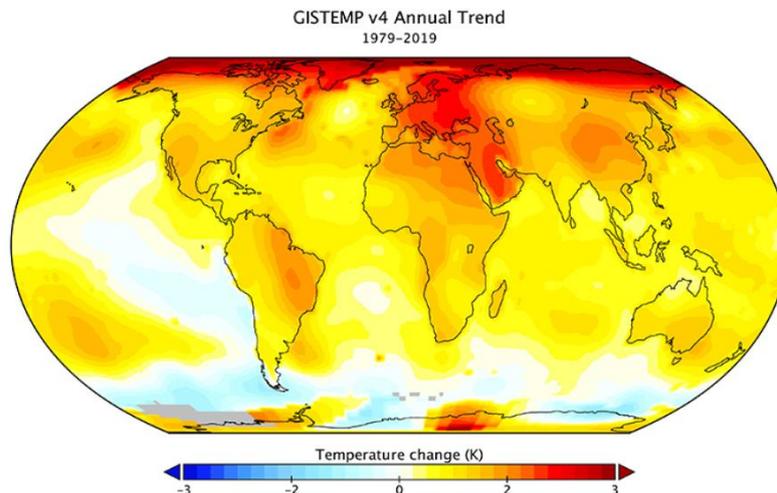


Figura 0-1 Mappa globale della variazione della temperatura superficiale osservata per il periodo dal 1979 al 2019

Tre quarti delle emissioni di gas a effetto serra dell'unione europea sono dovute alla produzione e al consumo di energia. In questa direzione l'UE e il mondo intero stanno adoperando una serie di strategie per la decarbonizzazione del settore energetico, che risulta un passo fondamentale per arrestare l'aumento di temperatura terrestre.

In particolare, tutti gli stati membri dell'ente sovranazionale hanno firmato l'accordo di Parigi. Si tratta di un documento che sottoscrive il forte impegno dell'unione europea a ridurre complessivamente le emissioni di gas serra e contestualmente trasformare il sistema energetico, convertendolo in un sistema energetico integrato con quote ingenti di energie da fonti rinnovabili e sostanziosi miglioramenti dell'efficienza energetica. L'accordo di Parigi è un piano d'azione che si basa sull'obiettivo di mantenere l'incremento della temperatura media globale al di sotto di 2°C in più rispetto ai valori preindustriali entro il 2050, e si articola su dei concetti fondamentali:

- **contributi** – I paesi membri hanno stipulato dei piani d'azione nazionali per ridurre le emissioni di gas inquinanti nel corso degli anni. Contributi determinati durante la conferenza di Parigi e aggiornati ogni cinque anni ponendo obiettivi sempre più ambiziosi;
- **trasparenza** – Tutte gli stati hanno deciso di condividere i risultati in tale ambito l'un l'altro, con l'obiettivo di garantire trasparenza;
- **solidarietà** – Si assicura di aiutare, fornendo finanziamenti e supporto, i paesi in via di sviluppo nell'attuare politiche volte alla diminuzione di emissioni di gas inquinanti.

Infine, nel dicembre 2020, sulla base dell'impegno dell'unione europea di incrementare la sua ambizione riguardo il controllo della temperatura in linea con l'accordo di Parigi, i leader dell'UE hanno approvato un obiettivo vincolante di riduzione interna netta delle emissioni di gas a effetto serra di almeno il 55% entro il 2030 rispetto ai livelli del 1990.

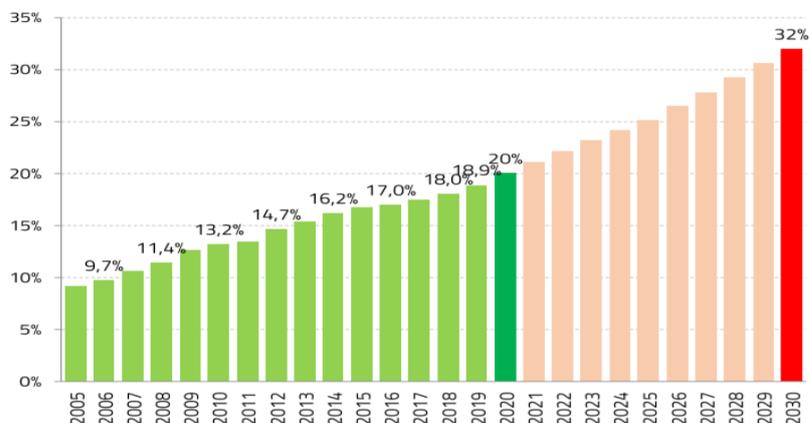


Figura 0-2 Traiettoria dei consumi complessivi di fonti rinnovabili in Europa al 2030

Integrazioni Fonti rinnovabili

Nelle strategie della commissione europea per trasformare il settore energetico, assumono un ruolo fondamentale le fonti di energia rinnovabile. Si può asserire che il percorso di integrazione di queste è aumentato di anno in anno fino al raggiungimento, ad oggi in Italia, del 35 % di copertura da fonti rinnovabili sul fabbisogno energetico nazionale. In particolare, il 37 % della potenza installata da fonti rinnovabili è rappresentato da impianti fotovoltaici

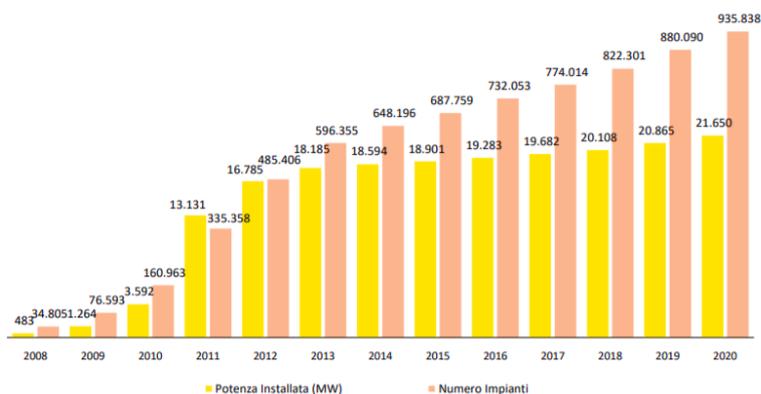


Figura 0-3 Evoluzione della potenza e della numerosità degli impianti fotovoltaici

Ovviamente questa rapida ed enorme crescita dei sistemi di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili comporta la necessità di integrare al meglio le nuove tipologie di impianto nella rete elettrica nazionale. Non si tratta di un processo banale, infatti le fonti energetiche rinnovabili sono rinomate per la loro imprevedibilità, dovuta dalle condizioni meteorologiche, e per l'utilizzo degli inverter per l'immissione nella rete; perciò, il gestore delle reti di trasmissione ha il ruolo di integrare queste nuove tipologie di fonti di energia, e contemporaneamente garantire l'equilibrio tra domanda e offerta di energia. A favorirne il compito, intervengono i modelli previsionali statistici/matematici che hanno l'obiettivo di ridurre la componente aleatoria di tali fonti di energia.

In questo scenario trova spazio il lavoro di tesi. In esso, prendendo come caso studio il modello di produzione fotovoltaica descritto e analizzato da Giuseppe Alba [1], si decide di studiarlo e ottimizzarlo sulla base di dati di produzione passati di un campione di impianti selezionati della regione Lombardia. Successivamente sono state apportate ulteriori migliorie al modello: sono state introdotte nuove configurazioni, ognuna delle quali contraddistinta da una differente ottimizzazione delle variabili presenti all'interno dell'espressione di calcolo della temperatura di cella; sono state introdotte e ottimizzate altre formule di calcolo per la temperatura di cella e confrontate con le precedenti.

CAPITOLO 1

1 Analisi dati dell'anagrafica

1.1 Analisi dati regione Lombardia

Il primo step del lavoro di tesi svolto consiste nello studio approfondito dell'insieme di dati forniti da *Terna S.p.A.* [1] sugli impianti fotovoltaici presenti nella regione Lombardia, aggiornati al 2018. L'intero database viene fornito tramite il file *Anagrafica* in formato .csv; pertanto, i dati sono stati esaminati utilizzando il software Excel. Da una prima disamina si riconoscono 125.483 impianti fotovoltaici, per un totale di 2.304 GW installati in tutta la regione e, si evince una sintesi delle principali caratteristiche tecnologiche e geografiche degli impianti:

- Codice identificativo e nome dell'impianto;
- Provincia;
- Comune , indirizzo e CAP
- latitudine e longitudine(date solo in alcuni casi);
- Tipologia di tecnologia costruttiva (silicio policristallino, tellurio di cadmio ecc...) e distizione tra impianti ad inseguimento e non;
- Data di inizio esercizio ;
- Potenza di picco.

Dall'enorme database fornito, si possono ricavare alcuni grafici interessanti che illustrano la situazione del fotovoltaico in Lombardia, all'anno 2018. Di seguito si riporta l'evoluzione temporale della potenza installata negli ultimi decenni:

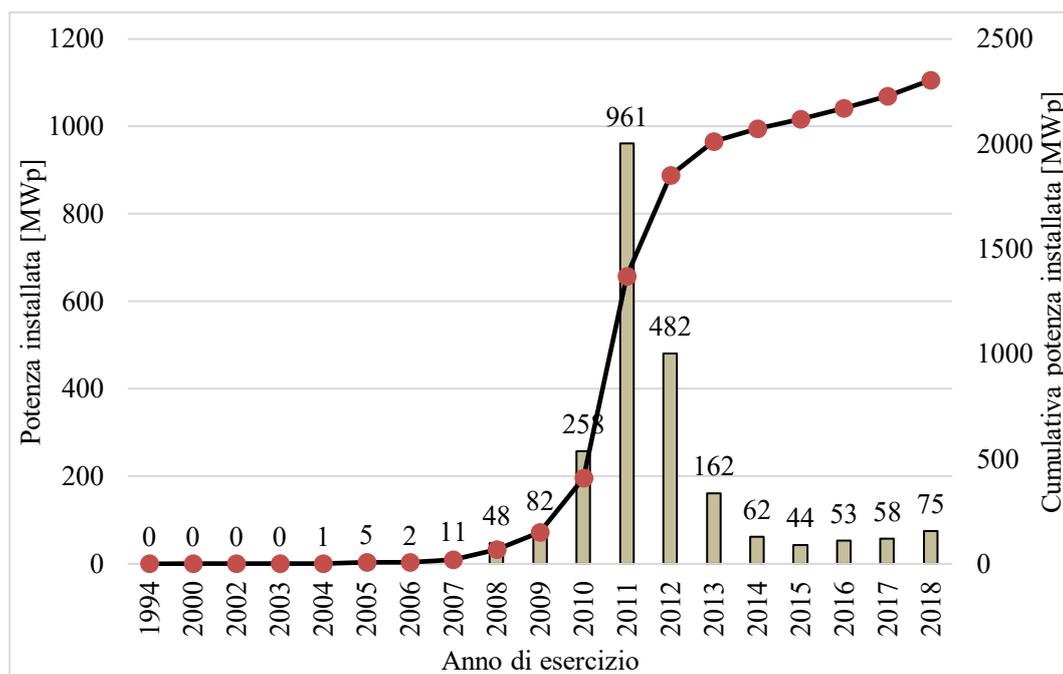


Figura 1-1 Potenza installata e cumulativa potenza installata per anno di esercizio

Come si può notare vi è un picco nel 2011 che, in conseguenza di alcune politiche nazionali sull'integrazione degli impianti fotovoltaici, è divenuto un anno storicamente importante per l'intero settore elettrico italiano.

Con il grafico che segue viene mostrata, si mostra la distribuzione percentuale degli impianti divisi per tecnologia costruttiva dei moduli:

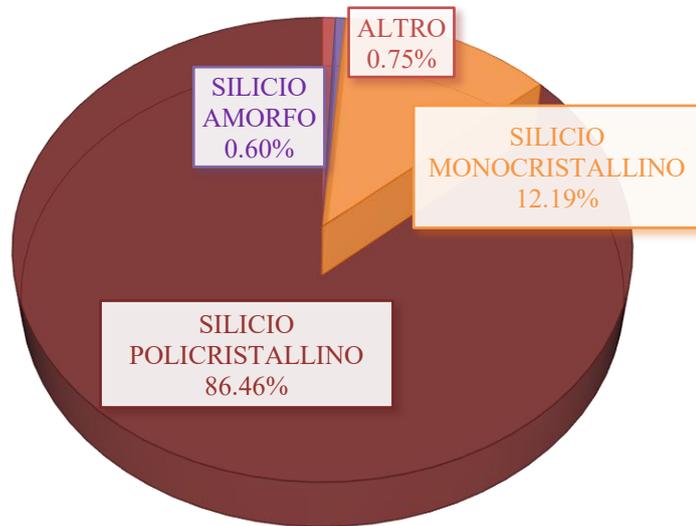


Figura 1-2 Grafico a torta: distribuzione percentuale di impianti per tecnologia costruttiva

È evidente che la tecnologia prevalente è il silicio cristallino; il suo successo si deve all'ottima combinazione di bassi costi e buona efficienza. In particolare, il silicio policristallino copre quasi l'87% del totale degli impianti lombardi.

Infine, si vuole mostrare la distribuzione degli impianti per potenza nominale secondo il GSE (Gestore dei servizi energetici) [2], ovvero secondo le politiche di incentivi passate:

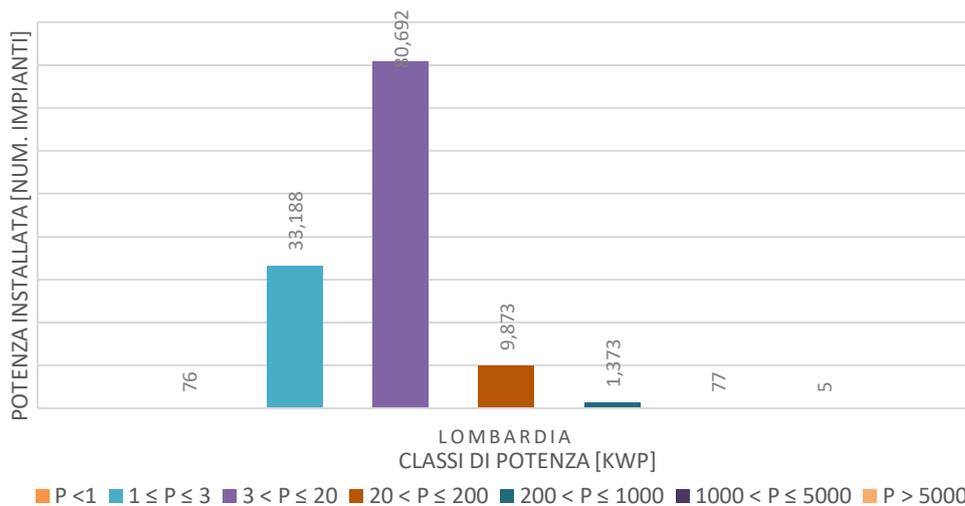


Figura 1-3 Suddivisione potenza installata [numero impianti] per classi potenza GSE [kWp]

Il grafico evidenzia che vi è una prevalenza di impianti di piccola-media taglia (circa 80000 per potenza) che rappresentano gli impianti familiari, mentre, nettamente inferiore è il numero dei grossi impianti ($P > 200$ kWp) che però equivalgono al 41.6 % della potenza nominale installata in Lombardia.

1.2 Definizioni classi di potenza

Per facilitare il trattamento dei dati nel corso della prima sezione del lavoro di tesi, si decide di suddividere gli impianti a seconda della potenza nominale fornita poiché rappresenta l'unico criterio tecnico utilizzabile. La suddivisione delle classi viene fatta in maniera dettagliata, in modo da rispettare la ripartizione degli impianti e da evitare di compromettere la validità statistica dello studio.

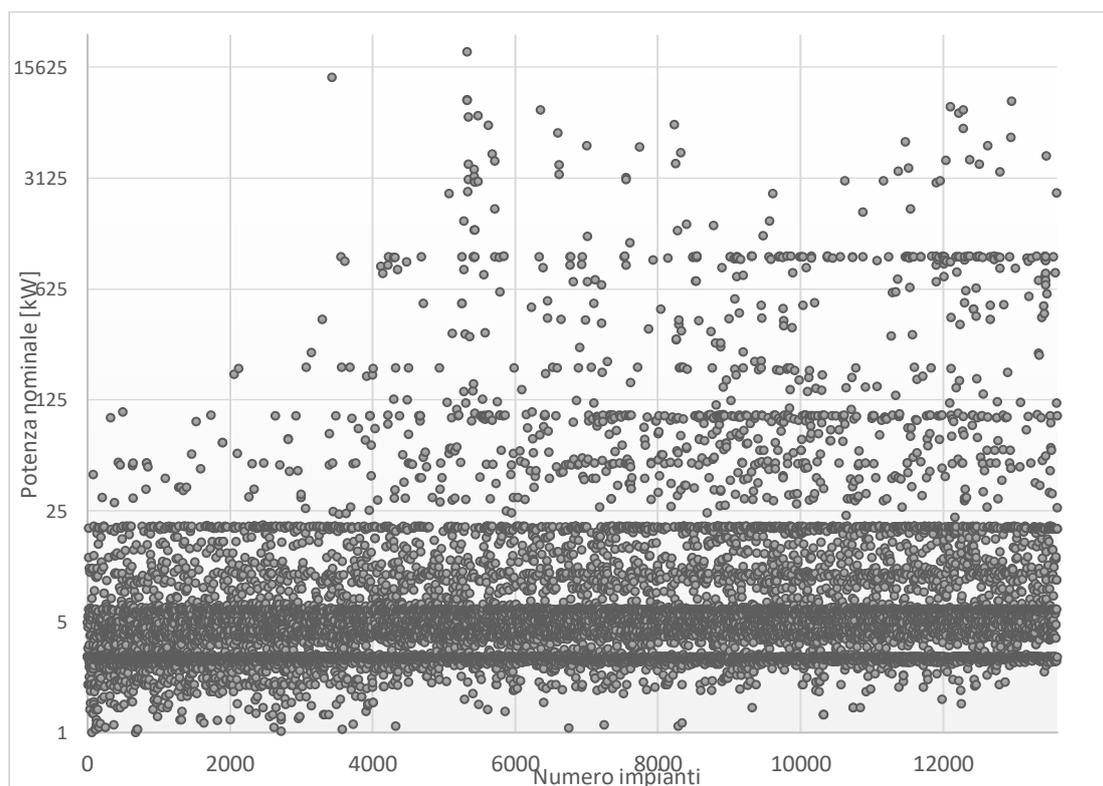


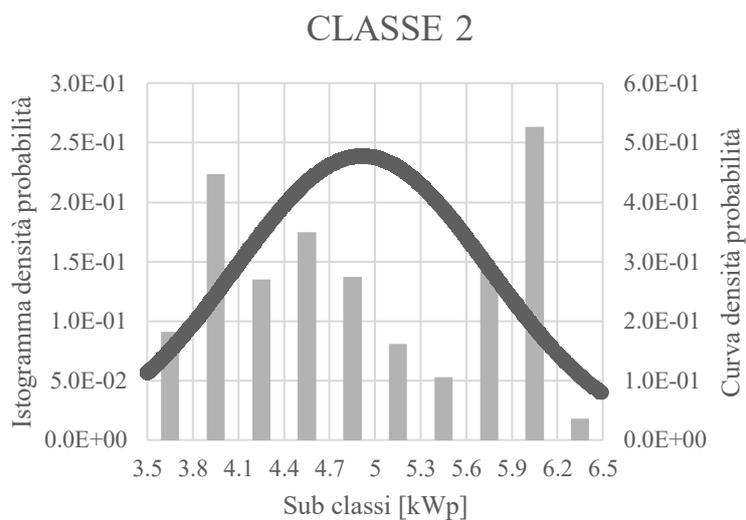
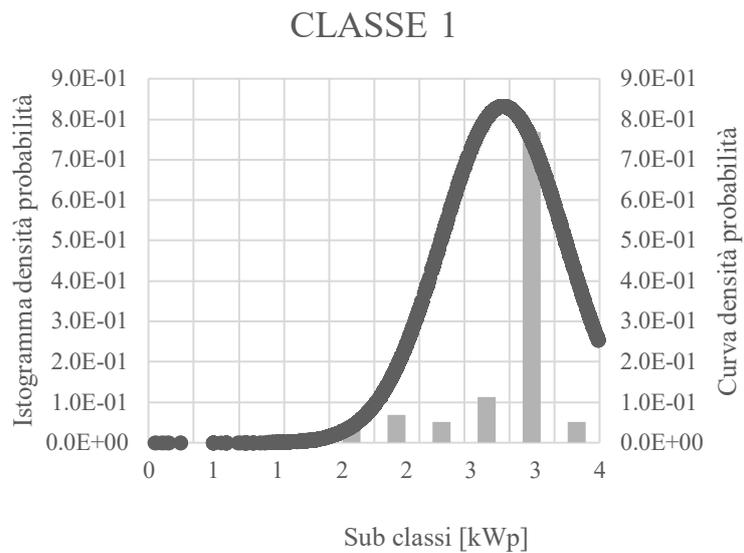
Figura 1-4 Distribuzione delle potenze nominali degli impianti lombardi

Partendo dalla soprastante rappresentazione della totalità del parco di impianti lombardi, si cerca di individuare visivamente gli addensamenti di impianti e fare una prima ipotesi di classi e sub-classi. Questo passaggio non risulta difficile, infatti in conseguenza della politica nazionale di incentivi, gli impianti si concentrano intorno a limiti di potenza definiti. Partendo dal lavoro fatto per il Lazio, anche per la Lombardia si prova ad adottare quella stessa divisione in classi, per poi costruire delle curve di distribuzione di Gauss degli impianti per ogni classe, con lo scopo di dimostrare che le tipiche curve a campana presentano un massimo nella zona centrale; nell'eventualità in cui non si riuscisse a dimostrare ciò, si dovrebbe fare un'altra ipotesi per la scelta delle classi. Prevedibilmente, si ottengono una distribuzione degli impianti e un conseguente andamento delle curve simili a quelli ottenuti per la regione Lazio; questo risultato ci permette di utilizzare le 10 classi riassunte nella tabella seguente:

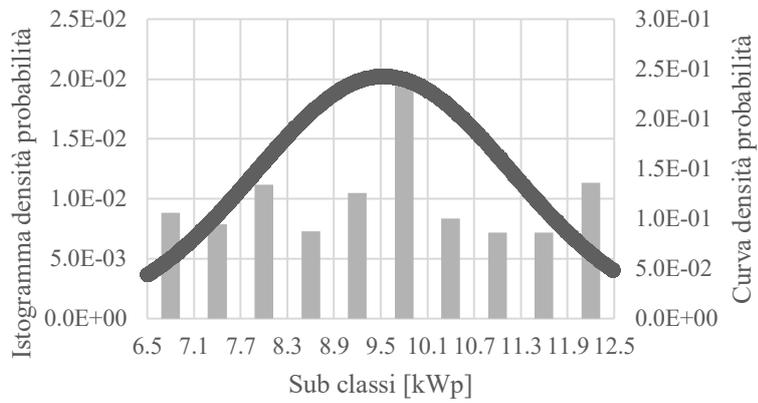
<i>CLASSE</i>	POTENZA NOMINALE IMPIANTO [kW]
<i>1</i>	[$P \leq 3.5$]
<i>2</i>	[$3.5 < P \leq 6.5$]
<i>3</i>	[$6.5 < P \leq 12.5$]
<i>4</i>	[$12.5 < P \leq 25$]
<i>5</i>	[$25 < P \leq 70$]
<i>6</i>	[$70 < P \leq 120$]
<i>7</i>	[$120 < P \leq 500$]
<i>8</i>	[$500 < P \leq 1200$]
<i>9</i>	[$1200 < P \leq 3600$]
<i>10</i>	[$3600 < P$]

Tabella 1-1 Intervalli di potenza delle classi

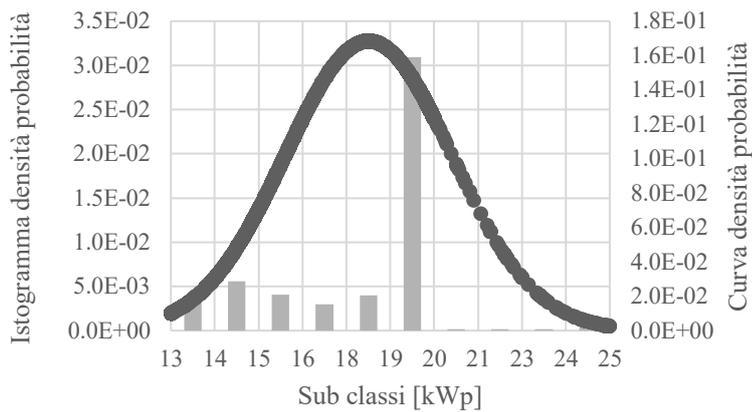
Per completezza espositiva, di seguito vengono aggiunte anche le curve di distribuzione di ogni classe, che per alcune classi non risultano perfettamente centrate, ma questo è l'unico compromesso necessario, affinché non si modifichino gli andamenti per le classi adiacenti:



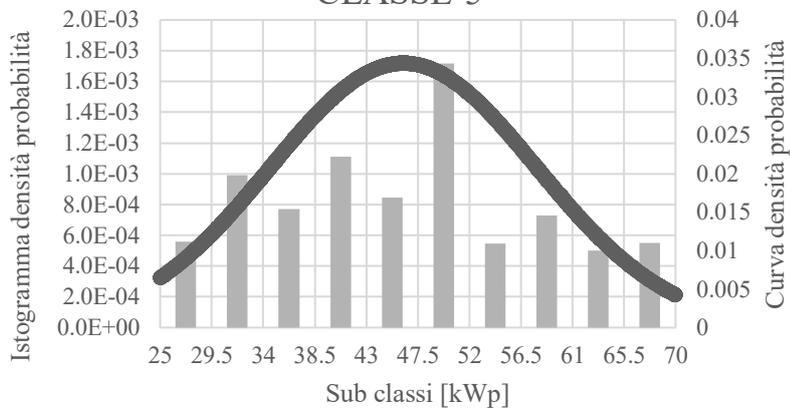
CLASSE 3

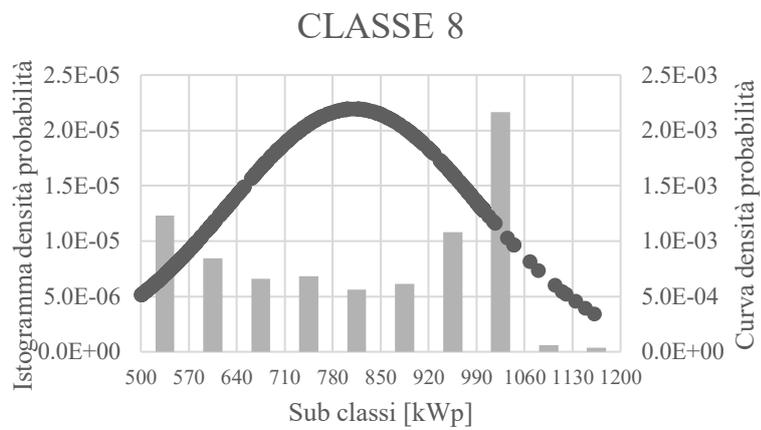
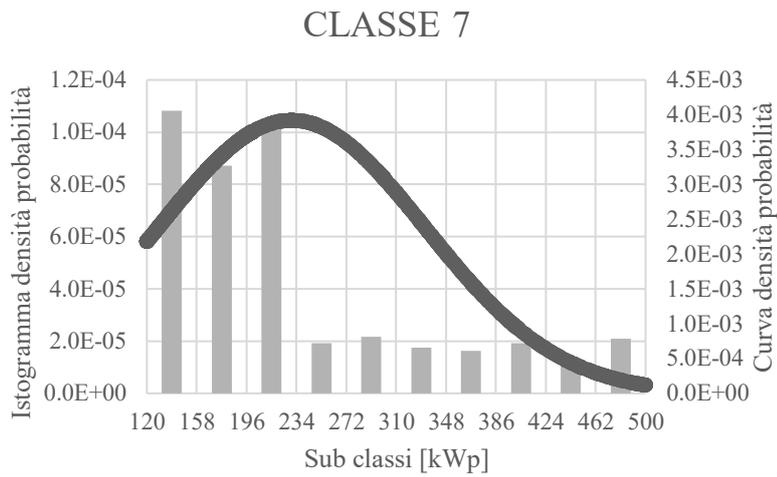
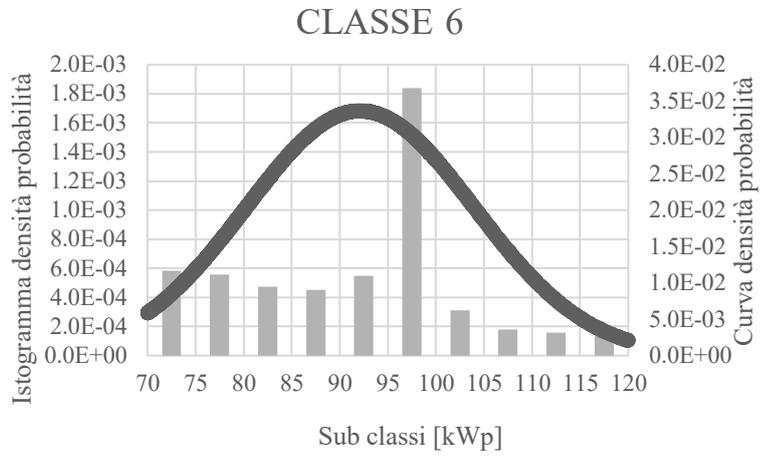


CLASSE 4



CLASSE 5





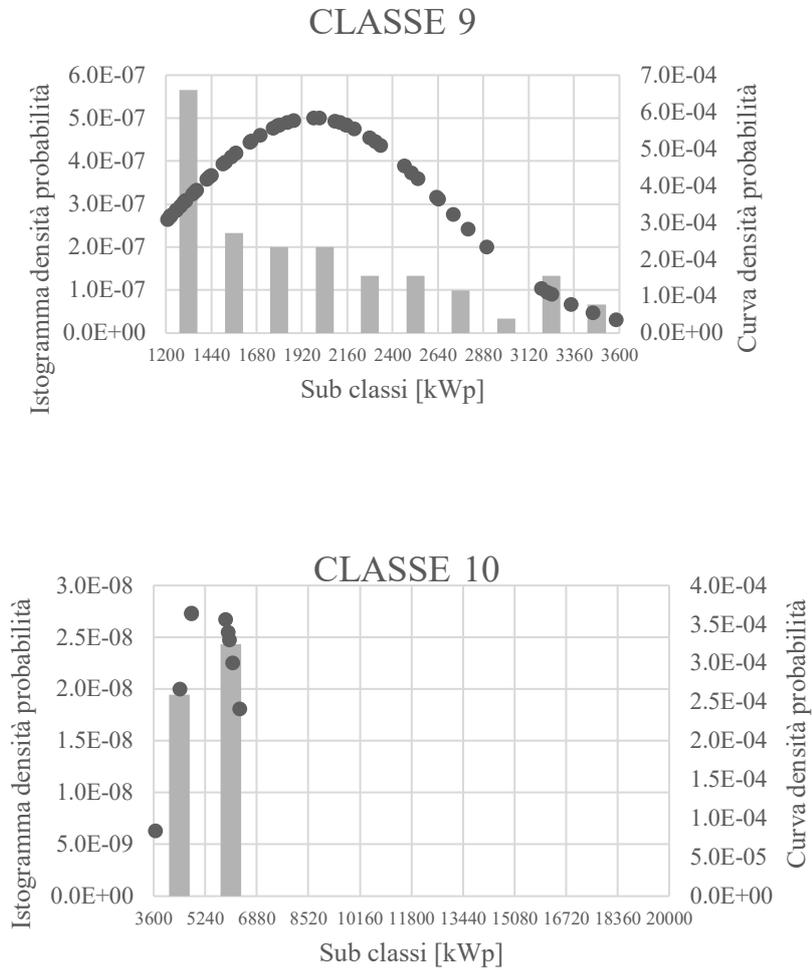


Figura 1-5 Densità di probabilità nelle classi di potenza per gli impianti, in Lombardia

Terminata la definizione delle classi, si mostra nella tabella successiva come si distribuiscono gli impianti di Anagrafica nelle (su citate) classi:

<i>CLASSE</i>	POTENZA MIN [kW]	POTENZA MAX [kW]	NUMERO IMPIANTI
1	0	3.5	49290
2	3.5	6.5	49605
3	6.5	12.5	7482
4	12.5	25	8118
5	25	70	4693
6	70	120	3316
7	120	500	2021
8	500	1200	696
9	1200	3600	54
10	3600	-----	9

Tabella 1-2 Numero di impianti per classe di potenza

Sin da subito si nota che la maggior parte degli impianti è concentrata nelle prime due classi e che, procedendo con l'aumentare della potenza nominale di classe, diminuisce di pari passo il numero di impianti.

1.3 Filtraggio dei dati

1.3.1 Ordinamento dati di produzione

I reali dati di produzione degli impianti lombardi ci vengono forniti altresì da TERNA in formato .csv e sono fondamentali, in quanto d'ora in poi interpreteranno il ruolo di dati "veri" con i quali confronteremo costantemente i profili di produzione valutati dal modello. I dati sono erogati in 12 file separati, uno per ogni mese, e sfortunatamente non coprono la totalità dei dati in *Anagrafica*, piuttosto sono presenti le misure solo per una parte degli impianti. Essi sono ordinati secondo il codice identificativo UP di ogni impianto, posseggono solo l'informazione di energia oraria misurata(kWh/h) associata ad ogni ora del giorno (02:00, 13:00 ecc.), che si

suppone sia anche l'orario esatto durante il quale si effettua la misura, la quale viene sempre espressa con numero intero. La somministrazione di dati sotto questa forma comporta una discretizzazione del profilo di produzione di ogni impianto, nonostante ciò, nel corso di questo lavoro di tesi i grafici saranno sempre rappresentati sotto forma continua, in modo da rispettare la realtà fisica del processo di produzione.

L'organizzazione dei dati in 12 file, come descritta sopra, e la discrepanza di numero di impianti rispetto al file Anagrafica, è causa del processo di ordinamento che segue. Infatti, attraverso degli script di Matlab si intersecano i dati di produzioni e i dati geografici e tecnologici ottenendo la *Matrice_produzione_annuale*. Quest'ultima contiene 20471 impianti, che equivalgono al 16.4% dell'intero parco impianti della Lombardia che avevamo inizialmente in Anagrafica.

1.3.2 Filtraggio

L'ordinamento precedente è già stato causa di una prima scrematura; infatti, se pur in minima parte, alcuni impianti non presentavano tutti i dati mensili di produzione e per questo non sono stati inglobati nella matrice finale. Si è giunti finora a 20471 impianti, ma per realizzare uno studio sul modello previsionale che sia più veritiero e significativo, bisogna selezionare i dati affinché non presentino anomalie di misura o errori sistematici che inficerebbero la bontà del set di dati. È necessario, quindi, adoperare un filtraggio in più fasi che garantisca l'ottenimento di dati coerenti. Ora si riassumeranno i diversi criteri di filtraggio eseguiti:

- Primo Filtro – si verifica che i dati di produzione siano riferiti a impianti presenti nel file Anagrafica con informazioni complete;
- Secondo filtro – a causa di errori di misura, guasti, o rara presenza di accumuli, alcuni impianti presentano dati di produzione durante le ore centrali della notte. Questo filtro scarta gli impianti che presentano l'inconveniente di produzione notturna nella fascia oraria 23:00-4:00;

-
- Terzo filtro – si eliminano gli impianti che per 24 ore consecutive risultano non avere dati di produzione. Lo scopo di questo filtro è avere un set di dati per impianto che sia quanto più continuo e completo possibile;
 - Quarto filtro – con riferimento alla zona geografica di installazione degli impianti , si decide di attuare un filtraggio relativo alla produzione specifica , ovvero il rapporto tra l'energia annua prodotta e la potenza nominale. Si decide di considerare un range di potenza specifica tra 1000 e 1700 kWh/kWp , che rappresenta l'intervallo per il quale si considera l'impianto ben installato e coerente alla regione di installazione, quindi compatibile per lo studio successivo;
 - Quinto filtro – l'ultima scrematura scarta gli impianti per i quali la potenza specifica massima nell'anno scavalca la potenza nominale. È una situazione fisicamente possibile in determinate condizioni meteorologiche , però, per avere impianti paragonabili in termini di produzione, si decide di non tenerne conto

I diversi filtri sono implementati in un unico codice *Matlab*, dove ci sono più funzioni che fanno riferimento al singolo filtro. Al termine del filtraggio si riporta una lista di 43 impianti, considerati pochi ai fini statistici dello studio da svolgere. Si decide perciò di ampliare i limiti dei filtri 2 e 3 (quelli che eliminavano la maggior parte degli impianti): nel secondo filtro si amplia il limite di produzione annua notturna degli impianti, e quindi si passa dal non considerare proprio nessuna percentuale di produzione durante la notte ad accettare una piccola percentuale di produzione annua (1%); nel terzo filtro si modifica il limite accettabile sui giorni di non produzione annuale passando da 0 a 1, quindi un impianto si considera anche se non produce per 24 ore consecutive, aggirando casi di manutenzione giornaliera o periodi di disservizio che spesso si protraggono per più di 24 ore. Al termine delle modifiche risultano 275 impianti “filtrati”, un numero esiguo rispetto ai 125284 impianti

presenti in Anagrafica. La scarsità dei dati disponibili è conseguenza dei pochi dati di produzione forniti da Terna, che hanno causato ulteriori problematiche nel filtraggio; perciò, si può ritenere che una fruizione di ulteriori dati provenienti da Terna amplierebbe il campione di dati utilizzabili.

1.3.3 Geolocalizzazione degli impianti

L'ultimo passaggio del filtraggio dei dati consiste nella geolocalizzazione degli impianti al fine di desumere la latitudine, la longitudine e gli angoli di azimut e tilt di ogni impianto rimasto.

Per la geolocalizzazione si utilizza lo strumento *Google Earth* e, servendosi dei dati di indirizzo (per alcuni casi sono già fornite le coordinate geografiche) forniti da *Terna*, si ottengono i dati richiesti e sopra elencati. Il processo di geolocalizzazione è un'operazione meticolosa ed estenuante e causa un'ulteriore riduzione di numero degli impianti applicabili al modello previsionale. Infatti, dei 275 impianti ne rimangono 139 per via di tre principali motivi:

- Molti impianti non vengono individuati; infatti, per diversi impianti i dati di indirizzo e comune sono imprecisi, approssimativi o a volte mancanti e per questo motivo rendono impossibile l'individuazione su *Google Earth*;
- Impianti con molteplici inclinazioni o orientamento; soprattutto per gli impianti installati su tetti di edifici si è presentato il problema logistico di moduli differentemente inclinati o orientati. Inoltre, in alcuni casi sono stati scartati anche impianti che presentavano forti ombreggiamenti dagli edifici circostanti;

- Qualche impianto con tecnologia diversa; è stata fatta la scelta di escludere gli impianti che presentavano tecnologie differenti dal silicio cristallino , oppure gli impianti ad inseguimento ;

I 139 impianti rimasti sono quelli che verranno utilizzati nel modello, la tabella seguente riassume come sono distribuiti all'interno delle classi di potenza

<i>CLASSE</i>	POTENZA MIN [kW]	POTENZA MAX [kW]	NUMERO IMPIANTI
3	6.5	12.5	0
4	12.5	25	1
5	25	70	10
6	70	120	26
7	120	500	25
8	500	1200	66
9	1200	3600	9
10	3600	-----	2

Tabella 1-3 Numero di impianti per classe di potenza, a seguito della geolocalizzazione

1.4 Campionamento stratificato

Nel lavoro di tesi svolto si vuole determinare matematicamente se il campione di impianti scelto raffigura statisticamente tutto il parco impianti della regione Lombardia, all'anno 2018. Per far ciò, si decide di confermare la validità statistica del modello con la procedura del *campionamento stratificato*. Questa procedura consiste nell'effettuare una ripartizione del campione di impianti partendo dalla formula di Neyman seguente:

$$n_j = n \cdot \frac{N_j \sigma_j \cdot \sqrt{\frac{N_j}{N_j - 1}}}{\sum_{j=1}^J N_j \sigma_j \cdot \sqrt{\frac{N_j}{N_j - 1}}} \cdot 100 \quad (1.1)$$

nella quale:

- n indica la quantità totale di impianti del campione;
- σ_j è il rapporto tra la varianza e la media degli impianti che fanno parte della j -esima classe;
- N_j sono tutti gli impianti che fanno parte della j -esima classe;
- n_j è il numero di impianti risultato della ripartizione.

È un calcolo che viene svolto per ogni classe, al fine di ottenere il valore n_j da confrontare con la quantità di impianti ($n_{campione}$) della corrispondente classe, ottenuta a seguito delle fasi precedenti di ordinamento, filtraggio e geolocalizzazione. In conclusione, se tale numero $n_{campione}$ è pari o superiore al calcolato n_j , si può affermare di avere un set di impianti per quella classe che garantisce la validazione statistica del modello e che, quindi, permette l'estensione dei risultati sull'intera classe di potenza. Si riportano, nella tabella seguente, i risultati di tale valutazione:

CLASSE [kW]	CONVALIDA STATISTICA	n_{campione}	n_j
4 [12.5 < P ≤ 25]	NO	1	5
5 [25 < P ≤ 70]	NO	10	13
6 [70 < P ≤ 120]	SI	26	10
7 [120 < P ≤ 500]	NO	25	51
8 [500 < P ≤ 1200]	SI	66	31
9 [1200 < P ≤ 3600]	SI	9	9
10 [3600 < P]	SI	2	2

Tabella 1-4 Valenza statistica delle classi di potenza

Si osserva che non c'è completezza di classi validate, infatti queste ammontano a quattro (classe 6, 8, 9, 10); ovviamente una quantità di impianti maggiore avrebbe garantito la validazione di più classi, tuttavia il campione scelto è figlio di un processo di selezione che fornisce al modello impianti con caratteristiche precise e rigorose che non possono causare anomalie nelle successive analisi dei risultati.

1.5 Scaricamento e ordinamento dei dati metereologici

1.5.1 Dati di Irradianza (Soda-Cams)

Il procedimento per lo scaricamento dei dati di irradianza è semiautomatico. Il primo passo consiste nel registrarsi al sito <http://www.soda-pro.com/help/cams-services/cams-radiation-service/automatic-access#xml> [2] per accedere al servizio e al database di *SoDa*, per poter infine scaricare da CAMS i dati necessari ci si affida ad un codice *Matlab*, fornitoci dal sito stesso e appositamente modificato per le nostre esigenze.



Figura 1-6 Logo SoDa

Dopo aver inserito le coordinate geografiche e la risoluzione temporale desiderata, lo script provvede a scaricare i dati di irradianza (75 località al giorno). Questi ultimi consistono nelle diverse componenti di irradianza, ovvero GHI, BHI, DHI e BNI, che, scaricate automaticamente sottoforma di matrici separate, vengono poi unificate in un'unica matrice per tutti gli impianti, sempre con l'utilizzo di *Matlab*. È necessario precisare che i valori di irradianza sono raccolti da un sistema di satelliti di *Meteosat*, e che le informazioni scaricate hanno una risoluzione spaziale fissa di 5 km e sono, perciò, direttamente interpolati dal sito per ogni posizione geografica.

1.5.2 Dati di velocità del vento e temperatura dell'aria (Nasa)

In gran parte dei modelli previsionali di produzione fotovoltaica è imprescindibile la conoscenza della temperatura di cella e delle perdite termiche ad essa legate; a tal proposito si rende necessaria la conoscenza dei valori di velocità del vento e di temperatura dell'ambiente. Questi dati vengono estrapolati dal sito della Nasa, più precisamente dalle misure fatte da *MERRA-2* (*Modern-era retrospective analysis for research and applications version 2*): dopo l'iter di registrazione si seleziona la zona della mappa di interesse (nel nostro caso la Lombardia) nell'interfaccia grafica del sito e, nuovamente attraverso un codice *Matlab* apposito, si scaricano le matrici contenenti le variabili di interesse.

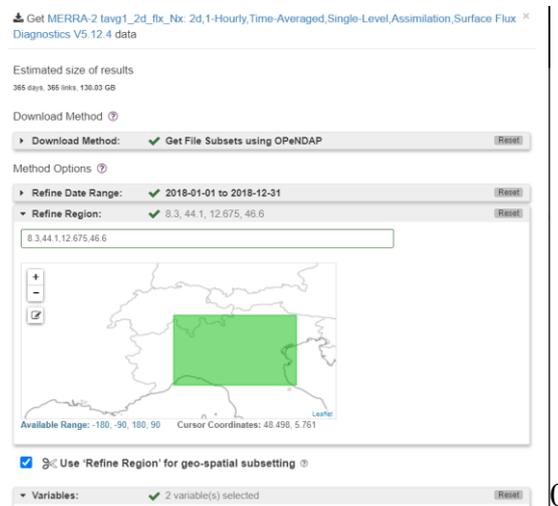


Figura 1-7 Interfaccia utente del sito NASA per lo scaricamento dei dati

I valori di temperatura dell'aria e velocità del vento ottenuti appartengono ad una griglia, in cui la risoluzione spaziale tra le coordinate di latitudine consecutive è pari a 0.5° , mentre per quelle di longitudine corrisponde a 0.625° per la longitudine. Un altro script *Matlab* ha lo scopo di restituire i valori orari per ogni impianto, associando ogni valore di latitudine e longitudine al punto della griglia più vicino; infatti, in questo caso non si è adottato il metodo interpolato in quanto non determinante sul calcolo della produzione.

CAPITOLO 2

2 Applicazione e ottimizzazione del modello di produzione

In questo capitolo viene presentato e studiato il modello previsionale. Il campione di impianti, ottenuto nel capitolo precedente, funge da traccia sulla quale il modello viene calibrato, affinché si riesca ad ottenere un modello di produzione che riduca il più possibile gli scarti dai profili di produzione di riferimento nell'intervallo di tempo considerato. L'espressione di calcolo e i suoi parametri variano a seconda della configurazione o del tipo di ottimizzazione, ma, si vedrà, la procedura per verificarne l'attendibilità è la stessa (come in tutta la tesi).

2.1 Introduzione del modello previsionale

Si introduce l'equazione per il calcolo della produzione di un singolo impianto fotovoltaico. Ogni impianto fotovoltaico produce continuamente potenza in corrente continua (DC), la quale è immediatamente convertita in corrente alternata (AC) attraverso uno o più convertitori, al fine di ottenere corrente immettibile nella rete da alimentare. Per ogni configurazione che verrà analizzata da qui in avanti si fa riferimento al modello che, per il calcolo della potenza in corrente alternata, si fonda sulla seguente formula:

$$P_{AC} = P_{DC} \cdot \eta_{trasf} \cdot \eta_{conv} = (P_{STC} \cdot \frac{G-G_0}{G_{STC}} \cdot C_T \cdot \eta_g \cdot C_A) \cdot \eta_{trasf} \cdot \eta_{conv} \quad (2.1)$$

dove i vari componenti sono:

- G , è la irradianza solare che incide sui moduli, espressa in $\left[\frac{kW}{m^2}\right]$. Il valore è già riportato su piano inclinato secondo il modello ASHRAE, qui riportato:

$$G = \frac{BHI}{\cos(\theta_z)} \cdot \cos(\theta) + DHI \cdot F_{cs} + \rho \cdot GHI(1 - F_{cs}) \quad (2.2)$$

- BHI è l'irradianza diretta su piano orizzontale;
- $\cos(\theta)$ è l'angolo tra il piano normale ai moduli e la linea tra Terra e sole, mentre θ_z è l'angolo di zenith
- DHI è l'irradianza diffusa su piano orizzontale
- F_{cs} è il fattore di vista piano-cielo;
- GHI è l'irradianza totale sul piano orizzontale, che tiene conto di parte diretta, diffusa e riflessa;
- ρ è il coefficiente di albedo, per la stima dell'irradianza riflessa.

l'irradianza G viene calcolata successivamente alla determinazione di tali parametri. Il tutto viene svolto direttamente da un codice *Matlab* che, utilizzando i dati di tilt e orientamento forniti dalla geolocalizzazione insieme alle variabili meteorologiche scaricate [1.5], calcola il corretto valore di irradianza:

-
- G_0 è l'irradianza solare limite che incide sui moduli, espressa in $\left[\frac{W}{m^2}\right]$ e consiste nell'irradianza minima per la quale l'impianto non riesce a produrre;
 - G_{STC} è pari a $1000 \left[\frac{W}{m^2}\right]$ e rappresenta l'irradianza solare in condizioni STC (*Standard Test Conditions*);
 - P_{DC} è la potenza in corrente continua prodotta, espressa in [kW] ;
 - P_{STC} è pari alla potenza nominale dell'impianto, cioè la potenza sotto condizioni di irradianza pari a $1000 \left[\frac{W}{m^2}\right]$ su tutti i moduli;
 - η_{trasf} è il rendimento dei trasformatori;
 - η_{conv} è il rendimento dei convertitori;
 - η_g è il rendimento globale dell'impianto, definito come:

$$\eta_g = \eta_{dirt} \cdot \eta_{life} \cdot \eta_{reflection} \cdot \eta_{mismatch} \cdot \eta_{cable} \quad (2.3)$$

- η_{dirt} , è il rendimento indice della sporcizia sui moduli;
- η_{life} , è il rendimento riferito all'invecchiamento dell'impianto, che tiene conto degli anni passati dall'inizio dell'esercizio
- $\eta_{reflection}$, è il rendimento che considera la quantità di irradianza riflessa dal vetro che copre i moduli;

- $\eta_{mismatch}$, è il rendimento che tiene conto delle connessioni tra i moduli, ovvero la disuniformità tra le curve I-U caratteristiche;
- η_{cable} , è il rendimento indice delle perdite per effetto di Joule nei cavi o altri componenti elettrici;
- C_A , è il coefficiente di adattamento usato per sopperire alle approssimazioni del modello per le configurazioni ottimizzate;
- C_T , è il fattore termico di perdita che verrà approfondito nel prossimo paragrafo;

Molti di questi parametri hanno valore stabilito dalla letteratura e vengono implementati nel modello di previsione come costanti. La tabella seguente li riassume:

PARAMETRI	VALORE	UNITÀ DI MISURA
G_0	17.7	$\left[\frac{W}{m^2}\right]$
$\gamma_{T\%}$	-0.5	$\left[\frac{\%}{^\circ C}\right]$
C_A	1	[-]
η_{trasf}	0.99	[-]
η_{cable}	0.99	[-]
η_{dirt}	0.976	[-]
$\eta_{reflection}$	0.973	[-]
$\eta_{mismatch}$	0.97	[-]

Tabella 2-1 Valore dei parametri fissi dell'espressione di calcolo di Pac

2.1.1 Fattore termico di perdita e temperatura di cella

Nell'espressione di calcolo della potenza in corrente alternata è presente il fattore termico di perdita C_T , il quale influenza in modo lineare l'output del modello. Questo coefficiente è il responsabile per quanto riguarda l'influenza del variare della temperatura di cella sulla previsione della potenza oraria prodotta dall'impianto. Il fattore termico di perdita è calcolato in questo modo:

$$C_t = 1 + \gamma_{T\%} \cdot (T_{mod} - T_{STC}) \quad (2.4)$$

all'interno della formula sono presenti tre variabili:

- T_{mod} , ovvero la temperatura del modulo, che nel nostro caso sostituisce la temperatura di cella, in quanto si ritiene trascurabile, ai del risultato finale, la differenza tra le due. In realtà è attuata un'altra semplificazione, la temperatura dei moduli vien, infatti, uniforme per tutto l'impianto; infatti, pur sapendo dalla letteratura che, soprattutto per impianti di grossa taglia, a causa di alcuni fattori (e.g. ombreggiamento) non è sempre così. Tuttavia per semplicità di calcolo si adotta questa facilitazione;
- T_{stc} , è la temperatura del modulo in condizioni ambienti standard, che abbiamo già visto precedentemente;
- $\gamma_{T\%}$, rappresenta il coefficiente termico di potenza dell'impianto, e si stabilisce, da bibliografia, avere valore caratteristico di $-0.5 \text{ [}/(\text{°C})]$

2.1.1.1 Modello NOCT

Uno dei due modelli, inizialmente studiati, per il calcolo della temperatura di cella è il modello NOCT. Il modello NOCT, ricava la temperatura di cella in maniera

lineare rispetto all'irradianza incidente sui moduli, ed è espresso con la seguente formula:

$$T_{mod} = T_A + \left(\frac{NOCT - T_{NOCT}}{G_{NOCT}} \right) \cdot G \quad (2.5)$$

dove:

- G , è l'irradianza che incide sui moduli;
- T_A , è la temperatura ambiente;
- G_{NOCT} , è uguale a 800 [W/m²] e rappresenta l'irradianza nelle condizioni NOCT;
- T_{NOCT} , è uguale a 20 [°C] e rappresenta la temperatura dell'aria nelle condizioni NOCT;
- NOCT [°C], rappresenta la temperatura della cella nelle condizioni NOCT (Normal operating standard condition), questa è pari a 47°C per gli impianti in silicio policristallino

2.1.1.2 Modello Vento

Oltre al modello sopra citato, si implementa anche il modello Vento che tiene conto, in aggiunta, del contributo di raffreddamento dei moduli dovuto alla convezione naturale dell'aria (sistema di raffreddamento passivo), ed è espressa così:

$$T_{mod} = a \cdot T_A + b \cdot G - c \cdot v + d \quad (2.6)$$

si tratta di un modello lineare che considera la temperatura dell'aria, l'irradianza e la velocità del vento in maniera ponderata tramite i parametri corrispondenti **a, b, c** più

un parametro d che è indice dell'umidità presente nell'aria. I parametri sono stabiliti da letteratura, e sono:

PARAMETRI	VALORE	UNITÀ DI MISURA
a	0.943	[–]
b	0.028	$\left[\frac{^{\circ}Cm^2}{W}\right]$
c	1.528	$\left[\frac{^{\circ}Cs}{m}\right]$
d	4.30	[°C]

Tabella 2-2 Parametri di calcolo della temperatura di cella per il modello Vento

2.2 Ottimizzazione del modello

È stato esposta e descritta, nel paragrafo precedente, l'equazione caratteristica del modello previsionale in esame con tutte le sue componenti e variabili. Si tratta di un modello che fa riferimento a moduli in silicio policristallino, e per tale motivo i parametri al suo interno sono definiti dalla letteratura che riguarda questo tipo di impianti. Tuttavia, ai fini del presente studio, l'utilizzo di parametri generali determinati partendo da ipotesi semplificative, può causare un elevato livello di imprecisione nel calcolo della produzione di energia. Perciò, si decide di attuare un processo di ottimizzazione con l'obiettivo di adeguare i parametri del modello ai dati di produzione noti; è necessario dire che così facendo si ottengono risultati esclusivi di un certo periodo, ovvero si stimano dei parametri sulla base del solo anno 2018, parametri che poi devono essere aggiornati con il passare degli anni al fine di avere un modello valido e coerente.

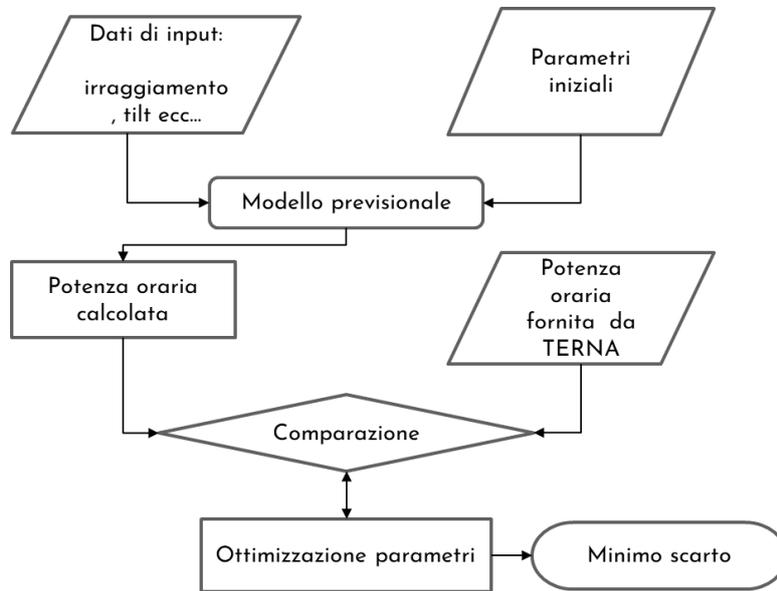


Figura 2-1 Flowchart: Script del modello di produzione con ottimizzazione

Quindi , si decide di attuare un metodo indiretto per calcolare i suddetti parametri, poiché ci si trova nel caso di un problema di ottimizzazione non lineare multi-variabile. Questo procedimento consiste nello stabilire una funzione obiettivo da minimizzare:

$$\min_x f(x) \quad (2.7)$$

Questa è anche la funzione non lineare in questione, cioè lo scarto tra i profili previsti con il modello e i profili misurati. Si sviluppa il processo di ottimizzazione, tenendo conto dei vincoli di disuguaglianza:

$$s.t : lb \geq x \leq ub \quad (2.8)$$

Dove

- **lb** è il vettore dei vincoli inferiori di disuguaglianza;

- **ub** : vettore dei vincoli superiori di disuguaglianza.

La funzione obiettivo è stata per ora definita come lo scarto tra i profili misurati e previsti con il modello. Questa definizione risulta, fino ad ora, generica, infatti lo scarto ha bisogno di essere definito in un determinato intervallo temporale e con una stabilità tolleranza. Per esempio, il calcolo dello scarto con intervalli mensili comporterebbe ottimi risultati sulla stima della produzione in ogni mese, ma contemporaneamente si avrebbero dodici valori per ogni parametro e per ogni classe; ciò comporterebbe a parametri molto variabili e perciò senza possibilità di utilizzo pratico del modello. Si è stabilito, in questo capitolo, di porre come intervallo temporale di ottimizzazione l'intero anno 2018, senza tener conto del variare delle condizioni meteorologiche in questo periodo.

Si introduce la funzione obiettivo del processo di ottimizzazione:

$$f(x) = \sum_{j=1}^j \sqrt{\frac{\frac{1}{T} \sum_{i=1}^T (P_{AC,modello,i} - P_{AC,misurata,i})^2}{P_{STC,j}}} \quad (2.9)$$

come si evince dalla formula, per l'ottimizzazione si usa lo scarto quadratico. Il processo iterativo coinvolge tutti gli impianti di una classe, si riduce lo scarto tra i profili misurati e quelli previsti, in modo da ottenere una stima dei parametri annuali migliori per ogni classe di impianti; la suddivisione per classi è logica, in quanto per avere un'utilità nella previsione su larga scala è necessario che i parametri siano di riferimento per agglomerati di impianti con taglia di potenza simile.

Nel lavoro di tesi, per la risoluzione di tale problema, si implementa in Matlab la funzione *fmincon*. Si tratta di una funzione adatta a risolvere i problemi non lineari con vincoli, utilizzando il metodo conosciuto come *interior-point*. La funzione *fmincon* altera la nostra funzione, successivamente tramite un processo iterativo varia i parametri da ottimizzare e allo stesso tempo provoca una variazione del valore

della funzione obiettivo; questo processo termina quando la funzione obiettivo varia per valori inferiori alla tolleranza prefissata.

2.3 Definizione vettore “ x ” delle variabili e clustering delle soluzioni

In primo luogo, per l’ottimizzazione sono state introdotte tre configurazioni del modello previsionale:

- I. Modello *NOCT ottimizzato tre parametri*
- II. Modello *Vento ottimizzato tre parametri*
- III. Modello *NOCT ottimizzato quattro parametri*

Per questi modelli, il vettore x è formato al massimo da quattro parametri, ovvero:

$$x = [\gamma_{T\%}; G_0; C_A; \text{NOCT}] \quad (2.10)$$

ove, i primi due modelli elencati ottimizzano solo tre parametri (escluso NOCT). Le variabili del vettore x altro non sono che parametri appartenenti all’equazione di calcolo della potenza prevista, e influenzano la stima della produzione in maniera lineare e non. I parametri in questione sono già stati introdotti nei paragrafi precedenti, ma vengono qui di seguito riassunti:

- $\gamma_{T\%}$, coefficiente termico di potenza;
- G_0 , irradianza solare limite
- C_A , coefficiente di adattamento;

- NOCT, temperatura di cella nelle condizioni NOCT;

la funzione obiettivo viene calcolata inizialmente con i valori $\mathbf{x0}$, successivamente vengono variate le variabili al suo interno per ricercare il minimo della funzione obiettivo, restando sempre all'interno dei vincoli di disuguaglianza imposti \mathbf{lb} e \mathbf{ub} , tali limiti sono imposti da riferimenti bibliografici. Si riportano i vettori iniziali:

$$\mathbf{x0} = [\gamma_{T\%,0}; G_{0,0}; C_{A,0}; \text{NOCT}] = [-0.0050 ; 17.7 ; 1; 47] \quad (2.11)$$

$$\mathbf{ub} = [\gamma_{T\%}; G_0; C_A; \text{NOCT}] = [-0.0030; 50; 0.01; 43] \quad (2.12)$$

$$\mathbf{lb} = [\gamma_{T\%}; G_0; C_A; \text{NOCT}] = [-0.0061; 10; 10; 50] \quad (2.13)$$

ciò che emerge dai passati studi, riguardanti Sicilia e Lazio, è che i parametri ottenuti a seguito dell'ottimizzazione sono strettamente correlati al valore iniziale scelto, particolarmente per l'irradianza solare limite G_0 . Al fine di far fronte a tale problematica, si è deciso di effettuare un'operazione di clustering delle soluzioni. Si tratta di una procedura che consiste nello svolgere più ottimizzazioni con diversi valori iniziali del parametro considerato (e.g. il valore di G_0 tra 10 e 50 W/m²). Il valore del parametro ottimale varierà di volta in volta, a seconda del valore iniziale, si presentano, tuttavia, dei valori che prevengono questa linearità e si ripetono. Questi valori portano ad ottenere un risultato sempre uguale, e per tali motivi vengono selezionati. L'implementazione del procedimento di clustering si ottiene con lo script Matlab *Modello_ottimizzazione_Clustering.m*, dove sono presenti le sole funzioni di ottimizzazione e garantisce l'ottenimento dei parametri iniziali per ogni classe, riassunti nella seguente tabella:

<i>CLASSE[kW]</i>	$\gamma_{T\%}$ [%/°C]	$G_0,$ [W/m ²]	C_A	NOCT [°C]
4 [12.5<P≤25]	-0.005	10	1	47
5 [25<P≤70]	-0.005	39	1	47
6 [70<P≤120]	-0.005	10	1	47
7 [120<P≤500]	-0.005	46	1	47
8 [500<P≤1200]	-0.005	29	1	47
9 [1200<P≤3600]	-0.005	48	1	47
10 [3600<P]	-0.005	50	1	47

Tabella 2-3 Valori iniziali dei parametri appartenenti al vettore x , dopo il processo di clustering

Si riportano nel prossimo paragrafo i principali risultati ottenuti, in particolar modo ci si sofferma sulle variabili ottimizzate dal processo di ottimizzazione, ovvero i parametri presenti all'interno del vettore x , e sugli scarti delle energie previste dai modelli rispetto alle misure fornite da Terna.

2.4 Risultati e considerazioni sui parametri ottimizzati

Come già detto, il processo di ottimizzazione agisce modificando i parametri dell'equazione di calcolo, per ogni classe, per ottenere i risultati migliori nel range di valori possibili. Si riportano i parametri ottenuti per i 3 modelli ottimizzati

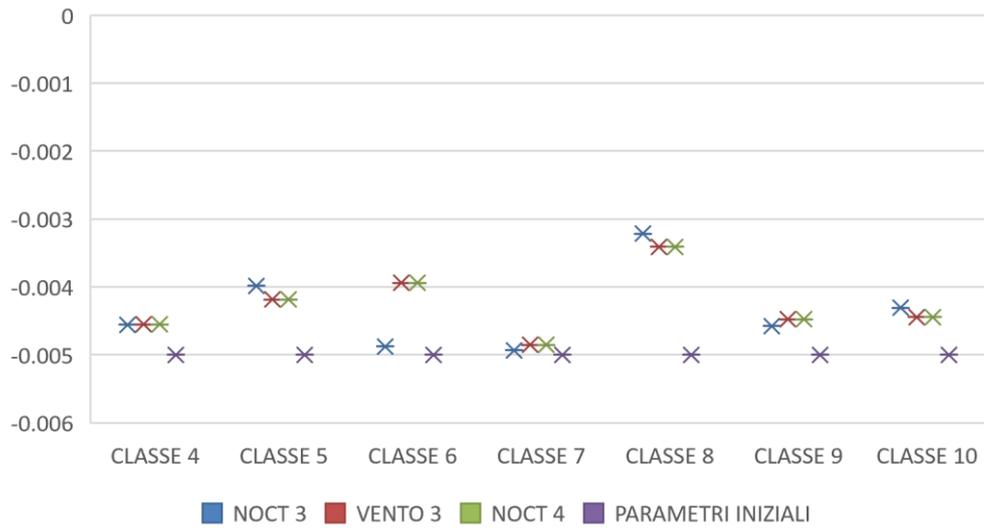


Figura 2-2 $\gamma(T\%)$, Coefficiente termico di potenza-soluzioni per classe per ogni modello



Figura 2-3 Go, irradianza limite-soluzioni per classe per ogni modello

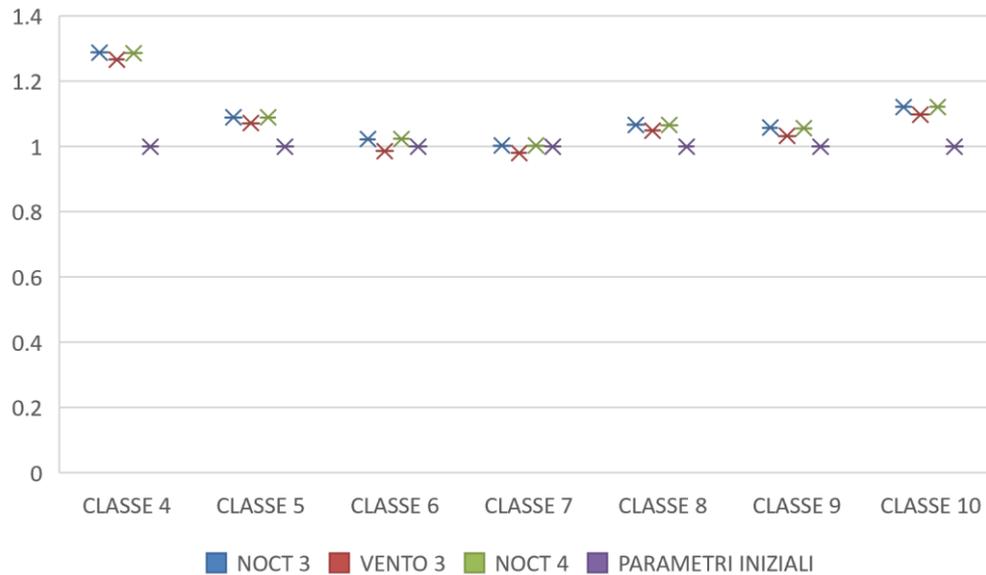


Figura 2-4 C_a , coefficiente di adattamento-soluzioni per classe per ogni modello

Si possono fare una serie di considerazioni sui risultati dei parametri, che verranno riassunte nei successivi punti:

- Nel complesso si nota che per ogni classe vi è una distinguibile similitudine di parametri, a prescindere dalla configurazione considerata. Si può intendere come un buon risultato, in quanto sottintende che tutte le ottimizzazioni giungono ai “reali” valori medi dei parametri, e inoltre lo fanno indipendentemente;
- Il coefficiente di adattamento C_A , risulta non discostarsi in maniera dal valore iniziale di 1. È un'indicazione positiva, infatti questo coefficiente ha l'unico scopo di aggiustare le piccole imprecisioni di natura imprevedibile per il modello. Un'eccezione va considerata per la classe 4,

al contrario si assiste ad una evidente variazione di C_A , sicuramente dovuta al fatto che vi è un unico impianto;

- Il coefficiente termico $\gamma_{T\%}$ oscilla nell'intorno del parametro iniziale, diminuendo per ogni classe e fino al 30%;
- L'irradianza limite G_0 non ha un comportamento prevedibile, si evince esclusivamente che ha valore tra 16 e 50 W/m^2 a seconda della classe;
- Infine, c'è un altro parametro che non è stato menzionato finora: la temperatura NOCT, che è stata aggiunta tra i parametri di ottimizzazione per la configurazione a 4 parametri. In realtà, non è rilevante la variazione di tale parametro (si mantiene sempre molto prossimo a 47), così ne deriva la poca differenza tra l'ottimizzazione a 3 o 4 parametri.

2.5 Analisi degli scarti relativi

2.5.1 Introduzione

In questa sezione della tesi si procede al confronto tra i profili di produzione di *Terna*, considerati i profili di riferimento, e i profili ottenuti dalle diverse configurazioni del modello. Lo strumento principale per la comparazione è il calcolo dello scarto relativo percentuale, che chiameremo scarto, e che si misura nel seguente modo:

$$\delta_{\%} = \frac{\Sigma_i E - \Sigma_i E_{Terna}}{\Sigma_i E_{Terna}} \cdot 100 \quad (2.14)$$

Dove il termine E indica l'energia ottenuta dal modello scelto nell'intervallo di tempo considerato, mentre E_{Terna} è l'energia misurata da Terna nello stesso periodo.

Lo scarto, così definito , può riferirsi al singolo impianto, alla classe o all'intero campione di impianti.

2.5.2 Risultati

2.5.2.1 Risultati globali

Considerando tutti i 139 impianti del campione, si riporta lo scarto totale annuo per ogni configurazione del modello:

	MODELLO	ENERGIA [GWh/anno]	SCARTO [%]
<i>TERNA</i>	-	123.83	-
<i>MODELLI NON OTTIMIZZATI</i>	NOCT	109.06	-11.92
	VENTO	112.04	-9.52
<i>MODELLI OTTIMIZZATI</i>	NOCT 3 PAR	123.07	-0.61
	VENTO 3 PAR	123.15	-0.55
	NOCT 4 PAR	123.07	-0.61

Tabella 2-4 Scarti annuali del modello previsionale - configurazioni ottimizzate

Immediatamente, si deduce che l'ottimizzazione ha migliorato in maniera evidente i risultati dei casi in cui non è presente. Infatti, il modello *NOCT* presenta lo scarto maggiore , -11.92 %, rispetto alle due configurazioni ottimizzate che presentano un risultato annuale ritenibile soddisfacente, il modello Vento migliora in modo analogo al caso *NOCT*, infatti nel caso del modello Vento ottimizzato presenta lo scarto annuale più basso: -0.55% .

In aggiunta, si osserva che gli scarti sottostimano sempre la produzione di energia ; questo è un dato significativo che però non sottintende che per ogni impianto l'energia annua sia stata prevista sottostimando. Bisogna chiarire che i risultati precedenti non garantiscono che per tutti gli impianti vi sia uno scarto annuale di quell'ordine di grandezza, invero può capitare che ci siano impianti con scarto annuale ben più significativi , anche per le configurazioni ottimizzate. Qui di seguito, si mostra un grafico “scatola e baffi” per comprendere quanto appena descritto:

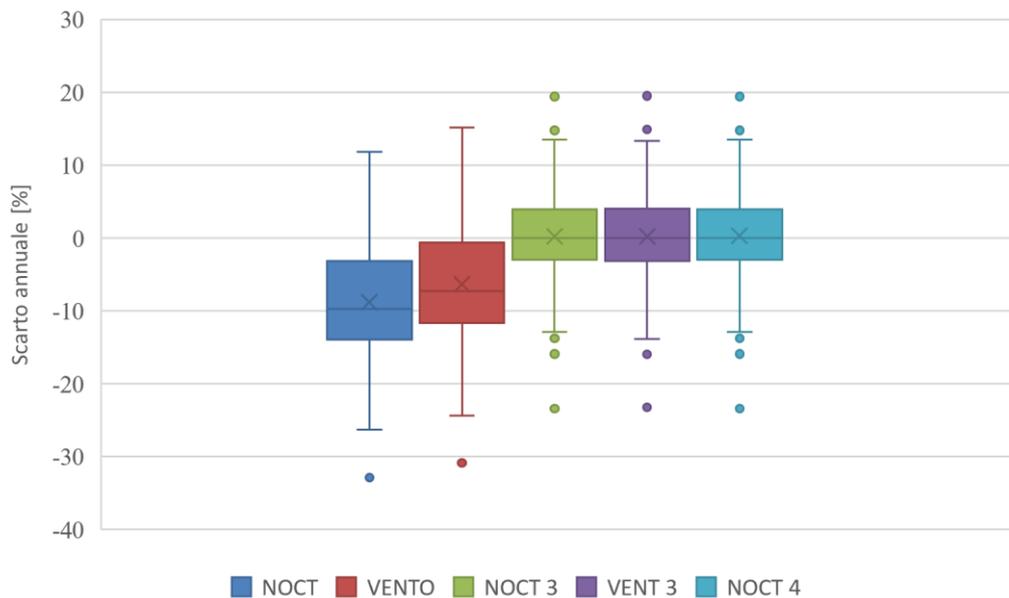


Figura 2-5 Scatola e baffi- distribuzione degli scarti annuali per modello

Nelle “scatole” è racchiuso il 50 % dei risultati , mentre la maggior parte dei restanti scarti calcolati è racchiuso tra le estremità dei segmenti , i “baffi ”, ad esclusione dei punti rappresentati distaccati che sono svianti ed atipici. come si prevedeva, il grafico mette in luce che:

- i valori degli scarti per i modelli ottimizzati sono molto simili tra di loro. Mediamente gli impianti presentano scarti bassi , ma si evince che quelli

che presentano gli scarti annuali peggiori si dividono equamente tra sottostima e sovrastima;

- i modelli non ottimizzati , in entrambi i casi , si trovano al di sotto dei casi ottimizzati. Inoltre ,questo grafico conferma che la sottostima è praticamente presente per tutti gli impianti , tuttavia c'è un range molto ampio di valori che gli scarti annuali assumono , dal - 26 % fino all 11 %.

Fino ad ora, è stato visto il risultato degli scarti annuali per l'intero campione di impianti. Questo tipo di analisi non tiene conto delle differenze in termini di energia annua prodotta tra le diverse classi di potenza, oltre al fatto che l'ottimizzazione è stata svolta proprio per classe. Per questo motivo si è deciso di riportare il comportamento degli scarti medi assoluti per classe, sia annuali che semestrali :

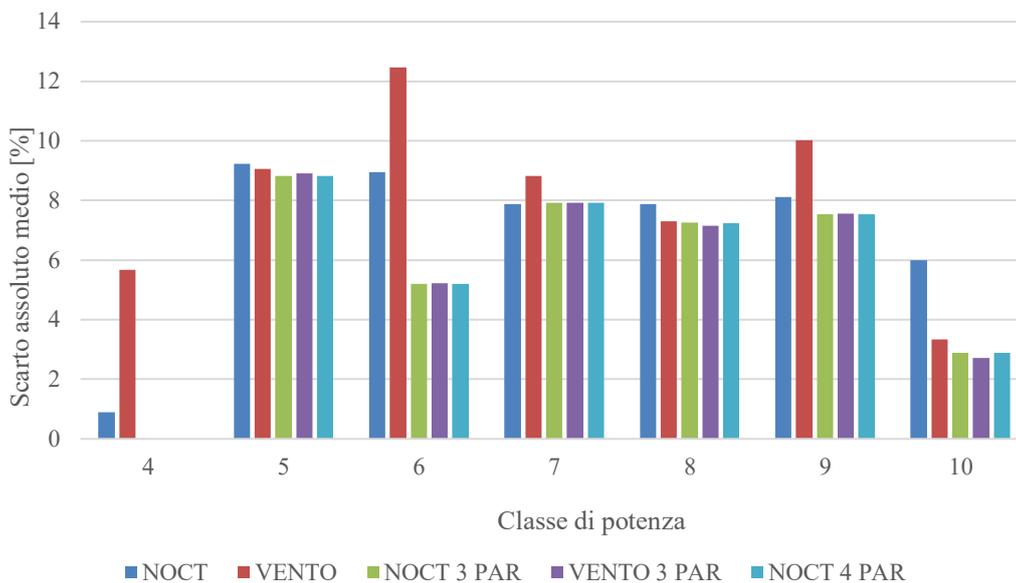


Figura 2-6 Scarto medio annuale assoluto di classe per i diversi modelli

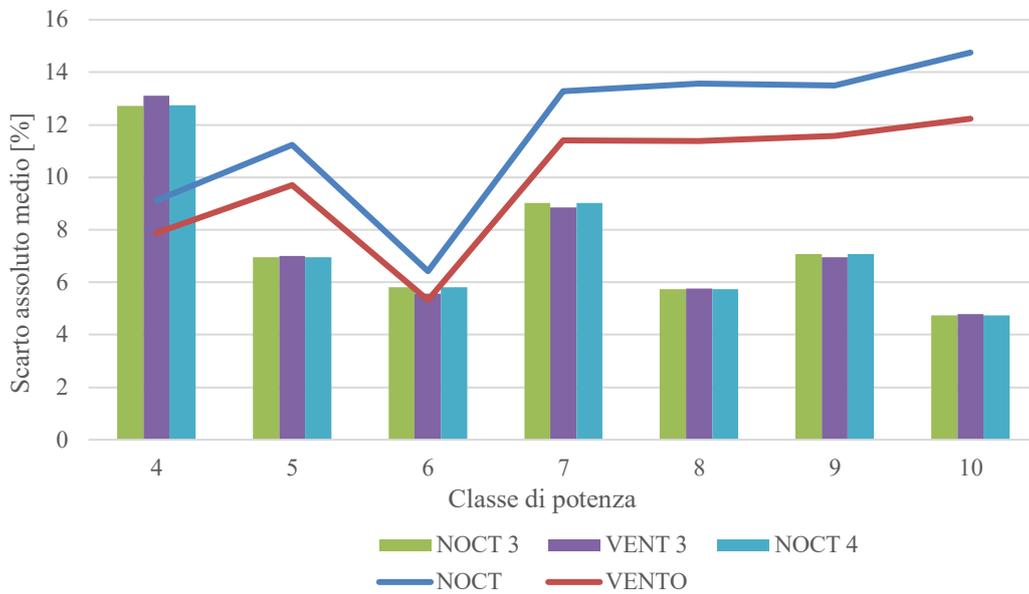


Figura 2-7 Scarto medio assoluto di classe per i diversi modelli per il semestre estivo

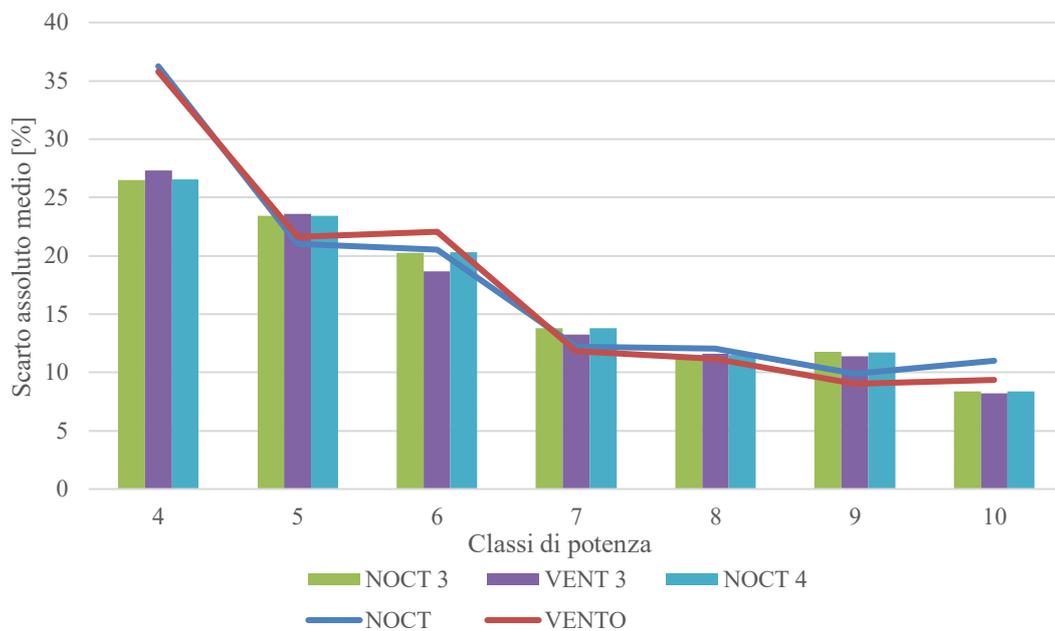


Figura 2-8 Scarto medio assoluto di classe per i diversi modelli per il semestre invernale

Dai grafici mostrati si desumono le considerazioni:

- gli scarti annuali dei modelli non ottimizzati risultano essere sempre lievemente peggiori. Annualmente risulta che la classe 6 ottiene il miglioramento più evidente, anche se gli scarti più bassi si hanno per la classe 10. In generale, si evidenzia che gli scarti annuali si mantengono sempre al di sotto del 9%;
- Nel mesi caldi (aprile ÷ settembre) i modelli ottimizzati si dimostrano evidentemente migliori, con il modello *Vento tre parametri* che risulta essere il migliore, nonostante non vi sia una lampante superiorità con gli altri due. Si rileva che, per i modelli non ottimizzati, il modello NOCT è chiaramente il peggiore in questo periodo.
- Nel semestre invernale (ottobre ÷ marzo), gli scarti medi di classe risultano pressoché identici tra modelli ottimizzati e non, anzi per alcune classi (5, 7 e 9) le configurazioni NOCT e vento risultano le migliori. In generale, si hanno scarti medi molto più elevati che per il semestre estivo per ogni classe, i quali variano tra 9% fino al 25 %
- La classe 4 non è considerata nel commento di questi grafici, dato che è composta da un singolo impianto, quindi meno rilevante ai fini dell'applicazione statistica del modello. Perciò si può parlare, in questo caso, di ottimizzazione su un singolo impianto

A fronte di queste considerazioni, si analizzano quindi gli scarti relativi medi mensili per ogni modello:

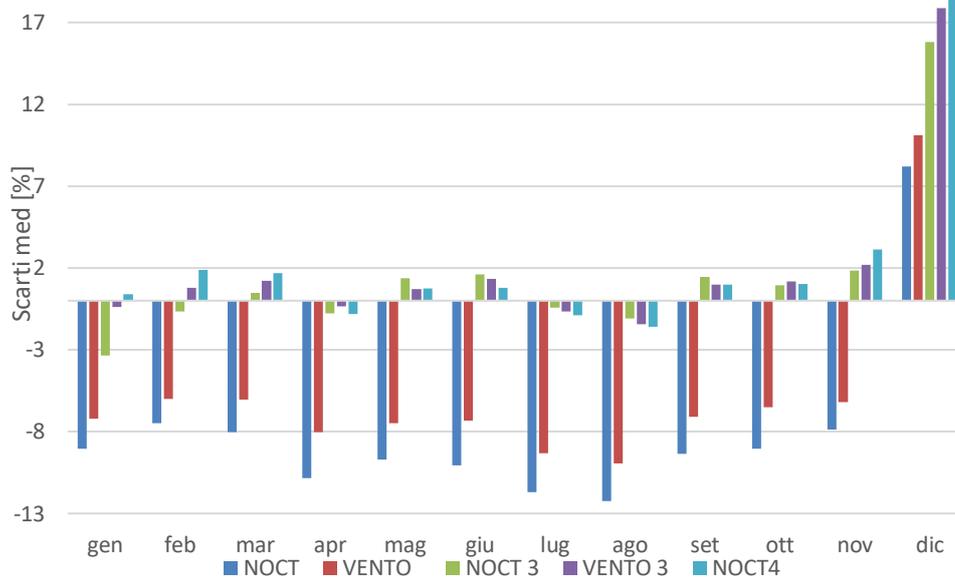


Figura 2-9 Scarti medi relativi mensili per ogni configurazione del modello

Si conferma che i modelli non ottimizzati sottostimano costantemente la produzione di energia tranne che per il mese di dicembre, che, come si evince, rappresenta un caso particolare. Invece, i modelli ottimizzati tendono ad avere sempre scarti relativamente bassi, in special modo durante i mesi più caldi. Questo è intuibile perché si tratta dei mesi che contribuiscono maggiormente al totale della produzione energia annua, che è il risultato del procedimento di ottimizzazione.

2.5.2.2 Risultati su un singolo impianto

Si analizza, in questo paragrafo il comportamento delle varie configurazioni del modello per un singolo impianto; dunque, si decide di studiare i risultati nell'arco temporale di un giorno. È stato selezionato un impianto del campione, che verrà poi ripreso per tutte le analisi giornaliere, avente le seguenti caratteristiche:

- Regione Lombardia, provincia di Lodi ;

-
- Latitudine 45' 05'' e Longitudine 9' 42'';
 - Angolo di tilt 30°;
 - Angolo di azimut 0° sud;
 - Classe 9, potenza nominale 3240.2 kWp;
 - Data inizio esercizio: 11/03/2011;
 - In silicio policristallino, senza inseguimento o concentratori;



Figura 2-10 Immagine satellitare dell'impianto selezionato

Si esaminano un campione di tre giornate che rappresentino il comportamento dei modelli nelle diverse condizioni meteorologiche: la giornata del 23 marzo, invernale e serena con elevati valori di irradianza; la giornata del 1 giugno, tipica giornata estiva con elevate temperature e alti valori di irradianza; infine, una giornata invernale a cielo coperto (23 dicembre). Si riportano i profili di produzione:

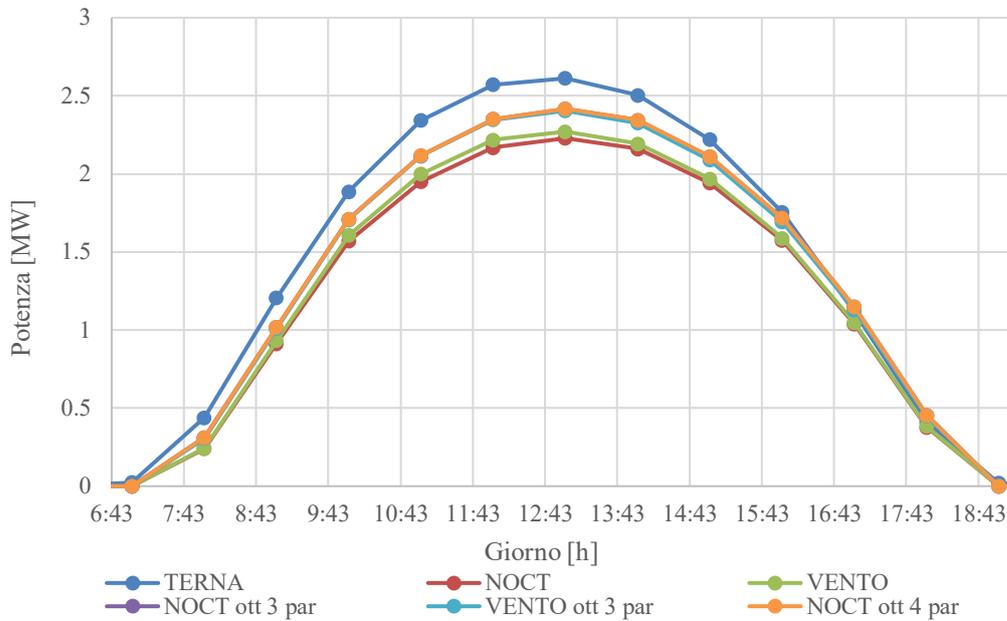


Figura 2-11 Profili calcolati dai modelli e profilo di produzione misurato per la giornata del 23 marzo

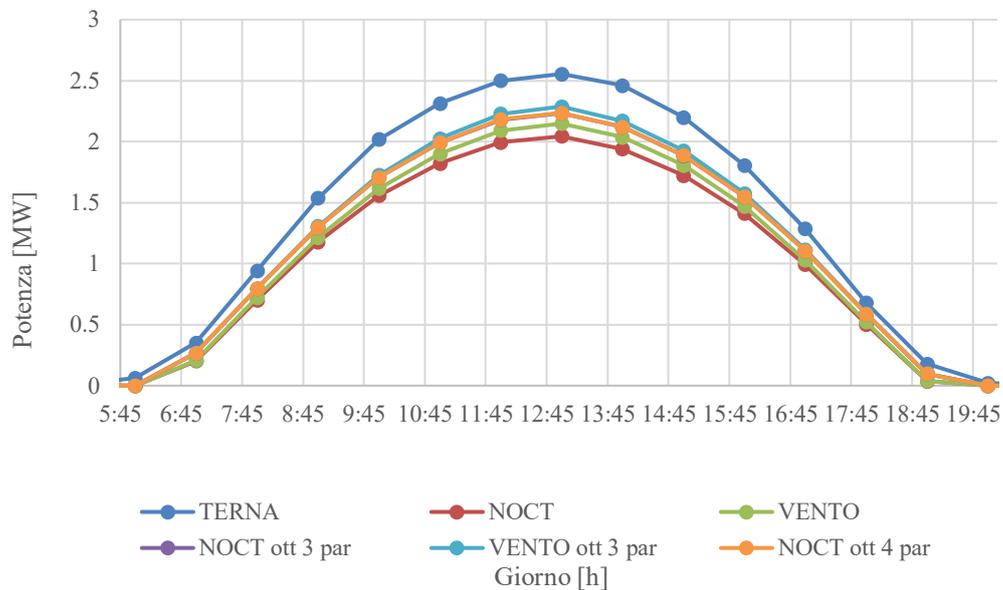


Figura 2-12 Profili calcolati dai modelli e profilo di produzione misurato per la giornata del 1° giugno

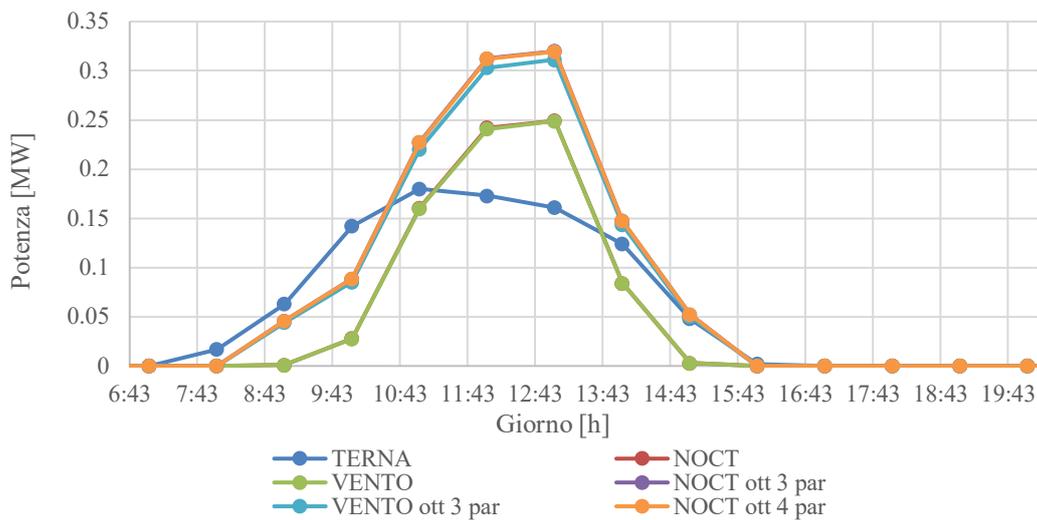


Figura 2-13 Profili calcolati dai modelli e profilo di produzione misurato per la giornata del 23 dicembre

In relazione ai grafici si possono fare le seguenti considerazioni:

- Nelle giornate con cielo sereno, nonostante sia sempre presente sottostima, i profili ottimizzati si avvicinano maggiormente al valore “reale”. In generale, si può asserire che i tre modelli abbiano un comportamento simile in questa tipologia di giornata, bensì il modello *vento 3 parametri* sembri ottenere profili lievemente migliori durante la giornata estiva. In conclusione, si deduce che il miglioramento per le giornate con alta produzione è coerente all’intervallo temporale scelto per l’ottimizzazione, infatti i parametri vengono ottimizzati per far sì che lo scarto con i profili misurati sia quanto minore possibile;
- L’inverso accade per i giorni con cielo coperto. Infatti, i modelli ottimizzati mostrano profili di produzioni superiori a quelli misurati per quasi l’intero

arco della giornata, causando una notevole sovrastima invernale (già notata nell'analisi degli scarti medi per classe). Paradossalmente non vi è una sostanziale differenza tra le configurazioni ottimizzate e non, addirittura il modello *NOCT* e il modello *vento* sembrano essere più congruenti ai profili misurati da *Terna*.

2.6 Nuove configurazioni del modello VENTO

A seguito dell'analisi degli scarti e l'osservazione dei profili di produzione nel precedente paragrafo, si è evidenziato che i modelli ottimizzati approssimano molto bene i profili di produzione di Terna, specialmente durante le giornate serene. Prendendo spunto da queste riflessioni si è deciso di implementare nel nostro modello altre configurazioni ottimizzate, legate ai modelli *NOCT* e *Vento*. Si nota che nella formula del modello *NOCT* non vi sono altri parametri da poter ottimizzare, al contrario, per il modello *Vento* si è visto osservato che l'espressione della temperatura di cella è composta da tre variabili empiriche: una legata all'irradianza incidente sul modulo [a], un'altra relativa alla temperatura dell'aria [b], e un'ultima riferita alla velocità del vento [c].

Si decide perciò di introdurre altri quattro modelli, uno che ottimizza tutti e 6 i parametri (compresi i tre già visti e presenti nell'equazione di calcolo della potenza oraria) e altri tre, ognuno che ottimizza il relativo coefficiente correttivo:

- Modello *Vento ottimizzato sei parametri*, che ottimizza i parametri:
 - $\gamma_{T\%}$, coefficiente termico di potenza;
 - G_0 , irradianza solare limite

- C_A , coefficiente di adattamento;
 - a , coefficiente empirico, relativo all'irradianza incidente sul modulo
 - b , coefficiente empirico, relativo alla temperatura dell'aria
 - c , coefficiente empirico, relativo alla velocità del vento
- Modello *Vento ottimizzato 4 parametri irr*, che ottimizza i parametri:
- $\gamma_{T\%}$, coefficiente termico di potenza;
 - G_0 , irradianza solare limite
 - C_A , coefficiente di adattamento;
 - a , coefficiente empirico, relativo all'irradianza incidente sul modulo
- Modello *Vento ottimizzato 4 parametri temp*, che ottimizza i parametri:
- $\gamma_{T\%}$, coefficiente termico di potenza;
 - G_0 , irradianza solare limite
 - C_A , coefficiente di adattamento;
 - b , coefficiente empirico, relativo alla temperatura dell'aria

-
- Modello *Vento ottimizzato 4 parametr vento*, che ottimizza i parametri:
 - $\gamma_{T\%}$, coefficiente termico di potenza;
 - G_0 , irradianza solare limite
 - C_A , coefficiente di adattamento;
 - c , coefficiente empirico, relativo alla velocità del vento

2.6.1 Risultati giornalieri: Confronto tra modelli ottimizzati

Si riportano gli scarti relativi annuali:

<i>NUOVI MODELLI OTTIMIZZATI</i>	SCARTO ANNUALE [%]
<i>VENTO 6PARAMETRI</i>	-0.47
<i>VENTO 4PARAMETRI- IRR</i>	-0.51
<i>VENTO 4PARAMETRI- TEMP</i>	-0.55
<i>VENTO 4PARAMETRI- VENTO</i>	-0.49

Tabella 2-5 Scarti relativi annuali per le nuove configurazioni vento

Rispetto ai modelli del paragrafo precedente [2.5] si nota uno scarto annuale inferiore per tutti i nuovi modelli, nonostante ciò, si tratta di una miglioria minima. I modelli con scarto annuale migliore sono il modello *Vento ottimizzato 4 parametri vento* e il modello *Vento ottimizzato 6 parametri*, i quali saranno usati come riferimento per i successivi confronti.

Per avere un'idea dei cambiamenti attuati con l'introduzione di questi nuovi modelli, non ha molto senso ripercorrere gli stessi passaggi svolti nel paragrafo precedente svolgendo un'analisi macroscopica sui risultati semestrali e di classe. Piuttosto si analizzano le diversità di risposta ai dati di input meteorologici, attraverso lo studio specifico di un singolo impianto appartenente alla classe 9. La classe 9, con potenza tra 1200 e 3600 kW, rappresenta un ottimo campo di studio, infatti tutti gli impianti compresi in questa classe vengono installati mantenendo una certa uniformità, inoltre gli impianti della classe 9 sono tra di loro simili nei pochi parametri costruttivi che abbiamo, ovvero: anno di costruzione, angolo di tilt e azimuth. L'impianto scelto è lo stesso del paragrafo 2.5 (a cui si rimanda per le caratteristiche).

In primis, si prendono come oggetto di studio due giornate serene con velocità del vento molto diverse nell'arco della giornata; la giornata del 1 giugno molto ventosa, con valori che giungono fino a 5.2 m/s nelle ore centrali della giornata, e la giornata del 16 giugno che presenta valori di velocità del vento trascurabili dell'ordine di 1 m/s. Nei successivi grafici si riportano i profili di produzione dei nuovi modelli, confrontati con la precedente configurazione *NOCT 4 parametri* e i profili di produzione misurati.

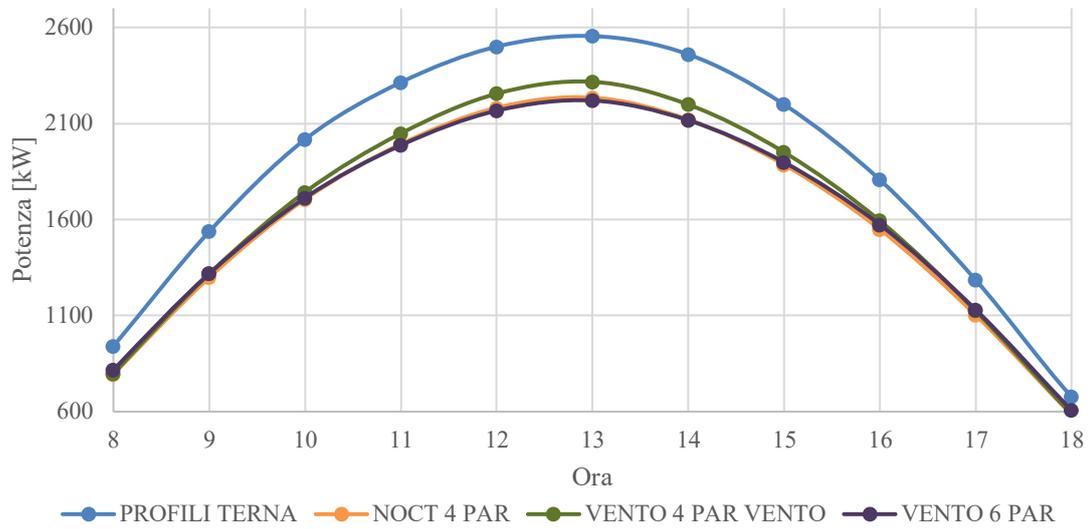


Figura 2-14 Giornata ventosa (1/06): confronto tra profili di produzione prevista e profilo di produzione misurata

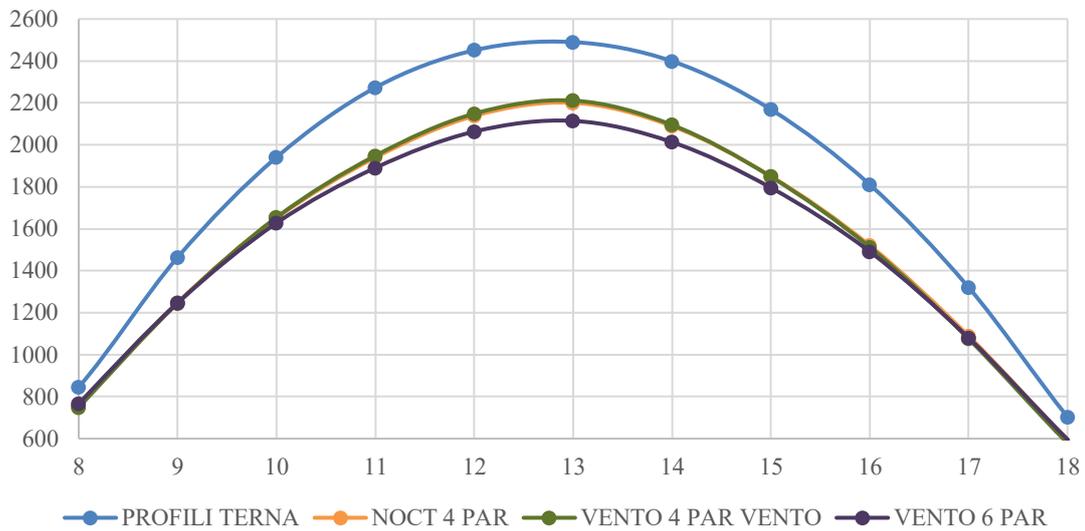


Figura 2-15 Giornata poco ventosa (16/06): confronto tra profili di produzione prevista e profilo di produzione misurata

Dai grafici mostrati si nota che :

- Nella giornata meno ventosa il modello *vento 6 parametri* sottostima maggiormente rispetto agli altri due modelli, anche rispetto al modello *NOCT 4 parametri*;
- Il modello *Vento 4 parametri vento* , in linea generale è il migliore , infatti è la configurazione che sottostima meno la produzione durante le giornate serene

Si vuole analizzare, in aggiunta, un altro dato meteorologico di input del modello e vedere in che modo cambia la reazione dei diversi modelli ottimizzati. Si mostrano, quindi, giornate serene con dati di velocità del vento e temperatura ambiente simili ma irradianza diverse.

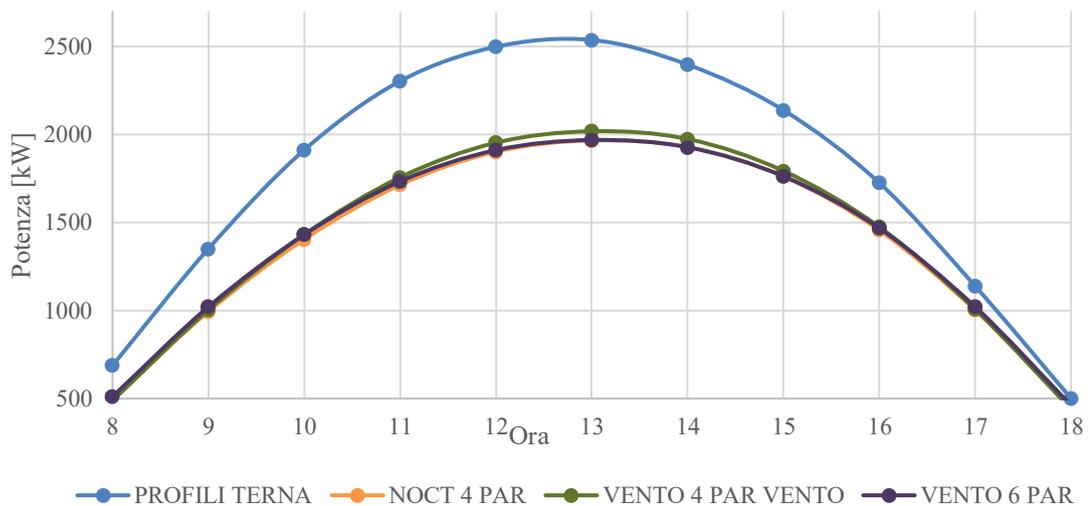


Figura 2-16 Giornata serena con discreta irradianza (17/04): confronto tra profili di produzione prevista e profilo di produzione misurata

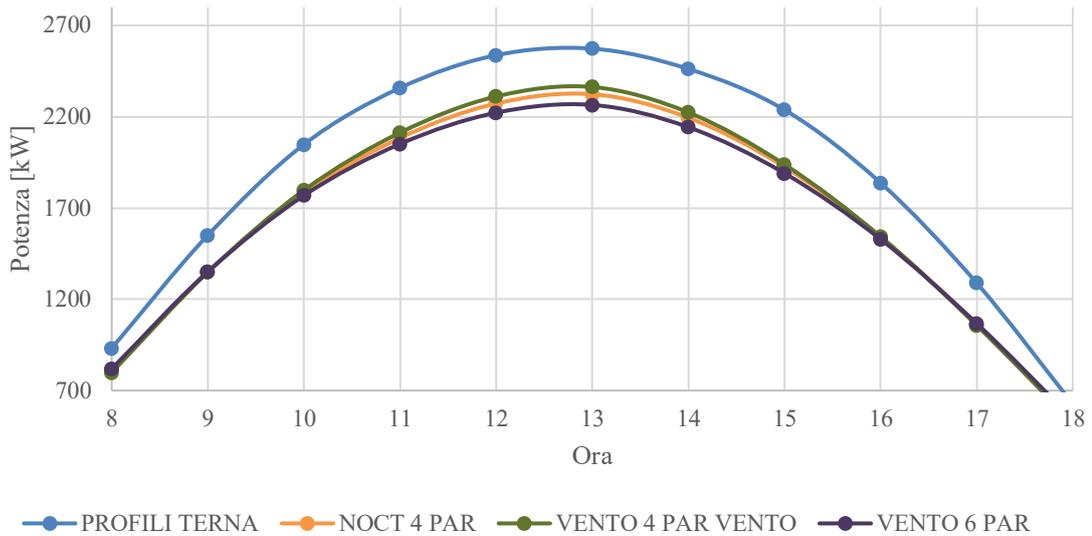


Figura 2-17 Giornata serena con elevata irradianza (18/05): confronto tra profili di produzione prevista e profilo di produzione misurata

Le due giornate rappresentate hanno curve a campana simili, ma per la giornata del 17 aprile il picco massimo di ottiene per irradianza pari a 816 W/m^2 , mentre il 18 maggio allo stesso orario misura un'irradianza di 990 W/m^2 .

Dai grafici si evince che:

- Nelle giornate a bassa irradianza i modelli ottimizzati non approssimano come voluto i profili di produzione di Terna, o meglio, ne approssimano l'andamento ma lo scarto relativo è nettamente maggiore rispetto alle giornate in cui le elevate irradianze incidono sull'impianto;

- Si conferma che il modello *Vento 4 parametri vento* , anche per valori diversi di irradianza , è il modello che approssima meglio i profili di produzione di Terna. Bisogna evidenziare che questo modello , così come gli altri , presenta la problematica detta nel punto precedente;
- Il modello *Vento 6 parametri*, che restituisce i risultati migliori sull'ottimizzazione annuale , non riscontra lo stesso primato nell'analisi dei profili giornalieri.

CAPITOLO 3

3 Nuovi modelli previsionali di produzione e calcolo temperatura di cella

3.1 Introduzione

Nel capitolo precedente è stato studiato e analizzato fino in fondo il modello previsionale di produzione di impianti fotovoltaici in esame. Dopo i risultati ottenuti per il Lazio e per la Sicilia, anche per la Lombardia è stato svolto l'intero percorso di raccoglimento dati e ottimizzazione al fine di ottenere una stima della produzione il più vicino possibile a quella reale e difficilmente migliorabile. Per tale motivo, in questo capitolo si è deciso di prendere in considerazione altri modelli dalla letteratura scientifica, sia per quanto riguarda il calcolo della potenza oraria sia per la valutazione della temperatura di cella. Questi modelli si analizzano per capire la compatibilità con i dati di input selezionati per la regione Lombardia, e poi si implementano in Matlab per studiarne i risultati e conseguentemente comprenderne le caratteristiche.

3.2 Introduzione del modello PVGIS

La commissione scientifica europea (European Commission's science), attraverso il JRC (Joint Research Centre), ha sviluppato e gestito uno strumento innovativo denominato PVGIS, facilmente usufruibile dal sito internet

https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/it/#PVP [3]; l'obiettivo principale del JRC è quello di mettere a disposizione un web application capace di fornire dei dati di produzione fotovoltaica. A partire dalla selezione di un punto geografico, impostando le perdite, l'orientamento e l'angolo di tilt si possono scaricare i dati di produzione di un impianto fotovoltaico con una prestabilita potenza di picco in un determinato anno (a partire dal 2005). Questo modello ha molta visibilità e un elevato numero di ricerche lo hanno ulteriormente migliorato rendendolo maggiormente accurato; perciò, nel seguente capitolo si cerca di risalire al modello utilizzato tramite la documentazione fornita dal sito stesso e di ricostruire tale modello al fine di implementarlo e ottimizzarlo per i dati in nostro possesso.



Figura 3-1 Logo European Commission's science

3.2.1 Modello PVGIS: espressione di calcolo

Il sito PVGIS fa riferimento, per il calcolo delle prestazioni di un pannello fotovoltaico in silicio policristallino, al modello proposto e descritto in *Huld et al.* Il modello è una variante del modello *King's*, stima la potenza prodotta in funzione dell'irradianza e della temperatura del modulo con la seguente formula:

$$P_{G',T'} = G'(P_{STC,m} + k_1 \ln(G') + k_2 \ln(G')^2 + k_3 T' + k_4 T' \ln(G') + k_5 T' \ln(G')^2 + k_6 T'^2) \quad (3.1)$$

In uno studio che coinvolgeva 18 moduli in silicio policristallino, sono stati determinati i coefficienti da k1 a k6 utilizzando il metodo dei minimi quadrati e combinando i dati ottenuti dalle misure indoor e outdoor sui pannelli. Il set di coefficienti è stato così costruito:

	MODULI IN SILICIO CRISTALLINO	MODULI IN TELLURIO DI CADMIO
<i>k1</i>	-0.017237	-0.046689
<i>k2</i>	-0.040465	-0.072844
<i>k3</i>	-0.004702	-0.002262
<i>k4</i>	0.000149	0.000276
<i>k5</i>	0.000170	0.000159
<i>k6</i>	0.000005	0.000006

Tabella 3-1 Valori dei coefficienti da k1 a k6 usati nell'equazione di calcolo di PVGIS, per differenti tecnologie fotovoltaiche

Dove G' e T' sono rispettivamente:

$$G' = \frac{G}{G_{STC}} \quad (3.2)$$

$$T' = T_{MOD} - T_{STC} \quad (3.3)$$

Il pedice STC indica una misura ottenuta in determinate condizioni, conosciute come Standard Test Conditions (STC). Tali condizioni sono riprodotte in appositi laboratori rispettando gli standard imposti da IEC-60904-1, che consistono in:

- L'irradianza G_{STC} pari a 1000 W/m² sull'intera superficie del modulo;
- T_{STC} equivale a 25° C;
- Lo spettro di luce considerato quanto più simile possibile allo spettro corrispondente ad una giornata soleggiata con altezza del sole e tilt del modulo di 40°, sempre dato dalla norma IEC-60904-1.

3.2.1.1 *Temperatura del modulo*

La temperatura del modulo viene prevista in maniera accurata da un semplice modello derivante dall'equazione di Hottel-Whillier-Bliss in una forma semplificata, che prende il nome di modello di Faiman e si presenta così:

$$T_{MOD} = T_{MOD} + \frac{G}{U_o + U_1 W_{mod}} \quad (3.4)$$

Per la stima dei parametri si fa riferimento a risultati ottenuti dopo due anni di monitoraggio e misurazione su sette differenti pannelli in silicio e in diverse zone climatiche (deserto del Negev e Alpi). Il modello di Faiman si dimostra sensibile alle variazioni climatiche e alla tipologia di pannello, tende, infatti, a prevedere la

temperatura in maniera molto accurata sebbene sperimentalmente compia una sovrastima in caso di bassa irradianza.

I due coefficienti, U_0 [W/C m²], che descrive l'effetto della radiazione sulla temperatura di modulo, e U_1 , [W/C m³] ,che descrive l'effetto della velocità sulla temperatura di modulo , sono ottenuti a partire da misure outdoor (misure relative a sensori posizionati nel retro del pannello e che quindi non misurano esattamente la temperatura interna della cella) e si differenziano a seconda della tipologia di materiale del pannello in considerazione , secondo la tabella :

	MODULI IN SILICIO CRISTALLINO	MODULI IN TELLURIO DI CADMIO
U_0	26.9	23.4
U_1	6.20	5.44

Tabella 3-2 Valori coefficienti U_0 e U_1 per differenti tecnologie fotovoltaiche

Si nota che la temperatura del modulo è calcolata in funzione dell'irradianza sul modulo, della temperatura ambiente e della velocità del vento. I dati sulla velocità del vento sono forniti all'altezza anemometrica di 10 m, presi dal database di misure e previsioni di ECMWF, ma è risaputo che la maggior parte delle installazioni fotovoltaiche è situata a 2m dal terreno e ,per questo motivo ,viene applicata una correzione tale da ottenere la velocità del vento al livello del pannello(W_{mod}) a partire dalla velocità del vento a 10 metri (W_{ane})

$$W_{\text{mod}} = \left(\frac{d_{\text{mod}}}{d_{\text{ane}}} \right)^{0.2} \cdot W_{\text{ane}} \quad (3.5)$$

Dove d_{mod} e d_{ane} sono rispettivamente le altezze del modulo e dell'anemometro.

3.2.1.2 *Dati di irraggiamento solare*

La quantità di radiazioni solari che raggiunge la superficie terrestre e le sue variazioni sono una parte essenziale per il fenomeno dei cambiamenti climatici e per il suo monitoraggio. Inoltre, per gli impianti solari avere un'accurata stima delle radiazioni solari che raggiungono la superficie è un prerequisito importante e indispensabile.

Il sito PVGIS utilizza valori di irraggiamento provenienti dalle immagini di alcuni satelliti; per la precisione i dati sono estrapolati da satelliti meteorologici europei di METEOSAT, che, posizionati in differenti posti, permettono una copertura pressoché planetaria. I dati vengono poi elaborati secondo l'attuale schema di elaborazione CM-SAF. Questo metodo per il reperimento dell'irraggiamento superficiale solare è caratterizzato da elevate prestazioni di calcolo che favoriscono un'elevata precisione. Per questo motivo, il processo ha anche il potenziale per migliorare il trattamento dei dati di radiazione nei modelli climatici. I risultati ottenuti dimostrano un'alta precisione del modello, infatti, gli scarti assoluti tra i dati satellitari e le misurazioni effettive (difforme da un sito all'altro) si discostano di pochi punti percentuali: mediamente tra l'1 e il 3 % .

3.2.1.3 *Angolo di incidenza (AOI)*

È nota da molte pubblicazioni scientifiche l'importanza delle perdite ottiche dei pannelli fotovoltaici, ed è, inoltre, dimostrato che, nel calcolo dell'energia elettrica prodotta dai moduli fotovoltaici, sono significative le perdite dovute alla riflessione

a causa della differenza dell'angolo di incidenza della radiazione solare con la direzione normale al modulo; questo effetto influenza molto la scelta dell'orientamento e dell'angolazione del modulo in base al luogo di installazione. In letteratura ci sono studi che analizzano la questione delle perdite ottiche per i pannelli fotovoltaici, e che propongono dei modelli matematici per calcolare gli effetti della riflessione su differenti tecnologie, come, per esempio, il modello adottato da ASHRAE. Il sito di PVGIS adotta, invece, un modello matematico alternativo, che previene alcuni problemi riscontrati dagli altri modelli. Con risultati soddisfacenti, il modello usato descrive le prestazioni angolari del pannello, tenendo conto di parametri adimensionali che si adattano di caso in caso.

3.2.2 Analisi dati scaricati

Vengono adesso scaricati dati di produzione per diverse località in Italia per anni diversi. Questi dati consistono in:

- Produzione oraria per l'intero anno scelto;
- Componenti di irraggiamento che investono l'impianto fotovoltaico (diretta, diffusa e riflessa);
- Temperatura ambiente;
- Velocità del vento all'altezza di 10 metri.

Utilizzando questi dati e rifacendosi alla documentazione sopra descritta si ricava la produzione ora per ora. Si provvede, quindi, a calcolare l'errore relativo giornaliero per l'intero anno, i risultati sono ordinati in questa tabella che riassume l'errore annuale rispetto al risultato di PVGIS di produzione per più siti:

	Latitudine	Longitudine	POTENZA TOT PVGIS (sito) kWh/anno	POTENZA TOT PVGIS (calcolato) kWh/anno	SCARTO ANNUALE
<i>Sito 1</i>	37.23	13.74	1600.16	1643.25	-2.69%
<i>Sito 2</i>	40.28	16.28	1375.02	1414.38	-2.86%
<i>Sito 3</i>	44.45	11.22	1323.08	1360.88	-2.86%
<i>Sito 4</i>	45.30	9.12	1353.72	1391.97	-2.83%
<i>Sito 5</i>	45.10	10.45	1256.04	1292.09	-2.87%
<i>Sito 6</i>	45.74	9.40	1208.39	1241.65	-2.75%

Tabella 3-3 Confronto potenza oraria calcolata dal sito-potenza oraria modello ricostruito

Ciò che si evince dall'immagine è la sovrastima costante del modello ricostruito rispetto ai risultati scaricati dal sito. La tabella evidenzia che la sovrastima sulla produzione annuale è pressoché simile per tutti i siti; infatti, si mantiene in un range che va dal -2,69% al -2,87 %. Il motivo non è facilmente individuabile: nei documenti forniti dal sito si fa riferimento al fatto che per una singola posizione vengano interpolati più dati di irraggiamento e temperatura per la computazione della potenza di output, invece, sempre nel sito, si può facilmente arrivare agli output di calcolo, qui, inoltre, è descritta una variazione della produzione a causa dell'angolo d'incidenza in una percentuale molto simile al discostamento ottenuto. Considerato ciò e provando ad assumere un fattore di correzione pari a 0.975 che si applica al calcolo orario, si riportano gli istogrammi sugli errori relativi giornalieri riferiti ai siti della tabella precedente.

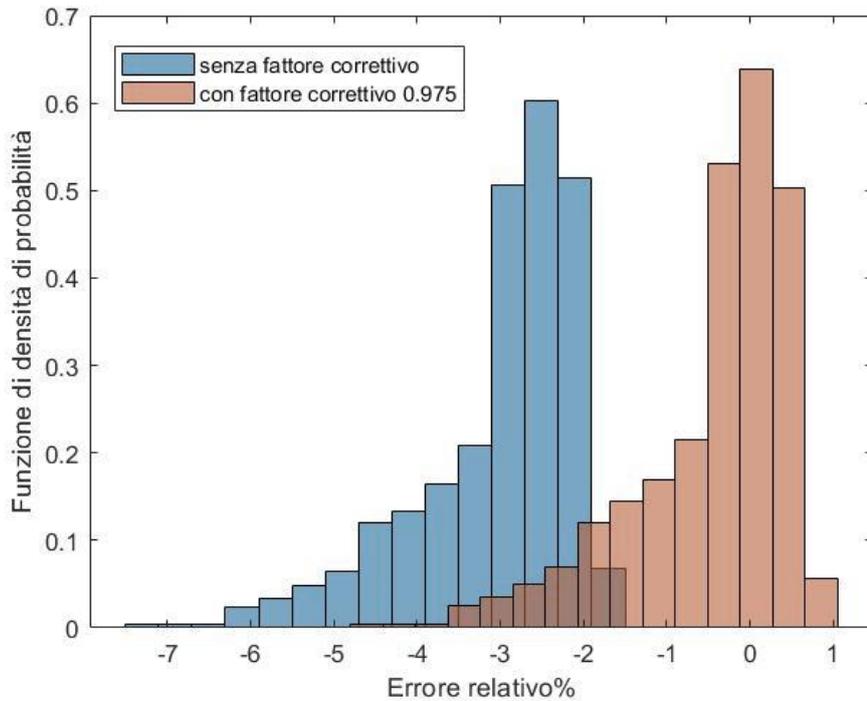


Figura 3-2 Funzione di densità di probabilità degli scarti giornalieri rispetto ai dati scaricati

Osservando gli istogrammi ci si rende conto che, implementando un fattore correttivo, la maggior parte degli errori giornalieri (sempre tra dati calcolati e scaricati dal sito) è compresa tra percentuali molto vicine allo zero, come se si fossero spostate verso destra rispetto ai dati in blu (quelli che non considerano il fattore sopra citato). Tale miglioramento, però, è figlio di una compensazione tra le ore della giornata che sovrastimano in quantità maggiore e quelle che lo fanno in quantità minore; in pratica, si tratta di una soluzione concreta che però non fa convenire i valori di produzione oraria per le singole giornate. Si mostra questo comportamento di seguito, per una giornata serena ed una coperta:

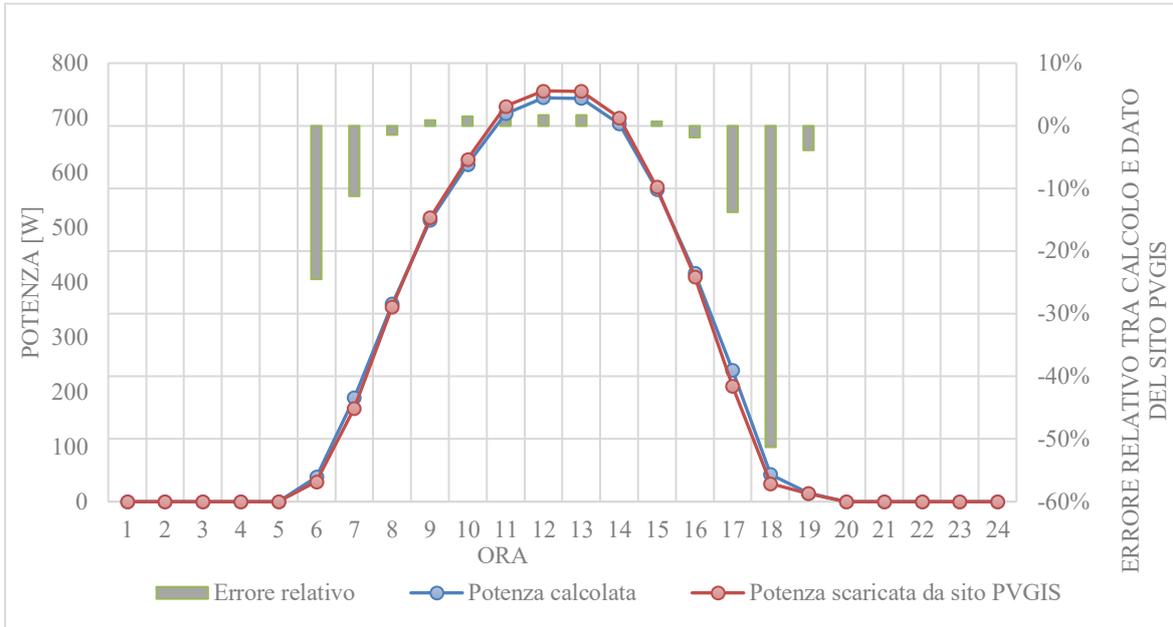


Figura 3-3 Esempio giornata serena- differenze tra profili giornalieri calcolati e scaricati

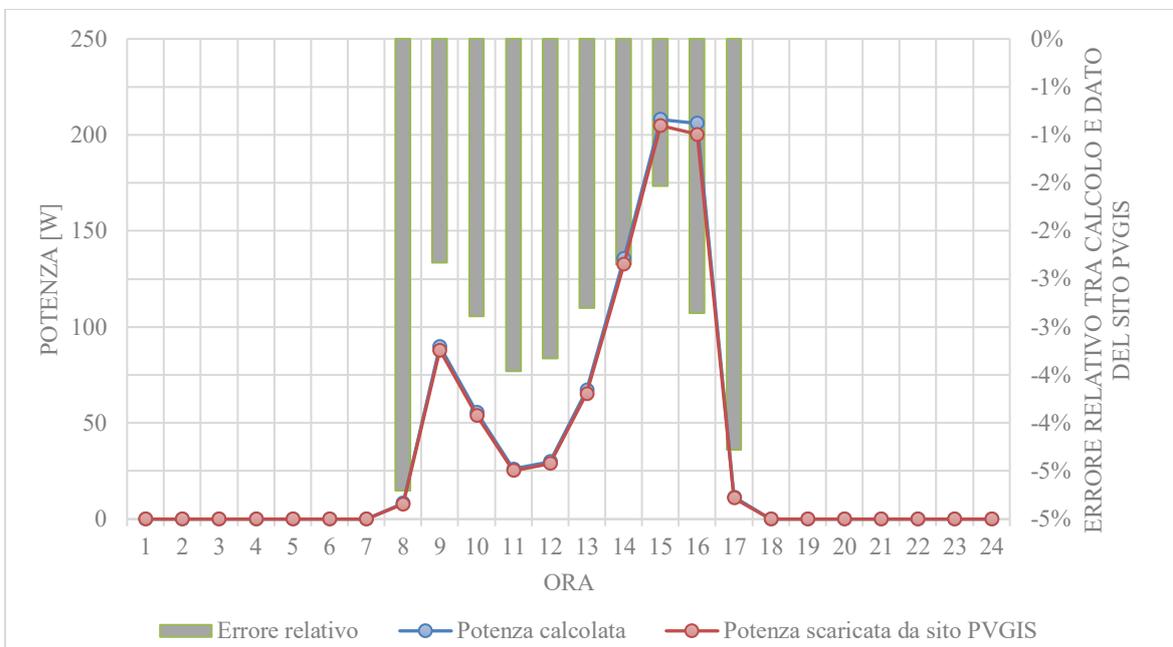


Figura 3-4 Esempio giornata coperta- differenze tra profili giornalieri calcolati e scaricati

In conclusione, tale ricostruzione del modello matematico PVGIS risulta rispecchiare abbastanza fedelmente i dati di produzione giornalieri e di conseguenza anche il risultato annuale è simile.

3.2.3 Implementazione del modello

Visti i risultati finora esposti, si decide di provare ad implementare il modello PVGIS così come ricostruito, al posto del modello previsionale di produzione oraria analizzato e, senza stravolgimenti, si stabilisce di ripercorrere gli stessi passaggi. Dapprima, si confronta con i modelli non ottimizzati precedenti; perciò, si ottiene lo scarto annuale

MODELLO	SCARTO ANNUALE [%]
<i>MODELLO NOCT</i>	-11.92
<i>MOELLO VENTO</i>	-9.51
<i>MODELLO PVGIS</i>	-16.85

Tabella 3-4 Scarto annuale: confronto modelli non ottimizzati

Sembra evidente che il modello PVGIS presenti un risultato poco soddisfacente sull'intervallo temporale di un anno, basti pensare che già si riteneva eccessiva la

sottostima dell'altro modello previsionale. Quindi, si provvede ad analizzare il comportamento per i profili giornalieri.

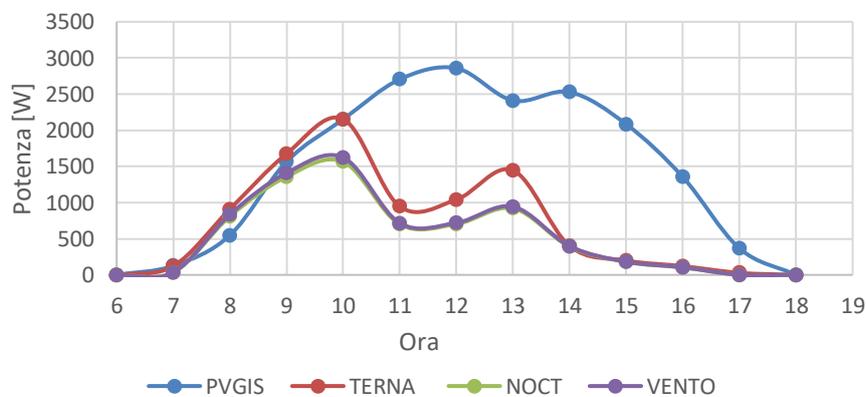
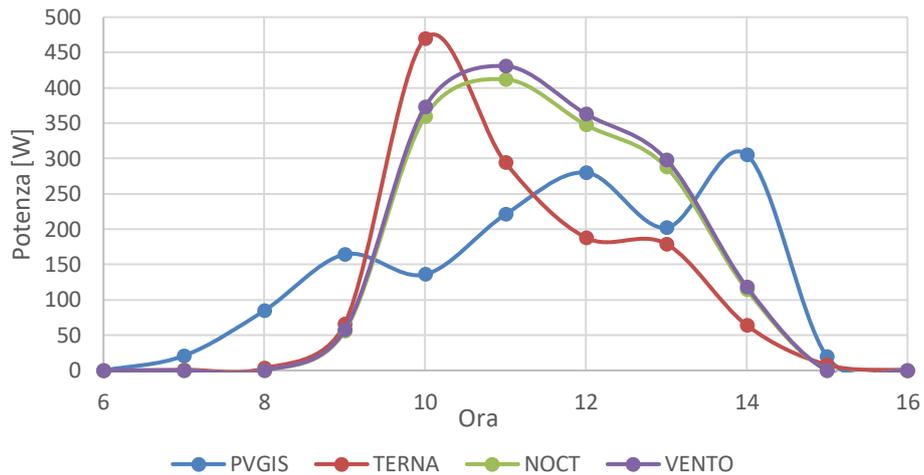


Figura 3-5 Profili giornalieri-confronto modelli

Ciò che viene fuori dalla lettura dei grafici è che: il modello previsionale del sito PVGIS presenta elevati scarti giornalieri con i profili di produzione fornito da Terna, inoltre si nota che per alcune ore non vi è alcuna similitudine tra le due curve (a differenza degli altri modelli non ottimizzati, seppure in maniera non soddisfacente). In conclusione, si può stabilire che questo modello è uno strumento ottimo e semplice

per la stima della produzione oraria dall'attinente sito, sebbene nel caso di studio svolto non riscontri un risultato soddisfacente, infatti, a causa di dati di input diversi e un'espressione di calcolo non rigorosa, i risultati sono troppo lontani dai valori "reali". A questo punto si è provato ad implementare un'ottimizzazione, sulla falsa riga dei casi precedenti, con risultati non valutabili o insoddisfacenti; per tale motivo, si ritiene opportuno concentrarsi nei prossimi paragrafi al miglioramento del modello previsionale introdotto nel capitolo 2.

3.3 Modelli temperatura di cella

3.3.1 Introduzione

I risultati ottenuti precedentemente hanno messo in evidenza i pregi e i difetti del modello previsionale studiato. L'analisi degli scarti relativi ha fornito delle precise indicazioni sul comportamento delle varie configurazioni del modello, infatti si è visto che, indipendentemente dal modello analizzato, la sovrastima nel semestre invernale è sempre presente.

Nel capitolo precedente, i parametri da ottimizzare venivano ricercati nelle formule di calcolo per la temperatura di cella. Come si è visto, entrambi i modelli hanno prestato a tale processo ogni parametro sfruttabile, escludendo le variabili meteorologiche; per questo motivo, il range di parametri ottimizzabile è pressoché esaurito, infatti si introducono due nuovi modelli: si tratta di modelli semi-empirici, ricavati dalla letteratura, scelti perché si adattano ai dati meteorologici scaricati nei capitoli precedenti, e perché presentano caratteristiche diverse dai modelli già analizzati. I due modelli in questione sono:

- Modello Mattei et al ;
- Modello King et al .

L'obiettivo, in questo capitolo, non è tanto cercare di migliorare il modello previsionale, che finché è ottimizzato sull'intero anno presenta pochi margini di miglioramento, ma è, piuttosto analizzare i vari aspetti e le diverse risposte derivanti dall'implementazione dei due nuovi modelli per la stima della temperatura di cella. In particolare, si desidera fare un confronto con le già viste configurazioni, analizzare i profili di produzione e gli scarti al fine di capire il comportamento a seconda del periodo o del tipo di condizioni meteorologiche.

3.3.2 Dipendenza della produzione fotovoltaica dalla temperatura di cella

Lo studio della dipendenza degli impianti fotovoltaici dalla temperatura di cella, così come quello della dipendenza da irradianza, si rifà all'analisi della singola cella fotovoltaica. Il comportamento della cella, in ambiente illuminato, è modellizzato con diodo connesso in parallelo con un generatore ideale di corrente ; di cui, di seguito si riporta la caratteristica curva I-U per vari valori di temperatura:

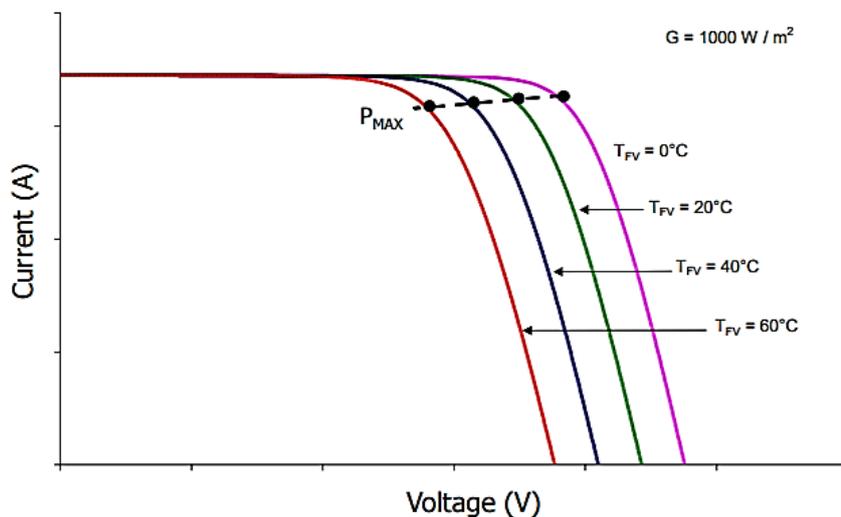


Figura 3-6 Caratteristica curva I-U per vari valori di temperatura

L'aumento di temperatura, rispetto alle condizioni STC, incide nel calcolo della potenza erogata dalla cella in due modi, così riassunti:

- Un lieve aumento della corrente di cortocircuito I_{SC} , quindi un incremento della corrente della cella fotovoltaica;
- Un aumento esponenziale della corrente inversa di saturazione I_0 , che comporta implicitamente la diminuzione di tensione a vuoto U_0 , e di tensione del punto di massima potenza U_{mpp} .

Nella pratica, pertanto, si definiscono tre coefficienti termici: $\beta_{U_{ppmax}\%}$, la derivata della tensione rispetto alla temperatura di cella; $\alpha_{I_{ppmax}\%}$, la derivata della corrente rispetto alla temperatura di cella; $\gamma_{P_{max}\%}$, la derivata della potenza rispetto alla temperatura di cella, nonché somma degli altri due. Studiando il coefficiente $\gamma_{P_{max}\%}$ si è arrivati a dimostrare la netta prevalenza del coefficiente β e, perciò, si può praticamente ritenere trascurabile il contributo dell'aumento di corrente. Quindi, nel complesso, l'aumento di temperatura non porta un conseguente aumento della potenza, porta bensì una diminuzione della stessa dovuta al fatto che la caduta di tensione è il fenomeno preponderante. In letteratura si stima il calo della potenza per incremento di temperatura di cella per moduli in silicio policristallino nel range - 0.3/-0.6 [%/°C]

3.3.3 Modello Mattei et al.

Per il calcolo della temperatura di cella, nello studio di Mattei et al. si realizza un modello lineare, basandosi su alcune ipotesi semplificative e ricorrendo all'equazione di bilancio di energia, riferita al modulo fotovoltaico; le ipotesi sono:

-
- Trascurare la differenza di temperatura tra il vetro (copertura) e la cella;
 - Considerare la temperatura uniforme sulla superficie del pannello;
 - Considerare trascurabili le perdite termiche radiative.

In conclusione, si ottiene il bilancio di energia sotto questa forma

$$\alpha\tau\phi = \eta\phi + U_{pv}(T_c - T_a) \quad (3.6)$$

Partendo da questa e combinando l'equazione con un modello che valuta l'efficienza della conversione di energia per pannelli fotovoltaici, si ottiene la seguente funzione:

$$T_c = \frac{U_{pv}T_a + \phi[(\alpha\tau) - \eta_r - \mu T_r]}{U_{pv} - \mu\phi} \quad (3.7)$$

τ è la trasmittanza del sistema di copertura, α coefficiente di assorbimento (assorbanza) della cella. Entrambi i coefficienti sono oggetto di studio, e in letteratura sono presenti diverse previsioni del reale valore; si citano alcune valutazioni del coefficiente $\alpha\tau$:

- **0.9**, secondo Sandnes e Reckstad [5];
- **0.875**, secondo Brogren et al [4] ;
- **0.81**, è invece il valore ottenuto a seguito di ottimizzazione del modello Mattei sopra citato.

η_r è uguale al rendimento del modulo per irradianza e temperatura di riferimento (STC).

U_{pv} assume un discreto range di valori, dipende, infatti, dalla velocità del vento e considera entrambe le facce del modulo trascurando le superfici laterali. Nell'articolo ci sono diverse formulazioni di U_{pv} , derivanti da diverse assunzioni sul coefficiente di scambio termico h [$W/(m^2 \cdot K)$]; la seguente è quella che utilizza i coefficienti ottimizzati (v è la velocità del vento):

$$U_{pv} = 24.1 + 2.9v \quad (3.8)$$

3.3.4 Modello King et al

Fino a metà degli anni '80, nei laboratori SNL (Sandia National Laboratories) si utilizzava un modello termico per la temperatura di cella molto complesso, non compatibile con le diverse tecnologie di pannello e non facilmente adattabile a siti geografici diversi. Un modello empirico e più semplicemente implementabile è stato, quindi, sviluppato da Sandia; si tratta di un modello applicabile per i collettori piani:

$$T_c = T_m + \frac{E}{E_0} \Delta T \quad (3.9)$$

E_0 è l'irradianza di riferimento sul modulo $1000W/m^2$

E è l'irradianza incidente sulla superficie del modulo [W/m^2]

T_m è la temperatura della superficie posteriore del modulo [$^{\circ}C$]. La temperatura di cella risulta essere differente dalla temperatura della superficie inferiore del modulo, ma, nonostante ciò, le due temperature sono correlate secondo la semplice relazione mostrata sopra, basata su l'assunzione di scambio termico unidimensionale.

$$T_m = E \cdot [e^{a+bWS}] + T_a \quad (3.10)$$

T_a è la temperatura ambiente misurata

WS è la velocità del vento a 10 metri di altezza [m/s]. non si considera la direzione del vento, perché comporterebbe un inutile complicazione che non garantisce un miglioramento considerevole nei risultati del modello.

a , b e ΔT sono dei coefficienti empirici, i quali indicano l'influenza della velocità del vento sulla temperatura di cella, e lo fanno in relazione a differenti tipologie di moduli fotovoltaici; essi sono inoltre influenzati dalla differenza di montaggio dell'impianto fotovoltaico stesso. Questi coefficienti sono stati ricavati effettuando molteplici misure su vari pannelli fotovoltaici in diverse condizioni meteorologiche per differenti configurazioni al fine di ottenere la tabella riassuntiva dei coefficienti:

TIPO DI MODULO	TIPO DI MONTAGGIO	a	b	ΔT [°C]
<i>Vetro/cella/vetro</i>	<i>Open rack</i>	-3.47	-0.0594	3
<i>Vetro/cella/vetro</i>	<i>Close roof mount</i>	-2.98	-0.0471	1
<i>Vetro/cella/vetro</i>	<i>Insulated back</i>	Da definire	Da definire	-
<i>Vetro/cella/lastra isolante</i>	<i>Open rack</i>	-3.56	-0.0750	3
<i>Vetro/cella/lastra isolante</i>	<i>Close roof mount</i>	Da definire	Da definire	-
<i>Vetro/cella/lastra isolante</i>	<i>Insulated back</i>	-2.81	0.0455	0

Tabella 3-5 Coefficienti empirici usati per prevedere la temperatura della superficie posteriore del modulo fotovoltaico, come funzione di irradianza, temperatura e velocità del vento

In letteratura, viene descritto come un modello molto affidabile per la stima della temperatura di cella, con un'incertezza che si aggira intorno al $\pm 5\%$, che si ripercuote sul calcolo della potenza prodotta per uno scarto del $\pm 3\%$.

3.3.5 Analisi risultati

Come già fatto per le precedenti configurazioni, si procede all'analisi degli scarti relativi per le nuove configurazioni, scaturite dall'introduzione dei due nuovi modelli per il calcolo della temperatura di cella. La definizione di scarto è stata già descritta nel capitolo precedente (2.5); in sintesi si tratta del rapporto tra la differenza dell'energia prevista dal modello e misurata da TERNA, e la stessa energia misurata.

Nel corso dell'analisi degli scarti per i nuovi modelli, sulla falsa riga dei modelli VENTO e NOCT, sono state considerate delle ottimizzazioni dei modelli. Oltre ai tre parametri consueti, sono stati scelti altri parametri, appartenenti ai modelli seguendo la logica delle altre configurazioni analizzate. Qui si mostrano le configurazioni ottimizzate :

- Modello *King ottimizzato sei parametri*, che ottimizza i parametri:
 - $\gamma_{T\%}$, coefficiente termico di potenza;
 - G_0 , irradianza solare limite;
 - C_A , coefficiente di adattamento;
 - a , coefficiente empirico, relativo alla velocità del vento;
 - b , coefficiente empirico, relativo alla velocità del vento;

-
- ΔT , coefficiente empirico, relativo all'irradianza.
 - Modello *Mattei ottimizzato sei parametri*, che ottimizza i parametri:
 - $\gamma_{T\%}$, coefficiente termico di potenza;
 - G_0 , irradianza solare limite;
 - C_A , coefficiente di adattamento;
 - $\alpha\tau$, prodotto tra trasmittanza e coefficiente di assorbimento.

All'interno del codice *Matlab*, per l'implementazione dei nuovi modelli, è necessario aggiungere nuovi vettori, sia per valori iniziali, sia per i limiti di inferiori e superiori *ub* ed *lb*. Per quanto riguarda i tre parametri consueti del processo di ottimizzazione, si utilizzano gli stessi valori che sono implementati nel paragrafo precedente, a seguito del clustering delle soluzioni, affinché si possa svolgere un confronto più coerente con i risultati antecedenti. I nuovi parametri da ottimizzare, invece, sono stati selezionati dalla letteratura facendo riferimento o alla tipologia di impianti fotovoltaici maggiormente rappresentati nel campione, oppure a quelli ritenuti migliori secondo le indicazioni date dagli sviluppatori dei modelli. Si riassumono qui di seguito:

- King sei parametri

$$\mathbf{x0} = [\gamma_{T\%,0}; G_{0,0}; C_{A,0}; a_0; b_0; \Delta T_0] = [\gamma_{T\%,0}; G_{0,0}; C_{A,0}; -3.47; -0.0594 ; 3] \quad (3. 11)$$

$$\mathbf{ub} = [\gamma_{T\%}; G_0; C_A; a ; b ; \Delta T] = [-0.0030; 50; 10; -2.81; -0.045 ; 3] \quad (3. 12)$$

$$\mathbf{lb} = [\gamma_{T\%}; G_0; C_A; a ; b ; \Delta T] = [-0.0061; 10; 0.01; -3.6 ; -0.075 ; 0] \quad (3. 13)$$

- Mattei quattro parametri

$$\mathbf{x0} = [\gamma_{T\%,0}; G_{0,0}; C_{A,0}; \alpha\tau] = [\gamma_{T\%,0}; G_{0,0}; C_{A,0}; 0.81] \quad (3. 14)$$

$$\mathbf{ub} = [\gamma_{T\%}; G_0; C_A; \alpha\tau] = [-0.0030; 50; 10; 0.95] \quad (3. 15)$$

$$\mathbf{lb} = [\gamma_{T\%}; G_0; C_A; \alpha\tau] = [-0.0061; 10; 0.01; 0.7] \quad (3. 16)$$

3.3.5.1 Risultati globali

In prima istanza, si riportano gli scarti annuali per le nuove configurazioni del modello:

	ENERGIA [GWh/anno]	SCARTO [%]
<i>MATTEI</i>	112.8	-8.87
<i>MATTEI OTTIMIZZATO 4 PARAMETRI</i>	122.8	-0.85
<i>KING</i>	110.7	-10.62
<i>KING OTTIMIZZATO 6 PARAMETRI</i>	123.0	-0.64

Tabella 3-6 Scarti annuali nuove configurazioni

Come si è già evidenziato, si tratta di informazioni generali che non forniscono dettagli su quello che succede all'interno della singola classe, ancor meno per il singolo impianto o la singola giornata. Nonostante ciò, si evince dai risultati che entrambi i modelli sviluppano gli stessi andamenti annuali dei casi precedenti: infatti, sia per il modello *Mattei* sia per il modello *King*, si ha un'elevata sottostima dell'energia annua dell'intero parco impianti, la quale successivamente è ulteriormente mitigata dall'ottimizzazione fino a raggiungere valori relativamente bassi, dell'ordine di grandezza dei modelli ottimizzati VENTO e NOCT. Questo è un risultato sintomo del fatto che l'ottimizzazione sui tre parametri, appartenenti all'equazione di calcolo dell'energia annua, è preponderante ai fini del calcolo dello scarto relativo annuo.

Si passa, allora, ad analizzare il comportamento del modello previsionale di produzione, a seguito dell'introduzione di queste nuove configurazioni. Di seguito, si mostrano i grafici mensili suddivisi per semestri, riferiti alla classe 8 :

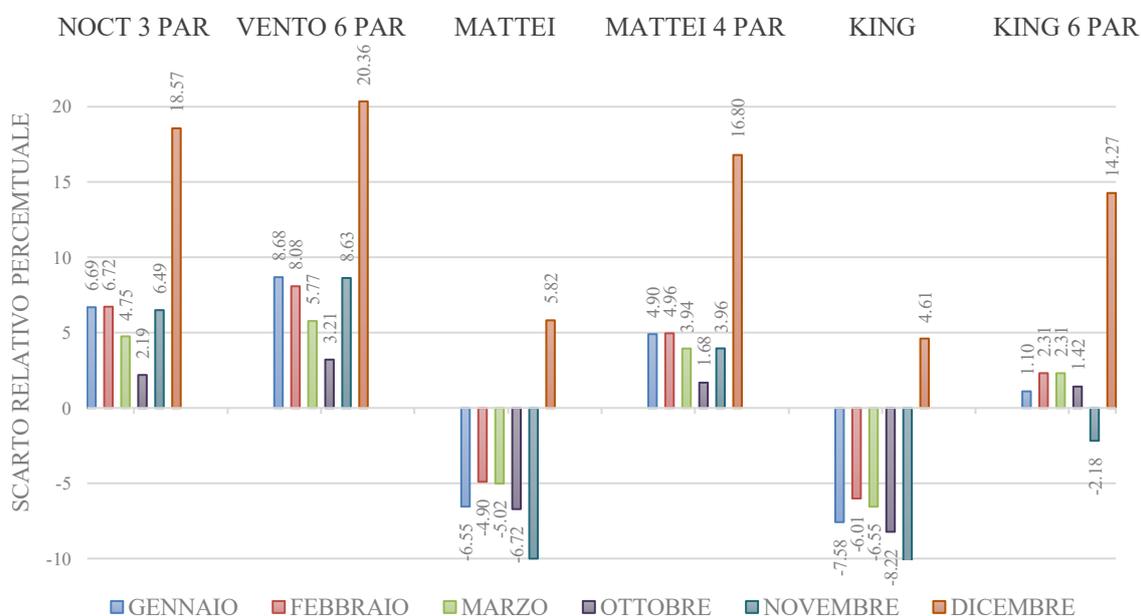


Figura 3-7 Scarti relativi percentuali per mesi estivi

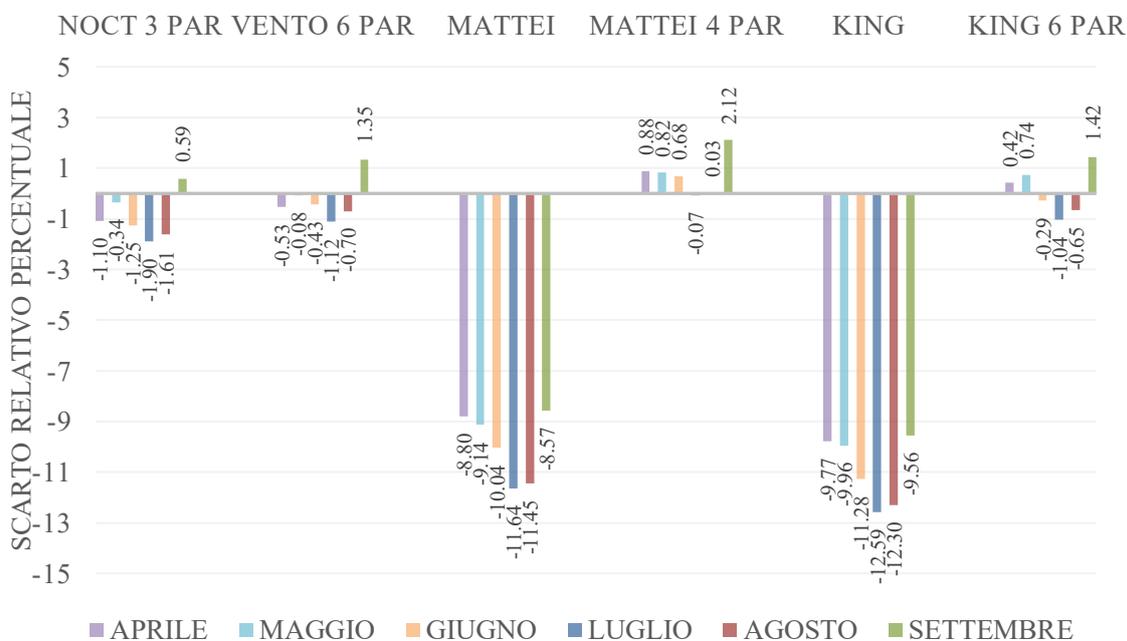


Figura 3-8 Scarti relativi percentuali per mesi invernali

Dai grafici appena mostrati, si evince che le configurazioni senza ottimizzazione compiono una sottostima durante tutti i mesi dell'anno, ad esclusione di dicembre, che sappiamo essere atipico. Concentrandosi, invece, sulle nuove configurazioni ottimizzate, si rileva che sia il modello *Mattei ottimizzato quattro parametri* sia il modello *King ottimizzato sei parametri* in inverno presentano dei miglioramenti; si nota, infatti, la costante sovrastima, seppure notevolmente ridotta per entrambi i modelli. In particolar modo, il modello *King ottimizzato sei parametri* evidenzia scarti molto bassi e nel mese di novembre, un caso di sottostima. In estate invece, la ricorrente sottostima dei casi precedentemente visti è sostituita da un'alternanza di scarti relativi, positivi e negativi, per ambedue le ottimizzazioni. Restano, quelli estivi, scarti più bassi in valore assoluto, data l'importanza di quei mesi per l'apporto totale di energia annua.

In conclusione, la sottostima nei mesi estivi e la sovrastima invernale non vengono visibilmente attenuate dall'introduzione dei nuovi modelli per la temperatura. Si può dire che è un problema che riguarda il modo di prevedere la produzione di energia da parte del modello a livello macroscopico. Nel prossimo paragrafo, però, si approfondiscono le nuove configurazioni in maniera più specifica, al fine di individuarne le peculiarità.

3.3.5.2 Risultati giornalieri

È stato già dedotto che l'analisi dei risultati globali e di quelli per classe non riesce a fornire informazioni dettagliate sul comportamento delle singole configurazioni nelle diverse giornate. Infatti, non è detto che scarti annuali bassi garantiscano un'ottima rappresentazione della produzione giornaliera di ogni impianto. Occorre, perciò, avere una visione più specifica del comportamento dei vari modelli per la singola giornata; in particolar modo, per le nuove configurazioni è opportuno studiare come varia la stima della temperatura di cella, soprattutto in confronto con gli altri modelli. Si decide, di analizzare un singolo impianto del campione, ovvero l'impianto già visto nel capitolo 2, appartenente alla classe 9 con potenza nominale di 3.240 GWp; in primo luogo, riferendosi ai modelli più interessanti, si riassume la temperatura di cella media per il semestre invernale ed estivo:

	MATTEI 4 PAR	NOCT 4 PAR	VENTO 4 PAR- VENTO	VENTO 6 PAR	KING 6 PAR
<i>TEMPERATURA INVERNO[°C]</i>	10.16	11.20	6.24	8.74	10.93
<i>TEMPERATURA ESTATE[°C]</i>	27.14	29.38	24.59	30.13	29.46

Tabella 3-7 Temperatura media di cella per i diversi modelli

Questo computo iniziale evidenzia le differenze, in linea generale, dei diversi modelli. Il modello *VENTO ottimizzato sei parametri* valuta mediamente la temperatura di cella più alta nel periodo estivo, mentre, nel semestre invernale presenta un'inversione di tendenza e calcola una temperatura media molto bassa, seconda soltanto al *VENTO ottimizzato quattro parametri-vento*. Quest'ultimo tende a sottostimare costantemente la temperatura di cella e probabilmente ciò è dovuto al fatto che l'ottimizzazione in questo caso è svolta sul parametro che fornisce contributo negativo, oltre ai parametri dell'espressione di calcolo della produzione. Infine, si osserva che i due modelli introdotti presentano comportamenti diversi, il modello *Mattei ottimizzato quattro parametri* si comporta in maniera inversa al il modello *VENTO ottimizzato sei parametri* presenta, infatti, una temperatura relativamente bassa nel periodo estivo e alta nel periodo invernale, mentre la configurazione con *King ottimizzato sei parametri* mostra "alte" temperature a prescindere dal periodo considerato, in maniera simile al modello *NOCT ottimizzato 4 parametri*.

C'è da dire che questi dati non sono sperimentalmente rilevanti, in quanto tengono conto di tutte le ore della giornata, e quindi, anche di orari in cui chiaramente non c'è luce solare e contestualmente produzione di energia elettrica; questi stessi danno, tuttavia, un'idea del comportamento generale dei diversi modelli. A seguito di questi ragionamenti, si analizza l'attitudine dei modelli di temperatura di cella dell'impianto in questione durante giornate con clima diverso. L'intenzione è quella di confrontare i diversi modelli in giornate simili, ma con velocità del vento differenti; infatti, sono scelte le giornate soleggiate del primo giugno (1/06) e del sedici giugno (16/06), che sono caratterizzate da irradianze simili per l'intera giornata, ma vi corrispondono dati di velocità del vento diversi, come mostrato nella tabella seguente:

	VELOCITÀ VENTO 1/06 [m/s]	VELOCITÀ VENTO 16/06 [m/s]
ORE 9	4.07	2.15
ORE 10	3.81	1.74
ORE 11	3.79	1.35
ORE 12	3.91	0.95
ORE 13	4.09	0.77
ORE 14	4.32	0.75
ORE 15	4.59	0.81
ORE 16	4.74	1.04
ORE 17	4.86	1.24
ORE 18	5.19	1.25
MEDIA	4.34	1.21

Tabella 3-8 Valori di velocità del vento per le giornate del 1° giugno e del 16 giugno

Si nota, immediatamente, che nel primo giorno di giugno si raggiungono valori di velocità del vento più elevati rispetto al sedici dello stesso mese. Si passa, dunque, all'analisi degli scarti sulla valutazione della temperatura di cella per le due giornate, prendendo in esame esclusivamente le ore centrali della giornata con produzione di energia rilevante.

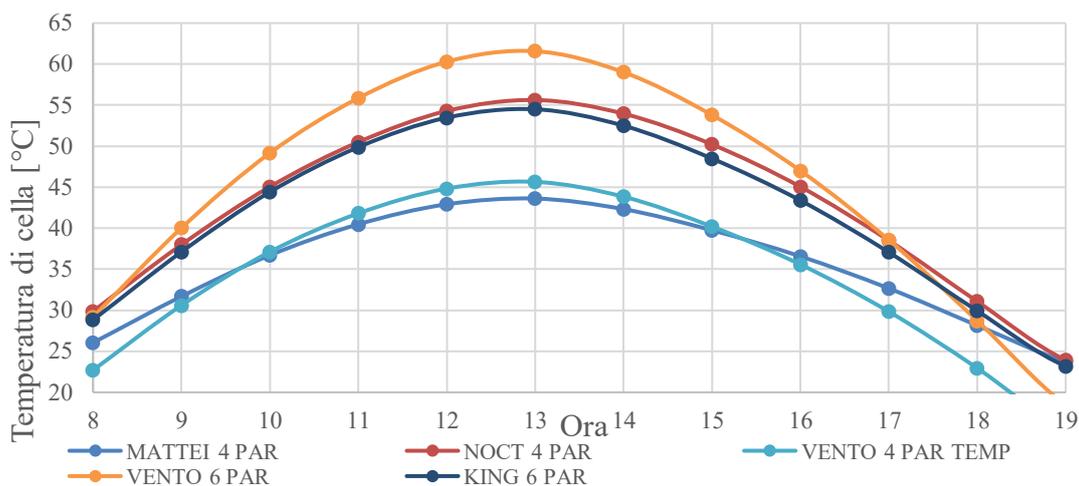


Figura 3-9 Temperatura di cella calcolata dai vari modelli, per la giornata soleggiata e ventosa (1/06)

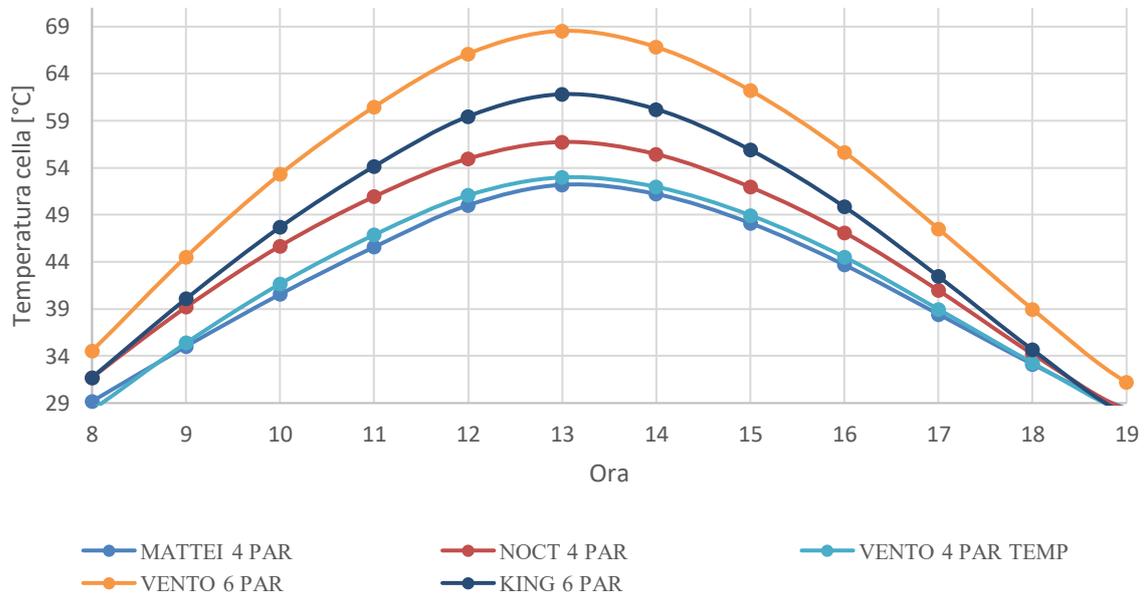


Figura 3-10 Temperatura di cella calcolata dai vari modelli, per la giornata soleggiata e poco ventosa (16/06)

Osservando i grafici riferiti alle due giornate , si deduce che:

- Rispetto alla stima media sul semestre estivo, si denotano differenze maggiori tra le valutazioni della temperatura di cella dei diversi modelli ottimizzati. Infatti, la temperatura più elevata e quella più bassa , in differenti configurazioni , possono distanziarsi anche di 15°C;
- Nella giornata più ventosa (1/06) si hanno , chiaramente , temperature di cella più basse per tutti i modelli che considerano la velocità del vento come variabile. Nel complesso, si nota che , in questa giornata , tendono ad accentuarsi le differenze tra i vari modelli, per esempio: per l'ora più calda (le 13:00 in entrambi i giorni) si ha una differenza maggiore tra quei modelli (*VENTO ottimizzato sei parametri e King ottimizzato sei parametri*) che

prevedono temperature alte , rispetto ai modelli che mostrano temperature più basse. Si tratta di pochi gradi centigradi ma che, probabilmente, derivano dal diverso peso percentuale dato alla velocità del vento ;

- Il nuovo modello *Mattei ottimizzato quattro parametri* è quello che misura la temperatura più bassa , in maniera prescindibile dal tipo di giornata. Bisogna aggiungere che questo , in generale , è vero solo per le giornate ad elevata irradianza, infatti il modello *VENTO ottimizzato quattro parametri-vento* nelle ore mattutine, serali e notturne computa temperature più basse;
- Il modello *King ottimizzato sei parametri*, in entrambe le giornate, stima la temperatura di cella a metà tra i due modelli estremi. Si comporta in maniera analoga al modello *NOCT ottimizzato quattro parametri* durante la giornata più ventosa tende , invece, a sovrastimare la temperatura nell'altra giornata; questa differenza è riconducibile al fatto che non è presente alcun parametro a tener conto della velocità del vento nel modello NOCT.

Al termine di tali osservazioni si ha un quadro chiaro della propensione dei modelli per il calcolo della temperatura di cella. Detto ciò, il calcolo della temperatura di cella rappresenta una parte del tutto, ovvero una componente nella previsione della produzione di energia da impianti fotovoltaici. Per questo motivo, si decide di analizzare i profili di produzione delle singole giornate, di cui sopra, per scoprire in che modo tali variazioni incidono sul risultato finale. Si mostrano, di seguito, i profili di produzione del primo giugno e del sedici dello stesso mese:

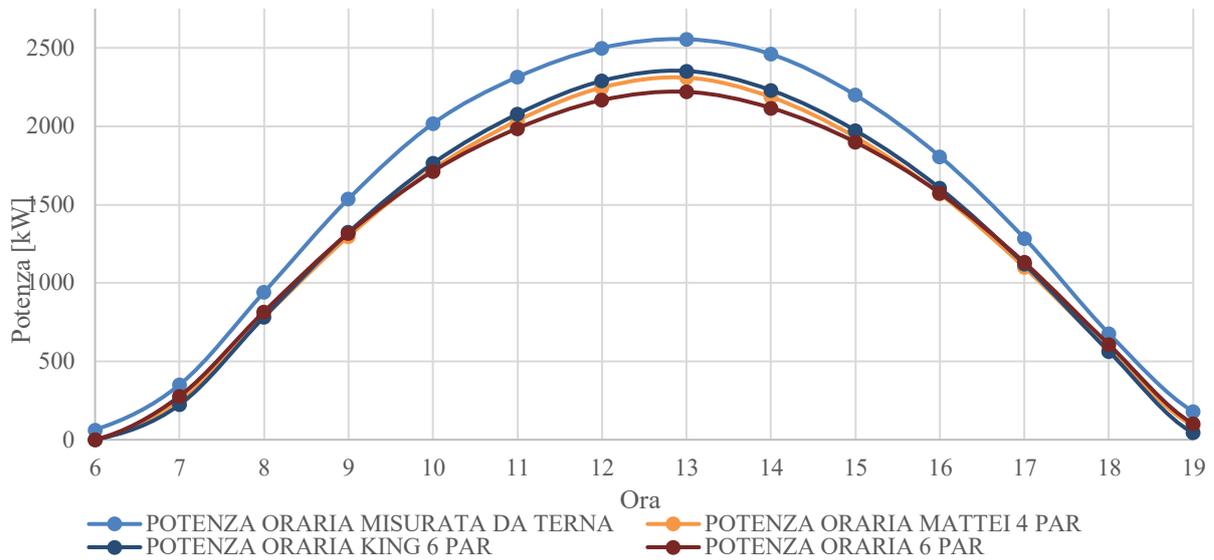


Figura 3-11 Profilo di produzione misurato e profili calcolati dai modelli per la giornata del 16 giugno

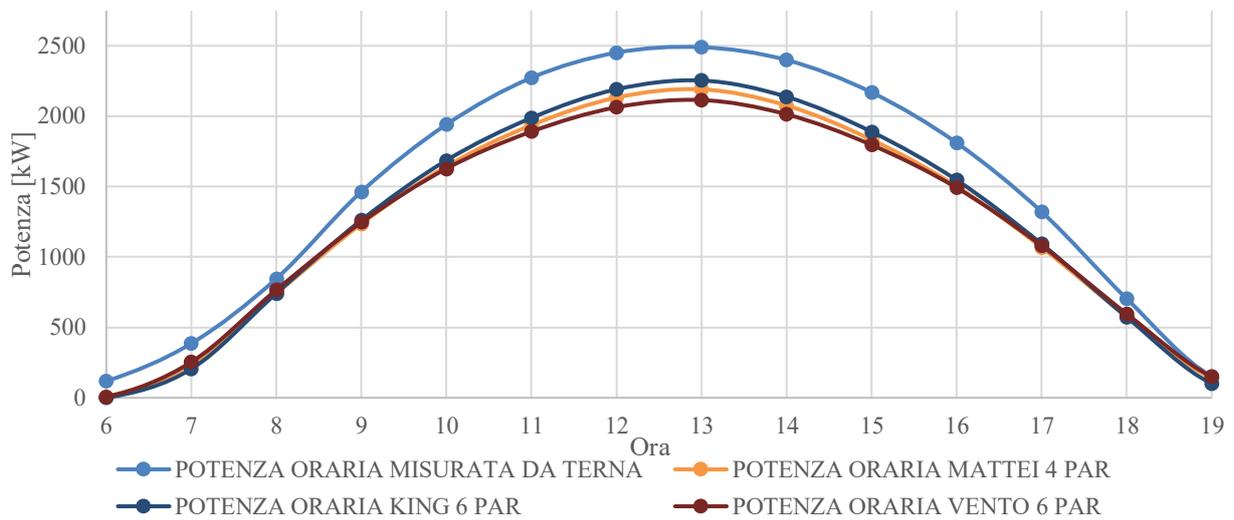


Figura 3-12 Profilo di produzione misurato e profili calcolati dai modelli per la giornata del 16 giugno

Dai grafici emergono trend già appurati nello studio degli scarti per il semestre estivo tutte le configurazioni tendono, infatti, a sottostimare la produzione oraria rispetto ai valori “veri” di TERNA. Bisogna soffermarsi su ciò che i grafici mettono in mostra, in primo luogo c’è da notare che le variazioni di temperatura di cella non influenzano la produzione di energia dei modelli in modo sostanziale, tanto è vero che tra i modelli vi è uno scarto dell’ordine del 5/6% nell’orario che presenta la differenza maggiore, a discapito di differenze di temperatura di cella notevoli, come si è visto precedentemente. Si tratta di un risultato nell’insieme prevedibile, tuttavia si evidenzia che gli scarti di tutte le configurazioni con i dati di produzione forniti da TERNA, sono maggiori rispetto agli scarti tra una configurazione e l’altra; perciò, nonostante ci siano soluzioni diverse tra loro, non si riesce a sopperire alla sottostima estiva.

Osservando i due nuovi modelli introdotti, si nota come il modello *King ottimizzato sei parametri* sia quello che si avvicina maggiormente al profilo di produzione di TERNA durante le ore più calde, al contrario del modello (già analizzato) *VENTO ottimizzato sei parametri*, e come il modello *Mattei ottimizzato quattro parametri* si allinei al modello King ma con una leggera diminuzione della potenza oraria, soprattutto nel giorno con velocità del vento inferiore. Questa analisi conferma che, per il modello previsionale studiato, una temperatura di cella maggiore provoca un aumento delle perdite termiche stimate e conseguentemente una stima della produzione oraria inferiore. Ciò nonostante, il modello *King ottimizzato sei parametri* fa eccezione, in quanto non ha un comportamento coerente con quanto detto; con ogni probabilità, a causa degli altri parametri ottimizzati che diminuiscono l’influenza della temperatura sul calcolo della temperatura di cella. In conclusione, si riassumono i parametri ottenuti, a seguito dell’ottimizzazione per la classe 9, nella seguente tabella:

	$\gamma_{T\%}$	G_0	C_A
<i>INIZ</i>	-0.005	29	1
<i>NOCT 4</i>	-0.00321	16.39	1.065
<i>VENTO 4</i>	-	29.00	1.087
<i>VENTO</i>	0.003447		
<i>MATTEI 4</i>	-	28.99	1.077
<i>KING 6</i>	-	16.39	1.066
<i>PARAMETRI</i>	0.003202		

Tabella 3-9 Parametri delle configurazioni ottimizzate

4 Conclusioni

La valutazione dei risultati ottenuti permette di compiere alcune interessanti considerazioni finali. Nel primo capitolo del lavoro di tesi si è svolto tutto l'iter per l'ottenimento di un campione di impianti, per la regione Lombardia, che potesse essere utilizzato nello studio del modello previsionale di produzione da impianti fotovoltaici. Il risultato è un set di dati di 139 impianti che, nel secondo capitolo, sono stati usati come input per le diverse configurazioni del modello: ottimizzate e non. Lo studio dei modelli ha concluso che: i modelli NOCT a 3 e 4 parametri ottimizzati presentano parametri e scarti simili; i modelli vento 6 parametri e vento 4 parametri vento hanno i migliori scarti annuali; nelle giornate ventose i modelli vento mostrano una maggiore predisposizione al calcolo della potenza oraria; nelle giornate con irradianza elevata, i modelli ottimizzati presentano scarti giornalieri inferiori rispetto alle altre giornate. In aggiunta, si è stabilito che ogni configurazione del modello ha mostrato una costante sovrastima durante il semestre invernale, controbilanciata da una sottostima nel semestre estivo. In generale, però, i profili delle giornate serene risultano sempre molto fedeli ai valori "reali", soprattutto per le versioni ottimizzate; questo si può giustificare dal fatto che l'ottimizzazione cerca di ridurre lo scarto annuale con i profili di produzione forniti e, in questa valutazione, le giornate soleggiate assumono un peso specifico maggiore.

Nel capitolo 3 è stato svolto un confronto con il modello PVGIS, il quale ha, però, messo in evidenza come l'utilizzo dei dati di input del modello introdotto nel secondo capitolo anche per il modello PVGIS risulti improprio. Nello stesso capitolo ci si è concentrati sull'introduzione e sull'analisi di due nuovi modelli per il calcolo della temperatura di cella: il modello Mattei et al e il modello King et al, entrambi ricavati dalla letteratura. Per la valutazione della temperatura di cella si è ricavato che il modello ottimizzato Mattei è quello che stima la temperatura inferiore, mentre il modello ottimizzato King calcola la temperatura di cella con valori più alti e simili al modello NOCT ottimizzato. In conclusione, in maniera imprevista, è il modello King ottimizzato ad avere lo scarto annuale più basso, presentando, inoltre, i profili

giornalieri migliori per le giornate serene: in quella tipologia di giornata, infatti, si avvicina maggiormente ai dati forniti da *Terna*.

In uno scenario futuro, lo studio del modello può essere ampliato, e si possono apportare migliorie:

- ***Nuovi intervalli temporali***- all'inizio del lavoro di tesi si è deciso di applicare l'ottimizzazione sull'intero anno, in modo da ottenere un'unica parametrizzazione del modello per ogni classe di potenza. Come abbiamo detto si è notata un'elevata incidenza della variabilità meteorologica sul funzionamento del modello e, quindi, si potrebbe optare per un'ottimizzazione in diversi intervalli temporali (e.g. semestre invernale e semestre estivo);
- ***Incremento dati***- come si è visto nei primi capitoli, le varie fasi di filtraggio dati, al fine di ottenere un campione accurato, sono risultate molto selettive. Il campione finale si è mostrato esiguo in relazione al numero di impianti in Lombardia, per questo motivo, una quantità maggiore di dati precisi garantirebbe una validazione statistica su larga scala del modello. Inoltre, l'aggiunta di ulteriori dati costruttivi e specifici degli impianti consentirebbe di migliorare il modello; seppure con delle complicazioni dell'espressione di calcolo, si ricaverrebbero, infatti, dei risultati più accurati;
- ***Soluzioni per giornate coperte e ombreggiamento***- nell'analisi dei profili giornalieri si è notato che vi sono ore in cui i dati forniti differiscono molto da quelli calcolati, probabilmente a causa di ombreggiamenti o altro. In generale, si potrebbero aggiungere al modello fattori che tengono conto di questi fenomeni e aiutano la stima della potenza oraria;
- ***Altri anni di riferimento***- è chiaro che lo studio è svolto per dati riferiti al 2018, ma il comportamento degli impianti fotovoltaici varia negli anni, ad esempio in conseguenza al degrado tecnologico dovuto al passare del tempo.

Perciò, implementare anche altri dati di produzione dovrebbe fornire una visione più ampia del modello.

5 Riferimenti

- [1] « <https://www.terna.it/it/>,» [Online].
- [2] «<http://www.soda-pro.com/help/cams-services/cams-radiation-service/>,» [Online].
- [3] «https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/it/#PVP,» [Online].
- [4] «Brogren M, Nostell P, Karlsson B. Optical efficiency of a PV-thermal hybrid CPC module for high latitudes. *Solar Energy* 2000;69(Suppl):173–85».
- [5] « <https://webthesis.biblio.polito.it/14018/>,» [Online].
- [6] «<https://gmao.gsfc.nasa.gov/reanalysis/MERRA-2/>,» [Online].
- [7] «<https://it.mathworks.com/help/optim/ug/constrained-nonlinear-optimization-algorithms.html#brnpd5f>,» [Online].
- [8] «<https://www.gse.it/>,» [Online].
- [9] «<https://earth.google.com/web/>,» [Online].
- [10] «Dispense del corso "Solar photovoltaic systems" -Filippo Spertino-Politecnico di Torino».
- [11] «<https://www.eumetsat.int/meteosat-data-collection-services>,» [Online].

-
- [12] «“A power-rating model for crystalline silicon PV modules” Author: Thomas Huld, Gabi Friesen, Artur Skoczek, Robert P. Kenny, Tony Sample, Michael Field, Ewan D. Dunlop-December 2011».
- [13] «Mattei, M., Notton, G., Cristofari, C., Muselli, M., Poggi, P., 2006. Calculation of the polycrystalline PV Module temperature using a simple method of energy balance. *Renew. Energy* 31, 553.».
- [14] «Sandnes B, Rekstad J. A photovoltaic/thermal (PV/T) collector with a polymer absorber plate, experimental study and analytical model. *Solar Energy* 2002;72(1):63–73.».
- [15] «King, D.L., Boyson, W.E., Kratochvil, J.A., 2004. Photovoltaic Array Performance Model. Sandia National Laboratories, SAND2004-3535. K.».