

POLITECNICO DI TORINO
Corso di Laurea Magistrale in
INGEGNERIA ELETTRICA



TESI DI LAUREA MAGISTRALE

STUDIO DEL MIGLIORAMENTO DELLE PRESTAZIONI DEGLI
IMPIANTI FOTOVOLTAICI DI UN'AZIENDA

RELATORE

Prof. Ing. Filippo Spertino

CANDIDATO

Juan Rafael Morales Celis

CONSULENTI AZIENDALI

Ing. Claudio Arizzi

A.A. 2021-2022

*A miei genitori che sempre hanno fede in me,
A miei familiari che dal cielo guidano la mia strada
A miei amici e datori di lavoro del ristorante, che sempre mi hanno dato forza e
coraggio.*

Sommario

CAPITOLO I: INTRODUZIONE	6
CAPITOLO II: FUNZIONAMENTO DI UN IMPIANTO FOTOVOLTAICO	8
CAPITOLO III: ANALISI DELLA PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA	21
CAPITOLO IV: DEGRADAZIONE DELLE PRESTAZIONI PER PROBLEMI NEGLI IMPIANTI FOTOVOLTAICI.....	31
CAPITOLO V: VERIFICHE DELLE PRESTAZIONI DEGLI IMPIANTI FOTOVOLTAICI DA PARTE DI CENTRI DI RICERCA.....	38
CAPITOLO VI: METODOLOGIA DI MONITORAGGIO DI IMPIANTI FOTOVOLTAICI.....	43
CAPITOLO VII: DIPENDENZA DELL'EFFICIENZA DALLA TEMPERATURA E SUOI EFFETTI NELLA PRODUZIONE ENERGETICA.....	51
CAPITOLO VIII:CALCOLO DELLA TEMPERATURA DEI MODULI POLICRISTALLINI UTILIZZANDO IL METODO DEL BILANCIO DI ENERGIA	60
CAPITOLO IX: CASO STUDIO DI IMPIANTI FOTOVOLTAICI STUDIATI.....	64
CONCLUSIONI	83

ELENCO TABELLE

Tabella 1 Coefficiente γ_p , temperatura ed efficienza per alcuni moduli FV.....	16
Tabella 2. Coefficienti da applicare alla radiazione su superficie orizzontale per ottenere la radiazione su superficie orientata ed inclinata.....	26
Tabella 3 Vita utile dei componenti fotovoltaici.....	34
Tabella 4. Percentuale di degradazione lungo il tempo dei componenti FV.....	35
Tabella 5 Parametri di analisi energetico dell'impianto.	44
Tabella 6. Parametri d'interesse IMAM Ambiente.	48
Tabella 7. Valori orari della temperatura modulo per ogni metodo.	58
Tabella 8. Impianti FV azienda IMAM.	64
Tabella 9. Variabili fornite da METEOBLUE.....	65
Tabella 10. Valori dei parametri dei campi FV per il calcolo dell'energia prodotta.	77
Tabella 11. Tipo di incentivo per ogni Campo FV	80
Tabella 12. Ricavo annuo del 2018 per ogni impianto FV	81
Tabella 13. Tempo del ritorno di investimento.....	82

ELENCO FIGURE

Figura 1. Effetto fotoelettrico.....	10
Figura 2. Caratteristica corrente-tensione della cella FV	11
Figura 3. Circuito equivalente cella FV	13
Figura 4. Schema di connessione dei diodi di protezione (bypass e blocking)	18
Figura 5. Variazione della curva I-V della cella fotovoltaica con la temperatura.....	33
Figura 6. Generica architettura di un impianto FV.....	44
Figura 7. Temperatura modulo per ogni metodo in un'intera giornata.....	58
Figura 8. Temperatura NOCT dei moduli FV	68
Figura 9. Temperatura Mattei dei moduli FV.....	68
Figura 10. Temperatura controllata presso Carlentini	69
Figura 11. Temperatura controllata presso S. Pietro V.	69
Figura 12. Temperatura NOCT moduli FV	70
Figura 13. Temperatura Mattei moduli FV	70
Figura 14. Temperatura controllata presso Carlentini	71
Figura 15. Temperatura controllata presso S. Pietro V.	71
Figura 16. Temperatura NOCT moduli FV	72
Figura 17. Temperatura Mattei moduli FV	72
Figura 18. Temperatura controllata presso Carlentini	73
Figura 19. Temperatura controllata presso S. Pietro V.	73
Figura 20. Temperatura NOCT moduli FV	74
Figura 21. Temperatura Mattei moduli FV	74
Figura 22. Temperatura controllata presso Carlentini	75
Figura 23. Temperatura controllata presso S. Pietro V.	75
Figura 24. Energia prodotta Campo Spietri.....	78
Figura 25. Energia prodotta Campo Le Forche	79
Figura 26. Energia prodotta Campo Piano Monaci.....	79
Figura 27. Energia prodotta Campo Tummarello	80

CAPITOLO I: INTRODUZIONE

L'energia solare fotovoltaica è una risorsa d'energia rinnovabile che, col passare del tempo, è diventata importante come si può evincere dagli obiettivi che la coinvolgono nelle politiche internazionali per il futuro. In Italia questo tipo di risorsa ancora è minoritario rispetto ad altri tipi di produzione di energia elettrica, come la tecnologia termoelettrica e quella idroelettrica, secondo i dati dalla piattaforma delle prestazioni resa disponibile dal GSE.

Nell'ambito della tesi svolta presso l'azienda IMAM AMBIENTE S.r.l., ho approfondito la conoscenza delle sue attività. In particolare, dal 2008 l'azienda si è impegnata nella produzione di energia elettrica tramite fonti rinnovabili quali eolica e solare. Perciò, tra i suoi obiettivi si evidenziano il miglioramento delle prestazioni di queste due tecnologie di produzione di energia elettrica e la riduzione dell'impatto ambientale per il raggiungimento degli obiettivi globali di riduzione delle emissioni dannose per il clima del pianeta Terra.

Quindi, questo elaborato riguarda uno studio del miglioramento delle prestazioni degli impianti fotovoltaici già in funzionamento, appartenenti all'azienda. Questo studio viene fatto grazie a un database in possesso dell'azienda, grazie a una banca dati accessibile su biblioteche elettroniche del Politecnico di Torino e all'istituto di meteorologia METEOBLUE.

Sulla base dei dati acquisiti, si decide di focalizzare ed ipotizzare il miglioramento delle prestazioni degli impianti fotovoltaici funzionanti, tramite la simulazione di un controllo di **temperatura dei moduli fotovoltaici** ottenendo così maggiorazioni di energia prodotta e di conseguenza, ricavi economici provenienti dagli incentivi che il GSE concede all'azienda operante nel settore.

Si prende in considerazione il comune di San Pietro Vernotico, Puglia e Carlentini in Sicilia. In questi comuni sono situati i loro 5 impianti fotovoltaici in territorio italiano. Si sono analizzate le variabili meteorologiche quali temperatura ambiente dell'aria, modulo della velocità del vento e l'irradianza; con lo scopo di riprodurre la

temperatura dei moduli fotovoltaici attraverso il modello di bilancio di energia ovvero il modello di Mattei, e il modello NOCT durante l'anno 2018 per dopo ottenere l'energia prodotta annua e paragonarla con i dati osservati dagli inverter dell'azienda ovvero i dati forniti dal GSE.

CAPITOLO II: FUNZIONAMENTO DI UN IMPIANTO FOTOVOLTAICO

Prima di individuare le possibili cause di degradazione della produzione energetica di un impianto fotovoltaico in funzionamento, si studiano, in modo generico, il funzionamento dei componenti del sistema e le variabili fisiche che influiscono su di essi.

Irradianza Solare

Il Sole, come tutti i corpi caldi, emette irradiazione elettromagnetica che costituisce la fonte principale di tutti i processi vitali sul pianeta. L'irradianza si distribuisce sullo spettro di frequenze ovvero di lunghezze d'onda, inversamente proporzionali alle precedenti, e in particolare nell'intervallo di lunghezza d'onda tra 0,25 e 1,2 μ m. La potenza del campo elettromagnetico che incide sopra una superficie si denomina come Irradianza solare.

L'irradianza solare che arriva all'atmosfera terrestre è diversa a quella che arriva dovuto alla riflessione ed assorbimento, quindi minore a quella che si può percepire nella superficie terrestre. Infatti, quest'ultima viene suddivisa in irradiazione diretta e diffusa.

L'irradianza diretta è quella irradianza che colpisce direttamente sulla superficie e l'irradianza diffusa è quella che colpisce la superficie da tutte le direzioni. In una giornata soleggiata, la componente diffusa arriva a valori tra 10 e 20% dell'irradiazione globale che si riceve su una superficie orizzontale; invece, l'irradiazione diffusa si evidenzia, ad esempio, quando il cielo è coperto.

Principio di funzionamento di una cella fotovoltaica

I materiali utilizzati nelle celle fotovoltaiche sono semiconduttori impiegati nella componentistica elettronica. Il silicio è il semiconduttore più noto e costituisce l'elemento base per le celle FV. Nei materiali isolanti gli elettroni di valenza devono essere vicini all'atomo quindi sono bloccati nella banda di valenza e non possono passare nella banda di conduzione.

Nei materiali semiconduttori gli elettroni di valenza stanno fermi come quelli dei materiali isolanti ma la variazione energetica tra la banda di valenza e di conduzione è infinitesima. Dunque, gli elettroni di valenza possono passare di banda se ricevono energia dall'esterno.

Nei materiali conduttori gli elettroni di valenza sono liberi di muoversi, sempre che ci sia un campo elettrico su di essi, perciò si crea una corrente elettrica. Le bande di valenza e di conduzione in questi materiali sono sovrapposte.

L'energia necessaria per la produzione di corrente in un materiale semiconduttore può essere fornita dalla luce, chiamandosi questo fenomeno come effetto fotoelettrico. Dopodiché il materiale diventa conduttore però ancora non si può considerare come generatore elettrico. Per questo bisogna creare una giunzione P-N.

La giunzione P-N è l'unione fisica tra il materiale N e P, nei quali il primo si evidenzia il drogaggio negativo del silicio e questo vuol dire l'unione dell'atomo di silicio e qualsiasi atomo appartenente al gruppo V-A della tabella periodica di modo che si libera un elettrone di valenza; invece l'unione dell'atomo di silicio e qualsiasi atomo appartenente al gruppo III-A viene chiamato materiale P ovvero materiale drogato positivamente quindi si evidenzia la mancanza di un elettrone, altrettanto chiamato lacuna.

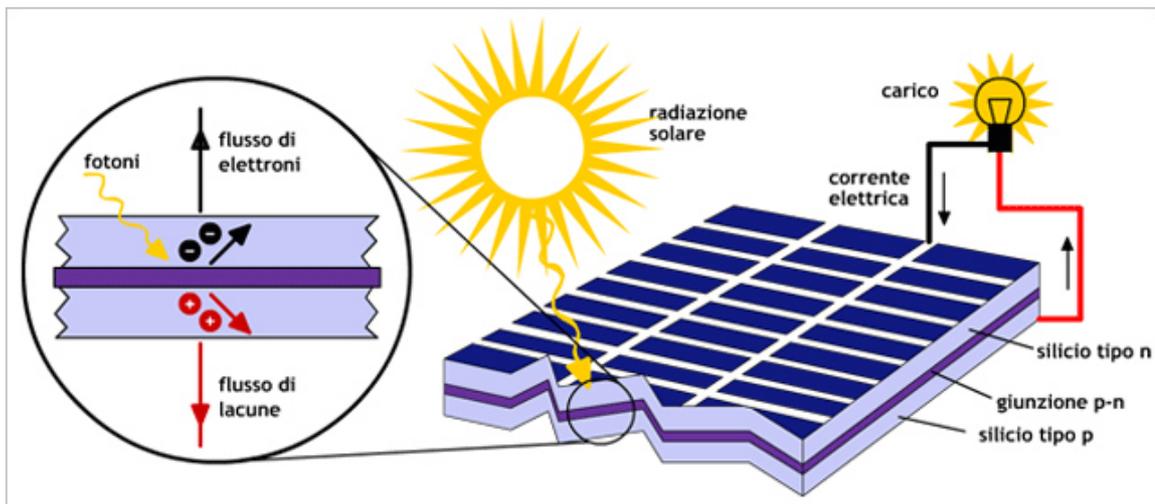


Figura 1. Effetto fotoelettrico

Quindi il contatto tra materiale P e materiale N viene denominato come giunzione P-N. All'interno di questo materiale si differenziano due regioni, la regione N e la regione P tra le quali si stabilisce un campo elettrico e dopo viene eseguito un movimento di elettroni dalla regione N verso la regione P.

In questo caso la giunzione viene investita dalla luce fornendo agli elettroni l'energia sufficiente per muoversi dalla banda di valenza a quella di conduzione. Quindi la cella fotovoltaica in effetti è una giunzione P-N di silicio. La zona di silicio che contribuisce a fornire la corrente è quella circostante alla giunzione P-N; nelle zone lontane si formano le cariche elettriche, ma si evidenzia l'assenza di campo elettrico che le mette in movimento e in buona parte si ricombinano.

L'importanza della superficie della cella fotovoltaica è quella di fornire una maggiore quantità di corrente aumentando la suddetta superficie.

Caratteristiche elettriche delle celle fotovoltaiche

La caratteristica fondamentale delle celle fotovoltaiche è la caratteristica **corrente-tensione**. Detta caratteristica si vede nella Figura 2 ed è valida per una singola cella fotovoltaica e anche per un insieme di celle, con le sue debite proporzioni. La relazione corrispondente alla caratteristica si osserva nella equazione 1:

$$I = I_0 * (e^{\frac{qU}{kT}} - 1) \quad (1)$$

Dove:

- I_0 = corrente di saturazione del diodo;
- q = carica elettrica dell'elettrone in valore assoluto, $1,6 * 10^{-19}C$
- k = costante di Boltzmann, $1,38 * 10^{-23}J/K$
- T = temperatura assoluta della cella (K)

Questa equazione descrive l'andamento della corrente in una cella PV al buio, aggiungendo la corrente dovuta all'effetto fotovoltaico I_{sc} si ottiene l'intera caratteristica corrente-tensione della cella che si osserva nell'equazione 2:

$$I = I_{sc} - I_0 * (e^{\frac{qU}{kT}} - 1) \quad (2)$$

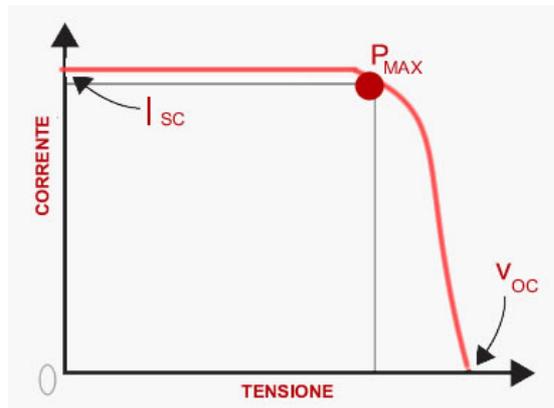


Figura 2. Caratteristica corrente-tensione della cella FV

Detta corrente dovuta all'effetto fotovoltaico è un parametro caratteristico della cella PV e aumenta con l'area di giunzione e suoi valori sono compresi tra i $30 \frac{mA}{m^2}$ e i $35 \frac{mA}{m^2}$. Altrettanto aumenta in base alla quantità di irradiazione solare che raggiunge alla cella PV.

In accordo con l'equazione (1) si può individuare il valore della **tensione a circuito aperto** U_{oc} . Avanti corrente nulla si ricava detto valore di tensione:

$$U_{oc} = \frac{kT}{q} \ln \left(\frac{I_{sc}}{I_0} + 1 \right) \quad (2)$$

La tensione a vuoto U_{oc} dipende essenzialmente dal materiale semiconduttore; per le celle a silicio i soliti valori sono tra 0,5V e 0,6V.

La caratteristica corrente-tensione di una cella fotovoltaica è prossima a quella di un generatore ideale di corrente, che fornisce una corrente costante entro ampi limiti a prescindere del carico.

Il punto di funzionamento della cella si evidenzia attraverso l'intersezione della curva caratteristica corrente- tensione e la curva rappresentativa del carico connesso alla cella, ad esempio una retta che rappresenta un carico resistivo. Nella curva caratteristica si trova il punto massimo di potenza erogata e, in base alle coordinate di questo punto e i valori di tensione a vuoto e corrente di corto circuito della cella, si individua il **fattore di riempimento** ovvero Fill Factor (FF):

$$FF = \frac{U_{max} I_{max}}{U_{oc} I_{sc}} \quad (3)$$

Valori elevati del suddetto fattore sono indicativi della qualità globale della cella. Per le celle in commercio i valori tipici sono tra 0,7 e 0,85.

Oltre il fattore di riempimento si trova l'efficienza di conversione η e riguarda al rapporto tra la potenza massima erogata dalla cella e la potenza che riceve dal

sole; viene anche nominata come rendimento e suoi valori variano tra il 5% al 20% in accordo alla tipologia della cella.

L'efficienza di conversione determina la superficie necessaria per produrre una determinata potenza. A parità di potenza, l'aumento dell'efficienza consente la riduzione della superficie del campo fotovoltaico.

L'efficienza di conversione della cella fotovoltaica viene limitata a causa fotoni di energia eccessiva rispetto a quella necessaria per produrre una coppia elettrone-lacuna, fotoni di energia insufficiente per produrre la stessa coppia, fenomeni di ricombinazione nella cella tra elettroni e lacune, riflessione sulla superficie della luce incidente, schermatura della cella sottostante dovuto alla presenza della griglia superiore, perdite sulla resistenza interna della cella e dei contatti elettrici.

Visto che si sono nominate le perdite, si procede a presentare il circuito equivalente di una cella fotovoltaica

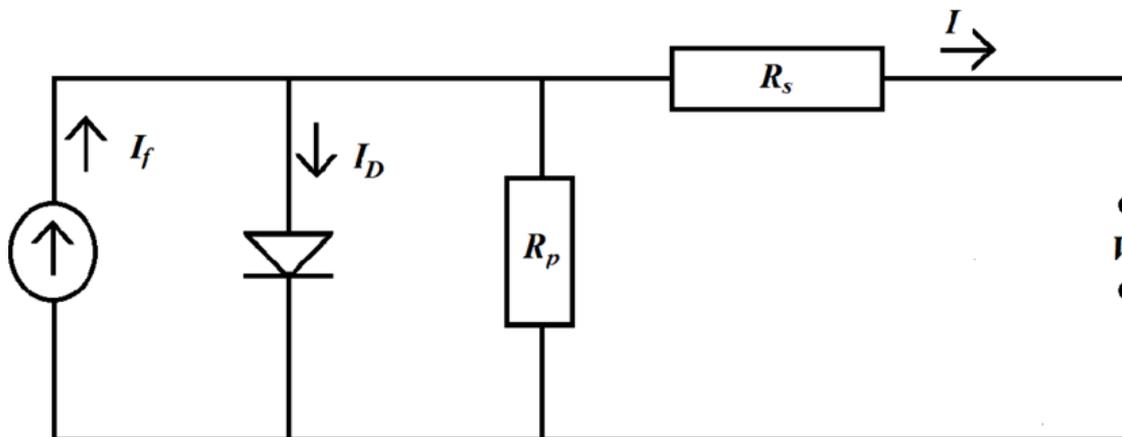


Figura 3. Circuito equivalente cella FV

Dove:

- R_s = Resistenza serie dei contatti elettrici della cella FV;

- R_p = Resistenza parallelo della cella corrispondente alla dispersione di corrente lungo le quattro superfici laterali della cella;
- I_D = Corrente di diffusione all'interno della giunzione P-N;

La curva caratteristica della cella viene molto influenzata dai valori resistivi, perciò il fattore di riempimento e l'efficienza di conversione si modificano in base a questi valori.

A prescindere della modifica della curva caratteristica dovuto all'effetto Joule, detta curva altrettanto viene modificata con il cambiamento dell'irradianza solare. L'aumento dell'irradianza comporta un l'aumento della corrente I_{sc} fornita dalla cella, mentre la tensione a vuoto U_{oc} rimane costante.

Nel complesso, la potenza erogata dalla cella aumenta con l'irradianza solare. Invece quando la temperatura della cella aumenta la tensione a vuoto U_{oc} diminuisce e la corrente I_{sc} rimane quasi costante. Dunque, la potenza erogata dalla cella diminuisce all'aumentare della temperatura, nonché il fattore di riempimento FF. Quindi irradianza e temperatura sono punti di riferimento a tenere in conto al momento di realizzare un impianto fotovoltaico.

Il modulo fotovoltaico

Un modulo fotovoltaico è formato da un gruppo di celle uguali assemblate elettricamente e meccanicamente insieme. Nell'assemblaggio elettrico il modulo viene conformato da blocchi di celle connesse in serie e parallelo. Nella realtà non tutte le celle sono uguali tra di loro, per cui si creano delle difformità di fabbricazione, ad esempio differenze di tensioni tra celle e quindi delle circolazioni interne di correnti.

Questo fenomeno comporta una riduzione di potenza prodotta, chiamato perdite di mismatch o di dissimmetria.

Altrettanto queste difformità si creano quando nell'intero modulo fotovoltaico oppure insieme di moduli fotovoltaici, esistono differenze di irradianza solare nella

loro superficie. Quindi l'impiego del diodo di by-pass evita il danneggiamento di un modulo fotovoltaico quando viene sottoposto all'ombra, ad esempio, oppure quando detto modulo si trova in condizioni di guasto.

Le prestazioni di moduli diversi possono essere paragonate solo a parità di condizioni ambientali e di irradianza solare, dove la necessità di stabilire a livello internazionale condizioni di prova standard (STC: Standard Test Conditions).

Le norme IEC/EN 60904 hanno assunto le seguenti condizioni di prova standard:

- Irradianza solare (sul piano del modulo): $1000 \frac{W}{m^2}$;
- Temperatura del modulo: 25°C;

Per ricavare i dati nominali, in particolare la caratteristica corrente-tensione, il modulo viene posto in un simulatore solare, attrezzato con lampade allo xenon, in grado di riprodurre le suddette condizioni di prova standard. Anche i dati nominali, ad esempio I_{sc} e U_{oc} , si riferiscono a condizioni di prova standard.

Nelle realtà impiantistica, i moduli funzionano spesso in condizioni ambientali differenti da quelle standard. In particolare, la cella si trova ad una temperatura diversa da 25°C. Quindi si introduce il concetto della "temperatura della cella in condizioni operative nominali" NOCT per calcolare l'influenza della temperatura sulla potenza. Tali condizioni sono:

- Irradianza solare: 800 W/m²;
- Temperatura ambiente: 20°C
- Velocità dell'aria sul retro del modulo: 1 m/s;
- Modulo funzionante a vuoto.

Il costruttore specifica la temperatura NOCT; in genere compresa tra 40°C e 50°C. Se una cella funziona con irradianza solare e temperatura ambiente diverse, la temperatura della cella sarà calcolata come viene espresso nella successiva equazione:

$$T_{cell} = T_{amb} + G_p \frac{(NOCT-20)}{800} \quad (4)$$

La variazione percentuale di potenza dovuta a una temperatura diversa alla temperatura di 25°C viene espressa:

$$\Delta P_m(\%) = \gamma_p (T_{cell} - 25) \quad (5)$$

Dove γ_p è il coefficiente di temperatura per la potenza fornito dal costruttore del modulo fotovoltaico. Nella successiva tabella verranno presentati i valori di coefficienti di temperatura, temperature NOCT ed efficienza di conversione per alcune tipologie di moduli.

Tabella 1 Coefficiente γ_p , temperatura ed efficienza per alcuni moduli FV

Tipologia di modulo	γ_p (%/°C)	NOCT (°C)	η (%)
Silicio monocristallino	-0,3/-0,4	45/50	18/23
Silicio policristallino	-0,4/-0,5		15/17
Silicio amorfo	-0,2/-0,5		6/10
Multigiunzione	-0,3		>30

I moduli in silicio amorfo presentano una riduzione di efficienza dopo i primi 6/12 mesi di funzionamento. La potenza nominale dichiarata dai costruttori fa riferimento alla potenza già stabilizzata, ma il progettista deve tenere in conto di questa maggiore potenza iniziale nell'accoppiamento dei moduli con l'inverter.

Ogni modulo deve disporre di una targa leggibile e indelebile, su cui devono essere riportati i seguenti dati:

- Nome o simbolo del costruttore
- Tipo o numero di modello;
- Numero di serie;
- Polarità dei terminali o dei conduttori;
- Massima tensione di esercizio per la quale il modulo è adatto;
- Classe di impiego del modulo;
- Massima corrente inversa tollerata;
- Tensione a vuoto U_{oc} ;

- Corrente di cortocircuito I_{sc} ;
- Massima potenza P_{max} , con indicazione delle tolleranze di produzione;

Il costruttore del modulo deve inoltre fornire gli ulteriori dati necessari per l'impiego dei moduli, tra cui:

- Tensione e corrente nel punto di massima potenza (MPP) U_{mpp} e I_{mpp} ;
- Corrente nominale massima dei dispositivi di protezione contro le sovracorrenti abbinabili al modulo;
- Numero massimo raccomandato di moduli collegabili in serie/parallelo;
- Temperatura della cella in condizioni operative nominali (NOCT);
- Coefficienti di temperatura per la variazione di tensione e di potenza;

L'efficienza di conversione è il parametro più noto e pubblicizzato dai produttori, i pannelli ad alta efficienza permettono di sfruttare al meglio gli spazi ove vengono installati i suddetti pannelli, che infine si traduce in maggiore produzione energetica a parità di superficie utilizzando diversi moduli.

La tolleranza sulla potenza nominale dei moduli è un parametro molto importante, poiché la disomogeneità dei moduli in una stringa ne riduce la potenza, inoltre aumenta le perdite di mismatch tra le stringhe. La NOCT e il coefficiente di temperatura per la potenza CT sono importanti, perché indicano come aumentano le **perdite con la temperatura**. Un modulo è più pregiato quanto minore è la temperatura NOCT e il coefficiente di temperatura per la potenza CT.

Quanto più la temperatura ambiente è elevata, tanto maggiore è il vantaggio conseguibile con moduli a bassa NOCT e basso coefficiente CT. Però, i moduli in film sottile sono meno sensibili alla temperatura, quindi sono più adatti dove la temperatura aumenta per mancanza di ventilazione.

I moduli dotati di certificazioni e garanzie contrattuali hanno maggiori probabilità di durare e produrre energia elettrica per l'intera vita utile dell'impianto.

Una volta tenuto conto delle prestazioni, la scelta definitiva dei moduli avviene in base al prezzo e alla disponibilità sul mercato.

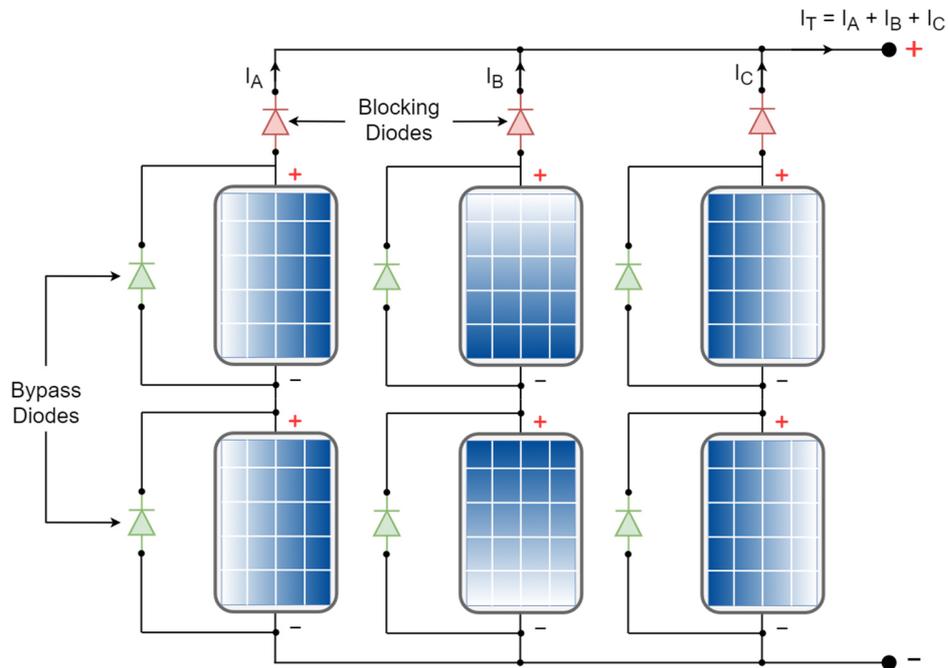


Figura 4. Schema di connessione dei diodi di protezione (bypass e blocking)

Stringhe e campo fotovoltaico

La modularità è un vantaggio della tecnologia fotovoltaica. Più moduli collegati in serie formano una stringa, più stringhe in parallelo formano il campo fotovoltaico. In definitiva, il campo fotovoltaico è un insieme di moduli opportunamente collegati, in modo da ottenere la tensione prestabilita e la potenza richiesta. Una delle prime scelte progettuali riguarda alla tensione nominale del generatore fotovoltaico, infatti, a parità di potenza generata, una tensione minore corrisponde a una corrente maggiore, la quale richiede cavi di sezione più grande soprattutto per limitare le perdite.

Per contro, con la tensione aumentano i problemi per l'isolamento e per reperire sul mercato dispositivi di protezione di manovra sotto carico in corrente continua.

Tra le stringhe del campo fotovoltaico si forma lo stesso fenomeno di mismatch descritto tra le celle all'interno di un modulo, a seguito delle inevitabili disuguaglianze tra i moduli, diversa irradianza tra le stringhe, ombre e guasti in una stringa. Tale fenomeno può provocare perdite dell'ordine del 5% della potenza erogata.

L'inverter

La corrente continua del generatore fotovoltaico deve essere convertita in corrente alternata per essere utilizzata o immessa nella rete di distribuzione pubblica. Questa è la funzione principale svolta dall'inverter ovvero convertitore.

È composto da elementi attivi e reattivi, i primi possono commutare di modo forzato, dati dei comandi generati da un microcontrollore. Ad esempio, la tecnica di modulazione di larghezza di impulso ovvero chiamata PWM, è spesso utilizzata per comandare gli elementi attivi del convertitore ottenendo all'uscita dello stesso una forma d'onda sinusoidale ma, anche affetta da armoniche cioè una forma d'onda imperfetta. Solitamente in questa uscita si trovano filtri attivi e un trasformatore, con l'obiettivo di ridurre le componenti armoniche ed eleva il valore della tensione a quello necessario.

Si può utilizzare un trasformatore ad alta frequenza (10/50kHz) per ridurre le dimensioni, ma si complica l'elettronica dell'inverter. La presenza di un trasformatore, soprattutto a bassa frequenza, riduce il rendimento del generatore fotovoltaico.

La potenza fornita da un generatore fotovoltaico dipende dal punto di funzionamento in cui esso si trova ad operare. Per ottimizzare l'energia ottenibile dall'impianto fotovoltaico, si deve adeguare il generatore al carico, in modo che il punto di funzionamento corrisponda sempre a quello di massima potenza. A tal fine viene impiegato all'interno dell'inverter stesso, un convertitore DC/DC

adeguatamente controllato, che prende il nome di inseguitore del punto di massima potenza MPPT (Maximum Power Point Tracking)

La caratteristica corrente- tensione del generatore fotovoltaico cambia con l'irradianza solare, la quale varia repentinamente se il tempo è perturbato. È quindi importante non solo l'accuratezza con cui l'inverter individua il punto di massima potenza, ma soprattutto la velocità con cui insegue tale punto (tempo di assestamento)

L'inverter adegua la frequenza e sincronizza la tensione a quella di rete ai fini della messa in parallelo con la rete stessa e si disattiva automaticamente (va in stand by) in mancanza della rete, o se i valori di tensione e di frequenza escono dai limiti prestabiliti.

L'inverter funziona entro un intervallo di tensioni in ingresso, al di fuori del quale in stand by. La tensione del generatore fotovoltaico, ovvero tensione di stringa, è massima quando la temperatura del modulo è minima; ed è minima quando la temperatura del modulo è massima.

Occorre quindi scegliere l'inverter in modo che la tensione massima e minima del generatore fotovoltaico rientrino nella finestra di tensioni accettate dall'inverter con un buon margine di sicurezza.

CAPITOLO III: ANALISI DELLA PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA

Un generatore elettrico tradizionale produce una energia pari al prodotto della sua potenza per le ore di funzionamento. Le ore di funzionamento sono quelle del tempo cronologico, ad esempio 8760 h in un anno, dedotte le ore di fuori servizio per manutenzione, o per inconvenienti tali da comportarne il fuori servizio. Salvo casi eccezionali, le ore di fermo di una centrale elettrica tradizionale sono una parte nota del totale, quindi la potenza della centrale è un parametro di per sé significativo dell'energia che la centrale stessa produce ogni anno.

La situazione cambia per un generatore fotovoltaico, il quale può fornire una potenza che varia in modo sostanziale in relazione al sito in cui si trova il generatore e all'istante in cui viene misurata (giorno dell'anno, ora del giorno e condizioni meteorologiche). La potenza nominale (potenza massima) di un generatore fotovoltaico non è quindi significativa dell'energia elettrica che può produrre.

L'energia solare rappresenta il combustibile dell'impianto fotovoltaico e non è sempre disponibile, soprattutto varia da un luogo all'altro. Al fine di valutare quanta energia può produrre un impianto fotovoltaico, di una data potenza nominale, in un determinato luogo, cioè per passare dai kilowatt ai kilowattora, occorre conoscere la disponibilità solare nel suddetto luogo.

In altre parole, bisogna stimare le "ore equivalenti a piena potenza" per cui l'impianto può funzionare ogni anno, in base alla disponibilità del Sole; sono ovviamente ore "fittizie" perché si riferiscono al funzionamento alla potenza nominale. Ad esempio, per un impianto da 5kW che produca mediamente ogni anno 5000kWh, le "ore equivalenti a piena potenza" corrispondono a 1000h.

Va da sé che la convenienza del fotovoltaico aumenta con il numero di ore equivalenti a piena potenza e prima di progettare un impianto fotovoltaico occorre valutare attentamente le risorse solari disponibili sul posto.

L'energia elettrica che un impianto fotovoltaico può produrre in un anno, o il numero di ore equivalenti a piena potenza, dipende soprattutto da:

- Radiazione solare disponibile;
- Orientamento e inclinazione dei moduli;
- Rendimento dell'impianto fotovoltaico.

Radiazione solare

L'energia che l'unità di superficie riceve dal sole, in un determinato intervallo di tempo, prende il nome di **radiazione solare**. In genere, ci si riferisce a una superficie orizzontale di un metro quadrato. La radiazione solare si esprime in kilowattora al metro quadro $[\frac{kWh}{m^2}]$ oppure in megajoule al metro quadro $[\frac{MJ}{m^2}]$

Per stimare la produzione di energia elettrica si utilizza soprattutto la radiazione solare riferita ad un intero anno, come valore medio su più anni (radiazione media annua). Ma sono disponibile anche dati con radiazione solare giornaliera media, per ogni mese dell'anno.

È importante non confondere l'irradianza con la radiazione solare: l'irradianza è la potenza ricevuta dall'unità di superficie, mentre la radiazione è l'energia ricevuta in un determinato periodo di tempo dalla stessa unità di superficie. La potenza elettrica di un impianto fotovoltaico dipende soprattutto dall'irradianza mentre l'energia elettrica prodotta, in un certo periodo di tempo, dipende dalla radiazione solare disponibile in quel periodo. I valori della radiazione solare media annua in Italia si possono desumere da:

- Norma UNI 10349: riscaldamento e raffrescamento degli edifici. Dati climatici.
- Atlante solare europeo
- Banca dati ENEA

Dall'anno 1994, l'ENEA raccoglie i dati della radiazione globale orizzontale sul territorio italiano, tramite le immagini di Meteosat. Le mappe finora ottenute sono incorporate in due pubblicazioni: una relativa all'anno 1994 e un'altra relativa al periodo 1995-1999, insieme alla radiazione solare di oltre 1600 comuni italiani. I dati sono accessibili on-line sul sito www.solaritaly.enea.it.

La radiazione solare annua per una stessa località può variare da una fonte all'altra anche del 10%, poiché deriva da elaborazioni statistiche di dati relativi a

periodi di osservazione diversi; inoltre, tali dati sono soggetti alla variabilità meteorologica da un anno all'altro. I valori di radiazione solare hanno quindi un significato probabilistico, cioè un valore atteso e non certo.

Energia prodotta dai moduli

La potenza nominale di un impianto fotovoltaico, ad esempio di 2kW, è riferita a condizioni standard, in particolare ad un'irradianza solare di $1\text{kW}/\text{m}^2$

Poiché l'irradianza è in realtà diversa e variabile nel tempo, per calcolare l'energia elettrica che l'impianto può produrre in un determinato intervallo di tempo si ricorre alla radiazione solare (kWh/m^2) relativa a quell'intervallo di tempo, assumendo che le prestazioni dei moduli, e dunque la produzione di energia elettrica, siano proporzionali all'irradianza.

Se in un anno la radiazione solare è mediamente di $1300\text{kWh}/\text{m}^2$ si può assumere che sia dovuta ad un'irradianza "standard" pari a $1\text{kW}/\text{m}^2$ (uguale al valore utilizzato per determinare la potenza massima dell'impianto) per un tempo pari a 1300h (numero di ore equivalenti)

Si deduce quindi che l'impianto di potenza due kilowatt può produrre in un anno 2600 kWh a prescindere delle perdite.

In altri termini, il numero che esprime la radiazione solare indica anche il numero totale di ore equivalenti e permette di valutare l'energia che l'impianto può produrre nel periodo di tempo a cui la radiazione è riferita, senza tenere conto delle perdite.

Ciò è comodo per stabilire in prima approssimazione la relazione tra potenza ed energia. In verità, non c'è sempre proporzionalità tra radiazione ed energia elettrica prodotta. Ad esempio, nelle ore in cui l'irradianza è molto bassa l'inverter non si attiva e l'energia elettrica prodotta è zero, anche, anche se la radiazione solare è diversa da zero in quel periodo di tempo.

Inoltre, va tenuto conto dell'orientamento e inclinazione dei moduli.

Orientamento e inclinazione dei moduli

Le banche dati forniscono il valore della radiazione solare, la quale è riferita alla superficie orizzontale al suolo di un metro quadro.

Spesso, i moduli vengono però inclinati per aumentare la radiazione diretta sul modulo, ad esempio negli impianti a terra, oppure è inclinata le superfici sulla quale sono montati, tipo la falda di un tetto o superficie laterale di un edificio.

Per inclinazione si intende l'angolo che il modulo forma con l'orizzontale ovvero l'angolo di tilt. I moduli orizzontali hanno inclinazione zero, i moduli disposti verticalmente hanno inclinazione 90°

La radiazione diretta ricevuta da una superficie inclinata cambia con l'orientamento della superficie stessa rispetto ai punti cardinali. L'orientamento può essere indicato con l'angolo di deviazione rispetto alla direzione ideale sud ovvero chiamato angolo di azimut; con il segno negativo quelli verso est e con il segno positivo quelli verso ovest. Ad esempio, un modulo esposto a sud ha orientamento 0° , ad est ha orientamento -90° ed a ovest ha orientamento 90°

La combinazione dell'inclinazione e dell'orientamento determina l'esposizione del modulo. La ricerca della migliore esposizione, per massimizzare la radiazione solare ricevuta dai moduli, è tra le prime preoccupazioni del progettista di un impianto fotovoltaico

Tale scelta è libera negli impianti a terra, mentre è limitata sui tetti o sulle pareti di un edificio. L'orientamento ottimale è ovviamente 0° se siamo allocati nell'emisfero nord.

L'effetto dell'inclinazione cambia con la latitudine, poiché aumentando la latitudine si riduce l'altezza del sol sull'orizzonte. In Italia l'inclinazione ottimale del modulo è pari all'angolo che esprime la latitudine diminuito di 10° , approssimativamente 30°

A parità di radiazione globale il vantaggio di una buona esposizione del modulo è tanto maggiore quanto più è elevata la componente diretta. Infine, un modulo non orizzontale riceve anche la radiazione riflessa dalla superficie sulla quale si trova.

La frazione della radiazione incidente che viene riflessa dipende dalla natura e dal colore della superficie e prende il nome di “fattore di albedo”. Tipicamente si assume un fattore di albedo pari a 0,2; cioè il 20% della radiazione globale incidente su una superficie orizzontale viene riflessa.

Note le componenti diretta e diffusa della radiazione solare su di una superficie orizzontale, è possibile calcolare mediante un elaborato metodo di calcolo la radiazione solare sui moduli, diversamente inclinati ma orientati verso sud, montati su di una superficie avente un certo fattore di albedo.

Per moduli con superficie comunque inclinata ed orientata i modelli di calcolo sono più complessi, perché bisogna simulare il percorso orario giornaliero del sole.

Per una prima valutazione della producibilità di energia elettrica di un impianto fotovoltaico è in genere sufficiente applicare alla radiazione media annuale sul piano orizzontale dei coefficienti correttivi della tabella 1, in relazione alla inclinazione ed orientamento dei moduli

Dall'esame della tabella risulta che la perdita di producibilità per orientamento dei moduli diverso da sud, aumenta con l'inclinazione dei moduli stessi, ma è trascurabile fino a +/-15° e penalizzante oltre +/-30°

Tabella 2. Coefficienti da applicare alla radiazione su superficie orizzontale per ottenere la radiazione su superficie orientata ed inclinata

INCLINAZIONE [°]	ORIENTAMENTO [°]				
	0	15	30	45	90
0	1	1	1	1	1
10	1,07	1,07	1,06	1,04	0,99
15	1,09	1,09	1,08	1,06	0,97
20	1,11	1,11	1,09	1,07	0,96
30	1,13	1,12	1,1	1,07	0,92
40	1,12	1,12	1,09	1,05	0,87
50	1,09	1,08	1,05	1,01	0,82
60	1,03	1,02	0,99	0,96	0,76
70	0,94	0,94	0,92	0,88	0,7
90	0,72	0,72	0,71	0,7	0,56

L'aumento della producibilità con l'inclinazione è al massimo del 13% passando da moduli orizzontali a moduli inclinati di 30°

I moduli posti in verticale perdono, rispetto alla disposizione orizzontale, all'incirca:

il 26%/32% della producibilità se esposti a sud.

Il 43%/45% della producibilità se esposti a est o ad ovest.

Si può aumentare la produzione di energia elettrica variando automaticamente durante il giorno l'orientamento e l'inclinazione dei moduli ovvero chiamato sistema ad inseguimento del sole. In questo modo aumenta la producibilità di circa il 25% per sistemi ad un asse ed il 30% al 35% per sistemi ad inseguimento a due assi;

ma con gli inconvenienti degli organi motorizzati in movimento, se non altamente affidabili, e con una maggiore superficie lorda per evitare l'ombreggiamento tra le strutture in movimento.

A proposito di calcoli relativi all'ottimizzazione di un impianto fotovoltaico, è opportuno sottolineare l'inutilità di utilizzare strumenti di calcolo sofisticati quando i dati di partenza sono affetti da errori grossolani per la loro natura statistica, come avviene appunto per la radiazione solare.

È molto più importante, in fase di progettazione, preoccuparsi di migliorare per quanto possibile il rendimento effettivo dell'impianto fotovoltaico, nell'ambito dell'ottimizzazione economica tra costi di impianto e di esercizio.

Rendimento dell'impianto fotovoltaico

La produzione di energia elettrica fin qui indicata è al lordo delle perdite all'interno del campo fotovoltaico, e queste sono dovute soprattutto a:

- Aumento della temperatura delle celle;
- Eventuali ombreggiamenti;
- Riflessione della luce sulla superficie dei moduli;
- Non linearità tra irradianza e prestazioni dei moduli;
- Dissimmetrie (mismatch)
- Effetto Joule nei cavi e nelle apparecchiature elettriche.

Aumento della temperatura

La potenza nominale di un modulo è riferita alla massima potenza in condizioni di prova standard ($G=1000 \text{ W/m}^2$; temperatura= 25°C) La radiazione solare permette di valutare l'energia elettrica che il modulo può fornire in un determinato intervallo di tempo, in condizioni di irradianza variabile e diverso da quello standard. Ma non basta, perché la potenza cambia anche con la temperatura delle celle, in genere superiore al valore standard.

La temperatura delle celle cambia però durante le ore del giorno e da un giorno all'altro, sicché per valutare l'incidenza della temperatura sull'energia prodotta in un anno occorre rilevare, o ipotizzare, l'andamento della temperatura delle celle durante un giorno tipico del mese e poi utilizzare programmi appositi per valutare la produzione di energia elettrica in un anno.

Da questi algoritmi complessi emerge che, se si fa riferimento a moduli in silicio cristallino, la perdita di energia per effetto della temperatura varia dal 6% al 11% e salvo casi particolari si può assumere una perdita del 8%.

Ciò nell'ipotesi che l'installazione permetta la ventilazione sul retro dei moduli. Nel caso di moduli integrati nella struttura edilizia, dove non è possibile garantire un'adeguata ventilazione alla superficie posteriore degli stessi, la perdita media può essere stimata in circa 12% con valori che possono superare il 15% in località molto calde.

Effetto delle ombre

L'ombra riduce la produzione di energia elettrica perché:

- Riduce la radiazione solare sul modulo;
- Aumenta le perdite di mismatch.

Il rendimento

In un impianto ben progettato ed installato, l'entità delle perdite del campo fotovoltaico varia dal 10% al 15% della energia elettrica prodotta.

Come suindicato, almeno la metà di tali perdite è dovuta all'aumento della temperatura delle celle.

A queste perdite nel campo fotovoltaico vanno sommate quelle sul lato a.c. valutabili intorno al 5%, 10% e dovute:

- All'inverter ed eventuale trasformatore;
- Ai cavi e agli altri componenti elettrici.

Complessivamente, l'energia elettrica che può produrre un impianto fotovoltaico, in base alla radiazione solare disponibile sui moduli, va ridotta moltiplicandola per un fattore di 0,75 o nel migliore dei casi 0,85, sempre che l'impianto sia attentamente progettato e correttamente installato.

Esempio di producibilità di un impianto

Si deve stimare la producibilità di un impianto fotovoltaico da 3kW, da installare sulla falda di un tetto, sovrapposto alla copertura esistente in tegole.

- Luogo di installazione: Bologna (latitudine 44,5°N)
- Orientamento della falda: +20° (ovest)
- Inclinazione della falda: 18°

Si assume una radiazione annua su superficie orizzontale pari a 1420kWh/m²

Bisogna però tenere conto dell'inclinazione e dell'orientamento dei moduli. Visto i dati che si tengono e in accordo con la tabella 2 il coefficiente di maggiorazione ad applicare è pari a 1,09; si ottiene per tanto una produzione annua di energia pari:

$$3 \times 1,09 \times 1420 = 4643 \text{ kWh}$$

Una valutazione, effettuata con un modello di calcolo in grado di tenere conto dei valori esatti di orientamento ed inclinazione, avrebbe portato ad un valore di 4653 kWh. In definitiva, l'errore commesso nell'utilizzare le tabelle approssimate è inferiore allo 0,5%

Nel caso che l'impianto in questione non presenti caratteristiche particolari, e sia correttamente progettato e dimensionato, le perdite legate al campo fotovoltaico possono essere così stimate:

- Perdite dovute all'effetto della temperatura: 7%;
- Perdite dovute a dissimmetrie nelle prestazioni: 3%;
- Perdite per ombreggiamento e bassa radiazione: 2%;
- Perdite nei circuiti in corrente continua: 1%.

La perdita complessiva nel campo fotovoltaico è quindi del 15%. L'energia prodotta nell'anno si riduce 3947kWh.

Infine, la perdita per il resto d'impianto è dovuta essenzialmente alla presenza dell'inverter e può essere valutata intorno al 6%.

La produzione annua attesa dell'impianto si riduce a $0,94 \cdot 3947 = 3710$ kWh che corrisponde ad un rendimento totale pari a 0,8.

CAPITOLO IV: DEGRADAZIONE DELLE PRESTAZIONI PER PROBLEMI NEGLI IMPIANTI FOTOVOLTAICI

Gli impianti solari fotovoltaici sono progettati per lavorare a lungo termine, il monitoraggio degli impianti garantisce l'operazione durante la vita utile degli stessi. La degradazione delle prestazioni dei sistemi fotovoltaici negli anni Novanta era del 10% annuo, ora si è ridotto al 12% in un periodo di 25 anni dovuto alla creazione di moduli più performanti dopo il 2000.

La manutenzione adeguata è richiesta per l'operazione a lungo termine e di maniera ovvia per l'incremento ed il miglioramento delle prestazioni degli impianti fotovoltaici.

Il solare fotovoltaico è un'alternativa di produzione di energia elettrica, quei paesi che sfruttano l'energia solare ulteriormente producono energia termica (riscaldamento di acqua) soprattutto in posti dove la radiazione solare annua raggiunge livelli tra i 1600 e i 2200 kWh/m². L'energia solare è diventata molto importante dato che è amica dell'ambiente, silenziosa e abbondante.

Si trovano ulteriori vantaggi nell'energia solare fotovoltaica, quali il funzionamento in maniera modulare, la sua elevata affidabilità in un intervallo di tempo e lo scarso costo di manutenzione lungo lo stesso. Sono altrettanto adeguati nel funzionamento ad isola, chiamati stand-alone anche se i costi di manutenzione siano elevati in confronto gli impianti connessi alla rete dovuto all'utilizzo di dispositivi per l'accumulo dell'energia.

Con lo scopo di individuare cause ed effetti di degradazione in un sistema fotovoltaico, è importante sapere quali sono i componenti fondamentali di detto sistema. Il ruolo principale di un impianto PV è convertire la luce in elettricità, attraverso lo sfruttamento dell'effetto fotoelettrico. In genere un impianto fotovoltaico comprende i successivi componenti:

- Generatore fotovoltaico
- Struttura fisica di montaggio

- Convertitore statico dell'energia
- Cavi per le connessioni
- Connessioni elettriche
- Apparecchiature di misura per l'analisi della Power Quality

L'energia è ottenuta dalla radiazione solare con l'utilizzazione dei pannelli solari fotovoltaici. Quasi tutte le celle solari sono fatte con il silicio, i pannelli sono di due tipi: cristallino e amorfo.

I semiconduttori sono la parte principale delle celle fotovoltaiche. Le celle monocristalline sono manifatturate con l'uso del silicio, il quale è più efficiente durante l'effetto fotoelettrico. L'ossido di Titanio antiriflesso fornisce un colore blu scuro ed aiuta alla collezione di fotoelettroni, solitamente i pannelli fatti con il monocristallino ha una vita utile di 25 anni.

Anche i monocristallini sono più costosi in confronto con le altre tecnologie, ad esempio il policristallino. Il Campo fotovoltaico contiene i moduli solari, sono attaccati utilizzando delle strutture metalliche che agiscono come strutture di supporto fisico ai moduli.

I raggi del sole che sono normali alla superficie della cella solare forniscono il miglior prestazioni, le migliori prestazioni. Gli impianti fotovoltaici installati a terra avranno un angolo fisso nominato **angolo tilt** per strutture fisse oppure un'asse di rotazione per impianti con inseguitori solari che hanno strutture mobili.

Il doppio modello può essere usato, dipendendo del movimento del sole ogni anno, ovvero un singolo modello ibrido si può usare, ottenendo caratteristiche fisiche e mobili. Gli inseguitori solari migliorano le prestazioni, ed altrettanto incrementano il costo di installazione e manutenzione del sistema fotovoltaico. L'elettricità viene prodotta in corrente continua, ma è convertita dopo in corrente alternata tramite i convertitori statici dell'energia elettrica.

DEGRADAZIONE

La degradazione dei moduli fotovoltaici dipende dalla temperatura ed il tempo. L'energia totale prodotta è coinvolta dalla degradazione dei moduli e delle stringhe. Per i primi 10 anni i pannelli producono il 90% della potenza nominale e l'80% della potenza nominale fino a 25 anni di funzionamento. Questo è il motivo per cui viene garantito un intervallo di 25 anni come vita utile dei moduli solari.

Cause della degradazione

Il monitoraggio in tempo reale è fondamentale per osservare ed analizzare la degradazione dei moduli. Le prove dimostrano che la degradazione è all'incirca dell'1% annuo. L'incremento della temperatura può generare una conseguenza importante di guasto nella superficie posteriore dei moduli. All'interno della superficie, sui pannelli viene immersa sopra e sotto, degli strati di acetato di vinile con lo scopo di proteggere i pannelli dei raggi ultravioletta.

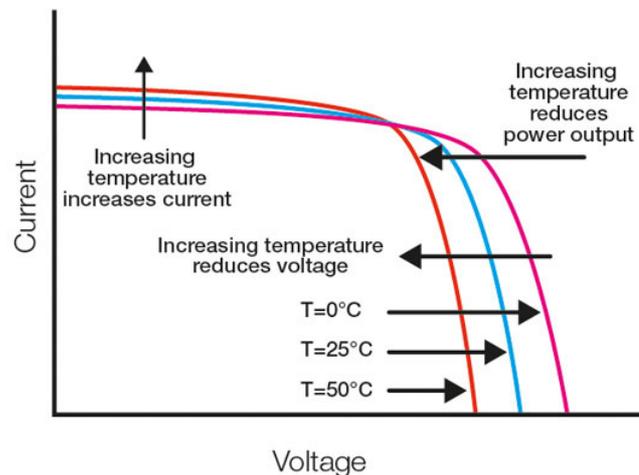


Figura 5. Variazione della curva I-V della cella fotovoltaica con la temperatura

Inoltre, questa superficie protegge le connessioni elettriche interne dall'**umidità** che si inserisce dentro dei moduli che man mano si vaporizza con la temperatura. Col passare del tempo, i raggi ultravioletti degradano le superficie di polietilene e riduce la capacità di eliminare le piccole umidità che riescono ad agire internamente nel modulo e i pannelli.

La resistenza incrementa attraverso la corrosione generata dalla presenza di umidità dentro dei pannelli; quindi, riduce la tensione nominale del modulo; la successiva causa di degradazione sono i **raggi ultravioletti** che invecchiano piano piano gli strati di acetato di vinile, questi si trovano tra il vetro e le celle di silicio.

La durata nel tempo delle prestazioni dei moduli dipendono in proprietà dell'incapsulato del pannello, il quale è utilizzato per proteggere i pannelli in silicio. Una volta rotto questo incapsulato, i raggi del sole iniziano ad agire sugli strati di acetato di vinile, ottenendo un discoloramento di questo materiale.

I componenti fotovoltaici e la sua vita utile vengono mostrati nella seguente tabella.

Tabella 3 Vita utile dei componenti fotovoltaici.

Moduli solari	fino a 30 anni
Inverter	fino a 15 per piccoli impianti; fino a 30 anni con periodi di O&M ogni 10 anni per grandi impianti
Strutture di montaggio	sul tetto fino a 30 anni; in terra fino a 60 anni.
Cavi elettrici	fino a 30 anni

Guasti degli impianti solari fotovoltaici

Utilizzando di base dati forniti dal 1991, in quell'allora la degradazione degli impianti per qualsiasi motivo furono approssimati all'incirca del 10% annua. Gli avanzi tecnologici mostrano ora un valore approssimativo del 12% di degradazione per 25 anni. I principali componenti che si guastano sono mostrati nella seguente tabella, appartenente al riferimento [1]:

Tabella 4. Percentuale di degradazione lungo il tempo dei componenti FV.

Componenti dell'impianto FV	1° anno di degradazione.	tra il 1° e il 3° anno di degrad.	dopo il 3°anno.
Pannelli FV	25%	15%	15%
Strutture di montaggio	3%	1%	1%
Cavi, connessioni, protezioni elettriche	10%	20%	30%
Inverters	55%	60%	50%
Apparecchiatura di tensione	5%	3%	3%
Misuratori di energia	2%	1%	1%

Il tasso di guasto è più alto negli inverter dovuto alla complessità tecnologica degli stessi, sensibilità delle apparecchiature e lunghe ore di servizio continuo. Confrontando il tasso di guasto degli inverter con gli altri tassi di guasto, ci sono meno guasti nelle altre apparecchiature.

Man mano i guasti degli inverter si sono ridotti dovuto al miglioramento della qualità della componentistica nello scorso decennio dato dall'esperienza dei produttori dei componenti elettronici.

I problemi correlati con gli inverter sono importanti per l'analisi dell'andamento degli stessi lungo il tempo, oltre alla manutenzione adeguata, preventiva e

periodica. Questi tipi di apparecchiature sono ogni tanto soggetti ad azione correttive altamente complesse.

Tornando al discorso generale, gli impianti solari sono implementati attraverso tecnici specializzati e loro consentono la seguente procedura, anche lungo il tempo:

1. Montaggio e sostituzione di pezzi di ricambio
2. Riparazione dei componenti
3. Azioni legali alla programmazione e controllo dei software in un appropriato linguaggio di programmazione.

Gli impianti fotovoltaici connessi alla rete, formando impianti di generazione distribuita sfruttano al meglio le prestazioni della stessa, in confronto con la generazione stand alone.

Il controllo della tensione attraverso le apparecchiature adeguate, consente l'utilizzo di interruttori magnetotermici di alte protezioni, sempre con lo scopo di aumentare le prestazioni, l'affidabilità e la qualità della potenza degli impianti

In questa parte della connessione alla rete degli impianti, i trasformatori sono fondamentali nell'interfacciamento tra gli inverter e la distribuzione in media tensione, dato che la tensione nominale degli inverter bisogna essere elevata al livello di media tensione disponibile nella rete.

Quindi, in questa analisi delle degradazioni negli impianti fotovoltaici già in funzione in accordo allo stato d'arte, si individua il possibile malfunzionamento dei pannelli e moduli dell'impianto, dato per temperature alte oppure per effetti dei raggi ultravioletta, che infine coinvolge l'uscita di energia prodotta. Per ciò il monitoraggio in tempo reale degli impianti fotovoltaici, soprattutto il monitoraggio

della temperatura e delle variabili ambientali, potrebbe apportare ad un eventuale incremento delle prestazioni di un qualsiasi impianto solare.

CAPITOLO V: VERIFICHE DELLE PRESTAZIONI DEGLI IMPIANTI FOTOVOLTAICI DA PARTE DI CENTRI DI RICERCA

Il successo di un impianto FV dipende fortemente della qualità del progetto e dell'installazione. L'analisi delle caratteristiche tecniche è fondamentale per valutare la qualità di un impianto FV.

Tuttavia, le procedure per eseguire tali analisi non sono oggetto di norme internazionali. Quindi gli operatori fotovoltaici adottano procedure basate sulle migliori pratiche e/o su accordi contrattuali, che non sono ampiamente riconosciuti. Perciò le indicazioni normative e legislative italiane intendono supplire a queste mancanze.

Verifiche iniziali: valutazione di documentazione, analisi della consistenza e funzionalità dell'impianto.

Verifiche periodiche: valutazione invecchiamento dei moduli e diminuzione della potenza erogata. Misure in sito degli indici qualitativi e dell'energia prodotta.

Verifiche tramite monitoraggio continuativo: Analisi dei dati operativi, andamento dell'energia prodotta e degli indici qualitativi (in particolare il Performance Ratio, PR)

Riferimenti normativi per la verifica degli impianti FV

- **CEI EN 62446 (2010-12):** Sistemi fotovoltaici collegati alla rete elettrica, prescrizioni minime per la documentazione del sistema, le prove di accettazione e prescrizioni per la verifica ispettiva (solo stringhe FV).
- **CEI 64-8/6:** Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000V AC/1500V DC.

- **GUIDA CEI 82-25 (2010-09):** Guida alla realizzazione di sistemi di generazione fotovoltaica collegati alle reti elettriche di Media e Bassa Tensione.
- **NORMA EN- CEI 61724:** Rilievo delle prestazioni dei sistemi fotovoltaici. Linee guida per la misura, lo scambio e l'analisi dei dati.
- **METODI USUALMENTE ADOTTATI DA ESPERTI FV:**
IP PRESTAZIONI "Performance Evaluation & Assessment of PV"
IEA PVPS Task XIII-PV Performance and Reliability.

Performance Ratio o Fattore di prestazione

$$PR = \frac{\text{Energia prodotta}}{\text{Energia producibile}} \quad (5)$$

L'equazione 5 evidenzia le perdite sull'energia prodotta dall'impianto per: temperatura dei moduli, sfruttamento completo della radiazione solare, perdite nel BOS (incluso il rendimento dell'inverter), guasti della componentistica, fuori servizio dell'impianto

La verifica degli impianti FV implica la verifica della consistenza impianto, che consente la verifica della dichiarazione di conformità dell'impianto alle regole d'arte. Anche, implica la corrispondenza dell'impianto realizzato alla documentazione finale di progetto (incluso potenza nominale) e per ultimo implica il controllo di certificazione di moduli e inverter.

L'ispezione visiva dell'impianto FV viene dato tramite il controllo dello stato delle strutture e dell'ancoraggio dei moduli, lo stato dei quadri di stringa e dei cavi afferenti; viene altrettanto compiuto con l'ispezione dello stato dell'inverter, del

trasformatore e delle cabine MT e in fine del corretto funzionamento dell'impianto nelle diverse condizioni operative.

Continuando con la verifica degli impianti FV, si trova la sezione di **misure elettriche del generatore FV** quali sono la continuità elettrica e connessioni tra moduli, la messa a terra di masse e scaricatori; isolamento dei circuiti elettrici dalle masse, misura delle tensioni a vuoto e delle correnti di cortocircuito delle stringhe FV. E in fine si hanno le **misure prestazionali** che riguardano all'impianto, al generatore fotovoltaico e l'inverter.

Per poter osservare ed analizzare le misure prestazionali si ricava il valore del Prestazioni Ratio in funzione della temperatura delle celle fotovoltaiche; questo indice deve essere maggiore a valori di 0,78 per potenze d'inverter inferiori o pari a 20kW; oppure deve essere maggiore a valori di 0,80 per potenze d'inverter maggiori di 20kW. Al momento di fare questa verifica di prestazione ci sono della condizione a compiere, in fase di avvio dell'impianto:

- Irradianza sul piano dei moduli (G_p) superiore a 600 W/m^2 .
- Verifica sulle sezioni d'impianto caratterizzate da:
- Stessa inclinazione e orientazione dei moduli.
- Stessa classe di potenza dell'inverter ($P_{inv} > 20\text{kW}$ o $P_{inv} \leq 20\text{kW}$).
- Stessa tipologia di modulo (stesso valore di gamma)
- Stessa tipologia di installazione dei moduli (stessa T_{cel}).

Questa verifica appena nominata riguarda alla determinazione degli indici prestazionali **in potenza**, ora si parla della determinazione degli indici prestazionali **in energia** e comprende la misura di tre grandezze fondamentali: **misura di Hi-15**: vuol dire che a partire delle acquisizioni di G_p si integra nell'intervallo di 15 min; **misura di Eca-15**: a partire delle acquisizioni di P_{ca} si integra nell'intervallo di 15 min; **misura di Tcel-15**: si ricava il valore medio delle acquisizioni di T_{cel} nell'arco di 15 min.

Condizioni di validità di ciascuna misura: facente parte di una sequenza di almeno 4 misure consecutive con $Hi-15 > 0,050\text{kWh/m}^2$ ($G_p = 200\text{W/m}^2$ per 15 min); rete

del distributore disponibile; in servizio tutti gli inverter dell'impianto o della sezione in esame. Durata del periodo di misura: **almeno 20 misure valide**.

Misura dell'irradianza solare: la misura dell'irraggiamento solare avviene tramite solarimetri cioè piranometri a termopila oppure utilizzando delle celle FV di riferimento. Quest'ultima opzione ha delle **raccomandazioni:** tarature periodiche presso laboratorio accreditato CEI EN17025; costruzione dei solarimetri FV conforme la norma CEI EN 60904-2; evitare solarimetri con "coefficiente di calibrazione" troppo bassi, inferiori a 10 mV/kW/m² o troppo alti, maggiori di 70 mV/kW/m².

Altrettanto la misura dell'irraggiamento solare si può fare tramite collaudo o verifiche periodiche dell'impianto FV, ricavando **l'incertezza di misura del solarimetro <3%** (CEI 82-25) attraverso un piranometro Secondary standard, purché durante la prova le condizioni meteorologiche siano stabili (per almeno 1 min); oppure attraverso un solarimetro ad effetto fotovoltaico, purché sia realizzato con una cella avente una risposta spettrale simile a quella dei moduli.

La misura dell'irraggiamento solare facendosi come **misura continuativa** permette di valutare prestazioni energetiche dell'impianto FV ricavando **l'incertezza di misura del solarimetro <5%** (CEI 82-25) attraverso un piranometro Secondary standard o first class oppure attraverso un solarimetro ad effetto fotovoltaico purché si sia realizzato con una cella avente una risposta spettrale simile a quella dei moduli.

In fine, le **verifiche prestazionali** sono fondamentali per valutare la qualità di un impianto fotovoltaico, è opportuno che siano effettuate da Organismi terzi. Le verifiche prestazionali **in potenza** sono eseguibili in tempi brevi, ma solo in ristrette condizioni meteorologiche; invece, **in energia** richiedono più tempo.

La misura dell'irraggiamento solare può condizionare fortemente i risultati delle verifiche sia in potenza che in energia; le procedure di verifica sia in potenza che in

energia non sono adeguatamente definite da norme, né condivise in ambito internazionale per cui è necessario definire **procedure chiare e condivise** per la qualifica prestazionali soprattutto dei grandi impianti fotovoltaici. Il CT82 del CEI si sta facendo promotore di nuovi progetti formativi internazionali per consentire la certificazione della qualità degli impianti FV.

CAPITOLO VI: METODOLOGIA DI MONITORAGGIO DI IMPIANTI FOTOVOLTAICI

Per effettuare il monitoraggio degli impianti fotovoltaici, è stato scelto il **metodo di acquisizione dati** proposto dal Prof. Spertino e dal prof Di Leo.

Questo metodo fa riferimento alla norma CEI 61724 (classificazione 82-15) **“Rilievo delle prestazioni dei sistemi fotovoltaici. Linee guida per la misura, lo scambio e l’analisi dei dati”**

Il metodo di acquisizione dei dati ha come scopo l’analisi di essi e così creare un percorso di monitoraggio degli impianti fotovoltaici, di diverse dimensioni; sono nei pressi delle regioni di Sicilia e Puglia, con situazione climatica simile tra regioni.

Di seguito sono indicate le linee guide generali per il rilievo e l’analisi delle prestazioni elettriche dei sistemi fotovoltaici (FV) in esame. La norma di riferimento considerata è la CEI EN 61724 (class. 82-15), nella quale non vengono descritte le prestazioni dei singoli componenti, ma si focalizza l’attenzione sulla valutazione delle prestazioni di una schiera di moduli in quanto parte di un sistema fotovoltaico.

Per le rilevazioni dei dati si utilizza un sistema di acquisizione dati dell’azienda ABB, basato su un datalogger tramite il quale si valuteranno le prestazioni generali dei sistemi fotovoltaici collegati ad una rete di distribuzione pubblica, e poi gli stessi dati vengono scaricati e utilizzati in un documento Excel con lo scopo di calcolare i parametri della tabella 3.

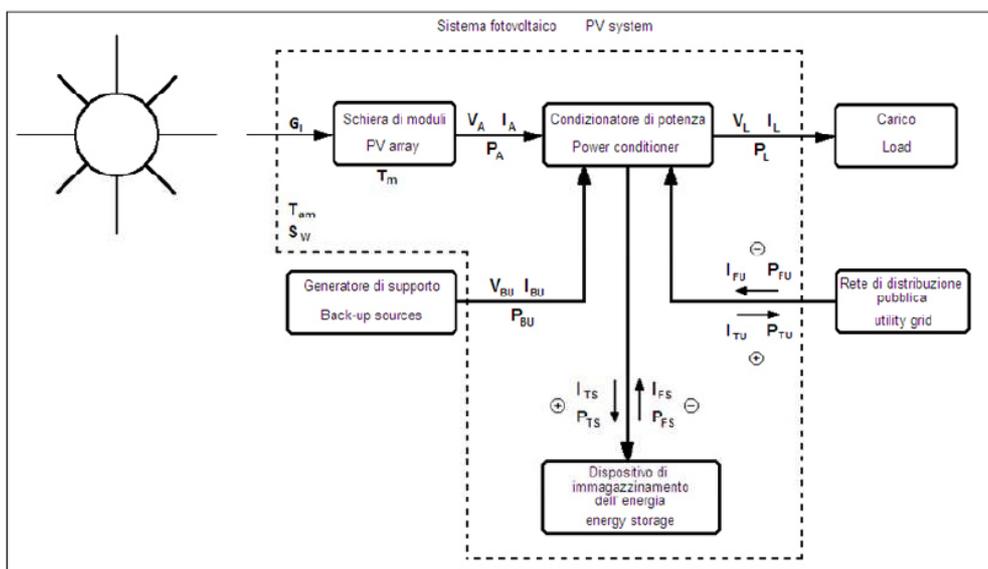


Figura 6. Generica architettura di un impianto FV

Parametri monitorati: i parametri monitorati da misurare sono: corrente, tensione, potenza nel lato di alternata; l'energia giornaliera [kWh], ed altrettanto corrente, tensione e potenza nel lato di continua. Tutti quanti, tranne le potenze con +/- 2%, hanno +/-1% di incertezza. Insieme con questi vengono i parametri ambientali, quali l'irradianza [W/m^2] (+/-5%), la temperatura dell'aria e dei moduli (T_a , T_c , +/- 1% di incertezza).

Tabella 5 Parametri di analisi energetico dell'impianto.

Simbolo	Parametro	Unità di misura
Yr	Resa energetica di riferimento	$h.d^{-1}$
Ya	Resa energetica della schiera dei moduli	$h.d^{-1}$
Yf	Resa energetica del sistema FV finale	$h.d^{-1}$
Rp	Indice di prestazione	
Lc	Perdite della schiera di moduli	$h.d^{-1}$
LBos	Perdite BOS	$h.d^{-1}$

Rese energetiche giornaliere medie: Le rese energetiche giornaliere medie sono date dal quoziente tra la quantità di energia e la potenza di uscita nominale P_o (kW) della schiera di moduli installate. Le rese energetiche hanno unità di misura pari a $[\text{kWh}\cdot\text{d}^{-1}\text{kW}^{-1}]$ oppure $[\text{h}\cdot\text{d}^{-1}]$ ed indicano la quantità di tempo durante il quale la schiera di moduli dovrebbe funzionare al valore P_o per fornire una particolare quantità misurata di energia. Le rese energetiche indicano il funzionamento effettivo della schiera di moduli rispetto alla sua capacità nominale.

- La resa energetica della schiera di moduli Y_A è la quantità di energia giornaliera in uscita della schiera di moduli per ogni kW installato della schiera fotovoltaica:

$$Y_A = \frac{E_{ad}}{P_o} = \tau r * \frac{\sum_{giorno} PA}{P_o} \quad (6)$$

Il simbolo $\sum_{giorno} PA$ indica la sommatoria per il giorno. Questa resa energetica rappresenta il numero di ore al giorno durante le quali la schiera di moduli dovrebbe funzionare alla sua potenza di uscita nominale P_o per fornire al sistema la stessa quantità di energia giornaliera monitorata (che equivale a $\sum_{giorno} PA$).

- La resa energetica finale del sistema fotovoltaico Y_f è quella porzione di energia giornaliera netta in uscita dall'intero impianto fotovoltaico che è stata fornita dalla schiera di moduli per ogni Kw installato della schiera fotovoltaica:

$$Y_f = Y_A * \eta_{carico_load} \quad (7)$$

Questa resa energetica rappresenta il numero di ore al giorno per cui la schiera di moduli dovrebbe funzionare alla sua potenza di uscita nominale P_o per eguagliare il suo apporto rilevato al carico giornaliero netto.

- La resa energetica di riferimento Y_r può essere calcolata dividendo la radiazione totale giornaliera nel piano dei moduli per l'irraggiamento di riferimento nel piano dei moduli $G_{I, rif}$ ($Kw \cdot m^{-2}$)

Questa resa energetica rappresenta il numero di ore al giorno per cui la radiazione solare dovrebbe necessariamente essere ai livelli dell'irraggiamento di riferimento per apportare la stessa energia incidente monitorata.

Se $G_{I, rif} = 1kw \cdot m^{-2}$, allora la radiazione nel piano dei moduli espressa in $kWh \cdot m^{-2} \cdot d^{-1}$ è numericamente uguale ad una corrispondente energia nominale d'uscita della schiera di moduli, espressa in $kWh \cdot d^{-1} \cdot kW^{-1}$. Quindi Y_r sarebbe in effetti il numero di ore solari al giorno (hd^{-1}) nel corso delle quali la radiazione solare ha un valore pari al picco.

$$Y_r = Tr \frac{\sum_{giorno_day} GI}{G_{I,ref}} \quad (8)$$

Perdite normalizzate

Le perdite normalizzate vengono calcolate sottraendo le rese energetiche. Anche le perdite hanno unità di misura pari a $\mathbf{kWh \cdot d^{-1} \cdot kW^{-1}}$ ($\mathbf{h \cdot d^{-1}}$) ed indicano la quantità di tempo durante la quale la schiera di moduli dovrebbe funzionare alla sua potenza nominale P_o per sopperire alle perdite.

- Le perdite della schiera di moduli L_c sono le perdite dovute al funzionamento della schiera di moduli:

$$L_c = Y_r - Y_a \quad (9)$$

- Le perdite BOS, L_{BOS} , rappresentano le perdite nei componenti BOS:

$$L_c = Y_a * (1 - \text{rendimento BOS}) \quad (10)$$

- L'indice di prestazione PR indica l'effetto complessivo delle perdite sulla potenza nominale di uscita della schiera di moduli, dovute alla temperatura della schiera di moduli, allo sfruttamento incompleto della radiazione e alle inefficienze o guasti dei componenti del sistema. $PR =$

$$\frac{Y_f}{Y_r} \quad (11)$$

Dopo di questa definizione dei parametri di rese energetiche giornaliere medie e le perdite normalizzate, si riassume l'informazione che interessa di più all'azienda IMAM:

Tabella 6. Parametri d'interesse IMAM Ambiente.

<i>Potenza nominale dell'impianto</i>	463,70	<i>kW</i>	
<i>Energia contatore GSE</i>	1306,68	<i>kWh</i>	
	15/11/2018		
YA	2,82		
Yf	2,76		
Yr	3,28		
Pr	84%		

Misura delle prestazioni

- Misura dell'irraggiamento: i dati relativi all'irraggiamento vengono registrati sul piano della schiera di moduli per essere utilizzati nell'analisi delle prestazioni del sistema fotovoltaico. Possono anche essere registrati i dati sul piano orizzontale per consentire il confronto con dati meteorologici standard provenienti da altri luoghi. L'irraggiamento sul piano dei moduli deve essere misurato sullo stesso piano della schiera di moduli per mezzo di dispositivi di riferimento calibrati o di piranometri. Se utilizzati, le celle o i moduli di riferimento devono essere calibrati e mantenuti conformi alla EN 60904-2 o alla EN 60904-6. La collocazione di questi sensori deve essere rappresentativa delle condizioni di irraggiamento sulla schiera di moduli. La precisione dei sensori d'irraggiamento, compreso il condizionamento del segnale, deve essere migliore del 5% della lettura.
- Misura della temperatura dell'aria: La temperatura dell'aria deve essere misurata in un luogo che sia rappresentativo delle condizioni della schiera di moduli per mezzo di sensori di temperatura schermati dalla radiazione solare diretta. La precisione dei sensori della temperatura dell'aria, compreso il condizionamento del segnale, deve essere migliore di 1K

- **Misura della tensione e della corrente:** Tensione e corrente possono essere sia continue che alternate. La precisione dei sensori di corrente e di tensione, compreso il condizionamento del segnale, deve essere migliore dell'1% della lettura. La tensione e la corrente in c.a. possono non dover essere controllate in ogni circostanza.
- **Misura della potenza elettrica:** La potenza elettrica può essere continua, alternata, o in entrambe forme. La potenza in corrente continua può essere calcolata in tempo reale come il prodotto della tensione e della corrente campionate, o essere misurata direttamente utilizzando un sensore di potenza. Se si calcola la potenza in corrente continua, il calcolo deve utilizzare i valori di tensione e di corrente campionati e non valori medi di tensione e di corrente.

Acquisizione dei dati

- **Sistema di acquisizione dei dati:** Per il controllo è richiesto un sistema automatico di acquisizione dati. La precisione complessiva del sistema di controllo deve essere determinata da un metodo di calibratura. Il sistema di controllo deve basarsi su hardware e software disponibili in commercio, adeguatamente documentati nei manuali per l'utilizzatore. Si dovrebbe poter disporre di supporto tecnico.
- **Intervallo di aggiornamento:** L'intervallo di aggiornamento dei dati per i parametri sotto osservazione è di 10 min, ad esempio dalle ore 0:00 alle ore 23:50, ma essi sono valori medi di campioni misurati ogni secondo.

- **Operazione di elaborazione dati:** I dati campionati per ciascuna grandezza misurata devono essere elaborati secondo medie temporali pesate. I valori minimi e massimi ed i transitori di particolare interesse possono essere determinati dove richiesto. Per i sensori che integrano la potenza, i dati raccolti vengono sommati e divisi per l'intervallo di tempo di registrazione.

Il sistema di acquisizione dati dell'azienda compie con tutte le richieste in questa sezione, non ci sono esigenze aggiuntive diverse a quelle menzionate prima.

Documentazione

Si deve effettuare una registrazione della rilevazione di tutti gli eventi insoliti, di tutte le variazioni dei componenti, di tutte le avarie, guasti o incidenti. Si devono anche annotare altri commenti che potrebbero risultare utili dal punto di vista dell'interpretazione e valutazione dei dati, quali ad esempio: le condizioni atmosferiche, la ricalibrazione del sensore, le variazioni del sistema di acquisizione dati, il carico o il funzionamento del sistema, oppure i problemi con i sensori o con il sistema di acquisizione dati. Devono essere chiaramente documentati tutti gli interventi di manutenzione eseguiti sul sistema (quali ad esempio la sostituzione dei moduli, la variazione dell'angolo di inclinazione della schiera di moduli o la pulitura delle superfici sporche della schiera di moduli).

Per quanto riguarda alla documentazione descritta prima, non si sono riscontrati descrizioni o procedure diverse; quindi, si evince la giusta coerenza tra quello che loro eseguono nella manutenzione e quello che è descritto in questa sezione.

CAPITOLO VII: DIPENDENZA DELL'EFFICIENZA DALLA TEMPERATURA E SUOI EFFETTI NELLA PRODUZIONE ENERGETICA

Le prestazioni delle celle solari decrementano con l'incremento della temperatura, soprattutto a causa dell'aumento dei coefficienti legati ai rapporti fra temperatura e produzione energetica. L'effetto della temperatura ha un ruolo molto importante nel processo della conversione fotovoltaica. Entrambe grandezze (Efficienza elettrica e potenza di uscita di un modulo fotovoltaico) dipendono della temperatura di operazione.

Varie correlazioni proposte nella letteratura, rappresentata di maniera semplificata nell'insieme di equazioni possono essere applicate ai moduli oppure a stringhe fotovoltaiche allocate in cornici autoportanti, collettori termici e sistemi integrati fotovoltaici, rispettivamente. La prestazione elettrica è principalmente influenzata attraverso il materiale utilizzato per la creazione dei moduli fotovoltaici.

Numerose correlazioni per la temperatura della cella che sono evidenziate nella letteratura evolvono basicamente variabili ambientali e parametri numerici che sono dipendenti sia del sistema sia dei materiali di progetto dei moduli. In genere, il performance ratio (PR) decrementa con l'altitudine dovuto alla temperatura però ci sono regioni con elevata altitudine e con un elevato rapporto dovuto a basse temperature come il Sud della cordigliera delle Ande (Sudamerica), la regione dell'Himalaya e la regione Antartica.

I moduli fotovoltaici con bassa sensibilità alla temperatura sono preferiti per regioni con alte temperature e, più reattivi alla temperatura sarà più effettivo in regioni con basse temperature. La distribuzione geografica del potenziale d'energia fotovoltaica tiene in conto l'effetto dell'irraggiamento e l'effetto della temperatura ambiente per l'analisi delle prestazioni di qualsiasi sistema fotovoltaico.

L'operazione della temperatura con rispetto all'efficienza elettrica di un dispositivo fotovoltaico quale un semplice modulo, un collettore termico o gruppo integrato fotovoltaico è ben stabilito e documentato da parte dalla comunità scientifica. Ci

sono molte espressioni correlati all'efficienza, quali la temperatura della cella T_c in funzione della temperatura ambiente T_a , velocità locale del vento V_w e l'irraggiamento solare, quest'ultimo dipendente di parametri e proprietà come la trasmittanza, τ , assorbimento α .

La prestazione elettrica inizialmente è influenzata dal tipo di modulo utilizzato, che solitamente rappresenta, oppure ha una percentuale di conversione dal 6 al 20% dell'incidenza della radiazione in elettricità, inoltre alla dipendenza del tipo di cella e delle condizioni climatiche.

Una percentuale della radiazione solare incidente, che arriva sui moduli fotovoltaici, si converte in energia termica, incrementando la temperatura del modulo. Questo calore può essere estratto attraverso sistemi di raffreddamento.

In base al tipo di flusso agente in questi sistemi di raffreddamento, si è trovato che un raffreddamento liquido aumenta la percentuale di rendimento in confronto con un raffreddamento ad aria. Vale la pena nominare a questo punto che il rendimento elettrico è più alto nelle celle mono e policristalline in confronto con le celle di silicio amorfo.

Durante l'analisi fatta si evidenzia che la riduzione da 3°C fino a 9°C porta al miglioramento del rendimento elettrico e permette, ipoteticamente, la riduzione di area nella fabbricazione dei moduli fotovoltaici.

Quindi, per definire la dipendenza dell'efficienza elettrica dalla temperatura dei moduli fotovoltaici, si è espressa la temperatura delle celle in funzione delle variabili che interagiscono su di esse:

$$T_c = f(T_a, V_w, I(t), \tau, \alpha)$$

Dopodiché si definisce la potenza elettrica in uscita al modulo solare:

$$P_m = I_m * V_m = FF * I_{sc} * V_{oc} \quad (12)$$

Ove FF rappresenta il coefficiente Fill Factor, e vengono note la corrente di corto circuito e la tensione a circuito aperto. Il coefficiente FF e la tensione

decrementano sostanzialmente con la temperatura mentre che la corrente di cortocircuito aumenta; quindi, l'effetto netto permette un rapporto lineare della forma:

$$\eta_c = \eta_r [1 - \beta r (T_c - T_{ref}) + \gamma \log G(t)] \quad (13)$$

Ove η_r è l'efficienza elettrica a temperatura di riferimento ed irradianza solare pari a $1000 \frac{W}{m^2}$ e βr è il coefficiente di temperatura del modulo (noto dal fabbricante) e γ è il coefficiente di radiazione solare. Questi due ultimi coefficienti sono dipendenti dalle caratteristiche e proprietà dei materiali; comunque tenendo in conto delle considerazioni che coinvolgono soprattutto l'irradianza si semplifica l'equazione e diventa:

$$\eta_c = \eta_r [1 - \beta r (T_c - T_{ref})] \quad (14)$$

Se non ci fosse la disponibilità della temperatura del modulo, si potrebbe usare la temperatura nelle condizioni di funzionamento normale (NOCT) e quindi ipotizzando la temperatura NOCT come temperatura di riferimento si può evincere la seguente equazione, chiarendo che le misure fatte in NOCT sono sotto condizioni di circuito aperto:

$$\eta_c = \eta_r \left[1 - \beta r \left(T_a - T_{ref} + (T_{NOCT} - T_{aNOCT}) \frac{G(t)}{G_{NOCT}} \right) \right] \quad (15)$$

La generazione di energia elettrica attraverso l'energia solare e quindi attraverso della generazione fotovoltaica dovuto all'irradianza solare, ha la particolarità della dipendenza delle grandezze elettriche e quindi la potenza elettrica di uscita di un genere impianto fotovoltaico alle condizioni climatologiche, per cui fare un'estima del potenziale fotovoltaico diventa una situazione complessa e relativa dalla postazione in cui bisogna calcolarla.

Seguendo la linea del discorso, dovuto alla limitatezza di disponibilità di dati ambientali nell'intero pianeta, un metodo che permetta di ricavare delle grandezze elettriche con un alto percentuale di affidabilità diventa necessario.

Dunque, si evidenzia un problema dovuto alla limitatezza dei database di variabili meteorologiche disponibili al pubblico al momento di individuare una quantità di energia elettrica che permetta di prevedere una progettazione di chiara di un impianto. Infine, si conclude che la temperatura ambiente e di conseguenza la temperatura di un modulo fotovoltaico, in una postazione in genere gioca un ruolo fondamentale nel processo di conversione dell'energia solare in energia elettrica e termica e ovviamente nella sua efficienza.

In seguito, si cercherà di simulare un modello di temperatura che permetta di descrivere di maniera abbastanza approssimata alla realtà, la temperatura e la sua influenza nelle grandezze elettriche di un modulo fotovoltaico.

STIMA DELLA TEMPERATURA DEI MODULI FOTOVOLTAICI DURANTE IL FUNZIONAMENTO DEGLI IMPIANTI FOTOVOLTAICI

Visto che la temperatura è uno dei fattori per cui si osserva la riduzione dell'efficienza energetica di un qualsiasi impianto fotovoltaico, esiste un insieme di modelli matematici che possono prevedere di forma accettabile la descrizione della temperatura di un modulo fotovoltaico in funzione di variabili climatologiche.

Come si è visto prima, la potenza prodotta dagli impianti fotovoltaici è coinvolta di variabili che fanno ridurre l'erogazione di potenza, tra cui i più importanti sono l'irradianza solare che incide direttamente sul piano dei moduli. Nonostante la temperatura è la variabile che influisce di maniera negativa: la potenza istantanea che eroga una cella, un modulo o un impianto fotovoltaico si può ridurre approssimativamente tra il -0,4 ed il -0,5 %/°C; la tensione a circuito aperto diminuisce nell'ordine di grandezza dei millivolt, un valore pari al -2,3mV/°C, invece la corrente di cortocircuito aumenta leggermente nei valori approssimativi tra il +0,05 e il +0,07%/°C.

Durante le stagioni le probabilità di raggiungere le condizioni di temperatura standard durante un tempo prolungato (STC: temperatura di cella = 25°C ed irradianza = $1000 \frac{W}{m^2}$) sono molto basse e, siccome solitamente l'efficienza di una cella solare si misura in dette condizioni, si può dedurre che la temperatura della cella solare è uguale alla temperatura dei moduli, quest'ultima essendo variabile al momento d'interagire con l'ambiente che lo circonda. Detto ciò, si potrebbe evincere un probabile calo di produzione energetica.

Focalizzandosi sulla stagione dell'estate, esiste un'alta probabilità di raggiungere valori di temperatura di moduli persino ai 60°C e quindi un eventuale calo di produzione energetica, anche questa fortemente influenzata dalla tecnologia con cui si sono fabbricati i moduli, potrà succedere.

Dunque, i fattori che influenzano di più sono l'irradianza e la temperatura ambiente che circonda il gruppo di moduli fotovoltaici e infine l'importanza della velocità del vento come fattore determinante per raffreddare lo stesso gruppo di moduli.

Anzitutto si evidenzia che nella letteratura ci sono almeno cinque modelli incluso il modello standard per l'analisi e la stima della temperatura dei moduli: modello di Kurtz, modello di Koehl, Skoplaki e finalmente e più approssimativo alla realtà il modello di **Mattei**. In seguito si evidenzia il modello matematico di ognuno sopra nominati:

- a) Modello di Kurtz: importante notare che in questo modello sono assenti fattori correlati alla tecnologia del pannello quali coefficienti termici di corrente e tensione.

$$T_c = T_a + I * e^{-3.473-0.0594*V_w} \quad (16)$$

- b) Modello di Koehl: in pratica è un modello empirico che utilizza in primis temperatura ambiente, irraggiamento solare **I**, velocità del vento **V_w** e dei coefficienti nominati come coefficienti di trasferimento **U₀** e **U₁**; questi ultimi sono in funzione della tecnologia del pannello.

$$T_c = T_a + \frac{I}{U_0 + U_1 * V_w} \quad (17)$$

- c) Modello di Skoplaki: Comprende dentro il calcolo oltre la temperatura ambiente, la velocità del vento, l'irraggiamento sul piano, fattori appartenenti al pannello quali efficienza (η), coefficiente termico di potenza massima (β), trasmittanza della copertura superficiale(τ), coefficiente di assorbimento della cella (α).

È importante dire che sia il coefficiente termico, sia l'efficienza sono quelli stipulati in condizioni standard di temperatura; poi il coefficiente $\alpha*\tau$ è un

valore pari a 0.9 e infine la funzione dipendente della velocità del vento $h(v)$ chiamato coefficiente di convezione è una funzione lineare del tipo

$h(v) = 5.7 + 2.8 \times v_w$ sempre ricavata da dati sperimentali.

$$T_c = T_a + \frac{I}{G_{NOCT}} \times (T_{NOCT} - T_{a,NOCT}) \times \frac{h_w,NOCT}{h_w(v)} \times \left[1 - \frac{\eta_{STC}}{\alpha \times \tau} (1 - \beta_{STC} T_{STC}) \right]$$

- d) Modello di Mattei: questo modello propone fattori pari a quelli visti di maniera precedente, con la differenza dell'assenza del coefficiente di convezione ma appare il coefficiente di scambio di calore

$$U_{PV}(v_w) = 26.6 + 2.3 \times v_w$$

$$T_c = \frac{U_{PV}(v_w) \times T_a + G \times [\tau \times \alpha - \eta_{STC} (1 - \beta_{STC} T_{STC})]}{U_{PV}(v_w) + \beta_{STC} \times \eta_{STC} \times I} \quad (19)$$

Valutazione dei metodi precedentemente esposti

Con l'obiettivo di poter paragonare il calcolo della temperatura di un modulo fotovoltaico misurata e calcolata attraverso i metodi prima esposti, si considera una prova fatta da ricercatori appartenenti all'associazione nominata ASADES (Avances en Energias Renovables y Medio Ambiente, Argentina) comprendenti di un modulo fotovoltaico appartenenti ad un impianto di potenza nominale pari a 15kWp connessa in rete le misure furono fatte il giorno 26 gennaio 2016 (estate nell'emisfero Sud) come viene mostrato in figura e tabella, rispettivamente:

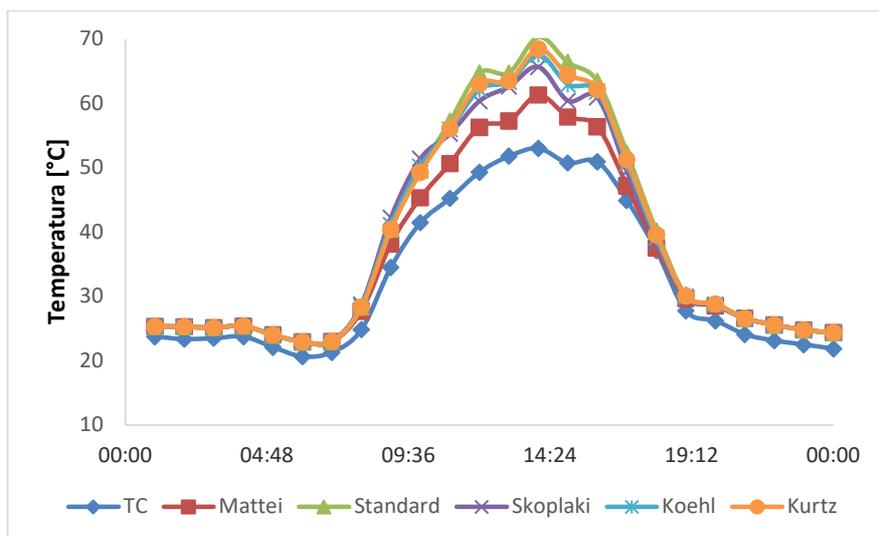


Figura 7. Temperatura modulo per ogni metodo in un'intera giornata.

Tabella 7. Valori orari della temperatura modulo per ogni metodo.

Ora	TC	Mattei	Standard	Skoplaki	Koehl	Kurtz
01:00	23,8	25,34	25,34	25,34	25,34	25,34
02:00	23,4	25,29	25,29	25,29	25,29	25,29
03:00	23,5	25,15	25,15	25,15	25,15	25,15
04:00	23,8	25,38	25,38	25,38	25,38	25,38
05:00	22,1	24,02	24,02	24,02	24,02	24,02
06:00	20,7	22,93	22,93	22,93	22,93	22,93
07:00	21,3	22,97	23,01	23	23	23
08:00	24,9	27,71	28,37	28,76	28,51	28,34
09:00	34,5	38,21	40,54	42,27	41,15	40,44
10:00	41,5	45,34	49,7	51,44	50,23	49,34
11:00	45,3	50,65	57,23	55,29	55,98	56,14
12:00	49,3	56,34	64,74	60,39	62,18	63,06
13:00	51,8	57,27	64,79	62,64	63,38	63,53
14:00	53	61,34	70,34	65,71	67,61	68,53
15:00	50,8	57,94	66,41	60,42	62,96	64,45
16:00	50,9	56,4	63,46	60,95	61,9	62,22
17:00	44,9	47,22	52,32	49,48	50,66	51,28
18:00	37,1	37,52	40,19	38,33	39,11	39,59
19:00	27,8	29,7	30,21	29,84	30	30,1
20:00	26,2	28,55	28,87	28,7	28,77	28,81
21:00	24,1	26,59	26,62	26,61	26,62	26,62
22:00	23,1	25,58	25,58	25,58	25,58	25,58
23:00	22,5	24,81	24,81	24,81	24,81	24,81
00:00	21,9	24,36	24,36	24,36	24,36	24,36

In effetti i ricercatori fecero le suddette misure in un periodo di tempo prolungato: da agosto 2015 fino a maggio del 2016 con lo scopo di calcolare l'errore relativo e così concludere che il metodo che si approssima di più alla temperatura reale del modulo fotovoltaico è il **metodo di Mattei**. Viene comunque detto che dentro la prova di sperimentazione, si misurarono la velocità del vento e di maniera ovvia altrettanto l'irraggiamento solare.

Durante l'analisi fatta di questi valori esposti dai ricercatori, si può evidenziare una differenza considerevole di calcolo di temperatura tra il metodo di calcolo con valori NOCT e il calcolo di temperatura attraverso la misura della temperatura ambiente, la velocità del vento, l'irradianza nel posto di installazione dell'impianto, i coefficienti costruttivi dei pannelli dell'impianto così potendo concludere che a futuro, inoltre alla focalizzazione dell'ottimizzazione della produzione energetica dinanzi ad un ipotetico controllo di temperatura, l'ottimizzazione si può anche individuare attraverso un giusto dimensionamento di potenza tenendo in conto le suddette variabili ambientali proprie del posto di progettazione.

CAPITOLO VIII: CALCOLO DELLA TEMPERATURA DEI MODULI POLICRISTALLINI UTILIZZANDO IL METODO DEL BILANCIO DI ENERGIA

In accordo con il precedente capitolo si è esplicitata l'influenza dell'irradianza, della velocità del vento e della temperatura ambiente sulla temperatura dei moduli di un impianto fotovoltaico, nonché i valori di coefficienti termici di tensione, corrente e potenza dipendenti delle caratteristiche costruttive dei moduli stessi. Quindi si considera forte l'influenza della temperatura dei moduli sulle prestazioni dell'impianto fotovoltaico.

Dato che l'energia solare assorbita dai pannelli si suddivide in energia termica ed energia elettrica, la prima influisce sulle grandezze che compongono la seconda e quindi l'effettivo calo delle prestazioni del modulo fotovoltaico. È per questo che nello stato dell'arte, ora come ora, i ricercatori si focalizzano sullo sviluppo di collettori ibridi che possano sfruttare al meglio tutti i due tipi di energia: termica ed elettrica dal solare.

Per arrivare a risultati influenti nelle ricerche focalizzate sullo sfruttamento dell'energia solare, si analizzeranno in questo momento di maniera approfondita questa influenza dei parametri meteorologici nelle prestazioni di un singolo impianto FV.

L'influenza della temperatura sulla prestazioni dei moduli fotovoltaici ha in considerazione i parametri che definiscono la curva corrente-tensione di un modulo fotovoltaico: La corrente di corto circuito I_{cc} e la tensione a circuito aperto V_{oc}

La corrente di corto circuito e la tensione a circuito aperto cambiano in funzione dell'incidenza solare dell'irraggiamento e la temperatura dell'aria. La prima è proporzionale all'incidenza dell'irraggiamento invece la tensione aumenta leggermente all'aumentare l'irraggiamento, però diminuisce con l'incremento della

temperatura dei moduli che poi porta al decremento della potenza elettrica disponibile malgrado l'aumento della corrente.

L'incremento della corrente dovuto alla temperatura si deve al comportamento semiconduttore della cella fotovoltaica: il decremento del gap nella giunzione dovuto alla variazione tra 20 e 100°C pari a 2mV/°C permette l'incremento della corrente, in percentuale del 0.1%/°C raggiungendo una possibile saturazione di corrente visto che questo incremento può avere anche dei valori circa al 0.5%/°C.

Quindi di maniera ovvia si evince l'influenza nell'efficienza elettrica della cella ovvero del modulo fotovoltaico.

Tutti questi effetti devono essere considerati in qualsiasi modello fotovoltaico per il calcolo dell'efficienza. Infatti la successiva equazione descrive il rapporto fra l'efficienza e i coefficienti di potenza dei moduli fotovoltaici.

$$\eta = \eta_r [1 - \beta(T_c - T_r) + \gamma \text{Log}(G)] \quad (20)$$

quindi l'efficienza è in funzione dell'efficienza di riferimento del modulo a temperatura 25°C (T_r) ad un'irradianza di $1000 \frac{W}{m^2}$, γ e β sono dei coefficienti termici costruttivi del modulo fotovoltaico in questione. In genere tutti questi parametri vengono forniti dal costruttore dei pannelli fotovoltaici.

Si evidenzia l'importanza della temperatura della cella (T_c) nell'efficienza per cui ora si espone la descrizione della temperatura della cella, scritta di maniera lineare con la temperatura NOCT (Normal Operation Cell Temperature), la quale viene anche data dal costruttore:

$$T_c = T_a + (NOCT - 20^\circ C) \frac{G}{800} \quad (21)$$

Metodo del bilancio di energia

Questo metodo correla l'assorbimento energetico della cella fotovoltaica con la somma delle perdite dovute alla potenza elettrica e alle perdite termiche subite nella stessa cella, quindi si definiscono: assorbimento energetico della cella ($\alpha\tau\Phi$) perdite legate alla produzione di energia elettrica ($\eta\Phi$) e perdite termiche legate alla cella fotovoltaica ($U_{PV}(T_C - T_a)$)

$$\alpha\tau G = \eta G + U_{PV}(T_C - T_a)$$

Ora con l'obiettivo di ricavare la temperatura della cella, si deve sostituire nell'equazione precedente l'equazione dell'efficienza, visto che in detta equazione appare anche la temperatura della cella. Quindi viene espressa e dedotta la temperatura della seguente maniera:

$$T_C = \frac{U_{PV}T_a + G[(\alpha\tau) - \eta_r - \beta\eta_r T_r]}{U_{PV} - \beta\eta_r G} \quad (22)$$

Che in pratica è la deduzione del modello matematico sviluppato da Mattei e visto nel capitolo precedente però lasciando comunque chiaro che il coefficiente U_{PV} viene ottimizzato ovvero migliora l'accuratezza del calcolo dovuto alla sua dipendenza del valore della velocità del vento.

In accordo con l'esperimentazione attraverso sensori di temperatura su un modulo fotovoltaico policristallino, fatta da Mattei, Notton, Cristofari, Muselli nei laboratori dell'università Pascal Paoli, in Francia, verifica che la temperatura su un modulo fotovoltaico si può considerare uniforme, un aspetto importante al momento di voler pretendere approfondire uno studio di controllo di temperatura sui moduli fotovoltaici, dato che può diventare un valore vincolante e poi determinante dinanzi ad un ipotetico modello.

Altrettanto si verifica il calo della produzione energetica dovuto all'incremento della temperatura sui moduli e quindi apre la porta allo studio e ricerca su metodi di ottimizzazione delle prestazioni di impianti fotovoltaici.

Quindi si apre la porta all'approfondimento di uno studio della temperatura dei moduli fotovoltaici appartenenti all'azienda Imam Ambiente, durante l'anno 2018 e così poter dedurre la convenienza di focalizzare gli sforzi economici su un controllo di temperatura attraverso sistemi di raffrescamento di suddetti moduli fotovoltaici.

CAPITOLO IX: CASO STUDIO DI IMPIANTI FOTOVOLTAICI STUDIATI

Le informazioni utilizzate da parte dell'azienda per il monitoraggio degli impianti sono, anzitutto, la produzione energetica oraria, giornaliera e mensile di ogni impianto. Dopodiché questa produzione energetica si è dovuto classificare in base agli incentivi a cui sono stati iscritti i loro impianti: incentivo per energia prodotta ed incentivo per energia immessa in rete ovvero ritiro dedicato.

Tabella 8. Impianti FV azienda IMAM.

IMPIANTI AZIENDA IMAM AMBIENTE					
Comune	Nome imp.	η_{Inverter}	η_{MPPT}	η_{DC}	Pn [kW]
Carlentini (SR)	Tummarello	0,96	0,97	0,92	998,4
	Piano Monaci	0,96	0,97	0,92	992,3
San Pietro Vernotico (BR)	Spietri	0,96	0,97	0,92	993
	Le Forche	0,96	0,97	0,92	993

Le informazioni utilizzate da parte dell'azienda per il monitoraggio degli impianti sono, anzitutto, la produzione energetica oraria, giornaliera e mensile di ogni impianto, oltre le informazioni delle grandezze elettriche di corrente e tensione in tempo reale e l'informazione di Irradianza solare sempre in tempo reale.

Dopodiché la produzione energetica si è dovuto classificare in base agli incentivi a cui sono stati iscritti i suddetti impianti: incentivo per energia prodotta ed incentivo per energia immessa in rete ovvero ritiro dedicato. Questi incentivi sono forniti dal Gestore dei Servizi Energetici oppure il GSE.

Al momento di analizzare le informazioni fornite dall'azienda, non si evidenziava il monitoraggio della temperatura dei moduli fotovoltaici; altrettanto si è evidenziato una anomalia nei dati di irradianza acquisiti da parte dei database degli inverter dei campi fotovoltaici. Per cui inizialmente si è pensato un due idee iniziale:

- Modellare e simulare la temperatura dei moduli fotovoltaici
- Aumentare l'irradianza globale sui moduli fotovoltaici.

Dunque, si è condotto la continuazione dello studio del miglioramento delle prestazioni con la modellazione della **temperatura dei moduli fotovoltaici** e la sua influenza nella produzione energetica; a seguire si è simulato il controllo della temperatura degli stessi moduli e di conseguenza la produzione energetica in questa condizione.

Vista la necessità di ulteriori informazioni meteorologiche assenti nei database dell'azienda, attraverso l'istituto di ricerca METEOBLUE si sono ottenuti le suddette informazioni, quali temperatura ambiente del posto, velocità del vento, irradianza solare, mese, giorno, ora, riguardanti ai comuni ove si trovano gli impianti, osservati precedentemente nella tabella 7.

Detto ciò, si è trovato il modo di calcolare il **coefficiente termico di perdita** che viene correlato con i valori di efficienza degli impianti ed infine ricavare il calcolo della producibilità annua.

Tabella 9. Variabili fornite da METEOBLUE.

Dati forniti da METEOBLUE_ San Pietro Vernotico							
Month	Day	Hour	Temp.	Sun. Dur.	Suns. Hr	G hr	Wind Sp.

Il suddetto coefficiente termico di perdita si è ricavato ipotizzando due scenari:

- Temperatura dei moduli fotovoltaici degli impianti in assenza di un controllo "ON-OFF"
- Temperatura dei moduli fotovoltaici degli impianti controllata

In accordo con questi due scenari si procede ad individuare per ciascun scenario un coefficiente termico di perdita tramite la successiva equazione:

$$\pi_{temp} = \frac{(T_c - 25) * \gamma}{100} \quad (23)$$

Il coefficiente termico di perdita si è calcolato per ogni ora e ogni giorno, utilizzando soprattutto quest'ultima dato che per il calcolo della producibilità totale annua corrispondeva utilizzare quello giornaliero.

Tramite l'utilizzo della banca dati fornita dall'istituto METEOBLUE si è proceduto a stimare la temperatura dei moduli fotovoltaici lungo l'anno con il modello di temperatura NOCT e il modello temperatura Di Mattei.

Calcolo della Temperatura stimata dei moduli degli impianti dell'azienda IMAM

Ottenuti i valori forniti da parte di METEOBLUE, insieme con i dati tecnici dei moduli forniti dall'azienda, si permise di calcolare la temperatura dei moduli fotovoltaici per ogni impianto. Di seguito si evidenzia l'equazione di temperatura modellata da Mattei:

$$T_c = \frac{U_{PV}T_a + G[(\alpha\tau) - \eta_r - \beta\eta_r T_r]}{U_{PV} - \beta\eta_r G} \quad (24)$$

Dove:

- U_{PV} = velocità del vento (funzione variabile);
- T_a = temperatura ambiente della zona;
- G = Irradianza solare
- $\alpha\tau$ = costante= 0,81;
- η_r = costante= 0,141;
- β = costante= 0,0044;
- T_r = temperatura di riferimento STC;

I dati raccolti attraverso le banche dati hanno un periodo orario, per cui i dati totali sono pari a 8760. Quindi si sono suddivisi i dati per ogni stagione, di modo da poter osservare meglio le differenze relative ad ogni stagione, inoltre alle differenze dovute alla essenza di ogni modello.

Dunque, come si può osservare nelle successive figure, si evidenzia l'andamento della temperatura dei moduli in accordo col modello di NOCT, l'andamento della temperatura in accordo col modello di Mattei e le temperature controllate, tramite una simulazione base, dei due comuni dove sono posizionati i campi fotovoltaici da analizzare:

Stagione invernale

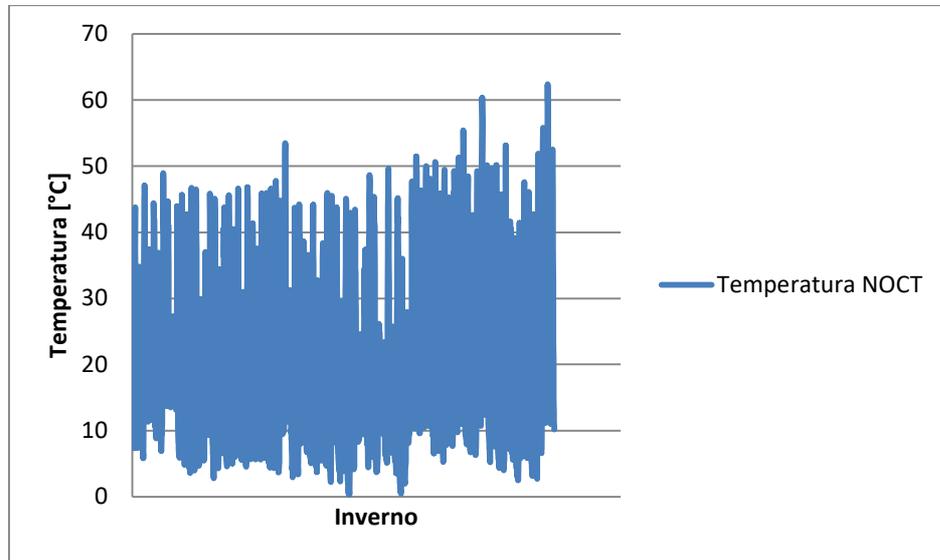


Figura 8. Temperatura NOCT dei moduli FV

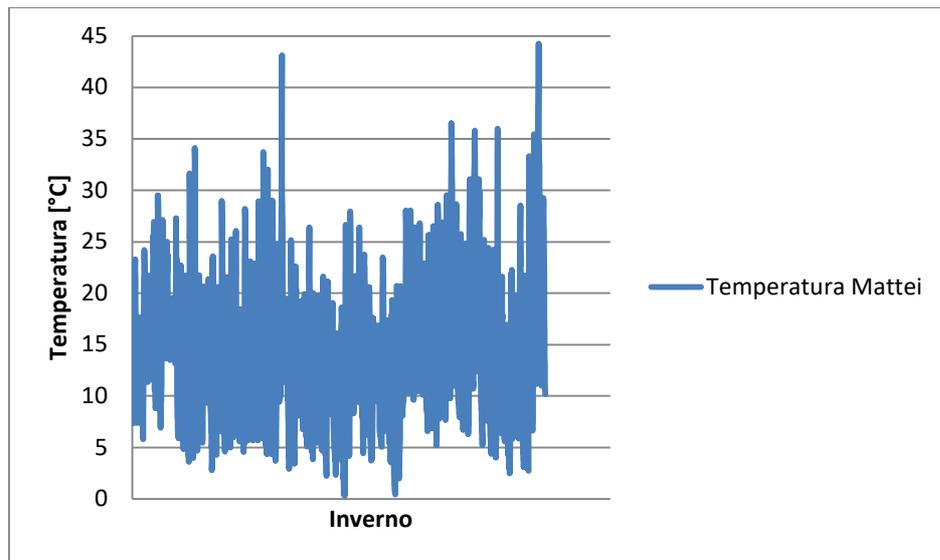


Figura 9. Temperatura Mattei dei moduli FV

Si può osservare anzitutto la differenza notevole tra modello di NOCT e modello di Mattei. Il modello di Mattei soltanto in poche volte supera la soglia della temperatura di offset, fenomeno giusto per un periodo dove la temperatura ambiente non è molto alta; all'in contrario succede con il modello NOCT, dato che

la temperatura descritta eccede dei valori che in questa stagione sono difficili da raggiungere

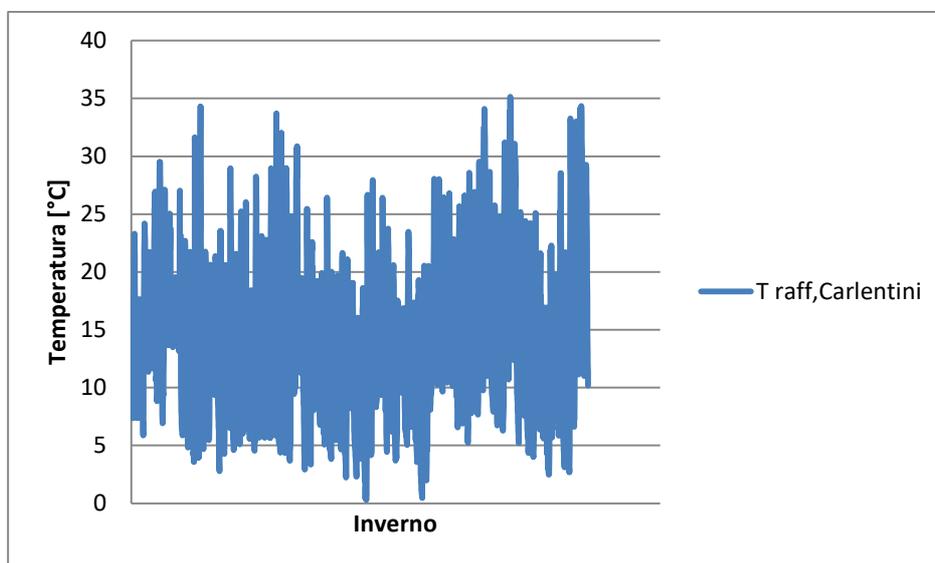


Figura 10. Temperatura controllata presso Carlentini

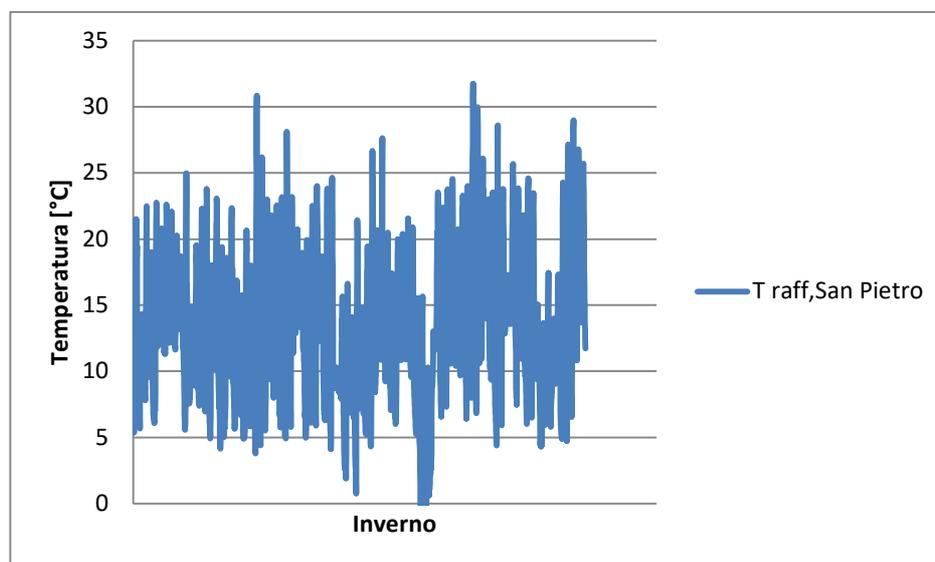


Figura 11. Temperatura controllata presso S. Pietro V.

Le temperature dei moduli presso i due comuni, in questa stagione, a prescindere se sono simulate con il controllo, non arrivano oltre alla temperatura di off-set per cui si evidenzia la poca convenienza che potrebbe avere un controllo per questo periodo.

Stagione primaverile

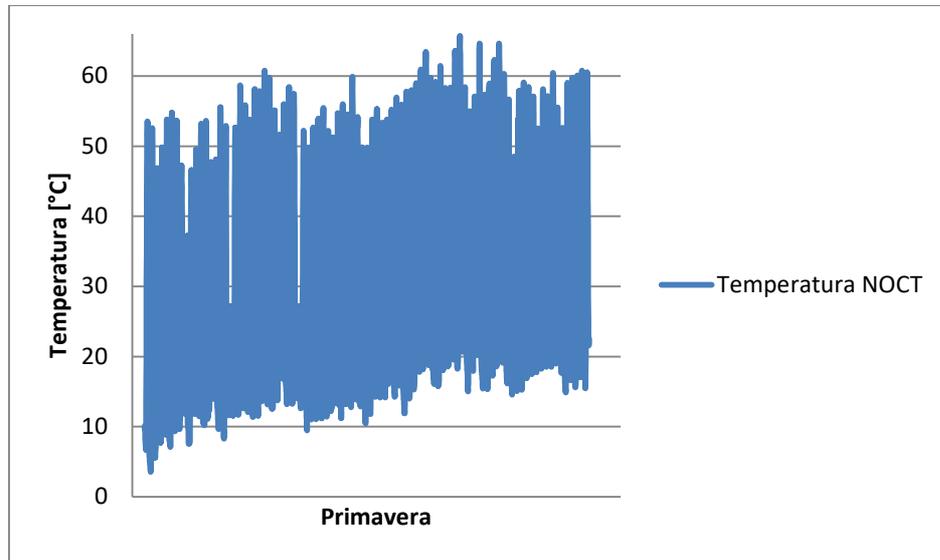


Figura 12. Temperatura NOCT moduli FV

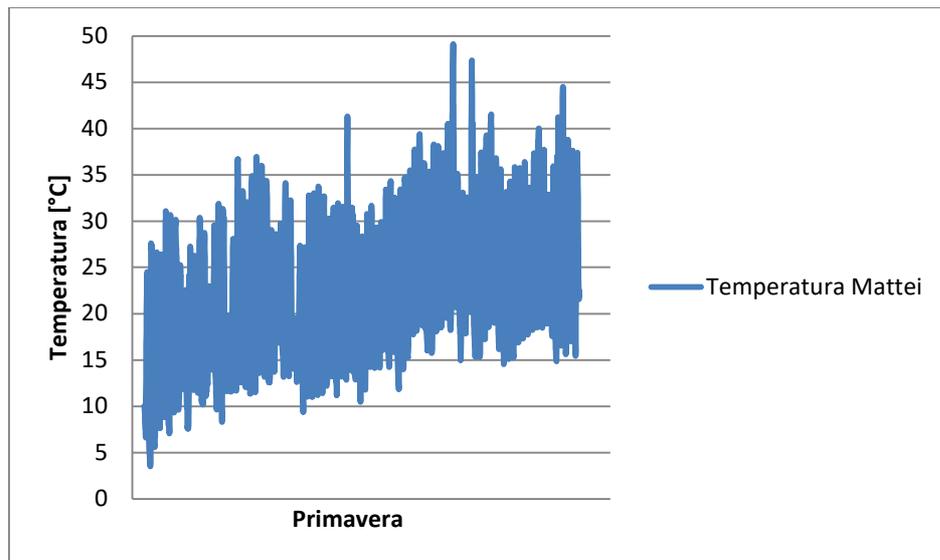


Figura 13. Temperatura Mattei moduli FV

Man mano che cambiano le stagioni lungo l'anno, comunque si conserva la differenza considerevole che esiste tra il modello NOCT e il modello di Mattei; però facendo un paragone tra la temperatura NOCT nell'inverno e la curva di temperatura NOCT nella primavera, la tendenza si mantiene, cioè variazioni crescenti considerevoli non ci sono.

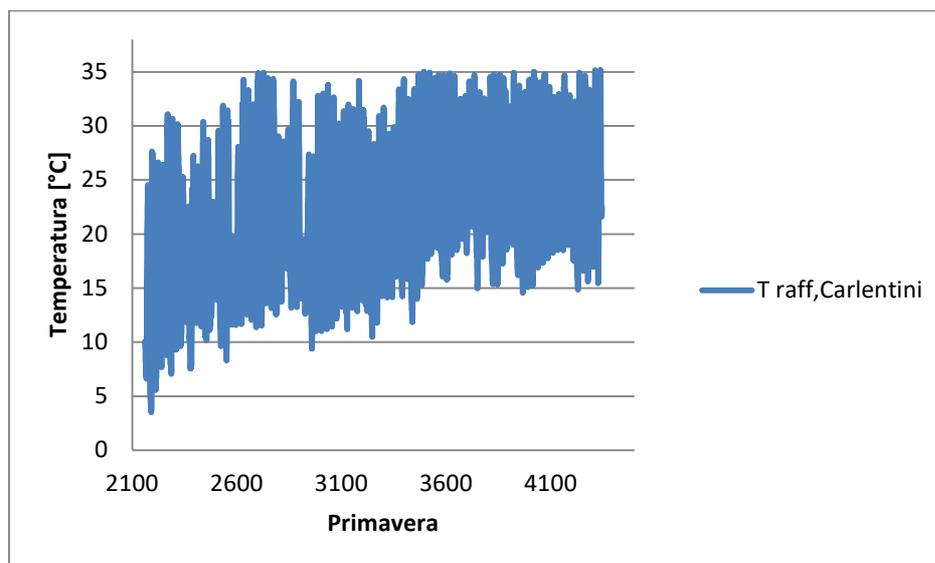


Figura 14. Temperatura controllata presso Carlentini

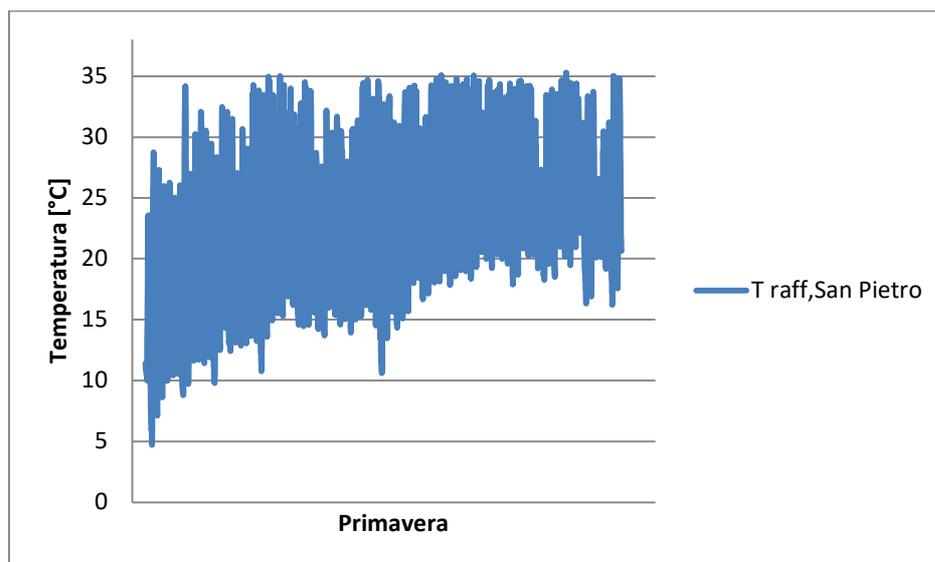


Figura 15. Temperatura controllata presso S. Pietro V.

Si rende nota l'approssimazione delle temperature dei moduli FV alla temperatura di offset. Inoltre, si commenta che altrettanto la temperatura aumenta, in questi comuni la velocità del vento anche inizia ad aumentare in accordo alla banca dati di METEOBLUE, per cui la variazione della temperatura dei moduli stessi si rende anche nota.

Stagione estiva

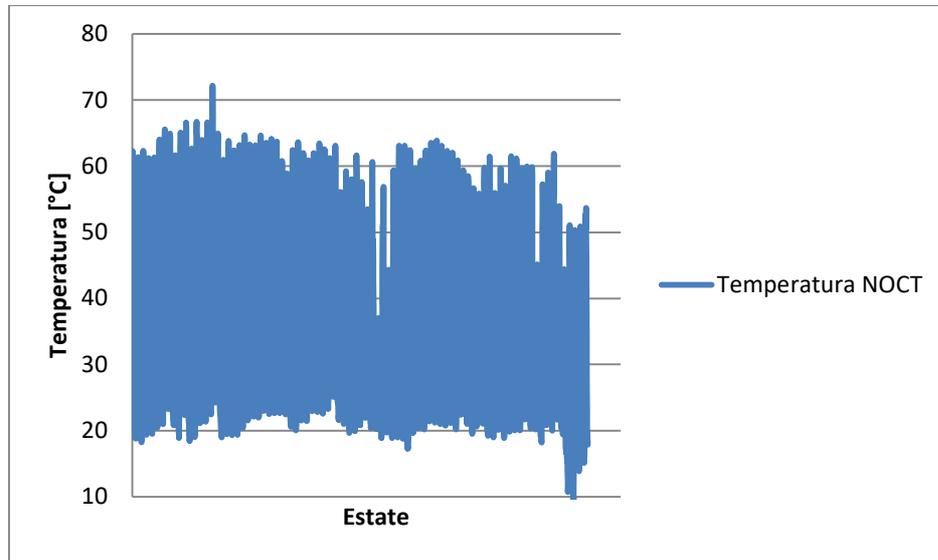


Figura 16. Temperatura NOCT moduli FV

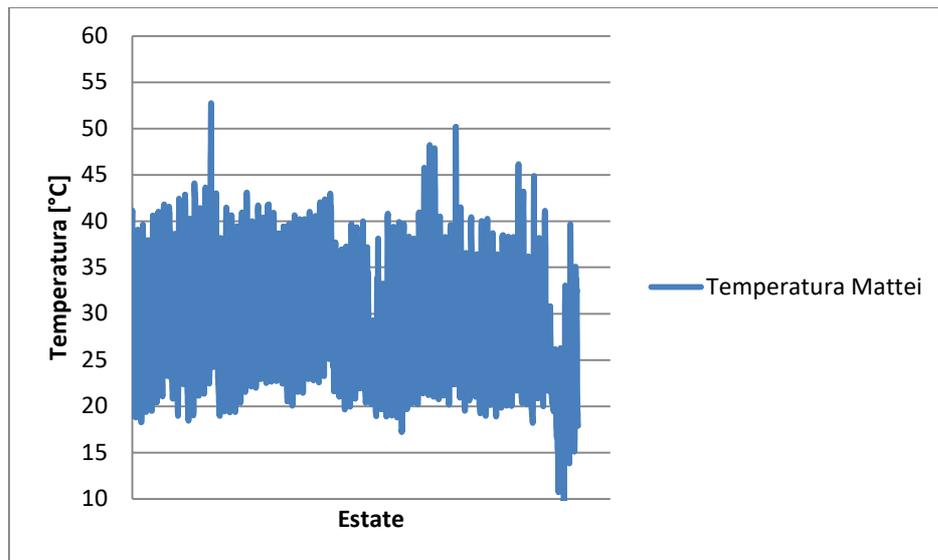


Figura 17. Temperatura Mattei moduli FV

Durante la stagione estiva si evidenzia nella temperatura NOCT una tendenza della temperatura tra i 60°C e i 70°C per cui si può notare un intervallo grande di temperatura. Caso contrario nella temperatura di Mattei, non esiste proprio un intervallo grande di temperature, dovuto alla correlazione di parametri molto variabili, come lo sono la velocità del vento e l'irradianza.

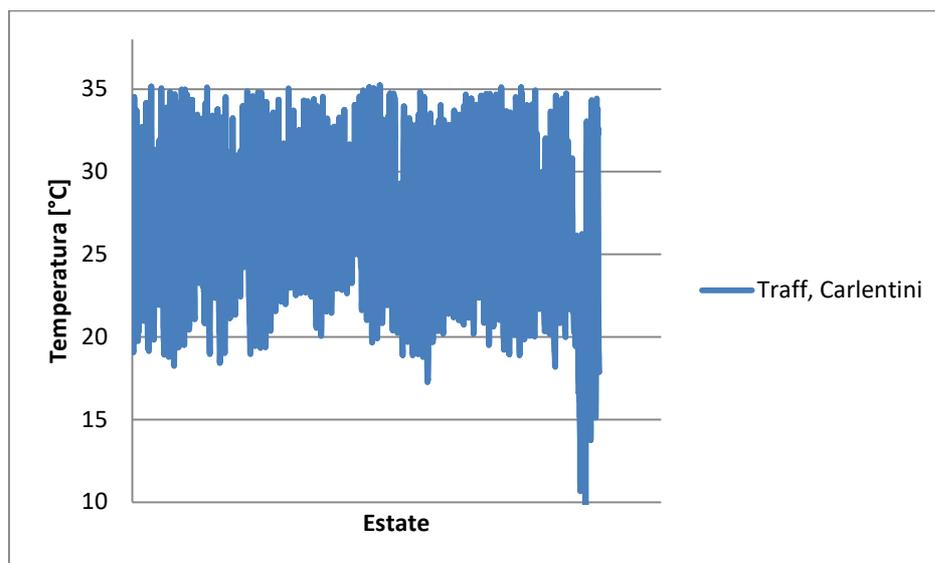


Figura 18. Temperatura controllata presso Carlentini

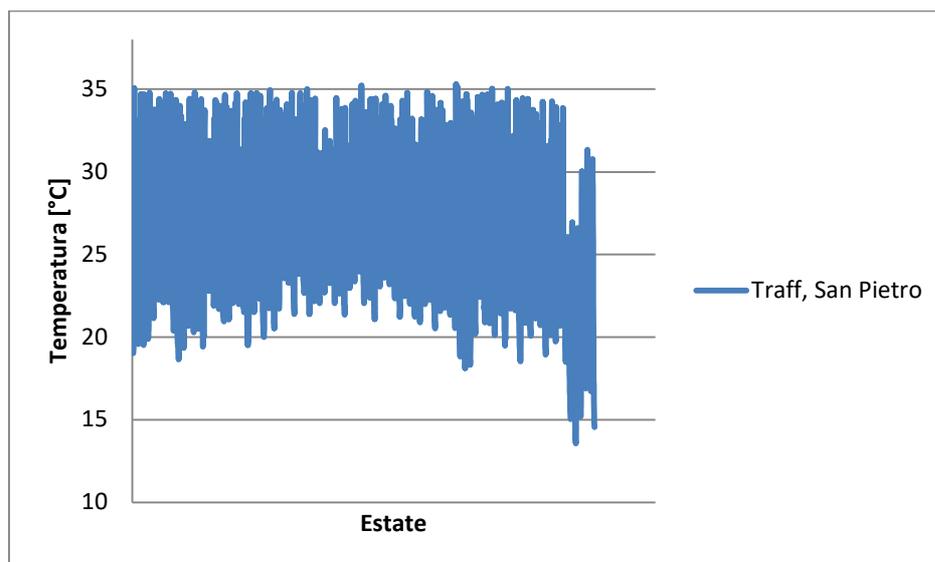


Figura 19. Temperatura controllata presso S. Pietro V.

Si può evidenziare la convenienza dell'utilizzo di un sistema di controllo di temperatura dei moduli in questa stagione, dato che sfiora spesso la temperatura di offset impostata. In tutte le quattro figure estive, alla fine della stagione si osserva il decremento della temperatura facendo notare l'arrivo dell'autunno.

Stagione autunnale

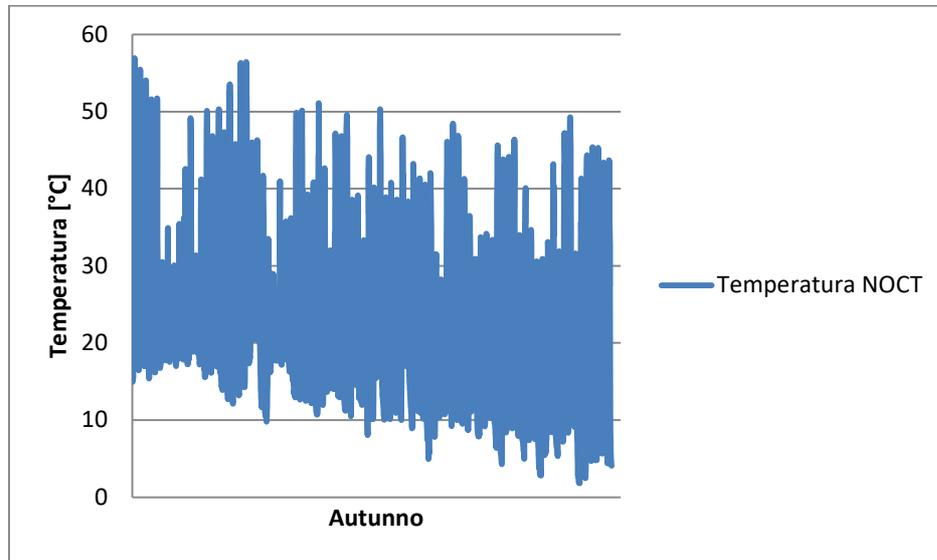


Figura 20. Temperatura NOCT moduli FV

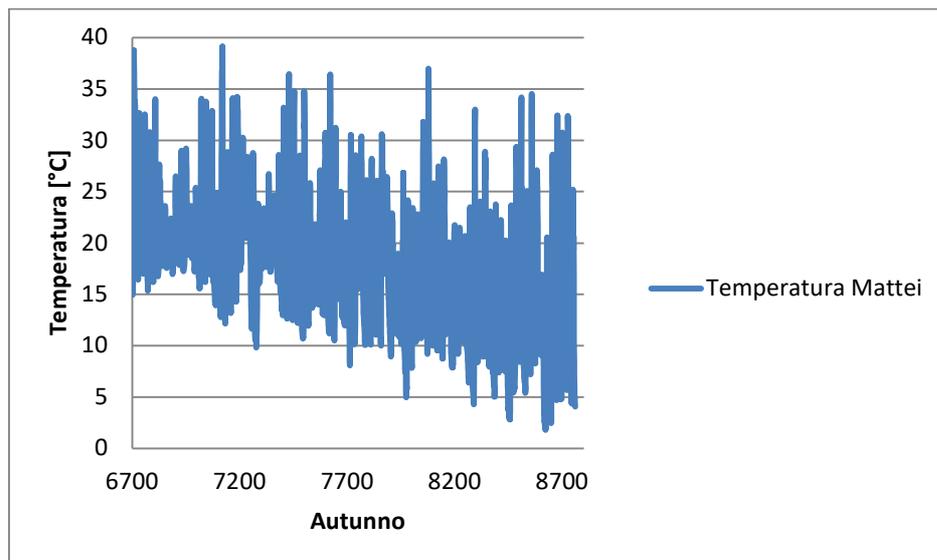


Figura 21. Temperatura Mattei moduli FV

In figura 20 e 21 si mostra la tendenza decrescente della temperatura a prescindere del modello. Comunque si ritiene il modello di Mattei come il modello che si avvicina di più ad un andamento ragionevole in base alla polidipendenza della temperatura rispetto alle altre variabili.

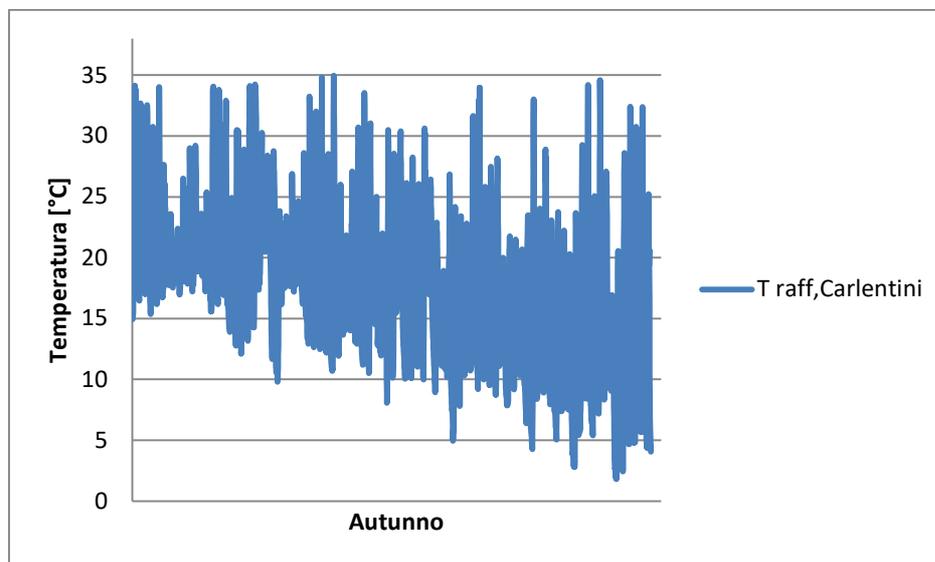


Figura 22. Temperatura controllata presso Carlentini

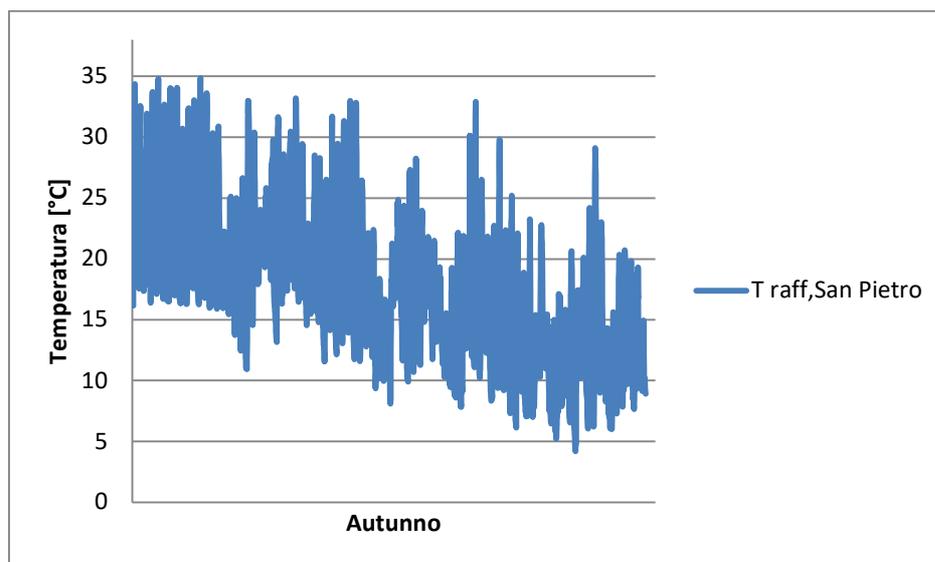


Figura 23. Temperatura controllata presso S. Pietro V.

In figure 22 e 23 si conferma il decremento della temperatura stimata, e quindi si evidenzia la poca necessità di un sistema di controllo di temperatura in quel periodo.

Infine, questa simulazione della temperatura dei moduli fotovoltaici ha una temperatura di riferimento ovvero una temperatura di offset pari a 35°C visto che a questa temperatura, in accordo con lo stato d'arte, l'efficienza dei moduli fotovoltaici viene modificata considerevolmente.

Si può concludere con l'evidenza di un periodo critico: tra i mesi di aprile e settembre, quindi al momento di ricavare la producibilità degli impianti, si focalizzerà più che altro la produzione energetica in quel periodo individuato e, di questo modo, capire se le prestazioni degli impianti in effetti possono migliorare.

CALCOLO DELLA PRODUCIBILITÀ ANNUA DEGLI IMPIANTI DELL'AZIENDA

In accordo a quanto visto nel capitolo dell'analisi della produzione energetica, per individuare la produzione degli impianti in funzionamento si ha bisogno dei termini esposti nella tabella 10.

Tabella 10. Valori dei parametri dei campi FV per il calcolo dell'energia prodotta.

Campo FV	P_{nom} [kW]	η_{inv}	$h_{eq,n}$ [h]	$\pi_{term,n}$	η_{MPPT}	π_{dc}
Spietri	993	0,96	f(t,G)	f(T,G)	0,97	0,92
Le Forche	993	0,96				
Piano Monaci	992,3	0,96				
Tummarello	998,4	0,96				

L'equazione della produzione energetica viene aggiornata e si evidenzia nell'equazione 25

$$\sum_{n=1}^{365} (P_n * \eta_{inv} * h_{eq,n} * \pi_{ter,n} * \eta_{MPPT} * \eta_{DC}) = E_T \quad (25)$$

Dove:

- E_T = Energia prodotta annua;
- P_n = Potenza nominale del campo fotovoltaico;
- η_{inv} = Efficienza degli inverter connessi al campo FV;
- $h_{eq,n}$ = Ore equivalenti giornaliere;
- $\pi_{ter,n}$ = Coefficiente termico giornaliero;
- η_{MPPT} = Efficienza degli MPPT connessi al campo FV;
- η_{DC} = Efficienza dei cavi solari.

Si osserva esplicitamente la dipendenza della produzione dell'energia sui valori delle ore equivalenti e del coefficiente termico giornaliero. A prescindere se sono stati calcolati come giornalieri, questi parametri comunque devono essere calcolati ora dopo ora, cercando di ottenere così un valore più preciso e in tempo reale come di solito fanno le centraline che controllano e gestiscono gli inverter di questa azienda.

Precedentemente si è visto che la temperatura si deve controllare di più alla fine della primavera, durante l'estate e leggermente all'inizio dell'autunno. Comunque si è ricavata la produzione energetica lungo l'anno 2018 per ogni impianto appartenenti all'azienda presso i comuni di San Pietro Vernotico in Puglia e Carlentini in Sicilia

Utilizzando l'equazione 25 e successivamente suddividendo i dati per ogni mese, in figura 24, 25, 26 e 27 si mostra la produzione energetica stimata; al tempo stesso si evidenzia l'energia prodotta evidenziata da parte del GSE.

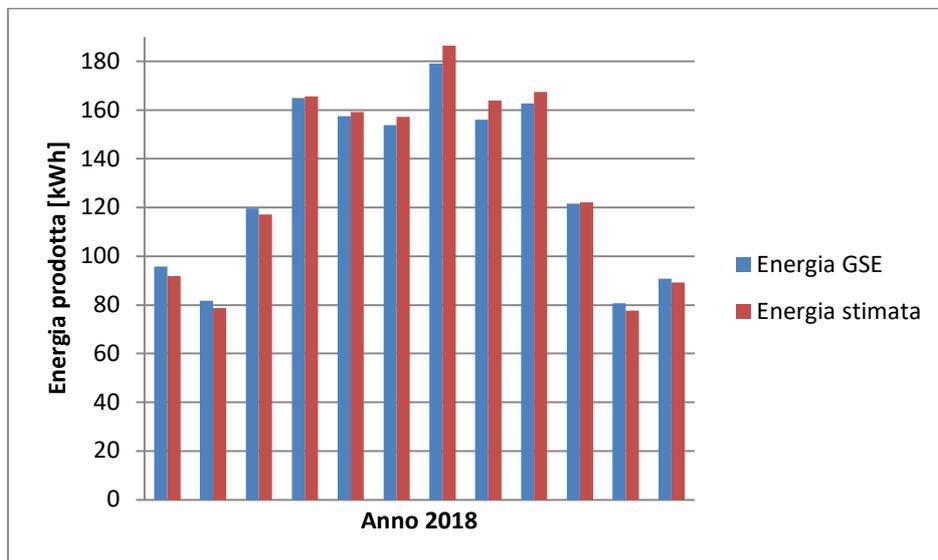


Figura 24. Energia prodotta Campo Spietri

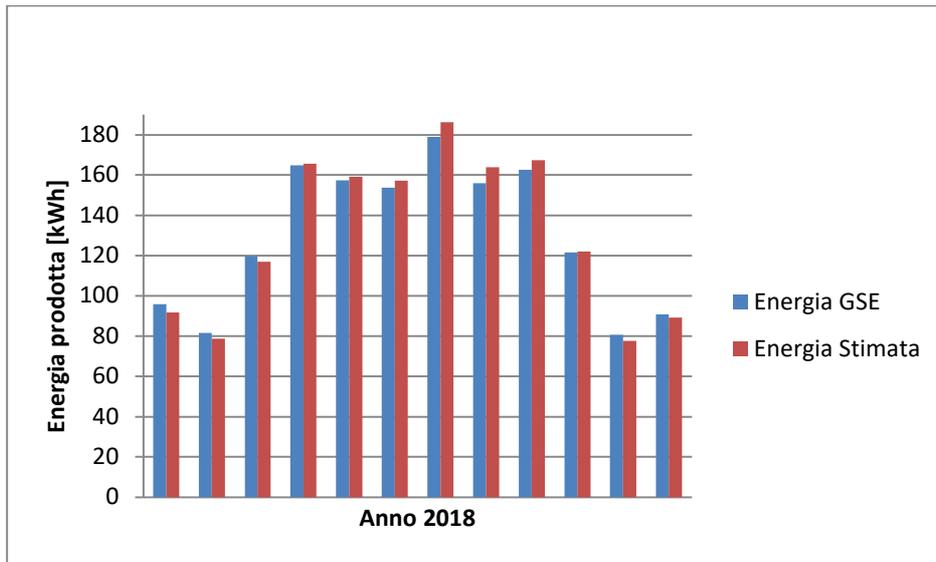


Figura 25. Energia prodotta Campo Le Forche

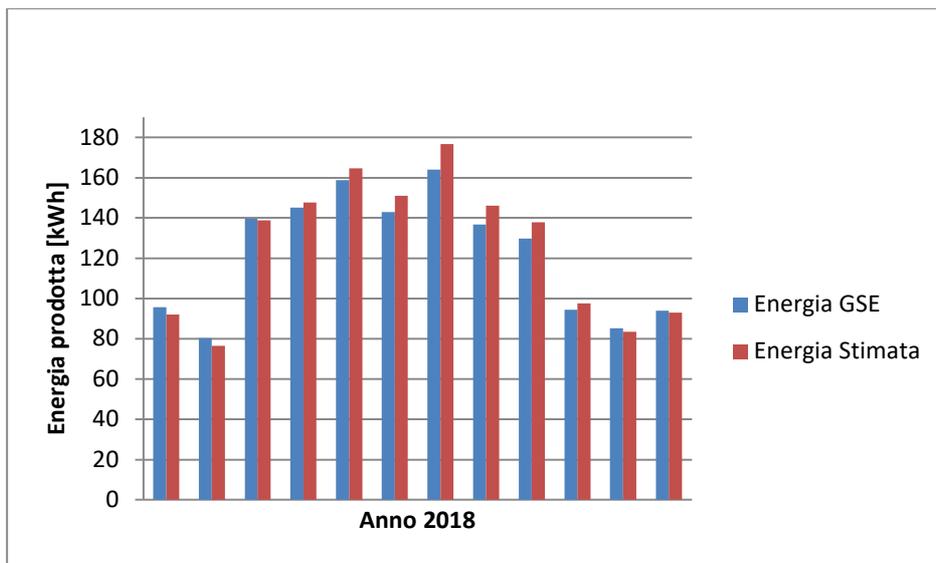


Figura 26. Energia prodotta Campo Piano Monaci

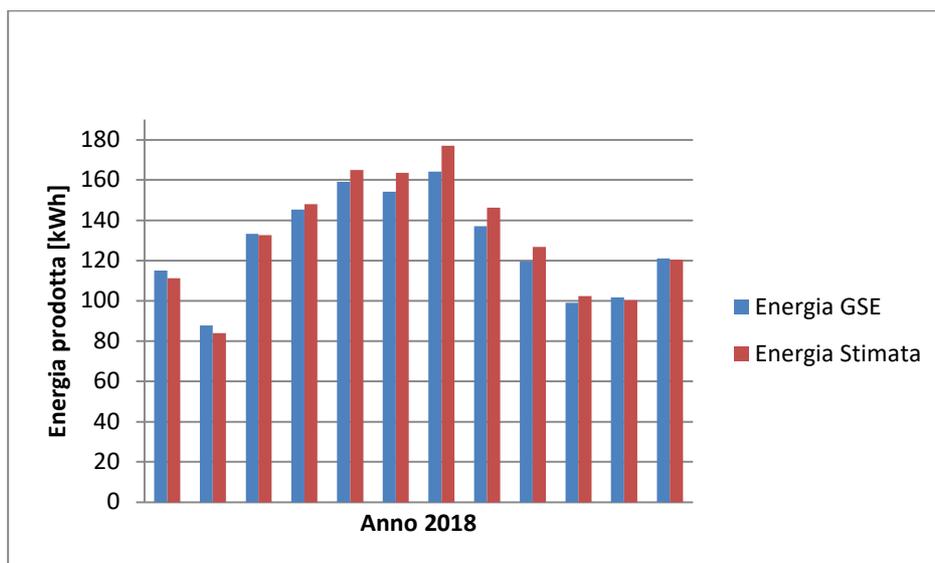


Figura 27. Energia prodotta Campo Tummarello

Si è evidenziato l'aumento moderato dell'energia rispetto all'energia prodotta riportata dal GSE dagli ultimi giorni di aprile fino ai primi di settembre. Questi aumenti sono tra l'1% ed l'8% dell'energia riportata dal GSE, individuando una particolarità: più al sud si trova l'impianto, maggiore è questa percentuale quindi l'8% precedentemente descritto corrisponde alle percentuali degli impianti allocati in Sicilia.

Di conseguenza esiste un incremento del ricavo economico dovuto agli incentivi ai quali sono stati scritti i suddetti campi, come viene evidenziato nella tabella 11

Tabella 11. Tipo di incentivo per ogni Campo FV

	Campo	Inizio	Incentivo	Tariffa [€/kWh]
1	SPIETRI	31/12/2010	2° Conto Energia	0,293
2	LE FORCHE	31/12/2010	2° Conto Energia	0,293
3	PIANO MONACI	28/04/2011	2° Conto Energia	0,268
4	TUMMARELLO	29/04/2011	Legge 129/10	0,295

Ottenuto un valore annuo di aumento energetico per ogni impianto e, utilizzando l'equazione 26, si è individuato il ricavo economico che si avrebbe potuto ottenere se fosse stata controllata la temperatura.

$$C_E = Tariffa \Delta_E \quad (26)$$

Dove:

- C_E = ricavo annuo del 2018;
- $Tariffa$ = tariffe corrispondenti agli impianti;
- Δ_E = aumento energetico per ogni impianto.

Nella tabella 12 si possono osservare i ricavi economici ottenuti

Tabella 12. Ricavo annuo del 2018 per ogni impianto FV

Impianto	Aumento del ricavo 2018
Spietri	€ 7.684
Le Forche	€ 7.681
P Monaci	€ 13.318
Tummarello	€ 14.955

In accordo dalla tesi di laurea analizzata dell'Ing. Gadola e in base alle informazioni cercate sul mercato, il valore medio di investimento per l'installazione di un impianto di raffreddamento ad acqua nebulizzata per un impianto fotovoltaico di media taglia è pari a €40.000. Utilizzando il metodo del valore attuale netto VAN, considerando come entrata netta i valori esposti precedentemente, meno i costi di gestione, di manutenzione ed operazione (all'incirca €500 annui) ed infine considerando un tasso d'interesse pari al 6% annuo si è individuato il tempo di ritorno dell'investimento, come viene visto nella tabella 13.

Tabella 13. Tempo di ritorno dell'investimento.

Impianto	Aumento del ricavo 2018
Spietri	6 anni e 5 mesi
Le Forche	6 anni e 5 mesi
P Monaci	3 anni e 4 mesi
Tummarello	3 anni

In tabella 11 altrettanto si osserva la data di inizio di esercizio degli impianti, e dato che la durata di ogni incentivo è pari a venti anni, quindi fino al 2030 e 2031, allora questo vuol dire che la convenienza dell'investimento sarà maggiore se vengono progettati e dimensionati gli impianti di raffreddamento al più presto possibile e non oltre il 2024.

CONCLUSIONI

In base alle informazioni fornite da parte dell'azienda, della banca dati METEOBLUE, della temperatura dei moduli stimata e la sua analisi lungo l'anno 2018, si può concludere che il miglioramento delle prestazioni in esercizio degli impianti fotovoltaici dell'azienda IMAM ambiente può avvenire con l'installazione di un qualunque impianto di raffreddamento tramite acqua nebulizzata che permetta il controllo della temperatura.

Pertanto, l'aumento della produzione di energia elettrica si stima tra l'1% e l'8%, permettendo una maggiorazione non trascurabile dei ricavi economici. Tuttavia, bisogna segnalare che la convenienza dell'installazione di tale impianto di controllo della temperatura aumenta se gli impianti di raffreddamento fossero installati al più presto possibile e non oltre il 2024.

Infine, si può concludere che un maggiore periodo di controllo di temperatura dei moduli aumenta la convenienza dell'installazione dell'impianto di raffreddamento, dato che l'impianto sarebbe utilizzato di più. E quindi si evince la convenienza del monitoraggio della temperatura in posti più vicini all'equatore oppure in posti dove la temperatura ambiente è alta e stabile lungo l'anno.

BIBLIOGRAFIA

- Filippo Spertino, Solar Photovoltaic Systems (dispense del corso del Politecnico di Torino, laurea magistrale in Ingegneria Energetica e Nucleare)
- Norma CEI 82-25, Guida alla realizzazione di sistemi di generazione fotovoltaica collegati alle reti elettriche di Media e Bassa Tensione, Seconda edizione, 2008. Comitato Elettrotecnico Italiano (CEI)
- Shahida B; Reshma B; Ali A; Parameshachari B; Rajashekarappa; Performance degradation issues of PV solar power plant. 2017, International Conference on Electrical, Electronics, Communication, Computer and Optimization Techniques (ICEECOT)
- Battioni M; Riso G; Evaluacion de distintos métodos para estimar la temperatura de operación de módulos fotovoltaicos y estimación de las perdidas de energia por efecto de la temperatura. 2016, Vol. 20, pp 04.01-04.11. Avances en Energías Renovables y Medio Ambiente (ASADES)
- METEOBLUE, sito web che rende disponibili le previsioni del tempo con cadenza oraria di irradianza solare, temperatura dell'aria e velocità del vento: www.meteoblue.com;
- Swapnil D; Jatin N; Bharath S; Temperature dependent photovoltaic efficiency and its effect on PV production in the world. 2012, PV Asia Pacific Conference. Energy Procedia.
- Gadola R; Sistemi di raffreddamento ad acqua nebulizzata per impianti fotovoltaici; Tesi di Laurea in Ingegneria Elettrica, Politecnico di Torino.Torino, 2013:99-104.

RINGRAZIAMENTI

Anzitutto si ringrazia il professore Filippo Spertino, visto che mi ha permesso di fare la tesi in azienda presso IMAM AMBIENTE, oltre alla sua disponibilità e collaborazione in questi anni. Altrettanto ringrazio l'ingegnere Claudio Arizzi per le consulenze ricevute in sede al momento di realizzare questo studio; e ovviamente un ringraziamento speciale al dottore Giacomo La Rosa per la sua gentilezza al momento di ospitarmi in sede.

Infine, e perciò non meno importanti, ringrazio mia famiglia ed amici che col passare del tempo, tra l'altro abbastanza, mi hanno incoraggiato a mantenere in focus l'obiettivo prioritario in Italia: la Laurea Magistrale.