



UNIVERSITÀ  
DEGLI STUDI  
DI PADOVA



DIPARTIMENTO DI INGEGNERIA INDUSTRIALE

CORSO DI LAUREA MAGISTRALE IN  
INGEGNERIA ELETTRICA

TESI DI LAUREA MAGISTRALE IN  
INGEGNERIA ELETTRICA

Analisi delle performance giornaliere e di lungo  
termine di sistemi fotovoltaici e caratterizzazione  
delle perdite termiche

RELATORE: prof. Fabrizio Dughiero

CORRELATORE: ing. Bert Herteleer

LAUREANDO: Andrea Cencherle



*Alla mia famiglia,  
per i sacrifici fatti  
affinché potessi raggiungere  
questo traguardo*



## Indice generale

Introduzione.....	8
1 Caratteristiche della cella fotovoltaica.....	10
1.1 Circuito equivalente e curva caratteristica .....	10
1.2 Effetti resistivi parassiti.....	12
1.3 Effetti ambientali.....	13
2 Tipologie di perdite negli impianti fotovoltaici.....	16
2.1 Perdite di tipo catastrofico .....	16
2.1.1 Rotture delle celle FV.....	16
2.1.2 Bruciature.....	19
2.1.3 Disconnessione delle celle e delle stringhe.....	20
2.1.4 Difetti al diodo di bypass.....	21
2.1.5 Perdite di adesione retro modulo.....	22
2.1.6 Rottura della scatola di giunzione.....	23
2.2 Perdite di degrado.....	23
2.2.1 Decolorazione dell'EVA.....	23
2.2.2 Bave di lumaca.....	23
2.2.3 Potenziale Indotto di Degrado.....	25
2.2.4 Delaminazione.....	28
2.2.5 Analisi dei fenomeni di degrado.....	28
2.3 Altre perdite nei moduli FV.....	33
3 Sistemi di identificazione delle perdite.....	36
3.1 Curva I -V.....	36
3.2 Termografia .....	38
3.3 Elettroluminescenza .....	39
4 Modello di monitoraggio proposto.....	41
4.1 Analisi giornaliera – caratterizzazione del modulo FV.....	41
4.2 Analisi di lungo periodo.....	42
4.3 Schema a blocchi del modello di monitoraggio.....	43
5 Analisi giornaliera.....	44
5.1 Impianto fotovoltaico analizzato.....	45
5.2 Performance ratio ed Efficienza normalizzata.....	46
5.2.1 Performance Ratio.....	46
5.2.2 Efficienza normalizzata.....	47
5.3 Coefficiente di Temperatura di Potenza.....	53
5.4 Efficienza normalizzata con correzione della temperatura.....	57
5.4.1 Fluttuazione dell'Irraggiamento.....	58
5.4.2 Localizzazione dell'ombreggiamento.....	59
5.4.3 Confronto tra Efficienza normalizzata con e senza l'effetto della Temperatura.....	60
5.5 Perdite per effetto della Temperatura.....	64
5.6 Temperatura del modulo e Resistenza termica equivalente.....	69
5.7 Resistenza termica senza vento.....	72

5.8 Risultati: parametri caratterizzanti dei moduli .....	75
5.8.1 Interpretazione dei risultati.....	76
6 Analisi di lungo periodo.....	77
6.1 Impianto fotovoltaico analizzato.....	77
6.2 Analisi delle prestazioni nel tempo.....	79
6.2.1 Coefficiente di temperatura di potenza annuale.....	80
6.2.2 Efficienza normalizzata con correzione dell'effetto della temperatura.....	82
6.2.3 Diagnostica delle variazioni anomale di Efficienza.....	83
6.2.4 Eliminazione dell'effetto della Potenza fuori servizio sulle Performance dell'impianto.....	85
6.3 Analisi delle reali prestazioni nel tempo.....	86
6.3.1 Reale andamento del Performance Ratio.....	86
6.3.2 Reale andamento del Performance Ratio con correzione dell'effetto della Temperatura.....	89
6.4 Risultati: Coefficiente di degrado del PR e possibili scenari.....	91
6.5 Analisi delle perdite economiche e finanziarie.....	95
6.6 Interpretazione dei risultati.....	98
7 Conclusioni e possibili sviluppi.....	99
Ringraziamenti.....	101
Bibliografia.....	102



# Introduzione

## Contesto ed obiettivo della tesi

Il mercato globale del Fotovoltaico ha assunto diverse inclinazioni a seconda della regione che si considera. A livello globale ci sono infatti alcuni paesi (ed alcune regioni) dove il mercato del FV è molto dinamico ed economicamente attrattivo, è il caso della Cina con più di 10 GW installati e del mercato giapponese con 9,7 GW di potenza installata dal FV. Queste due nazioni fanno dell'Asia la prima regione al mondo per potenza installata, a seguire vi sono altri mercati emergenti come l'Australia, Corea, Thailandia, Taiwan ed altri nuovi interessanti casi come Malesia e Filippine.

Nell'America del Nord il mercato in USA sta continuando la sua crescita e conta 6,2 GW installati alla fine del 2014 ed anche Canada e Messico hanno un trend di continuo aumento della loro installazione annuale.

Il mercato Europeo invece sta continuando il suo declino, la Germania per esempio si è fermata ad una potenza installata pari a 1,9 GWp con una politica di incentivi molto forte mentre in Francia il mercato è leggermente più dinamico (con una Potenza complessiva installata vicina al gigaWatt). Il mercato italiano sta vivendo la fase post – incentivazione e quindi ha riscontrato un brusco calo delle installazioni scendendo ad una potenza installata nel 2014 pari a 424 MW.

La seguente figura rappresenta il trend di potenza installata a livello globale differenziando i paesi facenti parte dell'Agenzia Internazionale dell'Energia (IEA) con quelli che non vi aderiscono.

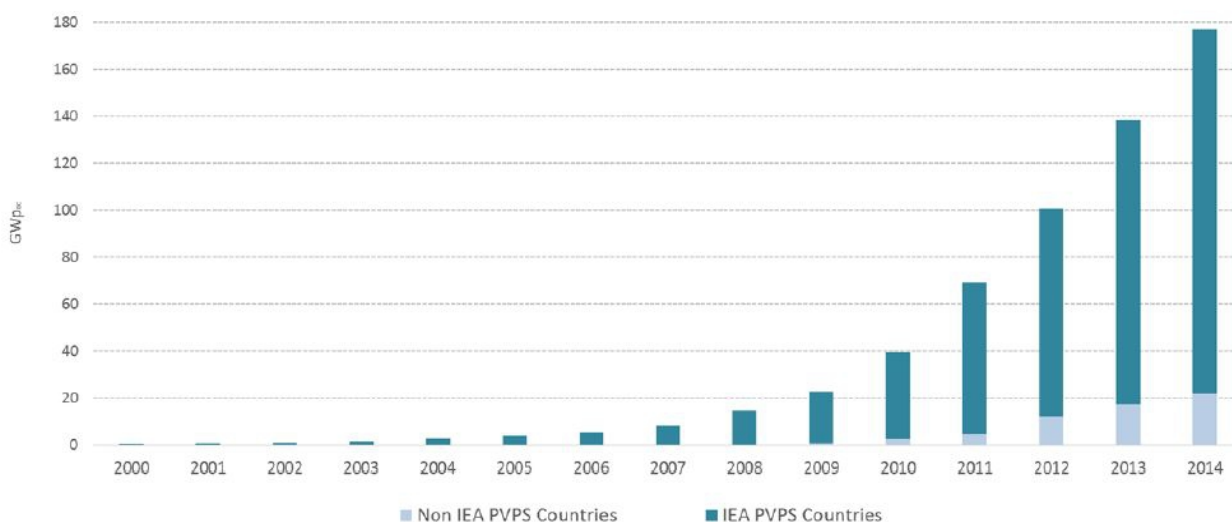


Illustrazione 1: Trend mondiale della potenza totale installata da fonte fotovoltaica [ “Trend 2015 in photovoltaic applications executive summary”, IEA – PVPS T1 ].

Come illustrato nel grafico sopra in 20 anni di sviluppo della tecnologia fotovoltaica si è arrivati ad una installazione a livello globale pari a circa 177 GW. Tale valore per essere adeguatamente analizzato dovrà essere diversificato per ogni singola regione in quanto, come detto in precedenza, il mercato si differenzia notevolmente da paese a paese.

La continua evoluzione del mercato del fotovoltaico sia a livello globale che europeo sta portando le aziende del settore a spingersi sempre più verso l'ottimizzazione delle efficienze degli impianti attraverso due iniziative: il miglioramento del Performance Ratio di impianto attraverso una migliore qualità dei materiali e lo sviluppo di adeguati sistemi di monitoraggio atti a localizzare eventuale problematiche nel lungo periodo e permettere così un intervento tempestivo sul sistema FV.



In questo lavoro viene proposto un modello di monitoraggio analitico attraverso lo studio e l'analisi di diversi parametri relativi alle prestazioni dell'impianto ed alle perdite termiche al fine di individuare dei valori caratteristici del sistema e dei moduli. In particolare si vuole capire se utilizzando opportuni coefficienti ed indici è possibile rappresentare il modello termico e di performance dei moduli e del sistema al fine di studiarne l'evoluzione giornaliera e nel tempo e quindi individuare possibili problematiche al variare di tali parametri.

Il report è suddiviso in tre parti:

1. Analizzare le performance giornaliere dell'impianto fotovoltaico confrontando i valori di Performance Ratio con quelli di Efficienza normalizzata media, definendone gli eventuali vantaggi e svantaggi.
2. Caratterizzare il comportamento termico dei moduli fotovoltaici con opportuni parametri al fine di individuare quelli più stabili nel tempo capendo se possono essere utilizzati come indice di diagnostica ed utili ad un corretto monitoraggio giornaliero.
3. Analisi del trend delle Performance nel lungo periodo di un impianto fotovoltaico di 1 MWp determinando se si ottengono gli stessi risultati con il metodo del Performance Ratio e dell'Efficienza normalizzata.

Gli impianti FV analizzati sono i seguenti:

- Impianto FV installato presso “PV system of Photovoltaic Energy Measurement and Automation Laboratory” dell'università di Leuven con sede a Gent (Belgio).
- Impianto FV di “Sunrise – advisory” installato a Montesardo di Alessano (LE).

## **Struttura della tesi**

La tesi è suddivisa nelle seguenti parti.

- i. Inquadramento e stato dell'arte: principio di funzionamento della cella e modulo fotovoltaico; tipologie di perdite negli impianti FV; strumenti di analisi e diagnostica.
- ii. Analisi giornaliera dei moduli e del sistema: caratterizzazione del comportamento prestazionale e termico ed individuazione di eventuali parametri utili alla diagnostica.
- iii. Analisi del degrado delle prestazioni di un impianto fotovoltaico: calcolo degli indici di degrado reali del sistema, calcolo del reale business plan ad impianto avviato.

# 1 Caratteristiche della cella fotovoltaica

## 1.1 Circuito equivalente e curva caratteristica

Per descrivere il principio di funzionamento di una cella fotovoltaica dobbiamo considerare il modello base di un diodo ed il suo circuito equivalente. Il modello che descriveremo sarà relativo ad una singola cella ma potrà essere considerato valido per l'intero modulo estendendolo a più celle.

Nella seguente figura illustriamo il circuito equivalente della cella fotovoltaica. La cella può essere considerata come un generatore ideale di corrente  $I_{SC}$  in parallelo con due diodi dove il diodo 1 rappresenta le ricombinazioni nelle regioni quasi – neutre mentre il diodo 2 identifica le combinazioni nelle regioni di svuotamento.

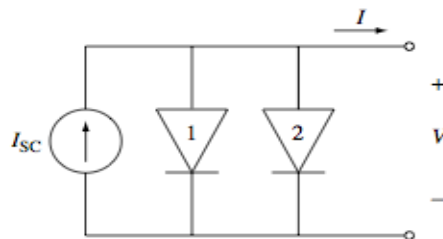


Illustrazione 2: Circuito equivalente di una cella fotovoltaica.

Ne ricaviamo che il calcolo della corrente prodotta dalla cella può essere descritta secondo la seguente relazione.

$$I = I_{SC} - I_{01} * (e^{(qV/kT)} - 1) - I_{02} * (e^{(qV/2kT)} - 1)$$

dove:

$I_{SC}$  è la corrente di cortocircuito della cella;

$I_{01}$  è la corrente di saturazione nelle regioni quasi – neutre;

$I_{02}$  è la corrente di saturazione nella zona di svuotamento;

$k$  è la costante di Boltzman;

$T$  è la temperatura di cella;

$q$  è la carica dell'elettrone;

$V$  è la tensione di cella.

La corrente di saturazione risulta essere un parametro molto importante per le caratteristiche della cella FV in quanto differenzia una cella dall'altra e sarà più grande se la cella avrà maggiori ricombinazioni.

Relazionando la tensione ai capi della cella con la corrente erogata si ottiene la curva caratteristica della cella fotovoltaica.

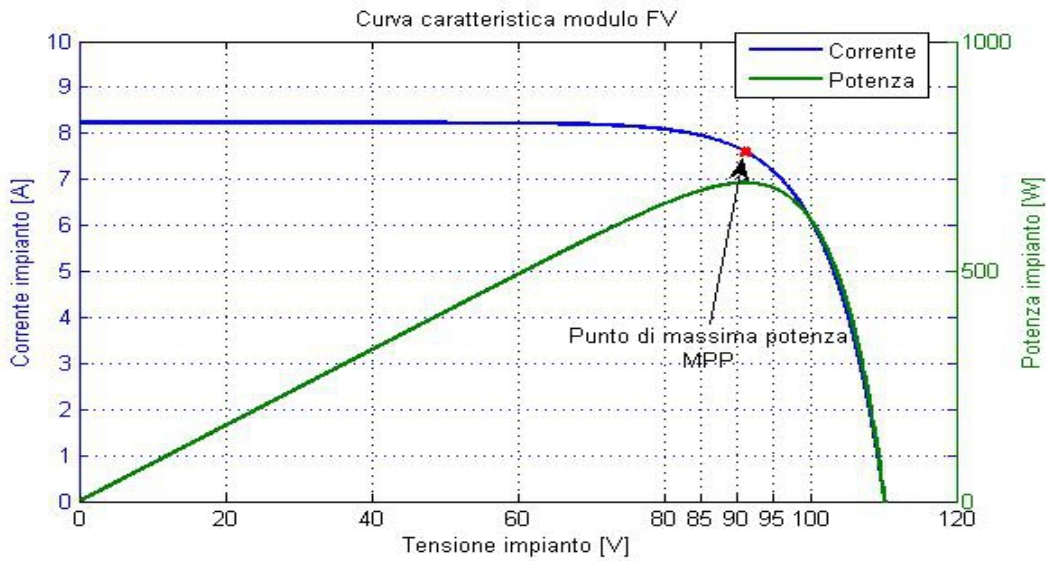


Illustrazione 3: Curva caratteristica di una stringa fotovoltaica.

Confrontando la curva caratteristica con l'andamento della Potenza in funzione della tensione si può determinare il punto di massima potenza MPP come valore massimo di producibilità dell'impianto in certi condizioni di irraggiamento. L'inverter tenderà ad inseguire tale punto attraverso il meccanismo MPPT.

Dall'analisi della caratteristica IV i parametri principali sono i seguenti:

- Corrente di cortocircuito  $I_{SC}$
- Tensione a vuoto  $V_{OC}$
- Fill Factor  $FF$

A circuito aperto si determinerà la tensione a vuoto e tutta la corrente prodotta dalla luce fluisce attraverso il diodo 1. La tensione ai morsetti in queste condizioni può essere calcolata come segue.

$$V_{OC} = \left( \frac{kT}{q} \right) \ln \left( \frac{I_{SC} + I_{01}}{I_{01}} \right) \approx \left( \frac{kT}{q} \right) \ln \left( \frac{I_{SC}}{I_{01}} \right)$$

A livello puramente teorico la massima potenza erogabile dalla cella e dal modulo risulterebbe essere alla tensione a vuoto e corrente di cortocircuito. Ovviamente tale caso non è applicabile nella realtà ma può rappresentare un valore con cui confrontare la potenza reale erogata. Tale rapporto è definito come "Fill Factor" ed è calcolabile secondo la seguente relazione.

$$FF = \frac{P_{MP}}{(V_{OC} * I_{SC})} = \frac{(V_{MP} * I_{MP})}{(V_{OC} * I_{SC})}$$

dove con l'indice MP si vuole indicare il punto di massima potenza.

A questo punto conoscendo la potenza erogata e la potenza massima teoricamente erogabile data dal prodotto dell'irraggiamento per l'area dell'impianto (o del modulo) possiamo determinare il rendimento come segue.

$$\eta = \frac{P_{MP}}{P_0} = \frac{(V_{OC} * I_{SC} * FF)}{P_0}$$

Esistono altre due tipologie di rendimento della cella FV, il rendimento di raccoglimento esterno ed interno che vengono calcolati come descritto dalle seguenti relazioni.

$$\eta_{(C, ext)} = \frac{I_{SC}}{I_{ph}}$$

dove  $I_{ph}$  è la “photocorrente” che possiamo avere se tutti i fotoni con energia  $E > E_g$  creano delle coppie elettrone – lacuna nella giunzione p – n che vengono poi raccolte.

$$\eta_{(C, i)} = \frac{I_{SC}}{I_{gen}}$$

Dunque, da quanto detto, una cella FV può considerarsi efficiente quando si ha un'elevata corrente di cortocircuito, un'elevata tensione a vuoto ed un FF il più possibile vicino a 1.

Abbiamo visto come la tensione a vuoto è proporzionale al logaritmo della corrente di cortocircuito ed al reciproco della corrente di saturazione. Ne consegue che riducendo  $I_{01}$  si incrementa  $V_{OC}$  ma incrementando la tensione a vuoto si aumenta pure il “Filling Factor”. Possiamo dunque riassumere che il progetto di una cella efficiente deve comprendere questi due importanti step:

- Minimizzare la velocità di ricombinazione delle coppie elettrone – lacuna;
- Massimizzare l'assorbimento di fotoni con  $E > E_g$ .

## 1.2 Effetti resistivi parassiti

Abbiamo analizzato in precedenza il circuito equivalente della cella fotovoltaica rappresentandolo come un generatore ideale di corrente con due diodi in parallelo. In realtà esistono delle perdite resistive nella cella che dobbiamo rappresentare come resistenze serie dovute principalmente ai contatti metallici e resistenze parallelo dovute alle correnti disperse superficiali.

Nello specifico nel contatto tra griglia e wafer si può determinare una differenza di potenziale che farà circolare una corrente con conseguenti perdite, questa è tenuta in considerazione dalla resistenza serie.

Vediamo ora il circuito equivalente reale della cella fotovoltaica.

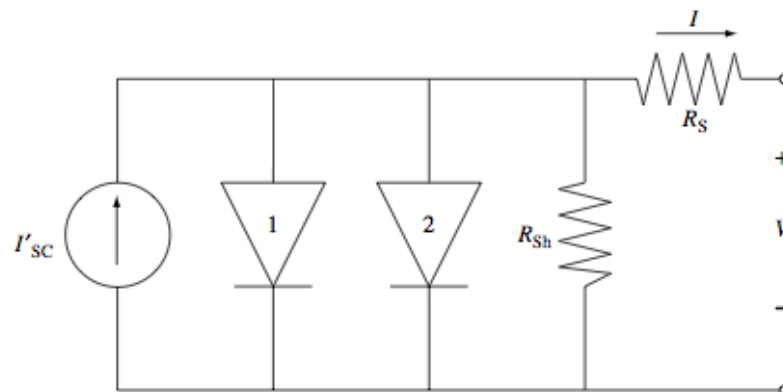


Illustrazione 4: Circuito equivalente reale della cella fotovoltaica.

Considerando tale configurazione la nuova corrente prodotta dalla cella diventa la seguente.

$$I = I_{SC} - I_{01} \left( e^{(q(V+IR_s)/kT)} - 1 \right) - I_{02} \left( e^{(q(V+IR_s)/2kT)} - 1 \right) - \frac{(V + IR_s)}{R_{sh}}$$

Se ne deduce che all'aumentare della resistenza serie si verifica una diminuzione della tensione ai capi della cella così come una diminuzione della resistenza parallelo comporta una decrescita della corrente. Tali fenomeni sono raffigurati nelle seguenti figure dove si vuole raffigurare come cambia la caratteristica IV della cella al variare delle resistenze.

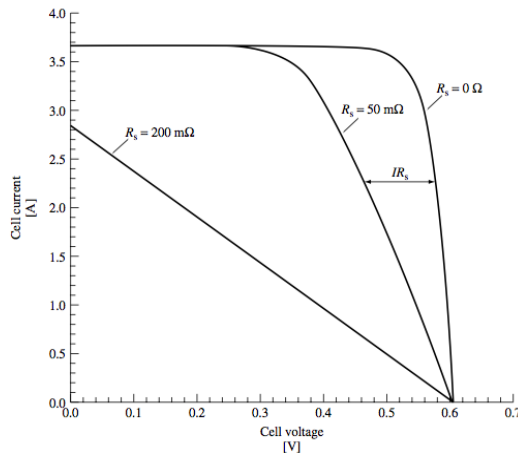


Illustrazione 5: Caratteristica IV all'aumentare della resistenza serie.

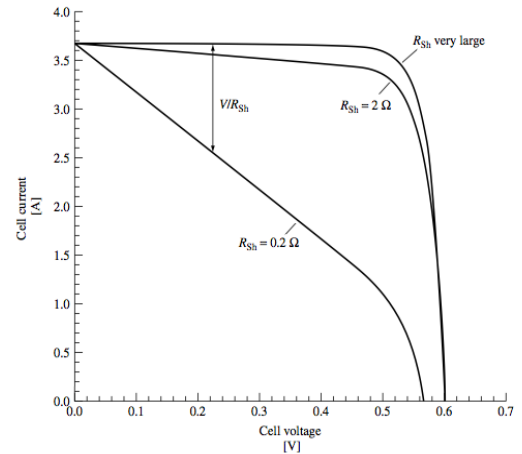


Illustrazione 6: Caratteristica IV all'aumentare della resistenza parallelo.

### 1.3 Effetti ambientali

Vi sono 2 parametri ambientali che incidono pesantemente sull'energia prodotta dal sistema FV e sulla sua efficienza: l'Irraggiamento e la Temperatura.

All'aumentare della temperatura la corrente aumenta ma la tensione a vuoto diminuisce molto più velocemente, si ha quindi una diminuzione complessiva della potenza erogata. Tali fenomeni che legano la variazione di efficienza del modulo all'aumentare della temperatura sono definiti dai costruttori tramite i seguenti dati di targa:

- Coefficiente di temperatura di tensione  $\beta$  misurabile in [ %/°C ], ovvero la variazione percentuale di tensione all'aumentare di un grado alle condizioni di test STC (spesso negativo);
- Coefficiente di temperatura di corrente  $\alpha$  misurabile in [ %/°C ], ovvero la variazione percentuale di corrente all'aumentare di un grado alle condizioni di test STC (spesso positivo);
- Coefficiente di temperatura di potenza  $\gamma$  misurabile in [ %/°C ], ovvero la variazione percentuale di potenza all'aumentare di un grado alle condizioni di test STC (spesso negativo).

In particolare a livello analitico la temperatura della cella fotovoltaica è legata alla temperatura dell'ambiente attraverso la seguente relazione:

$$T_{cella} = T_{amb} + G \frac{(NOCT - 20)}{0.8}$$

dove G rappresenta il valore dell'irraggiamento e NOCT (Nominal Operating Cell Temperature) è la temperatura calcolata nelle condizioni di 0,8 kW/m<sup>2</sup>, temperatura dell'aria di 20 °C, velocità del vento di 1 m/s e modulo funzionante a vuoto.

La seguente figura rappresenta il comportamento della caratteristica IV all'aumentare della temperatura.

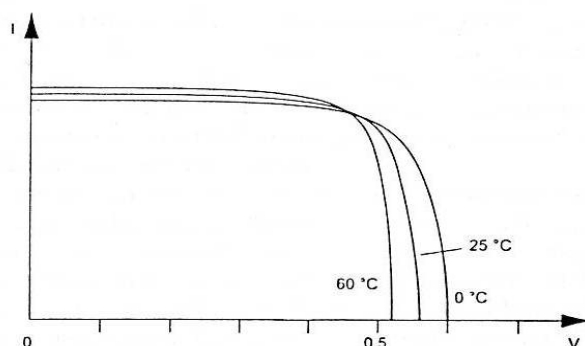


Illustrazione 7: Curva caratteristica IV all'aumentare della Temperatura.

La variazione di Irraggiamento comporta delle conseguenze molto più visibili nella diminuzione di corrente prodotta e di potenza erogata, in questo caso la tensione a vuoto diminuisce di poco al diminuire dell'irraggiamento mentre la decrescita della corrente è molto più rilevante. In generale il rendimento della cella cala molto al di sotto dei 200 W/m<sup>2</sup>.

Per questo motivo, essendo il rendimento della cella fortemente legato all'irraggiamento ed alle sue fluttuazioni, è necessario il dispositivo di inseguimento MPPT nell'inverter.

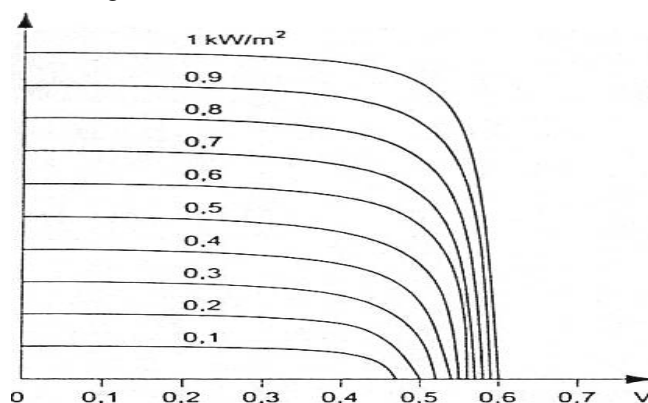


Illustrazione 8: Curva caratteristica IV al diminuire dell'Irraggiamento.

Il calcolo dei successivi parametri elettrici in funzione delle variabili ambientali di temperatura e di irraggiamento viene eseguito tramite le seguenti relazioni (dove ricordiamo che la temperatura di cella è fortemente legata all'Irraggiamento):

$$I_{SC}(T_{cella}, G) = I_{SC}(STC) * G_N * [1 + \alpha (T_{cella} - 25^\circ C)]$$

$$V_{OC}(T_{cella}, G) = V_{OC}(STC) * [1 + \beta (T_{cella} - 25^\circ C)]$$

$$\eta(T_{cella}, G) = \eta(STC) * [1 + \gamma (T_{cella} - 25^\circ C)]$$



## 2 Tipologie di perdite negli impianti fotovoltaici

Generalmente le tipologie di perdita che si possono riscontrare negli impianti fotovoltaici sono di tre tipi: infantili, di medio periodo e di degrado nel tempo. Chiaramente si differenziano dal periodo temporale di vita dell'impianto nel quale si verificano tali perdite.

Il seguente grafico mostra i possibili tre andamenti della Potenza massima del modulo per le tre tipologie di perdita.

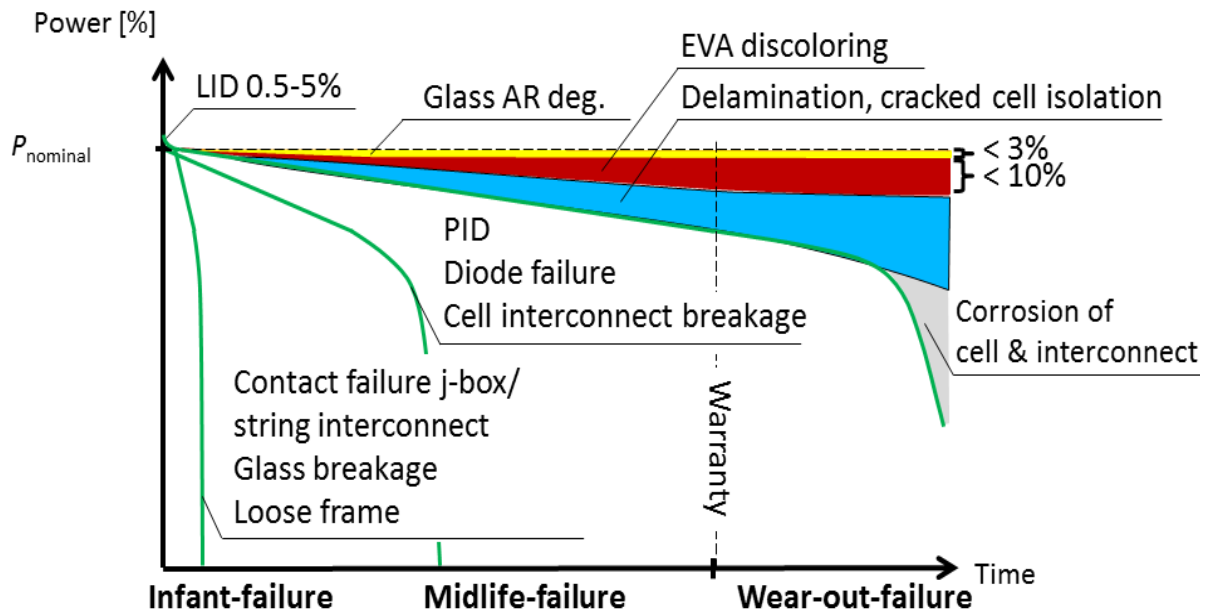


Illustrazione 9: 3 tipici scenari di andamento della Potenza massima per moduli con tecnologia al Si cristallino

Le perdite infantili sono spesso attribuibili al produttore e venditore dei moduli FV in quanto riguardano principalmente delle rotture in fase di trasporto o di installazione dell'impianto. Per quelle di medio termine si evidenziano principalmente tre tipologie: PID (Potential Induced Degradation), rotture del diodo, rotture dei collegamenti tra le celle e soprattutto per il caso del PID possono portare a notevoli e veloci perdite di producibilità dell'impianto. Per quel che riguarda le perdite di degrado possiamo considerare diversi fenomeni: degrado del vetro, decolorazione dell'EVA, delaminazione, corrosione dei collegamenti tra celle FV. Quest'ultima tipologia è sicuramente quella meno conosciuta a livello commerciale (molti impianti cominciano a vederne le conseguenze solo in questi anni) ed è per questo che molti laboratori di ricerca stanno lavorando proprio per prevenirne gli effetti e per limitare il degrado dei materiali.

Analizziamo ora le tipologie di perdita nei moduli fotovoltaici al Silicio cristallino suddividendoli in fenomeni di degrado (che aumentano di efficacia nel tempo) con quelli "catastrofici" (dovuti a fenomeni di rottura accidentali ed occasionali).

### 2.1 Perdite di tipo catastrofico

#### 2.1.1 Rotture delle celle FV

Molto spesso la composizione fragile dello strato di Silicio nelle celle fotovoltaiche comporta delle rotture nel tempo. Tali fenomeni possono aver luogo in diversi momenti nel processo di produzione del modulo FV come ad esempio durante il taglio del wafer con il metodo della sega multi wire si perde circa il 40 – 60 % del materiale



in quanto lo spessore che si vuole ottenere è di  $200 \mu m$  ma le dimensioni del filo abrasivo che andrà a tagliare il lingotto si aggira attorno ai  $120 - 140 \mu m$ . Risulta dunque evidente come basti una piccola discontinuità della velocità di taglio da determinare delle piccole crepe e rotture nel wafer. Un altro momento delicato nella filiera produttiva è la fase di incordatura delle celle solari, in questo caso si va ad operare a diretto contatto con il wafer potendo dunque causare facilmente delle crepe a seguito di movimenti poco delicati sia dell'operaio che della macchina. Quando è terminata la filiera produttiva della cella FV si inizia con la fase di imballaggio e del trasporto dei moduli. Anche in questa fase si riscontrano spesso dei casi di rottura dei wafer in quanto, essendo appunto costituiti di materiale molto fragile, può essere sufficiente una leggera vibrazione, spostamento e disattenzione da determinare delle rotture. Anche la fase di installazione dell'impianto è critica riguardo quest'aspetto in quanto troppo spesso gli operatori hanno lavorato con i moduli con una certa superficialità.

Chiaramente questa tipologia di rottura e di problematica non dipende di per se dalla tipologia e dalle caratteristiche del modulo né dalle condizioni in cui è chiamato a lavorare. Tuttavia è stato possibile determinare la probabilità di rottura delle celle per ciascuna linea di produzione in condizioni costanti tramite la seguente relazione.

$$p_k = \binom{n}{k} p^k (1-p)^{n-k}$$

si ha dunque la probabilità  $p_k$  per un modulo fotovoltaico con  $n$  celle di avere  $k$  celle rotte se si conosce la probabilità  $p$  di rotture delle celle durante la fase di produzione.

Durante la fase di produzione possiamo individuare tre tipologie di rotture delle celle FV:

- durante il processo di saldatura dei collegamenti tra i wafer si possono determinare delle tensioni interne residue che possono causare delle crepe col tempo. Tali situazioni sono localizzabili al punto di partenza e/o alla fine del connettore e si verificano principalmente a causa di stress termici.
- Qualora il wafer venga premuto durante la fase di produzione, si possono verificare le crepe trasversali.
- Le crepe che si formano dallo scontro tra cella ed un altro corpo duro.

La nascita di tali fenomeni nelle celle non è localizzata ma si evolve nel tempo difatti dalle iniziali piccole fessure si possono sviluppare delle crepe molto più profonde e di maggiori dimensioni in poco tempo. Questo sviluppo è dovuto agli stress meccanici a cui è sottoposta la cella (ad esempio causati dal vento o neve) e dalle sollecitazioni termiche dei continui sbalzi di temperatura dovute principalmente alla continua fluttuazione dell'Irraggiamento.

Il seguente grafico vuole illustrare la percentuale di probabilità di trovare un certo numero di cricche in un modulo fotovoltaico dopo il processo di produzione.

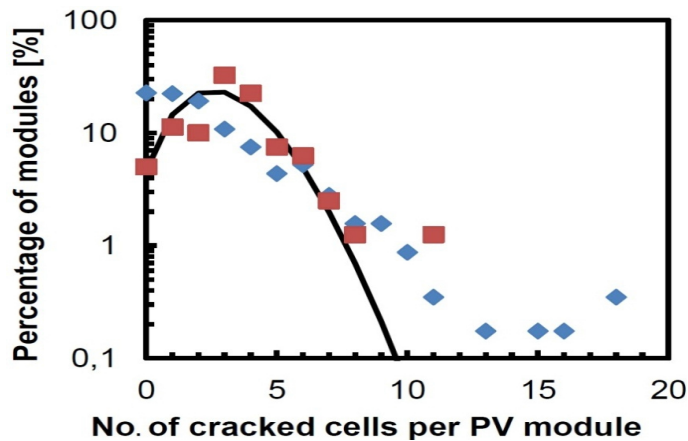


Illustrazione 10: Istogramma logaritmico di illustrazione della percentuale di cricche per modulo fotovoltaico che possiamo riscontrare. [Review of Failures of Photovoltaic Modules, IEA - PVPS T13]

Un altro fenomeno che possiamo riscontrare quando si rilevano fenomeni di crepe delle celle fotovoltaiche (soprattutto per quel che riguarda le fessure più grandi) sottoposte a stress termo – meccanici ed ad un'umidità elevata sono la nascita di parti “inattive” nella cella stessa che quindi provoca una diminuzione della potenza erogata. Ovviamente maggiore è l'area della cella colpita dalla inattività maggiore sarà la perdita di producibilità, in particolare se la sezione colpita è superiore all'8 % dell'area totale della cella FV si può riscontrare una relazione lineare tra la perdita di potenza e la dimensione della parte inattiva. Chiaramente tale dipendenza non è più attendibile qualora si attivi il diodo bypass (con un'area inattiva superiore al 50 %).

Nella seguente figura si vuole mettere in evidenza l'effetto che hanno tali zone inattive sull'erogazione della Potenza. In particolare si nota come per superfici di inattività minori all'8 % non si riscontrano particolari conseguenze mentre se si supera tale valore le perdite sono molto rilevanti. Al di sopra del 40 – 50 % della superficie inattiva si attiva il diodo e quindi da quel momento la perdita di potenza resta costante.

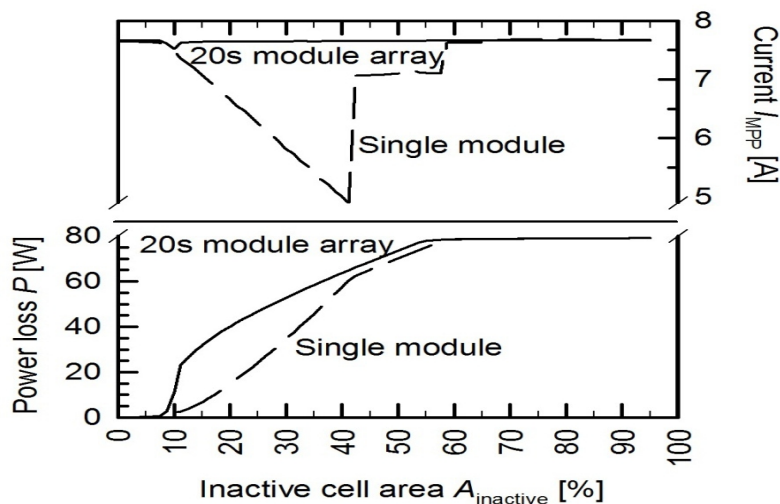


Illustrazione 11: Andamento della perdita di Potenza e della corrente (MPP) in funzione della percentuale di parte inattiva della cella FV. [ Review of Failures of Photovoltaic Modules, IEA - PVPS T13 ]

Possiamo dunque considerare l'8 % della dimensione della cella come limite accettabile di parte inattiva al fine di garantire un corretto funzionamento di essa. Comunque sia, maggiore è il numero di fessure presenti nella cella e nel modulo solare all'inizio della sua attività maggiore sarà la probabilità di aumentare il numero di cricche e di parti inattive nel corso della sua vita.

### **2.1.2 Bruciate**

Il surriscaldamento di alcune parti del modulo può avvenire per diverse ragioni come la presenza di cricche, la presenza localizzata del flusso di corrente inversa, rotture delle saldature, ecc. Se in aggiunta nel modulo si determina una resistenza serie elevata si verificherà un'accelerazione di tale fenomeno di surriscaldamento delle parti del modulo con le problematiche sopra elencate. All'aumentare della temperatura ne consegue un aumento della resistenza che, a sua volta, aumenterà l'effetto termico dissipativo e quindi la temperatura localizzata. Ne consegue una decolorazione della parte anteriore e/o posteriore del modulo.

Un altro caso di bruciatura della cella (o di parte di essa) può verificarsi a causa di un ombreggiamento parziale del modulo. In questo caso in una parte di esso la corrente è forzata in polarizzazione inversa provocando un surriscaldamento che localizza ulteriormente il flusso di corrente e quindi ad un effetto di deriva termica con conseguente bruciatura associata.

Spesso si tende ad associare tali fenomeni di bruciatura di celle e moduli FV con un'immediata diminuzione della potenza erogata ma in realtà, se sono previste interconnessioni elettriche ridondanti, un legame saldatura che si rompe (con conseguente aumento di temperatura) può avere un effetto trascurabile sulla potenza. Se tutti i legami di saldatura di una stringa si dovessero rompere, la corrente in tale stringa viene completamente bloccata ma, non potendo funzionare il diodo bypass (le celle sono scollegate), si crea una sovratensione che potrebbe dar luogo ad una scarica elettrica e, in particolari condizioni, ad un incendio. In quest'ultimo caso specifico la formazione di un arco elettrico si determina con una temperatura superiore ai 6000 °K. Se consideriamo una cella su 60 (con potenza del modulo di 260 Wp) si può verificare un arco elettrico con lunghezza massima di circa 2-5 mm.

Nella seguente figura viene illustrato il comportamento del modulo e della cella tramite la sua caratteristica al verificarsi di un arco elettrico ed al variare delle dimensioni dell'arco stesso.

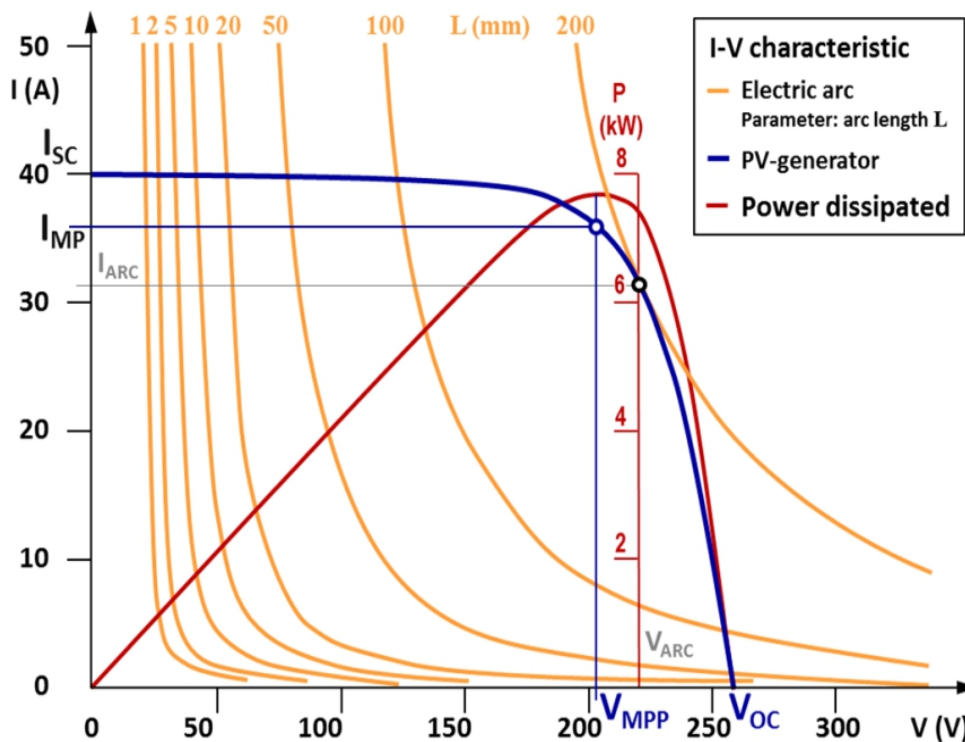


Illustrazione 12: Caratteristica I-V nelle condizioni di arco elettrico nella cella fotovoltaica in confronto con la normale curva caratteristica.

Si può vedere come la curva caratteristica della cella fotovoltaica si adatta perfettamente a creare un arco stabile. Se le caratteristiche dell'arco e della cella FV si intersecano in 2 punti, il punto con la corrente più elevata è il punto operativo stabile. A causa dell'elevata temperatura che impone la presenza dell'arco, il materiale adiacente evapora causando conseguenti forze fluidodinamiche. Inoltre la forza di Lorentz elettromagnetica agisce sull'arco del plasma pertanto la lunghezza dell'arco e la sua tensione non sono completamente costanti, causando quindi un motivo di disturbo ad alta frequenza il quale può essere utilizzato per il rilevamento di guasti d'arco.

### 2.1.3 Disconnessione delle celle e delle stringhe

I moduli fotovoltaici sono costituiti da una serie di celle collegate dalla parte anteriore al lato posteriore delle celle seguenti per ottenere una maggiore tensione ai capi della stringa. Queste serie di celle vengono poi collegate tra loro in parallelo costituendo il modulo FV. Durante il normale funzionamento del sistema FV molto spesso si riscontrano delle rotture per fatica di tali interconnessioni tra celle, tra le cause possiamo considerare come principale una non ottimale saldatura dei collegamenti la quale indebolisce la sua resistenza ai stress termici e meccanici a cui è sottoposto di continuo il modulo. Lo stress fisico durante il trasporto del modulo FV, ciclo termico, e / o punti caldi dovuti ad ombreggiamento parziale durante il funzionamento dell'impianto fotovoltaico danno luogo a stress meccanici che possono portare a rottura. Tali fenomeni di rottura delle interconnessioni e connessioni tra celle possono essere individuati con facilità attraverso l'analisi alla termo – camera o con l'elettroluminescenza.

Nella seguente figura viene rappresentato in caso di rottura locale delle interconnessioni. È importante considerare che la temperatura che raggiungono le celle a seguito di questa rottura non supera i 100 °C per cui non si determinano rischi sulla sicurezza.

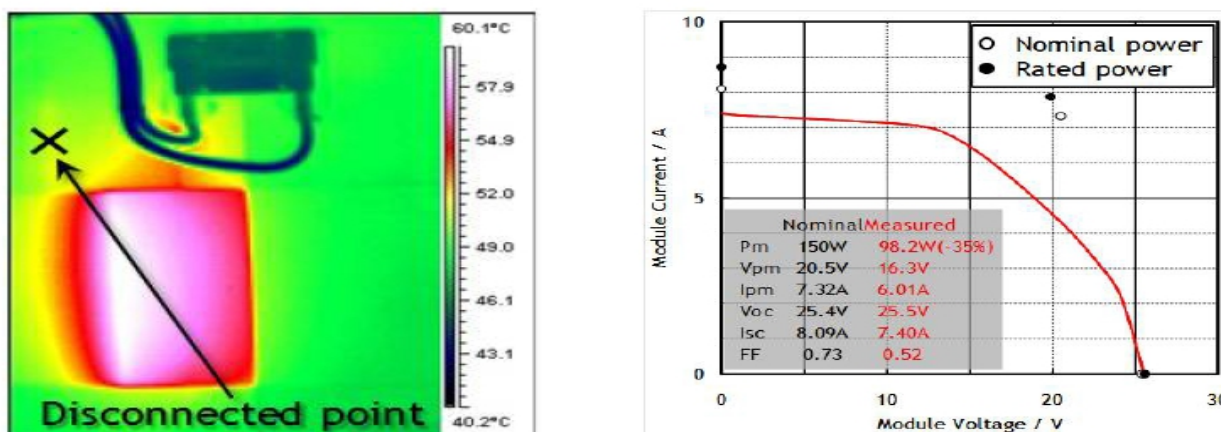


Illustrazione 13: Disconnessione delle interconnessioni (sinistra) rilevata con la termo camera. Effetto di tale fenomeno sulla caratteristica IV della cella (destra).

Nella seguente figura possiamo vedere quale sia il numero delle perdite di questa tipologia nei moduli fotovoltaici che mediamente si verificano in un impianto fotovoltaico. I diodi di bypass svolgono un ruolo molto importante nei convenzionali moduli fotovoltaici in silicio cristallino come "valvola di sicurezza" nel caso avvenga qualche stress elettrico nelle stringhe e celle.

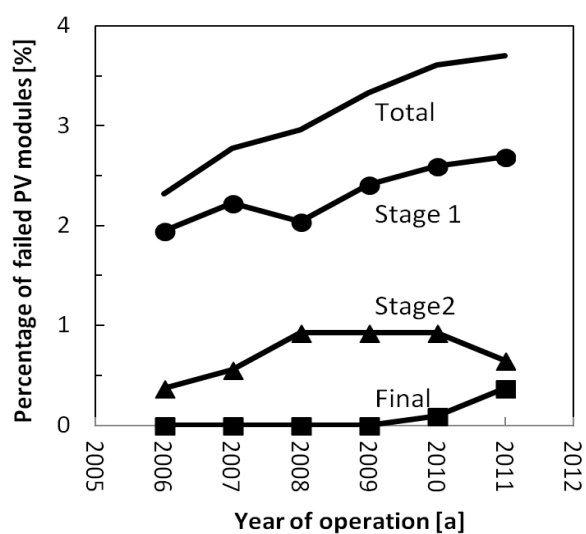


Illustrazione 14: Tendenza annuale del numero di moduli con rotture del nastro di interconnessione delle celle. Il grafico comprende 1.080 moduli fotovoltaici in totale e risale al 2004.

#### 2.1.4 Difetti al diodo di bypass

I diodi di bypass hanno una funzione molto importante per quel che riguarda la limitazione delle perdite causate dall'ombreggiamento e per la sicurezza della cella e del modulo. Oltre alle perdite il diodo evita la polarizzazione inversa delle singole celle qualora superino il valore massimo consentito.

I diodi comunemente utilizzati nei moduli FV sono i diodi Schottky i quali sono molto sensibili alle scariche, alla

tensione statica ed alle sollecitazioni meccaniche e quindi devono essere utilizzati con molta cura ed attenzione. Come conseguenza a ciò statisticamente si determinano molte problematiche legate alle rotture dei diodi bypass che però sono difficilmente individuabili in quanto è necessario utilizzare la curva caratteristica IV delle singole celle FV nella quale è possibile localizzare delle discrepanze dovute ad ombreggiamento o scollegamento delle connessioni.

Non esistono ancora ad oggi molti studi riguardo questa tipologia di problematica nei moduli fotovoltaici. Ne riportiamo quindi i risultati di uno studio svolto presso un impianto situato in un parcheggio per auto e realizzato dal “National Institute of Advanced Industrial Science and Technology” (Giappone).

La seguente figura (realizzata nel lavoro appena presentato) mostra un lato posteriore di un modulo fotovoltaico con segni di bruciature. Entrambi i sottomoduli di sinistra e di centro hanno alcuni segni di bruciature. Nella caratteristica IV di tale modulo vediamo che le curve nero, rosso, verde e blu indicano rispettivamente le misurazioni senza ombreggiamento parziale, con ombreggiamento parziale sul sub-modulo di sinistra, con ombreggiamento parziale sul sub-modulo centrale e con ombreggiamento parziale a destra sub-modulo. Si nota come la curva blu ha 1/3 riduzione di tensione rispetto alla curva nera, ciò significa che il diodo integrato nel bypass di destra del sottomodulo funziona bene. D'altra parte, sia la curva rossa che quella verde hanno forme diverse dalla blu e questo indica che può essere misurata una piccola quantità di corrente senza determinare un'elevata caduta di tensione. Questi risultati indicano che i diodi di bypass combinati in sotto-moduli di sinistra e di centro operano in circuito aperto. La sua causa non è ancora confermata, ma le possibili opzioni sono diodi di bypass difettosi o di disconnessione della saldatura tra il diodo di bypass e il contatto metallico all'interno della scatola di giunzione.

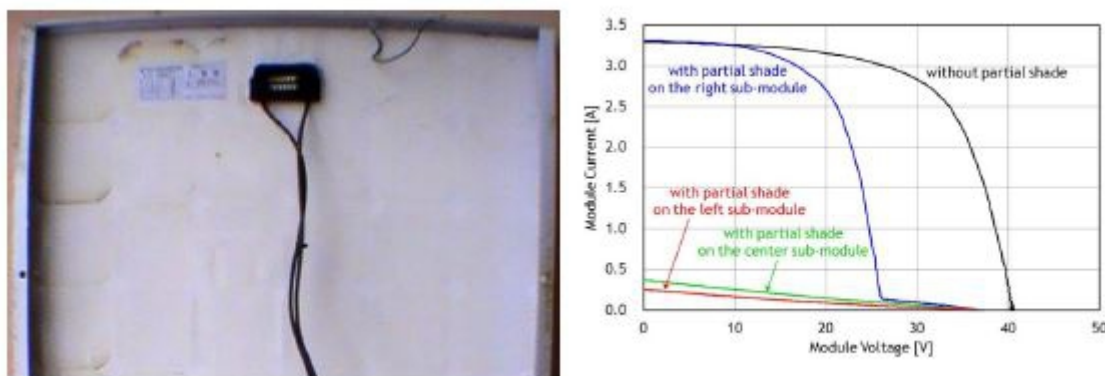


Illustrazione 15: Problemi al diodo con conseguenti effetti sulla curva caratteristica.

Sempre dai risultati del lavoro giapponese si è ricavato come il 47 % dei moduli abbiamo diodi di bypass difettosi ed il 3 % mostrano segni di bruciature nei sotto – moduli. Ovviamente tali segni identificano delle rotture ai diodi.

### 2.1.5 Perdite di adesione retro modulo

Lo strato di retro modulo serve per la protezione dei componenti elettronici dall'ambiente e per garantire un funzionamento in sicurezza a fronte di elevate tensioni DC. Tale strato è composto da una struttura laminata con un polimero resistente altamente stabile, spesso un fluoro – polimero all'esterno (direttamente esposta all'ambiente), uno strato interno di PET e lo strato incapsulante. I materiali scelti dipendono dal costo e dalla tipologia di sollecitazioni a cui sarà esposto il modulo ma in qualsiasi caso durante la fase di produzione del modulo, la fase di installazione e (soprattutto) durante la vita dell'impianto è possibile che lo strato retro modulo si possa rompere (come in casi di forti grandinate, impatto con grossi oggetti, ecc).

A seguito di queste rotture si possono formare delle crepe e quindi dei livelli di tensione interni al modulo con la

conseguenza (nei casi peggiori) di formazione di archi elettrici. Se tale fenomeno si verifica in concomitanza alla rottura del diodo di bypass l'intera tensione di sistema potrebbe riversarsi nel traferro creando un grande arco elettrico con la possibilità di fondere il vetro e dar luogo ad un incendio. Nella realtà, per quel che riguarda i moduli al Silicio cristallino, una volta che si rompe il vetro c'è ancora uno strato di incapsulante che fornisce un certo isolamento elettrico.

Naturalmente tanto più il modulo è sottoposto a vibrazioni e sollecitazioni di tipo termico e meccanico tanto maggiore sarà la probabilità di verificarsi fenomeni di rottura dello strato di retro modulo, per questo solitamente si utilizza una lamina metallica all'interno di un laminato polimerico per fornire una struttura impermeabile all'umidità oltre ad essere leggero e più flessibile.

### **2.1.6 Rottura della scatola di giunzione**

La scatola di giunzione (Junction Box) è il contenitore fissato sul retro del modulo che protegge il connettore di stringhe. Generalmente la scatola di giunzione contiene i diodi di bypass per proteggere le celle di una stringa in caso di hot spot e/o ombreggiamento. Si sono osservati i seguenti problemi nella scatola di giunzione nel tempo:

- a) fissaggio non ottimale della junction box dovuta alla scarsa qualità di alcuni materiali adesivi nel lungo periodo;
- b) processo di fabbricazione errato che ha determinato delle rotture;
- c) umidità in ingresso che ha provocato della corrosione delle connessioni ed interconnessioni di stringa;
- d) pessimo cablaggio che può portare alla formazione dell'arco all'interno del j-box. Questa situazione è particolarmente pericolosa in quanto l'arco può avviare il fuoco.

Una non corretta saldatura delle interconnessioni di stringa può causare la formazione di un'elevata resistenza con conseguente riscaldamento all'interno della scatola di giunzione e, nei casi estremi, l'accensione di un incendio.

## **2.2 Perdite di degrado**

### **2.2.1 Decolorazione dell'EVA**

La decolorazione dell'Etilene vinil acetato (EVA) è uno dei fenomeni di degrado più visibilmente evidenti nei moduli fotovoltaici non la perdita di colore della parte superiore del modulo. Chiaramente non si tratta solo di un fattore estetico ma monitorando la corrente prodotta dal modulo si può analizzare una sua diminuzione (e quindi diminuzione di potenza) dal 0,5 % al 0,8 %. Tale fenomeno di scolorimento avviene quando la quantità di additivi all'interno dell'EVA sono insufficienti facendo sì che col tempo l'Etilene vinil acetato sia più vulnerabile ai danni.

I modelli di scolorimento osservati nel campo possono essere molto complessi a causa della diffusione di ossigeno o prodotti di reazione, come l'acido acetico, generato quando il calore ed i raggi UV della luce interagiscono con l'EVA. La presenza di cromofori (atomi che hanno la proprietà di trasferire colore ad una sostanza) di ossigeno, creano un anello di EVA trasparente lungo il perimetro di una cella al Silicio.

Se lo scolorimento è molto rilevante può causare addirittura l'accensione del diodo di bypass ma per quel che riguarda la sicurezza del modulo e degli operatori la decolorazione di EVA non presenta alcun tipo di problema. Difficilmente lo scolorimento dell'EVA induce altri guasti all'interno della cella, ad essa invece possiamo correlare le seguenti conseguenze: un notevole sollecitazione termica (alta temperatura), la generazione di acido acetico e l'inizio del fenomeno di corrosione del wafer.

Vi sono delle prove sul campo che lo scolorimento dell'EVA può dare un contributo al degrado lento che si vede nella maggior parte dei moduli di silicio. Il tasso di degrado medio è di circa 0,5% ed è stato ricavato come sintesi di circa 1.800 studi sul degrado dei moduli al silicio.

### **2.2.2 Bave di lumaca**

Il fenomeno delle "bave di lumaca" si classifica tra quelli visibili ad occhio nudo sulle superfici delle celle e dei

moduli fotovoltaici e proprio per questo motivo ha riscontrato particolare preoccupazione da parte degli operatori del settore. Tale fenomeno è individuabile da particolari striature scure che si sviluppano nella superficie anteriore dei moduli, in particolare sui contatti elettrici in argento posti sulla superficie delle celle FV di Silicio cristallino.

Tale fenomeno è dovuto a diverse cause ed ipotesi avanzate negli ultimi anni ma principalmente si determina da cricche presenti nelle celle. Si manifesta principalmente nei primi anni di vita delle celle (ma non solo, questo dipende anche dalla tipologia dei materiali utilizzata) ed è strettamente legato alle condizioni ambientali e climatiche in cui il modulo è tenuto ad operare. Nello specifico l'aria (con elevata umidità) si infila nella cella depositandosi nelle cricche (dovute ad una fase di produzione del modulo poco accorta) ed diffondendosi nella parte anteriore del modulo. Quindi degli ioni di Argento provenienti dai contatti dei moduli si diffonderebbero migrando nello strato dell'incapsulante e reagendo con i materiali presenti nell'incapsulante stesso.

Per quel che riguarda il funzionamento del modulo nel breve periodo non sono state riscontrate particolari fenomeni di diminuzione delle prestazioni se non quelle già elencate e dovute alla presenza stessa delle cricche nelle celle. In particolare se si considera la parte attiva delle celle non si determina alcun tipo di anomalia, le proprietà elettriche ed ottiche non hanno riscontrato alterazioni a causa della presenza delle bave.

Rimangono ancora dei dubbi per quanto riguarda le conseguenze nel lungo termine in quanto ad oggi non è stata sviluppata alcuna procedura standard che permetta un'accurata analisi del fenomeno nel lungo periodo.

Da delle prove in laboratorio eseguite dall'ente RSE sull'analisi delle bave di lumaca si è arrivati alle conclusioni che “non vi siano sensibili variazioni delle prestazioni dei moduli installati da qualche anno causate da tale fenomeno. I moduli che già presentano una diminuzione di potenza superiore rispetto agli altri moduli simili sembrano più propensi a subire un degrado energetico delle prestazioni nel lungo periodo. L'elettroluminescenza e la misura della resistenza di isolamento in ambiente umido sembrano le prove che più delle altre evidenziano possibili avvii di degrado causato dalle bave di lumaca” [“Valutazioni energetiche e qualitative di moduli fotovoltaici innovativi e di impianti installati in tutto il territorio nazionale” S.Guastella, C.Rosito, D.Bertani, G.Maugeri, Febbraio 2014].

La seguente figura rappresenta la situazione di un modulo FV soggetto al fenomeno di bave di lumaca tramite un'analisi ad elettroluminescenza.

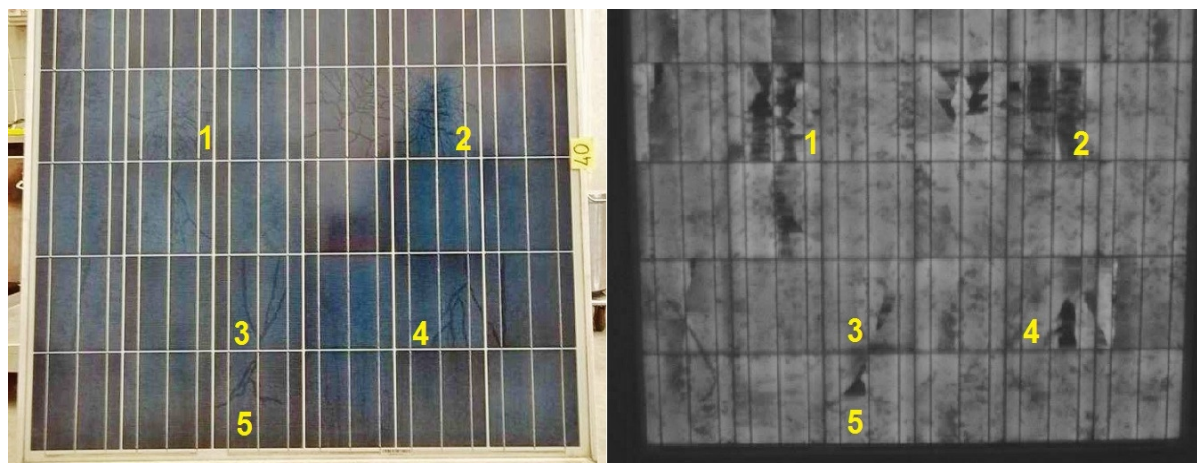


Illustrazione 16: Corrispondenza tra il percorso delle bave di lumaca e le microfratture presenti nel modulo [“Valutazioni energetiche e qualitative di moduli fotovoltaici innovativi e di impianti installati in tutto il territorio nazionale” S.Guastella, C.Rosito, D.Bertani, G.Maugeri, Febbraio 2014].



### 2.2.3 Potenziale Indotto di Degrado

Il Potenziale Indotto di Degrado (più comunemente, PID) è una tipologia di perdita nel medio e lungo periodo individuata negli impianti fotovoltaici da non molto tempo, difatti ancora oggi tale fenomeno è sotto lo studio e l'analisi di molte aziende e laboratori di ricerca mondiali.

Le principali cause di tale degrado possono essere così riassunte:

- Elevata umidità (più frequente nelle zone vicine al mare);
- Elevate tensioni (con polarizzazione negativa);
- Temperatura.

Per capire il motivo nell'aver individuato tale fenomeno solo negli ultimi anni dobbiamo considerare l'andamento ed il trend delle scelte progettuali. Fino a qualche anno fa il costo dei moduli fotovoltaici era molto elevato (€/kWp) per cui la maggior parte degli impianti è stata progettata al fine di sfruttare al massimo l'energia prodotta dai moduli limitando dunque la potenza nominale dell'inverter rispetto la potenza del generatore FV. Con il forte trend di riduzione del costo dei moduli FV si è voluto impostare la progettazione degli impianti nel sovradimensionare maggiormente il generatore FV in modo da incrementare la produzione energetica dell'impianto seppur questo compromette l'accettare un maggior numero di ore durante l'anno in cui l'inverter opera in limitazione di Potenza. Contemporaneamente i costruttori di inverter hanno aumentato la tensione di ingresso al fine di aumentare l'efficienza totale della macchina. Questo ha quindi portato ad un aumento della tensione di stringa (fino a 1000 V) con l'inserimento di più moduli in serie. Tali elevate tensioni (in aggiunta alle condizioni ambientali) hanno portato ad una criticità del funzionamento dei moduli verso terra e quindi alla formazione del fenomeno di PID.

A livello fisico il PID consiste nella migrazione di particelle di ioni di Sodio dalla cella al rivestimento del modulo (il quale si trova al potenziale di terra) con un flusso ionico nell'ordine dei micro Ampere. Questa debole ma continua corrente provoca nel medio periodo un veloce degrado del materiale e quindi ad una diminuzione consistente della corrente prodotta dal modulo. Tale fenomeno si riscontra principalmente nei moduli che si trovano nelle estremità delle stringhe (con tensioni attorno ai 500 V) con polarità negativa per cui una prima soluzione tecnica che permetterebbe l'eliminazione di tale fenomeno è quella di mettere a terra il potenziale negativo ottenendo così una tensione di 1000 V anziché una da + 500 V ed una da - 500 V.

Elenchiamo ora le possibili cause del fenomeno di PID nei moduli fotovoltaici.

- Condizioni ambientali: tale fenomeno è legato all'aumento della temperatura ed umidità dell'aria incrementando la mobilità ionica nei moduli.
- Sistema elettrico: come detto, la tensione verso terra è una delle principali cause della presenza del PID sia per il suo valore in modulo sia per il suo segno il quale dipende sia dalla posizione del modulo nella stringa sia dalla tipologia di messa a terra. Quasi sempre il PID è stato associato al potenziale negativo ma si sono registrati rari casi di tale fenomeno nel quale la tensione applicata ai moduli era positiva. Tale situazione può essere spiegata definendo che la dipendenza di tale fenomeno dalla tensione è legata agli effetti capacitivi, la migrazione ionica causata dalle forze elettriche generate dalla tensione imposta causerebbe la saturazione delle cariche elettriche mantenendo tutte le forze in equilibrio elettrico.
- Tipologia del modulo: la scelta dell'incapsulante e del vetro ha un forte impatto sulla facilità (o meno) di spostamento degli ioni nel modulo.
- Tipologia della cella: alcune proprietà del rivestimento anti – riflettente contribuiscono al PID.

La seguente figura rappresenta (in maniera schematica) il fenomeno di PID nella sua migrazione ionica.

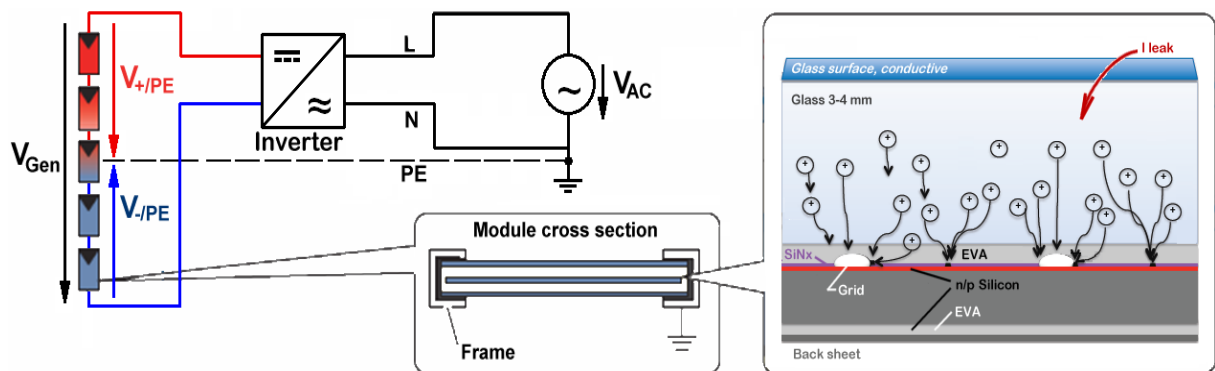


Illustrazione 17: Caso di un inverter con tensione negativa (sinistra) e fenomeno di flusso ionico dovuto al PID (destra).

Fortunatamente (soprattutto per i wafer in Silicio) l'effetto PID è un fenomeno quasi completamente reversibile per cui imponendo una tensione inversa ai capi del modulo si otterrebbe una migrazione opposta delle cariche ristabilendo la condizione iniziale in assenza di PID.

Dal punto di vista elettrico il fenomeno del PID comporta una riduzione della curva IV nel suo fattore di riempimento causato dall'aumento sia della resistenza serie che (soprattutto) della resistenza parallelo. Nelle sue fasi iniziali il PID determina una diminuzione di potenza più consistente in condizioni di basso irraggiamento mentre è più problematico individuarlo con valori elevati di irradiazione solare, per questo motivo non è facilmente identificabile partendo da dei semplici dati di monitoraggio.

Chiaramente le celle soggette a PID lavoreranno a temperatura maggiori a causa del flusso di carica che porterà ad un ulteriore riscaldamento della cella. Nella seguente figura tramite la termo camera possiamo vedere come vi siano celle più surriscaldate (sottoposte a PID) rispetto le altre.

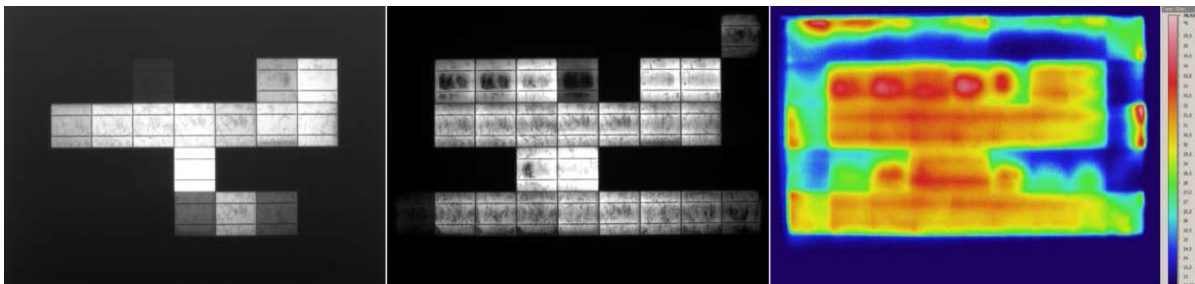


Illustrazione 18: Analisi dello stesso modulo fotovoltaico attraverso l'Elettroluminescenza e la termo camera.

Gli effetti del PID possono essere di due tipi:

- effetti reversibili, consistono nell'accumulo della carica (statica) sulla superficie delle celle FV nel quale gli ioni di Sodio possono diffondersi verso la superficie della cella grazie ad una forza elettrica generata dalla tensione applicata ai suoi capi;
- effetti irreversibili, il flusso ionico può portare ad effetti di corrosione nei materiali della cella.

Tali effetti di degrado delle prestazioni del modulo e del sistema possono determinare significativi cambiamenti del business plan dell'impianto. In particolare si sono riscontrati casi di PID che hanno portato ad una diminuzione della Potenza erogata pari al 70 % in meno di un anno. Risulta quindi indispensabile monitorare costantemente l'impianto FV al fine di localizzare i primi segnali di degrado delle performance presenti nel sistema.

La seguente figura rappresenta una simulazione dell'impatto del PID sul piano economico – finanziario dell'impianto.

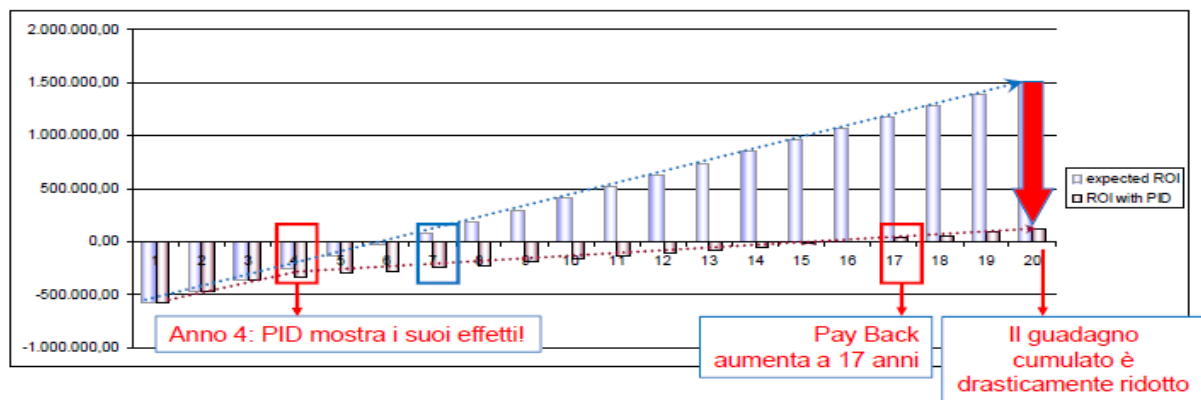


Illustrazione 19: Simulazione degli effetti di un caso di PID sul business plan dell'impianto FV.

Al fine di evitare una situazione come quella evidenziata nella figura precedente è necessario munirsi sia di strumenti finanziari che di sistemi tecnici correttivi del PID oltre che premurarsi con opportuni accorgimenti in fase progettuale al fine di limitare al minimo la probabilità di PID nell'impianto.

Una soluzione tecnica per eliminare tale effetto (o per lo meno renderlo "innocuo") è quella di imporre una tensione inversa dall'inverter (durante le ore con Irradiazione nulla) in modo tale da sfruttare le proprietà di reversibilità del flusso ionico e quindi annullare l'effetto di polarizzazione superficiale. Altra soluzione risulta quella della messa a terra virtuale del polo negativo, in questo modo dal lato moduli si vedrà solo una tensione totalmente positiva e di conseguenza si abbattano le probabilità di formazione del fenomeno.

Infine molti costruttori stanno studiando soluzioni alternative di materiali per la costruzione del modulo FV al fine di prevenire l'insorgere del fenomeno di polarizzazione superficiale, ad esempio:

- utilizzo di vetri con basso contenuto di Sodio come vetri al quarzo (anche se molto più costosi);
- utilizzo di incapsulanti di migliore qualità al fine di limitare al massimo l'infiltrazione dell'umidità e la nascita di correnti parassite;
- utilizzo del biossido di Silicio come barriera anti - diffusione degli ioni di Sodio.

La predisposizione dei moduli FV all'effetto del PID non è ancora stato normato con prove in laboratorio ma ve ne sono diverse eseguite in vari laboratori che hanno portato a dei risultati simili. L'obiettivo di tali analisi è quello di definire una corrente di dispersione dei moduli testati come parametro utile ad individuare la predisposizione del modulo al fenomeno del PID. In particolare risulta utile analizzare i valori della corrente di dispersione tra celle e cornice del modulo per una certa tensione applicata ed un certo valore di umidità relativa. Come vediamo nella seguente figura questi fattori ambientali (tensione ed umidità) incidono notevolmente sulla velocità di degrado di tale fenomeno ma che è ulteriormente accentuata durante le piogge e con la presenza di inquinanti come la sabbia salina vicino al mare.

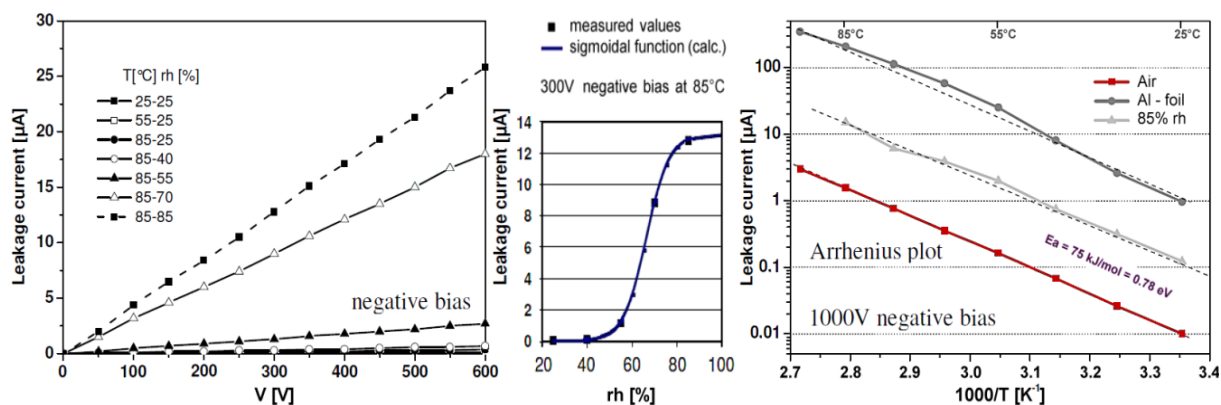


Illustrazione 20: valori misurati per la corrente di dispersione (LC) tra le celle e la struttura del modulo. Lato sinistro: tensione LC con i parametri di temperatura e umidità (rh). In mezzo: LC in funzione dell'umidità misurata (quadrati) e approssimata da una funzione sigmoideale (curva blu). L'effetto dell'umidità in camera climatica dipende dal tempo. Ciò è dovuto alla condensa. Lato destro: tensione LC con tre diverse varianti per contattare superficie esterna del modulo: solo telaio, in aria (a secco); vetro frontale e telaio supplementare coperto con un foglio di alluminio.

## 2.2.4 Delaminazione

Agenti atmosferici come l'umidità relativa e/o agenti di contaminazione come una inefficiente pulizia dei moduli può portare a compromettere l'adesione tra il vetro, l'incapsulante, gli strati attivi e quelli posteriori. Se così fosse si determinerebbe la delaminazione con conseguenti infiltrazioni di umidità nella cella e quindi corrosione. Tale fenomeno di degrado dell'adesione di questi strati della cella compromette la capacità di assorbimento ottico aumentando il fenomeno di riflessione fino al 4 % con conseguente perdita di corrente e potenza erogata dai moduli FV.

I percorsi dell'infiltrazione dell'umidità e degli agenti esterni che determinano corrosione in seguito alla delaminazione riducono le prestazioni del modulo ma non rappresentano automaticamente una questione di sicurezza. Tuttavia la delaminazione della parte posteriore del modulo può consentire la possibilità di esposizione ai componenti elettrici attivi. Il distacco della giunzione-contenitore può inoltre consentire l'esposizione ai componenti elettrici attivi in aggiunta alla possibilità di archi elettrici.

## 2.2.5 Analisi dei fenomeni di degrado

Abbiamo illustrato in questo capitolo alcuni dei principali fenomeni di perdita dovuta al degrado delle celle e dei moduli fotovoltaici. Analizzare tali fenomeni è importante non solo per poter intervenire tempestivamente nell'impianto ma anche per analizzare e definire il business plan dell'impianto sia in fase progettuale che durante gli anni di funzionamento dell'impianto. In particolare risulta indispensabile analizzare il trend di produzione dell'energia e simulare la futura producibilità dell'impianto al fine di prevederne i ricavi. Da tali considerazioni possiamo calcolare la produzione futura di energia con la seguente relazione:

$$E_n(n) = E_0 * [1 - D_n(n) * n]$$

dove:

$E_n$  è la produzione di energia prevista all'anno n – esimo;

$E_0$  è la produzione di energia calcolata all'anno zero;

$D_n$  è il coefficiente di degrado dell'impianto fotovoltaico;

$n$  è l'anno di funzionamento del sistema FV preso in considerazione.

Per quanto riguarda l'indice di degrado dell'impianto è determinato da diversi fattori che si dovranno analizzare ed è fondamentale per la simulazione del modello economico e finanziario dell'impianto. In particolare il calcolo dell'indice totale di degrado è determinato dall'analisi del degrado della fotocorrente  $I_{ph}$ , della tensione a vuoto  $V_{OC}$ , della resistenza serie  $R_s$  e resistenza parallelo  $R_{sh}$ .

Tutti questi parametri hanno un impatto sul fill factor ed il punto di massima potenza dell'impianto (e conseguentemente sull'energia prodotta).

Analizziamo ora le conseguenze in termini di potenza di ogni fenomeno di degrado individuandone il corrispondente indice di degrado.

### **Corrosione superficiale del vetro**

In questo caso l'effetto della corrosione sul vetro determina una diminuzione dell'irraggiamento assorbito dal modulo e quindi dell'erogazione di corrente. In particolare le perdite di corrente generata sono lineari con le perdite di trasmittanza fino al raggiungimento di un valore limite di corrente prodotta, a quel punto la fotocorrente resta costante ed il coefficiente di degrado si annulla. Si definisce quindi la seguente relazione:

$$I_{ph}(n) = I_{max} - \Delta I * D_{GC} * n$$

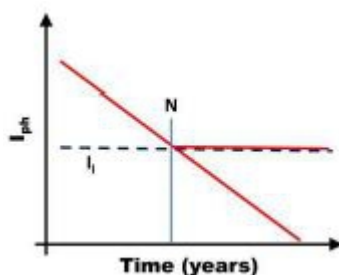
dove:

$I_{max}$  è la massima corrente erogabile dal modulo;

$D_{GC}$  è l'indice di degrado del modulo per effetto della corrosione del vetro;

$\Delta I = I_{max} - I_{lim}$  la quale si annulla quando la corrente erogata raggiunge il suo valore limite.

Nella seguente figura rappresentiamo il degrado nel tempo dovuto all'effetto di corrosione del vetro.



*Illustrazione 21: Fenomeno di degrado dovuto alla corrosione del vetro.*

### **Degrado del rivestimento anti – riflettente**

Il degrado dello strato antiriflesso può causare delle perdite dal 4 al 6 % della potenza erogata. Tali perdite dovrebbero essere lineari con il degrado e l'area del modulo affetta a corrosione o delaminazione. Tale tipologia di degrado può essere studiata utilizzando la seguente relazione:

$$I_{ph}(n) = I_{max} - \Delta I * D_{AR} * n$$

dove, in questo caso,  $D_{AR}$  corrisponde all'indice di degrado del rivestimento anti riflettente.

Anche in questo caso si verifica una dipendenza lineare delle perdite fino al raggiungimento di un valore limite

di corrente oltre il quale l'indice di degrado è nullo.

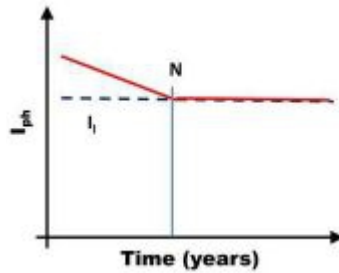


Illustrazione 22: Degrado del rivestimento anti riflettente.

### Ingiallimento e doratura dell'incapsulante

Tale fenomeno avviene attraverso la penetrazione dell'umidità all'interno della cella per mezzo della presenza delle fratture interne a temperature elevate (sopra i 50 °C).

Per quel che riguarda il fenomeno di ingiallimento la dipendenza della diminuzione della foto corrente nel tempo è di tipo esponenziale con un asintoto orizzontale che rappresenta il valore limite di corrente.

$$I_{ph}(n) = I_{max} - (\Delta I * (1 - e^{(D_{DIS} * n)}))$$

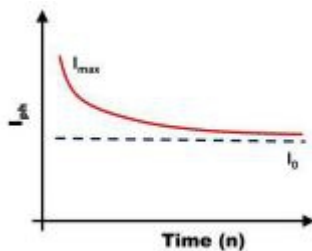


Illustrazione 23: Degrado dovuto all'ingiallimento dell'incapsulante.

Se analizziamo il fenomeno di doratura dell'incapsulante il trend nel tempo è completamente differente in quanto, in questo caso, troveremo una dipendenza delle perdite nel tempo di tipo lineare.

$$I_{ph}(n) = I_{max} * (1 - D_{DIS} * n)$$



Illustrazione 24: Degrado dovuto alla doratura dell'incapsulante.

### Delaminazione dell'incapsulante

Abbiamo come la delaminazione sia la perdita di adesione tra i diversi livelli del modulo FV. Tale fenomeno aumenta la perdita di trasmittanza e quindi ne diminuisce la produzione di corrente. Tali perdite sono lineari nel tempo fino al raggiungimento di un valore limite di corrente dopo N anni oltre il quale l'indice di degrado si annulla.

$$I_{ph}(n) = I_{max} - \Delta I * D_{DEL} * n$$

Dalle analisi individuate per ogni tipologia di degrado ne consegue che la corrente totale prodotta dal modulo è la somma di tutte le foto - correnti corrette con i rispettivi indici di degrado. In particolare:

$$I_{ph}(n) = \sum_{i=0}^N (I_{phi}(n))$$

dal quale si può simulare il degrado futuro della corrente prodotta dal modulo FV come raffigurato nel seguente grafico.

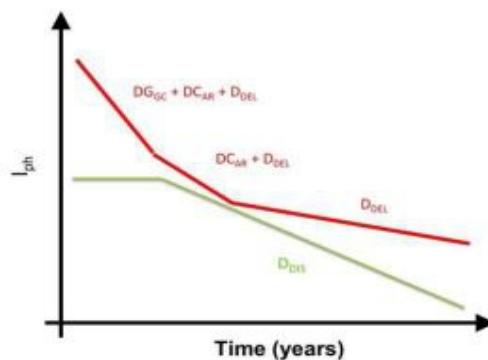


Illustrazione 25: Degrado totale della foto - corrente prodotta dal modulo fotovoltaico nel tempo.

### Degrado della tensione a vuoto

Un secondo parametro utile da monitorare per determinare indici di degrado è la tensione a vuoto  $V_{OC}$ .

Il degrado di tale parametro è causato principalmente dall'aumento della resistenza serie con conseguente aumento della caduta di tensione presente nel modulo fotovoltaico. Possiamo definire l'indice di degrado della tensione a vuoto utilizzando la seguente relazione:

$$V_{OC}(n) = V_0 * (1 - D_{OC} * n)$$

dove  $V_0$  rappresenta la tensione a vuoto nominale.

Solitamente l'indice  $D_{OC}$  difficilmente supera il 10 % in quanto l'effetto di degrado della tensione è molto meno determinante rispetto a quello sulla corrente prodotta.

### Degrado della resistenza serie

La resistenza serie nei moduli FV è costituita dalle  $R_s$  relative alle singole celle sommate al contributo delle interconnessioni. Tale valore è molto influenzabile dalle condizioni della saldatura e dalla scatola di giunzione

presente nel modulo. Nelle celle al Silicio la resistenza serie relativa alla giunzione p – n non dovrebbe aumentare significativamente col tempo mentre risulta essere molto più variabile quella relativa alle connessioni elettriche, soprattutto nei casi di corrosione ed ossidazione.

Possiamo riassumere l'andamento della resistenza serie come crescita lineare negli anni con un certo indice di degrado.

$$R_s(n) = R_{s0} * (1 + D_{Rs} * n)$$

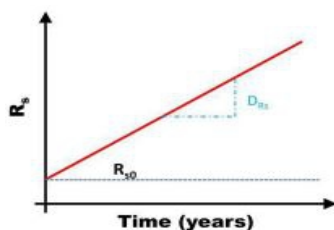


Illustrazione 26: Degrado della Resistenza serie.

### Degrado della resistenza parallelo

La resistenza di Shunt (  $R_{sh}$  ) rappresenta la conduttività dei moduli verso il potenziale di terra. Un degrado di tale parametro comporta un aumento di  $R_{sh}$  e quindi un maggior flusso di carica disperso dal modulo.

In particolare è stata definita la seguente relazione di validità generale che lega il degrado della resistenza nel tempo attraverso il suo indice di degrado.

$$R_{sh}(n) = R_{sh0} * (1 - e^{(D_{sh} * n)})$$

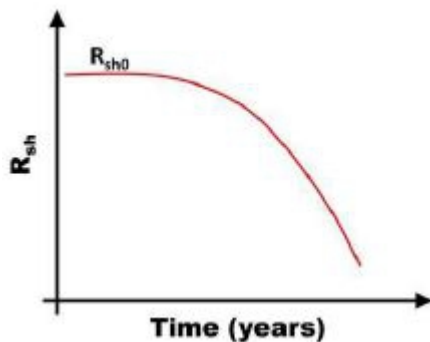


Illustrazione 27: Degrado della resistenza parallelo.

Dall'analisi di queste grandezze è possibile monitorare con una certa accuratezza molti fenomeni di degrado del modulo altrimenti non individuabili o, per lo meno, non distinguibili.

La seguente tabella vuole riassumere le tipologie di degrado che possiamo individuare attraverso un monitoraggio costante di queste grandezze e delle variabili ambientali quali temperatura, umidità, irraggiamento, vento e neve.



	Tipologia di degrado	Parametri di degrado				
		R parallelo	R serie	Corrente di corto circuito	Tensione a vuoto	Rotture
<b>Umidità</b>	Delaminazione	<b>X</b>				
	Corrosione		<b>X</b>			
	PID	<b>X</b>	<b>X</b>			
	Corrosione antiriflesso	<b>X</b>		<b>X</b>		
	Bolle			<b>X</b>		
<b>Irradiazione</b>	Ingiallimento			<b>X</b>		
<b>Temperatura del modulo</b>	Stress meccanici		<b>X</b>			
<b>Neve</b>	Stress meccanici		<b>X</b>		<b>X</b>	<b>X</b>
<b>Vento</b>	Stress meccanici		<b>X</b>		<b>X</b>	<b>X</b>

## 2.3 Altre perdite nei moduli FV

Oltre alla tipologia di perdite descritte nei paragrafi precedenti riguardo le rotture e problematiche “catastrofiche” e le perdite dovute all'effetto di degrado dei moduli vi sono dei fenomeni intrinseci al sistema che determinano quotidianamente una diminuzione della potenza effettivamente erogabile dall'impianto.

Elenchiamo e riassumiamo di seguito tali fenomeni di perdita.

### 1. Perdite per riflessione.

- Le perdite per riflessione sono intrinseche nella costruzione della cella fotovoltaica in quanto è fisicamente impossibile assorbire il 100 % della radiazione solare incidente. Tali perdite dipendono notevolmente dalle condizioni dell'ambiente in cui l'impianto sta operando, infatti un'eventuale presenza di grandi superfici chiare può ridurre il valore delle perdite. Considerando non siano presenti delle condizioni favorevoli nel sito dell'impianto possiamo stimare questa tipologia di perdita attorno al 3 %.

### 2. Perdite per effetto della temperatura.

- Abbiamo visto in precedenza come la caratteristica IV della cella e quindi la tensione e corrente in uscita dal modulo siano strettamente legati alla temperatura della cella. Per evidenziare questa dipendenza sono stati definiti opportuni coefficienti di temperatura che però hanno validità sperimentale alle condizioni STC. Tuttavia durante il reale funzionamento dell'impianto FV raramente si instaurano delle condizioni ambientali vicine a quelle standard per cui le condizioni di come varia la temperatura e, di conseguenza, l'efficienza del modulo, sono molto diverse di ora in ora e di giorno in giorno.
- A livello generale possiamo definire che l'effetto della temperatura può portare una diminuzione di potenza erogata che va dal 6 % al 18 % a seconda della stagione considerata, della temperatura ambiente e dell'irraggiamento.

- Se l'impianto è sprovvisto di ventilazione ed il vento non incide molto sul raffreddamento dei moduli tali perdite possono aumentare.
3. Perdite per “mismatching”.
    - Gli impianti fotovoltaici sono costituiti da una serie di moduli in serie (stringhe) collegati con altre stringhe in parallelo. Non sempre i valori di tensione ai morsetti della stringa e di corrente in uscita dei moduli posti in serie corrispondono. Quando ciò accade si ha una non uniformità tra i parametri elettrici dei vari componenti che porta le stringhe in parallelo ad accoppiarsi ad una tensione minore (quella della stringa con V minore) ed i moduli in serie con una corrente minore (dello stesso valore di quella uscente dal modulo con corrente minore).
    - Tale perdita dipende dunque dalla qualità del prodotto installati e dalla capacità di saper accoppiare in modo efficace i moduli.
    - A livello generale possiamo quantificare queste perdite dell' 1 % per impianti di piccole dimensioni, 3 – 4 % per medie dimensioni e 5 – 6 % per grossi impianti.
  4. Perdite nei collegamenti AC e DC.
    - Nei collegamenti tra moduli, tra stringhe, tra inverter ed in corrispondenza dei diodi di blocco vi sono delle resistenze parassite che determinano inevitabilmente delle cadute di tensioni e quindi delle perdite sulla potenza erogata.
    - Tali perdite si possono ridurre utilizzando diodi a bassa resistenza interna e maggiori sezioni dei cavi.
    - Si può considerare tale perdita del 1 – 2 %.
  5. Perdite sul sistema DC/AC.
    - Sono le perdite dovute al sistema di conversione dell'inverter, le quali saranno elevate quando l'irraggiamento è molto basso e molto fluttuante (difficoltà di ottimizzare il sistema MPPT).
  6. Perdite per ombreggiamenti.
    - Vi possono essere diverse perdite dovute ad ombreggiamento, ad esempio per ombreggiamenti reciproci tra moduli vicini oppure da ostacoli esterni (come impalcature, torri, vegetazione, ecc).
    - Tale perdita può essere limitata con una corretta analisi in fase progettuale.
  7. Perdite per inquinamento e polvere sui moduli.
    - Tali perdite sono strettamente legate al sito di installazione e sono generalmente maggiori nel caso di vicinanza al mare e nei siti a bassa piovosità
    - Tale perdita può essere stimata attorno all' 1 %.

Nella seguente tabella possiamo riassumere le perdite appena elencate e stimare il valore totale di esse.

<b>Tipologie di perdita</b>	<b>Valore</b>
Effetto della temperatura	8,00%
riflessione	4,10%
Collegamenti elettrici	2,30%
inverter	4,50%
Inquinamento e mismatching	2,00%
manutenzione	0,80%
Tolleranza sui dati tecnici	2,00%
Ombreggiamento sistematico	9,50%
<b>Rendimento complessivo</b>	<b>71,00%</b>

### 3 Sistemi di identificazione delle perdite

In questo lavoro di tesi lavoreremo attraverso l'analisi dei dati di monitoraggio al fine di caratterizzare il modulo e sistema FV e definire eventuali parametri utili alla diagnostica dell'impianto.

Attraverso l'analisi sul campo è possibile determinare istantaneamente il corretto o meno funzionamento del modulo fotovoltaico attraverso le seguenti modalità:

- curva caratteristica IV;
- analisi alla termo – camera;
- analisi all'elettroluminescenza;

In questo capitolo illustreremo queste tre tipologie.

#### 3.1 Curva I -V

Tramite la misurazione e determinazione della curva I – V del modulo si identificano facilmente i valori della corrente di cortocircuito e della tensione a vuoto. A livello di dati di targa tale prova viene eseguita in laboratorio alle condizioni STC, ovvero con irraggiamento pari a  $1000 \text{ W/m}^2$ ,  $25 \text{ }^\circ\text{C}$ , AM1.5.

Attraverso l'analisi sul campo della caratteristica è possibile determinare la tensione  $V_{OC}$ , la corrente  $I_{SC}$  e la potenza massima  $P_{max}$  definita come il punto della curva I – V del modulo illuminato dove il prodotto tra la corrente e la tensione del modulo è massima. Da tali valori è facilmente identificabile il Fill Factor come indicatore della qualità della cella o modulo fotovoltaico.

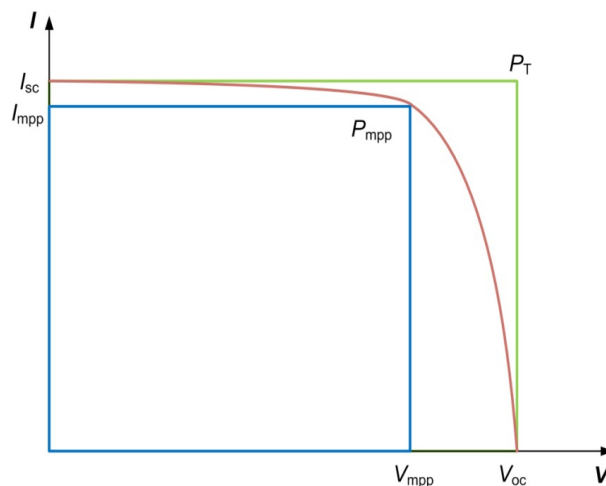


Illustrazione 28: Principali parametri della curva caratteristica I - V.

Al fine di capire e caratterizzare al meglio il modulo ed il sistema fotovoltaico utilizzando la curva caratteristica possiamo determinare i valori della resistenza serie e resistenza parallelo calcolando la pendenza dell'intercetta della caratteristica. Monitorando dunque i valori di  $R_s$  e  $R_{sh}$  nel tempo possiamo individuare e tenere sotto controllo alcune tipologie di perdita come l'ombreggiamento, le rotture del diodo, i fenomeni di hot spot e diversi casi di degrado delle prestazioni come illustrato nel capitolo precedente.

I valori delle due resistenze risultano essere utili per confrontare moduli diversi sottoposti alle stesse condizioni ambientali. Tali parametri li possiamo determinare dalla caratteristica I – V tramite le seguenti relazioni.

$$R_{sh} = \left[ \frac{d(V)}{d(I)} \right]_{(V=0)}$$

$$R_s = \left[ \frac{d(V)}{d(I)} \right]_{(V=V_{oc})}$$

La resistenza serie è un parametro concentrato in quanto rappresenta la somma di diverse  $R_s$  rappresentanti sia il modulo fotovoltaico ma anche le connessioni ed interconnessioni tra celle e moduli. A seconda del livello in cui si sta analizzando la caratteristica un eventuale variazione di tale resistenza può essere dovuta a differenti fattori in diversi componenti del sistema FV.

La resistenza parallelo rappresenta un flusso di corrente dal modulo al potenziale di terra che bypassa la parte attiva della cella, ovviamente più basso è il valore di tale parametro maggiore sarà l'intensità della corrente dispersa. È importante considerare che se aumenta  $R_{sh}$  per una cella non è detto che se ne vedranno gli effetti nella curva caratteristica del modulo in quanto tale corrente dispersa verrà mitigata dalla presenza in serie delle altre celle (ed in parallelo delle altre stringhe) che supponiamo siano sane. Per riuscire ad individuare a livello di modulo una diminuzione della resistenza parallelo è necessario che tutte le celle abbiano valori di  $R_{sh}$  bassi, ovviamente tale caso è molto improbabile.

Comunque sia la rilevazione periodica della curva caratteristica I – V ed il conseguente calcolo delle resistenze equivalenti può dare delle utili indicazioni riguardo il corretto o meno funzionamento del modulo FV.

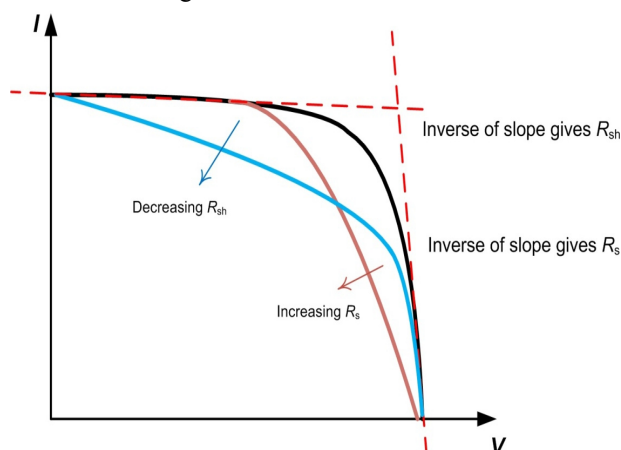


Illustrazione 29: Curva caratteristica della cella FV al variare delle resistenze serie e parallelo.

Dall'analisi della curva caratteristica possiamo individuare determinate problematiche nel modulo a seconda della tipologia e della qualità dei dati di monitoraggio che abbiamo a disposizione.

Nel caso abbiamo a disposizione la sola curva caratteristica reale e nessun altro valore caratterizzante del comportamento del modulo possiamo analizzare i seguenti valori:

- $I_{sc}$  , confrontando il valore misurato con quello determinato alle condizioni STC e con quello che ci si aspetta dalla tecnologia in considerazione dopo un determinato numero di anni di vita dell'impianto.
- $V_{oc}$  , confrontando il valore misurato con quello determinato alle condizioni STC.

- $FF$ , quale parametro di qualità della cella. In particolare risulterà utile studiarne il comportamento ed il trend nel tempo.

Nella seguente tabella vengono indicati i valori generalmente attribuibili ai moduli al Silicio mono e policristallino, utili al confronto con i risultati dell'analisi della caratteristica I – V sul campo.

	Silicio policristallino	Silicio monocristallino	Valori attendibili
$J_{SC}$ Densità di corrente	28 – 33 [ mA/cm <sup>2</sup> ]	30 – 35 [ mA/cm <sup>2</sup> ]	Area cella * $J_{SC}$
$V_{OC}$ Tensione a vuoto	550 – 600 [ mV ]	600 - 700 [ mV ]	N° celle in serie* $V_{OC}$
$FF$ Fill Factor	0.75 – 0.8	0.8 – 0.85	

### 3.2 Termografia

Vi sono più tipologie di analisi termografica nel mercato, noi ci concentreremo sulla più semplice (e più usata in ambito del fotovoltaico) ovvero l'analisi durante le normali condizioni operative.

L'analisi termografica tramite la termo camera viene eseguita in tempo reale, in due dimensioni e determina i diversi livelli di temperatura in un corpo distinguendoli in una scala di colori. Con tale operazione sarà facilmente rilevabile qualche fenomeno di rottura di tipo termico ed elettrico.

La termografia viene eseguita rilevando la temperatura in normali condizioni di lavoro grazie al passaggio della corrente prodotta dal modulo mentre viene illuminato dal sole. L'effetto dell'irraggiamento sul modulo può causare una non uniformità della temperatura sulla superficie, in questo caso si possono individuare dei fenomeni di rottura e/o di hot spot. Al fine di individuare al meglio la causa delle problematiche riscontrate con la termografia sarà necessario analizzare il modulo in diverse condizioni: cortocircuito, circuito aperto ed al punto di massima potenza. Tali macchine funzionano con una lunghezza d'onda che può variare da 8 a 14 micron.

Per determinare dei risultati il più possibile attendibili è necessario eseguire tale analisi quando il cielo non è nuvoloso ovvero quando l'irraggiamento misurato è superiore a 700 W/m<sup>2</sup> ed è importante tenere conto delle possibili riflessioni di luce dovute ad oggetti e costruzioni presenti nelle vicinanze. La posizione ottimale con cui inquadrare il modulo deve essere di 90° e comunque non inferiore ai 60° rispetto al piano di inclinazione del modulo FV.

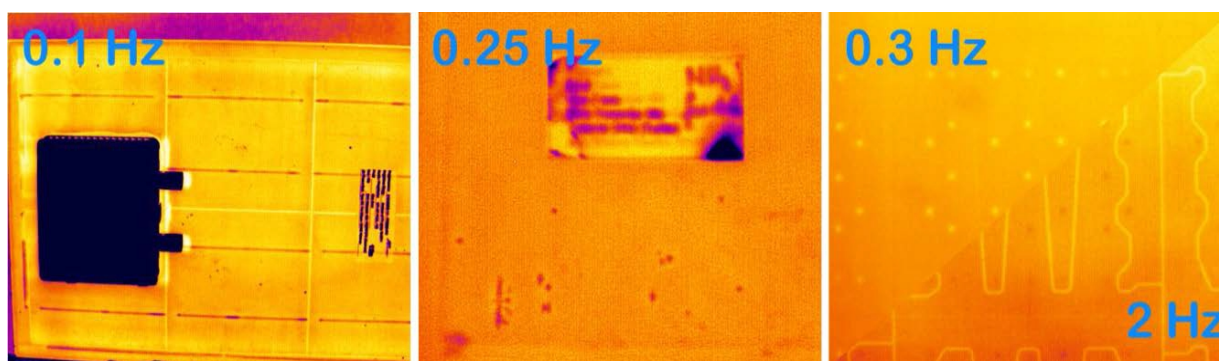
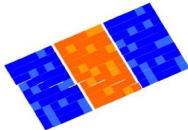
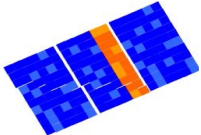
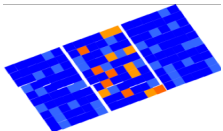
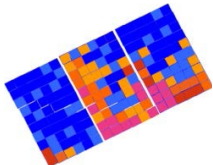
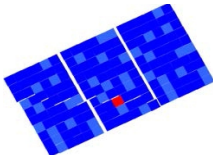
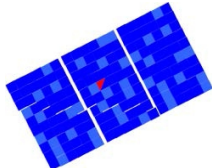
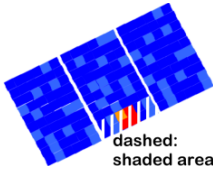


Illustrazione 30: Esempio di analisi alla termo camera di un modulo fotovoltaico.

A seconda della distribuzione della temperatura rilevata dalla termo – camera e delle celle colpite dall'eventuale anomalia è possibile stabilire possibili cause e quindi diagnosticare le perdite relative al modulo.

Nella seguente tabella verranno descritti le possibili cause dovute alle problematiche riscontrate dalla termo – camera.

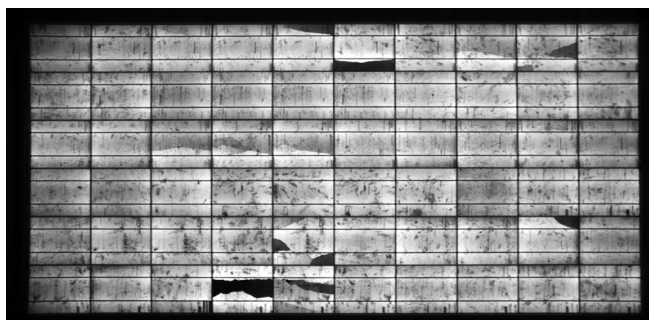
Scansione	Descrizione	Possibile causa
	Temperatura molto più elevata (e distribuita) in un modulo rispetto agli altri.	Il modulo non è connesso al sistema FV.
	Temperatura maggiore in una stringa del modulo.	Cortocircuito o circuito aperto della stringa: (Diodo di bypass).
	Temperatura maggiore nelle singole celle sparse di un solo modulo	Connessione non ottimale delle celle o diodo di bypass.
	Temperatura maggiore in singole celle di più moduli con una maggiore concentrazione in specifici punti dei moduli.	PID
	Temperatura maggiore in una singola cella.	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Ombreggiamento</li> <li>• difetto di cella</li> <li>• delaminazione della cella</li> </ul>
	Temperatura maggiore in una parte di una singola cella.	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Cella rotta</li> <li>• disconnessione dell'interconnessione.</li> </ul>
	Temperatura maggiore in una parte ombreggiata rispetto le altre parti ombreggiate.	Perdite di circuito aperto di una sotto parte della stringa (diodo di bypass)

### 3.3 Elettroluminescenza

Il principio di funzionamento di tale analisi sta nell'imporre una corrente continua al modulo fotovoltaico col fine di stimolare la ricombinazione radiativa nelle celle solari. L'elettroluminescenza che emetteranno le celle verrà quindi assorbita dal dispositivo.

Tale procedura dev'essere fatta in un ambiente buio in quanto la quantità di radiazione infrarossa emessa dal modulo ( 1150 nm ) è bassa rispetto alla radiazione emessa dalla retroilluminazione. Inoltre il fatto di utilizzare un ambiente scuro diminuisce il rumore sulla misura.

Risulta così facilmente individuabile una fessura nella cella in quanto in un'immagine EL una crepa appare come una linea grigio - scura. La larghezza e la scala di grigi dovrebbero essere costante su tutta la lunghezza della fessura.



*Illustrazione 31: Immagine relativa ad una prova di Elettroluminescenza di un modulo fotovoltaico.*





## 4 Modello di monitoraggio proposto

L'obiettivo di questo lavoro è quello di presentare un modello di monitoraggio degli impianti fotovoltaici che sia in grado di caratterizzare i moduli e gli inverter dal punto di vista delle performance e del comportamento termico al fine di studiarne l'evoluzione nel tempo e quindi di capire il significato di eventuali variazioni giornaliere e/o annuali di tali parametri.

Il lavoro è strutturato in due parti: nella prima si analizzano i comportamenti giornalieri dei moduli e dell'impianto mentre nella seconda si analizza l'andamento nel lungo periodo delle performance del sistema.

Sia per la prima parte che (soprattutto) per la seconda parte del lavoro si assume che tutti i valori rilevati dal monitoraggio siano corretti e quindi che non vi siano casi di malfunzionamenti dei sensori di misura.

### 4.1 Analisi giornaliera – caratterizzazione del modulo FV

La prima parte del lavoro ha l'obiettivo di analizzare e confrontare tra di loro i valori medi e le deviazioni standard di due parametri identificativi delle performance del sistema: il classico Performance Ratio ed il “nuovo” indicatore dell'Efficienza normalizzata. In questa parte si analizzeranno tali parametri eliminando l'effetto giornaliero della temperatura con l'obiettivo di capire quanto sia importante togliere tale influenza sul parametro prestazionale al fine di caratterizzare il modulo con il minore errore possibile.

La seconda parte dell'analisi giornaliera si concentra sul comportamento termico dei moduli e delle stringhe sul lato DC. Si definiranno dunque dei parametri che meglio interpretano le risposte termiche dell'impianto dal punto di vista dell'efficienza ( con il “Coefficiente di Temperatura di Potenza” ed il “Coefficiente di perdite termiche”) e dal punto di vista della capacità di dissipazione del calore dei moduli (“ Resistenza termica equivalente”). Anche in questo caso verrà analizzata la deviazione standard nel tempo per ogni parametro al fine di ottenere una migliore interpretazione dei risultati.

L'analisi dell'andamento giornaliero di tali parametri (sia termici che di performance) viene realizzato determinando la deviazione standard relativa ed utilizzando l'analisi “boxplot” per confrontare i risultati per i diversi moduli e diversi parametri. In particolare si utilizzano le seguenti relazioni:

$$\sigma_x = \sqrt{\frac{\sum (x_i - x_m)^2}{N}} \quad (1)$$

La quale definisce la deviazione standard del parametro analizzato.

$$\sigma_x' = \frac{\sigma_x}{|x_m|} \quad (2)$$

La quale definisce la deviazione standard relativa (se moltiplicata per 100 ci da il valore percentuale rispetto il valore medio);

L'analisi tramite "boxplot" viene illustrata nella seguente figura.

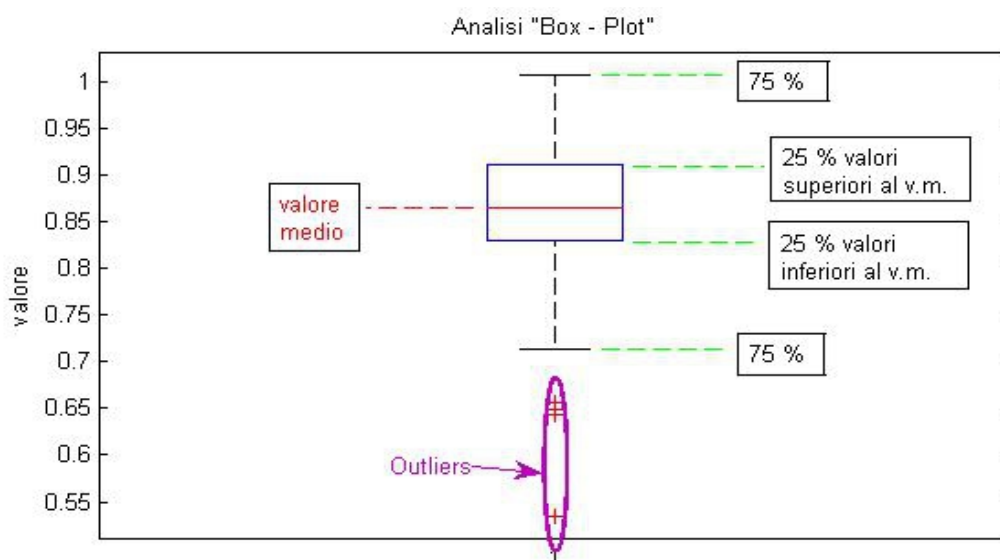
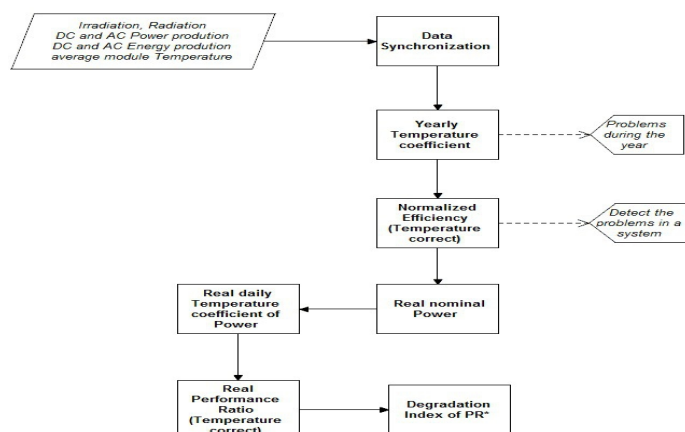


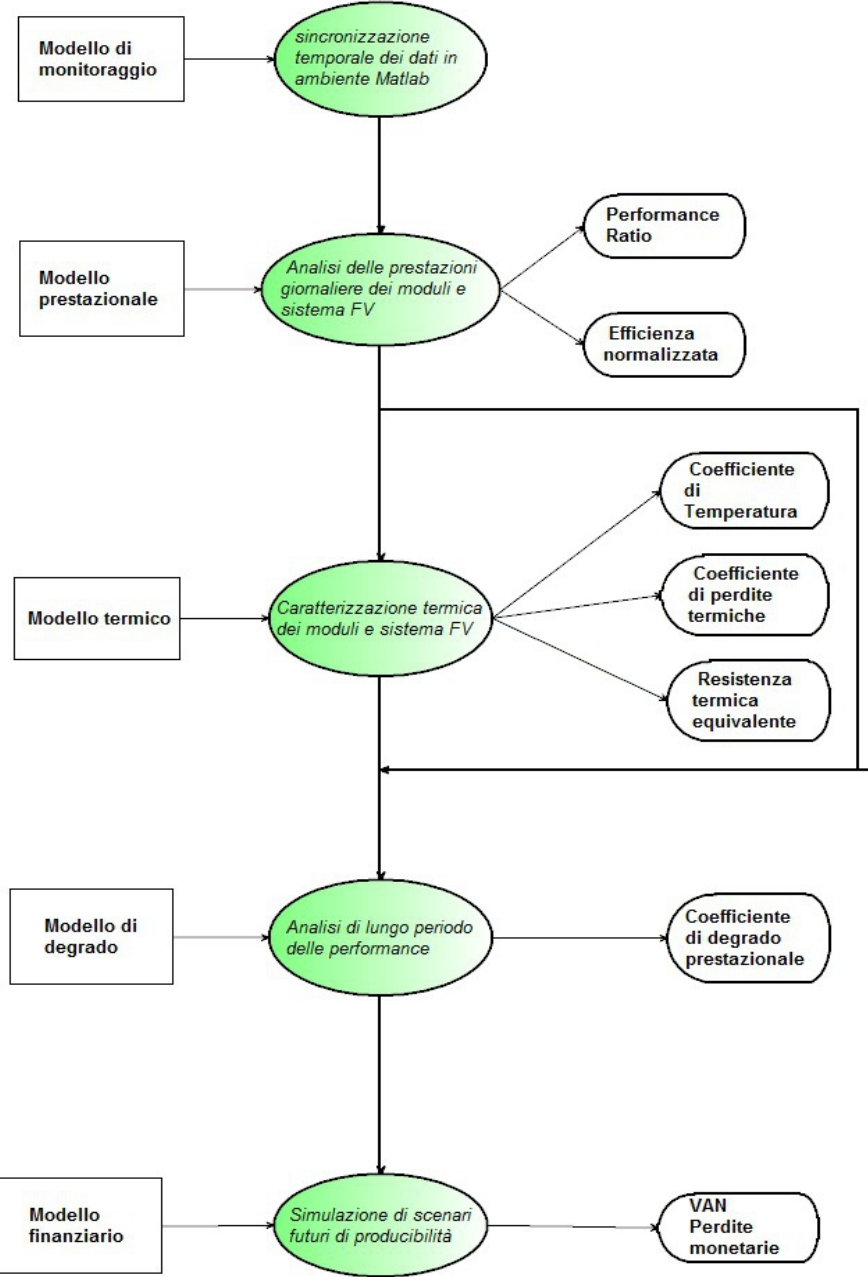
Illustrazione 32: Rappresentazione dei significati dell'analisi "Box - Plot".

## 4.2 Analisi di lungo periodo

L'analisi di lungo periodo viene eseguita col fine di individuare un eventuale degrado delle prestazioni dell'impianto localizzando eventuali problematiche nel tempo ed eventualmente determinare se è possibile eseguire la diagnosi di tali casi sia attraverso i parametri definiti nell'analisi giornaliera sia per mezzo dei valori monitorati a disposizione. Dai risultati che si determineranno si concluderà con un'analisi economica – finanziaria dell'impianto. Di seguito riportiamo un diagramma a blocchi che chiarisce gli step individuati nell'analisi di lungo periodo.



### 4.3 Schema a blocchi del modello di monitoraggio



## 5 Analisi giornaliera

Una corretta ed intelligente analisi giornaliera dei dati di monitoraggio presenta notevoli vantaggi a favore del proprietario e del gestore dell'impianto in quanto permette di conoscere a fondo le caratteristiche dei moduli e del sistema e quindi di saper bene interpretare eventuali comportamenti anomali. In questo lavoro verranno eseguite due tipologie di analisi giornaliere:

- analisi delle prestazioni dell'impianto sia dal punto di vista energetico su un certo periodo di considerazione ( Performance ratio ) sia dal punto di vista della Potenza erogata ( Efficienza normalizzata );
- caratterizzazione termica dei moduli fotovoltaici.

Entrambe le tipologie di informazioni che ne ricaviamo possono dare all'operatore delle utili informazioni sullo stato di salute del modulo e del sistema fotovoltaico.

Ogni giorno le performance del sistema FV possono cambiare considerevolmente in quanto sono presenti molte variabili di tipo ambientale ed occasionali. Si elencano di seguito alcune situazioni di possibili variazioni giornaliere delle prestazioni dell'impianto.

- Ombreggiamento parziale; l'angolo di azimut cambia durante il corso dell'anno e di conseguenza si possono creare nuovi possibili casi di ombreggiamento in un'area parziale dell'impianto. Chiaramente questo caso se presente è dovuto ad una non corretta progettazione del sistema FV.
- Sporcizia; soprattutto nelle zone a basso tasso piovoso si possono formare degli strati di polvere nella superficie dei moduli limitandone così la producibilità.
- Elevata temperatura del modulo; tale parametro è strettamente legato alla temperatura ambientale ed alla velocità e direzione del vento il quale si comporta da ventilatore naturale per i moduli. Sarà interessante analizzare il comportamento dei moduli in funzione della temperatura e le perdite ad essa legate.
- Rendimento di inverter; il meccanismo del continuo inseguimento del punto di massima potenza (MPPT) è molto efficiente quando i valori di irraggiamento non sono limitati (ovvero maggiori di 50 W/m<sup>2</sup>). Per valori più bassi o per fluttuazioni elevate dell'Irraggiamento le performance dell'inverter diminuiscono sensibilmente.
- Possibili rotture nelle celle, moduli, inverter e sistema FV.

È dunque importante e molto utile analizzare il comportamento giornaliero dei moduli e del sistema fotovoltaico al fine di estrapolare il maggior numero di informazioni riguardo lo stato di salute del sistema. Analizzare le performance e le loro dipendenze con la temperatura e caratterizzare il modulo con opportuni coefficienti ci permette di conoscere approfonditamente il nostro impianto e ci sarà dunque più semplice localizzare possibili fenomeni di malfunzionamenti del sistema in futuro.

Per ottenere un'accurata caratterizzazione del modulo e sistema fotovoltaico è necessario avere a disposizione un sistema di misurazione che rilevi dei valori il più vicini possibile ai valori reali del modulo. Infatti, mentre si possono riscontrare delle incertezze di misura molto limitate per le grandezze elettriche, si trova invece una certa soglia di errore per quel che riguarda le misure della temperatura e dell'irraggiamento. Vi sono infatti diversi fattori che influenzano la temperatura del modulo (come la ventilazione naturale del vento) e l'irraggiamento misurato (il quale varia a seconda della tipologia di sensore utilizzato) che proveremo ad illustrare di seguito.

- Sensori di temperatura del modulo FV; la misura che possiamo leggere direttamente dal sensore non corrisponde a quella reale del modulo fotovoltaico. Tale misura cambia se spostiamo la posizione del sensore nel retro modulo in quanto cambia l'intensità dell'effetto di raffreddamento del vento. Anche la tipologia dei moduli (a terra, inclinati, integrati,...) influenza la misurazione della temperatura retro

modulo.

- Sensore di Irraggiamento; spesso gli operatori del settore utilizzano il piranometro come strumento di rilevazione dell'irraggiamento solare in quanto generalmente necessita di poca manutenzione e non viene sostituito quasi mai prima del suo fine vita naturale. Il piranometro non riproduce le stesse condizioni presenti nel modulo FV per diversi motivi, ad esempio il vetro di tale sensore è diverso da quello utilizzato nei moduli e di conseguenza introduce degli errori nella misurazione portando il livello di irraggiamento misurato diverso da quello effettivamente assorbito dal modulo. È molto più raccomandato l'utilizzo di un sensore al Silicio, utilizzato come cella fotovoltaica, in questo caso l'irraggiamento misurato corrisponde a quello del modulo. Di contro questi sensori sono fragili ed hanno bisogno di essere spesso sostituiti.

## 5.1 Impianto fotovoltaico analizzato

L'analisi giornaliera delle Performance e del comportamento termico è stata eseguita presso l'impianto Fotovoltaico del laboratorio "Photovoltaic Measurement Laboratory of the Energy and Automation Research Group" dell'Università di Lueven (sede di Gent) in Belgio.

Tale impianto dispone di un sviluppato sistema di monitoraggio con campionamenti delle seguenti grandezze che avvengono ogni secondo:

- Irraggiamento (cella di riferimento e piranometro);
- Temperatura ambiente;
- velocità del vento;
- direzione del vento;
- Temperatura di retro modulo FV (per tutti i moduli);
- Tensione e Corrente DC di output dei moduli;
- Tensione e Corrente DC di input degli inverter;
- Tensione e Corrente AC di output degli inverter;
- Potenza DC e AC agli inverter;
- Potenza DC di output dei moduli.

Il sistema comprende 3 inverter ("SolarEdge", "ABB Aurora" e "Sungrow") per 13 moduli nel quale si ha un monitoraggio puntuale e preciso di tutti i parametri.

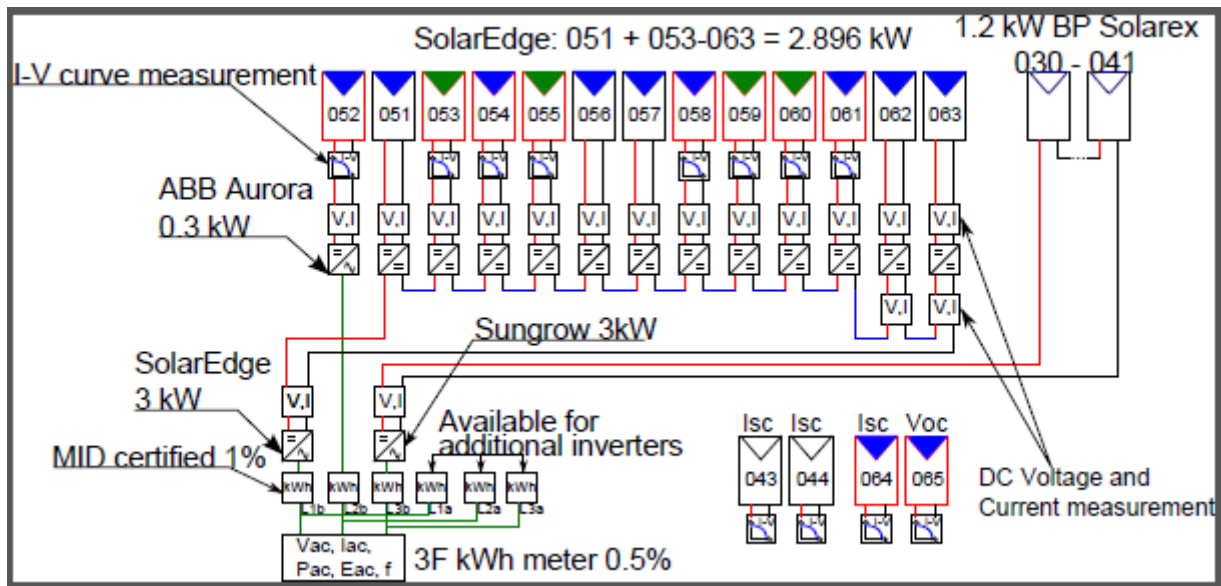


Illustrazione 33: Schema del sistema elettrico e di monitoraggio dell'impianto FV dell'università di Leuven (Belgio).  
Lo schema seguente mostra come è strutturato l'impianto di Gent.

## 5.2 Performance ratio ed Efficienza normalizzata

### 5.2.1 Performance Ratio

Al fine di analizzare le prestazioni di un impianto fotovoltaico in un determinato periodo temporale viene spesso utilizzato il Performance Ratio come rapporto tra l'indice di performance energetico dell'impianto e l'indice di radiazione solare incidente sulla superficie dei moduli FV.

Definiamo dunque il Performance Ratio come descritto nella seguente relazione:

$$PR_{AC, \tau} = \frac{Y_{(f, \tau)}}{Y_{(r, \tau)}} \quad (3)$$

Dove:

$\tau$  è il periodo di tempo considerato;

$Y_{(r, \tau)}$  Reference Yield, il quale lo esprimiamo come l'integrale della radiazione solare in un certo intervallo di tempo rispetto l'irraggiamento alle condizioni STC ( $G_{STC} = 1000 \text{ W/m}^2$ ). Tale parametro può essere considerato come il numero di ore al giorno durante le quali l'irraggiamento dovrebbe essere pari al valore di riferimento per fornire lo stesso valore di radiazione solare del periodo considerato.

$$Y_{(r, \tau)} = \frac{(\int G(t) dt)}{G_{STC}} = \frac{(\sum G(t) \Delta t)}{G_{STC}} \quad (4)$$

$Y_{(f, \tau)}$  Final Yield, ovvero l'integrale della Potenza erogata dall'inverter in un certo intervallo di tempo (Energia lato AC) rispetto la Potenza nominale. Tale parametro può essere considerato come il numero di ore al giorno [ h/d ] per cui l'impianto dovrebbe funzionare alla Potenza nominale per fornire la stessa energia misurata nel periodo considerato.

$$Y_{(f,\tau)} = \frac{(\int P_{AC}(t) dt)}{P_{STC}} = \frac{(\sum P_{AC}(t) \Delta t)}{P_{STC}} \quad (5)$$

Possiamo dunque ricavare la seguente formulazione per definire il Performance Ratio dell'impianto

$$PR_{AC} \tau = \frac{[\frac{(\sum P_{AC}(t) \Delta t)}{P_{STC}}]}{[\frac{(\sum G(t) \Delta t)}{G_{STC}}]} = \frac{\langle \frac{(P(t))}{P_{STC}} \rangle}{\langle \frac{(G(t))}{G_{STC}} \rangle} \quad (6)$$

Si ottiene dunque il Performance Ratio come rapporto tra la media della Potenza erogata normalizzata (rispetto alla potenza nominale) e la media della radiazione solare normalizzata nell'intervallo di tempo considerato. Ovviamente è possibile determinare il PR anche lato continua, in questo caso definiamo l' Array Yield come segue:

$$Y_{(a,\tau)} = \frac{(\int P_{DC}(t) dt)}{P_{STC}} = \frac{(\sum P_{DC}(t) \Delta t)}{P_{STC}} \quad (7)$$

Dal quale sarà immediato il calcolo del Performance Ratio lato DC.

$$PR_{DC}, \tau = \frac{Y_{(a,\tau)}}{Y_{(r,\tau)}} \quad (8)$$

Dunque il PR rappresenta il rapporto tra il valore medio del  $Y_{(f,\tau)}$  ed il valore medio del  $Y_{(r,\tau)}$ , entrambi calcolati nello stesso intervallo di tempo  $\tau$ . Come facilmente intuibile, questo parametro non considera la dipendenza temporale propria della Potenza e dell'energia generata dagli impianti fotovoltaici con l'irraggiamento.

### 5.2.2 Efficienza normalizzata

Al fine di considerare la dipendenza temporale della Potenza e dell'energia prodotta dall'impianto FV è utile definire uno strumento di analisi delle performance basato sull'erogazione istantanea di Potenza e non più sulla generazione di energia nel tempo (come avviene per il PR).

A tal proposito possiamo definire l'efficienza normalizzata  $\eta_N$  come rapporto istantaneo tra la Potenza prodotta (normalizzata rispetto la Potenza nominale) ed il valore dell'irraggiamento misurato nello stesso istante (normalizzato rispetto  $G_{STC}$ ).

$$\eta_N = \frac{[\frac{(P(t))}{P_{STC}}]}{[\frac{(G(t))}{G_{STC}}]} \quad (9)$$



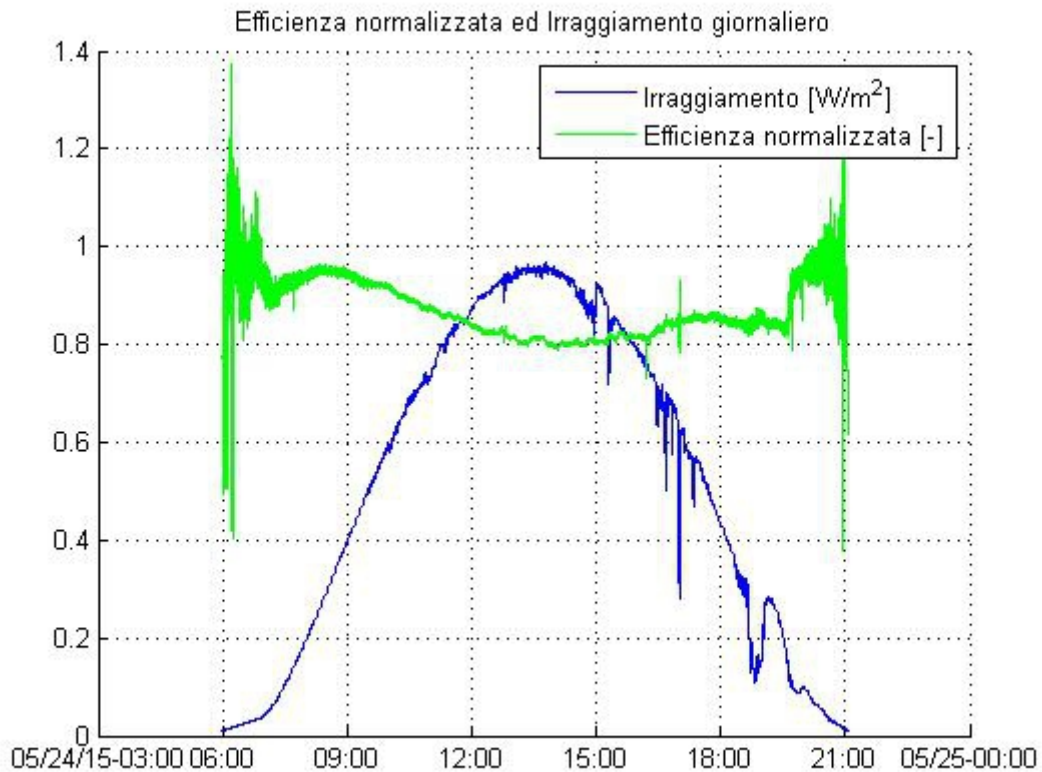


Illustrazione 34: Rappresentazione dell'andamento giornaliero dell'efficienza normalizzata (in verde) e dell'irraggiamento (in blu) relativo al modulo PV051 durante la giornata del 24 Maggio 2015.

Nella figura illustrata sopra viene raffigurato l'andamento giornaliero tipico dell'efficienza normalizzata relativa ad un modulo fotovoltaico, nello specifico si riferisce al modulo PV051.

Si può notare come l'efficienza normalizzata abbia valori elevati (di gran lunga superiori all'unità) nelle prime e nelle ultime ore della giornata. Questo fenomeno si manifesta in quanto per bassi irraggiamenti il rapporto tra la potenza generata e l'irraggiamento stesso cresce notevolmente e quando la variazione della radiazione è rapida nel tempo (come nelle situazioni di alba e tramonto) l'Efficienza normalizzata tende a fluttuare anch'essa.

Al fine di definire il valore medio di Efficienza normalizzata come indicatore delle prestazioni giornaliere del modulo e dell'impianto da poter confrontare con il PR filtriamo  $\eta_N$  per valori di irraggiamento  $G > 200 \text{ W/m}^2$ , eliminando così l'effetto dovuto alla bassa e fluttuante radiazione solare.

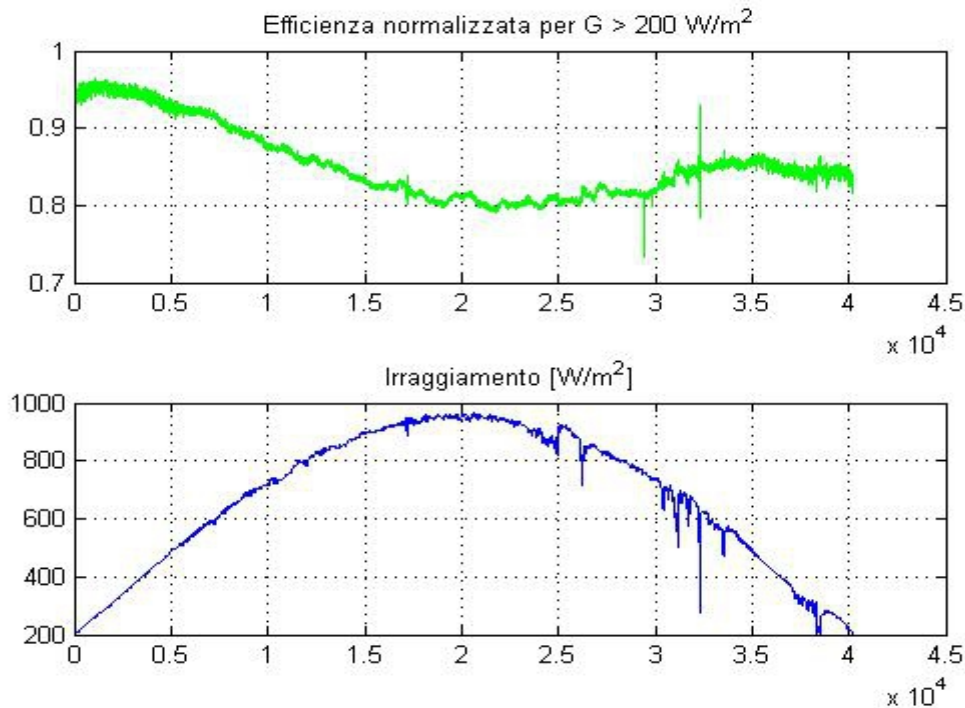


Illustrazione 35: Efficienza normalizzata filtrata per valori di Irraggiamento maggiori a 200 W/m<sup>2</sup> relativamente al modulo PV051 durante la giornata del 24 Maggio 2015.

Definiamo dunque l'efficienza normalizzata media su un certo periodo considerato come segue:

$$\langle \eta_N \rangle_\tau = \left\langle \frac{\left[ \frac{P(t)}{P_{STC}} \right]}{\left[ \frac{G(t)}{G_{STC}} \right]} \right\rangle_\tau \quad (10)$$

A livello grafico l'efficienza normalizzata media giornaliera può essere determinata tramite un'interpolazione lineare dei valori corrispondenti all'irraggiamento normalizzato sull'asse delle ascisse ed alla Potenza normalizzata su quello delle ordinate, infatti dalla (10) possiamo determinare la seguente relazione lineare:

$$\eta_N * G(t)_N = P(t)_N \quad (11)$$

La quale corrisponde alla classica relazione della retta:  $y = a * x$ . Di conseguenza la pendenza della retta di interpolazione determinerà il valore dell'efficienza normalizzata media giornaliera (filtrando i valori quando l'irraggiamento è superiore a 200 W/m<sup>2</sup> per i motivi visti in precedenza).

Dai risultati che si ottengono si nota come siano diversi i due parametri di analisi delle prestazioni giornaliere

dell'impianto. Questo riscontro era attendibile in quanto mentre il Performance Ratio è un indice di performance energetico e quindi non legato al tempo, l'efficienza normalizzata è un indicatore di efficienza dell'impianto ed è quindi direttamente correlato al tempo.

Nella seguente tabella si mettono a confronto i risultati giornalieri ottenuti per il PR e per  $\langle \eta_N \rangle_\tau$ .

Data	Performance Ratio [ % ]	Efficienza normalizzata [ % ]
01/07/15	80,93	81,46
02/07/15	87,92	88,69
03/07/15	84,01	85,17
04/07/15	83,32	85,08
05/07/15	91,67	92,33
06/07/15	85,32	85,98
07/07/15	92,92	92,23
08/07/15	88,48	88,97
09/07/15	87,84	86,92
10/07/15	84,34	82,61
11/07/15	84,35	83,75
12/07/15	98,55	97,16
13/07/15	100,50	97,55
14/07/15	97,00	94,39
15/07/15	97,06	94,97
16/07/15	85,44	88,45
17/07/15	88,72	87,20
18/07/15	85,82	87,78
19/07/15	88,88	89,46
20/07/15	91,92	91,07
21/07/15	89,12	88,05
22/07/15	88,63	87,36
23/07/15	88,14	89,30
24/07/15	91,45	92,83
25/07/15	94,93	95,81
26/07/15	97,09	98,93
27/07/15	94,05	93,47
28/07/15	93,98	92,68
29/07/15	89,82	89,58
30/07/15	92,56	92,93
31/07/15	87,57	87,67

Tabella 1: Confronto tra Performance Ratio ed Efficienza normalizzata media giornaliera per il mese di Luglio 2015 considerando la produzione giornaliera della stringa relativa all'inverter SolarEdge lato DC

La differenza in termini assoluti tra PR e  $\eta_N$  non è banale ed è tanto più marcata quanto maggiore è l'intervallo di tempo che prendiamo in considerazione.

$$\langle \eta_N \rangle_\tau = \left\langle \frac{\left[ \frac{P(t)}{P_{STC}} \right]}{\left[ \frac{G(t)}{G_{STC}} \right]} \right\rangle_\tau \neq \frac{\left\langle \frac{P(t)}{P_{STC}} \right\rangle}{\left\langle \frac{G(t)}{G_{STC}} \right\rangle} = PR_\tau \quad (12)$$

Nel seguente grafico si mettono a confronto i valori giornalieri di Performance Ratio e di Efficienza normalizzata notando chiaramente le differenze in valore assoluto.

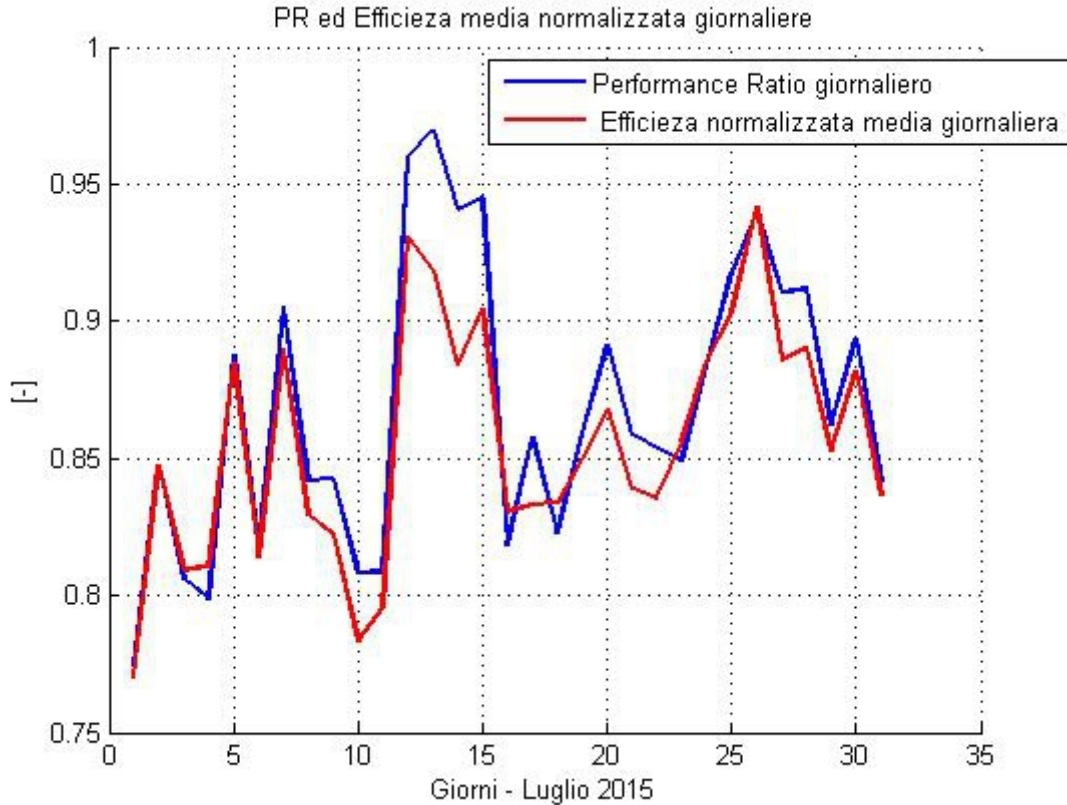


Illustrazione 36: Trend mensile del PR giornaliero confrontato con il trend dell'Efficienza normalizzata media giornaliera relativamente all'inverter "SolarEdge" lato DC.

Con queste considerazioni il Performance Ratio sarà uguale all'efficienza normalizzata quando l'intervallo di tempo è così breve che la frazione tra l'energia prodotta e quella ricevuta corrisponde alla frazione di potenza prodotta con l'irraggiamento incidente. Tale considerazione può essere interpretata a livello matematico con il seguente limite.

$$\langle \eta_N(t) \rangle = \lim_{(\tau \rightarrow 1)} PR_\tau = \lim_{(\tau \rightarrow 1)} \frac{\left\langle \frac{P(t)}{P_{STC}} \right\rangle_\tau}{\left\langle \frac{G(t)}{G_{STC}} \right\rangle_\tau} = \lim_{(\tau \rightarrow 1)} \left\langle \frac{\left[ \frac{P(t)}{P_{STC}} \right]}{\left[ \frac{G(t)}{G_{STC}} \right]} \right\rangle_\tau \quad (13)$$

Dal grafico “Illustrazione 36” illustrato sopra possiamo notare come sia il Performance Ratio che l'Efficienza normalizzata media giornaliera variano notevolmente da un giorno all'altro passando anche da valori al di sotto di 0,8 fino a valori superiori a 0,95 in appena 24 ore (come nel caso dal 12 al 13 Luglio).

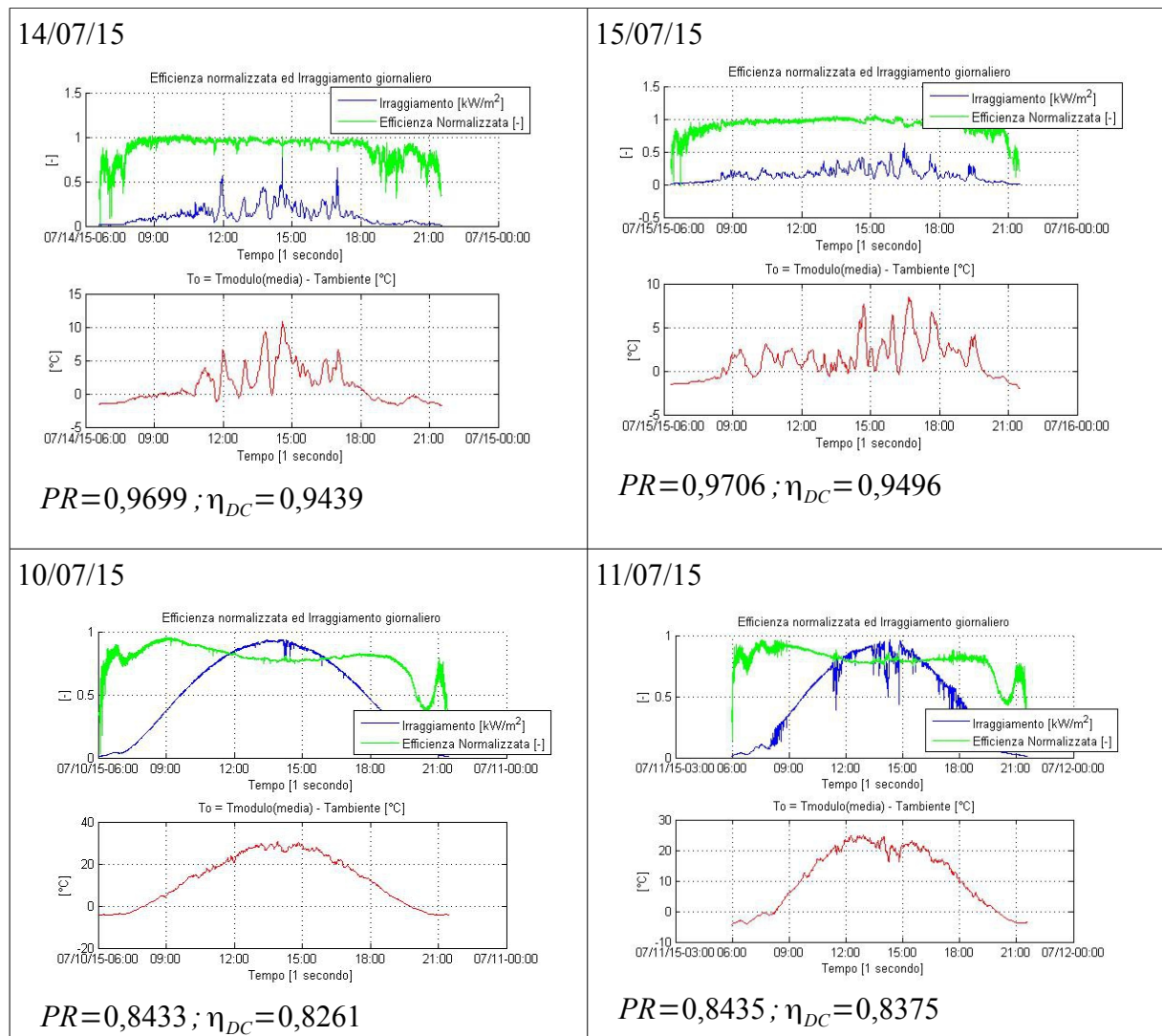
Tale comportamento può essere spiegato sia dalla presenza o meno di irraggiamento fluttuante sia come effetto della Temperatura sulla produzione dei moduli fotovoltaici (in particolare la capacità del modulo stesso di dissipare il calore).

Quest'ultimo caso lo possiamo analizzare definendo il parametro  $T_o$  (T over) secondo la seguente relazione.

$$T_o = T_{mod} - T_{amb} \quad (14)$$

La temperatura  $T_o$  definisce infatti come la temperatura del modulo è influenzata dalle condizioni ambientali ed a parità di giornata considerata confronta la capacità dei moduli di smaltire il calore dovuto al riscaldamento giornaliero, maggiore sarà  $T_o$  maggiore sarà la capacità di smaltimento.

Nella seguente serie di grafici mettiamo a confronto le performance relative a 2 giornate in cui la temperatura ambientale era relativamente limitata con 2 giornate dove invece era più elevata.



Possiamo vedere come per le giornate con minore Irraggiamento (e minore temperatura dei moduli) l'efficienza normalizzata rimane approssimativamente costante. Viceversa quando la temperatura del modulo è più rilevante si riscontra un sensibile calo di efficienza all'aumentare della temperatura stessa. Analizzeremo meglio in seguito le perdite dovute all'effetto della temperatura sui moduli fotovoltaici.

È dunque opportuno determinare il Performance Ratio giornaliero come parametro di analisi energetica delle performance mentre l'Efficienza normalizzata è utile per analizzare le prestazioni istantanee dell'impianto. Risulta interessante analizzare i valori di PR ed Efficienza normalizzata in un arco di tempo maggiore della giornata e definire quale sia la loro deviazione standard. Se consideriamo ad esempio il mese di Luglio 2015 si ottengono i seguenti valori.

	$PR_{mese}$	$\sigma_{PR}$	$\langle \eta_N \rangle_{mese}$	$\sigma_{(\eta_N)}$
SolarEdge	0,8686	0,0515	0,8555	0,0428

Considerando un periodo più lungo che varia da Aprile a Settembre 2015 otteniamo i risultati illustrati nella seguente tabella.

mese	Performance Ratio	Deviazione standard (PR)	Efficienza normalizzata	Deviazione standard (EFF)
aprile	0,8807	0,0574	0,8652	0,0585
maggio	0,8719	0,0742	0,8643	0,0812
giugno	0,8393	0,1003	0,844	0,0843
luglio	0,8686	0,0515	0,8555	0,0428
agosto	0,8606	0,0495	0,8522	0,0443
settembre	0,8834	0,052	0,8636	0,0505
Apr – Sett	0,8688	0,0704	0,8585	0,0652

Tabella 2: PR ed Efficienza normalizzata media mensile con i rispettivi valori di deviazione standard relativamente all'inverter SolarEdge lato DC

### 5.3 Coefficiente di Temperatura di Potenza

Abbiamo visto in precedenza come l'effetto della Temperatura incida notevolmente sulla performance media giornaliera. Risulta quindi importante estrapolare l'effetto termico dalle prestazioni del sistema FV al fine di ottenere un'analisi reale del funzionamento dell'impianto. Per fare questo viene utilizzato il coefficiente di Temperatura di Potenza ( $\gamma_P$ ) il quale rappresenta la variazione media di performance ad ogni aumento di un'unità di temperatura del modulo ( $[\%/^{\circ}\text{C}]$ ).

Tale coefficiente può essere dunque calcolato attraverso un'interpolazione lineare della Temperatura di cella verso l'Efficienza normalizzata  $\eta_N(t)$  per ogni giornata. Nel seguente grafico si può vedere un esempio di calcolo del parametro giornaliero di  $\gamma_P$ .

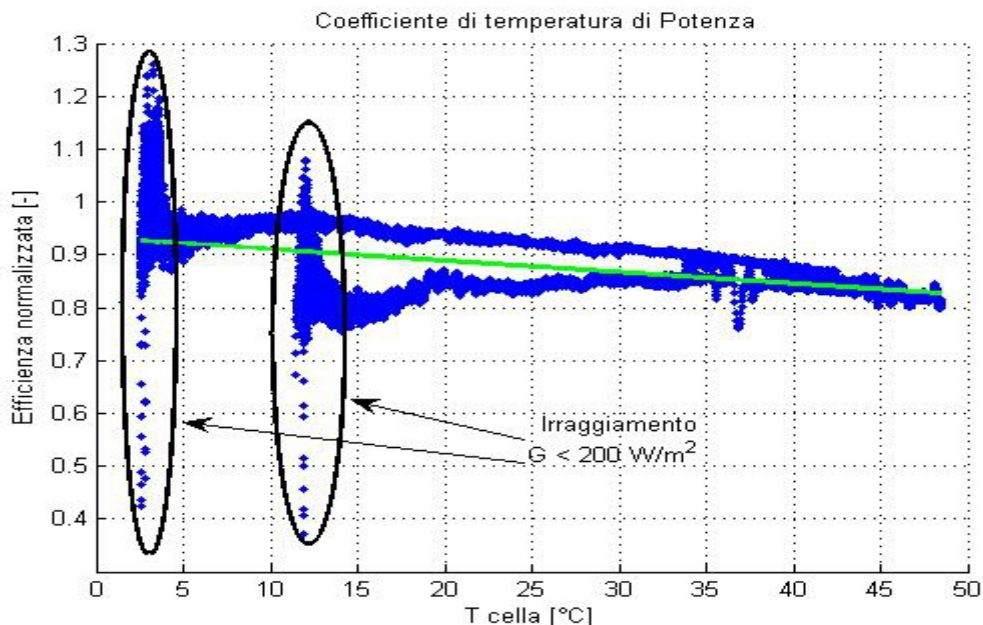


Illustrazione 37: Regressione lineare della temperatura di cella verso l'efficienza normalizzata al fine di determinare il coefficiente di temperatura. Caso del modulo PV053 (inverter SolarEdge) del 9 Aprile 2015.

Relativamente al caso sopra illustrato riferito al modulo PV053 si è determinato il seguente valore.

$$\gamma_P = -0,22 \text{ [%}^\circ\text{C]}$$

Possiamo notare come l'andamento dell'efficienza normalizzata in funzione della temperatura di cella non sia completamente lineare ma possiamo suddividerla in due fasi giornaliere: nella prima avremo una dipendenza più forte tra la temperatura e l'efficienza con la conseguenza di ottenere una pendenza maggiore della retta di regressione, viceversa nella seconda parte l'effetto della temperatura sarà minore con il coefficiente  $\gamma_P$  che diminuisce in valore assoluto.

È possibile spiegare tale andamento se consideriamo il fatto che nelle ore pomeridiane (o, comunque, nella seconda parte della giornata) la temperatura media del modulo è elevata per cui una sua variazione influisce meno sulle prestazioni del modulo.

È possibile vedere che l'efficienza normalizzata calcolata per valori di irraggiamento al di sotto di  $200 \text{ W/m}^2$  può alterare l'analisi finale del coefficiente di temperatura. Per tale motivo si è utilizzato un filtro (per irraggiamenti maggiori a  $0,2 \text{ kW/m}^2$ ) col fine di determinare  $\gamma_P$  escludendo i valori di  $\eta_N$  che potrebbero modificare il risultato.

Nel seguente grafico si può vedere il risultato di un' interpolazione lineare con il suddetto filtraggio.

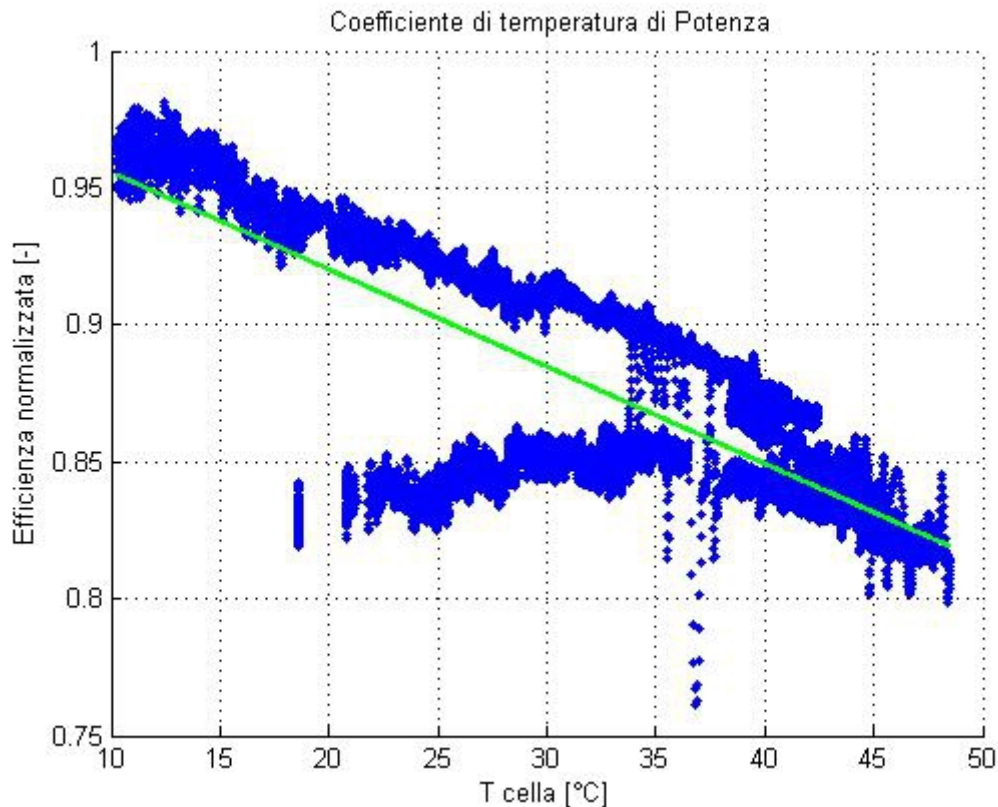


Illustrazione 38: Regressione lineare tra la temperatura del modulo verso l'efficienza normalizzata per valori con  $G > 200 \text{ W/m}^2$ . Caso del modulo PV053 nella giornata del 9 Aprile 2015

Con il filtraggio descritto in precedenza si è determinato il seguente coefficiente di temperatura:

$$\gamma_P = -0,35 \text{ [%/}^\circ\text{C]}$$

Successivamente determiniamo i valori giornalieri di  $\gamma_P$  per il periodo da Aprile a Settembre 2015 per i moduli corrispondenti all'inverter SolarEdge.

Una volta determinati i valori giornalieri del coefficiente di temperatura possiamo analizzare il suo andamento nel tempo e studiarne la deviazione standard per ogni modulo dell'array considerato. A seconda dei risultati che si ottengono possiamo definire  $\gamma_P$  come parametro utile o meno alla caratterizzazione della risposta in performance alle diverse condizioni termiche del modulo ( e dell'impianto).

Si determina dunque il coefficiente di temperatura mensile come media dei valori giornalieri.

$$\gamma_{(P, mese)} = \langle \gamma_P \rangle_\tau \quad (15)$$

Una volta calcolato il valore medio mensile per ciascun modulo sotto analisi possiamo analizzare le perdite di performance dovute all'effetto della temperatura su tutto ciò che non fa parte del modulo fotovoltaico come, ad esempio, i collegamenti elettrici, l'isolante, ecc. Tale analisi la possiamo fare calcolando  $\gamma_{BOS}$  come differenza tra il coefficiente medio mensile ed il coefficiente nominale.

$$\gamma_{BOS} = \gamma_{(P, mese)} - \gamma_{nom} \quad (16)$$



Nella seguente tabella vengono illustrati i risultati ottenuti per i moduli degli inverter “SolarEdge” e “ABB”.

modulo	$\langle \gamma \rangle_{\tau}$ [ %/°C ]	$\gamma_{nom}$ [ %/°C ]	$\langle \gamma \rangle_{BOS}$ [ %/°C ]
PV052	-0,5142	-0,4200	-0,0942
PV053	-0,6370	-0,4200	-0,2170
PV054	-0,4779	-0,3900	-0,0879
PV055	-0,4832	-0,3900	-0,0932
PV058	-0,8397	-0,4200	-0,4197
PV059	-0,7405	-0,4200	-0,3205
PV060	-0,4947	-0,3900	-0,1047
PV061	-0,5145	-0,3900	-0,1245
PV051	-0,6442	-0,4200	-0,2242
PV056	-0,7455	-0,4200	-0,3255
PV057	-0,6922	-0,4200	-0,2722
PV062	-0,7380	-0,4200	-0,3180
PV063	-0,5407	-0,4200	-0,1207

Tabella 3: Valori del coefficiente di temperatura relativo ai moduli della stringa “SolarEdge” e “ABB” con determinazione del coefficiente di BOS.

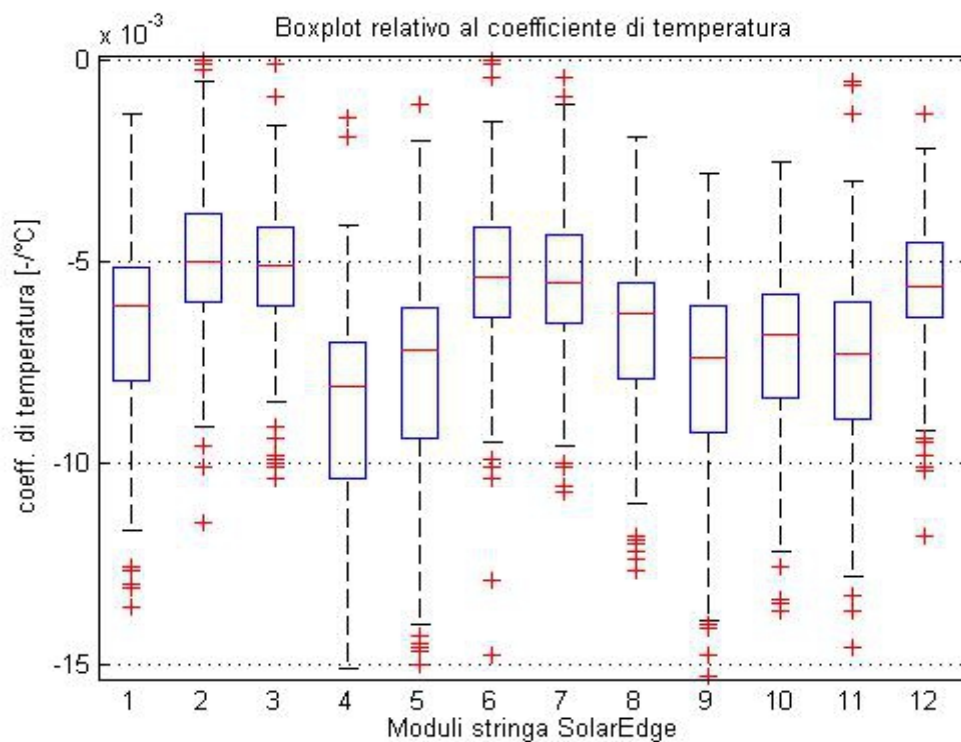


Illustrazione 39: Boxplot relativo al coefficiente di Temperatura di Potenza considerando il periodo Aprile - Settembre 2015. Moduli relativi alla stringa SolarEdge

Come visibile dalla figura precedente i valori di  $\gamma_P$  possono variare di molto di giorno in giorno e di modulo in modulo. Si può notare soprattutto nel grafico del boxplot che il numero ed il valore degli outliers è molto elevato. Questo accade in quanto vi sono molte variabili ambientali che possono influenzare il valore del coefficiente come il vento (in funzione della sua direzione e velocità), l'irraggiamento (con la temperatura ambiente), il surriscaldamento dei collegamenti elettrici, l'umidità, ecc. Per questi motivi non è possibile considerare tale parametro come uno strumento utile alla caratterizzazione e diagnostica del modello termico del modulo FV.

## 5.4 Efficienza normalizzata con correzione della temperatura

Abbiamo visto come l'effetto della temperatura sia molto influente sulle performance del singolo modulo e, di conseguenza, dell'impianto. Analizziamo ora le prestazioni dell'impianto eliminando l'effetto giornaliero della temperatura.

Tale azione è sempre stata eseguita nell'analisi del Performance Ratio relativamente ad un certo periodo, nel nostro caso consideriamo l'Efficienza normalizzata.

In particolare, definiamo l'Efficienza normalizzata con correzione della temperatura come segue.

$$\eta_N' = \frac{\eta_N}{(1 + \gamma_P * \Delta_{STC})} \quad (17)$$

Dove:

$\eta_N'$  è l'efficienza normalizzata a temperatura corretta;

$\Delta_{STC}$  è la differenza tra la temperatura del modulo e la temperatura alle condizioni STC (25°C).

Dalla relazione appena descritta possiamo definire il coefficiente di correzione della Temperatura come segue:

$$T_{corr} = 1 + \gamma_P * (T_{mod} - T_{STC}) = 1 + \gamma_P * \Delta T_{STC} \quad (18)$$

Una volta calcolato il coefficiente correttivo  $T_{corr}$  per ogni giorno possiamo determinare e studiare il comportamento della produzione giornaliera corretta dall'effetto della temperatura.

Possiamo quindi definire la Potenza normalizzata con correzione della temperatura come segue.

$$P_N' = \frac{P / P_{STC}}{T_{corr}} \quad (19)$$

Dalla quale possiamo ottenere istante per istante il valore dell'Efficienza normalizzata con correzione della Temperatura come si può vedere nella seguente relazione.

$$\eta_N' = \frac{(P_N')}{G_N} = \frac{P_N}{[G_N * (1 + \gamma_P * \Delta_{STC})]} \quad (20)$$

Viene quindi calcolato il valore di  $\eta_N'$  per ogni istante di campionamento (ogni secondo). Sarà dunque possibile confrontare giornalmente l'andamento dell'efficienza normalizzata con e senza l'effetto della temperatura del modulo.

Analogamente possiamo calcolare il Performance Ratio corretto dall'effetto della temperatura come segue.

$$PR_{\tau}' = \frac{PR_{\tau}}{T_{corr}} \quad (21)$$

#### 5.4.1 Fluttuazione dell'Irraggiamento

Come visto nel caso dell'Efficienza normalizzata anche qui dobbiamo aspettarci delle situazioni in cui il valore di  $\eta_N'$  supera l'unità, questo accade quando si verifica una forte variazione di Irraggiamento. In particolare si possono riscontrare casi in cui  $\eta_{DC}' < \eta_{AC}'$ , questo avviene in quanto l'efficienza normalizzata lato DC risponde più nervosamente alla variazione istantanea di irraggiamento rispetto all'efficienza normalizzata lato AC. La dipendenza delle performance DC e AC verso la fluttuazione della radiazione solare dipende dalla tipologia di array FV e dalla configurazione del sistema includendo la qualità del MPPT dell'inverter e dalle caratteristiche ohmiche – capacitive presenti negli inverter.

Nelle seguenti figure vediamo un esempio di variazione istantanea dell'irraggiamento a cui corrisponde una diversa risposta dell'Efficienza normalizzata (con correzione della temperatura) lato AC e DC.

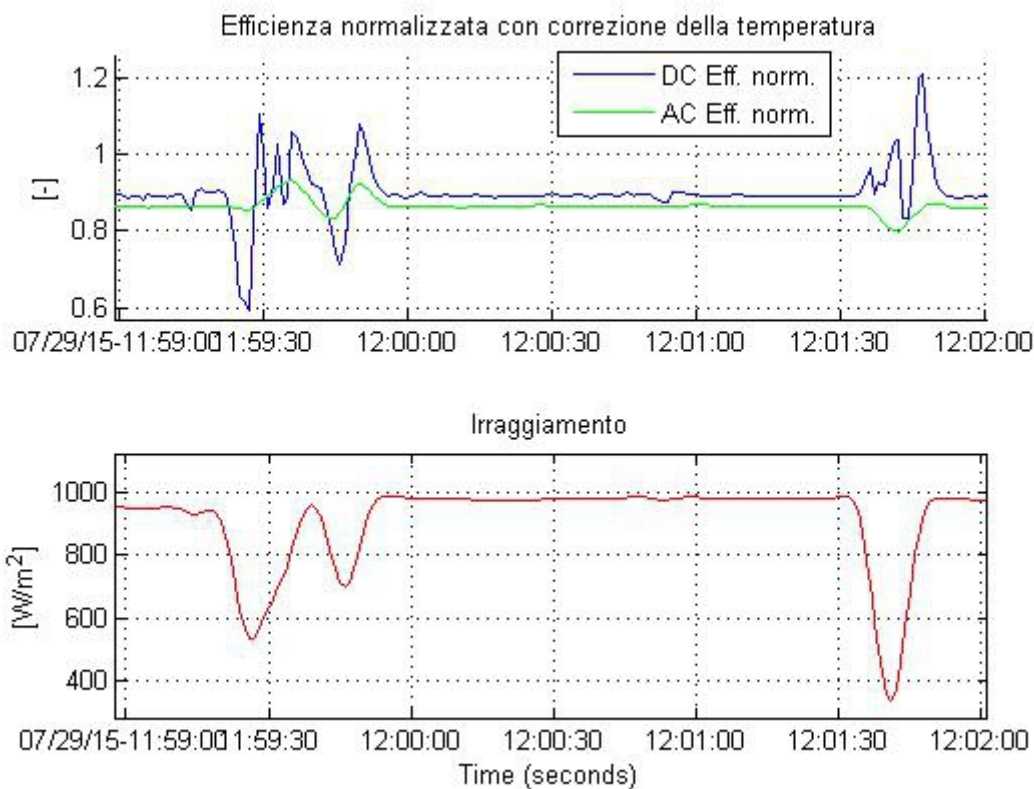


Illustrazione 40: Caso di fluttuazione locale dell'Irraggiamento. Comportamento dell'Efficienza normalizzata (con correzione della temperatura) relativa all'inverter SolarEdge lato AC e DC. Giornata del 29 Luglio 2015

Nella figura illustrata sopra vediamo un caso di fluttuazione momentanea dell'irraggiamento da 990 W/m<sup>2</sup> fino a 380 W/m<sup>2</sup>. Si può vedere come la risposta dell'efficienza normalizzata lato DC sia molto più oscillante rispetto quella AC, sono dunque evidenti gli effetti induttivi e capacitivi dell'inverter che livellano il segnale di Potenza. Ne derivano delle situazioni in cui  $\eta_{AC}' > \eta_{DC}'$ .

## 5.4.2 Localizzazione dell'ombreggiamento

Abbiamo visto come le prestazioni del modulo e dell'inverter variano notevolmente con irraggiamento fluttuante ma vi possono essere dei casi in cui la variazione istantanea dell'efficienza non sia dovuta alle condizioni ambientali ma bensì ad ombreggiamenti temporanei o/ed occasionali. Sarà interessante ed utile ai fini dell'analisi giornaliera distinguere il caso di fluttuazione dell'irraggiamento con il caso di ombreggiamento nell'impianto.

L'ombreggiamento è definito come riduzione parziale dell'irraggiamento sulla superficie (o parte di essa) dell'impianto fotovoltaico dovuta a possibili oggetti tra il sistema FV e la sorgente solare. Gli effetti dell'ombreggiamento possono essere quelli di oscurare parte dell'impianto ma non il sensore di radiazione solare, oscurare entrambi o solo il sensore.

Il metodo più veloce e più semplice per individuare la presenza di ombreggiamento parziale nei moduli (ma non nel sensore) è confrontare la variazione di Efficienza normalizzata con quella dell'Irraggiamento, se infatti non corrispondono allo stesso istante possiamo determinare la presenza di ombreggiamento nell'impianto. Ovviamente più grande è l'impianto considerato minore sarà la facilità di individuare tali variazioni in quanto minore sarà l'area esposta ad ombreggiamento.

Nella seguente figura si può individuare un caso di ombreggiamento parziale dell'impianto sotto analisi. In questa situazione erano presenti delle impalcature le quali comportavano dell'ombreggiamento in alcune ore del giorno.

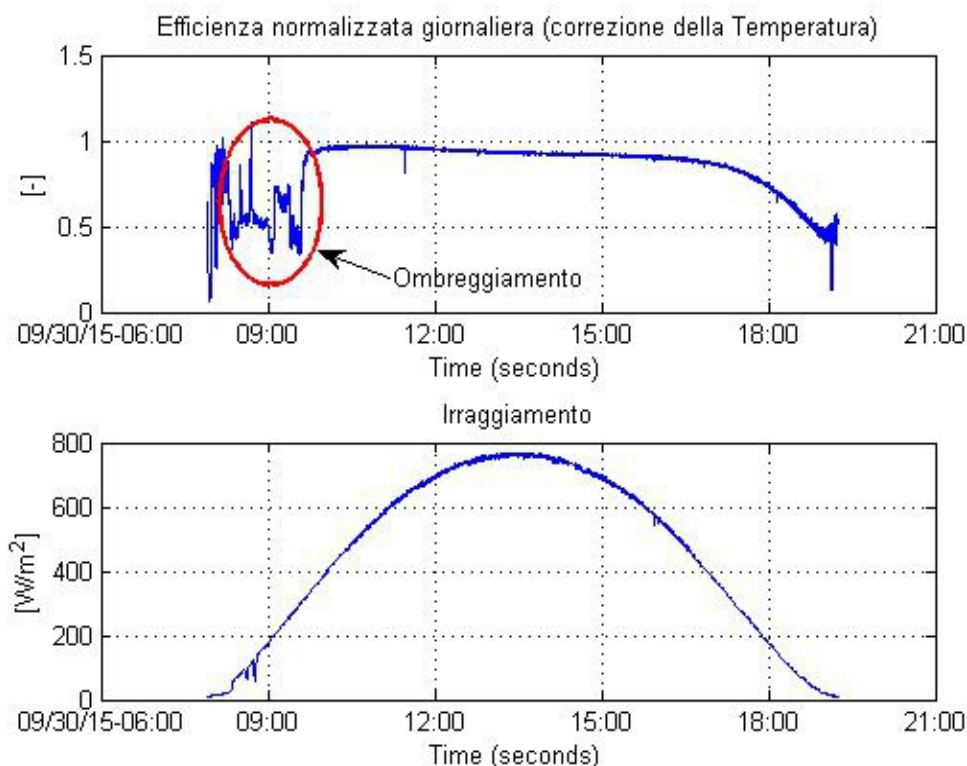


Illustrazione 41: Caso ombreggiamento parziale del modulo FV localizzato confrontando le fluttuazioni di Irraggiamento con quelle dell'Efficienza normalizzata. Caso del modulo PV055, inverter "SolarEdge", 30 Settembre 2015.

Nel caso sopra illustrato la localizzazione dell'ombreggiamento è immediata trattandosi di un caso strutturale e con ostacoli fissi nel tempo (in questo caso l'impalcatura era presente tutto il giorno per una ventina di giorni).

È però interessante riuscire ad individuare anche i fenomeni di ombreggiamento momentanei e limitati. L'analisi è sempre la stessa, si confronta la variazione dell'Irraggiamento con quella dell'Efficienza.

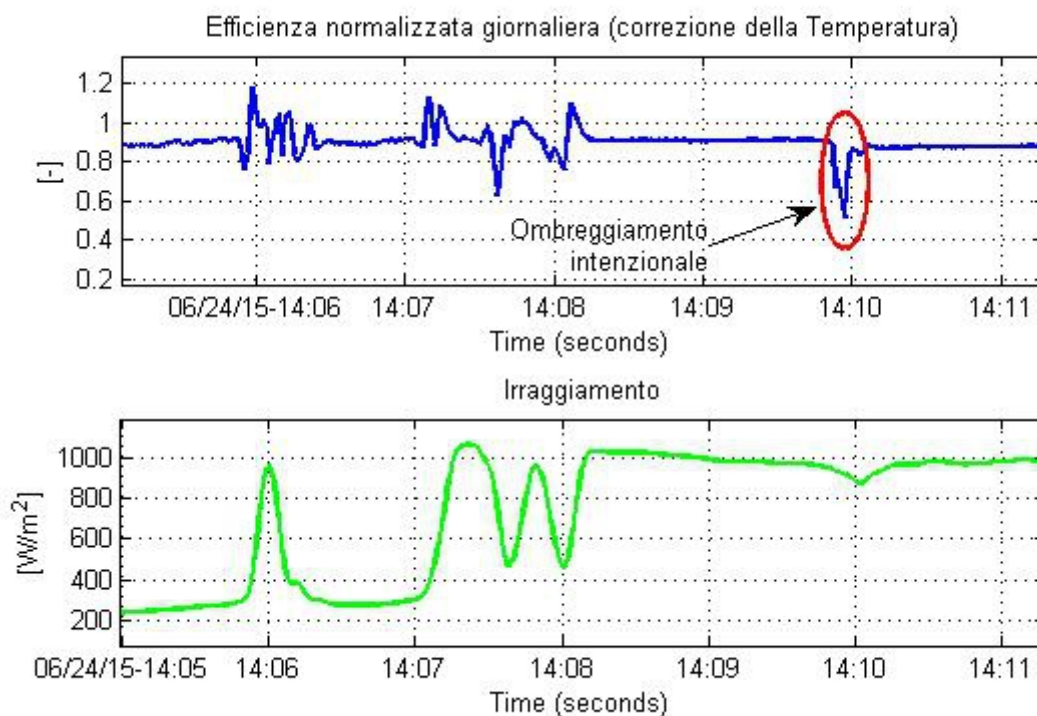


Illustrazione 42: Caso di ombreggiamento occasionale ed intenzionale. Caso del modulo PV055, inverter "SolarEdge", 24 Giugno 2015.

Nel caso sopra illustrato vediamo come verso le 14:10 si determina una fluttuazione dell'efficienza contro una variazione dell'irraggiamento molto più lento e spalmato nel tempo. È possibile quindi individuare l'ombreggiamento (in questo caso è stato intenzionale) in quanto le due fluttuazioni non corrispondono in tempistica ed in valore assoluto.

### 5.4.3 Confronto tra Efficienza normalizzata con e senza l'effetto della Temperatura

La correzione dall'effetto ambientale della temperatura sulle performance del modulo e del sistema FV porta ad un immediato risultato di livellazione delle prestazioni giornaliere. L'effetto della temperatura infatti incide profondamente sulle prestazioni diminuendone l'efficienza anche del 15 %.

Con la seguente figura confrontiamo l'andamento giornaliero dell'Efficienza normalizzata con e senza correzione detta temperatura.

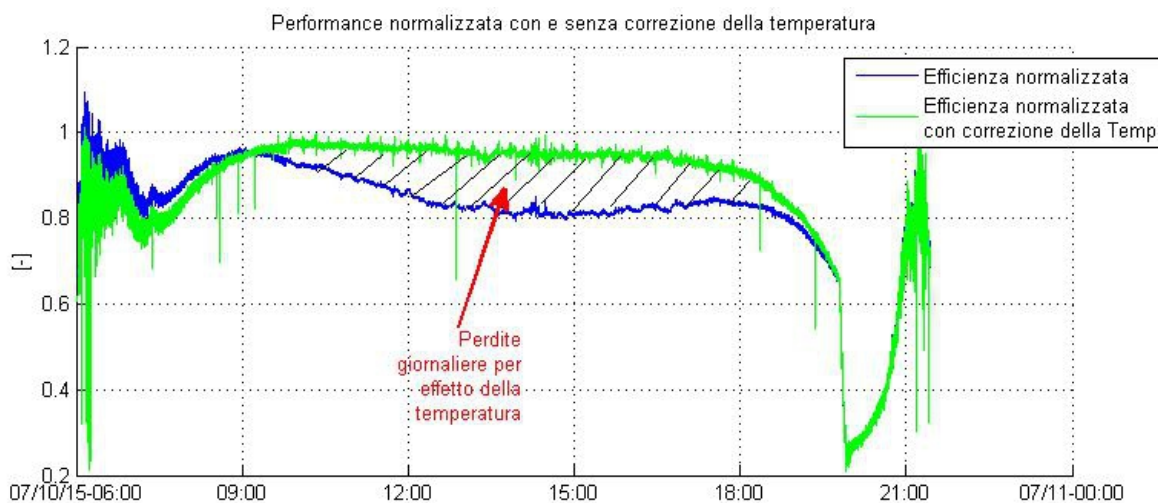


Illustrazione 43: Confronto tra l'andamento giornaliero dell'Efficienza normalizzata con e senza correzione della temperatura. Caso del modulo PV055 della stringa SolarEdge, 10 Luglio 2015

Dalla figura illustrata si mettono in evidenza le perdite giornaliere di efficienza dovute all'effetto della temperatura sul modulo. Tali perdite saranno oggetto di analisi nei prossimi paragrafi.

Al fine di confrontare i valori medi giornalieri dell'Efficienza normalizzata ed, a sua volta, relazionarli con i valori di Performance Ratio, filtriamo i campionamenti per  $G > 200 \text{ W/m}^2$ . In questo modo possiamo analizzare l'andamento del  $PR_{\tau}'$  con quello di  $\langle \eta_N \rangle_{\tau}'$ . Le restanti variazioni dei valori giornalieri di Efficienza normalizzata con correzione della temperatura possono essere ricercati negli errori del sistema MPPT, nelle variazioni dell'efficienza dell'inverter e negli effetti spettrali.

Nella seguente figura viene illustrato il trend del  $PR_{\tau}'$  e  $\langle \eta_N \rangle_{\tau}'$  relativamente alla stringa SolarEdge durante il mese di Luglio 2015.

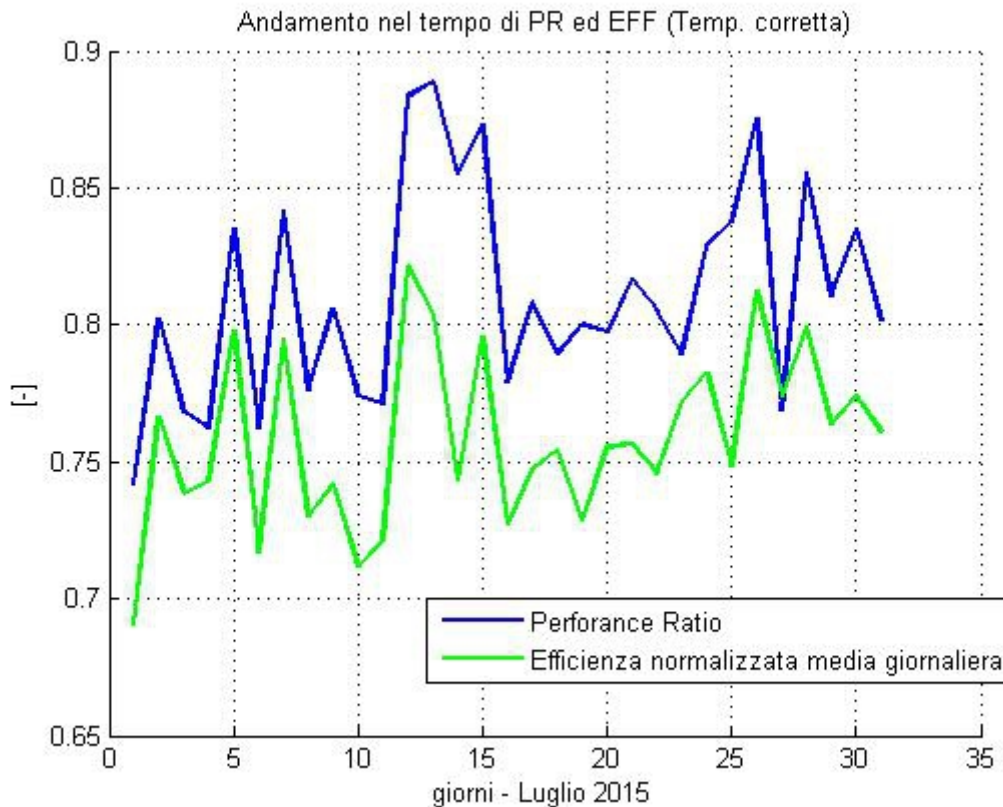


Illustrazione 44: Andamento del PR ed Efficienza normalizzata media giornaliera con correzione della temperatura relativamente alla stringa SolarEdge (lato DC) del mese di Luglio 2015.

Per evidenziare quali siano gli aspetti positivi relativi all'analisi dell'Efficienza normalizzata media giornaliera con e senza correzione della temperatura confrontiamo nella seguente tabella i valori numerici relativi al periodo di Luglio 2015.

	$\langle PR \rangle_{\tau}$	$\langle PR \rangle'_{\tau}$	$\langle \eta_N \rangle_{\tau}$	$\langle \eta_N \rangle'_{\tau}$
Solar Edge	0,8686	0,9081	0,8555	0,8697
ABB	0,9008	0,942	0,8999	0,9142
Sungrow	0,9207	0,9168	0,8389	0,8372
	$\sigma_{PR}$	$\sigma_{PR}'$	$\sigma_{\eta}$	$\sigma_{\eta}'$
Solar Edge	0,0515	0,0247	0,0428	0,0248
ABB	0,04292	0,0221	0,0443	0,0231
Sungrow	0,0251	0,0286	0,0239	0,0253

Tabella 4: Valori di PR ed Efficienza media mensile (con e senza correzione della temperatura) e valori della loro deviazione standard relativamente al mese di Luglio 2015 per le tre stringhe dell'impianto.

Dai valori medi mensili mostrati nella tabella sopra è evidente come la deviazione standard dei valori sia del Performance Ratio medio che dell'Efficienza normalizzata media mensile diminuisca sensibilmente quando viene corretto l'effetto della temperatura. Tale considerazione ci porta a scegliere sempre (quando possibile) l'efficienza normalizzata corretta alla temperatura come parametro utile anche per l'analisi dell'andamento delle

performance di impianto.

Nel seguente grafico possiamo mettere meglio in evidenza il trend dell'Efficienza normalizzata e del Performance Ratio.

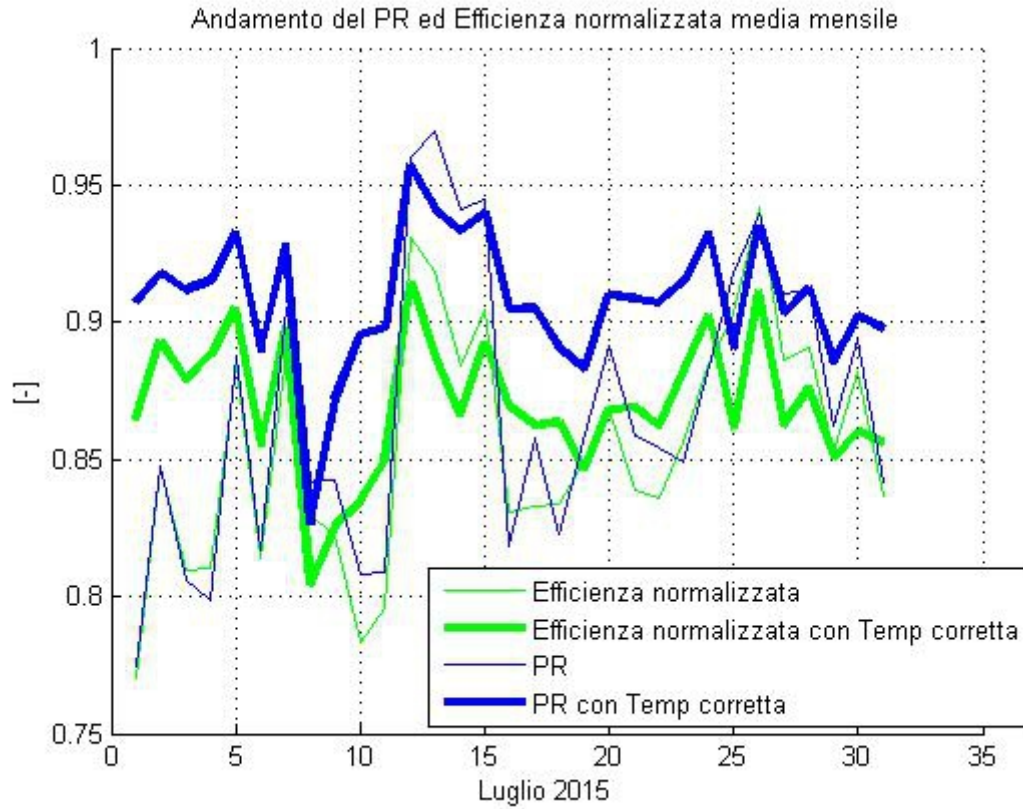


Tabella 5: Andamento mensile del PR ed Efficienza normalizzata relativamente all'inverter SolarEdge lato DC. Dati relativi al mese di Luglio 2015



## 5.5 Perdite per effetto della Temperatura

Abbiamo visto come confrontando l'Efficienza normalizzata  $\eta_N$  con  $\eta'_N$  è possibile dare un valore attendibile alle perdite giornaliere dovute alla Temperatura del modulo. Tale parametro è chiaramente legato alla Temperatura ambiente ed all'Irraggiamento ma dipende anche dalla ventilazione presente nell'impianto (forzata e naturale) e dalla capacità dissipativa del calore da parte dei moduli.

É dunque possibile definire quotidianamente il valore delle perdite di Efficienza dovute all'effetto della Temperatura come differenza tra l'Efficienza normalizzata senza e con correzione della temperatura.

$$L_{Temp} = \eta'_N(t) - \eta_N(t) \quad (22)$$

Da questa relazione possiamo analizzare l'andamento giornaliero come mostrato nella seguente figura.

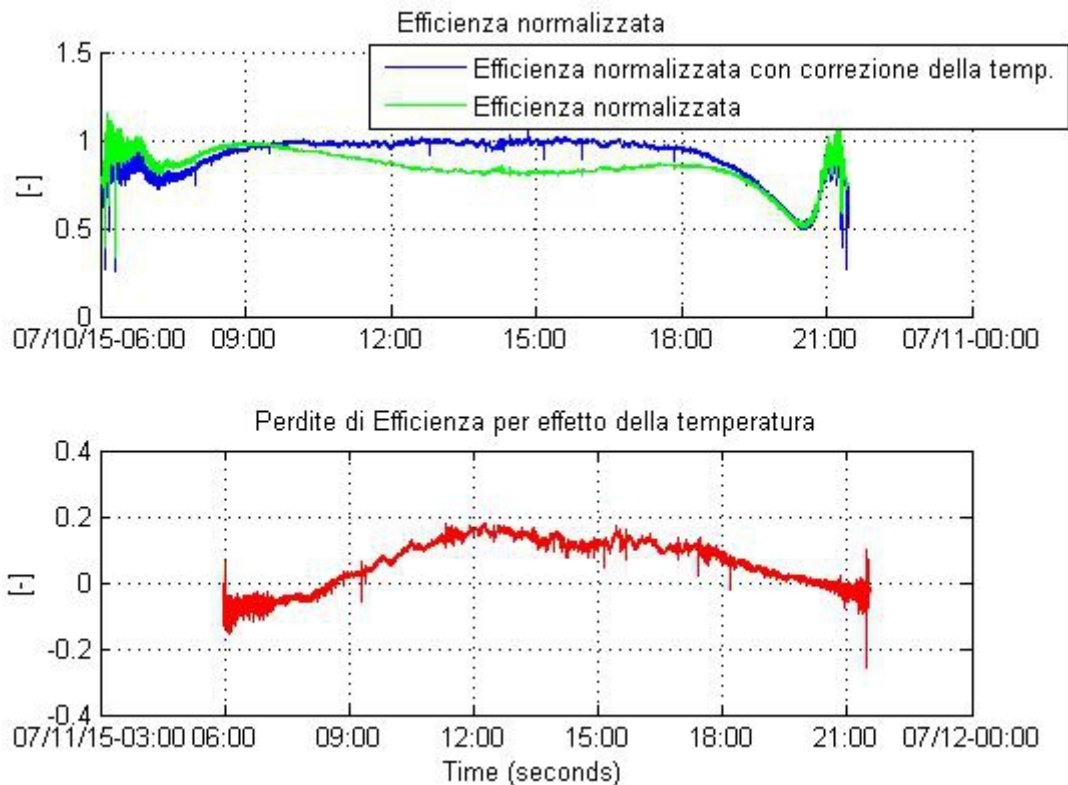


Illustrazione 45: Andamento delle perdite di efficienza giornaliere dovute all'effetto della temperatura. Caso del modulo PV058, inverter "SolarEdge", 10 Luglio 2015.

Si nota immediatamente come le perdite superino il 15% con riferimento ad una giornata soleggiata di Giugno. Al fine di un corretto monitoraggio risulta essere interessante analizzare la dipendenza tra le perdite di Temperatura  $L_{Temp}$  e la differenza tra la Temperatura del modulo e quella ambiente attraverso il parametro

$$T_o \quad ( T_o = T_{mod} - T_{amb} )$$

Confrontando  $T_o$  con  $L_{Temp}$  possiamo aspettarci una relazione approssimabile ad una dipendenza lineare.

Dalla retta di regressione che si ottiene possiamo estrapolarne la pendenza, tale valore definirà la dipendenza tra la differenza di Temperatura e le perdite dovute alla Temperatura stessa.

Possiamo dunque definire il tutto tramite la seguente relazione:

$$L_{Temp} = \lambda_T * (T_{mod} - T_{amb}) \quad (23)$$

dove  $\lambda_T$  è il coefficiente di perdita di Temperatura [%/°C].

Nella seguente figura è mostrato un esempio di determinazione del coefficiente  $\lambda_T$  durante una giornata totalmente serena.

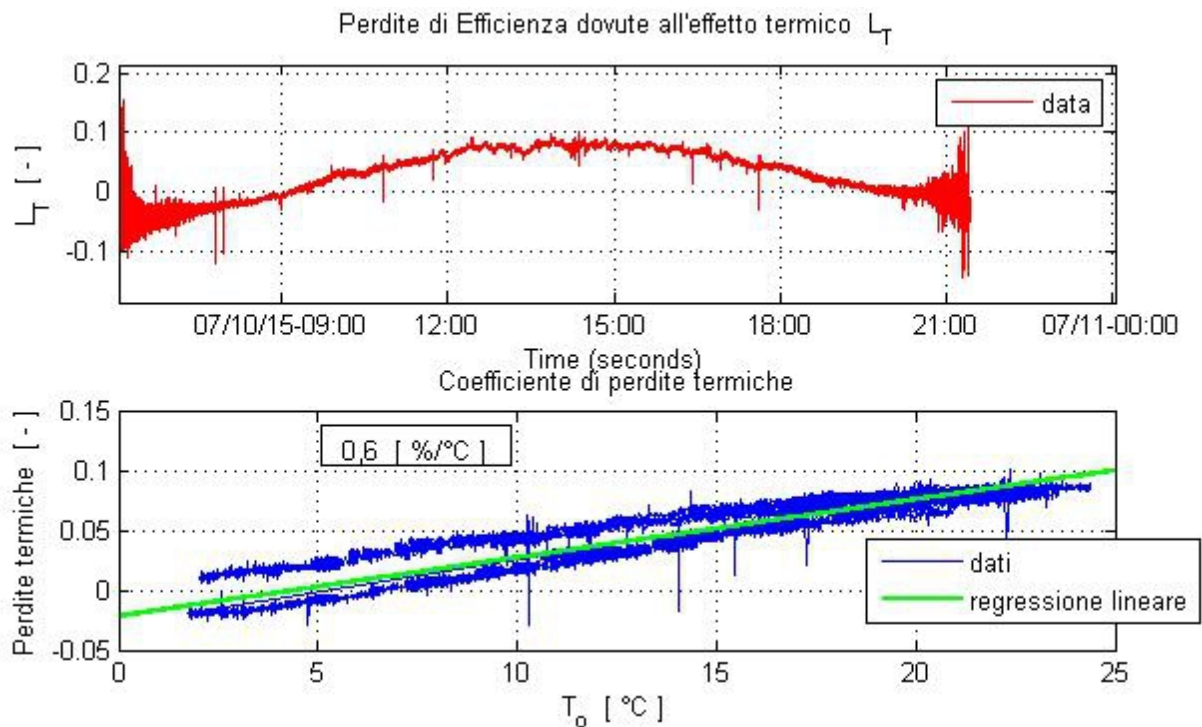


Tabella 6: Perdite di Temperatura giornaliere ed interpolazione lineare per definire il coefficiente di perdita termica-modulo PV055, stringa "SolarEdge", 10 Luglio 2015

Si determina così il seguente valore

$$\lambda_T = 0,006 [^{\circ}C^{-1}]$$

Se ora consideriamo una giornata con Irraggiamento fluttuante otterremo degli errori di analisi statistica più rilevanti ma, come vediamo nel seguente grafico, possiamo ancora utilizzare il metodo della regressione lineare come valido strumento di analisi delle perdite di Performance in funzione della differenza tra Temperatura ambiente e Temperatura del modulo.

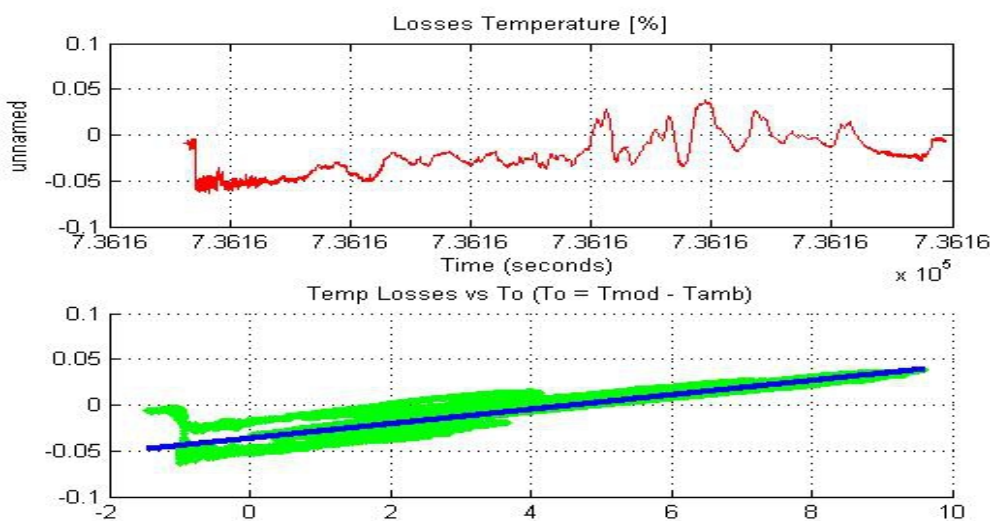


Tabella 7: Figura. Perdite di Temperatura giornaliera ed interpolazione lineare per definire il coefficiente di perdita termica - modulo PV055, stringa "SolarEdge", 10 Luglio 2015 in condizioni di Irraggiamento fluttuante

Si denota quindi la possibilità di determinare il coefficiente  $\lambda_T$  tramite l'analisi a regressione lineare anche riguardo giornate con Irraggiamento variabile, difatti la dipendenza tra questi due parametri la si può approssimare con un andamento lineare. Nello specifico, riferendosi alla giornata del 15 Luglio, si ottiene il seguente risultato.

$$\lambda_T = 0,0079 [^{\circ}C^{-1}]$$

Tale analisi ci mette in condizione di seguire giornalmente le perdite di efficienza dovute alla temperatura e, insieme all'analisi della Resistenza termica equivalente che vedremo in seguito, ci da delle informazioni utili riguardo lo stato del modello termico del modulo ovvero la sua capacità di dissipazione del calore. È chiaro che i valori che si ottengono non possono considerarsi assoluti infatti sono viziati sia da errori di calcolo statistico ma soprattutto dalla tipologia e dalla qualità delle misurazioni e monitoraggi. La temperatura del modulo infatti molto spesso viene misurata da un unico sensore posizionato in una parte del retro modulo. Ovviamente tale sensore misura la Temperatura locale e se, per esempio, si verifica un fenomeno di hot spot di una cella che si trova nella parte opposta del sensore, il conseguente aumento di Temperatura media del modulo non sarà rilevato. Altro fattore da considerare è il raffreddamento naturale dovuto al vento che incide in maniera differente sulla misura a seconda della posizione del sensore.

Dunque non possiamo utilizzare questo parametro per determinare puntualmente il comportamento del modulo a fronte di certe problematiche termiche. Ciò che faremo sarà analizzare il trend di  $\lambda_T$  e la sua deviazione standard nel periodo da Aprile a Settembre 2015, potremo così ottenere un'indicazione più accurata della varianza di tale parametro e quindi successivamente caratterizzare meglio il modulo.

Nel seguente grafico viene illustrata la variazione di  $\lambda_T$  per le stringhe riferite agli inverter SolarEdge ed ABB durante il mese di Luglio 2015.

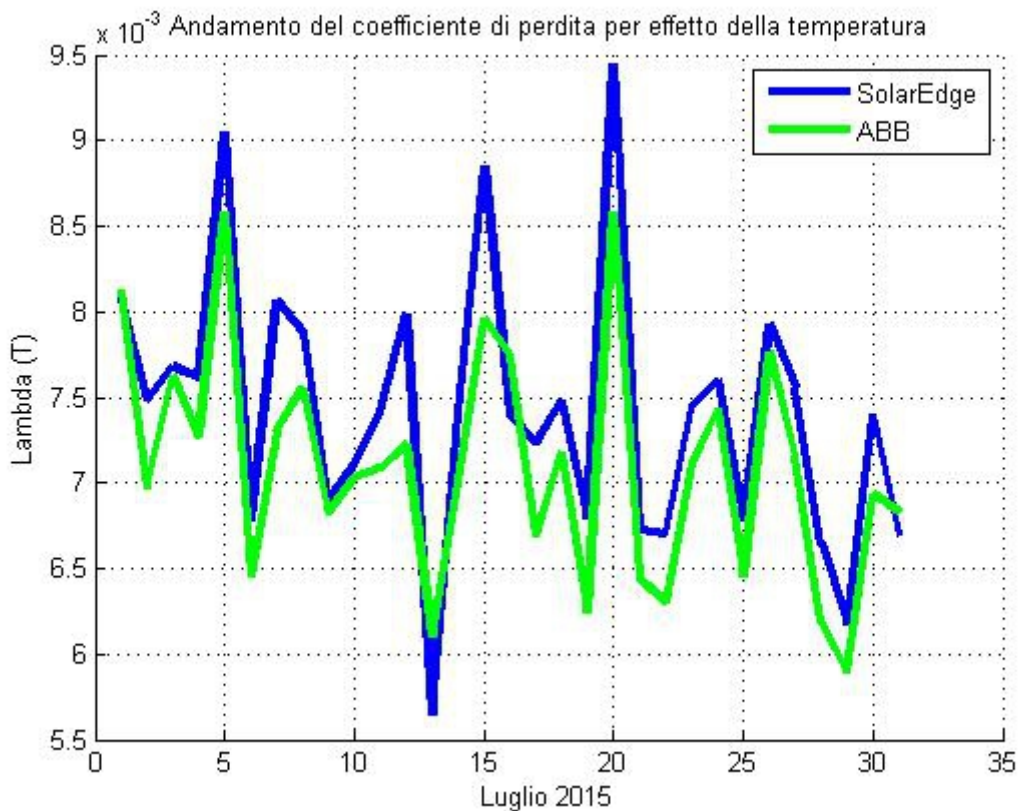


Illustrazione 46: Andamento mensile del coefficiente di perdita per effetto della temperatura. Casi relativi all'inverter "SolarEdge" e "ABB" lato DC, Luglio 2015.

La maggiore varianza di  $\lambda_T$  per l'array SolarEdge è dovuto al maggior numero di moduli in stringa (12 contro 1 per l'inverter ABB).

Risulta quindi interessante analizzare ora la deviazione standard anche per ogni modulo considerando il periodo di monitoraggio che va da Aprile a Settembre 2015.

Nella seguente figura vediamo l'analisi tramite boxplot di ogni modulo dell'impianto FV e di ogni inverter.

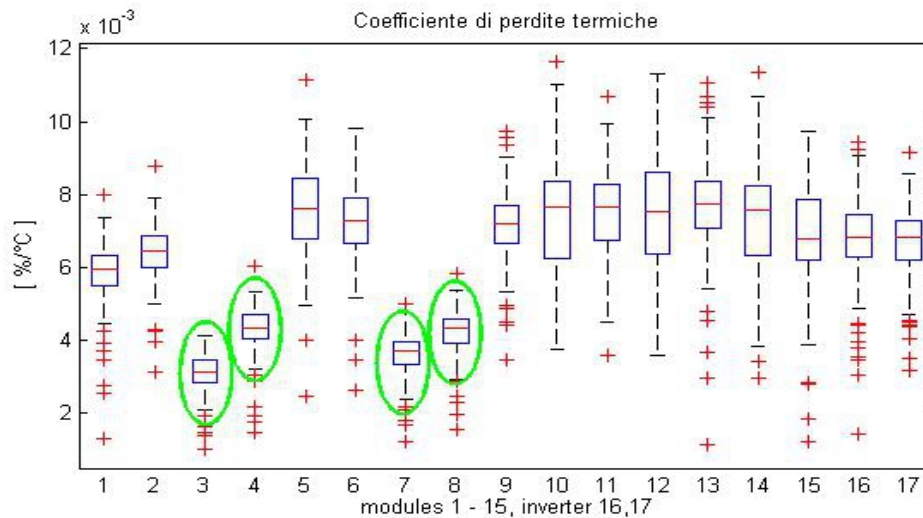


Illustrazione 47: Boxplot relativo al coefficiente di perdita per temperatura per i moduli (1-15) ed i tre inverter (16-18). Caso periodo Aprile - Settembre 2015.

Da questa analisi (durante il quale l'impianto ha funzionato senza alcuna problematica) abbiamo determinato la deviazione standard di  $\lambda_T$  per ciascun modulo. Questo farà sì che nelle future analisi giornaliere si potranno confrontare i valori quotidiani con i valori storici derivati dalle analisi statistiche. Si può osservare come l'effetto della temperatura sulle perdite di efficienza sia meno rilevante per i moduli PV054 (3), PV055 (4), PV060 (7) e PV061 (8) i quali presentano anche una minore deviazione standard.

Qualora dall'analisi delle Performance giornaliere se ne deriva un problema all'impianto e dall'analisi in questione si il valore di  $\lambda_T$  calcolato esca dal range storico relativo allo stesso modulo, possiamo identificare delle possibili diagnostiche al problema riscontrato che possono essere così riassunte:

- fenomeni di hot spot alle celle FV;
- Rottura del diodo di by pass
- Problemi di surriscaldamento locale del modulo FV

## 5.6 Temperatura del modulo e Resistenza termica equivalente

Quando abbiamo analizzato le perdite dovute alla Temperatura abbiamo riscontrato dei valori che si aggirano attorno al 10– 20 %. Risulta chiaro quindi che l'effetto termico ha un ruolo di primaria importanza nelle prestazioni del singolo modulo e di conseguenza dell'intero impianto. Per questo motivo risulta utile analizzare ogni giorno il comportamento termico dei moduli e del sistema. È intuibile come la temperatura del modulo FV non segua linearmente la temperatura dell'ambiente per 2 motivi. Il primo è dovuto all'Irraggiamento, il quale è strettamente (ma non completamente) legato alla Temperatura dell'ambiente e possiamo considerarlo lineare alla Temperatura dissipata dal modulo all'ambiente. Il secondo motivo riguardano i materiali che costituiscono il modulo fotovoltaico, infatti in base ad essi è possibile determinare la Resistenza Termica Equivalente, parametro che ci permette di capire con che facilità il modulo si riscalda o raffredda al mutare delle condizioni climatiche. Nella nostra analisi trascureremo le capacità termiche del modulo.

Abbiamo detto come l'Irraggiamento sia proporzionale al calore dissipato così come il calore dissipato è proporzionale alla differenza tra temperatura dell'ambiente e del modulo. Di conseguenza, in base a questi due legami, ci aspettiamo una dipendenza lineare tra la differenza tra le due temperature (  $T_{mod} - T_{amb}$  ) ed i valori istantanei di  $G_N$  . Possiamo dunque definire come Resistenza termica equivalente del modulo (  $k_{th}$  ) il valore della pendenza della suddetta retta di regressione lineare.

Quindi, la relazione che analizziamo è la seguente

$$T_{mod} - T_{amb} = k_{th} * G_N \quad (24)$$

La Resistenza termica che otteniamo comprende tutti i meccanismi di trasmissione del calore (conduzione, convezione e irraggiamento) il quale quindi risulterà essere molto fluttuante al variare delle condizioni ambientali. Dobbiamo considerare che una frazione dell'Irraggiamento viene riflessa, un'altra viene convertita in elettricità e solo un'ultima parte viene dissipata in calore.

Vediamo ora tale analisi eseguita per una giornata di cielo totalmente sereno.

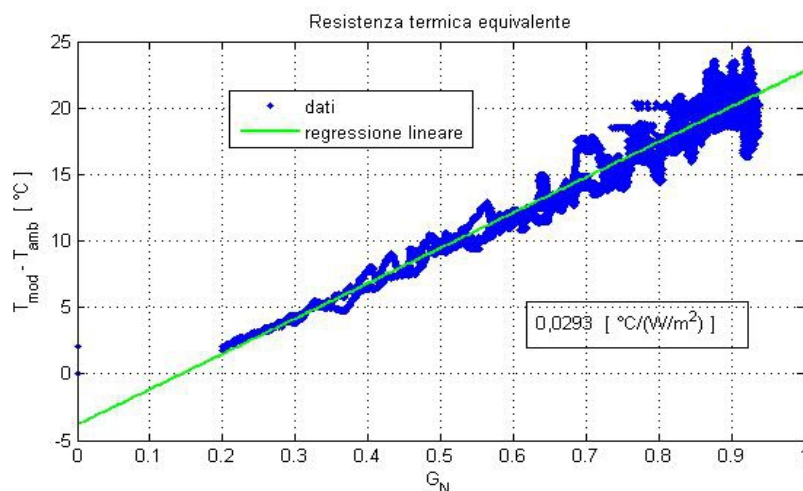


Illustrazione 48: Analisi Resistenza termica equivalente relativamente al modulo PV061, stringa "SolarEdge", 10 Luglio 2015.

Si nota immediatamente come la dipendenza tra la differenza di temperatura e l'Irraggiamento (considerato tramite il parametro  $G_N$  ) possa considerarsi lineare.

Nei moduli fotovoltaici il valore tipico ottimale per poter considerare un corretto funzionamento termico per tale

parametro oscilla tra 0,027 e 0,032 [°C/(W/m²)], quindi si attesta nei valori attesi.

Analizzando i risultati che si ottengono è possibile controllare il comportamento termico del modulo, in particolare la sua dispersione termica verso l'ambiente. Come vedremo in seguito potremo considerare un valore attendibile di  $k_{th}$  quando vi sono le condizioni giornaliere di cielo sereno difatti, se così non fosse, il risultato di tale analisi sarebbe sensibilmente drogato dalla continua fluttuazione dell'Irraggiamento il quale comporterebbe un comportamento non lineare della temperatura del modulo.

Nella figura seguente vediamo il risultato di un'analisi relativa ad una giornata con continue fluttuazioni dell'Irraggiamento.

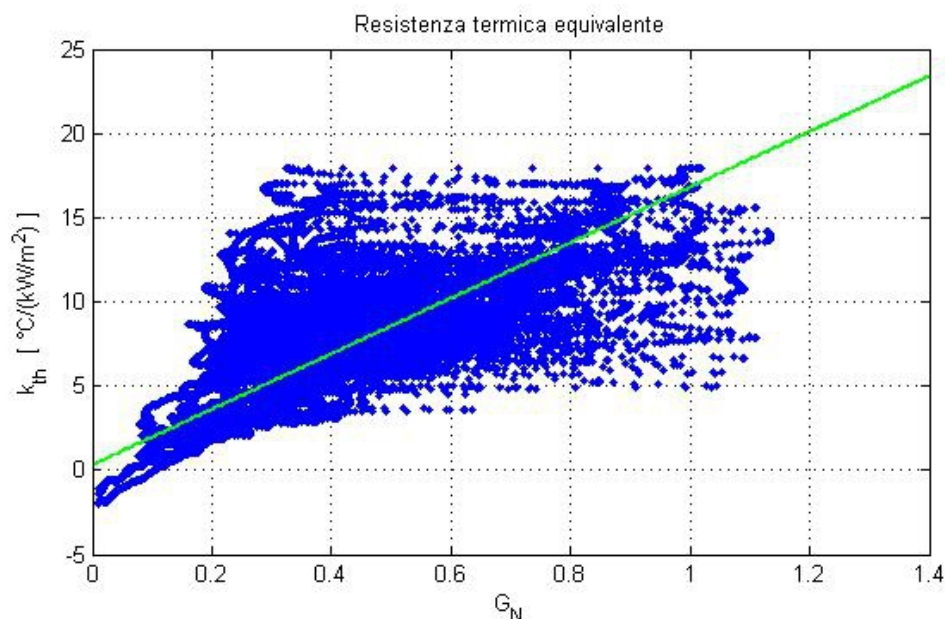


Illustrazione 49: Analisi della resistenza termica per una giornata con Irraggiamento fluttuante relativamente al modulo PV061, stringa "SolarEdge", 17 Luglio 2015.

In questo caso, per lo stesso modulo (PV061) ed a distanza di pochi giorni, otteniamo il seguente risultato:

$$k_{th} = 0,0172 \left[ \frac{(^{\circ}C)}{\left(\frac{W}{m^2}\right)} \right]$$

notiamo dunque un grosso scostamento dei valori in pochi giorni di distanza, è quindi intuibile che il calcolo della resistenza termica equivalente è strettamente dipendente dalle condizioni climatiche ed ambientali ed in questi casi di Irraggiamento fluttuante la regressione lineare non è lo strumento statistico più adatto per analizzare tale correlazione. In definitiva anche questo parametro dovrà essere analizzato tenendo in considerazione il valore della sua deviazione standard.

Possiamo comunque considerare i risultati che si ottengono quando G è fluttuante e analizzarli nel loro trend periodico. Infatti se non si riscontrassero problemi significativi ai moduli e all'impianto ci aspettiamo un trend di  $k_{th}$  analogo per tutti i moduli analizzati anche se di diverso valore assoluto e soprattutto la risposta giornaliera di ogni modulo rispetto agli altri rimane quasi sempre invariata (i moduli con minore  $k_{th}$  tendono a mantenere il loro "primato" nel tempo se confrontati con gli altri moduli).

Nel grafico seguente verrà evidenziato il trend mensile di  $k_{th}$  relativamente ai moduli della stringa "SolarEdge". Non si riscontrano variazioni di trend di un modulo rispetto gli altri, possiamo dunque considerare

un corretto comportamento termico dell'impianto durante il mese di Luglio.

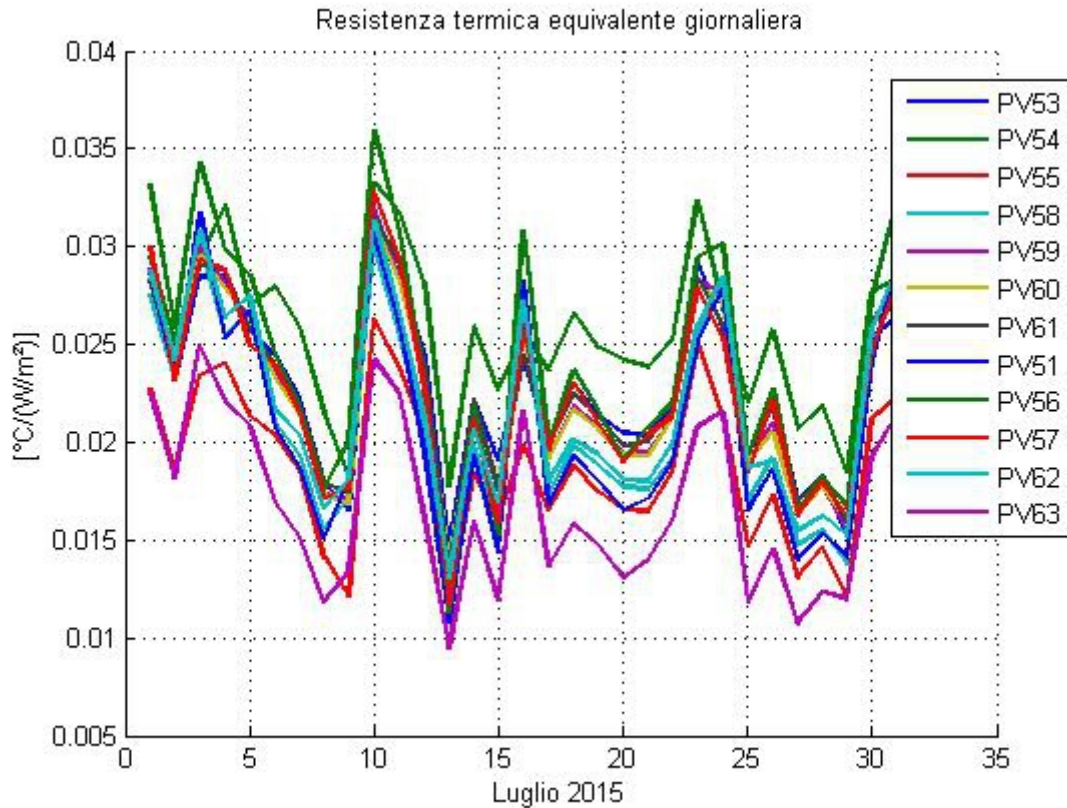


Illustrazione 50: Andamento giornaliero della Resistenza termica equivalente. Caso dei moduli della stringa "SolarEdge", Luglio 2015.

Durante il mese di Luglio sono state riscontrate 4 giornate di sole, nella tabella sottostante vengono riassunti i valori di  $k_{th}$  per tali giornate.

	PV51	PV53	PV54	PV55	PV56	PV57	PV58	PV59	PV60	PV61
<b>07-01</b>	0,0264	0,0275	0,0296	0,0227	0,0276	0,0289	0,0284	0,0283	0,0288	0,0332
<b>07-03</b>	0,0288	0,0285	0,0293	0,0234	0,0303	0,0300	0,0295	0,0290	0,0318	0,0343
<b>07-10</b>	0,0293	0,0312	0,0333	0,0263	0,0300	0,0320	0,0314	0,0316	0,0307	0,0359
<b>07-11</b>	0,0260	0,0283	0,0317	0,0238	0,0254	0,0284	0,0282	0,0291	0,0260	0,0307

É possibile vedere che i valori calcolati nelle giornate di cielo completamente sereno sono valori che si avvicinano (ed in alcuni casi rientrano) nei valori standard nominali tra 0,027 e 0,032 [°C/(W/m²)].

I valori fin qui calcolati comprendono una variabile che funge da ventilazione naturale per il modulo e che, in alcuni casi (come nei moduli che stiamo analizzando) incide pesantemente nel calcolo della Resistenza termica. Tale parametro è la velocità e la direzione del vento. Monitorando questi due parametri ( ed aggiungendo l'umidità dell'aria ) sarebbe possibile determinare la costante termica (con un certo errore di misurazione e di calcolo) al netto delle condizioni ambientali di vento e umidità.

Nella nostra analisi eliminiamo l'effetto della velocità del vento, assumendo ininfluenza (sebbene è



un'approssimazione molto forte) la direzione del vento stesso ed il livello di umidità dell'aria.

## 5.7 Resistenza termica senza vento

Dai valori della resistenza termica istantanea (calcolata ogni secondo di campionamento) possiamo determinare tale parametro eliminando (in maniera approssimativa) l'effetto del raffreddamento naturale dei moduli dovuto al vento, in particolare analizziamo la sua velocità e la mettiamo in relazione al comportamento termico del modulo secondo la seguente relazione:

$$k_{th} = k_{th0} * e^{(-C_{th} * S_w)} \quad (25)$$

Dove:

$k_{th}$  è la resistenza termica equivalente calcolata come illustrato nel precedente paragrafo;

$k_{th0}$  è la resistenza termica equivalente senza l'effetto del vento;

$C_{th}$  è il coefficiente di convezione termica;

$S_w$  è la velocità del vento campionata ogni secondo.

Utilizzando una scala semi - logaritmica possiamo mettere in relazione con maggiore chiarezza la velocità del vento con la resistenza termica  $k_{th}$ . L'interpolazione lineare di tale famiglia di dati ci definirà il valore giornaliero della resistenza termica equivalente senza l'effetto del vento.

Anche in questo caso utilizziamo un filtro di dati e consideriamo i valori campionati quanto l'Irraggiamento è superiore a  $200 \text{ W/m}^2$ , in questo modo eliminiamo i valori istantanei di  $k_{th}$  che potrebbero alterare il successivo calcolo di  $k_{th0}$ . L'effetto di tale filtraggio è visibile nella seguente figura.

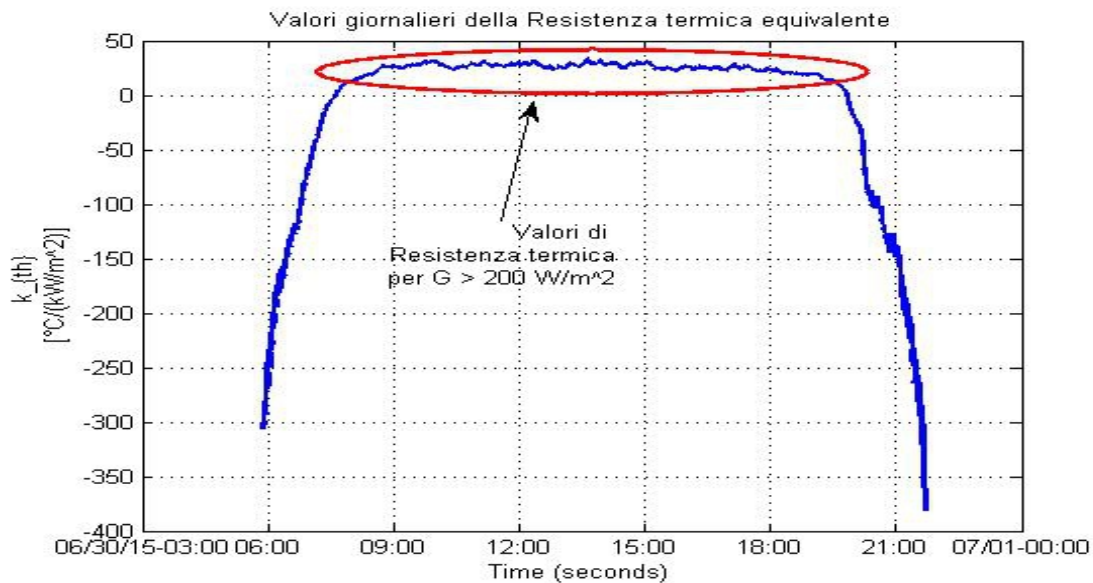


Illustrazione 51: Andamento giornaliero della Resistenza termica equivalente. Caso del modulo PV061, stringa "SolarEdge", 30 Giugno 2015.

Nella seguente figura possiamo vedere un esempio di calcolo giornaliero del parametro  $k_{th0}$ , tale analisi viene eseguita per tutti i giorni del periodo di campionamento considerato (Aprile – Settembre 2015).

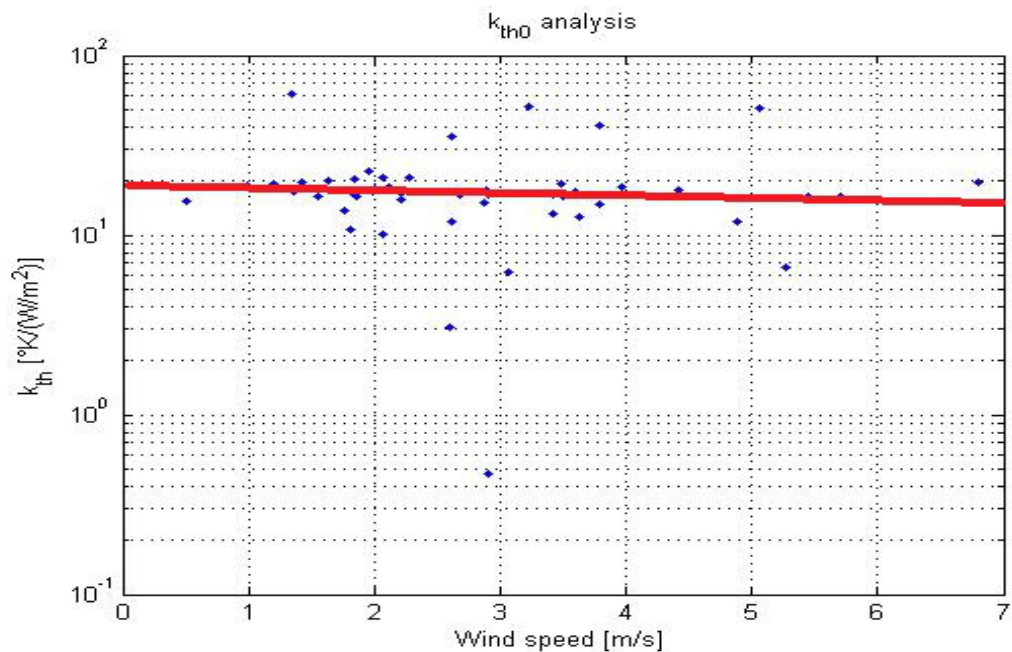


Illustrazione 52: Regressione lineare della famiglia di dati della velocità del vento verso la i valori di Resistenza termica equivalente. Caso del modulo PV055, inverter "SolarEdge", 7 Luglio 2015 (campionamenti ogni 15' come media dei valori al secondo).

Da tale analisi si determina il valore giornaliero della resistenza termica equivalente senza l'effetto del vento. Possiamo quindi studiarne la sua variazione nel tempo determinandone la deviazione standard e calcolare il valore medio nel periodo di monitoraggio considerato al fine di caratterizzare il comportamento termico di ciascun modulo.

Nella seguente figura viene illustrato l'andamento della resistenza termica con e senza l'effetto del vento nel periodo di monitoraggio interessato (Aprile – Agosto 2015).

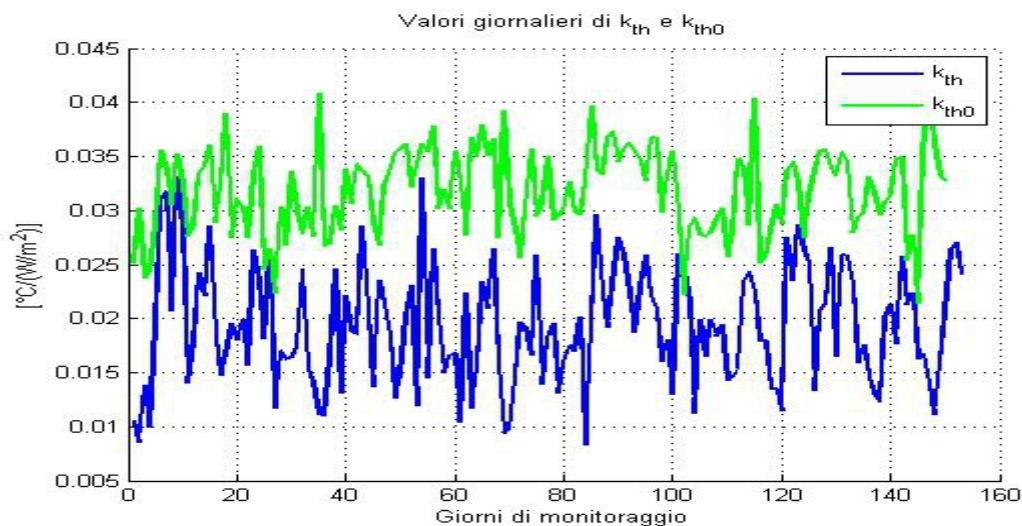


Illustrazione 53: Confronto tra i valori giornalieri della resistenza termica equivalente con e senza l'effetto del vento. Caso del modulo PV055, stringa "SolarEdge", Aprile - Agosto 2015.

Risulta evidente come eliminando l'effetto del vento la resistenza termica del modulo cresce sensibilmente, tale aspetto sarà più marcato quanto più ventilato risulta essere il sito di installazione dell'impianto.

Un aspetto importante che si può vedere già dal grafico sopra illustrato è la limitazione della variazione standard quando passiamo da  $k_{th}$  a  $k_{th0}$ , tale fenomeno ci porta ad avere un parametro che si mantiene più costante nel tempo (meno legato alle condizioni climatiche ed ambientali) e che potremo quindi utilizzare per confrontare il comportamento termico di moduli situati in siti differenti.

Nel caso del modulo PV055 ad esempio vediamo come il valore di  $k_{th}$  vari continuamente da  $0,008 \left[ \frac{^\circ C}{W/m^2} \right]$  a giornate che si raggiunge il valore di  $0,033 \left[ \frac{^\circ C}{W/m^2} \right]$ , mentre nel caso della

Resistenza termica senza l'effetto del vento otteniamo valori compresi nel lasco  $0,025 - 0,04 \left[ \frac{^\circ C}{W/m^2} \right]$

Quanto detto è messo ancora più in evidenza nella seguente figura dove confrontiamo il valore medio di  $k_{th}$  e di  $k_{th0}$  nel tempo con le specifiche deviazioni standard.

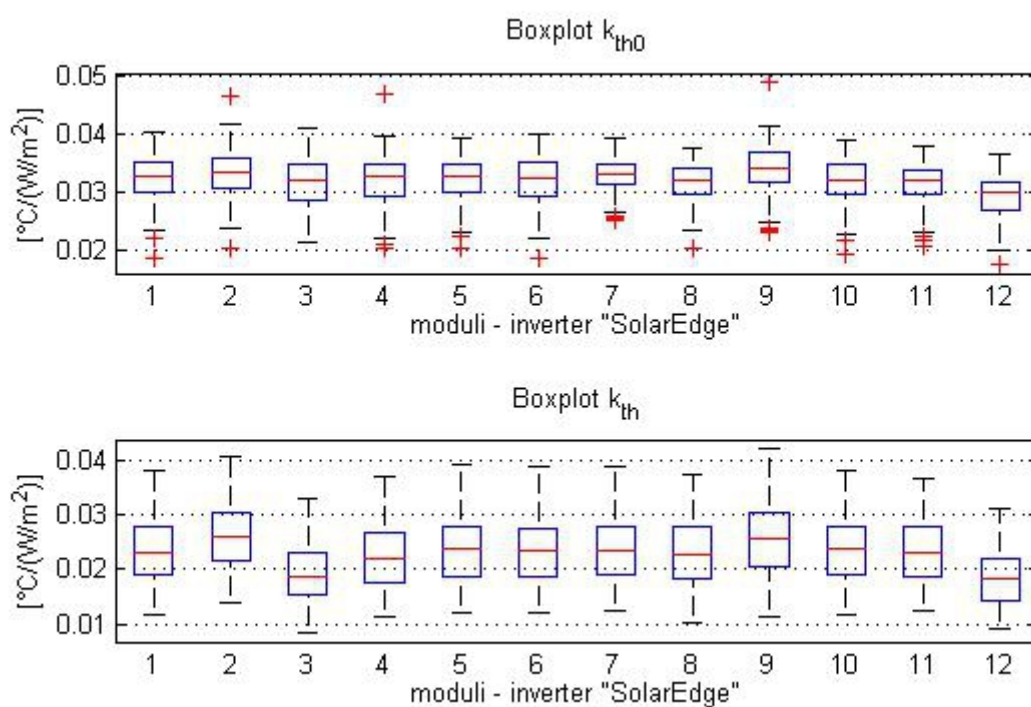


Illustrazione 54: Analisi valore medio e deviazione standard della Resistenza termica senza e con l'effetto del vento. Caso moduli stringa "SolarEdge", Aprile - Settembre 2015.

Per ogni modulo si ottengono dei valori di  $k_{th0}$  molto vicini tra loro con scostamenti ridotti nel tempo, potremo dunque utilizzare tale parametro come "sensore" del comportamento termico del modulo, se si verificheranno risultati giornalieri al di fuori della regione di valori uscita dall'analisi boxplot dovremo analizzare in dettaglio il comportamento termico del modulo in quel giorno in quanto potrebbe essere un allarme di un malfunzionamento o di qualche fenomeno di hot - spot.

## 5.8 Risultati: parametri caratterizzanti dei moduli

### 1. Valori dei parametri.

modulo	$\langle PR \rangle_{\tau}'$	$\langle \eta_N \rangle_{\tau}'$	$\langle \gamma \rangle_{\tau}$	$\langle k_{ih} \rangle_{\tau}$	$\langle k_{ih0} \rangle_{\tau}$	$\langle \lambda_T \rangle_{\tau}$
PV052	0,9136	0,8694	-0,0051	0,0216	0,0307	0,0059
ABB	0,9260	0,9006	-0,0063	0,0203	0,0307	0,0069
PV053	0,9211	0,8961	-0,0064	0,0228	0,0310	0,0065
PV054	0,9001	0,8680	-0,0048	0,0256	0,0317	0,0031
PV055	0,9109	0,8797	-0,0048	0,0187	0,0299	0,0043
PV058	0,9409	0,9193	-0,0084	0,0217	0,0303	0,0077
PV059	0,9497	0,9245	-0,0074	0,0231	0,0306	0,0072
PV060	0,9087	0,8813	-0,0049	0,023	0,0304	0,0036
PV061	0,9238	0,8947	-0,0051	0,0231	0,0326	0,0043
PV051	0,9312	0,9028	-0,0064	0,022	0,0304	0,0072
PV056	0,9499	0,9267	-0,0075	0,025	0,0320	0,0073
PV057	0,9546	0,9274	-0,0069	0,0232	0,0308	0,0077
PV062	0,9355	0,9037	-0,0074	0,0226	0,0306	0,0072
PV063	0,9238	0,8867	-0,0054	0,0177	0,0281	0,0077
SolarEdge	0,8924	0,8579	-0,0066	0,0186	0,0285	0,007

Tabella 8: Parametri caratterizzanti dei moduli fotovoltaici risultati dalle analisi del periodo di monitoraggio Aprile - Settembre 2015.

### 2. Valori delle deviazioni standard relative [ - ].

modulo	$\langle PR \rangle_{\tau}'$	$\langle \eta_N \rangle_{\tau}'$	$\langle \gamma \rangle_{\tau}$	$\langle k_{ih} \rangle_{\tau}$	$\langle k_{ih0} \rangle_{\tau}$	$\langle \lambda_T \rangle_{\tau}$
PV052	0,0564	0,0529	0,6709	0,2513	0,1026	0,1645
ABB	0,0672	0,0390	0,5093	0,2687	0,0925	0,1474
PV053	0,0603	0,0602	0,5152	0,2524	0,1026	0,1326
PV054	0,0648	0,0704	0,7333	0,2252	0,1026	0,1744
PV055	0,0648	0,0705	0,7436	0,2871	0,1164	0,1567
PV058	0,0706	0,0748	0,5315	0,2648	0,1088	0,1768
PV059	0,0708	0,0746	0,5121	0,2549	0,1057	0,1513
PV060	0,0651	0,0709	0,7179	0,2488	0,1055	0,1716
PV061	0,0655	0,0714	0,7197	0,2488	0,0727	0,1592
PV051	0,0601	0,0587	0,4065	0,2795	0,0894	0,1480
PV056	0,0631	0,0621	0,4611	0,2698	0,1015	0,2116
PV057	0,0603	0,0584	0,3898	0,2548	0,1003	0,1594
PV062	0,0661	0,0655	0,4747	0,2496	0,0946	0,2110
PV063	0,0575	0,0566	0,4281	0,2839	0,1122	0,1798
SolarEdge	0,0684	0,0510	0,5132	0,2867	0,1134	0,1863

Tabella 9: Valori delle deviazioni standard relative dei parametri caratterizzanti i moduli fotovoltaici.

### 5.8.1 Interpretazione dei risultati

Abbiamo visto come l'Efficienza normalizzata con correzione della temperatura diminuisca mediamente del 50 % la deviazione standard rispetto l'analisi senza l'eliminazione dell'effetto giornaliero della temperatura. Ne consegue che al fine di caratterizzare i moduli da punto di vista delle Performance risulta molto più efficace ed attendibile utilizzare il coefficiente correttivo  $T_{corr}$  per calcolare  $\eta_N'$  e/o  $PR'$ .

Il modello termico ha determinato una minore deviazione standard per il coefficiente  $k_{th0}$  (mediamente attorno al 10 %) il quale potrà essere utilizzato come parametro di allarme del comportamento termico più attendibile tra quelli analizzati in questo lavoro, ovvero quando il suo valore cresce notevolmente in una giornata o in un periodo può indicare delle problematiche nel modulo in considerazione. Dall'analisi eseguita tutti i moduli dell'impianto FV di Gent hanno riscontrato sia un valore medio totale giornaliero di  $k_{th0}$  compreso nel range 0,027 – 0,032 [ K/(W/m<sup>2</sup>) ], possiamo dunque concludere definendo un ottimo comportamento termico di questi moduli.

I valori del coefficiente di temperatura sono legati a quelli del coefficiente di perdite termiche in quanto entrambi i parametri analizzano il comportamento dell'Efficienza al mutamento delle condizioni termiche. Mentre i moduli PV54, PV55, PV60 e PV61 hanno riscontrato una bassa dipendenza dell'efficienza (e delle sue perdite) in funzione della temperatura (e di  $T_o$ ) non si può dire lo stesso per gli altri moduli dove i risultati sono di gran lunga maggiori.

Analizzando però la deviazione standard di questi parametri risulta evidente come sia più interessante analizzare il confronto tra i valori giornalieri per i diversi moduli piuttosto che i valori così come calcolati in quanto (soprattutto per  $k_{th}$ ,  $\gamma_P$  e  $\lambda_T$ ) le condizioni giornaliere dell'irraggiamento e della temperatura incidono profondamente sui risultati. Essendo però tutti i moduli soggetti alle stesse condizioni ambientali risulta utile confrontare tra di loro le diverse risposte individuando eventualmente se e quando un modulo sta variando le proprie prestazioni termiche.

## 6 Analisi di lungo periodo

### 6.1 Impianto fotovoltaico analizzato

Nell'analisi delle prestazioni di lungo periodo abbiamo considerato un impianto fotovoltaico di quasi 1 MW di picco di Potenza installata quindi con caratteristiche molto diverse da quelle dell'impianto del laboratorio universitario di Gent. Tale impianto è installato a Montesardo di Alessano nella provincia di Lecce.

In particolare abbiamo le seguenti caratteristiche impiantistiche e tecniche.

Tipo di impianto	Fisso
Superficie totale dei moduli FV esposti al sole	6546,36 mq
Numero di inverter	36
Numero di stringhe	1000
Potenza di picco dell'impianto	967,68 kWp
Potenza di picco della sezione 1	218,88 kWp
Potenza di picco della sezione 2	748,80 kWp

I dati che vengono monitorati in tale impianto sono i seguenti:

- Energia DC e AC;
- Potenza AC e DC;
- Temperatura media dei moduli FV;
- Irraggiamento solare (tramite un piranometro).

Il campionamento viene eseguito con time step di 15 minuti ed i dati elettrici a cui si è avuto accesso hanno riguardato quelli dell'impianto totale e delle due sezioni (non dei singoli inverter).

Gli inverter presenti nelle due sezioni sono di due tipologie di Potenza nominale: 23,04 kW e 28,8 kW.

I moduli fotovoltaici utilizzati sono tutti della stessa tipologia, ovvero moduli con tecnologia del Silicio policristallino con le seguenti caratteristiche di targa:

$P_{MPP} [W]$	Potenza nominale	260
$V_{OC} [V]$	Tensione a vuoto	37,7
$I_{SC} [A]$	Corrente di corto circuito	9,0
$V_{MPP} [V]$	Tensione nominale	30,3
$I_{MPP} [A]$	Corrente nominale	8,580
$\eta$ [%]	Efficienza del modulo	16,010
$\beta_V$ [%/°C]	Coefficiente di temperatura di tensione	-0,292

$\beta_I$ [%/°C]	Coefficiente di temperatura di corrente	0,045
$\gamma_P$ [%/°C]	Coefficiente di temperatura di potenza	-0,408

Da tenere presente che i valori riportati nella tabella appena illustrata sono stati determinati da prove alle condizioni STC.

Un altro fattore di targa che ci è molto utile quando si vuole fare l'analisi delle Performance di sistema a lungo termine è il coefficiente di degrado nominale.

In questo caso è indicato:

$$D_{(PR, nom)} = -0,7 \text{ [%/anno]}$$

e viene garantita il seguente trend di PR nel tempo.



Illustrazione 55: Indice di degrado massimo garantito dal costruttore del modulo.

Il quale garantisce un valore di Performance Ratio del singolo modulo pari almeno all' 80,7% dopo 25 anni di funzionamento dei moduli.

In questa analisi verificheremo il coefficiente di degrado del PR e le prestazioni annuali basandoci sui primi tre anni e mezzo di vita dell'impianto (2012 – 2015) e successivamente simuleremo il possibile scenario futuro basandoci sui parametri reali calcolati.

## 6.2 Analisi delle prestazioni nel tempo

Considerando che tale sistema fotovoltaico è in esercizio da Gennaio 2012 il primo passo da fare è analizzare il Performance Ratio annuale per i quattro anni dal 2012 al 2015 utilizzando la seguente relazione.

$$PR_{annuale} = \frac{[E_{DC}/P_{STC}]_y}{[H_I/G_{STC}]_y} = \frac{Y_A}{Y_R} \quad (26)$$

Dove:

$E_{DC}$  è l'energia annuale prodotta dall'impianto;

$P_{STC}$  è la Potenza nominale dell'impianto alle condizioni STC;

$H_I$  è la radiazione solare annuale incidente sull'impianto;

$G_{STC}$  è l'irraggiamento alle condizioni STC (1000 W/m<sup>2</sup>).

Analizzando dunque il Performance Ratio lato DC (con i valori di Energia letti sull'inverter) otteniamo i seguenti valori.

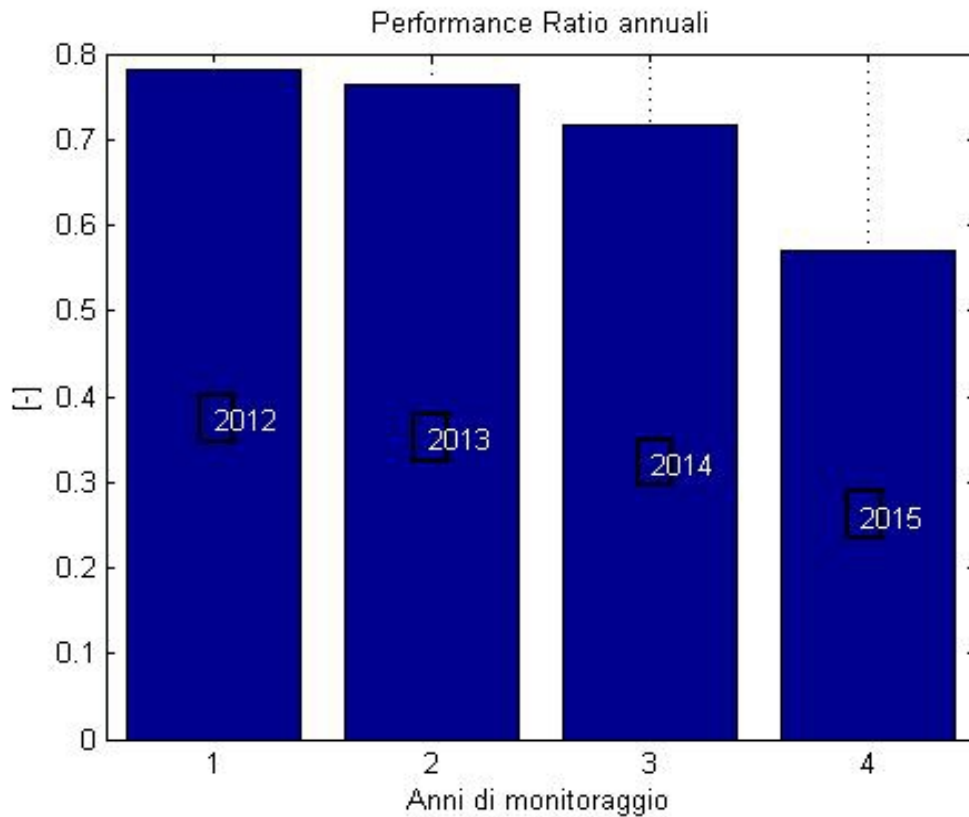


Illustrazione 56: Valori di PR annuali lato DC dell'intero impianto.

I valori del PR annuale lato AC e DC sono riassunti nella seguente tabella.



YEAR	DC PR	AC PR
2012	78,11	72,95
2013	76,47	73,07
2014	71,62	59,12
2015	57,05	55,76

Tabella 10: Valori annuali di PR in [%]

Possiamo vedere come il Performance Ratio annuale decresca poco più dell'1,5% nei primi 2 anni per poi decrescere notevolmente negli ultimi due. Specialmente nel 2015 vediamo un fenomeno anomalo di abbassamento del PR fino a raggiungere valori del 55%. Si verificano inoltre delle variazioni molto diverse tra lato DC e AC. Tutte queste considerazioni porterebbero a determinare un coefficiente di degrado ben al di sopra di quello nominale (0,7 %/anno) mettendo in crisi il business plan dell'impianto.

La motivazione di tali anomalie le si possono verificare analizzando l'andamento sia del PR giornaliero che dell'Efficienza normalizzata, con quest'ultima infatti possiamo verificare se alcune delle cause di questi bassi valori di PR siano dovuti alla presenza di ombreggiamenti.

La nostra analisi si svolgerà analizzando le prestazioni lato DC dell'impianto, tralasciando dunque il comportamento e performance dell'inverter. A tal fine possiamo indicare i seguenti step di lavoro:

1. calcolo del coefficiente di temperatura di potenza  $\gamma_P$  annuale;
2. calcolo del PR giornaliero ed Efficienza normalizzata con correzione dell'effetto della temperatura;
3. localizzazione delle problematiche nel sistema nel corso degli anni;
4. eliminazione delle cause esterne sul calcolo del PR giornaliero;
5. calcolo dei parametri reali di impianto;
6. analisi del degrado e simulazione del trend futuro.

Nello svolgimento di tale lavoro è stato assunto attendibile il sistema di misurazione presente nell'impianto ipotizzando che i sensori abbiano lavorato sempre correttamente.

### 6.2.1 Coefficiente di temperatura di potenza annuale

In base ai dati di monitoraggio che abbiamo a disposizione in questo impianto il coefficiente di temperatura di potenza viene calcolato considerando il valore dell'Efficienza normalizzata  $\eta_{DC}$  calcolata ogni 15 minuti secondo la relazione (7) e il valore istantaneo di  $T_{mod}$  (come media istantanea della temperatura dei moduli).

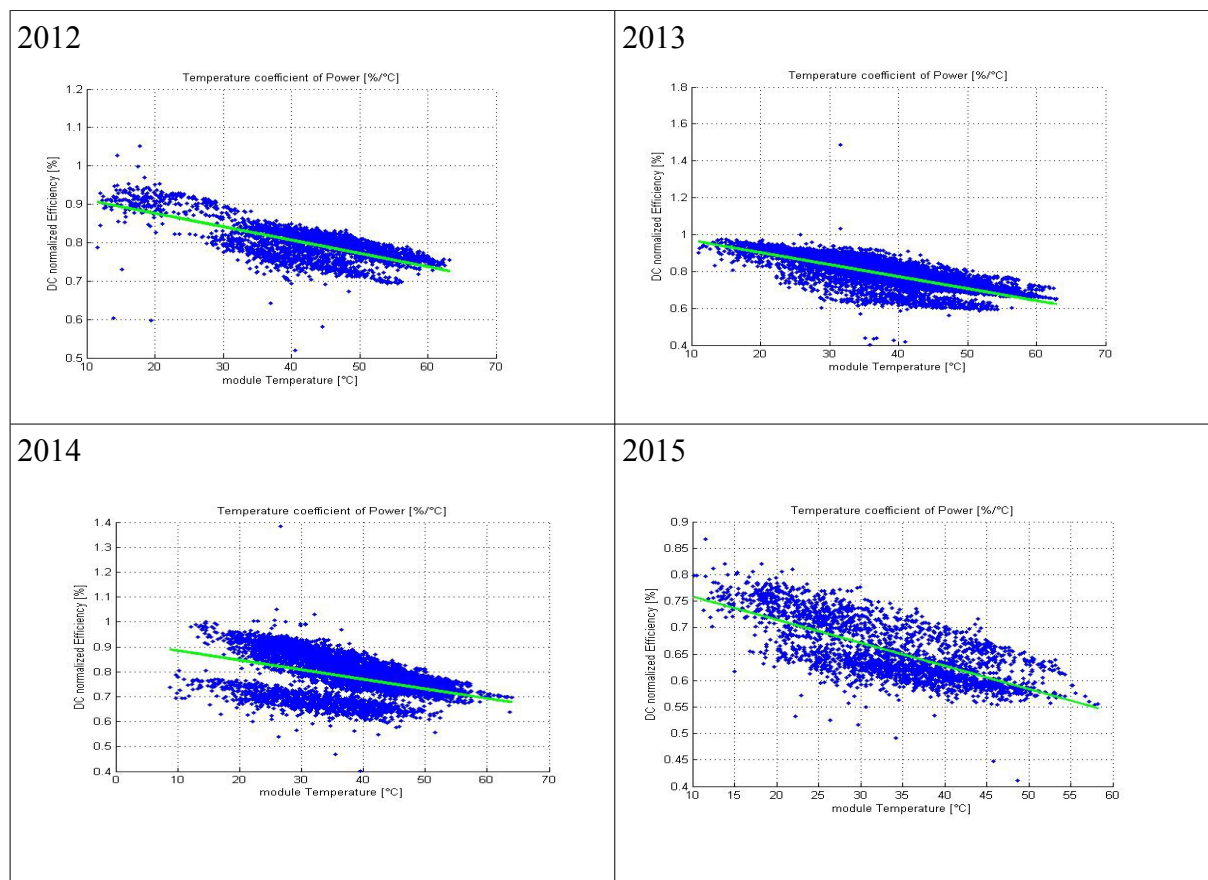
In particolare  $\gamma_P$  verrà definito dall'interpolazione lineare della temperatura del modulo verso i valori dell'Efficienza normalizzata.

In tale analisi consideriamo i valori di  $\eta_{DC}$  e di  $T_{mod}$  di un intero anno determinando così il valore annuale di  $\gamma_P$ . Questa procedura introduce chiaramente degli errori statistici oltre al fatto che operando in questo modo non teniamo conto della deviazione standard caratterizzante tale parametro (come visto nell'analisi giornaliera) e che il coefficiente che andiamo a calcolare sarà uguale per tutti i moduli dell'impianto (quando in realtà può variare molto di modulo in modulo). Tale assunzione risulta però giustificata dal fatto che disponiamo di un solo valore della Temperatura del modulo per tutto il sistema FV e dal fatto che non stiamo cercando tanto il valore esatto di Performance Ratio o di Efficienza normalizzata ma bensì ci interessa il trend nel tempo delle prestazioni del sistema. Da quest'ottica possiamo dunque analizzare le prestazioni con il coefficiente di temperatura annuale. Con l'interpolazione lineare sopra descritta otteniamo i seguenti risultati annuali.

Anno	$\gamma_P$ [%/°C]	$\gamma_{nom}$ [%/°C]	$\gamma_{BOS}$ [%/°C]
2012	-0,347	-0,408	0,061
2013	-0,653	-0,408	-0,245
2014	-0,391	-0,408	0,017
2015	-0,285	-0,408	0,123

Tabella 11: Valori annuali di  $\gamma_P$  e di  $\gamma_{BOS}$

Già dal calcolo del coefficiente di temperatura possiamo ricavare qualche informazione interessante. Nei seguenti grafici si illustra l'analisi annuale di  $\gamma_P$ .



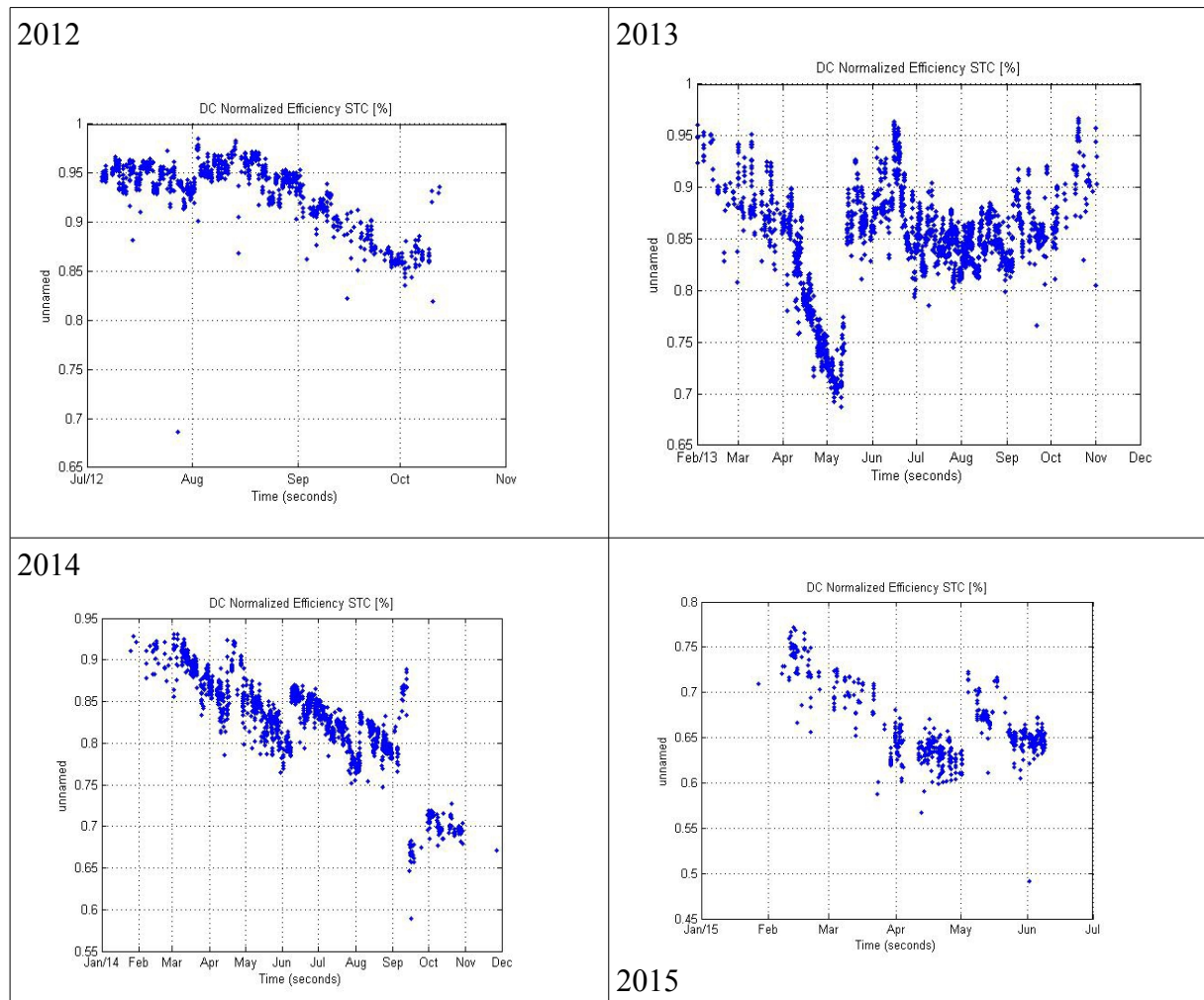
Si nota a prima vista come vi siano due famiglie di dati soprattutto nell'analisi del 2014 (ma le si possono notare anche per gli altri anni), questo è un chiaro indicatore di una diminuzione brusca ed improvvisa dell'Efficienza normalizzata del sistema come conseguenza a possibili rotture o problematiche in qualche parte dell'impianto. Tale considerazione la si può fare (sebbene sia meno evidente) anche per l'anno 2012, 2013 e 2015. Dall'analisi delle performance giornaliere potremmo avere più strumenti per individuare i fenomeni di rottura e diagnosticare eventuali situazioni anomale.

## 6.2.2 Efficienza normalizzata con correzione dell'effetto della temperatura

Una volta determinati i valori annuali di  $\gamma_P$  possiamo calcolare, istante per istante, il valore dell'Efficienza normalizzata (con temperatura corretta) come segue.

$$\eta_{DC}(t)' = \frac{(\eta_{DC}(t))}{[1 + \gamma_P * (T_{mod} - 25)]} \quad (27)$$

Possiamo ora analizzare l'andamento di  $\eta_{DC}'$  nel tempo per ogni anno di monitoraggio. Inizialmente filtriamo i valori per  $G > 900 [W/m^2]$  al fine di evidenziare i casi vicini alle condizioni STC.



Sono evidenti immediatamente due casi problematici di diminuzione considerevole dell'Efficienza:

- Aprile – Maggio 2013; diminuzione lineare e successiva crescita immediata ai valori precedenti;
- Settembre 2014; brusca diminuzione dell'Efficienza (quasi del 20 %).

### 6.2.3 Diagnostica delle variazioni anomale di Efficienza

Analizziamo prima di tutto il caso evidenziato in precedenza a Settembre 2014. Ne deriva il seguente grafico illustrativo dell'andamento dell'Efficienza normalizzata.

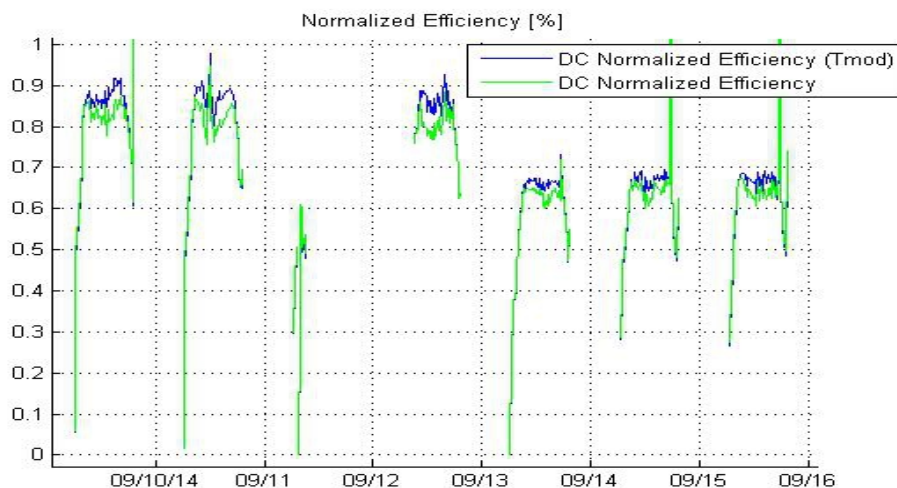


Tabella 12: Caso di problematiche. Andamento dell'Efficienza normalizzata dal giorno 10 al 16 Settembre 2014.

In questo caso è evidente che vi è stato qualche problema strutturale all'impianto. In particolare sono stati rubati una serie di moduli fotovoltaici dal sistema compromettendo la producibilità seguente tale fatto.

Nel caso rilevato ad Aprile 2013 avremo il seguente andamento dell'Efficienza normalizzata.

Viene messa così più in evidenza l'andamento graduale di decrescita dell'Efficienza durante tale periodo con successiva crescita in un paio di giorni attorno al 14 Maggio.

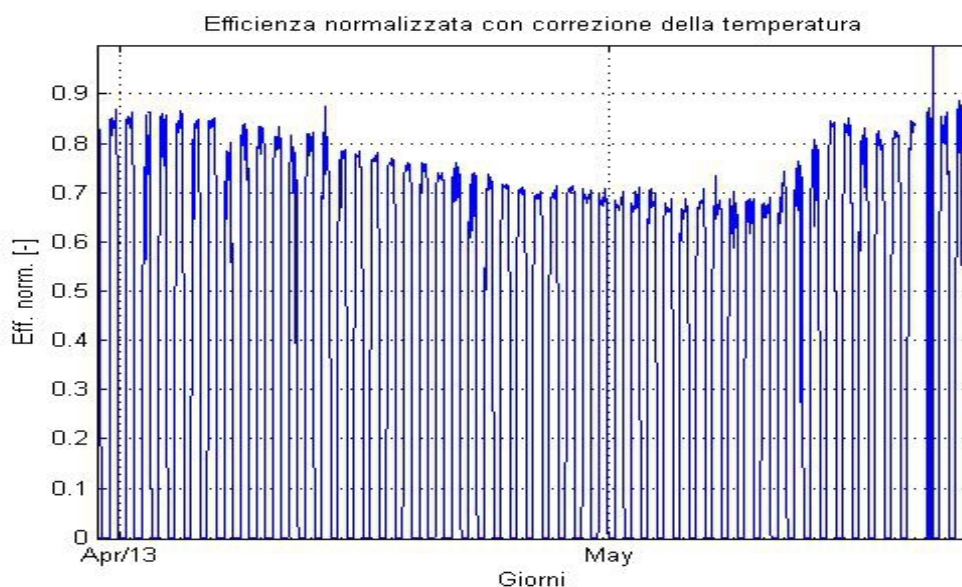
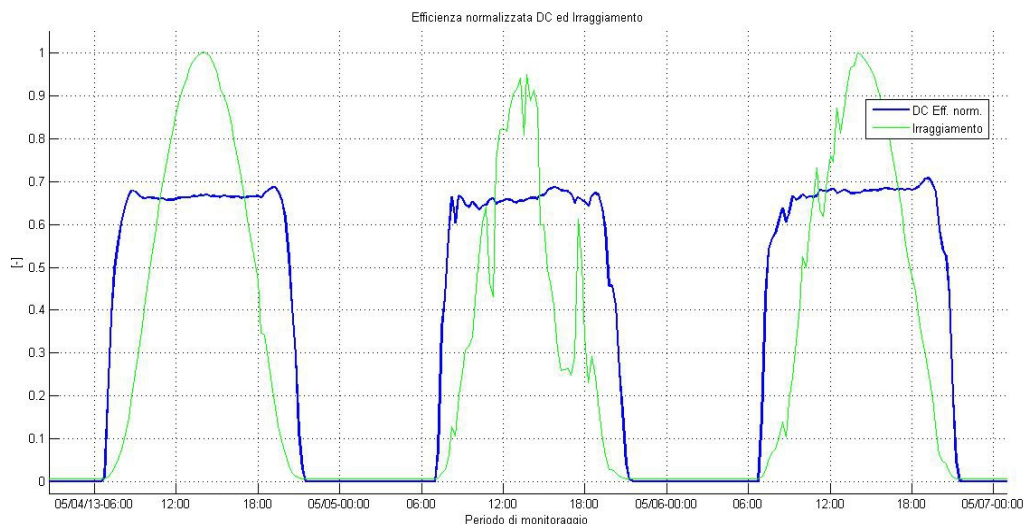


Tabella 13: Caso di problematica. Andamento dell'Efficienza tra Marzo e Maggio 2013.

Da tale andamento possiamo escludere delle rotture strutturali nell'impianto e considerare la possibilità di ombreggiamenti parziali e temporanei (come la presenza di impalcature per lavori esterni) oppure la presenza di sporcizia nei moduli.

Analizzando l'Efficienza normalizzata giornaliera e confrontandola con le fluttuazioni istantanee di Irraggiamento possiamo determinare se vi sia stato o meno dell'ombreggiamento nell'impianto.



*Illustrazione 57: Confronto tra Efficienza normalizzata (con correzione della Temperatura) ed Irraggiamento per individuare eventuali fenomeni di ombreggiamento. Caso dei giorni 4 - 7 Maggio 2013.*

Da tale analisi si nota come l'andamento di  $\eta_{DC}'$  segua nelle sue variazioni quello dell'Irraggiamento quindi possiamo escludere l'effetto dell'ombreggiamento sull'impianto e diagnosticare per esclusione la presenza di sporcizia dovuta probabilmente a piogge e venti provenienti dal deserto dell'Africa settentrionale.

Durante il periodo di funzionamento che stiamo analizzando (2012 – 2015) non sempre tutti gli inverter hanno lavorato correttamente, molte volte infatti sono stati riscontrati dei problemi nel livello DC o all'inverter stesso che hanno fatto sì che il sistema non producesse con tutta la sua potenzialità.

Questo fattore incide sul calcolo degli indici di prestazione dell'impianto in quanto la Potenza nominale totale che si deve considerare dev'essere diminuita della Potenza nominale del singolo inverter (o più) momentaneamente fuori servizio.

Il seguente grafico evidenzia la Potenza fuori servizio degli inverter non funzionanti nel tempo.

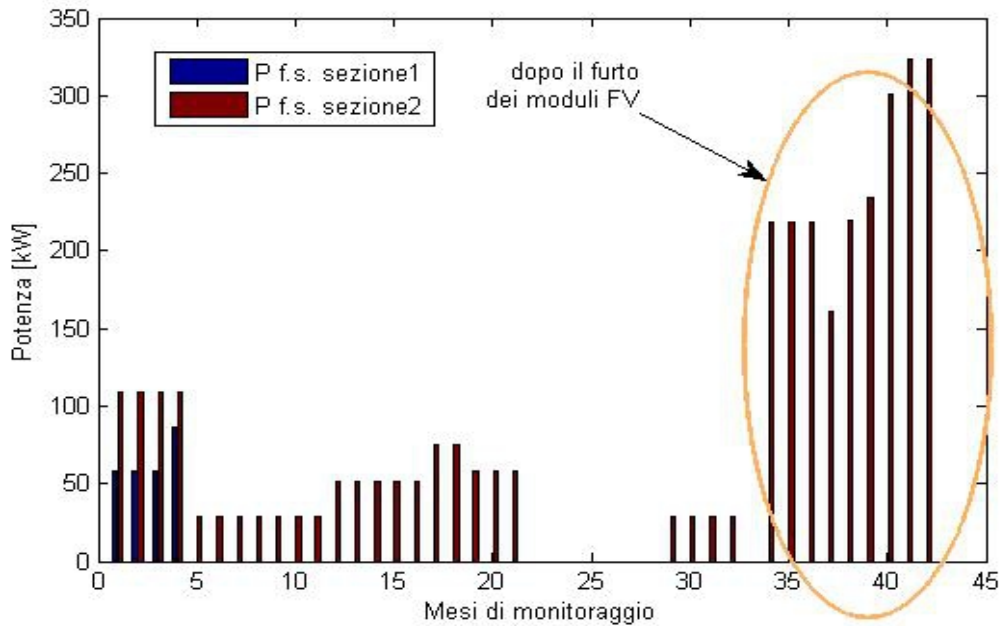


Illustrazione 58: Valori della Potenza fuori servizio per ogni mese

### 6.2.4 Eliminazione dell'effetto della Potenza fuori servizio sulle Performance dell'impianto

Al fine di calcolare la vera  $P_{STC}$  dell'impianto dobbiamo togliere il valore della Potenza momentaneamente fuori servizio, otteniamo quindi:

$$P_{(STC, real)} = P_{STC} - P_{(STC, fs)} \quad (28)$$

Utilizziamo dunque questo valore per calcolare gli indicatori reali delle prestazioni del sistema come descritto nelle seguenti relazioni.

$$PR_{real} = \frac{Y_{(A, real)}}{Y_R} = \frac{\left[ \frac{E_{DC}}{P_{(STC, real)}} \right]}{\left[ \frac{H_I}{G_{STC}} \right]} \quad (29)$$

$$\eta_{(DC, real)} = \frac{P_{(DC, N)}}{G_N} = \frac{\left[ \frac{P_{DC}}{P_{(STC, real)}} \right]}{\left[ \frac{G}{G_{STC}} \right]} \quad (30)$$

Dalle relazioni sopra descritte è poi immediato calcolare  $PR_{DC}'$  e  $\eta_{DC}'$  utilizzando il coefficiente di correzione della temperatura  $T_{corr}$ .

La variazione di Performance Ratio determinata dalla correzione della Potenza nominale di impianto è data da:

$$\Delta pr = \frac{(PR_{real} - PR_{nom})}{PR_{real}} \quad [-] \quad (31)$$

Nella seguente figura illustriamo l'andamento della variazione percentuale della Potenza nominale di impianto che è stata esclusa dall'analisi per problematiche all'array e/o agli inverter.

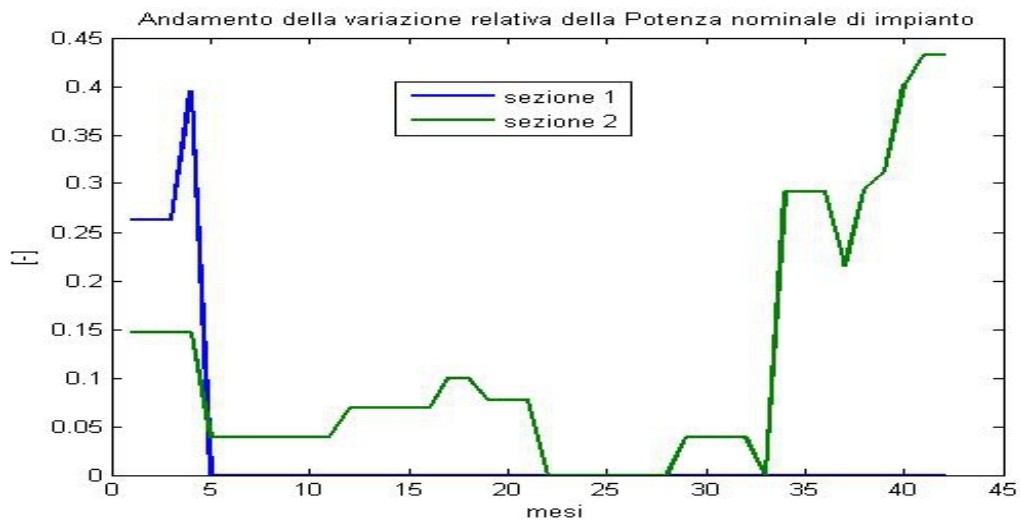


Illustrazione 59: Andamento mensile della variazione relativa della Potenza nominale reale dell'impianto.

Una volta individuati gli inverter fuori servizio ed i giorni in cui la Potenza nominale cambia valore dobbiamo determinare ulteriormente i valori  $\gamma_{(P,real)}$  giornalieri e successivamente la nuova Efficienza normalizzata corretta ed il nuovo PR'.

$$\eta'_{(DC,real)} = \frac{\eta_{(DC,real)}}{[1 + \gamma_{(P,real)} * \Delta_{STC}]} \quad (32)$$

## 6.3 Analisi delle reali prestazioni nel tempo

### 6.3.1 Reale andamento del Performance Ratio

In questa analisi delle Performance nel tempo analizziamo distintamente le due sezioni in quanto abbiamo visto come siano soggette ai malfunzionamenti in maniera molto diversa, infatti se nella prima sezione si verifica qualche problematica all'inizio dell'anno 2012 (ad impianto appena connesso alla rete), nella sezione 2 le rotture ed i fuori servizi sono molto frequenti. Analizzando i due sottocampi fotovoltaici distintamente ci aspettiamo comunque di ottenere due indici di degrado delle Performance non molto diversi tra loro.

Nella seguente figura viene illustrato l'andamento del PR giornaliero per entrambe le sezioni.

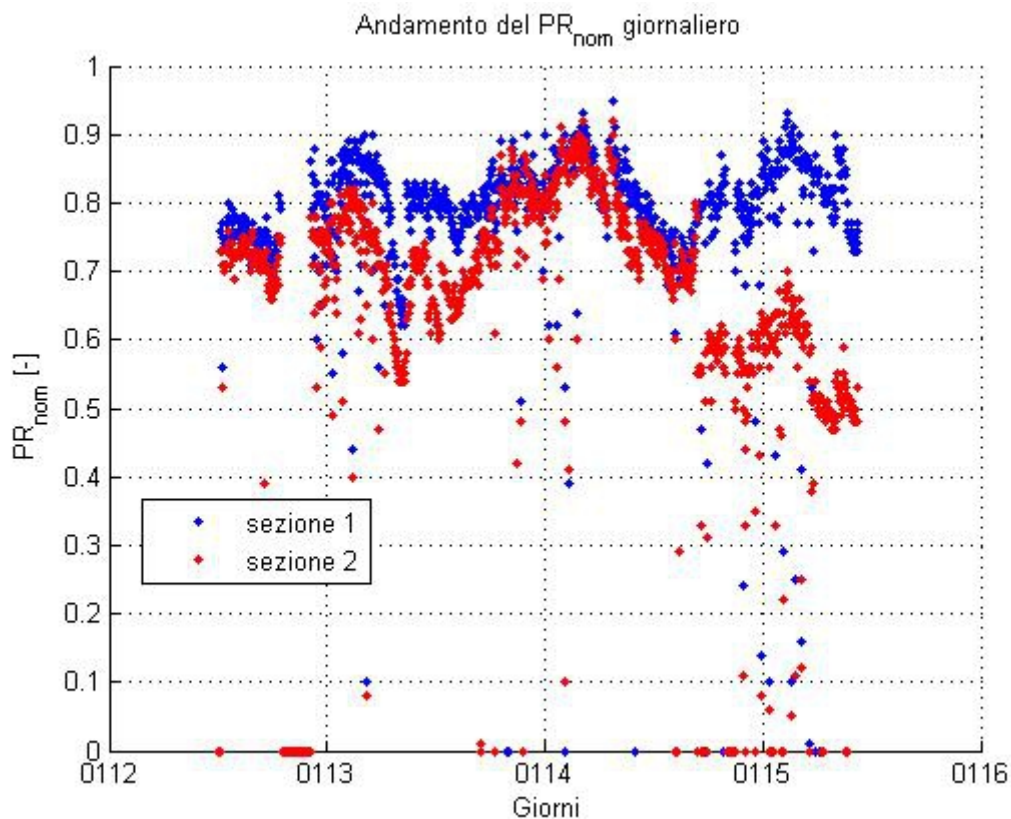


Illustrazione 60: Andamento del PR giornaliero per entrambe le sezioni dell'impianto. Periodo di monitoraggio Luglio 2012 - Giugno 2015.

Calcolando i valori reali di Performance Ratio giornalieri ed analizzando giorno per giorno i casi di fuori servizio degli inverter si ottiene il trend reale delle prestazioni delle due sezioni.

Tali valori vanno da Luglio 2012 a Giugno 2015 in quanto non sono disponibili i valori di energia nei primi mesi del 2012 e quelli dell'irraggiamento nei successivi mesi dopo Giugno 2015 (rottura del piranometro). Ne consegue che il PR reale per quel che riguarda la sezione 1 corrisponderà al PR nominale non essendoci delle problematiche di inverter fuori servizio in questo periodo considerato.

Si nota inoltre come per alcuni giorni il valore di Performance Ratio sia nullo, in questi casi si sono riscontrati delle problematiche nei sistemi di misurazione che non hanno permesso il calcolo degli indici di performance.

Al fine di non considerare la situazione di sporcizia nei moduli FV riscontrata nel periodo Aprile – Maggio 2013 (in quanto fenomeno naturale e non di degrado tecnico delle prestazioni) si eliminano tali valori dalle analisi delle performance. È stata presa tale decisione in quanto risulta essere molto difficile determinare la dipendenza tra diminuzione di Efficienza con la presenza del sporco nei moduli e quindi non è possibile (con gli strumenti a disposizione) stimare la produzione giornaliera senza sporcizia.



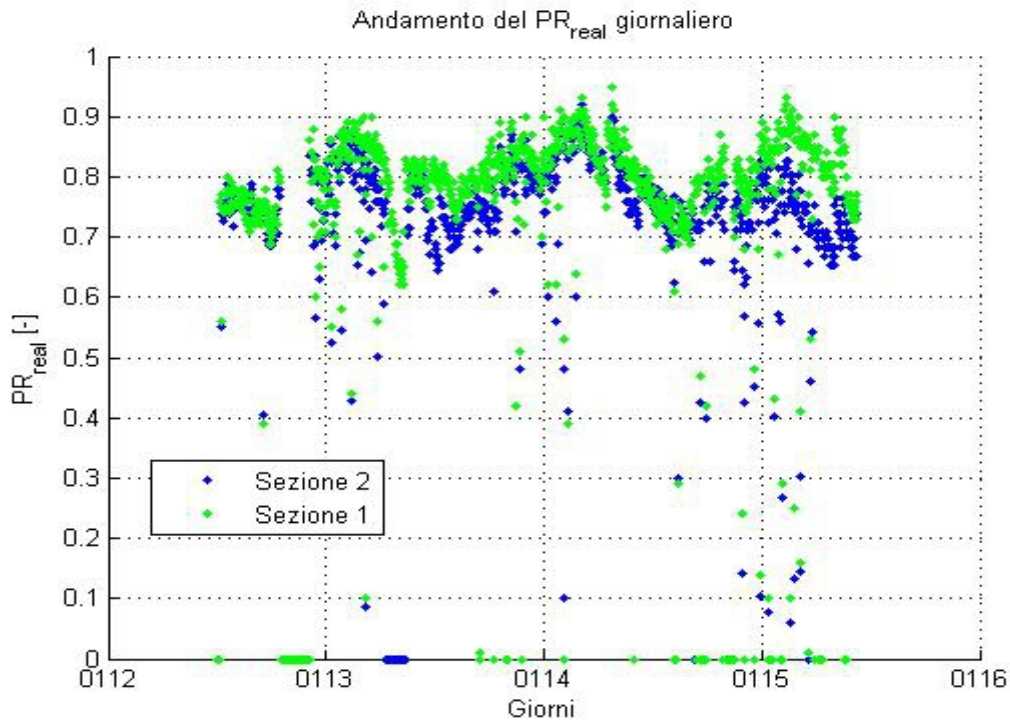


Illustrazione 61: Andamento del PR reale per entrambe le sezioni. Periodo di monitoraggio da Luglio 2012 a Giugno 2015.

Si denota chiaramente come il trend di PR delle due sezioni si sia avvicinato notevolmente rispetto all'analisi dei valori nominali. Chiaramente questo era facilmente prevedibile ma possiamo comunque notare come da Marzo 2015 in poi il trend della sezione 2 si allontana sensibilmente dal trend della sezione 1. Un'analisi più approfondita al riguardo non è possibile non avendo i valori di monitoraggio relativi all'Irraggiamento per il periodo successivo a Giugno 2015.

Si possono comunque individuare le seguenti informazioni dal grafico sopra illustrato:

- il PR medio giornaliero relativo alla sezione 2 è sempre minore rispetto quello della sezione 1 specialmente nelle stagioni più calde, quando la temperatura del modulo è maggiore;
- si vede chiaramente come aumenti il PR nei mesi più freddi di ogni anno;
- dal 2015 il trend tra i PR delle due sezioni si allontana notevolmente.

### 6.3.2 Reale andamento del Performance Ratio con correzione dell'effetto della Temperatura

Abbiamo calcolato in precedenza gli indici di degrado relativi al Performance Ratio delle due sezioni. Tuttavia, come abbiamo visto nella prima parte di questo lavoro, il PR dipende strettamente dall'effetto della temperatura giornaliera, infatti sarà maggiore nei periodi invernali (o comunque per giornate particolarmente fredde) e minore nei periodi estivi dove l'effetto termico sul modulo può ridurre anche del 15% il valore istantaneo dell'Efficienza normalizzata.

Al fine della determinazione del parametro di degrado delle Performance risulterà più utile alla nostra analisi definire il PR con correzione della Temperatura, in questo modo ci aspettiamo di livellare l'andamento del PR nel tempo.

Utilizzando la seguente relazione si determina il valore giornaliero del PR\*

$$PR_{DC}' = \frac{PR_{DC}}{T_{corr}} \quad (33)$$

Dove nel determinare il coefficiente correttivo  $T_{corr}$  si è considerato il valore medio giornaliero della Temperatura del modulo ed il coefficiente di temperatura giornaliero.

Nella seguente figura confrontiamo l'andamento del PR' per le due sezioni. Si vede chiaramente come la fluttuazione del Performance Ratio nel tempo sia drasticamente diminuita rispetto al caso del senza la correzione della temperatura.

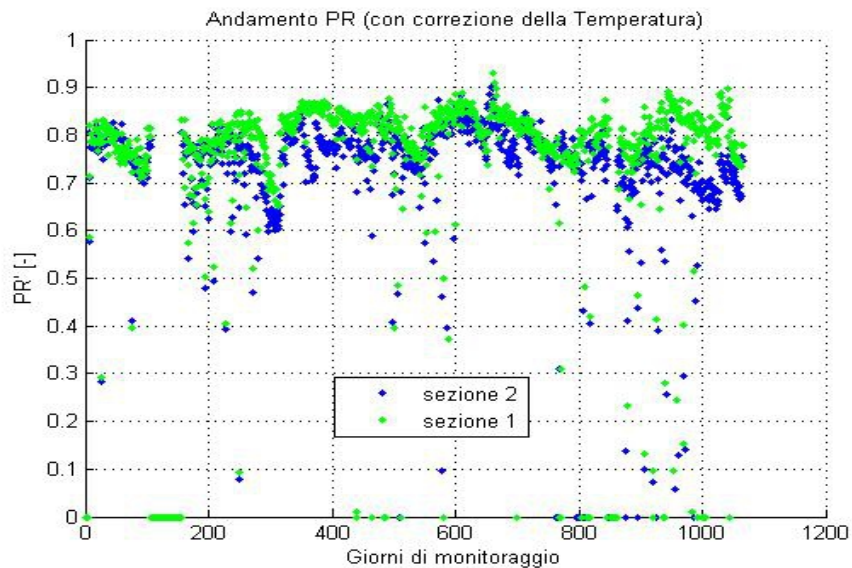
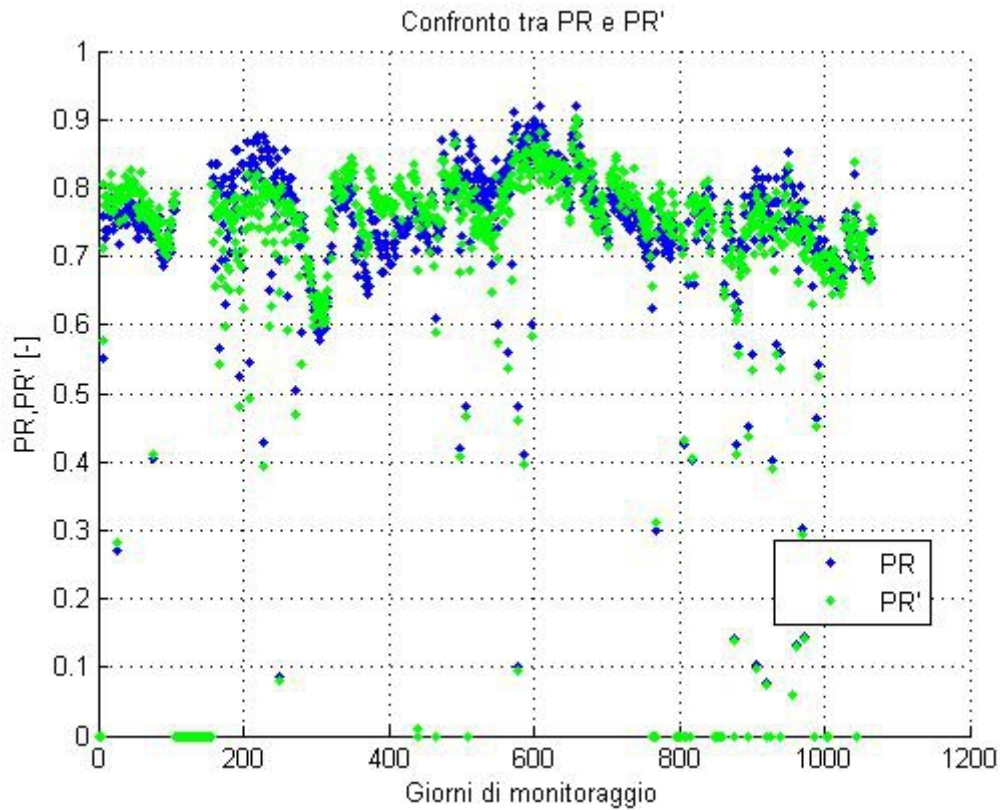


Illustrazione 62: Confronto tra l'andamento nel tempo del PR' relativo alla sezione 1 e 2.

Si vede come il trend della sezione 1 abbia sempre valori di PR giornalieri maggiori. Questo era prevedibile in quanto le prestazioni del sotto campo sono analizzabili considerando il semplice PR. Diverso è il caso se si vuole analizzare il trend ed in particolar modo l'indice di degrado. Come vedremo in seguito infatti si ottengono risultati differenti rispetto l'analisi del PR fatta in precedenza.

La seguente figura mette a confronto l'andamento del PR con quello del PR' (relativamente alla sezione 2) al fine di individuare visivamente come l'eliminazione dell'effetto giornaliero della temperatura livelli il trend del Performance Ratio.



*Illustrazione 63: Confronto tra il trend del PR e quello del PR' relativo alla sezione 2.*

A questo punto possiamo determinare l'indice di degrado delle Performance delle due sezioni considerando il PR corretto dall'effetto della temperatura attraverso la sua interpolazione lineare nel tempo.

## 6.4 Risultati: Coefficiente di degrado del PR e possibili scenari

Interpolando i valori di Performance Ratio giornalieri troviamo il coefficiente di degrado come pendenza di tale retta. In termini analitici usiamo la seguente relazione.

$$d_{PR} = \frac{dPR}{dt} \quad (34)$$

Essendo un'analisi delle Performance giornaliere nel tempo possiamo calcolare la variazione di performance percentuale annuale come segue.

$$D_{PR} = d_{PR} * 365 * 100 \quad [\%/anno] \quad (35)$$

I risultati di tale analisi sono visibili nelle seguenti 2 figure nelle quali è stata messa in evidenza la retta di interpolazione lineare e l'esclusione dei valori relativi al periodo di sporcizia presente nell'impianto.

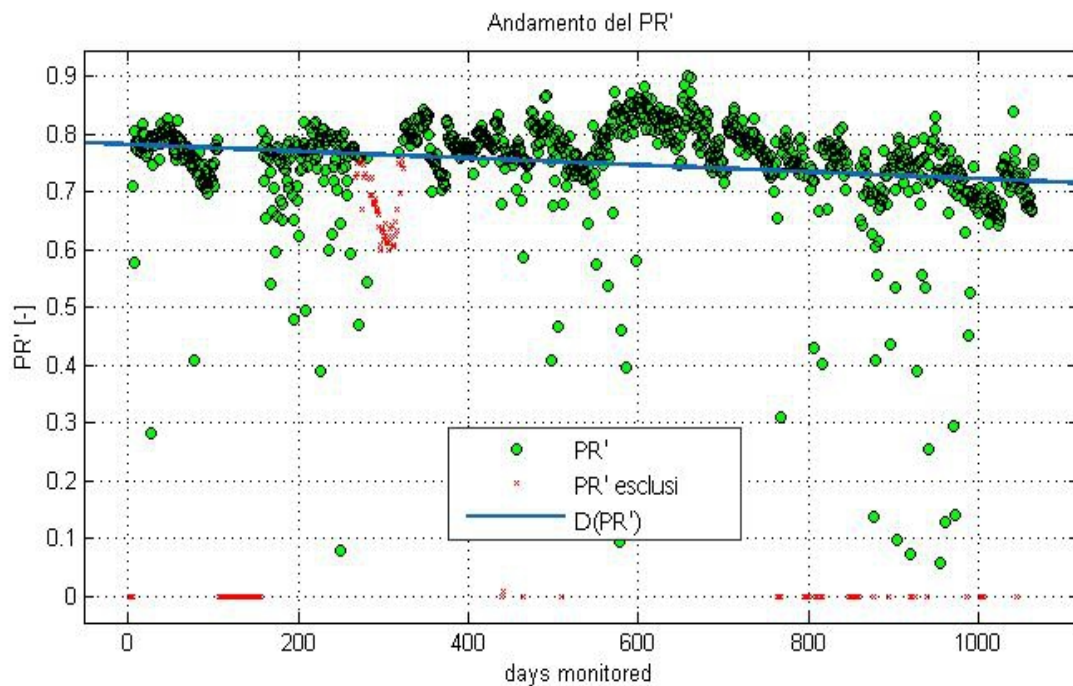


Illustrazione 64: Interpolazione lineare dei valori di PR' nel tempo relativamente alla sezione 2.

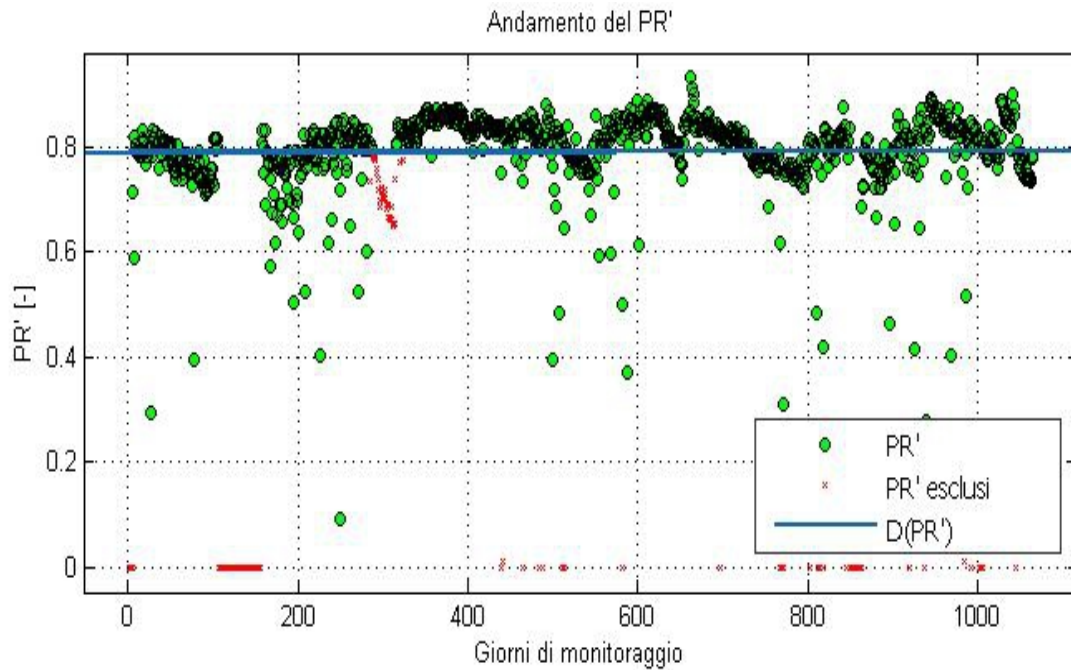


Illustrazione 65: Interpolazione lineare dei valori di PR' nel tempo relativamente alla sezione 1.

Da tali relazioni otteniamo i risultati schematizzati nella seguente tabella.

	$D_{PR}$	$D_{(PR')}$
Sezione 1	+0,57 [%/anno]	+0,13 [%/anno]
Sezione 2	-1,71 [%/anno]	-2,17 [%/anno]

Dai risultati conseguiti possiamo rilevare 3 aspetti:

- $D_{PR}$  e  $D_{(PR')}$  differiscono notevolmente tra di loro e di conseguenza nell'analisi delle performance è opportuno considerare sempre l'indice corretto dalla temperatura;
- la sezione 1 presenta un aumento annuo del Performance Ratio, questo indica sia un buon comportamento dell'impianto il quale non ha subito alcun tipo di diminuzione delle prestazioni sia un'informazione relativa al tempo di monitoraggio. Evidentemente, come era intuibile, i primi tre anni non sono sempre sufficienti per rilevare fenomeni di diminuzione delle prestazioni;
- la sezione 2 presenta un indice di degrado molto elevato (maggiore dell' 1,47 %/anno rispetto al valore nominale). Tale risultato può essere dovuto a diversi fattori che elencheremo in seguito.

Considerando la sezione 2 (che ci ha dato i risultati più preoccupanti) possiamo simulare il trend futuro delle prestazioni del sistema e confrontarle con quello che ci saremo attesi dal valore nominale dell'indice di degrado.

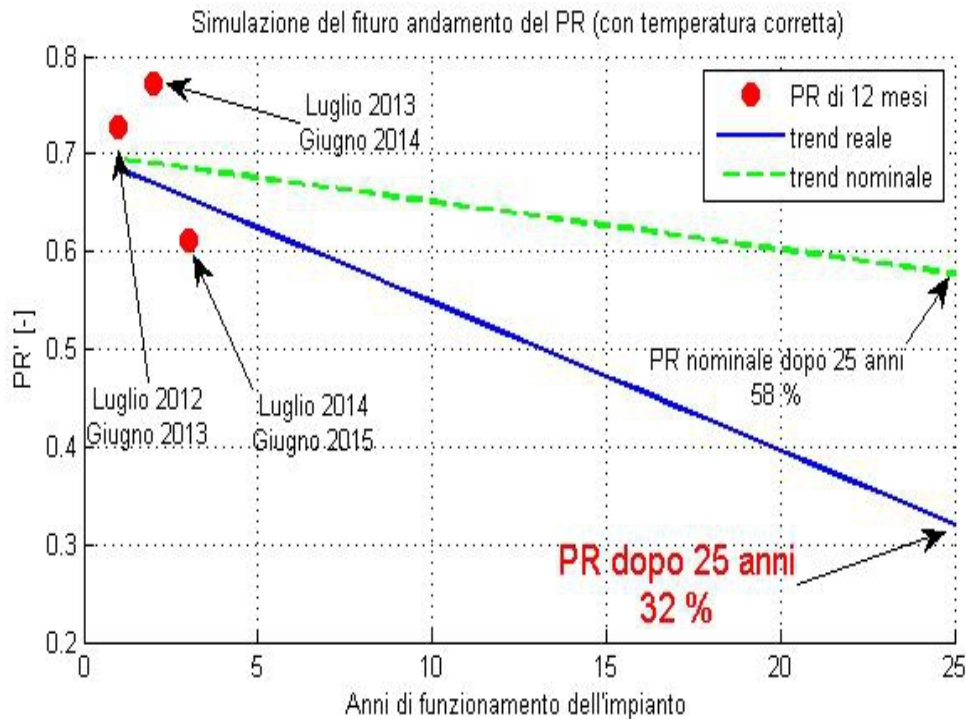


Illustrazione 66: Possibile scenario futuro dell'indice di Performance Ratio per la sezione 2 se il trend rimane lo stesso dei primi 3 anni.

Una volta individuato l'indice di degrado prestazionale del sistema FV possiamo simulare la produzione futura dell'energia con la seguente relazione.

$$E_n(n) = E_o * [1 - D(n) * n] \quad (36)$$

Dove:

- $E_n$  è l'energia prodotta all'anno n-esimo;
- $E_o$  è l'energia per il quale è stato dimensionato l'impianto;
- $n$  è l'anno considerato.

L'Energia annua producibile dalla sezione 2 è stata determinata grazie al portale online PVGIS con il quale ricaviamo il seguente valore:

$$E_o = 1140000 [kWh_{anno}]$$

dovuto ad una producibilità pari a 1,522 kWh/kWp per la zone del comune di Alessano.

inserendo tale valore nella formula (36) determiniamo la produzione media di energia della sezione 2 per i prossimi 25 anni.

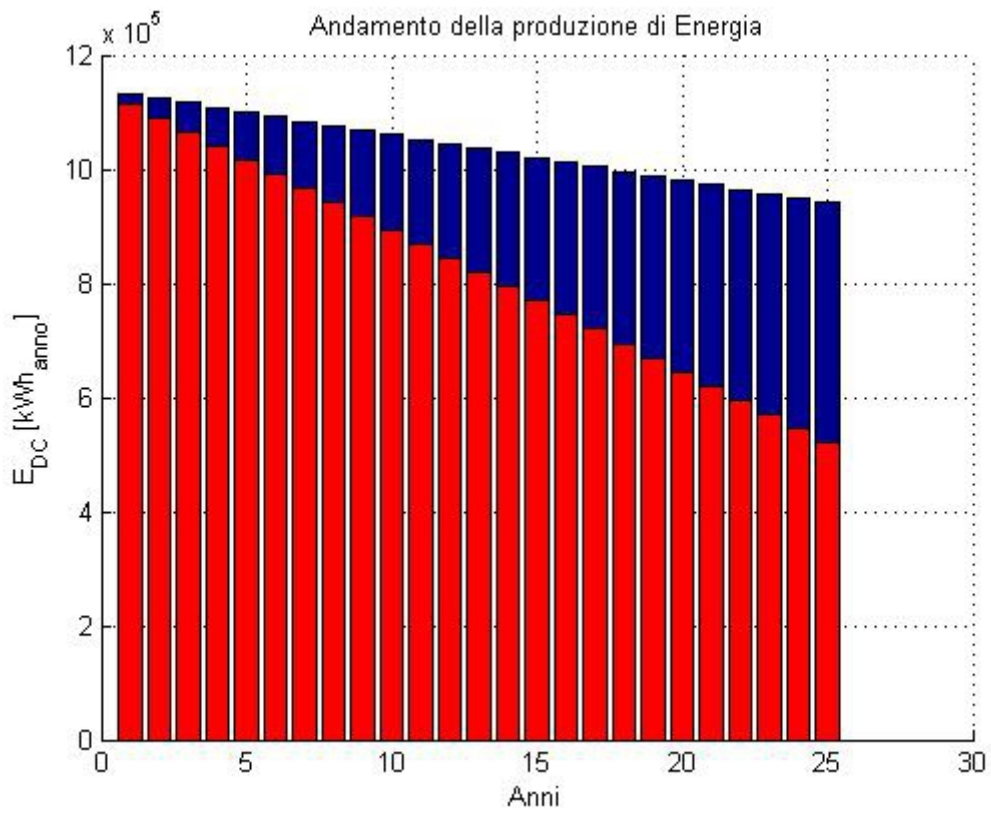


Illustrazione 67: Simulazione del futuro trend della produzione di energia della sezione 2.

## 6.5 Analisi delle perdite economiche e finanziarie

L'ultima analisi del lavoro descritto è di tipo economico – finanziario, infatti si andrà a definire due possibili scenari di business plan relativi alla sezione 2 considerando l'indice di degrado nominale e quello reale.

Per far ciò è necessario fare delle assunzioni di tipo economico (ad esempio i costi di manutenzione medi annui) e dovremo tenere presente che l'impianto considerato è sottoposto al regime del 4° Conto Energia. Confrontiamo allora i due scenari considerando i seguenti valori del nostro impianto.

Potenza nominale	748,8 [ kWp ]
Produttività	1,522 [ kWh/kWp ]
Produzione annuale	1140000 [ kWh ]
Prezzo energia venduta	0,09 [€/kWh]
Incentivazione sull'energia venduta	0,17 [€/kWh]
Costo investimento iniziale	3000000 [ € ]
Costo annuo assicurazione	13500 [ € ]
Costo medio annuo manutenzione	15500 [ € ]

Una volta che simuliamo l'andamento della produzione dell'energia e determiniamo con un'assunzione il costo dell'investimento e di quelli operativi medi annui possiamo facilmente determinare il VAN per i 2 casi.

Risulta interessante vedere come varia il VAN con il nuovo indice di degrado.

$$VAN = \frac{(\sum_{j=0}^n D_j - \sum_{j=0}^n A_j)}{(1+r)^n} \quad (37)$$

Dove:

$VAN$  è il Valore Attuale Netto;

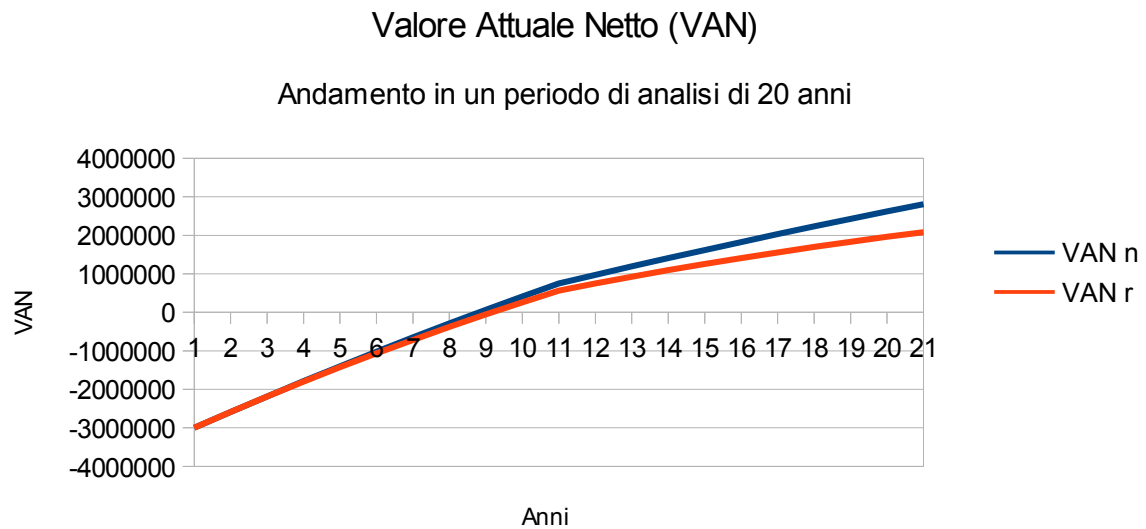
$D_j$  sono le disponibilità annuali;

$A_j$  sono gli ammortamenti annuali;

$r$  è il tasso di attualizzazione che è stato assunto pari al 3 %;

$n$  l'anno in considerazione.





*Illustrazione 68: Andamento del VAN per un'analisi di 20 anni.*

Possiamo notare quindi che dopo 10 anni il VAN è positivo anche con l'indice di degrado reale, in particolare si ha un recupero dell'investimento iniziale dopo 8 anni e 6 mesi nel caso di andamento nominale e dopo 9 anni e 2 mesi nel caso di andamento reale.

È evidente che il fenomeno di incentivazione del 4° conto energia rende assolutamente conveniente l'investimento anche se le prestazioni dei moduli risultano essere ben al di sotto dei valori inizialmente attesi.

La seguente figura analizza i ricavi annui ed il loro andamento nel tempo. Si sono determinati tali valori indicizzando i flussi di cassa annui sempre con un tasso di attualizzazione pari al 4 %.

$$R_n = \frac{(E_n * (C_E + I_E) - M_n)}{(1+r)^n} \quad (38)$$

Dove:

- $R_n$  sono i ricavi netti annui;
- $C_E$  è il costo dell'energia venduta (0,09 €/kWh);
- $I_E$  è il valore dell'incentivo presente (0,172 €/kWh);
- $M_n$  sono i costi annuali di manutenzione e dell'assicurazione.

Il seguente grafico mostra l'andamento dei ricavi totali per i due casi presi in esame.

### Ricavi annuali

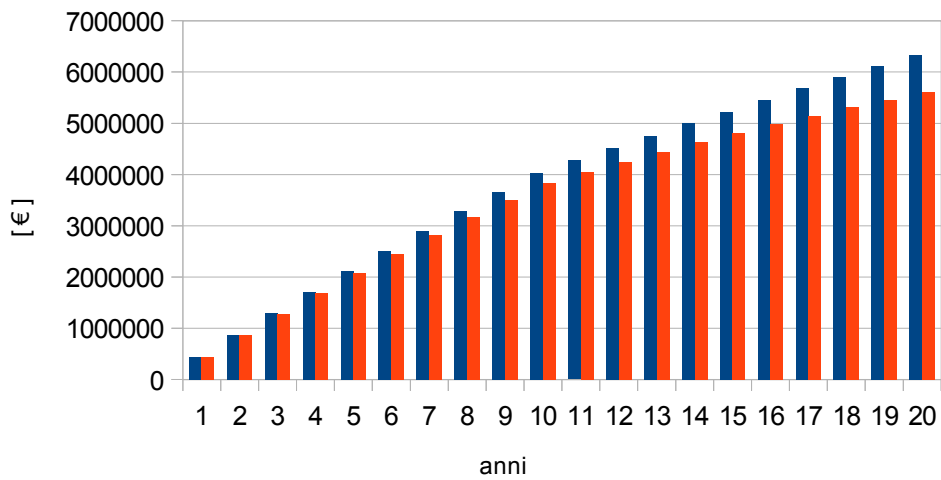


Illustrazione 69: Andamento dei ricavi netti nel caso di degrado nominale (blu) e reale (rosso).

In particolar modo se evidenziamo le perdite totali di guadagno anno per anno ricaviamo l'andamento illustrato nel prossimo grafico.

### Perdite totali di guadagno

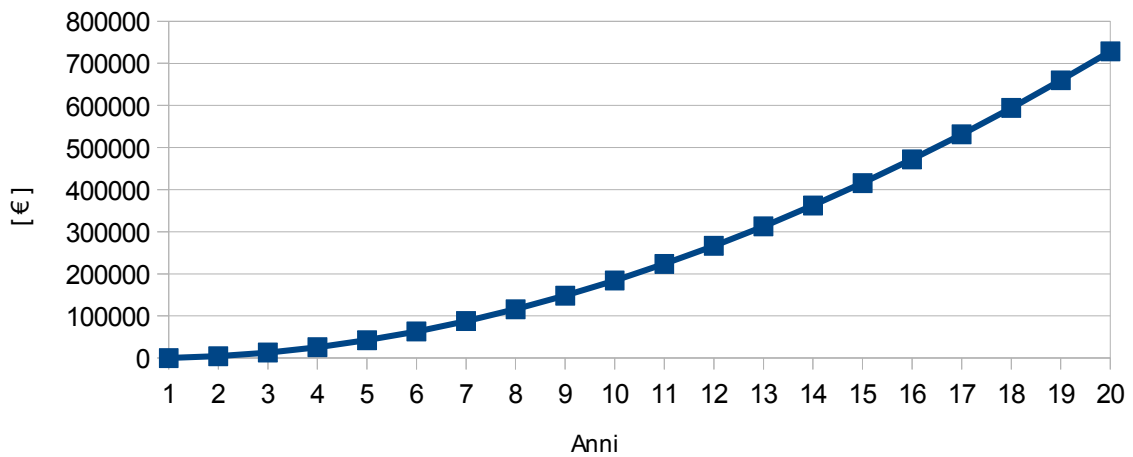


Illustrazione 70: Andamento delle perdite di denaro dovute al nuovo indice di degrado della sezione 2.

In valori monetari, al termine dei 20 anni (periodo di validità dell'incentivazione) si registra la seguente perdita economica rispetto il business plan originario.

$$\text{Perdita economica} = 728.235,16 [€]$$

## 6.6 Interpretazione dei risultati

Dai risultati conseguiti risulta evidente come le prestazioni dei moduli FV non stiano garantendo le prestazioni iniziali per il quale è stato sviluppato ed approvato il business plan di tale impianto. In particolare il caso della sezione 2 desta più preoccupazioni se guardiamo il valore di  $D_{PR}$  ma è anche quello che ammette una certa incertezza sulle analisi in quanto il furto di metà Settembre 2014 potrebbe aver determinato delle problematiche anche su moduli non visibilmente compromessi dall'azione dei delinquenti ma che potrebbero essersi ugualmente rovinati. Tale considerazione prende più forza se analizziamo l'andamento del PR dopo il furto dei moduli FV, ciò che si evince è un distanziamento tra le Performance delle due sezioni che si fa sempre più elevato man mano che il valore medio della Temperatura del modulo aumenta per cui sembrerebbe che tale differenza sia strettamente legata agli effetti termici sui moduli (e quindi possibili fenomeni di hot spot).

Non è possibile definire se tale ipotesi sia verosimile o meno in quanto il sistema di monitoraggio non prevede un campionamento localizzato della temperatura per ciascun modulo e della velocità del vento con la conseguenza di rendere impossibile un'analisi dettagliata del comportamento termico dell'impianto.

Sempre analizzando il trend della sezione 2 dall'inizio del 2015 si nota che il degrado delle prestazioni è elevato ed avviene in poco tempo. Se ci aggiungiamo la correlazione tra questo fenomeno con l'aumento della temperatura media dei moduli ed il fatto che l'impianto si trovi nelle vicinanze del mare (umidità) non possiamo escludere la presenza del fenomeno di PID in qualche modulo di tale sezione.

Per quanto riguarda la sezione 1 è possibile escludere le due ipotesi avanzate per la sezione 2 in quanto tale sotto campo non è stato sottoposto al furto dei moduli e non si riscontrano diminuzioni delle performance.

## 7 Conclusioni e possibili sviluppi

Dall'analisi giornaliera delle prestazioni e del comportamento termico del modulo e dell'impianto non è stato possibile individuare dei parametri caratterizzanti che possano essere utili anche al monitoraggio al fine della diagnostica del sistema FV. Possiamo però concludere che la resistenza termica senza vento ed il coefficiente di perdite termiche sono caratterizzati da una minore fluttuazione nel tempo in quanto sono meno legati alle variabili ambientali e si riscontra quindi una variazione standard minore del 20 %. Ai fini del monitoraggio e della diagnostica sarà utile analizzare principalmente questi due parametri nella loro evoluzione nel tempo e soprattutto confrontando giornalmente i diversi moduli alle stesse condizioni ambientali. Infatti si è dimostrato come in assenza di criticità il trend della risposta termica di ogni modulo rimane lo stesso ogni giorno se confrontato con gli altri moduli. Dunque una eventuale variazione di trend di un modulo rispetto gli altri ci indicherà delle problematiche di tipo termico.

Un ulteriore miglioramento di tale lavoro può concentrarsi sull'analisi della resistenza termica senza vento eliminando anche l'effetto della direzione del vento e della fluttuazione dell'irraggiamento. Così facendo si dovrebbe determinare un coefficiente “puro” della resistenza termica equivalente del modulo.

L'analisi di lungo termine hanno determinato prestazioni non soddisfacenti sull'impianto a livello generale per la sezione 2. Non è stato possibile analizzare con accuratezza le perdite e localizzarle nell'impianto in quanto non erano disponibili dati puntuali relativi ai singoli inverter. Si può concludere che per realizzare un corretto monitoraggio del sistema e localizzare eventuali fenomeni di degrado è necessario disporre di più sensori di temperatura (soprattutto nei moduli più “sensibili” all'effetto PID), una misurazione della velocità e direzione del vento ed un ultimo sensore dell'umidità dell'aria.

Sarebbe interessante determinare se con un monitoraggio puntuale delle performance per ogni inverter, con più sensori di temperatura in zone “strategiche” dell'impianto, con la misurazione della Temperatura dell'ambiente, del vento e dell'umidità sia possibile accertare o escludere l'effetto PID sul sistema FV.



## Ringraziamenti

Un ringraziamento particolare al prof. Fabrizio Dughiero per avermi offerto molte occasioni di crescita professionale durante questo periodo e la possibilità di realizzare questa tesi che tante soddisfazioni mi ha dato. Grazie a Bert Herteleer per la sua pazienza nel seguirmi, nell'insegnarmi come si lavora con efficacia e per la passione che ha contribuito a trasmettermi per questo mondo così coinvolgente quale è l'ingegneria.

Un grazie sincero a Lisa, mia vera energia e mia conquista più grande che ha saputo insegnarmi a superare i miei limiti. Un grazie alla mia famiglia a cui ho dedicato questa tesi per il costante incoraggiamento e per gli innumerevoli sacrifici che ha fatto credendo in me e nelle mie capacità.

Un grazie a Stefano e Alberto per la loro amicizia che dura da una vita; a Scap, Shahadat, Elisa, Cek, Arianna per la presenza costante nella mia vita; alle tose di Ognissanti ed alla mitica reggia, Pippo, Brescia, Marco, Selva, Giulio@ e Gabri per la vera amicizia e per aver reso ancor più unica la mia esperienza universitaria; ai compagni di corso con cui ho condiviso tante difficoltà quante soddisfazioni; grazie ai coinquilini Gian e Stefania per la loro accoglienza; grazie alla vecchia compagnia per esserci sempre stata nonostante le strade diverse; grazie ai mitici tosi di Gent per avermi fatto sentire a casa nonostante siano stati solo 4 mesi; a tutti i miei amici ed a tutte le persone che mi sono state vicine per un periodo in questi anni (non basta una facciata per elencarvi tutti) perchè con le mie sole forze non sarei arrivato a discutere una tesi di laurea.

## Bibliografia

- [ 1 ] B.Herteleer, B.Huyck, F.Catthoor, J.Driesen, J.Cappelle, "Normalized Efficiency of Photovoltaic Systems: Going beyond the Performance Ratio".
- [ 2 ] A.Woyte, M.Richter, D.Moser, N.Reich, M.Green, S.Mau, H.G.Beyer, "Analytical Monitoring of Grid – connected Photovoltaic Systems", IEA PVPS Task 13, Marzo 2014.
- [ 3 ] M.Kontges, S.Kurtz, U.Jahn, K.Berger, K.Kato, T.Friesen, H.Liu, M.Van Iseghem, "Review of Failures of Photovoltaic Modules", IEA PVPS Task 13, Marzo 2014.
- [ 4 ] M.Richter, K.De Brabandere, A.Woyte, J.Stockl, R.Brudlinger, Z.Miletic, A.Rossi, L.Botti, R.Zaza, F.Catthoor, H.Goverde, D.Anagnostos, M.V.Cavey, L.Helsen, G.Corbellini, M.Marzoli, J.Kalisch, T.Schmidt, E.Lorenz, "Best practices for optimal PV performance", 3 E - Performance Plus, Ottobre 2015.
- [ 5 ] T.Nordmann, L.Clavadetscher, W.Van Sark, M.Green, "Analysis of Long – Term Performance of PV Systems", IEA PVPS Task 13, Novembre 2014.
- [ 6 ] S.Guastella, C.Rosito, D.Bertani, G.Maugeri, "Valutazioni energetiche e qualitative di moduli fotovoltaici innovativi e di impianti installati in tutto il territorio nazionale", RSE, Febbraio 2014.
- [ 7 ] M.Richter, K.De Brabandere, J.Kalisch, T.Schmidt, E.Lorenz, "Best Practice Guide on Uncertainty in PV Modelling", 3E – University of Oldenburg, Gennaio 2015.
- [ 8 ] T.Friesen, "Lifetime Degradation Mechanism", SUPSI, Marzo 2015.
- [ 9 ] M.Richter, K.De Brabandere, C.Tjengdrawira, K.Baert, H.Goverde, A.Masolin, G.Mulder, P.Van Tichelen, "System Cost Optimization of Smart PV Technology under Non – Uniform Conditions", 29<sup>th</sup> European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition.
- [ 10 ] K.De Brabandere, F.Assiandi, M.Richter, O.Gammoh, A.Woyte, "PV Array characterisation from operational data", 3E, 29<sup>th</sup> European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition.
- [ 11 ] A.Chouder, S.Silvestre, N.Sadaoui, L.Rahmani, "Modelling and Simulation of a grid connected PV system based on the evaluation of main PV module parameters", Agosto 2011.
- [ 12 ] J.Remund, C.Calhau, L.Perret, D.Marcel, "Characterization of the spatio – temporal variations and ramp rates of solar radiation and PV", IEA PVPS Task 14, Agosto 2015.
- [ 13 ] B.Herteleer, J.Cappelle, J.Driesen, "Quantifying low – light behaviour of Photovoltaic modules by identifying their irradiance – dependent efficiency from data sheet", 27<sup>th</sup> European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition.
- [ 14 ] H.Goverde, B.Herteleer, D.Anagnostos, G.Kose, D.Gossens, B.Aldaladi, J.Govaerts, K.Baert, F.Catthoor, J.Driesen, J.Poortmans, "Energy yield prediction for PV modules including spatial and temporal effects", 29<sup>th</sup> European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition.
- [ 15 ] "2014 Snapshot of Global PV Markets", IEA PVPS Task 1, 2015.