



**Politecnico
di Torino**

Politecnico di Torino

Corso di Laurea Ingegneria Energetica e Nucleare

A.A. 2021/2022

Sessione di Laurea Ottobre 2022

**Modello di degradazione e misurazioni
per la sostituzione dei moduli fotovoltaici
in impianti connessi alla rete**

Relatore:
Filippo Spertino

Candidato:
Samuel Cattaneo

Relatore Aziendale:
Ing. Alessia Cafagna

Sommario

L'elaborato presentato nella seguente tesi analizza le prestazioni energetiche di impianti fotovoltaici connessi alla rete, valutandone l'indice di resa media ed il suo andamento nel corso del tempo; inoltre è stata svolta una ricerca bibliografica sulla degradazione di moduli fotovoltaici e test sperimentali eseguiti in laboratorio, usata come punto di partenza per analizzare i casi presi in esame.

Nella prima parte di questa tesi vengono trattati i principali fenomeni che intaccano le prestazioni della tecnologia fotovoltaica e ne determinano il deterioramento nel tempo, prendendo come esempio una analisi svolta nel laboratorio di prova della tecnologia fotovoltaica dell'Unione Europea; successivamente vengono descritte le principali prove svolte in laboratorio per la determinazione del decadimento di moduli fotovoltaici negli anni.

Nella seconda parte vengono analizzati due impianti connessi alla rete. Caratteristica comune ed essenziale dei due esempi presi in considerazione in questa analisi è il sistema di monitoraggio controllato da un software digitale (Meteocontrol); questo prodotto permette di monitorare a distanza (remote) un impianto, registrando la produzione energetica degli inverter a cui sono connessi i moduli fotovoltaici. Tramite l'utilizzo di questo software si è potuto valutare un intervento di sostituzione dei moduli fotovoltaici di un impianto. Le potenze nominali delle installazioni considerate risultano essere simili, rispettivamente 75,24 kWp, il primo, e 93,2 kWp, il secondo. Per avere una analisi dettagliata è stato scelto un periodo di osservazione, tra i dati disponibili sul portale informatico, superiore a cinque anni di attività.

L'analisi svolta è stata suddivisa nei seguenti campi. In primis è stata calcolata l'affidabilità teorica dei due impianti, stima che tiene conto unicamente del numero di componenti presenti in un impianto ed i rispettivi tassi di guasto ricavati dalla letteratura. Dai dati ottenuti si è potuto trovare il MTTF (Mean Time To Failure) and il MTTR (Mean Time To Repair) e la disponibilità teorica dei due impianti (Availability). Analizzando i dati reali, per prima cosa si è ricavato il performance ratio (PR) per i due impianti nel periodo di studio scelto; successivamente si è scelto il modello di invecchiamento teorico da applicare ai casi presi in esempio, scegliendo tra: dati ricavati da articoli scientifici,

invecchiamento della tecnologia stimata dal costruttore di moduli. Il modello di invecchiamento dai dati teorici viene utilizzato nel corso dell'analisi come target per il confronto delle misure energetiche dei due impianti. L'analisi delle prestazioni energetiche viene svolta calcolando i fattori di resa energetica costituenti l'indice di resa media. In particolare si è analizzata la perdita energetica dovuta alla disponibilità reale delle installazioni, calcolando il MTTF e MTTR da report messi a disposizione dell'azienda. Utilizzando dati metereologici locali messi a disposizione dal software PVGIS si è calcolato il PR corretto dalla temperatura, da cui si è ricavata l'efficienza energetica legata alle perdite di energia dovute alle variazioni di temperatura. In ultima istanza si è stimata la perdita energetica dovuta alla trasparenza del vetro frontale e all'integrità dei moduli installati, in questo caso utilizzando i dati precedentemente ricavati ed la stima di invecchiamento citata.

L'analisi effettuata confronta le prestazioni energetiche calcolate per i due impianti e ne mette a confronto i risultati; i due esempi riportano comportamenti simili per quanto riguarda: l'efficienza legata alla temperatura esterna (con alcune differenze a fine del periodo di studio) e la disponibilità reale calcolata, congruente al risultato teorico precedentemente citato. Per quanto riguarda l'efficienza legata alla trasparenza ed integrità del vetro frontale si nota come quelle ricavate siano ben diverse, in particolare quella dell'impianto posto nel luogo più soggetto all'accumulo di materiale esterno quali polveri e guano mostra valori nettamente minori.

Dai risultati ottenuti è possibile ipotizzare un intervento per la sostituzione dei moduli fotovoltaici presenti nell'impianto, dando in fase di progettazione una maggiore rilevanza alle potenziali perdite energetiche causate da fattori esterni; quindi collocando i moduli in zone meno soggette al deposito di materiale esterno che può intaccare maggiormente le prestazioni energetiche.

Indice

Indice	6
Lista delle Figure	8
Lista delle tabelle	11
1. Le FER in Italia e lo share del Fotovoltaico dal 2009 al 2020	13
2. L'impianto Fotovoltaico, struttura ed operazione	15
2.1 Modulo fotovoltaico	16
2.2 MPPT.....	22
2.3 Inverter.....	23
2.4 Quadro di campo	25
2.5 Contatore fotovoltaico e contatore di scambio	28
3. Parametro di confronto per gli impianti: Performance Ratio	30
3.1 Efficienze legate alla tecnologia.....	32
3.2 Efficienza irraggiamento non uniforme e ombreggiamento.....	33
3.3 Efficienza di sovratemperatura del modulo fotovoltaico	35
3.4 Efficienza di trasparenza del vetro frontale di un modulo fotovoltaico	36
4. Fenomeni di degradazione dei pannelli fotovoltaici.....	38
4.1 Effetto PID.....	40
4.2 Effetto Stabler-Wronski.....	41
4.3 Effetti degradanti causati dalle radiazioni ionizzanti	42
5. Analisi sulla degradazione di un modulo FV eseguite in laboratorio.....	44
5.1 Prova di ispezione visiva	44
5.2 Misurazione delle grandezze elettriche	45
5.3 Efficienza quantistica ed il test di risposta spettrale.....	47
5.4 Test di elettroluminescenza	48
5.5 Test LBIC	50
5.6 Test termografico.....	51
6. Presentazione degli impianti analizzati	53
6.1 Impianto F1 (75,24 kWp) – Piemonte Sud.....	53
6.2 Impianto F2 (93,2 kWp) – Piemonte Nord.....	54
6.3 Conto Energia: spiegazione incentivo fotovoltaico con l'ente GSE	56
6.4 Il Revamping: spiegazione e regole da rispettare.....	56
7. Analisi e calcolo teorico della Reliability di un impianto fotovoltaico.....	58

7.1	Tasso di guasto	61
7.2	Reliability teorica degli impianti studiati F1 e F2	66
7.3	Mean Time To Failure (MTTF), Mean Time To Repair (MTTR) e Availability(A) degli impianti studiati	67
8.	Analisi delle prestazioni energetiche per gli impianti F1 e F2	68
8.1	Scelta dei giorni analizzati come caso studio	69
8.2	Modello di invecchiamento teorico	70
8.3	Calcolo del Performance Ratio per F1 e F2	72
8.4	Analisi Influenza Temperatura sui moduli fotovoltaici installati	81
8.5	Analisi disponibilità impianto ed interventi di manutenzione	86
8.6	Analisi efficienza legata alla pulizia del vetro frontale ed integrità dei moduli installati	92
8.7	Riepilogo e confronto dei dati ottenuti	100
8.8	Soluzione tecnica proposta	101
9.	Conclusioni	102
	Bibliografia	104

Lista delle Figure

Figura 1 - Potenza installata degli impianti di produzione elettrica alimentati da FER (MW)[1]	13
Figura 2 - Evoluzione numero impianti fotovoltaici e della loro potenza dall'anno 2009 al 2020[1].....	14
Figura 3 - Struttura di un modulo fotovoltaico	16
Figura 4 - Junction Box	17
Figura 5 - Schema cella e struttura della giunzione P-N [4].....	18
Figura 6 - diffusione del silicio monocristallino nel mercato del fotovoltaico[5]...	19
Figura 7 – cella monocristallina.....	20
Figura 8 – cella policristallina	20
Figura 9 – silicio amorfo.....	21
Figura 10 - cella multi-giunzione.....	21
Figura 11 – Busbars e finger in una cella fotovoltaica	22
Figura 12 - diagramma MPPT, tecnica "perturbazione ed osservazione"	23
Figura 13 - Tecnica PWM [3].....	24
Figura 14 - circuito inverter per una fase [3]	24
Figura 15 – Inverter	25
Figura 16 - Connessione impianto fotovoltaico.....	25
Figura 17 – Fusibili.....	26
Figura 18 - Diodo di blocco	27
Figura 19 - Interruttore DC	27
Figura 20 - Quadro di interfaccia o SPI.....	28
Figura 21 - schema impianto con contatore fotovoltaico e contatore bi-direzionale	29
Figura 22 - Curva IV caratteristica di celle connesse in serie affette da mismatch[3]	32
Figura 23 - Diodo di Bypass normalmente aperto[15]	33
Figura 24 - Distanza minima per il posizionamento dei moduli fotovoltaici inclinati [14]	34
Figura 25 - Diodo di Blocco normalmente in conduzione[15].....	34
Figura 26 - Angolo di inclinazione ottimale per il deposito di guano[18]	36
Figura 27 - invecchiamento annuo moduli fotovoltaici[19]	39
Figura 28 - Fenomeno migrazione cariche effetto PID[19].....	40
Figura 29 - Decadimento variabili elettriche cella fotovoltaico su dose in Grey[19]42	
Figura 30 - Analisi visiva difetti impianto Ispra (VA)[20].....	45

Figura 31 - Curva caratteristica I-V 1991 e 2011[26].....	45
Figura 32 - Curva I-V prima e dopo pulizia moduli 2011[20]	46
Figura 33 - Efficienza quantistica per lunghezze d'onda nel visibile[28].....	47
Figura 34 - Risposta spettrale ideale e reale per una cella in silicio[29]	48
Figura 35 - Immagine test Elettroluminescenza[7].....	49
Figura 36 - a sinistra cella con micro-rottura, al centro cella rotta, a destra cella con rottura dei finger[7]	49
Figura 37 - LBIC output[26].....	50
Figura 38 - rilevamento di "hot spot" tramite test termografico[7]	51
Figura 39 - Impianto F1 75,24 kWp – Cavallerleone[32]	54
Figura 40 - Impianto F2 93,2 kWp – Front[32].....	55
Figura 41 - Prezzo all'ingrosso dei pannelli fotovoltaici sul mercato europeo 2009- 2021 [35]	57
Figura 42 - Tempi di funzionamento e guasto di un componente [36].....	59
Figura 43 - Tasso di fallimento componenti meccanici ed elettronici [36].....	60
Figura 44 - Confronto Reliability tra F1e F2	67
Figura 45 - Curva irraggiamento e potenza di un "giorno di sole" [41]	69
Figura 46 – Esempio modello di invecchiamento torico del PR	71
Figura 48 - Performance Ratio F1-Inverter 2	72
Figura 49 - Performance Ratio F1-Inverter 3	73
Figura 50 - Performance Ratio F1-Inverter 4	73
Figura 51 - Performance Ratio F1-Inverter 6	73
Figura 52 - Performance Ratio F1-Inverter 7	74
Figura 53 - Performance Ratio F1 – 75,24 kWp.....	75
Figura 54 - Performance Ratio F2- Inverter 4	75
Figura 55 - Performance Ratio F2- Inverter 5	76
Figura 56 - Performance Ratio F2- Inverter 6	76
Figura 57 - Performance Ratio F2- Inverter 7	76
Figura 58 - Performance Ratio F2- Inverter 8	77
Figura 59 - Performance Ratio F2- Inverter 9	77
Figura 60 - Performance Ratio F2- Inverter 10	77
Figura 61 - Performance Ratio F2 – 93,2 kWp.....	79
Figura 62 - Confronto Performance Ratio tra F1 e F2.....	80
Figura 63 - Efficienza legata alla temperatura dei moduli dell'impianto F1 – 75,24 kWp	82

Figura 64 - Efficienza legata alla temperatura dei moduli dell'impianto F2 – 93,2 kWp	83
Figura 65 - Confronto Efficienza legata alla temperatura dei moduli tra F1 e F2....	84
Figura 66 – Efficienza legata alla deposizione di materiale sul vetro frontale ed integrità dei moduli installati F1 – 75,24 kWp.....	93
Figura 67 - Efficienza legata alla deposizione di materiale sul vetro frontale ed integrità dei moduli installati F2 – 93,2 kWp.....	96
Figura 68 - Confronto efficienza legata alla deposizione di materiale sul vetro frontale ed integrità dei moduli installati nell'impianto F1 e F2	98
Figura 69 - Confronto risultati ottenuti impianto F1 - 75,24 kWp	100
Figura 70 - Confronto risultati impianto F2 - 93,2 kWp	100

Lista delle tabelle

Tabella 1 - Misurazione Parametri elettrici 1991 e 2011 [20].....	46
Tabella 2 - Dati tecnici impianto F1 – 75,24 kWp	54
Tabella 3 - Dati tecnici impianto F2 – 93,2kWp	55
Tabella 4 - Conteggio componenti degli impianti F1 e F2	65
Tabella 5 - Tasso di guasto dei singoli componenti.....	65
Tabella 6 – Reliability teorica per 10 anni di F1 – 75,24 kWp.....	66
Tabella 7 - Reliability teorica per10 anni di F2 – 93,2 kWp	66
Tabella 8 - MTTF, MTTR, A valutati secondo la teoria degli impianti F1 e F2.....	67
Tabella 9 - Confronto irradiazione degli impianti Cavallerleone – Grugliasco [41]	70
Tabella 12 - Perdite PR inverter F1- 75,24 kWp	74
Tabella 13 - Perdite PR inverter F2 – 93,2 kWp	78
Tabella 14 – Efficienza legata alla temperatura dell’impianto F1 – 75,24 kWp.....	83
Tabella 15 - Efficienza legata alla temperatura dell’impianto F2 – 93,2 kWp.....	84
Tabella 16 - Temperatura media 2013 Cavallerleone – Front [42]	85
Tabella 17 - Differenze perdita energetica dovuta alla temperatura dei moduli fotovoltaici.....	86
Tabella 18 - Legenda ore interventi TGE	87
Tabella 19 - Interventi manutenzione effettuati F1 – 75,24 kWp.....	88
Tabella 20 - Calcolo tempi medi guasto e riparazione, availability dell’impianto F1	89
Tabella 21 - PR corretto dall’effetto di temperatura ed availability F1 - 75,24 kWp	89
Tabella 22 - Interventi manutenzione effettuati F2 – 93,2 kWp.....	90
Tabella 23 - Calcolo tempi medi guato e riparazione, availability dell’impianto F2	90
Tabella 24 - PR corretto dall’effetto di temperatura ed availability dell’impianto F2 - 93,2 kWp	91
Tabella 25 - Efficienza legata alla deposizione di materiale dul vetro frontale ed integrità dei moduli installati dell’impianto F1 a fine del periodo di studio di 10 anni .	94
Tabella 26 - Efficienza legata alla deposizione di materiale sul vetro frontale ed integrità dei moduli installati nell’impianto F1 – 75,24 kWp	95
Tabella 27 - Efficienza legata alla deposizione di materiale sul vetro frontale ed integrità dei moduli installati nell’impianto F2 a fine del periodo di studio di 10 anni .	97
Tabella 28 - Efficienza legata alla deposizione di materiale sul vetro frontale ed integrità dei moduli installati nell’impianto F2 – 93,2 kWp	97
Tabella 29 - Differenze perdita energetica dovuta alla deposizione di materiale dul vetro frontale ed integrità dei moduli installati nei die impianti	99

1. Le FER in Italia e lo share del Fotovoltaico dal 2009 al 2020

In Italia la presenza delle fonti di energia rinnovabile (FER) è aumentata all'interno della produzione totale di energia elettrica dal 2006, anno del primo rapporto statistico rilasciato dal GSE, al 2020 passando da 21332 MW a 56586MW installati, con un tasso di crescita medio annuo del 7,2%. Nel 2020 il contributo delle fonti rinnovabili per la produzione di energia elettrica nazionale è pari al 41,7%, cresciuto notevolmente dal 2006 dove rappresentava unicamente il 16,1%[1]. In Figura 1 è possibile notare come le fonti di energia quali: fotovoltaico, eolico e bioenergia siano cresciute nel corso del tempo, in particolare il fotovoltaico registra l'aumento maggiore della potenza installata dal 2006 al 2020. Altre come la geotermia e l'energia idroelettrica sono rimaste pressoché costanti nel corso dei 15 anni, senza registrare una notevole crescita.

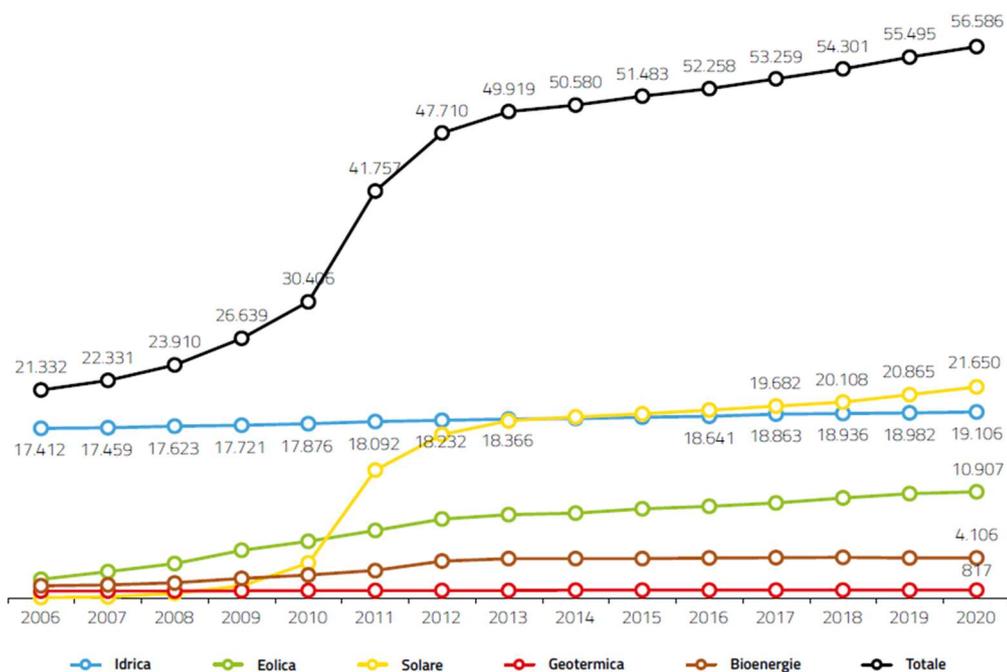


Figura 1 - Potenza installata degli impianti di produzione elettrica alimentati da FER (MW)[1]

Come si può osservare in Figura 2 in poco più di 15 anni anche per le installazioni fotovoltaiche si è osservata una crescita sostanziale. Nel 2009 il numero di impianti installati era 76593 con una potenza complessiva di 1264 MW, mentre nel 2020 si registrano 935838 impianti con una potenza totale di 21650 MW installati. La crescita maggiore la si nota fin al 2013, anno della cessazione del “Conto Energia” da parte del GSE. Successivamente la crescita risulta essere rallentata e la taglia media degli impianti installati risulta essere di 14,1 kW rispetto al 2011 che era di 54,1 kW, incentivati dall’ente di gestione dei servizi di energia[1].

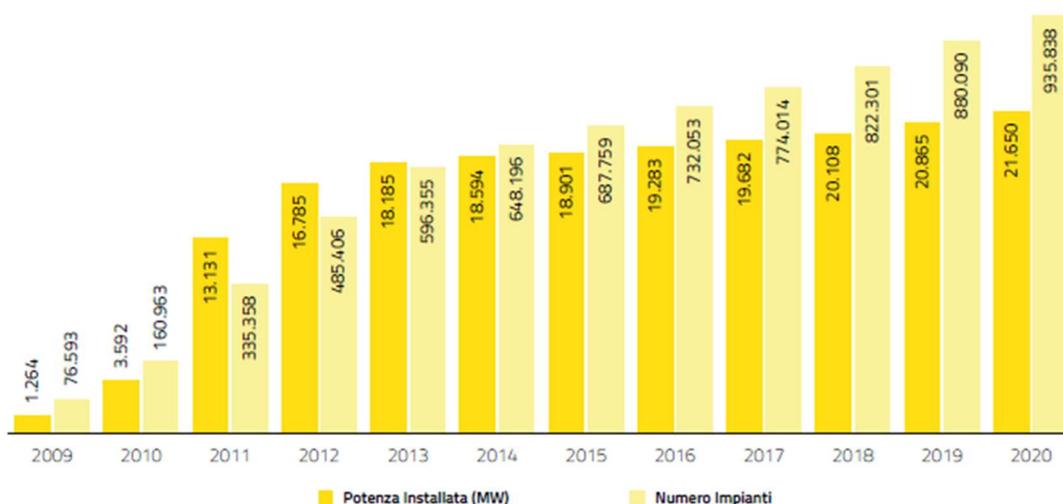


Figura 2 - Evoluzione numero impianti fotovoltaici e della loro potenza dall'anno 2009 al 2020[1]

Nel 2020 la produzione di energia elettrica da fonte fotovoltaica risulta essere del 24.942 GWh, rappresentante il 21% dell’energia prodotta complessivamente nel Paese da fonti rinnovabili[1].

2. L'impianto Fotovoltaico, struttura ed operazione

Un impianto fotovoltaico è un generatore di energia elettrica, che trasforma l'irradianza ricevuta dal sole in corrente continua. I dispositivi di utilizzo connessi ai moduli lavorano principalmente in corrente alternata e quindi nella catena di trasformazione serve un dispositivo di conversione DC/AC. L'installazione complessiva è composta dai seguenti componenti: moduli fotovoltaici, MPPT, inverter, strumenti per la protezione e per il monitoraggio, contatori.

I moduli sono collegati in serie e successivamente in parallelo agli inverter, questo per raggiungere un output di potenza utilizzabile dalle utenze connesse. L'energia solare sottoforma di radiazione irradia i moduli fotovoltaici, questi essendo semiconduttori, rilasciano una corrente continua in uscita. Il Maximum Power Point Tracker(MPPT) è un dispositivo che tramite logiche di calcolo regola tensione e corrente in modo tale da avere in uscita sempre la massima potenza ricavabile dall'irradianza ricevuta. L'inverter successivamente trasforma il flusso di corrente continua in alternata. Da questo punto in avanti la corrente può o essere indirizzata alle utenze connesse o essere accumulata in accumulatori di carica.

Esistono due tipi di configurazioni per un impianto fotovoltaico: stand-alone e grid-connected. Nel primo caso l'installazione non scambia energia con la rete elettrica; produce, quindi, unicamente energia per il carico a cui è connessa e può essere implementata con sistemi di accumulo o no. Nel secondo caso, l'impianto produce energia elettrica che viene sia auto consumata dall'utenza, mentre l'eccesso o l'energia non utilizzata viene immessa nella rete elettrica. In questo caso si hanno alcuni contatori di energia posti all'interno della catena di produzione: uno subito dopo i moduli fotovoltaici per l'energia in corrente continua prodotta, uno dopo l'inverter e dopo l'utenza finale così da poter tenere in considerazione la corrente immessa in rete. In questo caso l'energia immessa in rete viene contabilizzata e pagata dal gestore della rete elettrica, cosicché l'impianto diventa un produttore di energia elettrica. In questo caso si parla di medio-bassa tensione, gli impianti connessi all'alta tensione sono considerati centrali di produzione elettrica.

2.1 Modulo fotovoltaico

Il modulo fotovoltaico è dato dall'unione di più celle fotovoltaiche collegate in serie e parallelo. Le celle sono diodi con una grande superficie di giunzione, dove il valore di band gap è il più importante parametro per la generazione di tensione.

Strutturalmente il modulo fotovoltaico è composto come in Figura 3 da: vetro frontale spesso dai 3 ai 4 mm, una cella solare incapsulata in EVA (Acetato di Etilene Vinilico), un materiale adesivo ed isolante, vetro o un foglio nero di Tedlar, cornice di alluminio e Junction box.

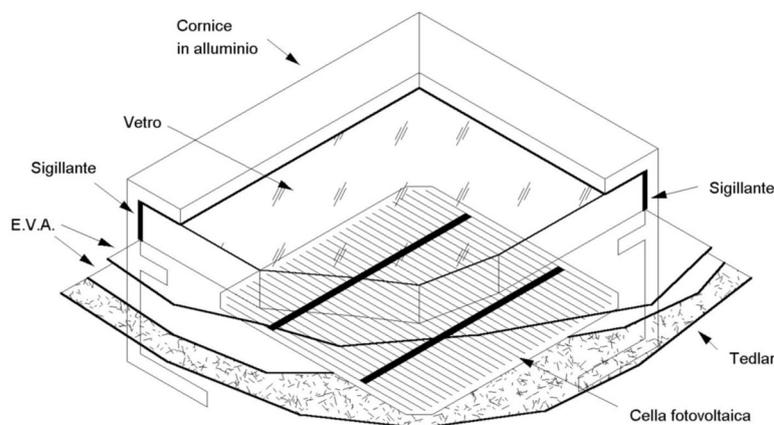


Figura 3 - Struttura di un modulo fotovoltaico

L'incapsulamento in EVA serve a creare adesione della cella con i materiali posti sopra e sotto di essa. Tra le caratteristiche di questo materiale deve essere presente la capacità di rimanere stabile ad alte temperature ed all'esposizione prolungata di raggi UV; inoltre deve risultare trasparente dal punto di vista ottico ed avere una bassa resistenza termica. L'acetato Vinile Etilene è il materiale maggiormente utilizzato sottoforma di fogli sottili posto sopra e sotto la cella. Durante la costruzione vengono posizionati i fogli, successivamente sono riscaldati fino a 150°C in maniera tale da unire il materiale alla cella. Il retro di un modulo fotovoltaico è costituito da un sottile foglio polimerico, generalmente Tedlar; questo materiale deve garantire l'isolamento dall'infiltrazione di acqua e vapore all'interno del modulo ed avere bassa resistenza termica[2].

La connessione di moduli fotovoltaici si effettua tramite l'utilizzo di Junction box, anche detta scatola di giunzione. Questo dispositivo è montato generalmente sul retro del modulo fotovoltaico e permette di realizzare le connessioni in serie e parallelo. All'interno di questo dispositivo è possibile trovare i terminali dei moduli collegati ed i diodi di bypass.



Figura 4 - Junction Box

La cella fotovoltaica è rappresentabile come un diodo, nel quale una giunzione P-N viene creata tramite il dopaggio di due wafer di silicio; il cristallo di silicio viene arricchito con un atomo tetravalente, il boro; mentre l'altro con un atomo pentavalente, il fosforo. La giunzione, quindi viene formata tramite l'unione di questi due cristalli di silicio che prendono il nome di P, eccesso di lacune (cariche positive), e N eccesso di elettroni (cariche negative). Nella zona di interfaccia, lacune ed elettroni diffondono da una regione all'altra fino a creare uno strato in cui le cariche risultano essere immobili; in questa regione si ha una distribuzione di cariche negative nel wafer P ed uno strato di lacune nel wafer N. Questo processo è rappresentabile tramite due correnti una di diffusione ed una orientata come il campo elettrico formato dalle cariche stesse, quando esse si uguagliano si arriva alla condizione di cariche immobili. La giunzione può assumere due tipi di configurazione: forward bias e reverse bias, a seconda se il potenziale positivo è applicato alla giunzione P o N. Nel primo caso si ha la riduzione del potenziale di barriera e quindi la corrente di diffusione cresce, nel secondo invece questo potenziale aumenta e si può osservare una piccola corrente inversa di saturazione. Nella cella fotovoltaica i due wafer hanno rispettivamente le dimensioni di $1\ \mu\text{m}$ per il tipo N, posto al di sopra, e dai 150 ai $300\ \mu\text{m}$ per il tipo P[3].

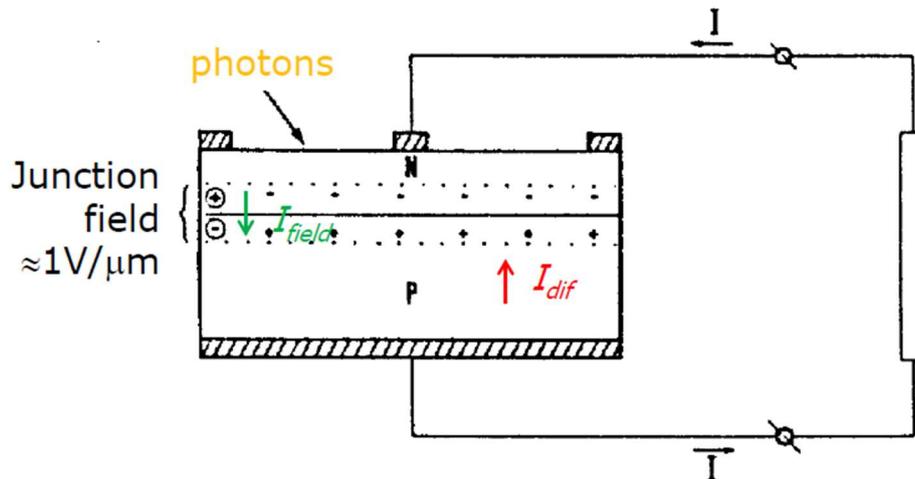


Figura 5 - Schema cella e struttura della giunzione P-N [4]

Un fotone incidente la cella, con energia maggiore del band gap, crea la cosiddetta coppia lacuna-elettrone. In presenza di un campo elettrico alla giunzione, gli elettroni sono attratti verso la regione N; questo moto delle cariche crea la cosiddetta corrente fotovoltaica (I_{ph}). Questa induce una riduzione del campo elettrico con conseguente aumento della corrente di diffusione. Il fenomeno continua fino a quando le varie correnti si controbilanciano e quindi si ricrea la condizione iniziale di cariche immobili.

Esistono vari tipi di celle fotovoltaiche e son distinguibili dal materiale che le compone, quelli maggiormente usati sono: silicio mono-cristallino, poli-cristallino o amorfo e tecnologia a multi giunzione. Le celle monocristalline sono ricavate dal taglio di un wafer di silicio da un lingotto del medesimo materiale, Figura 7; per quelle policristalline si adotta un processo di fusione e solidificazione del silicio in un crogiolo di quarzo, Figura 8. La differenza maggiore la si nota nell'efficienza delle due tecnologie, quella monocristallina ha valori maggiori ma di conseguenza il costo risulterà essere maggiore rispetto a quella policristallina [4], che risulta essere meno pura. Nella tecnologia monocristallina si possono trovare due tipi di configurazioni, i quali danno il nome al tipo di cella: celle di tipo n e celle di tipo p; in questo caso il tipo di silicio indicato nel nome indica il wafer di silicio di spessore maggiore posizionato alla base della cella. Confrontando le due tecnologie le efficienze sono maggiori per la celle di tipo n, essendo meno soggette al fenomeno della combinazione boro-ossigeno ed immuni all'effetti LID

(spiegate nel capitolo 4). Nel settore della tecnologia fotovoltaica inizialmente si producevano unicamente celle di tipo p visto l'impiego nel settore aerospaziale grazie alla notevole resistenza quando soggetta alle radiazioni; inoltre sono più economiche rispetto all'alternativa di tipo n, anche se negli ultimi anni quest'ultima ha preso piede come si può notare in Figura 6[5].

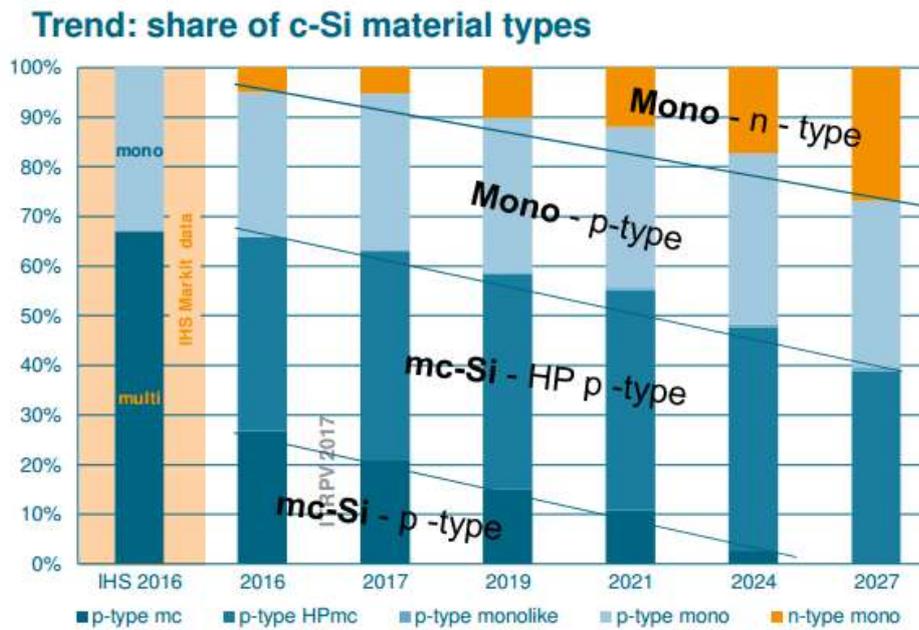


Figura 6 - diffusione del silicio monocristallino nel mercato del fotovoltaico[5]

I moduli fotovoltaici in silicio amorfo sono caratterizzati da una struttura cristallina disordinata e continua, nel quale il reticolo tetraedrico tipico del cristallo di silicio non viene a ripetersi in maniera costante; dal punto di vista energetico si nota un'efficienza minore rispetto alle precedenti tecnologie dell'ordine del 5-6,8%. Inoltre, questo tipo di cella fotovoltaica è soggetta all'effetto "Stabler-Wronsky" già dai primi mesi di operazione, dove l'energia prodotta diminuisce notevolmente. Questo tipo di materiale risulta essere ottimo per superfici flessibili o per la realizzazione tegole (usate in campo architettonico), osservabile in Figura 9; inoltre non è particolarmente sensibile all'aumento della temperatura [6]. Le celle composte da giunzioni multiple sono composte da differenti strati di materiale semiconduttore da 2 a 5 celle sovrapposte chiamate "stack", Figura 10. L'interfaccia tra le celle è creata tramite diodi a tunnel,

l'efficienza raggiunta commercialmente è dell'ordine del 30% [7]; un nuovo tipo di cella a 6 giunti sviluppata al National Renewable Energy Laboratory(NREL) registra un'efficienza sotto luce solare del 39,2%, mentre in laboratorio sotto luce concentrata del 47,1% [8].



Figura 7 – cella monocristallina

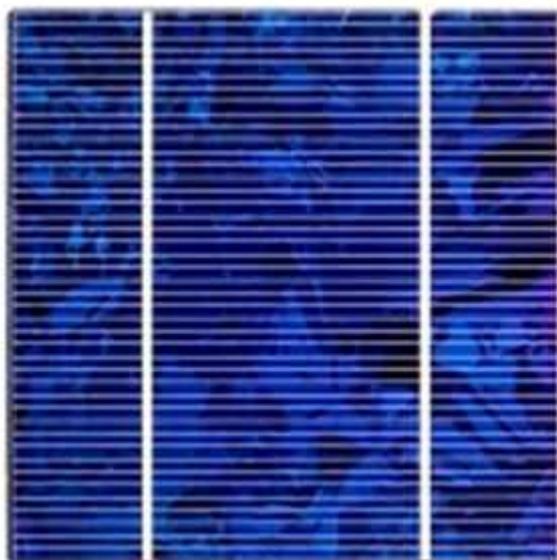


Figura 8 – cella policristallina



Figura 9 – silicio amorfo

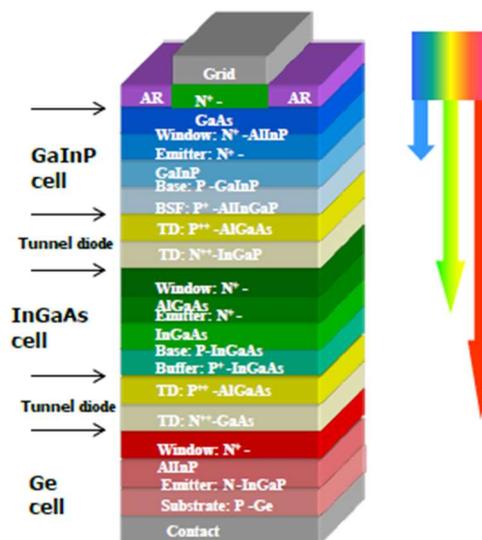


Figura 10 - cella multi-giunzione

La connessione in serie e parallelo di celle fotovoltaiche è realizzata utilizzando “busbars” e “fingers”, posti ortogonalmente uno rispetto all’altro. Ogni cella è provvista di 2 o 3 busbars e servono per la connessione con le celle adiacenti; i fingers hanno la funzione di raccogliere la corrente fotovoltaica dell’intera superficie della cella esposta alla radiazione [3].

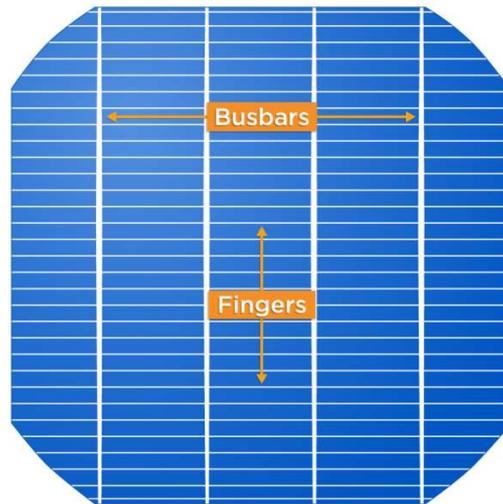


Figura 11 – Busbars e finger in una cella fotovoltaica

2.2 MPPT

L'MPPT (Maximum Power Point Tracker) viene utilizzato per estrarre la massima potenza in uscita da un generatore fotovoltaico a diverse condizioni di irradianza e temperatura. La ricerca del punto massimo può essere effettuata in due modi: continuamente o ad intervalli di tempo. Il dispositivo sfrutta la proprietà dove la derivata della corrente, nel grafico in funzione della tensione $I(V)$ al punto massimo, eguaglia il rapporto tra la corrente del carico e la tensione. La tecnica più comunemente usata è quella del "Perturbazione ed osservazione" essendo un buon compromesso tra costi e performance. Essa consiste nel variare la tensione di un determinato ΔV ed osservare ΔP corrispondente; se quest'ultimo è positivo si continua aumentando la variazione, al contrario se negativo si inverte il segno della variazione.

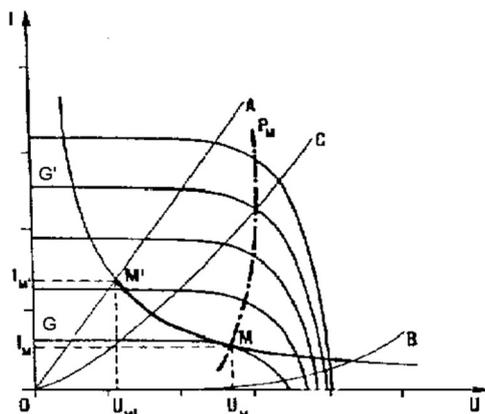


Figura 12 - diagramma MPPT, tecnica "perturbazione ed osservazione"

L'efficienza di questo sistema è superiore al 98% per valori di irradianza compresi tra 50 e 1000 W/m² e tensione tra 200 e 600V. Generalmente è integrato con un inverter connesso alla rete, ogni inverter può avere più ingressi MPPT indipendenti così da poter gestire differenti inclinazioni ed orientazioni di stringhe posizionate per esempio su più falde di una stessa copertura. Il punto debole dell'MPPT sono i cambiamenti rapidi delle condizioni di irradianza, come ad esempio nuvole o ombreggiamento dato da ostacoli che rendono difficile la determinazione del punto massimo [3].

2.3 Inverter

L'inverter è uno strumento di conversione dell'energia elettrica prodotta dal modulo fotovoltaico in corrente continua (DC) in corrente alternata (AC). L'energia elettrica in uscita dal sistema è alla tensione di 230 V ed alla frequenza di 50 Hz, per quanto riguarda la rete di bassa tensione in Europa. L'inverter è rappresentabile come un trasformatore modificato, con l'aggiunta di un circuito a transistor responsabile della trasformazione in corrente alternata tramite la tecnica PWM (Pulse Width Modulation). Il transistor è un dispositivo a semiconduttore basato sulla giunzione p-n, che può essere utilizzato all'interno di circuiti con lo scopo di amplificare un segnale in entrata o come un interruttore (switcher) [9]; in questo caso vengono utilizzati come interruttori all'interno di un circuito che prende il nome di H-bridge e sono gestiti secondo la tecnica precedentemente citata. L'obiettivo è trasformare un segnale continuo in entrata in una

funzione d'onda che approssima una sinusoide in uscita. La tecnica consiste nell'aprire e chiudere il contatto dei transistor del circuito comparando una onda triangolare generata da un orologio al quarzo, chiamata carrier, con una sinusoide chiamata modulazione. La prima onda ha un'alta frequenza da 1 a 100 kHz, mentre la seconda ha una frequenza di 50 Hz come quella che si vuole ottenere in uscita. I parametri di controllo di questa tecnica sono l'indice di modulazione ($m \leq 1$) rappresentato dal rapporto delle ampiezze dell'onda sinusoidale e triangolare e l'angolo di fase (β) dell'onda di modulazione, la sinusoide [10].

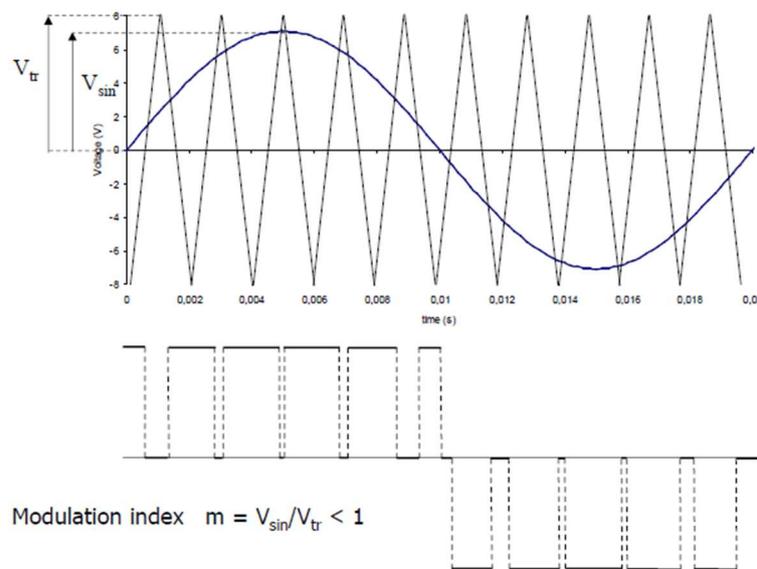


Figura 13 - Tecnica PWM [3]

Il circuito complessivo di un inverter è composto dal H-bridge, successivamente un filtro LC per eliminare le armoniche ad alta frequenza, rendendo l'onda il più sinusoidale possibile, ed infine il trasformatore con cui si ottiene la tensione richiesta dal carico a cui è connesso l'impianto [10].

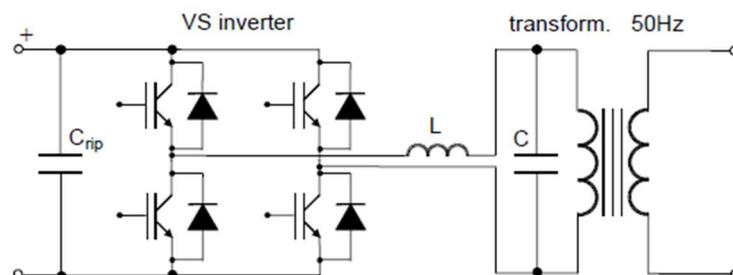


Figura 14 - circuito inverter per una fase [3]

Tramite l'apertura e la chiusura di un transistor per lato del circuito si determina il segno dell'onda prodotta dalla tecnica precedentemente spiegata. I diodi collegati in antiparallelo servono per creare la condizione di 0 nell'onda generata e per evitare correnti inverse nei transistor, nel caso di guasti.



Figura 15 – Inverter

2.4 Quadro di campo

Un impianto fotovoltaico è composto dall'unione di stringhe di moduli fotovoltaici collegate in parallelo tra loro. Per questo si adottano i quadri di campo, dove le stringhe convergono e vengono connesse agli inverter, inoltre questo protegge i moduli da possibili correnti inverse o sovracorrenti. Successivamente all'inverter viene posto un quadro di interfaccia, per la protezione del sistema nel caso di guasti da parte della rete elettrica.

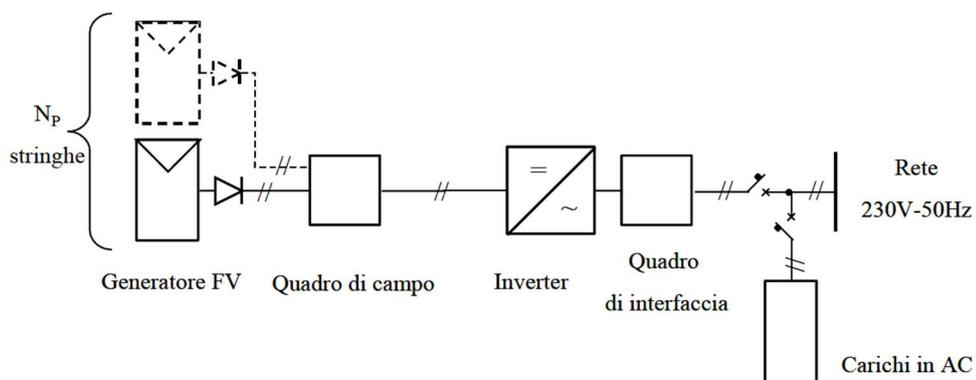


Figura 16 - Connessione impianto fotovoltaico

Il quadro di campo è composto dai seguenti componenti: fusibili, diodi di blocco e interruttore DC. Il fusibile è un dispositivo elettrico in grado di proteggere il circuito da correnti elevate: il componente è formato da un filamento nel quale passa la corrente che in caso di raggiungimento di valori elevati, considerati di sovracorrente, il filamento fonde e scollega i due capi del circuito [11]. Quindi la funzione del fusibile è paragonabile a quella di un interruttore di circuito, dove nel caso di anomalia il filamento interno apre il collegamento. La caratteristica da tenere in considerazione durante il dimensionamento e la scelta del componente è la massima tensione DC a cui può essere sottoposto; molte volte è anche segnata quella in AC e generalmente le due sono diverse. La corrente massima che può passare in un circuito di stringa è del 125% rispetto alla corrente di cortocircuito(Isc), di conseguenza tutti i componenti quali cavi e dispositivi di protezione sono dimensionati tenendo conto di questo parametro. Lo standard internazionale EN7671 sez. 712 stabilisce che i cavi di un impianto fotovoltaico devono poter condurre una corrente pari al 1,25 Isc, misurata alle condizioni in STC(Standard Test Condition, 1000 W/m² e temperatura di cella di 25°C). Essendo la corrente di cortocircuito poco maggiore rispetto a quella di operazione i componenti di protezione, come i fusibili, devono lavorare con correnti relativamente basse.



Figura 17 – Fusibili

I diodi di blocco sono inseriti per il collegamento in parallelo di stringhe di moduli fotovoltaici; sono normalmente in conduzione, intervengono nel caso di ombreggiamento o di guasto all'interno della stringa, per impedire la creazione di una corrente inversa all'interno della stringa in cui è posto. Il passaggio di corrente all'interno di questo

componente determina una perdita energetica dovuta alla caduta di tensione dell'ordine di 0,6-0,8 V, ma questa viene trascurata [3].



Figura 18 - Diodo di blocco

Il sezionatore DC è un elemento importante per la protezione delle stringhe collegate agli inverter. Grazie a questo dispositivo è possibile scollegare la stringa difettosa in caso di guasti, cosicché non subisca aggravamenti sulla produzione energetica. Secondo la norma, questi devono essere presenti a monte e a valle dell'inverter, lato DC e AC, in maniera tale da poter garantire la possibilità di disconnettere le stringhe in sicurezza anche sotto carico. Generalmente i sezionatori sono già integrati negli inverter, ma gli interruttori DC servono nel caso di manutenzione per poter disconnettere in maniera selettiva singole stringhe di moduli fotovoltaici e poter garantire la continuazione della produzione di energia dall'impianto.



Figura 19 - Interruttore DC

Il quadro di interfaccia, anche chiamato SPI, è un elemento di protezione posto dopo il sistema di conversione dell'energia da DC a AC e prima dell'interfaccia con la rete elettrica. Questo dispositivo ha il compito di scollegare l'impianto di produzione fotovoltaica dalla rete in caso di mancata tensione dalla rete stessa, ad esempio quando sono eseguite opere di manutenzione dai tecnici sulla linea elettrica. Secondo la Norma CEI 0-21 il sistema SPI è obbligatorio per impianti di potenza maggiore di 11,08kW.



Figura 20 - Quadro di interfaccia o SPI

2.5 Contatore fotovoltaico e contatore di scambio

In un impianto fotovoltaico sono installati due tipi di contatori di energia, uno a monte della generazione di energia ed uno a valle prima dell'interfaccia con la rete elettrica. Il primo è chiamato contatore fotovoltaico, un misuratore che dà la possibilità di conteggiare l'energia prodotta dall'impianto prima che venga consumata dall'utenza domestica. Questa energia può prendere diverse strade successivamente: essere utilizzata dall'utenza, caricare un sistema di accumulo o essere immessa direttamente in rete. Il secondo contatore chiamato contatore bi-direzionale o di scambio, serve per misurare sia l'energia immessa in rete che quella prelevata. Grazie a questi sistemi è possibile definire l'energia auto consumata come la differenza tra quella prodotta dall'impianto e quella immessa in rete, tramite l'utilizzo di questi due strumenti si può contabilizzare l'energia sia prodotta, come nel caso dell'incentivo con il GSE (spiegato in un seguente capitolo), che quella immessa in rete con la logica SSP o RID [12].

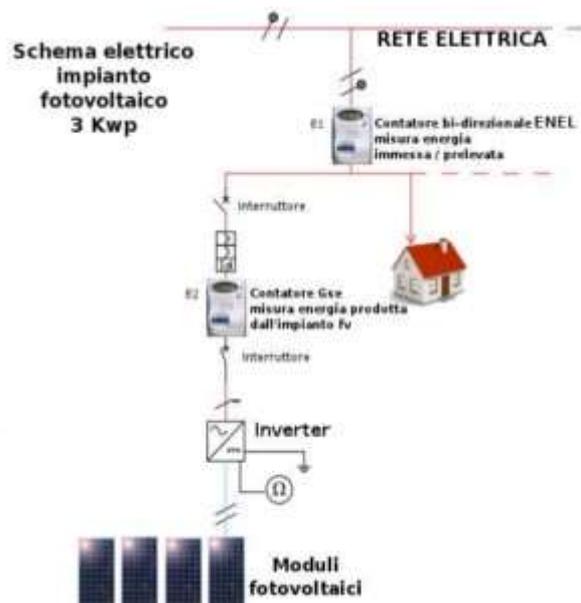


Figura 21 - schema impianto con contatore fotovoltaico e contatore bi-direzionale

3. Parametro di confronto per gli impianti: Performance Ratio

Il Performance Ratio (PR), o indice di resa media, è una misura internazionale per valutare il grado di utilizzazione di un sistema fotovoltaico. All'interno di questa misura si possono trovare le perdite che agiscono su un impianto. Tra queste è possibile notare: effetti della temperatura, la mancata utilizzazione della radiazione e l'inefficienza dei componenti del sistema. L'indice è definito secondo la norma IEC 61724 come il rapporto della resa finale del sistema (Y_f) fotovoltaico e la resa ottimale di riferimento (Y_r)[13], entrambe riferite alle condizioni standard (STC).

$$PR = \frac{Y_f}{Y_r} \quad (1)$$

Prendendo in considerazione l'analisi pratica di un impianto fotovoltaico, il PR viene calcolato come segue:

$$PR = \frac{E_{specifica}}{H_{specifica}} \cdot 100\% \quad (2)$$

Dove $E_{specifica}$ è data dal rapporto dell'energia prodotta rispetto alla potenza nominale in DC dell'impianto, e quindi anche del modulo. Mentre $H_{specifica}$ rappresenta il rapporto tra l'irradiazione diretta sul piano del modulo e la radiazione corrispondente alle condizioni standard (STC). Riscrivendo l'espressione si ottiene una formula applicabile ad un caso reale, come quello considerato in questo studio.

$$PR = \frac{(E/P_n)}{(H_g/G_{STC})} \quad (3)$$

E rappresenta l'energia prodotta dall'impianto in kWh, P_n è la potenza nominale dell'installazione in kW, G_{STC} è l'irradiazione in condizioni standard (STC) pari a 1 kW/m² e H_g è l'irradiazione globale incidente sul piano dei moduli espressa in kWh/m². Grazie a questa ultima formulazione è possibile studiare il comportamento di un impianto conoscendo: la potenza nominale, i dati giorno per giorno di energia prodotta e, infine, l'irradianza.

Questo valore in condizioni di design per un impianto nuovo è stimato come 0,75. Generalmente può variare da 0,55 a 0,85 e dipende dalla presenza di perdite.

Come citato precedentemente, il PR è calcolabile come il prodotto di varie efficienze che determinano la resa complessiva dell'impianto [14].

$$PR = \eta_{mis} \cdot \eta_{d-r} \cdot \eta_{sp-lg} \cdot \eta_{wir} \cdot \eta_{temp} \cdot \eta_{shad} \cdot \eta_{PCU} \quad (4)$$

Tra le sorgenti di perdita dell'impianto è possibile identificare le seguenti:

- η_{mis} : rappresenta la tolleranza della curva I-V reale rispetto a quella caratteristica nelle condizioni di STC (Standard Test Conditions) in assenza di mismatch intrinseci alla cella;
- η_{d-r} : efficienza legata alla trasparenza del vetro frontale;
- η_{sp-lg} : perdite dovute ad uno spettro solare diverso rispetto a quello di riferimento (con AM=1,5) e bassi livelli di irradianza (<0.4 W/m²);
- η_{wir} : efficienza di componenti elettrici passivi come i cablaggi, diodi di blocco, fusibili e interruttori;
- η_{temp} : perdite date da sovra-temperatura rispetto a 25 °C;
- η_{shad} : illuminazione non uniforme in tutti i moduli, anche detto ombreggiamento;
- η_{PCU} : efficienza componenti elettronici attivi come MPP tracker e la conversione DC-AC dell'inverter.

Nelle efficienze sopra elencate sono inclusi tutti i sistemi che possono influire nella resa di un impianto, dal pannello fotovoltaico fino alla fine della catena di trasformazione dell'energia.

3.1 Efficienze legate alla tecnologia

In queste sono comprese, le perdite di mismatch e le perdite dei componenti elettrici attivi o passivi, esse sono legate alla tecnologia; quindi, è possibile considerarli costanti nel corso della vita di un impianto. Il mismatch si verifica quando le celle collegate in serie hanno curve I-V diverse tra loro, questa perdita è comune nei pannelli fotovoltaici visto che per formarne uno è necessario collegare varie celle in serie così da ottenere output utili per l'impiego del modulo. La differenza nelle curve caratteristiche può essere causata dalla tolleranza adottata nella costruzione del modulo e nella presenza di difetti all'interno delle celle. È possibile notare nella Figura 22, che la curva caratteristica cambia nel caso di mismatch da difetti strutturali modificandosi nella curva 'a'. In questo caso l'effetto si nota nella corrente di uscita dal pannello che sarà uguale alla corrente della cella difettosa, di conseguenza si osserva una diminuzione della potenza di uscita[3].

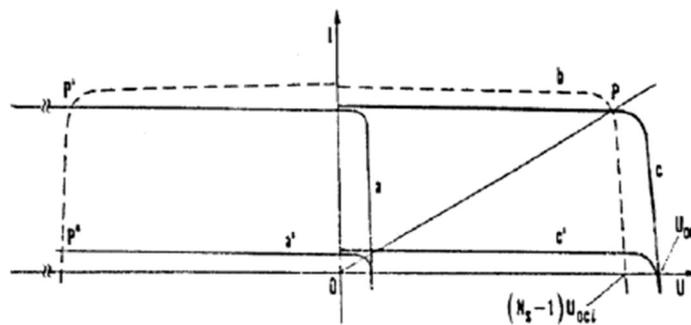


Figura 22 - Curva IV caratteristica di celle connesse in serie affette da mismatch[3]

Per la soluzione del problema di mismatch viene inserito un diodo connesso in antiparallelo con la cella difettosa, come si può notare in Figura 23. La soluzione risulta essere dispendiosa da applicare a tutte le singole celle; quindi, si collega il diodo ad una stringa di celle in serie di 18, 24 o 36. Questo implica che, se una cella presenta il problema, tutta la stringa smette di produrre energia a causa dell'effetto del diodo.

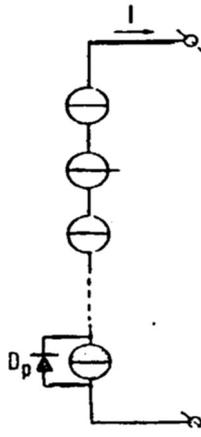


Figura 23 - Diodo di Bypass normalmente aperto[15]

Le perdite energetiche causate dai componenti elettrici: fusibili, scaricatori e inverter sono considerati costanti durante tutto il periodo di funzionamento. Viene però presa in considerazione l'affidabilità dell'impianto e quindi sono considerate le perdite energetiche a seguito di tutti gli interventi di manutenzione avvenuti per la sostituzione e riparazione dei singoli componenti[3].

3.2 Efficienza irraggiamento non uniforme e ombreggiamento

Le perdite dovute all'ombreggiamento sono causate da fattori esterni, quali: presenza di ingombri più alti della quota a cui sono installati i moduli, presenza di vincoli paesaggistici come montagne o alberi, inoltre potrebbe essere causato nelle prime ore della giornata da stringhe posizionate davanti e con una inclinazione non uguale a quella della copertura. Nell'ultimo caso però si valuta durante la fase di progettazione come ovviare il problema usando formule di trigonometria.

$$d_{min} = m \cdot \frac{\sin \beta}{\tan \alpha} \quad (5)$$

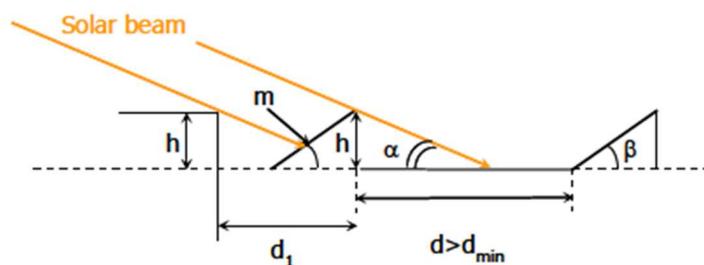


Figura 24 - Distanza minima per il posizionamento dei moduli fotovoltaici inclinati [14]

Nella formula sono considerate perdite dovute ad un diverso livello di irraggiamento minore di 400 W/m^2 o un AM diverso da 1,5; in questo caso si tratta di una condizione atmosferica non ottimale, di conseguenza l'impianto non lavorerà al massimo delle sue prestazioni.

Nel caso di ombreggiamento parziale del modulo, la curva caratteristica seguirebbe il percorso 'c', in Figura 22, in questo caso una stringa di celle connesse in parallelo con altre stringhe diminuirebbe la tensione di uscita del modulo fotovoltaico. Il problema viene risolto grazie ad un diodo connesso in serie alla stringa con ombreggiamento[3].

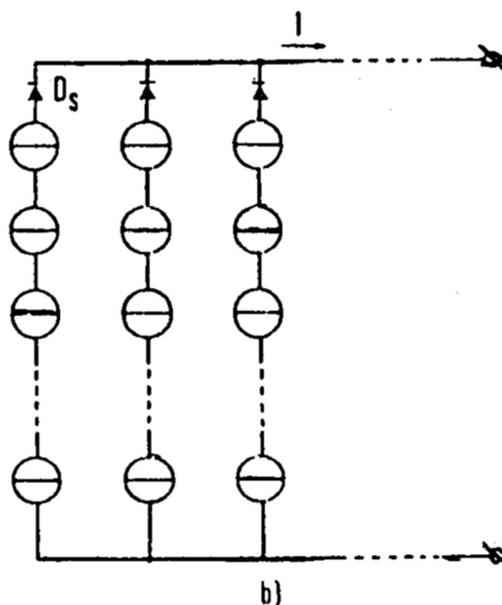


Figura 25 - Diodo di Blocco normalmente in conduzione[15]

3.3 Efficienza di sovratemperatura del modulo fotovoltaico

L'efficienza globale di un modulo fotovoltaico è calcolata alle condizioni di Standard Test (STC), corrispondenti ad una irradianza di 1000 W/m^2 , un albedo di 1.5 ed una temperatura di cella uguale a $25 \text{ }^\circ\text{C}$. La condizione di Standard viene ricreata in laboratorio, artificialmente, quindi è importante definire la Temperatura di Funzionamento Normale di Cella (NOCT o anche chiamata NMOT: normal module operating temperature), riportata dal costruttore nel manuale del modulo fotovoltaico. Nel caso trattato in questo studio risulterà essere $49.7 \text{ }^\circ\text{C}$ ($\pm 2^\circ\text{C}$) [16]. La temperatura del modulo risulta essere diversa da quell'ambiente, a causa dell'incidenza dei raggi solari è quindi maggiore.

$$T_{FV} = T_a + \frac{NOCT - 20^\circ\text{C}}{800 \text{ W/m}^2} \cdot G \quad (6)$$

Nella formula sopra riportata si nota come la temperatura del pannello è direttamente proporzionale all'irraggiamento, diviso per un valore standard preso come 800 W/m^2 . La temperatura ambiente standard è considerata come 20°C .

Temperature elevate nei moduli fotovoltaici hanno effetti sulla resa dell'impianto e quindi una diminuzione dell'energia prodotta per causa della sovratemperatura delle stringhe. La perdita viene stimata tramite il fattore k_{Temp} [3] proporzionale al coefficiente di temperatura γ_{MMP} fornito dal costruttore, in questo caso $-0.46\%/^\circ\text{C}$ [16].

$$k_{Temp} = 1 + \gamma(T_{FV} - 25^\circ\text{C}) \quad (7)$$

Grazie a questa formula è possibile ricalcolare l'energia prodotta di un impianto e considerare il Performance Ratio corretto secondo l'effetto di temperature elevate, avendo valori minori durante i periodi estivi più caldi e maggiori nei mesi freddi invernali.

3.4 Efficienza di trasparenza del vetro frontale di un modulo fotovoltaico

L'efficienza di trasparenza rappresenta le perdite di energia dovute dalla riflessione e sporcizia presente sul vetro frontale del modulo fotovoltaico. Essa dipende principalmente da condizioni esterne come: luogo di installazione, vicinanza ad entità che producono fumo o polveri e guano di volatili. L'effetto del deposito di sporcizia sui moduli fotovoltaici secondo alcune statistiche può portare ad una perdita di efficienza del 25-30%, inoltre potrebbe causare la diminuzione del ciclo di vita di un impianto[17].

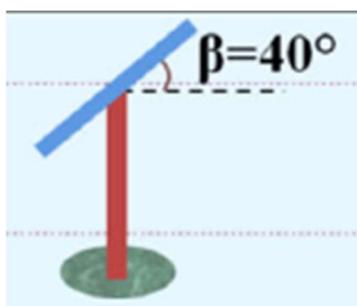


Figura 26 - Angolo di inclinazione ottimale per il deposito di guano[18]

Il deposito di guano sui moduli fotovoltaici diminuisce la potenza generata dal modulo e quindi può implicare una perdita energetica di tutto l'impianto. Questo fenomeno può ridurre la potenza fino ad un massimo di circa 23.8%, con un angolo di inclinazione di $\beta = 0^\circ$. Uno studio rivela che per un'inclinazione ottimale, di $\beta = 40^\circ$ come in Figura 26, si riduce al minimo la perdita di potenza per il deposito di escrementi di uccelli[18]. Questo perché il deposito sarà maggiormente localizzato nella parte inferiore dei moduli, lasciando libera la maggior parte dell'area di lavoro.

L'operazione di pulizia di un impianto di moduli fotovoltaici può essere svolta dal proprietario dell'installazione o sotto contratto dalla ditta responsabile della manutenzione ordinaria. Questa operazione ricopre un ruolo fondamentale, generalmente si pensa che possano bastare le precipitazioni a rimuovere il deposito di sporcizia dai moduli fotovoltaici, purtroppo questo non è sufficiente in alcuni casi. La frequenza di pulizia di un impianto generalmente è di 2 volte l'anno, ma può aumentare se esso è collocato: nei pressi di una zona marina, vicino ad alberi, a ridosso di una zona industriale (e quindi con presenza di fuliggine e residui di vario genere), zone ventose (le

quali favoriscono il trasporto di detriti)[17], inoltre zone in cui si ha la produzione e trasporto di materiale che può essere considerato volatile, come ad esempio mangimi.

Non esistono formule empiriche per valutare il fenomeno e poterne quantificare l'effetto. In questo studio l'efficienza di trasparenza sarà stimata tramite il rapporto dell'indice di resa reale e quello stimato teoricamente.

4. Fenomeni di degradazione dei pannelli fotovoltaici

In questo capitolo si andranno ad evidenziare quali sono i principali fenomeni relativi alla tecnologia fotovoltaica che ne determinano il decadimento della prestazione durante gli anni di operazione. I principali fenomeni sono i seguenti:

- L'effetto PID;
- Effetto Stabler-Wronski;
- Effetti degradanti causati dalle radiazioni ionizzanti;

La vita media di un impianto è un fattore importante da valutare, così da poterne stimare il comportamento dell'installazione nel tempo. I moduli fotovoltaici subiscono perdite nel corso della loro vita di operazione. Queste sono state investigate da ricerche negli anni e sono stimate da relazioni o fattori a seconda delle caratteristiche del modulo stesso.

$$\eta_n = \eta_0 [n(1 + A_r)] \quad (8)$$

Grazie a questa formula è possibile calcolare il rendimento del modulo fotovoltaico a n anni dalla messa in esercizio. L'efficienza del modulo è funzione del rendimento dichiarato dal costruttore (η_0) ad inizio vita, moltiplicato per gli anni di operazione n e per $(1 + A_r)$ dove A_r è il tasso di invecchiamento dei moduli espresso in %/anno.

In letterature si trovano i seguenti valori per pannelli prodotti dopo il 2000[19]:

- Silicio amorfo(a-Si) $A_r = -0,87 \text{ \%/anno}$;
- Silicio policristallino (p-Si) $A_r = -0,64 \text{ \%/anno}$;
- Silicio monocristallino (m-Si) $A_r = -0,36 \text{ \%/anno}$;

In Figura 27 si possono osservare le perdite energetiche per i tipi di moduli fotovoltaici precedentemente descritti. È possibile notare come queste siano nettamente differenti a seconda della tecnologia adottata.

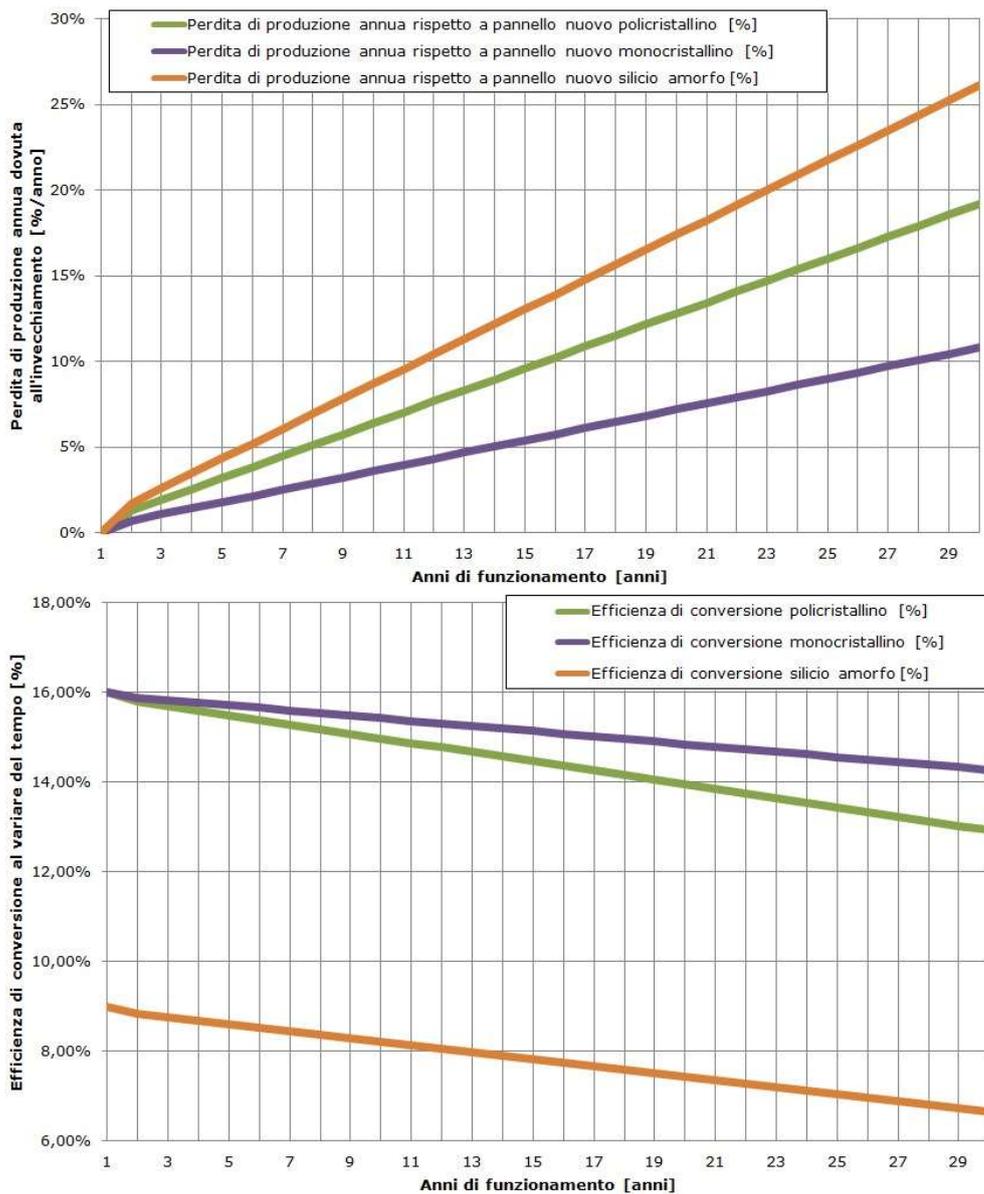


Figura 27 - invecchiamento annuo moduli fotovoltaici[19]

Questi valori però risultano essere sovrastimati e quindi non sono realistici per un impianto. Uno studio svolto ad Ispra (VA), nel laboratorio di prova della tecnologia fotovoltaica dell'Unione Europea situato nel Nord Italia, analizza il comportamento di un impianto di 70 moduli policristallini per un periodo di operazione pari a 20 anni (1990-2010). A fine del periodo di studio, tramite analisi di laboratorio si conclude che il decadimento annuo dei moduli sia $A_T = -0,24 \%/anno$ [20]. Questo dato verrà successivamente preso come riferimento per i capitoli seguenti.

4.1 Effetto PID

L'effetto PID, o degradazione indotta di potenziale, è il fattore degradante per un pannello fotovoltaico meno previsto, ma allo stesso tempo più di impatto. Questo effetto può causare grandi perdite su installazioni di larga scala stimate fino ad un 30%[21], rispetto a quelle dichiarate dal costruttore.

Il fenomeno riguarda la migrazione delle cariche dal wafer di silicio della cella fotovoltaica verso il frame (cornice) del modulo e verso terra, data dalla creazione di un potenziale con l'ambiente esterno[19]. Secondo studi si può attribuire la causa delle migrazioni di cariche alla diffusione di ioni Na^+ dal vetro frontale alla cella fotovoltaica, tramite il materiale di incapsulamento[22].

Viene modellato come una corrente di dispersione indetificata con la diminuzione della resistenza di isolamento (R_{sh}). Quindi le prestazioni del pannello fotovoltaico diminuiscono perché si ha una diminuzione della corrente di uscita.

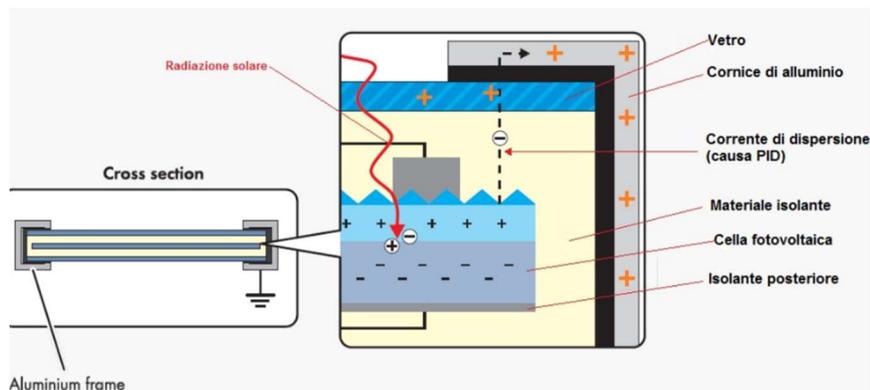


Figura 28 - Fenomeno migrazione cariche effetto PID[19]

La degradazione indotta di potenziale è affetta da diversi fattori: l'ambiente, il sistema, i moduli e le celle fotovoltaiche. Con l'aumentare della temperatura dei moduli, le cariche nel reticolo vengono agitate e di conseguenza la probabilità che queste migrino verso il frame risulta essere maggiore[19]. L'umidità a cui è soggetta l'installazione è un fattore esterno che aggrava il manifestarsi del fenomeno; se elevata ricopre un ruolo importante nella diminuzione della resistenza di isolamento.

La migrazione di cariche aumenta con l'aumentare della tensione del sistema; una possibile soluzione è bilanciare il potenziale dei moduli. In Europa si adotta una configurazione con punto di tensione nullo al centro della stringa, questa configurazione viene detta bilanciata. L'effetto è controllato dal materiale isolante posto attorno alle singole celle, se la resistività di questo materiale risulta essere bassa si osserverà maggiormente il fenomeno. Sostituendo il materiale sul fronte del pannello con un materiale ad alta resistività volumetrica e bassa concentrazione di ioni di sodio si otterrà una riduzione della migrazione di cariche verso il frame[19].

Secondo uno studio sostituendo il vetro dei pannelli con uno di quarzo si ottiene un buon compromesso in termini di isolamento, grazie alla bassa concentrazione di ioni di sodio ed alta resistività del materiale. In alternativa al vinil acetato (EVA), materiale di isolamento usato per l'impacchettamento delle celle fotovoltaiche, si può optare per il polivinile butirrale (PVB) con all'alta resistività e basso rapporto di assorbimento dell'acqua. Dalla combinazione di questi due materiali si ottiene una perdita di energia soltanto del 1% per l'effetto PID[23].

Inoltre, l'isolamento verso il retro del pannello che determina la chiusura della corrente di dispersione è importante per mitigare questo effetto. La sporcizia depositata sul vetro in superficie grava sul potere di isolante del vetro stesso aumentandone la corrente di dispersione.

4.2 Effetto Stabler-Wronski

L'effetto Stabler-Wronski colpisce le celle fotovoltaiche costituite da silicio amorfo. Questo è anche chiamato degradazione indotta dalla luce e colpisce la tecnologia nei primi mesi di operazione. Il fenomeno non dipende dal tipo di costruzione, ma proprio dai materiali utilizzati e nella fattispecie la giunzione della cella cristallina p-n. La struttura del silicio amorfo non è ordinata ed è costituita da atomi di silicio e di idrogeno, il quale riempie i legami non saturi degli atomi del primo materiale. L'incidenza della radiazione solare induce gli atomi di idrogeno a staccarsi e quindi a creare lacune, questo si traduce in una diminuzione della potenza in uscita della cella[24]; ad oggi non si conosce la natura del fenomeno.

L'effetto finale nel circuito equivalente si manifesta come un aumento della corrente di ricombinazione nella cella fotovoltaica e quindi una diminuzione della resistenza di isolamento (R_{sh}). Durante i primi 6 mesi di operazione del pannello si può osservare una diminuzione dell'efficienza tra il 10 ed il 30%, per poi stabilizzarsi su valori di invecchiamento mediamente inferiori a quelli della tecnologia cristallina[19].

4.3 Effetti degradanti causati dalle radiazioni ionizzanti

Questo effetto costituisce la maggior parte delle perdite energetiche di un modulo fotovoltaico. È stato riscontrato secondo prove sperimentali nelle quali si mappava la decadenza del modulo fotovoltaico a seguito della quantità di radiazione assorbita. Il risultato degli studi afferma che le onde elettromagnetiche incidenti sui moduli fotovoltaici nel lungo periodo fanno perdere al pannello la capacità di trasformare l'irradianza in energia utile. Questo fenomeno è proporzionale alla quantità di energia che la cella si trova ad assorbire, di conseguenza proporzionale alla dose di radiazione espressa in Grey. Un Grey esprime la radiazione che deposita 1 Joule per 1 kg di materiale. Aumentando la dose, per esempio raddoppiandola il decadimento risulterebbe il doppio. Generalmente una installazione è soggetta alla stessa dose per ogni giorno dell'anno e quindi il decadimento risulta essere lineare, a meno di un periodo di assestamento iniziale[19]. Nella Figura 29 si può osservare il comportamento delle variabili elettriche a seguito delle dosi assorbite in un anno di operazione.

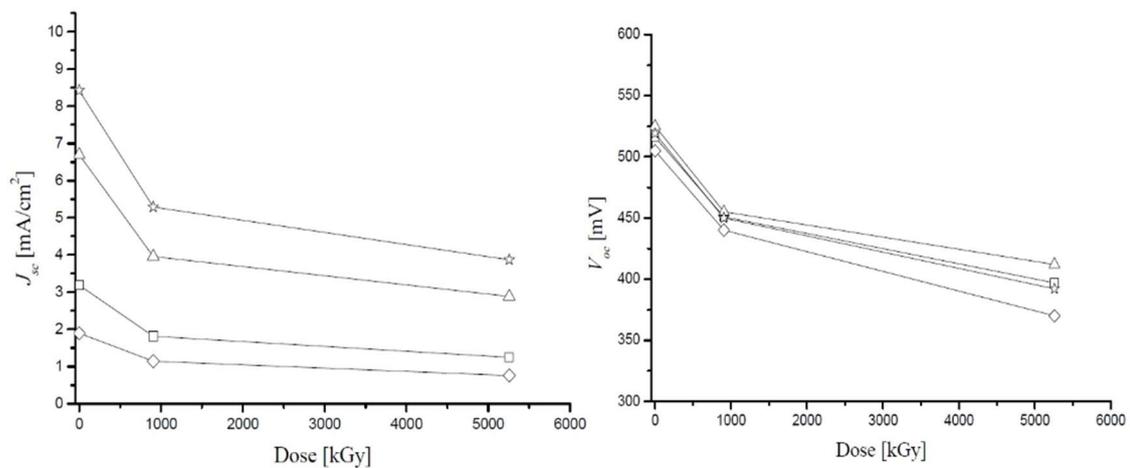


Figura 29 - Decadimento variabili elettriche cella fotovoltaico su dose in Grey[19]

La radiazione ionizzante sulla cella costituente il pannello intacca il reticolo, spostando gli atomi dalla loro configurazione iniziale. Di conseguenza le tipologie di cella più soggette a questo fenomeno sono i policristallini e quelle a multi-giunzione, perché possiedono reticoli più complessi rispetto al monocristallino. Questo effetto è alla base dell'invecchiamento di un modulo fotovoltaico.

5. Analisi sulla degradazione di un modulo FV eseguite in laboratorio

Lo studio di come decade nel tempo l'efficienza dei moduli fotovoltaici è svolto in laboratorio utilizzando diversi metodi. Tra questi sono compresi: l'ispezione visiva, la misurazione delle grandezze elettriche (curva IV), il test di risposta spettrale ed elettroluminescenza (EL), il test della corrente indotta da laser (LBIC) ed il test termografico. Tramite queste misurazioni effettuate nel corso del tempo è possibile studiare il comportamento dei moduli fotovoltaici nel corso degli anni e valutarne le perdite descritte precedentemente.

5.1 Prova di ispezione visiva

L'ispezione visiva consiste nel valutare visivamente i moduli fotovoltaici, il test è descritto nella norma IEC 61215. La norma inoltre fornisce i requisiti per la qualifica di un progetto e l'omologazione dei moduli fotovoltaici coinvolti, destinati ad un lungo periodo di operazione[25]. Secondo la norma ogni modulo deve essere controllato in condizioni di illuminamento non inferiori a 1000 lux; in questo modo è possibile rilevare: crepe nel vetro frontale, celle rotte o incrinata, interconnessioni e giunzioni difettose, difetti nei materiali sigillanti, bolle o de-laminazioni, terminazioni elettriche difettose. I difetti rilevati vengono annotati e fotografati, inoltre viene tenuta traccia della loro posizione.

Di seguito si prende come esempio uno studio svolto ad Ispra (VA). In questo caso è possibile notare come il 91,1% dei difetti riscontrati è rappresentato da: celle scolorite, degradazione del passacavo, de-laminazione e formazione di bolle, vetro scheggiato o rotto[20]. Il difetto riscontrato maggiormente riguarda lo scolorimento delle celle, come si può notare in Figura 30. Nel seguente studio non si trova alcuna diretta correlazione tra i dati ricavati tramite l'ispezione visiva ed il decadimento annuo della tecnologia installata.

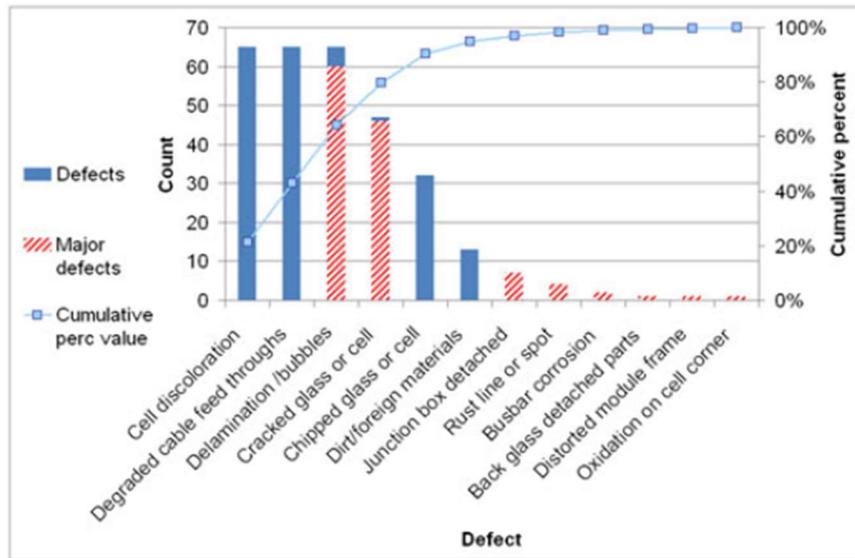


Figura 30 - Analisi visiva difetti impianto Ispra (VA)[20]

5.2 Misurazione delle grandezze elettriche

La misurazione delle grandezze elettriche di un modulo fotovoltaico consiste nel tracciare la curva I-V (Corrente-Tensione) in condizioni di test standard (STC, temperatura 25°C ed irradianza 1000W) ed in condizioni di bassa irradianza. Tramite questa prova è possibile valutare come cambiano le prestazioni ad inizio e fine vita di un impianto. Questa prova è stata svolta su alcuni moduli, presi come riferimento, nello studio svolto ad Ispra (VA). In particolare, la curva è tracciata utilizzando moduli puliti, così da confrontare i risultati ottenuti nelle stesse condizioni.

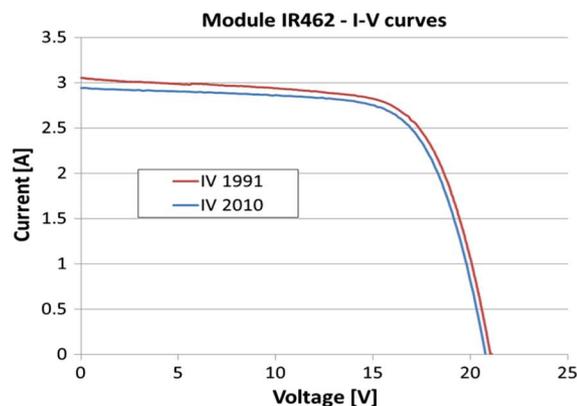


Figura 31 - Curva caratteristica I-V 1991 e 2011[26]

Nella Figura 31 si può notare come le curve siano pressoché simili nel primo e ultimo anno di funzionamento, i valori registrati nel 2011 si discostano leggermente da quelli raccolti nel 1991 come mostra la Tabella 1; inoltre è presente un parametro importante nella valutazione delle prestazioni di un modulo fotovoltaico, il Fill Factor (FF). Questo fattore è definito dal rapporto tra la potenza massima ed il prodotto della corrente di cortocircuito (I_{sc}) e la tensione di circuito aperto (V_{oc}); generalmente i valori di design sono: 70-80% per i moduli in silicio cristallino e 50-60% per i moduli in silicio amorfo[27].

Tabella 1 - Misurazione Parametri elettrici 1991 e 2011 [20]

	$I_{sc}[A]$	$V_{oc}[V]$	$P_{max}[W]$	FF(%)
1991	3,03	20,97	44,17	69,58
2011	2,95	20,47	42,35	70,15

Lo studio svolto ha inoltre riportato la traccia della curva IV prima e dopo la pulizia dei moduli nell'anno in cui sono stati rimossi. Nella Figura 32 si può notare come nel 2010 la curva cambi notevolmente dopo la pulizia del modulo. Infatti, si nota una perdita di potenza del 16%, il fenomeno si manifesta come un ombreggiamento non uniforme sui moduli dovuto alla sporcizia.

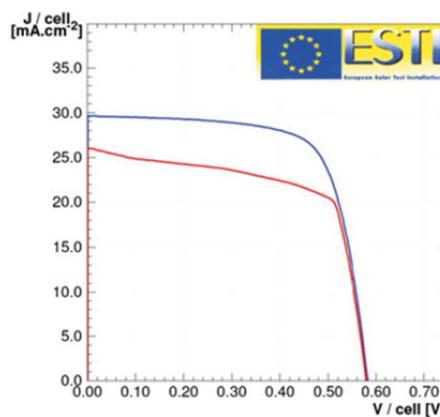


Figura 32 - Curva I-V prima e dopo pulizia moduli 2011[20]

5.3 Efficienza quantistica ed il test di risposta spettrale

L'efficienza quantistica (QE) di una cella fotovoltaica è definita come il numero di cariche elettriche in uscita da una cella sul numero di fotoni ad una determinata energia incidenti sulla cella. Di conseguenza l'efficienza può essere espressa in funzione della lunghezza d'onda o dell'energia dei fotoni raccolti dalla cella stessa. Essa risulta essere pari a uno se tutti i fotoni ad una certa lunghezza d'onda vengono assorbiti, restituendo cariche elettriche; al contrario risulta pari a zero se l'energia dei fotoni assorbiti è minore dell'energia di band gap del materiale di cui è composta la cella. Generalmente viene calcolata a partire dalla lunghezza d'onda pari a 350 nm. Teoricamente l'efficienza può raggiungere il valore massimo di 1 all'interno dello spettro visibile, ma questo valore è praticamente impossibile a causa: degli effetti di ricombinazione delle cariche all'interno della cella fotovoltaica, della riflessione e della bassa lunghezza di diffusione, come si può notare in Figura 33. Per una cella fotovoltaica in silicio si parla di efficienza quantistica esterna e interna. La prima include anche le perdite di energie date dalla riflessione e trasmissione del materiale, mentre la seconda tiene conto unicamente dei fotoni assorbiti dal silicio. Dall'efficienza esterna, conoscendo le perdite date dalla riflessione e dalla trasmissione è possibile ricavare l'efficienza interna[28].

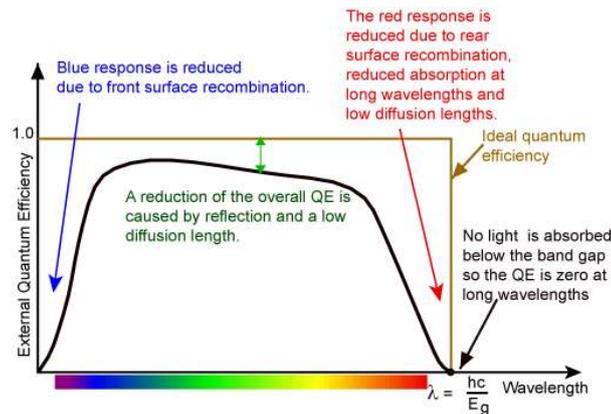


Figura 33 - Efficienza quantistica per lunghezze d'onda nel visibile[28]

La risposta spettrale dal punto di vista teorico è simile all'efficienza quantistica; è definita come il rapporto della corrente in uscita dalla cella fotovoltaica e la potenza incidente sulla cella. Questo fattore è limitato idealmente solo dalle lunghezze d'onda dette lunghe, con energia inferiore a quella del band gap. A differenza dell'efficienza

ideale precedentemente descritta, la risposta spettrale ideale diminuisce per i fotoni con una lunghezza d'onda piccola, osservabile in Figura 34; al contrario i fotoni con energia superiore al band gap, quando impattano la cella vanno unicamente ad aumentarne la temperatura, scaldandola[29].

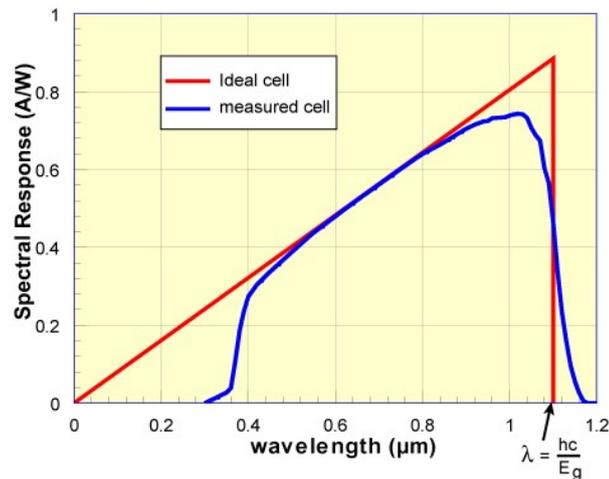


Figura 34 - Risposta spettrale ideale e reale per una cella in silicio[29]

5.4 Test di elettroluminescenza

Il test di elettroluminescenza viene eseguito per localizzare le celle non funzionanti e difettose all'interno dei moduli. L'analisi sfrutta il principio di funzionamento inverso dei moduli fotovoltaici; sono sottoposti ad un passaggio di corrente elettrica, generalmente minore rispetto a quella di cortocircuito. Successivamente tramite una telecamera con lenti speciali vengono analizzate le emissioni di onde ad infrarossi emesse dalle celle. In questo modo è possibile identificare eventuali difetti, visualizzati come celle meno luminose rispetto ad altre. Il test è eseguito in oscurità e l'intensità della radiazione infrarossa emessa dalle celle è riconducibile all'efficienza del modulo.



Figura 35 - Immagine test Elettroluminescenza[7]

Tramite questo tipo di analisi è possibile riscontrare visivamente i seguenti problemi: micro-rotture, rottura di celle ed interruzione dei collegamenti elettrici i finger, come mostrato in Figura 36. Inoltre, tramite questa ispezione, è possibile determinare quali sono le celle più producenti del modulo, analizzando quelle che risultano essere maggiormente luminose.

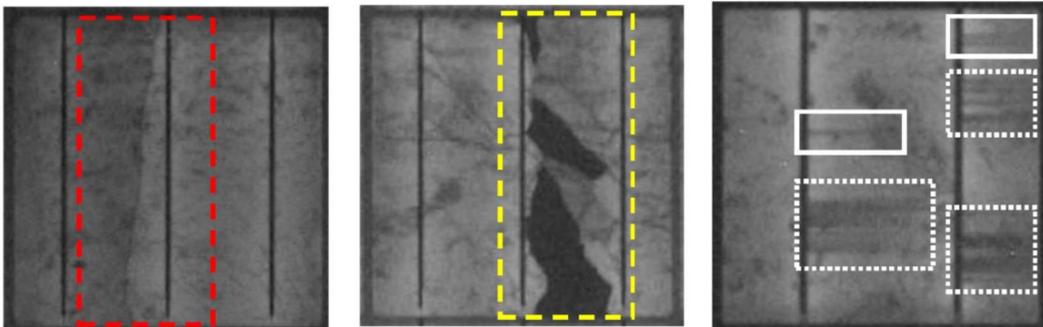


Figura 36 - a sinistra cella con micro-rottura, al centro cella rotta, a destra cella con rottura dei finger[7]

Grazie a questo tipo di test è possibile catalogare per una indagine statistica i problemi riscontrati. Unico svantaggio del test di elettroluminescenza è la mancanza di una scala quantitativa per valutare i moduli fotovoltaici.

5.5 Test LBIC

Il test consiste in illuminare le celle di un modulo fotovoltaico ed osservarne la corrente in uscita attraverso una resistenza di $10\ \Omega$, questo processo è inverso rispetto al test precedentemente presentato. La misurazione viene effettuata in oscurità. Essendo le celle connesse in serie, la corrente in circolo in ogni singola stringa dipende dalle caratteristiche di tutte le celle della stringa. Quando una sola cella è illuminata il valore massimo della corrente viene fortemente influenzato dal valore di R_{sh} di tutte le celle[26].

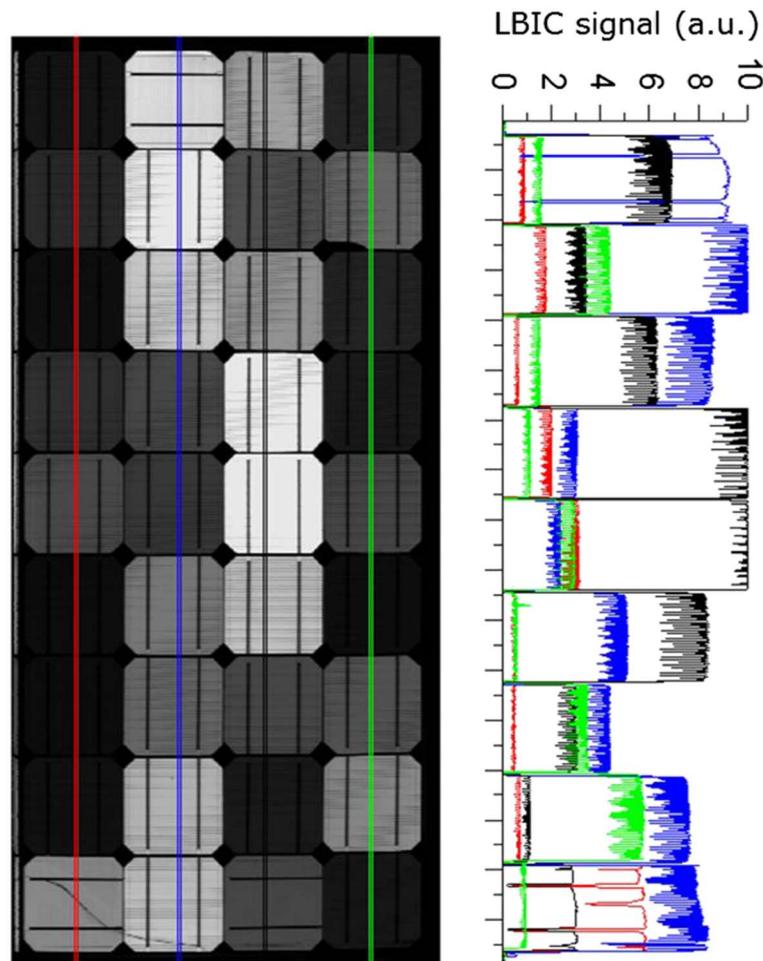


Figura 37 - LBIC output[26]

In Figura 37 si può osservare il valore che ha ogni segnale di LBIC misurato per ogni cella. Essendo questo parametro strettamente correlato al valore della R_{sh} , è possibile valutare se la resistenza risulta essere uniforme in tutto il modulo. Questo risultato è importante per poter valutare quali sono le celle più vulnerabili all'ombreggiamento e quindi che possono causare una grande corrente inversa e di conseguenza potenziali punti

di hotspot [26]. Questo metodo rispetto al test di elettroluminescenza restituisce immagini più nitide e chiare, per la valutazione dei difetti riscontrati.

5.6 Test termografico

L'analisi termografica è una prova non distruttiva, utile nel campo delle energie rinnovabili, perché permette il rilevamento delle dispersioni di energia sottoforma di calore. Essa consiste nell'acquisizione di una immagine ricavata dalla radiazione infrarossa (IR) emessa da un corpo caldo. Ogni corpo è in grado di emettere una radiazione infrarossa, questa dipende della temperatura in cui esso si trova[30]. Le lunghezze d'onda comprese tra 700 nm e 1 mm rientrano dentro la radiazione infrarossa, chiamata anche "banda infrarossa"[31].

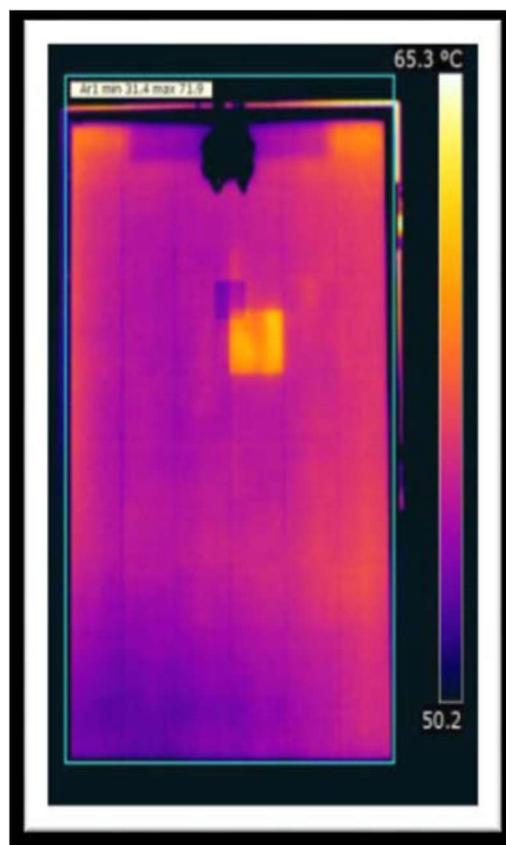


Figura 38 - rilevamento di "hot spot" tramite test termografico[7]

È possibile applicare il test termografico ad impianti fotovoltaici in operazione così da poterne analizzare eventuali punti di hotspot, come in Figura 38; le aree più chiare mostrano i punti più caldi del modulo, causati da: difetti nell'installazione e nei moduli, ombreggiamento parziale del modulo o di alcune celle ed il deposito di sporcizia sopra al vetro frontale.

Il fenomeno di surriscaldamento della cella, anche detto hot-spot, avviene quando la singola cella si trova in condizioni di mismatch o di ombreggiamento. Essa si trova ad avere in uscita una corrente minore o pari a zero rispetto alle altre celle collegate in serie; si trova quindi a comportarsi come un carico e ad assorbire corrente. L'effetto diretto di questo assorbimento è la dissipazione di energia sottoforma di calore, effetto Joule[3].

6. Presentazione degli impianti analizzati

Gli impianti analizzati sono a carico, per quanto riguarda la manutenzione, dell'azienda TGE. I due hanno in comune alcuni fattori: la potenza installata, che risulta essere dello stesso ordine di grandezza ed il modello di modulo fotovoltaico, installato sempre nella copertura. Nella fattispecie, si tratta del modulo REC SOLAR da 220Wp in policristallino, con una efficienza del 13,3%[16]. Un altro fattore di similitudine risulta essere l'esposizione uguale per entrambi gli impianti, a Sud-Est. Inoltre entrambe le installazioni rientrano nella convenzione di incentivo fotovoltaico stipulata con l'ente GSE.

I due impianti sono monitorati dall'azienda tramite il portale informatico MeteoControl, nel quale sono suddivisi in sottosezioni di diversa potenza. Il portale registra i dati dell'impianto riferendosi agli inverter, a cui sono collegate le stringhe di moduli; per questo motivo, nel corso dello studio si farà riferimento solamente all'appellativo di inverter invece che nominare la stringa di pannelli. In questo modo si potrà analizzare una installazione a zone alle quali sono collegate le stringhe di moduli appartenenti ad un inverter.

6.1 Impianto F1 (75,24 kWp) – Piemonte Sud

Il primo impianto è situato nel comune di Cavallerleone (CN) in un'azienda agricola che produce mangimi. I pannelli fotovoltaici sono installati sopra la copertura di tre capannoni. La potenza installata è di 75,24 kWp con 342 moduli e un'area di 564,3 m². L'impianto è posizionato in tre differenti aree del tetto, come è possibile osservare in Figura 39. Sono studiate in questa analisi tutte le stringhe di moduli montati, a parte quelle posizionate nel tetto in alto a destra. Il posizionamento in diverse zone della stessa copertura sarà un fattore da tenere in considerazione durante l'analisi. I moduli fotovoltaici installati sono collegati in stringhe ad inverter da 12,5 kW. Nella Tabella 2 sono indicati: i moduli, i rispettivi inverter a cui sono collegati, i dati relativi alla potenza ed all'area ricoperta sulla copertura; nella tabella non sono presenti l'INV 1 e l'INV 5 perché presentano problemi di dati nel periodo di studio considerato.

Tabella 2 - Dati tecnici impianto F1 – 75,24 kWp

F1 75,24 kWp	Inverter	Moduli	P impianto	A impianto	
	[kW]	[-]	[kW]	[m ²]	[%]
INV2	12,5	70	15,4	115,5	20,47%
INV3	12,5	70	15,4	115,5	20,47%
INV4	12,5	70	15,4	115,5	20,47%
INV6	12,5	70	15,4	115,5	20,47%
INV7	12,5	62	13,64	102,3	18,12%

Come già riportato precedentemente, l'impianto è collocato in diverse aree del tetto. Gli inverter 2, 3, 6 ed i rispettivi pannelli, sono posizionati nella prima tettoia affacciata al cortile dove solitamente transitano automezzi per il trasporto di mangime. L'inverter 7 è collegato a stringhe di moduli fotovoltaici posizionati nella copertura centrale dell'azienda. L'ultimo inverter è posizionato nella tettoia finale, più a Nord.



Figura 39 - Impianto F1 75,24 kWp – Cavallerleone[32]

6.2 Impianto F2 (93,2 kWp) – Piemonte Nord

L'impianto è situato nel comune di Front Canavese (TO), in una azienda proprietaria di serre per la coltivazione di frutta e ortaggi. L'impianto è diviso in sezioni collocate: sull'abitazione e sulle serre, i moduli montati sopra la copertura delle serre costituiscono la struttura della serra stessa e ne sono parte integrante. L'installazione totale è ben più grande, per questo motivo si è deciso di analizzare un sottogruppo formato da due sottosezioni di potenza 66kWp, la serra, e 27,2kWp l'abitazione. Esse sono composte rispettivamente da 300 moduli ricoprenti 594 m² e 126 moduli ricoprenti 207,9 m². Nella Figura 40 è possibile osservare la totalità dell'impianto fotovoltaico e le sottosezioni

studiate riquadrate di rosso. I pannelli fotovoltaici installati sono collegati in stringhe ad inverter da 17kW, dall'inverter 4 a inverter 10 . Nella seguente tabella sono indicati i moduli, i rispettivi inverter e l'area di copertura di ogni sottosezione.

Tabella 3 - Dati tecnici impianto F2 – 93,2kWp

F2 93,2kWp	Inverter	Moduli	P impianto	A impianto	
	[kW]	[-]	[kW]	[m ²]	[%]
INV4	17	60	13,2	99	14,08%
INV5	17	60	13,2	99	14,08%
INV6	17	60	13,2	99	14,08%
INV7	17	60	13,2	99	14,08%
INV8	17	60	13,2	99	14,08%
INV9	17	63	13,86	103,95	14,79%
INV10	17	63	13,86	103,95	14,79%

Come per il caso studio precedentemente presentato, questo impianto è dislocato in diverse aree delle coperture dell'azienda agricola proprietaria delle serre. Per quanto riguarda la sottosezione posizionata sopra la serra, la zona risulta particolarmente ventilata anche nella parte interna e quindi anche il retro dei moduli ne trae beneficio. I fenomeni di surriscaldamento dei moduli ed i casi di hotspot sono mitigati, garantendo una condizione di lavoro migliore rispetto ad una classica installazione su una copertura dove lo spazio tra i moduli ed il tetto risulta minore.



Figura 40 - Impianto F2 93,2 kWp – Front[32]

6.3 Conto Energia: spiegazione incentivo fotovoltaico con l'ente GSE

Gli impianti analizzati in questa tesi sono entrambi convenzionati con gestore servizio energia (GSE) tramite l'incentivo stipulato nel 2010 e 2011. Le installazioni che rientrano in questo tipo di contratto sono incentivate su tutta l'energia prodotta ed inoltre rientrano nella convenzione SSP (Scambio Sul Posto). Questo tipo di contratto vale per impianti di potenza minore di 500kWp, successivamente entra in vigore il RID (Ritiro Dedicato). Lo scambio sul posto permette l'immissione in rete dell'energia prodotta e non auto-consumata dall'utente a cui è connessa l'installazione. Gli impianti fotovoltaici incentivati hanno di base un doppio pagamento, sia per l'energia prodotta che per l'energia non consumata ed immessa in rete. La tariffa stipulata con l'ente di gestore energia (GSE) varia a seconda di quando è stato stipulato il contratto, per quanto riguarda i due impianti trattati le tariffe sono: 0,443€/kWh per quanto riguarda F1 (contratto stipulato nel 2010) e 0,303€/kWh per F2 (contratto stipulato nel 2011). Entrambi i contratti di energia hanno durata di 20 anni, successivamente viene valutata solo l'energia non auto-consumata tramite la convenzione di SSP o RID.

6.4 Il Revamping: spiegazione e regole da rispettare

Il "Revamping" è un termine inglese inizialmente usato in ambito ferroviario per indicare la ristrutturazione del materiale rotabile, come ad esempio le locomotive. Successivamente il termine è stato associato a tutte quelle operazioni in ambito industriale, le quali mirano a rinnovare o riammodernare impianti obsoleti [33]. Per un impianto fotovoltaico il termine indica la sostituzione, la riparazione o la riconfigurazione di tutti i componenti elettronici che al momento risultano obsoleti o i quali non operano più in maniera ottimale.

Questa operazione ha senso di essere messa in atto nel caso di:

- Una tariffa incentivata dal conto energia elevata, valida per un periodo di almeno 10 anni;
- Un costo dei componenti che nel tempo si è abbassato, come ad esempio moduli fotovoltaici, come si può osservare in Figura 41.

- Miglioramento della tecnologia adottata che permette di riposizionare le stringhe di moduli fotovoltaici e nel caso di ampliare l'installazione con una integrativa.

Le regole per mettere in atto un'azione di revamping sono descritte dal documento pubblicato dal GSE che si riferisce al D.M. 23/06/2016. Le tipologie di interventi attuabili sono:

- Sostituzione dei componenti d'impianto, riferendosi sia ai moduli che agli inverter. Sono ammessi incrementi di potenza del 5% per impianti con potenza non superiore a 20kW e dell'1% per impianti di potenza superiore;
- Variazione della configurazione elettrica, inserendo ottimizzatori e rigeneratori di moduli affetti da PID;
- Variazione del regime di connessione alla rete (Cessione o Scambio) e del codice POD[34].

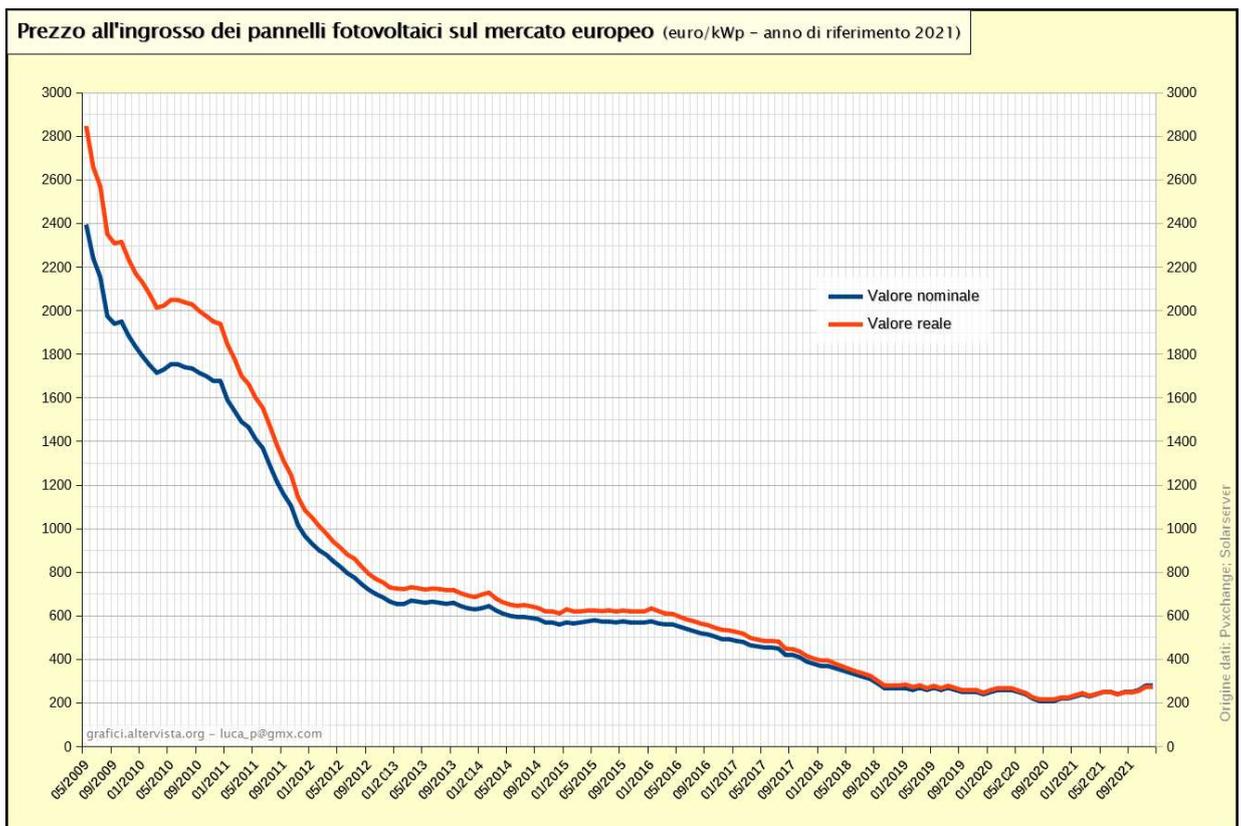


Figura 41 - Prezzo all'ingrosso dei pannelli fotovoltaici sul mercato europeo 2009-2021 [35]

7. Analisi e calcolo teorico della Reliability di un impianto fotovoltaico

Per analizzare le perdite di resa dei componenti dell'impianto, è necessario eliminare quelle subite nei vari anni dal non funzionamento e dalla rottura di alcuni componenti dell'impianto. Per studiare questo fenomeno, si adotta la strategia di calcolo denominata "Studio dell'albero dei guasti", calcolando l'affidabilità e la disponibilità annua di un impianto.

La Reliability (R) di un componente o di un sistema è definita come la probabilità di svolgere il proprio compito in maniera continua per un determinato periodo 't', sotto condizioni operative ed ambientali ben definite[36]. Matematicamente viene definita dal rapporto di componenti funzionanti al tempo 't' diviso il numero di componenti totali, anche espressa come l'andamento esponenziale decrescente funzione del tasso di guasto al tempo 't'.

$$R(t) = \frac{N_f(t)}{N} = e^{-\lambda t} \quad (9)$$

L'Availability (A) è definita come la probabilità che un componente o un sistema svolga la sua funzione in un istante di tempo definito 't'. Essa è matematicamente definita come il rapporto tra il periodo di operazione tra due guasti (MTTF) di un componente rispetto al tempo totale (MTBF)[36]. Il tempo totale di un guasto viene definito come la somma del tempo tra un guasto ed un altro (MTTF) ed il tempo di riparazione del guasto (MTTR), entrambi sono espressi in ore.

$$A(t) = \frac{MTTF}{MTBF} = \frac{MTTF}{MTTR + MTTF} \quad (10)$$

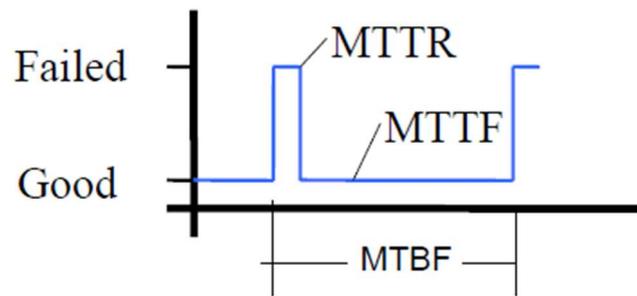


Figura 42 - Tempi di funzionamento e guasto di un componente [36]

Un componente viene definito riparabile quando può essere riparato senza vanificare la missione del sistema a cui appartiene, o non riparabile quando la missione del sistema viene cancellata con la sua riparazione[36]. Generalmente questo tipo di analisi viene applicata su sistemi meccanici dove il fallimento di un componente porta al fallimento complessivo del sistema e di conseguenza alla non-producibilità. L'affidabilità dell'impianto è calcolabile tramite l'uso di valori presi da banche dati commerciali, come ad esempio il "MIL-HDB" una norma militare americana che fornisce informazioni ingegneristiche e di progettazione[37]. In alternativa è possibile svolgere l'analisi dei dati presi sul campo tramite report di manutenzione, svolta in questo caso con dati ricavati dal database aziendale TGE.

Il tempo medio di fallimento (MTTF, Mean Time To Failure) di un componente è definito come l'integrale dell'affidabilità del componente nel tempo, il quale risulta essere l'inverso del tasso di fallimento del componente stesso (λ) espresso in h^{-1} . Il tasso di fallimento di un componente varia nel corso della vita dell'oggetto in questione. Osservando in Figura 43 si nota come sia maggiore nei primi tempi di vita (guasti precoci) e verso la fine vita (guasti causati dall'usura). Tra questi due periodi è possibile definire la vita utile del componente dove i guasti sono accidentali o casuali. Nel caso trattato in questa tesi si parla unicamente di componenti elettrici e quindi si riferisce alla curva più bassa nella figura.

$$MTTF = \int_0^{\infty} R(t)dt = \frac{1}{\lambda} \quad (11)$$

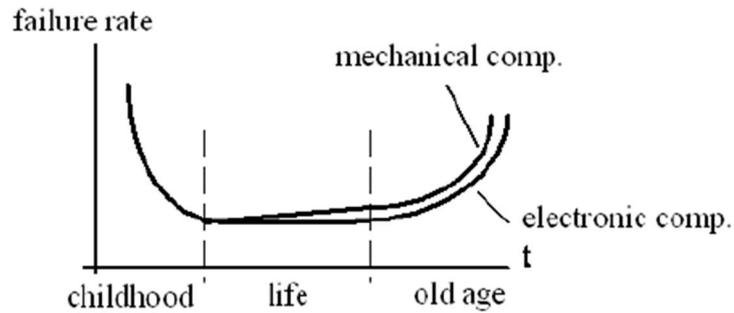


Figura 43 - Tasso di fallimento componenti meccanici ed elettronici [36]

Il tempo medio di riparazione (MTTR, Mean Time To Repair) è un indice di manutenibilità del sistema. In letteratura è calcolato come l'integrale nel tempo del prodotto tra il tempo e la densità di riparazione ($g(t)$) dell'oggetto in questione; risulta essere l'inverso del tasso di riparazione di un componente (μ) espresso in h^{-1} .

$$MTTR = \int_0^{\infty} t \cdot g(t) dt = \frac{1}{\mu} \quad (12)$$

È possibile calcolare i fattori precedentemente definiti per un singolo componente, per un intero sistema sommando i tassi di riparazione e di guasto dei singoli componenti costituenti l'insieme. Inoltre, è possibile definire la manutenibilità dell'intero sistema come segue nella formula.

$$\lambda_{tot} = \sum_i^N \lambda_i \quad (13)$$

Da questa definizione ne consegue che anche i fattori MTTF e MTTR possono essere calcolati per un sistema complesso, considerando i tassi di guasto dei singoli componenti e quello totale.

$$MTTF = \frac{1}{\lambda_{tot}} \quad (14)$$

$$MTTR = \sum_i^N \frac{\lambda_i \cdot t_i}{\lambda_{tot}} \quad (15)$$

7.1 Tasso di guasto

Per calcolare i parametri sopra descritti, è importante definire per ogni singolo componente, costituente l'impianto fotovoltaico, i parametri da utilizzare in letteratura, in particolare il tasso di guasto e come calcolarlo. Per ricavare i tassi di guasto dei singoli componenti si adotta il documento MIL-HDB-217F_NOTICE-2[38], normativa americana, mentre per i dati non compresi nella norma si utilizzeranno dati da letteratura ed articoli scientifici.

Il tasso di guasto, indicato con λ ha unità di misura 'guasti/10⁶h'. Nel caso di componenti elettronici i parametri che possono influenzare l'operatività e quindi anche l'affidabilità dei componenti sono: la temperatura di operatività, la qualità dell'elemento, lo stress elettrico, le condizioni ambientali in cui operano, il tipo di utilizzo ed il tipo di contatto. Questi parametri, che influenzano il componente nella sua operazione, sono quantificati nella normativa associando ad ognuno di essi un numero che viene moltiplicato per il tasso di guasto.

$$\lambda_{con} = \lambda_b \cdot \prod_i^N \pi_i \quad (16)$$

Il tasso di guasto sarà calcolato per tutti i componenti elettronici costituenti un impianto fotovoltaico: modulo fotovoltaico, connettori fotovoltaici, fusibile, diodo di blocco, inverter, interruttore generale, differenziale e di interfaccia di rete.

Modulo fotovoltaico

Il tasso di guasto, per quanto riguarda i moduli fotovoltaici, non è riportato nella norma americana, per questo motivo ci si riferirà ad uno studio scientifico. L'analisi è stata svolta in Giappone prendendo in considerazione un parco fotovoltaico di 1000 impianti di media taglia, con 150000 moduli installati tra il 1996 ed il 2006. Nello studio si evidenziano come in 7 anni i problemi riscontrati siano stati 52. Quindi il tasso di fallimento risulta essere:

$$\lambda_{FV} = 0,0152 \left[\frac{\text{guasti}}{10^6 h} \right]$$

Connettore fotovoltaico

Il tasso di guasto del connettore fotovoltaico è ricavato dalla normativa americana MIL, tramite la seguente formula:

$$\lambda_{con} = \lambda_b \cdot \pi_Q \cdot \pi_E \quad (17)$$

Dove i termini indicano:

- λ_b : tasso di guasto base, la norma assegna 0,00012;
- π_Q : fattore di qualità, preso con valore 1;
- π_E : condizioni esterne di operatività, nel nostro caso non sono coperti quindi si assegna il valore 7.

Eseguendo l'operazione sopra descritta si ottiene:

$$\lambda_{con} = 0,00084 \left[\frac{\text{guasti}}{10^6 h} \right]$$

Fusibile

Il tasso di guasto del componente fusibile è stato ricavato da un articolo scientifico del 2012, dove vengono analizzati i dati di manutenzione di 350 impianti fotovoltaici per una potenza totale installata di 70MWp[39]. In questo caso il fusibile lavora correttamente quando interrompe il circuito a seguito di un sovraccarico, quindi sono considerati unicamente i problemi riscontrati per corrosione e stress meccanico subiti dal componente.

$$\lambda_{fus} = 0,094 \left[\frac{\text{guasti}}{10^6 h} \right]$$

Diodo di blocco

Il tasso di guasto del diodo di blocco è riportato dalla normativa MIL, il componente è denominato come “regolatore di tensione” ed è calcolato come segue.

$$\lambda_{DB} = \lambda_b \cdot \pi_T \cdot \pi_S \cdot \pi_C \cdot \pi_Q \cdot \pi_E \quad (18)$$

In questa formula i termini indicano:

- λ_b : tasso di guasto base, la norma assegna 0,002;
- π_T : fattore di temperatura a cui è soggetto il componente; si ipotizza di raggiungere temperature di giunzione intorno ai 35°C e quindi dalle tabelle della norma si assegna il valore 1,2;
- π_S : fattore di stress elettrico, viene assegnato il valore 1;
- π_C : fattore di contatto, con valore 2;
- π_Q : fattore di qualità, prendendo in considerazione una qualità media il valore risulta essere 2,4;
- π_E : fattore legato all’ambiente in cui opera il componente, quindi coperto ma non condizionato, valore riportato in tabella 6.

Grazie ai dati estrapolati dalla norma si ricava che il tasso di guasto del diodo di blocca risulta essere:

$$\lambda_{DB} = 0,06912 \left[\frac{\text{guasti}}{10^6 \text{ h}} \right]$$

Inverter

Il tasso di guasto dell’inverter è complesso da valutare, visto che si tratta di un componente composto da altri componenti. Quindi si adotta il dato riportato in un articolo scientifico[40], nel quale si stima di avere 0,1 guasti per anno equivalente ad 1 guasto ogni 10 anni. Considerando 12 h di funzionamento del componente si ottiene il seguente valore.

$$\lambda_{INV} = 22,40 \left[\frac{\text{guasti}}{10^6 \text{ h}} \right]$$

Interruttore generale, differenziale e di interfaccia

I componenti quali interruttore generale, differenziale e di interfaccia di rete rientrano nella stessa categoria della norma MIL.

$$\lambda_{int} = \lambda_b \cdot \pi_K \cdot \pi_U \cdot \pi_C \cdot \pi_Q \cdot \pi_E \quad (19)$$

I termini indicati nell'equazione sono:

- λ_b : tasso di guasto base, la norma indica 0,34 per il tipo “magnetico-termico”;
- π_K : fattore di ciclo di accoppiamento e disaccoppiamento, interruttore generale ha valore 3 (da 0,5 a 5 cicli ogni 1000 h) e l'interfaccia di rete ha valore 1 (da 0 a 0,5 cicli ogni 1000 h);
- π_U : tipo di utilizzo, “potenza” valore 1 per l'interfaccia di rete e “non di potenza” con valore 2,5 per gli interruttori;
- π_C : tipo di configurazione SPST (Single Pole Single Through) con valore 1;
- π_Q : si tiene il fattore di qualità “media” di 5;
- π_E : fattore ambiente di operazione, “coperto non condizionato” a cui si associa il valore 2;

Grazie ai dati estrapolati dalla norma si ricava che i tassi di guasto dell'interruttore (int) e dell'interruttore di interfaccia (INT) risultano essere:

$$\lambda_{int} = 8,5 \left[\frac{\text{guasti}}{10^6 h} \right]$$

$$\lambda_{INT} = 3,4 \left[\frac{\text{guasti}}{10^6 h} \right]$$

Tasso di guasto negli impianti studiati F1 e F2

Dopo aver definito i tassi di guasti per ogni singolo componente è possibile determinare il tasso di guasto complessivo per i due impianti studiati. Esso risulta essere la somma dei singoli, calcolati per tutti i componenti costituenti l'impianto come già descritto in precedenza. Il primo passaggio per questo calcolo è la conta dei componenti, riportati in Tabella 4.

Tabella 4 - Conteggio componenti degli impianti F1 e F2

IMPIANTO	F1	F2
Pannelli	342	426
Connettori	342	426
Fusibili	40	42
Diodi Bypass	342	426
Inverter	5	7
Interruttori generali	1	1
Interruttori automatici	5	7
Interfaccia rete	1	1

Nella seguente Tabella 5 vengono riassunti i tassi di guasto dei singoli componenti ricavati precedentemente dalla norma americana o dalla letteratura.

Tabella 5 - Tasso di guasto dei singoli componenti

COMPONENTE	$\lambda_p[1/Mh]$
Pannelli	0,0152
Connettori	0,000240
Fusibili	0,0940
Diodi Bypass	0,0691
Inverter	22,4
Interruttori	8,5
Interfaccia rete	3,4

Eseguendo la moltiplicazione e la somma dei componenti dell'impianto per i tassi di guasto riportati è possibile ottenere il tasso di guasto complessivo per i due impianti analizzati.

$$\lambda_{F1} = 1,991 \left[\frac{\text{guasti}}{10^6 h} \right]$$

$$\lambda_{F2} = 2,682 \left[\frac{\text{guasti}}{10^6 h} \right]$$

7.2 Reliability teorica degli impianti studiati F1 e F2

Grazie al calcolo dei tassi di guasto sia dei singoli componenti che dei due impianti studiati è possibile valutare la reliability (affidabilità) teorica dei sistemi durante la loro vita. Nel calcolo dell'indice ci si riferisce ad un periodo di lavoro uguale per entrambe le installazioni di 10 anni dalla data di messa in esercizio. La reliability complessiva dell'impianto è calcolata come il prodotto delle singole affidabilità dei componenti costituenti l'impianto fotovoltaico.

$$R_{\text{impianto}}(t) = \prod_i^N R_i(t) \quad (20)$$

Di seguito sono riportate le tabelle per i singoli impianti e l'affidabilità ricavata.

Tabella 6 – Reliability teorica per 10 anni di F1 – 75,24 kWp

Anno	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Pannelli	100%	97,75%	95,55%	93,40%	91,29%	89,24%	87,23%	85,27%	83,35%	81,47%
Connettori	100%	99,96%	99,93%	99,89%	99,86%	99,82%	99,78%	99,75%	99,71%	99,68%
Fusibili	100%	98,37%	96,76%	95,18%	93,62%	92,10%	90,59%	89,11%	87,66%	86,22%
Diodi Bypass	100%	90,16%	81,30%	73,30%	66,09%	59,59%	53,73%	48,44%	43,68%	39,38%
Inverter	100%	61,23%	37,49%	22,95%	14,05%	8,61%	5,27%	3,23%	1,98%	1,21%
Interruttori Generali	100%	96,35%	92,82%	89,43%	86,16%	83,01%	79,98%	77,06%	74,24%	71,53%
Interruttori Automatici	100%	83,01%	68,91%	57,21%	47,49%	39,43%	32,73%	27,17%	22,56%	18,72%
Interfaccia Rete	100%	98,52%	97,07%	95,63%	94,22%	92,82%	91,45%	90,10%	88,77%	87,46%
F1 - 75,24 kWp	100%	41,81%	17,48%	7,31%	3,06%	1,28%	0,53%	0,22%	0,09%	0,04%

Tabella 7 - Reliability teorica per 10 anni di F2 – 93,2 kWp

Anno	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
pannelli	100%	97,20%	94,49%	91,84%	89,28%	86,78%	84,35%	81,99%	79,70%	77,47%
connettori	100%	99,96%	99,91%	99,87%	99,82%	99,78%	99,73%	99,69%	99,64%	99,60%
fusibili	100%	98,29%	96,60%	94,94%	93,32%	91,72%	90,14%	88,60%	87,08%	85,59%
Diodi Bypass	100%	87,90%	77,26%	67,92%	59,70%	52,47%	46,12%	40,54%	35,64%	31,33%
inverter	100%	50,32%	25,32%	12,74%	6,41%	3,23%	1,62%	0,82%	0,41%	0,21%
Interruttori generali	100%	96,35%	92,82%	89,43%	86,16%	83,01%	79,98%	77,06%	74,24%	71,53%
interruttori automatici	100%	77,06%	59,38%	45,76%	35,26%	27,17%	20,94%	16,13%	12,43%	9,58%
interfaccia rete	100%	98,52%	97,07%	95,63%	94,22%	92,82%	91,45%	90,10%	88,77%	87,46%
F2 - 93,2 kWp	100%	30,89%	9,54%	2,95%	0,91%	0,28%	0,09%	0,03%	0,01%	0,003%

È possibile confrontare l'affidabilità precedentemente calcolate in maniera grafica. Da quanto si nota in Figura 44 il secondo impianto risulta avere teoricamente una reliability minore rispetto al primo. Questo risultato è da attribuire unicamente al numero

di componenti maggiore di F2 rispetto a F1. Per entrambe le installazioni l'affidabilità risulta essere circa dello 0% dal sesto anno di messa in esercizio.

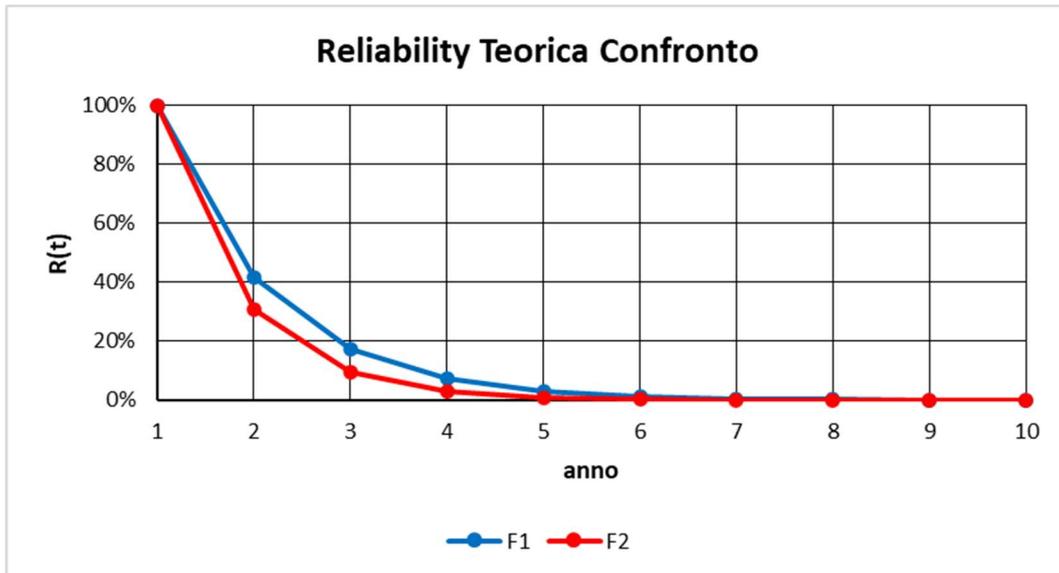


Figura 44 - Confronto Reliability tra F1 e F2

7.3 Mean Time To Failure (MTTF), Mean Time To Repair (MTTR) e Availability(A) degli impianti studiati

Grazie al calcolo del tasso di guasto è possibile calcolare il Mean Time To Failure ed il Mean Time To Repair. Per il MTTR si è considerata la media delle ore osservate da parte del personale in azienda nel risolvere i problemi segnalati. Grazie a questi due dati è possibile calcolare l'Availability per i due impianti.

Tabella 8 - MTTF, MTTR, A valutati secondo la teoria degli impianti F1 e F2

	MTTF[h]	MTTR[h]	A
F1	5023,1184	0,2798	99,994%
F2	3728,9701	0,2798	99,992%

I risultati ottenuti sono calcolati con le formule precedentemente citate. Nel caso reale gli interventi effettuati risulteranno maggiori e quindi la disponibilità dell'impianto varia negli anni. Come si può osservare, la disponibilità teorica di entrambi gli impianti è circa del 100%. Il calcolo reale verrà effettuato per eliminare dall'indice di resa media calcolato le perdite energetiche subite dal mancato funzionamento dei due impianti studiati.

8. Analisi delle prestazioni energetiche per gli impianti F1 e F2

In questo paragrafo vengono effettuate le analisi del performance ratio degli impianti presentati nel capitolo precedente, analizzate le efficienze legate alla temperatura dei moduli, calcolata l'availability reale dei due impianti e stimata l'efficienza legata alla trasparenza ed integrità dl vetro frontale.

Il primo passaggio sarà quello di calcolare il PR con i dati presi dal database di MeteoControl, sito utilizzato per monitorare gli impianti a distanza. Una volta ricavato per ogni singolo inverter dell'impianto si passa a quello dell'installazione complessiva e si mettono a confronto i due risultati ottenuti.

Successivamente si valuteranno tutti i fattori che influenzano il parametro di resa calcolato, valutandoli nel corso degli anni in modo tale da analizzarli durante tutto il periodo di funzionamento delle due installazioni prese in considerazione. I fattori studiati sono: perdite dovute alla temperatura media dei moduli, perdite dovute al fallimento di componenti (availability del sistema), perdite energetiche dovute al deposito di materiale dul vetro frontale e alla non integrità dei moduli.

Grazie a questa analisi sarà possibile valutare le perdite energetiche avute internamente agli impianti, discuterne le cause e la diminuzione della resa media dell'impianto (PR). Considerando due installazioni collocate nella stessa regione, ma con condizioni esterne diverse, questo studio ha particolare valore dal punto di vista strategico per l'implementazione di soluzioni da attuare, come una eventuale proposta di sostituzione dei moduli fotovoltaici (revamping).

8.1 Scelta dei giorni analizzati come caso studio

Per studiare l'andamento della resa media di un impianto, si è scelto di analizzare unicamente 3 giorni, considerati “giorni di sole”, per ogni mese dell'anno. Quelli scelti hanno una curva di irradianza, e di conseguenza di produzione energetica, che più si avvicina a quella teorica. Grazie a questa assunzione presa a monte è possibile non considerare fin da subito, all'interno dell'indice di resa, le perdite dovute ad ombreggiamento o condizioni atmosferiche non ottimali (AM diverso da 1,5 e $G < 400 \text{ W/m}^2$).

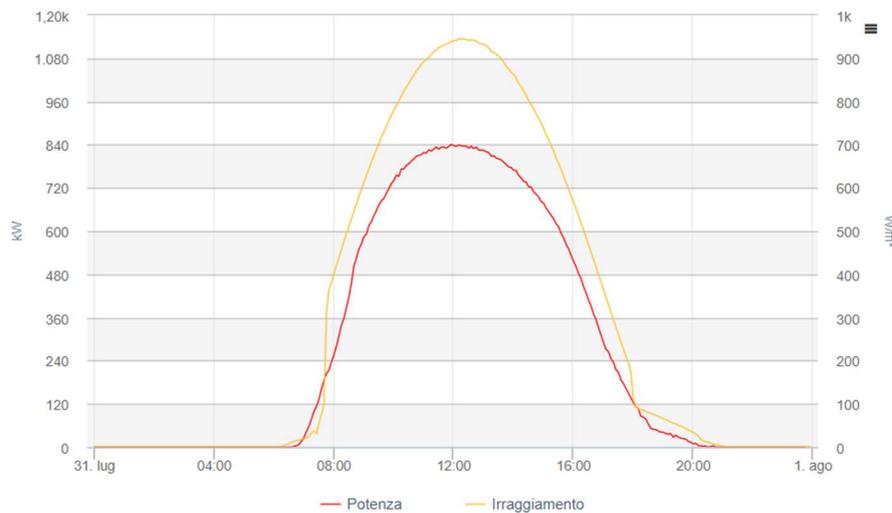


Figura 45 - Curva irraggiamento e potenza di un “giorno di sole” [41]

Per l'impianto situato nel comune di Cavallerleone (CN) purtroppo non sono disponibili i dati di irraggiamento a causa di un guasto al sensore dal mese di Dicembre del 2016 fin ad oggi. Per ovviare al problema, si è scelto di analizzare un altro impianto con uguale esposizione, ma situato in un altro paese, Grugliasco (TO). Si è potuto notare come i valori di irraggiamento fossero simili e quindi si è scelto di utilizzare i valori di questo secondo impianto per lo svolgimento dello studio. Il luogo preso come riferimento è collocato più a Nord rispetto a quello reale, quindi di conseguenza i valori di irradianza riscontrati saranno leggermente minori di quello reale posto nel Sud del Piemonte; in questo modo i risultati ottenuti saranno leggermente sottostimati essendo che l'irradiazione (H) all'interno de Performance Ratio è posta a denominatore.

Tabella 9 - Confronto irradiazione degli impianti Cavallerleone – Grugliasco [41]

IRRADIAZIONE [kWh/m ²]		
DATA	F1	F1(sostituito)
21/4/2012	6,7	6,68
5/9/2013	5,84	5,82
20/6/2014	8,07	7,97
14/7/2015	6,83	6,84
16/7/2016	8,04	8,03

8.2 Modello di invecchiamento teorico

Per analizzare le perdite subite nel corso degli anni di funzionamento è importante assumere un modello teorico di riferimento per quanto riguarda le perdite dell'indice di resa negli anni. Questo modello di degradazione viene preso in considerazione come decadimento naturale dell'installazione nel tempo, quindi la perdita di resa media da aspettarsi tra un anno ed un altro. Un impianto fotovoltaico è composto da moduli, inverter e altri componenti elettronici all'interno della catena di conversione dell'energia; per questo motivo si assume che la resa media dell'impianto decada come il decadimento dei moduli costituenti l'impianto stesso. Il performance ratio è direttamente proporzionale all'energia estratta dai moduli fotovoltaici, nel tempo quest'ultima rispetto all'irradiazione incidente diminuisce seguendo un andamento decrescente. In questo caso sono stati considerati due modelli: il primo è ricavato dallo studio svolto ad Ispra, mentre il secondo dal datasheet del modulo installato nei casi studio considerati.

Il primo modello stima una perdita annua dello 0,24% secondo uno studio svolto a Ispra (VA), un clima mediterraneo simile a quello a cui sono soggette le due installazioni[20]. Il secondo modello è ricavato dai dati riportati dal costruttore di moduli fotovoltaici REC SOLAR; sul datasheet viene garantita una potenza nominale di uscita al decimo anno di operazione uguale al 90%, per poi passare all'80% al venticinquesimo anno di lavoro, si assume che la diminuzione di potenza sia riconducibile anche alla diminuzione di energia prodotta.

Di seguito viene riportato a scopo illustrativo un esempio dell'applicazione del modello di invecchiamento teorico di riferimento, partendo da un PR di progetto pari al 75% l'andamento nel corso degli anni è il seguente.

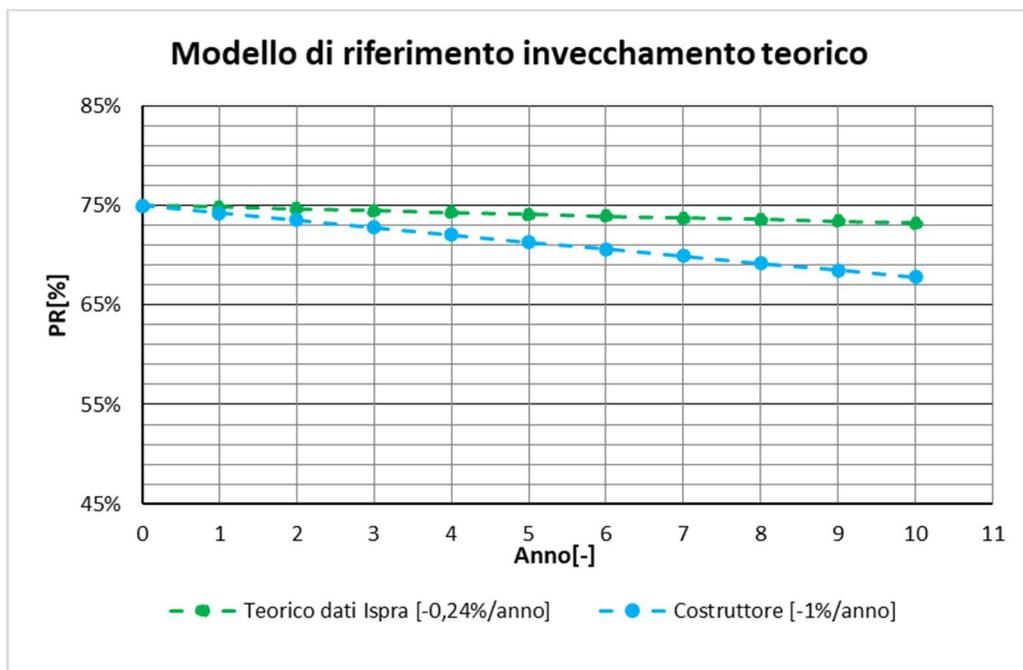


Figura 46 – Esempio modello di invecchiamento teorico del PR

Il modello adottato risulta essere un riferimento per l'indice di resa nel tempo, il primo è un decadimento più conservativo dove in 10 anni si arriva a perdere circa il 2% di resa; mentre il secondo a fine del periodo considerato in questo esempio perde il 10 % della resa media. Questi dati saranno usati come riferimento successivamente durante il calcolo delle perdite dovute all'integrità del vetro frontale dei moduli.

8.3 Calcolo del Performance Ratio per F1 e F2

In questo capitolo viene analizzato il performance ratio (PR) di tutti gli impianti studiati. Per prima cosa si è calcolato il fattore di resa per ogni inverter dell'impianto, in modo tale da individuare le componenti "deboli" di ogni installazione. Successivamente si valuta la resa effettiva nel suo complesso, facendo la media delle rese calcolate precedentemente per ogni inverter. All'interno dei grafici è possibile osservare in azzurro i dati puntuali di ogni mese dell'anno e con una linea tratteggiata l'andamento medio dell'indice negli anni.

Infine, si effettua il confronto tra i due impianti. Il performance ratio calcolato è valutato utilizzando l'energia in lettura all'uscita dei dispositivi di conversione DC/AC. Nei grafici sarà riportato sia l'andamento tra gli anni, tramite la linea tratteggiata, che il calcolo del PR per ogni mese dell'anno, i singoli punti blu.

Performance ratio di F1

Nei seguenti grafici è possibile apprezzare l'andamento del performance ratio, per 10 anni di osservazione, delle stringhe costituenti l'impianto F1 collegate ai relativi inverter.

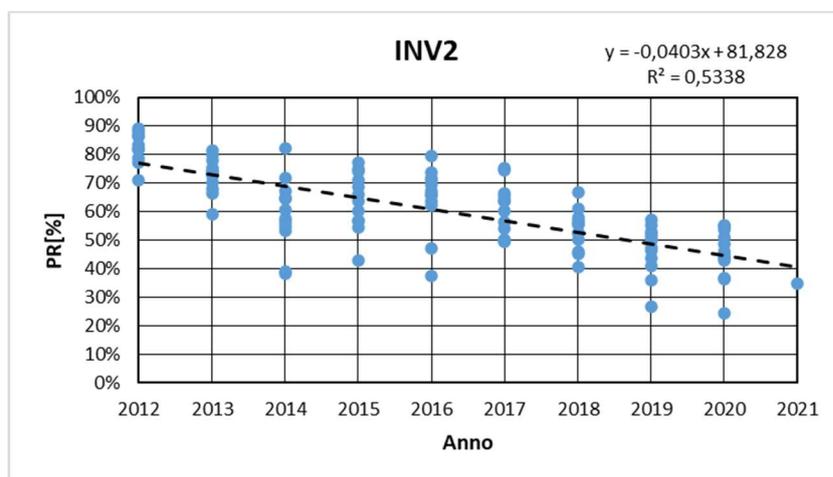


Figura 47 - Performance Ratio F1-Inverter 2

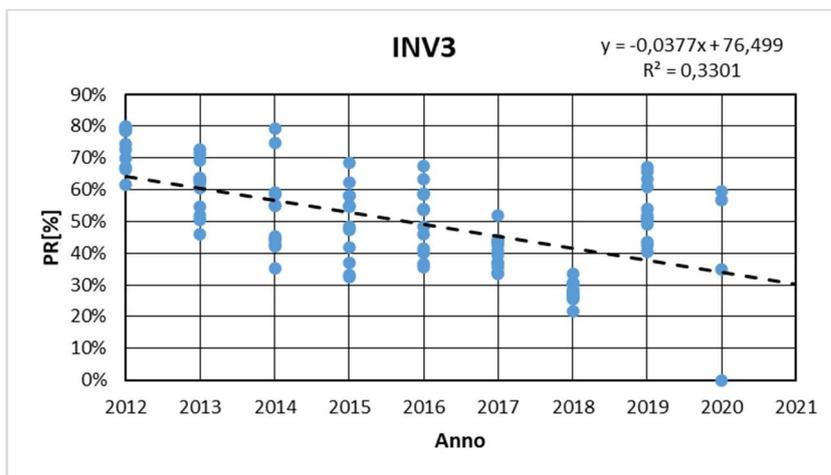


Figura 48 - Performance Ratio FI-Inverter 3

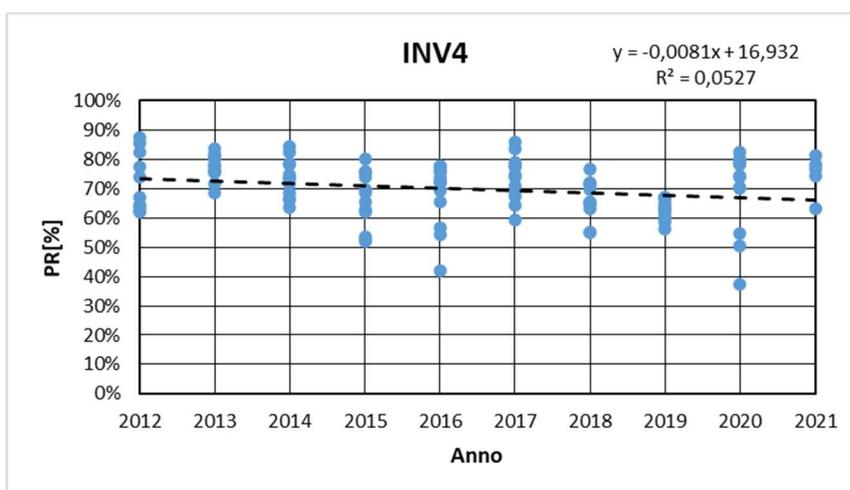


Figura 49 - Performance Ratio FI-Inverter 4

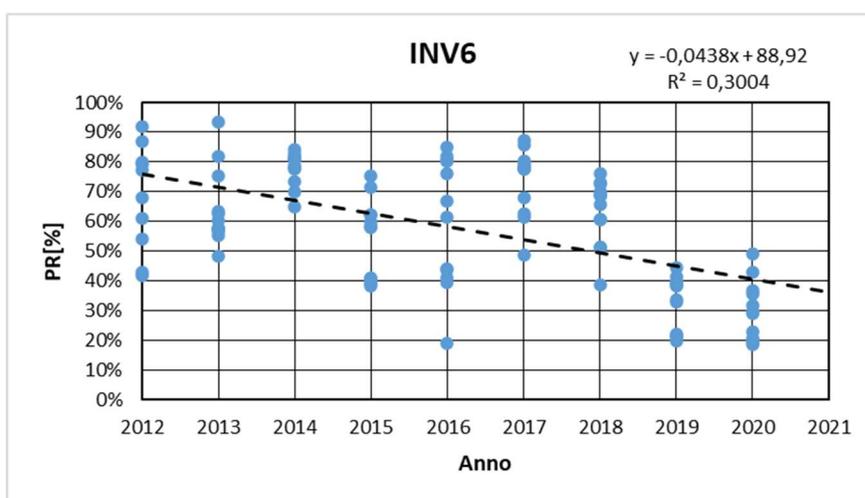


Figura 50 - Performance Ratio FI-Inverter 6

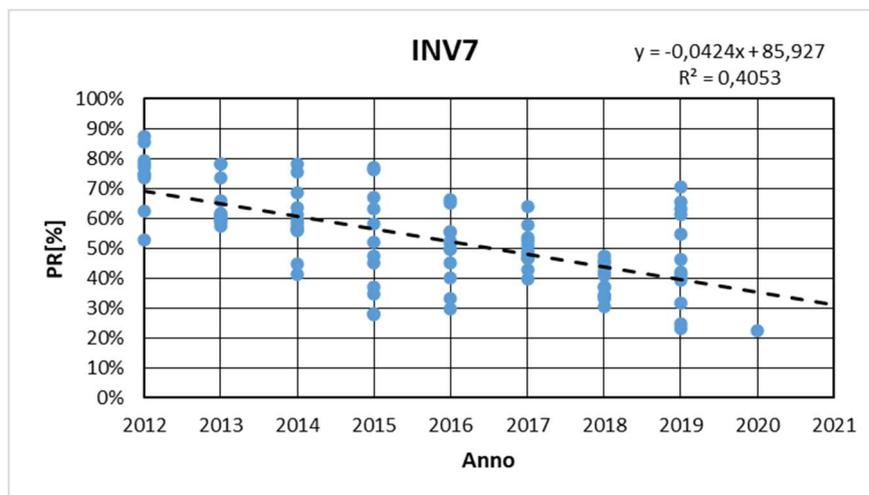


Figura 51 - Performance Ratio F1-Inverter 7

All'interno dei grafici è presente sia il valore dell'equazione di pendenza che quello di R^2 indice di quanto i dati analizzati si discostano mediamente dalla retta di pendenza.

Dai grafici è possibile notare quali sono le sezioni dell'impianto F1 dove si è osservata la maggiore perdita energetica nel corso degli anni. In Tabella 10 sono riportate le perdite energetiche per tutti gli inverter alla fine del periodo di studio, quelli che hanno subito la diminuzione di resa maggiore sono il 3 ed il 6, seguiti dalle stringhe del 2 e del 7. L'inverter 4 è l'unico ad aver subito una diminuzione minore del 5% per il periodo di studio. All'interno dei grafici è possibile osservare alcuni valori per il PR fuori dal range compreso tra 50% e 80%, in questi casi si ipotizza di aver avuto fenomeni di ombreggiamento per un lungo periodo dati per esempio dal deposito di neve sui moduli fotovoltaici nei mesi invernali. Questi dati risultano essere minori del valore raggiunto in estate, dove si registra sempre il valore minimo per il parametro.

Tabella 10 - Perdite PR inverter F1- 75,24 kWp

F1	Perdita PR
INV2	17,18%
INV3	36,27%
INV4	4,39%
INV6	33,97%
INV7	20,56%

Dall'analisi totale dell'impianto si può affermare che le rese medie sono diminuite nel corso del periodo di studio. Nei primi anni di esercizio risultavano essere pari al valore di

design, tra il 70% e 80%, arrivando a fine del periodo di analisi ad avere una resa media effettiva sotto al 50%.

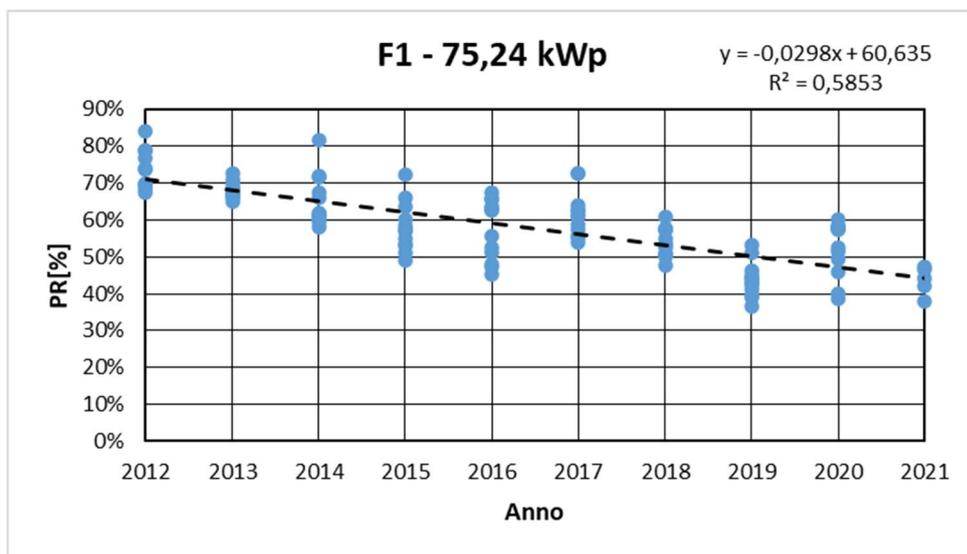


Figura 52 - Performance Ratio F1 - 75,24 kWp

Performance Ratio di F2

Nei seguenti grafici è possibile osservare l'andamento del PR per le stringhe costituenti l'impianto F2, analizzando le linee è possibile individuare le zone di maggior criticità e di perdita energetica. Lo studio si è svolto per un periodo di osservazione di 6 anni.

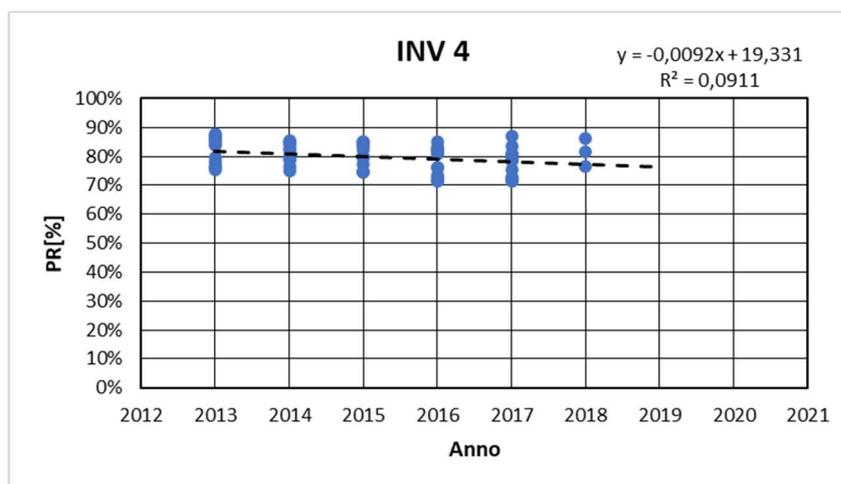


Figura 53 - Performance Ratio F2- Inverter 4

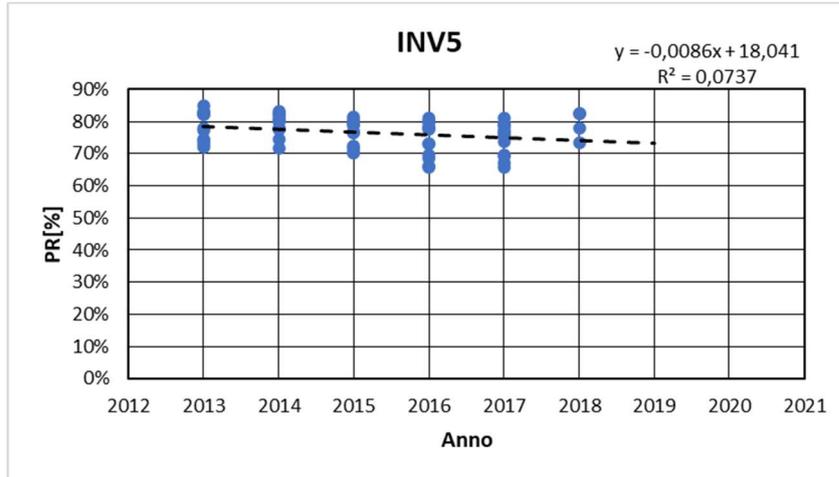


Figura 54 - Performance Ratio F2- Inverter 5

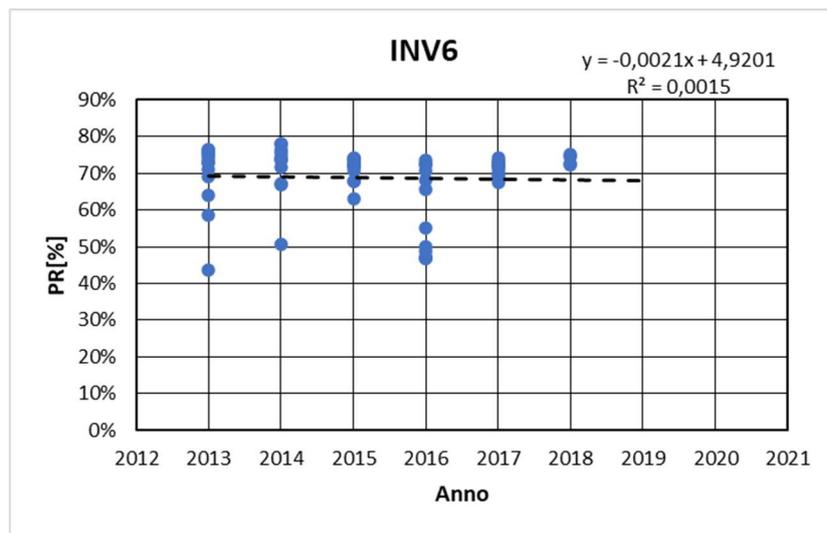


Figura 55 - Performance Ratio F2- Inverter 6

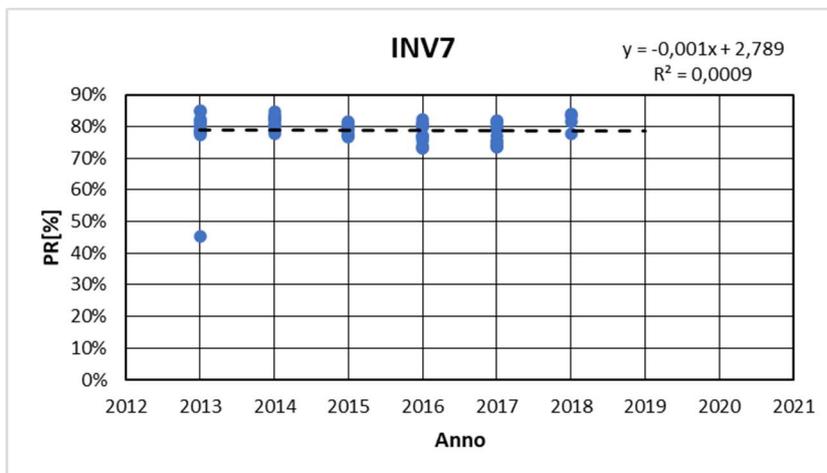


Figura 56 - Performance Ratio F2- Inverter 7

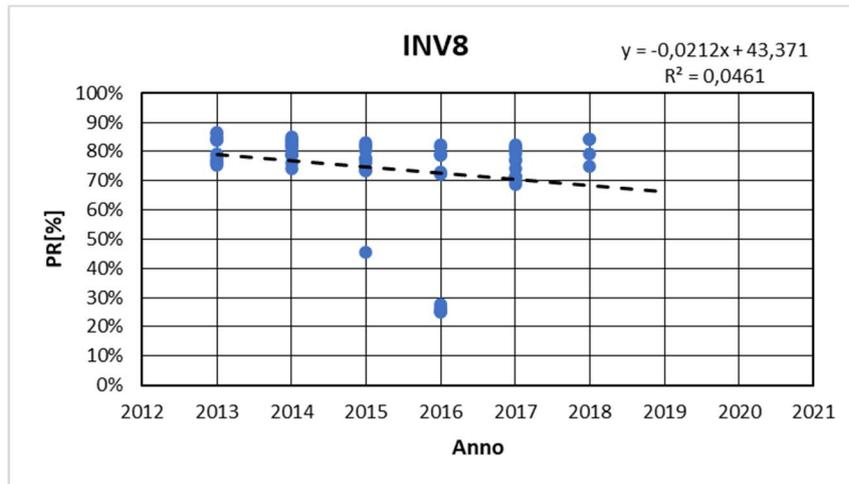


Figura 57 - Performance Ratio F2- Inverter 8

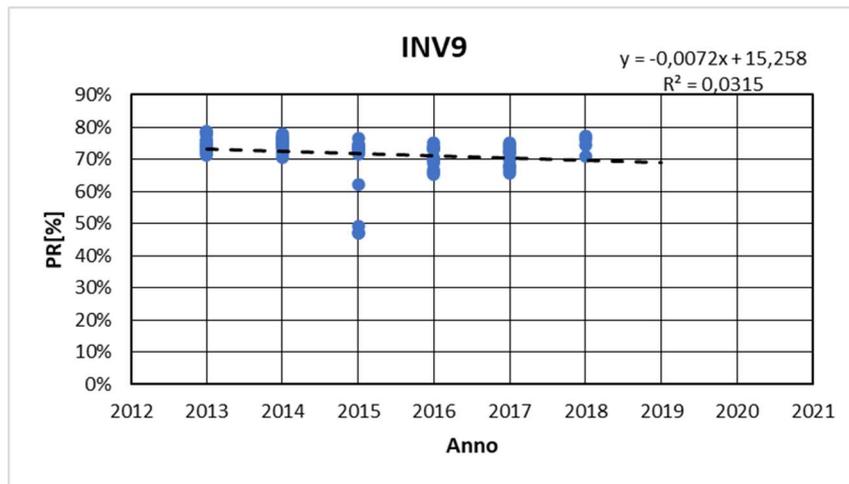


Figura 58 - Performance Ratio F2- Inverter 9

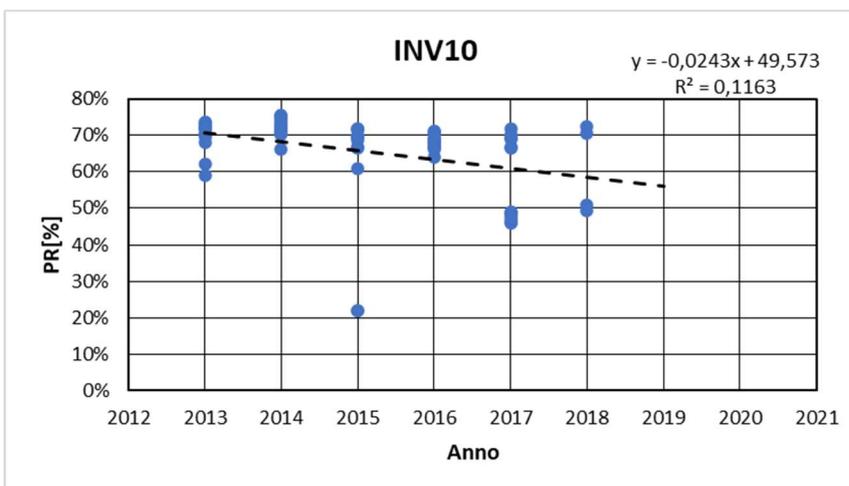


Figura 59 - Performance Ratio F2- Inverter 10

All'interno dei grafici è presente sia il valore dell'equazione di pendenza che quello di R^2 indice di quanto i dati analizzati si discostano mediamente dalla retta di pendenza.

Dai grafici sopra riportati è possibile evidenziare come le perdite nel corso dei 6 anni di studio non risultano essere presenti con uguale valore in tutti gli inverter; quindi le stringhe di moduli fotovoltaici non sono soggette agli stessi fattori di perdita. In Tabella 11 si possono apprezzare i decadimenti energetici per tutti gli inverter alla fine del periodo di osservazione, quelli che hanno subito una diminuzione di resa maggiore sono l'8 ed il 10, seguiti dalle stringhe del 9. Gli inverter 4, 5, 6, 7 hanno subito una diminuzione di PR minore del 5% nel periodo di studio. Anche in questo caso si possono osservare alcuni punti fuori dall'andamento generale del parametro, il motivo viene associato anche in questo caso a fenomeni di ombreggiamento su lungo termine come il deposito di neve sui moduli.

Tabella 11 - Perdite PR inverter F2 – 93,2 kWp

F2	Perdita PR
INV4	1,50%
INV5	4,42%
INV6	4,00%
INV7	2,00%
INV8	16,91%
INV9	6,30%
INV10	13,40%

Dall'analisi totale è possibile notare come le performance sono diminuite nel corso degli anni. Nei primi anni di esercizio la resa media era del 80,02%, arrivando alla fine del periodo di analisi ad avere una resa media effettiva del 75,45%.

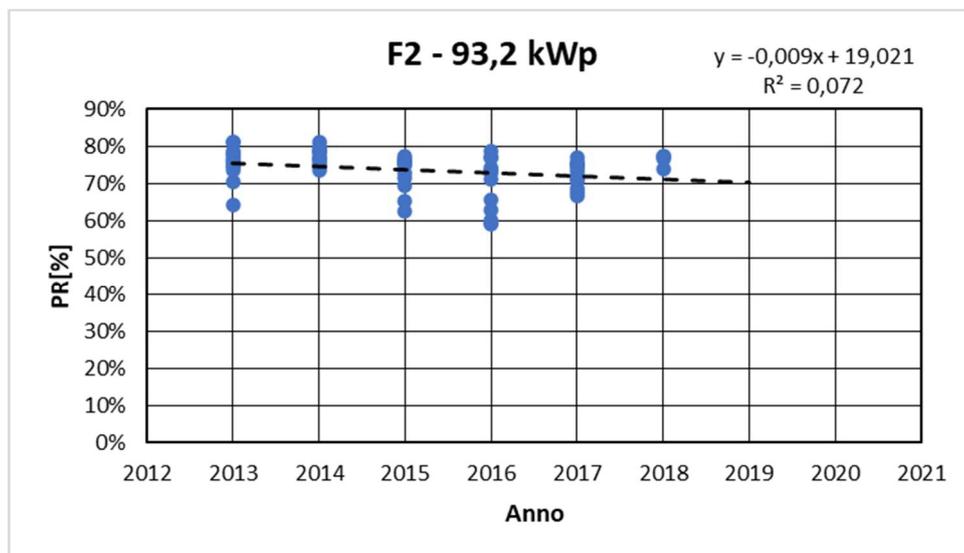


Figura 60 - Performance Ratio F2 – 93,2 kWp

Confronto dei Performance Ratio di F1 e F2

Dopo aver calcolato il PR per entrambi gli impianti è possibile confrontarli. Nella Figura 61 sono messi a confronto l'andamento della resa media a partire dall'anno di installazione. Per avere un quadro più completo su tutto il periodo di funzionamento dell'impianto F1, si è calcolato con l'ausilio della formula Excel "previsione lineare" l'andamento della resa media per i 4 anni mancanti di F2.

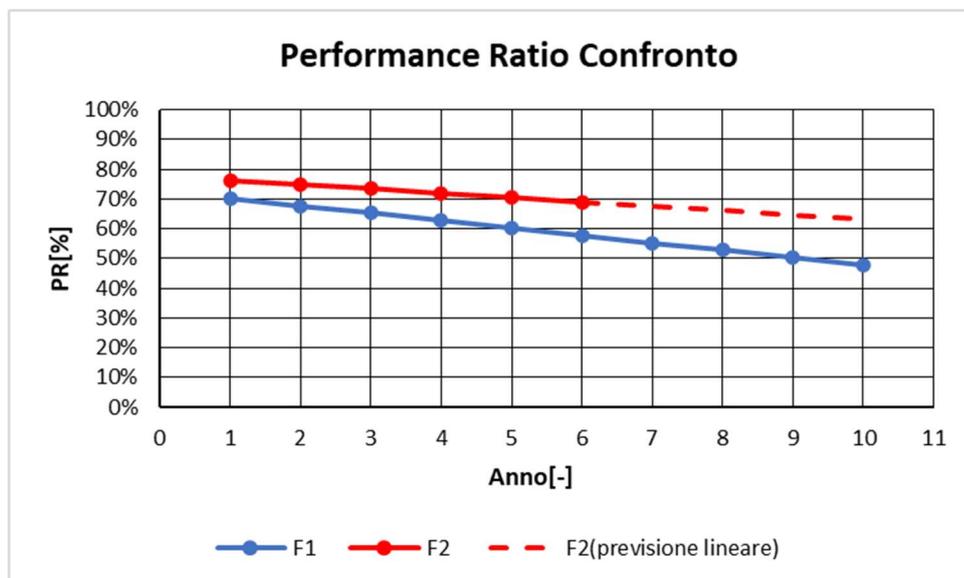


Figura 61 - Confronto Performance Ratio tra F1 e F2

Dal grafico sopra riportato è possibile notare come il punto di partenza dei due impianti sia diverso. L'installazione di Cavallerleone inizia registrando un PR del 70% per il primo anno di attività ed arriva ad una resa media poco al di sotto del 50% al decimo anno di lavoro. Il caso studio di Front invece al primo anno di funzionamento registra un PR del 75% circa per concludere al sesto anno con una resa del 70%; quindi tramite il calcolo utilizzato nella previsione lineare al decimo anno di funzionamento la resa media dovrebbe risultare maggiore del 60%. I due impianti nel corso del periodo di funzionamento hanno subito una perdita rispettivamente del 22,5% per quanto riguarda F1 e, avvalendosi della previsione lineare e quindi parlando di un caso futuro rispetto ai dati presenti in database, del 13,7% per l'impianto F2.

8.4 Analisi Influenza Temperatura sui moduli fotovoltaici installati

Dopo aver studiato il comportamento generale della resa media degli impianti sopra citati si valuta l'effetto di sovratemperatura dei moduli fotovoltaici e quanto risultano essere le perdite energetiche associate al fenomeno. Si calcola il PR utilizzando l'energia registrata sul portale corretta dal fattore k_{Temp} precedentemente definito. La correzione viene effettuata dividendo il valore dell'energia individuato per il fattore correttivo di temperatura, in questo modo si ottengono valori pressoché simili per i mesi invernali dove $k_{Temp} \cong 1$ e maggiori per i mesi estivi (più caldi) dove generalmente $k_{Temp} < 1$. In questo modo l'indice di resa media calcolato risulterà essere più alto del precedente perché sono state eliminate le perdite legate alla temperatura dei moduli fotovoltaici.

Il fattore correttivo (k_{Temp}) dell'energia prodotta dall'impianto fotovoltaico è calcolato utilizzando la temperatura ambiente media a cui si trova il modulo ($T_{\bar{a}}$ [°C], media giornaliera calcolata su 24 h) ed il valore di irradiazione di picco raggiunta all'interno della giornata (G_p [W/m^2]), al mezzogiorno solare.

$$k_{Temp} = 1 + \gamma(T_{FV} - 25^{\circ}C)[\%] \quad (21)$$

Nella quale la temperatura di cella, T_{FV} , è calcolata tramite la formula:

$$T_{FV} = T_{\bar{a}} + \frac{NOCT - 20^{\circ}C}{800 W/m^2} \cdot G_p \quad [^{\circ}C] \quad (22)$$

Dal fattore ricavato prima si ricava il valore dell'energia corretta dagli effetti di temperatura dei moduli fotovoltaici:

$$E_{Temp\ eff.} = \frac{E}{k_{Temp}} \quad [kWh] \quad (23)$$

$$PR_{Temp\ corretto} = \frac{\frac{E_{Temp\ eff.}}{P_n}}{\frac{H}{G_{STC}}} \quad [\%] \quad (24)$$

Le efficienze di temperatura sono calcolate come il rapporto tra il nuovo indice di resa media, corretto dal fattore temperatura, e quello calcolato nel capitolo precedente.

$$\eta_{Temp} = \frac{PR}{PR_{Temp\ corretto}} \quad (25)$$

Influenza della temperatura su F1

L'impianto F1 rivela un andamento dell'efficienza e quindi delle perdite di temperatura piuttosto costante per quasi tutte le stringhe di pannelli. In Figura 62 si può notare come i moduli connessi agli inverter 2 e 7 subiscano una perdita maggiore energetica stimata di circa il 5,6% e 4,2%, mentre l'inverter 3 subisce un aggravamento della perdita energetica del 2,8%. Per gli inverter 4 e 6 non si notano diminuzioni rilevanti, entrambi sotto all'1% di perdita energetica su 10 anni.

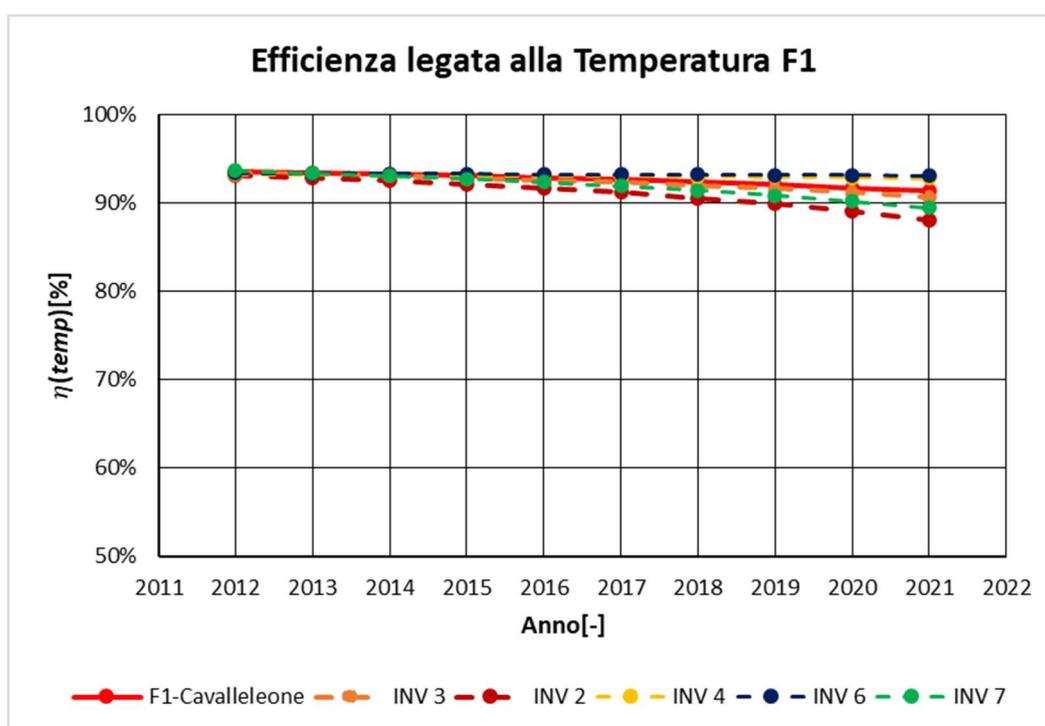


Figura 62 - Efficienza legata alla temperatura dei moduli dell'impianto F1 – 75,24 kWp

Nella Tabella 12 sono riportate le efficienze calcolate per l'impianto, come si può notare al fine di periodo di osservazione di 10 anni le perdite energetiche legate alla temperatura risultano essere maggiori rispetto al primo anno del 2,2%, passando dal 93,6% al 91,4%.

Tabella 12 – Efficienza legata alla temperatura dell'impianto F1 – 75,24 kWp

Efficienza legata alla Temperatura dei moduli	
anno	$\eta(\text{temp})[\%]$
2012	93,6%
2013	93,5%
2014	93,3%
2015	93,1%
2016	92,9%
2017	92,6%
2018	92,4%
2019	92,1%
2020	91,7%
2021	91,4%

Influenza della temperatura su F2

Per il seguente impianto il comportamento del modulo a sovra temperature si è rivelato costante per tutti gli anni con una efficienza del 94%. L'andamento circa costante di questa efficienza implica che l'installazione nel corso degli anni non abbia subito aggravamenti dal punto di vista delle perdite energetiche dovute alla temperatura a cui si trovano i moduli fotovoltaici.

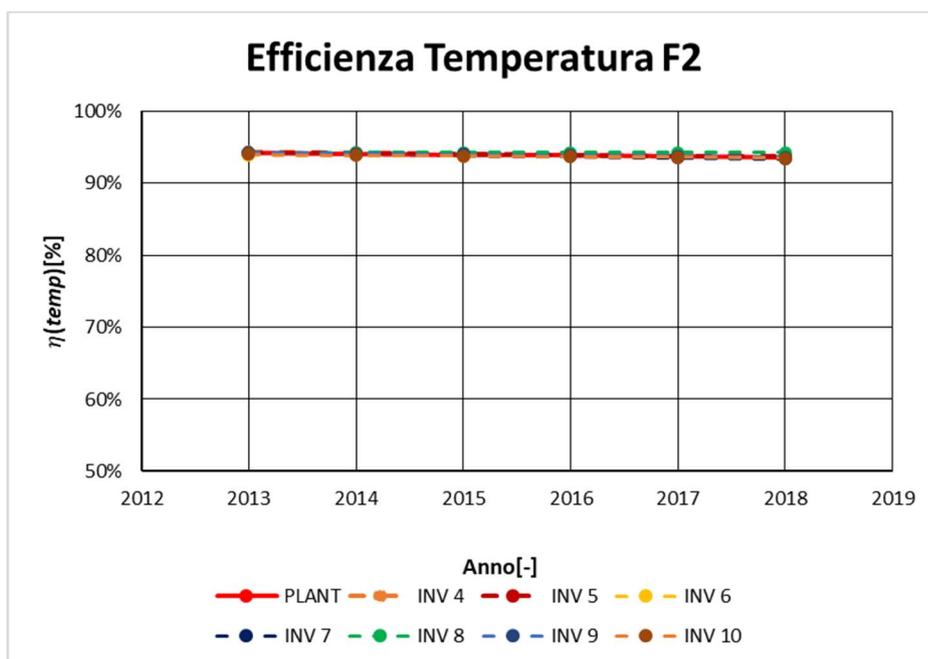


Figura 63 - Efficienza legata alla temperatura dei moduli dell'impianto F2 – 93,2 kWp

Nella Tabella 13 sono riportate le efficienze calcolate per l'impianto nel complessivo, come si può notare al fine di periodo di osservazione, di 6 anni, le perdite energetiche legate alla temperatura sono aumentate di circa lo 0,6%.

Tabella 13 - Efficienza legata alla temperatura dell'impianto F2 – 93,2 kWp

Efficienza legata alla Temperatura dei moduli	
anno	$\eta(\text{temp})[\%]$
2013	94,2%
2014	94,1%
2015	94,0%
2016	93,9%
2017	93,8%
2018	93,7%

Confronto dell'efficienza legata alla temperatura degli impianti studiati

Di seguito si confrontano le efficienze dei due impianti ricavate precedentemente. È stata utilizzata la previsione lineare, in modo tale da poter eguagliare i periodi di studio per le due installazioni.

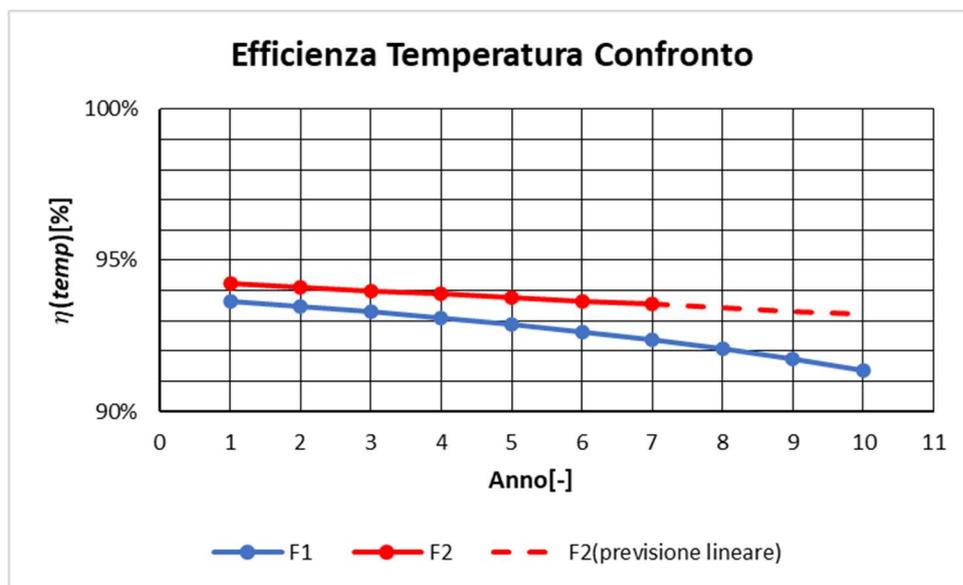


Figura 64 - Confronto Efficienza legata alla temperatura dei moduli tra F1 e F2

Dal grafico si può notare come i due impianti abbiano efficienze diverse fin dal primo anno di funzionamento: 93,6% per l'impianto situato nel Sud del Piemonte e 94,2% per l'impianto situato nel Nord del Piemonte. I due impianti si comportano in maniera

diversa, quindi è il caso di attribuire questa differenza sia alla locazione dell'impianto che a fattori esterni, che possono innalzare queste perdite.

I due impianti hanno una differenza dello 0,5% per il primo anno ed è possibile attribuirli alle differenze in temperatura tra i due siti in cui sono ubicate le installazioni, come si può notare in Tabella 14 per l'anno 2013.

Tabella 14 - Temperatura media 2013 Cavallerleone – Front [42]

	Temperatura media anno 2013 [°C]	
	Cavallerleone	Front
Gennaio	1,5	1,7
Febbraio	0,6	0,1
Marzo	4,3	3,7
Aprile	11	10,3
Maggio	13,1	12,6
Giugno	18,2	18
Luglio	22,5	22,1
Agosto	21,4	20,8
Settembre	18,1	17,4
Ottobre	12,5	12
Novembre	6,4	4,8
Dicembre	2,5	1,4

Nel corso del tempo di funzionamento la differenza tra le perdite diventano sempre maggiori, passando dallo 0,6% al 1,8%. L'andamento decrescente può essere dato dal fatto che per l'impianto F2, il quale non ha dati per un periodo di 10 anni come F1, sia stata applicata la previsione lineare; comunque è possibile affermare che i due andamenti divergono nel corso del tempo, e di conseguenza che l'impianto F1 subisca un aggravamento di questa perdita energetica notevole in 10 anni.

Tabella 15 - Differenze perdita energetica dovuta alla temperatura dei moduli fotovoltaici

Differenze tra l'impainto F1 e F2	
ANNO	$\Delta\eta_{temp}$
1	0,6%
2	0,6%
3	0,7%
4	0,8%
5	0,9%
6	1,0%
7	1,2%
8	1,4%
9	1,6%
10	1,8%

8.5 Analisi disponibilità impianto ed interventi di manutenzione

Calcolare la disponibilità reale di un impianto negli anni è importante per valutare le perdite energetiche subite a causa di un guasto da parte dei componenti del sistema. Infatti all'interno del PR calcolato sono presenti quantità energetiche affette dalla mancato funzionamento dell'impianto per guasti di vario tipo. Una volta calcolata la disponibilità dell'impianto negli anni si correggerà l'indice calcolato nel capitolo precedente(quindi già con all'interno la correzione per le perdite legate alla temperatura dei moduli), andando a dividere il precedente PR per la percentuale di availability calcolata per ogni anno appartenente al periodo di studio analizzato.

$$PR_{\text{corretto da Temp. e A}} = \frac{PR_{\text{Temp corretto}}}{A} \quad (26)$$

Per il calcolo dell'availability(A) è necessario conoscere il valore dei tempi di guasto(MTTF) e di riparazione (MTTR) reali di ogni singolo impianto, quindi non si adatteranno le formule usate nel paragrafo 7.3 usato unicamente come riferimento teorico al calcolo; al contrario si adotterà la definizione dei due termini ed i dati reali messi a disposizione dall'azienda.

L'azienda TGE archivia i dati storici delle manutenzioni effettuate utilizzando un report, nel quale l'addetto indica: il problema riscontrato, l'operazione eseguita per la risoluzione del problema ed i materiali utilizzati, per ogni intervento svolto. Inoltre nel modulo di manutenzione sono indicate le ore di viaggio e di lavoro sul posto, utilizzate per contabilizzare i lavori svolti. Grazie a questa ultima informazione è possibile stimare le ore impiegate per la risoluzione dei problemi, e di conseguenza i tempi medi di riparazione per ogni componente.

Il tempo di guasto per i due impianti è stato calcolato tramite i report forniti dall'azienda, dove si tiene conto delle ore complessive di un anno ed il numero di guasti che ha subito nell'anno.

$$MTTF = \frac{8760 h}{n^{\circ} \text{ guasti}} \quad (27)$$

Il tempo di riparazione dei guasti è stato stimato come la media anno per anno delle ore segnate nei report dell'azienda. Nella Tabella 16 sono riportati i tempi medi per le operazioni maggiormente segnalate all'interno dei moduli.

Tabella 16 - Legenda ore interventi TGE

Legenda Ore Interventi	[h]
Pannelli	1
Stringa in dispersione	1,5
Ricollegamento cavo stringa	0,5
Controllo stringhe copertura	0,5
Reset inverter	0,25
Inverter in dispersione	0,33
Fusibili	0,17
Scaricatori esausti	0,17
Manutenzione ordinaria	2
Sostituzione web log	0,5
Modem 595	0,5

I dati ricavati sono stati generalizzati per tutto l'impianto nonostante siano applicati ai singoli inverter, così da trovare valori di disponibilità totali di anno in anno.

Disponibilità impianto F1

L'impianto di Cavallerleone ha a disposizione i report di manutenzione dal 2012 fino al 2021, per tutto il periodo di osservazione scelto per lo studio. I dati essenziali per la stima dei tempi di riparazione e guasto sono: il tipo di guasto, la data di riscontro del problema e le ore di intervento per ogni guasto riscontrato.

Tabella 17 - Interventi manutenzione effettuati F1 – 75,24 kWp

DATA	GUASTO	INTERVENTO [h]
01/04/2012	Manutenzione ordinaria	2
07/11/2012	INV 1 in dispersione	0,33
01/04/2013	Manutenzione ordinaria	2
18/07/2014	2 inverter tardano ad accendersi	0,5
01/09/2014	4 fusibili bruciati	0,68
04/07/2015	Sostituzione fusibile DC 1000A 20A su -INV3	0,17
21/07/2015	Impianto non comunica dati al portale; stringa su INV 5 non produce	2,5
22/09/2016	INV 2 e 3 con problemi ad avviarsi; 2 stringhe in dispersione INV 3/2	1,5
26/09/2016	Problemi di dispersione su stringa 10/8/1/4	8
11/04/2017	Manutenzione ordinaria: 2 box parallelo DC su copertura rotti, manca 1 scaricatore DC, 2 fusibili DC bruciati, 1 pannello fotovoltaico rotto	2,51
20/04/2017	pannello fotovoltaico rotto	1
27/07/2017	Installazione modem 595 e posa cavo	0,5
02/08/2017	Fusibile bruciato su INV 6	0,17
29/08/2017	Stringhe su impianto copertura non funzionano correttamente; moduli copertura lato camino molto sporchi	1,25
13/04/2018	1 scaricatore bruciato INV 7; INV 6 con stringa in dispersione; 2 fusibili bruciati INV 5	2,34
16/04/2018	pannello fotovoltaico rotto	1
02/04/2019	Stringhe in dispersione; scaricatori mancanti e bruciati; impianto in dispersione	3
20/05/2019	Inverter non in produzione, stringhe in dispersione	1,5
24/06/2019	INV 3 spento	0,5
22/10/2019	INV 6 problemi di isolamento	0,3
08/11/2019	3 inverter in dispersione; moduli sporchi	1,5
09/03/2020	Manutenzione ordinaria; 4 scaricatori esausti; INV 6 con stringhe in dispersione	2
04/08/2020	2 fusibili bruciati; INV 5 da controllare stringa in copertura	1
24/08/2020	INV 4 con stringa 3 non funzionante per cavo interrotto	0,5
09/09/2020	INV 5 spento; 2 stringhe in dispersione	0,5
19/03/2021	INV 2 stringa in dispersione	2,5
21/06/2021	Posa cavo e operazioni di ripristino dati	2
27/07/2021	Cavi non comunicanti, cablaggio da rifare	6
28/07/2021	Impianto fuori servizio	1

Attraverso la Tabella 17 è possibile ricavare i valori di MTTF e MTTR per ogni anno e quindi stimare la disponibilità annua per l'impianto F1.

Tabella 18 - Calcolo tempi medi guasto e riparazione, availability dell'impianto FI

ANNO	MTTF [h]	MTTR [h]	A[%]
2012	4380	1,17	99,97%
2013	8760	2,00	99,98%
2014	4380	0,59	99,99%
2015	2920	1,34	99,95%
2016	2920	8,00	99,73%
2017	1460	1,09	99,93%
2018	1752	1,67	99,90%
2019	973	1,36	99,86%
2020	1095	1,00	99,91%
2021	1272	2,88	99,77%

Si può notare come la disponibilità dell'impianto nell'anno sia molto vicina al 100%, gli arresti totali sono molto rari. In questo caso si sono verificati due volte: nel 2016 e nel 2021. In tutti gli altri anni l'impianto ha continuato a produrre energia anche se alcune stringhe risultavano essere in dispersione o con la presenza di moduli rotti e difettosi. Sono di maggior frequenza la sostituzione di fusibili e scaricatori, ma rientrano nelle operazioni di ordinaria manutenzione.

Grazie a questi dati sopra ricavati è possibile correggere il PR andando a dividere quello precedentemente trovato per la perdita di temperatura per l'availability (A) appena calcolata, così da non considerare le perdite dovute al mancato funzionamento dell'impianto nel corso dell'anno. Come si nota in Tabella 18 la disponibilità risulta essere sempre molto vicina al 100%, quindi la correzione sarà minima.

Tabella 19 - PR corretto dall'effetto di temperatura ed availability FI - 75,24 kWp

Correzione Temperatura dei moduli e Availability	
anno	PR corr
2012	76,1%
2013	73,1%
2014	70,0%
2015	67,0%
2016	63,9%
2017	60,8%
2018	57,8%
2019	54,7%
2020	51,7%
2021	48,6%

Disponibilità impianto F2

L'impianto situato a Front non possiede i report per tutto il periodo di osservazione. Sono disponibili dati unicamente dal 2015 al 2018, si ipotizza che per i primi due anni non sono stati riscontrati problemi di alcun tipo a meno di quelli di manutenzione ordinaria e quindi si può assumere l'availability pari a 100%.

Tabella 20 - Interventi manutenzione effettuati F2 – 93,2 kWp

DATA	GUASTO	INTERVENTO [h]
01/04/2015	Manutenzione ordinaria	2
27/06/2015	Mancata produzione impianto	1
07/07/2015	Anomalia inverter; non comunicazione con portale	3
29/07/2015	Anomalia inverter(inv3)	1
28/09/2015	2 fusibili bruciati	2,5
01/04/2016	Manutenzione ordinaria	2
25/11/2016	Anomalia inverter; 3 stringhe non producono	2,5
29/03/2017	Manutenzione ordinaria	2
09/01/2017	Comunicazione inverter assenti	3
16/01/2018	Inverter spento ed in allarme; dispersione di tensione dal campo	2
28/02/2018	Inverter in dispersione	1,5
01/04/2018	Manutenzione ordinaria	2

Con i dati sopra indicati si può procedere con il calcolo dei valori dei tempi medi di guasto e riparazione, da cui se ne ricava la disponibilità dell'impianto.

Tabella 21 - Calcolo tempi medi guasto e riparazione, availability dell'impianto F2

ANNO	MTTF [h]	MTTR [h]	A[%]
2013	8760	0,00	100,00%
2014	8760	0,00	100,00%
2015	4380	1,90	99,96%
2016	4380	2,25	99,95%
2017	4380	2,50	99,94%
2018	2920	1,83	99,94%

L'impianto F2 negli anni ha avuto una disponibilità molto vicino al 100%. La mancata produzione da parte dell'installazione si è verificata solamente un volta nel 2015. I restanti problemi riscontrati sono: mancata comunicazione dell'inverter al portale, sostituzione di componenti quali fusibili e scaricatori.

Anche in questo caso grazie ai dati di availability ricavati è possibile correggere il l'indice di resa media dell'impianto, come per l'impianto F1 la correzione risulta essere minima perché i valori trovati sono molto vicini al 100%.

Tabella 22 - PR corretto dall'effetto di temperatura ed availability dell'impianto F2 - 93,2 kWp

Correzione Temperatura dei moduli e Availability	
anno	PR corr
2013	81,0%
2014	79,5%
2015	78,1%
2016	76,6%
2017	75,2%
2018	73,7%

8.6 Analisi efficienza legata alla pulizia del vetro frontale ed integrità dei moduli installati

In questo paragrafo vengono analizzate le perdite energetiche dovute al deposito di materiale sul vetro frontale (come polveri e guano) e difetti delle celle o dei moduli fotovoltaici, sinteticamente riassunto come integrità del modulo. La perdita viene associata ad una efficienza di trasparenza del vetro frontale ed all'integrità delle celle costituenti il modulo, quindi quanto la superficie di lavoro risulta essere integra ed in grado di svolgere il proprio compito correttamente; si valuta come questa cambi nel corso del tempo di osservazione dei due casi studio analizzati, e quindi come le perdite energetiche date da questi fattori si aggravano nel corso del tempo.

Il fattore di efficienza energetica verrà calcolato come il rapporto tra l'indice di resa corretto sia dalle perdite legate alla temperatura del modulo fotovoltaico che dalla disponibilità dell'impianto nel corso dell'anno ed il performance ratio ideale calcolato con un decadimento annuo di 0,24%, secondo lo studio svolto ad Ispra[20]. Quindi questa perdita energetica è considerata come lo scarto tra l'andamento teorico ideale che dovrebbe seguire l'indice e quello che segue a meno delle perdite descritte precedentemente.

$$\eta_{d-r} = \frac{PR_{\text{corretto da Temp. e A}}}{PR_{\text{invecchiame teorico su stima reale}}} \quad (28)$$

Analisi efficienza legata alla pulizia del vetro frontale e integrità del modulo per l'impianto F1

Per l'impianto F1 è possibile notare in Figura 65 che si ha un andamento decrescente dell'efficienza di trasparenza per tutte le stringhe di moduli fotovoltaici.

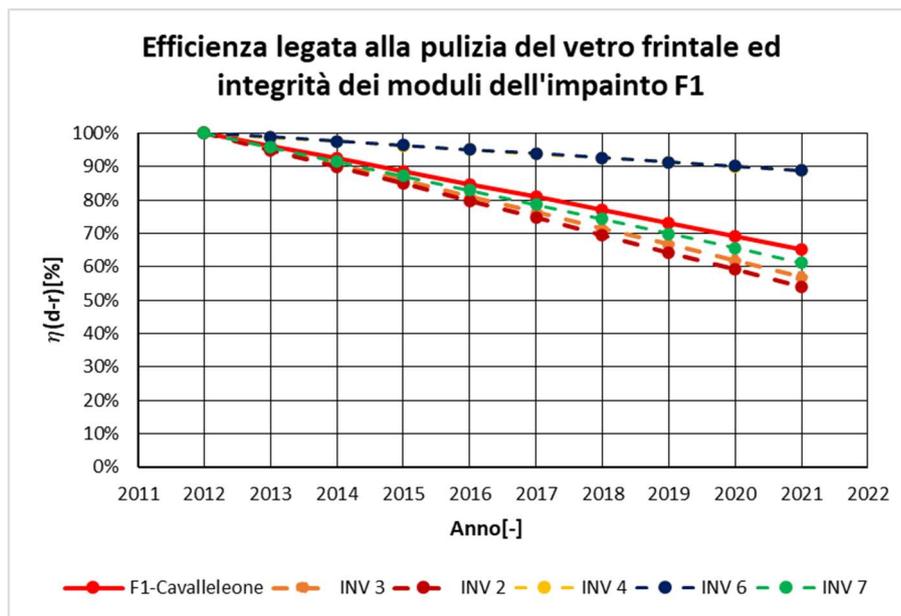


Figura 65 – Efficienza legata alla deposizione di materiale sul vetro frontale ed integrità dei moduli installati F1 – 75,24 kWp

Dal grafico si può dedurre come le perdite non siano uguali per l'intera copertura dove sono montati i moduli. Alcuni di questi sono soggetti ad un decadimento maggiore rispetto ad altri. In particolare le stringhe collegate all'inverter 2,3 e 7 subiscono perdite elevate: 46,0% per quanto riguarda l'inverter 2, 43% per l'inverter 3 e del 38,9% per l'inverter 7. Al contrario le perdite subite nel corso dei 10 anni di studio dai restanti due inverter sono dell'ordine del 11%, le linee nel grafico risultano sovrapposte.

Tabella 23 - Efficienza legata alla deposizione di materiale sul vetro frontale ed integrità dei moduli installati dell'impianto F1 a fine del periodo di studio di 10 anni

Efficienza legata alla pulizia del vetro frontale ed integrità dei moduli $\eta(dr)$ [%]	
INV2	53,9%
INV3	57,0%
INV4	88,8%
INV6	88,8%
INV7	61,1%

Come si può notare in Tabella 23 le perdite si dividono in due macro gruppi, nei quali per l'inverter 6 e 4 si osservano le stesse perdite energetiche nel corso degli anni. Questo risultato sta ad indicare che l'integrità della superficie frontale dei moduli cambia di molto a seconda delle stringhe considerate, quelle poste verso il cortile dell'azienda e verso la zona di lavoro mostrano una perdita energetica maggiore rispetto a quelle più lontane dalla zona di operazione dell'azienda che produce mangimi (verso Nord). Quindi la differenza maggiore osservabile è nella diversa ubicazione delle stringhe nella copertura, risultato molto importante per le valutazioni successive.

Analizzando l'andamento complessivo dell'impianto è possibile notare come l'efficienza complessiva risulta essere una media delle efficienze precedentemente citate. In Tabella 24 si può osservare l'andamento decrescente del fattore che passa dal valore massimo nel primo anno di funzionamento al 65,3% a fine del periodo di osservazione, subendo una perdita energetica a causa del degrado della superficie frontale in termini di deposito e difetti del 34,7%. È possibile evidenziare come nel periodo di osservazione il fattore diminuisca annualmente del 3,8% per i primi anni fino ad un decadimento a fine del periodo di studio di circa 3,9%.

Tabella 24 - Efficienza legata alla deposizione di materiale sul vetro frontale ed integrità dei moduli installati nell'impianto F1 – 75,24 kWp

Efficienza legata alla pulizia del vetro frontale ed integrità dei moduli $\eta(\text{dr})$ [%]	
anno	$\eta(\text{dr})$ [%]
2012	100,0%
2013	96,2%
2014	92,4%
2015	88,6%
2016	84,8%
2017	80,9%
2018	77,0%
2019	73,1%
2020	69,2%
2021	65,3%

Analisi efficienza legata alla pulizia del vetro frontale e integrità del modulo per l'impianto F2

Nella Figura 66 è possibile notare come non tutte le stringhe associate agli inverter subiscano una decrescita dell'efficienza di trasparenza durante tutto il periodo di studio.

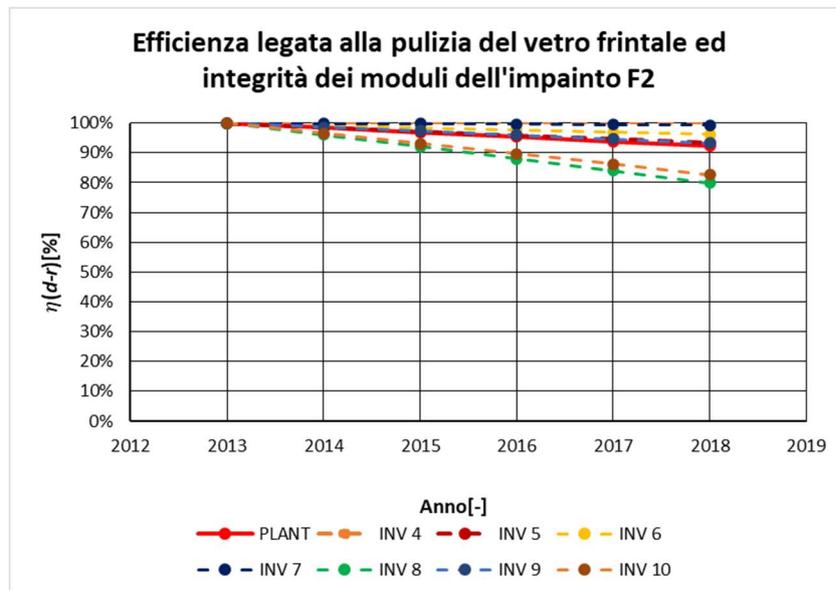


Figura 66 - Efficienza legata alla deposizione di materiale sul vetro frontale ed integrità dei moduli installati F2 – 93,2 kWp

Anche in questo caso le perdite non sono uguali per tutti i moduli fotovoltaici. In particolare, le stringhe connesse all'inverter 8 e 10 subiscono un decadimento maggiore nei 6 anni, arrivando a fine del periodo di studio ad avere un'efficienza legata all'integrità del vetro frontale rispettivamente dell'80% ed 82,7%. Le restanti stringhe subiscono perdite minori, tra queste la massima perdita di efficienza è registrata dagli inverter 5 e 9 che registrano un'efficienza del 93,2% e del 93 %, con una diminuzione minore del 10%. È possibile osservare come le stringhe 4 e 7 nel corso degli anni non subiscano perdite sostanziali a riguardo ed anzi a fine del periodo di osservazione le stringhe connesse all'inverter 4 non subiscano alcuna perdita energetica da questo punto di vista. Questo risulta essere un indicatore positivo in quanto si presuppone che i moduli non siano stati intaccati da agenti esterni che ne hanno determinato la perdita energetica rilevante.

Tabella 25 - Efficienza legata alla deposizione di materiale sul vetro frontale ed integrità dei moduli installati nell'impianto F2 a fine del periodo di studio di 10 anni

Efficienza legata alla pulizia del vetro frontale ed integrità dei moduli $\eta(dr)$ [%]	
INV4	100,0%
INV5	93,2%
INV6	96,2%
INV7	99,4%
INV8	80,0%
INV9	93,3%
INV10	82,7%

L'efficienza complessiva dell'impianto risulta essere la media delle efficienze precedentemente calcolate. Durante il periodo di studio si nota una decrescita dell'efficienza complessiva dell'8,8% subendo, un decadimento annuo iniziale del 1,55% e finale del 1,58%.

Tabella 26 - Efficienza legata alla deposizione di materiale sul vetro frontale ed integrità dei moduli installati nell'impianto F2 – 93,2 kWp

Efficienza legata alla pulizia del vetro frontale ed integrità dei moduli $\eta(dr)$ [%]	
anno	$\eta(dr)$ [%]
2013	100,0%
2014	98,5%
2015	96,9%
2016	95,3%
2017	93,8%
2018	92,2%

Confronto efficienza legata alla pulizia del vetro frontale e integrità del modulo per l'impianto di F1 e F2

Ora è possibile mettere a confronto le due efficienze per le installazioni F1 e F2. È stato usato lo strumento di Excel “previsione lineare” in modo da avere un confronto più realistico per un periodo di osservazione uguale per entrambi gli impianti.

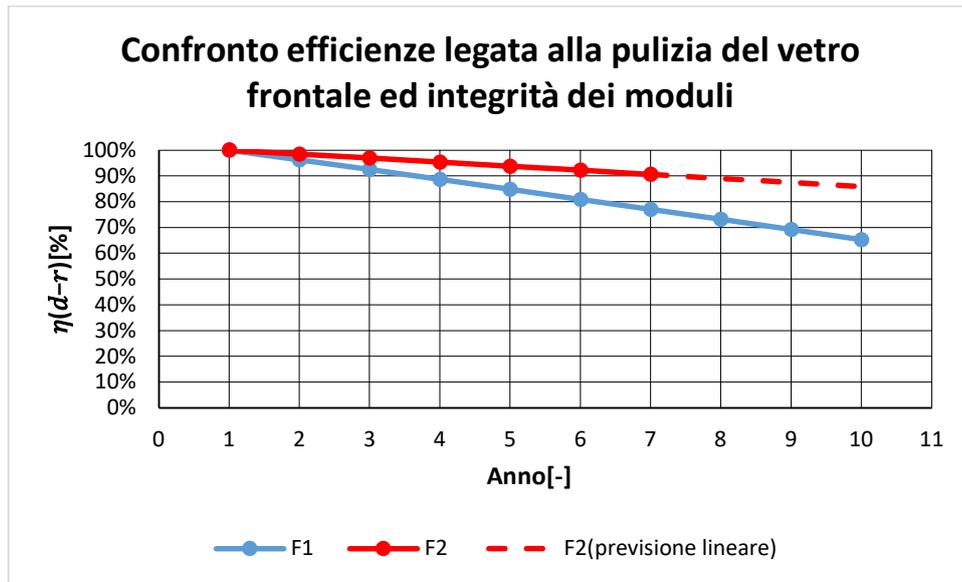


Figura 67 - Confronto efficienza legata alla deposizione di materiale sul vetro frontale ed integrità dei moduli installati nell'impianto F1 e F2

Dal grafico in Figura 67 si evidenzia come le due installazioni hanno comportamenti diversi a partire dal secondo anno di lavoro. La perdita energetica valutata (in termini di efficienza) è attribuita unicamente alle condizioni esterne a cui si trovano i moduli che ne determinano il deterioramento nel corso degli anni dato dall'accumularsi di materiale depositato sul vetro frontale o danneggiamenti al vetro e celle del modulo. Si nota come la caduta sia più drastica per l'impianto situato nel Sud del Piemonte dove si ha sicuramente un deposito maggiore di materiale o difetti possibili da riscontrare, tramite sopralluogo , dato dall'attività svolta dall'azienda, rispetto a quello collocato nel Nord del Piemonte.

Tabella 27 - Differenze perdita energetica dovuta alla deposizione di materiale sul vetro frontale ed integrità dei moduli installati nei die impianti

Differenze tra l'impianto F1 e F2	
ANNO	$\Delta\eta_{d-r}$
1	0,0%
2	0,0%
3	2,2%
4	4,4%
5	6,6%
6	8,9%
7	11,1%
8	13,3%
9	15,5%
10	17,7%

8.7 Riepilogo e confronto dei dati ottenuti

In questo paragrafo si riportano a puro scopo di riepilogo i grafici contenenti i valori ricavati per: il performance ratio, la correzione della temperatura sullo stesso indice e quella dell'avaiability del sistema, le linee di tendenza del decadimento secondo il dato dello studio di Ispra -0,24% annuo usato come riferimento e quello indicato dal costruttore di moduli sul datasheet -1% anno.

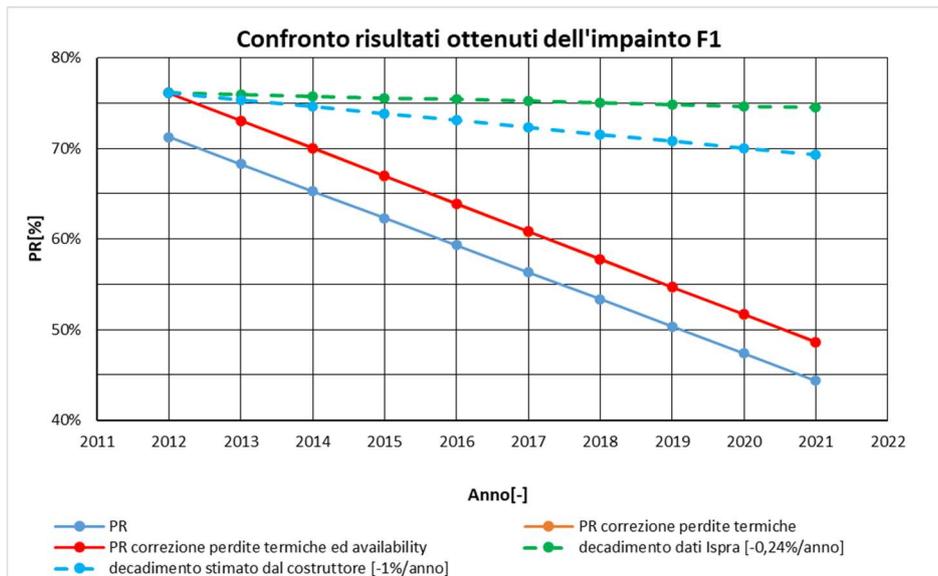


Figura 68 - Confronto risultati ottenuti impianto F1 - 75,24 kWp

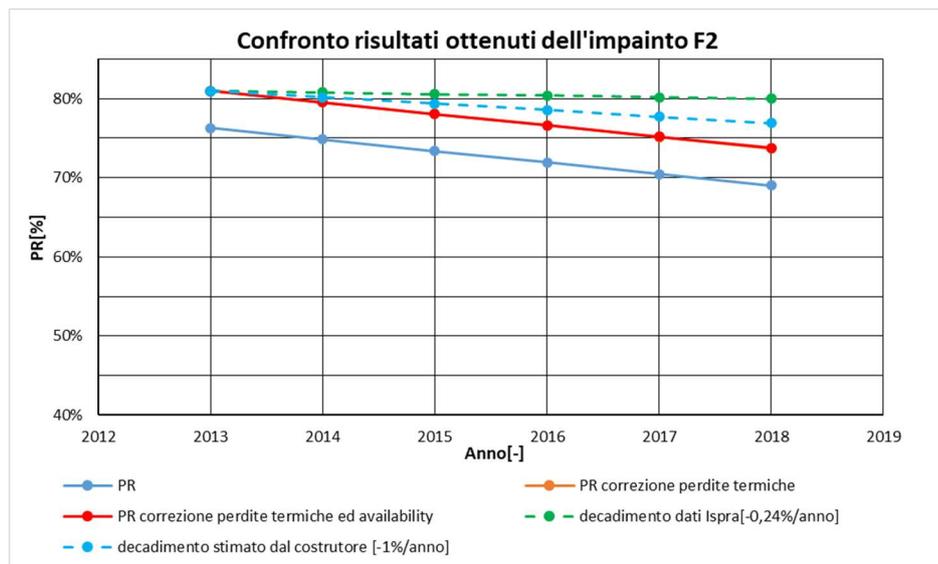


Figura 69 - Confronto risultati impianto F2 - 93,2 kWp

8.8 Soluzione tecnica proposta

A fronte di una analisi di questo tipo svolta grazie ad i dati dell'azienda TGE, è possibile proporre strategie di “revamping” per l'impianto F1. L'azione consiste nel cambiare le componenti dell'impianto per riportare la produzione energetica almeno alle condizioni iniziali, se non superiori. I due impianti sopra trattati rientrano nell'incentivo stipulato con l'ente GSE. Seguendo le linee guida ai sensi del “D.M. 23/06/2016” la sostituzione dei componenti non deve incrementare la potenza installata oltre l'1%, per gli impianti superiori a 20kW[34]. Di conseguenza i moduli installati non possono superare la potenza di 75,99kWp per quanto riguarda F1. Adottando moduli di nuova generazione con efficienze di conversione e potenze maggiori sarà possibile riposizionare le nuove stringhe evitando di coprire le zone con maggiori criticità, in termini di perdite energetiche, evidenziate in questa tesi.

Ipotizzando di proporre un Revamping (sostituzione) dei moduli fotovoltaici per l'impianto F1, l'azienda al momento installa i seguenti pannelli TSP345-72, con una efficienza del 17,8% ed una potenza di 345Wp[43]. Quindi dovendo soddisfare la stessa potenza precedentemente installata di 75,24 kWp servirebbero 218 moduli fotovoltaici. Confrontando il nuovo numero con quelli installati al momento di 342 moduli, si risparmierebbero 124 moduli, equivalenti ad escludere le stringe attualmente collegate a 2 inverter.

In questo modo sarebbe possibile installare i moduli unicamente nelle zone dove non si sia riscontrata una rilevante perdita energetica legata all'efficienza dell'integrità del vetro frontale, come ad esempio eliminare le prime 6 file di moduli fotovoltaici posizionate sopra alla copertura esposta verso il cortile.

9. Conclusioni

Lo studio svolto in questa tesi ha lo scopo di analizzare come un impianto fotovoltaico si comporta nel corso della sua vita di funzionamento e le perdite energetiche subite da fattori esterni (come deposito di materiale sul vetro frontale o difetti creati sulla superficie del modulo fotovoltaico). Analizzando il Performance Ratio e le sue componenti in termini di efficienza, si è potuto osservare quanto i fattori esterni gravano sulle prestazioni dell'impianto. Nella fattispecie le perdite energetiche dovute al deposito di materiale sul vetro frontale e difetti creati sulla superficie dei moduli fotovoltaici.

Dal punto di vista delle perdite associate alla temperatura dei moduli, sono state riscontrate differenze tra F1 ed F2. Le temperature esterne dei due paesi di installazione Cavallerleone (CN) e Front (TO) sono leggermente diverse nel corso dell'anno, questo indica un diverso punto di inizio per l'efficienza al primo anno di funzionamento dell'installazione. Nel corso degli anni, confrontando i risultati esse sono divergenti, l'impianto F1 subisce perdite maggiori rispetto ad F2 questo è un primo indicatore perché non dipende unicamente dalla temperatura a cui è soggetto il modulo nel corso del periodo di osservazione. Quindi da questo risultato si può dedurre che esistono altre cause esterne per questa perdita energetica, come una superficie non perfettamente libera che può determinare fenomeni di hot spot e quindi far diminuire la resa dell'impianto per una temperatura elevata dei moduli.

Per quanto riguarda le perdite dovute alla pulizia del vetro frontale ed all'integrità dei moduli, è possibile osservare quanto segue. F1 ha subito negli anni una perdita rilevante, del 34,7%. Analizzando l'efficienza stimata, si nota come questa a fine periodo di studio sia diversa per alcuni inverter rispetto ad altri. In particolare, le stringhe associate alle sotto sezioni 7, 3 e 2 subiscono maggiori perdite rispetto a quelle associate alle restanti sottosezioni (4 e 6). L'installazione F2 invece mantiene un'efficienza per tutto il periodo di studio oltre il 90%. Paragonando le stringhe 4 e 6 di F1 con quelle di F2 si può osservare come l'andamento sia simile, registrando al quinto anno di operazione un'efficienza superiore al 90%, quindi subendo perdite energetiche non superiori del 10%. Questa importante osservazione indica come l'andamento dell'efficienza di integrità del vetro frontale in condizioni ottimali sia simile per qualsiasi installazione fotovoltaica nel corso degli anni. A creare differenze è la locazione dei moduli, quelli posizionati in zone più

soggette ad agenti esterni, come: polveri, escrementi, detriti e sale nelle zone marine saranno maggiormente affetti da questa perdita ed avranno efficienze minori. Da questo si deduce che la pulizia periodica dell'installazione o il riposizionamento di alcuni moduli in zone meno soggette al fenomeno, sono operazioni importanti e fondamentali per una installazione fotovoltaica.

In conclusione a questa tesi è possibile osservare che per un impianto fotovoltaico le perdite nel corso degli anni non sono principalmente associate all'invecchiamento della tecnologia fotovoltaica, ma sono di maggior rilevanza quelle causate da fattori esterni. Fattore importante in fase di progettazione è lo studio del posizionamento dei moduli, come si è notato il decadimento annuo delle efficienze legate alla pulizia del vetro frontale ed all'integrità dei moduli risulta essere uguale per moduli posizionati in condizioni ottimali.

Lo studio svolto in questo elaborato ha come limiti il modello preso come riferimento del decadimento naturale della resa media nel corso degli anni. Studi futuri potrebbero implementare prove in laboratorio per analizzare questa misurazione nel corso del tempo, così da poter fare assunzioni più dettagliate rispetto che assumere il decadimento della tecnologia fotovoltaica come riferimento per l'andamento del PR. Questo lavoro potrebbe essere un punto di partenza per l'analisi di impianti di casistica simile ma collocati in regioni diverse dell'Italia così da poter paragonare tipologie di clima differenti da quelle prese in considerazione in questo elaborato.

Bibliografia

- [1] Gestore Servizi Energetici, “RAPPORTO STATISTICO 2020 ENERGIA DA FONTI RINNOVABILI IN ITALIA.”
- [2] PV education, “Module Materials.” <https://www.pveducation.org/pvcdrom/modules-and-arrays/module-materials> (accessed Jul. 20, 2022).
- [3] F. Spertino, “PHOTOVOLTAIC POWER SYSTEMS Photovoltaic Power Systems, Short Handbook,” 2016.
- [4] Spertino F, “STRUCTURE AND OPERATION OF THE SOLAR CELL.”
- [5] aleo, “La differenza tra celle solari di tipo p e celle solari di tipo n.” <https://www.aleo-solar.it/differenza-celle-tipo-p-tipo-n/> (accessed Aug. 20, 2022).
- [6] S.T.E. Pignotti, “Celle fotovoltaiche in silicio amorfo.” http://www.stepignotti.com/prodotti/pannelli_fotovoltaici/tutto_fotovoltaico/tecnologia/celle_fotovoltaiche/amorfo.asp (accessed Jul. 20, 2022).
- [7] F. Spertino, “Structure, Specifications and Testing of PV Modules.”
- [8] Notizie scientifiche.it, “Celle solari multi giunzione, stabiliti nuovi record di efficienza.” <https://notiziescientifiche.it/celle-solari-multigiunzione-stabiliti-nuovi-record-di-efficienza/> (accessed Jul. 20, 2022).
- [9] Wikipedia, “Transistor.” <https://it.wikipedia.org/wiki/Transistor> (accessed Jul. 20, 2022).
- [10] F. Spertino, “The Operating Principle of DC-AC converter and MPPT for grid connection.”
- [11] Wikipedia, “Fusibile elettrico.” https://it.wikipedia.org/wiki/Fusibile_elettrico (accessed Jul. 20, 2022).
- [12] Fotovoltaico norditalia, “Contatore fotovoltaico, come leggerlo correttamente.” <https://www.fotovoltaiconorditalia.it/idee/contatore-fotovoltaico-come-leggerlo#:~:text=Il%20contatore%20fotovoltaico%20%C3%A8%20un,ed%20il%20sistema%20elettrico%20domestico> (accessed Jul. 20, 2022).
- [13] N. H. Reich, B. Mueller, A. Armbruster, W. G. J. H. M. van Sark, K. Kiefer, and C. Reise, “Performance ratio revisited: Is PR > 90% realistic?,” in *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, Sep. 2012, vol. 20, no. 6, pp. 717–726. doi: 10.1002/pip.1219.
- [14] F. Spertino, “Assessment of Energy Production from a Photovoltaic System.”
- [15] F. Spertino, “Series/Parallel Connections: Mismatch of I-U Curves and Shading Effect.”

- [16] REC Solar Italy Srl, “Datasheet moduli fotovoltaici REC Solar.” [Online]. Available: www.recgroup.com
- [17] Anna De Simone, “Pulizia dei pannelli fotovoltaici, consigli pratici,” Oct. 24, 2019. <https://www.ideegreen.it/pulizia-pannelli-fotovoltaici-42498.html> (accessed Jul. 01, 2022).
- [18] A. K. Sisodia and R. kumar Mathur, “Impact of bird dropping deposition on solar photovoltaic module performance: a systematic study in Western Rajasthan,” *Environmental Science and Pollution Research*, vol. 26, no. 30, pp. 31119–31132, Oct. 2019, doi: 10.1007/s11356-019-06100-2.
- [19] Energy Hunters, “Invecchiamento moduli fotovoltaici – cause, quantificazione e conseguenze,” Oct. 11, 2013. <https://www.energyhunters.it/invecchiamento-moduli-fotovoltaici-cause-quantificazione-e-conseguenze/> (accessed Jul. 09, 2022).
- [20] D. Polverini, M. Field, E. Dunlop, and W. Zaaiman, “Polycrystalline silicon PV modules performance and degradation over 20 years,” *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, vol. 21, no. 5, pp. 1004–1015, Aug. 2013, doi: 10.1002/pip.2197.
- [21] J. Šlamberger, M. Schwark, B. B. van Aken, and P. Vrtič, “Comparison of potential-induced degradation (PID) of n-type and p-type silicon solar cells,” *Energy*, vol. 161, pp. 266–276, Oct. 2018, doi: 10.1016/j.energy.2018.07.118.
- [22] A. Masuda *et al.*, “Microscopic aspects of potential-induced degradation phenomena and their recovery processes for p-type crystalline Si photovoltaic modules,” *Current Applied Physics*, vol. 16, no. 12, pp. 1659–1665, Dec. 2016, doi: 10.1016/j.cap.2016.10.001.
- [23] Q. Jamil, N. Shahzad, H. Abdullah Khalid, S. Iqbal, A. Waqas, and A. H. Kamboh, “Experimental investigation of potential induced degradation of poly-crystalline photovoltaic modules: Influence of superstrate and encapsulant types,” *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, vol. 52, Aug. 2022, doi: 10.1016/j.seta.2022.102162.
- [24] Solar Frontier, “Lo sapevate...? L’Effetto Staebler-Wronski riduce la potenza dei moduli solari a base di silicio amorfo – la tecnologia CIS non è interessata da tale effetto,” Mar. 20, 2014. <https://www.solar-frontier.eu/it/novita/informazioni-utili/detail/wussten-sie-das-schon-der-staebler-wronski-effekt-reduziert-die-leistung-von-solarmodulen-auf-basis-von-amorphem-silizium-die-cis-technologie-ist-davon-nicht-betroffen/> (accessed Jul. 09, 2022).
- [25] N. Tecnica, “N O R M A I T A L I A N A C E I Moduli fotovoltaici in silicio cristallino per applicazioni terrestri Qualifica del progetto e omologazione del tipo Crystalline silicon terrestrial photovoltaic (PV) modules Design qualification and type approval APPARECCHIATURE ELETTRICHE PER SISTEMI DI ENERGIA E PER TRAZIONE,” 1995.
- [26] A. Pozza and T. Sample, “Crystalline silicon PV module degradation after 20 years of field exposure studied by electrical tests, electroluminescence,

- and LBIC,” *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, vol. 24, no. 3, pp. 368–378, Mar. 2016, doi: 10.1002/pip.2717.
- [27] F. Spertino, “The Current-Voltage (I-U) Characteristic Curve: The Effect of Irradiance and Temperature.”
- [28] PVEducation, “Quantum Efficiency.” <https://www.pveducation.org/pvcdrom/solar-cell-operation/quantum-efficiency> (accessed Jul. 14, 2022).
- [29] PVEducation, “Spectral Response.” <https://www.pveducation.org/pvcdrom/solar-cell-operation/spectral-response> (accessed Jul. 14, 2022).
- [30] Test Energia, “Le tecnologie di supporto per la razionalizzazione nell’utilizzo energetico Termografia: uno strumento efficace per il risparmio energetico.” http://www.test-italy.com/Energia_Alternativa/Test%20Energia/termogr_fv.html (accessed Jul. 09, 2022).
- [31] Wikipedia, “Radiazione infrarossa.” https://it.wikipedia.org/wiki/Radiazione_infrarossa (accessed Jul. 09, 2022).
- [32] “Google Maps.” www.googlemaps.it (accessed Jul. 01, 2022).
- [33] SunCity, “Il Revamping di un impianto fotovoltaico”, Accessed: Jul. 01, 2022. [Online]. Available: <https://www.suncityitalia.com/efficienza-energetica/revamping-di-un-impianto-fotovoltaico/>
- [34] SunCity, “Il Revamping di un impianto fotovoltaico: la normativa.” <https://www.suncityitalia.com/efficienza-energetica/revamping-di-un-impianto-fotovoltaico-normativa/> (accessed Jul. 01, 2022).
- [35] L. P., “Prezzo all’ingrosso dei pannelli fotovoltaici sul mercato europeo (2009-2021),” *Grafici, Informarsi a colpo d’occhio*, Apr. 23, 2022. <https://grafici.altervista.org/prezzo-allingrosso-dei-pannelli-fotovoltaici-sul-mercato-europeo/> (accessed Jul. 01, 2022).
- [36] A. Carpignano, “Risk Assessment Risk Analysis / Safety and Risk Analysis Methodologies-Part 3.”
- [37] Wikipedia, “United States Military Standard.” https://en.wikipedia.org/wiki/United_States_Military_Standard (accessed Jul. 01, 2022).
- [38] Department of defense Washington DC 20301, “MILITARY HANDBOOK. RELIABILITY PREDICTION OF ELECTRONIC EQUIPMENT,” 1990. [Online]. Available: <http://www.everyspec.com>
- [39] G. Zini, C. Mangeant, and J. Merten, “Reliability of large-scale grid-connected photovoltaic systems,” *Renew Energy*, vol. 36, no. 9, pp. 2334–2340, 2011, doi: 10.1016/j.renene.2011.01.036.

- [40] A. Golnas, "PV system reliability: An operator's perspective," *IEEE J Photovolt*, vol. 3, no. 1, pp. 416–421, 2013, doi: 10.1109/JPHOTOV.2012.2215015.
- [41] MeteoControl, "MeteoControl." <https://www.meteocontrol.com/it/> (accessed Jul. 01, 2022).
- [42] PVGIS, "PVGIS." https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/ (accessed Jul. 01, 2022).
- [43] Trunsun Solar, "Datasheet moduli fotovoltaici TSP-72."