



Università Politecnica delle Marche
Scuola di Dottorato di Ricerca in Scienze dell'Ingegneria
Corso di Dottorato in Ingegneria Industriale

Strumenti e metodi innovativi per la gestione degli interventi di manutenzione effettuati su impianti fotovoltaici al fine del mantenimento della loro efficienza e funzionalità

Supervisor

Prof. Giovanni Di Nicola

Ph.D Dissertation of:

Silvia Luciani

Ph.D. Course coordinator

Prof.

Prof. Giovanni Di Nicola

XIX edition – new series



Università Politecnica delle Marche
Scuola di Dottorato di Ricerca in Scienze dell'Ingegneria
Corso di Dottorato in Ingegneria Industriale

Strumenti e metodi innovativi per la gestione degli interventi di manutenzione effettuati su impianti fotovoltaici al fine del mantenimento della loro efficienza e funzionalità

Supervisor

Prof. Giovanni Di Nicola

Ph.D Dissertation of:

Silvia Luciani

Ph.D. Course coordinator

Prof.

Prof. Giovanni Di Nicola

Sommario

Nel corso della loro vita utile, gli impianti fotovoltaici sono soggetti ad un degrado continuo dei componenti con conseguente decremento della produzione attesa, nonché a guasti, avarie o malfunzionamenti.

Per monitorare le prestazioni nel tempo e per individuare eventuali diminuzioni di performance, vengono utilizzate tecniche quali l'analisi dei dati di produzione e l'esecuzione di prove strumentali in campo.

Data la carenza di procedure circa le tecniche sopra menzionate, sia nella modalità di esecuzione sia nella rappresentazione dei risultati, emersa dallo studio dello stato dell'arte, il principale obiettivo di questo lavoro è quello di definire un processo organico per indagare le performance d'impianto e per elaborare proposte di intervento atte ad incrementarne le prestazioni.

A partire dalle analisi condotte sui dati provenienti da impianti fotovoltaici reali e dalle prove strumentali in campo, lo studio propone procedure per l'analisi dei di monitoraggio e per l'individuazione e l'esecuzione delle prove da svolgere e la successiva interpretazione e rappresentazione dei risultati. Inoltre, definisce proposte di intervento da mettere in atto per risolvere eventuali criticità emerse nelle fasi di indagine.

In aggiunta, il presente lavoro ha perseguito due obiettivi parallelamente a quello principale sopra esposto. Il primo obiettivo ha riguardato l'esecuzione di "curve I-V" (corrente-tensione) su alcuni moduli fotovoltaici mediante l'impiego di un dispositivo per i *flash test* e l'individuazione della correlazione quantitativa tra alcuni tipici difetti riscontrabili con la termografia ad infrarossi su un modulo e il decremento di potenza associato. Il secondo obiettivo ha visto un focus all'accuratezza delle curve I-V attraverso il confronto tra i risultati delle misure in campo e quelli ottenuti in laboratorio attraverso l'impiego del *flash-tester*; la conclusione è la scarsa affidabilità delle curve I-V svolte in campo come strumento per valutare l'*underperformance* dell'impianto.

Abstract

During their lifetime, photovoltaic plants are subject to a normal degradation of their components, and they are consequently characterized by decrease of the expected production.

Techniques such as production data analysis and instrumental tests are performed in order to monitor performance over time and to identify power decrease.

Examining the state of the art, a lack of procedures related to the abovementioned techniques, both in the execution mode and in the results representation, has emerged.

The main aim of this work is to define an organic process to investigate the performance of photovoltaic plants and to elaborate intervention proposals in order to increase their production.

Based on the analyses that have been performed on the data from real photovoltaic plants and instrumental tests, this work defines the procedures to analyze the data extracted from the monitoring systems and proposes the procedures to identify and perform the tests to be carried out and the subsequent interpretation and representation of the results.

In addition, the present work has pursued two other objectives parallel to the main one described above. Using the I-V curves determined by means of an indoor solar flash test device, it has been possible to evaluate production loss associated to specific thermal defects that can be detected through infrared thermography on the photovoltaic modules. A specific focus was also dedicated to the accuracy of I-V curves through the comparison between the measurements that are performed in the field and those obtained in the laboratory by means of an indoor solar flash test device. This study has led to a relevant conclusion: the I-V curves, that are carried out in the field, are characterized by an inadequate reliability and they cannot be considered a valid technique to evaluate the underperformance of a photovoltaic plant.

Indice

Introduzione.....	xix
1. O&M degli impianti fotovoltaici in Italia: stato dell'arte.....	1
1.1. Introduzione.....	1
1.2. Panorama italiano.....	4
1.3. Dataset degli impianti presi in esame per l'analisi.....	5
1.4. Principali variabili monitorate in continuo negli impianti fotovoltaici.....	10
1.4.1. Variabili ambientali.....	10
1.4.2. Variabili elettriche lato DC.....	11
1.4.3. Variabili elettriche lato AC.....	12
1.4.4. Energia prodotta dall'impianto e scambiata con la rete.....	12
1.4.5. Stato sistema di protezione generale (SPG) e sistema di protezione di interfaccia (SPI).....	12
1.4.6. Stato degli inverter.....	13
1.5. Qualità e completezza dei dati.....	13
1.5.1. Incertezza legata agli strumenti di misura.....	13
1.5.2. Frequenza temporale di presentazione del dato acquisito.....	16
1.5.3. Varietà dei dati disponibili.....	16
1.6. Modalità di analisi dei dati.....	18
1.7. Strumenti e tecniche per indagini su impianti fotovoltaici.....	20
1.7.1. Ispezione visiva.....	20
1.7.2. Prove di isolamento.....	24
1.7.3. Termografia ad infrarossi.....	25
1.7.4. Elettroluminescenza.....	28
1.7.5. Misura del Performance Ratio.....	29
1.7.6. Curve I-V.....	31
1.8. Criticità riguardanti le tecniche di indagine.....	32
1.8.1. Qualità ed accuratezza degli strumenti adoperati per le indagini.....	32
1.8.2. Competenza degli esecutori.....	32
1.8.3. Grado di approfondimento e qualità delle indagini svolte.....	32
1.8.4. Modalità e periodi di esecuzione.....	33
1.8.5. Condizioni di prova.....	33
1.9. Conclusioni sullo stato dell'arte.....	34
2. Il ruolo del Performance Analyst.....	36

2.1.	Definizione di procedure di analisi avanzata dei dati di monitoraggio	36
2.1.1.	Acquisizione documentazione progettuale dell'impianto oggetto di indagine e raccolta storico dati di produzione.....	37
2.1.2.	Acquisizione dei dati quattorari di alcune specifiche grandezze.....	37
2.1.3.	Verifica dell'affidabilità dei dati estratti dal sistema di monitoraggio	37
2.1.4.	Definizione delle principali tipologie di analisi delle grandezze.....	40
2.1.5.	Risultati delle analisi con individuazione delle aree di indagine.....	51
2.1.6.	Caso reale di applicazione della procedura di analisi dei dati.....	52
2.2.	Definizione di procedure standard per l'individuazione ed esecuzione delle prove strumentali da eseguire su impianti affetti da underperformance	59
2.2.1.	Individuazione degli approfondimenti di indagine da eseguire.....	59
2.2.2.	Definizione di procedure per l'esecuzione delle prove strumentali.....	64
2.2.2.1.	Specifica tecnica curve I-V	75
2.3.	Standard operativi per l'analisi e rappresentazione dei risultati.....	85
2.3.1.	Report termografia moduli fotovoltaici	85
2.3.2.	Report termografia quadri/inverter	95
2.3.3.	Report curve I-V.....	106
2.3.4.	Report PR.....	113
2.3.5.	Report misure isolamento	116
2.4.	Elaborazione proposte di intervento.....	120
3.	Studio della correlazione fra i difetti individuabili con analisi termografica e perdita di performance su un modulo fotovoltaico.....	124
3.1.	Stato dell'arte.....	124
3.2.	Materiali e metodi	126
3.3.	Procedura sperimentale.....	130
3.4.	Risultati delle prove sperimentali.....	131
4.	Studio dell'incertezza della misura delle curve I-V e delle procedure di correzione da condizioni OPC a STC.....	137
4.1.	Attendibilità della misura delle curve I-V	137
4.2.	Confronto tra gli esiti delle curve I-V eseguite con strumentazione portatile in campo e con flash-tester in laboratorio	138
4.2.1.	Materiali e metodi.....	138
4.2.2.	Procedura sperimentale.....	139
4.2.3.	Risultati prove sperimentali	140
4.3.	Procedure di correzione delle curve I-V da OPC a STC	144
4.3.1.	Determinazione della resistenza serie interna $R's$	146
4.3.2.	Determinazione del fattore di correzione della curva k'	148

4.4.	Determinazione sperimentale dei coefficienti di correzione delle curve I-V.....	150
4.4.1.	Esecuzione prove a irraggiamento variabile e temperatura costante per la determinazione di R'_s ..	150
4.4.2.	Esecuzione prove a temperatura variabile e a irraggiamento costante per la determinazione di k'	151
4.4.3.	Risultati prove sperimentali per la determinazione del coefficiente serie interna R'_s	152
4.4.4.	Risultati prove sperimentali per la determinazione del coefficiente di temperatura k' ..	156
4.5.	Confronto tra le curve I-V eseguite in campo e in laboratorio con l'adozione dei coefficienti di correzione determinati sperimentalmente.....	159
5.	Conclusioni.....	163
	Bibliografia.....	164

Lista delle Figure

Figura 1: Capacità solare annuale installata nei 28 stati membri dell'Unione Europea [13]	3
Figura 2: Evoluzione della serie storica del numero e della potenza installata degli impianti fotovoltaici in Italia nel periodo 2008-2019 [14].....	4
Figura 3: Distribuzione geografica degli impianti fotovoltaici del dataset analizzato	8
Figura 4: Distribuzione percentuale potenza installata impianti fotovoltaici del dataset analizzato ..	8
Figura 5: Anni di installazione degli impianti fotovoltaici inclusi nel dataset analizzato.....	9
Figura 6: Profili di irraggiamento e potenza AC registrati nel giorno 10 agosto 2020 di un generico impianto FTV	14
Figura 7: Sensori di irraggiamento e fonti di ombreggiamento di un generico impianto FTV	15
Figura 8: Fenomeni di sfarinamento e formazione di bolle nel backsheet [28].....	21
Figura 9: Fenomeni di delaminazione e corrosione dell'EVA	22
Figura 10: Fenomeni di snail trails e decolorazione dell'EVA.....	22
Figura 11: Fenomeni di bruciatura ed infiltrazione di acqua della scatola di giunzione [29].....	23
Figura 12: Diagramma di inserzione dello strumento per esecuzione misura a livello del campo e per esecuzione misura sulla stringa [37]	25
Figura 13: Diodo di bypass danneggiato e contatti difettosi evidenziati con la tecnica dell'elettroluminescenza.....	28
Figura 14: Diagramma di inserzione dello strumento per esecuzione misura istantanea del performance ratio [57]	30
Figura 15: Diagramma di inserzione dello strumento per esecuzione misura curva I-V [59].....	31
Figura 16: Valori medi mensili irraggiamento sensore sul piano orizzontale e sensore inclinato a 30°	38
Figura 17: Confronto valori di irraggiamento medi mensili sistema monitoraggio e valori estratti da database meteorologico °	39
Figura 18: Confronto valori di irraggiamento medi mensili sistema monitoraggio e valori appartenenti ad un impianto posto a latitudine inferiore	40
Figura 19: Percentuali di tempo e relativi valori di disponibilità d'impianto.....	41
Figura 20: Andamenti mensili dei valori di PR, irraggiamento e disponibilità	42
Figura 21: Andamenti mensili dei valori di PR, temperatura moduli e disponibilità	42
Figura 22: Andamento del PR al variare dell'irraggiamento.....	43
Figura 23: Andamento del PR al variare della temperatura di esercizio dei moduli.....	44
Figura 24: Andamento del PR, irraggiamento e disponibilità d'impianto nel mese di aprile	45
Figura 25: Andamento del PR, irraggiamento e disponibilità d'impianto nel mese di luglio	45
Figura 26: Andamento del PR e delle potenze AC degli inverter nei giorni 15/04 e 05/07	46
Figura 27: Andamento dell'irraggiamento e delle potenze AC degli inverter nei giorni 15/04 e 05/07	46
Figura 28: Andamento della temperatura dei moduli e delle potenze AC degli inverter nei giorni 15/04 e 05/07	47
Figura 29: Andamento dell'irraggiamento e delle potenze AC degli inverter nei giorni 10/4, 15/04 e 05/07	48

Figura 30: Andamento del PR e delle potenze AC degli inverter nei giorni 10/04, 15/04 e 05/07 ..	48
Figura 31: Andamento della temperatura dei moduli e delle potenze AC degli inverter nei giorni 10/04, 15/04 e 05/07	49
Figura 32: Andamento del PR e delle potenze AC degli inverter nei giorni 15/01, 12/10, 09/11 e 12/12	50
Figura 33: Andamento dell'irraggiamento e delle potenze AC degli inverter nei giorni 15/01, 12/10 e 09/11 e 12/12	50
Figura 34: Percentuali di tempo e relativi valori di disponibilità d'impianto nel periodo settembre 2017 – aprile 2018	52
Figura 35: Correlazione tra PR, irraggiamento e disponibilità nel periodo settembre 2017 – aprile 2018	53
Figura 36: Correlazione tra PR, irraggiamento e disponibilità nel periodo settembre 2017 – aprile 2018	53
Figura 37: Contributi di energia prodotta dall'impianto nelle diverse classi di irraggiamento	54
Figura 38: Andamento del PR al variare dell'irraggiamento nel periodo considerato	55
Figura 39: Contributi di energia prodotta dall'impianto nelle diverse classi di temperatura moduli	55
Figura 40 : Andamento del PR al variare delle temperature nel periodo considerato.....	56
Figura 41: Andamento del PR al variare delle temperature e dell'irraggiamento nel periodo considerato	56
Figura 42: Andamento del PR al variare dell'irraggiamento e delle temperature nel periodo considerato	57
Figura 43: Andamento del PR, irraggiamento e disponibilità d'impianto nel mese di aprile 2018..	57
Figura 44: Andamento del PR, irraggiamento e disponibilità d'impianto nel mese di settembre 2017	58
Figura 45: Andamento dell'irraggiamento e delle potenze AC degli inverter nei giorni 13/09/2017 e 22/04/2018.....	58
Figura 46: Procedura per la definizione degli approfondimenti da condurre in campo	61
Figura 47: Angoli di ripresa della termocamera [64].....	66
Figura 48: Rappresentazione dell'IFOV, AFOV, FOV e distanza di ripresa [51].....	67
Figura 49: Esempio di grafico a torta con indicazione delle percentuali di incidenza del singolo difetto rispetto alle anomalie totali presente nel modello di report termografico	91
Figura 50: Esempio di grafico a torta con indicazione delle percentuali di incidenza del tipo di hot-spot rispetto agli hot-spot totali rilevati presente nel modello di report termografico	91
Figura 51: Esempio dell'immagine del layout dell'impianto fotovoltaico con indicazione delle file, vele e moduli presente nel modello di report termografico	92
Figura 52: Esempio del grafico a torta con indicazione del numero di anomalie presenti, suddivise in base al livello di gravità presente nel modello di report termografico	101
Figura 53: Esempio di grafico combinato con i rapporti temperatura media e corrente e intensità di corrente per ciascun quadro presente nel modello di report termografico	102
Figura 54: Esempio di grafico combinato con la temperatura media e intensità di corrente registrate per ciascun quadro presente nel modello di report termografico	103
Figura 55: Esempio di grafico combinato con indicazione dello stato termico dei componenti del quadro analizzato presente nel modello di report termografico.....	104

Figura 56: Esempio del dettaglio dell'immagine termica con indicazione delle temperature misurate per ciascun componente presente nel modello di report termografico	105
Figura 57 : Esempio di grafico della percentuale della potenza del modulo rispetto a quella iniziale al variare degli anni di esercizio inserito nel modello di report delle curve I-V.....	110
Figura 58 :Esempi di grafico a torta con percentuale delle stringhe ad esito ok/non ok rispetto alle stringhe testate inserito nel modello di report delle curve I-V	111
Figura 59: Esempio dettaglio singola misura I-V eseguita inserito nel modello di report delle curve I-V.....	112
Figura 60 : Esempio del dettaglio singola misura PR eseguita inserito nel modello di report del PR	115
Figura 61 :Esempio di istogramma con i valori delle resistenze di isolamento delle stringhe e confronto con il valore limite inserito nel modello di report delle misure di isolamento	118
Figura 62 : Esempio di istogramma con i valori delle resistenze di isolamento delle porzioni di generatore sottese dalle string-box inserito nel modello di report delle misure di isolamento.....	119
Figura 63: Dispositivo per i flash test basato su un simulatore solare di classe A+ AM 1,5	127
Figura 64: Schema del simulatore usato per l'esecuzione delle curve I-V.....	128
Figura 65: Modulo inserito sotto la lampada prima dell'esecuzione del flash-test.....	130
Figura 66: Curve OPC e STC ottenute con il flash-tester del modulo AS31408.....	132
Figura 67: Curve OPC e STC ottenute con il flash-tester del modulo AS31409.....	132
Figura 68: Curve OPC e STC ottenute con il flash-tester del modulo AS31411.....	133
Figura 69: Curve OPC e STC ottenute con il flash-tester del modulo AS31412.....	133
Figura 70: Curve OPC e STC ottenute con il flash-tester del modulo AS31413.....	133
Figura 71: Curve OPC e STC ottenute con il flash-tester del modulo AS31408 caratterizzato da un diodo di by-pass danneggiato	134
Figura 72: Curve OPC e STC ottenute con il flash-tester del modulo AS31409 caratterizzato da due diodi di by-pass danneggiato	134
Figura 73: Curve OPC e STC ottenute con il flash-tester del modulo AS31411 caratterizzato dall'hot-spot di una cella.....	134
Figura 74: Curve OPC e STC ottenute con il flash-tester del modulo AS31412 caratterizzato dal crack di una cella	135
Figura 75: Curve OPC e STC ottenute con il flash-tester del modulo AS31413 caratterizzato dalla rottura del vetro frontale.....	135
Figura 76: Confronto tra i valori di potenza massima per i 3 moduli ottenuti con flash test e con strumentazione portatile	141
Figura 77: Confronto tra i valori di tensione alla massima potenza per i 3 moduli ottenuti con flash test e con strumentazione portatile.....	142
Figura 78: Confronto tra i valori di corrente alla massima potenza per i 3 moduli ottenuti con flash test e con strumentazione portatile.....	142
Figura 79:Determinazione del fattore di correzione V_{OC} e resistenza serie interna / Caratteristiche I-V misurate ad irraggiamenti diversi e temperatura costante (a); Caratteristiche I-V corrette in $a=0$ e $R's=0 \Omega$ (b); Caratteristiche I-V corrette in a ottimale e $R's=0 \Omega$ (c); Caratteristiche I-V corrette in a ottimale e $R's$ ottimale (d) [58].....	147

Figura 80:Determinazione del fattore di correzione della curva / Caratteristiche I-V misurate a diverse temperature del dispositivo (a); Caratteristiche I-V corrette con $k'=0$ (b); Caratteristiche I-V corrette in k' ottimale [58].....	148
Figura 81: esecuzione delle prove a irraggiamento variabile con l'utilizzo delle tele metalliche ed esecuzione delle prove a temperatura variabile con l'ausilio di un radiatore elettrico.....	152
Figura 82:Determinazione del fattore di correzione V_{OC} e resistenza serie interna modulo 822518345341901712 / Caratteristiche I-V misurate ad irraggiamenti diversi e temperatura costante (a); Caratteristiche I-V corrette in $a=0$ e $R's=0 \Omega$ (b); Caratteristiche I-V corrette in a ottimale e $R's=0 \Omega$ (c); Caratteristiche I-V corrette in a ottimale e $R's$ ottimale (d).....	153
Figura 83:Determinazione del fattore di correzione V_{OC} e resistenza serie interna modulo 825918351342301737 / Caratteristiche I-V misurate ad irraggiamenti diversi e temperatura costante (a); Caratteristiche I-V corrette in $a=0$ e $R's=0 \Omega$ (b); Caratteristiche I-V corrette in a ottimale e $R's=0 \Omega$ (c); Caratteristiche I-V corrette in a ottimale e $R's$ ottimale (d).....	154
Figura 84:Determinazione del fattore di correzione V_{OC} e resistenza serie interna del modulo 825918351342301767 / Caratteristiche I-V misurate ad irraggiamenti diversi e temperatura costante (a); Caratteristiche I-V corrette in $a=0$ e $R's=0 \Omega$ (b); Caratteristiche I-V corrette in a ottimale e $R's=0 \Omega$ (c); Caratteristiche I-V corrette in a ottimale e $R's$ ottimale (d).....	155
Figura 85:Determinazione del fattore di correzione della curva per il modulo 822518345341901712/ Caratteristiche I-V misurate a diverse temperature del dispositivo (a); Caratteristiche I-V corrette con $k'=0$ (b); Caratteristiche I-V corrette in k' ottimale.....	156
Figura 86:Determinazione del fattore di correzione della curva per il modulo 825918351342301737/ Caratteristiche I-V misurate a diverse temperature del dispositivo (a); Caratteristiche I-V corrette con $k'=0$ (b); Caratteristiche I-V corrette in k' ottimale.....	157
Figura 87:Determinazione del fattore di correzione della curva per il modulo 825918351342301767 / Caratteristiche I-V misurate a diverse temperature del dispositivo (a); Caratteristiche I-V corrette con $k'=0$ (b); Caratteristiche I-V corrette in k' ottimale.....	158
Figura 88: Confronto tra i valori di potenza massima per i 3 moduli ottenuti con flash test e con strumentazione portatile dopo la correzione alle condizioni STC ottenute con i parametri ottenuti sperimentalmente.....	160
Figura 89: Confronto tra i valori di tensione alla massima potenza per i 3 moduli ottenuti con flash test e con strumentazione portatile dopo la correzione alle condizioni STC ottenute con i parametri ottenuti sperimentalmente	161
Figura 90: Confronto tra i valori di corrente alla massima potenza per i 3 moduli ottenuti con flash test e con strumentazione portatile dopo la correzione alle condizioni STC ottenute con i parametri ottenuti sperimentalmente	161

Lista delle Tabelle

Tabella 1: Elenco degli impianti presi in esame	6
Tabella 2: Principali variabili acquisite dai sistemi di monitoraggio e relativi strumenti di acquisizione.....	17
Tabella 3: Elenco degli approfondimenti di indagine suddivise per settore di intervento	62
Tabella 4: Classificazione delle principali anomalie termiche riscontrabili.....	86
Tabella 5: Esempio dell'elenco dei difetti termici rilevati presente nel modello di report termografico	90
Tabella 6: Esempio della statistica sull'incidenza di un difetto sulle anomalie totali rilevate e rispetto ai moduli totali presente nel modello di report termografico	90
Tabella 7: Esempio della statistica sull'incidenza tipologia di hot-spot su totali hot-spot rilevati e rispetto ai moduli totali	91
Tabella 8: Esempio dettaglio anomalia rilevata presente nel modello di report termografico	94
Tabella 9: Livelli di gravità secondo il Criterio 1	96
Tabella 10: Livelli di gravità secondo il Criterio 3	97
Tabella 11: Livelli di gravità secondo il Criterio 4	98
Tabella 12: Esempio di valutazione del grado di criticità secondo i 5 criteri.....	99
Tabella 13: Esempio della tabella con indicazione per ciascun quadro/inverter delle temperature caratteristiche presente nel modello di report termografico	100
Tabella 14: Esempio della tabella con indicazione per ciascun quadro/inverter delle temperature caratteristiche dei componenti con anomalia grave presente nel modello di report termografico..	102
Tabella 15: Esiti di misura con degrado e senza degrado applicato.....	107
Tabella 16: Esiti di misura con degrado e con incertezza della misura.....	107
Tabella 17: Esempio della tabella contenente i dati di invecchiamento annuo e cumulato del modulo e relativa percentuale della potenza del modulo rispetto a quella iniziale presente nel documento di garanzia del costruttore inserite nel modello di report delle curve I-V	109
Tabella 18: Esempio dell'elenco delle prove I-V eseguite ed esiti inserito nel modello di report delle curve I-V	111
Tabella 19: Esempio della statistica sulla percentuale stringhe ok/non ok rispetto a stringhe testate e stringhe totali inserita nel modello di report delle curve I-V.....	111
Tabella 20: Esempio dell'elenco delle misure del PR eseguite e relativi esiti inserito nel modello di report del PR.....	114
Tabella 21: Esempio dell'elenco delle misure della resistenza di isolamento eseguite e relativi esiti, inserito nel modello di report delle misure di isolamento	117
Tabella 22: Esempio dell'elenco delle misure della resistenza di isolamento eseguite su porzioni di generatore e relativi esiti inserito nel modello di report delle misure di isolamento	119
Tabella 23: Elenco aspetti per scelta degli interventi da attuare.....	122
Tabella 24: Caratteristiche elettriche dei moduli fotovoltaici	129
Tabella 25: Caratteristiche termiche dei moduli fotovoltaici	129
Tabella 26: Caratteristiche della termocamera FLIR T335	130
Tabella 27: Caratteristiche elettriche dei moduli testati determinate mediante flash-test.....	132

Tabella 28: Caratteristiche elettriche dei moduli fotovoltaici	139
Tabella 29: Caratteristiche termiche dei moduli fotovoltaici	139
Tabella 30: Caratteristiche elettriche dei moduli testati determinate in campo mediante strumentazione portatile.....	140
Tabella 31: Caratteristiche elettriche dei moduli testati determinate in laboratorio mediante flash-tester.....	140
Tabella 32: Confronto dei parametri elettrici dei moduli testate in campo e con flash-tester	141
Tabella 33: Tipologie di tele adoperate per l'esecuzione delle prove a irraggiamento variabile....	151
Tabella 34: Valori di irraggiamento delle curve I-V tracciate per la determinazione di $R's$ modulo 822518345341901712.....	152
Tabella 35: Valori di irraggiamento delle curve I-V tracciate per la determinazione di $R's$ modulo 825918351342301737.....	153
Tabella 36: Valori di irraggiamento delle curve I-V tracciate per la determinazione di $R's$ modulo 825918351342301767.....	155
Tabella 37: Valori di temperatura delle curve I-V tracciate per la determinazione di k' modulo 822518345341901712.....	156
Tabella 38: Valori di temperatura delle curve I-V tracciate per la determinazione di k' modulo 825918351342301737.....	157
Tabella 39: Valori di temperatura delle curve I-V tracciate per la determinazione di k' per il modulo 825918351342301767.....	157
Tabella 40: Parametri di correzione determinati sperimentalmente per i 3 moduli testati	158
Tabella 41: Caratteristiche elettriche dei moduli testati in campo mediante strumentazione portatile dopo la correzione alle condizioni STC effettuata con i coefficienti di correzione determinati sperimentalmente.....	159
Tabella 42: Caratteristiche elettriche dei moduli testati mediante flash-tester dopo la correzione alle condizioni STC effettuata con i coefficienti di correzione determinati sperimentalmente	159
Tabella 43: Confronto dei parametri elettrici dei moduli testati in campo e con flash-tester dopo la correzione alle condizioni STC effettuata con i parametri determinati sperimentalmente.....	160

Nomenclatura

Simboli Latini

AM	Massa d'aria
a	Fattore di correzione dell'irraggiamento per la tensione a circuito aperto
E	Energia, Wh
Eff	Efficienza del modulo, %
G	Irraggiamento, $W.m^{-2}$
I	Intensità di corrente, A
k	Fattore di correzione della curva, $\Omega.^{\circ}C^{-1}$
k'	Coefficiente di temperatura della resistenza serie interna, $\Omega.^{\circ}C^{-1}$
$NOCT$	Nominal Operating Cell Temperature, $^{\circ}C$
n	Numero di punti della curva I-V
P	Potenza elettrica, W
R_s'	Resistenza serie interna, Ω
T	Temperatura, $^{\circ}C$
V	Tensione, V

Simboli Greci

α	Coefficiente di temperatura per la corrente di corto circuito, $\%. K^{-1}$
β	Coefficiente di temperatura per la tensione di circuito aperto, $\%. K^{-1}$
γ	Coefficiente di temperatura per la potenza massima, $\%. K^{-1}$

Pedici

1	OPC (Operating Test Conditions)
2	STC (Standard Test Conditions)
ca	Corrente alternata
max	Massima
mis	Misurata
mpp	Punto di massima potenza
nom	Nominale

OC	Circuito Aperto
rel	Relativo
SC	Corto Circuito

Acronimi

AC	Alternating Current
AFOV	Apparent Field of View
AISI	American Iron and Steel Institute
APR	Aeromobili a pilotaggio remoto
CdTe	Tellururo di Cadmio
CIGS	Copper Indium Gallium (Di) Selenide
DC	Direct Current
EPC	Engineering, Procurement, Construction
EVA	Etilene Vinil Acetato
FOV	Field of View
GSE	Gestore Servizi Energetici
IFOV	Instantaneous Field of View
IR	Infrared
KPI	Key Performance Indicator
NREL	National Renewable Energy Laboratory
O&M	Operation and Maintenance
OPC	Operating Test Conditions
PID	Potential Induced Degradation
PR	Performance Ratio
PSL	Pulsed solar load
PSS	Pulsed solar simulator
SAPR	Sistema Aeromobili a pilotaggio remoto
SPG	Sistema protezione generale
SPI	Sistema protezione interfaccia
STC	Standard Test Conditions

Introduzione

L'ultimo decennio ha registrato una rapida ed esponenziale crescita mondiale del settore fotovoltaico. Tale tendenza ha riguardato anche l'Italia, dove la potenza complessiva installata degli impianti fotovoltaici è passata da 483 MW dell'anno 2008 a 20 685 MW del 2019. In particolare, alla rapida crescita favorita dai meccanismi di incentivazione del Conto Energia nel quadriennio 2008-2012 è seguita, a partire dal 2013, una fase di consolidamento con uno sviluppo più graduale. Proprio nel periodo di conclusione del presente dottorato si percepiscono segnali di particolare interesse nello sviluppo di nuovi progetti sia per lo schema incentivante in essere (cd. Decreto FER 2019), sia per lo sviluppo dei primi impianti cd. “*utility scale*” da esercire in regime di “*grid parity*” o di “*power purchase agreement*” anche in Italia.

Con particolare riferimento agli impianti fotovoltaici installati nel periodo 2008-2013, che ad oggi sono quindi caratterizzati da un tempo di esercizio di circa 10 anni e da un periodo residuo di incentivazione altrettanto esteso, assume un ruolo di centrale importanza l'aspetto dell'O&M (*Operation and Maintenance*), per il mantenimento nel tempo della massima efficienza possibile considerando il normale degrado dei componenti. In particolare, si pone il problema di individuare le underperformance ed intraprendere gli interventi mirati di manutenzione utili al mantenimento delle prestazioni.

Negli impianti fotovoltaici, per monitorare le prestazioni nel tempo, vengono adoperate tecniche quali l'analisi dei dati di produzione provenienti dal sistema di monitoraggio e l'esecuzione di prove strumentali in campo.

L'obiettivo centrale del presente lavoro di tesi è quello di definire un processo organico utile ad indagare la performance di un impianto fotovoltaico e a identificare proposte di intervento atte ad incrementarne le prestazioni.

La presente tesi è divisa in cinque capitoli. Il capitolo 1 apre con un'attenta disamina dello stato dell'arte circa le tecniche attualmente utilizzate per le indagini da condurre sugli impianti fotovoltaici. Viene quindi evidenziata una carenza di procedure standardizzate per quanto concerne le modalità di analisi dei dati, l'individuazione delle prove strumentali da effettuare, l'analisi integrata dei dati da monitoraggio e di quelli strumentali raccolti, la rappresentazione dei risultati ed in ultimo la conseguente identificazione delle proposte di intervento.

A partire da quanto esposto nel primo capitolo, nel capitolo 2 viene introdotto il ruolo del “*Performance Analyst*” o analista di performance come figura deputata a svolgere le differenti fasi del processo, utile ad analizzare le prestazioni di un impianto fotovoltaico e ad elaborare proposte di intervento utili a migliorarne la performance.

Nello specifico vengono identificate ed esposte:

- le procedure di analisi avanzata dei dati disponibili sul sistema di monitoraggio;
- le procedure per l'individuazione e l'esecuzione delle prove strumentali da eseguire su impianti fotovoltaici con evidenze di *underperformance*;
- le procedure per interpretare e rappresentare i risultati emersi dalle indagini eseguite;
- le proposte di intervento volte alla risoluzione delle criticità riscontrate nelle fasi di analisi e all'incremento della performance d'impianto.

Sulla base delle necessità e delle criticità emerse nell'analisi presentata nella prima parte della tesi, vengono individuate due aree specifiche di approfondimento, poi sviluppate nella seconda parte del lavoro.

Nel capitolo 3, attraverso l'ausilio di prove sperimentali, viene valutato in maniera quantitativa il decremento di performance del singolo modulo associato alla presenza di anomalie identificate dall'ispezione visiva e soprattutto dal rilievo termografico.

In particolare, la correlazione tra i vari difetti dei singoli moduli e gli effetti sulle curve corrente-tensione viene quantificata attraverso l'impiego di un dispositivo per i *flash-test* basato su un simulatore solare di classe A+ AM 1,5.

Il capitolo 4 dedica un approfondimento alle curve corrente-tensione che, come anche evidenziato nella prima parte della tesi, costituiscono ad oggi il principale strumento adoperato per valutare la performance di stringhe e moduli fotovoltaici.

Vengono confrontati i risultati ottenuti attraverso la misura delle curve caratteristiche corrente-tensione in laboratorio mediante l'impiego di *flash-tester* e in sito mediante l'utilizzo di strumentazione portatile e fonte solare reale; ne emerge l'esigenza di approfondire l'affidabilità della misura eseguita in campo. A tale scopo, vengono quindi indagate le modalità di correzione delle curve I-V dalle condizioni OPC (*operating test conditions*) alle STC (*standard test conditions*) secondo quanto previsto dalla norma IEC 60891 e vengono determinati attraverso la conduzione di prove sperimentali i parametri a , R'_s e k' impiegati nella procedura di trasposizione più utilizzata.

Infine, il capitolo 5 riporta le conclusioni e delle proposte di sviluppi futuri del lavoro presentato.

1. O&M degli impianti fotovoltaici in Italia: stato dell'arte

Nel presente capitolo dopo aver illustrato le politiche di transizione energetica messe in atto dagli stati dell'Unione Europea per contrastare i cambiamenti climatici, viene posta l'attenzione sul crescente sviluppo del settore fotovoltaico in Europa e in Italia.

Con particolare riferimento al settore O&M degli impianti fotovoltaici in Italia, vengono mostrate le principali modalità di analisi dei dati di produzione e le tecniche che vengono attualmente adoperate per indagarne la performance.

Relativamente alle analisi dei dati estratti dai sistemi di monitoraggio, vengono presentate le incertezze legate alle variabili di input e le criticità delle tipologie di analisi normalmente adoperate.

Per ciò che concerne le diverse prove strumentali, vengono evidenziati i limiti connessi alle modalità di esecuzione e alla rappresentazione dei risultati.

1.1. Introduzione

La scienza ha ormai dimostrato in maniera inequivocabile come l'aumento progressivo in atmosfera dei principali gas serra, soprattutto anidride carbonica (CO₂) e metano (CH₄), sia la causa primaria dell'attuale riscaldamento del pianeta [1].

In tutto il mondo l'uso di energia rappresenta in assoluto la principale fonte di emissioni di gas a effetto serra dovuta all'attività umana. Circa due terzi delle emissioni di gas a effetto serra a livello globale sono connessi all'uso di combustibili fossili a scopo energetico per il riscaldamento, la produzione di energia elettrica, il trasporto e l'industria [2].

Il consumo energetico mondiale nel 2018 è cresciuto del 2,3%, quasi il doppio del tasso medio di crescita dal 2010, spinto da una solida economia globale e da esigenze di riscaldamento e raffreddamento più elevate in alcune parti del mondo. La maggiore richiesta di energia è stata soddisfatta principalmente dai combustibili fossili che hanno contribuito per il 77% dell'intera energia prodotta [3]. Ciò ha provocato negli anni un inevitabile aumento delle emissioni dei gas serra.

Nel 2017 le emissioni di gas serra provenienti dal consumo di energia e da processi industriali ammontavano a circa 39 Gt di CO₂ equivalente. Circa i tre quarti di tale quantitativo derivano da otto principali sorgenti; la matrice più ampia è quella rappresentata dalla produzione di energia elettrica in impianti a carbone con 2053 GW di potenza e con sviluppo del 27% delle emissioni totali. Dagli edifici scaturisce il 9% delle emissioni, seguito dall'8% derivante rispettivamente dalle centrali elettriche alimentate a gas e dalle auto alimentate da combustibili derivanti dal petrolio. I settori delle produzioni del cemento e dell'*oil&gas* producono ciascuno il 7% delle emissioni, mentre il trasporto su gomma il 6% e la produzione dell'acciaio il 5% del totale [4].

Gli sforzi compiuti a livello globale per mitigare i cambiamenti climatici sono confluiti nel 2015 nell'accordo di Parigi, dove 195 paesi hanno adottato il primo patto universale giuridicamente vincolante per combattere il riscaldamento globale.

L'accordo di Parigi stabilisce un quadro generale per evitare pericolosi cambiamenti climatici limitando il riscaldamento globale ben al di sotto dei 2 °C e proseguendo con gli sforzi per limitarlo

a 1,5 °C. Inoltre, mira a rafforzare la capacità dei paesi di affrontare gli impatti dei cambiamenti climatici e a sostenerli nei loro sforzi.

Tale accordo suggerisce inoltre che il riscaldamento globale può essere fortemente limitato attraverso l'applicazione di politiche energetiche incisive, come l'aumento dei prezzi dei combustibili fossili in favore di investimenti in tecnologie a bassissima emissione di carbonio. I combustibili fossili appartengono ormai al passato, mentre in futuro l'energia può essere solo a emissione di carbonio nulla.

Anche in Europa, come nel mondo, la produzione e l'uso dell'energia nei diversi settori economici rappresentano oltre il 75% delle emissioni di gas a effetto serra [5].

L'UE è stata in prima linea negli sforzi internazionali per lottare contro i cambiamenti climatici. È stata determinante per l'intermediazione dell'accordo di Parigi e continua a mostrare un ruolo guida a livello mondiale.

Nel *Green Deal* Europeo del 2020, la Commissione Europea ha dichiarato come obiettivo quello di ridurre nel 2030 le emissioni di gas serra almeno per il 50% - 55% rispetto ai livelli del 1990 fino a raggiungere la neutralità climatica nel 2050 [6].

Il raggiungimento di tale obiettivo prevede l'implementazione di una transizione energetica e, le energie rinnovabili, quelle a bassa emissione di carbonio, l'efficienza energetica, l'elettrificazione profonda di quei settori che attualmente consumano combustibili convenzionali, costituiscono i pilastri di tale transizione.

In tale contesto, va detto che l'Unione Europea già da diversi anni ha adottato una politica energetica che incoraggia gli Stati membri ad aumentare l'uso di fonti rinnovabili e a ridurre i combustibili fossili [1].

La legislazione UE sulla promozione delle energie rinnovabili si è evoluta in maniera significativa negli ultimi anni. Nel 2009, i leader dell'UE hanno fissato tre ambiziosi obiettivi da raggiungere entro il 2020: soddisfare il 20% del fabbisogno energetico europeo con le energie rinnovabili, ridurre le emissioni dei gas a effetto serra del 20% rispetto ai livelli del 1990 e aumentare del 20% l'efficienza energetica [7].

Nel 2016 il *Clean Energy Package* presentato dalla Commissione Europea conteneva proposte legislative per lo sviluppo delle fonti energetiche rinnovabili e del mercato elettrico, la crescita dell'efficienza energetica e la definizione della governance dell'Unione dell'energia. In particolare, il pacchetto energia-clima fissa tre obiettivi principali da raggiungere entro il 2030:

- una riduzione di almeno il 40% delle emissioni di gas a effetto serra (rispetto ai livelli del 1990);
- una quota di almeno il 27% di energie rinnovabili;
- un miglioramento di almeno il 27% dell'efficienza energetica.

Nel quadro del pacchetto «Energia pulita per tutti gli europei», nel dicembre 2018 è entrata in vigore la direttiva riveduta sulle energie rinnovabili, utile a far sì che l'UE rimanga un leader globale nelle fonti energetiche rinnovabili, aiutandola a rispettare gli impegni di riduzione delle emissioni ai sensi dell'accordo di Parigi.

Tale direttiva stabilisce per l'UE un nuovo obiettivo vincolante in termini di energie rinnovabili per il 2030, pari ad almeno il 32% dei consumi energetici finali, con una clausola su una possibile revisione al rialzo entro il 2023, e un obiettivo più elevato, pari al 14%, per quanto riguarda la quota di energia rinnovabile nel settore dei trasporti entro il 2030 [8].

In particolare, uno dei punti cardine della direttiva è rappresentato dalla promozione ulteriore delle fonti rinnovabili nel settore dell'energia elettrica.

Le principali forme di energie rinnovabili utilizzate per la produzione dell'energia elettrica sono:

- energia solare, che viene convertita in energia elettrica per mezzo della tecnologia fotovoltaica;
- energia eolica, che attraverso l'impiego di aerogeneratori viene convertita in energia meccanica e successivamente in energia elettrica;
- energia idroelettrica, che si basa sulla trasformazione dell'energia cinetica e potenziale dell'acqua in energia elettrica attraverso l'ausilio di turbine;
- energia geotermica, che sfrutta la trasformazione del calore geotermico contenuto sulla superficie terrestre in energia elettrica per mezzo di turbine;
- energia da biomassa (qualsiasi prodotto di origine vegetale o animale) che viene convertita in energia elettrica attraverso specifici processi.

Nell'ambito dei percorsi di transizione energetica dell'Europa, descritti in numerosi articoli [9,10,11,12], rivestono un ruolo di centrale importanza l'energia solare e il settore fotovoltaico.

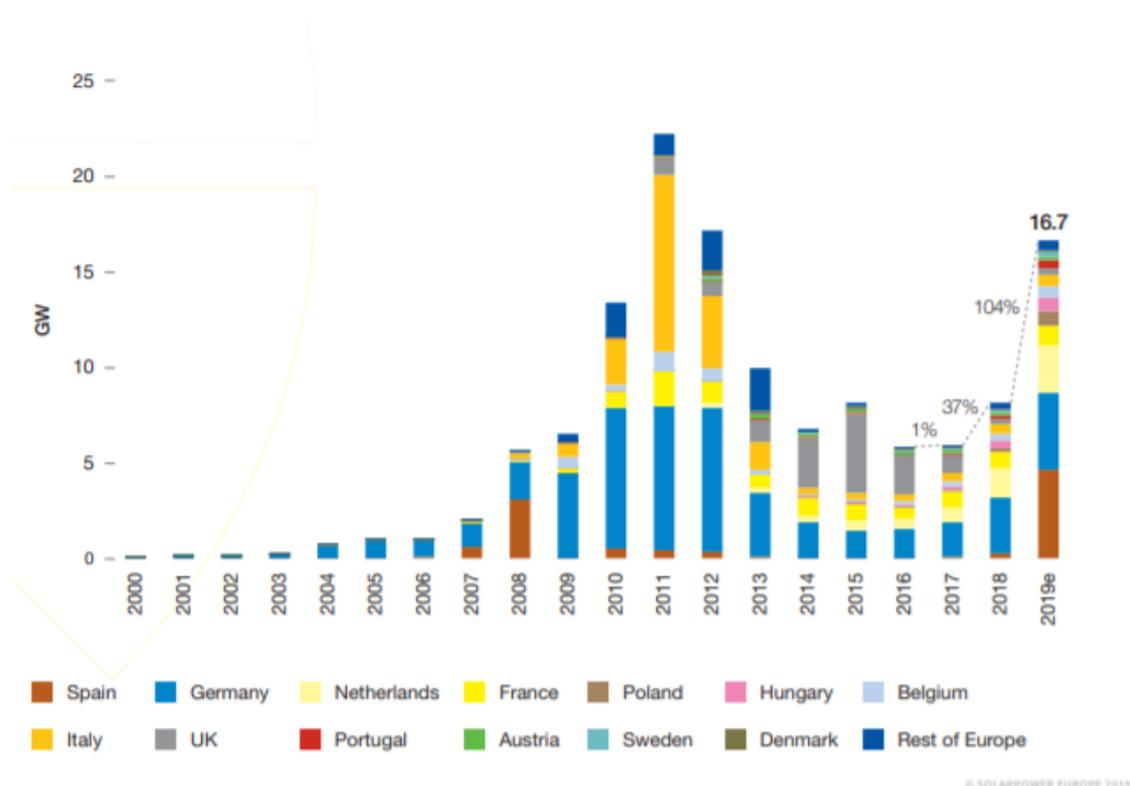


Figura 1: Capacità solare annuale installata nei 28 stati membri dell'Unione Europea [13]

Come è possibile osservare dal grafico di Figura 1, mentre il decennio 2008-2018 dell'Unione Europea è stato per lo più dominato dalla Germania in termini di potenza fotovoltaica installata, ad eccezione del triennio (2014, 2015, 2016), in cui il primato è passato al Regno Unito, nel 2019 compare sulla scena europea un nuovo stato membro che vanta tale supremazia: la Spagna, con 4,7 GW.

La distribuzione della capacità totale installata nei paesi dell'UE nell'anno 2019 è simile a quella del 2018. Come in passato la Germania rimane lo stato leader in Europa nell'installazione di impianti fotovoltaici con una potenza complessiva di 49,9 GW, seguita dall'Italia che nel 2019 ha superato i 20 GW complessivi.

Nel 2019 la Germania con il suo 38% e l'Italia con il 16% costituiscono oltre la metà della capacità di generazione di energia solare fotovoltaica dell'intera Unione Europea.

Tuttavia, la loro quota combinata è leggermente diminuita di nuovo; 53% contro il 57% dell'anno precedente. Nel 2018 solo il Regno Unito aveva installato più di 10 GW di solare fotovoltaico, con il raggiungimento di 13,3 GW nel 2019 [13].

1.2. Panorama italiano

La crescita del settore fotovoltaico ha interessato da vicino anche l'Italia.

Alla fine dell'anno 2019 risultano installati in Italia 880.090 impianti fotovoltaici, per una potenza complessiva pari a 20 865 MW. Gli impianti di piccola taglia (potenza inferiore o uguale a 20 kW) costituiscono il 92% circa del totale in termini di numero e il 21% in termini di potenza; la taglia media degli impianti è pari a 23,7 kW.

Nell'intero anno 2019 sono stati installati sul territorio italiano circa 58 000 impianti fotovoltaici, per una potenza complessiva di 751 MW, con un incremento rispetto al 2018 del +20,7% in termini di numero di impianti e del 8,2% in termini di potenza [14].

Guardando all'evoluzione della potenza e della numerosità degli impianti fotovoltaici in Italia negli anni che vanno dal 2008 al 2019, si può osservare che alla crescita favorita dai meccanismi di incentivazione del Conto Energia avvenuta nel quinquennio 2008-2013 è seguita, a partire dal 2013, una fase di sostanziale consolidamento caratterizzato da dinamiche di sviluppo molto più graduale [14].

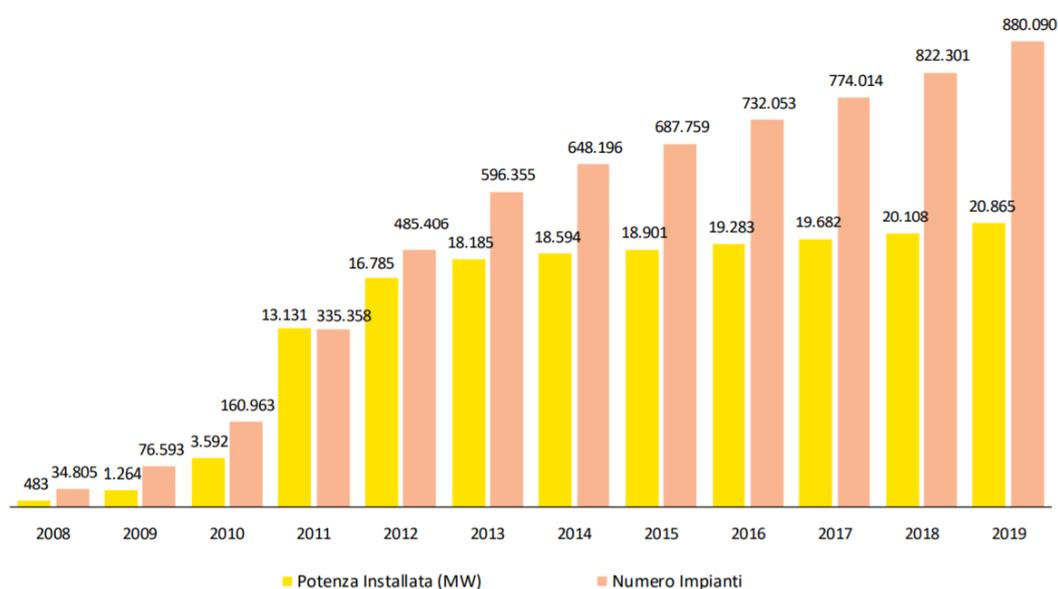


Figura 2: Evoluzione della serie storica del numero e della potenza installata degli impianti fotovoltaici in Italia nel periodo 2008-2019 [14]

Gli impianti entrati in esercizio nel corso del 2019 hanno una potenza media di 12,9 kW e rappresentano il dato più alto osservato dal 2013, correlato all'installazione, nel corso dell'anno, di alcune centrali fotovoltaiche di dimensioni rilevanti. La taglia media cumulata degli impianti fotovoltaici nel 2019 conferma la tendenza decrescente, attestandosi a 23,7 kW [14].

Gli impianti installati negli anni 2008-2013 sono caratterizzati ad oggi da una vita di circa 10 anni e soprattutto in relazione al termine del periodo ventennale in cui è possibile usufruire dell'incentivo, riveste un ruolo centrale il settore dell'O&M (*Operation and Maintenance*).

Durante la loro vita, infatti, gli impianti fotovoltaici sono soggetti ad un normale degrado dei loro componenti e sono caratterizzati di conseguenza da perdite di potenza con decrementi della produzione attesa [15].

Nello specifico l'O&M di un impianto fotovoltaico può essere definito come quell'insieme di servizi finalizzati a mantenerlo in funzione e completa efficienza negli anni a fronte del normale degrado dei suoi componenti, dall'entrata in esercizio fino al momento della sua dismissione, mantenendone lo stato nel tempo, assicurandone l'adeguata produzione e valorizzazione dell'energia, garantendo il rispetto della normativa vigente e dei livelli di sicurezza necessari, identificando e mettendo in atto le azioni per massimizzare le prestazioni [16].

Al fine di mantenere nel tempo la completa efficienza e funzionalità degli impianti fotovoltaici devono essere intrapresi specifici e mirati interventi di manutenzione [17].

Per manutenzione si intende il complesso di tutte quelle attività tecniche ordinarie e straordinarie che servono a mantenere o ripristinare la funzionalità e l'efficienza di un impianto; la funzionalità rappresenta la capacità di fornire le prestazioni indicate all'interno nel progetto di realizzazione mentre l'efficienza costituisce l'idoneità a fornire le prestazioni in relazione ad aspetti quali affidabilità, economia di esercizio, sicurezza e rispetto dell'ambiente [17].

Nell'ambito degli interventi di manutenzione che vengono condotti per prevenire e valutare difetti e perdite di produzione sugli impianti fotovoltaici vengono adoperate alcune tecniche quali analisi dei dati provenienti dal sistema di monitoraggio e prove strumentali eseguite in campo.

1.3. Dataset degli impianti presi in esame per l'analisi

Nel periodo trascorso presso lo studio Master Tech Ingegneria, durante il quale è stato svolto parte del presente lavoro di ricerca, sono state condotte attività di asset management e technical advising verso diversi player del settore O&M in Italia e all'estero, riguardanti numerosi impianti fotovoltaici per una potenza complessiva superiore a 200 MW.

Nell'ambito di queste attività sono state eseguite prove strumentali sulle differenti componenti d'impianto e sono stati prodotti report dettagliati con gli esiti delle verifiche svolte. Sono state condotte ispezioni visive volte alla redazione di due diligence tecniche e sono state elaborate analisi avanzate di performance di impianti fotovoltaici e analisi sperimentali volte a studiare l'efficacia di interventi da implementare per risolvere eventuali criticità riscontrate.

Sulla base delle attività sopra elencate, derivano le valutazioni riguardanti lo stato dell'arte, che verranno espone nei paragrafi successivi, circa le tipologie di analisi dei dati di monitoraggio, le modalità di esecuzione delle indagini strumentali e della rappresentazione dei risultati.

Di seguito viene riportata una descrizione di una parte del dataset degli impianti presi in esame nello studio a scopo dimostrativo.

Tabella 1: Elenco degli impianti presi in esame

N.	REGIONE	POTENZA [MW]	TIPOLOGIA INSTALLAZIONE	TECNOLOGIA MODULI FTV	ANNO INSTALLAZIONE
1	PUGLIA	5,2	terreno	silicio policristallino	2011
2	PUGLIA	1,0	terreno	silicio policristallino	2010
3	PUGLIA	1,0	terreno	silicio policristallino	2010
4	PUGLIA	1,0	terreno	silicio policristallino	2010
5	PUGLIA	1,0	terreno	silicio policristallino	2010
6	PUGLIA	1,0	terreno	silicio policristallino	2010
7	PUGLIA	1,0	terreno	silicio policristallino	2010
8	LAZIO	4,9	terreno	silicio policristallino	2011
9	LAZIO	3,3	terreno	silicio policristallino	2011
10	ABRUZZO	3,0	terreno	silicio policristallino	2011
11	ABRUZZO	3,1	terreno	silicio policristallino	2011
12	ABRUZZO	1,0	terreno	silicio monocristallino	2011
13	ABRUZZO	1,0	terreno	silicio policristallino	2011
14	MOLISE	2,0	terreno	silicio monocristallino	2011
15	LAZIO	5,0	terreno	silicio policristallino	2011
16	LAZIO	4,9	terreno	silicio policristallino	2011
17	LAZIO	5,0	terreno	silicio policristallino	2011
18	LAZIO	3,3	terreno	silicio policristallino	2011
19	CALABRIA	2,0	terreno	silicio policristallino	2011
20	BASILICATA	0,8	terreno	silicio policristallino	2011
21	BASILICATA	1,0	terreno	silicio policristallino	2011
22	MARCHE	0,3	tetto	CIGS	2012
23	MARCHE	1,0	terreno	silicio policristallino	2013
24	MARCHE	0,6	terreno	silicio policristallino	2012
25	MARCHE	0,6	terreno	silicio policristallino	2012
26	PUGLIA	1,0	terreno	silicio policristallino	2011
27	LAZIO	8,0	terreno	silicio policristallino	2011
28	MOLISE	3,0	terreno	silicio policristallino	2011
29	MOLISE	1,0	terreno	silicio policristallino	2011
30	MOLISE	1,0	terreno	silicio policristallino	2011
31	MOLISE	0,9	terreno	silicio policristallino	2011
32	CAMPANIA	4,0	terreno	silicio policristallino	2011
33	CAMPANIA	1,9	terreno	silicio policristallino	2011
34	MOLISE	1,0	terreno	silicio policristallino	2011
35	MARCHE	1,0	terreno	silicio policristallino	2011
36	LAZIO	0,8	terreno	silicio policristallino	2011
37	LAZIO	1,8	terreno	silicio policristallino	2011
38	LAZIO	2,3	terreno	silicio policristallino	2010
39	ABRUZZO	0,9	terreno	silicio policristallino	2011
40	MARCHE	0,0	tetto	silicio policristallino	2015
41	LAZIO	0,5	tetto	silicio monocristallino	2018
42	LAZIO	5,0	terreno	silicio policristallino	2011
43	ABRUZZO	1,0	terreno	silicio policristallino	2011
44	ABRUZZO	1,0	terreno	silicio policristallino	2011
45	ABRUZZO	1,0	terreno	silicio policristallino	2011
46	ABRUZZO	1,0	terreno	silicio monocristallino	2011
47	ABRUZZO	1,1	terreno	silicio policristallino	2011
48	ABRUZZO	1,0	terreno	silicio policristallino	2011
49	ABRUZZO	1,0	terreno	silicio monocristallino	2011
50	ABRUZZO	1,0	terreno	silicio policristallino	2011

N.	REGIONE	POTENZA [MW]	TIPOLOGIA INSTALLAZIONE	TECNOLOGIA MODULI FTV	ANNO INSTALLAZIONE
51	ABRUZZO	1,0	terreno	silicio policristallino	2011
52	ABRUZZO	4,0	terreno	silicio policristallino	2011
53	ABRUZZO	1,0	terreno	silicio monocristallino	2011
54	ABRUZZO	1,0	terreno	silicio policristallino	2011
55	ABRUZZO	1,0	terreno	silicio monocristallino	2011
56	ABRUZZO	3,0	terreno	silicio monocristallino	2011
57	LAZIO	0,2	terreno	silicio policristallino	2012
58	ABRUZZO	1,0	terreno	silicio monocristallino	2011
59	ABRUZZO	1,0	terreno	silicio monocristallino	2011
60	ABRUZZO	1,0	terreno	silicio policristallino	2011
61	ABRUZZO	1,2	terreno	silicio policristallino	2011
62	ABRUZZO	3,0	terreno	silicio policristallino	2011
63	MARCHE	0,8	terreno	silicio policristallino	2012
64	PUGLIA	1,0	terreno	silicio policristallino	2010
65	PUGLIA	0,9	terreno	silicio policristallino	2011
66	PUGLIA	0,7	terreno	silicio policristallino	2011
67	MOLISE	1,0	terreno	silicio policristallino	2011
68	ABRUZZO	0,9	terreno	silicio policristallino	2011
69	ABRUZZO	0,3	tetto	silicio monocristallino	2010
70	LAZIO	2,9	terreno	silicio policristallino	2011
71	LAZIO	10,8	terreno	silicio policristallino	2011
72	PUGLIA	4,0	terreno	silicio policristallino	2011
73	PIEMONTE	2,0	terreno	silicio policristallino	2012
74	ABRUZZO	0,2	terreno	silicio policristallino	2011
75	ABRUZZO	3,0	terreno	silicio policristallino	2011
76	ABRUZZO	1,0	terreno	silicio policristallino	2012
77	ABRUZZO	1,0	terreno	silicio policristallino	2012
78	CALABRIA	5,2	serre	silicio policristallino	2012
79	CALABRIA	1,0	terreno	silicio policristallino	2012
80	CALABRIA	1,6	terreno	silicio policristallino	2012
81	CALABRIA	3,0	terreno	silicio policristallino	2012
82	CALABRIA	1,0	terreno	silicio policristallino	2012
83	SARDEGNA	1,0	terreno	silicio policristallino	2012
84	SARDEGNA	1,0	terreno	silicio policristallino	2012
85	SARDEGNA	1,0	terreno	silicio policristallino	2012
86	SARDEGNA	1,0	terreno	silicio policristallino	2012
87	SARDEGNA	1,0	terreno	silicio policristallino	2012
88	SARDEGNA	3,5	terreno	silicio policristallino	2012
89	ABRUZZO	2,0	tetto	silicio policristallino	2012
90	EMILIA ROMAGNA	3,2	terreno	silicio policristallino	2012
91	PIEMONTE	2,2	terreno	silicio policristallino	2012
92	VENETO	0,2	terreno	silicio policristallino	2012
93	CALABRIA	1,0	terreno	silicio policristallino	2012
94	PUGLIA	1,0	terreno	silicio policristallino	2012
95	CAMPANIA	4,1	terreno	silicio policristallino	2012
96	SICILIA	0,8	terreno	silicio policristallino	2019
97	SICILIA	5,1	terreno	silicio policristallino	2019
98	SICILIA	3,3	terreno	silicio policristallino	2019
99	SICILIA	2,6	terreno	silicio policristallino	2019
100	SICILIA	5,9	terreno	silicio policristallino	2019
		196,3			

Come mostrato in Tabella 1, gli impianti fotovoltaici inclusi nel dataset sono caratterizzati da varie potenze nominali, diversa tipologia di installazione (tetto o terreno), differente tecnologia di modulo fotovoltaico (silicio monocristallino e policristallino, CIGs) e diverso anno di entrata in esercizio (dal 2010 al 2019).

La Figura 3 mostra la distribuzione geografica degli impianti costituenti il dataset.

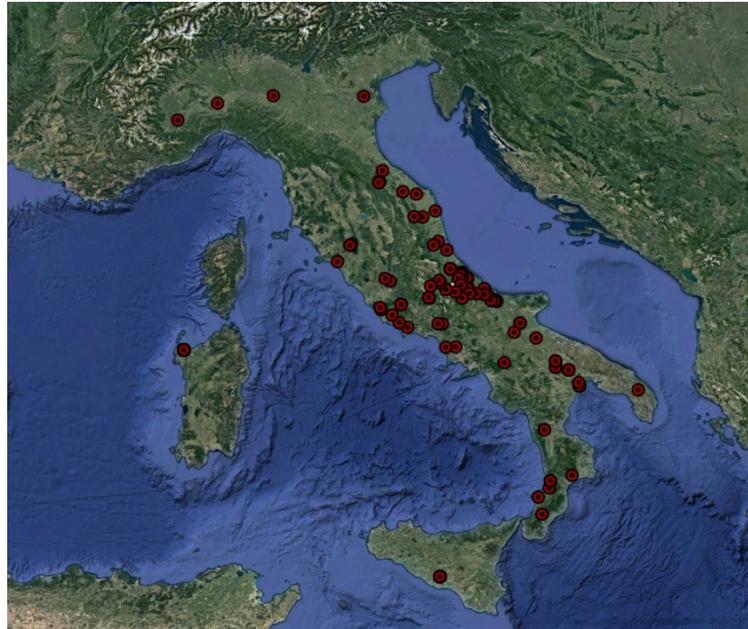


Figura 3: Distribuzione geografica degli impianti fotovoltaici del dataset analizzato

Per ciò che concerne la taglia degli impianti analizzati, come evidenziato in Figura 4, il 58% ha una potenza nominale inferiore o uguale a 1 MW, il 17% è caratterizzato da una potenza nominale compreso fra 1 e 3 MW, il 19% fra 3 e 5 MW e il restante 6% degli impianti ha una potenza installata che supera i 5MW.

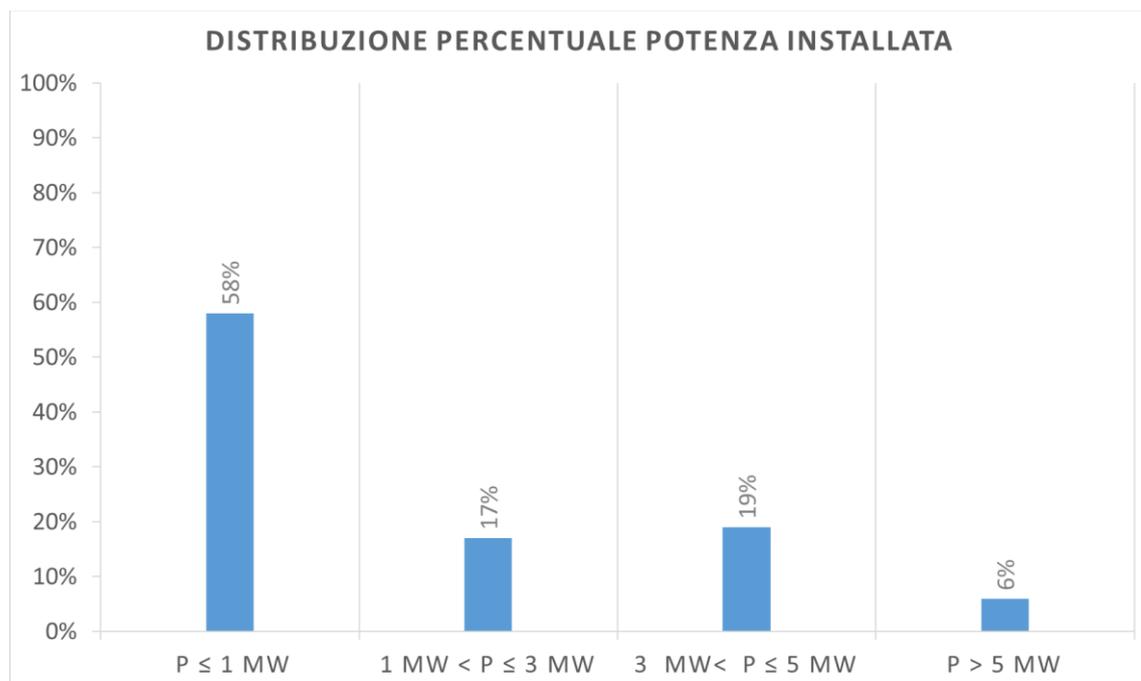


Figura 4: Distribuzione percentuale potenza installata impianti fotovoltaici del dataset analizzato

Inoltre, in Figura 5 vengono mostrati gli anni di entrata in esercizio dei vari impianti inclusi nel dataset.

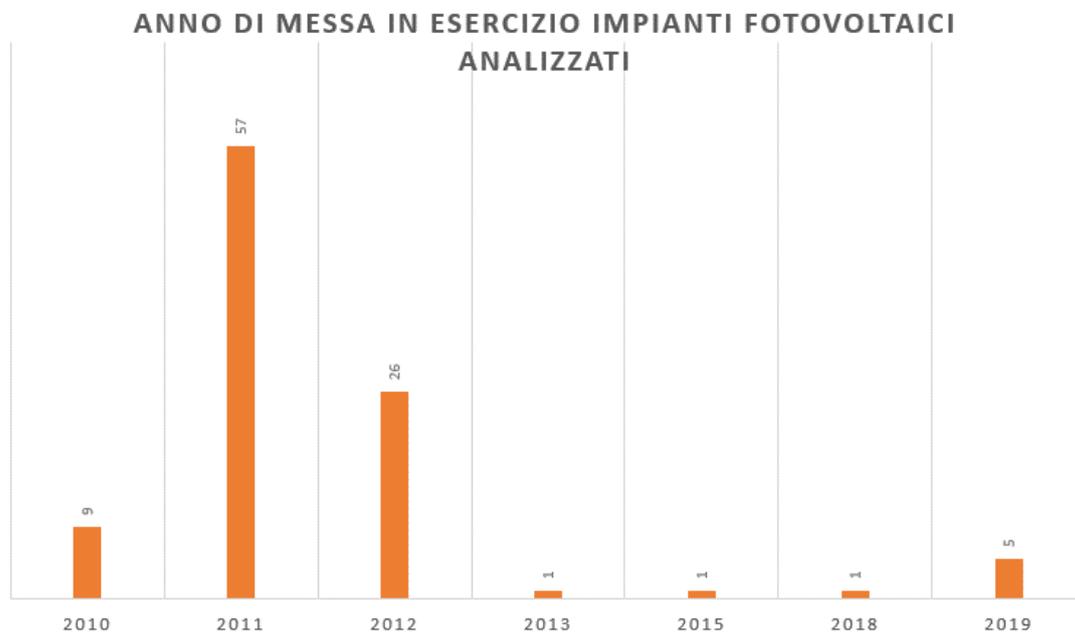


Figura 5: Anni di installazione degli impianti fotovoltaici inclusi nel dataset analizzato.

L'estensione del dataset di impianti e lo spettro di attività svolte sono stati esposti con lo scopo di dimostrare l'origine di alcune affermazioni la cui base sono i dati acquisiti da tali impianti e l'esperienza accumulata nella loro gestione.

1.4. Principali variabili monitorate in continuo negli impianti fotovoltaici

I sistemi di monitoraggio attualmente installati negli impianti fotovoltaici consentono di rilevare ed acquisire le principali grandezze di tipo ambientale ed elettrico nei diversi punti di produzione e conversione dell'energia, permettendo così di monitorare costantemente il funzionamento dell'impianto e di rilevare eventuali anomalie e malfunzionamenti che possono incidere sulla sua produzione.

L'acquisizione e l'analisi dei dati di monitoraggio di un impianto fotovoltaico deve essere effettuata in accordo alle norme IEC 61724 [18].

Il set di grandezze che viene solitamente rilevato per ottenere una supervisione dell'impianto è costituito da:

- variabili di tipo ambientale;
- variabili elettriche relative alla sezione in corrente continua dell'impianto;
- variabili elettriche relative alla sezione in corrente alternata dell'impianto;
- variabili legate all'energia prodotta e scambiata con la rete;
- stato della protezione generale e di interfaccia;
- stato degli inverter.

Di seguito vengono riportati un elenco delle variabili sopra menzionate e una descrizione dei sensori e dei sistemi installati negli impianti fotovoltaici per la loro acquisizione.

1.4.1. Variabili ambientali

Irraggiamento sul piano dei moduli

L'irraggiamento sul piano dei moduli espresso in W/m^2 viene acquisito attraverso l'ausilio di sensori che possono essere suddivisi, a seconda del principio fisico utilizzato nella misurazione, in due categorie principali:

- sensori ad effetto fotovoltaico;
- sensori a termopila.

All'interno dei sensori ad effetto fotovoltaico, basati sulla stessa tecnologia fotovoltaica dei moduli, si inseriscono i sensori di irraggiamento solare al silicio, che effettuano una misura della radiazione solare tramite una cella solare calibrata di dimensioni variabile in silicio policristallino o monocristallino.

I sensori con la cella di riferimento presentano una sensibilità allo spettro della luce solare comparabile al rendimento di conversione tipico delle celle fotovoltaiche e non sono in grado di rilevare tutta la risorsa solare disponibile in sito.

Questi sensori hanno un tempo di risposta esiguo ma una sensibilità spettrale ridotta.

I sensori a termopila includono tutti i sensori che misurano l'irraggiamento come differenza di temperatura tra superfici soggette a diverso irraggiamento utilizzando il principio delle termopile. All'interno di questa categoria sono inclusi i piranometri appartenenti alle varie classi secondo la norma ISO 9060 [19] e WMO No.8 [20]. I piranometri si differenziano in tre tipologie a seconda del grado di accuratezza:

- piranometri standard secondario;
- piranometri di prima classe;

- piranometri di seconda classe.

Generalmente la classe di precisione richiesta per valutare correttamente il rendimento di un impianto fotovoltaico è quella dei piranometri di standard secondario che restituiscono una misura con incertezza tipo non superiore al 3%.

Tali sensori hanno un tempo di risposta maggiore rispetto ai sensori ad effetto fotovoltaico ma sono caratterizzati da una sensibilità spettrale molto ampia, che racchiude quasi completamente la distribuzione spettrale della radiazione solare sulla superficie terrestre.

Dal punto di vista della misura di irraggiamento in senso assoluto, i sensori a termopila rappresentano il riferimento metrologico e sono indubbiamente superiori rispetto a quelli ad effetto fotovoltaico. Di contro essi presentano costo maggiore e per questo diffusione minore in ambito fotovoltaico.

Se lo scopo della misura è individuare dei problemi o malfunzionamenti (confrontando pertanto le performances di un impianto con l'irraggiamento ricavato sempre dallo stesso sensore) si può affermare che entrambi i sensori sono adeguati. Se, invece, si vogliono definire valori assoluti o confrontare fra loro diverse misure di irraggiamento (o dati derivati da diverse misure di irraggiamento) allora diventa essenziale conoscere il tipo di sensore e adottare le opportune correzioni nel confronto fra dati provenienti da sensori diversi.

Temperatura moduli

La temperatura dei moduli fotovoltaici espressa in °C viene rilevata attraverso una sonda posta sul lato posteriore del modulo.

Tale sonda, che può essere una termocoppia o una termoresistenza (ad esempio Pt100), viene posta a contatto con una piastra metallica che funge da superficie captante utile a rilevare la temperatura riferita all'area di una cella

In genere negli impianti fotovoltaici è presente una sola sonda posta in una determinata posizione che si considera rappresentativa della temperatura di cella dell'intero generatore.

Temperatura ambiente

La temperatura ambiente espressa in °C viene acquisita attraverso una termocoppia o una Pt100 posta all'interno di un involucro impermeabile e resistente ai raggi UV.

Il sensore di temperatura ambiente dovrebbe essere installato in posizione non esposta al sole e al vento.

Velocità e direzione del vento

La velocità espressa in m/s e la direzione del vento sono delle grandezze che incidono direttamente sulle prestazioni dell'impianto fotovoltaico in due modi: in primo luogo, il vento condiziona la temperatura superficiale dei moduli e conseguentemente ne influenza la produzione (seppur in modo limitato); in secondo luogo, per gli impianti ad inseguimento, il vento è la variabile che "domina" la posizione dei tracker e conseguentemente la prestazione del generatore.

Per la rilevazione di questi parametri vengono adoperati anemometri di differente tipologia.

1.4.2. Variabili elettriche lato DC

Le principali variabili relative alla sezione in corrente continua dell'impianto in uscita dal generatore fotovoltaico e in ingresso ai gruppi di conversione sono:

- correnti DC [A];
- tensioni DC [V].

Tali grandezze possono essere acquisite da sistemi di misura interni agli inverter o in alternativa da trasduttori di corrente e tensione esterni ai gruppi di conversione e collocati sulle singole stringhe o su un parallelo di più stringhe.

Questi sistemi di monitoraggio presentano sensoristica interna ai quadri di stringa; le *string-box* dotate di monitoraggio sono generalmente in grado di misurare le correnti di stringa in ingresso e la corrente totale in uscita e consentono anche di valutare lo stato di interruttori, sezionatori e scaricatori di sovratensione installati al loro interno.

Tale livello di dettaglio consente di identificare precocemente guasti o anomalie che potrebbero compromettere la disponibilità e/o l'efficienza dell'impianto fotovoltaico.

1.4.3. Variabili elettriche lato AC

Le principali variabili relative alla sezione in corrente alternata in uscita dai gruppi di conversione sono:

- correnti AC [A];
- tensioni AC [V].

Tali grandezze possono essere acquisite da sistemi di misura interni agli inverter o in alternativa da trasduttori di corrente e tensione esterni ad essi.

1.4.4. Energia prodotta dall'impianto e scambiata con la rete

Negli impianti fotovoltaici connessi con la rete elettrica nazionale devono essere misurate sia l'energia elettrica prodotta sia quella scambiata con la rete, ovvero immessa e prelevata. La contabilizzazione dell'energia prodotta dal generatore fotovoltaico in kWh viene effettuata attraverso i contatori di produzione o definiti contatori GSE (Gestore Servizi Energetici), mentre l'energia scambiata con la rete viene misurata attraverso un contatore di scambio con la rete.

1.4.5. Stato sistema di protezione generale (SPG) e sistema di protezione di interfaccia (SPI)

Tutti gli impianti fotovoltaici connessi alla rete possiedono sistemi di protezione contro guasti elettrici e le condizioni di funzionamento anomale. In particolare, sono disciplinati i requisiti tecnici e prestazionali delle protezioni che implementano un confine attivo fra rete di distribuzione pubblica ed impianto fotovoltaico; le norme che disciplinano tali protezioni sono la CEI 0-16 [21] e CEI 0-21 [22]. Tali protezioni assumono particolare rilievo poiché il loro stato e/o la loro azione, determina in toto la disponibilità dell'impianto mediante azioni che avvengono in corrispondenza degli interruttori atti a separare l'impianto di produzione dalla rete di distribuzione. Il sistema di protezione generale (SPG) provoca il distacco dell'impianto in conseguenza di alcuni guasti che possono avvenire all'interno dell'impianto stesso.

Il sistema di protezione di interfaccia (SPI) deve monitorare le condizioni di esercizio della rete a cui l'impianto fotovoltaico è connesso e nel caso rilevi anomalie, comanda il distacco del generatore affinché questo non immetta potenza nella rete di distribuzione pubblica.

La SPG e la SPI possono essere monitorate in modo tale da rilevare le misurazioni dei sensori, i parametri elettrici di rete e gli stati dei sistemi di protezione.

Il monitoraggio di tali sistemi risulta necessario soprattutto per la valutazione di fenomeni che potrebbero comportare l'indisponibilità dell'impianto.

1.4.6. Stato degli inverter

I gruppi di conversione sono tra gli elementi più delicati dell'impianto in quanto essi contengono una molteplicità di apparati e componenti.

Oltre alle variabili prettamente elettriche che possono essere fornite dagli inverter e che sono già state descritte, essi sono spesso controllati per verificare l'assenza di problemi quali ad esempio il basso isolamento sul lato AC o DC (che oltre certi livelli comporta un fermo dell'inverter per ragioni di sicurezza) oppure la temperatura interna alla macchina, che potrebbe essere all'origine di guasti o *derating* per sovratemperatura.

1.5. Qualità e completezza dei dati

La qualità dei dati acquisiti dai sistemi di monitoraggio riveste un ruolo fondamentale nell'ambito delle analisi che vengono eseguite per indagare problemi di *underperformance* negli impianti fotovoltaici.

Gli elementi che incidono sulla qualità dei dati sono rappresentati da:

- incertezza legata agli strumenti di rilevazione;
- frequenza temporale di presentazione del dato.

Un altro fattore che influenza l'accuratezza dell'analisi è rappresentato dalla varietà dei dati disponibili, che possono essere incrociati ed elaborati.

1.5.1. Incertezza legata agli strumenti di misura

L'incertezza legata agli strumenti di rilevazione dipende essenzialmente da:

- accuratezza della strumentazione di misura;
- condizioni al contorno della misura.

Di seguito vengono esaminati gli aspetti sopraindicati distinguendo le variabili elettriche e le variabili ambientali perché nell'esperienza accumulata presentano situazioni diverse in relazione al tema trattato.

Accuratezza della strumentazione di misura

I sistemi precedentemente descritti per l'acquisizione delle differenti variabili utilizzano metodi di valutazione delle grandezze oggetto di misura affetti intrinsecamente da incertezza.

È possibile affermare che, relativamente alle variabili ambientali, l'incertezza nella misura è influenzata molto di più dalle condizioni di misura (installazione, condizioni al contorno, ecc.) che non dall'accuratezza intrinseca dello strumento e della catena di misura.

Contrariamente a quanto avviene per le misure delle grandezze ambientali, le misure delle variabili elettriche vengono scarsamente influenzate dalle condizioni al contorno, laddove invece la propagazione dell'errore nella catena di misura può diventare rilevante.

Condizioni al Contorno

Le variabili di tipo ambientale risultano quelle maggiormente affette da incertezze legate agli strumenti che le acquisiscono, rispetto alle variabili elettriche.

Il dato di irraggiamento sul piano dei moduli è influenzato da alcuni fattori relativi al sensore che lo rileva, quali:

- Orientamento e posizione del sensore rispetto al piano dei moduli.

Per avere una corretta misura della radiazione solare sul piano dei moduli è necessario che il sensore abbia la stessa esposizione dei pannelli che compongono il generatore. In alcuni casi per errori di installazione iniziali o per disallineamenti che si verificano durante il periodo di esercizio dell'impianto, è facile riscontrare una non perfetta complanarità tra il piano del sensore ed il piano dei moduli.

- Presenza di un unico sensore per impianti a multi-esposizione.

Un impianto fotovoltaico può essere costituito da più generatori, ognuno dei quali caratterizzato da una determinata esposizione in termini di tilt ed azimuth.

Per tale ragione, ogni impianto dovrebbe essere dotato di un sensore di irraggiamento per ogni esposizione delle varie porzioni di generatore, in modo tale da avere un dato rappresentativo della reale radiazione incidente.

- Presenza di fonti di ombreggiamento del sensore.

A seconda del luogo di installazione, alcuni elementi come piante, edifici o apparecchiature circostanti l'impianto possono rappresentare fonti di ombreggiamento sia per il sensore di irraggiamento sia per il generatore. In generale, si ha una differente incidenza dell'ombra a seconda che questa coinvolga il sensore o il generatore; ne risulta una errata valutazione della radiazione incidente.

Nella figura sotto riportata è rappresentato un esempio del fenomeno di ombreggiamento che può interessare il sensore di irraggiamento installato in un impianto fotovoltaico.

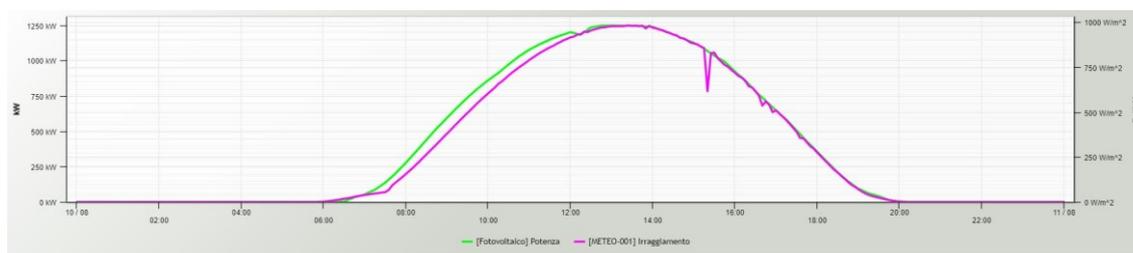


Figura 6: Profili di irraggiamento e potenza AC registrati nel giorno 10 agosto 2020 di un generico impianto FTV

Il grafico mostra nella giornata del 10/08/2020 i profili dei valori di irraggiamento sul piano dei moduli espresso in W/m^2 e il profilo dei valori di potenza AC in kW di un impianto fotovoltaico.

L'andamento dell'irraggiamento rappresentato nel colore magenta presenta delle irregolarità nel profilo soprattutto nelle ore centrali della giornata, dovute alla presenza di fonti di ombra in corrispondenza del sensore.

Infatti, come è possibile osservare dall'immagine sotto riportata, il sensore viene messo in ombra dalle apparecchiature circostanti e dalle linee dall'alta tensione.



Figura 7: Sensori di irraggiamento e fonti di ombreggiamento di un generico impianto FTV

- Grado di pulizia.

Fattori quali polvere, pollini, deiezioni animali possono provocare lo sporco della superficie trasparente a protezione degli elementi captanti del sensore a cella solare e/o del generatore; analogamente agli ombreggiamenti tale fattore può comportare un'errata valutazione della radiazione incidente;

- Differenza di tecnologia delle celle solari tra sensore e moduli fotovoltaici nel caso sia presente un sensore ad effetto fotovoltaico.

Esistono differenti tipi di celle solari per moduli fotovoltaici: in silicio policristallino, monocristallino e celle a film sottile. A volte si può verificare che in impianto viene installato un sensore con cella fotovoltaica con una tecnologia differente rispetto a quella delle celle dei moduli presenti.

Per quanto riguarda le misure di temperatura, ed in particolare la temperatura moduli, è spesso fonte di problemi lo stato di installazione del sensore: essendo questo incollato sul lato posteriore di un modulo, infatti, spesso i cicli termici ai quali è sottoposto provocano cedimento del collante con carenza di adesione o completo distacco. Mentre quest'ultima problematica emerge nei dati e viene quindi riconosciuta (e risolta), la carenza di adesione inficia la misura in modo difficilmente identificabile.

Per ciò che concerne le variabili AC e DC dell'impianto fotovoltaico e quelle relative allo stato dei sistemi di protezione, queste sono interessate da una minor presenza di errori derivanti dagli strumenti di acquisizione rispetto alle variabili ambientali.

Gli strumenti di misura elettrica presentano una minore sensibilità nei confronti delle condizioni al contorno della misura rispetto ai sensori ambientali ed eventuali difetti di installazione comportano errori di misura evidenti e quindi più facilmente rilevabili. Ne consegue che, in generale, l'affidabilità dei sistemi di misura di grandezze elettriche è maggiore rispetto a quella dei sistemi di misura ambientale. In particolar modo i gruppi di misura fiscale, utilizzati nella contabilizzazione dell'energia elettrica, sono dei componenti sui quali vengono applicate severe norme di installazione, collaudo e controllo periodico, per tale motivo i dati da essi forniti costituiscono un solido punto di riferimento nell'ambito delle analisi numeriche relative agli impianti.

Da una disamina dei dati provenienti dai sistemi di monitoraggio di impianti fotovoltaici è possibile affermare che le grandezze ambientali sono quelle maggiormente affette da errori derivanti dai sistemi di acquisizione (circa il 90% dei casi registrati); tale incertezza interessa in maniera meno rilevante le grandezze elettriche con una percentuale di casi che si attesta intorno al 6-7%. Sono

pressoché trascurabili errori nei dati di energia prodotta e scambiata dovuti ai sistemi di misura per le ragioni sopra elencate.

Tale valutazione deriva dalle attività svolte nel periodo del dottorato e dal dataset esposto nel 1.3.

1.5.2. Frequenza temporale di presentazione del dato acquisito

I dati ambientali ed elettrici vengono acquisiti dal sistema di monitoraggio che li integra su un periodo considerato idoneo a monitorare le prestazioni dell'impianto fotovoltaico, tipicamente compreso fra i 5 ed i 15 minuti. Tale intervallo temporale viene ritenuto adeguato allo scopo poiché le dinamiche impiantistiche hanno tempi sostanzialmente paragonabili al suddetto periodo; fenomeni che si manifestano in tempi più ristretti possono comunque essere apprezzati negli intervalli sopra menzionati. Alcuni sistemi di monitoraggio, tuttavia, non prevedono tali intervalli temporali di campionamento in quanto vincolati alla capacità di memorizzazione e trasmissione dei dati; in questi casi i dati a disposizione presentano una risoluzione temporale ridotta e ciò comporta una scarsa rappresentatività e significatività nelle analisi, dato che non possono essere apprezzate importanti dinamiche del sistema.

1.5.3. Varietà dei dati disponibili

Una gamma più ampia dei parametri rilevati e quindi disponibili per l'analisi contribuisce all'ottenimento di una diagnosi delle prestazioni dell'impianto caratterizzata da un maggiore grado di approfondimento e di dettaglio.

La varietà dei dati disponibili è correlata alla configurazione del sistema di monitoraggio e all'architettura delle diverse componenti che costituiscono l'intero impianto fotovoltaico.

Di seguito viene riportata una tabella con le principali grandezze rilevate dai sistemi di monitoraggio di 10 impianti fotovoltaici di diversa potenza di picco installati in Italia.

Tabella 2: Principali variabili acquisite dai sistemi di monitoraggio e relativi strumenti di acquisizione

VARIABILE	MODALITA' ACQUISIZIONE	IMPIANTO 1 - 1980,30 kWp	IMPIANTO 2 - 3002,48 kWp	IMPIANTO 3 - 2000,25 kWp	IMPIANTO 4 - 5184,70 kWp	IMPIANTO 5 - 997,70 kWp	IMPIANTO 6 - 1588,00 kWp	IMPIANTO 7 - 997,90 kWp	IMPIANTO 8 - 997,90 kWp	IMPIANTO 9 - 2995,19 kWp	IMPIANTO 10 - 1041,28 kWp
		IRRAGGIAMENTO SUL PIANO DEI MODULI [W/m ²]	CELLA PIRANOMETRO		✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
TEMPERATURA MODULO [°C]	SONDA TEMPERATURA	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
TEMPERATURA AMBIENTE [°C]	SONDA TEMPERATURA										✓
VELOCITA' VENTO [m/s]	ANEMOMETRO										✓
CORRENTI DC [A]	QUADRI STRINGA		✓	✓		✓	✓	✓	✓	✓	✓
CORRENTE DC [A]	TRASDUTTORE CORRENTE - TENSIONE INVERTER	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
TENSIONE DC [V]	TRASDUTTORE CORRENTE - TENSIONE INVERTER	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
POTENZA DC [kW]	TRASDUTTORE CORRENTE - TENSIONE INVERTER	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
CORRENTI AC [A]	TRASDUTTORE CORRENTE - TENSIONE INVERTER	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
TENSIONI AC [V]	TRASDUTTORE CORRENTE - TENSIONE INVERTER	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
POTENZA AC [kW]	TRASDUTTORE CORRENTE - TENSIONE INVERTER	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
ENERGIA PRODOTTA [kWh]	INVERTER CONTATORI GSE	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
ENERGIA SCAMBIATA [kWh]	CONTATORE SCAMBIO		✓	✓			✓	✓	✓	✓	✓
PROTEZIONE DI INTERFACCIA	CONTATTO ON/OFF	✓	✓	✓	✓	✓		✓	✓		
PROTEZIONE GENERALE	CONTATTO ON/OFF		✓	✓	✓	✓		✓	✓		

1.6. Modalità di analisi dei dati

Nell'ambito dei contratti EPC (*Engineering, Procurement & Construction*) e O&M stipulati nel settore fotovoltaico, vengono definiti alcuni parametri di riferimento per analizzare i livelli di producibilità raggiungibili dagli impianti fotovoltaici e che devono essere garantiti durante il loro ciclo di vita.

Tali indici definiti "KPI" (*key performance indicator*) servono a monitorare nel tempo l'efficienza e la funzionalità di un impianto fotovoltaico e sono rappresentati da:

- *performance ratio* (PR);
- disponibilità tecnica dell'impianto.

Il *performance ratio* definisce il rapporto tra l'energia prodotta dall'impianto e l'energia producibile dall'impianto nel periodo considerato.

Tale indice rileva l'effetto complessivo di ogni tipo di perdita sull'energia prodotta in corrente alternata dall'impianto fotovoltaico:

$$PR = \frac{P_{ca}}{P_{ca\text{producibile}}} \quad (1)$$

dove:

P_{ca} potenza prodotta in corrente alternata dell'impianto fotovoltaico, misurata in corrispondenza del punto di inserzione del sistema di misura (misuratore di produzione);

$P_{ca\text{producibile}}$ potenza nominalmente producibile dall'impianto con efficienza di ciascun componente pari a quella nominale alle condizioni di esecuzione della misura;

Tale parametro viene adoperato per la verifica della prestazione dell'impianto sia nella fase iniziale di avvio che durante la fase di normale esercizio.

A seconda dello scopo della misura il PR può essere misurato in maniera "istantanea" (comunemente definito "PR in potenza") o su un periodo di tempo più o meno esteso (comunemente definito "PR in energia"). Inoltre, il PR oltre che sull'intero impianto può riguardare singole parti distinte in modo "orizzontale" (ad esempio, nel caso di un impianto con due inverters, la parte di esso sottostante un singolo inverter) o "verticale" (ad esempio per l'esame del solo lato DC del generatore).

Il non raggiungimento del valore di performance garantita, stabilito tipicamente nel contratto di gestione e manutenzione, comporta normalmente il pagamento di penali compensative a carico dell'operatore O&M e al conseguente risarcimento dei danni derivanti dalla mancata produzione.

Il monitoraggio nel tempo del PR risulta di fondamentale importanza non solo per le società O&M legate a vincoli contrattuali ma interessa da vicino anche i proprietari degli impianti fotovoltaici; infatti, un calo del performance ratio nel tempo comporta l'inevitabile allungamento dei tempi previsti per il rientro dell'investimento sostenuto per l'installazione dell'impianto fotovoltaico.

La disponibilità serve a valutare l'irraggiamento disponibile sulla superficie dei moduli, che non viene convertito in energia a causa di problemi di indisponibilità di un particolare componente dell'impianto fotovoltaico a causa di un guasto.

La disponibilità tecnica, definita come il rapporto tra la potenza indisponibile pesata con l'irraggiamento occorso nel periodo nel quale è avvenuta l'indisponibilità e la potenza nominale

dell'impianto, è un altro indice prestazionale comunemente utilizzato per valutare la produzione raggiunta dall'impianto in uno specifico periodo di esercizio.

Non rientrano tra le cause di indisponibilità tutte le condizioni di fermo impianto dipendenti da eventi di forza maggiore come anomalie della rete di connessione elettrica o eventi causati da terzi.

Il mancato raggiungimento della disponibilità tecnica, con conseguente riduzione dell'energia prodotta, viene normalmente risarcito dall'operatore O&M in relazione al contratto in essere con il proprietario dell'impianto.

Le analisi che in genere vengono condotte per valutare le prestazioni degli impianti fotovoltaici seguono una struttura, dettata dai format dei report inseriti all'interno dei contratti di gestione e manutenzione, volti a definire il raggiungimento delle garanzie di performance contrattuali.

Nelle analisi di performance vengono tipicamente analizzati e correlati su base mensile e con frequenza giornaliera i seguenti parametri:

- la produzione in termini di energia dell'impianto, sia al contatore di produzione che al contatore di scambio;
- i dati di irraggiamento dell'impianto;
- i dati di produzione relativi a ciascun inverter installato
- la performance effettiva in energia misurata nel periodo di riferimento;
- la disponibilità effettiva dell'impianto.

In tal modo la performance e la disponibilità ottenuti nel periodo considerato vengono confrontati con i valori di riferimento disciplinati nell'ambito degli eventuali contratti O&M, o riferiti a prestazioni dell'impianto avvenute in condizioni analoghe e precedenti a quelle presenti.

Spesso vengono anche comparati i dati di energia prodotta dei singoli inverter (soprattutto se tutti di pari potenza e con medesime caratteristiche del sottocampo afferente) per evidenziare eventuali inefficienze relative a porzioni di generatore o presenza di indisponibilità.

Alcuni modelli di analisi mettono in relazione la produzione specifica di ciascun inverter, intesa come rapporto tra l'energia prodotta nel periodo considerato e la potenza nominale sottesa. Eventuali scostamenti rilevati tra le produzioni specifiche potrebbero rivelare problemi di funzionamento ai gruppi di conversione.

Alcune analisi che vengono eseguite frequentemente sono quelle costruite sul confronto dell'energia prodotta dall'impianto nei diversi anni di esercizio o basate sulla comparazione dell'energia prodotta in uno stesso mese ma in anni differenti.

In alcune valutazioni eseguite per verificare le prestazioni di impianti fotovoltaici, viene mensilmente confrontata la produzione reale in termini di energia con la produzione teorica calcolata con i dati di progetto.

I modelli di analisi sopra descritti consentono di valutare il funzionamento dell'impianto fotovoltaico nel tempo, studiando il trend di decadimento delle prestazioni durante gli anni di esercizio; permettono di mettere in luce perdite di performance legate a macrodifetti presenti nell'impianto ma, non essendo caratterizzate da un sufficiente grado di approfondimento e di dettaglio non riescono ad identificare microdifetti che potrebbero rimanere occulti nel tempo e incidere sulla prestazione complessiva del generatore fotovoltaico.

Le classiche analisi di performance incentrate sullo studio dell'energia prodotta dall'impianto o del trend del performance ratio nel tempo non permettono ad esempio di identificare precocemente problemi di *peak shaving* o *derating* degli inverter, che se individuati precocemente e poi risolti, migliorerebbero la performance dell'intero impianto fotovoltaico e ridurrebbero la probabilità di

indisponibilità in conseguenza dell'eliminazione di eventi potenzialmente stressanti per le varie parti di impianto.

1.7. Strumenti e tecniche per indagini su impianti fotovoltaici

Di seguito vengono descritte le principali tecniche che sono attualmente adoperate per identificare decrementi della produzione ed indagare problemi di *underperformance* che interessano gli impianti fotovoltaici nel corso della loro vita utile.

In letteratura sono presenti alcuni lavori che approfondiscono le singole tecniche di seguito riportate e le mettono a confronto.

Ebner et al. [23] hanno studiato e comparato termografia ad infrarossi, elettroluminescenza e fotoluminescenza, concludendo che le tre tecniche devono essere utilizzate in modo combinato per rilevare il maggior numero di difetti possibile sui moduli fotovoltaici e per indagare le cause che conducono alla loro comparsa.

Gallardo-Saavedra et al. [24] hanno condotto uno studio sperimentale comparando elettroluminescenza, termografia ad infrarossi, curve I-V ed ispezioni visive. Gli autori hanno costruito appositamente un modulo fotovoltaico in silicio cristallino da 60 celle, alcune delle quali "sane" e altre caratterizzate da anomalie. Nello specifico sono stati analizzati difetti di saldatura e di fabbricazione dei moduli. A seguito delle misure condotte, è emerso che per ciò che riguarda i difetti di fabbricazione, la caratterizzazione più completa viene fornita dalle curve I-V. Secondo gli autori tale tipo di analisi potrebbe essere approfondita eseguendo le misure non sul retro del modulo ma sul lato frontale con lo scopo di studiare anche l'eventuale influenza della posizione del difetto di fabbricazione all'interno della cella.

Silva et al. [25] hanno studiato la performance 48 moduli fotovoltaici di 5 differenti costruttori in relazione a parametri quali: pulizia, temperatura e vari fattori di degrado. Dall'analisi è emersa una grande difficoltà nel trarre conclusioni quantitative ed il suggerimento di approfondire la tecnica dell'elettroluminescenza in quanto apparentemente particolarmente promettente.

1.7.1. Ispezione visiva

L'ispezione visiva rappresenta un potente strumento per identificare le cause di guasti sui moduli fotovoltaici e per individuare precocemente criticità che potrebbero causare malfunzionamenti in futuro. Spesso, infatti, modificazioni superficiali sui moduli vengono comunque considerate anomalie da non sottovalutare, anche se non è stato ancora intaccato il funzionamento [26].

Decrementi di produzione del modulo non sono facilmente riscontrabili con l'esecuzione della sola ispezione visiva ma necessitano di strumenti più complessi per essere individuati.

Tuttavia, l'ispezione visiva rappresenta il primo grado di analisi da eseguire sui moduli fotovoltaici, e serve a stabilire se questi dovranno essere sottoposti ad ulteriori prove e verifiche strumentali.

L'ispezione visiva viene eseguita scattando delle immagini ai differenti componenti del modulo fotovoltaico con fotocamera in condizioni di luce naturale in modo tale da avere un'adeguata intensità luminosa; infatti, secondo la norma IEC 61215 [27] per eseguire l'indagine occorre avere più di 1000 lux di intensità luminosa [28].

Per garantire una corretta ispezione visiva devono essere evitati i riflessi in quanto determinano difetti di immagine con conseguenti errate valutazioni; pertanto, l'ispezione deve essere eseguita acquisendo più scatti da diverse angolazioni per non incorrere in errori dovuti alla riflessione [28].

L'ispezione visiva è un'indagine estremamente efficace per identificare alcuni difetti presenti sulla superficie dei moduli, tra cui:

- fenomeni di deterioramento e di sfarinamento del back sheet;
- fenomeni di delaminazione e corrosione dello strato incapsulante;
- presenza di *snails trails*, micro *cracks* sulla superficie dei moduli;
- ingiallimento dello strato incapsulante;
- guasti alla scatola di giunzione.

Il backsheet rappresenta lo strato che riveste la parte posteriore di un modulo fotovoltaico ed ha la funzione di proteggerlo dagli agenti atmosferici e da sollecitazioni meccaniche esterne.

Inoltre, consente l'isolamento elettrico del modulo impedendo il verificarsi di cortocircuiti e prevenendo la formazione di correnti anomale.

Il backsheet del modulo può essere affetto da fenomeni di degrado legati a fattori ambientali come umidità, cicli termici, o fattori meccanici che possono creare delle bolle diffuse.

Tali bolle rendono nelle zone del backsheet in cui si formano più difficile la dissipazione del calore, provocando anche un surriscaldamento delle celle.

Lo sfarinamento del backsheet inoltre è un fenomeno molto diffuso ed è legato al degrado fototermico dei polimeri che lo compongono.

I fenomeni di deterioramento e sfarinamento del backsheet portano, come conseguenza principale una riduzione dei valori di isolamento delle parti attive del modulo.

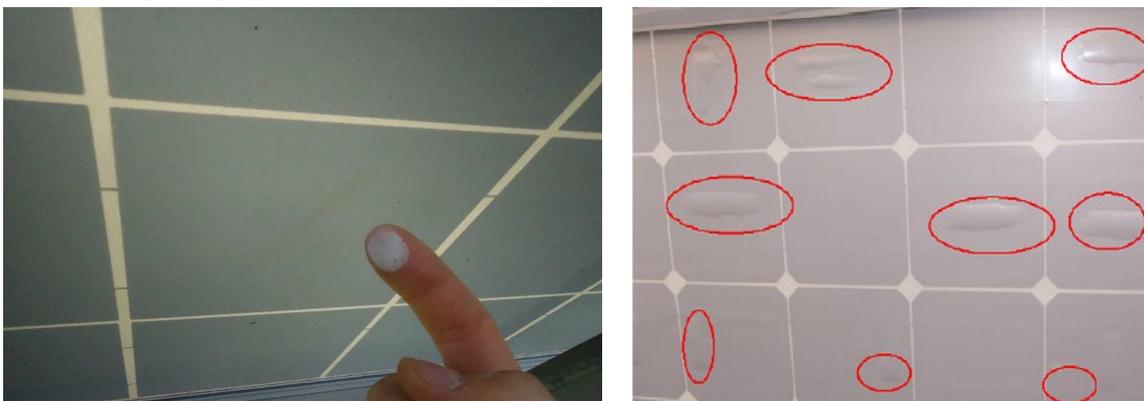


Figura 8: Fenomeni di sfarinamento e formazione di bolle nel backsheet [28]

La delaminazione è il distacco dello strato di EVA (etilene vinil acetato) che serve a coprire e a sigillare le celle del modulo, causato dall'infiltrazione di acqua al suo interno.

L'EVA può delaminare durante le normali condizioni di esercizio del modulo, e dissolvendosi reagisce con l'umidità, determinando un colore bianco latte. Questo fenomeno può influenzare e compromettere le prestazioni del modulo.

La corrosione si verifica di solito a causa dell'ingresso di acqua nel modulo; tale fenomeno interessa generalmente le parti metalliche del modulo, non riguarda le celle o il vetro frontale.



Figura 9: Fenomeni di delaminazione e corrosione dell'EVA

La superficie del modulo può nel tempo essere caratterizzata dalla presenza dei cosiddetti “*snail trails*” o bave di lumaca che si presentano come striature scure. Tale fenomeno è causato dallo scolorimento dei contatti in argento legato alla presenza di micro-cricche all’interno delle celle.

La particolare decolorazione è legata alla presenza di particelle di carbonato di argento sulle superficie dei contatti, formatesi dall’ossidazione dell’argento ad opera di umidità, ossigeno, anidride carbonica e altri composti.

Le celle fotovoltaiche possono essere interessate dalla presenza di crack, particolari fessurazioni che si possono originare o in fase di realizzazione e di trasporto del modulo oppure durante il suo normale esercizio a causa di sollecitazioni di tipo meccanico.

L’ingiallimento dello strato incapsulante è legato al degrado subito da tale superficie a causa degli agenti atmosferici quali calore, umidità, raggi UV. Lo scolorimento può diventare evidente visivamente prima ancora che si abbia un decremento di potenza associato.

L’effetto di decolorazione determina la perdita di trasmittanza dell’EVA, riducendo l’assorbimento della luce solare da parte del modulo e implica quindi una perdita di potenza.



Figura 10: Fenomeni di snail trails e decolorazione dell'EVA

Ci sono inoltre numerosi guasti che possono interessare la scatola di giunzione dei moduli fotovoltaici dovuti a:

- rottura dei connettori;

- rottura per fatica;
- corrosione;
- infiltrazione di acqua;
- bruciatura di componenti elettroniche per sovratemperatura.

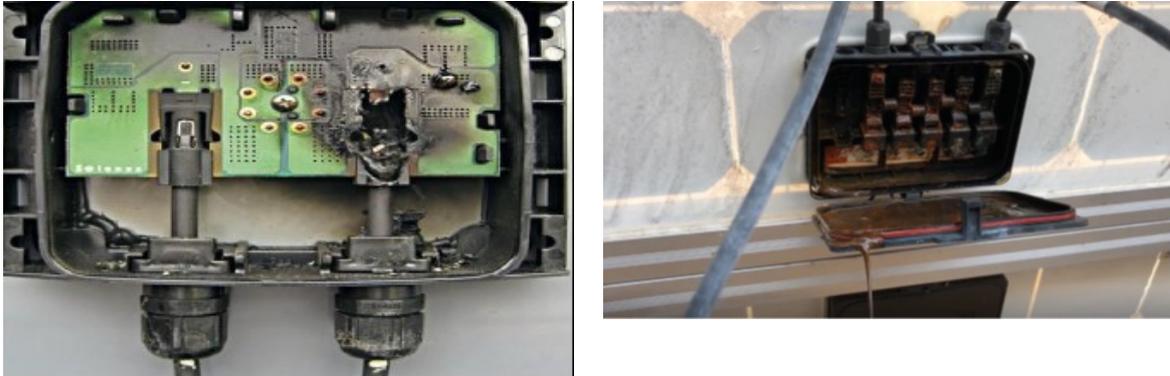


Figura 11: Fenomeni di bruciatura ed infiltrazione di acqua della scatola di giunzione [29]

Difetti che possono essere riscontrati attraverso l'ispezione visiva sulle superfici esterne dei moduli, sulle cornici e sulle scatole di giunzione potrebbero condurre a guasti estesi all'intero generatore fotovoltaico.

Diversamente difetti come le fessurazioni delle celle hanno un'elevata probabilità di causare guasti futuri ai moduli con conseguente perdita di produzione e problemi legati alla sicurezza.

Altre criticità come la delaminazione o lo sfarinamento del backsheet possono compromettere la resistenza di isolamento dei moduli e costituire fonte di pericolo a causa della possibilità di folgorazione elettrica dovuta al basso isolamento delle parti attive.

Molti lavori presenti in letteratura hanno studiato nello specifico i fenomeni sopra elencati [29, 30, 31].

Köntges et al. [32] hanno analizzato sperimentalmente l'impatto immediato dei micro-cracks, creati attraverso una prova di carico, sulla potenza dei moduli fotovoltaici e quello che si ha dopo aver riprodotto un invecchiamento di tipo artificiale. Gli autori hanno mostrato che nell'immediato i micro-cracks influenzano poco la performance del modulo, al contrario hanno un effetto più rilevante dopo un certo periodo di esercizio. La riduzione immediata di potenza a seguito della creazione dei micro-cracks risulta pari al 2,5%, nel caso in cui non vengano intaccati i contatti elettrici. Inoltre, il numero di celle con cracks è correlato alla diminuzione di potenza registrato, e a seguito dell'invecchiamento creato il massimo decremento di potenza si attesta attorno al 10%.

Park et al. [33] hanno studiato l'effetto della delaminazione e dello scolorimento sulle prestazioni elettriche dei moduli fotovoltaici. Hanno indagato i fenomeni di delaminazione indotta dal degrado e della corrosione su un modulo di 25 anni di età. Gli autori hanno evidenziato il legame fra la potenza massimo del modulo e la diminuzione della corrente di corto circuito causata dal decremento di riflettanza e trasmittanza, dovuto ai fenomeni della delaminazione e scolorimento dello strato incapsulante. Inoltre, l'analisi svolta ha rivelato che la delaminazione si verifica maggiormente all'interfaccia tra cella e strato incapsulante.

Friera et al. [34] hanno presentato un'analisi sui meccanismi di degrado di moduli in silicio cristallino dopo 12 anni di installazione in impianti fotovoltaici in Spagna. Le principali prove strumentali condotte sono state: termografia ad infrarossi, ispezione visiva e curve I-V, eseguite all'inizio dell'entrata in esercizio dell'impianto e dopo 12 anni. I principali difetti riscontrati attraverso l'ispezione visiva e la termografia sono: sporco irreversibile del vetro sul bordo inferiore

dei moduli, ossidazione dei contatti metallici, delaminazione localizzata all'interfaccia fra cella e strato incapsulante e hot-spot. Attraverso il confronto delle curve I-V eseguite all'inizio e dopo 12 anni di esercizio è emerso che il decremento di potenza complessivo registrato dal generatore è pari all'11,5%, i moduli hanno quindi avuto un degrado annuale pari all'1%. Il difetto che creava un maggiore impatto sulle performance d'impianto è rappresentato dalla perdita di adesione tra cella e strato incapsulante. Gli autori hanno concluso affermando che nonostante i difetti rilevati, la potenza complessiva dell'impianto era ancora buona e si manteneva all'interno dei valori di quella garantita dichiarata dal costruttore dei moduli.

Djordjevic et. al [35] hanno esaminato alcuni tipici difetti riscontrati su moduli fotovoltaici installati in Australia occidentale da 10 anni, attraverso l'esecuzione di ispezioni termografiche, controlli visivi, curve I-V. Le principali anomalie descritte e illustrate sono state: snail trails, scolorimento, crack delle celle, delaminazione dello strato incapsulante, hot-spot, stringhe di celle surriscaldate. Gli autori non hanno riscontrato difetti tipici legati al luogo d'installazione dell'impianto, tuttavia hanno ipotizzato che la comparsa di alcune anomalie possa essere connessa alle condizioni di elevato irraggiamento e temperature elevate tipiche dell'Australia occidentale.

1.7.2. Prove di isolamento

Le misure di isolamento condotte sul generatore fotovoltaico hanno lo scopo di misurare l'isolamento verso terra delle parti attive. Un buon livello di isolamento del generatore contribuisce a garantire il corretto e sicuro esercizio dell'impianto fotovoltaico.

Una perdita della resistenza di isolamento verso terra dei moduli, di parti di generatore e di conduttori può causare la formazione di correnti di dispersione che oltre a compromettere il funzionamento dell'impianto con conseguente perdita di produzione di energia può comportare rischi relativi alla sicurezza dell'impianto.

Le misure di isolamento consistono nella misura della resistenza di isolamento su alcune componenti dell'impianto fotovoltaico secondo quanto previsto dalla norma IEC 62446 [36].

La strumentazione utilizzata consente di misurare la resistenza di isolamento a livello di campo, di stringa o di modulo a seconda di ciò che si vuole indagare.

Per ciò che concerne la misura dell'isolamento al livello di campo, questa modalità prevede la misura della resistenza di isolamento dell'intero generatore fotovoltaico (o di porzioni di esso) costituito da una o più stringhe connesse in parallelo. La strumentazione esegue la misura sui poli positivi e negativi del campo.

Quando la misura è completa, la strumentazione adoperata fornisce i valori di resistenza di isolamento del polo positivo e del polo negativo e parallelo delle due resistenze del generatore fotovoltaico sottoposto ad indagine e dal confronto tra il parallelo delle resistenze con il valore soglia viene fornito l'esito positivo o negativo della misura.

Per quanto riguarda la misura dell'isolamento effettuata su un singolo modulo o su una stringa, la strumentazione consente di creare in modo automatico un corto circuito interno tra i poli positivi e negativi, senza l'utilizzo di un interruttore esterno per cortocircuitare i terminali positivi e negativi ed effettuare la misura tra il punto di cortocircuito il punto di messa a terra.

Anche in questa modalità, al termine della misura, lo strumento fornisce il valore della resistenza di isolamento fra i poli positivo e negativo e il riferimento di terra e dal confronto tra questa grandezza e il valore soglia viene restituito l'esito positivo o negativo della misura.

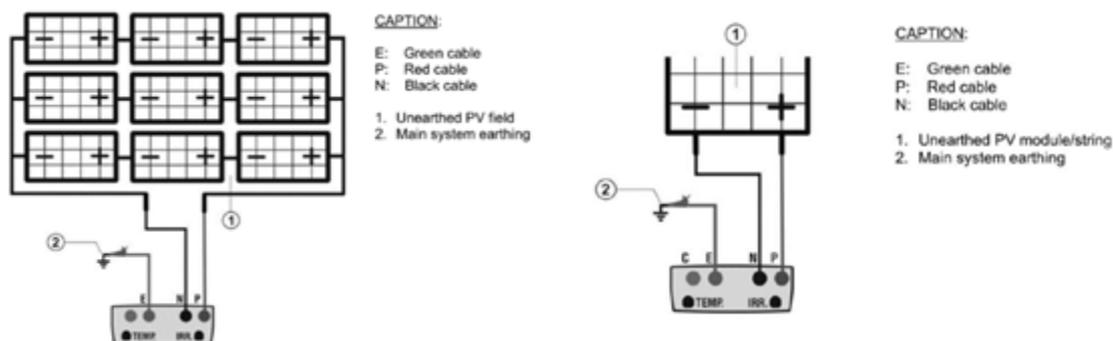


Figura 12: Diagramma di inserimento dello strumento per esecuzione misura a livello del campo e per esecuzione misura sulla stringa [37]

1.7.3. Termografia ad infrarossi

La termografia ad infrarossi è una tecnica di misura, che è in grado di rilevare e visualizzare le distribuzioni di temperatura degli elementi indagati al fine di evidenziare anomalie di funzionamento.

L'utilità di tale tecnica è legata principalmente a tre caratteristiche esclusive:

- possibilità di eseguire rilevamenti a distanza, senza alcun contatto;
- bidimensionalità;
- esecuzione in tempo reale.

Il rilievo termografico viene effettuato a distanza senza alcun contatto con il componente da analizzare; tale aspetto garantisce sia la completa sicurezza dell'operatore che esegue il rilievo sia l'osservazione degli elementi da indagare durante le normali condizioni di esercizio.

Il carattere bidimensionale delle immagini acquisite consente di effettuare un confronto fra le aree del soggetto: è possibile effettuare la misurazione della temperatura su due o centinaia di punti dello stesso termogramma ed effettuare poi il confronto fra questi. La termografia visualizza gli schemi termici del componente indagato e ne permette l'analisi.

La possibilità di utilizzare la termografia in tempo reale consente inoltre di eseguire scansioni molto rapide di soggetti fermi.

Le norme UNI EN 16714 [38, 39, 40] definiscono i principali generali, la strumentazione, i termini e le definizioni relative alle prove termografiche.

La norma UNI EN 16714-1 [38] descrive i principi generali per l'applicazione della termografia nelle prove non distruttive. La termografia è utilizzata per il rilevamento e la localizzazione di discontinuità (per esempio cricche, incrinature, distacchi e inclusioni) in materiali diversi (per esempio compositi, metalli e rivestimenti). Solitamente è richiesta stimolazione termica. La scelta del tipo di stimolazione termica dipende dall'applicazione (per esempio il tipo di materiale, la geometria dell'oggetto campione, il tipo di difetto da rilevare). La norma non definisce criteri di accettazione.

La norma UNI EN 16714-2 [39] descrive le proprietà e i requisiti delle telecamere a infrarossi utilizzate per le prove termografiche non distruttive. La norma fornisce anche esempi di fonti di eccitazione, le caratteristiche e i requisiti sono descritti nelle norme di applicazione per la termografia

La norma UNI EN 16714-3 [40] infine, stabilisce i termini e le definizioni per le prove termografiche.

L'esecuzione del rilievo termografico deve essere svolta da un operatore termografico certificato di primo livello, secondo i requisiti previsti dalla norma ISO 18436-1 [41].

L'operatore di primo livello in campo dovrà seguire tutte le istruzioni operative impartite da un operatore termografico certificato di secondo livello, in aderenza a quanto riportato nella norma UNI EN ISO 9712 [42].

L'operatore di secondo livello dovrà interpretare e valutare i risultati del rilievo termografico svolto.

L'analisi dei termogrammi scattati può essere di due tipi:

- qualitativa;
- quantitativa.

La termografia qualitativa si basa sull'analisi degli schemi termici per rilevare l'esistenza e l'ubicazione di eventuali anomalie e consentirne una valutazione.

La termografia quantitativa utilizza la misurazione della temperatura come criterio per determinare la gravità di un'anomalia e stabilirne la priorità di riparazione.

Nel caso della termografia è essenziale segnalare l'importanza della competenza, capacità di analisi ed esperienza dell'operatore in campo. Ad esempio, nel caso di termografia manuale dei moduli, vengono acquisiti solo termogrammi dei moduli con difetti o anomalie; l'individuazione di tali difetti ricade sull'operatore che esegue l'ispezione. Un difetto non riscontrato, infatti, non sarà poi acquisito ed analizzato.

Termografia ad infrarossi su moduli fotovoltaici

Il rilievo termografico sui moduli fotovoltaici consiste nel verificarne il corretto funzionamento mediante la visione dell'infrarosso, ossia misurando la temperatura della superficie captante dei pannelli, avvalendosi di un apparecchio termografico.

La misura consiste nel rilevamento della temperatura dei pannelli con termocamera e successiva elaborazione dei termogrammi acquisiti in campo per catalogare la tipologia di anomalia termica presente sul pannello analizzato.

Le misurazioni possono essere condotte durante il normale funzionamento sia per i singoli moduli che per interi sistemi di larga scala.

L'ispezione viene eseguita con il maggiore carico solare possibile, poiché la temperatura delle celle difettose aumenta con l'aumento della radiazione solare. Per garantire un sufficiente contrasto termico, l'analisi sul campo delle celle solari è condotta con valori di irraggiamento solare sul piano dei moduli fotovoltaici non inferiore ai 700 W/m^2 ; le condizioni adeguate sono essenziali per individuare tutti i difetti e valutarne correttamente la gravità.

Inoltre, durante l'esecuzione della prova deve essere controllato che la velocità del vento non risulti superiore a 5 m/s , in quanto il flusso d'aria sulla superficie del modulo causerà un raffreddamento convettivo, riducendo il gradiente termico.

Le condizioni atmosferiche di misura devono inoltre essere sufficientemente stabili poiché inerzia termica dei moduli e riflessioni atmosferiche possono influenzare consistentemente l'esito delle indagini; è pertanto necessario evitare le seguenti situazioni:

- irraggiamento solare non costante;
- vento intenso a raffiche;
- riflessi atmosferici.

In letteratura sono presenti molti lavori riguardanti il crescente impiego della termografia ad infrarossi per rilevare guasti sui moduli fotovoltaici [43, 44, 45, 46, 47].

Spesso per impianti di media e grande taglia, l'ispezione termografica viene eseguita attraverso l'ausilio di sistemi APR (aeromobili a pilotaggio remoto); la misura viene svolta con apposita termocamera montata su drone.

L'addetto alla conduzione del drone deve possedere l'autorizzazione per operatore SAPR (sistema aeromobile a pilotaggio remoto), rilasciata dall'ENAC.

Anche per ciò che concerne la termografia ad infrarossi eseguita attraverso l'ausilio di aeromobili a pilotaggio remoto sono presenti in letteratura diversi lavori che mostrano i vantaggi nell'utilizzo di questo tipo di ispezione per un rilevamento rapido dei guasti presenti sui moduli fotovoltaici.

Dotenco et al [48] hanno presentato un algoritmo per il rilevamento di difetti su moduli fotovoltaici attraverso la tecnica della termografia ad infrarossi eseguita con aeromobili a pilotaggio remoto. L'algoritmo implementato per rilevare anomalie termiche come hot-spot, insieme di celle surriscaldate o interi moduli con sovratemperatura è caratterizzato da una sensibilità del 97,66% e una specificità del 95,54%.

De Oliveira et al. [49] hanno approfondito l'utilizzo della termografia ad infrarossi eseguita con droni per rilevare anomalie su moduli fotovoltaici installati in 4 impianti situati nel nord del Brasile. Sono stati utilizzati per le ispezioni due differenti sistemi: il primo costituito da una termocamera ad infrarossi non radiometrica e un drone commerciale, il secondo invece composto da una termocamera radiometrica di elevata qualità e un drone sul quale è fissata una fotocamera RGB in grado di restituire immagini di alta qualità. Il secondo sistema, avendo delle caratteristiche più avanzate, ha consentito di effettuare un rilievo molto più veloce e permettendo una differenziazione fra le anomalie effettivamente presenti e quelle legate all'ombreggiamento dovuto al cattivo stato di pulizia dei moduli o alla presenza della vegetazione. Dalle campagne di misura effettuate, inoltre hanno elaborato una stima della perdita di potenza associata alle anomalie riscontrate. Il difetto rappresentato dalla presenza di stringhe disconnesse ha causato il maggiore decremento di potenza dell'impianto, seguito dalla presenza di sottostringhe surriscaldate, hot-spot e in ultimo dalla rottura del vetro frontale.

Buerhop-Lutz et al. [50] et al. hanno focalizzato l'attenzione su alcuni aspetti riguardanti la termografia ad infrarossi eseguita con l'ausilio di droni. In particolare, hanno analizzato alcuni fattori che influenzano la qualità delle immagini termografiche acquisite come: angolo di osservazione, altezza e velocità del volo.

Termografia ad infrarossi su quadri elettrici e inverter

Il rilievo termografico viene effettuato anche su altri componenti dell'impianto fotovoltaico oltre ai moduli; viene infatti impiegato per identificare difetti termici che potrebbero compromettere nel tempo il funzionamento di quadri elettrici e inverter.

L'ispezione termografica deve essere eseguita sotto carico, ovvero con il passaggio di corrente elettrica attraverso i dispositivi oggetto d'indagine: tale condizione è importante per l'esecuzione dell'ispezione dato che è la corrente elettrica a generare calore, principalmente per effetto joule, attraversando componenti resistivi. Le misure vanno effettuate con le apparecchiature in servizio durante il normale esercizio dell'impianto, al fine di analizzare una situazione di funzionamento reale. Questa misura dal punto di vista pratico presenta sempre problemi legati alla sicurezza elettrica perché spesso la misura non è possibile se non entrando nelle vicinanze di parti attive.

Tale tipo di indagine consente inoltre di evitare fermi di produzione o in generale di disalimentazione di parti d'impianto durante l'esecuzione della stessa.

Risulta fondamentale effettuare l'indagine in presenza di un adeguato carico di corrente e a tal proposito le norme tecniche straniere, non univoche fra loro, parlano del 30%, del 40% o del 50%

del carico nominale) per essere sicuri che le anomalie termiche si manifestino con variazioni di temperatura facilmente rilevabili ed univocamente interpretabili [51].

Le norme tecniche straniere propongono diversi criteri per valutare la gravità di un'anomalia elettrica: essi sono sempre riferiti alla sua temperatura.

I criteri in questione sono:

- criterio basato sulla temperatura corretta del componente, che si fonda sulla temperatura del componente a pieno carico, ad una temperatura ambiente fissata;
- criterio basato sul confronto tra componenti analoghe allo stesso carico;
- criterio basato sulla sovratemperatura di un componente rispetto alla temperatura dell'aria.

1.7.4. Elettroluminescenza

Con un livello di dettaglio nettamente superiore rispetto alla termografia, ormai l'elettroluminescenza è diventata una tecnica particolarmente utile per la verifica delle condizioni funzionali di moduli e celle. Precedentemente considerata analisi "opzionale", viene sempre più utilizzata sia dai produttori (direttamente al termine delle linee di produzione delle celle) sia dai laboratori di prova e dai centri di ricerca.

Negli ultimi anni è stata introdotta la possibilità di eseguire tale analisi direttamente in campo, durante le ore notturne senza così la necessità di smontare i moduli e interrompere la produzione dell'impianto.

Nella tecnica dell'elettroluminescenza una corrente nota (solitamente non superiore alla corrente di corto circuito) viene fatta fluire nelle celle in modalità inversa (cioè nella direzione opposta in cui circola normalmente la corrente generata dal modulo). Il conseguente passaggio degli elettroni all'interno del materiale semi-conduttore causa l'emissione di fotoni nel vicino-infrarosso, in uno spettro specifico a seconda del tipo di tecnologia del modulo, non visibili ad occhio nudo ma che vengono captati da un apposito sensore ottico installato in fotocamere opportunamente studiate. Le celle più attive elettricamente e quindi in buono stato di funzionamento appaiono più luminose; le zone scure, al contrario, indicano parti non più collegate elettricamente al resto della cella e che quindi non contribuiscono più alla produzione energetica del modulo nel funzionamento diurno. L'elettroluminescenza riesce ad individuare molteplici tipi di difettosità, quali per esempio diodi di bypass malfunzionanti (in corto circuito), micro-cricche nelle celle, effetto PID (Potential Induced Degradation) o difetti di contatto dei ribbon (contatti frontali sulle celle).

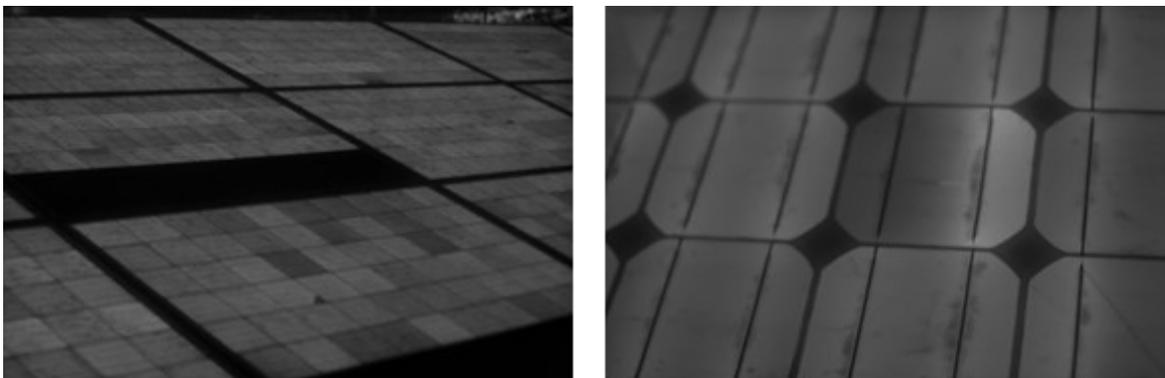


Figura 13: Diodo di bypass danneggiato e contatti difettosi evidenziati con la tecnica dell'elettroluminescenza

Molti autori in letteratura hanno approfondito l'utilizzo di questa tecnica per individuare alcuni tipi di difetti presenti sui moduli fotovoltaici

Deitsch et al. [52] hanno concentrato l'attenzione sull'analisi delle immagini acquisite attraverso la tecnica dell'elettroluminescenza. In particolare, hanno investigato due approcci differenti per rilevare alcuni difetti nelle immagini di celle fotovoltaiche. Tali metodi che differiscono per alcuni requisiti hardware sono: modello della macchina a vettore di supporto (SVM) e rete neurale convoluzionale (CNN). Il metodo della rete neurale ha un'accuratezza dell'88,42% con tempi di elaborazione e risorse computazionali maggiori, l'altro invece ha un'accuratezza leggermente inferiore pari all'82,44% ma richiede un ingombro inferiore di risorse.

Koch et al. [53] hanno svolto un lavoro volto a comparare analisi ad elettroluminescenza eseguite manualmente e quelle con l'ausilio di droni. Nello specifico sono stati condotti ispezioni su 12500 moduli. Tale studio ha rilevato che le celle affette da cracks sono principalmente localizzate al centro del modulo e quelle affette dal fenomeno del PID sono invece collocate ai lati.

Spataru et al. [54] hanno proposto un metodo per quantificare la percentuale di cracks che interessano parzialmente o totalmente le celle di moduli in silicio cristallino, attraverso l'acquisizione di immagini ad elettroluminescenza. I moduli studiati sono stati prima sottoposti a cicli di carico meccanico e cicli di gelo per incrementare i livelli di crack nelle celle solari.

Pothoff et al. [55], nel loro studio hanno introdotto un metodo per determinare la tensione di esercizio di singole celle nei moduli fotovoltaici attraverso l'utilizzo dell'elettroluminescenza. Gli autori hanno stabilito che il segnale più alto di ciascuna cella solare emesso nelle misure di elettroluminescenza è proporzionale alla tensione di esercizio. Tale relazione viene confermata eseguendo delle misure su moduli fotovoltaici, appositamente preparati, al fine proprio di determinare la tensione di esercizio di una singola cella. La tensione di esercizio determinata con l'elettroluminescenza si discosta da quella misurata direttamente sui contatti di cella di un valore pari all'1%. Inoltre, gli autori utilizzano tale tensione operativa desunta dalle misure di elettroluminescenza anche per definire la resistenza serie del modulo.

1.7.5. Misura del Performance Ratio

La misura del PR (Performance Ratio) consiste nel verificare la prestazione impiantistica istantanea del generatore e del/i convertitore/i fotovoltaico (tipicamente moduli ed inverters).

Il Performance Ratio (PR) è uno dei principali parametri per misurare l'efficienza di un impianto fotovoltaico.

In concreto il PR_p definisce il rapporto tra la potenza disponibile in uscita dall'inverter e la potenza teoricamente disponibile dei moduli riferita alle condizioni di irraggiamento del sito (CEI EN 61724).[18].

$$PR_p = \frac{P_{ca}}{P_{ca\text{producibile}}(G_p, P_n, T_{cel})} = \frac{P_{ca}}{Rf v2 \frac{G_p}{G_{STC}} P_n} \quad (2)$$

dove:

- P_{ca} potenza attiva (in kW) prodotta in corrente alternata dall'impianto fotovoltaico (o da una sottosezione dello stesso), misurata con incertezza non superiore al 2%;
- P_n potenza nominale (in kWp) del generatore fotovoltaico, determinata come somma delle singole potenze dei moduli sottesi dall'inverter oggetto di misura;

- G_p irraggiamento solare globale (in W/m^2) misurato sul piano dei moduli con incertezza di misura del sensore solare non superiore al 3% e con incertezza di misura della tensione in uscita dal sensore solare non superiore all'1%;
- G_{STC} irraggiamento solare in STC (pari a $1000 W/m^2$);
- R_{fv2} parametro che tiene conto della perdita di potenza per effetto della temperatura della cella maggiore di $40^\circ C$.

Il parametro R_{fv2} può essere calcolato come segue:

$$R_{fv2} = \begin{cases} 1 & (se T_{cel} \leq 40^\circ C) \\ 1 - (T_{cel} - 40) \cdot \frac{|\gamma|}{100} & (se T_{cel} > 40^\circ C) \end{cases} \quad (3)$$

dove:

- T_{cel} temperatura della cella
- γ coefficiente di temperatura di potenza del modulo fotovoltaico

Il PR non dipende dall'orientamento dell'impianto e dall'irraggiamento cui esso è soggetto, ma è funzione delle scelte progettuali, dalla qualità dei componenti installati e dalla corretta posa in opera dell'impianto stesso.

La sua misurazione deve avvenire in conformità alla guida CEI 82-25; V1 [56].

Per ogni sezione d'impianto interessata dalle misure (tipicamente inverter e relativo generatore sotteso), viene l'inserimento della strumentazione secondo quanto riportato in Figura 14.

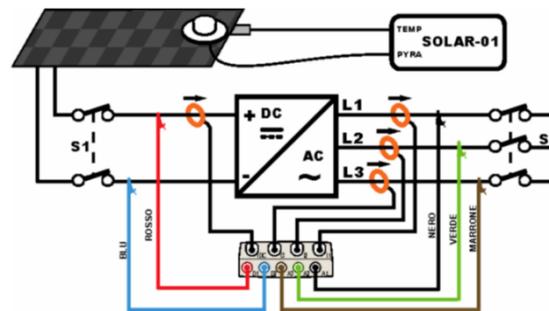


Figura 14: Diagramma di inserimento dello strumento per esecuzione misura istantanea del performance ratio [57]

La strumentazione utilizzata dovrà operare in conformità alla guida CEI 81-25; V1 [56].

Affinché l'esito della verifica abbia un risultato ritenibile attendibile è necessario che le misurazioni avvengano con un valore di irraggiamento sul piano dei moduli di almeno $600 W/m^2$.

La guida CEI 82-25; V1 prevede i seguenti esiti di misura:

- | | |
|------------------------|----------------|
| $P_{INV} \leq 20 kW_p$ | |
| $PR_p > 0,78$ | Esito positivo |
| $PR_p \leq 0,78$ | Esito negativo |
| $P_{INV} > 20 kW_p$ | |
| $PR_p > 0,80$ | Esito positivo |

$$PR_p \leq 0,80$$

Esito negativo

dove P_{INV} rappresenta la potenza nominale dell'inverter testato.

1.7.6. Curve I-V

Il rilievo della curva caratteristica I-V corrente-tensione dei moduli fotovoltaici è una delle tecniche più utilizzate per esaminarne le prestazioni, infatti dal confronto della curva corrente – tensione con quella dichiarata dal costruttore nella scheda tecnica è possibile rilevare eventuali cali di performance del modulo e monitorare il degrado a cui esso è soggetto nel tempo.

La misura della curva I-V avviene secondo la norma CEI EN 60891[58]:la strumentazione rileva la curva alle condizioni OPC (condizioni ambientali in cui viene svolta la prova definite tipicamente da irraggiamento [W/m^2], temperatura moduli [$^{\circ}C$] e temperatura ambiente [$^{\circ}C$]) e successivamente trasla la curva ottenuta alle condizioni STC (condizioni caratterizzate da irraggiamento $1000 W/m^2$ e temperatura modulo $25^{\circ}C$), in modo tale da poter quantificare lo scostamento percentuale tra la potenza del modulo e quella dichiarata dal costruttore.

Per l'effettuazione della prova ci deve essere almeno un irraggiamento sul piano dei moduli pari a $700 W/m^2$.

L'inserzione della strumentazione per il rilievo della curva corrente-tensione in corrispondenza della stringa (modulo) che intende testare viene fatta in accordo con la norma CEI EN 60891 secondo il seguente schema.

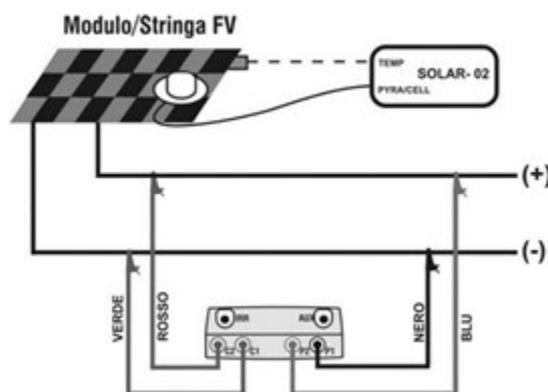


Figura 15: Diagramma di inserimento dello strumento per esecuzione misura curva I-V [59]

La misura è caratterizzata da:

- esito positivo, nel caso in cui lo scostamento percentuale tra la potenza misurata e traslata a STC dallo strumento sia inferiore ad un valore di limite di scostamento;
- esito negativo, nel caso in cui lo scostamento percentuale tra la potenza misurata e traslata a STC dallo strumento sia superiore ad un valore di limite di scostamento.

Il valore limite di scostamento viene determinato considerando la tolleranza in potenza dei moduli e l'incertezza della strumentazione di misura.

Nel calcolo dello scostamento del modulo può anche essere inserito l'aging factor dei moduli sottoposti a verifica.

L'esecuzione delle curve I-V viene effettuata, oltre che in campo, anche in laboratorio attraverso l'esecuzione dei cosiddetti "flash test". Per eseguire tale test viene adoperato un simulatore solare

che ricrea le condizioni di irraggiamento naturale attraverso una particolare sorgente luminosa che deve avere uno spettro il più possibile prossimo a quello della luce naturale. Tale dispositivo deve rispondere ai requisiti indicati nella norma IEC 60904-9 [60] e le curve I-V vengono tracciate ed acquisite secondo quanto stabilito dalla norma IEC 60904-1 [61].

1.8. Criticità riguardanti le tecniche di indagine

Dalla disamina dei risultati delle prove eseguite con le tecniche sopra menzionate emergono numerosi livelli di incertezza legati ad alcuni fattori:

- qualità ed accuratezza degli strumenti adoperati per le indagini;
- competenza degli esecutori delle indagini;
- grado di approfondimento e qualità delle indagini svolte;
- modalità e periodi di esecuzione;
- condizioni di prova.

I primi tre fattori dell'elenco possono essere considerati comuni a tutte le tecniche di indagine descritte nei paragrafi precedenti.

1.8.1. Qualità ed accuratezza degli strumenti adoperati per le indagini

La qualità e l'accuratezza degli strumenti di misura impiegati influenzano notevolmente la qualità delle indagini condotte e si riflettono inevitabilmente sui risultati ottenuti.

Ad esempio, nei rilievi termografici, la tipologia di termocamera utilizzata garantisce una maggiore o minore qualità delle immagini acquisite in relazione soprattutto alla distanza osservatore-oggetto indagato. Per assicurare la qualità dell'immagine termica, per le grandi distanze è consigliabile impiegare una termocamera con alta risoluzione di immagine, ad elevato numero di pixel.

1.8.2. Competenza degli esecutori

In tutte le indagini, inoltre, un altro fattore determinante per la corretta esecuzione è rappresentato dalla competenza dell'operatore.

L'identificazione, la classificazione e la valutazione delle anomalie richiedono una solida comprensione della tecnologia solare, la conoscenza del sistema o componente ispezionato e l'impiego di ulteriori misurazioni elettriche qualora si rendano necessarie.

L'esperienza dell'operatore e la sua formazione contribuiscono ad una più rapida diagnosi dei difetti presenti e ad evitare di commettere errori grossolani sia nell'esecuzione del rilievo che nell'interpretazione dei risultati.

1.8.3. Grado di approfondimento e qualità delle indagini svolte

Per quanto riguarda le indagini da eseguire sugli impianti che hanno mostrato evidenze di sottoproduzione emerse ad esempio dall'analisi dei dati di monitoraggio, risulta fondamentale innanzitutto identificare gli strumenti e le tecniche più idonee per approfondire le criticità riscontrate e per individuarne le cause. Spesso l'errata scelta delle indagini da eseguire accompagnata da uno scarso grado di approfondimento e di accuratezza delle stesse comporta una scarsa rappresentatività del fenomeno e non aggiunge ulteriori elementi per una idonea diagnosi.

Gli ultimi due fattori, di seguito descritti, si differenziano in base al tipo di indagine condotta.

1.8.4. Modalità e periodi di esecuzione

Le modalità e i periodi scelti per l'esecuzione delle prove strumentali costituiscono due fattori essenziali per l'ottenimento di risultati affidabili.

Di seguito viene spiegato per ciascuna indagine strumentale come tali elementi incidono sulla qualità e sugli esiti delle misure.

Termografia moduli / quadri e inverter

Per quanto riguarda le ispezioni termografiche sono frequenti errori di misurazione determinati prevalentemente da un posizionamento improprio della termocamera ad infrarossi. Tipici errori di misurazione sono causati da un angolo di inquadratura troppo stretto.

La maggior fonte di errore nelle ispezioni sui moduli fotovoltaici è dovuta alla specularità del vetro, che in funzione dell'angolo di ripresa può riflettere gli oggetti circostanti (alberi, edifici), e alle nuvole, causando la difficoltà di determinare la temperatura corretta e la visualizzazione di difetti apparenti sulle celle.

Anche per quanto concerne la termografia su quadri / inverter, si possono verificare fenomeni di riflessione dovuti ad un non corretto posizionamento di fronte al soggetto, che concorrono a identificare false anomalie termiche sui componenti indagati.

Nella termografia moduli spesso vengono scelti periodi temporali per l'esecuzione della prova in cui non vengono garantite idonee condizioni irraggiamento, secondo quanto indicato dalla normativa di settore.

Curve I-V / Misura del PR

Nelle misure corrente-tensione e nella determinazione del PR una errata inserzione della strumentazione di misura e delle sonde per il rilevamento dell'irraggiamento e della temperatura moduli può introdurre errori nell'acquisizione delle curve o nella determinazione del valore del rendimento.

Anche in questo caso a volte possono essere prescelti periodi temporali che sono caratterizzati da condizioni di irraggiamento non idonee.

Misura isolamento

Per le misure di isolamento, circa le modalità di esecuzione della prova vale quanto detto per le curve I-V e il PR: anche in questo caso possono essere introdotti errori derivanti dalla cattiva inserzione dello strumento di misura.

Per la valutazione della resistenza di isolamento risulta fondamentale la scelta del periodo di esecuzione; infatti, eseguire tale prova in giorni caratterizzati da condizioni meteo vantaggiose potrebbe nascondere problemi di bassa resistenza d'isolamento sulle varie componenti dell'impianto.

1.8.5. Condizioni di prova

Le condizioni di prova influiscono notevolmente sulla qualità delle indagini eseguite e conseguentemente sui risultati.

Di seguito viene fatta una disamina di come tale fattore influenza le varie prove.

Termografia moduli / quadri e inverter

Nel caso di ispezioni termografiche sui moduli fotovoltaici le condizioni di misura sono di fondamentale importanza per l'individuazione delle anomalie termiche e per non incorrere in errori di valutazione.

I seguenti fattori influenzano i rilievi termografici sui moduli:

- presenza di un insufficiente livello di irraggiamento solare e cambiamenti nell'irraggiamento solare nel tempo (a causa di cambiamenti nella copertura nuvolosa);
- presenza di raffiche di vento;
- presenza di riflessi e fonti di ombra;

Nel caso delle ispezioni termografiche volte a identificare anomalie sui moduli fotovoltaici, come già menzionato deve essere garantito un livello di irraggiamento superiore a 700 W/m^2 , poiché la temperatura delle celle difettose viene incrementata con l'aumento della radiazione.

Inoltre, assenza di raffiche di vento e presenza di cielo sereno massimizzano i contrasti termici, facilitando l'individuazione delle anomalie e per questo motivo le ispezioni termografiche, se non effettuate in precise condizioni, potrebbero rendere poco evidenti criticità presenti. La presenza di nuvolosità con difformità casuali dell'irraggiamento solare causa un aspetto termico delle celle spesso difficilmente interpretabile.

Il vento causa raffreddamento convettivo sulle celle ed è negativo per l'ispezione in quanto abbassa le differenze di temperature.

Devono inoltre essere evitati, come già sopra esposto, fenomeni di riflessione dovute agli oggetti circostanti e alla copertura nuvolosa e deve essere fatta molta attenzione alla presenza di fonti d'ombra.

Per quanto riguarda la termografia su quadri e inverter ubicati all'esterno valgono le stesse considerazioni già fatte per i moduli, con particolare riferimento alle condizioni ambientali.

Anche nell'ispezione termografica di quadri ed inverter si deve prestare massima attenzione ai fenomeni di riflessione creati dagli oggetti circostanti e dal soggetto che esegue il rilievo.

Inoltre, il non osservare i componenti sotto carico e quindi nelle condizioni reali di funzionamento può nascondere la presenza di anomalie termiche.

Curve I-V / Misura del PR

Nell'esecuzione delle misure corrente-tensione devono essere rispettate le condizioni di irraggiamento minime necessarie per l'esecuzione della prova. Nel caso in cui l'angolo fra i raggi del sole e la superficie del modulo risulti troppo elevato, le misure eseguite non possono essere considerate attendibili.

Anche per quanto riguarda la misura del PR, affinché l'esito della verifica possa essere considerato attendibile è necessario che le misurazioni siano eseguite con un valore di irraggiamento sul piano dei moduli adeguato e superiore ad una determinata soglia.

Misura isolamento

Per ciò che concerne le prove di isolamento, le condizioni di misura sono fortemente influenzate dalle condizioni meteorologiche presenti durante la loro esecuzione. Valutare la resistenza di isolamento di moduli/stringhe in condizioni ambientali umide permette di verificare che l'umidità dovuta a pioggia, nebbia, rugiada penetri nelle parti attive determinando una perdita di isolamento con conseguenti rischi per la sicurezza.

1.9. Conclusioni sullo stato dell'arte

Una corretta interpretazione dei risultati delle prove eseguite con le tecniche sopra descritte risulta di fondamentale importanza per lo studio di fenomeni che causano un decremento delle prestazioni degli impianti fotovoltaici.

Spesso un'errata valutazione di quanto emerso dalle prove in campo comporta la non identificazione di anomalie che nel tempo potrebbero causare fenomeni di indisponibilità o cali di performance oppure si potrebbe verificare la situazione opposta.

Infatti, da una errata interpretazione dei risultati si potrebbero anche erroneamente individuare falsi difetti che effettivamente non denotano decrementi di produzione o malfunzionamenti dell'impianto.

Alla fase di esecuzione delle prove con le diverse tecniche descritte segue la produzione di report contenenti i risultati delle misure svolte.

Gli esiti, tuttavia spesso, non vengono esposti in modo organico e non esplicano in maniera esaustiva le criticità riscontrate in fase di indagine.

I risultati a volte non sono sufficientemente chiari e rappresentativi del fenomeno che si voleva studiare in fase iniziale e che era alla base dell'insorgenza di problemi di underperformance.

Inoltre, tali report non forniscono indicazioni utili alla risoluzione delle anomalie riscontrate.

Secondo quanto esposto, e richiamata l'esperienza acquisita nel periodo di attività operativa sugli impianti e nell'O&M si riscontra una carenza di procedure e/o standard per quanto concerne:

- le modalità di analisi dei dati disponibili da sistema di monitoraggio;
- i metodi per l'individuazione delle analisi strumentali da eseguire in impianto;
- le modalità di esecuzione delle analisi strumentali;
- l'analisi integrata dei dati da monitoraggio e dei dati strumentali raccolti mediante prove e misure;
- la rappresentazione organica dei risultati e la conseguente individuazione delle proposte di intervento.

Capitolo 2

2. Il ruolo del Performance Analyst

Le conclusioni riportate nel Capitolo 1 in merito allo stato dell'arte evidenziano l'esigenza di creare un processo organico volto all'indagine delle performance impiantistiche ed all'individuazione di eventuali proposte di intervento.

La creazione di un processo di tale tipo richiede necessariamente il contributo di una figura che possa agire in tutte le fasi previste dall'attuale stato dell'arte e che ne ricavi una razionalizzazione dalla quale possa nascere una procedura standard di analisi. Il ruolo di tale figura non si esaurirà evidentemente alla creazione di una procedura, ma dovrà estendersi anche alla conduzione delle attività di indagine che saranno condotte secondo le indicazioni della procedura stessa.

Per sopperire alla carenza di procedure standardizzate per le indagini da eseguire sugli impianti fotovoltaici, nasce la figura del cosiddetto "*Performance Analyst*", o detto anche analista di performance.

Nel presente capitolo vengono definiti i compiti dell'analista di performance:

- definizione di procedure standard per l'analisi avanzata dei dati disponibili sul sistema di monitoraggio;
- definizione di procedure standard per l'individuazione ed esecuzione delle prove strumentali da eseguire su impianti affetti da *underperformance*;
- definizione di procedure standard per l'analisi e la rappresentazione dei risultati emersi dalle indagini eseguite;
- elaborazione di proposte di intervento atte a risolvere le criticità riscontrate in fase di analisi e ad incrementare la performance dell'impianto.

2.1. Definizione di procedure di analisi avanzata dei dati di monitoraggio

Attraverso l'esecuzione di analisi condotte su un ampio set di dati provenienti dai sistemi di monitoraggio di alcuni impianti fotovoltaici installati in Italia, che avevano manifestato negli anni un trend di PR in calo, sono state identificate:

- le variabili da esaminare;
- le correlazioni più adeguate tra queste;
- i metodi di rappresentazione maggiormente significativi.

I dati rilevati sono stati elaborati mediante l'implementazione di fogli di calcolo e sono stati interpretati e rappresentati attraverso grafici combinati ad aree, linee e colonne.

Tali elaborazioni hanno permesso di definire le varie fasi della procedura standard per l'analisi avanzata dei dati disponibili da sistema di monitoraggio, consistenti in:

- acquisizione documentazione progettuale dell'impianto oggetto di indagine e raccolta storico dati di produzione;
- acquisizione dei dati quartorari di alcune specifiche grandezze;
- verifica dell'attendibilità dei dati acquisiti da sistema di monitoraggio;

- definizione delle principali tipologie di analisi delle grandezze.

2.1.1. Acquisizione documentazione progettuale dell'impianto oggetto di indagine e raccolta storico dati di produzione

Prima di iniziare l'analisi dei dati provenienti dal sistema di monitoraggio deve essere collezionata ed esaminata tutta la documentazione progettuale dell'impianto al fine di conoscerne l'architettura e le varie componenti.

Ad esempio, nel calcolo del PR per i singoli inverter è indispensabile sapere il valore della potenza nominale afferente a ciascuno di essi per determinare la potenza teoricamente disponibile e confrontarla con quella in uscita in riferimento alle condizioni di irraggiamento del sito.

Altrimenti si potrebbero ottenere degli sbilanciamenti nei valori di PR dovuti non a problemi intrinseci dell'impianto ma legati ad una non corretta attribuzione delle potenze ai singoli inverter.

Inoltre, è necessario anche venire in possesso dello storico delle produzioni e dei guasti occorsi nel periodo di esercizio dell'impianto per valutare il trend delle prestazioni nel tempo e la presenza di eventuali criticità ricorrenti che hanno contribuito a creare indisponibilità tecnica, penalizzando la produzione in determinati momenti.

Confrontare i dati di produzione dell'impianto fotovoltaico con quelli definiti in fase progettuale e con quelli storici raccolti durante la vita dell'impianto viene considerata la base di partenza per identificare problematiche dovute all'eventuale degrado dei componenti o altre anomalie di funzionamento e per orientare le analisi e le indagini successive da effettuare.

2.1.2. Acquisizione dei dati quartorari di alcune specifiche grandezze

Dal sistema di monitoraggio dell'impianto fotovoltaico devono essere estratti i dati riferiti alle seguenti variabili che saranno correlate e studiate nell'analisi. Le grandezze in questione sono:

- energia prodotta dall'impianto;
- irraggiamento sul piano dei moduli;
- temperatura moduli;
- disponibilità totale dell'impianto;
- disponibilità di ciascun inverter;
- potenza DC in ingresso agli inverter;
- potenza AC in uscita dagli inverter;
- performance ratio.

I dati relativi alle variabili sopra descritte devono essere acquisiti con una frequenza temporale quartoraria o inferiore, compatibilmente con le caratteristiche del sistema di monitoraggio dal quale vengono estratti.

2.1.3. Verifica dell'affidabilità dei dati estratti dal sistema di monitoraggio

Alla fase di acquisizione dei dati segue una fase indispensabile all'ottenimento di risultati affidabili ed accurati: la verifica dell'affidabilità dei dati per escludere errori legati agli strumenti di rilevazione.

Innanzitutto, devono essere eliminati dalle analisi tutti gli intervalli di tempo caratterizzati da scarsa disponibilità del dato legata esclusivamente a problemi di mancanza di comunicazione con il sistema di monitoraggio.

Successivamente vanno controllati i dati a disposizione prima di iniziare l'analisi; infatti, molto spesso capita di avere a disposizione dei dati completamente errati e con un ordine grandezza che non può essere considerato corretto.

Ciò, come ampiamente descritto nel capitolo 1, avviene in modo frequente per le variabili di tipo ambientale come irraggiamento e temperatura moduli, più raramente per le grandezze elettriche.

Di seguito viene mostrato il caso reale di un impianto fotovoltaico, caratterizzato da errori evidenti di misura del valore di irraggiamento da parte del sensore in campo.

Nel grafico sono rappresentati i valori di irraggiamento medi mensili espressi in W/m^2 registrati dai sensori presenti in campo, posti uno sul piano orizzontale e uno su un piano inclinato a 30° secondo l'orientamento dei moduli, nel periodo settembre 2016 – maggio 2018.

Risulta evidente che ci sono dei valori di irraggiamento completamente errati nei mesi di ottobre, novembre, dicembre 2016 e gennaio, febbraio, marzo 2017.

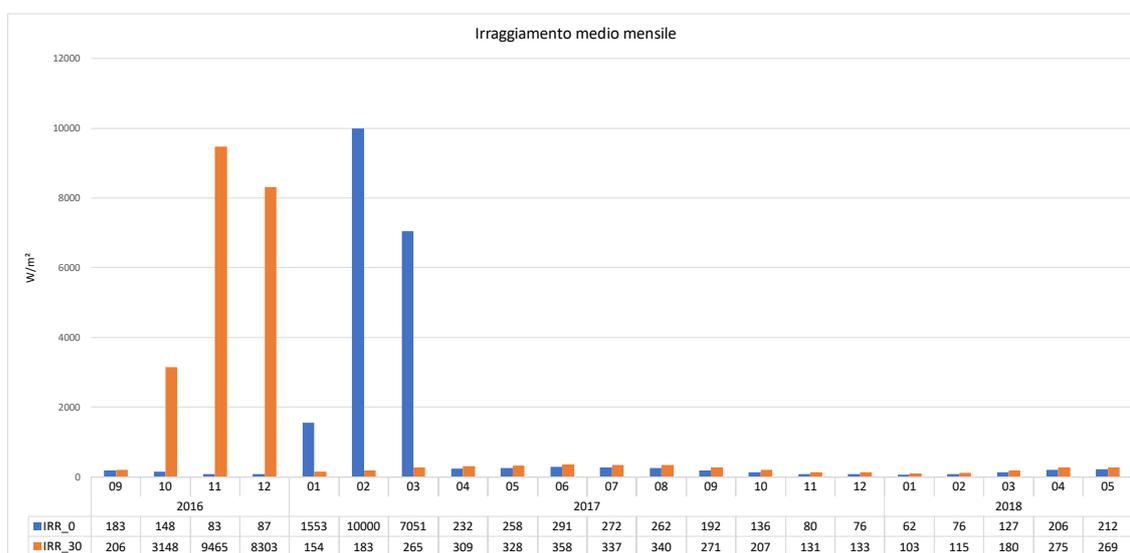


Figura 16: Valori medi mensili irraggiamento sensore sul piano orizzontale e sensore inclinato a 30°

Per tale motivo il periodo con i valori di irraggiamento caratterizzati da un ordine di grandezza completamente fuori range deve essere escluso dall'analisi.

Nel caso in cui non siano evidenti da una prima disamina errori macroscopici che interessano i dati estratti dal sistema di monitoraggio, è comunque necessario eseguire un controllo sull'affidabilità delle variabili.

Spesso, infatti, una sovrastima dell'irraggiamento misurato dai sensori installati in campo può comportare degli errori nel calcolo dei valori di PR di impianto.

Proprio con particolare riferimento al dato di irraggiamento, per valutarne l'accuratezza, è buona norma procedere con due analisi preliminari:

- confronto dei dati provenienti dai sensori in campo con quelli estratti da un database meteorologico;
- confronto dei dati provenienti dai sensori in campo con quelli appartenenti ad un impianto vicino.

A titolo di esempio, viene presentato il caso reale di un impianto fotovoltaico il cui dato di irraggiamento misurato sul piano dei moduli risultava sovrastimato a causa dell'errore dovuto al sensore di misura.

A riguardo, viene mostrato il confronto tra i dati reali di irraggiamento, estratti dal sistema di monitoraggio e quelli desunti da un database meteorologico, ottenuti inserendo le coordinate GPS della località in cui è installato l'impianto. In particolare, nel grafico sono comparati i valori di irraggiamento medi mensili espressi in W/m^2 registrati dal sensore installato in campo inclinato a 30° e quelli provenienti da un database esterno.

Risulta chiaro che l'irraggiamento medio mensile registrato dal sensore in campo è in tutti i mesi superiore al dato del database considerato.

È possibile, pertanto, constatare una evidente sovrastima dell'irraggiamento per una non corretta misura da parte della sonda.

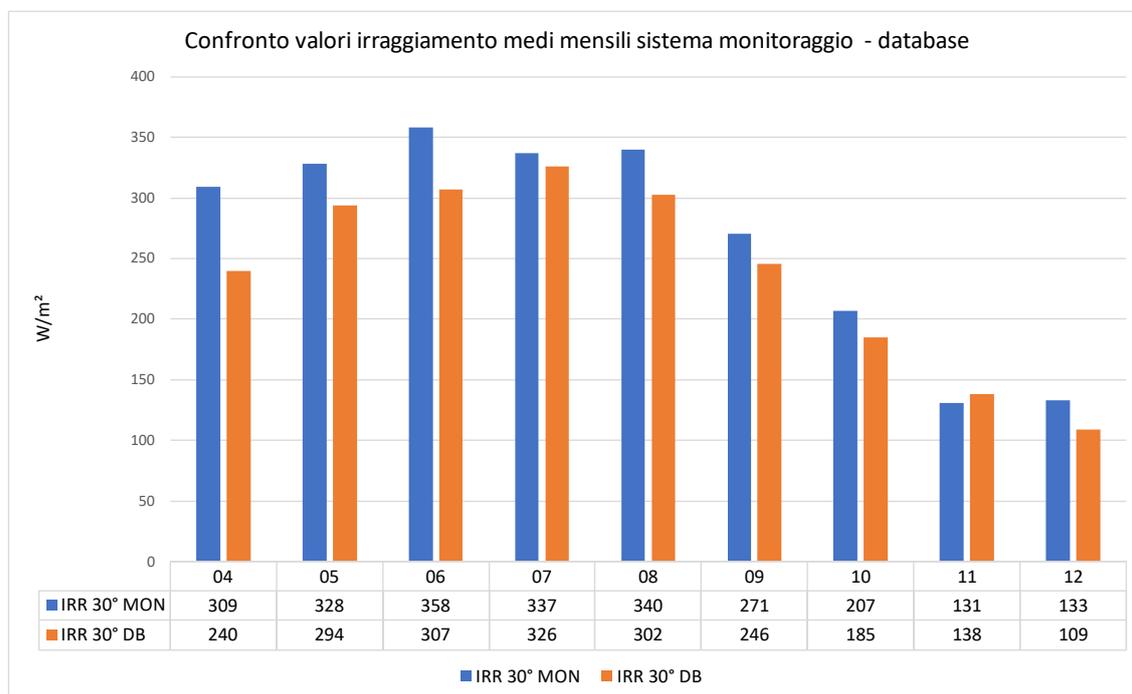


Figura 17: Confronto valori di irraggiamento medi mensili sistema monitoraggio e valori estratti da database meteorologico °

Per avere un ulteriore riscontro sulla poca affidabilità del dato di irraggiamento dell'impianto oggetto di analisi si è ricorsi al confronto tra quest'ultimo e quello appartenente ad un impianto posto ad una latitudine inferiore.

Nel grafico sotto riportato, vengono confrontati i valori di irraggiamento medi mensili espressi in W/m^2 registrati dal sensore installato in campo inclinato a 30° dell'impianto e quelli provenienti dal sensore installato in un impianto ubicato a latitudini minori.

Come si può osservare dal grafico, l'irraggiamento medio mensile dell'impianto posto ad una latitudine minore (colore arancio dell'istogramma), risulta quasi sempre inferiore rispetto a quello dell'impianto considerato (colore blu dell'istogramma).

Il valore medio annuo registrato per l'impianto in esame è pari a $268 W/m^2$, mentre quello assunto come riferimento è uguale a $233 W/m^2$.

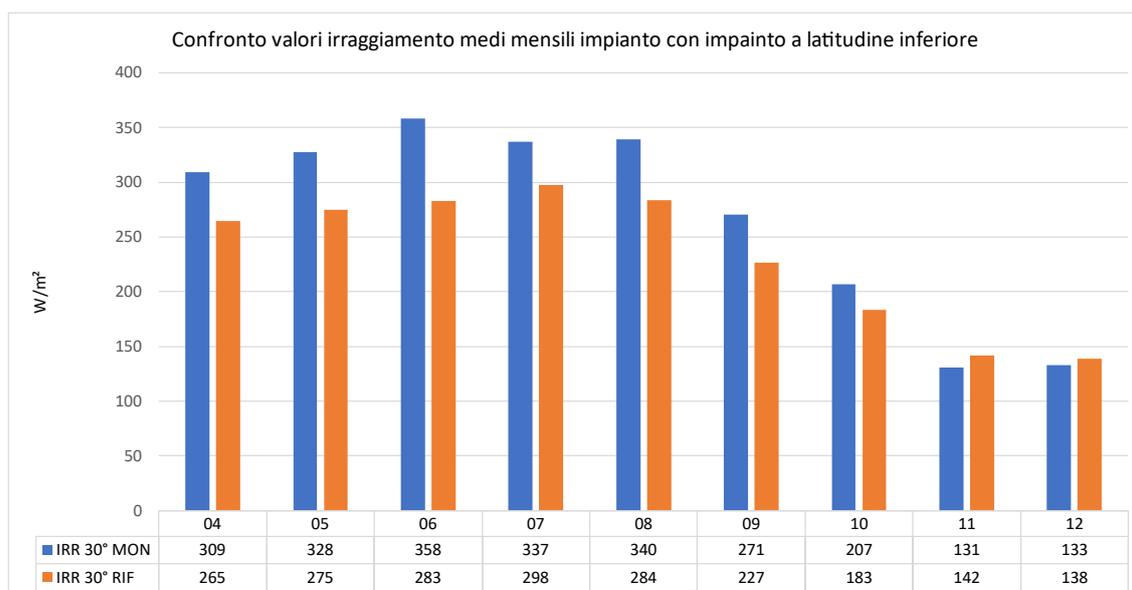


Figura 18: Confronto valori di irraggiamento medi mensili sistema monitoraggio e valori appartenenti ad un impianto posto a latitudine inferiore

2.1.4. Definizione delle principali tipologie di analisi delle grandezze

Di seguito vengono presentate le principali tipologie di analisi basate sullo studio delle grandezze menzionate e sulle relative correlazioni.

Analisi disponibilità d'impianto

La disponibilità complessiva dell'impianto nel periodo considerato rappresenta il primo elemento da sottoporre a valutazione.

Infatti, l'indisponibilità determinata da eventuali guasti ai vari componenti si riflette inevitabilmente sulle diminuzioni del PR d'impianto.

Deve essere quindi conteggiato nel periodo di analisi sia il tempo in cui si è avuta la completa disponibilità d'impianto sia quello in cui si è registrata una sua riduzione.

La disponibilità complessiva è calcolata come somma delle disponibilità dei singoli inverter presenti.

Nel grafico a torta sotto riportato vengono rappresentate, per un impianto reale, le percentuali di tempo in cui si sono registrate rispettivamente:

- disponibilità complessiva pari a 1;
- disponibilità complessiva pari a 0,75;
- disponibilità complessiva pari a 0,5;
- disponibilità complessiva pari a 0,25;
- disponibilità complessiva pari a 0.

Vengono quindi rappresentati i rapporti, espressi in termini percentuali, tra i minuti in cui si è verificato ciascun valore di disponibilità e i minuti totali di esercizio nel periodo considerato.

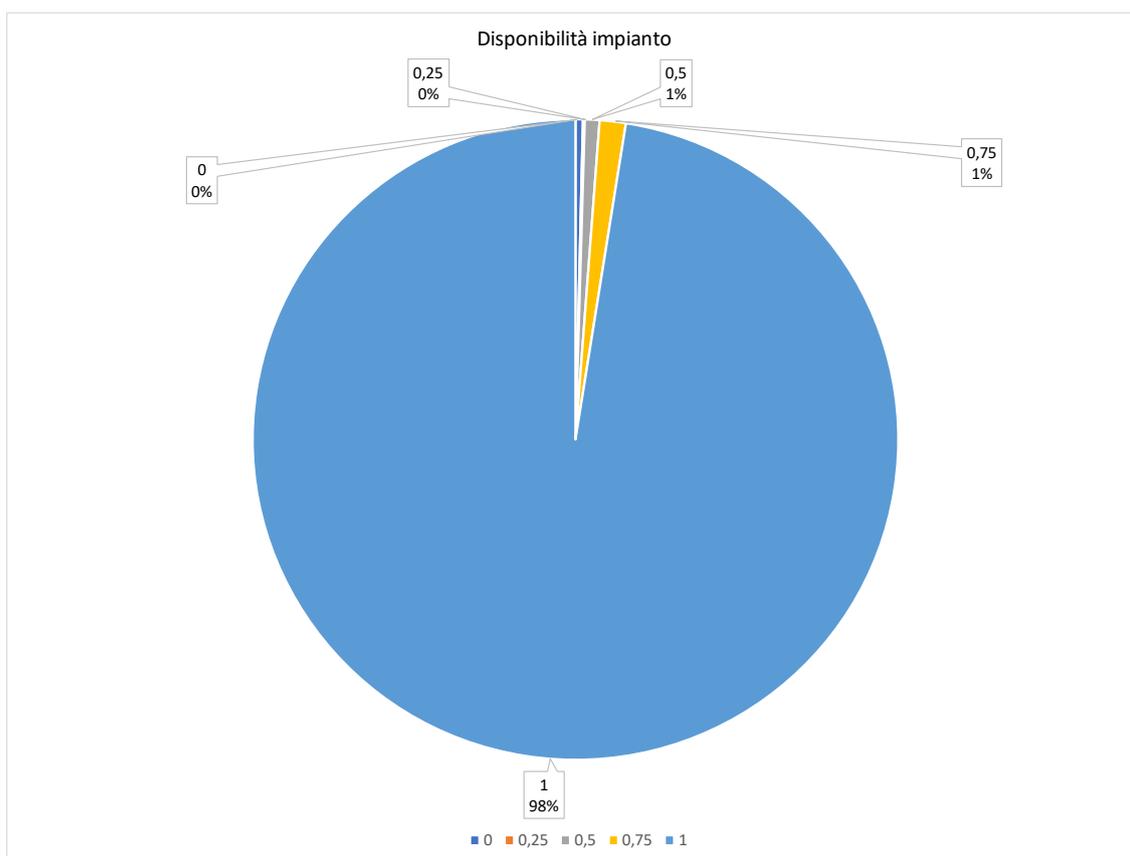


Figura 19: Percentuali di tempo e relativi valori di disponibilità d'impianto

Ad esempio, per l'impianto in questione, il 98% del tempo è stato caratterizzato dalla completa disponibilità.

Da tale analisi viene evidenziata un'alta disponibilità dell'impianto che quindi non conduce globalmente a basse prestazioni.

Qualora si verificasse una diminuzione di disponibilità complessiva nel periodo di analisi, si devono esaminare le disponibilità dei singoli inverter per rilevare eventuali malfunzionamenti.

Correlazione tra PR, disponibilità e irraggiamento sul piano dei moduli

Tale correlazione permette di studiare il trend del PR nei diversi mesi dell'anno, in relazione alle differenti condizioni irraggiamento e alla disponibilità d'impianto, mettendo in evidenza eventuali diminuzioni di performance all'aumentare dell'irraggiamento.

Nel grafico combinato sotto riportato, riferito ad un impianto reale, vengono rappresentati i valori di PR medi mensili calcolati (istogramma blu), i valori di irraggiamento medio (area gialla) nei diversi mesi dell'anno, l'andamento della disponibilità d'impianto (linea verde), il valore di PR medio registrato nell'anno (linea grigia).

Nel caso esaminato, la correlazione permette di stabilire la tendenza di diminuzione del PR nei mesi di luglio ed agosto caratterizzati da un valore di irraggiamento più elevato rispetto agli altri mesi dell'anno.

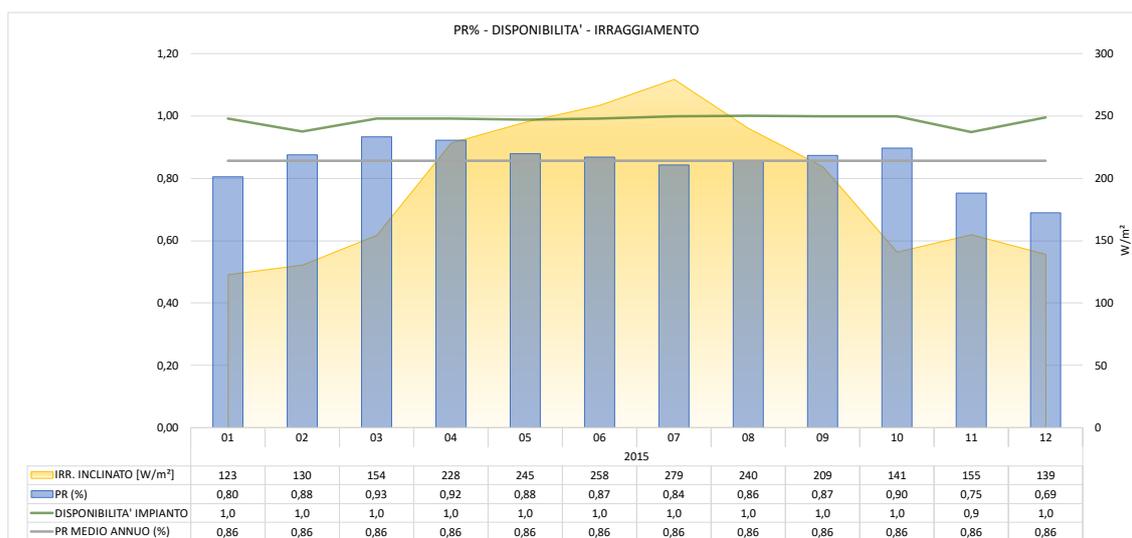


Figura 20: Andamenti mensili dei valori di PR, irraggiamento e disponibilità

Correlazione tra PR, disponibilità e temperature dei moduli

Tale correlazione permette di studiare il trend del PR nei diversi mesi dell'anno, in relazione alle differenti temperature di esercizio dei moduli e alla disponibilità d'impianto, mettendo in evidenza eventuali cali di rendimento all'aumentare della temperatura dei moduli.

Nel grafico combinato sotto riportato, riferito ad un impianto reale, vengono rappresentati i valori di PR medi mensili calcolati (istogramma blu), i valori di temperatura di esercizio dei moduli (area rossa) nei diversi mesi dell'anno, l'andamento della disponibilità d'impianto (linea verde), il valore di PR medio registrato nell'anno (linea grigia).

Nel caso esaminato, la correlazione permette di stabilire la tendenza di diminuzione del PR nei mesi di luglio ed agosto caratterizzati da temperature di esercizio più elevate rispetto agli altri mesi dell'anno.

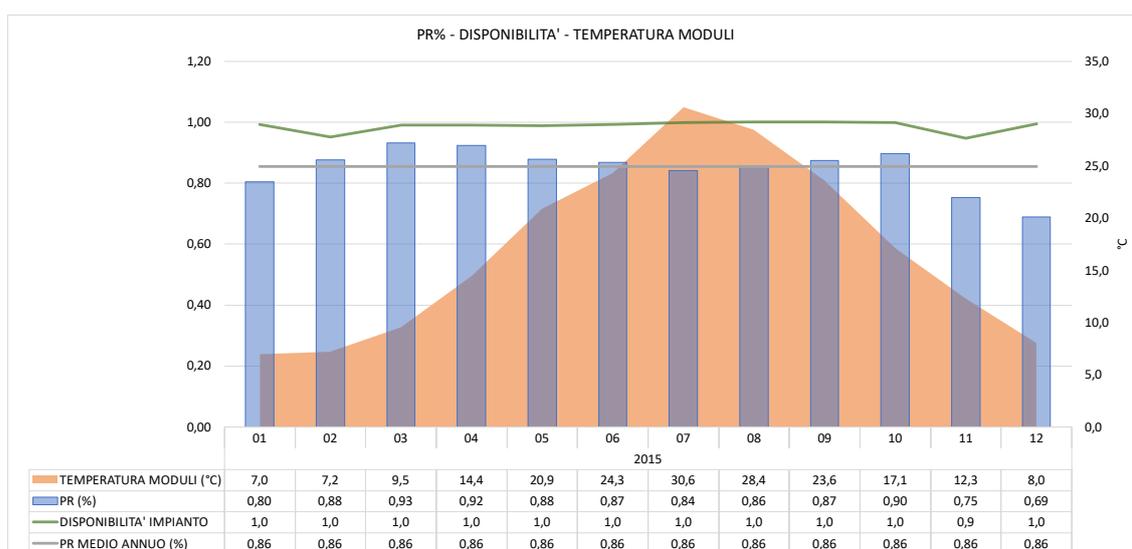


Figura 21: Andamenti mensili dei valori di PR, temperatura moduli e disponibilità

Per indagare più approfonditamente i fenomeni di decrementi di performance ratio all'aumentare dei valori di irraggiamento e temperatura di esercizio dei moduli vengono introdotte altre due correlazioni.

Andamento del PR nell'anno al variare dell'irraggiamento

Per indagare più approfonditamente i fenomeni di decrementi di performance ratio all'aumentare dei valori di irraggiamento, deve essere studiato l'andamento del PR al variare della radiazione solare incidente registrata nell'anno.

Nel grafico sotto mostrato, sempre basato sui dati di un impianto reale, vengono riportati i valori di PR corrispondenti ai singoli valori di irraggiamento registrati, ordinati in modo crescente.

Tale rappresentazione consente di visualizzare l'andamento del PR all'aumentare dell'irraggiamento.

Nel caso analizzato si ha un evidente decremento della performance di impianto in corrispondenza di alti valori della radiazione solare.

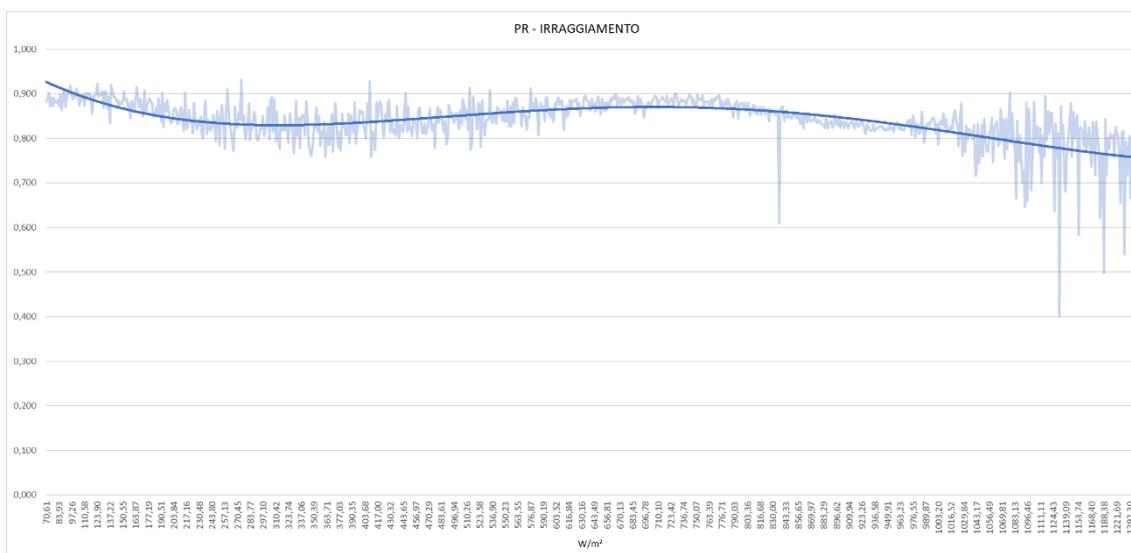


Figura 22: Andamento del PR al variare dell'irraggiamento

Andamento del PR nell'anno al variare delle temperature di esercizio dei moduli

Per indagare più approfonditamente i fenomeni di decrementi di performance ratio all'aumentare dei valori di temperatura dei moduli, deve essere studiato l'andamento del PR al variare della temperatura di esercizio dei pannelli registrata nell'anno.

Tale rappresentazione consente di visualizzare facilmente il trend del PR all'aumentare della temperatura.

Nel grafico sotto mostrato, sempre basato sui dati di un impianto reale, vengono riportati i valori di PR corrispondenti ai singoli valori di temperatura registrati, ordinati in modo crescente.

Nel caso analizzato si ha un evidente decremento della performance di impianto in corrispondenza di alti valori della temperatura moduli.

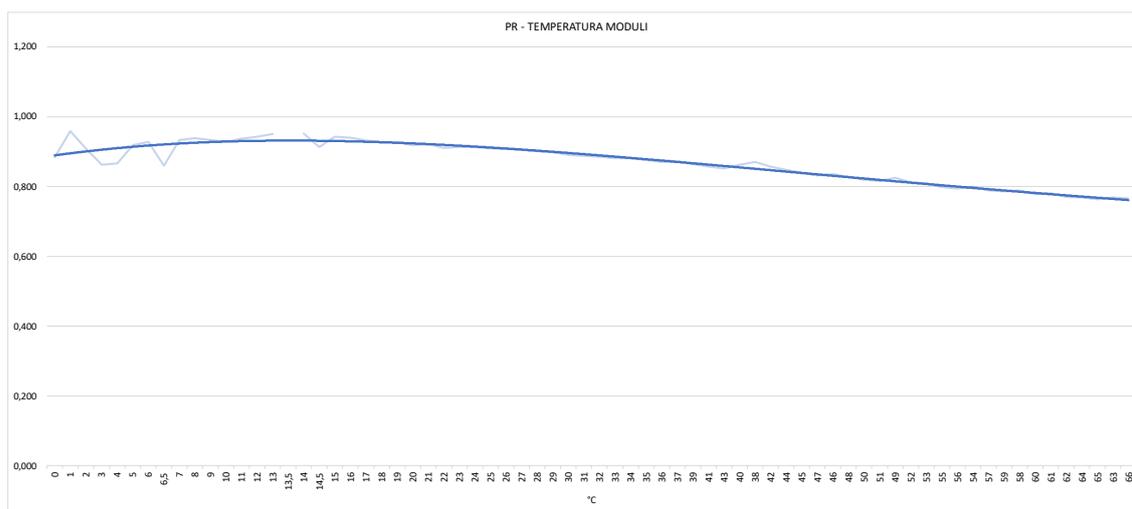


Figura 23: Andamento del PR al variare della temperatura di esercizio dei moduli

Analisi differenze del PR nei mesi estivi e nei mesi primaverili

Per valutare fenomeni di abbassamento del PR a causa della temperatura e dell'irraggiamento è utile studiare il suo andamento in periodi significativi.

In particolare, devono essere individuati due giorni “buoni” all'interno dei periodi rappresentativi da comparare, che sono quelli caratterizzati da simili valori di irraggiamento, completa disponibilità ma aventi differenti valori di PR.

Una volta individuati i mesi da comparare sulla base del grafico riportato in Figura 20, si scelgono al loro interno i due giorni buoni, intendendo quelli aventi un profilo di irraggiamento con andamento regolare.

Per tali mesi vengono rappresentati i valori giornalieri delle disponibilità d'impianto, dei PR e della radiazione solare incidente, al fine di scegliere i due giorni buoni da studiare.

Rifacendosi all'esempio dell'impianto reale sopra menzionato vengono scelti come periodi significativi i mesi di:

- aprile, con un valore di PR medio pari a 0,92 e irraggiamento medio mensile pari a 228 W/m²;
- luglio, con un valore di PR medio pari a 0,84 e irraggiamento medio mensile pari a 279 W/m².

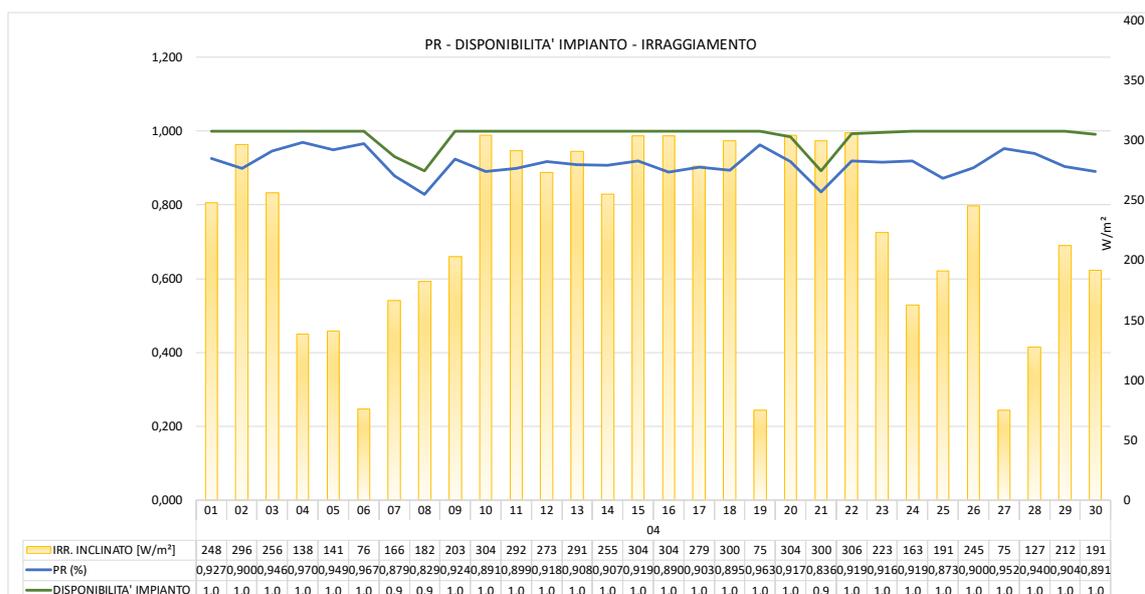


Figura 24: Andamento del PR, irraggiamento e disponibilità d'impianto nel mese di aprile

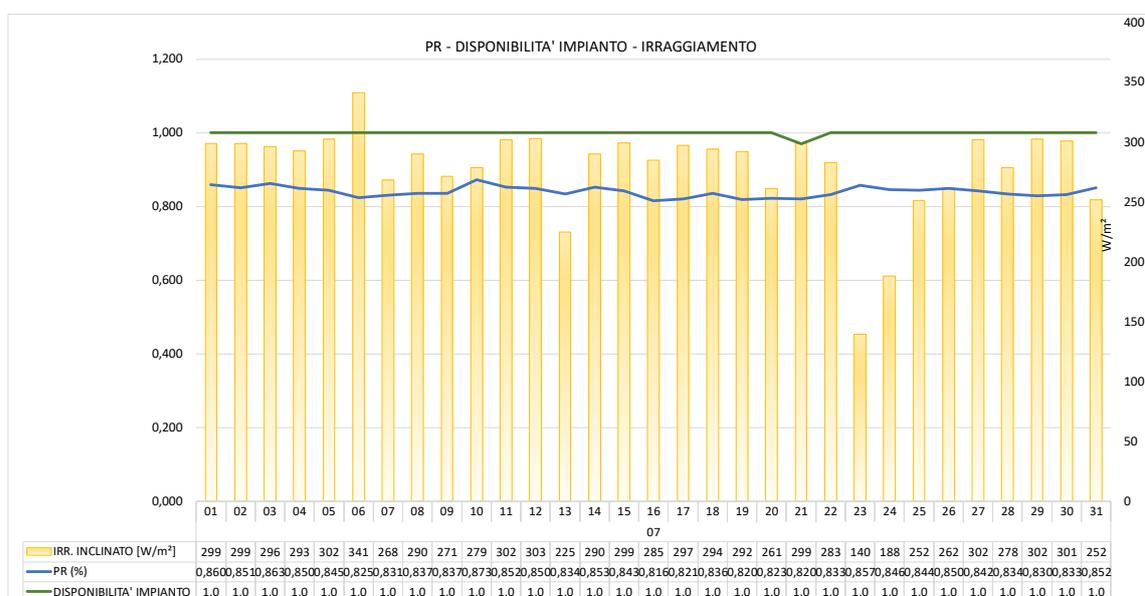


Figura 25: Andamento del PR, irraggiamento e disponibilità d'impianto nel mese di luglio

Dopo l'identificazione dei giorni idonei ad essere confrontati, devono essere analizzate in tali periodi le seguenti correlazioni:

- PR e potenza AC in uscita da ciascun inverter;
- irraggiamento sul piano dei moduli e potenza AC in uscita da ciascun inverter;
- temperature di esercizio dei moduli e potenza AC in uscita da ciascun inverter.

Nel caso reale esaminato vengono selezionati i seguenti giorni:

- 15 aprile, con un valore giornaliero medio di PR pari a 0,92 e irraggiamento medio giornaliero pari a 304 W/m² (giorno di riferimento con alto valore di PR);
- 05 luglio, con un valore giornaliero medio di PR pari a 0,84 e irraggiamento medio giornaliero pari a 302 W/m² (giorno di riferimento con alto valore di PR).

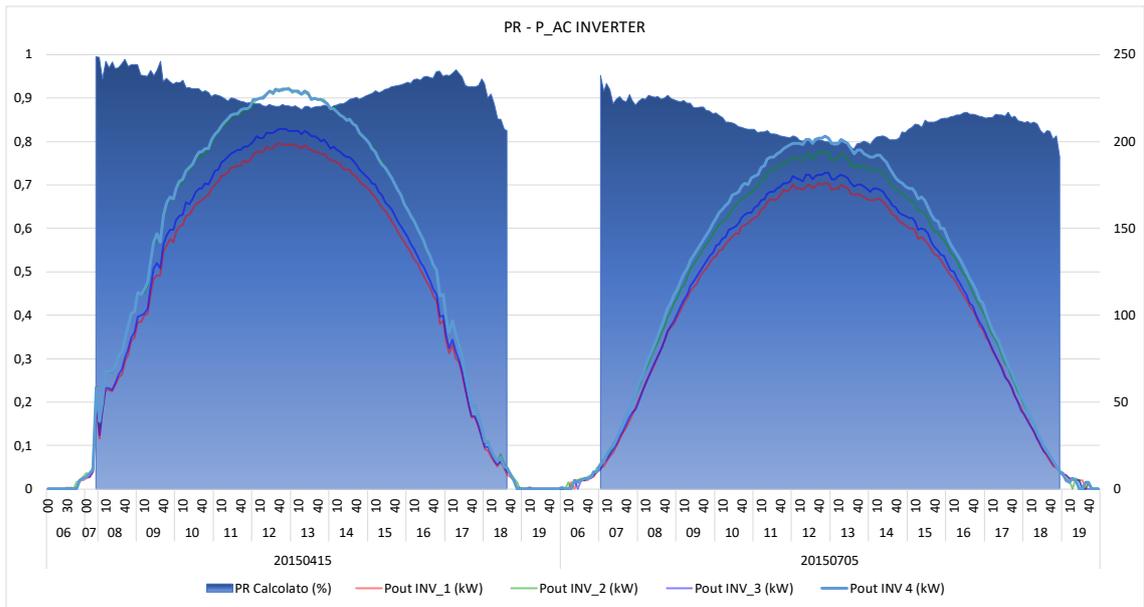


Figura 26: Andamento del PR e delle potenze AC degli inverter nei giorni 15/04 e 05/07

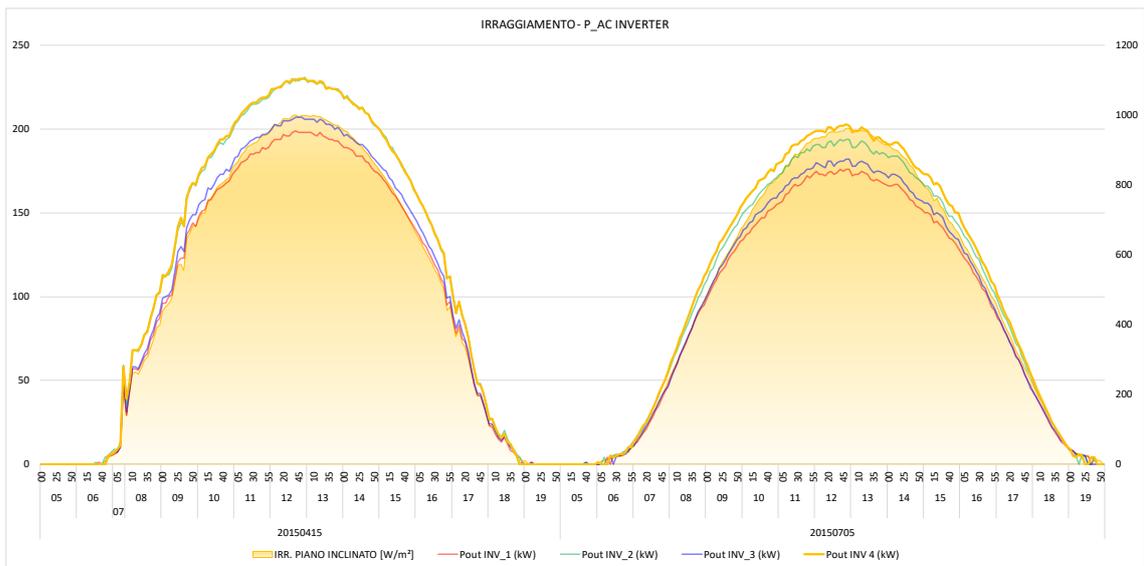


Figura 27: Andamento dell'irraggiamento e delle potenze AC degli inverter nei giorni 15/04 e 05/07

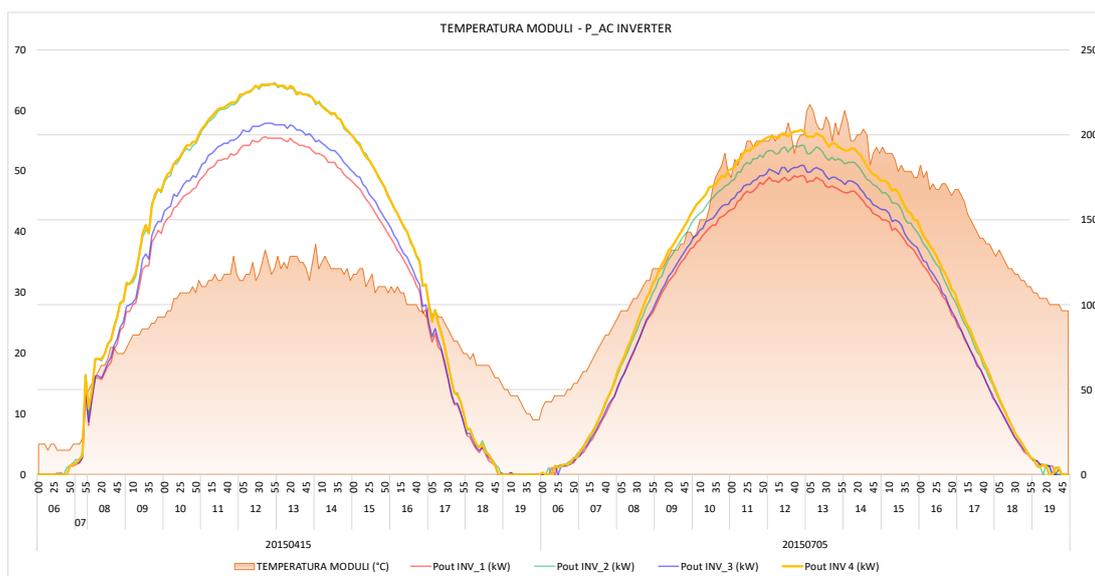


Figura 28: Andamento della temperatura dei moduli e delle potenze AC degli inverter nei giorni 15/04 e 05/07

I grafici sopra mostrati evidenziano la diminuzione del PR giornaliero nel giorno di luglio rispetto a quello di aprile a parità di irraggiamento registrato.

Alle stesse condizioni di radiazione solare incidente si rileva nella giornata di luglio una sostanziale riduzione delle potenze in uscita dai 4 inverter presenti in impianto; ciò porta ad affermare che non è l'irraggiamento a causare difficoltà di produzione dell'inverter e il conseguente decremento di performance.

Come è possibile osservare dal grafico in Figura 28, i due giorni sono caratterizzati da differenti condizioni di temperatura dei moduli.

In conclusione, la riduzione di potenza in uscita dagli inverter può essere riconducibile a due fenomeni:

- indisponibilità di energia fotovoltaica (i moduli non riescono a convertire l'energia);
- indisponibilità della capacità di conversione degli inverter (gli inverter non riescono a convertire tutta l'energia ricevuta dai moduli).

L'indisponibilità di energia fotovoltaica legata ai moduli che non riescono a convertire tutta l'energia potrebbe essere correlata proprio alla sofferenza del generatore dovuta alle elevate temperature. Tale criticità non può essere indagata con ulteriori analisi dei dati disponibili ma deve essere approfondita mediante prove strumentali in campo condotte in corrispondenza di alti valori di temperatura al fine di verificare il comportamento dei moduli.

L'indisponibilità della capacità di conversione degli inverter può essere indagata ulteriormente attraverso l'ausilio di analisi mirate per mettere in evidenza eventuali fenomeni di *peak shaving*, ovvero limitazione della potenza convertita dall'inverter per via di saturazione della capacità di conversione.

Analisi delle prestazioni degli inverter

La presenza di eventuali fenomeni di *peak shaving* che compromettono le prestazioni di conversione dell'inverter può essere indagata analizzando l'andamento delle loro produzioni in giorni caratterizzati da alti valori e da profili regolari della radiazione solare incidente.

Per i giorni selezionati devono essere correlati e rappresentati:

- PR e potenza AC in uscita da ciascun inverter;

- irraggiamento sul piano dei moduli e potenza AC in uscita da ciascun inverter;
- temperature di esercizio dei moduli e potenza AC in uscita da ciascun inverter.

In particolare, se le curve delle potenze AC mostrano nelle ore centrali della giornata un appiattimento si può rilevare la presenza del fenomeno del *peak shaving* con evidenza delle difficoltà da parte degli inverter a convertire tutta l'energia ricevuta dai moduli.

Nel caso reale sopra studiato, estendendo le analisi presentate nelle figure 26, 27 e 28, al giorno 10 aprile è possibile osservare un lieve effetto *peak shaving* che interessa tutti e 4 gli inverter.

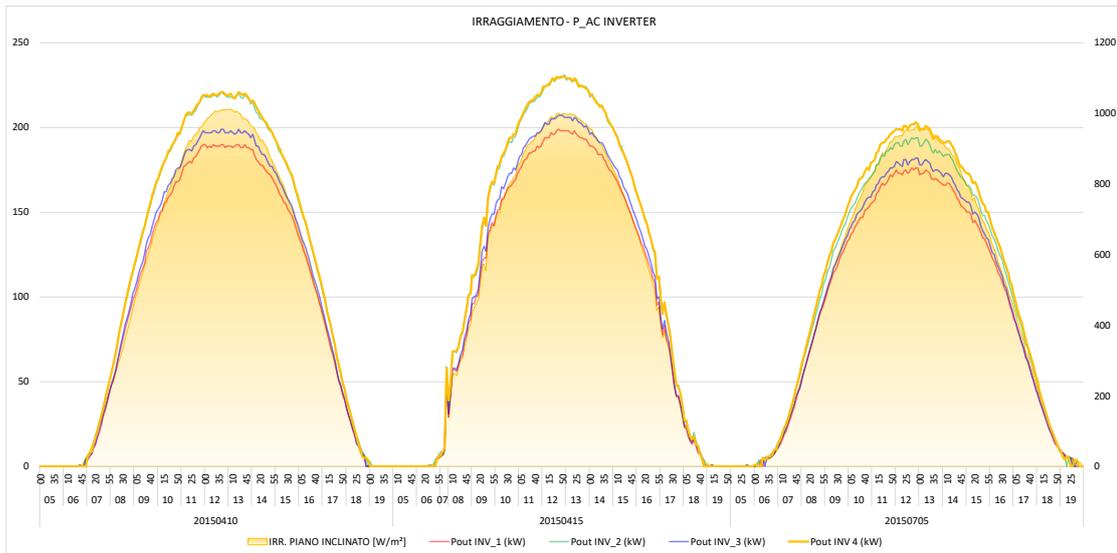


Figura 29: Andamento dell'irraggiamento e delle potenze AC degli inverter nei giorni 10/4, 15/04 e 05/07

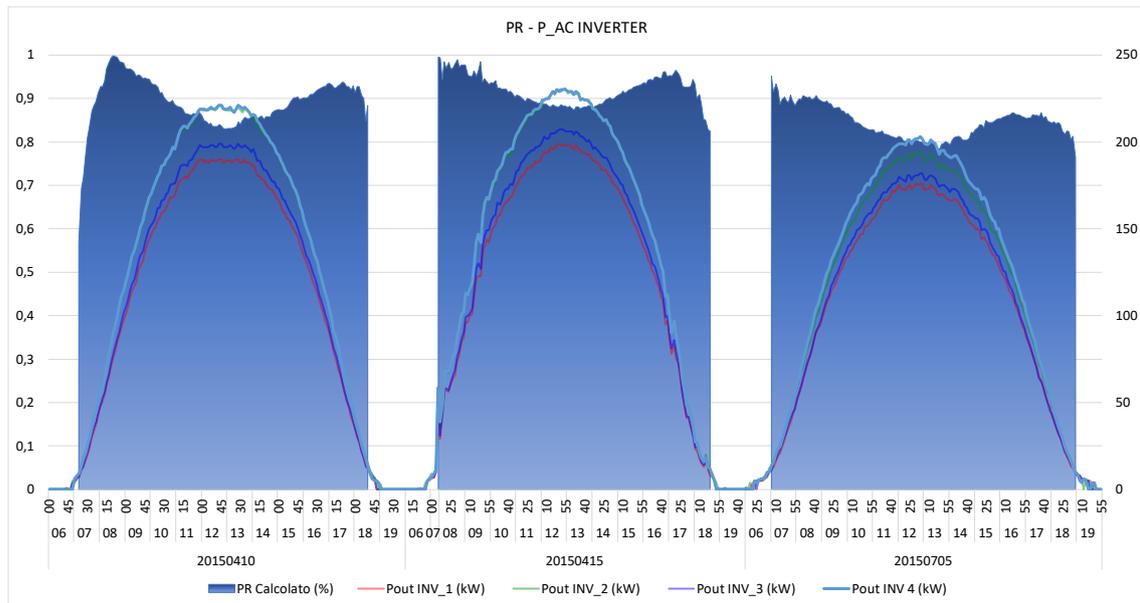


Figura 30: Andamento del PR e delle potenze AC degli inverter nei giorni 10/04, 15/04 e 05/07

Il fenomeno del *peak shaving* ha conseguenze che si ripercuotono anche sull'andamento del PR, come è possibile osservare dal grafico in Figura 30. Nel giorno 10 aprile si registra un acuirsi del

decremento del PR nelle ore centrali, nonostante valori di irraggiamento pressoché uguali a quelli del 15 aprile e del 05 luglio.

La spiegazione del fenomeno può essere individuata nell'andamento delle temperature dei moduli, rappresentato nel grafico di seguito riportato.

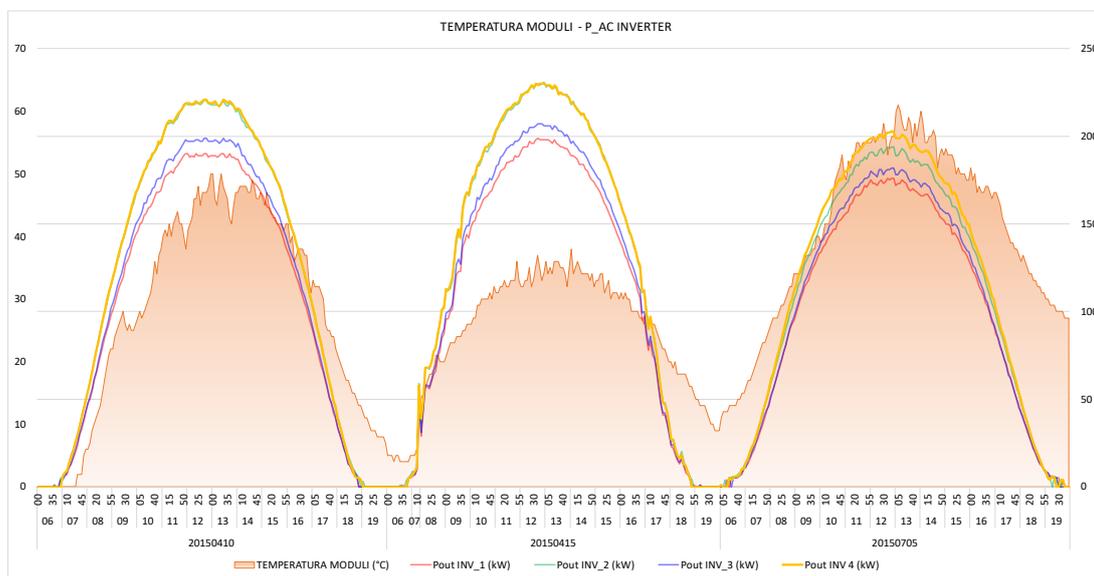


Figura 31: Andamento della temperatura dei moduli e delle potenze AC degli inverter nei giorni 10/04, 15/04 e 05/07

Nel giorno 10 aprile, in cui è presente il fenomeno del *peak shaving*, si riscontrano temperature più elevate di esercizio rispetto alla giornata del 15 aprile. L'effetto del *peak shaving* risulta abbastanza limitato in termini di potenza convertita e ciò si può dedurre dal fatto che l'appiattimento delle curve delle potenze AC degli inverter risulta lieve. Il fenomeno del *peak shaving* potrebbe essere correlato al fenomeno di *derating*, per il quale gli inverter a causa della sovratemperatura raggiunta dai suoi componenti spostano il loro punto di funzionamento verso una potenza minore, non convertendo quindi tutta l'energia ricevuta dal generatore fotovoltaico.

Anche tale fenomeno, insieme a quello descritto relativo alla sofferenza dei moduli in corrispondenza di elevate temperature, deve essere ulteriormente indagato attraverso delle prove strumentali in campo.

Analisi diminuzioni del PR nei mesi invernali

Nel caso in cui dall'andamento del PR nell'anno si osserva un decremento del valore di performance ratio in alcuni mesi della stagione invernale rispetto ad altri del medesimo periodo devono essere indagate le cause di tale fenomeno.

Analogamente a quanto esposto per l'analisi del PR nel periodo estivo si dovranno prendere in considerazione dei giorni rappresentativi dei mesi invernali da studiare, caratterizzati da profili regolari di irraggiamento, e analizzare per ciascuno:

- andamenti del PR e potenza AC in uscita da ciascun inverter;
- irraggiamento sul piano dei moduli e potenza AC in uscita da ciascun inverter.

Nel caso dell'impianto reale precedentemente esaminato, che presentava una diminuzione del PR in alcuni mesi invernali, le procedure di analisi sopra menzionate hanno permesso di trarre alcuni importanti conclusioni circa le cause di tale fenomeno.

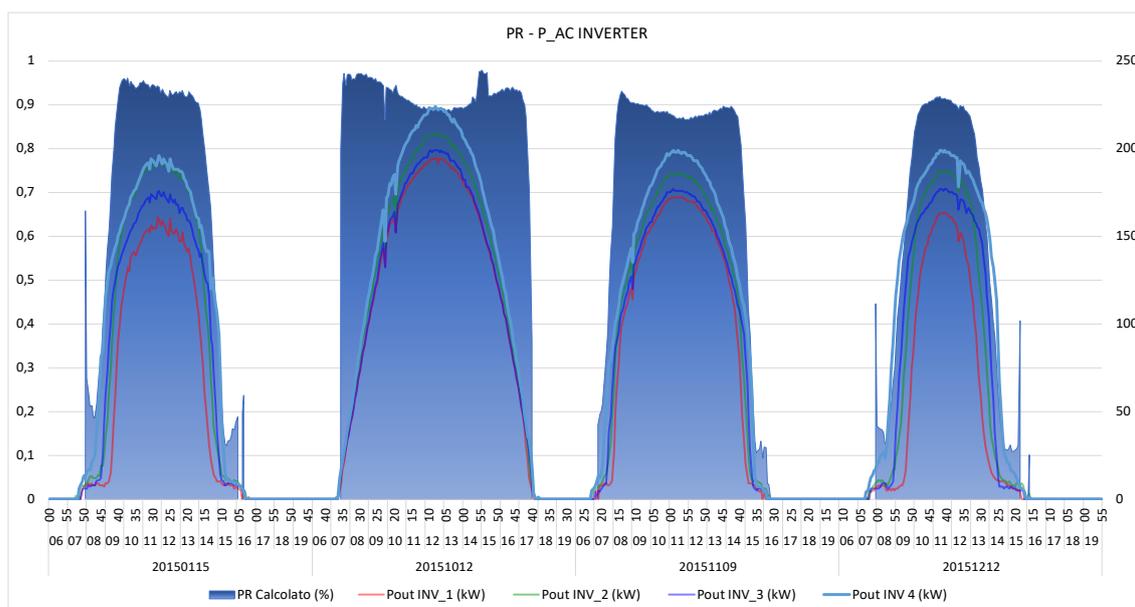


Figura 32: Andamento del PR e delle potenze AC degli inverter nei giorni 15/01, 12/10, 09/11 e 12/12

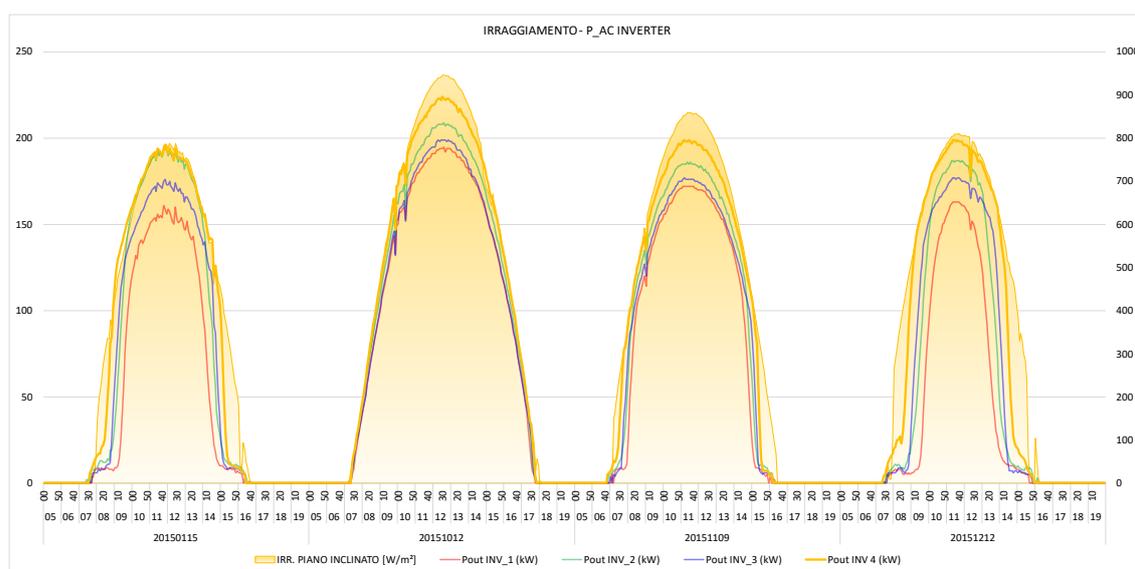


Figura 33: Andamento dell'irraggiamento e delle potenze AC degli inverter nei giorni 15/01, 12/10 e 09/11 e 12/12

Gli andamenti permettono di evidenziare una difficoltà dell'impianto fotovoltaico in questione a convertire l'energia ricevuta in corrispondenza dei mesi in cui l'altezza del sole rispetto all'orizzonte è bassa (dicembre e gennaio), facendo ipotizzare la presenza di mutuo ombreggiamento fra le schiere dei moduli.

Inoltre, dall'analisi delle produzioni degli inverter nelle parti iniziali della giornata si può anche desumere la presenza di fonti di ombra aggiuntive.

Tali tipologie di analisi consentono di evidenziare eventuali problemi di perdite di energia nel periodo invernale causate da fenomeni di mutuo ombreggiamento tra le schiere dei moduli o dalla presenza di fonti d'ombra.

2.1.5. Risultati delle analisi con individuazione delle aree di indagine

Le analisi avanzate dei dati di monitoraggio condotte secondo la procedura standard sopra definita consentono di individuare criticità che interessano le principali componenti d'impianto:

- generatore fotovoltaico;
- inverter;
- quadri e componenti di potenza;
- infrastruttura.

Generatore fotovoltaico

Come in parte già esposto nel paragrafo 2.1, dai risultati delle analisi basate sulle correlazioni tra performance ratio, radiazione solare incidente, temperatura di esercizio dei moduli, potenze AC degli inverter, può emergere una *underperformance* dell'intero generatore fotovoltaico.

Ciò può essere dovuto alle alte temperature di esercizio dei moduli o ad alti valori di irraggiamento soprattutto nel periodo estivo oppure può essere legato ad un degrado intrinseco del generatore e si traduce in una conseguente difficoltà a convertire l'energia ricevuta.

Inverter

Per ciò che concerne gli inverter, dalle elaborazioni che vengono svolte sui dati relativi alle disponibilità e alle potenze AC in relazione all'irraggiamento e alla temperatura di esercizio dei moduli, possono emergere problemi di funzionamento e/o presenza del fenomeno del *peak shaving*.

Tale fenomeno indica una compromissione della capacità di conversione di tutta l'energia proveniente dai moduli fotovoltaici.

Dalle risultanze delle analisi, possono anche emergere concause che concorrono al fenomeno del *peak shaving* come, ad esempio, il *derating* termico degli inverter.

Quadri e componenti di potenza

Da eventuali decrementi di performance riscontrati dalle analisi svolte possono essere identificate anche anomalie presenti sui quadri e componenti di potenza dell'impianto.

A volte dalle correlazioni studiate possono essere messe in evidenza perdite di performance relative ad alcune porzioni dell'impianto rispetto ad altre.

Ad esempio, differenze tra le produzioni dei quadri DC caratterizzati dalla stessa potenza nominale afferente, potrebbero rivelare un non funzionamento delle stringhe collegate determinato dall'intervento dei fusibili.

Infrastruttura

Dalla disamina dei risultati delle analisi svolte possono emergere problemi all'infrastruttura dell'impianto fotovoltaico.

Ad esempio, la non affidabilità del dato di irraggiamento potrebbe rivelare un malfunzionamento della stazione meteo o analizzando i dati di input usati per le analisi di performance potrebbero affiorare problemi relativi al sistema di monitoraggio.

2.1.6. Caso reale di applicazione della procedura di analisi dei dati

Di seguito viene presentato il caso di un impianto fotovoltaico reale sul quale è stata applicata la procedura di analisi precedentemente descritta.

Tale impianto, installato su una copertura di uno stabilimento commerciale con una potenza di picco di 285 kWp, aveva mostrato un decremento delle prestazioni nel tempo.

Dopo l'esecuzione delle prime fasi della procedura propedeutiche all'analisi vera e propria, consistenti nell'acquisizione di tutta la documentazione progettuale, raccolta dello storico dei dati di produzione dell'impianto e acquisizione dei dati quartrari delle principali variabili, è stato eseguito il controllo sull'affidabilità di questi ultimi da usare nelle elaborazioni.

In particolare, è stata accertata la bontà dei dati, controllando l'assenza di valori con ordine di grandezza completamente fuori range.

Per quanto riguarda il dato di irraggiamento è stato effettuato un confronto tra questo e il dato desunto dal database Epson; tale comparazione ha evidenziato una sostanziale sovrapposizione che ha confermato la bontà dei dati di radiazione solare incidente

In base alla disponibilità dei dati da monitoraggio è stato selezionato il periodo di analisi che va dal mese di settembre 2017 al mese di aprile 2018.

Analisi disponibilità

Nel 98% del tempo di esercizio dell'impianto durante il periodo considerato, come si osserva dal grafico riportato di seguito, si registra un'elevata disponibilità complessiva.

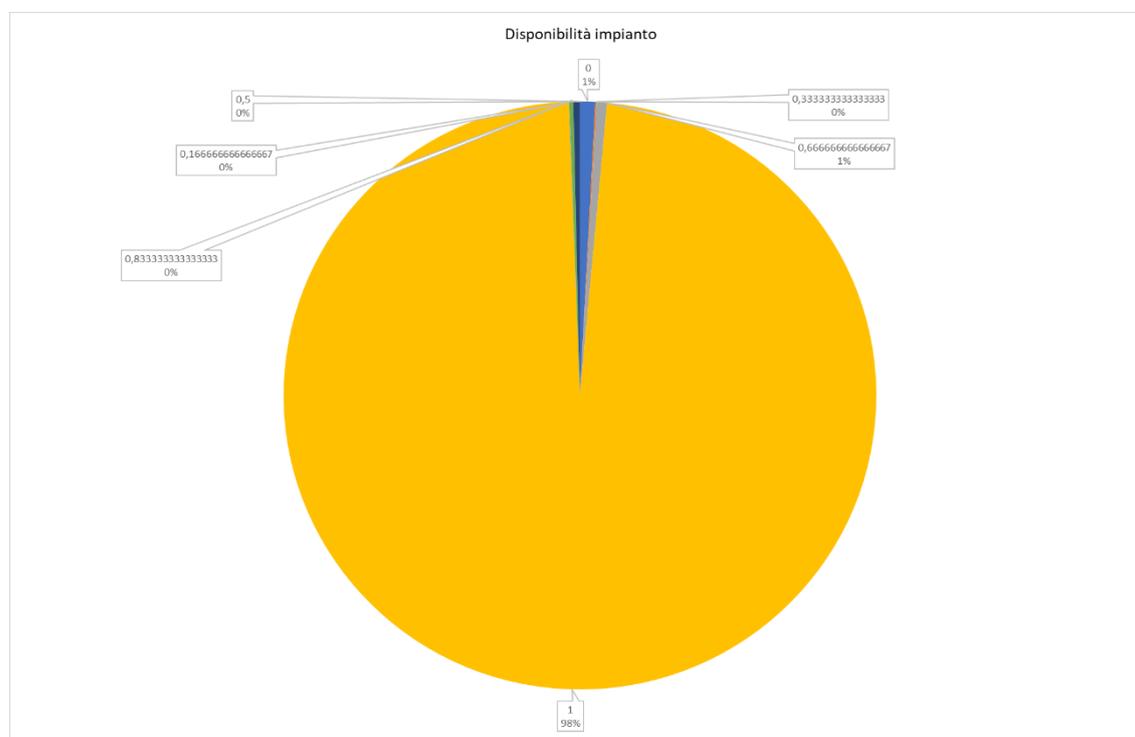


Figura 34: Percentuali di tempo e relativi valori di disponibilità d'impianto nel periodo settembre 2017 – aprile 2018

Si segnalano esigue percentuali di tempo in cui la disponibilità dell'impianto è stata parziale.

Correlazione tra PR, disponibilità, irraggiamento e temperature di esercizio dei moduli

Il grafico sotto riportato che mette a confronto disponibilità, PR e irraggiamento sul piano dei moduli nei differenti mesi del periodo di studio, evidenzia alcuni aspetti importanti:

- alta disponibilità dell'impianto nel corso degli anni 2017 e 2018, con una lieve riduzione nel mese di marzo 2018;
- fino a febbraio 2018 si registra un valore di PR pressoché costante che risente di un calo nel mese di marzo 2018, dovuto essenzialmente ad una riduzione della disponibilità d'impianto. Il PR presenta un recupero solo parziale ad aprile 2018 che, pur con disponibilità pari a 1, registra il valore più basso da settembre 2017;
- il valore medio del PR nel periodo di osservazione si attesta intorno al 55%.

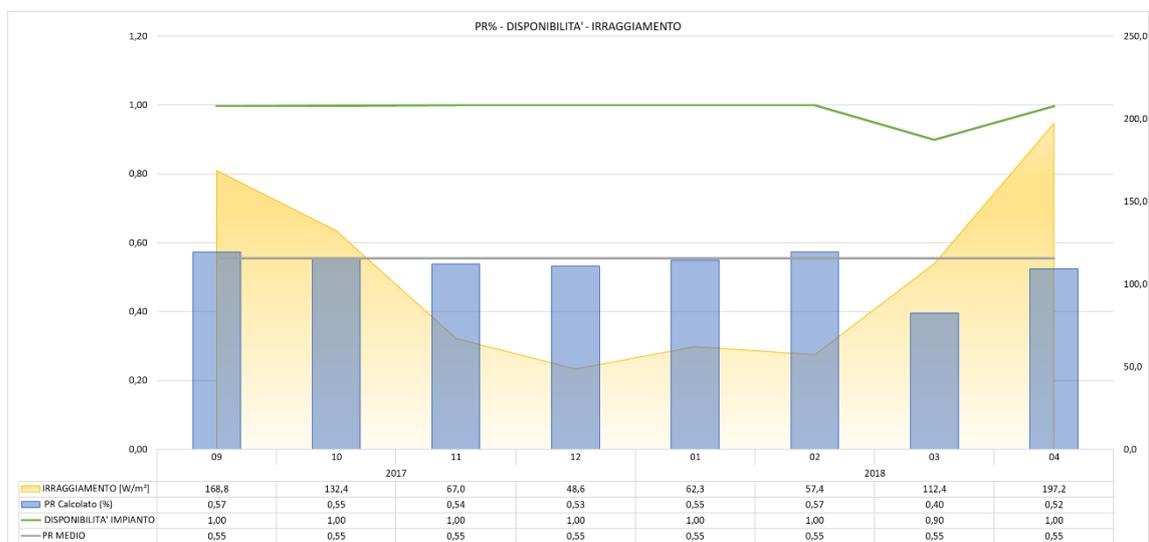


Figura 35: Correlazione tra PR, irraggiamento e disponibilità nel periodo settembre 2017 – aprile 2018

La diminuzione di disponibilità registrata nel mese di marzo 2018 è da imputare essenzialmente ad un'indisponibilità dei dati di irraggiamento per alcuni giorni del mese causata da una mancanza di comunicazione con il sistema di monitoraggio.

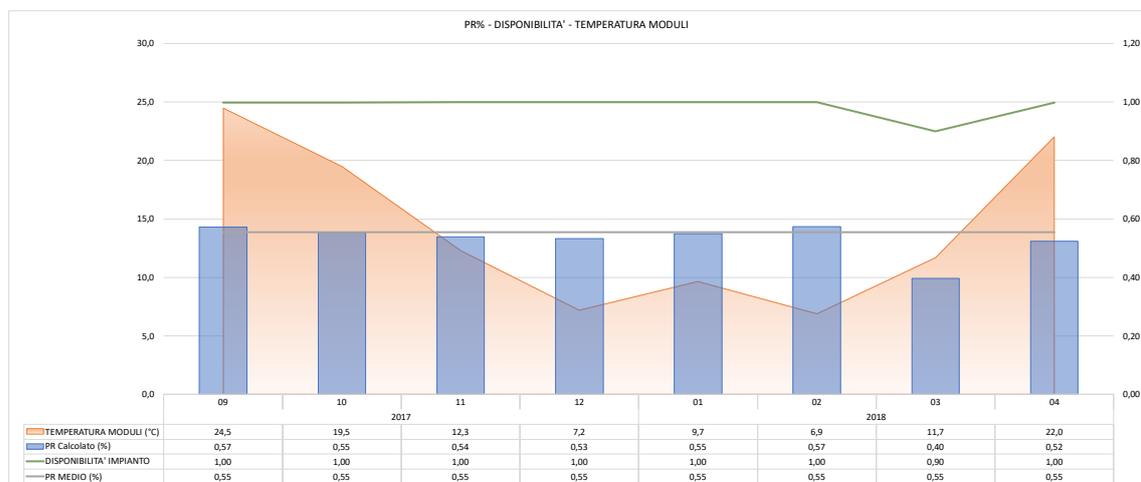


Figura 36: Correlazione tra PR, irraggiamento e temperatura nel periodo settembre 2017 – aprile 2018

Il grafico riportato in Figura 36, che mostra i valori di PR in relazione alla disponibilità d'impianto e alle temperature di esercizio dei moduli pone l'attenzione sull'assenza di un legame tra l'andamento del performance ratio e la variazione delle temperature di esercizio.

Andamento del PR al variare dell'irraggiamento

Per valutare l'andamento del PR al variare dell'irraggiamento nel periodo di analisi, viene scelto di raggruppare i dati in classi corrispondenti ai periodi durante i quali si sono registrati irraggiamenti compresi in determinati range (es. 0-100 W/m², 101-200 W/m², ecc.).

Ogni singola fascia ha un peso relativo in termini di contributo all'energia complessiva prodotta dall'impianto. Dopo aver quindi identificato l'energia prodotta in ciascuna classe è stata esclusa dall'analisi successiva la fascia di irraggiamento superiore a 1000 W/m² in quanto il contributo in termini energetici apportato era trascurabile (vedi Figura 37).

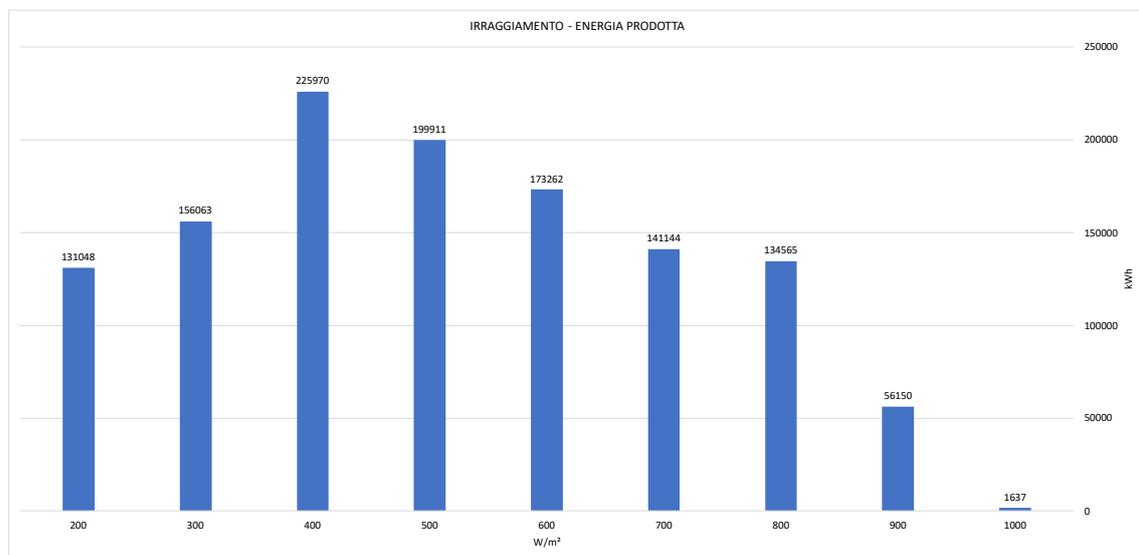


Figura 37: Contributi di energia prodotta dall'impianto nelle diverse classi di irraggiamento

Successivamente è stato esaminato come varia il PR nelle diverse classi.

Dal grafico in Figura 38 risulta evidente una tendenza alla diminuzione del performance ratio all'aumentare del valore di radiazione solare; in particolare emerge un rilevante decremento oltre la soglia dei 600 W/m².

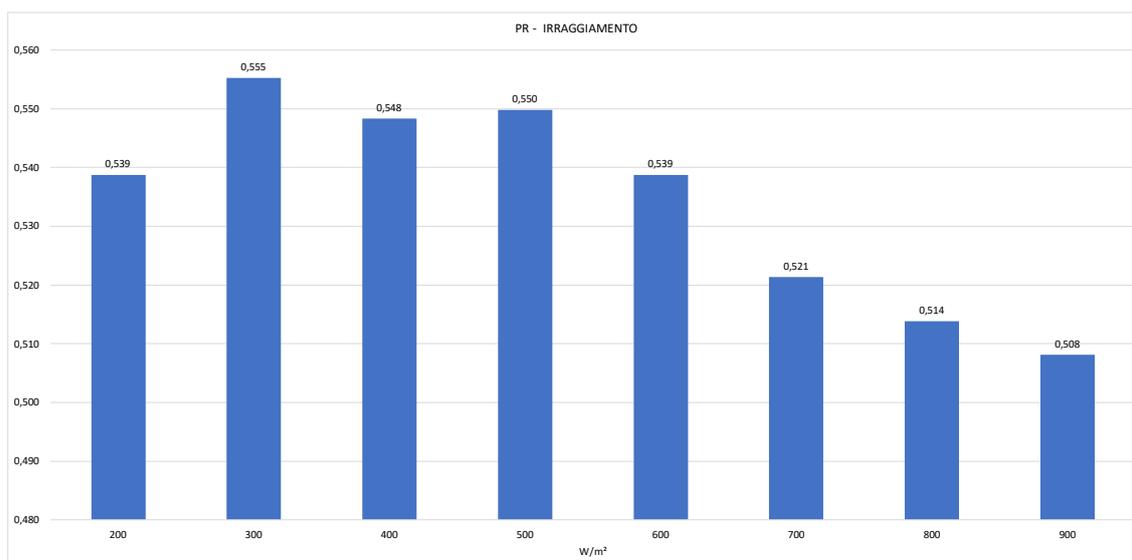


Figura 38: Andamento del PR al variare dell'irraggiamento nel periodo considerato

Andamento del PR al variare delle temperature di esercizio dei moduli

Per quanto riguarda la valutazione del PR al variare delle temperature di esercizio dei moduli è stata eseguita un'analisi simile a quella svolta per l'irraggiamento, sopra descritta.

Viene scelto di suddividere tutte le temperature di esercizio dei moduli collezionate in differenti classi.

Il criterio di scelta di quali siano le classi da esaminare è lo stesso seguito per la radiazione solare: contributo in energia delle varie fasce di temperatura.

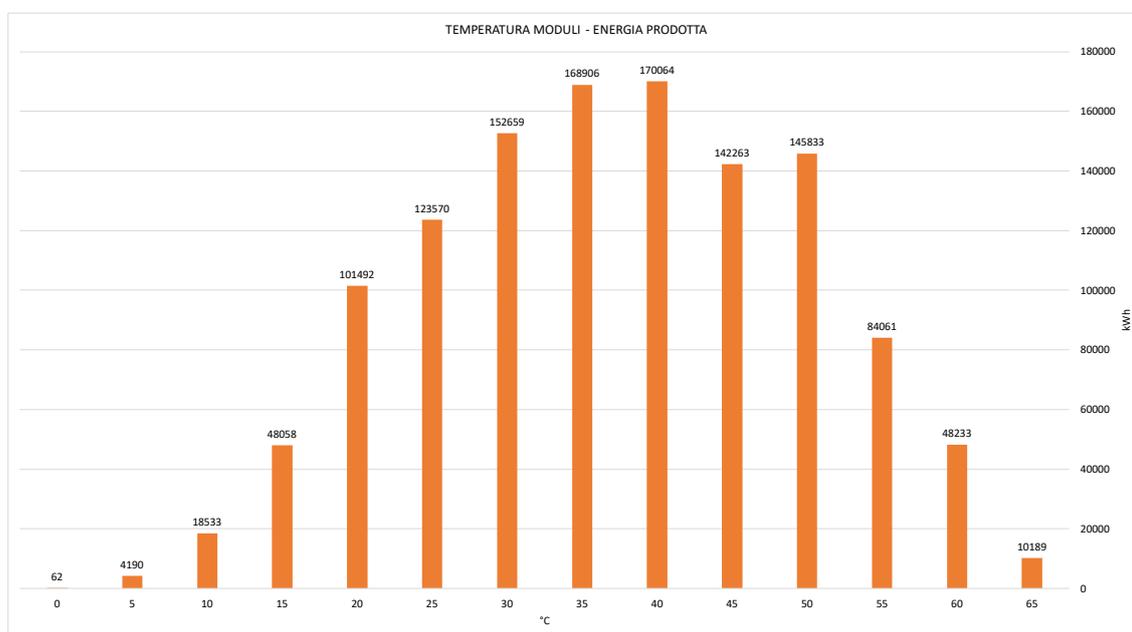


Figura 39: Contributi di energia prodotta dall'impianto nelle diverse classi di temperatura moduli

Le fasce di temperature minori od uguali a 5 °C e quelle superiori a 65 °C sono da escludere dall'analisi in quanto i contributi in energia sono trascurabili, come si può osservare dal grafico sopra riportato.

Dal grafico rappresentato in Figura 40 si può affermare che la migliore condizione di lavoro della centrale fotovoltaica si manifesta per temperature che si attestano nell'intorno dei 40 – 45 °C.

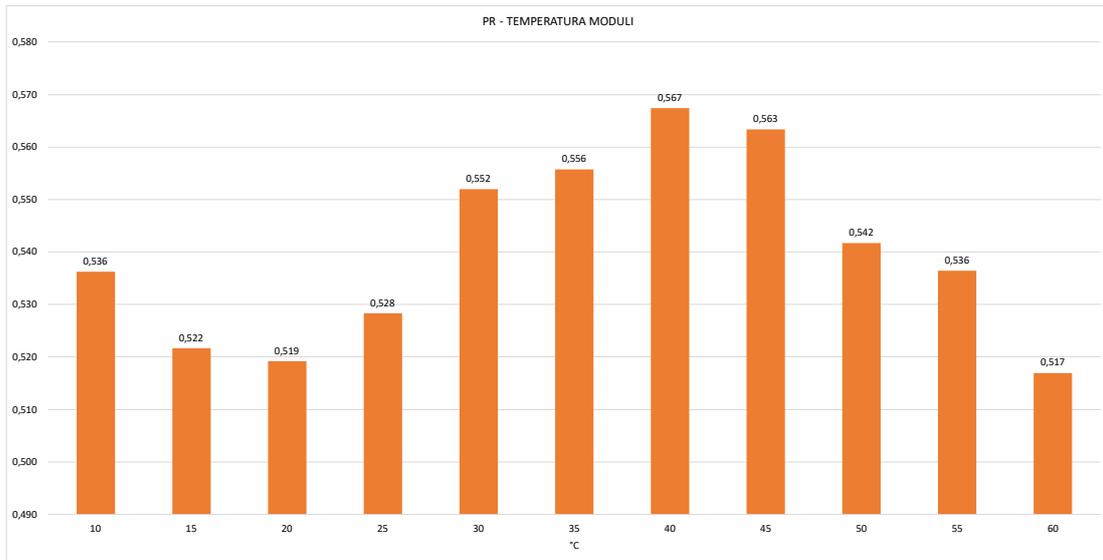


Figura 40 : Andamento del PR al variare delle temperature nel periodo considerato

Correlazione tra PR, irraggiamento e temperatura moduli

Incrociando i dati di irraggiamento e temperatura di esercizio dei moduli rispetto ai valori di PR registrati nel periodo di analisi si conferma la tendenza alla diminuzione di quest'ultimo al crescere dei valori di radiazione solare; inoltre, si osservano le migliori condizioni di funzionamento dell'impianto nell'intorno dei 45 °C.

Tali conclusioni possono essere tratte, osservando i grafici di seguito riportati.

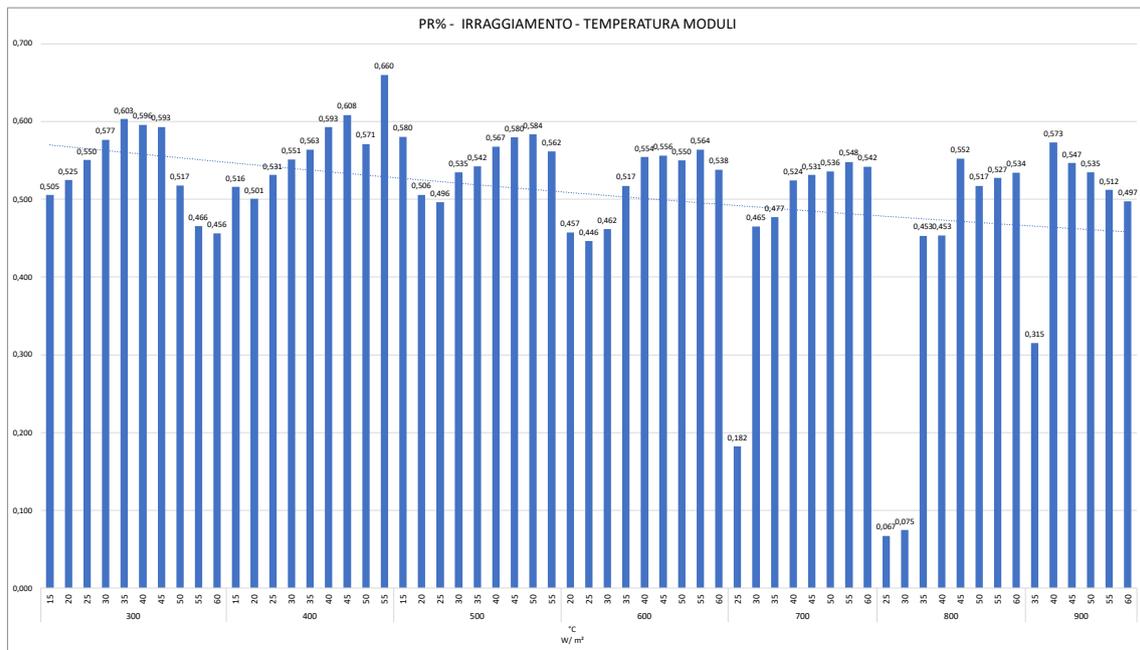


Figura 41: Andamento del PR al variare delle temperature e dell'irraggiamento nel periodo considerato

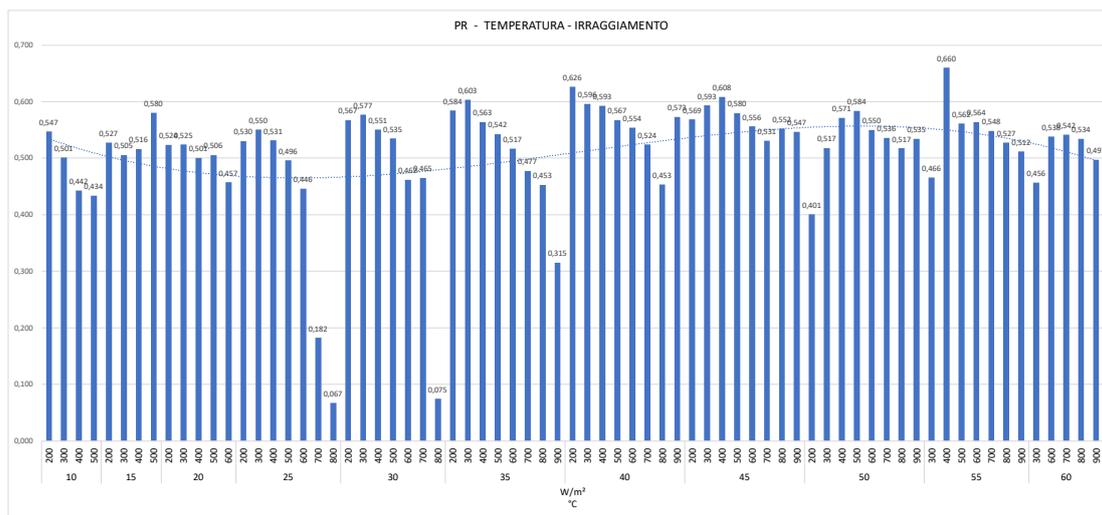


Figura 42: Andamento del PR al variare dell'irraggiamento e delle temperature nel periodo considerato

Analisi differenze del PR tra mese aprile e mese di settembre

Dal grafico riportato in Figura 35 emerge una sostanziale tendenza alla diminuzione del PR nei diversi mesi del periodo preso in considerazione e soprattutto nel mese di aprile 2018.

Tale trend non è apprezzabile nei mesi invernali per via dei bassi valori di radiazione solare, tuttavia confrontando il PR del mese di settembre 2017 con quello di aprile 2018, la tendenza alla diminuzione appare molto chiaramente.

Il decremento del PR che caratterizza il mese di aprile risulta parecchio significativo soprattutto se si effettua proprio un confronto con settembre (mese, peraltro, con un irraggiamento medio inferiore rispetto ad aprile).

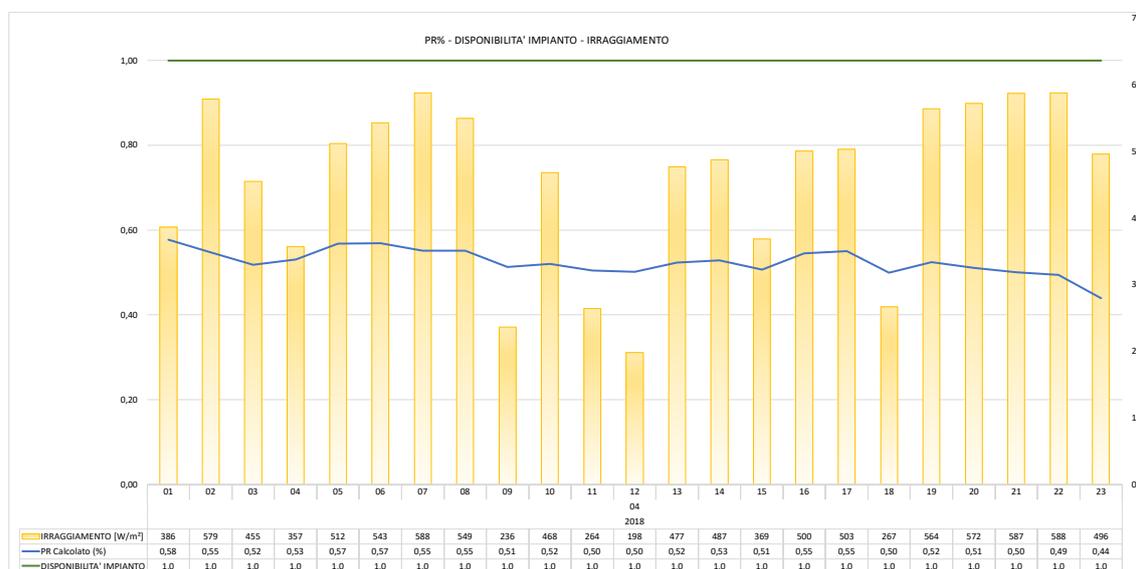


Figura 43: Andamento del PR, irraggiamento e disponibilità d'impianto nel mese di aprile 2018

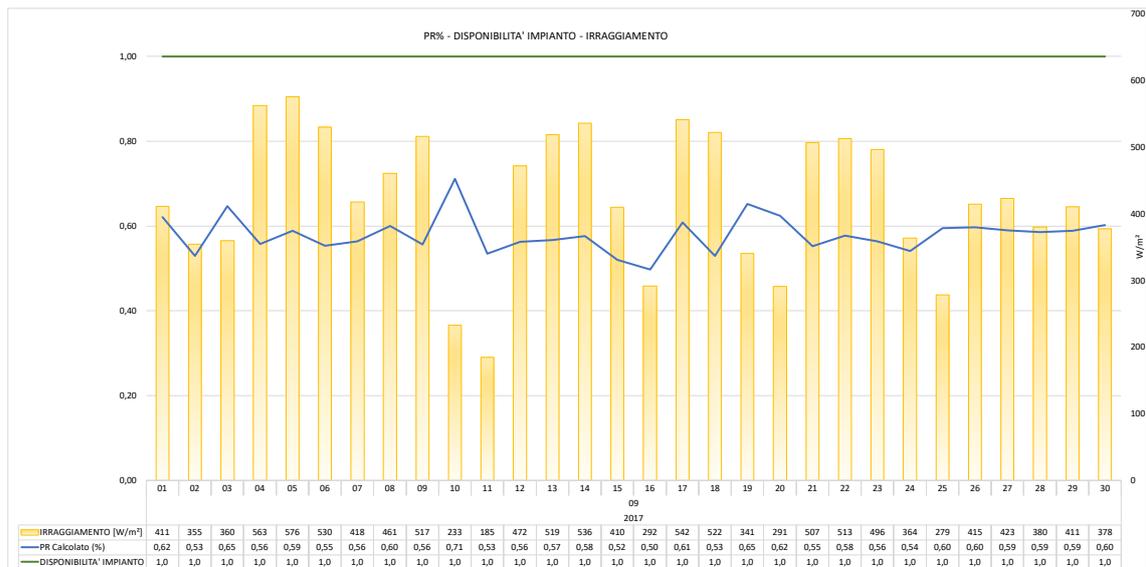


Figura 44: Andamento del PR, irraggiamento e disponibilità d'impianto nel mese di settembre 2017

Come è possibile osservare dai grafici sopra riportati, entrambi i mesi presentano una completa disponibilità d'impianto, tuttavia a parità di condizioni di funzionamento, settembre 2017 ha un PR medio pari al 58% contro un PR di aprile 2018 pari al 53%.

Per ciascuno dei due mesi in questione viene inoltre selezionato un giorno "buono" caratterizzato da profilo di irraggiamento regolare.

Nello specifico vengono scelti due giorni di riferimento con simili valori di irraggiamento, temperatura di esercizio dei moduli e completa disponibilità:

- 13 settembre 2017 con, irraggiamento cumulato pari a 5528 Wh/m², temperatura media giornaliera dei moduli pari a 37,3°C, PR medio giornaliero pari a 0,57;
- 22 aprile 2018 con, irraggiamento cumulato pari a 6733 Wh/m², temperatura media giornaliera dei moduli pari a 39,3° C, PR medio giornaliero pari a 0,49.

In tali periodi vengono messi a confronto le potenze AC in uscita dai 6 inverter dell'impianto e l'irraggiamento registrato durante il giorno.

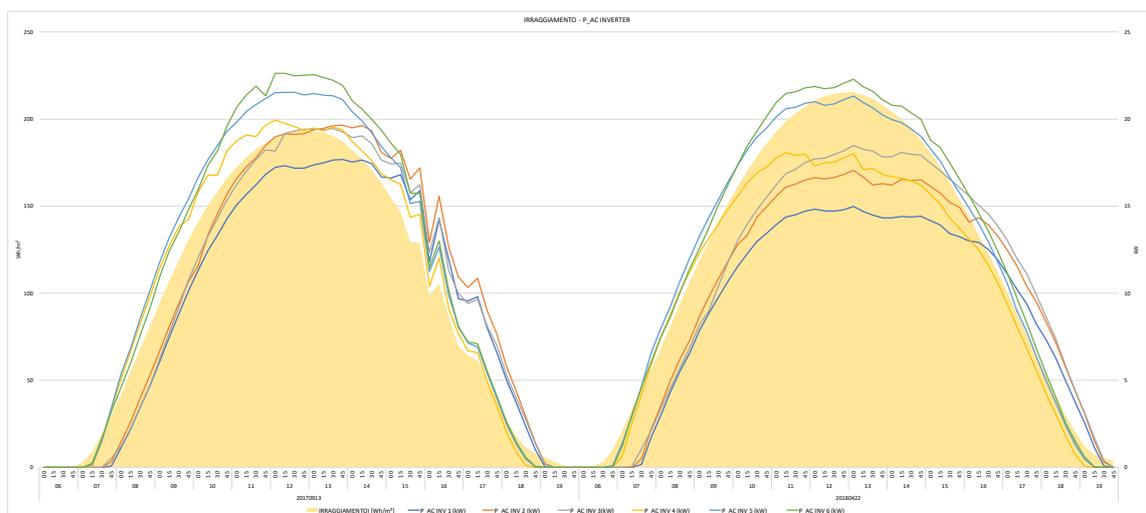


Figura 45: Andamento dell'irraggiamento e delle potenze AC degli inverter nei giorni 13/09/2017 e 22/04/2018

Il grafico sopra riportato mostra come, nonostante un più alto valore di irraggiamento nel giorno di aprile rispetto a quello di settembre, si registri nel primo caso un evidente calo di produzione delle sezioni d'impianto in maniera generalizzata (gli inverter 2 e 5 presentano i cali più evidenti).

I precedenti grafici inoltre non evidenziano problemi di conversione dell'energia disponibile.

L'analisi condotta permette di individuare quale causa principale del decadimento della prestazione fotovoltaica una sofferenza generalizzata del generatore.

Tale aspetto deve essere approfondito attraverso specifiche prove strumentali per comprendere le cause del decadimento riscontrato.

2.2. Definizione di procedure standard per l'individuazione ed esecuzione delle prove strumentali da eseguire su impianti affetti da underperformance

2.2.1. Individuazione degli approfondimenti di indagine da eseguire

In base a quanto evinto nei precedenti paragrafi, esistono criticità che possono coinvolgere una o più parti delle centrali fotovoltaiche.

L'analisi dei dati di monitoraggio può consentire di discriminare puntualmente tali criticità o di individuare le parti di impianto in corrispondenza delle quali condurre approfondimenti di indagine; tali approfondimenti corrispondono tipicamente ad attività da svolgersi parte in campo (rilievi, misure, ecc.) e parte in ufficio (analisi dei dati raccolti in campo).

Gli approfondimenti da condurre dipendono dal settore di impianto che si sta indagando e dalla natura della criticità rilevata o sospettata.

La definizione delle attività da intraprendere dipende, evidentemente, dalle risultanze delle analisi dei dati di monitoraggio e/o da esigenze legate alla sicurezza di esercizio.

In particolare, l'analisi dei dati di monitoraggio può consentire l'individuazione di criticità legate alle performance dei settori di impianto o alla disponibilità; alcune di tali criticità possono costituire, al contempo, anche criticità relative alla sicurezza. In merito a ciò si considerino i seguenti esempi:

1. Criticità prestazionali -> criticità di sicurezza -> criticità di disponibilità

Fenomeni di *derating* dell'inverter possono essere riconducibili alla scarsa efficacia dei sistemi di raffreddamento a cui possono conseguire fenomeni di surriscaldamento dei componenti attivi e, quindi, rischi legati a possibili inneschi di incendio. Un incendio comporta d'altra parte una sicura indisponibilità.

2. Criticità di disponibilità <-> criticità di sicurezza

Il surriscaldamento di componenti installati all'interno dei quadri di potenza (AC o DC) comportano essenzialmente criticità di disponibilità (non di performance); al contempo tali tipi di fenomeni possono essere origine di incendi con conseguente generazione di criticità in ambito di sicurezza.

Alla luce di tali dinamiche, risulta quanto mai necessario definire una procedura di analisi che, a partire dai dati di monitoraggio, possa consentire o facilitare l'individuazione di potenziali criticità da investigare tramite approfondimenti in campo e tenere conto dei risultati di tali approfondimenti in modo organico.

Come illustrato nella seguente immagine è necessario che:

- la procedura di analisi dei dati di monitoraggio per l'individuazione di potenziali criticità su performance e/o disponibilità consideri la possibilità che queste possano causare anche problemi di sicurezza;
- problemi legati alla sicurezza siano necessariamente approfonditi in sito al fine di verificare le reali condizioni operative dei componenti;
- la procedura di analisi dati indichi se è necessario condurre approfondimenti in campo per quanto concerne performance e disponibilità o se, alternativamente, gli esiti della stessa possono essere ritenuti sufficienti all'individuazione puntuale delle criticità;
- la procedura di analisi indichi quali sono gli approfondimenti da condurre in campo.

Gli approfondimenti da condurre, quali prove di performance, di disponibilità e di sicurezza, devono essere individuate dalla procedura dipendentemente dal/i settore/i coinvolti.

I settori di impianto sui quali è opportuno, in caso di necessità, condurre approfondimenti sono gli stessi presi in considerazione nei precedenti paragrafi, e cioè:

- generatore fotovoltaico;
- inverter;
- quadri e componenti di potenza;
- infrastruttura.

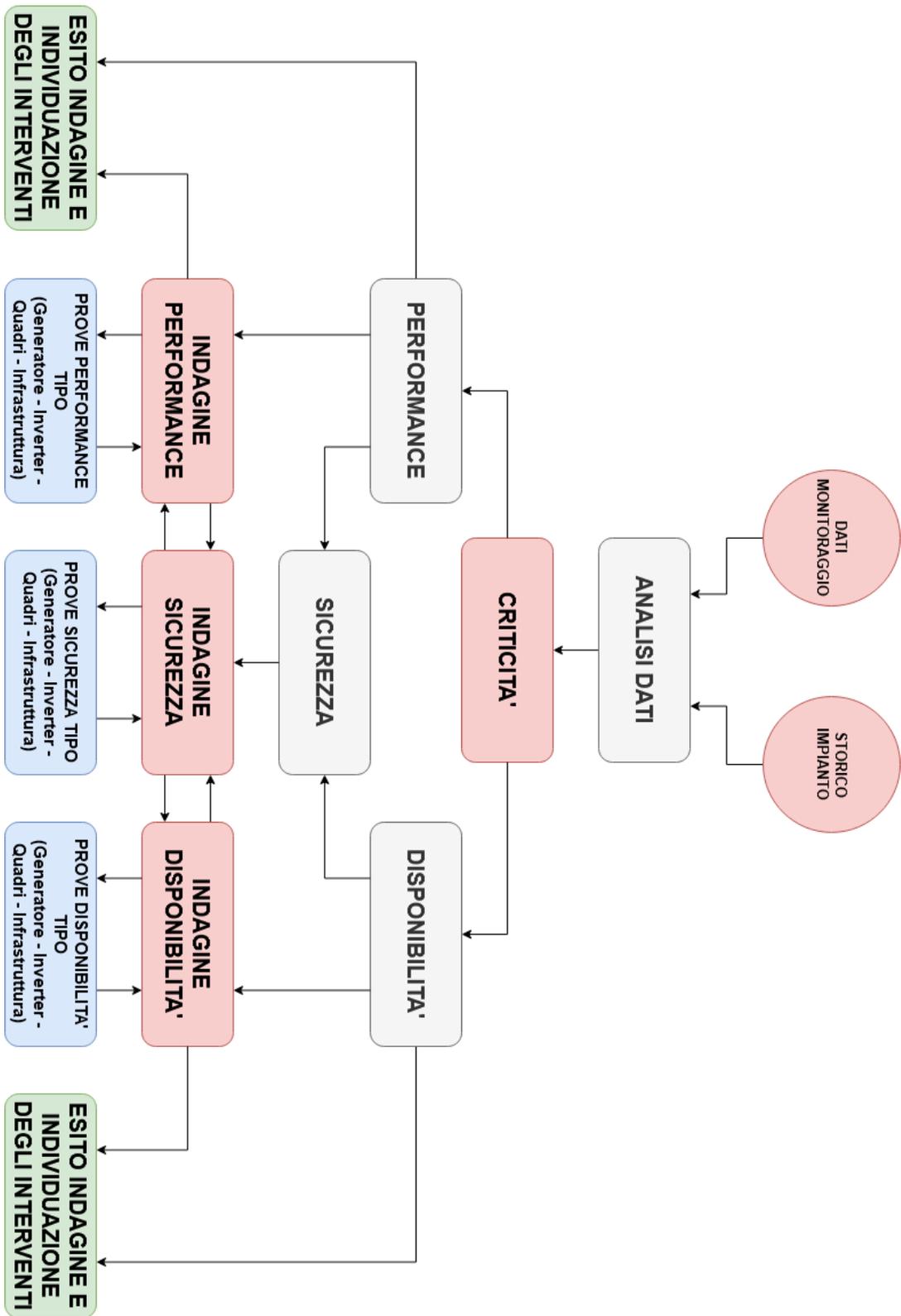


Figura 46: Procedura per la definizione degli approfondimenti da condurre in campo

La seguente tabella riassume le attività conducibili suddivise per settore e per criticità sospetta o rilevata.

Tabella 3: Elenco degli approfondimenti di indagine suddivise per settore di intervento

		Prestazioni	Disponibilità	Sicurezza
GENERATORE (moduli, cavi di stringa, connettori, ecc.)	Ispezione visiva	x	x	x
	Termografia	x		x
	Curve I-V	x		
	PR	x		
	Isolamento		x	x
INVERTER	Ispezione visiva	x	x	x
	PR	x		
	Termografia		x	x
	Analisi puntuali:			
	Condizioni di installazione e sistema di raffreddamento	x	x	x
	Stato dei sistemi ausiliari		x	x
	Analisi specialistiche	x	x	x
QUADRI E COMPONENTI DI POTENZA (string-box, quadri di parallelo DC, quadri AC [MT e BT], trasformatore, cavi per collegamenti di potenza AC e DC, ecc.)	Ispezione visiva		x	x
	Termografia		x	x
	Isolamento		x	x
	Analisi puntuali:			
	Condizioni di installazione e sistema di raffreddamento		x	x
	Stato dei sistemi ausiliari		x	x
	Analisi specialistiche		x	x
INFRASTRUTTURA (UPS, stazione meteo, sistema di monitoraggio, sistema antintrusione, ecc.)	Ispezione visiva		x	x
	Analisi puntuali		x	x

La precedente tabella consente di evincere che:

- Criticità prestazionali possono essere individuate essenzialmente su generatore ed inverter.
- Criticità di disponibilità e sicurezza possono essere individuate su tutti i settori d'impianto.
- Esiste una differente potenzialità fra le varie tecniche di approfondimento, intesa come possibilità di individuare molteplici criticità mediante l'esecuzione di una singola indagine; in particolare:

- 1 L'ispezione visiva è un'attività applicabile a tutti i settori dell'impianto e, se operata da personale esperto, può essere propedeutica all'individuazione di particolari aree di approfondimento.
- 2 La termografia è anch'essa un'attività applicabile a tutti i settori d'impianto che veicolano potenza; la tecnica d'indagine è in grado di evidenziare anomalie termiche che, sovente, sono indice di malfunzionamenti dei componenti attivi. Costituisce un potente strumento di indagine soprattutto ai fini delle indagini riguardanti disponibilità e sicurezza.
- 3 La misura dell'isolamento è una tecnica d'indagine applicabile a tutti gli elementi attivi di potenza della centrale fotovoltaica; coinvolge direttamente generatore, quadri e componenti di potenza (le misure possono essere effettuate direttamente in corrispondenza dei componenti facenti parte di tali sistemi) ma coinvolge, indirettamente, anche gli inverter che, per altro, sono spesso equipaggiati con misuratori di isolamento. La misura dell'isolamento è un'indagine di assoluto rilievo in merito a disponibilità e sicurezza dell'impianto.
- 4 La misura del PR (performance ratio) si applica essenzialmente alla parte di conversione dell'energia (generatore ed inverter) e fornisce indicazioni strettamente riguardanti gli aspetti prestazionali; è tuttavia un'indagine di fondamentale importanza per comprendere le reali prestazioni impiantistiche, soprattutto se condotta su periodi di tempo sufficientemente estesi.
- 5 Il rilievo delle curve I-V è un'attività limitata al solo generatore; fornisce una indicazione delle performance di conversione del generatore e dello stato di degrado dello stesso. È tuttavia una tecnica d'indagine soggetta a ristretti vincoli di esecuzione e rilevanti incertezze di misura che la rendono utile solamente nel caso di evidenti cali prestazionali da parte del generatore.
- 6 Le analisi puntuali dei settori d'impianto sono attività specialistiche da condurre quando le evidenze dell'analisi dati e delle indagini in sito non consentono di chiarire a pieno le motivazioni delle criticità evinte. Esse costituiscono attività di natura tecnica quali diagnosi, valutazioni specialistiche, interventi da parte di tecnici abilitati, ecc.

L'ordine del precedente elenco, pur senza voler definire una gerarchia assoluta, rispecchia l'importanza delle verifiche conducibili in impianto; fanno eccezione le analisi puntuali che si trovano in fondo alla lista non per motivi di importanza, quanto perché sono attività trasversali da condurre con un grado di priorità dipendente dal rischio generato dalle criticità evinte e non risolte.

I risultati degli approfondimenti, delle verifiche e delle misure svolte in campo devono essere analizzati in maniera organica, tenendo cioè mutuamente in considerazione le risultanze dell'analisi. L'analisi di tali risultanze ha lo scopo di confermare e spiegare le criticità evinte dall'analisi dei dati di monitoraggio o di confutarle; in tale ambito è importante mettere in correlazione i dati disponibili per comprendere ed individuare fenomeni non immediatamente individuabili (ad esempio, l'incrocio di dati termografici e di curve I-V può consentire di individuare fenomeni di PID non facilmente rilevabili effettuando prove disgiunte).

L'obiettivo delle analisi condotte è in ultimo quello di individuare proposte di intervento volte a migliorare le condizioni operative dell'impianto in termini di performance, disponibilità e sicurezza.

2.2.2. Definizione di procedure per l'esecuzione delle prove strumentali

Specifica tecnica termografia moduli manuale

La presente specifica elenca e descrive tutte le operazioni da condurre per effettuare le verifiche termografiche sui moduli fotovoltaici eseguite manualmente.

La misura consiste nel rilevamento della temperatura dei moduli con termocamera e successiva elaborazione dei termogrammi acquisiti in campo per catalogare la tipologia di anomalia termica presente sul pannello analizzato.

L'esecuzione del rilievo termografico dei moduli è un'indagine senza contatto che non prevede interazioni degli operatori con parti attive o non attive dell'impianto di produzione.

• Strumentazione da utilizzare

Gli strumenti da utilizzare per il rilievo termografico sono:

- termocamera radiometrica;
- schede di memoria digitale;
- macchina fotografica;
- superficie lambertiana¹;
- nastro adesivo con emissività nota²;
- termoigrometro portatile;
- anemometro portatile;
- solarimetro portatile;
- planimetria area oggetto del rilievo termografico;
- blocco appunti e penna;
- pennarello indelebile.

• Operazioni propedeutiche al rilievo termografico

- Valutazione della temperatura apparente riflessa

La determinazione della temperatura apparente riflessa deve avvenire conformemente ad uno dei metodi indicati nella norma ASTM E-1862-97 [62].

- Valutazione dell'emissività del modulo

La determinazione dell'emissività della superficie dei moduli deve essere effettuata secondo uno dei metodi previsti dalla norma ASTM E-1933-14 [63].

- Misurazione della temperatura ambiente e dell'umidità relativa

Per ciò che concerne la temperatura ambiente e l'umidità, queste due grandezze devono essere rilevate per mezzo di un termoigrometro.

- Misurazione del valore di irraggiamento

¹ L'utilizzo della superficie lambertiana è prevista nel caso venga seguita "la tecnica del riflettore diffuso" (Norma ASTM E-1862) per la determinazione della temperatura riflessa apparente

² L'utilizzo del nastro adesivo ad emissività nota è previsto nel caso venga seguita la "tecnica del marcatore ad emissività nota" (Norma ASTM E-1933) per la determinazione dell'emissività.

Tale grandezza viene misurata attraverso un solarimetro portatile.

- Setting della termocamera

Emissività, temperatura riflessa, temperatura ambiente e umidità relativa devono essere inseriti all'interno della termocamera per assicurarne un corretto settaggio.

- **Esecuzione dell'ispezione termografica**

Le operazioni da eseguire possono essere così riassunte:

- L'operatore inquadra con la termocamera tutti i moduli da testare.
- L'operatore, identificato il modulo affetto da anomalia termica, ne acquisisce il termogramma e l'immagine nel campo del visibile.
- L'operatore marca con pennarello indelebile il modulo affetto da anomalia termica, riportando il numero del relativo termogramma.
- L'operatore acquisisce l'immagine, nel campo del visibile, della matricola del modulo affetto da anomalia.
- L'operatore segna sulla planimetria d'impianto la posizione del modulo, riportando il nome file del termogramma ed il nome file della fotografia scattata per il rilievo della matricola.
- L'operatore indica inoltre sulla planimetria:
 - data;
 - ora di avvio del rilievo e relativo valore di irraggiamento;
 - ora di fine del rilievo e relativo valore di irraggiamento;
 - cartella di salvataggio dei termogrammi nella scheda di memoria (se prevista);
 - indicazioni del percorso seguito in campo per il rilievo termografico.

- **Storage dei dati e redazione dei report**

I termogrammi scattati e memorizzati all'interno della memoria della termocamera dovranno essere poi scaricati e salvati all'interno di supporto digitale. Successivamente i termogrammi dovranno essere analizzati, elaborati e dovranno essere presentati i risultati organizzati secondo uno specifico report.

Di seguito vengono descritti alcuni fattori da tener presente per eseguire correttamente il rilievo termografico:

- modalità di acquisizione dei termogrammi;
- definizione dell'IFOV (Instantaneous Field of View o campo visivo istantaneo minimo) ed AFOV (Apparent Field of View o campo visivo apparente);
- caratteristiche della termocamera.

- **Modalità di acquisizione dei termogrammi**

Ai fini dell'esecuzione di un corretto rilievo termografico deve essere attuato il corretto posizionamento della termocamera.

Per evitare riflessi nel vetro della termocamera e dell'operatore che esegue la misura, non bisogna posizionarsi perpendicolarmente al modulo oggetto di ispezione. L'angolo di inquadratura deve essere compreso tra i 5° e i 60° (dove 0° indica la posizione perpendicolare al piano dei moduli); nella seguente immagine gli angoli di ripresa consigliati sono in verde, mentre quelli da evitare sono in rosso [64].



Figura 47: Angoli di ripresa della termocamera [64]

Inoltre, deve essere fatta molta attenzione ai riflessi causati dal sole, nuvole, e agli adombramenti parziali in quanto potrebbero essere fonte di errore nella misurazione.

Il termogramma acquisito dovrà comprendere l'intera superficie del modulo fotovoltaico da indagare.

- **Definizione dell'IFOV minimo ed AFOV**

L'IFOV (Instantaneous Field of View o campo visivo istantaneo) indica la capacità di un'ottica di risolvere, cioè vedere e misurare, la temperatura di un'area puntiforme all'interno di un'immagine termica [51].

Il campo visivo istantaneo definisce anche la risoluzione geometrica o spaziale di un'ottica, cioè la capacità di un sistema di distinguere due aree puntiformi adiacenti e non è una misura di differenza di temperatura o di radiazione, ma di spazio ed è quindi sempre calcolata come valore dimensionale o di angolo.

Più semplicemente l'IFOV indica la dimensione del singolo pixel su un piano che si trova ad una certa distanza "d" dall'osservatore, in mrad o mm. Misurando oggetti sempre più lontani, si ha un IFOV sempre più grande del quale bisogna tenerne conto durante la misurazione; infatti, se l'oggetto da inquadrare è più grande dell'area misurata dal singolo pixel alla massima distanza a cui è posto l'oggetto, allora il pixel misurerà solo l'oggetto d'interesse e la misura, a meno di altre tipologie di errori, sarà corretta. Diversamente, se l'oggetto è più piccolo dell'area misurata dal pixel, il pixel raccoglierà radiazione infrarossa non solo dall'oggetto ma anche dagli oggetti ad esso circostanti o retrostanti, e la misura della temperatura non potrà essere corretta.

Convenzionalmente, l'oggetto da analizzare deve essere descritto da almeno 9 pixel (3 pixel per lato), e deve quindi essere 3 volte più grande del singolo pixel, per non misurare la temperatura adiacente all'oggetto in misura.

Generalmente tale parametro è riportato tra le caratteristiche tecniche dello strumento fornite dal costruttore.

Nel definire la distanza massima di ripresa è necessario tenere in conto anche l'AFOV, cioè l'area inquadrata dalla termocamera che dipende dalla distanza di ripresa "d" e dal FOV; la seguente immagine rappresenta graficamente i parametri fino ad ora citati.

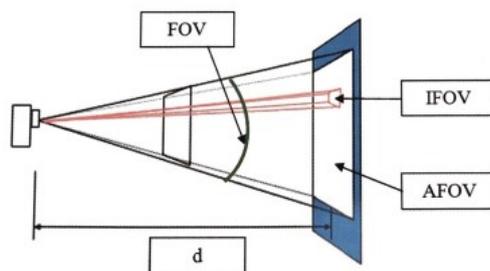


Figura 48: Rappresentazione dell'IFOV, AFOV, FOV e distanza di ripresa [51]

Nell'ambito della termografia condotta su moduli fotovoltaici, al fine di avere una corretta rappresentazione della condizione termica degli oggetti osservati, è importante che l'AFOV comprenda almeno l'intera superficie del modulo; tale concetto è mandatorio e la scelta di utilizzare un AFOV più ristretto od esteso può essere contemplato nell'ambito di un approfondimento dell'indagine.

Di seguito si riporta un esempio relativo alla corretta valutazione dell'IFOV ai fini della misura.

Si prenda a riferimento la termocamera Flir T335 avente risoluzione termica 320x240 pixel, campo visivo 25°x19° e IFOV pari a 1,36 mm/m. Si vuole osservare un modulo fotovoltaico con dimensione orizzontale di 1 m, dimensione verticale 1,7 m ed inclinazione 30°.

Se si osserva l'oggetto ad una distanza di 5 m, ciascun pixel rappresenta un'area, sul piano dell'oggetto, di 6,8x6,8 mm². Tale combinazione di distanza oggetto-osservatore e termocamera permette contemporaneamente di inquadrare tutto il modulo fotovoltaico e contestualmente di individuare eventuali difetti presenti sull'oggetto della misura.

- **Caratteristiche principali della termocamera**

La termocamera che deve essere adoperata per l'acquisizione delle immagini termografiche deve essere di tipo radiometrico.

Le termocamere radiometriche consentono di misurare il valore di temperatura assoluta di ogni punto dell'immagine. L'immagine, infatti, è costruita su una matrice formata da un certo numero di pixel per un certo numero di righe. L'elettronica dello strumento rileva rapidamente il valore di energia immagazzinata da ogni singolo pixel del modulo osservato. Ogni pixel nell'immagine radiometrica è una misurazione di temperatura. Maggior numero di pixel significa maggiore dettaglio, visto che le termocamere radiometriche sono in grado di rivelare la temperatura assoluta per ciascun pixel rilevato.

Le termocamere radiometriche utilizzano software ed algoritmi per evidenziare i valori di temperatura in uno o più punti. La termocamera dovrà essere impostata in modo tale da permettere l'acquisizione simultanea dell'immagine nel campo dell'infrarosso e nel campo del visibile.

Specifica tecnica termografia moduli con drone

La presente specifica elenca e descrive tutte le operazioni da condurre per effettuare le verifiche termografiche sui moduli fotovoltaici con l'ausilio di sistemi aeromobili a pilotaggio remoto (SAPR).

La misura consiste nel rilevamento della temperatura dei moduli con termocamera e successiva elaborazione dei termogrammi acquisiti in campo per catalogare la tipologia di anomalia termica presente sul pannello analizzato.

Tale indagine viene condotta attraverso una termocamera montata su drone.

L'esecuzione del rilievo termografico dei moduli è un'indagine senza contatto che non prevede interazioni degli operatori con parti attive o non attive dell'impianto di produzione.

Il rilievo termografico con l'utilizzo del drone prevede alcune procedure di sicurezza da seguire prima dell'inizio del volo:

- controllo delle mappe aeronautiche per verifica della possibilità di sorvolo dell'area di impianto;
- classificazione dell'area (critica / non critica) per valutazioni delle condizioni di sicurezza del volo;
- perlustrazione dell'area al fine di individuare ostacoli al volo del drone (es. linee elettriche, alberi, antenne, ecc.)
- individuazione delle aree adibite al decollo e all'atterraggio del drone;
- segregazione dell'area di sorvolo al fine di impedire l'ingresso in detta area a personale non autorizzato. L'ingresso deve essere autorizzato esclusivamente al personale addetto, cioè pilota APR ed ausiliario;
- individuazione dell'opportuna area di buffer;
- verifica delle idonee condizioni metereologiche;
- verifica delle idonee condizioni elettromagnetiche.

- **Strumentazione da utilizzare**

Gli strumenti da utilizzare per il rilievo termografico con drone sono:

- drone e relativi accessori;
- gilet ad alta visibilità per operatore APR ed ausiliario;
- termocamera radiometrica;
- batterie per la strumentazione in uso;
- schede di memoria digitale;
- macchina fotografica;
- superficie lambertiana¹;
- nastro adesivo con emissività nota²;
- termoigrometro portatile;
- anemometro portatile;
- solarimetro portatile;
- planimetria area oggetto del rilievo termografico;
- blocco appunti e penna;
- pennarello indelebile.

- **Pianificazione della missione**

La pianificazione della missione del drone deve seguire le seguenti fasi:

- la/e missione/i di volo verrà pianificata in modo tale che la rotta seguita dal drone segua la disposizione dei moduli;
- l'imbardata del drone sarà mantenuta costante e perpendicolare all'orientamento della schiera dei moduli;

- la quota di volo dovrà essere adeguata al profilo altimetrico del terreno del sito, in modo tale da mantenere il più costante possibile il valore dell'IFOV;
- la/e missione/i di volo verrà pianificata in modo tale che i termogrammi acquisiti coprano interamente l'area di installazione dei moduli fotovoltaici.

- **Operazioni propedeutiche al rilievo termografico**

- Valutazione della temperatura apparente riflessa

La valutazione della temperatura apparente riflessa deve avvenire conformemente ad uno dei metodi indicati nella norma ASTM E-1862-97. Se questa viene operata attraverso l'uso di superficie lambertiana mediante "la tecnica del riflettore diffuso", deve essere condotta avendo cura di porsi nelle medesime condizioni di ripresa che saranno adottate per l'acquisizione dei termogrammi.

- Valutazione dell'emissività del modulo

La determinazione dell'emissività della superficie dei moduli deve essere effettuata secondo uno dei metodi previsti dalla norma ASTM E-1933-14.

- Misurazione della temperatura ambiente e dell'umidità relativa

Per ciò che concerne la temperatura ambiente e l'umidità, queste due grandezze devono essere rilevate per mezzo di un termoigrometro.

- Misurazione del valore di irraggiamento

Tale grandezza viene misurata attraverso un solarimetro portatile.

- Setting della termocamera

Emissività, temperatura riflessa, temperatura ambiente e umidità relativa devono essere inseriti all'interno della termocamera per assicurarne un corretto settaggio.

- **Esecuzione dell'ispezione termografica**

Le operazioni da eseguire durante l'ispezione termografica con drone possono essere così sintetizzate:

- valutazione dell'idoneità delle condizioni del sito per il volo del drone:
 - condizioni meteo;
 - interferenze di campi elettromagnetici;
 - presenza di persone all'interno o nelle vicinanze del sito;
 - presenza di altri velivoli in volo nella zona;
- identificazione della/e zona/e di atterraggio e decollo per il drone
- esecuzione da parte dell'operatore di tutte le verifiche di sicurezza sul drone, prima che questo venga armato;
- posizionamento del drone nell'area di decollo;
- armatura dell'APR e verifica dell'assenza di segnali di warning nella telemetria del mezzo e della correttezza dei dati trasmessi;
- controllo dell'operatività della termocamera;
- messa in volo del drone da parte dell'operatore e verifica della rispondenza di tutti i comandi;

- avvio da parte dell'operatore della missione secondo la pianificazione effettuata precedentemente e secondo il rispetto di tutte le procedure di sicurezza previste;
- atterraggio dell'APR, disarmo del mezzo e spegnimento.

- **Storage dei dati e redazione report**

Concluse le operazioni di cui al precedente punto, i termogrammi scattati e memorizzati all'interno della memoria della termocamera dovranno essere scaricati e salvati all'interno di supporto digitale.

Successivamente i termogrammi dovranno essere analizzati ed elaborati e dovranno essere presentati i risultati organizzati, secondo uno specifico report.

Per quanto riguarda i tre fattori, descritti nel paragrafo precedente, da tenere in considerazione per l'esecuzione di un corretto rilievo termografico, devono essere introdotte alcune considerazioni specifiche in relazione all'utilizzo del drone.

- **Modalità di acquisizione dei termogrammi**

La termocamera sul drone deve essere fissata in modalità nadirale.

L'angolo di imbardata del drone deve essere perpendicolare all'orientamento delle file dei moduli fotovoltaici.

Nello scatto dei diversi termogrammi ci deve essere una sovrapposizione del 50% in direzione x e del 50% in direzione y.

Le immagini devono essere scattate in modo tale che il lato lungo del termogramma sia parallelo alle schiere dei moduli e che il nord del campo risulti sempre nella parte in alto del termogramma.

- **Definizione dell'IFOV minimo ed AFOV**

Nell'ambito della termografia condotta su moduli fotovoltaici con l'ausilio di drone, al fine di avere una corretta rappresentazione della condizione termica degli oggetti osservati, è importante che l'AFOV comprenda almeno l'intera superficie del modulo; tale concetto è mandatorio e la scelta di utilizzare un AFOV più ristretto od esteso può essere contemplato nell'ambito di un approfondimento dell'indagine.

Di seguito si riporta un esempio relativo alla corretta valutazione dell'IFOV ai fini della misura.

Si prenda a riferimento la termocamera Vue Pro R della Flir avente risoluzione termica 640x512 pixel, campo visivo 69°x56° e IFOV pari a 1,91 mm/m. Si vuole osservare una serie di moduli fotovoltaici con dimensione orizzontale complessiva di 14 m.

Se si osservano gli oggetti ad una distanza di 15 m, ciascun pixel rappresenta un'area, sul piano dell'oggetto, di $28,6 \times 28,6^3 \text{ mm}^2$ (per maggiori dettagli si rimanda alla Figura 48).

Tale combinazione di distanza oggetto-osservatore e termocamera permette contemporaneamente di inquadrare tutti i moduli fotovoltaici e contestualmente di individuare eventuali difetti presenti sull'oggetto della misura.

- **Caratteristiche della termocamera**

Per quanto riguarda le caratteristiche della termocamera da adoperare per il rilievo termografico con il drone vale quanto già esposto in precedenza per l'ispezione eseguita manualmente.

³ Tale dimensione del pixel, considerando una cella standard 10x10 mm², assicura che all'interno di detta area cadano almeno 9 pixel che costituiscono la quantità minima tale da consentire una misura accurata della temperatura.

Specifica tecnica termografia quadri / inverter

La presente specifica elenca e descrive le operazioni da condurre per l'esecuzione delle verifiche termografiche da condurre sui quadri e gli inverter.

Tale indagine strumentale consiste nel misurare la temperatura della superficie dei componenti installati nei quadri e degli inverter, attraverso l'utilizzo di una termocamera ad infrarossi. L'ispezione termografica va eseguita sotto carico⁴, cioè con il passaggio di corrente elettrica attraverso i dispositivi oggetto d'indagine. Tale condizione è importante per l'esecuzione dell'ispezione dato che è la corrente elettrica a generare calore, principalmente per effetto joule, attraversando componenti resistivi. Le misure vanno effettuate con le apparecchiature in servizio durante il normale esercizio dell'impianto, al fine di analizzare una situazione di funzionamento reale; il carico applicato non dovrà essere inferiore al 60% del carico nominale delle apparecchiature.

Tale tipo di indagine consente inoltre di evitare fermi di produzione o in generale di disalimentazione di parti d'impianto durante l'esecuzione della stessa.

Indicazioni generali delle operazioni di misura

Prima dell'avvio di ciascun rilievo l'operatore dovrà verificare la necessità di porre fuori tensione ogni componente elettrico presente all'interno dell'area di lavoro. Tale operazione è così definita:

• Messa in sicurezza dell'area di lavoro⁵

- L'operatore individua la posizione dei quadri e/o degli inverter da sottoporre a verifica e identifica, parimenti, i quadri contenenti i dispositivi di protezione e sezionamento delle linee a valle ed a monte del dispositivo oggetto di verifica al fine di individuare tutti i punti di sezionamento atti a separare detto dispositivo dalle restanti parti di impianto ed escludere la presenza di ogni tensione.
- L'operatore, dopo avere aperto la portella del quadro e prima di compiere qualsiasi azione, verifica la manovrabilità sotto carico dei dispositivi presenti; laddove sia necessario effettuare una manovra su dispositivi non manovrabili sotto carico, l'operatore si occuperà di compiere le azioni richieste per assicurare l'assenza di circolazione di corrente in corrispondenza del dispositivo sul quale si vuole agire.
- L'operatore sezionerà tutti i circuiti di cui necessita per portare a termine le operazioni prescritte; l'operatore, al fine di assicurare la completa assenza di tensione sul quadro oggetto di intervento, agirà sui punti di sezionamento opportuni eventualmente installati su quadri differenti da quello interessato dal rilievo⁶.

Al termine di ciascuna missione, o di un insieme di missioni che prevedano l'intervento nella medesima area di lavoro, l'operatore ripristinerà l'alimentazione di tutte le parti precedentemente

⁴ L'operazione può essere eseguita sotto carico ove sia possibile garantire condizioni di completa sicurezza per gli operatori e per i componenti d'impianto.

⁵ Le operazioni descritte devono essere compiute nel caso in cui non sia possibile effettuare l'analisi termografica mantenendo alimentati i componenti oggetto dell'analisi stessa. Il mantenimento dell'alimentazione di tali componenti è subordinato alla possibilità di effettuare la termografia in condizioni di completa sicurezza per tutti gli operatori presenti in campo e per l'impianto stesso. Laddove ciò non fosse possibile si procederà alla messa in sicurezza dell'area di intervento.

⁶ È bene osservare che i quadri di campo sono collegati, direttamente o per mezzo del collegamento con altri quadri di campo, al generatore fotovoltaico; esso permane sotto tensione fintanto vi è disponibilità di radiazione luminosa. Laddove sia necessario assicurare la completa assenza di tensione presso il quadro di campo oggetto di intervento, l'operatore dovrà agire sui punti di sezionamento, installati a monte ed a valle del quadro stesso, al fine di garantire il completo distacco dei circuiti in esso presenti dal generatore fotovoltaico.

Nel caso in cui il quadro oggetto di intervento sia direttamente collegato al generatore fotovoltaico senza ulteriore interposizione di altri quadri di campo, al fine di assicurare la totale assenza di tensione sul quadro in oggetto, oltre ad agire sui dovuti punti di sezionamento a monte dello stesso, sarà necessario attendere l'assenza totale di radiazione luminosa, la quale garantisce assenza di tensione e impressa da parte del generatore fotovoltaico.

poste fuori tensione; a seguito di tale operazione ripristinerà l'operatività delle macchine e dei sistemi che lo richiedono (es. inverter) e verificherà la corretta operatività delle stesse. Tale operazione è così definita.

- **Ripristino delle alimentazioni e dell'operatività dell'impianto.**

- L'operatore, una volta ultimate le operazioni di misura prescritte e dopo essersi accertato che ogni altro operatore sia al di fuori delle aree ospitanti dispositivi alimentati dal quadro oggetto di intervento (es. ingresso DC inverter, moduli fotovoltaici, quadri in derivazione, ecc.), procede alla segregazione⁷ di dette aree ed alle manovre presso il quadro oggetto di indagine ed eventualmente presso i quadri ad esso collegati (precedentemente sezionati per garantire la sicurezza delle operazioni) al fine di ripristinare l'alimentazione di tutti i dispositivi.
- L'operatore procede quindi a ripristinare l'alimentazione di tutti i dispositivi installati nell'area d'intervento precedentemente disalimentati agendo sui relativi dispositivi di sezionamento.
- L'operatore, una volta verificata la corretta operatività di tutti i componenti installati presso l'area d'intervento, procede, se necessario, al riavvio del/degli inverter/s secondo le procedure previste dal costruttore della/e macchina/e.
- L'operatore verifica la corretta operatività della/e macchina/e.

Sequenza delle operazioni di misura

- **Strumentazione da utilizzare**

Gli strumenti da utilizzare per il rilievo termografico su quadri e inverter:

- DPI personali;
- utensili standard isolati 1000 V;
- pinza amperometrica isolata a 1000 V;
- guanti isolanti 1000 V;
- termocamera radiometrica;
- batterie;
- schede di memoria digitale;
- superficie lambertiana;
- nastro adesivo con emissività nota;
- termoigrometro portatile;
- anemometro portatile;
- solarimetro portatile;
- macchina fotografica;
- planimetria aree oggetto di indagine;
- blocco appunti e penna.

- **Pianificazione della misura**

- Valutazione della temperatura apparente riflessa

⁷ Per segregazione dell'area si intende l'insieme di operazioni volte a rendere inaccessibile ad ogni persona non autorizzata l'area stessa.

La valutazione della temperatura apparente riflessa deve avvenire conformemente ad uno dei metodi indicati nella norma ASTM E-1862-97.

- Valutazione dell'emissività del modulo

La determinazione dell'emissività della superficie dei componenti deve essere effettuata secondo uno dei metodi previsti dalla norma ASTM E-1933-14.

- Misurazione della temperatura ambiente e dell'umidità relativa

Per ciò che concerne la temperatura ambiente e l'umidità, queste due grandezze devono essere rilevate per mezzo di un termoigrometro.

- Misurazione del valore di irraggiamento

Tale grandezza viene misurata attraverso un solarimetro portatile.

- Setting della termocamera

Emissività, temperatura riflessa, temperatura ambiente e umidità relativa devono essere inseriti all'interno della termocamera per assicurarne un corretto settaggio.

- **Esecuzione dell'ispezione termografica**

Le operazioni da eseguire durante l'ispezione termografica su quadri/inverter possono essere così riassunte:

- Raggiungimento del quadro o dell'inverter da testare.
- Preparazione della termocamera allo scatto.
- Valutazione del carico del quadro/inverter oggetto di indagine e annotazione su un foglio del valore del carico in corrispondenza del nome del quadro/inverter oggetto di verifica:
 - nel caso degli inverter il carico del dispositivo dovrà essere valutato attraverso la consultazione del display della macchina;
 - nel caso dei quadri il carico sarà invece valutato attraverso la misura della corrente totale uscente dal quadro.
- Rimozione, secondo le procedure di sicurezza previste, delle barriere presenti nei quadri/inverter che impediscono una visione completa e diretta dei componenti da sottoporre ad indagine termografica (l'operazione deve essere eseguita in modo tale da mantenere quanto più possibile invariate le condizioni termiche del quadro esistenti).
- Acquisizione dell'immagine termografica del quadro/inverter nella sua interezza (acquisizione simultanea nel campo dell'infrarosso e del visibile).
- Annotazione su foglio del numero del quadro oggetto di indagine e del numero di termogramma relativo.
- Valutazione della necessità di acquisizione dei termogrammi di particolari del quadro/inverter qualora sia necessario evidenziare particolari anomalie termiche emerse durante il rilievo:
 - nel caso di acquisizione del termogramma di un particolare del dispositivo indagato, dovrà essere annotato il numero del termogramma accanto al nome del relativo quadro, con nota descrittiva del particolare e, se possibile, valutazione del carico (misura di corrente);
 - nel caso in cui durante il rilievo venga riscontrata un'anomalia di particolare gravità si dovrà procedere immediatamente all'avvio della procedura volta alla risoluzione del problema.

- Ripristino delle condizioni antecedenti il rilievo termografico del quadro/inverter con riposizionamento di tutte le parti precedentemente rimosse.
- Verifica del completo funzionamento del quadro/inverter.
- Ripetizione di tutte le operazioni sopra elencate per tutti i quadri e gli inverter da testare.

- **Storage dei dati e redazione dei report**

I termogrammi scattati e memorizzati all'interno della memoria della termocamera dovranno essere poi scaricati e salvati all'interno di supporto digitale.

Successivamente i termogrammi dovranno essere analizzati ed elaborati e dovranno essere presentati i risultati organizzati, secondo uno specifico report.

Per ciò che concerne i tre fattori, da tenere in considerazione per l'esecuzione di un corretto rilievo termografico, devono essere introdotte alcune considerazioni specifiche in relazione ai componenti indagati.

- **Modalità di acquisizione dei termogrammi**

Per quanto riguarda l'angolo di inquadratura della termocamera e il posizionamento dell'operatore rispetto al componente oggetto di ispezione, vale quanto già esposto per la termografia dei moduli.

Il/i termogramma/i acquisito dovrà comprendere l'intero quadro o inverter oggetto dell'indagine.

Inoltre, dovranno essere scattati anche termogrammi raffiguranti i particolari dei componenti dei quadri o degli inverter indagati, nel caso in cui questi siano caratterizzati da significative anomalie termiche.

- **Definizione dell'IFOV minimo ed AFOV**

Nell'ambito della termografia condotta su quadri od inverter, al fine di avere una corretta rappresentazione della condizione termica degli oggetti osservati, è importate che l'AFOV comprenda almeno l'intera area del quadro/inverter od una parte significativa e d'insieme dello stesso; tale concetto è mandatorio e la scelta di utilizzare un AFOV più ristretto od esteso può essere contemplato nell'ambito di un approfondimento dell'indagine. Ad esempio, se in un quadro si verificasse un'anomalia termica di un componente che necessita di un'analisi di maggior dettaglio, l'operatore termografico acquisirà in primis un termogramma d'insieme del quadro o di una sezione significativa, quindi acquisirà un termogramma di dettaglio del componente con anomalia.

Laddove non fosse possibile con un unico termogramma avere una visione d'insieme del componente oggetto di analisi, saranno acquisiti più termogrammi tali da coprire l'interezza del quadro o dell'inverter.

Di seguito si riporta un esempio relativo alla corretta valutazione dell'IFOV ai fini della misura.

Si prenda a riferimento la termocamera T335 della Flir avente risoluzione termica 320x240 pixel, campo visivo 25°x19° e IFOV pari a 1,36 mm/m. Si vuole osservare un quadro elettrico con dimensione orizzontale di 0,84 m e dimensione verticale 1 m.

Se si osserva l'oggetto ad una distanza di 2,5 m mantenendo la termocamera in posizione portrait, ciascun pixel rappresenta un'area, sul piano dell'oggetto, di 3,45x3,45 mm². Tale combinazione di distanza oggetto-osservatore e termocamera permette di visualizzare con lo strumento tutto il quadro e consente una valutazione di massima su eventuali anomalie presenti sull'oggetto della misura. Ove fosse necessario, si procede ad un'analisi di dettaglio dell'eventuale anomalia.

- **Caratteristiche della termocamera**

Per quanto riguarda le caratteristiche della termocamera da adoperare per il rilievo termografico con il drone vale quanto già esposto in precedenza per l'ispezione eseguita sui moduli.

2.2.2.1. Specifica tecnica curve I-V

La presente specifica elenca e descrive tutte le operazioni da condurre per l'esecuzione delle misure volte a rilevare le curve caratteristiche tensione – corrente di stringhe/moduli fotovoltaici.

L'operatore effettua l'inserzione della strumentazione di misura in corrispondenza della stringa/modulo che si vuole misurare secondo lo schema presentato nella Figura 15 del paragrafo 1.7.6.

Prima di eseguire la misura deve essere valutata l'idoneità delle condizioni di irraggiamento minime necessarie per l'esecuzione della prova.

A tal proposito deve essere posizionato un inclinometro sul piano del modulo. Deve essere verificato che l'ombra dello stelo dell'inclinometro proiettata sul disco cada entro il "cerchio concentrico limite" interno al disco stesso. In caso contrario l'angolo fra i raggi solari e la superficie del modulo è troppo elevato e pertanto le misure eseguite dallo strumento non possono essere considerate attendibili.

Per l'effettuazione della prova ci deve essere almeno un irraggiamento sul piano dei moduli pari a 700 W/m^2 .

Indicazioni generali delle operazioni di misura

Prima dell'avvio di ciascun rilievo l'operatore verificherà la necessità di porre fuori tensione ogni componente elettrico presente all'interno dell'area di lavoro. Tale operazione è così definita:

• Messa in sicurezza dell'area di lavoro

- L'operatore individua la posizione in campo delle stringhe/moduli da sottoporre a verifica e identifica, parimenti, i quadri contenenti i dispositivi di protezione e sezionamento di tali stringhe/moduli.
- L'operatore, dopo avere aperto la portella del quadro e prima di compiere qualsiasi azione, verifica la manovrabilità sotto carico dei dispositivi presenti; laddove sia necessario effettuare una manovra su dispositivi non manovrabili sotto carico, l'operatore si occuperà di compiere le azioni richieste per assicurare l'assenza di circolazione di corrente in corrispondenza del dispositivo sul quale si vuole agire.
- L'operatore sezionerà tutti i circuiti di cui necessita per portare a termine le operazioni prescritte; l'operatore, al fine di assicurare la completa assenza di tensione sul quadro oggetto di intervento, agirà sui punti di sezionamento opportuni eventualmente installati su quadri differenti da quello interessato dall'intervento manutentivo⁶.
- L'operatore, nel caso la missione preveda il rilievo delle caratteristiche I-V dei singoli moduli componenti la stringa, prima di effettuare operazioni di sezionamento dei moduli si accerterà dell'assenza di circolazione di corrente sulla stringa oggetto di misura.

Al termine di ciascuna missione, o di un insieme di missioni che prevedano l'intervento nella medesima area di lavoro, l'operatore ripristinerà l'alimentazione di tutte le parti precedentemente poste fuori tensione; a seguito di tale operazione ripristinerà l'operatività delle macchine e dei sistemi che lo richiedono (es. inverter) e verificherà la corretta operatività delle stesse. Tale operazione è così definita:

• Ripristino delle alimentazioni e dell'operatività dell'impianto

- L'operatore, nel caso abbia precedentemente eseguito un rilievo dei singoli moduli componenti la stringa, ultimate tali operazioni procede alla riconnessione di tutti i moduli fino a riportare la stringa alle condizioni ante misura.
- L'operatore, una volta ultimate le operazioni di misura prescritte e dopo essersi accertato che ogni altro operatore sia al di fuori delle aree ospitanti dispositivi alimentati dal quadro oggetto di intervento (es. ingresso DC inverter, moduli fotovoltaici, quadri in derivazione, ecc.), procede alla segregazione⁷ di dette aree ed alle manovre presso il quadro oggetto di intervento ed eventualmente presso i quadri ad esso collegati (precedentemente sezionati per garantire la sicurezza delle operazioni) al fine di ripristinare l'alimentazione di tutti i dispositivi.
- L'operatore procede quindi a ripristinare l'alimentazione di tutti i dispositivi installati nell'area d'intervento precedentemente disalimentati agendo sui relativi dispositivi di sezionamento.
- L'operatore, una volta verificata la corretta operatività di tutti i componenti installati presso l'area d'intervento, procede, se necessario, al riavvio del/degli inverter/s secondo le procedure previste dal costruttore della/e macchina/e.
- L'operatore verifica la corretta operatività della/e macchina/e.

Sequenza delle operazioni di misura

• Strumentazione da utilizzare

Gli strumenti da utilizzare per l'esecuzione delle curve I-V:

- DPI personali;
 - utensili standard isolati 1000 V⁸;
 - guanti isolanti 1000 V;
 - sistema di rilievo per curve I-V conforme CEI EN 60891;
 - macchina fotografica;
 - blocco appunti e penna;
 - nastro adesivo;
 - morsetto a pinza;
 - inclinometro.
- Pianificazione della misura
 - Recupero della documentazione di impianto⁹; in particolare:
 - schemi unifilari d'impianto riportanti la parte DC fino a dettaglio di stringa;
 - planimetria d'impianto riportante la codifica stringhe;
 - scheda tecnica del/i moduli impiegati.
 - Individuazione delle stringhe da testare. Tale operazione richiede alcuni accorgimenti:
 - Le stringhe sulle quali verranno condotte le misure dovranno essere rappresentative dell'intero impianto. In particolare, nel caso in cui siano installate più tipologie di moduli, deve essere testata almeno una stringa per ogni tipologia di modulo presente.

⁸ Per quanto concerne i livelli di isolamento degli utensili e dei DPI è necessario verificare preventivamente gli effettivi valori delle tensioni raggiungibili nelle varie parti di impianto.

⁹ In caso di indisponibilità della documentazione d'impianto l'operatore provvederà ad individuare direttamente in campo i dettagli tecnici richiesti

- Nel caso in cui l'impianto sia composto da più inverter; le stringhe da analizzare dovranno appartenere in egual misura ad ogni inverter presente.
- Le stringhe da sottoporre a prova I-V dovranno coprire il più possibile tutte le porzioni dell'intero campo fotovoltaico.

- **Esecuzione della misura della curva I-V di stringa**

Le operazioni da eseguire durante l'esecuzione della curva I-V sulle stringhe possono essere così riassunte:

- Raggiungimento del quadro di campo cui afferiscono le stringhe da testare.
- Applicazione della sonda di temperatura nella parte posteriore del modulo¹⁰, prestando particolare attenzione affinché venga posta al centro di una cella, non interessata da hot – spot.
- Posizionamento della sonda di irraggiamento, mantenendola complanare alla superficie dei moduli costituenti la stringa oggetto di misura.
- Posizionamento dell'inclinometro sulla superficie dei moduli costituenti la stringa da testare e verifica dell'idoneità delle condizioni di irraggiamento¹¹.
- Esecuzione di tutti i cablaggi previsti per il collegamento delle sonde.
- Controllo del setting della strumentazione di misura. Tale operazione consiste nel:
 - Verificare che i valori misurati dalle sonde possano essere considerati attendibili; in particolare accertarsi che le costanti di guadagno ed offset impostate nella strumentazione siano conformi a quelle delle sonde di misura.
 - Impostare nella strumentazione i parametri di misura, in aderenza a quanto riportato nel datasheet del modulo e nella documentazione di impianto. Tali parametri sono:
 - parametri elettrici specifici del modulo fotovoltaico;
 - lunghezza della stringa;
 - decadimento annuo del modulo.
- Porre il quadro stringhe a vuoto, secondo quanto indicato nella sezione generale delle indicazioni di misura.
- Collegamento dei circuiti volt-amperometrici della strumentazione ai morsetti della sola stringa da testare.
- Esecuzione della misura.
- Salvataggio della misura effettuata.
- Registrazione dei seguenti parametri su apposito registro:
 - numero della prova;
 - codifica della stringa secondo questo ordine:
 - inverter;
 - quadro primo parallelo;
 - quadro secondo parallelo;
 - stringa.
 - numero moduli/o:
 - numero dei moduli costituenti la stringa
 - scostamento $dP_i^0\%$;

¹⁰ Si osservi che la sonda di temperatura impiega un certo tempo per raggiungere l'equilibrio termico con il modulo a cui è applicata, per cui è necessario attendere almeno 3 minuti dall'applicazione della sonda prima di iniziare la misura.

¹¹ L'inclinometro non deve permanere sulla superficie dei moduli durante la misura

- Ripristino delle condizioni del quadro antecedenti la prova, dopo l'esecuzione delle misure ossia:
 - rimozione della strumentazione di misura;
 - riattivazione del quadro stringhe seguendo le procedure descritte nella sezione delle indicazioni generali delle operazioni di misura.
- Verifica del completo funzionamento delle stringhe afferenti al quadro.

Le operazioni sopra descritte andranno ripetute per tutte le stringhe da analizzare.

- **Esecuzione della misura della curva I-V del modulo**

Le operazioni da eseguire durante l'esecuzione della curva I-V sui singoli moduli fotovoltaici possono essere così riassunte:

- Raggiungimento del quadro di campo cui afferiscono le stringhe contenenti i moduli da testare.
- Applicazione della sonda di temperatura nella parte posteriore del modulo¹⁰, prestando particolare attenzione affinché venga posta al centro di una cella, non interessata da hot – spot.
- Posizionamento della sonda di irraggiamento, mantenendola complanare alla superficie dei moduli costituenti la stringa oggetto di misura.
- Posizionamento dell'inclinometro sulla superficie dei moduli costituenti la stringa da testare e verifica dell'idoneità delle condizioni di irraggiamento¹¹.
- Esecuzione di tutti i cablaggi previsti per il collegamento delle sonde.
- Controllo del setting della strumentazione di misura. Tale operazione consiste nel:
 - verificare che i valori misurati dalle sonde possano essere considerati attendibili; in particolare accertarsi che le costanti di guadagno ed offset impostate nella strumentazione siano conformi a quelle delle sonde di misura;
 - impostare nella strumentazione i parametri di misura, in aderenza a quanto riportato nel datasheet del modulo e nella documentazione di impianto. Tali parametri sono:
 - parametri elettrici specifici del modulo fotovoltaico;
 - decadimento annuo del modulo.
- Porre il quadro stringhe a vuoto, secondo quanto indicato nella sezione delle indicazioni generali delle operazioni di misura.
- Collegamento dei circuiti volt-amperometrici della strumentazione ai morsetti del modulo da testare.
- Esecuzione della misura.
- Salvataggio della misura effettuata.
- Acquisizione del fotogramma della matricola del modulo testato.
- Registrazione dei seguenti parametri su apposito registro:
 - numero della prova;
 - codifica della stringa secondo questo ordine:
 - inverter;
 - quadro primo parallelo;
 - quadro secondo parallelo;
 - stringa;
 - modulo.
 - numero moduli/o:
 - numero del modulo all'interno della stringa;

- scostamento $dP_i\%$;
- numero del fotogramma della matricola.
- Ripristino delle condizioni del quadro antecedenti la prova, dopo l'esecuzione delle misure ossia:
 - rimozione della strumentazione di misura;
 - riattivazione del quadro stringhe seguendo le procedure descritte nella sezione delle indicazioni generali delle operazioni di misura.
- Verifica del completo funzionamento delle stringhe afferenti al quadro.

Le operazioni sopra descritte andranno ripetute per tutti i moduli della stringa, prestando attenzione all'ordine nell'esecuzione delle misure e nell'acquisizione delle immagini che dovrà seguire la direzione est – ovest o nord-sud.

• **Storage dei dati e redazione dei report**

Le misure memorizzate all'interno dello strumento dovranno essere scaricate e salvate all'interno di supporto digitale.

Gli esiti delle prove dovranno essere elaborati secondo uno specifico report.

Specifica tecnica misura PR

La presente specifica elenca e descrive tutte le operazioni da condurre per l'esecuzione delle misure volte a valutare il PR (performance ratio).

La misura consiste nel verificare la prestazione impiantistica istantanea del generatore e del/i convertitore/i fotovoltaico (tipicamente moduli ed inverter).

L'operatore effettua l'inserzione della strumentazione di misura secondo lo schema presentato nella Figura 14.

Prima di eseguire la misura deve essere valutata l'idoneità delle condizioni di irraggiamento minime necessarie per l'esecuzione della prova.

Affinché l'esito della verifica abbia un risultato ritenuto attendibile è necessario che le misurazioni avvengano con un valore di irraggiamento sul piano dei moduli di almeno 600 W/m^2 .

Indicazioni generali delle operazioni di misura

La valutazione del PR richiede l'acquisizione di misure che necessitano a loro volta che i sistemi oggetto di analisi siano in esercizio. Non dovranno comunque verificarsi situazioni di pericolo derivanti dalla necessità di mantenere l'inserzione della strumentazione e, contemporaneamente, l'esercizio delle parti d'impianto.

Durante l'acquisizione delle misure tutte le segregazioni e le misure volte a proteggere le persone da contatti diretti ed indiretti dovranno essere mantenute.

Prima dell'avvio di ciascuna missione l'operatore verificherà la necessità di porre fuori tensione ogni componente elettrico presente all'interno dell'area di lavoro.

Tale operazione è così definita:

• **Messa in sicurezza dell'area di lavoro**

- L'operatore individua la posizione dell'inverter o della sezione di inverter da sottoporre a verifica e identifica, parimenti, i quadri contenenti i dispositivi di protezione e sezionamento di tutte le linee in ingresso all'inverter.
- L'operatore, rispettando le procedure indicate nel manuale d'uso e manutenzione dell'inverter, esegue le manovre d'arresto dello stesso.

- L'operatore, verificato l'avvenuto arresto della macchina, sezionerà tutti i circuiti di cui necessita al fine di assicurare la completa assenza di tensione sull'inverter oggetto di intervento; agirà sui punti di sezionamento opportuni eventualmente installati su quadri esterni all'inverter¹².
- L'operatore, dopo avere aperto le porte dell'inverter e prima di compiere qualsiasi azione, verifica l'assenza di tensione delle parti a cui deve accedere.
- L'operatore esegue l'inserzione della strumentazione secondo le modalità opportune.
- L'operatore ripristina tutte le segregazioni e le protezioni volte a garantire la sicurezza del personale nei confronti di contatti diretti ed indiretti; si accerta inoltre che ogni altro operatore sia al di fuori delle aree ospitanti dispositivi collegati all'inverter oggetto di intervento.
- L'operatore alimenta tutti i circuiti precedentemente sezionati necessari al pieno e corretto funzionamento dell'inverter.
- L'operatore, rispettando le procedure indicate nel manuale d'uso e manutenzione dell'inverter, eseguire le manovre di avvio dello stesso.
- L'operatore esegue le misure necessarie alla valutazione del PR.

Al termine di ciascuna indagine, o di un insieme di indagini che prevedano l'intervento nella medesima area di lavoro, l'operatore ripristinerà l'alimentazione di tutte le parti precedentemente poste fuori tensione; a seguito di tale operazione ripristinerà l'operatività delle macchine e dei sistemi che lo richiedono (es. inverter) e verificherà la corretta operatività delle stesse.

Tale operazione è così definita:

- **Ripristino delle alimentazioni e dell'operatività dell'impianto**

- L'operatore, una volta ultimate le operazioni di misura e rispettando le procedure indicate nel manuale d'uso e manutenzione dell'inverter, esegue le manovre d'arresto dello stesso.
- L'operatore, verificato l'avvenuto arresto della macchina, sezionerà tutti i circuiti di cui necessita al fine di assicurare la completa assenza di tensione sull'inverter oggetto di intervento; agirà sui punti di sezionamento opportuni eventualmente installati su quadri differenti esterni all'inverter.
- L'operatore, dopo avere aperto le porte dell'inverter e prima di compiere qualsiasi azione, verifica l'assenza di tensione delle parti a cui deve accedere.
- L'operatore esegue la disinserzione completa della strumentazione.
- L'operatore ripristina tutte le segregazioni e le protezioni volte a garantire la sicurezza del personale nei confronti di contatti diretti ed indiretti.
- L'operatore alimenta tutti i circuiti precedentemente sezionati necessari al pieno e corretto funzionamento dell'inverter.
- L'operatore, rispettando le procedure indicate nel manuale d'uso e manutenzione dell'inverter, eseguire le manovre d'avvio dello stesso.
- L'operatore si accerta del corretto avvio dell'inverter.

¹² E bene osservare che la sezione DC dell'inverter è collegata, direttamente o per mezzo del collegamento con quadri di campo, al generatore fotovoltaico; esso permane sotto tensione fintanto vi è disponibilità di radiazione luminosa. Laddove esista un collegamento diretto (privo di sezionamenti intermedi) fra moduli fotovoltaici ed inverter e sia necessario assicurare la completa assenza di tensione presso l'inverter oggetto di intervento, oltre ad agire sui dovuti punti di sezionamento a monte dello stesso (lato AC), sarà necessario attendere l'assenza totale di radiazione luminosa la quale garantisce assenza di tensione impressa da parte del generatore fotovoltaico. Tali condizioni valgono altresì per ogni operazione da effettuare direttamente sul generatore fotovoltaico.

Al termine di tutte le missioni, l'operatore si accerterà della piena operatività dell'impianto fotovoltaico.

Sequenza delle operazioni di misura

• **Strumentazione da utilizzare**

- DPI personali;
- utensili standard isolati 1000 V;
- guanti isolanti 1000 V¹³;
- multimetro portatile;
- sistema di rilievo PR conforme CEI 82-25; V1;
- macchina fotografica;
- blocco appunti e penna;
- nastro adesivo;
- morsetto a pinza.

• **Pianificazione della misura**

- Recupero della documentazione di impianto⁹; in particolare:
 - schemi unifilari d'impianto riportanti la parte DC fino a dettaglio di stringa;
 - planimetria d'impianto riportante la codifica stringhe;
 - scheda tecnica del/i moduli impiegati;
 - scheda tecnica del/gli inverter impiegati.
- Individuazione degli inverter da testare.

• **Esecuzione della misura del PR**

Le operazioni da eseguire durante l'esecuzione della misura del PR possono essere così riassunte:

- Individuazione della porzione di generatore sottesa dall'inverter da testare.
- Raggiungimento dei moduli costituenti tale porzione di generatore.
- Applicazione della sonda di temperatura nella parte posteriore del modulo¹⁰, prestando particolare attenzione affinché venga posta al centro di una cella, non interessata da hot – spot.
- Posizionamento della sonda di irraggiamento, mantenendola complanare alla superficie dei moduli costituenti le stringhe sottese dall'inverter oggetto di misura.
- Controllo del setting della strumentazione di misura. Tale operazione consiste nel:
 - Verificare che i valori misurati dalle sonde possano essere considerati attendibili; in particolare accertarsi che le costanti di guadagno ed offset impostate nella strumentazione siano conformi a quelle delle sonde di misura.
 - Impostare nella strumentazione i parametri di misura, in aderenza a quanto riportato nel datasheet del modulo, dell'inverter e nella documentazione di impianto. Tali parametri sono:
 - potenza nominale dell'impianto fotovoltaico o della sezione sottesa;
 - coefficiente di temperatura di potenza del modulo fotovoltaico;
 - NOCT;
 - modalità di inserzione;

¹³ Per quanto concerne i livelli di isolamento degli utensili e dei DPI è necessario verificare preventivamente gli effettivi valori delle tensioni raggiungibili nelle varie parti di impianto.

- potenza dell'inverter (≤ 20 kWp // > 20 kWp);
 - tipologia e fondo scala delle pinze AC;
 - tipologia e fondo scala delle pinze DC.
- Arresto l'inverter e rimozione delle protezioni secondo quanto indicato nella sezione delle indicazioni generali delle operazioni di misura.
- Controllo dell'azzeramento delle pinze amperometriche.
- Inserzione della strumentazione di misura; in particolare:
 - sonde di tensione AC;
 - sonde di tensione DC;
 - sonde di corrente AC;
 - sonde di corrente DC.
- Controllo corretta chiusura e posizionamento delle pinze amperometriche.
- Riposizionamento delle protezioni e riattivazione dell'inverter¹⁴ secondo quanto indicato nella sezione delle indicazioni generali delle operazioni di misura.
- Verifica dell'attendibilità dei dati misurati; in particolare:
 - tensione AC;
 - tensione DC;
 - corrente AC;
 - corrente DC;
 - irraggiamento;
 - temperatura moduli;
 - temperatura ambiente.
- Esecuzione della misura.
- Salvataggio della misura effettuata.
- Registrazione sul registro misure dei seguenti parametri:
 - numero della prova;
 - identificativo dell'inverter;
 - valore di PR DC;
 - valore di PR AC;
 - valore di PR complessivo.
- Arresto dell'inverter e rimozione delle protezioni secondo quanto indicato nella sezione delle indicazioni generali delle operazioni di misura.
- Disinserzione completa della strumentazione di misura.
- Riposizionamento delle protezioni e riattivazione dell'inverter secondo quanto indicato nella sezione delle indicazioni generali delle operazioni di misura.
- Verifica del corretto avvio e funzionamento dell'inverter.

Le operazioni sopra descritte andranno ripetute per tutti gli inverter da analizzare.

- **Storage dei dati e redazione dei report**

Le misure memorizzate all'interno dello strumento dovranno essere scaricate e salvate all'interno di supporto digitale.

Gli esiti delle prove dovranno essere elaborati secondo uno specifico report.

Specifica tecnica misura isolamento

¹⁴ Si osservi che gli inverter possono essere soggetti ad una rampa di inserzione; il raggiungimento della piena potenza di lavoro potrebbe impiegare alcuni minuti. Le misure dovranno essere eseguite con inverter operante a piena potenza.

La misura dell'isolamento consiste nel misurare la resistenza di isolamento verso terra di alcune specifiche componenti, quali:

- singoli o moduli o stringhe costituenti il generatore fotovoltaico;
- cavi che collegano gli ingressi DC degli inverter alle singole stringbox in campo;
- sezioni di generatore sottesa dalla generica stringbox;
- sezione di generatore sottesa dal generico inverter;
- linee di collegamento fra il quadro generale DC ed i singoli inverter;
- linee di collegamento fra il quadro generale AC ed i singoli inverter.

La presente specifica elenca e descrive in particolare le operazioni da condurre per l'esecuzione delle misure della resistenza di isolamento su un sottocampo e sulle singole stringhe ad esso afferenti.

L'operatore effettua l'inserzione della strumentazione di misura secondo lo schema presentato nella Figura 12 del paragrafo 1.7.2.

Indicazioni generali delle operazioni di misura

Prima dell'avvio della misura, l'operatore verificherà la necessità di porre fuori tensione ogni componente elettrico presente all'interno dell'area di lavoro. Tale operazione è così definita:

Messa in sicurezza dell'area di lavoro

- L'operatore, dopo avere aperto la portella del quadro e prima di compiere qualsiasi azione, verifica la manovrabilità sotto carico dei dispositivi presenti; laddove sia necessario effettuare una manovra su dispositivi non manovrabili sotto carico, l'operatore si occuperà di compiere le azioni richieste per assicurare l'assenza di circolazione di corrente in corrispondenza del dispositivo sul quale si vuole agire.
- L'operatore sezionerà tutti i circuiti di cui necessita per portare a termine le operazioni prescritte; l'operatore, al fine di assicurare la completa assenza di tensione sul quadro oggetto di intervento, agirà sui punti di sezionamento opportuni eventualmente installati su quadri differenti da quello interessato dall'intervento manutentivo⁶.

Al termine di tutte le misure, che prevedono l'intervento nella medesima area di lavoro, l'operatore ripristinerà l'alimentazione di tutte le parti precedentemente poste fuori tensione; a seguito di tale operazione ripristinerà l'operatività delle macchine e dei sistemi che lo richiedono (es. inverter) e verificherà la corretta operatività delle stesse.

Tale operazione è così definita:

Ripristino delle alimentazioni e dell'operatività dell'impianto

- L'operatore, una volta ultimate le operazioni prescritte e dopo essersi accertato che ogni altro operatore sia al di fuori delle aree ospitanti dispositivi alimentati dal quadro oggetto di intervento (es. ingresso DC inverter, moduli fotovoltaici, quadri in derivazione, ecc.), procede alla segregazione di dette aree ed alle manovre presso il quadro oggetto di intervento ed eventualmente presso i quadri ad esso collegati (precedentemente sezionati per garantire la sicurezza delle operazioni) al fine di ripristinare l'alimentazione di tutti i dispositivi.
- L'operatore procede quindi a ripristinare l'alimentazione di tutti i dispositivi installati nell'area d'intervento precedentemente disalimentati agendo sui relativi dispositivi di sezionamento.

- L'operatore, una volta verificata la corretta operatività di tutti i componenti installati presso l'area d'intervento, procede, se necessario, al riavvio del/degli inverter/s secondo le procedure previste dal costruttore della/e macchina/e.
- L'operatore verifica la corretta operatività della/e macchina/e.

Sequenza delle operazioni di misura

• **Strumentazione da analizzare**

- DPI personali;
- utensili standard isolati 1000 V;
- guanti isolanti 1000 V;
- pinza amperometrica isolata 1000 V;
- sistema di rilievo isolamento conforme IEC/EN 62446;
- macchina fotografica;
- blocco appunti e penna;
- morsetto a pinza.

• **Pianificazione della misura**

- Recupero della documentazione di impianto; in particolare:
 - schemi unifilari d'impianto riportanti la parte DC fino a dettaglio di stringa;
 - planimetria d'impianto riportante la codifica stringhe;
 - scheda tecnica del/i moduli impiegati.
- Individuazione dei sottocampi/stringhe da testare.

• **Esecuzione della misura della resistenza di isolamento**

- La verifica è condotta in corrispondenza del generico quadro di campo.
- L'operatore, dopo aver manovrato il dispositivo generale di quadro al fine di disconnettere lo stesso dal resto del generatore fotovoltaico, provvede a collegare lo strumento preposto alla misura della resistenza di isolamento secondo le indicazioni fornite dal costruttore dello stesso.
- L'operatore procede quindi alla misura della resistenza di isolamento relativa alla porzione di generatore sotteso dal quadro oggetto dell'intervento; completata la misura l'operatore prende nota del valore misurato in corrispondenza esclusiva con numero quadro di campo, data ed ora; l'operatore annota altresì le condizioni meteo al momento della prova.
- L'operatore procede a sezionare tutti i circuiti stringa ed a effettuare la medesima misura per tutte le stringhe sottese dal quadro oggetto d'intervento.
- L'operatore, per ciascuna misura prende nota del valore misurato in corrispondenza esclusiva con numero di quadro, numero di stringa, data ed ora; l'operatore annota altresì le condizioni meteo al momento della prova.
- L'operatore, concluse tutte le misure, procede al ripristino delle alimentazioni e dell'operatività dell'impianto.

• **Storage dei dati e redazione dei report**

Le misure memorizzate all'interno dello strumento dovranno essere scaricate e salvate all'interno di supporto digitale.

Gli esiti delle prove dovranno essere elaborati secondo uno specifico report.

2.3. Standard operativi per l'analisi e rappresentazione dei risultati

Di seguito vengono descritti i criteri di analisi dei dati raccolti durante l'esecuzione delle varie prove strumentali e vengono mostrati i metodi di rappresentazione dei risultati ottenuti.

In relazione alla rappresentazione dei risultati vengono mostrati per ogni tipologia di prova strumentale i modelli di report da adoperare e ne vengono esplicitati in modo dettagliato i contenuti delle varie sezioni.

2.3.1. Report termografia moduli fotovoltaici

Criteri di analisi dei risultati

- **Analisi dei termogrammi**

L'analisi dei termogrammi acquisiti durante l'indagine termografica deve essere svolta secondo due tipi di criteri:

- qualitativo;
- quantitativo.

L'analisi qualitativa dei termogrammi consiste nell'indagine delle anomalie termiche secondo un criterio di raffronto di più termogrammi o di sezioni del medesimo termogramma al fine di individuare schemi termici riconducibili a difetti dei componenti analizzati. Tipicamente questa modalità di indagine è applicabile a dispositivi presenti in numero maggiore di uno all'interno dell'area oggetto di analisi (es. celle fotovoltaiche o moduli fotovoltaici) ed impiegati nelle medesime condizioni operative.

Secondo tale criterio radiazioni termiche differenti della medesima tipologia di dispositivo operante nelle medesime condizioni sono riconducibili ad anomalie di funzionamento.

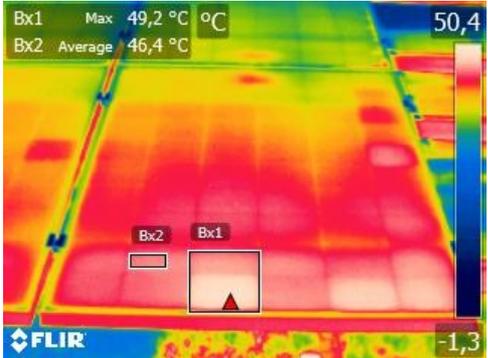
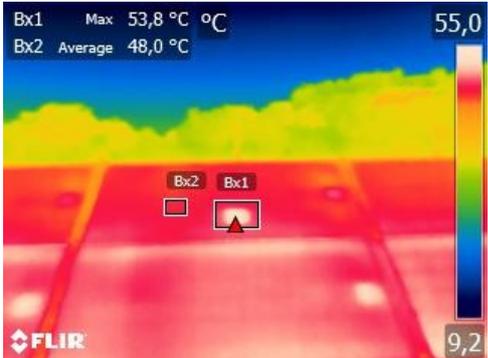
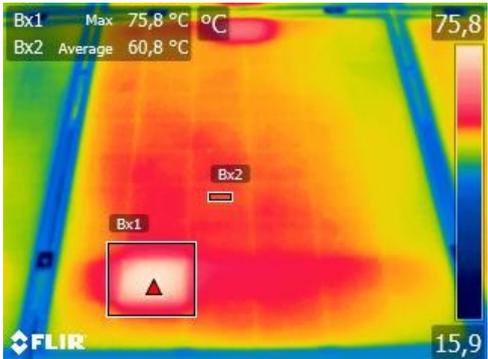
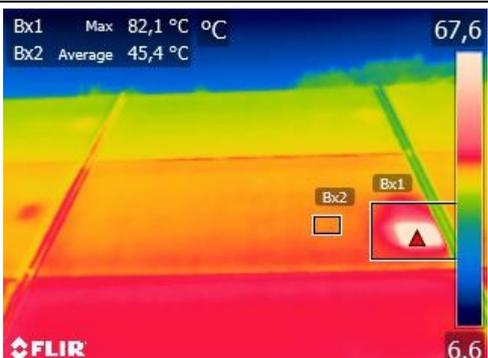
L'esperienza dell'operatore nell'interpretazione dei termogrammi costituisce il criterio discriminante dell'anomalia.

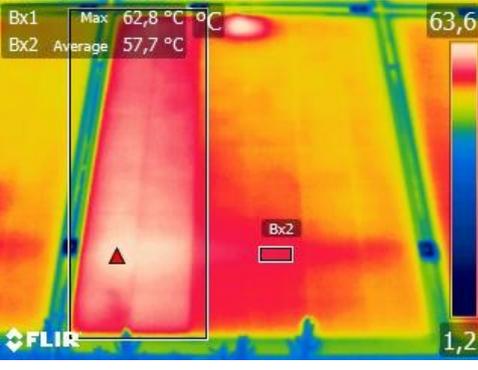
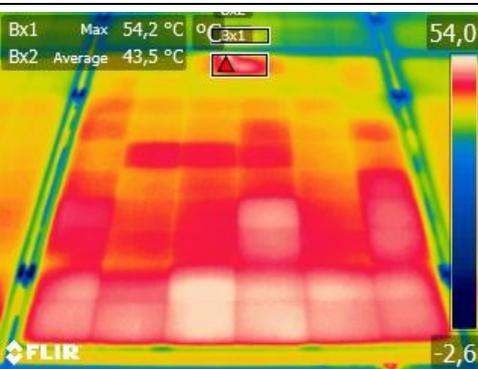
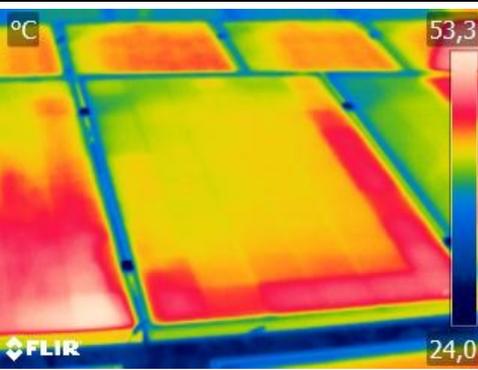
L'analisi quantitativa dei termogrammi consiste nell'indagine delle anomalie termiche secondo un criterio basato su definite soglie di temperatura che i dispositivi oggetto di analisi non debbono superare.

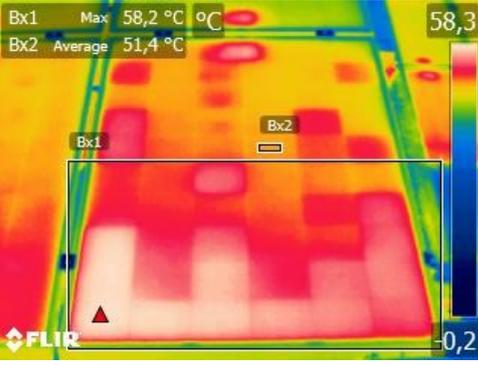
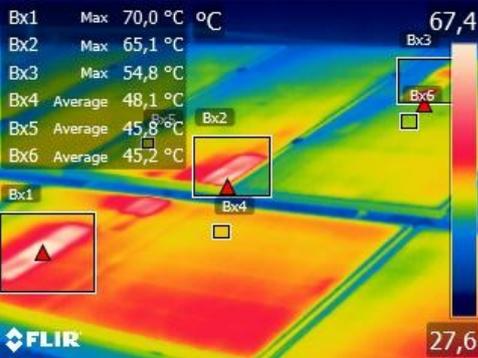
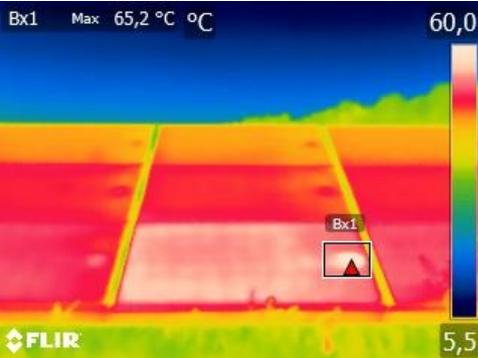
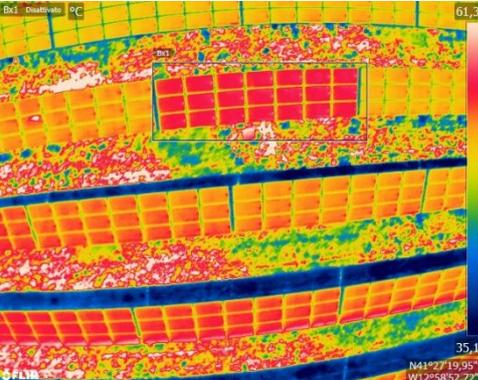
- **Criticità, soglie di temperatura e azioni raccomandate**

La seguente tabella mostra le possibili anomalie che possono essere rilevate durante le ispezioni termografiche sui moduli con le relative soglie di temperature che consentono di individuare la gravità del difetto e le azioni raccomandate.

Tabella 4: Classificazione delle principali anomalie termiche riscontrabili

Termogramma	Anomalia	Differenza Temperatura tra celle (°C)	Azione raccomandata
	<p>HOT-SPOT NORMALE (cella lievemente surriscaldata)</p>	$0 \leq T_{Mis} - T_{Ref} < 5$	<p>nessuna azione</p>
	<p>HOT-SPOT MINIMO (cella surriscaldata)</p>	$5 \leq T_{Mis} - T_{Ref} < 10$	<p>modulo da tenere sotto osservazione</p>
	<p>HOT-SPOT SERIO (cella surriscaldata)</p>	$10 \leq T_{Mis} - T_{Ref} < 20$	<p>modulo da tenere sotto stretta osservazione</p>
	<p>HOT-SPOT CRITICO (cella surriscaldata)</p>	$T_{Mis} - T_{Ref} \geq 20$	<p>modulo da sostituire</p>

Termogramma	Anomalia	Differenza Temperatura tra celle (°C)	Azione raccomandata
	<p>DIODO (diodo di bypass danneggiato o serie di celle danneggiate)</p>	-	<p>modulo da sostituire</p>
	<p>ROTTO (modulo con danneggiamento meccanico)</p>	-	<p>modulo da sostituire</p>
	<p>BUSBAR (modulo con busbar surriscaldato /danneggiato)</p>	-	-
	<p>PID (potential induced degradation)</p>	-	<p>modulo da sottoporre a valutazione</p>

Termogramma	Anomalia	Differenza Temperatura tra celle (°C)	Azione raccomandata
	<p>PATCHWORK (pattern “patchwork”)</p>	-	<p>modulo da sottoporre a valutazione</p>
	<p>OMBREGGIAMENTO</p>	-	<p>rimozione fonte ombra</p>
	<p>MODULO SPENTO</p>	-	<p>modulo da sottoporre a valutazione</p>
	<p>MODULI SPENTI (moduli di una stringa spenta)</p>	-	<p>modulo da sottoporre a valutazione</p>

dove:

T_{Mis} temperatura massima della porzione di modulo affetta da anomalie termiche;

T_{Ref} temperatura media di una parte di modulo “sana”¹⁵ (o dell’intero modulo “sano” esclusa la scatola di giunzione) operante in condizioni analoghe alla parte di modulo interessato dal difetto termico.

Per l’anomalia termica “busbar”, essendo considerata un tipo di hot-spot, vengono applicate le soglie di temperature e le relative azioni raccomandate di quest’ultimo difetto.

L’eventuale presenza su uno o più moduli del difetto “PID” (o meglio del sospetto di presenza del PID) dovrà essere confermata attraverso l’esecuzione di ulteriori prove strumentali come, ad esempio, le curve I-V. Una volta accertato, deve essere monitorato nel tempo l’evolversi del fenomeno e andranno valutate le azioni correttive.

Metodo di rappresentazione dei risultati

Nella presente sezione vengono descritti i contenuti del modello di report che viene prodotto a seguito dell’esecuzione del rilievo termografico e della relativa analisi dei termogrammi acquisiti.

Il report prevede le seguenti sezioni:

- informazioni generali impianto;
- informazioni generali relative al rilievo termografico;
- elenco delle anomalie termiche rilevate;
- dettaglio delle anomalie rilevate;
- dettaglio delle tipologie di hot-spot rilevati;
- planimetria dell’impianto fotovoltaico;
- dettaglio di ciascuna anomalia termica rilevata.

• **Informazioni generali impianto**

Tale sezione contiene tutte le informazioni relative all’impianto, in particolare:

- coordinate GPS del sito;
- località;
- potenza nominale;
- numero totale di moduli installati.

• **Informazioni generali relative al rilievo termografico**

Tale sezione include tutti i dettagli relativi al rilievo termografico, in particolare:

- modello termocamera;
- temperatura ambiente;
- umidità relativa;
- emissività;
- temperatura riflessa apparente;
- distanza di misura;
- orario inizio rilievo;
- irraggiamento inizio rilievo;
- orario fine rilievo;
- irraggiamento a fine rilievo;
- condizioni meteo registrate.

¹⁵ Si intende “sana” o “sano” una parte di modulo od il modulo nella sua interezza per il quale non si hanno evidenze di difetti termici rilevanti.

- **Elenco delle anomalie termiche rilevate**

Le anomalie termiche rilevate sono elencate in apposita tabella, dove per ciascuna di essa vengono indicati:

- riferimento del relativo termogramma acquisito;
- riferimento dell'immagine della matricola del modulo con difetto;
- localizzazione (area, fila, vela, modulo e posizione) secondo la planimetria d'impianto;
- tipologia e gravità, nel caso si tratti di hot-spot, secondo la classificazione riportata in Tabella 4;
- temperatura di riferimento, temperatura misurata e differenza di temperatura misurata tra la parte del modulo interessata dal difetto e quella sana.

Tabella 5: Esempio dell'elenco dei difetti termici rilevati presente nel modello di report termografico

id	Termogramma	Matricola	Coordinate Gps Vela	AREA	Fila	Vela	Modulo	Posizione	Anomalia	Gravità	T.Rif	T.mis	DeltaT
1	IR_25234.jpg	IMG_670.JPG	-	NORD	09	01	04	ALTO	ROTTO				
2	IR_25236.jpg	IMG_671.JPG	-	NORD	09	01	02	BASSO	ROTTO				
3	IR_25238.jpg	IMG_672.JPG	-	NORD	01	01	03	ALTO	HOT-SPOT	NORMALE	37,2	40,6	3,4
4	IR_25244.jpg	IMG_673.JPG	-	NORD	29	02	02	ALTO	DIODO				
5	IR_25246.jpg	IMG_674.JPG	-	SUD	05	01	04-08-09	BASSO	OMBREGGIAMENTO				
6	IR_25248.jpg	IMG_675.JPG	-	SUD	03	01	08	ALTO	DIODO				
7	IR_25250.jpg	IMG_675.JPG	-	SUD	09	02	12	ALTO	ROTTO				
8	IR_25252.jpg	IMG_676.JPG	-	SUD	11	01	06-13		OMBREGGIAMENTO				

- **Dettaglio delle anomalie termiche rilevate**

In questa sezione viene presentata una statistica utile a rilevare sia l'incidenza del singolo difetto sul totale dei difetti rilevati nonché l'incidenza dei singoli difetti sui moduli totali.

Tabella 6: Esempio della statistica sull'incidenza di un difetto sulle anomalie totali rilevate e rispetto ai moduli totali presente nel modello di report termografico

ANOMALIA	QUANTITA'	INCIDENZA DIFETTO SU TOTALE DIFETTI RILEVATI	MODULI DIFETTOSI SUL TOTALE DEI MODULI
HOT- SPOT NORMALE	1	12,5%	0,0%
HOT- SPOT MINIMO	0	0,0%	0,0%
HOT - SPOT SERIO	0	0,0%	0,0%
HOT - SPOT CRITICO	0	0,0%	0,0%
DIODO	2	25,0%	0,0%
ROTTO	3	37,5%	0,0%
BUSBAR	0	0,0%	0,0%
PID	0	0,0%	0,0%
PATCHWORK	0	0,0%	0,0%
OMBREGGIAMENTO	2	25,0%	0,0%
MODULO SPENTO	0	0,0%	0,0%
MODULI SPENTI (stringa)	0	0,0%	0,0%
TOTALE	8	100,0%	0,1%

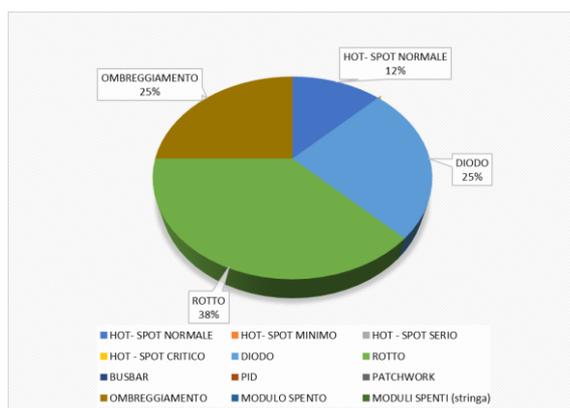


Figura 49: Esempio di grafico a torta con indicazione delle percentuali di incidenza del singolo difetto rispetto alle anomalie totali presente nel modello di report termografico

- **Dettaglio delle tipologie di hot-spot rilevati**

In questa sezione viene invece riportata un'apposita statistica dedicata agli hot-spot rilevati durante l'ispezione termografica, utile a mettere in evidenza l'incidenza del singolo tipo di hot-spot sul totale degli hot-spot rilevati e l'incidenza del tipo di hot-spot (minimo, normale, serio, critico) sul totale dei moduli installati.

Tabella 7: Esempio della statistica sull'incidenza tipologia di hot-spot su totali hot-spot rilevati e rispetto ai moduli totali

ΔT - ANOMALIA	QUANTITA'	INCIDENZA DIFETTO SU TOTALE HOT-SPOT RILEVATI	MODULI CON HOT-SPOT SUL TOTALE DEI MODULI
$0 \leq \Delta T < 5 \text{ }^\circ\text{C}$	1	100,0%	0,0%
$5 \leq \Delta T < 10 \text{ }^\circ\text{C}$	0	0,0%	0,0%
$10 \leq \Delta T < 20 \text{ }^\circ\text{C}$	0	0,0%	0,0%
$\Delta T \geq 20 \text{ }^\circ\text{C}$	0	0,0%	0,0%
TOTAL	1	100,0%	0,0%

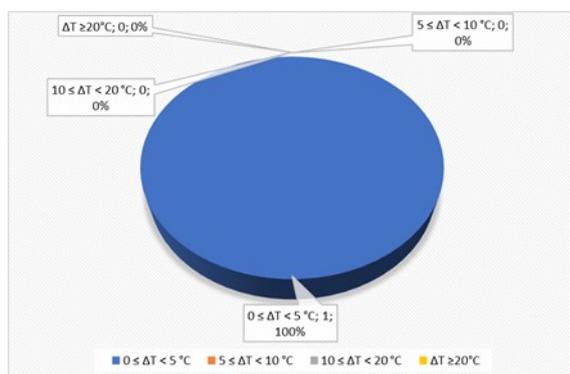


Figura 50: Esempio di grafico a torta con indicazione delle percentuali di incidenza del tipo di hot-spot rispetto agli hot-spot totali rilevati presente nel modello di report termografico

- **Planimetria dell'impianto fotovoltaico**

Nel report viene inclusa la planimetria dell'impianto fotovoltaico oggetto dell'ispezione termografica.

In tale planimetria vengono riportate:

- le aree in cui è suddiviso l'impianto (sinistra, destra ad esempio);
- le file numerate secondo un ordine progressivo da nord a sud;
- le vele numerate secondo un ordine progressivo da est a ovest;
- i moduli numerati secondo la posizione assunta all'interno della vela (es. alto, centro, basso).

La codifica inserita nella planimetria corrisponde a quella utilizzata nella tabella contenente l'elenco delle anomalie, in modo tale da individuare facilmente la posizione in campo dei moduli con difetti al momento dell'eventuale sostituzione del modulo.

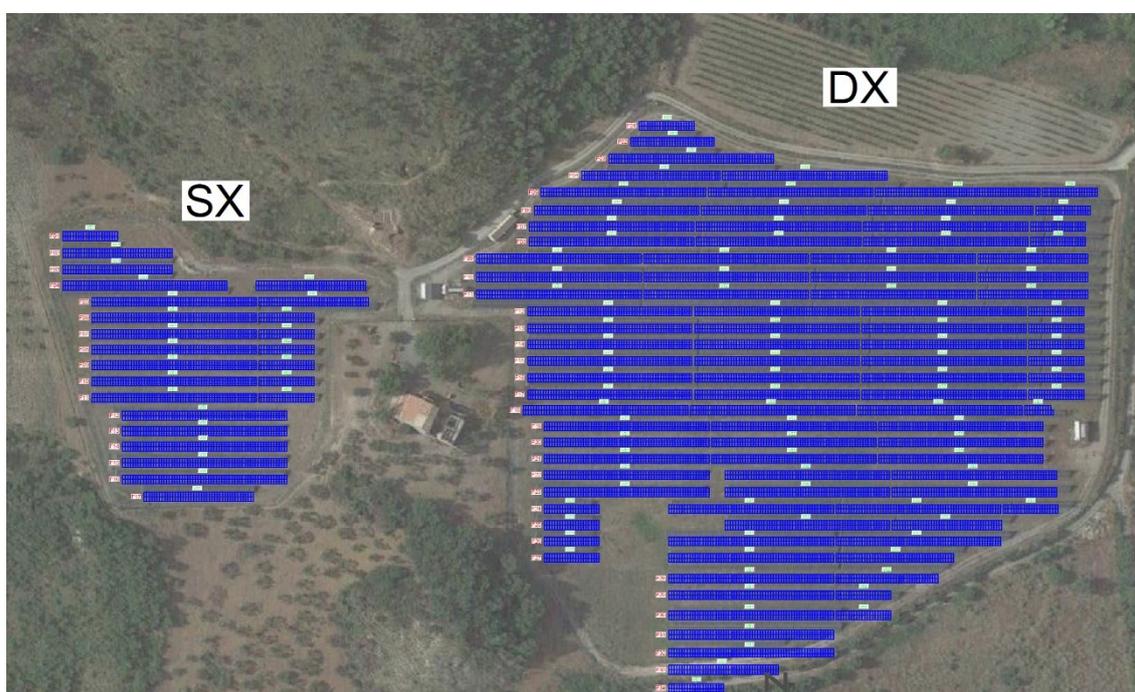


Figura 51: Esempio dell'immagine del layout dell'impianto fotovoltaico con indicazione delle file, vele e moduli presente nel modello di report termografico

- **Dettaglio anomalia termica**

Per ciascuna anomalia termica elencata all'interno della tabella con l'elenco di tutti i difetti, viene inserito, secondo lo schema riportato in

Tabella 8: Esempio dettaglio anomalia rilevata presente nel modello di report termografico

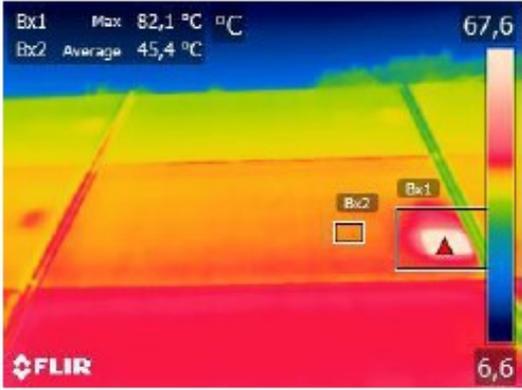
, un resoconto dettagliato contenente:

- l'immagine termica;
- la relativa immagine nel visibile;
- l'immagine con il numero di matricola;
- la classificazione del difetto;
- area;
- fila;
- vela¹⁶;
- modulo;
- posizione;
- temperatura misurata;
- temperatura di riferimento;
- differenza di temperatura;
- eventuali considerazioni sull'anomalia riscontrata.

¹⁶ Con il termine vela si intende un insieme di moduli appartenenti ad una medesima struttura di supporto scollegata meccanicamente da quella adiacente. Sotto un esempio di fila costituita da 4 "vele".



Tabella 8: Esempio dettaglio anomalia rilevata presente nel modello di report termografico

<p>IR_2816.JPG</p> 	<p>DC_2817.jpg</p> 																		
<table border="1"> <tr> <td>DIFETTO</td> <td style="background-color: red; color: white;">HOT – SPOT CRITICO</td> </tr> <tr> <td>ΔT (°C)</td> <td>36,7</td> </tr> <tr> <td>T_{Mis} (°C)</td> <td>82,1</td> </tr> <tr> <td>T_{Ref} (°C)</td> <td>36,7</td> </tr> <tr> <td>AREA</td> <td>SX</td> </tr> <tr> <td>FILA</td> <td>6</td> </tr> <tr> <td>VELA</td> <td>1</td> </tr> <tr> <td>MODULO</td> <td>52</td> </tr> <tr> <td>POSIZIONE</td> <td>CENTRO</td> </tr> </table>	DIFETTO	HOT – SPOT CRITICO	ΔT (°C)	36,7	T_{Mis} (°C)	82,1	T_{Ref} (°C)	36,7	AREA	SX	FILA	6	VELA	1	MODULO	52	POSIZIONE	CENTRO	
DIFETTO	HOT – SPOT CRITICO																		
ΔT (°C)	36,7																		
T_{Mis} (°C)	82,1																		
T_{Ref} (°C)	36,7																		
AREA	SX																		
FILA	6																		
VELA	1																		
MODULO	52																		
POSIZIONE	CENTRO																		
<p>NOTE</p>	<p>MATRICOLA - IMG_6775.JPG</p> 																		

Il report si conclude con una sezione dedicata a considerazioni generali sullo stato del generatore fotovoltaico emerso a seguito dell'indagine termografica condotta e contenente le indicazioni degli interventi da eseguire.

2.3.2. Report termografia quadri/inverter

Criteri di analisi dei risultati

- **Analisi dei termogrammi**

L'analisi dei termogrammi deve essere svolta seguendo due tipi di criteri, al fine di individuare comportamenti anomali dei componenti analizzati.

I criteri di valutazione dei termogrammi coinvolgono analisi di tipo:

- Quantitativo; esse si basano:
 - sulla misura della sovratemperatura dei componenti installati nel quadro rispetto alla temperatura ambiente dell'aria;
 - sulla misura della sovratemperatura del componente generico rispetto alla temperatura media di componenti analoghi operanti in condizioni simili;
 - sulla misura della sovratemperatura del componente installato rispetto alla temperatura massima definito dal costruttore nel datasheet.
- Qualitativo; esse si basano:
 - su analisi dei termogrammi volte all'individuazione di schemi termici riconducibili ad anomalie di funzionamento del componente oggetto di indagine.

- **Criteri di classificazione delle anomalie**

A seguito dell'individuazione di una anomalia termica secondo i criteri precedentemente esposti, si deve poi procedere alla classificazione di tale anomalia, valutandone la gravità in relazione alla normativa tecnica di riferimento.

A tal fine si utilizzano cinque criteri:

- Criterio 1

Tale criterio si basa sulla massima sovratemperatura di un componente, ovvero il suo incremento di temperatura rispetto alla temperatura dell'aria ambiente, ove sono ubicati i quadri e gli inverter oggetto d'indagine.

Le criticità vengono suddivise tra 4 livelli di gravità in cui il primo livello, definito "Normal" corrisponde ad una possibile criticità del componente mentre l'ultimo livello, definito "Heavy", corrisponde ad una criticità che richiede un intervento immediato.

La tabella di seguito riportata mostra in ordine crescente di gravità le criticità identificando, per ciascun livello, l'intervallo di temperature considerato e l'azione o l'intervento raccomandato.

Tabella 9: Livelli di gravità secondo il Criterio 1

PRIORITA'	CRITICITA'	DIFFERENZA DI TEMPERATURA TRA QUELLA MISURATA DEL COMPONENTE E QUELLA DELL'ARIA	AZIONE RACCOMANDATA
0	Normal	$1\text{ °C} < \Delta T \leq 10\text{ °C}$	Possibile criticità: mantenere sotto controllo
1	Slight	$10\text{ °C} < \Delta T \leq 20\text{ °C}$	Probabile criticità: mantenere sotto stretto controllo
2	Serious	$20\text{ °C} < \Delta T \leq 40\text{ °C}$	Criticità: verificare il prima possibile e, se necessario, riparare
3	Heavy	$\Delta T > 40\text{ °C}$	Alta criticità: verificare immediatamente e, se necessario, riparare

- Criterio 2

Tale criterio di valutazione della gravità di una criticità si basa sul confronto tra la temperatura assoluta di esercizio dei componenti investigati e la massima temperatura di esercizio definita dal costruttore dei componenti stessi nel datasheet. Se la temperatura misurata dal componente raggiunge o supera il limite termico consentito, la criticità è sempre classificata come “Heavy” (Grave) e si raccomanda di intervenire immediatamente sul componente.

- Criterio 3

Tale criterio si fonda sul comparare la temperatura massima del componente investigato con la media delle temperature registrate per quel componente in tutti i quadri/inverter in cui esso è presente.

Le criticità vengono suddivise tra 4 livelli di gravità in cui il primo livello, definito “Normal” corrisponde ad una possibile criticità del componente mentre l’ultimo livello, definito “Heavy”, corrisponde ad una criticità che richiede un intervento immediato.

La tabella di seguito riportata mostra in ordine crescente di gravità le criticità identificando, per ciascun livello, l’intervallo di temperature considerato e l’azione o l’intervento raccomandato.

Tabella 10: Livelli di gravità secondo il Criterio 3

PRIORITA'	CRITICITA'	DIFFERENZA DI TEMPERATURA TRA QUELLA DEL COMPONENTE E LA MEDIA DELLE TEMPERATURE DEL COMPONENTE IN TUTTI I QUADRI/INVERTER IN CUI È PRESENTE	AZIONE RACCOMANDATA
0	Normal	$0\text{ °C} < \Delta T \leq 2,5\text{ °C}$	Possibile criticità: mantenere sotto controllo
1	Slight	$2,5\text{ °C} < \Delta T \leq 5\text{ °C}$	Probabile criticità: mantenere sotto stretto controllo
2	Serious	$5\text{ °C} < \Delta T \leq 10\text{ °C}$	Criticità: verificare il prima possibile e, se necessario, riparare
3	Heavy	$\Delta T > 10\text{ °C}$	Alta criticità: verificare immediatamente e, se necessario, riparare

- Criterio 4

Tale criterio si fonda sul confronto della temperatura di esercizio del componente investigato rispetto alla temperatura registrata dello stesso componente, se presente, all'interno di uno stesso quadro o inverter, ad esempio portafusibili del polo positivo e quello del polo negativo.

Le criticità disciplinate da questo criterio presentano una gerarchia di gravità identica a quella del criterio precedente.

Tabella 11: Livelli di gravità secondo il Criterio 4

PRIORITA'	CRITICITA'	DIFFERENZA DI TEMPERATURA TRA QUELLA DEL COMPONENTE E LA TEMPERATURA DELLO STESSO COMPONENTE, OVE PRESENTE, ALL'INTERNO DELLO STESSO QUADRO/INVERTER	AZIONE RACCOMANDATA
0	Normal	$0\text{ °C} < \Delta T \leq 2,5\text{ °C}$	Possibile criticità: mantenere sotto controllo
1	Slight	$2,5\text{ °C} < \Delta T \leq 5\text{ °C}$	Probabile criticità: mantenere sotto stretto controllo
2	Serious	$5\text{ °C} < \Delta T \leq 10\text{ °C}$	Criticità: verificare il prima possibile e, se necessario, riparare
3	Heavy	$\Delta T > 10\text{ °C}$	Alta criticità: verificare immediatamente e, se necessario, riparare

- Criterio 5

Tale criterio di valutazione della gravità di una criticità si basa sull'evidenza di una temperatura anomala del componente indagato. In questo caso la criticità è sempre classificata come "Heavy" (Grave) e si raccomanda di intervenire immediatamente sul componente.

A seguito dell'applicazione combinata dei 5 criteri sopra descritti, si giunge ad una classificazione complessiva delle anomalie termiche riscontrate durante il rilievo termografico.

Ciascun criterio definisce per i componenti analizzato un livello di criticità (da 0 a 3); il grado finale sarà quello più elevato dato da ognuno dei 5 criteri adoperati.

Di seguito viene riportato un esempio circa la valutazione del grado di criticità, seguendo la combinazione dei criteri descritti.

Tabella 12: Esempio di valutazione del grado di criticità secondo i 5 criteri

	CRITERIO 1	CRITERIO 2	CRITERIO 3	CRITERIO 4	CRITERIO 5	CRITICITA' FINALE
CASO 1	●	-	●	-	●	●
CASO 2	●	●	●	●	●	●
CASO 3	●	-	●	●	●	●
CASO 4	●	-	●	-	●	●
CASO 5	●	-	●	-	●	●

Metodo di rappresentazione dei risultati

Nella presente sezione vengono presentati i contenuti del report che viene redatto a seguito dell'esecuzione del rilievo termografico e della relativa analisi dei termogrammi acquisiti.

Il report viene strutturato secondo le seguenti sezioni:

- informazioni generali relative al rilievo termografico;
 - elenco delle misure eseguite;
 - sintesi generale di tutte le anomalie rilevate;
 - elenco di tutti componenti caratterizzati da anomalia grave;
 - condizioni di esercizio dei quadri esaminati;
 - dettaglio temperature componenti del quadro;
 - dettaglio termogrammi.
- **Informazioni generali relative al rilievo termografico**

Tale sezione include tutti i dettagli relativi al rilievo termografico, in particolare:

- modello termocamera;
- temperatura ambiente;
- umidità relativa;
- emissività;
- temperatura riflessa apparente;
- distanza di misura;
- orario inizio rilievo;
- irraggiamento inizio rilievo;
- orario fine rilievo;
- irraggiamento a fine rilievo;
- condizioni meteorologiche.

- **Elenco delle misure eseguite**

Questa sezione è composta da una tabella che mostra per ciascuno dei quadri/inverter analizzati e per ognuno dei dispositivi presenti al loro interno:

- temperatura massima registrata;
- media delle temperature registrate per quel componente in tutti i quadri/inverter;
- temperatura massima di esercizio indicata dal costruttore.

Tabella 13: Esempio della tabella con indicazione per ciascun quadro/inverter delle temperature caratteristiche presente nel modello di report termografico

page THERMO / switchboard	component temp [°C]	AVG component temp [°C]	MAX permitted component temp [°C]
1			
0111			
IR_9246.jpg			
Circuit Breaker	39,0	40,2	70,0
Electronic Circuit Board_1	45,7	43,2	60,0
Electronic Circuit Board_2	45,3	43,8	60,0
Electronic Circuit Board_3	45,1	44,1	60,0
Electronic Circuit Board_4	44,5	44,3	60,0
Fuseholders_sx	44,7	44,9	60,0
Fuseholders_dx	53,0	45,1	60,0
Main Cable_sx	41,8	43,0	90,0
Main Cable_dx	40,5	41,5	90,0
String cables_sx	40,4	41,4	90,0
Main string cable_sx	42,7	44,3	90,0
System Analyzer	45,2	43,7	65,0
String cable_dx_sx	41,4	44,3	90,0
String cable_dx_dx	40,4	42,5	90,0

- **Sintesi generale di tutte le anomalie rilevate**

La presente sezione è dedicata alla rappresentazione della condizione generale delle componenti indagate all'interno dei quadri/inverter e a tale scopo viene presentato un grafico a torta con indicazione del numero di anomalie riscontrate divise per gravità. Il livello di gravità è stabilito dalla combinazione dei criteri sopra descritti.

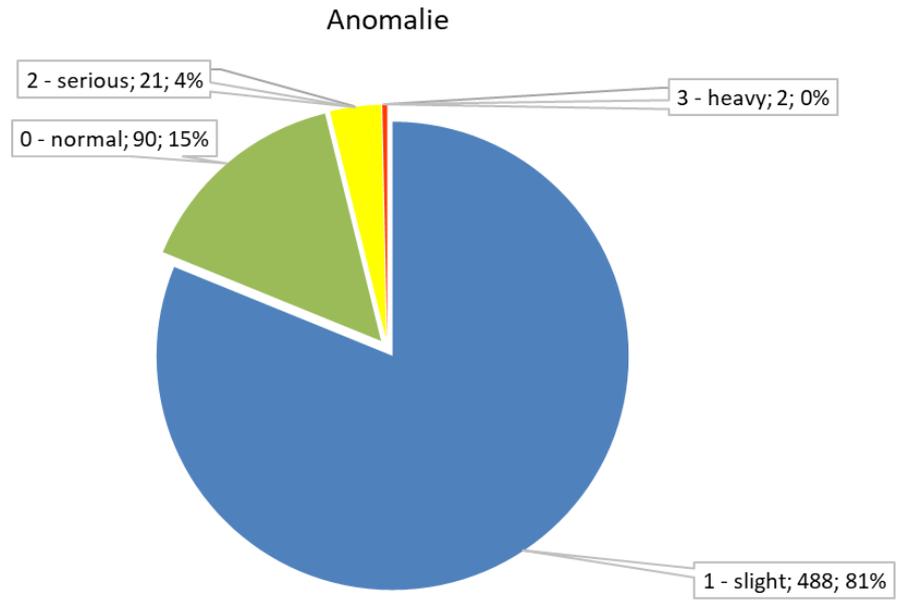


Figura 52: Esempio del grafico a torta con indicazione del numero di anomalie presenti, suddivise in base al livello di gravità presente nel modello di report termografico

- **Elenco dei componenti con anomalia grave**

In questa parte del report vengono elencati per ogni quadro/inverter i componenti caratterizzati da un'anomalia grave e che quindi necessitano di un urgente intervento di controllo.

Tabella 14: Esempio della tabella con indicazione per ciascun quadro/inverter delle temperature caratteristiche dei componenti con anomalia grave presente nel modello di report termografico

switchboard	component temp [°C]	AVG component temp [°C]	MAX permitted component temp [°C]
IR_9246.jpg	48,8	45,0	60,0
0111			
Fuseholders_sx	44,7	44,9	60,0
Fuseholders_dx	53,0	45,1	60,0
IR_9247.jpg	46,3	45,0	60,0
0121			
Fuseholders_sx	42,8	44,9	60,0
Fuseholders_dx	49,8	45,1	60,0
IR_9249.jpg	43,0	45,1	60,0
0131			
Fuseholders_dx	43,0	45,1	60,0
IR_9250.jpg	45,9	44,9	60,0
0133			
Fuseholders_sx	45,9	44,9	60,0
IR_9251.jpg	72,7	44,9	60,0
0123			
Fuseholders_sx	72,7	44,9	60,0
IR_9252.jpg	43,4	44,9	60,0
0113			
Fuseholders_sx	43,4	44,9	60,0
IR_9253.jpg	56,0	45,1	60,0
0122			
Fuseholders_dx	56,0	45,1	60,0
IR_9254.jpg	48,6	43,0	90,0
0132			
Main Cable_sx	48,6	43,0	90,0
IR_9268.jpg	50,4	43,0	90,0
0261			
Main Cable_sx	50,4	43,0	90,0

- **Condizioni di esercizio dei quadri analizzati**

Questa sezione del report mostra le condizioni di lavoro di tutti i quadri analizzati.

In particolare, vengono adoperati i due grafici di seguito riportati per mettere a confronto le differenti condizioni di esercizio dei quadri sottoposti ad indagine termografica e per evidenziare eventuali anomalie di funzionamento.

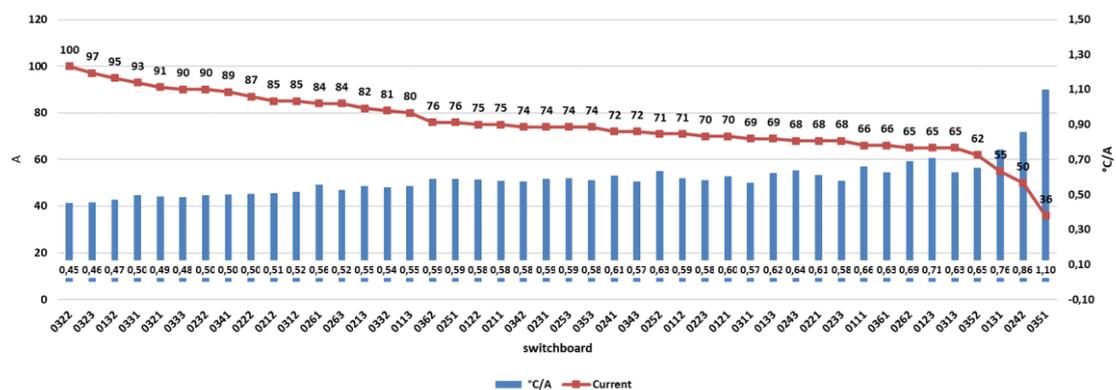


Figura 53: Esempio di grafico combinato con i rapporti temperatura media e corrente e intensità di corrente per ciascun quadro presente nel modello di report termografico

Nel grafico di Figura 53 vengono messi in relazione, per ciascun quadro analizzato, la corrente che fluisce all' interno e il rapporto tra la media delle temperature dei vari dispositivi presenti e l'intensità di corrente.

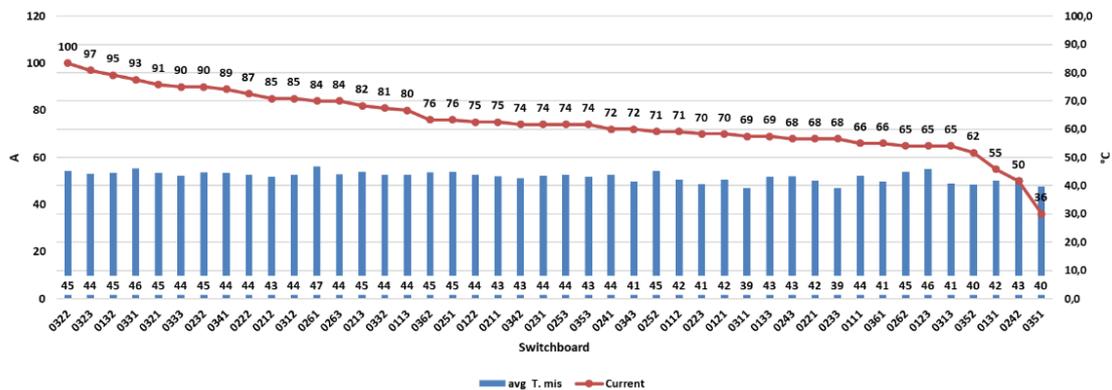


Figura 54: Esempio di grafico combinato con la temperatura media e intensità di corrente registrate per ciascun quadro presente nel modello di report termografico

Nel grafico di Figura 54 vengono messi in relazione, per ciascun quadro analizzato, la corrente misurata e la temperatura media dei componenti presenti all'interno.

- **Dettaglio temperature componenti**

In questa sezione viene riportato per ogni quadro/inverter sottoposto ad indagine, un grafico che mette in relazione le temperature massime registrate dai singoli componenti installati (istogramma grigio), l'intensità (linea tratteggiata viola) e le temperature soglia previste da alcuni dei criteri sopra descritti, in particolare:

- temperatura massima ammissibile del componente indicata dal costruttore (barre rosse);
- la media delle temperature registrate per quel componente in tutti i quadri/inverter esaminati (barre gialle).

La Figura 55 mostra il grafico in questione.

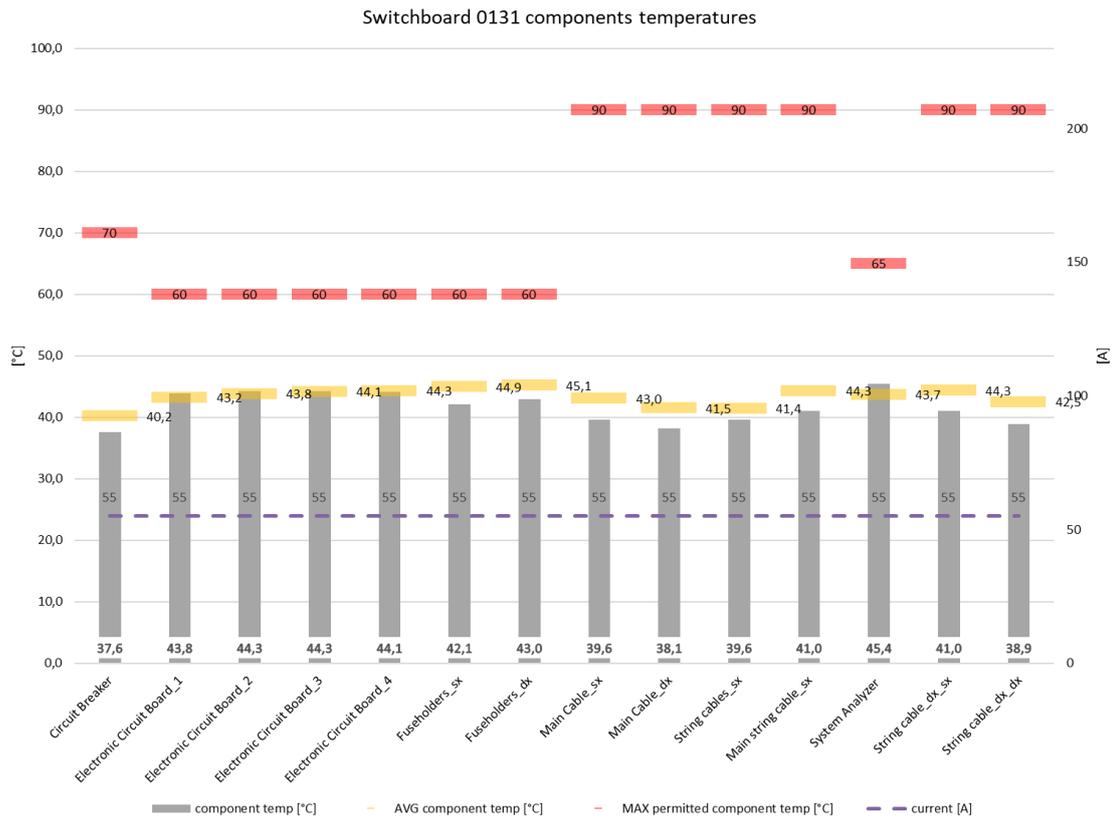


Figura 55: Esempio di grafico combinato con indicazione dello stato termico dei componenti del quadro analizzato presente nel modello di report termografico

Tale rappresentazione consente di comprendere in modo chiaro ed immediato quali componenti meritano di essere investigati ulteriormente perché presentano una temperatura che supera quella massima indicata nella scheda tecnica dal costruttore e/o che registrano un incremento di temperatura rispetto a quella media dei componenti omologhi.

- **Dettaglio termogrammi quadri/inverter**

In questa parte del report, secondo lo schema riportato in Figura 56, viene mostrata per ciascun quadro/inverter investigato, l'immagine termica acquisita con le relative misurazioni di temperatura dei vari componenti; vengono inoltre segnalate le anomalie e gli interventi da intraprendere per la loro risoluzione.



Figura 56: Esempio del dettaglio dell'immagine termica con indicazione delle temperature misurate per ciascun componente presente nel modello di report termografico

Il report si conclude con una sezione dedicata alle considerazioni sullo stato generale dei quadri/inverter emerso dall'ispezione termografica condotta e dall'analisi dei termogrammi.

Vengono inoltre riportati gli interventi consigliati da implementare sulle componenti affetti da gravi anomalie termiche.

2.3.3. Report curve I-V

Criteri di analisi dei risultati

- **Definizione dei parametri misurati e calcolati**

Come descritto nel paragrafo 1.7.6, la verifica in questione prevede il rilievo della caratteristica I-V di una stringa od un modulo fotovoltaico alle condizioni operative (OPC); secondo la norma CEI EN 60891 la strumentazione “trasla” la curva ottenuta alle condizioni standard (STC).

Alle condizioni STC vengono calcolati i seguenti valori:

P_{mis} potenza massima del modulo/stringa misurata;

V_{mpp} tensione nel punto di massima potenza;

I_{mpp} corrente nel punto di massima potenza;

V_{OC} tensione a vuoto;

I_{SC} corrente di corto circuito;

$FF\%$ Fill Factor %;

$dP\%$ scostamento percentuale tra la potenza misurata e traslata a STC dallo strumento e la potenza dichiarata dal costruttore P_{nom} (alle condizioni STC);

$dP_i\%$ scostamento percentuale con degrado tra la potenza misurata e traslata a STC dallo strumento e la potenza dichiarata dal costruttore P_{nom} (alle condizioni STC).

In particolare:

$$FF = \frac{V_{mpp} \cdot I_{mpp}}{V_{oc} \cdot I_{sc}} \cdot 100 \quad (4)$$

$$dP\% = 100 \cdot \left(\frac{P_{mis} - P_{nom}}{P_{nom}} \right) \quad (5)$$

$$dP_i\% = 100 \cdot \left(\frac{P_{mis} - P_{nom_i}}{P_{nom_i}} \right) \quad (6)$$

$$P_{nom_i} = P_{nom} \cdot (1 - Deg \cdot Inv) \quad (7)$$

Quest'ultimo parametro rappresenta la potenza attesa della stringa (modulo) considerando il degrado Deg dichiarato dal costruttore ed il numero di anni d'esercizio Inv dei moduli costituenti la stringa (del modulo).

- **Esito delle misure**

È possibile ottenere avere 4 differenti esiti di misura:

Tabella 15: Esiti di misura con degrado e senza degrado applicato

Esito Verifica	Condizione da verificare	Note
Ok	$Tol^{(-)} \cdot P_{nom} \leq (P_{mis} - P_{nom}) \leq Tol^{(+)} \cdot P_{nom}$	Senza degrado applicato
Ok _i	$Tol^{(-)} \cdot P_{nom_i} \leq (P_{mis} - P_{nom_i}) \leq Tol^{(+)} \cdot P_{nom_i}$	Con degrado applicato
No	$Tol^{(-)} \cdot P_{nom} \leq (P_{mis} - P_{nom}) \leq Tol^{(+)} \cdot P_{nom}$	Senza degrado applicato
No _i	$Tol^{(-)} \cdot P_{nom_i} \leq (P_{mis} - P_{nom_i}) \leq Tol^{(+)} \cdot P_{nom_i}$	Con degrado applicato

dove:

$(P_{mis} - P_{nom})$ dP scostamento (senza degrado)

$(P_{mis} - P_{nom_i})$ dPi scostamento (con degrado)

$Tol^{(-)} \cdot P_{nom}$ Tolleranza negativa dichiarata dal costruttore (senza degrado)

$Tol^{(-)} \cdot P_{nom_i}$ Tolleranza negativa dichiarata dal costruttore (con degrado)

$Tol^{(+)} \cdot P_{nom}$ Tolleranza positiva dichiarata dal costruttore (senza degrado)

$Tol^{(+)} \cdot P_{nom_i}$ Tolleranza positiva dichiarata dal costruttore (con degrado)

Le prove sono svolte tenendo in considerazione il degrado dei moduli, pertanto gli esiti di misura contemplati sono: **Ok_i** e **No_i**

Agli esiti di misura ottenuti devono essere inoltre applicati i margini di tolleranza derivanti dall'errore introdotto dalla strumentazione di misura; si possono pertanto ottenere le seguenti condizioni:

Tabella 16: Esiti di misura con degrado e con incertezza della misura

Esito Verifica	Condizione da verificare	Note
Ok _{ie}	$Tol^{(-)} \cdot P_{nom_i} - \varepsilon \cdot P_{mis} \leq (P_{mis} - P_{nom_i}) \leq Tol^{(+)} \cdot P_{nom_i} + \varepsilon \cdot P_{mis}$	Con degrado applicato ed incertezza di misura
No _{ie}	$Tol^{(-)} \cdot P_{nom_i} - \varepsilon \cdot P_{mis} \leq (P_{mis} - P_{nom_i}) \leq Tol^{(+)} \cdot P_{nom_i} + \varepsilon \cdot P_{mis}$	Con degrado applicato ed incertezza di misura

dove ε è l'errore relativo massimo della catena di misura dichiarato dal costruttore dello strumento di misura.

La verifica delle precedenti condizioni può avere come esiti **Ok_{ie}** e **No_{ie}**.

- **Definizione delle soglie e dei relativi provvedimenti**

Alla luce di quanto esposto l'esito della prova condotta sulla stringa può essere considerata ad esito positivo se:

$$P_{mis} \cdot (1 + \varepsilon) \geq P_{nom_i} \cdot (1 - Tol) \quad (8)$$

ossia

$$P_{mis} \geq P_{nom_i} \cdot \frac{(1-Tol)}{(1+\varepsilon)} \quad (9)$$

e che può essere tradotto in:

$$dP_i \% \geq dP_{lim} \% \quad (10)$$

L'esito della prova sarà ad esito negativo se:

$$dP_i \% \leq dP_{lim} \% \quad (11)$$

dove

$$dP_{lim} \% = 100 \cdot \left(\frac{1-Tol}{1+\varepsilon} - 1 \right) \quad (12)$$

L'esito delle verifiche condotte sui singoli moduli fotovoltaici avrà i medesimi criteri fino ad ora esposti per il rilievo delle caratteristiche I-V delle stringhe.

Metodo di rappresentazione dei risultati

In questa sezione vengono presentati i contenuti del report con gli esiti delle curve I-V condotte sulle stringhe/moduli di un impianto fotovoltaico.

Il report è composto dalle seguenti sezioni:

- informazioni generali relative all'impianto;
- dati specifici del modulo fotovoltaico oggetto di misura e principali parametri utili per l'elaborazione delle curve corrente-tensione;
- riepilogo delle prove eseguite e relativi esiti;
- dettaglio curve I-V eseguite.

- **Informazioni generali impianto**

Nella parte dedicata alle informazioni generali dell'impianto vengono indicati i seguenti dati tecnici:

- località;
- potenza nominale;
- numero totale moduli installati;
- numero totale stringhe;

- marca e modello dei moduli;
- numero, marca e modello degli inverter;
- mese e anno di messa in esercizio e relativi anni di funzionamento dell'impianto.

• **Dati relativi al modulo fotovoltaico oggetto di misura**

All'interno del report è presente una sezione dedicata ai dati tecnici dei moduli fotovoltaici, con particolare riferimento ai parametri riferiti all'aging dei moduli.

Nello specifico vengono indicati i dati di invecchiamento del modulo, desunti dalla scheda tecnica o dai documenti di garanzia, secondo le tabelle e la figura sotto riportati.

Tabella 17: Esempio della tabella contenente i dati di invecchiamento annuo e cumulato del modulo e relativa percentuale della potenza del modulo rispetto a quella iniziale presente nel documento di garanzia del costruttore inserite nel modello di report delle curve I-V

MODULE WARRANTY				Manufacturer warranty	
Years	InvTot	Inv.Cum	Inv.Ye.		
0	100,00%	0,00%	0,00%	Step 1	
1	99,00%	1,00%	1,00%	years	10
2	98,00%	2,00%	1,00%	power	90%
3	97,00%	3,00%	1,00%	Step 2	
4	96,00%	4,00%	1,00%	years	25
5	95,00%	5,00%	1,00%	power	80%
6	94,00%	6,00%	1,00%	Linearity aging	
7	93,00%	7,00%	1,00%		NO
8	92,00%	8,00%	1,00%		
9	91,00%	9,00%	1,00%		
10	90,00%	10,00%	1,00%		
11	89,33%	10,67%	0,67%		
12	88,67%	11,33%	0,67%		
13	88,00%	12,00%	0,67%		
14	87,33%	12,67%	0,67%		
15	86,67%	13,33%	0,67%		
16	86,00%	14,00%	0,67%		
17	85,33%	14,67%	0,67%		
18	84,67%	15,33%	0,67%		
19	84,00%	16,00%	0,67%		
20	83,33%	16,67%	0,67%		
21	82,67%	17,33%	0,67%		
22	82,00%	18,00%	0,67%		
23	81,33%	18,67%	0,67%		
24	80,67%	19,33%	0,67%		
25	80,00%	20,00%	0,67%		

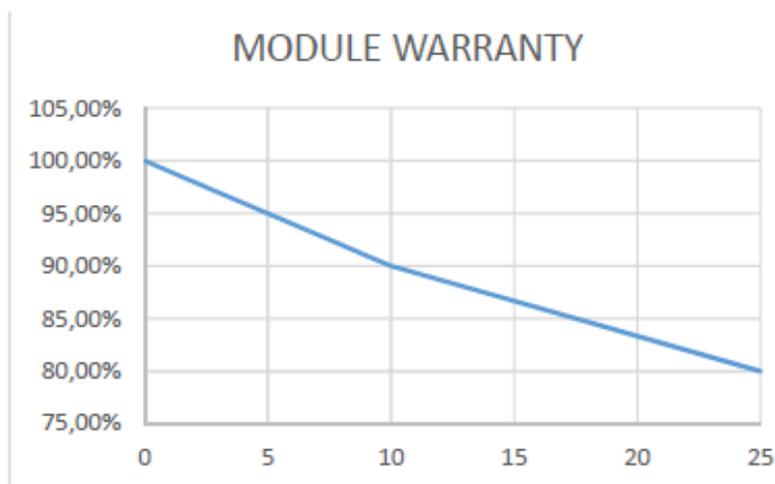


Figura 57 : Esempio di grafico della percentuale della potenza del modulo rispetto a quella iniziale al variare degli anni di esercizio inserito nel modello di report delle curve I-V

Nella tabella sopra riportata, per ciascun anno di esercizio del modulo vengono mostrati:

- il decadimento massimo ammesso (Inv.Ye);
- il decadimento cumulato massimo (Inv.Cum).

Il decadimento cumulato massimo rappresenta proprio il prodotto tra il degrado dichiarato dal costruttore (*Deg*) e il numero di anni di esercizio dei moduli (*Inv*).

Per quanto riguarda gli altri parametri specifici dei moduli oggetto d'indagine, utili all'elaborazione delle curve I-V ed inseriti all'interno della strumentazione di misura, vengono indicati nel report, oltre a degrado ed invecchiamento le seguenti grandezze:

- tolleranza dichiarata nel datasheet (*Tol*);
- coefficiente di variazione di corrente al variare della temperatura (α);
- coefficiente di variazione di corrente al variare della temperatura (β);
- coefficiente di variazione di corrente al variare della temperatura (γ);
- corrente di corto circuito (I_{SC});
- tensione a vuoto (V_{OC});
- corrente nel punto di massima potenza (I_{mpp});
- tensione nel punto di massima potenza (V_{mpp});

Inoltre, viene anche indicato il valore dell'errore relativo massimo della catena di misura dichiarato dal costruttore dello strumento (ϵ).

• **Riepilogo delle prove eseguite ed esiti**

In questa sezione viene riportata una tabella con l'elenco di tutte le prove condotte e i relativi esiti di misura.

In particolare, per ogni stringa/modulo testato vengono indicati:

- identificativo stringa/modulo;
- valore dello scostamento percentuale senza degrado calcolato ($dP\%$);
- valore dello scostamento percentuale con degrado ($dP_i\%$);
- valore dello scostamento limite ($dP_{lim}\%$);
- esito della prova (ok/non ok).

Tabella 18: Esempio dell'elenco delle prove I-V eseguite ed esiti inserito nel modello di report delle curve I-V

id	identificativo stringa	dP%	dPI%	dPlim%	Esito verifica
1	Q 04.08 - 1	-11,84%	-4,69%	-4,76%	Ok
2	Q 04.08 - 2	-12,34%	-5,23%	-4,76%	Not Ok
3	Q 04.08 - 3	-11,38%	-4,19%	-4,76%	Ok
4	Q 02.08 - 1	-10,92%	-3,70%	-4,76%	Ok
5	Q 02.08 - 2	-11,27%	-4,08%	-4,76%	Ok
6	Q 02.08 - 3	-11,80%	-4,64%	-4,76%	Ok

Inoltre, viene anche presentata una statistica con tabella e relativo grafico a torta per mettere in evidenza la percentuale di stringhe con esito ok e non ok rispetto sia al totale di quelle testate che rispetto a quelle totali dell'impianto, come mostrato in Tabella 19 e Figura 58.

Tabella 19: Esempio della statistica sulla percentuale stringhe ok/non ok rispetto a stringhe testate e stringhe totali inserita nel modello di report delle curve I-V

RISULTATI VERIFICHE	QUANTITA'	RISULTATI DELLE PROVE SU STRINGHE TESTATE	RISULTATI DELLE PROVE SU STRINGHE TOTALI
STRINGHE OK	34	72%	8,9%
STRINGHE NON OK	13	28%	3%
TOTALE	47	100%	12,3%

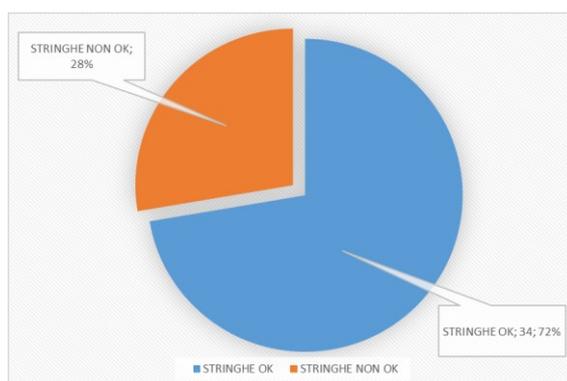
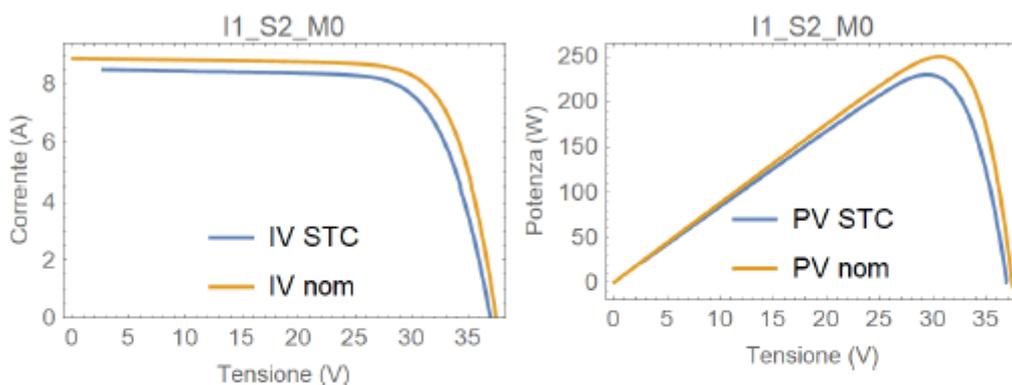


Figura 58 :Esempi di grafico a torta con percentuale delle stringhe ad esito ok/non ok rispetto alle stringhe testate inserito nel modello di report delle curve I-V

- **Dettaglio curve I-V eseguite**

L'ultima parte del report è dedicata alla presentazione di ciascuna misura eseguita, secondo lo schema riportato in Figura 59, con l'inserimento di:

- curve corrente-tensione nominale e alle condizioni STC della stringa/modulo;
- curve potenza-tensione nominale e alle condizioni STC della stringa/modulo;
- parametri misurati alle condizioni OPC;
- parametri misurati alle condizioni STC;
- parametri nominali del modulo;
- scostamento registrato e conseguente esito della prova.



SPECIFICHE TECNICHE

modulo: **TSM-250PC05**

scostamento limite: **-4,76%**

potenza: **250 W**

identificativo stringa: **Q 04.08 - 2**

tolleranza: **+ 3 % / - 0 %**

invecchiamento: **7,50%**

	Nmod	Pmax [W]	Voc [V]	Vmpp [V]	Impp [A]	Isc [A]	Irr [W/m ²]	T.mod [°C]	FF	Temp	alfa	beta
Misure@OPC	21	4329,07	690,8	539,55	8,02	8,79	1023,00	45,3	71,00	AUX	0,0501	-0,35
Mis Avg@OPC		206,15	32,9	25,69	8,02	8,79	1023,00	45,3	71,00	AUX	0,0501	-0,35
STC		219,16	35,18	27,84	7,87	8,5	1000,00	25,00	73,00	AUX	0,0501	-0,35
Nominale		250,00	37,8	30,5	8,2	8,9	1000,00	25,00	74,00	AUX	0,0501	-0,35

dPi%	-5,23%	Not Ok
------	---------------	---------------

NOTE

Figura 59: Esempio dettaglio singola misura I-V eseguita inserito nel modello di report delle curve I-V

Il report si conclude con un'analisi sul degrado complessivo del generatore o sulle porzioni di generatore basata sui valori di scostamento percentuali ottenuti a seguito delle misure condotte.

2.3.4. Report PR

Criteri di analisi dei risultati

- **Definizione dei parametri misurati/calcolati**

Come descritto nel 1.7.5, la verifica in questione consiste nella misura del PRp (performance ratio in potenza) istantanea del generatore e del/i convertitore/i fotovoltaico (moduli/inverter).

La misurazione avviene in conformità alla guida CEI 82-25; V1 e anche la strumentazione adoperata per la misura deve essere conforme a tale norma.

La valutazione del PR implica la misurazione in tempo reale ed in perfetto sincronismo dei seguenti parametri:

- correnti AC uscita inverter;
- tensioni AC uscita inverter;
- correnti DC ingresso inverter;
- tensioni DC ingresso inverter;
- irraggiamento;
- temperatura ambiente;
- temperatura moduli.

- **Esito delle misure**

La guida CEI 82-25; V1 prevede i seguenti esiti di misura:

$$P_{INV} \leq 20 \text{ kWp}$$

$$PR_p > 0,78$$

Esito positivo della misura

$$PR_p \leq 0,78$$

Esito negativo della misura

$$P_{INV} > 20 \text{ kWp}$$

$$PR_p > 0,80$$

Esito positivo della misura

$$PR_p \leq 0,80$$

Esito negativo della misura

dove P_{INV} rappresenta la potenza nominale dell'inverter testato.

- **Provvedimenti**

Le sezioni d'impianto ad esito negativo della prova PR dovranno essere oggetto di ulteriori approfondimenti.

Metodo di rappresentazione dei risultati

In questa sezione vengono presentati i contenuti del report con gli esiti delle misure del performance ratio condotte su porzioni di generatore/inverter.

Il report è composto dalle seguenti sezioni:

- riepilogo delle prove eseguite e relativi esiti;
- dettaglio misure eseguite.

- **Riepilogo delle prove eseguite ed esiti**

In questa sezione viene mostrata una tabella con l'elenco di tutte le prove condotte e i relativi esiti della misura.

In particolare, vengono indicati, per ogni prova:

- identificativo inverter testato e relativa cabina di appartenenza;
- valore del rendimento CC del generatore fotovoltaico afferente all'inverter;
- valore del rendimento AC del convertitore statico;
- valore del performance ratio in potenza (PR_p) istantaneo della centrale fotovoltaica;
- esito della prova (ok/non ok).

Tabella 20: Esempio dell'elenco delle misure del PR eseguite e relativi esiti inserito nel modello di report del PR

PROVA	CABINA	INVERTER	RENDIMENTO CC	RENDIMENTO AC	RENDIMENTO IMPIANTO	ESITO PROVA
1	A	1	0,832	0,988	0,822	OK
2	A	2	0,776	0,978	0,759	NON OK

- **Dettaglio misure eseguite**

Tale parte del report è dedicata alla presentazione di ciascuna misura eseguita, secondo lo schema riportato in Figura 60.

Vengono dapprima riportate le informazioni relative a:

- marca, modello dei moduli costituenti il generatore sottoposto a misura;
- marca, modello dell'inverter sottoposto a misura;
- potenza nominale del generatore sottoposto a misura afferente all'inverter;
- data e ora di esecuzione del rilievo.

Poi viene mostrata una panoramica di tutte le misure delle differenti grandezze effettuate dallo strumento, ed in particolare relative alla sezione in corrente continua in ingresso agli inverter e alla sezione in corrente alternata in uscita dallo stesso.

Viene infine mostrato il valore del performance ratio in potenza (PR_p), che viene poi confrontato con il valore soglia definito della norma per la determinazione dell'esito finale della misura.

PROVA 1

CABINA	A
INVERTER	1
DATA E ORA ESECUZIONE PROVA	07/08/2018 – 11:22
MARCA E MODELLO MODULI INSTALLATI	SILIKEN – SLK60P6L 225Wp // 230Wp // 235Wp //
MARCA E MODELLO INVERTER	SCHNEIDER XANTREX – GT500
POTENZA INSTALLATA	543,3 kWp

Irraggiamento	Irr		882	W/m2
Temperatura Celle	TC		61	°C
Temperatura Ambiente	TE		39	°C
Gamma	γ		0,43	[%/°C]
NOCT			47	°C
Temine correttivo	Ptpv		T.C.	
Potenza inverter	PInv		> 20	[kW]
Potenza nominale:	Pnom		543,3	[kW]
Potenza CC misurata:	Pdc		362,6	[kW]
	Pdc 1		362,6	[kW]
Tensione CC misurata:	Vdc 1		477,2	[V]
Corrente CC misurata:	Idc 1		759,8	[A]
Rendimento CC:	η	dc	0,832	
Potenza AC misurata:	Pac		358,3	[kW]
Fattore di Potenza:	Pf			
Tensione AC misurata:	Vac 12		314,9	[V]
	Vac 23		314,7	[V]
	Vac 31		316,1	[V]
Corrente AC misurata:	Iac 1		659,7	[A]
	Iac 2		658,3	[A]
	Iac 3		653,8	[A]
Rendimento AC:	η	ac	0,988	
FOTOVOLTAICO - ESITO: OK PRp = 0,822 > 0.80				

ESITO PROVA	OK
-------------	----

Figura 60 : Esempio del dettaglio singola misura PR eseguita inserito nel modello di report del PR

Il report termina con un'analisi sulle condizioni del generatore o sulle porzioni di generatore basata sui valori di PR ottenuti a seguito delle misure condotte.

2.3.5. Report misure isolamento

Criteria di analisi dei risultati

- **Definizione dei parametri misurati/calcolati**

Le misure di isolamento, come già anticipato al paragrafo 1.7.2, prevedono la misura della resistenza di isolamento su alcune componenti dell'impianto fotovoltaico conformemente alla norma IEC 62446

La strumentazione utilizzata consente di misurare la resistenza di isolamento a livello di campo, di stringa o di modulo a seconda di ciò che si vuole indagare.

Nel caso in cui si voglia investigare il livello di isolamento a livello di stringa o modulo, lo strumento, dopo l'impostazione della tensione a cui deve essere eseguita la prova (250, 500 o 1000 V_{DC}) acquisisce i seguenti valori:

- tensione di prova reale applicata rispettivamente tra il polo positivo e il polo negativo rispetto al riferimento di terra (V);
- valore di resistenza finale ottenuto dal parallelo dei valori di resistenza di isolamento fra i poli positivo e negativo e il riferimento di terra rilevato per la misura, ottenuta dal parallelo che viene poi comparato con il valore limite stabilito dalla norma (R_i).

Nel caso in cui si voglia indagare la resistenza di isolamento di porzioni di generatore, lo strumento dopo che è stata impostata la tensione a cui si vuole eseguire la prova (250, 500 o 1000 V_{DC}), registra i seguenti valori:

- tensione di prova reale applicata rispettivamente tra il polo positivo del campo rispetto al riferimento di terra (V_{mis+});
- tensione di prova reale applicata rispettivamente tra il polo negativo del campo rispetto al riferimento di terra (V_{mis-});
- resistenza di isolamento tra il polo positivo del campo e il riferimento di terra (R₊);
- resistenza di isolamento tra il polo negativo del campo e il riferimento di terra (R₋);
- valore di resistenza finale ottenuto dal parallelo dei valori di resistenza positiva e negativa che verrà poi comparato con il valore limite stabilito dalla norma (R_i).

- **Esito delle misure**

Nel caso di prove di isolamento sulle stringhe costituenti il generatore fotovoltaico gli esiti di misura possono essere così espressi:

- esito ok – se $R_i > 1 \text{ M}\Omega$, che rappresenta il valore minimo della resistenza di isolamento contemplato dalla norma CEI 64-8 [65];
- esito non ok – se $R_i < 1 \text{ M}\Omega$;
- misura non eseguibile – tale esito sta ad indicare una stringa che, per sue caratteristiche, non consente l'esecuzione della prova, generalmente si tratta di una stringa guasta e/o interrotta e che è quindi da considerare non produttiva.

Nel caso di prove di isolamento eseguite su intere porzioni di generatore fotovoltaico, gli esiti di misura possono essere così espressi:

- esito ok – se $R_i > 1 \text{ M}\Omega$, che rappresenta il valore minimo della resistenza di isolamento contemplato dalla norma CEI 64-8 [65];
- esito non ok – se $R_i < 1 \text{ M}\Omega$.

- **Provvedimenti**

Dovranno essere messi in atto interventi immediati nel caso in cui si rilevino valori di resistenza di isolamento sottosoglia.

Metodo di rappresentazione dei risultati

In questa sezione vengono mostrati i contenuti del report con gli esiti delle misure della resistenza di isolamento condotte sulle stringhe/porzioni di generatore di un impianto fotovoltaico.

Il report è composto dalle seguenti sezioni:

- informazioni generali relative all'impianto;
- riepilogo delle prove eseguite e relativi esiti.

- **Informazioni generali impianto**

Nella sezione dedicata alle informazioni generali dell'impianto vengono indicati i seguenti dati tecnici:

- località;
- potenza nominale;
- numero totale moduli installati;
- numero totale stringhe;
- marca e modello dei moduli;
- numero, marca e modello degli inverter.

- **Riepilogo delle prove eseguite ed esiti**

In questa sezione viene mostrata una tabella con l'elenco di tutte le prove condotte e i relativi esiti delle misure.

Nel caso di misure sulle stringhe, vengono indicati, per ogni prova:

- identificativo della stringa e della stringbox di appartenenza;
- valore della resistenza finale d'isolamento misurato;
- valore della tensione di prova reale applicata tra polo positivo e negativo rispetto al riferimento di terra (V_{test});
- esito della prova (ok/non ok).

Tabella 21: Esempio dell'elenco delle misure della resistenza di isolamento eseguite e relativi esiti, inserito nel modello di report delle misure di isolamento

Stringa	RI [MΩ]	Vtest [V]	Esito RI
1.2.12.5	1,39	1060	Ok
1.2.12.6	78	1060	Ok
1.2.12.7	4,8	1060	Ok
1.2.12.8	1,24	1048	Ok
1.2.13.1	3,8	1060	Ok
1.2.13.2	0,43	528	Non Ok
1.2.13.3	0,65	706	Non Ok
1.2.13.4	0,7	741	Non Ok
1.2.13.5	0,77	794	Non Ok

Per avere un quadro complessivo sullo stato dell'isolamento delle stringhe sottoposte ad indagine viene presentato un grafico riassuntivo che mostra i valori di resistenza di isolamento misurati (colonne blu dell'istogramma) e li mette a confronto con il limite imposto dalla norma (linea rossa).

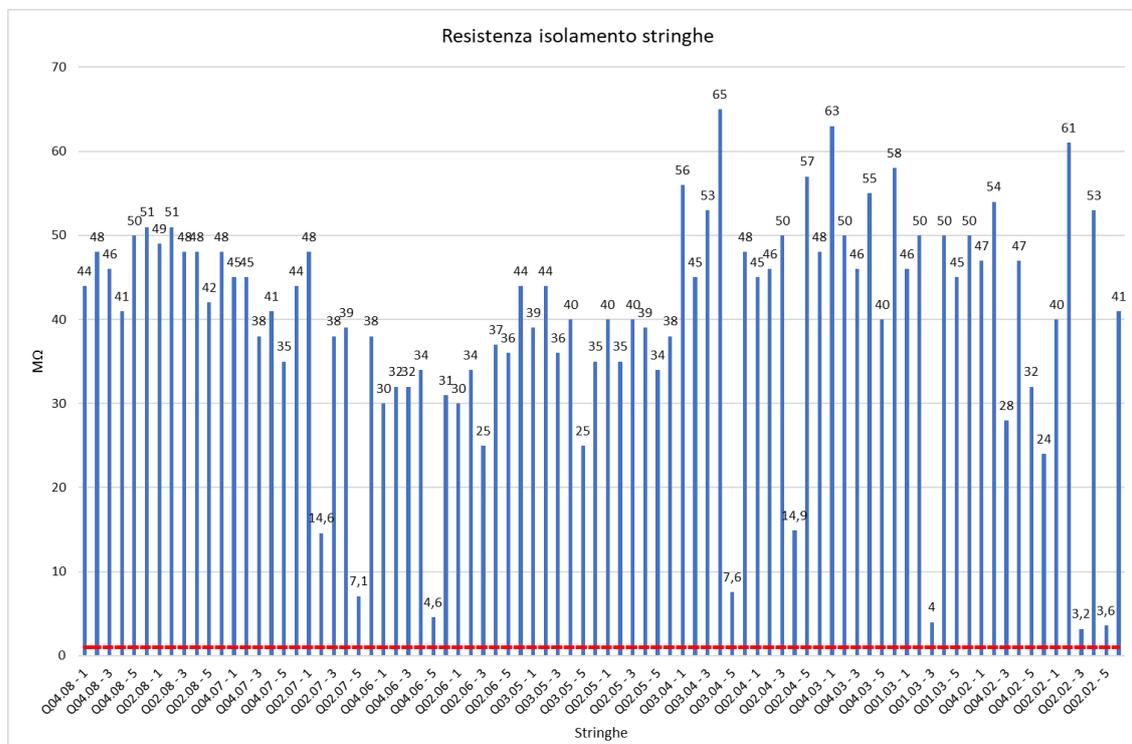


Figura 61 :Esempio di istogramma con i valori delle resistenze di isolamento delle stringhe e confronto con il valore limite inserito nel modello di report delle misure di isolamento

Tale grafico ha lo scopo, inoltre, di identificare con chiarezza le stringhe, che nonostante presentino una resistenza di isolamento superiore al valore soglia di 1 MΩ, sono caratterizzate da valori più bassi rispetto alle altre e per le quali è necessario un ulteriore approfondimento.

Nel caso di misure su porzioni di generatore fotovoltaico sottese dalle generiche stringbox, vengono indicate, per ogni prova:

- identificativo del sottocampo sotteso dalla generica string-box;
- valore finale della resistenza finale d'isolamento misurato;
- valori di resistenza di isolamento tra i poli positivi e negativi del campo fotovoltaico e il riferimento di terra;
- tensioni di prova reali tra i poli positivi/negativi e terra;
- esito della prova (ok/non ok).

Tabella 22: Esempio dell'elenco delle misure della resistenza di isolamento eseguite su porzioni di generatore e relativi esiti inserito nel modello di report delle misure di isolament

String-box	R [MΩ]	R+ [MΩ]	R- [MΩ]	Vmis+ [V]	Vmis- [V]	Esito
1.1	0,1	0,1	0,2	0	502	Non Ok
1.2	0,1	0,7	0,1	0	275	Non Ok
1.3	0,1	0,2	0,1	0	264	Non Ok
1.4	0,1	0,2	0,1	0	288	Non Ok
1.5	0,1	0,2	0,2	0	342	Non Ok
1.6	0,1	0,2	0,1	0	340	Non Ok
1.7	0,4	1,4	0,6	88	589	Non Ok
2.1	0,1	0,2	0,1	0	368	Non Ok
2.2	0,2	0,3	0,4	0	559	Non Ok
2.3	0,2	0,5	0,3	0	487	Non Ok
2.4	46	86	97	855	1060	Ok
2.5	0,1	0,1	0,1	0	465	Non Ok

Anche nel caso di misure eseguite sulle porzioni di generatore sottese alle differenti stringbox viene mostrato un grafico riassuntivo con i valori di resistenza di isolamento misurati e utile ad individuare agevolmente i sottocampi affetti da problemi di basso isolamento.

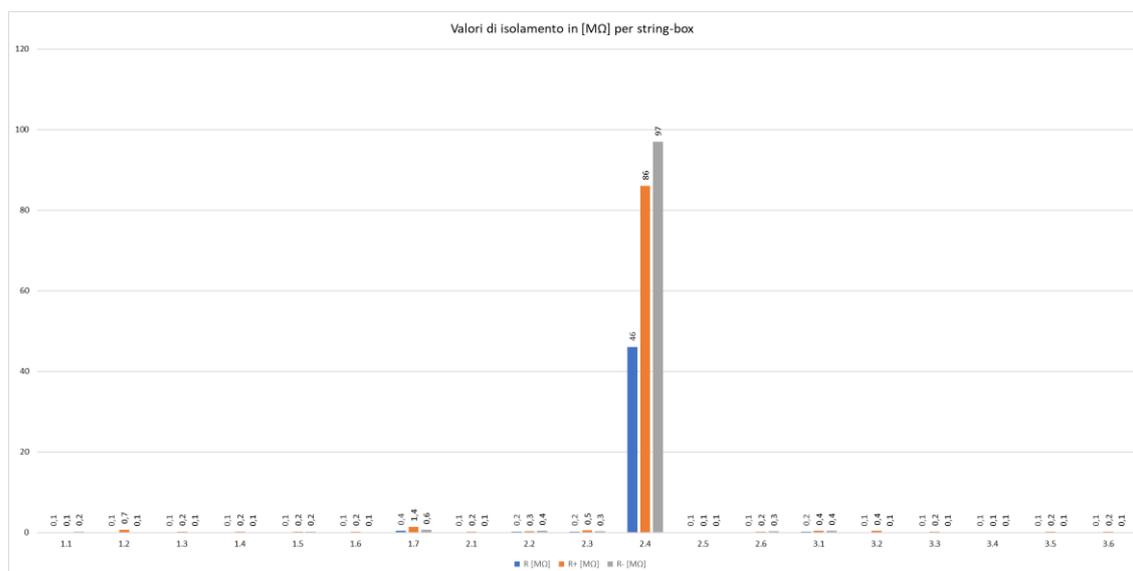


Figura 62 : Esempio di istogramma con i valori delle resistenze di isolamento delle porzioni di generatore sottese dalle string-box inserito nel modello di report delle misure di isolamento

Anche tale report si conclude con alcune considerazioni sullo stato generale dell'isolamento delle differenti componenti sottoposte ad indagine.

Per quanto riguarda l'individuazione del valore di soglia è bene tenere in considerazione anche il valore effettivo di setting dei controllori di isolamento, che non sempre è quello normativamente identificato; questo confronto è essenziale anche per individuare gli eventuali provvedimenti da adottare.

2.4. Elaborazione proposte di intervento

I risultati delle analisi dei dati di monitoraggio e dei dati raccolti durante le indagini di approfondimento in campo, come descritto nei precedenti paragrafi, consentono di confermare e spiegare eventuali criticità o di confutarle. Le azioni che devono seguire alla conferma della presenza di criticità dipendono essenzialmente da due aspetti:

- il tipo di criticità;
- l'impatto economico complessivo della criticità.

La declinazione dei due precedenti aspetti nella formulazione ed attuazione di proposte di intervento consiste nella definizione di due criteri:

- criterio di sicurezza;
- criterio economico.

Il criterio di sicurezza consiste nell'attuare le proposte di intervento che risultino risolutive nei confronti di criticità di sicurezza e cioè nei confronti di tutti quegli aspetti che possono compromettere il sicuro esercizio dell'impianto.

Il criterio di sicurezza non è derogabile in quanto, oltre a comportare rischi per persone e per l'impianto, comporta, con alta probabilità, anche indisponibilità d'impianto.

Il criterio economico consiste nel valutare la convenienza economica di un intervento che non risulti risolutivo nei confronti di criticità di sicurezza; qualsiasi azione volta a migliorare le condizioni operative dell'impianto in termini di performance e/o disponibilità deve essere valutata economicamente considerando il rapporto costi benefici.

In merito a tali criteri di intervento è possibile condurre alcune riflessioni circa la loro applicazione ai vari settori di impianto, in particolare si deve prendere in considerazione la Tabella 3.

Per ciò che concerne generatore ed inverter, entrambi sono soggetti a potenziali criticità di prestazioni, disponibilità e sicurezza, ne consegue che i criteri di intervento possono essere sia di tipo sicurezza sia di tipo economico.

Per ciò che riguarda invece quadri e componenti di potenza ed infrastruttura, entrambi non sono soggetti a potenziali criticità di prestazioni ed inoltre, come illustrato nei precedenti paragrafi, risulta una stretta correlazione fra criticità di disponibilità e criticità di sicurezza. Consegue a ciò che il criterio di sicurezza è preponderante nella gestione delle proposte di intervento per tali settori di impianto.

La risoluzione di criticità legate ad aspetti di sicurezza ha sicure conseguenze economiche per due motivi:

- la riparazione di componenti comporta costi;
- la messa in sicurezza di parti di impianto, senza riparazione dei componenti, determina perdite per indisponibilità.

Di particolare interesse in campo fotovoltaico è questa seconda possibilità, considerata la natura frattale delle installazioni. Per meglio comprendere tale possibilità si considerino i seguenti esempi:

Generatore

Un modulo fotovoltaico in basso isolamento rappresenta:

- un rischio di sicurezza, derivante dalla tensione di stringa (tipicamente > 600 V);
- un rischio di disponibilità derivante dalla possibilità che il basso isolamento provochi il fermo del relativo inverter.

Il rischio primario, quello di sicurezza, deve essere necessariamente gestito e tale gestione può essere condotta in due modi:

1 viene eseguita la sostituzione del modulo

questa rappresenta, ovviamente, la soluzione definitiva e preferibile, ma necessita di immediata disponibilità delle parti di ricambio e la gestione delle incombenze burocratiche;

2 viene eseguito il bypass del modulo

questa rappresenta la soluzione non ottimale ma non necessita di parti di ricambio e gestione delle incombenze burocratiche; la spesa in termini di manodopera è paragonabile alla soluzione precedente.

La soluzione (1) è sicuramente preferibile alla (2) la quale si dimostra, tuttavia, di più rapida esecuzione. Considerate le esigenze legate alla sicurezza la soluzione (2) è da applicare nel caso la (1) non sia immediatamente percorribile; la soluzione (2) inoltre fornisce un vantaggio in termini di disponibilità considerando il fatto che il bypass del modulo permette il ripristino dei valori di isolamento e quindi l'allontanamento del rischio di fermo da parte dell'inverter associato.

In sostanza, posto che la criticità di sicurezza deve essere risolta, la soluzione segue anche in questo caso un criterio economico.

Inverter

Un inverter centralizzato con un contattore di ingresso DC surriscaldato rappresenta:

- un rischio di sicurezza, derivante dalla possibilità di rischio di incendio;
- un rischio di disponibilità, derivante dal fatto che un incendio implicherebbe una indisponibilità completa della macchina con ragionamenti analoghi a quelli condotti per il "modulo".

La sostituzione del contattore difettoso è la soluzione preferibile, tuttavia richiede disponibilità immediata del componente; una soluzione differente potrebbe consistere nella messa in sicurezza del componente difettoso eliminando così il rischio di sicurezza, il rischio di indisponibilità totale accettando una indisponibilità parziale della macchina e del generatore sotteso.

Quadri

Un ingresso fusibile surriscaldato di una string-box rappresenta:

- un rischio di sicurezza, derivante dalla possibilità di rischio di incendio;
- un rischio di disponibilità, derivante dal fatto che un incendio implicherebbe una indisponibilità completa del quadro e dei moduli fotovoltaici circostanti con ragionamenti analoghi a quelli condotti per l'inverter.

La sostituzione del portafusibile difettoso è la soluzione preferibile, tuttavia richiede disponibilità immediata del componente; una soluzione differente potrebbe consistere nella messa in sicurezza del componente difettoso eliminando così il rischio di sicurezza, il rischio di indisponibilità totale accettando una indisponibilità parziale del quadro e del generatore sotteso.

In generale, pertanto, la risoluzione di criticità legate ad aspetti di sicurezza, pur essendo mandatoria, deve necessariamente tenere con considerazione criteri economici che assumono particolare rilievo nel caso di impianti fotovoltaici considerata la loro natura frattuale.

Le valutazioni economiche debbono tenere in considerazione gli aspetti riportati nella tabella seguente.

Tabella 23: Elenco aspetti per scelta degli interventi da attuare

Costi	Benefici
Parti di ricambio	Ripristino o aumento produzione
Manodopera	Miglioramento dell'affidabilità
Mancata produzione	Riduzione costi di esercizio

Il bilancio economico fra le voci della precedente tabella fornisce il criterio per la scelta della soluzione da adottare.

Risulta evidente che il criterio economico dipende da costi la cui stima è fondamentale per l'individuazione degli interventi da effettuare; se i costi delle parti di ricambio e della manodopera sono facilmente individuabili, i costi di mancata produzione richiedono analisi più approfondite.

Le valutazioni da condurre in merito allo studio del criterio economico sono essenzialmente di due tipi:

- Calcolo della perdita per indisponibilità

Il calcolo della perdita per indisponibilità, come avuto già modo di osservare, può essere richiesto in conseguenza di criticità interessanti tutti i settori di impianto. L'esecuzione di tale calcolo è semplice per quanto concerne inverter, quadri ed infrastruttura, poiché le criticità di disponibilità hanno una natura tipicamente on/off; è pertanto sufficiente stabilire la quota di "generazione" non disponibile e calcolare la conseguente energia che non verrà convertita. Il calcolo può essere effettuato, a priori, a partire da dati storici di produzione e radiazione solare; può alternativamente essere condotto un calcolo a posteriori basandolo sulla effettiva radiazione solare per il periodo considerato.

Tale approccio può divenire leggermente più articolato nel caso del generatore considerando il caso di bypass di uno o più moduli poiché tale azione implica non solo l'indisponibilità dei moduli bypassati, ma una quota di energia persa a causa dell'aumento del mismatch fra le stringhe; quest'ultimo effetto tuttavia, nel caso in cui le operazioni di bypass siano limitate, ha un impatto trascurabile e comunque "già compreso" nell'ambito delle naturali perdite per mismatch del generatore (il non perfetto allineamento elettrico delle stringhe che compongono il generatore è un effetto intrinseco di tutti gli impianti fotovoltaici).

- Calcolo della perdita per underperformance

Il calcolo delle perdite per underperformance riguarda generatore ed inverter. Tale calcolo è caratterizzato da una maggiore complessità del precedente.

Il calcolo delle perdite di performance relative all'inverter può essere effettuato considerando il rendimento di macchina attuale in rapporto a quello nominale o a quello di precedenti misurazioni (se disponibili). Nota la differenza di rendimento si può facilmente risalire alle conseguenti perdite economiche.

Il calcolo delle perdite di performance relative al generatore è più complesso e richiede:

- 1 identificazione delle criticità che generano underperformance;
- 2 quantificazione delle perdite di performance in relazione alle criticità identificate sui singoli moduli;
- 3 quantificazione delle perdite di performance complessive del generatore in relazione alle criticità identificate sui singoli moduli.

Tali punti sono stati oggetto di dettagliati approfondimenti nell'ambito di tale tesi ed i risultati emersi saranno esposti nei successivi paragrafi.

Inoltre, per effettuare una valutazione quantitativa della perdita di performance del modulo, associata alla presenza di anomalie, si ricorre al rilievo della curva I-V.

Come già descritto nei capitoli precedenti, la curva I-V costituisce un importante strumento per stimare la performance di stringhe e moduli fotovoltaici; infatti, dal confronto tra la curva I-V misurata e quella dichiarata dal costruttore del modulo all'interno del datasheet, è possibile individuare decrementi di performance e monitorare il suo degrado nel tempo.

Il rilievo della curva I-V può essere effettuato secondo due modalità:

- in laboratorio, mediante l'impiego di un flash-tester (dispositivo per il rilievo delle curve I-V basato su un simulatore solare);
- in campo, mediante l'impiego di apposita strumentazione portatile.

Proprio dal confronto dei risultati delle prove ottenute in campo rispetto a quelli in laboratorio è nata l'esigenza di approfondire lo studio delle curve I-V con particolare riferimento all'attendibilità della misura.

È stato inoltre messo l'accento sulle curve I-V eseguite in campo e sulle modalità di correzione dalle condizioni OPC a quelle STC secondo la norma CEI EN 60891.

I risultati di tali approfondimenti verranno esposti nel capitolo 4.

Capitolo 3

3. Studio della correlazione fra i difetti individuabili con analisi termografica e perdita di performance su un modulo fotovoltaico

Nel presente capitolo, nell'ambito dei criteri che disciplinano l'elaborazione delle proposte di intervento volte a migliorare le prestazioni degli impianti fotovoltaici e con particolare riferimento a quelle riguardanti il generatore fotovoltaico, viene presentata una valutazione quantitativa della perdita di energia associata alla presenza di un particolare difetto su un modulo fotovoltaico. Attraverso l'ausilio di misure sperimentali eseguite mediante un dispositivo per i flash-test, viene determinato il decremento di potenza associato ad alcune anomalie tipicamente riscontrabili attraverso ispezioni visive ed indagini termografiche sui moduli fotovoltaici.

3.1. Stato dell'arte

Come anticipato nel paragrafo 2.4, la stima quantitativa delle perdite di performance relative al generatore fotovoltaico risulta di notevole complessità.

Tale valutazione si basa essenzialmente sulla correlazione quantitativa tra le anomalie presenti sui moduli fotovoltaici e la perdita di produzione associata.

La termografia ad infrarossi e l'ispezione visiva sono le tecniche non distruttive che vengono maggiormente adoperate per identificare anomalie sui moduli fotovoltaici.

Le curve I-V, come già descritto nei paragrafi precedenti, permettono di stimare la performance di un modulo fotovoltaico, valutandone lo scostamento tra la potenza misurata e quella dichiarata dal costruttore.

In letteratura sono presenti alcuni studi relativi alla correlazione sopra descritta fra difetti riscontrati attraverso l'ispezione termografica e le prestazioni dei moduli fotovoltaici.

Vodermayer et al. [66] hanno ad esempio presentato una panoramica sulla correlazione tra le immagini termografiche di moduli caratterizzati da difetti acquisite in campo e il comportamento elettrico associato. In particolare, sono state analizzate le caratteristiche elettriche di un modulo fotovoltaico con una cella surriscaldata e quelle di un modulo preso come riferimento privo di anomalie termiche ed elettriche. Sono state quindi acquisite le curve I-V dei 4 *array* del modulo, la curva I-V dell'intero modulo e quella del modulo di riferimento. Dall'analisi delle curve I-V è emerso un decremento di potenza dell'*array* contenente la cella surriscaldata; quest'ultimo presentava inoltre rispetto agli altri una diminuzione della corrente nel punto di massima potenza. È stato anche esaminato il comportamento di un modulo con più celle surriscaldate; nello specifico ognuno dei 4 *array* conteneva almeno una cella caratterizzata da una temperatura più elevata rispetto a quella media del modulo. Tale studio ha permesso di evidenziare che la differenza di potenza fra l'*array* con temperatura più elevata rispetto agli altri con temperature più basse si attestava intorno al 18,3%. Gli autori hanno anche dimostrato come una variazione di temperatura di lieve entità possa incidere notevolmente sulle prestazioni elettriche del modulo.

Dalsass et al. [67] hanno studiato la correlazione esistente fra la potenza di una stringa di moduli fotovoltaici e i difetti presenti su questi ultimi rilevati mediante ispezione termografica con drone. Tale studio è stato condotto su tre impianti fotovoltaici situati in Germania, nel nord della Baviera.

Le immagini radiometriche dei difetti termici riscontrati sulle stringhe sono state acquisite attraverso termocamera montata su drone. Sono stati quindi correlati i dati di produzione provenienti dagli inverter relativi alle stringhe con difetti termografici, i dati di irraggiamento estratti dal sistema di monitoraggio e le immagini termiche. Sono stati determinate le deviazioni esistenti tra l'energia delle stringhe con difetti termici con quella delle stringhe prive di anomalie. Le tipiche anomalie riscontrate sono state: stringhe completamente spente, moduli completamente guasti, hotspot, celle malfunzionanti all'interno dei moduli. Nei casi di stringhe con una sottostringa inattiva (20 celle del modulo inattive) circa l'87% presenta un decremento di energia più alto del -2%, e il 13% registra una deviazione più alta del -5%. Nei casi di 2 o 3 sottostringhe inattive (40 celle e 60 celle del modulo inattive) all'interno di una stringa, i decrementi di energia delle stringhe esaminate oscillano tra il -6% e il -13,5%. Gli autori specificano inoltre che singoli hot-spot con differenze di temperatura più piccole di 15 °C raramente influenzano la produzione di energia della stringa.

Skomedal et al. [75] hanno presentato uno studio in cui viene concentrata l'attenzione su due metodi, fra quelli maggiormente utilizzati, per individuare difetti sugli impianti fotovoltaici, termografia aerea ad infrarossi e analisi dei dati di produzione. Gli autori hanno approfondito la correlazione tra le anomalie termiche rilevabili sui moduli fotovoltaici e la performance a livello di stringa. Nel lavoro vengono analizzati i dati appartenenti a due impianti fotovoltaici per una potenza complessiva di 115 MWp situati nell'Africa Sub-Sahariana. I due impianti presentavano la stessa configurazione elettrica: 160 stringhe collegate in parallelo, ciascuna delle quali composta da 20 moduli. I moduli da 72 celle con una potenza tra i 290 Wp per il primo impianto e 295 Wp per il secondo sono formati da 3 diodi di by-pass; ciascun diodo formava una sottostringa di moduli da 24 celle in serie. Le anomalie termiche riscontrate mediante rilievo termografico e studiate sono: intera cella e porzione di una cella surriscaldate, singolo punto caldo, sottostringa uniformemente surriscaldata, patchwork di celle e scatola di giunzione con sovratemperatura. Per ciò che concerne l'analisi della performance, questa è stata effettuata analizzando le misure elettriche (corrente e tensione) riferite a coppie di stringhe connesse in parallelo. In particolare, lo studio effettuato ha permesso di affermare che il fattore strettamente correlato alle perdite di produzione a livello di stringa è il numero di sottostringhe di moduli contenenti anomalie termiche. Viene messo in evidenza che non è stato possibile individuare una chiara correlazione tra la performance della stringa e le singole tipologie di difetti o la temperatura dell'anomalia termica. Gli autori definiscono come la potenza di una stringa con 20 moduli a 3 diodi di by-pass è in media ridotta di $1,16 \pm 0,12\%$ per sottostringa di modulo caratterizzata da anomalie termiche.

Lo studio presentato da Vumbugwa et al. [76] ha avuto come obiettivo quello di correlare la presenza di alcuni difetti osservati tramite immagine termografiche sui moduli fotovoltaici con le curve I-V delle stringhe contenenti tali moduli in modo tale da studiare il decremento di performance associato. Nello specifico sono state ottenute mediante un aeromobile a pilotaggio remoto immagini termografiche di moduli in silicio cristallino e a film sottile. Le curve I-V dei moduli e delle stringhe esaminate sono state acquisite mediante apposito strumento di misura in condizioni operative e poi sono state riportate alle condizioni standard. Sono state dapprima identificate le stringhe con moduli caratterizzate da anomalie termiche e sono state tracciate le curve I-V di tali moduli e delle stringhe. Come riferimento sono state anche acquisite le misure I-V di moduli e stringhe privi di difetti. Dapprima è stata analizzata una stringa contenente un modulo in silicio cristallino caratterizzato sia dal pattern termografico definito "patchwork" che dal vetro frontale danneggiato. La differenza di potenza massima fra il modulo danneggiato e quello sano era pari al 30%, mentre quella registrata tra le rispettive stringhe risultava pari al 7,8%.

Successivamente è stata esaminata una stringa contenente un modulo a film sottile danneggiato. L'immagine termica del modulo mostrava diversi hot-spot e un'area con sovratemperatura più estesa in corrispondenza di una fessura che interessava gran parte delle celle. Il decremento di potenza registrato nella stringa con il modulo danneggiato rispetto alla stringa sana era pari al 7,5%.

Dolara et. al. [77] nel loro lavoro hanno analizzato l'impatto del fenomeno delle cosiddette "bave di lumaca" sulle performance e sulla produzione di energia dei moduli. A tale scopo sono state condotte su 31 moduli installati in un impianto fotovoltaico in Italia alcuni test quali: ispezione visiva, determinazione della potenza massima, prova di resistenza dielettrica, test della corrente di dispersione ad umido ed elettroluminescenza. Su circa 4000 moduli installati, 31 moduli sono stati selezionati mediante ispezione visiva: 16 di questi erano affetti da "snail trails" a differenti livelli di gravità e 15 non mostravano segni di degrado. Attraverso il confronto fra la potenza massima dei moduli, determinata attraverso l'esecuzione di curve I-V con simulatore solare, e quella nominale è emerso che la presenza di snail trails e cracks causava un decremento di performance che oscilla fra il 10 e il 30%. Inoltre, gli autori hanno dimostrato come la diminuzione di potenza registrata nei moduli sia direttamente correlata al numero di celle danneggiate.

Per quantificare la perdita di performance legata alla presenza di particolari anomalie, nel presente lavoro, è stato quindi condotto uno studio, mediante l'ausilio di misure sperimentali, basato sull'elaborazione e l'analisi di curve I-V eseguite su moduli fotovoltaici affetti da tipici difetti riscontrati attraverso le tecniche sopra menzionate [68].

Tale studio è stato eseguito su 5 moduli nuovi sui quali sono stati ricreati in modo sistematico alcuni particolari tipi di difetti, identificati e classificati attraverso l'analisi dei termogrammi acquisiti, secondo i criteri descritti nel paragrafo 2.3.1.

I moduli in questione sono stati poi caratterizzati sperimentalmente attraverso la determinazione delle curve I-V, attraverso l'utilizzo di un dispositivo per i flash-test basato su un simulatore solare di classe A+ AM 1,5, installato presso l'Università Politecnica delle Marche.

Analizzando le curve I-V e i valori di potenza massima dei moduli testati e correlandoli con le immagini termiche viene fornita una stima del decremento di performance relativo a ciascun difetto presente.

I dettagli di tale studio e i relativi risultati raggiunti verranno descritti nei successivi paragrafi.

3.2. Materiali e metodi

Nel presente paragrafo vengono descritte le specifiche tecniche del dispositivo utilizzato per l'esecuzione dei flash-test, il set di moduli testati, e la termocamera ad infrarossi adoperata per l'acquisizione delle immagini termiche.

Le curve I-V sui moduli affetti da difetti termografici sono state eseguite attraverso un dispositivo per i flash-test basato su un simulatore solare di classe A+ AM 1,5 dell'azienda tedesca BERGER Lichttechnik, installato all'interno dei laboratori pesanti del Dipartimento di Ingegneria Industriale e Scienze Matematiche (DIISM) dell'Università Politecnica delle Marche.



Figura 63: Dispositivo per i flash test basato su un simulatore solare di classe A+ AM 1,5

Tale sistema è costituito dai seguenti componenti:

- simulatore solare ad impulso (PSS) - tale dispositivo include un tunnel ottico e un generatore calibrato di luce basato su una lampada allo Xeno, secondo i requisiti della norma IEC 60904-9 [60];
- dispositivo di misurazione e carico (PSL) - tale dispositivo è controllato da un processore con tre canali, usato per la misurazione e la simulazione del carico; questo sistema consente di determinare le curve I-V dei moduli fotovoltaici in accordo con la IEC 60904-1 [61]; l'accuratezza di misura sia della tensione V che dell'intensità di corrente I è inferiore allo 0,5%;
- un sensore ad infrarosso, con accuratezza di misura $\pm 1\%$ o $\pm 1^\circ\text{C}$, che consente l'acquisizione automatica della temperatura del modulo fotovoltaico testato;
- una sonda di temperatura Pt100, con accuratezza di misura 0,03% FS ± 1 digit, che consente l'acquisizione della temperatura ambiente e della cella fotovoltaica,
- un computer con software dedicato per l'acquisizione delle curve I-V; tale software permette di acquisire e salvare tutti i dati relativi alle misure I-V effettuate;
- una torre di misura che contribuisce a creare un ambiente di misura stabile utile a garantire una migliore uniformità e ripetibilità dei test.

In relazione all'accuratezza della misura, sono stati riportati i dati disponibili dei singoli strumenti; purtroppo, questi non sono espressi dai costruttori in forma tale da consentire la ricostruzione dell'accuratezza dell'intera catena di misura in modo completo e corretto.

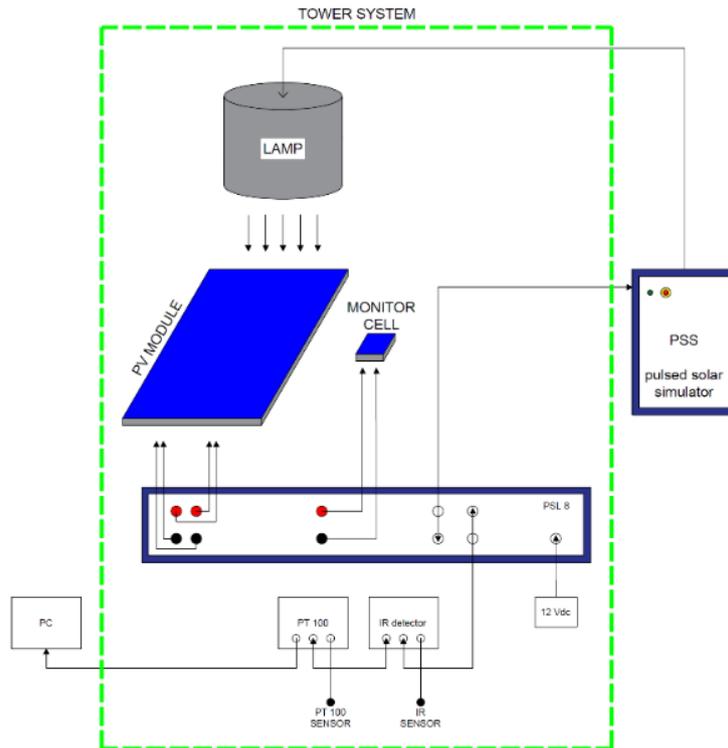


Figura 64: Schema del simulatore usato per l'esecuzione delle curve I-V

I moduli testati sono della stessa marca, modello e potenza nominale (240 W). Sono costituiti da 60 celle connesse in serie in silicio policristallino e formati da 3 diodi di by-pass collegati in parallelo, ciascuno dei quali composto da 20 celle in serie.

I principali parametri dei moduli fotovoltaici testati sono riassunti nelle tabelle sotto riportate.

Tabella 24: Caratteristiche elettriche dei moduli fotovoltaici

Parametro	Simbolo	Valore
Potenza Massima	P_{max} (W)	240
Corrente alla massima potenza	I_{mpp} (A)	7,78
Tensione alla massima potenza	V_{mpp} (V)	30,86
Corrente di corto circuito	I_{sc} (A)	8,24
Tensione a circuito aperto	V_{oc} (V)	37,56
Massima tensione di sistema	(V)	1000
Efficienza del modulo	Eff (%)	14,50

Tabella 25: Caratteristiche termiche dei moduli fotovoltaici

Parametro	Simbolo	Valore
Coefficiente di temperatura della Potenza massima	γ (%/°C)	-0,46
Coefficiente di temperatura della Tensione a circuito aperto	β (mV/°C)	-133,8
Coefficiente di temperatura della Corrente di corto circuito	α (mA/°C)	3,69
Temperatura di funzionamneto della cella	$NOCT$ (°C)	44
Intervallo di temperatura	(°C)	- 40 to 85

Le immagini termiche dei moduli sono state acquisite manualmente con una termocamera ad infrarossi modello FLIR T335.

La termocamera in questione è una termocamera piccola, leggera e con un'eccellente qualità di immagine, alta sensibilità e ampio intervallo di temperature registrate, generalmente utilizzata dai professionisti del settore industriale per la ricerca di difetti termici.

Le principali specifiche tecniche della termocamera FLIR T335 vengono riportate nella Tabella 26, di seguito riportata.

Tabella 26: Caratteristiche della termocamera FLIR T335

Risoluzione IR	320 x 240 pixels
Sensibilità Temika/ NETD	< 0.05 °C @ +30°C (+86°F) / 50 mK
Campo visivo (FOV) / Minima distanza di messa fuoco	25°x19° / 0,4 m (1,31 ft.)
Risoluzione spaziale (IFOV)	1.36 mrad
Frequenza di immagine	30 Hz
Messa a fuoco	Automatico o Manuale
Zoom	Zoom digitale continuo 1-4×, funzione panorama
Focal Plane Array (FPA) / Campo Spettrale	Microbolometro non raffreddato/ 7.5 – 13 μm

3.3. Procedura sperimentale

Nella prima fase dello studio, i moduli, prima di essere danneggiati vengono sottoposti a flash-test con lo scopo di verificare la correttezza dei dati tecnici riportati all'interno della targhetta identificativa e del datasheet.

In particolare, ciascuno dei 5 moduli è stato posizionato su di un supporto all'interno della torre di misura.

Ogni pannello, prima di essere sottoposto a flash test, viene posizionato sotto la lampada, collegata al simulatore solare ad impulso (PSS).



Figura 65: Modulo inserito sotto la lampada prima dell'esecuzione del flash-test

La procedura di misura inizia con l'esecuzione del flash-test del primo modulo; quindi, il software mostra la rappresentazione grafica della curva I-V del modulo testato in condizioni OPC, inoltre permette di visualizzare anche la curva I-V traslata alle condizioni STC.

Il software, oltre a fornire una rappresentazione grafica, restituisce un file in formato CSV con tutte le coppie di valori corrente – tensione delle curve sia nelle condizioni OPC che STC.

Per ciascuno dei 5 moduli, sono stati effettuati 20 flash-test e sono stati acquisiti e raccolti i dati relativi alle curve I-V in condizioni OPC e STC.

Con lo scopo di valutare l'incidenza di alcuni particolari anomalie sulla potenza, in ognuno dei 5 moduli viene riprodotto in laboratorio un tipico difetto, scelto tra quelli più facilmente riscontrabili durante le ispezioni visive e le indagini termografiche.

Le anomalie ricreate e studiate sono:

1. un diodo di by-pass danneggiato;
2. due diodi di by-pass danneggiati;
3. hot-spot;
4. crack di una cella;
5. frantumazione del vetro frontale.

I diodi di bypass sono impiegati nei moduli fotovoltaici per proteggerli contro problemi che potrebbero derivare da difetti locali; se ad esempio una cella all'interno di un gruppo di celle collegate in serie risulta in ombra o danneggiata, il diodo di by-pass fa in modo che la corrente possa continuare a fluire bypassando la cella danneggiata. Un tipico difetto che caratterizza il diodo di by-pass è il fenomeno del corto circuito. A livello termografico, la colonna di celle associata ad uno o più diodi di bypass danneggiati appaiono più calde rispetto a quelle delle celle adiacenti.

L'hot-spot è un'area di un modulo fotovoltaico che è caratterizzata da una temperatura molto elevata e questa sovratemperatura può danneggiare un'intera cella o qualsiasi altro elemento. Questa anomalia può essere causata da ombreggiature parziali, o difetti nell'interconnessione tra le celle. In questi casi, la cella può surriscaldarsi così tanto da danneggiare non solo sé stessa, ma anche il materiale di incapsulamento e il foglio posteriore del modulo.

Eventuali crack che interessano una o più celle fotovoltaiche, possono verificarsi già durante le fasi di trasporto e montaggio dei moduli; ma questi guasti possono anche essere causati da effetti meccanici esterni. Sebbene le microcricche possano essere ancora trascurabili, le crepe nelle celle possono avere effetti sulle prestazioni dell'intero modulo.

Spesso i moduli fotovoltaici possono essere interessati dalla rottura completa della superficie del vetro frontale. Questo fenomeno, che può essere causato da operazioni di trasporto, ed in particolare da condizioni atmosferiche quali grandinate o altri fattori, comporta la riduzione della potenza totale in uscita generata dal modulo.

Nella seconda fase dello studio, i moduli, dopo aver subito il danneggiamento, vengono di nuovo inseriti all'interno della torre di misura e sottoposti a flash-test secondo la procedura seguita in precedenza e vengono collezionate le relative curve I-V sia nelle condizioni OPC che STC.

Inoltre, dei moduli caratterizzati rispettivamente da uno e due diodi di by-pass danneggiati e dall'hot-spot vengono anche acquisite le immagini termiche con lo scopo di identificare il tipico pattern termografico associato a tali tipi di difetti.

3.4. Risultati delle prove sperimentali

Di seguito vengono mostrate le evidenze delle prove sperimentali condotte e viene presentata una discussione dei risultati ottenuti.

La prima fase dello studio, come già esposto nel paragrafo precedente, ha riguardato la verifica della correttezza dei dati di targa riportati nell'etichetta identificativa dei 5 moduli nuovi sottoposti a flash-test.

A tal proposito, nella tabella di seguito riportata vengono esposti i principali parametri elettrici dei moduli, ottenuti attraverso l'esecuzione dei flash-test.

Tabella 27: Caratteristiche elettriche dei moduli testati determinate mediante flash-test

Seriale modulo	P_{max} (W)	I_{mpp} (A)	V_{mpp} (V)	I_{sc} (A)	V_{oc} (V)
AS31408	247	8,23	30,01	8,79	37,76
AS31409	248	8,31	29,86	8,86	37,85
AS31411	248	8,31	29,81	8,80	37,81
AS31412	248	8,48	29,26	8,48	37,75
AS31413	247	8,44	29,27	8,87	37,81

Come è possibile osservare, i parametri elettrici indicati nella Tabella 27 risultano allineati a quelli presenti nel datasheet, indicati nella Tabella 24.

I valori della potenza massima per ciascuno dei 5 moduli testati si attesta tra 247 e 248 W, rimanendo quindi all'interno della tolleranza indicata dal costruttore pari a +/- 3%.

Di seguito vengono mostrate le curve I-V ottenute con i flash-test sia alle condizioni OPC che STC per ciascuno dei 5 moduli, prima della creazione dei difetti.

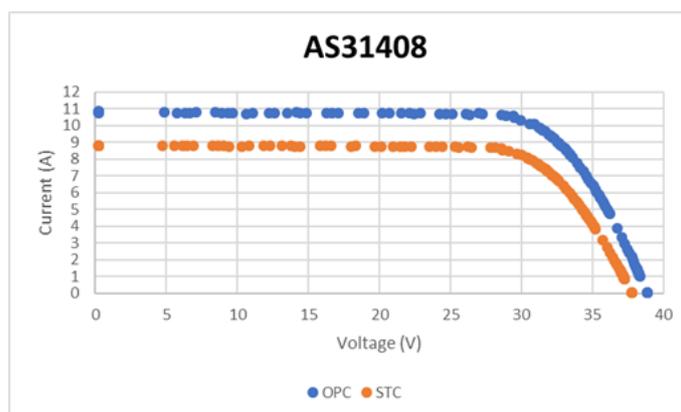


Figura 66: Curve OPC e STC ottenute con il flash-tester del modulo AS31408

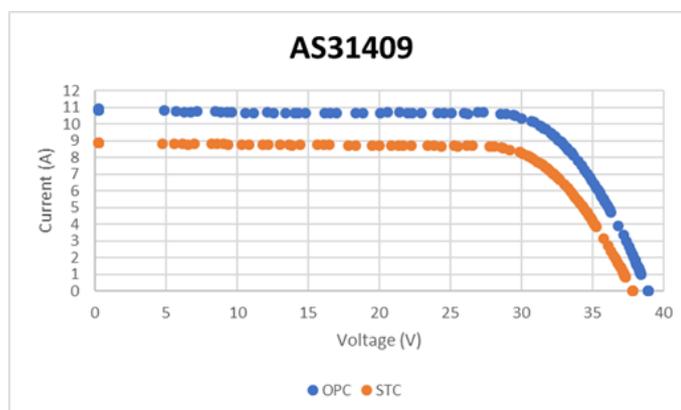


Figura 67: Curve OPC e STC ottenute con il flash-tester del modulo AS31409

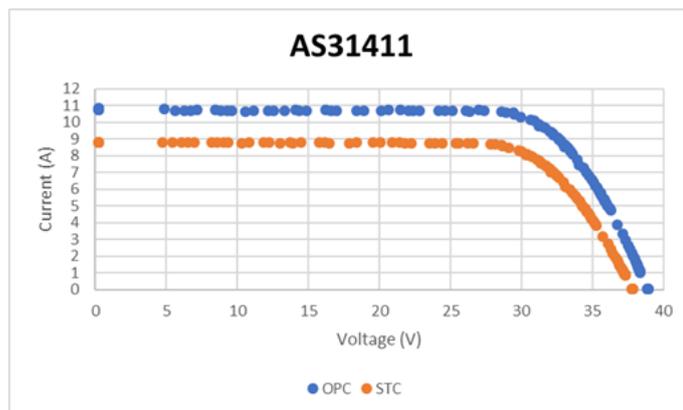


Figura 68: Curve OPC e STC ottenute con il flash-tester del modulo AS31411

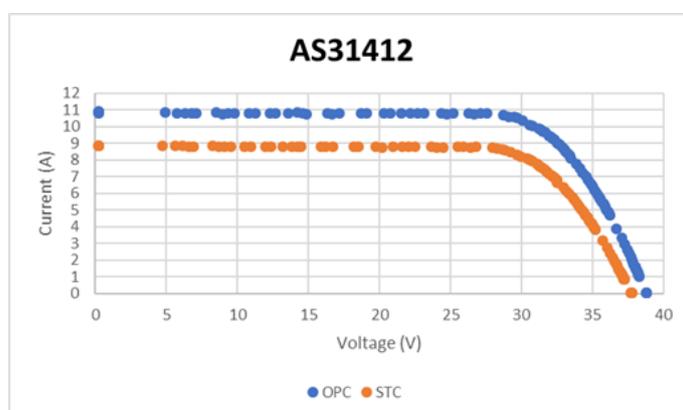


Figura 69: Curve OPC e STC ottenute con il flash-tester del modulo AS31412

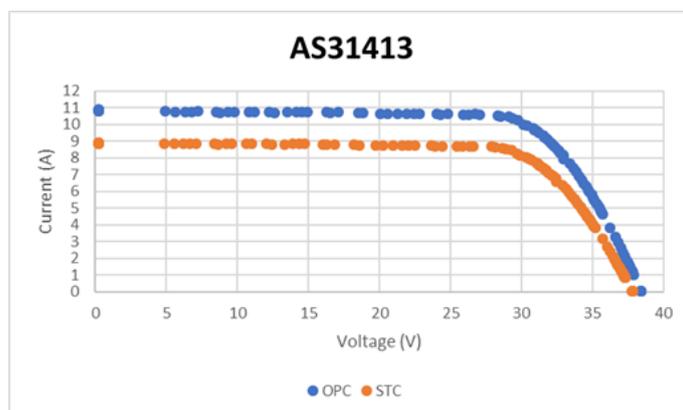


Figura 70: Curve OPC e STC ottenute con il flash-tester del modulo AS31413

Vengono di seguito analizzati i risultati dei flash-test eseguiti sui moduli affetti da anomalie.

Per ciascun difetto, è stato studiato l’impatto in termini di performance sul modulo; in particolare è stato analizzato il decremento di potenza massima registrato.

Per quanto riguarda il modulo con il seriale AS31408, caratterizzato da un diodo di by-pass danneggiato, la potenza massima alle condizioni STC risulta pari a 161 W, viene registrato un decremento percentuale rispetto alla potenza massima del modulo “sano” pari circa a -34,89%.

La Figura 71 mostra la caratteristica corrente-tensione del modulo in questione, determinata con il flash-tester sia in condizioni operative che standard.

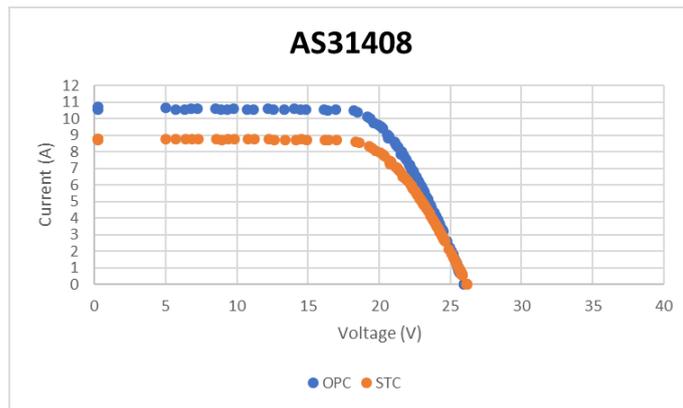


Figura 71: Curve OPC e STC ottenute con il flash-tester del modulo AS31408 caratterizzato da un diodo di by-pass danneggiato

Il modulo AS31409 con 2 diodi di by-pass danneggiati presenta una potenza massima uguale a 84 W; la differenza in termini percentuali tra la potenza massima di tale modulo rispetto a quello privo di difetti risulta pari al -66,08%. Di seguito viene mostrata la curva I-V del modulo con due diodi di by-pass danneggiati.

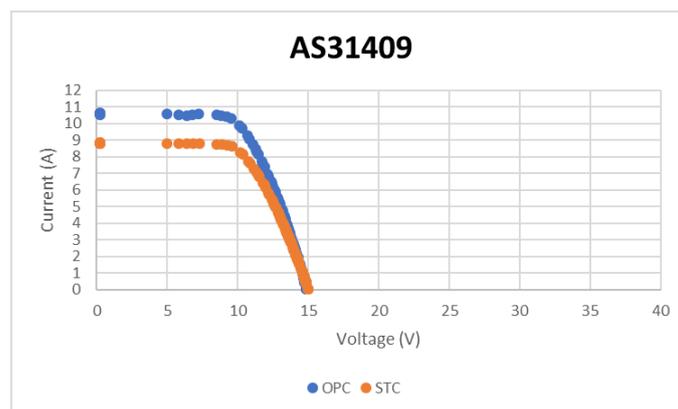


Figura 72: Curve OPC e STC ottenute con il flash-tester del modulo AS31409 caratterizzato da due diodi di by-pass danneggiati

Nel modulo AS31411, caratterizzato dal difetto hot-spot, il valore della potenza massima registrata è pari a 241 W, con un decremento rispetto alla potenza massima del modulo sano pari a circa il -2,64%; la relativa curva I-V ottenuta viene presentata nella Figura 73.

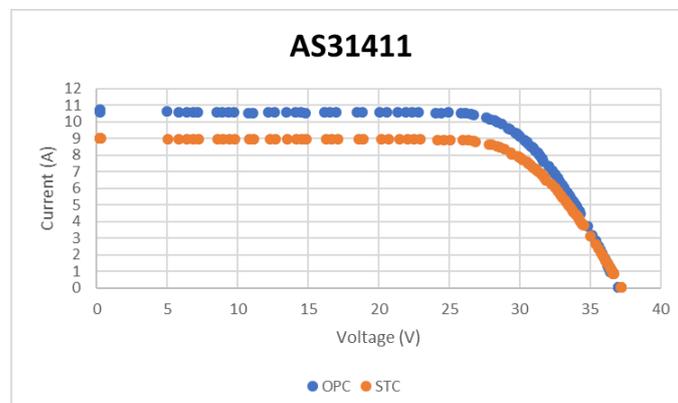


Figura 73: Curve OPC e STC ottenute con il flash-tester del modulo AS31411 caratterizzato dall'hot-spot di una cella

Il crack di una cella presente sul modulo AS31412 ha determinato un decremento di potenza massima pari al -2,89%. Il valore di potenza massima registrato è pari a 241 W.

La relativa curva I-V sia alle condizioni OPC che STC ottenute è rappresentata in Figura 74.

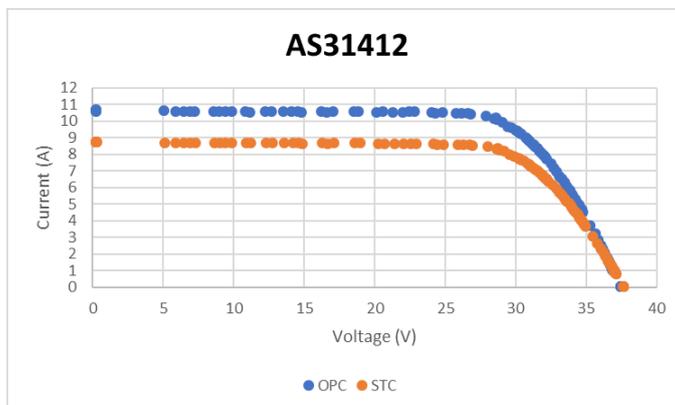


Figura 74: Curve OPC e STC ottenute con il flash-tester del modulo AS31412 caratterizzato dal crack di una cella

Il modulo AS31413 affetto dalla rottura completa del vetro frontale ha registrato un valore di potenza massima pari a 44 W.

Il decremento in termini percentuali della potenza massima del modulo si attesta intorno al -82,30%.

La Figura 75 mostra la relativa curva I-V sia in condizioni OPC che STC.

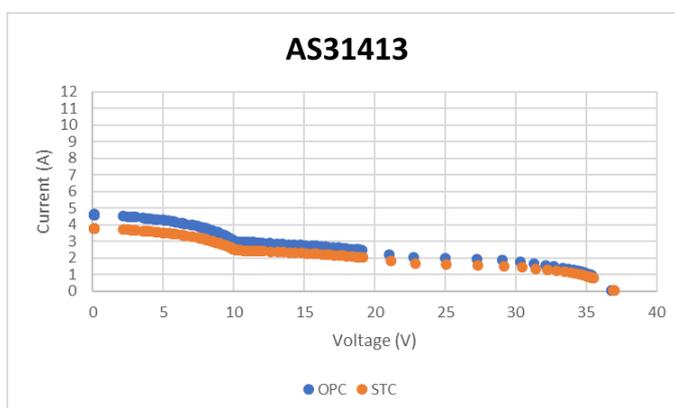


Figura 75: Curve OPC e STC ottenute con il flash-tester del modulo AS31413 caratterizzato dalla rottura del vetro frontale

Sulla base dei risultati ottenuti dalle prove sperimentali emerge che il difetto più grave che interessa i moduli fotovoltaici è rappresentato dalla completa rottura del vetro frontale.

Difetti come l'hot-spot e il crack di una cella che possono essere riscontrati attraverso un'indagine termografica o attraverso la tecnica dell'elettroluminescenza hanno effetti limitati sulle prestazioni del modulo.

Dai risultati delle prove sperimentali condotte viene rilevato che i moduli caratterizzati da queste due anomalie registrano una diminuzione di potenza totale pari circa alla potenza di una singola cella; tuttavia, tali difetti devono essere monitorati nel tempo perché potrebbero estendersi ad altre porzioni del modulo compromettendo la sua performance e costituendo anche un potenziale rischio per la sicurezza.

Per quanto concerne il diodo di by-pass danneggiato, questo difetto, come mostrato nei grafici sopra riportati, può ridurre la potenza del modulo di un terzo e tale decremento raddoppia se il modulo è caratterizzato da due diodi guasti.

Capitolo 4

4. Studio dell'incertezza della misura delle curve I-V e delle procedure di correzione da condizioni OPC a STC

Nel capitolo 4 viene concentrata l'attenzione sulle curve corrente-tensione, che rappresentano uno strumento ampiamente utilizzato per valutare la performance di stringhe e moduli fotovoltaici. L'analisi di un ampio set di curve I-V eseguite in campo ha creato dubbi circa l'affidabilità di questa misura e a tal proposito viene presentato all'interno del capitolo 4 uno studio volto ad indagare meglio tale aspetto. In particolare, viene mostrato dapprima il confronto fra curve I-V eseguite con strumentazione portatile in campo e con flash-tester in laboratorio; successivamente si entra nel merito delle procedure di correzione delle curve I-V da OPC a STC e vengono determinati sperimentalmente i coefficienti di correzione adoperati nelle equazioni di trasposizione.

In ultimo, viene anche presentato il confronto tra le curve I-V eseguite in campo e in laboratorio con l'adozione dei coefficienti di correzione determinati sperimentalmente.

4.1. Attendibilità della misura delle curve I-V

Il rilievo delle curve I-V può essere condotto mediante apposita strumentazione secondo due differenti modalità:

- rilievo in laboratorio;
- rilievo in campo.

Le due differenti modalità di rilievo si differenziano per differenti condizioni al contorno della misura e per la strumentazione impiegata.

Il rilievo in laboratorio prevede la creazione di un ambiente di misura in cui vengono artificialmente controllate le condizioni al contorno rilevanti per la misura; in particolare si controllano temperatura ambiente (e quindi temperatura modulo) ed irraggiamento.

Il rilievo in laboratorio prevede inoltre l'impiego di una macchina denominata "flash tester" (dispositivo per il rilievo delle curve I-V basato su un simulatore solare) che è in grado di rilevare la curva I-V di un modulo fotovoltaico mediante l'impiego di un sole artificiale e apparati di misurazione elettronici delle variabili elettriche generate dal modulo oggetto di test.

La macchina restituisce quindi una matrice di punti "tensione" – "corrente" alle condizioni OPC che, in caso di ambiente di misura controllato ($T_c = 25 \text{ °C}$, $I_{rr} = 1000 \text{ W/m}^2$, $AirMass = AM 1,5$), corrispondono alle condizioni di misura standard secondo la norma IEC/EN 60904.

Le prove effettuate in laboratorio, in atmosfera controllata e mediante l'impiego di una macchina flash-tester rappresentano, allo stato attuale, il riferimento tecnologico circa accuratezza ed affidabilità della misura.

Il rilievo in campo prevede la possibilità di effettuare la misura dei parametri elettrici che compongono la curva I-V di un modulo senza che questo venga trasportato in laboratorio.

La misura viene effettuata secondo i parametri ambientali correnti a patto che questi rientrino entro determinate condizioni ($I_{rr} > 700 \text{ W/m}^2$ e posizione reciproca fra modulo e sole - angolo di incidenza - entro i limiti normativi EN60904-1).

La misura viene inoltre effettuata mediante l'impiego di strumentazione portatile preposta al rilievo dei parametri ambientali e dei parametri elettrici del modulo sottoposto a test.

Le due modalità di rilievo esposte hanno il medesimo obiettivo, ma si differenziano per due aspetti fondamentali:

- condizioni al contorno della misura (controllati in un caso, non controllati nell'altro);
- metodo della misura.

La differenza del metodo è, in effetti, conseguenza delle differenti condizioni al contorno della misura o, più specificatamente, dell'impossibilità di controllare le condizioni di misura nel caso di rilievo in campo. Quest'ultima condizione impone che debbano essere utilizzati artifici matematici di trasposizione dei dati di misura affinché il rilievo della matrice I-V a condizioni OPC possa essere riportato a condizioni STC, condizioni standard e quindi utilizzabili come riferimento per stabilire la prestazione in potenza del modulo.

L'ambiente controllato del rilievo in laboratorio consente, invece, la creazione di condizioni standard adeguate di modo che la matrice I-V rilevata non debba subire elaborazioni matematiche dato che le condizioni OPC corrispondono alle condizioni STC.

4.2. Confronto tra gli esiti delle curve I-V eseguite con strumentazione portatile in campo e con flash-tester in laboratorio

Nel presente paragrafo viene presentato un confronto tra gli esiti dei rilievi delle curve caratteristiche corrente-tensione effettuate su tre moduli fotovoltaici, di stessa marca, modello e potenza secondo i due differenti metodi sopra descritti.

4.2.1. Materiali e metodi

Le curve I-V sono state eseguite dapprima in campo attraverso l'ausilio di apposita strumentazione portatile. Lo strumento adoperato consente il rilievo in campo delle curve I-V e dei principali parametri caratteristici sia di un singolo modulo sia di stringhe di moduli per installazioni fotovoltaiche fino ad un massimo di 1000 V e 15 A. Tale strumento gestisce un database interno dei moduli aggiornabile dall'utente in qualsiasi momento e il confronto fra i dati rilevati e quelli nominali consente di determinare se la stringa o il modulo rispetta i parametri di efficienza dichiarati dal costruttore. La misura della curva I-V è realizzabile attraverso l'utilizzo di un'unità remota che effettua il rilevamento dell'irraggiamento, della temperatura del modulo e di quella ambiente. Le misurazioni vengono eseguite in accordo con la norma CEI EN 60891 e l'inserimento della misura avviene secondo lo schema presentato in Figura 15.

Successivamente gli stessi tre moduli precedentemente testati in campo sono stati sottoposti alla misura corrente-tensione presso i laboratori dell'Università Politecnica delle Marche attraverso l'ausilio di un dispositivo per i flash-test basato su un simulatore solare di classe A+ AM 1,5 dell'azienda tedesca BERGER Lichttechnik, descritto nel paragrafo 3.1.

I tre moduli testati sono della stessa marca, modello e potenza nominale (345 W). Sono costituiti da 72 celle connesse in serie in silicio policristallino e formati da 3 diodi di by-pass collegati in parallelo, ciascuno dei quali composto da 24 celle in serie.

I principali parametri dei moduli fotovoltaici testati sono riassunti nelle tabelle sotto riportate.

Tabella 28: Caratteristiche elettriche dei moduli fotovoltaici

Parametro	Simbolo	Valore
Potenza Massima	P_{max} (W)	345
Corrente alla massima potenza	I_{mpp} (A)	9,10
Tensione alla massima potenza	V_{mpp} (V)	37,93
Corrente di corto circuito	I_{sc} (A)	9,59
Tensione a circuito aperto	V_{oc} (V)	46,58
Massima tensione di sistema	(V)	1500
Efficienza del modulo	Eff (%)	17,3

Tabella 29: Caratteristiche termiche dei moduli fotovoltaici

Parametro	Simbolo	Valore
Coefficiente di temperatura della Potenza massima	γ (%/°C)	-0,40
Coefficiente di temperatura della Tensione a circuito aperto	β (%/°C)	-0,29
Coefficiente di temperatura della Corrente di corto circuito	α (%/°C)	0,04
Temperatura di funzionamento della cella	$NOCT$ (°C)	43+/- 3
Intervallo di temperatura	(°C)	- 40 to 85

4.2.2. Procedura sperimentale

Nella prima fase vengono eseguite in campo attraverso la strumentazione portatile e secondo le modalità descritte precedentemente le curve I-V sui tre moduli fotovoltaici presi in esame.

Le misure vengono acquisite alle condizioni operative (OPC) e successivamente lo strumento utilizzato fornisce per ciascuno dei moduli testati la curva I-V già corretta alle condizioni STC. Attraverso il software dello strumento vengono registrati e visualizzati tutti i parametri caratteristici della curva corrente-tensione alle condizioni standard:

- potenza massima;
- tensione nel punto di massima potenza;
- corrente nel punto di massima potenza;
- tensione a circuito aperto;
- corrente di corto circuito.

Nella seconda fase i moduli precedentemente testati in campo vengono sottoposti a flash-test in laboratorio, mantenendo le condizioni di prova più prossime possibili alle condizioni STC.

In particolare, ciascuno dei 3 moduli è stato posizionato su di un supporto all'interno della torre di misura.

Ogni pannello, prima di essere sottoposto a flash test, viene posizionato sotto la lampada, collegata al simulatore solare ad impulso (PSS).

Poi per ognuno dei tre moduli viene eseguito il flash-test e attraverso il software viene mostrata la rappresentazione grafica della curva I-V in condizioni OPC e in condizioni STC.

Il software, oltre a fornire una rappresentazione grafica, restituisce un file in formato CSV con tutte le coppie di valori corrente – tensione delle curve sia nelle condizioni OPC che STC.

Per ciascuno dei 3 moduli, sono stati effettuati 20 flash-test e sono stati acquisiti e raccolti i dati relativi alle curve I-V in condizioni OPC e STC.

Le curve ottenute alle condizioni OPC e STC risultano pressoché sovrapponibili, dato che come esposto in precedenza vengono mantenute le condizioni di prova molto prossime alle condizioni standard.

4.2.3. Risultati prove sperimentali

Di seguito viene presentato il confronto fra gli esiti delle misure eseguite in campo con la strumentazione portatile e quelle svolte in laboratorio con il dispositivo per i flash-test.

La tabella di seguito riportata mostra per ciascuno dei moduli testati in campo i parametri caratteristici alle condizioni STC, forniti dallo strumento.

Tabella 30: Caratteristiche elettriche dei moduli testati determinate in campo mediante strumentazione portatile

Seriale modulo	P_{max} (W)	I_{mpp} (A)	V_{mpp} (V)	I_{sc} (A)	V_{oc} (V)
822518345341901712	306,4	8,5	35,9	9,2	45,9
825918351342301737	329,0	8,6	38,2	9,2	48,3
825618351342301767	320,5	8,6	37,4	9,2	47,5

La tabella di seguito riportata presenta per ciascuno dei moduli testati in laboratorio i parametri caratteristici alle condizioni STC.

Tabella 31: Caratteristiche elettriche dei moduli testati determinate in laboratorio mediante flash-tester

Seriale modulo	P_{max} (W)	I_{mpp} (A)	V_{mpp} (V)	I_{sc} (A)	V_{oc} (V)
822518345341901712	343,9	9,1	36,4	10,0	46,9
825918351342301737	343,4	9,4	36,4	10,0	46,9
825618351342301767	343,1	9,4	36,3	10,0	47,1

Dal confronto dei dati delle tabelle sopra presentate emerge una sostanziale differenza fra i parametri ottenuti con le due differenti modalità di esecuzione, come evidenziato nella Tabella 32.

Tabella 32: Confronto dei parametri elettrici dei moduli testate in campo e con flash-tester

Seriale modulo	ΔP_{max} (%)	ΔI_{mpp} (%)	ΔV_{mpp} (%)
822518345341901712	-10,9	-6,6	-1,4
825918351342301737	-4,2	-8,5	4,9
825618351342301767	-6,6	-8,5	3,0

Nella tabella sono indicati gli scostamenti percentuali dei valori di potenza massima, corrente e tensione alla massima potenza delle misure I-V eseguite in campo rispetto a quelle in laboratorio.

Osservando i grafici sotto riportati, si denota una evidente dispersione dei valori rilevati mediante le misure effettuate con strumentazione portatile in confronto all'allineamento esistente dei valori derivanti dalle misure effettuate con dispositivo per i flash-test.

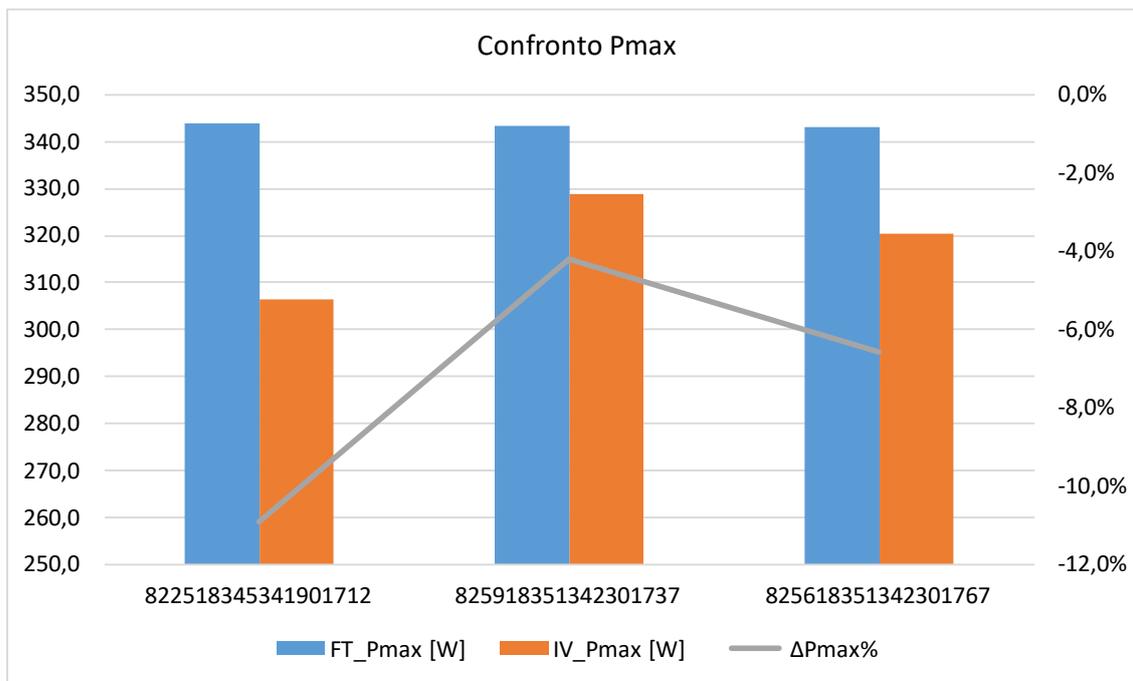


Figura 76: Confronto tra i valori di potenza massima per i 3 moduli ottenuti con flash test e con strumentazione portatile

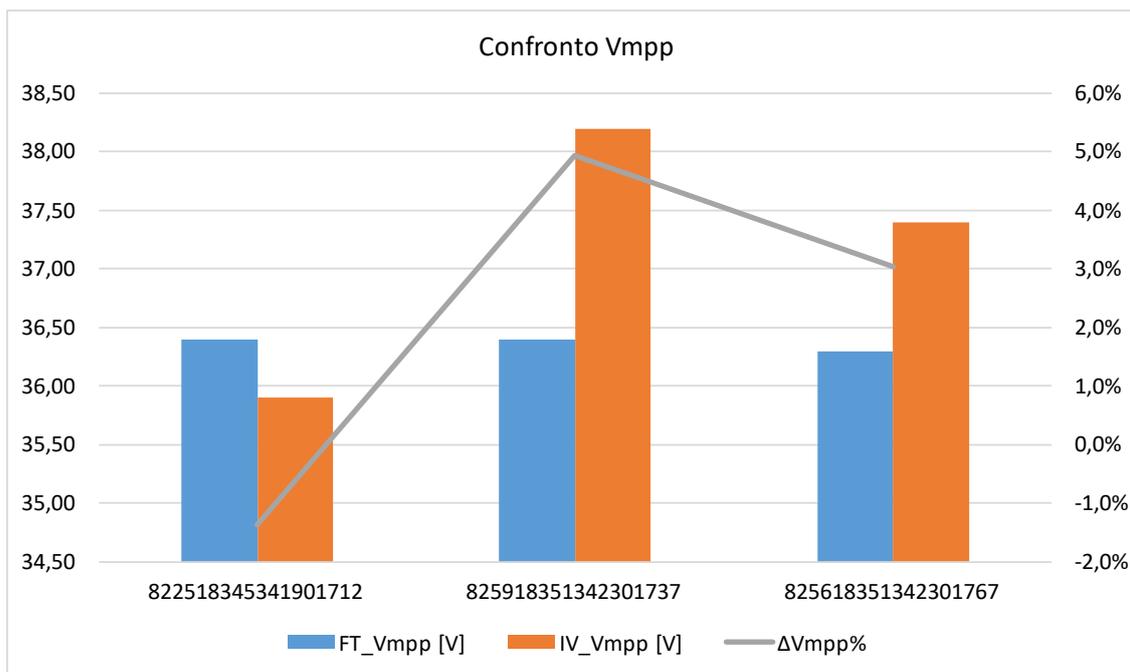


Figura 77: Confronto tra i valori di tensione alla massima potenza per i 3 moduli ottenuti con flash test e con strumentazione portatile

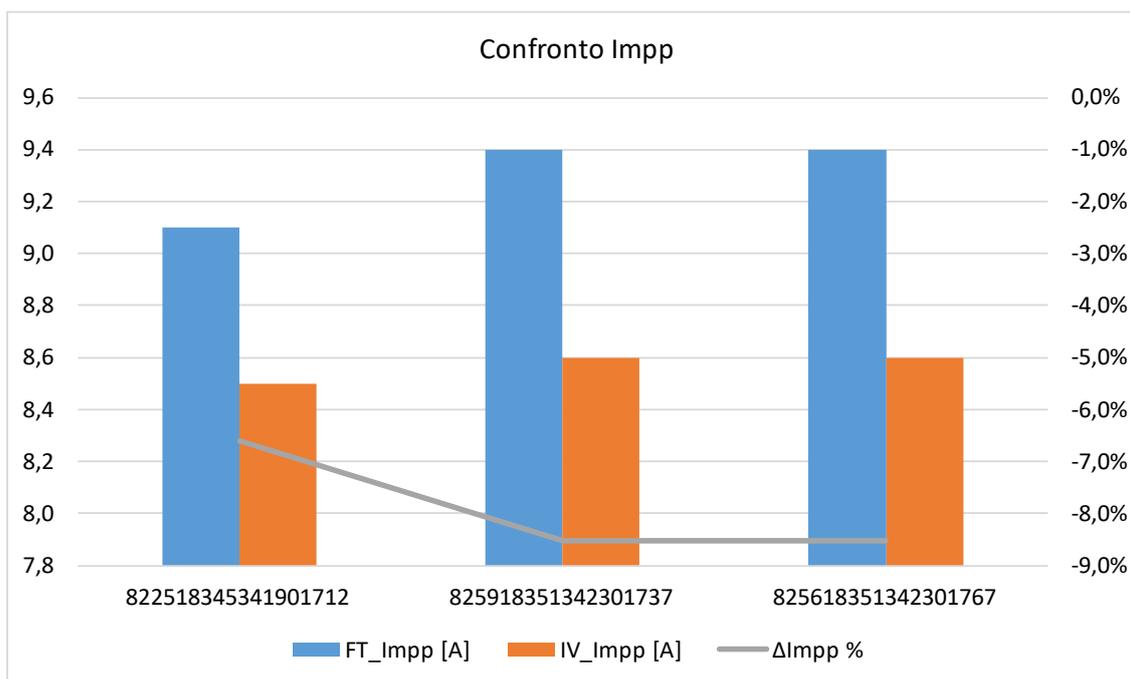


Figura 78: Confronto tra i valori di corrente alla massima potenza per i 3 moduli ottenuti con flash test e con strumentazione portatile

Inoltre, è possibile evincere dai grafici sopra riportati come gli esiti di misura delle curve I-V eseguiti con strumentazione portatile sono in generale peggiorativi rispetto a quelli eseguiti con flash-tester (-7,2%) e tale scostamento è da attribuirsi essenzialmente alla sottostima delle correnti I_{mpp} (-7,9%); si registra invece una sovrastima delle tensioni V_{mpp} (+2,2 %) non tale da compensare la sottostima delle correnti.

La dispersione dei risultati ottenuti in campo rispetto a quelli in laboratorio e l'esito peggiorativo dei primi rispetto ai secondi fanno ipotizzare quali cause principali le condizioni al contorno della misura soggette ad una maggiore variabilità e l'accuratezza della strumentazione adoperata.

In aggiunta a tali fattori, deve essere preso in esame un ulteriore aspetto riguardante le misure ottenute con la strumentazione portatile e che potrebbe incidere poi sugli esiti di queste ultime.

Come anticipato in precedenza, la strumentazione portatile esegue le misure alle condizioni operative e restituisce direttamente le curve I-V in condizioni STC effettuando la traslazione secondo le procedure indicate nella norma CEI EN 60891.

I costruttori degli strumenti attualmente in commercio e comunemente utilizzati nell'acquisizione delle curve I-V in campo dichiarano la procedura seguita per la trasposizione ma non rendono noti alcuni parametri necessari per ottenere le caratteristiche corrente-tensione alle condizioni STC.

A tal riguardo, nel presente lavoro viene dedicato un approfondimento riguardante la trasposizione delle curve corrente-tensione secondo la norma CEI 60891 con lo scopo di capire quanto la correzione eseguita dalla strumentazione portatile possa influire sugli esiti finali delle misure.

4.3. Procedure di correzione delle curve I-V da OPC a STC

Come già descritto al paragrafo 4.1, in campo le curve I-V sono acquisite da apposita strumentazione portatile secondo la norma CEI EN 60891.

Le caratteristiche corrente-tensione, misurate alle condizioni operative (OPC) devono essere traslate alle condizioni STC (irraggiamento pari a 1000 W/m² e una temperatura del modulo pari a 25 °C).

Tale correzione è fondamentale per definire lo scostamento tra la potenza del modulo in esame e la potenza massima dichiarata dal costruttore.

La norma CEI EN 60891 definisce le tre procedure da seguire per effettuare le correzioni di temperatura ed irraggiamento alle caratteristiche I-V di moduli fotovoltaici. Inoltre, definisce le procedure usate per determinare i fattori corrispondenti a queste correzioni.

Le prime due procedure richiedono che i parametri di correzione del dispositivo FV siano noti. Se non sono noti devono necessariamente essere determinati prima di effettuare la correzione.

La terza procedura è un metodo di interpolazione che non richiede parametri di correzione in ingresso: si può applicare quando siano state misurate per il dispositivo di prova almeno tre curve corrente tensione. Queste tre curve corrente-tensione coprono l'intervallo di valori di temperatura e irraggiamento per cui il metodo di correzione è applicabile.

Secondo la prima procedura di correzione, la caratteristica corrente-tensione misurata alle condizioni operative deve essere corretta alle condizioni normalizzate di prova applicando le seguenti equazioni:

$$I_2 = I_1 + I_{SC} \cdot \left(\frac{G_2}{G_1} - 1 \right) + \alpha \cdot (T_2 - T_1) \quad (13)$$

$$V_2 = V_1 - R_S \cdot (I_2 - I_1) - k \cdot I_2 \cdot (T_2 - T_1) + \beta \cdot (T_2 - T_1) \quad (14)$$

dove:

I_1, V_1 coordinate dei punti delle caratteristiche misurate;

I_2, V_2 coordinate dei punti corrispondenti delle caratteristiche corrette;

G_1 irraggiamento misurato con il dispositivo di riferimento;

G_2 irraggiamento all'irraggiamento normalizzato o ad altro irraggiamento desiderato;

T_1 temperatura misurata del campione in prova;

T_2 temperatura normalizzata o un'altra temperatura desiderata;

I_{SC} corrente di cortocircuito misurata del campione in prova (G_1 e T_1);

α e β coefficienti di temperatura della corrente e della tensione del campione in prova le condizioni normalizzate di irraggiamento o per il valore di irraggiamento al quale si intende ottenere la caratteristica corretta e all'interno dell'intervallo di valori di temperatura di interesse;

R_S la resistenza serie interna del campione in prova;

k fattore di correzione della curva.

I parametri R_S e k specifici del campione in prova devono essere determinati secondo le procedure presenti nelle sezioni dedicate della norma CEI EN 60891.

La seconda procedura si basa sul modello semplificato dei dispositivi fotovoltaici a singolo diodo. Le equazioni di trasposizione semi-empiriche contengono 5 parametri di correzione I-V che possono essere determinati dalla misura delle curve I-V eseguita in diverse condizioni di irraggiamento e temperatura. Oltre ai coefficienti di temperatura per la corrente di cortocircuito (α) e per la tensione a circuito aperto (β) è comunemente usato un coefficiente di temperatura supplementare (k') che tiene conto delle variazioni della resistenza serie interna (e del fattore di riempimento) con la temperatura.

La procedura di correzione è definita dalle seguenti equazioni per la corrente e la tensione:

$$I_2 = I_1 [1 + \alpha_{rel}(T_2 - T_1)] \frac{G_2}{G_1} \quad (15)$$

$$V_2 = V_1 + V_{OC1} \left[\beta_{rel}(T_2 - T_1) + a \ln \left(\frac{G_2}{G_1} \right) \right] - R'_s(I_2 - I_1) - k'I_2(T_2 - T_1) \quad (16)$$

dove:

- I_1, V_1 sono le coordinate dei punti della caratteristica I-V misurata;
- I_2, V_2 sono le coordinate dei punti corrispondenti della curva I-V corretta;
- G_1 irraggiamento misurato con il dispositivo di riferimento;
- G_2 irraggiamento obiettivo per la caratteristica I-V corretta;
- T_1 temperatura misurata del campione in prova;
- T_2 temperatura obiettivo del campione in prova;
- I_{SC} corrente di cortocircuito misurata del campione in prova (G_1 e T_1);
- V_{OC1} tensione a circuito aperto nelle condizioni di prova (G_1 e T_1);
- α_{rel} e β_{rel} coefficienti relativi di temperatura della corrente e della tensione del campione in prova misurato a 1000 W/m². Essi sono relativi alla corrente di corto circuito e alla tensione a circuito prova a STC;
- a fattore di correzione dell'irraggiamento per la tensione a circuito aperto, legato alla tensione termica del diodo D della giunzione pn e al numero di celle n_s collegate in serie nel modulo;
- R'_s la resistenza serie interna del campione in prova;
- k' è il coefficiente di temperatura della resistenza serie interna.

I parametri R'_s e k' specifici del campione in prova devono essere determinati secondo le procedure presenti nelle sezioni dedicate della norma CEI EN 60891.

La terza procedura di correzione si basa sull'interpolazione o sull'estrapolazione lineare di due caratteristiche I-V misurate. Essa utilizza almeno due caratteristiche I-V, e non richiede parametri di correzione o di adattamento. Le caratteristiche corrente-tensione misurate devono essere corrette alle condizioni di prova normalizzate o ad altri valori scelti di temperatura e irraggiamento applicando le equazioni che seguono:

$$V_3 = V_1 + a \cdot (V_2 - V_1) \quad (17)$$

$$I_3 = I_1 + a \cdot (I_2 - I_1) \quad (18)$$

Le coppie (I_1, V_1) e (I_2, V_2) dovrebbero essere scelte in modo che $I_2 - I_1 = I_{SC2} - I_{SC1}$, dove:

I_1, V_1 sono le coordinate dei punti delle caratteristiche misurate ad un valore di irraggiamento G_1 e di temperatura T_1 ;

I_2, V_2 sono le coordinate dei punti delle caratteristiche misurate ad un valore di irraggiamento G_2 e di temperatura T_2 ;

I_3, V_3 sono le coordinate dei punti delle caratteristiche misurate ad un valore di irraggiamento G_3 e di temperatura T_3 ;

I_{SC1}, I_{SC2} sono i valori della corrente di cortocircuito misurata del campione in prova;

a costante per l'interpolazione, collegata come segue all'irraggiamento e alla temperatura:

$$G_3 = G_1 + a \cdot (G_2 - G_1) \quad (19)$$

$$T_3 = T_1 + a \cdot (T_2 - T_1) \quad (20)$$

Questo metodo dovrebbe essere applicabile alla maggior parte delle tecnologie fotovoltaiche. Le equazioni da (17) a (20) possono essere usate per la correzione dell'irraggiamento, della temperatura, e per la correzione simultanea di irraggiamento e temperatura.

Gli strumenti portatili che vengono comunemente adoperati per l'acquisizione delle curve corrente tensione seguono la seconda procedura di correzione per traslare le curve I-V dalle condizioni OPC a quelle STC e per tale ragione sarà quella che verrà presa in considerazione e approfondita d'ora in avanti.

Osservando le equazioni (15) e (16) sulle quali si basa la seconda procedura si può notare che, oltre ai coefficienti di temperatura per la corrente di corto circuito e la tensione a circuito aperto α_{rel} e β_{rel} , indicati nella scheda tecnica del modulo, devono essere definiti altri 3 parametri di correzione per poter eseguire la traslazione da condizioni OPC a STC: $a, R's, k'$.

Secondo la norma IEC 60891 il valore di a può essere assunto pari a 0,06, mentre gli altri due coefficienti di correzione devono essere determinati sperimentalmente (attraverso la luce solare naturale o simulata).

La norma IEC 60891 definisce i metodi sperimentali per la determinazione di $R's$ e k' .

4.3.1. Determinazione della resistenza serie interna $R's$

La norma IEC 60891 riporta le diverse fasi della procedura per la determinazione attraverso luce naturale o simulata del coefficiente della resistenza serie interna:

- Tracciare le caratteristiche corrente-tensione del campione in prova a temperatura costante e a tre o più irraggiamenti differenti ($G_1 \dots G_N$) coprendo l'intervallo di valori di interesse entro i quali deve essere effettuata la trasposizione della curva. I valori

esatti degli irraggiamenti non devono essere necessariamente noti. Durante le misure I-V la temperatura del dispositivo deve essere stabile entro ± 2 °C. Le curve I-V vengono riportate nel diagramma di Figura 79 a.

- Supponendo che I_{SC1} sia la corrente di cortocircuito della caratteristica I-V registrata all'irraggiamento più alto G_1 , trasporre sequenzialmente tutte le altre curve (N-1) registrate ad un irraggiamento inferiore ($G_2...G_N$) in G_1 , usando $R'_s = 0 \Omega$, $a = 0$ come valori iniziali usando le Equazioni (15) e (16).
- Tracciare le curve I-V corrette in un diagramma (Figura 79b).
- Aumentare il parametro a dell'Equazione (16) in passi di valore pari a 0,001 e mantenere $R'_s = 0 \Omega$. Il valore appropriato di a è stato determinato, quando le tensioni a circuito aperto delle caratteristiche I-V trasposte coincidono con una tolleranza di $\pm 0,5$ % o migliore (Figura 79c).
- Fissare a al valore determinato nel punto precedente. Usare $n_s/n_p \times 10 \text{ m}\Omega$ come stima per la resistenza serie interna R'_s dove n_s è il numero delle celle collegate in serie e n_p è il numero di blocchi collegati in parallelo nel dispositivo di prova.
- Variare R'_s in passi di $10 \text{ m}\Omega$ in direzione positive o negativa. Il valore appropriato di R'_s è stato determinato quando lo scostamento dei valori della potenza massima di uscita delle caratteristiche I-V trasposte coincide con una tolleranza di $\pm 0,5$ % o migliore (vedi Figura 79d).

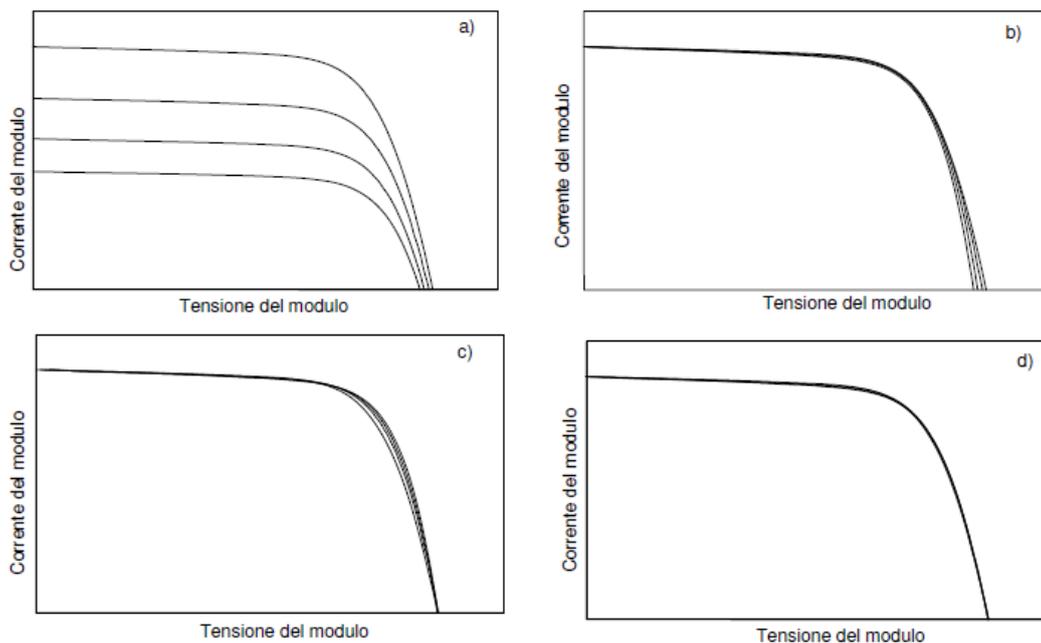


Figura 79: Determinazione del fattore di correzione V_{oc} e resistenza serie interna / Caratteristiche I-V misurate ad irraggiamenti diversi e temperatura costante (a); Caratteristiche I-V corrette in $a=0$ e $R'_s=0 \Omega$ (b); Caratteristiche I-V corrette in a ottimale e $R'_s=0 \Omega$ (c); Caratteristiche I-V corrette in a ottimale e R'_s ottimale (d) [58]

4.3.2. Determinazione del fattore di correzione della curva k'

La norma IEC 60891 riporta le diverse fasi della procedura per la determinazione¹⁷ attraverso luce naturale o simulata del coefficiente di temperatura della resistenza serie interna:

- Tracciare le caratteristiche corrente-tensione del campione in prova ad un irraggiamento costante e a diverse temperature ($T_1...T_N$) che coprono l'intervallo di valori di interesse entro il quale deve essere realizzata la trasposizione della curva. Durante le misure I-V l'irraggiamento non deve scostarsi di più del $\pm 1\%$. Il valore di irraggiamento deve trovarsi entro l'intervallo di valori usato per determinare i parametri di correzione dell'irraggiamento (Figura 80a).
- Supponendo che T_1 sia la minima temperatura del dispositivo, trasporre sequenzialmente tutte le altre curve ($N-1$) registrate a temperature più alte ($T_2... T_N$) in T_1 usando $k' = 0 \text{ } \Omega/\text{K}$ nell'equazione (16).
- Tracciare le curve I-V corrette in un diagramma (Figura 80b).
- Iniziando da $0 \text{ m}\Omega/\text{K}$ variare k' in passi di $1 \text{ m}\Omega/\text{K}$ in direzione positiva o negativa. Il valore appropriato di k' è stato determinato, se lo scostamento dei valori della potenza massima di uscita delle caratteristiche I-V trasposte coincide con una tolleranza di $\pm 0,5\%$ o migliore (Figura 80).

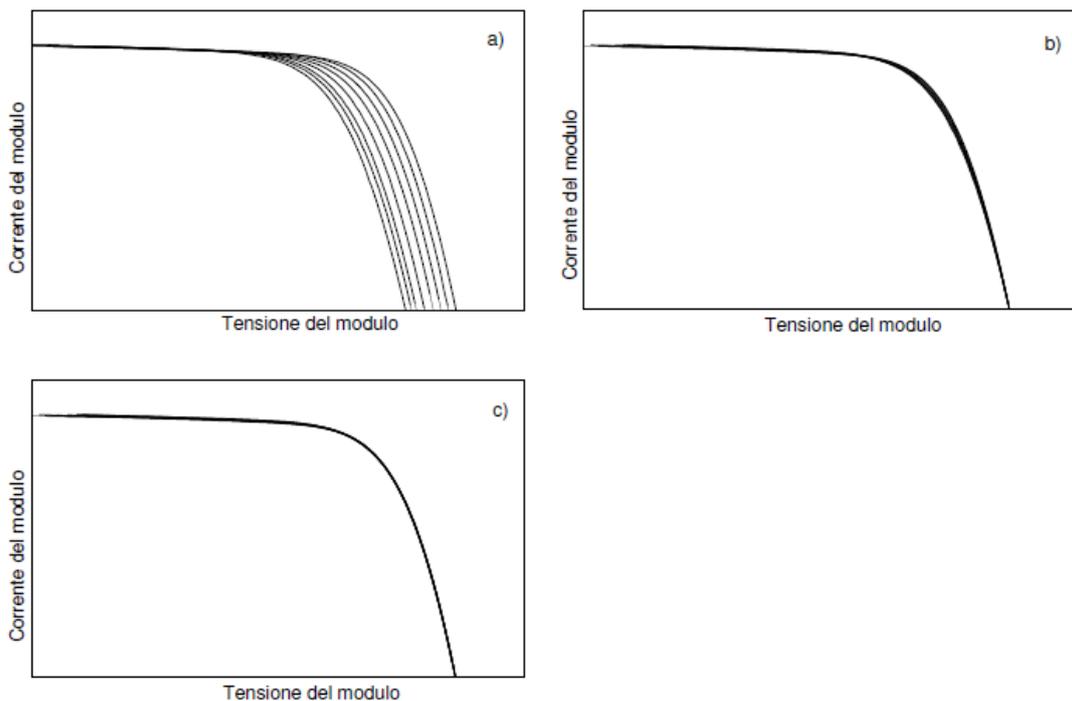


Figura 80: Determinazione del fattore di correzione della curva / Caratteristiche I-V misurate a diverse temperature del dispositivo (a); Caratteristiche I-V corrette con $k'=0$ (b); Caratteristiche I-V corrette in k' ottimale [58]

¹⁷ I coefficienti di temperatura α_{rel} e β_{rel} devono essere noti dal momento che sono usati come entrate per determinare k' .

Come già esposto in precedenza, risulta di notevole interesse valutare i parametri R'_s e k' , tenendo proprio in considerazione che questi coefficienti non sono disponibili per i moduli fotovoltaici in quanto non sono indicati nella scheda tecnica, non sono presenti in letteratura valori di riferimento validi per tutte le tecnologie di cella solare (silicio policristallino, silicio monocristallino, silicio amorfo, ecc.) e non sono stati implementati modelli di calcolo utili alla loro determinazione.

In letteratura sono presenti alcuni lavori che hanno esaminato più da vicino le procedure di correzione e i relativi coefficienti.

Paghasian [69] nel suo lavoro ha applicato le procedure di correzione riportate nella norma CEI EN 60891 su moduli di differente tecnologia e ha determinato i seguenti valori di R'_s , k' , e a : (0.5 Ω , -0.045 $\Omega \cdot ^\circ\text{C}^{-1}$, -0.075) per celle in silicio monocristallino, (-17 Ω , -0.09 $\Omega \cdot ^\circ\text{C}^{-1}$, -0.0095) per celle in silicio amorfo; (1.5 Ω , -0.7 $\Omega \cdot ^\circ\text{C}^{-1}$, -0.1) per celle in CdTe (tellururo di cadmio) e (2.85 Ω , -0.005 $\Omega \cdot ^\circ\text{C}^{-1}$, -0.06) per celle in CIGS (diseleniuro di rame indio gallio). Per ottenere curve I-V a diversi irraggiamenti sono stati usati degli schermi a rete con diversa trasmittanza, mentre per ottenere caratteristiche corrente-tensione a differenti temperature, i moduli vengono preraffreddati in una cabina di legno climatizzata o in una camera climatica. Le curve I-V sono state eseguite con la luce naturale mentre i moduli vengono riscaldati in modo naturale.

In un lavoro successivo Paghasian e TamizhMani [70] hanno dapprima esaminato le 3 procedure di correzione contenute nella norma IEC 60891 e un'altra procedura indicata dall'ente NREL (National Renewable Energy Laboratory) e hanno valutato la loro accuratezza. Sono stati anche determinati secondo le modalità del precedente studio sopra menzionato.

Abella e Chenlo [71] hanno invece adoperato un simulatore solare di classe AAA per determinare sperimentalmente i coefficienti di correzione e di temperatura previsti dalla norma IEC 60891 per moduli in silicio cristallino da 240W. Sono state tracciate prima curve I-V ad un irraggiamento costante di 1000 W/m² e a diverse temperature nell'intervallo compreso tra 20 e 50°C. Successivamente le caratteristiche corrente – tensione vengono tracciate ad una temperatura costante pari a 25°C e a diversi valori di irraggiamento compresi tra i 700 e 1200 W/m². Le prime prove hanno consentito di determinare k pari a 0,0039 $\Omega/^\circ\text{C}$ e k' pari a 0,00345 $\Omega/^\circ\text{C}$, valori che consentono di ottenere la minima dispersione percentuale rispetto alla potenza massima, rispettivamente 0,5 % e 0,4%, secondo le procedure di correzione 1 e 2 della norma IEC 60891. Le prove condotte a temperatura costante hanno invece consentito di determinare R_s e R'_s rispettivamente secondo la procedura 1 e 2 della IEC 60891. Il valore di R_s che minimizza lo scostamento della potenza massima (0,4%) risulta pari a 0,36 Ω , mentre R'_s risulta pari a 0,35 Ω .

Nel 2015, Dubey et al. [72] hanno descritto una procedura per misurare i coefficienti di temperatura di moduli fotovoltaici in campo. In particolare, hanno analizzato i coefficienti di temperatura per 3 moduli di differente tecnologia (silicio monocristallino, silicio multicristallino e CIGS) e li hanno confrontati con quelli ottenuti in laboratorio. Il coefficiente di temperatura della tensione determinato in campo per moduli in silicio monocristallino era -0,31%/°C, valore molto prossimo a quello ottenuto in laboratorio pari a -0,28%/°C. Per le altre due tecnologie gli autori hanno ottenuto risultati analoghi: per silicio multicristallino, -0,27 %/°C in campo e -0,30 %/°C in laboratorio, mentre per moduli in CIGS, -0,28 %/°C in campo e -0,27 %/°C in laboratorio. Per gli stessi moduli gli autori hanno anche determinato il coefficiente di temperatura della corrente; in questo caso sono state ottenute deviazioni maggiori fra i dati del campo e quelli del laboratorio. Il coefficiente di temperatura della corrente per i moduli in silicio monocristallino era pari 0,021 %/°C sul campo e 0,03 %/°C in laboratorio; per quelli in silicio multicristallino, il coefficiente di temperatura della corrente misurata sul campo era di 0,026 %/°C e 0,028 %/°C in laboratorio; per i

moduli CIGS, il coefficiente è stato determinato come 0,0029 %/°C sul campo e 0,003 %/°C in laboratorio.

Nel 2016, Trentadue et al. [73] hanno determinato la resistenza serie interna di moduli fotovoltaici di diversa tecnologia costruttiva (silicio cristallino, silicio amorfo, CdTe e CIGS), seguendo quanto indicato nella norma IEC 60891. Sono stati studiati dagli autori alcuni fattori che influiscono sull'incertezza nella determinazione del coefficiente di resistenza serie interna. Il primo fattore è rappresentato dalla variazione di temperatura dei moduli fotovoltaici, che porta ad un errore di circa il 5%. L'incertezza di misura delle grandezze elettriche introduce un errore del 5%. Confrontando i valori di resistenza serie interna ottenuti con i differenti simulatori solari adoperati, è emerso che per i moduli CIG questi differivano del $\pm 10\%$, mentre per le altre tipologie si discostavano del $\pm 5\%$. Secondo i risultati della sperimentazione, è stata riscontrata un'incertezza complessiva del $\pm 10\%$ nella determinazione della resistenza serie dei moduli.

Pilouguine et.al [74] hanno studiato la variazione del coefficiente di resistenza serie interna rispetto alla temperatura del modulo e hanno definito una metodologia sperimentale per stimare il coefficiente di temperatura k . I risultati ottenuti nel loro lavoro sono basati su misure outdoor. Il lavoro presentava anche i risultati di uno studio riguardante l'accuratezza del modello a singolo diodo (SDM) e del modello a doppio diodo (DDM) per stimare R_s e calcolare k' mediante una regressione lineare con un alto coefficiente di determinazione R^2 . Utilizzando il modello a singolo diodo, i valori di k variano tra 1,19 e 1,74 mΩ/°C, con un valore medio di 1,43 mΩ/°C. Utilizzando il modello a doppio diodo, è stato ottenuto i valori di k variano tra 0,89 e 1,34 mΩ/°C, con un valore medio pari a 1,06 mΩ/°C. Per quanto riguarda la resistenza serie interna R_s , il modello a singolo diodo ha fornito un valore stimato che andava da un minimo di 262 mΩ ad un massimo di 320 mΩ, con una media di 288 mΩ. Usando il modello a doppio diodo, sono stati stimati valori più alti, che vanno da 345 mΩ a 395 mΩ con una media pari a 374 mΩ.

Nel paragrafo viene effettuata una valutazione sperimentale di questi parametri seguendo le procedure della norma CEI EN 60891.

4.4. Determinazione sperimentale dei coefficienti di correzione delle curve I-V

Nel presente paragrafo vengono descritte le prove sperimentali eseguite mediante l'ausilio del flash-tester presente nei laboratori dell'Università Politecnica delle Marche per determinare i coefficienti di correzione a , R'_s e k' . In particolare, vengono valutati i parametri di correzione per i tre moduli descritti nel paragrafo 4.2.

4.4.1. Esecuzione prove a irraggiamento variabile e temperatura costante per la determinazione di R'_s

Per prima cosa vengono effettuate le misure sperimentali volte a determinare la resistenza serie interna R'_s , secondo le fasi previste dalla norma IEC 60891 e indicate nel paragrafo 4.3.1.

Per eseguire le prove a irraggiamento variabile e a temperatura costante vengono adoperate quattro tele metalliche caratterizzate ciascuna da una differente luce delle maglie in mm, tale da garantire una diversa superficie utile di passaggio della luce solare che implica una riduzione della radiazione emessa.

Tabella 33: Tipologie di tele adoperate per l'esecuzione delle prove a irraggiamento variabile

Tela	Dimensioni luce (mm)	Superficie utile passaggio (%)
AISI 304 L NF 55	0,395	61,17
AISI 304 L NF 70	0,297	55,96
AISI 304 L NF 90	0,209	45,77
AISI 304 L NF 120	0,132	32,33

Per ciascuno dei tre moduli, sono state eseguite in successione le seguenti fasi di prova, dopo aver posizionato il pannello su di un supporto all'interno della torre di misura, sotto la lampada collegata al simulatore solare ad impulso e mantenendo la temperatura costante:

- prima prova - esecuzione del flash-test sul modulo privo di tela;
- seconda prova – esecuzione del flash-test sul modulo con tela avente dimensioni della luce pari 0,132 mm;
- terza prova – esecuzione del flash-test sul modulo con tela avente dimensioni della luce pari 0,209 mm;
- quarta prova – esecuzione del flash-test sul modulo con tela avente dimensioni della luce pari 0,297 mm;
- quinta prova – esecuzione del flash-test sul modulo con tela avente dimensioni della luce pari 0,395 mm.

Per ogni prova il software mostra la rappresentazione grafica della curva I-V del modulo in condizioni OPC e restituisce un file in formato CSV con tutte le coppie di valori della caratteristica corrente-tensione.

4.4.2. Esecuzione prove a temperatura variabile e a irraggiamento costante per la determinazione di k'

Nella seconda fase vengono eseguite le misure sperimentali volte a determinare il coefficiente di correzione della resistenza serie interna k' , secondo le fasi previste dalla norma IEC 60891 e indicate nel paragrafo 4.3.2.

Per eseguire le prove a temperatura variabile e ad irraggiamento costante viene utilizzato un radiatore elettrico posto all'interno della torre di misura.

Il primo dei tre pannelli è stato posizionato su di un supporto all'interno della torre di misura, sotto la lampada collegata al simulatore solare ad impulso e mantenendo l'irraggiamento costante sono stati eseguiti tre flash-test alle temperature di 10,80 °C, 15,50 °C, 19,50 °C.

Per ogni prova il software mostra la rappresentazione grafica della curva I-V del modulo in condizioni OPC e restituisce un file in formato CSV con tutte le coppie di valori della caratteristica corrente-tensione.

La stessa procedura viene ripetuta per gli altri due moduli.

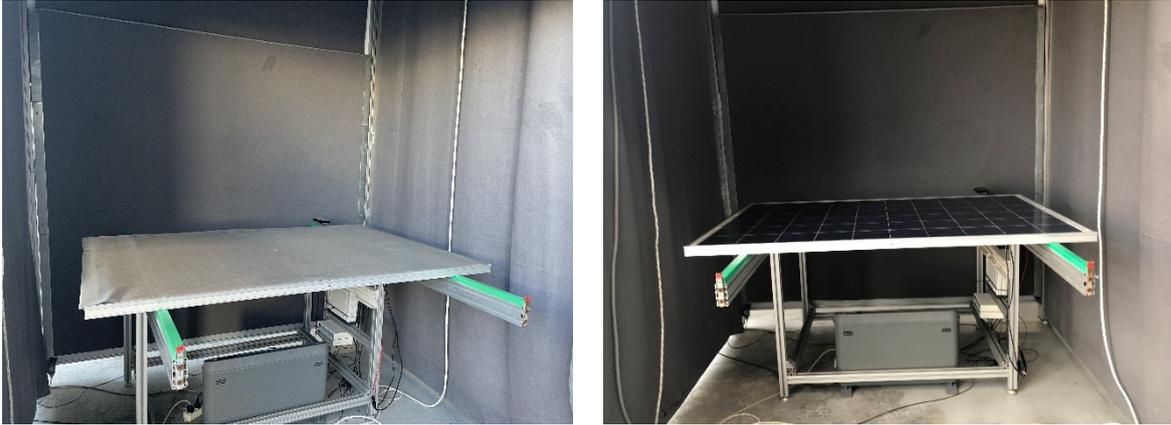


Figura 81: esecuzione delle prove a irraggiamento variabile con l'utilizzo delle tele metalliche ed esecuzione delle prove a temperatura variabile con l'ausilio di un radiatore elettrico

4.4.3. Risultati prove sperimentali per la determinazione del coefficiente serie interna $R's$

La presente sezione espone i risultati delle prove sperimentali eseguite per la determinazione di a e $R's$.

Dopo l'acquisizione delle curve I-V di ciascuno dei tre moduli alle diverse condizioni di irraggiamento, queste vengono elaborate secondo le modalità descritte nel paragrafo 4.3.1.

Tale sviluppo consente di determinare prima il parametro a e successivamente $R's$.

Di seguito per ognuno dei tre moduli testati vengono riportati:

- valori di irraggiamento registrati nei 5 flash test effettuati;
- temperatura rilevata e mantenuta costante durante l'esecuzione delle prove;
- valore di a ;
- valore di $R's$.

Inoltre, sempre per ciascun modulo vengono anche mostrate le curve corrente-tensione ottenute seguendo le fasi della procedura, secondo lo schema di Figura 79.

Tabella 34: Valori di irraggiamento delle curve I-V tracciate per la determinazione di $R's$ modulo 822518345341901712

Seriale modulo	G1 (W/m ²)	G2 (W/m ²)	G3 (W/m ²)	G4 (W/m ²)	G5 (W/m ²)	T (°C)
822518345341901712	1228,08	789,18	744,89	647,96	465,36	10,60

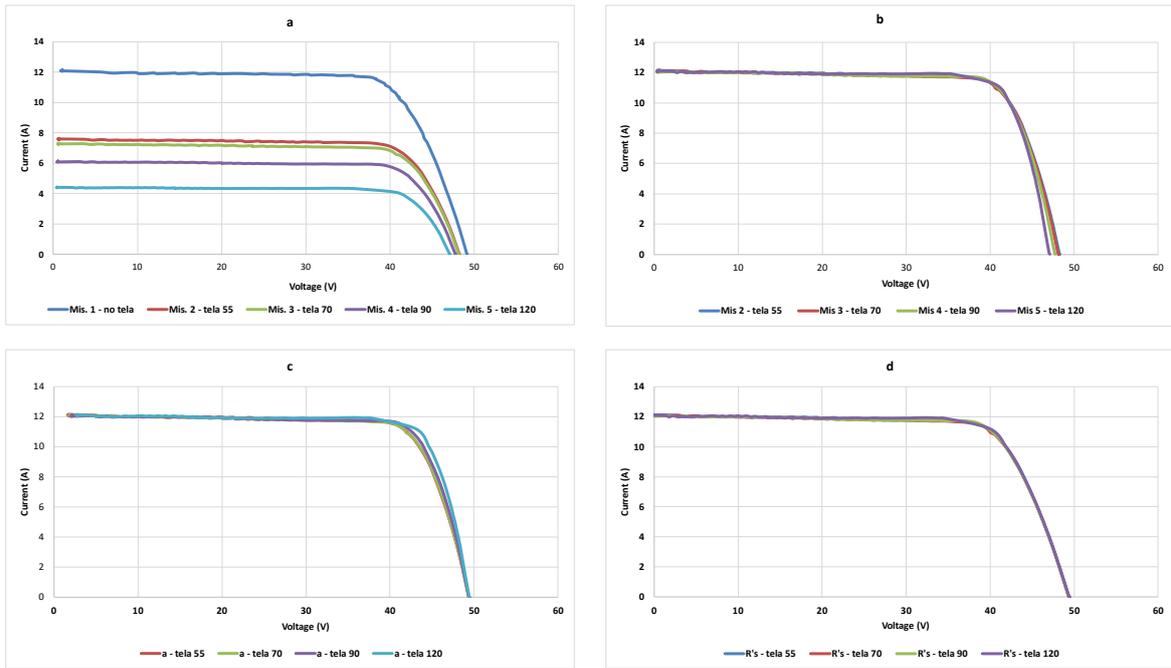


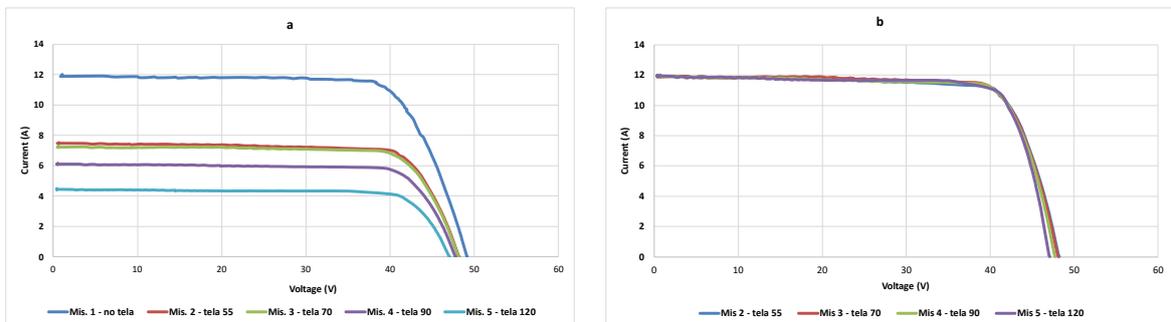
Figura 82: Determinazione del fattore di correzione V_{OC} e resistenza serie interna modulo 822518345341901712 / Caratteristiche I-V misurate ad irraggiamenti diversi e temperatura costante (a); Caratteristiche I-V corrette in $a=0$ e $R's=0 \Omega$ (b); Caratteristiche I-V corrette in a ottimale e $R's=0 \Omega$ (c); Caratteristiche I-V corrette in a ottimale e $R's$ ottimale (d)

I parametri di correzione che vengono ottenuti sono:

- $a = 0,050$;
- $R'_s = 0,43 \Omega$.

Tabella 35: Valori di irraggiamento delle curve I-V tracciate per la determinazione di R'_s modulo 825918351342301737

Seriale modulo	G1 (W/m ²)	G2 (W/m ²)	G3 (W/m ²)	G4 (W/m ²)	G5 (W/m ²)	T (°C)
825918351342301737	1234,98	786,64	744,89	643,24	465,36	10,90



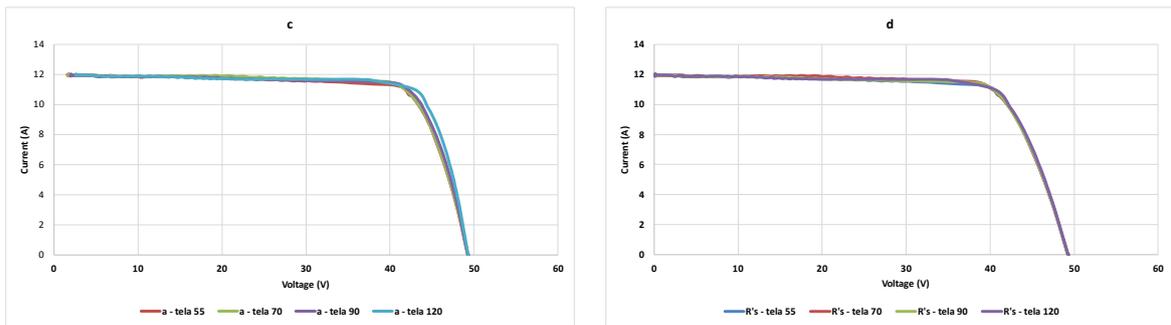


Figura 83: Determinazione del fattore di correzione V_{OC} e resistenza serie interna modulo 825918351342301737 / Caratteristiche I-V misurate ad irraggiamenti diversi e temperatura costante (a); Caratteristiche I-V corrette in $a=0$ e $R's=0 \Omega$ (b); Caratteristiche I-V corrette in a ottimale e $R's=0 \Omega$ (c); Caratteristiche I-V corrette in a ottimale e $R's$ ottimale (d)

I parametri di correzione che vengono ottenuti sono:

- $a = 0,048$;
- $R's = 0,34 \Omega$.

Tabella 36: Valori di irraggiamento delle curve I-V tracciate per la determinazione di R'_s modulo 825918351342301767

Seriale modulo	G1 (W/m ²)	G2 (W/m ²)	G3 (W/m ²)	G4 (W/m ²)	G5 (W/m ²)	T (°C)
825918351342301767	1218,28	787,00	743,44	638,89	463,55	10,90

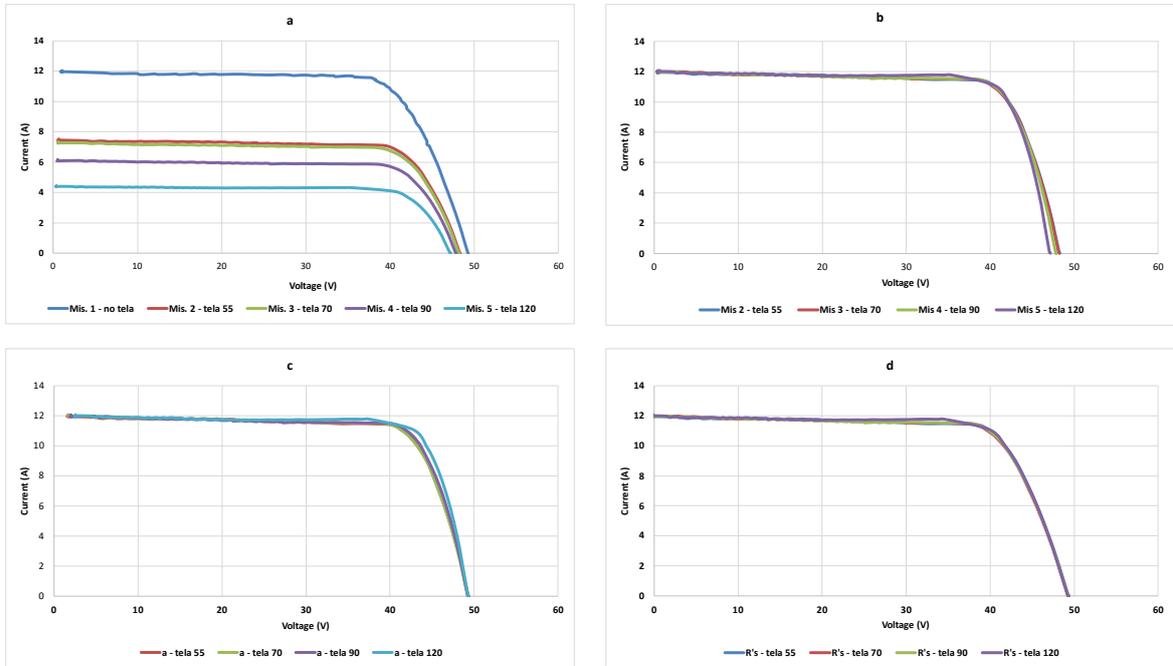


Figura 84: Determinazione del fattore di correzione V_{OC} e resistenza serie interna del modulo 825918351342301767 / Caratteristiche I-V misurate ad irraggiamenti diversi e temperatura costante (a); Caratteristiche I-V corrette in $a=0$ e $R'_s=0 \Omega$ (b); Caratteristiche I-V corrette in a ottimale e $R'_s=0 \Omega$ (c); Caratteristiche I-V corrette in a ottimale e R'_s ottimale (d)

I parametri di correzione che vengono ottenuti sono:

- $a = 0,046$;
- $R'_s = 0,40 \Omega$.

4.4.4. Risultati prove sperimentali per la determinazione del coefficiente di temperatura k'

La presente sezione espone i risultati delle prove sperimentali eseguite per la determinazione di k' .

Dopo l'acquisizione delle curve I-V di ciascuno dei tre moduli alle diverse condizioni di temperatura, queste vengono elaborate adoperando i coefficienti a e R 's, precedentemente definiti, e secondo le modalità descritte nel paragrafo 4.3.2. Tale sviluppo permette di ottenere k' .

Di seguito per ognuno dei tre moduli testati vengono riportati:

- valori di temperatura registrati nei 3 flash test effettuati;
- irraggiamento rilevato durante l'esecuzione delle prove;
- valore di k' .

Inoltre, sempre per ciascun modulo, vengono anche mostrate le curve corrente-tensione ottenute seguendo le fasi della procedura, secondo lo schema di Figura 80.

Tabella 37: Valori di temperatura delle curve I-V tracciate per la determinazione di k' modulo 822518345341901712

Seriale modulo	T1 (°C)	T2 (°C)	T3 (°C)	G (W/m ²)
822518345341901712	10,80	15,50	19,50	641,60

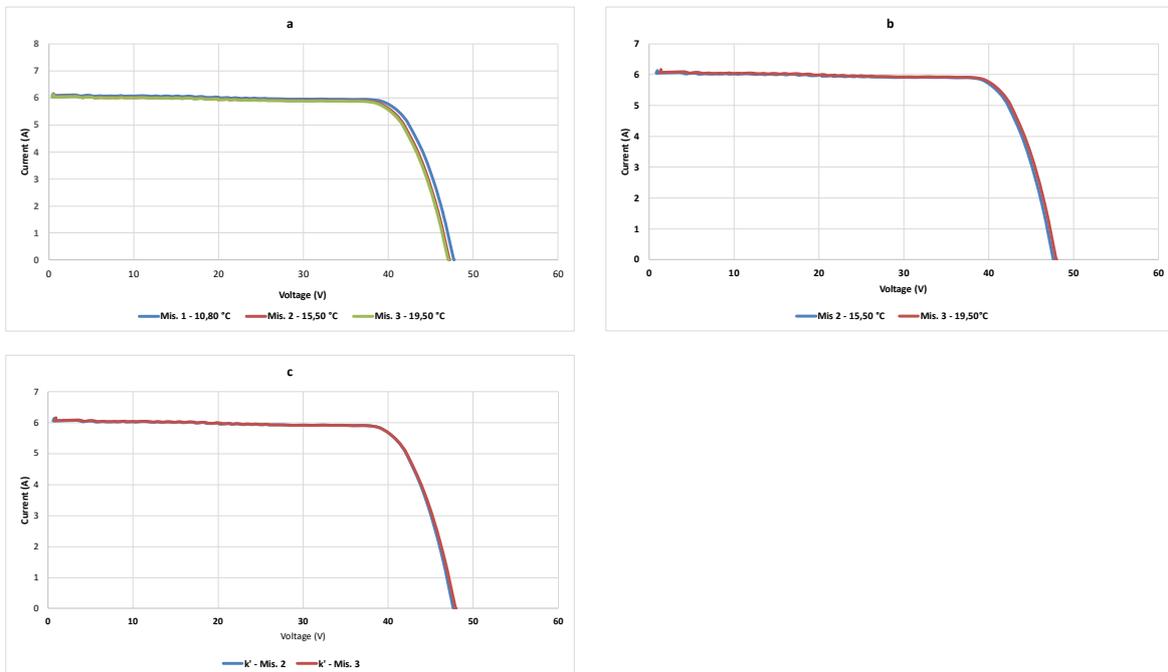


Figura 85: Determinazione del fattore di correzione della curva per il modulo 822518345341901712/ Caratteristiche I-V misurate a diverse temperature del dispositivo (a); Caratteristiche I-V corrette con $k'=0$ (b); Caratteristiche I-V corrette in k' ottimale

Il coefficiente di temperatura della resistenza serie interna k' ottenuto è pari a $0,009 \Omega/^\circ\text{C}$.

Tabella 38: Valori di temperatura delle curve I-V tracciate per la determinazione di k' modulo 825918351342301737

Seriale modulo	T1 (°C)	T2 (°C)	T3 (°C)	G (W/m ²)
825918351342301737	10,80	15,50	19,50	640,50

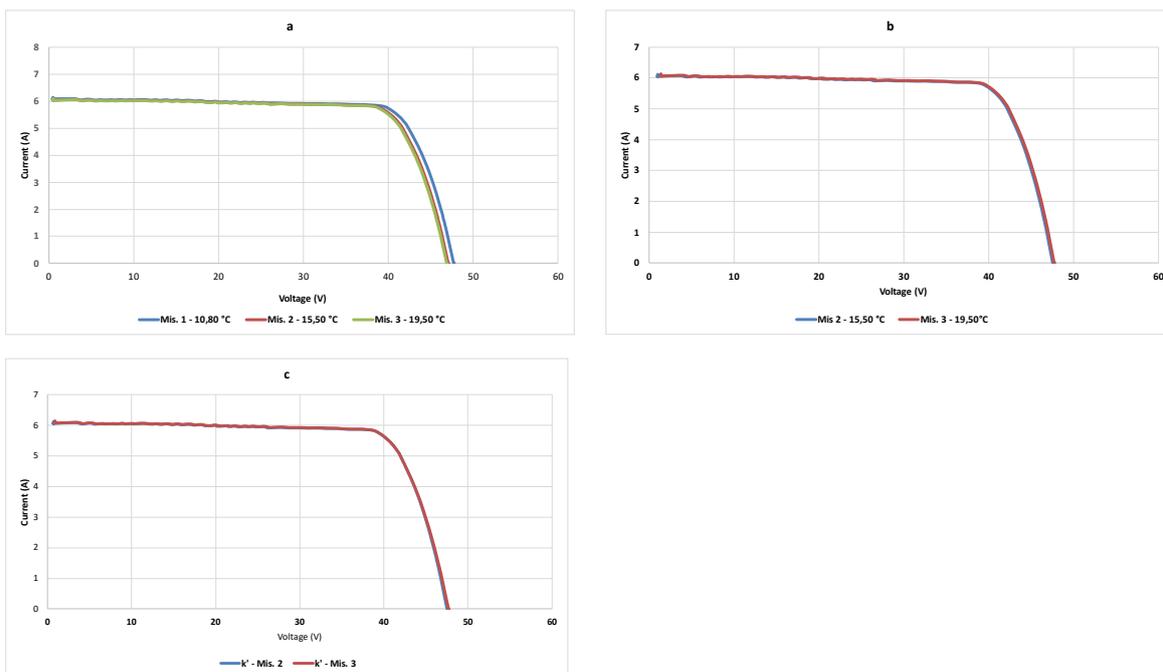


Figura 86: Determinazione del fattore di correzione della curva per il modulo 825918351342301737/ Caratteristiche I-V misurate a diverse temperature del dispositivo (a); Caratteristiche I-V corrette con $k'=0$ (b); Caratteristiche I-V corrette in k' ottimale

Il coefficiente di temperatura della resistenza serie interna k' è pari a $0,009 \Omega/^\circ\text{C}$.

Tabella 39: Valori di temperatura delle curve I-V tracciate per la determinazione di k' per il modulo 825918351342301767

Seriale modulo	T1 (°C)	T2 (°C)	T3 (°C)	G (W/m ²)
825918351342301767	10,80	15,50	19,50	638,90

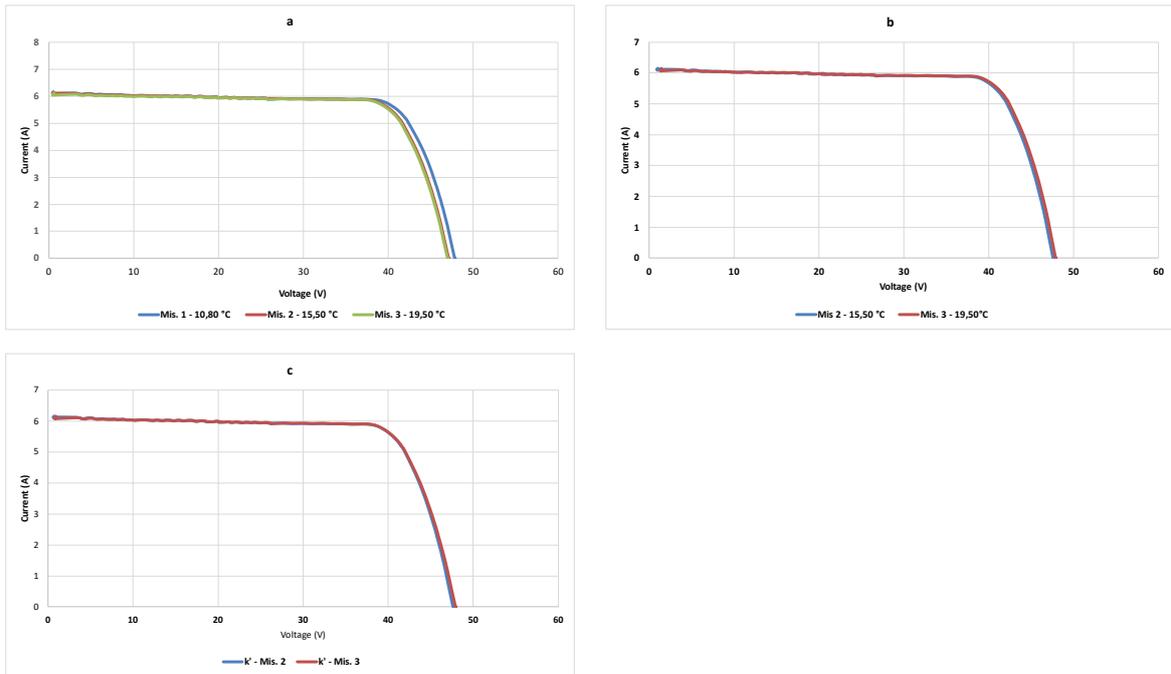


Figura 87: Determinazione del fattore di correzione della curva per il modulo 825918351342301767 / Caratteristiche I-V misurate a diverse temperature del dispositivo (a); Caratteristiche I-V corrette con $k'=0$ (b); Caratteristiche I-V corrette in k' ottimale

Il coefficiente di temperatura della resistenza serie interna k' è pari a $0,01 \Omega/^\circ\text{C}$.

Di seguito, a scopo riassuntivo, viene mostrata una tabella con l'indicazione dei parametri determinati sperimentalmente ottenuti per i 3 moduli presi in esame.

Tabella 40: Parametri di correzione determinati sperimentalmente per i 3 moduli testati

Seriale modulo	a	$R's$	k'
	(-)	(Ω)	($\Omega/^\circ\text{C}$)
822518345341901712	0,050	0,43	0,009
825918351342301737	0,048	0,34	0,009
825918351342301767	0,046	0,40	0,01

4.5. Confronto tra le curve I-V eseguite in campo e in laboratorio con l'adozione dei coefficienti di correzione determinati sperimentalmente

I coefficienti di correzione $R's$ e k' , determinati sperimentalmente nei paragrafi precedenti, vengono ora utilizzati per effettuare la trasposizione da condizioni OPC a STC delle curve I-V dei tre moduli presi in esame, ottenute con la strumentazione portatile in campo e con l'ausilio del flash-tester in laboratorio.

In particolare, le coppie corrente-tensione alle condizioni OPC, acquisite con le due differenti modalità, vengono corrette alle condizioni STC utilizzando le equazioni (15) e (16) ed inserendo al loro interno i parametri di correzione ottenuti sperimentalmente.

Di seguito viene presentato il confronto fra gli esiti delle misure eseguite in campo con la strumentazione portatile e quelle svolte in laboratorio con il dispositivo per i flash-test, a seguito della correzione effettuata.

La tabella di seguito riportata mostra per ciascuno dei moduli testati in campo i parametri caratteristici alle condizioni STC, ottenuti adoperando i coefficienti di correzione indicati nella Tabella 40.

Tabella 41: Caratteristiche elettriche dei moduli testati in campo mediante strumentazione portatile dopo la correzione alle condizioni STC effettuata con i coefficienti di correzione determinati sperimentalmente

Seriale modulo	P_{max} (W)	I_{mpp} (A)	V_{mpp} (V)	I_{sc} (A)	V_{oc} (V)
822518345341901712	305,9	8,5	35,8	9,2	46,2
825918351342301737	328,9	8,6	38,1	9,2	48,6
825618351342301767	320,1	8,6	37,3	9,2	47,8

La tabella di seguito riportata mostra per ciascuno dei moduli testati in laboratorio i parametri caratteristici alle condizioni STC, ottenuti adoperando i coefficienti di correzione indicati nella Tabella 40.

Tabella 42: Caratteristiche elettriche dei moduli testati mediante flash-tester dopo la correzione alle condizioni STC effettuata con i coefficienti di correzione determinati sperimentalmente

Seriale modulo	P_{max} (W)	I_{mpp} (A)	V_{mpp} (V)	I_{sc} (A)	V_{oc} (V)
822518345341901712	349,6	9,6	36,5	10,2	46,7
825918351342301737	347,7	9,6	36,4	10,1	46,7
825618351342301767	348,1	9,6	36,4	10,1	46,8

Dal confronto dei dati delle tabelle sopra presentate emerge una sostanziale differenza fra i parametri ottenuti con le due differenti modalità di esecuzione, come evidenziato nella Tabella 32.

Tabella 43: Confronto dei parametri elettrici dei moduli testati in campo e con flash-tester dopo la correzione alle condizioni STC effettuata con i parametri determinati sperimentalmente

Seriale modulo	ΔP_{\max} (%)	ΔI_{mpp} (%)	ΔV_{mpp} (%)
822518345341901712	-14,3	-12,2	-1,9
825918351342301737	-5,7	-10,7	4,5
825618351342301767	-8,7	-11,5	2,5

Dai grafici sotto riportati, si può evincere una dispersione dei valori rilevati mediante le misure effettuate con strumentazione portatile in confronto all'allineamento esistente dei valori derivanti dalle misure effettuate con dispositivo per i flash-test.

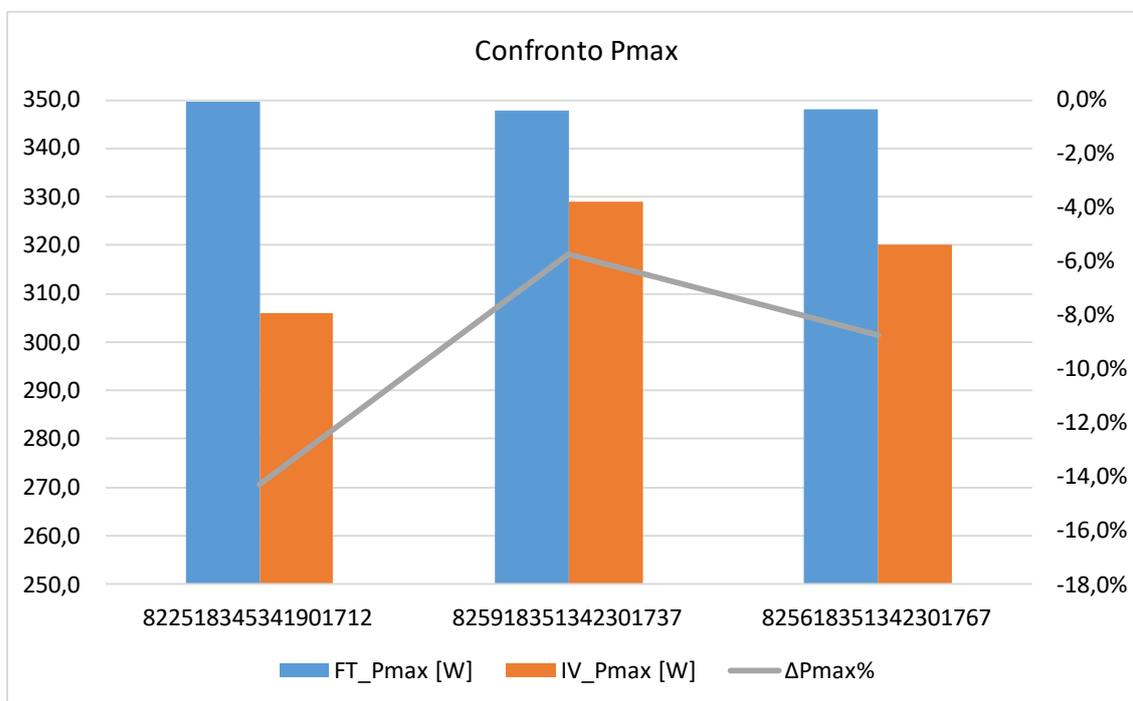


Figura 88: Confronto tra i valori di potenza massima per i 3 moduli ottenuti con flash test e con strumentazione portatile dopo la correzione alle condizioni STC ottenute con i parametri ottenuti sperimentalmente

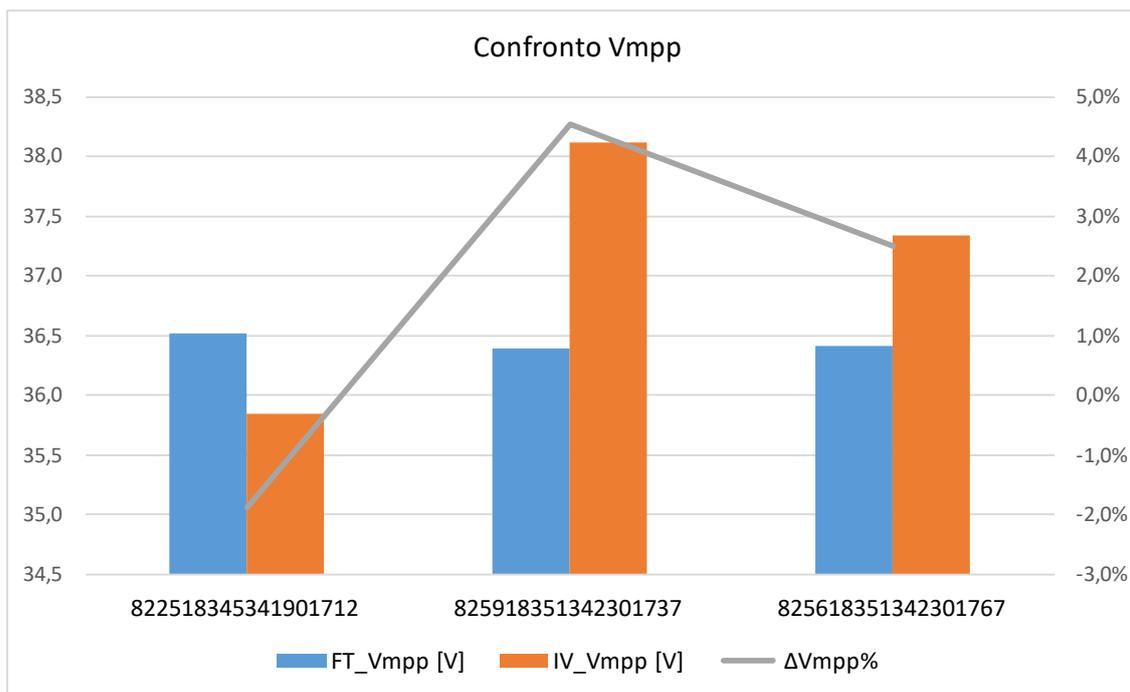


Figura 89: Confronto tra i valori di tensione alla massima potenza per i 3 moduli ottenuti con flash test e con strumentazione portatile dopo la correzione alle condizioni STC ottenute con i parametri ottenuti sperimentalmente

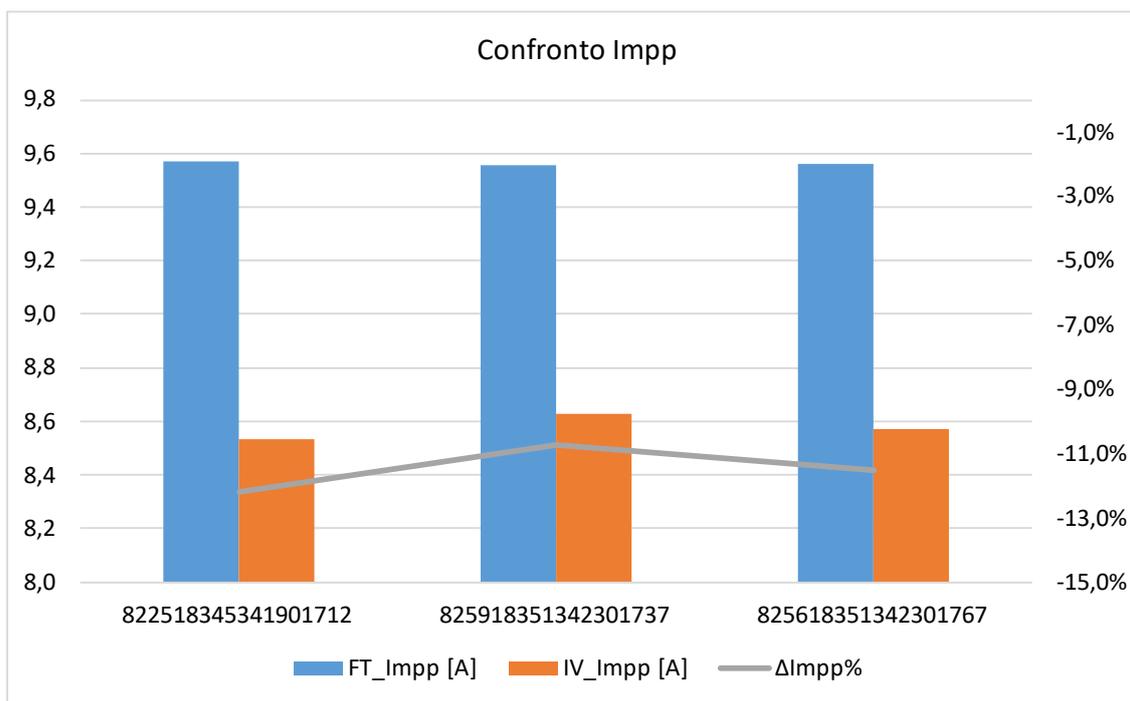


Figura 90: Confronto tra i valori di corrente alla massima potenza per i 3 moduli ottenuti con flash test e con strumentazione portatile dopo la correzione alle condizioni STC ottenute con i parametri ottenuti sperimentalmente

Inoltre, sempre osservando i grafici sopra riportati, emerge che gli esiti di misura delle curve I-V eseguiti con strumentazione portatile sono in generale peggiorativi rispetto a quelli eseguiti con flash-tester (-9,6%) e tale scostamento è da attribuirsi essenzialmente alla sottostima delle correnti I_{mpp} (-11,5%); si registra invece una sovrastima delle tensioni V_{mpp} (+1,7%) non tale da compensare la sottostima delle correnti.

Questo confronto conferma la tendenza, già emersa ed esposta nel paragrafo 4.2, che può essere tradotta nei due aspetti:

- disallineamento dei risultati ottenuti dalle prove in campo rispetto a quelle in laboratorio;
- sottostima della potenza registrata nelle misure eseguite con strumentazione portatile rispetto a quelle eseguite con il flash tester.

Ciò conduce ad avvalorare l'ipotesi già avanzata in precedenza circa le condizioni al contorno della misura e l'accuratezza della strumentazione di misura quali cause della scarsa attendibilità delle prove eseguite in campo con l'impiego della strumentazione portatile.

Al contrario gli aspetti legati al metodo di misura legato alla modalità di correzione delle curve da condizioni OPC a STC, quali il tipo di procedura e i coefficienti di correzione adottati non risultano incidere sugli esiti finali delle misure.

Tale aspetto viene ulteriormente confermato anche dal confronto fra le principali variabili elettriche fornite direttamente dalla strumentazione portatile per i tre moduli alle condizioni STC e quelle ottenute applicando le equazioni della seconda procedura con i coefficienti di correzione determinati sperimentalmente.

A tal riguardo, osservando i dati contenuti nella Tabella 30 e nella Tabella 41, è possibile notare una sostanziale sovrapposibilità con deviazioni percentuali inferiori all'1%.

Ciò testimonia come i coefficienti di correzione non influenzino i risultati delle curve I-V effettuate in campo mediante strumentazione portatile.

Quanto emerso e descritto conduce a una conclusione di notevole importanza: la scarsa affidabilità delle curve I-V eseguite in campo quale metodo per individuare piccoli decrementi di performance del generatore fotovoltaico, considerando la significativa inaccuratezza introdotta dalle condizioni di misura e dalla strumentazione adoperata.

Capitolo 5

5. Conclusioni

L'obiettivo principale del lavoro presentato in questa tesi è stato quello di definire un processo organico utile ad indagare le prestazioni di un impianto fotovoltaico e a identificare proposte di intervento atte a incrementarne le performance, tramite la definizione di procedure e modelli utili allo scopo prefissato. Il lavoro è stato svolto analizzando in un esteso periodo di tempo (3 anni) un ampio campione di casi reali (circa 100 impianti, per un totale di 200 MWp).

Nel dettaglio, è stato proposto un modello di raccolta e analisi delle principali variabili elettriche ed ambientali estratte dai sistemi di monitoraggio degli impianti fotovoltaici ed è stata dimostrata l'efficacia di tale modello sia nell'individuare criticità presenti nei dati e negli impianti sia nel discriminare le parti di impianto da sottoporre ad ulteriori indagini.

È stata quindi definita la procedura da seguire per l'esecuzione delle indagini strumentali (ad esempio termografia moduli, misura del PR, esecuzione curve I-V), esponendo i criteri da adottare per la corretta analisi e interpretazione dei risultati e mostrando i modelli dei report da adoperare per una rappresentazione chiara ed esaustiva degli esiti delle misure condotte. Sulla base delle necessità e delle criticità emerse da tale analisi sono stati identificate due aree di approfondimento.

La prima ha riguardato la valutazione quantitativa della perdita di energia associata alla presenza di una particolare anomalia su un modulo fotovoltaico: è stato sperimentalmente quantificato il decremento in termini di potenza causato da diodo di by-pass danneggiato, hot-spot, crack di una cella e vetro frantumato.

La seconda ha interessato l'affidabilità delle curve I-V eseguite in campo con strumentazione portatile. L'analisi di molteplici set di dati ha generato dubbi sull'affidabilità delle curve I-V in campo; pertanto, è stata svolta una campagna di verifica sperimentale confrontando i risultati di prove eseguite in campo ed in laboratorio. È stata così riscontrata una sottostima delle prestazioni rilevate con l'analisi in campo. Si è quindi provveduto a cercare l'origine di tale errore verificando che questo non è nel metodo di trasposizione delle curve dalle condizioni OPC a quelle STC e concludendo che esso è intrinseco nel rilievo e deve essere quindi ricondotto ad un problema di tipologia di strumentazione e/o condizioni al contorno della misura. Tale tema è di particolare impatto in quanto questa misura è di gran lunga la più diffusa al momento per la valutazione dello stato di efficienza dei moduli fotovoltaici a livello italiano e mondiale. Proprio sulla base di tali conclusioni si suggerisce che in caso di esecuzione di I-V per alcuni fini particolari (ad esempio claims contrattuali) queste siano supportate utilizzando le prove in laboratorio (su un campione) a riscontro di quelle eseguite in campo (su un set esteso).

Entrambi gli approfondimenti presentano dei limiti, che potranno essere oggetto di maggiore studio futuro, ampliando l'estensione del numero di prove e la scala dell'analisi.

Bibliografia

- [1] Sannino, G. (2019). Energia e cambiamento climatico. *Energia, ambiente e innovazione (ENEA)*, 2, 106 – 109.
- [2] EEA (2017). Climate change, impacts and vulnerability in Europe 2016. Report No.1/2017, European Environment Agency.
- [3] IEA (2019). Global Energy and CO2 Status Report—The Latest Trends in Energy and Emissions in 2018, International Energy Agency
- [4] IEA (2018). World Energy Outlook 2018, International Energy Agency.
- [5] Europea, C. (2019). Comunicazione della Commissione al Parlamento Europeo, al Consiglio, al Comitato economico e sociale europeo e al Comitato delle Regioni. *Il Green Deal Europeo, Bruxelles, COM (2019), 640*.
- [6] Jäger-Waldau, A., Kougias, I., Taylor, N., & Thiel, C. (2020). How photovoltaics can contribute to GHG emission reductions of 55% in the EU by 2030. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 126, 109836.
- [7] Europeo, P. (2009). Direttiva 2009/28/CE del Parlamento Europeo e del Consiglio del 23 aprile 2009 sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30. *Gazzetta ufficiale dell'Unione europea*, 5, 2009.
- [8] Europeo, P. (2018). Direttiva 2018/2001 del Parlamento Europeo e del Consiglio dell'11 dicembre 2018 sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili. *Gazzetta ufficiale dell'Unione europea*, 328, 2018
- [9] Hansen, K., Breyer, C., & Lund, H. (2019). Status and perspectives on 100% renewable energy systems. *Energy*, 175, 471-480.
- [10] Child, M., Kemfert, C., Bogdanov, D., & Breyer, C. (2019). Flexible electricity generation, grid exchange and storage for the transition to a 100% renewable energy system in Europe. *Renewable energy*, 139, 80-101.
- [11] Plessmann, G., & Blechinger, P. (2017). How to meet EU GHG emission reduction targets? A model based decarbonization pathway for Europe's electricity supply system until 2050. *Energy Strategy Reviews*, 15, 19-32.
- [12] Löffler, K., Burandt, T., Hainsch, K., & Oei, P. Y. (2019). Modeling the low-carbon transition of the European energy system—a quantitative assessment of the stranded assets problem. *Energy Strategy Reviews*, 26, 100422.
- [13] Schmela M. (2019), SolarPower Europe, Global Market Outlook - For Solar Power / 2019 - 2023, 201 Technical Report, SolarPower Europe ISBN NUMBER 9789463965972
- [14] GSE (2020) Rapporto Statistico solare fotovoltaico – 2019, Technical Report, *GSE – Gestore Servizi Energetici*
- [15] Jordan, D. C., Silverman, T. J., Wohlgemuth, J. H., Kurtz, S. R., & VanSant, K. T. (2017). Photovoltaic failure and degradation modes. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, 25(4), 318-326.
- [16] Caffarelli, A., Pignatelli, A., De Gregorio, M., Gestione e manutenzione degli impianti fotovoltaici. Maggioli Editore, 2015
- [17] GSE (2017) Impianti fotovoltaici in esercizio – Interventi di manutenzione ed ammodernamento tecnologico”, *GSE – Gestore Servizi Energetici*
- [18] International Electrotechnical Commission. (2017). Photovoltaic system performance—Part 1: Monitoring (IEC 61724-1.0, 2017-03). *IEC, Geneva, Switzerland*.

- [19] International Organization for Standardization (2018) Solar energy — Specification and classification of instruments for measuring hemispherical solar and direct solar radiation (ISO 9060:2018).
- [20] Jarraud, M. (2008). Guide to meteorological instruments and methods of observation (WMO-No. 8). World Meteorological Organisation: Geneva, Switzerland, 29.
- [21] Italiano, C. E. (2016). Reference technical rules for the connection of active and passive consumers to the HV and MV electrical networks of distribution Company. (CEI 0–16.)
- [22] Italiano, C. E. (2019). Reference Technical Rules for the Connection of Active and Passive Users to the LV Electrical Utilities. (CEI 0–21)
- [23] Ebner, R., Kubicek, B., & Újvári, G. (2013, November). Non-destructive techniques for quality control of PV modules: Infrared thermography, electro-and photoluminescence imaging. In IECON 2013-39th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society (pp. 8104-8109). IEEE.
- [24] Gallardo-Saavedra, S., Hernández-Callejo, L., del Carmen Alonso-García, M., Santos, J. D., Morales-Aragón, J. I., Alonso-Gómez, V., ... & Martínez-Sacristán, O. (2020). Nondestructive characterization of solar PV cells defects by means of electroluminescence, infrared thermography, I–V curves and visual tests: Experimental study and comparison. *Energy*, 205, 117930.
- [25] Silva, A. M., Melo, F. C., Reis, J. H., & Freitas, L. C. (2019). The study and application of evaluation methods for photovoltaic modules under real operational conditions, in a region of the Brazilian Southeast. *Renewable Energy*, 138, 1189-1204.
- [26] Köntges, M., Kurtz, S., Packard, C. E., Jahn, U., Berger, K., Kato, K., ... & Van Iseghem, M. (2014). Review of failures of photovoltaic modules. IEA-Photovoltaic Power Systems Programme.
- [27] International Electrotechnical Commission. (2016). Crystalline Silicon Terrestrial Photovoltaic (PV) Modules—Design Qualification and Type Approval. (IEC 61215/2016)
- [28] Munoz, M. A., Alonso-García, M. C., Vela, N., & Chenlo, F. (2011). Early degradation of silicon PV modules and guaranty conditions. *Solar energy*, 85(9), 2264-2274
- [29] Mahajan, V. (2014). PV Module and system fault analysis (Doctoral dissertation, Murdoch University)
- [30] Groppi, F., Zuccaro, C., Impianti solari fotovoltaici a norme CEI. Editoriale Delfino, 2011
- [31] Oreski, G., & Wallner, G. M. (2009). Evaluation of the aging behavior of ethylene copolymer films for solar applications under accelerated weathering conditions. *Solar Energy*, 83(7), 1040-1047.
- [32] Köntges, M., Kunze, I., Kajari-Schröder, S., Breitenmoser, X., & Bjørneklett, B. (2011). The risk of power loss in crystalline silicon based photovoltaic modules due to micro-cracks. *Solar Energy Materials and Solar Cells*, 95(4), 1131-1137.
- [33] Park, N. C., Jeong, J. S., Kang, B. J., & Kim, D. H. (2013). The effect of encapsulant discoloration and delamination on the electrical characteristics of photovoltaic module. *Microelectronics Reliability*, 53(9-11), 1818-1822.
- [34] Sánchez-Friera, P., Piliouguine, M., Pelaez, J., Carretero, J., & Sidrach de Cardona, M. (2011). Analysis of degradation mechanisms of crystalline silicon PV modules after 12 years of operation in Southern Europe. *Progress in photovoltaics: Research and Applications*, 19(6), 658-666.
- [35] Djordjevic, S., Parlevliet, D., & Jennings, P. (2014). Detectable faults on recently installed solar modules in Western Australia. *Renewable energy*, 67, 215-221.

- [36] International Electrotechnical Commission. (2016). Photovoltaic (PV) systems - Requirements for testing, documentation and maintenance - Part 1: Grid connected systems - Documentation, commissioning tests and inspection (IEC 62446-1:2016).
- [37] HT ITALIA (2015). Manuale d'uso strumento PVCHECKs, Strumento multifunzione per la verifica della sicurezza elettrica e delle prestazioni di un impianto fotovoltaico.
- [38] UNI EN (2016). Prove non distruttive - Prove termografiche - Parte 1: Principi generali (UNI EN 16714-1:2016)
- [39] UNI EN (2016). Prove non distruttive - Prove termografiche - Parte 2: Strumentazione (UNI EN 16714-2:2016)
- [40] UNI EN (2016). Prove non distruttive - Prove termografiche - Parte 3: Termini e definizioni (UNI EN 16714-2:2016)
- [41] UNI ISO (2013) Monitoraggio e diagnostica dello stato delle macchine - Requisiti per la qualifica e la valutazione del personale - Parte 1: Requisiti per gli organismi di valutazione ed il processo di valutazione (UNI ISO 18436-1:2013).
- [42] UNI EN ISO (2012) Prove non distruttive - Qualificazione e certificazione del personale addetto alle prove non distruttive (UNI EN ISO 9712:2012).
- [43] Schirripa Spagnolo, G. S., Del Vecchio, P., Makary, G., Papalillo, D., & Martocchia, A. (2012, May). A review of IR thermography applied to PV systems. In 11th International Conference on Environment and Electrical Engineering (pp. 879-884). IEEE
- [44] Akram, M. W., Li, G., Jin, Y., Chen, X., Zhu, C., Zhao, X., & Ahmad, A. (2019). Improved outdoor thermography and processing of infrared images for defect detection in PV modules. *Solar Energy*, 190, 549-560. Elsevier
- [45] Tsanakas, J. A., Ha, L., & Buerhop, C. (2016). Faults and infrared thermographic diagnosis in operating c-Si photovoltaic modules: A review of research and future challenges. *Renewable and sustainable energy reviews*, 62, 695-709.
- [46] Salazar, A. M., & Macabebe, E. Q. B. (2016). Hotspots detection in photovoltaic modules using infrared thermography. In MATEC web of conferences (Vol. 70, p. 10015). EDP Sciences.
- [47] Aghaei, M., Gandelli, A., Grimaccia, F., Leva, S., & Zich, R. E. (2015, June). IR real-time analyses for PV system monitoring by digital image processing techniques. In 2015 international conference on event-based control, communication, and signal processing (ebccsp) (pp. 1-6). IEEE.
- [48] Dotenco, S., Dalsass, M., Winkler, L., Würzner, T., Brabec, C., Maier, A., & Gallwitz, F. (2016, March). Automatic detection and analysis of photovoltaic modules in aerial infrared imagery. In 2016 IEEE Winter Conference on Applications of Computer Vision (WACV) (pp. 1-9). IEEE.
- [49] De Oliveira, A. K. V., Aghaei, M., & Rüther, R. (2020). Aerial infrared thermography for low-cost and fast fault detection in utility-scale PV power plants. *Solar Energy*, 211, 712-724.
- [50] Buerhop-Lutz, C., & Scheuerpflug, H. (2015). Inspecting PV-plants using aerial, drone-mounted infrared thermography system. 3rd Southern African Solar Energy Conference, South Africa, 11-13 May, 2015.
- [51] Lanzoni, D., Termografia. Le applicazioni sugli impianti elettrici ed industriali. Maggioli Editore, 2014
- [52] Deitsch, S., Christlein, V., Berger, S., Buerhop-Lutz, C., Maier, A., Gallwitz, F., & Riess, C. (2019). Automatic classification of defective photovoltaic module cells in electroluminescence images. *Solar Energy*, 185, 455-468.

- [53] Koch, S., Weber, T., Sobottka, C., Fladung, A., Clemens, P., & Berghold, J. (2016, June). Outdoor electroluminescence imaging of crystalline photovoltaic modules: Comparative study between manual ground-level inspections and drone-based aerial surveys. In 32nd European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition (pp. 1736-1740).
- [54] Spataru, S., Hacke, P., Sera, D., Glick, S., Kerekes, T., & Teodorescu, R. (2015, June). Quantifying solar cell cracks in photovoltaic modules by electroluminescence imaging. In 2015 IEEE 42nd Photovoltaic Specialist Conference (PVSC) (pp. 1-6). IEEE.
- [55] Potthoff, T., Bothe, K., Eitner, U., Hinken, D., & Köntges, M. (2010). Detection of the voltage distribution in photovoltaic modules by electroluminescence imaging. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, 18(2), 100-106.
- [56] Italiano, C. E. (2011). Guida alla realizzazione di sistemi di generazione fotovoltaica collegati alle reti elettriche di Media e Bassa Tensione. (CEI 82-25; V1.)
- [57] HT ITALIA (2015). Manuale d'uso SOLAR300 – SOLAR 300N
- [58] International Electrotechnical Commission. (2009). Procedures for temperature and irradiance corrections to measured IV characteristics of crystalline silicon photovoltaic devices. Second edition. (IEC 60891)
- [59] HT ITALIA (2017). Manuale d'uso SOLAR300 – SOLAR 300N
- [60] International Electrotechnical Commission (2007). Photovoltaic devices, Part 9. IEC 60904-9
- [61] International Electrotechnical Commission (2007). Photovoltaic devices, Part 1. IEC 60904-1
- [62] ASTM E1862-97(2010), Standard Test Methods for Measuring and Compensating for Reflected Temperature Using Infrared Imaging Radiometers, ASTM International, West Conshohocken, PA, 2010, www.astm.org
- [63] ASTM E1933-14 (2018), Standard Practice for Measuring and Compensating for Emissivity Using Infrared Imaging Radiometers, ASTM International, West Conshohocken, PA, 2018, www.astm.org
- [64] Thermal imaging guidebook for buildings and renewable energy applications. (2011). FLIR Systems, Wilsonville (Oregon), USA
- [65] Italiano, C. E. (2012) Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1 000 V in corrente alternata e a 1 500 V in corrente continua (CEI 64-8)
- [66] Vodermayr, C., Mayer, M., Mayer, M., Müller, T., Niess, M., Wotruba, G., ... & Schumacher, J. (2008). First results—correlation between ir images and electrical behavior and energy yield of pv modules. In Proceedings of the 23rd European photovoltaic solar energy conference and exhibition (EU PVSEC). Valencia, Spain.
- [67] Dalsass, M., Scheuerpflug, H., Fecher, F. W., Buerhop-Lutz, C., Camus, C., & Brabec, C. J. (2016, June). Correlation between the generated string powers of a photovoltaic: Power plant and module defects detected by aerial thermography. In 2016 IEEE 43rd Photovoltaic Specialists Conference (PVSC) (pp. 3113-3118). IEEE.
- [68] Luciani, S., Coccia, G., Tomassetti, S., Pierantozzi, M., & Di Nicola, G. (2020). Use of an Indoor Solar Flash Test Device to Evaluate Production Loss Associated to Specific Defects on Photovoltaic Modules. *Journal homepage: <http://iieta.org/journals/ijdne>*, 15(5), 639-646.
- [69] Paghasian, K. (2010). Power Rating of Photovoltaic Modules: Repeatability of Measurements and Validation of Translation Procedures. Arizona State University.
- [70] Paghasian, K., & TamizhMani, G. (2011, June). Photovoltaic module power rating per IEC 61853-1: A study under natural sunlight. In 2011 37th IEEE Photovoltaic Specialists Conference (pp. 002322-002327). IEEE.

- [71] Abella, M. A., & Chenlo, F. (2011, June). Determination in solar simulator of temperature coefficients and correction parameters of PV modules according to international standards. In 2011 37th IEEE Photovoltaic Specialists Conference (pp. 002225-002230). IEEE.
- [72] Dubey, R., Batra, P., Chattopadhyay, S., Kottantharayil, A., Arora, B. M., Narasimhan, K. L., & Vasi, J. (2015, June). Measurement of temperature coefficient of photovoltaic modules in field and comparison with laboratory measurements. In 2015 IEEE 42nd Photovoltaic Specialist Conference (PVSC) (pp. 1-5). IEEE.
- [73] Trentadue, G., Pavanello, D., Salis, E., Field, M., & Müllejans, H. (2016). Determination of internal series resistance of PV devices: repeatability and uncertainty. *Measurement Science and Technology*, 27(5), 055005.
- [74] Piliouline, M., Spagnuolo, G., & Sidrach-de-Cardona, M. (2020). Series resistance temperature sensitivity in degraded mono-crystalline silicon modules. *Renewable Energy*, 162, 677-684.
- [75] Skomedal, Å. F., Aarseth, B. L., Haug, H., Selj, J., & Marstein, E. S. (2020). How much power is lost in a hot-spot? A case study quantifying the effect of thermal anomalies in two utility scale PV power plants. *Solar Energy*, 211, 1255-1262.
- [76] Vumbugwa, M., Crozier, J. L., van Dyk, E. E., Vorster, F. J., & Serameng, T. J. Correlation of thermal imaging and current-voltage measurements on pv module strings.
- [77] Dolara, A., Lazaroiu, G. C., Leva, S., Manzolini, G., & Votta, L. (2016). Snail trails and cell microcrack impact on PV module maximum power and energy production. *IEEE Journal of Photovoltaics*, 6(5), 1269-1277.