

POLITECNICO DI TORINO

Corso di Laurea in Ingegneria Energetica e Nucleare



Modelli teorici di affidabilità e disponibilità, valutazioni sperimentali e confronto energetico-economico di diverse tipologie di impianti fotovoltaici

Relatore

Prof. Filippo Spertino

Candidato

Simone SANTO

Anno accademico 2018-2019

SOMMARIO

Il tema dell'affidabilità e disponibilità per grandi sistemi fotovoltaici nel loro complesso e dei singoli componenti elettrici ed elettronici al loro interno è il fulcro di questo studio e ne rappresenta l'obiettivo primario. Le ragioni per cui uno studio di affidabilità e di disponibilità è di fondamentale importanza per un impianto di potenza generico risiedono principalmente nel fatto che il funzionamento corretto di un impianto ne determina il risultato economico, e il fattore economico determina a sua volta la fattibilità dello stesso. Ad oggi la tecnologia fotovoltaica, seppur radicata su tutto il territorio nazionale e nel mondo, risulta ancora una tecnologia relativamente giovane, per cui in letteratura gli studi incentrati sull'affidabilità dei sistemi fotovoltaici nel loro complesso risultano essere molto limitati. Intento ulteriore di questo studio consiste pertanto nel dare un apporto fruttuoso all'ampliamento della casistica presente in letteratura riguardante l'affidabilità e la disponibilità di differenti impianti fotovoltaici. Tale contributo è possibile realizzarlo attraverso un'attenta analisi dei guasti di 14 impianti fotovoltaici, forniti dall'azienda RIOS renewables GROUP, 11 impianti con taglia di 1 MW, 2 impianti da 1,8 MW e un impianto da 4 MW, nel corso di 4 anni di analisi, per un totale di 2373 guasti. A tal fine si è reputato opportuno raccogliere tutti i dati disponibili in letteratura riguardanti l'analisi dei guasti per confrontarli con i valori sperimentali analizzati in questo lavoro e comprendere quanto il modello semplificato, adottato, sia esaustivo nel valutare l'affidabilità, nonché la disponibilità, di un impianto reale nel suo complesso. Verrà svolta infine un'analisi energetica ed economica tra due scelte impiantistiche, inverter centralizzato o distribuito, per valutare quale sia la tecnologia più vantaggiosa da adottare.

INDICE

1.	Stato dell'arte della tecnologia fotovoltaica	6
1.1	Tecnologia e applicazioni dei sistemi fotovoltaici.....	6
1.1.1	Celle, moduli, sistemi.....	6
1.1.2	Sistemi fotovoltaici connessi alla rete	8
1.1.3	Sistemi fotovoltaici indipendenti dalla rete	9
1.2	Tendenza di sviluppo del mercato fotovoltaico	10
1.2.1	Capacità fotovoltaica globale installata	10
1.2.2	L'evoluzione del mercato fotovoltaico	11
1.2.3	Mercato Europeo	13
1.2.4	Il mercato italiano	15
2.	Modello teorico di affidabilità per componenti elettrici ed elettronici	18
2.1	Analisi di affidabilità: definizioni dei concetti principali.....	19
2.1.1	Affidabilità (Reliability)	19
2.1.2	Disponibilità (Availability).....	20
2.1.3	Manutenibilità (Maintainability)	21
2.1.4	Tasso di guasto (Failure rate).....	21
2.1.5	Tasso di riparazione (Repair rate)	25
2.1.6	Tempo Medio di Riparazione (Mean Time To Repair)	26
2.1.7	Tempo Medio di Guasto (Mean Time To Failure)	26
2.1.8	Tempo Medio Tra i Guasti (Mean Time Between Failures).....	27
2.2	Analisi albero di guasto	27
3.	Modello teorico - Analisi di affidabilità e disponibilità	28
3.1	Schema impianto fotovoltaico.....	29
3.2	Conteggio componenti	31
3.3	Tassi di guasto - elaborazione e confronto	35
3.3.1	Tassi di guasto da campagne sperimentali	36
3.3.2	Tassi di guasto da normativa MIL	38
3.3.3	Confronto tassi di guasto letteratura - MIL.....	42
3.4	Implementazione Fault Tree Analysis	44
3.4.1	Definizione "Top Event"	44
3.4.2	Schema logico.....	45
3.4.3	Assunzioni	45
3.4.4	Calcolo Minimal Cut Set.....	48
3.5	Calcolo affidabilità	49
3.5.1	Affidabilità di ogni componente	49
3.5.2	Affidabilità di ogni impianto	61
3.5.3	Tempo medio di guasto per impianto	63
3.6	Analisi disponibilità - MTTR.....	68
3.6.1	Calcolo disponibilità	72
3.6.2	Disponibilità media per ogni gruppo di componenti.....	74
3.6.3	Disponibilità media per impianto	76
3.6.4	Tempo medio di riparazione per impianto	78
4.	Analisi di affidabilità e disponibilità - Caso sperimentale.....	81

4.1	Interventi	83
4.2	Tasso di guasto - Confronto caso sperimentale e modello teorico	86
4.2.1	Confronto tassi guasto dei componenti in letteratura e caso sperimentale	86
4.2.2	Tasso di guasto - confronto impianti tra caso sperimentale e modello	95
4.3	MTTR- Confronto caso sperimentale e modello teorico.....	98
4.3.1	MTTR - Confronto tra componenti caso sperimentale e letteratura.....	99
4.3.2	MTTR totale richiesto per ogni impianto all'anno.....	102
5.	Implementazioni e considerazioni aggiuntive	105
5.1	Tassi di guasto per componenti al di fuori del modello.....	105
5.2	Considerazioni riguardanti la sovratemperatura.....	107
5.3	Ulteriori cause di perdita di energia	108
6.	Analisi energetica ed economica tra inverter centralizzato e inverter distribuito	109
6.1	Analisi economica OPEX	109
6.2	Analisi economica CAPEX.....	111
6.3	Analisi energetica ed economica causa guasti agli inverter	114
6.3.1	Analisi di perdita energetica per l'impianto ad inverter centralizzato	114
6.3.2	Analisi di perdita energetica per l'impianto ad inverter distribuiti.....	115
6.3.3	Analisi economica rispetto alle due tecnologie a confronto	117
7.	CONCLUSIONE	121

1. Stato dell'arte della tecnologia fotovoltaica

1.1 Tecnologia e applicazioni dei sistemi fotovoltaici

I dispositivi fotovoltaici convertono la luce direttamente in elettricità. I componenti chiave di un sistema fotovoltaico di potenza sono vari tipi di *celle fotovoltaiche* (spesso chiamate “celle solari”) interconnesse e incapsulate per formare il *modulo fotovoltaico*, la *struttura montante* per il modulo o la stringa, l'*inverter* (essenziale per i sistemi connessi alla rete e necessario per molti dei sistemi non connessi alla rete), la *batteria di accumulo* e il *regolatore di carica* (utilizzato per i sistemi non connessi alla rete e più diffusamente anche per i sistemi connessi alla rete).

1.1.1 Celle, moduli, sistemi

Le *celle fotovoltaiche* rappresentano la più piccola unità in un sistema fotovoltaico di potenza, tipicamente disponibili in forma quadrata con misura di 12,5cm o 15cm di lato. In generale, le celle fotovoltaiche possono essere classificate in:

- monocristalline,
- policristalline,
- a film sottile o organiche.

Attualmente le celle al silicio cristallino costituiscono più del 97% della complessiva produzione di celle fotovoltaiche.

Le celle al silicio monocristallino (mc-Si), generalmente formate a partire da *wafers multicristallini*, prodotti usando un processo di solidificazione, sono rimaste popolari poiché sono meno costose da produrre seppur meno efficienti. La loro efficienza di conversione media si aggira, infatti, intorno al 14-18%.

Le celle fotovoltaiche, composte da materiali semiconduttori III-V, sono formate usando materiali, quali GaAs, in un substrato di Germanio e hanno un'alta efficienza di conversione del 40% o più. A causa del loro alto costo, sono tipicamente usate in sistemi fotovoltaici a concentrazione con sistemi di inseguimento del sole o per applicazioni spaziali.

Le celle a film sottile sono formate depositando uno strato estremamente sottile di materiali semiconduttori, il quale è poi incapsulato all'interno di un materiale isolante come vetro, acciaio inossidabile o plastica. I moduli a film sottile hanno generalmente un'efficienza di conversione ed un costo di produzione minore rispetto alla cella a tecnologia cristallina base, anche se ciò sta cambiando negli ultimi anni. I materiali utilizzati per le celle a film sottile sono CdTe e CIGS o CIS.

Le celle amorfe e micromorfe (a-Si) sono state largamente usate in passato, ma non sono riuscite a competere con il prezzo sempre più basso delle celle cristalline e con l'efficienza sempre più alta delle celle a film sottile.

In termini di efficienza le celle CdTe hanno raggiunto un'efficienza del 21% in laboratorio, mentre le celle organiche a film sottile, costituite da semiconduttori organici, stanno creando molto interesse e le attività di ricerca, sviluppo e sperimentazione sono in corso. Nel giugno 2018 le celle solari perovskiti hanno raggiunto un'efficienza del 27,3% in laboratorio, ma non si sono ancora affermate sul mercato. Le celle tandem, basate sulla perovskite sono attualmente in fase di ricerca sia a base cristallina sia a film sottile e potrebbero approdare sul mercato prima dei prodotti formati unicamente da perovskite.

I moduli fotovoltaici sono tipicamente di potenza tra i 50W e 400W con prodotti specializzati per sistemi fotovoltaici integrati negli edifici di taglia ancora superiore.

I moduli al silicio cristallino consistono in singole celle fotovoltaiche connesse tra loro e incapsulate all'interno di un materiale trasparente, solitamente vetro, e un materiale isolante, che può essere sia plastica che vetro. I moduli al silicio cristallino hanno efficienze commerciali tra il 17% e 22,7%.

I moduli a film sottile incapsulano celle formate in un unico strato, in un modulo rigido o flessibile, utilizzando plastica trasparente o vetro per la parte frontale. Il range di efficienza per

questo tipo di moduli è compreso tra il 7% (a-Si) e il 16% (CdTe). I moduli per il solare a concentrazione offrono ai giorni nostri efficienze anche sopra al 38%.

Per quanto riguarda i moduli fotovoltaici bifacciali, ovvero quei moduli che oltre alla luce diretta del sole assorbono anche quella riflessa dal terreno, possono permettere significanti aumenti di produzione energetica, stimata fino ad un massimo del 15%. Ma in ogni caso, contano ancora poche installazioni (dati riferiti alla fine del 2017). Le celle bifacciali rimangono una realtà poco diffusa il cui potenziale sembra ancora non sfruttato.

Il sistema fotovoltaico consiste in uno o diversi moduli fotovoltaici, connesso o alla rete elettrica (grid-connected) o ad una serie di carichi (off-grid). In un sistema fotovoltaico sono anche compresi vari componenti elettrici che hanno lo scopo di adattare l'elettricità in uscita dei moduli agli standard della rete elettrica o dei carichi, regolatori di carica o batterie.

Sono state sviluppate un'ampia gamma di strutture montanti per i sistemi fotovoltaici integrati agli edifici; tra cui facciate fotovoltaiche, supporti per installazioni su tetti orizzontali o inclinati, moduli vetro-vetro integrati (opachi o semi-trasparenti) e "tegole del tetto fotovoltaiche".

Sistemi di inseguimento a singolo o doppio asse stanno diventando sempre più utilizzati per sistemi montati a terra, in particolar modo per gli utilizzi fotovoltaici nelle nazioni con un'elevata componente di radiazione diretta. Utilizzando questi sistemi, il campo energetico può tipicamente essere aumentato del 25-35% per i sistemi di inseguimento a singolo asse e del 35-45% per i sistemi di inseguimento a doppio asse rispetto ai sistemi fissi.

1.1.2 Sistemi fotovoltaici connessi alla rete

Nei sistemi fotovoltaici connessi alla rete, un inverter è utilizzato per convertire l'elettricità da corrente continua, così come prodotta dalle stringhe fotovoltaiche, a corrente alternata che è poi immessa alla rete elettrica. La tipica efficienza di conversione è nel range tra 95-99%. Molti inverter incorporano un MPPT (maximum power point tracker), il quale continuamente regola il carico dell'impedenza in modo che la stringa del sistema fotovoltaico lavori nel punto di

massima potenza. Un inverter può essere utilizzato per una serie di stringhe, oppure per una stringa sola. I moduli fotovoltaici che integrano inverter al loro interno sono chiamati “moduli AC” ed essi possono essere direttamente connessi alla rete elettrica; questa tipologia di moduli è in forte crescita in certi mercati.

1.1.3 Sistemi fotovoltaici indipendenti dalla rete

Per i sistemi fotovoltaici indipendenti dalla rete, è richiesta la presenza di una batteria di accumulo al fine di poter usufruire di energia durante periodi di bassa irradianza. Quasi tutte le batterie usate per i sistemi fotovoltaici sono batterie al piombo-acido a scarica profonda. Altri tipi di batterie (e. g. NiCad, NiMH, Li-Ion) sono utilizzate e hanno diversi vantaggi tra cui la possibilità di non poter sovraccaricarsi o scaricarsi profondamente, ma queste sono ancora considerate troppo costose. La durata di vita di una batteria varia in funzione del regime operativo e a dipendenza delle condizioni in cui opera, ma è tipicamente tra 5 e 10 anni anche se si sta progredendo in questo campo.

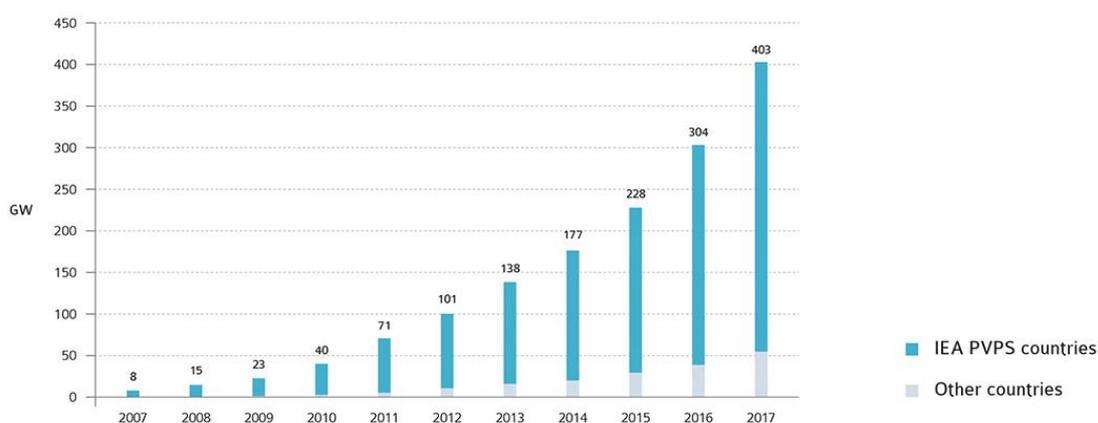
Il regolatore di carica è utilizzato per mantenere la batteria al più alto stato di carica possibile e per fornire all'utente la quantità di energia elettrica necessaria e, nel contempo, proteggere la batteria da scariche profonde e sovraccarichi. Alcuni regolatori di carica hanno integrato un MPPT al fine di massimizzare l'elettricità generata dall'impianto fotovoltaico. Se c'è la richiesta di elettricità AC, un “inverter autonomo” può alimentare elettrodomestici convenzionali a corrente alternata [1].

1.2 Tendenza di sviluppo del mercato fotovoltaico

1.2.1 Capacità fotovoltaica globale installata

Più di vent'anni di sviluppo del mercato fotovoltaico hanno portato ad installare in tutto il mondo una potenza complessiva di circa 403 GW di sistemi fotovoltaici, per lo più, verso la fine del 2017, sistemi connessi alla rete.

EVOLUTION OF CUMULATIVE PV INSTALLATIONS (GW)

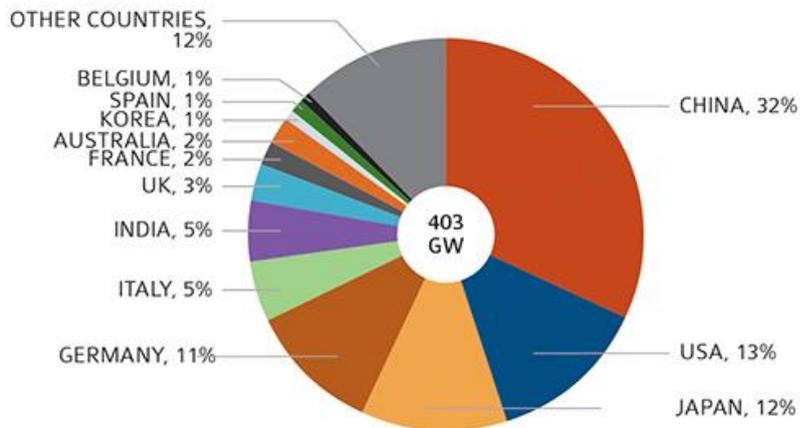


SOURCE IEA PVPS & OTHERS.

Figura 1: Evoluzione cumulativa della potenza installata

Alla fine del 2017 la Cina deteneva la più grande fetta di potenza installata nel mondo, pari al 32%, a seguire gli Stati Uniti con il 13%, il Giappone con il 12% e la Germania con il 12%. L'Italia si assestava tra le prime cinque posizioni con il 5% di potenza totale installata, rispetto ai 403 GW di potenza totale installata nel mondo.

CUMULATIVE PV CAPACITY END 2017



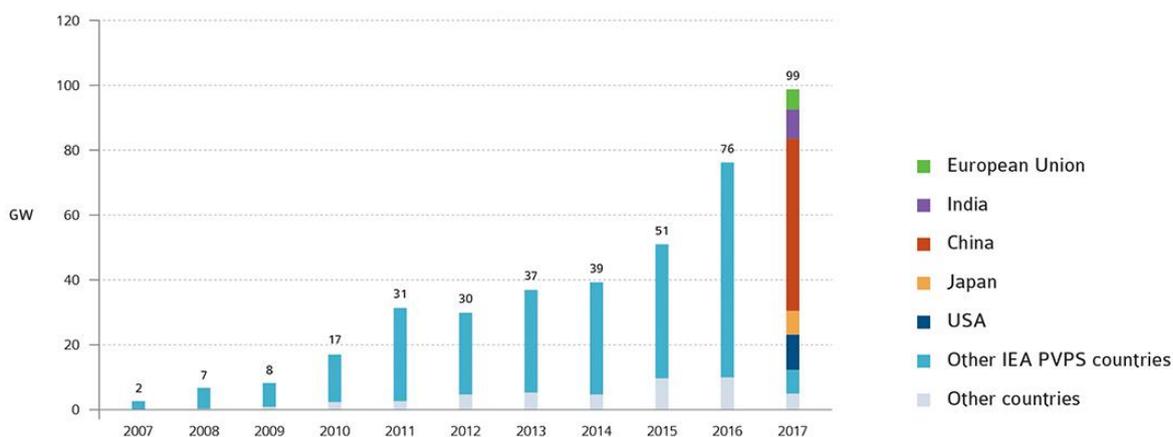
SOURCE IEA PVPS & OTHERS.

Figura 2: Capacità totale installata per nazione

1.2.2 L'evoluzione del mercato fotovoltaico

La crescita del mercato globale fotovoltaico ha visto un trend positivo dal 2015 fino al 2017, anno in cui, a partire dai 403,3 GW di potenza installata globale, la capacità installata è cresciuta di circa il 33%, superando il livello record del 2016.

EVOLUTION OF ANNUAL PV INSTALLATIONS (GW)

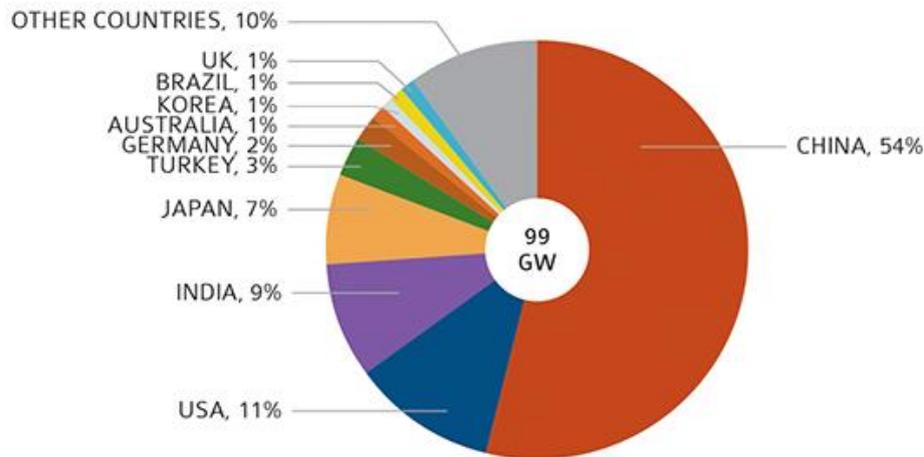


SOURCE IEA PVPS & OTHERS.

Figura 3: Evoluzione annuale della potenza installata

Per cinque anni consecutivi la Cina ha mantenuto il primato per potenza fotovoltaica installata in un anno, aggiungendo più di 53,1 GW nel 2017. Un record che è in modo significativo ben maggiore dei 34,6 GW installati nel 2016. Questo aumento è stato possibile grazie alle installazioni distribuite. Al secondo posto si collocavano gli USA con 10,7 GW di potenza installata e al terzo l'India con 9,1 GW in notevole crescita.

GLOBAL PV MARKET IN 2017



SOURCE IEA PVPS & OTHERS.

Figura 4: Potenza fotovoltaica installata nel 2017

1.2.3 Mercato Europeo

L'Europa ha avuto il predominio nello sviluppo fotovoltaico per circa una decade, detenendo più del 70% della potenza fotovoltaica globale installata fino al 2012. Dal 2013 le installazioni fotovoltaiche Europee sono diminuite, mentre crescevano rapidamente nel resto del mondo. L'Europa ha contribuito col solo 7% al mercato fotovoltaico corrispondente a una potenza di 6,1 GW nel 2017. Alla fine dello stesso anno nelle nazioni Europee si è registrata una potenza installata totale pari a 110 GW, presentandosi come la seconda più grande capacità installata dopo anni di primato.

EVOLUTION OF ANNUAL AND CUMULATIVE PV CAPACITY BY REGION 2012 - 2017 (MW)

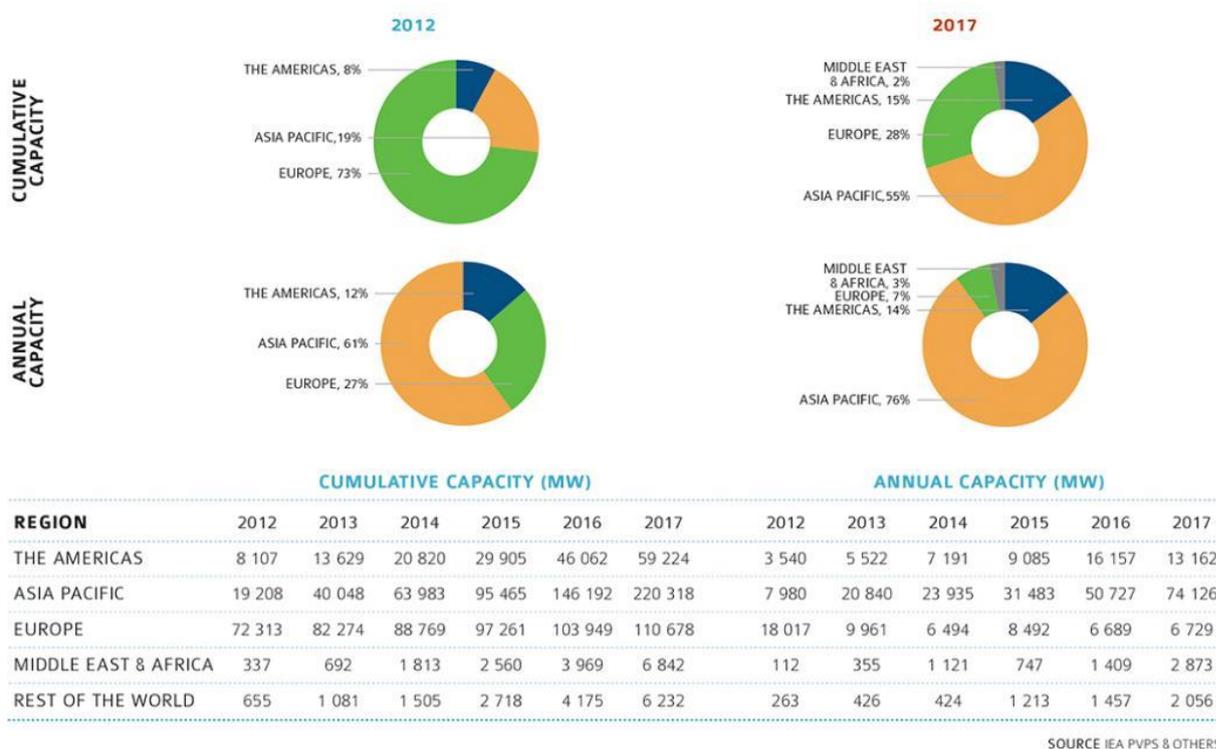


Figura 5: Evoluzione annuale e potenza complessiva installata per regione 2012-2017 (MW)

Nuovi obiettivi Europei

Il 14 giugno del 2018 è stato siglato un accordo politico, grazie all'intesa tra la Commissione, il Parlamento e il Consiglio europeo, al fine di incrementare l'uso dell'energia rinnovabile nell'Unione Europea. L'accordo fissa un nuovo obiettivo vincolante: l'energia rinnovabile al 2030 dovrà contare per il 32% dell'energia prodotta totale. L'Unione Europea deve incrementare l'uso dell'energia rinnovabile nel settore energetico di almeno il 65% ed il contributo principale dovrà arrivare dalla produzione solare ed eolica per raggiungere tale obiettivo [1].

1.2.4 Il mercato italiano

Prendendo in considerazione il panorama fotovoltaico europeo e mondiale, si è riscontrato come l'Italia abbia una importanza di carattere mondiale nell'investimento e nell'installazione del fotovoltaico. Per questo il mercato nazionale italiano risulta particolarmente interessante. Diversi sono gli aspetti che risultano rilevanti:

- **Potenza e numerosità degli impianti fotovoltaici in Italia**

Gli impianti installati in Italia al 31 dicembre 2017 risultano 774.014; di potenza complessiva 19.682MW. Il 20% della potenza complessiva installata è costituita dagli impianti di piccola taglia(<20kW), questi costituiscono oltre il 90% degli impianti totali installati.

- **Evoluzione della potenza e della numerosità degli impianti fotovoltaici in Italia**

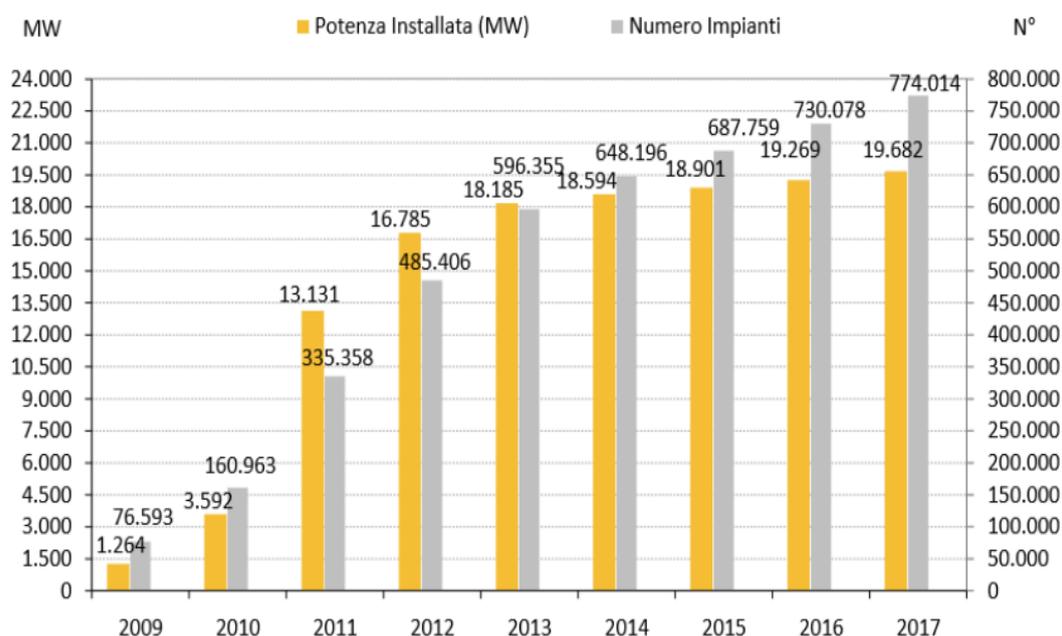


Figura 6: Evoluzione della potenza e numero impianti in Italia

Nel grafico è possibile vedere l'evoluzione della serie storica del numero e della potenza installata degli impianti fotovoltaici in Italia. La crescita ha subito un rallentamento dal 2013, anno in cui è stato chiuso il Conto Energia, mentre gli impianti entrati in esercizio nel 2017, di cui gran parte sono installazioni a servizio di utenze domestiche, hanno una potenza media (9,4 kW) maggiore rispetto ai tre anni precedenti. Nell'insieme la misura media cumulata degli impianti fotovoltaici è in continua diminuzione, raggiungendo nel 2017 un valore pari a 25,4 kW.

- **Impianti per tensione di connessione**

Gli impianti allacciati alla rete in bassa tensione, installati in Italia, sono quasi complessivamente 754.095 su 774.014 (pari al 97,4%). Circa meno di 20.000 impianti sono connessi alla media tensione, costituendo, comunque, il 57,4% della potenza installata sull'intero territorio nazionale. Infine, un numero minimo di impianti è collegato alla rete di alta tensione per una potenza pari a circa 1.256 MW (6,4% del totale). I nuovi impianti attivati nel corso del 2017 sono soprattutto impianti di piccola taglia collegati alla rete in bassa tensione.

- **Produzione annuale degli impianti fotovoltaici in Italia**

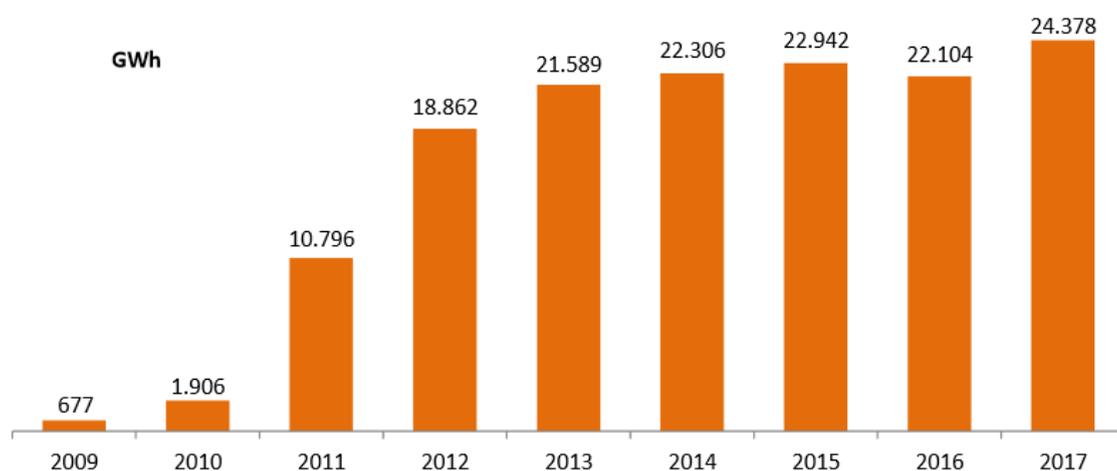


Figura 7: Energia prodotta ogni anno in Italia

Nel 2017 la produzione italiana degli impianti fotovoltaici ha raggiunto 24.378 GWh; rispetto all'anno precedente si è verificata una considerevole crescita pari al +10,3%. Esaminando la tendenza della produzione degli impianti durante l'anno, si evince una produzione massima nei mesi centrali, con luglio che fa conseguire la maggiore produzione nel corso del 2017 con 3,1 TWh di energia prodotta.

Produzione degli impianti fotovoltaici nelle regioni italiane nel 2016 e 2017

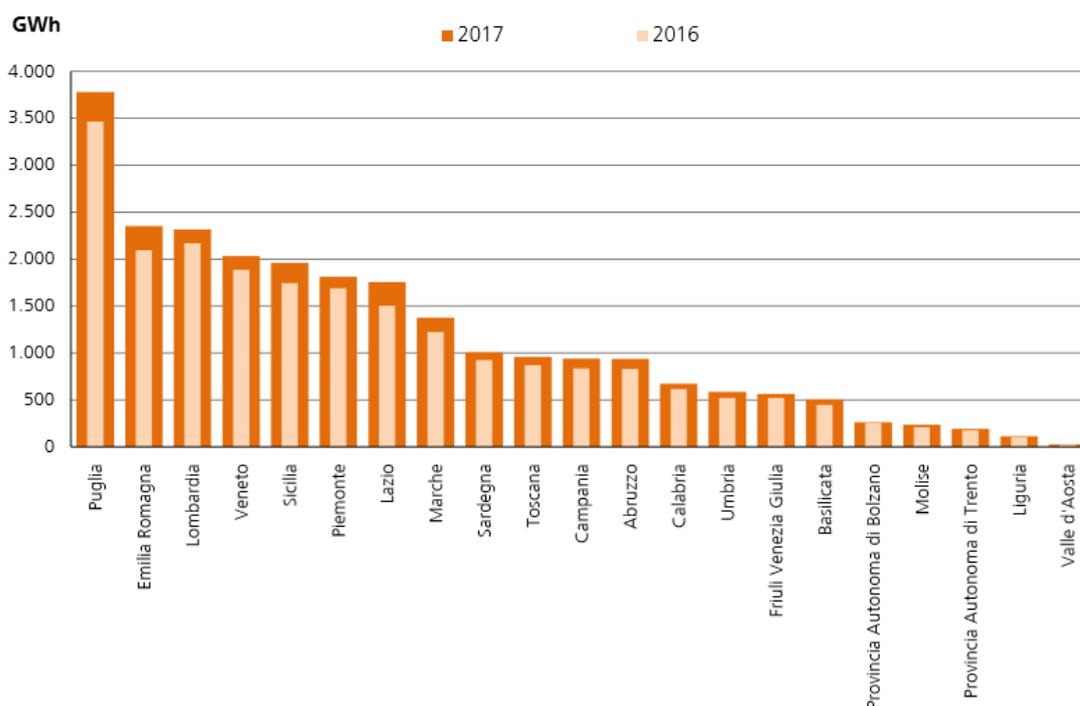


Figura 8: Energia prodotta nelle regioni Italiane

Al 2017 la regione con la maggiore produzione fotovoltaica continua ad essere la Puglia, con 3.781 GWh (15,5% della produzione totale nazionale di 24.378 GWh). A seguire Emilia Romagna con 2.351 GWh e Lombardia con 2.317 GWh; che forniscono un apporto rispettivamente del 9,6% e del 9,5% circa alla produzione complessiva nazionale. Durante il 2017 tutte le regioni italiane hanno registrato variazioni positive delle produzioni regionali rispetto a quelle dell'anno precedente; le regioni in cui si sono verificati aumenti più rilevanti

sono state Lazio (+16,8% rispetto al 2016), Molise e Basilicata (rispettivamente +13,6% e +13,0%). La Provincia Autonoma di Bolzano e la regione Valle D'Aosta hanno raggiunto incrementi della produzione più contenuti (+3,1% e +3,6% rispetto al 2016) [2].

2. Modello teorico di affidabilità per componenti elettrici ed elettronici

Nello svolgere un'analisi di affidabilità bisogna tenere in considerazione diversi fattori che concorrono a rendere complesso sviluppare un modello generale per l'analisi di affidabilità per ogni tipo di impianto fotovoltaico. Un elemento di difficoltà nello sviluppare un modello generale di affidabilità valido per gli impianti fotovoltaici risulta essere innanzitutto la diversificazione progettuale intrinseca degli stessi; infatti, come descritto nel primo capitolo, i componenti utilizzati a formare un impianto fotovoltaico possono variare molto tra un impianto ed un altro, a partire dalla più marcata differenza tra un impianto finalizzato alla connessione a rete o esclusivamente connesso all'utenza, o alla scelta di investire maggiormente per installare strutture ad inseguimento, fino anche alla più fine scelta progettuale di scegliere fusibili al posto di interruttori automatici per la protezione delle linee in cavo. Ulteriore elemento di difficoltà è dato dal fatto che non solo i componenti possono variare in numero e tipologia ma anche che essi, presi singolarmente, sono molto sensibili alle perdite di potenza, agli agenti ambientali e alla temperatura. L'irraggiamento solare e, di conseguenza, la potenza assorbita dal sistema fotovoltaico è altamente variabile e incontrollabile portando ad un elevato stress elettrico i pannelli fotovoltaici, che tende ad accorciare i cicli di vita, stressando contemporaneamente gli altri componenti. Quindi essendo i sistemi fotovoltaici caratterizzati dall'essere formati da numerosi componenti, dai più semplici connettori a elementi più complessi come l'inverter, che variano in numero e tipologia a seconda del sistema fotovoltaico in cui sono installati e che hanno comportamenti diversi a seconda delle condizioni ambientali in cui vertono, lo studio dell'affidabilità risulta essere un obiettivo complesso e articolato, ma, in un panorama mondiale, è essenziale essendo esso un settore in netto sviluppo.

2.1 Analisi di affidabilità: definizioni dei concetti principali

Nello svolgere un'analisi di affidabilità è necessario innanzitutto definire i concetti che determinano l'approccio che si seguirà; i concetti chiave nel nostro caso sono: affidabilità, disponibilità, tasso di guasto (o failure rate), tempo medio di fallimento (MTTF), tempo medio di riparazione (MTTR) e disponibilità.

2.1.1 Affidabilità (Reliability)

L'affidabilità, indicata in letteratura col simbolo $R(t)$, è definita come la probabilità che un componente o sistema esegua la funzione richiesta correttamente e continuamente sotto certe condizioni con un dato scopo e durante un dato periodo di tempo (tempo della missione), considerando anche il contesto ambientale

La corretta applicazione della definizione di cui sopra necessita di alcune specificazioni:

- Tempo della missione (t): l'intervallo di tempo durante il quale è richiesto che il sistema/componente funzioni.
- Condizione operativa e ambientale: tutte le condizioni fisiche, chimiche, organizzative che influenzano il funzionamento del componente o del sistema (ad esempio: temperatura, pressione, stress meccanico, vibrazione, organizzazione della manutenzione, profilo della missione, ecc.)

Perciò l'affidabilità di un componente o sistema è influenzato dagli errori e guasti che possono accadere. L'inaffidabilità è esattamente l'opposto della affidabilità, cioè la probabilità che il sistema fallisca prima del tempo di missione t :

$$F(t) = 1 - R(t) \quad (1)$$

$F(t)$ è uguale a 0 quando l'oggetto è nuovo ($t=0$) e successivamente cresce fino a 1, ovvero fino a che si ha la certezza che l'oggetto si rompa [3].

2.1.2 Disponibilità (Availability)

La disponibilità, contrassegnata col simbolo $A(t)$, è definita come la probabilità che un componente o un sistema stia svolgendo la sua funzione in un certo tempo t , in ben definite condizioni operative e ambientali, indipendentemente dai guasti del passato.

In altre parole, l'affidabilità è definita come una misura percentuale del grado col quale un componente o un sistema stia operando correttamente nel periodo temporale in cui è necessario.

È peraltro possibile definire due altri tipi di disponibilità:

- Disponibilità di intervallo: rappresenta il valore medio della disponibilità puntuale $A(t)$, definita prima, nel periodo di missione tra $[0, T]$:

$$\hat{A}(t) = \frac{1}{T} \int_0^T A(t) dt \quad (2)$$

- Disponibilità asintotica, $A(\infty)$, usata quando il tempo della missione è più elevato. In questo caso la disponibilità assume un valore costante, tempo indipendente ed è diversa da zero.

Adottando delle opportune semplificazioni, la disponibilità è il rapporto tra il periodo di tempo in cui il sistema funziona nelle condizioni operative normali (MTTF) e il tempo trascorso in totale (MTBF: periodo operativo + tempo in stato di guasto (MTTR)).

La non disponibilità (unavailability) $Q(t)$ è il complementare della disponibilità:

$$Q(t) = 1 - A(t) \quad (3)$$

Quando il componente è nuovo, l'indisponibilità è pari a zero, successivamente, col passare del tempo, aumenta ma non necessariamente raggiunge il valore 1 essendo che la manutenzione riduce la probabilità di essere indisponibile in qualsiasi istante.

La disponibilità di un componente o sistema risulta essere collegata all'affidabilità dello stesso, ma dipende anche dalla probabilità che il componente, in caso di guasto, è riparato in un lasso di tempo coerente col tempo di riparazione effettivamente necessario. [3]

Nel presente lavoro si vorrà calcolare la disponibilità media che indica la porzione media percentuale del tempo in cui il sistema funziona correttamente. Per un sistema riparabile, se viene riparato ogni volta che fallisce, la disponibilità media è:

$$A_{avg} = \frac{MTTF}{MTTF+MTTR} \quad (4)$$

Al fine di avere un miglioramento della disponibilità media il MTTF dovrà aumentare e il MTTR diminuire.

2.1.3 Manutenibilità (Maintainability)

La manutenibilità, espressa con il simbolo $G(t)$, è la probabilità che un componente guasto verrà ripristinato alle effettive condizioni di operabilità entro un certo periodo di tempo t , a partire da quando l'azione riparativa avrà luogo, in accordo con le procedure prescritte. In altre parole, la manutenibilità esprime l'attitudine di mantenere il sistema efficientemente mantenuto.

La manutenibilità è, inoltre, non una caratteristica propria del componente ma è un risultato che dipende dalle scelte gestionali. Essa infatti è strettamente legata dal piano di manutenzione, dal luogo dove avviene il guasto sia dal punto di vista logistico che ambientale, etc. [3]

2.1.4 Tasso di guasto (Failure rate)

Il tasso di guasto, contrassegnato con la lettera greca λ , rappresenta l'attitudine di un componente di guastarsi in accordo con una specifica modalità di guasto.

In poche parole, λ potrebbe essere interpretato come rapporto tra il numero totale di guasti rispetto al tempo totale cumulativo di osservazione, in riferimento ad un dato periodo di tempo e ha un numero di componenti osservati. In questo modo il tasso di guasto è però solo una stima

del reale tasso di guasto poiché il valore effettivo dipende dalla durata di vita e dal numero complessivo di guasti di componenti simili.

Più correttamente il tasso di guasto esprime la probabilità per unità di tempo che il componente fallisca nel range $[t, t + dt]$, supposto che il componente stia funzionando correttamente al tempo t . In ogni caso, dal punto di vista pratico, il tasso di guasto può essere considerato come una frequenza di guasto, ovvero come il numero di guasti che occorrono nell'unità di tempo.

L'unità di misura del tasso di guasto è $[1/\text{tempo}]$ ed è in genere espressa con riferimento a 10^6 ore. Per esempio:

$$\lambda_{\text{valvola fallisce a chiudersi}} = 8,5 \cdot 10^6 \left[\frac{1}{h} \right]$$

Seppure il tasso di guasto di un componente è considerato generalmente come un valore costante questo in realtà varia lungo la vita del componente stesso. La più utilizzata curva che descrive la variazione del tasso di guasto dei componenti durante la loro vita è la cosiddetta "Bathtub curve". La figura sottostante mostra questa relazione generalizzata da applicare sia per i componenti meccanici che quegli elettronici. I guasti che vengono a verificarsi nella prima parte della curva, dove il tasso di guasto è decrescente, sono chiamati guasti di mortalità infantile [3]. Quando il periodo iniziale di rodaggio viene superato dal componente, il tasso di guasto si stabilizza a un valore che rimane relativamente costante per un certo tempo prima che esso inizia a usurarsi [6]. La parte finale della curva descrive la fine di vita del componente ed è assunto che il tasso di guasto aumenti così come l'usura del componente accelera.

The Bathtub Curve

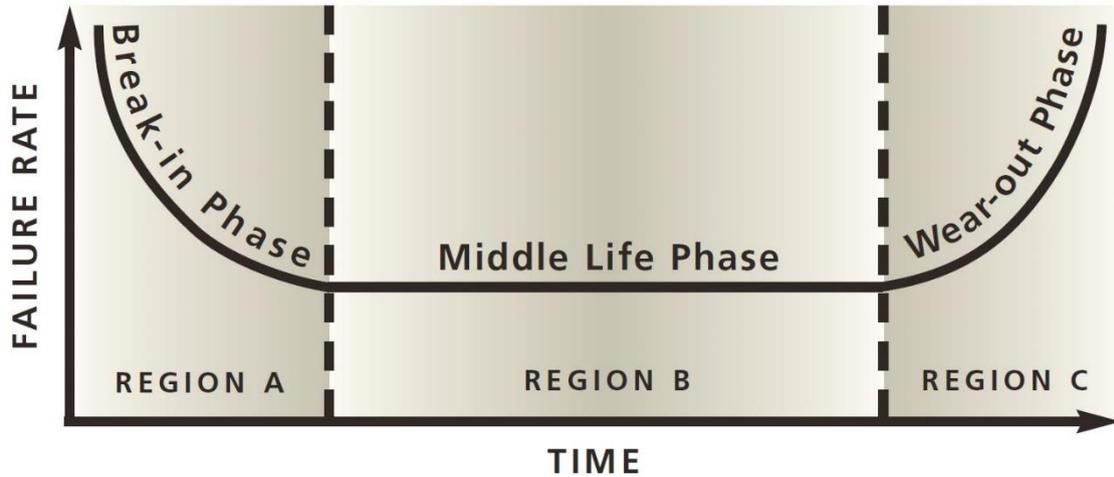


Figura 9: Curva della vasca da bagno

Trascurando la fase di “Break-in phase” e la “wear-out phase”, il valore di $\lambda(t)$ può venir considerato approssimativamente costante nell’arco della sua vita utile. Questo è ancora più corretto per componenti elettronici che non sono soggetti all’usura, mentre il valore cresce leggermente per i componenti meccanici che si usurano anche durante la loro vita utile.

Il modello probabilistico di fallimento che viene utilizzato per questa analisi è basato sulla distribuzione esponenziale. La densità di probabilità effettiva dovrebbe essere calcolata attraverso esperimenti di vita accelerata per ogni componente. Questo tipo di elaborazione però è complicata e tediosa. A prescindere da questo, cambiare il tipo di distribuzione non è particolarmente complesso e non invalida lo studio, infatti l’applicazione del metodo rimane la medesima [4]. Peraltro il parametro che valuta il tasso di guasto dei componenti è contenuto in database che fanno riferimento alla distribuzione esponenziale.

Il tasso di guasto $\lambda(t)$ è legato alla funzione di affidabilità $R(t)$ attraverso la seguente equazione:

$$\lambda(t) = \lim_{\Delta t \rightarrow t} \frac{R(t) - R(t + \Delta t)}{R(t)\Delta t} = -\frac{1}{R(t)} \frac{dR(t)}{dt} \quad (5)$$

dove Δt è un intervallo di tempo maggiore di zero. L'affidabilità $R(t)$ è determinata dal tasso di guasto $\lambda(t)$ con l'ipotesi di $R(0)=1$. Cioè il componente è totalmente funzionante nell'istante 0.

$$R(t) = \exp\left[-\int_0^t \lambda(\tau) d\tau\right] \quad (6)$$

Nella maggior parte dei modelli di affidabilità il tasso di guasto dei componenti viene considerato indipendente dal tempo [28]. Con questa ipotesi $\lambda(t)=\lambda$ si ottiene la seguente semplificazione:

$$R(t) = \exp(-\lambda t) \quad (7)$$

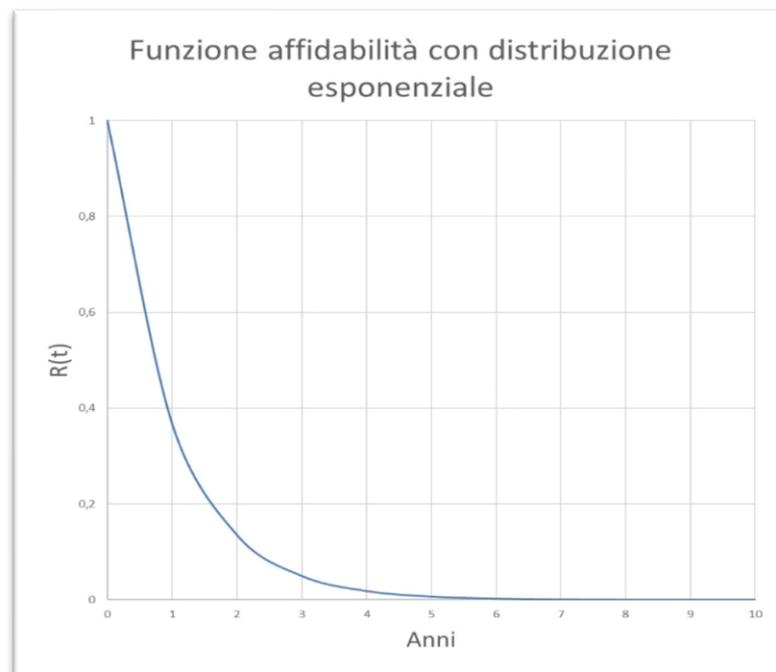


Figura 10: Andamento affidabilità in funzione del tempo [28]

2.1.5 Tasso di riparazione (Repair rate)

Il tasso di riparazione μ rappresenta l'attitudine di un componente che deve essere riparato di risolvere un proprio specifico guasto. Ogni componente è caratterizzato da diversi tassi di riparazione uno per ogni modalità di guasto.

Il tasso di riparazione ha come unità di misura [1/tempo] ed esprime la probabilità per unità di tempo che il componente venga riparato e rimesso in funzione durante l'intervallo di tempo $[t, t + dt]$. Più semplicemente il tasso di riparazione può essere interpretato come la frequenza di riparazione: il numero di componenti dello stesso tipo che possono essere riparati nell'unità di tempo, in genere un'ora [1/h].

Si noti che il tasso di riparazione è strettamente dipendente dall'ambiente in cui il sistema da analizzare è situato ma anche, come già esposto precedentemente, dall'organizzazione della manutenzione, dalla disponibilità dei componenti da installare, dalla modalità con cui i componenti devono venire installati nonché dalla distanza dal magazzino in cui componenti sostitutivi sono presenti. Per questa ragione è piuttosto difficile trovare una buona approssimazione del tasso di riparazione in un generico database commerciale. Spesso si provvede a fornire un'informazione che è solamente una parte del tasso di riparazione complessivo, ovverosia solamente il tempo attivo di riparazione, cioè quel tempo necessario esclusivamente a riparare il componente; escluso quindi il tempo necessario per accorgersi del guasto, il tempo logistico per prendere i componenti dal magazzino e andare sul posto e il tempo tecnico per rimettere in funzione l'impianto. Nella nostra analisi abbiamo trattato unicamente i MTTR in tutto il loro complesso.

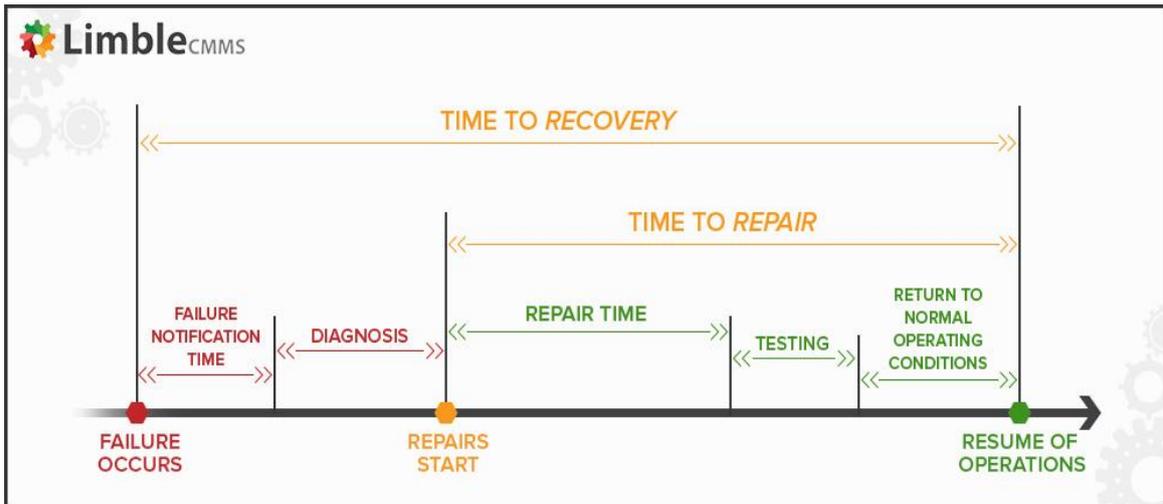


Figura 11: Tempo medio di riparazione

2.1.6 Tempo Medio di Riparazione (Mean Time To Repair)

Il tempo medio di riparazione (MTTR) ha come unità di misura [h] ed è la più comune misura indiretta di manutenibilità. Rappresenta il tempo medio richiesto per effettuare una manutenzione correttiva su un componente a causa di un determinato guasto. [3] Questo tipo di previsione di manutenibilità analizza quanto le attività di riparazione e di manutenzione dureranno a causa di un determinato guasto. Non è altro che una misura media del tempo di inattività.

2.1.7 Tempo Medio di Guasto (Mean Time To Failure)

Il tempo medio di guasto, unità di misura [h], Indica il tempo medio di funzionamento di un componente senza che esso si guasti per uno specifico motivo, Calcolato come il rapporto tra il tempo osservato cumulativo di operazione ed il numero totale di avvenimenti di guasto. Rappresenta il valore medio del tempo di funzionamento. [3]

2.1.8 Tempo Medio Tra i Guasti (Mean Time Between Failures)

Il tempo medio tra i guasti ha come unità di misura [h] e indica il tempo medio che intercorre tra due avvenimenti di uno specifico modo di guasto. [3] Il tempo medio tra i guasti è semplicemente la somma tra il tempo medio di guasto e il tempo medio di riparazione, come riportato nella figura seguente.

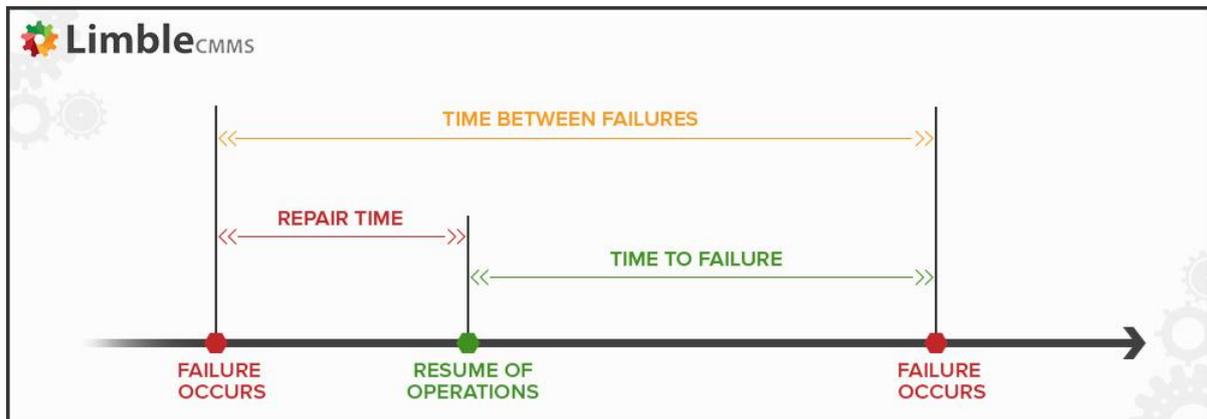


Figura 12: Tempo medio tra i guasti

2.2 Analisi albero di guasto

Ci sono diversi modelli schematici che possono essere usati come base per calcolare l'affidabilità di un sistema. Uno di questi è il RDB (Reliability Block Diagram). La RDB effettua un'analisi di affidabilità e disponibilità di sistemi grandi e complessi usando diagrammi di blocco per evidenziare relazioni tra le funzioni dei componenti. La struttura del RDB definisce le interazioni logiche delle funzioni dei componenti all'interno di un sistema. Questo tipo di tecnica è utilizzata soprattutto per garantire la funzione operativa di un determinato sistema, quindi è orientato ad analizzare un evento radice che garantisce il successo e valutare tutte le possibili cause che portano al fallimento dell'evento radice. Un'altra tecnica per lo

studio dell'affidabilità è la simulazione Monte Carlo che introduce numeri casuali e probabilità per simulare il reale comportamento di un sistema tenendo in considerazione guasti e riparazioni. [5]. Infine, l'altra tecnica utilizzata per l'analisi dell'affidabilità e salvaguardia di un sistema, nonché la tecnica che si utilizzerà in questo elaborato, è la FTA, Fault Tree Analysis, cioè l'analisi albero di guasto. La FTA è un metodo utilizzato al fine di analizzare la probabilità che si verifichi un evento indesiderato usando la logica Booleana per descrivere le iterazioni tra i guasti, in termini di cause a essi associate. [8] Nei capitoli successivi si analizzerà meglio la metodologia ad esso associata proprio sugli impianti da noi analizzati.

3. Modello teorico – Analisi di affidabilità e disponibilità

Il lavoro svolto in questo capitolo ha l'intenzione di calcolare l'affidabilità e la disponibilità dei 14 impianti che sono stati presi in esame e di tutti i componenti di cui essi sono composti, facendo uso del modello teorico spiegato nel capitolo precedente. L'iter procedurale sarà quello di, prima di tutto, sviluppare uno schema di impianto semplificato che sia coerente e significativo con lo schema impiantistico reale; dopodiché usare i valori di MTTF e MTTR presenti in letteratura e, al seguito del conteggio di tutti i componenti dell'impianto, procedere a valutare la disponibilità e affidabilità teorica. Questo servirà di base per poter fare un confronto nei capitoli successivi tra i valori teorici così compiuti e i valori sperimentali effettivi che si andranno a calcolare al fine di poter trarre conclusioni sull'efficacia del sistema adottato. Sarà possibile inoltre, una volta convalidato il modello teorico, ricercare eventuali criticità presenti negli impianti sperimentali e infine discutere possibili migliorie sia per rendere l'analisi teorica più attendibile ed efficace, sia saranno proposti accorgimenti per rendere alcuni impianti fotovoltaici più problematici maggiormente performanti, implementandone la disponibilità e perciò rendendoli più affidabili.

3.1 Schema impianto fotovoltaico

Gli impianti sperimentali presi in considerazione sono impianti di media-alta potenza, partendo da 1MW fino a 4 MW, tutti connessi alla rete. Si vuole individuare pertanto uno schema semplificato unifilare che sia esplicativo per questi sistemi. Bisogna specificare però che ci sono numerose possibili varianti in un impianto fotovoltaico che ne determinano la sua unicità e diversità. Uno schema universale, quindi, che descriva ogni tipo di impianto, non esiste. Attraverso delle semplificazioni, però, è possibile ricondurre la maggior parte dei sistemi fotovoltaici a uno schema unifilare standard che descriva in modo sufficientemente accurato la funzione dei componenti principali e la loro successione. In modo tale che attraverso questo tipo di schema di impianto si possa semplificare l'analisi dei guasti senza perdere in accuratezza.

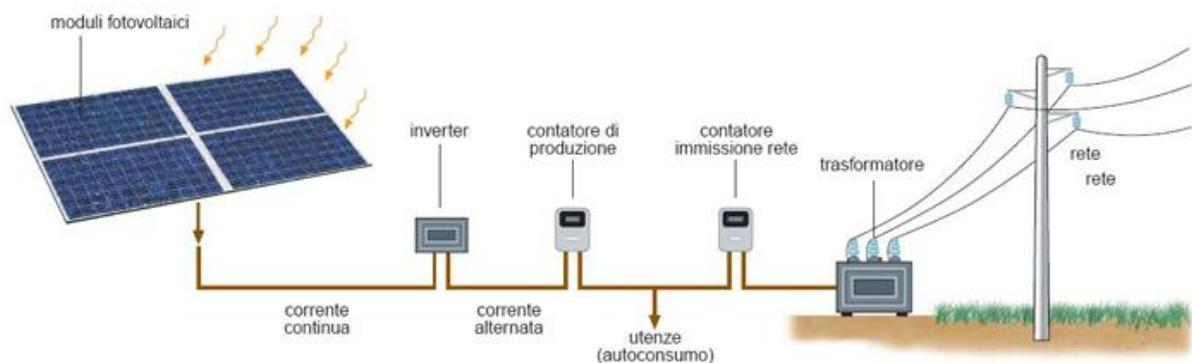


Figura 13: Modello schematico impianto fotovoltaico

Nell'immagine sopra vengono indicati in grandi linee i componenti di cui è composto un impianto fotovoltaico connesso alla rete. Ma per essere più precisi, l'impianto semplificato che si sceglie di seguire è, coerentemente anche con i modelli presenti in letteratura che vengono ritenuti più accurati [8][9][10], più complesso e articolato e viene riportato nella pagina successiva:

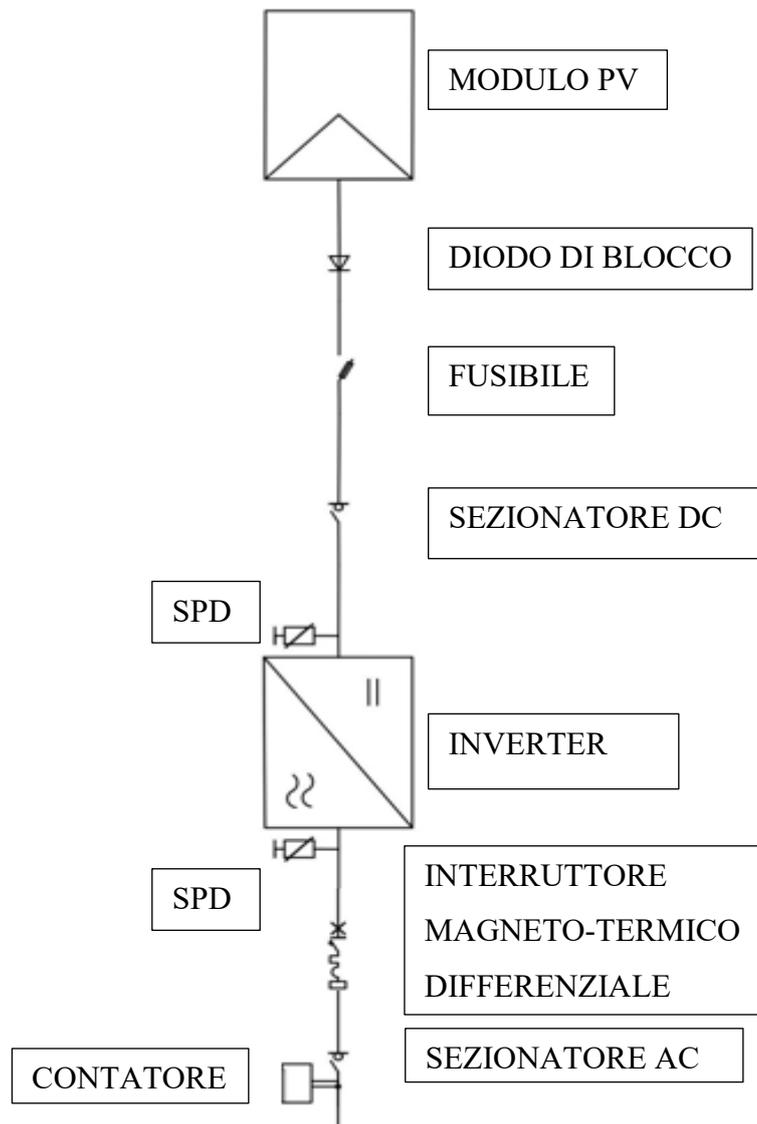


Figura 14: Impianto del modello semplificato

Il modello che si sceglie di utilizzare tiene conto di tutti i componenti elettrici che sono direttamente interessati alla produzione e conversione di energia elettrica. Lo schema parte dal modulo fotovoltaico fino all'ingresso del trasformatore, il quale non si considera. Oltretutto gli

SPD nella trattazione che andremo a svolgere non saranno trattati perché si assume una frequenza di guasto del tutto trascurabile è pari a 0.

3.2 Conteggio componenti

L'analisi di affidabilità e disponibilità può essere effettuata se si conoscono innanzitutto il numero di componenti di cui gli impianti sono costituiti in modo tale da poter applicare il modello di studio descritto precedentemente. Per il conteggio è stato utilizzato lo schema standardizzato descritto in precedenza, in cui ci si è focalizzati, come detto, sui componenti strettamente elettrici che sono linea diretta per la produzione di energia, quindi trascurati i componenti facenti parte dei sistemi ausiliari e di comunicazione, nonché le linee in cavo, poiché non considerati dispositivi elettrici ma unicamente vettori di trasporto di energia elettrica.

Gli impianti sono di diverse taglie di potenza, 11 impianti da 1 MW, 2 impianti da 1,8MW e 1 da 4MW, tutti mantenuti dall'azienda RIOS Renovables GROUP. Per essere più facilmente identificabili ad ognuno di essi verrà attribuito un codice alfa numerico da P1 a P14, omettendo i nomi dell'impianti per questione di privacy.

NOME IN CODICE	P1	P2	P3	P4	P5	P6	P7
POTENZA [MW]	1	1,8	1,8	4	1	1	1

Tabella 1: Elenco degli impianti da P1 a P7

NOME IN CODICE	P8	P9	P10	P11	P12	P13	P14
POTENZA [MW]	1	1	1	1	1	1	1

Tabella 2: Elenco degli impianti da P8 a P14

Di seguito viene riportato il conteggio dei componenti per ciascun impianto.

COMPONNTI	P1	P2	P3	P4	P5
PANNELLI	4420	7880	7920	17680	4260
CONNETTORI (COPPIE)	8840	15760	15840	35360	8520
DIODO DI BLOCCO	221	462	396	884	213
FUSIBILI	442	924	792	1768	426
SEZIONATORE DC	17	426	132	68	14
INVERTER	3	426	132	12	3
INT. AUTOMATICO AC	3	13	44	12	3
DIFFERENZIALE	3	13	44	12	3
SEZIONATORE AC	3	13	44	12	3
SPD AC	3	13	44	12	3
SPD DC	17	426	132	68	14

Tabella 3: Conteggio componenti da P1 a P5

COMPONENTI	P6	P7	P8	P9	P10
PANNELLI	4240	4340	4280	4300	3980
CONNETTORI (COPPIE)	8480	8680	8560	8600	7960
DIODO DI BLOCCO	220	217	214	215	199
FUSIBILI	440	434	428	430	398
SEZIONATORE DC	14	14	14	14	13
INVERTER	3	3	3	2	2
INTERRUTTORE AC	3	3	3	2	2
DIFFERENZIALE	3	3	3	2	2
SEZIONATORE AC	3	3	3	2	2
SPD AC	3	3	3	2	2
SPD DC	14	14	14	14	13

Tabella 4: Conteggio componenti da P6 a P10

COMPONENTI	P11	P12	P13	P14
PANNELLI	4340	4340	4300	4340
CONNETTORI (COPPIE)	8680	8680	8600	8680
DIODO DI BLOCCO	217	217	215	217
FUSIBILI	434	434	430	434
SEZIONATORE DC	14	14	14	14
INVERTER	2	2	3	3
INT. AUTOMATICO AC	2	2	3	3
DIFFERENZIALE	2	2	3	3
SEZIONATORE AC	2	2	3	3
SPD AC	2	2	3	3
SPD DC	14	14	14	14

Tabella 5: Conteggio componenti da P11 a P14

3.3 Tassi di guasto – elaborazione e confronto

Dopo aver descritto ed elencato le specifiche di ogni impianto, al fine di calcolare teoricamente l'affidabilità e la disponibilità, è necessario conoscere rispettivamente il tasso di guasto e il tasso di riparazione associato ad ogni componente. A tale scopo è stata effettuata una ricerca al fine di trovare tutti i dati reperibili in letteratura riferiti al tasso di guasto e tasso di riparazione per ogni singolo componente attraverso campagne sperimentali svolte in passato o modelli simulativi Monte Carlo.

In questo capitolo ci concentreremo sull'analisi del tasso di guasto. Su come essi siano stati ricavati ed esponendo quale sia stato il rigore logico al fine di ricavare valori attendibili per l'analisi svoltasi. Successivamente analizzeremo i tassi di riparazione, giacché questi valori meritino un capitolo a parte perché maggiori e diverse considerazioni sono necessarie.

La difficoltà nel ricercare valori di tassi di guasto in letteratura risiede nel fatto che la tecnologia fotovoltaica, seppur ben radicata in tutto il mondo e parte fondante e imprescindibile per la produzione di energia elettrica nelle reti nazionali, è ancora una tecnologia relativamente giovane e solo negli ultimi anni si stanno redigendo le conclusioni delle campagne sperimentali svolte in un arco temporale che può essere significativo, spesso anche nell'ordine della decina di anni. Un altro motivo che rende questa ricerca difficoltosa è da ritrovarsi nel fatto che le campagne sperimentali da cui vengono ricavati questi dati spesso tengono privati e segreti i valori dei tempi medi di guasto. Mentre di più semplice fruizione sono i valori di tasso di guasto riferite unicamente ai singoli componenti elettrici ed elettronici. Questi infatti possono venire estratti dalla normativa militare americana MIL-HDBK-217F_NOTICE-2, in cui viene fornito un valore base da moltiplicare a fattori correttivi che tengono conto dei fattori ambientali, fattori operativi e qualità del componente. Fatte queste premesse, lo scopo di questo capitolo consiste innanzitutto nel trovare il valore minimo e massimo, nonché medio, dei valori di tassi di guasto per ogni componente col primo approccio e dopodiché calcolare i tassi di guasto attraverso l'utilizzo della normativa MIL; a questo punto sarà interessante fare un confronto tra il valore medio trovato dopo l'elaborazione dei dati e l'utilizzo della normativa MIL, al fine di comprendere se l'approccio più semplice può essere comunque affidabile e consistente per

valutare preventivamente la frequenza con cui ogni componente elettrico ed elettronico all'interno di un impianto fotovoltaico si guasta; oppure se si rilevano scostamenti importanti rispetto alle campagne sperimentali che sono state svolte, e indicarne i motivi; o ancora se i valori calcolati attraverso la normativa siano così discostanti da non poter essere utilizzati per i componenti presenti all'interno di impianti fotovoltaici di media-grande potenza.

3.3.1 Tassi di guasto da campagne sperimentali

COMPONENTI	LETTERATURA (FAILURE RATE [$10^{-6} h^{-1}$])								
PANNELLI	0,0046 [20]	0,015 [12]	0,015 [13]	1,4 [15]	3,2 [16]	4,6 [11]	24 [21]	26 [14]	
CONNETTORI (COPPIE)	0,00024 [23]	0,0002 [19]	0,0002 [22]	0,45 [20]					
DIODO DI BLOCCO	0,31 [17]	0,31 [23]	0,31 [22]	0,68 [20]	3,5 [15]	5,4 [16]			
FUSIBILI	0,217 [24]	0,313 [9]							
SEZIONATORE DC	0,2 [12]	0,2 [19]	0,2 [22]	0,7 [20]					
INVERTER	7,6 [15]	11 [11]	13 [16]	20 [14]	27 [18]	40 [23]	40 [19]	57 [21]	180 [20]
AUTOMATICO AC	0,4 [20]	5,7 [12]	5,7 [19]						
DIFFERENZIALE	0,23 [20]	5,7 [19]	5,7 [17]	5,7 [22]					
SEZIONATORE AC	0,034 [22]	0,034 [13]	0,034 [19]	0,7 [20]					

Tabella 6: Raccolta bibliografica dei tassi di guasto

Alla luce dei valori sopra elencati, si nota come i valori tra il minimo ed il massimo nel caso di alcuni componenti siano molto divergenti. Quindi si è scelto di procedere con l'analisi computando tutti e solo quei valori che fossero più attinenti e affini alla tecnologia dei singoli

componenti dei 14 impianti sperimentali analizzati e trascurando quei valori che presentano eccezionalità rispetto ai valori medi. A titolo d'esempio per gli impianti fotovoltaici sono stati presi in considerazione solamente i valori degli impianti che utilizzavano pannelli fotovoltaici policristallini. Aumentando in tal modo la correlazione dei dati e perciò la validità degli stessi.

Nella tabella successiva i valori di tasso di guasto vengono tutti uniformati all'unità di misura [1/y], considerato 8,5 ore di tempo medio all'anno di funzionamento al giorno dell'impianto, valore che in letteratura si è consueti utilizzare e che trova riscontro con la media giornaliera delle ore di effettiva irradiazione di tutti i 14 impianti analizzati in 4 anni di misurazioni. A questo punto sono stati presi il valore minimo, il valore massimo e il valore mediano per il tasso di guasto. La scelta di prendere il valore mediano per il tasso di guasto, e non quello medio, è dovuto al fatto che è stato riscontrato come questa scelta diminuisce le incertezze dei dati raccolti per i sotto assemblaggi [8]

COMPONENTI	λ , min (10^{-7} FAILS/y)	λ , valore mediano (10^{-7} FAILS/Y)	λ , max (10^{-7} FAILS/y)
PANNELLI	143	465	465
CONNETTORI (COPPIE)	7	7	13.961
DIODO DI BLOCCO	9.618	15.357	167.535
FUSIBILI	6.732	9.711	9.711
SEZIONATORE DC	6.205	6.205	21.718
INVERTER	235.790	837.675	5.584.500
INT. AUTOMATICO AC	12.410	176.843	176.843
DIFFERENZIALE	7.136	176.843	176.843
SEZIONATORE AC	1.055	1.055	21.718

Tabella 7: Range dei tassi di guasto da letteratura

Nella tabella sopra sono stati riportati appunto i valori di tasso di guasto per ogni componente, minimi, medi e massimi. La unità di misura utilizzata è $\left(\frac{10^{-7}\text{FAILS}}{y}\right)$. Osservando la tabella ciò che più salta all'occhio è la forte differenza tra la frequenza di guasto di alcuni componenti, ad esempio tra i connettori e l'inverter. Tutta questa divergenza trova motivo nel fatto che più complesso è il componente e più è frequente che si guasti.

3.3.2 Tassi di guasto da normativa MIL

Nella normativa militare americana MIL-HDBK-217F_NOTICE-2, pubblicata dal Dipartimento della Difesa americano, sono descritti i valori per poter calcolare il tasso di guasto di quasi la totalità degli elementi elettrici ed elettronici e il metodo da applicare per computarli. Sono stati presi in considerazione gli stessi componenti conteggiati nelle tabelle 3,4 e 5, ovvero i componenti standard che costituiscono un sistema fotovoltaico, eccetto i pannelli fotovoltaici che non sono presenti nella normativa MIL.

Il tasso di guasto oltre che essere una proprietà intrinseca del componente dipende anche da altri parametri, condizioni non ottimali o un ambiente più umido piuttosto che secco influenza il tasso di guasto del componente elettronico. I parametri che influiscono nella valutazione del tasso di guasto sono: temperatura di operazione, qualità degli elementi, ambiente di utilizzo, tipo di utilizzo, tipo di contatto, stress elettrico ecc.

Saranno in seguito presentati i calcoli e i riferimenti per l'elaborazione del tasso di guasto dei vari componenti, esclusi appunto i pannelli fotovoltaici.

- Connettori

Il failure rate per i connettori è pari al prodotto dei due parametri:

$$\lambda_{CON} = \lambda_b * \pi_E$$

Connettori	Applicazione	Ambiente π_E
Parametro	Clip termination	Non coperto
Coefficiente	0,00012	7

Tabella 8: Coefficienti MIL connettori

$$\lambda_{CON} = 0,00024 \left[\frac{\text{guasti}}{10^6 \text{ore}} \right]$$

- Diodo di blocco

Il tasso di guasto del diodo di blocco è calcolato usando la formula da normativa americana:

$$\lambda_{DB} = \lambda_b * \pi_T \pi_S \pi_E \pi_C \pi_Q$$

Diodo di Blocco	Applicazione	T [°C]	Stress elettrico	Ambiente	Contatto	Qualità
Parametro	Regolatore voltaggio	35	-	Coperto non condizionato	-	Media
Coefficiente	0,002	1,2	1	6	2	2,4

Tabella 9: Coefficienti MIL diodo di blocco

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

- Fusibile

Per i fusibili si usa la formula seguente, presente nella MIL:

$$\lambda_F = \lambda_b * \pi_E$$

Fusibile	Applicazione	Ambiente
Parametro	Shorting failure	Coperto non condizionato
Coefficiente	0,01	2

Tabella 10: Coefficienti MIL Fusibile

$$\lambda_F = 0,02 \left[\frac{\text{Guasti}}{10^6 \text{ore}} \right]$$

- Interruttori sezionatori DC e AC

Anche per quanto concerne i sezionatori DC e AC ci si riferisce alla normativa MIL. Si utilizza la formula:

$$\lambda_{SDC,SAC} = \lambda_b \pi_L \pi_E \pi_C \pi_Q$$

Sezionatori DC e AC	Tipo	Stress elettrico	Ambiente	Contatto	Qualità
Parametro	Rotativo a leva	-	Coperto non condizionato	-	Media
Coefficiente	0,11	1,15	3	1	1

Tabella 11: Coefficienti MIL sezionatori

$$\lambda_{SDC,SAC} = 0,3795 \left[\frac{\text{Guasti}}{10^6 \text{ore}} \right]$$

- Inverter

Per quanto riguarda il tasso di guasto dell'inverter utilizzando la normativa MIL, esso è decisamente più complesso. I tassi di guasto presenti nella normativa MIL infatti si riferiscono

ai singoli componenti. Pertanto, poiché l'inverter è formato da diversi componenti, quali condensatori, induttori, resistori, diodi e MOSFET, dipendenti a loro volta da diversi parametri, il lavoro risulta molto articolato e complesso. In un lavoro del Marzo 2017 viene proprio svolto questo tipo di calcolo [25] e si calcola un valore di tasso di guasto, per un inverter di bassa potenza multi-stringa di media qualità, simile alla tecnologia presente nei 14 impianti qui analizzati, pari a:

$$\gamma_{INV} = 20,71 \left[\frac{\text{Guasti}}{10^6 \text{ ore}} \right]$$

- Interruttore automatico AC e interruttore differenziale

Questi due interruttori appartengono alla stessa categoria all'interno della normativa americana del Dipartimento della Difesa. Viene esposta la formula e i valori da utilizzare:

$$\gamma_{IAC,ID} = \gamma_b * \pi_C * \pi_E * \pi_U * \pi_E$$

Interruttore AC e differenziale	Tipo	Configurazione	Ambiente	Utilizzo	Qualità
Parametro	Magneto-termico	SPST	Coperto non condizionato	Di potenza/ non di potenza	Media
Coefficiente	0,34	1	2	2,5	5

Tabella 12: Coefficienti MIL interruttore automatico e differenziale

$$\gamma_{IAC} = 8,5 \left[\frac{\text{Guasti}}{10^6 \text{ ore}} \right]$$

3.3.3 Confronto tassi di guasto letteratura – MIL

Una volta dopo aver convertito i tassi di guasti estratti utilizzando la normativa MIL nell'unità di misura [guasti/anno], attraverso la considerazione già esposta precedentemente di considerare le ore operative giornaliere pari a 8,5 ore/giorno, si è pronti a fare il confronto con i tassi di guasti medi ricavati dalle diverse campagne sperimentali presenti in letteratura.

COMPONENTI	λ , valore mediano	λ , MIL
	(10 ⁻⁷ FAILS/Y)	(10 ⁻⁷ FAILS/Y)
CONNETTORI (COPPIE)	6,8	7,5
DIODO DI BLOCCO	15.357	2.144
FUSIBILI	9.710	620
SEZIONATORE DC	6.205	11.774
INVERTER	837.675	642.527
INT. AUTOMATICO AC	176.842	263.712
DIFFERENZIALE	176.842	263.712
SEZIONATORE AC	1.054	11.773

Tabella 13: Confronto tra i tassi di guasti medi in letteratura e MIL

Per comprendere meglio la divergenza tra i tassi di guasto, si inserisce qui sotto, nella tabella 14, l'errore percentuale dei tassi di guasto della teoria MIL rispetto ai valori medi calcolati attraverso diverse analisi e campagne sperimentali da letteratura, quindi valori che si reputano attendibili, teorici. Si utilizza perciò la seguente equazione:

$$E_{rel,\%} = \frac{\lambda_{mil} - \lambda_{med}}{\lambda_{med}} \quad (8)$$

COMPONENTI	Errore relativo percentuale
CONNETTORI (COPPIE)	-9%
DIODO DI BLOCCO	86%
FUSIBILI	94%
SEZIONATORE DC	-90%
INVERTER	23%
INT. AUTOMATICO AC	-49%
DIFFERENZIALE	-49%
SEZIONATORE AC	-1016%

Tabella 14: Errore relativo % fra tassi di guasti medi in letteratura e MIL

Dalla tabella appena sopra appare chiaro come i valori di tasso di guasto, fatta eccezione per i connettori per cui un errore del 10% è da ritenersi ancora accettabile, risultino molto discostanti e non accurati e attendibili.

Due sono le motivazioni alla base di tale discordanza tra i valori. La prima è da imputare al fatto che la normativa MIL è molto datata, si parla di una normativa pubblicata nel 1995, quindi più di vent'anni fa. Ciò fa sì che seppur la normativa sia di carattere militare, perciò i componenti presentino un'elevata qualità costruttiva, questo non è sufficiente a controbilanciare valori riferiti a componenti così datati. La seconda motivazione invece risiede nel fatto che i coefficienti da utilizzare per correggere il valore base presente nella normativa

MIL siano limitati e non completamente esaustivi per poter tenere in considerazione le effettive variazioni presenti in ogni sistema in cui i componenti elettronici sono installati. Oltretutto, la normativa MIL non tiene conto della frequenza di utilizzo del componente.

3.4 Implementazione Fault Tree Analysis

L'implementazione dell'albero dei guasti (Fault Tree) consente di calcolare al meglio l'affidabilità e la disponibilità di un sistema. A questo punto dell'analisi diventa necessario, per tanto, precisare le interdipendenze tra i vari componenti così da comprendere come un guasto può propagarsi all'interno del sistema. Utilizzando un "Fault Tree" e lo schema logico associato a questo metodo si ottiene una mappa booleana e la rappresentazione dei collegamenti e delle relazioni degli elementi costituenti l'impianto.

3.4.1 Definizione "Top Event"

La prima cosa da fare per descrivere un'analisi degli alberi degli eventi è individuare il "Top Event", ovvero l'evento radice. Nel presente studio con "guasto" o "fallimento di sistema" non si intende unicamente un'interruzione totale del sistema, ma anche semplicemente un lieve calo di produzione, dovuto al danneggiamento o alla rottura di alcuni elementi, come moduli fotovoltaici, inverter, ecc. Di conseguenza l'interruzione o il calo nella produzione di energia, dovuto alla difettosità di un qualsiasi componente e non al suo deterioramento naturale nel tempo, verrà considerato il Top Event del Fault Tree.

3.4.2 Schema logico

All'interno di un impianto fotovoltaico tutte le parti costitutive sono connesse in serie, quindi considerandole in base all'analisi di affidabilità e di disponibilità ciò significa che se un elemento dovesse fallire, l'intero sistema fallirà, come diretta conseguenza. Una connessione in serie, per quanto concerne l'affidabilità, non costituisce obbligatoriamente una rete di connessione in serie, bensì una rappresentazione dell'effetto diretto che un componente ha, lungo la catena di tutti gli altri componenti, che costituiscono l'intero sistema. È comprensibile dunque che per provocare un calo di produzione è sufficiente che un solo elemento si rompa.

3.4.3 Assunzioni

Risulta utile descrivere e specificare le ipotesi e gli assunti di base per il FTA. Tali assunzioni sono le seguenti:

- Il “*Top Event*” o “evento finale”, cioè l'interruzione o la riduzione nella produzione di energia, nonostante i moduli fotovoltaici continuino ad essere sottoposti a irraggiamento solare, è di tipo booleano. Con questa ipotesi si assume che l'evento o accade o non accade;
- Per semplificazione nello studio non viene considerata la degradazione dei componenti. Tale presa di posizione non dovrebbe gravare eccessivamente sul risultato dell'analisi, poiché già nello studio di fattibilità di un impianto fotovoltaico si tiene in considerazione l'invecchiamento dei componenti e del calo della produzione.
- L'analisi teorica di affidabilità si limita al calcolo della *reliability*, del tasso di guasto totale dell'impianto e quindi del MTTF del sistema stesso. Nello specifico in questa ricerca, poiché sono stati trovati in letteratura anche i valori di MTTR, verrà fatto un approfondimento circa la disponibilità e il tempo di riparazione di ogni impianto. Per tanto, sebbene non vi sia alcuna differenza nel considerare i componenti riparabili o non riparabili per il

calcolo dell'affidabilità, tuttavia, per quanto attiene alla disponibilità, è opportuno fare una distinzione e ricorrere al modello più consono. Il modello che rispecchia di più la casistica reale è il modello che considera tutti i componenti riparabili. Questo complica l'analisi, ma risulta sicuramente più pertinente alla realtà. Si ritiene, infatti, che, quando si guasta uno dei dispositivi elettronici, sia possibile intuirlo grazie a un sistema di telecomunicazione connesso ad ogni stringa e a qualsiasi perturbamento del sistema. Persino la rottura di un singolo fusibile è rilevata dalla centralina e registrata dal centro di controllo;

- Gli eventi di fallimento o di guasto sono considerati indipendenti e non reciprocamente escludenti. Questa assunzione presuppone che gli eventi non siano considerati collegati tra loro e che non ci sia interdipendenza.
- Si dà per scontato che i componenti del sistema fotovoltaico siano stati dimensionati e installati correttamente;
- La λ di fallimento è considerata costante, poiché si prende in esame il periodo di vita utile.

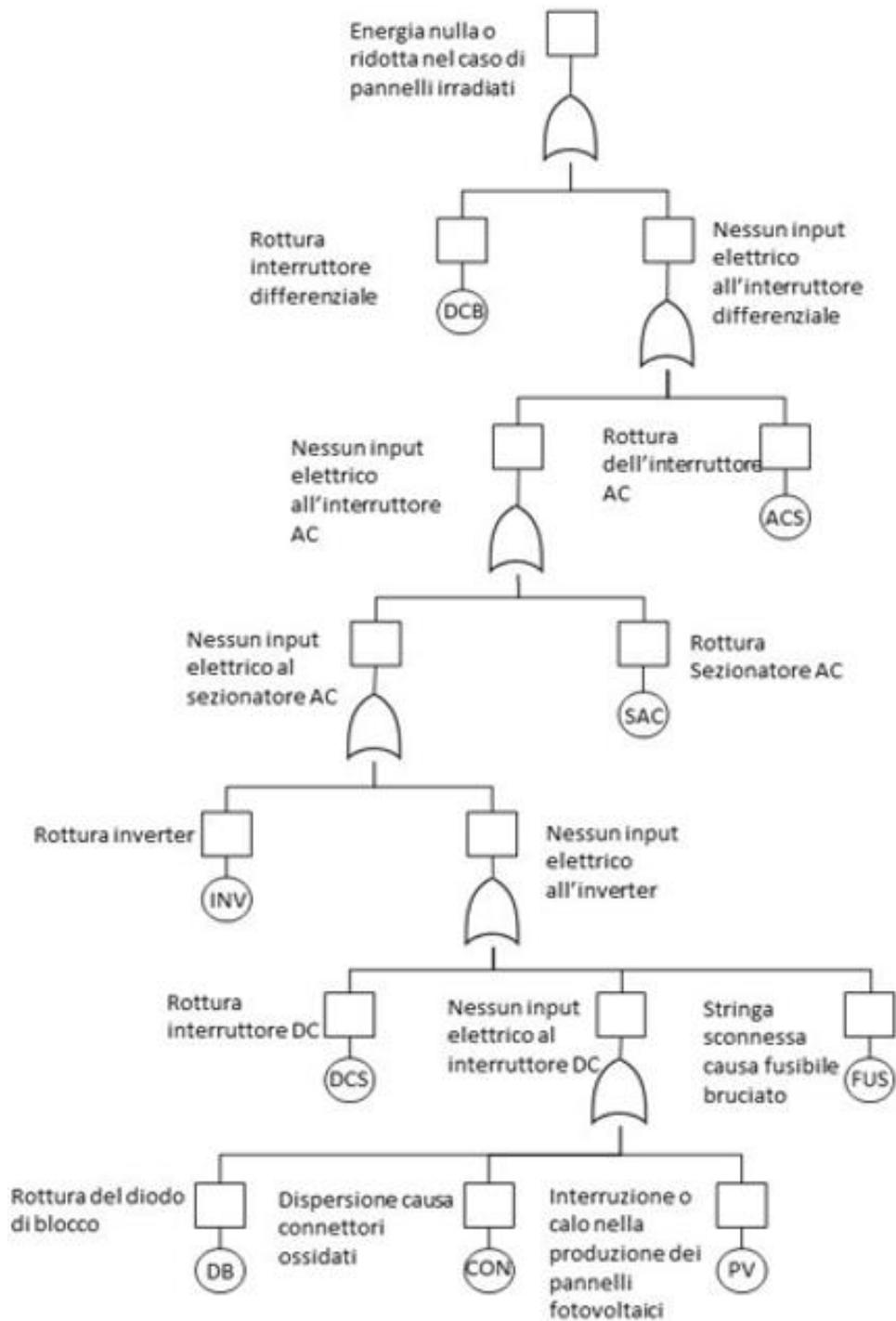


Figura 15: Albero di guasto del modello impiantistico fotovoltaico

Nella figura 15 viene rappresentato dunque l'albero di guasto, che come spiegato nei paragrafi precedenti rappresenta la rete causale collegata all'evento radice. Più specificatamente, descrive quali guasti devono avvenire affinché si verifica una riduzione della produzione di energia. Nei capitoli successivi verrà ripreso meglio questa analisi al fine di valutare l'affidabilità del generico impianto fotovoltaico.

3.4.4 Calcolo Minimal Cut Set

L'albero dei guasti nella figura 15 è utile al fine di produrre un'equazione di probabilità che descriva la frequenza di accadimento del dato evento radice. Per fare ciò bisogna partire da un'espressione booleana. Nella formula seguente viene espressa l'equazione di riferimento da cui partire

$$\begin{aligned} Top_{Event} &= ((PV + CON) + (FUS + DB + DCS) + INV + SAC + ACS + DCB) \\ &= PV + CON + FUS + DB + DCS + INV + SAC + ACS + DCB \end{aligned}$$

La formula sopra indica il Minimal Cut Set (MCS). Esso non è altro che l'equazione di base che indica la più piccola combinazione di eventi che provoca l'avvenimento principale. Da teoria la probabilità di unione dei set minimi è semplicemente:

$$\Pr(TopEvent) = \Pr(E1 + E2 + \dots + E9)$$

Tale espressione può essere elaborata utilizzando il principio dell'inclusione-esclusione come nella formula seguente:

$$\Pr(TopEvent) = [1 - \Pr(E1)][1 - \Pr(E2)] \dots [1 - \Pr(E9)]$$

Giacché $\Pr(TopEvent)$ indica la probabilità di guasto, $1 - \Pr(TopEvent)$ indica l'affidabilità. Dove, l'affidabilità dell'impianto intero è esprimibile attraverso la produttoria dei singoli gruppi di componenti di cui è costituito.

$$R_{TOT} = \prod_{i=1}^N R(E_i)$$

Svolgendo l'espressione si ottiene che la formula da utilizzare per quanto concerne l'affidabilità del sistema è la seguente:

$$R_{TOT} = R(PV) \cdot R(CON) \cdot R(DB) \cdot R(FUS) \cdot R(DCS) \cdot R(INV) \cdot R(SAC) \cdot R(ACS) \cdot R(DCB) \quad (9)$$

3.5 Calcolo affidabilità

Per quanto concerne dunque l'affidabilità, il nostro obiettivo è quello di valutare quale sia l'affidabilità di ogni impianto e di ogni componente utilizzando come modello i 14 impianti del parco fotovoltaico a noi a disposizione e come valori quelli presenti in letteratura. Calcolando in questo modo un range di affidabilità utilizzando il valore minimo e massimo del tasso di guasto trovato per poi successivamente, in un'altra sezione, farne il confronto con l'affidabilità effettiva dei 14 impianti presi in considerazione.

3.5.1 Affidabilità di ogni componente

Come esposto precedentemente, e così come si è consueti utilizzare, per il calcolo dell'affidabilità di ogni componente si è scelto di utilizzare una distribuzione esponenziale, usando l'espressione seguente:

$$R(t) = \exp(-\lambda t) \quad (10)$$

La formula precedente in realtà verrà usata nel modo seguente.

$$R(t) = \exp(-m\lambda t) \quad (11)$$

Cosicché, la formula per l'intero sistema sarà:

$$R(t) = \exp[-(\sum_{i=1}^n m_i \lambda_i t)] \quad (12)$$

Dove m_i è il numero di componenti uguali in un impianto, λ_i è il *failure rate* di ogni elemento, n è il numero totale di diversi gruppi di componenti e t è il tempo considerato. Al fine di avere le unità di misura coerenti, essendo che l'affidabilità si calcola nel range degli anni, nel nostro caso 0, 1, 2, 5 e 10 anni, è necessario convertire il tasso di guasto in [1/y]. La procedura per ottenere tale conversione a partire da [1/h], come in genere viene trovato in letteratura, è già stato esposto nei capitoli precedenti; si sottolinea soltanto che le ore operative quotidiane sono state considerate pari a 8,5 ore medie all'anno. Si tenga in considerazione inoltre che come valore di tasso di guasto è stato preso il valore mediano di tasso di guasto, il quale rappresenta da un punto di vista probabilistico quello più attendibile e significativo.

Nelle tabelle e nei grafici seguenti sono riportati rispettivamente tutti i valori di affidabilità calcolati per i diversi gruppi di componenti. Al fine di rendere significativi questi valori è stata fatta una suddivisione per potenza. Cioè si è scelto di prendere gli impianti di pari potenza, di calcolarne l'affidabilità per ogni componente e di farne una media. Quindi è stata fatta una media rispettivamente per 11 impianti da 1MW, per i 2 impianti da 1,8MW e per il singolo impianto da 4MW, in quanto unico, non è stato possibile fare alcuna media.

ANNI	0	1	2	5	10
PANNELLI PV (1MW)	1	0,82	0,67	0,37	0,14
PANNELLI PV (1,8MW)	1	0,69	0,48	0,16	0,03
PANNELLI PV (4MW)	1	0,44	0,19	0,02	0,0003
CONNETTORI (COPPIE) (1MW)	1	0,99	0,99	0,97	0,94
CONNETTORI (COPPIE) (1,8MW)	1	0,99	0,98	0,95	0,90
CONNETTORI (COPPIE) (4MW)	1	0,98	0,95	0,89	0,79
DIODO DI BLOCCO (1 MW)	1	0,72	0,52	0,19	0,04
DIODO DI BLOCCO (1,8MW)	1	0,52	0,27	0,04	0,00
DIODO DI BLOCCO (4MW)	1	0,26	0,07	0,00	0,00
FUSIBILI (1MW)	1	0,66	0,43	0,12	0,02
FUSIBILI (1,8MW)	1	0,43	0,19	0,02	0,00
FUSIBILI (4MW)	1	0,18	0,03	0,00	0,00
SEZIONATORE DC (1MW)	1	0,99	0,98	0,96	0,92
SEZIONATORE DC (1,8MW)	1	0,84	0,71	0,42	0,18
SEZIONATORE DC (4MW)	1	0,96	0,92	0,81	0,66
INVERTER (1MW)	1	0,80	0,64	0,33	0,11
INVERTER (1,8MW)	1	0,00	0,00	0,00	0,00
INVERTER (4MW)	1	0,37	0,13	0,01	0,00
INT. AUTOMATICO AC (1MW)	1	0,95	0,91	0,79	0,63
INT. AUTOMATICO AC (1,8MW)	1	0,60	0,36	0,08	0,01
INT. AUTOMATICO AC (4MW)	1	0,81	0,65	0,35	0,12
DIFFERENZIALE (1MW)	1	0,95	0,91	0,79	0,63
DIFFERENZIALE (1,8MW)	1	0,60	0,36	0,08	0,01
DIFFERENZIALE (4MW)	1	0,81	0,65	0,35	0,12
SEZIONATORE AC (1MW)	1	1,00	1,00	1,00	1,00
SEZIONATORE AC (1,8MW)	1	1,00	0,99	0,99	0,97
SEZIONATORE AC (4MW)	1	1,00	1,00	0,99	0,99

Tabella 15: Affidabilità per componente, per potenza dell'impianto, negli anni

Quello che si può notare subito dalla tabella 15 è che all'istante iniziale, cioè al tempo 0, l'affidabilità è massima, cioè la probabilità che un componente si rompa è pari a 0.

Ma per poter discutere e dare giustificazione è utile fare uso di grafici. Nei grafici successivi si farà un confronto per comprendere meglio quale sia l'andamento di probabilità che un componente si rompa a trascorrere con gli anni a seconda che esso faccia parte di un impianto da 1MW fino a 4MW.

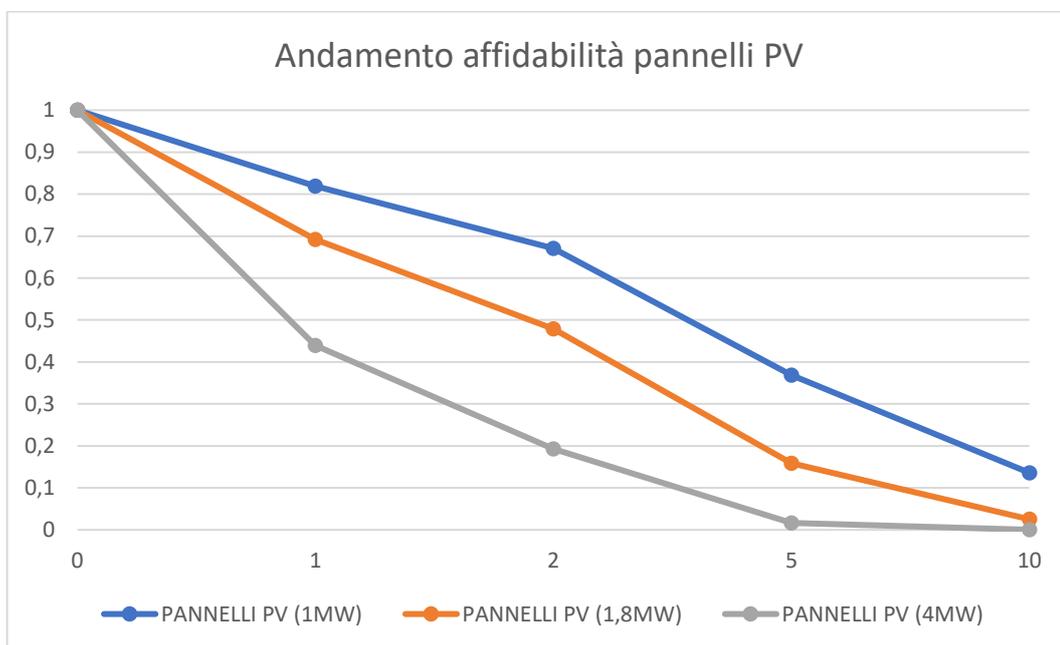


Figura 16: Andamento teorico dell'affidabilità pannelli fotovoltaici per potenza impiantistica

Dal grafico in figura 16, riguardante i pannelli fotovoltaici, si può notare come l'affidabilità decresca col tempo, tanto più velocemente quanto maggiore è la potenza dell'impianto. Questo è dovuto al fatto che essendo il tasso di guasto costante per ogni singolo pannello fotovoltaico, installato in ogni tipo di impianto, poiché la tecnologia del pannello è la medesima, l'affidabilità dell'insieme dei pannelli fotovoltaici è funzione della quantità di pannelli fotovoltaici installati

in ciascun sistema. Quindi la probabilità che un pannello si rompa in un dato tempo t è maggiore nell'impianto da 4 MW rispetto a un impianto di minore potenza poiché in esso sono installati più moduli fotovoltaici. Inoltre, si può notare come dopo 10 anni la probabilità che un pannello fotovoltaico si rompa è quasi una certezza per ogni tipo di sistema.

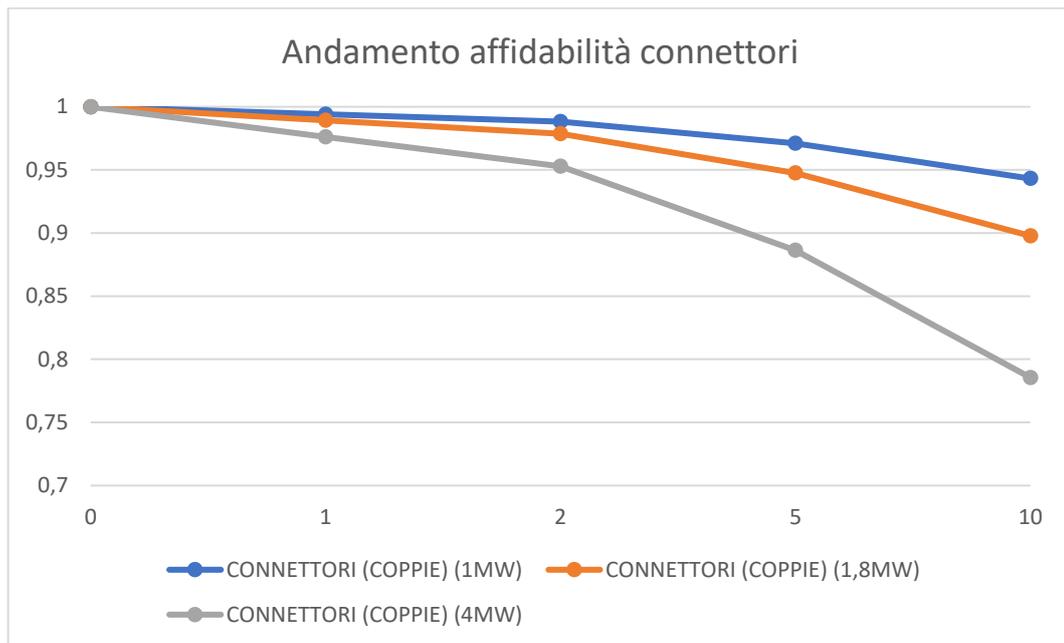


Figura 17: Andamento teorico dell'affidabilità connettori per potenza impiantistica

Per quanto riguarda i connettori si noti che nonostante essi siano presenti in gran numero, in numero pari al doppio dei pannelli fotovoltaici (si consulti la tabella dove è stato effettuato il conteggio dei componenti), l'affidabilità decresce molto meno velocemente nel tempo. Infatti, nelle diverse campagne sperimentali è stato riscontrato un valore di tasso di guasto molto basso che rendono le coppie di connettori molto affidabili nel tempo. Si anticipa però che tale affidabilità è riferita a condizioni di ambiente e di messa in opera ottimali, giacché l'umidità

può avere un effetto determinante nella frequenza con cui i connettori si possono guastare. Lo si vedrà chiaramente quando passeremo ad analizzare gli impianti sperimentali in dotazione.

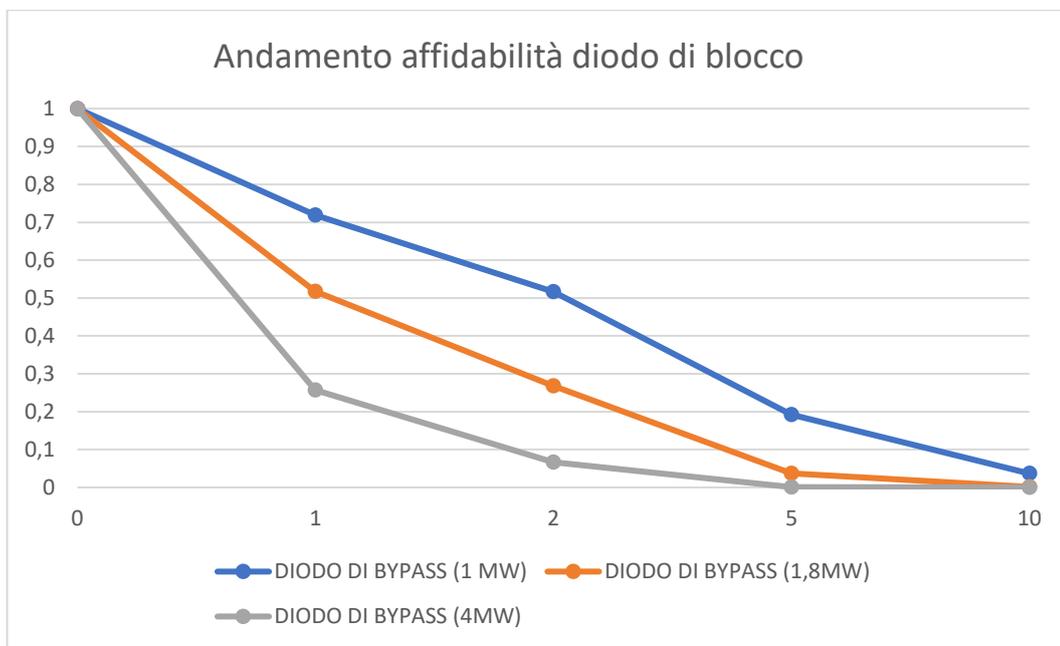


Figura 18: Andamento teorico dell'affidabilità diodo di blocco per potenza impiantistica

Dalla figura 18, riguardante i diodi di blocco, si può notare come l'andamento dell'affidabilità sia molto simile a quello dei pannelli fotovoltaici, seppur presentino una decrescita più rapida, soprattutto quando si confrontano i due impianti di maggiore potenza. Il motivo di questa differenza di andamento della pendenza risiede nel fatto che i diodi di blocco, seppur presenti in minor numero, presentino un tasso di guasto di circa 30 volte maggiore. Specificato che anche questo dato andrebbe contestualizzato sicché se i pannelli fotovoltaici fossero installati in una zona in cui le condizioni atmosferiche sono molto impervie, è prevedibile che il tasso di guasto degli stessi cresca esponenzialmente a differenza dei diodi di blocco che presenteranno un tasso di guasto pressoché immutato poiché ben protetti all'interno delle scatole di giunzione.

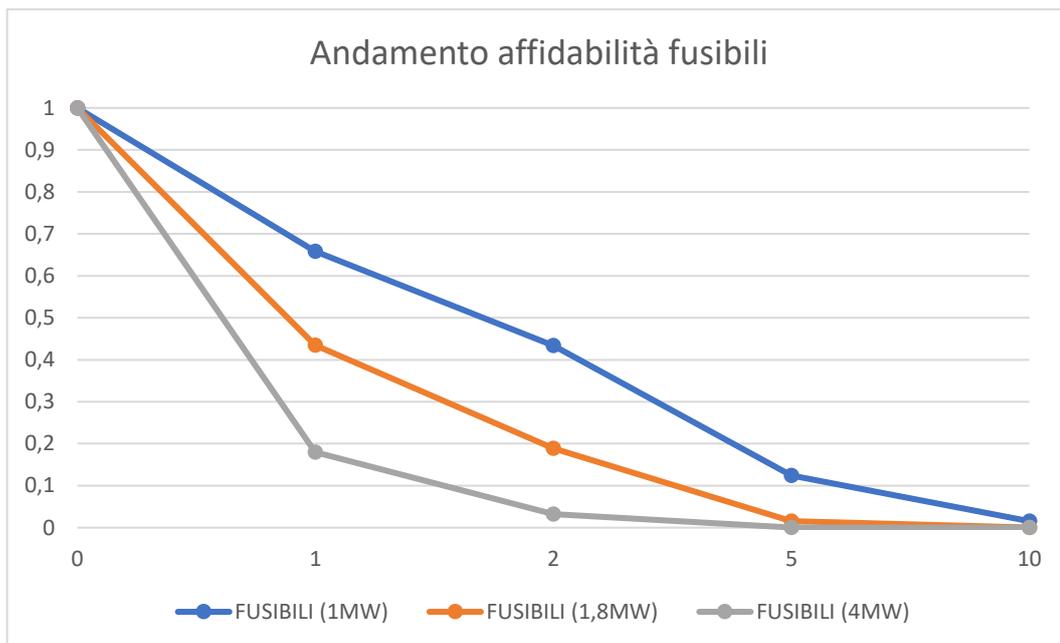


Figura 19: Andamento teorico dell'affidabilità fusibili per potenza impiantistica

L'andamento dell'affidabilità dei fusibili, così come riportato in figura 19, presentano una tendenza molto simile a quella dei diodi di blocco poiché essendo i fusibili presenti in doppio numero rispetto ai diodi di blocco presentano altresì un tasso di guasto che equivale mediamente alla metà. Si faccia caso però che stabilire l'effettivo tasso di guasto di un fusibile, soprattutto in un impianto fotovoltaico dove le correnti sono molto variabili, è un'impresa tutt'altro che banale. Ricordiamo come i fusibili servono a evitare che i cavi di stringa si rovinino a causa di una sovracorrente; per evitare ciò, nel momento in cui una sovracorrente oltre ad una certa potenza passa attraverso la linea in cavo, il conduttore all'interno del fusibile si scalda per effetto joule e si rompe. Quindi nel momento in cui il fusibile si rompe, esso sta svolgendo correttamente la sua funzione; per questo è difficile capire se si sia rotto perché guasto o perché semplicemente abbia compiuto correttamente la sua funzione. Infatti, anche in letteratura, è difficile trovare valori di tasso di guasto riguardanti i fusibili e spesso nel descrivere uno schema semplificato essi vengono omessi considerando che la loro rottura sia dovuta praticamente sempre ad un effettivo buon funzionamento del dispositivo. Ma come si noterà con l'analisi

sperimentale descritta nei capitoli successivi, a volte i fusibili si potranno rompere anche a causa di un sottodimensionamento degli stessi o per via della sovratemperatura presente nella scatola di giunzione che porta ad una rottura dei fusibili molto più frequente del previsto. Per tale motivo è stato scelto di tenerli in considerazione nell'analisi.

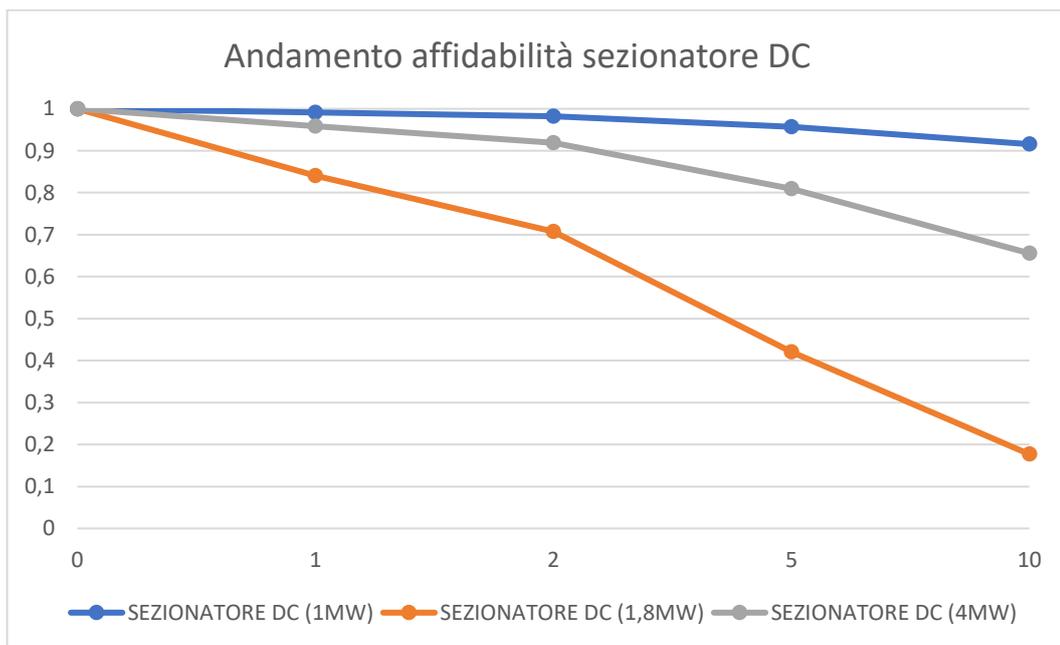


Figura 20: Andamento teorico dell'affidabilità sezionatore DC per potenza impiantistica

I sezionatori DC, figura 20, presentano un ottimo comportamento dell'affidabilità per potenza inferiore a 1 MW. I sezionatori presentano, infatti, un tasso di guasto molto basso dovuto al fatto che sono sì interruttori, ma non presentano parti elettroniche, si azionano manualmente in modo meccanico. Per quanto riguarda gli impianti da 4 MW si nota come il numero di componenti incide, in ogni caso, in modo significativo così che l'affidabilità dopo 10 anni scende fino ad un valore di circa il 60%. Ma il dato più particolare, in controtendenza rispetto ai componenti analizzati sinora, è evidenziato dalla tipologia di impianto da 1,8 MW. Si nota,

infatti, come l'impianto medio da 1,8 MW presenti una decrescita molto più marcata rispetto all'impianto da 4 MW. Questo poiché in tal caso è la tecnologia di design utilizzata nell'impianto da 1,8 MW che fa la differenza. Ricordiamo infatti che i due impianti da 1,8MW presenta tecnologia differente rispetto agli altri impianti poiché utilizza una rete più capillare di inverter. Questo influisce sulla necessità di installare più interruttori sezionatori DC per la sicurezza di ogni tratto di cavo che è in ingresso ad ogni inverter. In questo modo si capisce come, per valutare l'affidabilità di un gruppo di componenti all'interno di un sistema, non sia sufficiente fare una discrezione in base alla potenza dell'impianto, ma di fondamentale importanza è valutare la tecnologia adottata e il modo in cui l'impianto è stato costruito.

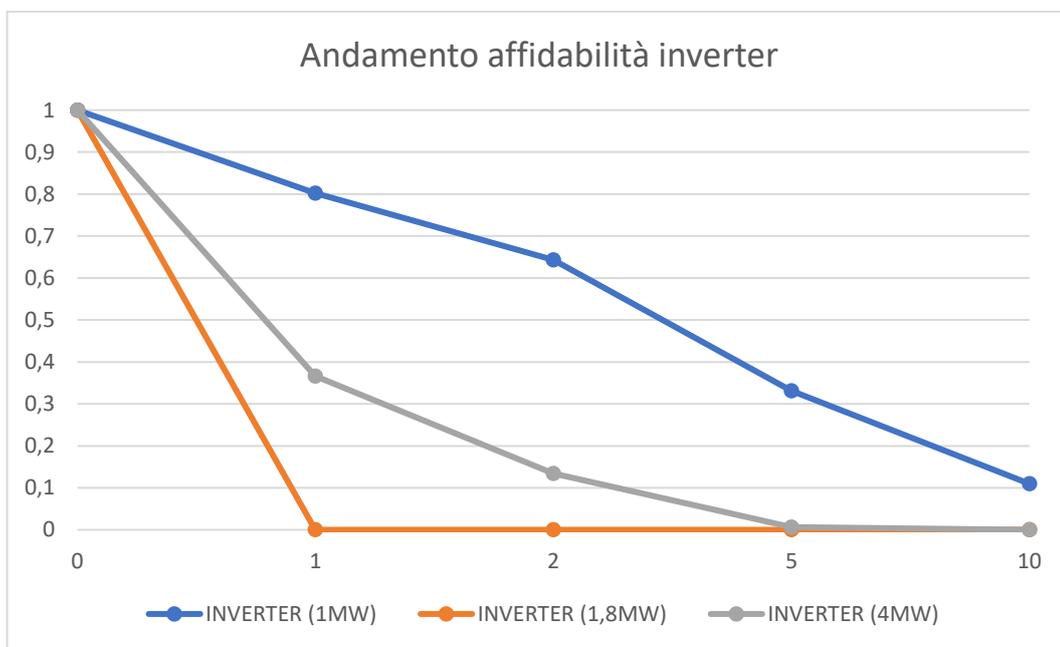


Figura 21: Andamento teorico dell'affidabilità inverter per potenza impiantistica

Il discorso fatto per i sezionatori DC risulta ancora più evidente per gli inverter, figura soprastante. Qui si nota in modo lampante come gli impianti da 1MW che presentano una scelta

impiantistica di 2 o 3 inverter per tutta la totalità della potenza da convertire in AC, abbiano una affidabilità decisamente molto più alta. E benché gli impianti da 4MW presentino un'affidabilità ancora minore, è drastico il calo dell'affidabilità per quanto riguarda gli inverter installati negli impianti da 1,8 MW, i quali hanno singolarmente una potenza di 4,2kW. Praticamente dopo un anno si ha la quasi certezza che almeno un inverter si rompa; risiede una probabilità minore che un inverter all'interno di un impianto da 1MW si rompa dopo 10 anni. Questo risultato è notevole e viene da interrogarsi sul perché si scelga di utilizzare così tanti inverter (nell'impianto P12 da 1,8 MW ne sono installati addirittura più di 400) piuttosto che scegliere di installarne 3 o 4. È evidente che un certo vantaggio sia presente, altrimenti non si prenderebbe in considerazione tale scelta. Il vantaggio è da ricercarsi in più punti; innanzitutto se l'impianto è ad inseguimento solare è una possibilità impiantistica quella di utilizzare un inverter multi-stringa per riuscire ad ottimizzare il punto di massima potenza (MPP) di ogni gruppo di stringhe al fine di incrementare l'efficienza di conversione DC/AC [26]; questo è il caso dell'impianto P12 in cui si è deciso di investire di più, e di incrementare i costi legati alla manutenibilità (maggior numero di componenti, maggior numero di interventi saranno necessari) al fine di incrementare le performance. Questa scelta non è così sconsigliata, tutt'altro, giacché un impianto ad inseguimento può presentare un aumento di produttività anche superiore al 30% a parità di pannelli fotovoltaici installati [26]. Un altro dato da tenere in considerazione è che utilizzare un numero considerevole di inverter significa altresì utilizzare inverter di bassa potenza; rispetto ad utilizzare inverter ad alta potenza questo si traduce in una minore difficoltà a sostituire l'inverter guasto qualora questo richieda molto tempo per la riparazione. Per esempio, se un inverter di bassa potenza si guasta in modo grave ed è necessario l'intervento della casa madre per ripararlo, cioè di tecnici specializzati, è possibile nel frattempo prendere l'inverter guasto e sostituirlo con un altro simile presente in magazzino. A differenza, appunto, di un inverter grande, il quale non può venire sostituito in modo celere dato che esso è di mole notevolmente più grande e connesso a più cavi. In aggiunta un inverter di grande dimensione è asservito a molte stringhe e quindi rimanere una settimana con l'inverter fermo può significare avere solo metà impianto funzionante per quel lasso di tempo. Oltretutto un inverter di piccola potenza, data la minor complessità e quantità di componenti risulta più facile da riparare sicché più semplice è identificare il guasto effettivo. Ma queste saranno analisi che

approfondiremo quando tratteremo e analizzeremo anche i tempi di riparazione effettivi degli impianti in analisi.

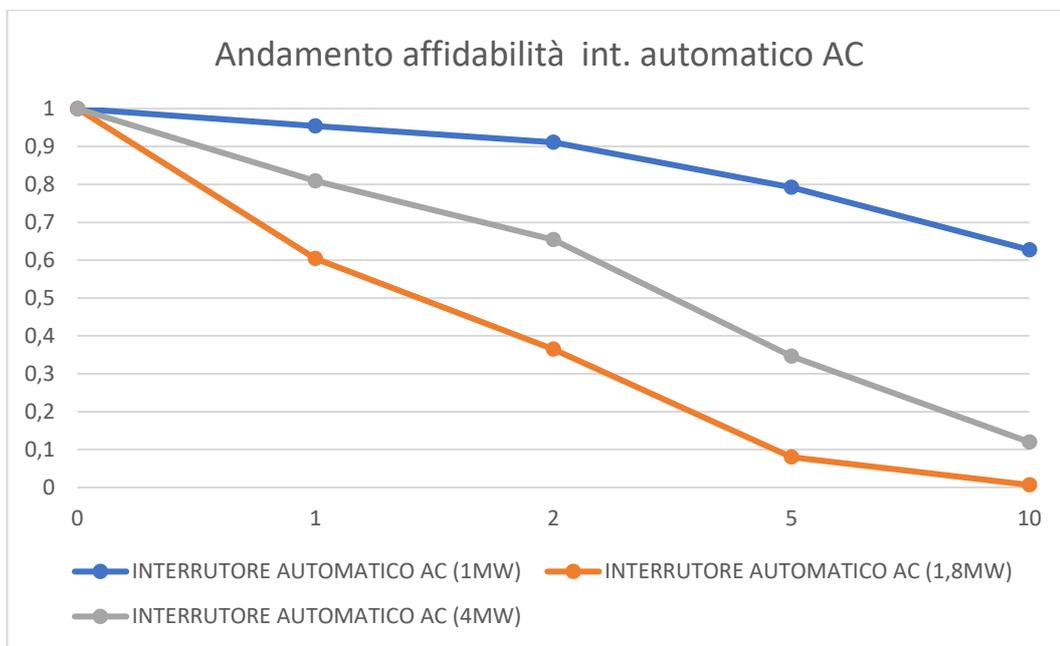


Figura 22: Andamento teorico dell'affidabilità int. automatico AC per potenza impiantistica

Per quanto riguarda gli interruttori automatici AC si evidenzia la medesima tendenza riscontrata per i sezionatori DC. Con la differenza, come anticipato, che essendo questi interruttori asserviti ad un automatismo, quindi a componenti elettrici, presentano un tasso di guasto maggiore e dopo 10 anni si ha quasi la certezza in un impianto con molti inverter che esso si possa rompere almeno una volta

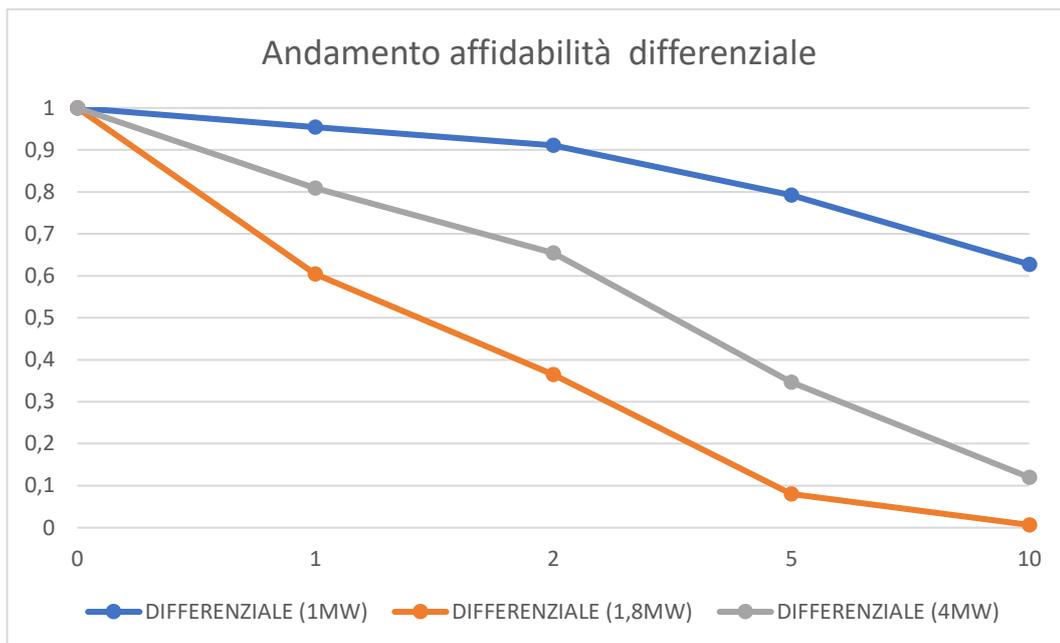


Figura 23: Andamento teorico dell'affidabilità differenziale per potenza impiantistica

L'interruttore differenziale ha un grafico quasi identico a quello dell'interruttore automatico giacché in letteratura si asserisce che la frequenza di guasto dell'interruttore automatico sia approssimabile a quella dell'interruttore differenziale [8]. Oltretutto in un impianto fotovoltaico spesso si riscontra che per ogni interruttore automatico AC corrisponda un interruttore differenziale. In questo modo si rende chiaro il motivo per cui i due grafici siano praticamente sovrapponibili.

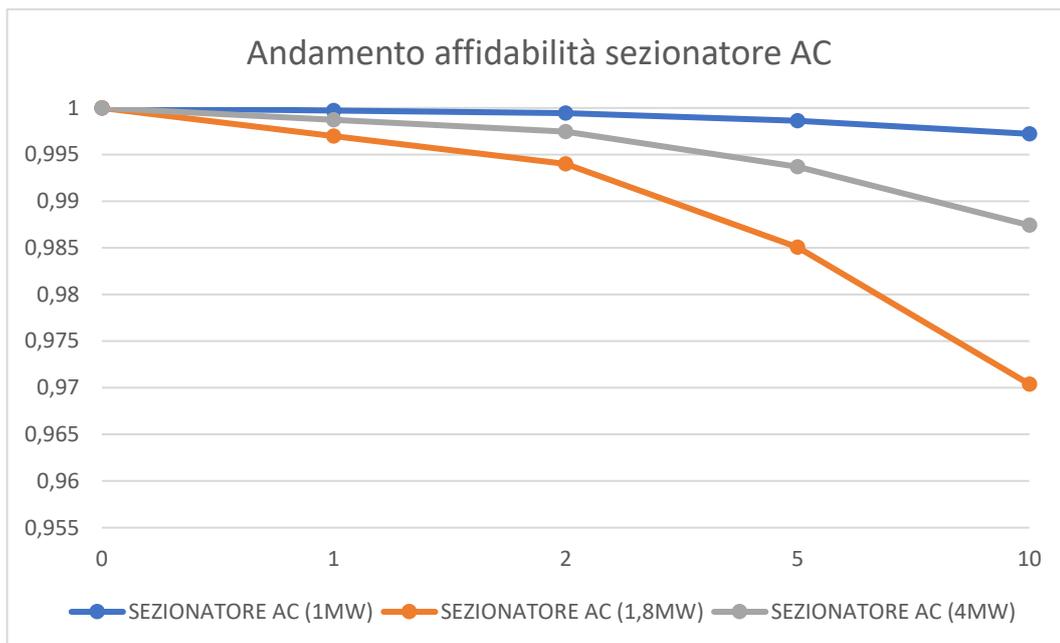


Figura 24: Andamento teorico dell'affidabilità sezionatore AC per potenza impiantistica

I sezionatori AC in un impianto fotovoltaico si dimostrano essere, riferendosi ai tassi di guasto trovati da letteratura, i componenti che presentano la maggior affidabilità assoluta. Ciò che è da comprendere è come mai risiede così tanta differenza di affidabilità rispetto ai sezionatori DC. Il motivo va ritrovato nel fatto che i sezionatori DC sono in numero maggiore rispetto ai sezionatori AC, infatti i sezionatori AC sono asserviti spesso a minori linee in cavo, cioè pari alle linee uscenti dall'inverter. Mentre troviamo sezionatori DC in ogni cabina di giunzione.

3.5.2 Affidabilità di ogni impianto

Attraverso l'equazione (11) è chiaro che il prodotto dell'affidabilità di tutti i gruppi di componenti risulta essere l'affidabilità totale dell'impianto. Anche qui si è scelto di fare una media dell'affidabilità degli impianti per le tre categorie di potenza e di valutarne pertanto l'affidabilità utilizzando il valore mediano di tasso di guasto calcolato in precedenza.

Tale calcolo è stato applicato su intervalli di tempo di 6 mesi. Fino ad arrivare a 5 anni, anno dal quale si può considerare non rilevante continuare con l'analisi di affidabilità poiché i valori sono così bassi che si ha praticamente la certezza assoluta che l'impianto abbia avuto almeno un guasto.

Motivo di questa analisi è essenzialmente quello di investigare quale sia l'andamento di affidabilità per ogni impianto al variare della potenza, evidenziando quale siano i fattori chiave che determinano una decrescita più rapida o più lenta dell'affidabilità.

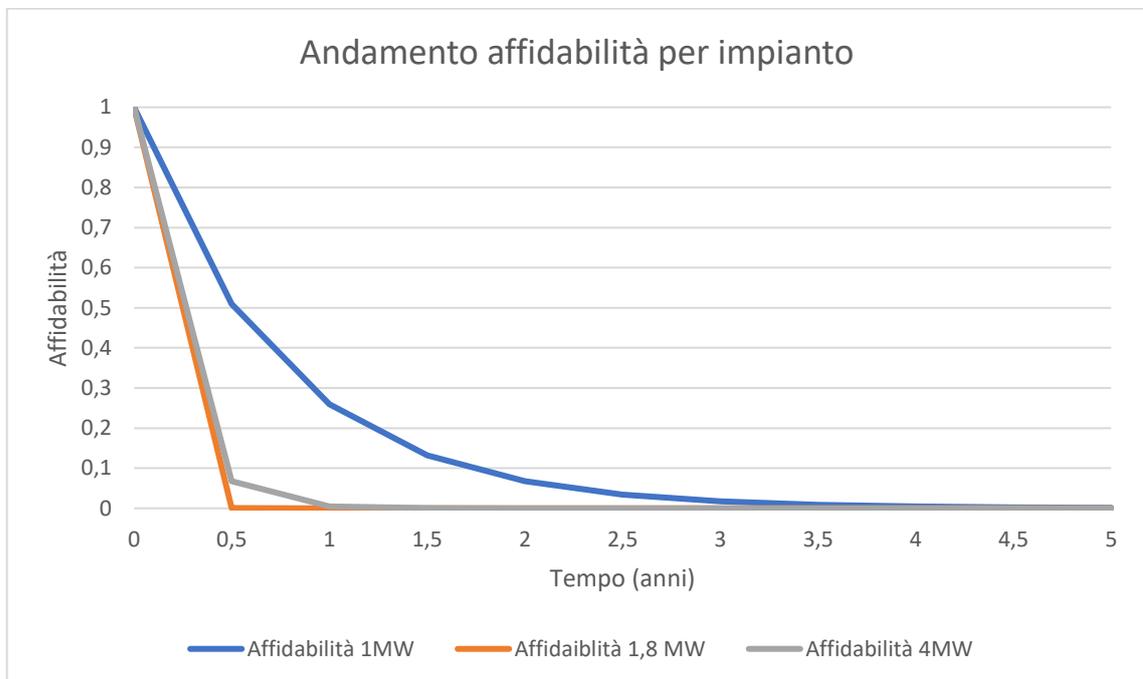


Figura 25: Andamento dell'affidabilità per impianti di diversa potenza

Nel grafico soprastante, in cui impianti nel loro complesso vengono analizzati, si nota come un impianto da 1MW sia decisamente più affidabile rispetto agli impianti da 1,8MW e 4MW. I motivi sono da attribuire a ciò che è stato argomentato nel capitolo precedente, in cui si è presa

l'affidabilità di ogni componente e si è comparata per ognuno dei tre range di potenza. In sostanza quindi il grafico rappresenta una sintesi di ciò detto nel sotto-capitolo 3.5.1.

3.5.3 Tempo medio di guasto per impianto

Per conoscere l'affidabilità totale di un sistema inoltre si può far uso di un parametro molto interessante che è il tasso di guasto totale dell'impianto. Esso è calcolato attraverso il failure rate dei componenti per il numero di componenti.

$$\lambda = \sum_{i=1}^n m_i \lambda_i \quad (13)$$

Dove m_i è il numero di componenti e λ_i il tasso di guasto associato a quel gruppo di componenti. Come è già stato evidenziato, è stato considerato che l'impianto funzioni correttamente e produca energia, per una media di 8,5 ore giornaliere. I valori di minimo, massimo e valore medio del tasso di guasto, espresso come numero di guasti complessivi a cui ogni impianto è sottoposto, sono espressi nella seguente tabella e per maggiore chiarezza la tabella è formattata in modo tale da evidenziare quali sono gli impianti che presentano i tassi di guasto minori da un punto di vista previsionale utilizzando il modello descritto sinora e quali gli impianti che hanno una frequenza di guasto maggiore.

IMPIANTI	λ , min (guasti/anno)	λ , medio (guasti/anno)	λ , max (guasti/anno)
P1	0,67	1,35	18,50
P2	11,53	38,39	270,32
P3	4,32	14,46	105,54
P4	2,67	5,39	74,02
P5	0,64	1,31	17,89
P6	0,66	1,33	17,97
P7	0,65	1,33	18,20
P8	0,65	1,32	17,97
P9	0,62	1,20	17,45
P10	0,58	1,13	16,24
P11	0,63	1,21	17,60
P12	0,63	1,21	17,60
P13	0,65	1,32	18,04
P14	0,65	1,33	18,20

Tabella 16: Range del MTTF teorico per ogni impianto

La tabella soprastante, dove viene indicato il tempo medio di guasto per i valori minimi, medi e massima trovati in letteratura, indica qualcosa di peculiare. Infatti, osservando la prima colonna e la terza colonna si nota una disparità notevole tra le frequenze con cui i guasti avvengono in un anno. Si può notare, ad esempio, per l'impianto P1 e gli impianti da P5 a P14 (cioè quelli con potenza nominale di 1MW) come si possa passare dall'aver in modo previsionale circa 2 guasti all'anno (per il valore più ottimistico di tasso di guasto per componente da letteratura) fino ad addirittura un guasto ogni circa 20 giorni (nel caso in cui si prenda per tutti i componenti il tasso di guasto più gravoso trovato in letteratura). E ricordiamo che i tassi di guasto dei componenti sono stati scremati in modo tale rimanere attinenti con la

tecnologia utilizzata. Come possono essere giustificate tali fluttuazioni? Si possono trovare vari fattori che incidono ma quello che certamente è maggiormente determinante lo si può indagare calcolando, a partire dalla formula [del tasso di guasto per impianto] quale sia il fattore che incide di più. Per fare questo si prenderà ancora la media degli impianti da 1 MW, in modo da avere valori molto significativi con la potenza considerata, l'impianto da 4MW e, in modo da avere un confronto con una tecnologia differente, si prenderà anche l'impianto da 1,8MW, unicamente quello ad inseguimento.

COMPONENTI	1 MW	1,8 MW	4 MW
PANNELLI	15,1%	1,0%	15,3%
CONNETTORI (COPPIE)	0,4%	0,0%	0,4%
DIODO DI BLOCCO	24,9%	1,8%	25,2%
FUSIBILI	31,5%	2,3%	31,8%
INTERRUTTORE SEZIONATORE DC	0,7%	0,7%	0,8%
INVERTER	19,2%	92,9%	18,6%
INTERRUTTORE AUTOMATICO AC	4,0%	0,6%	3,9%
DIFFERENZIALE	4,0%	0,6%	3,9%
INTERRUTTORE SEZIONATORE AC	0,0%	0,0%	0,0%

Tabella 17: Peso percentuale dei componenti che incidono sul MTTF teorico di ogni impianto

Dalla tabella 17 si evidenzia innanzitutto che negli impianti da 1MW e nell'impianto da 4MW i diversi componenti incidono in modo molto simile sul tasso di guasto complessivo di tutto l'impianto. Questo fatto trova spiegazione considerando che entrambi gli impianti utilizzano una tecnologia molto simile, cioè inverter centralizzati che sono asserviti in proporzione allo stesso numero di stringhe. In questo modo l'impianto da 4 MW può essere considerato come

un impianto da 1MW che è stato ingrandito mantenendo inalterate le proporzioni. Attraverso il grafico successivo, si vedrà in modo più chiaro la composizione percentuale per ogni impianto.

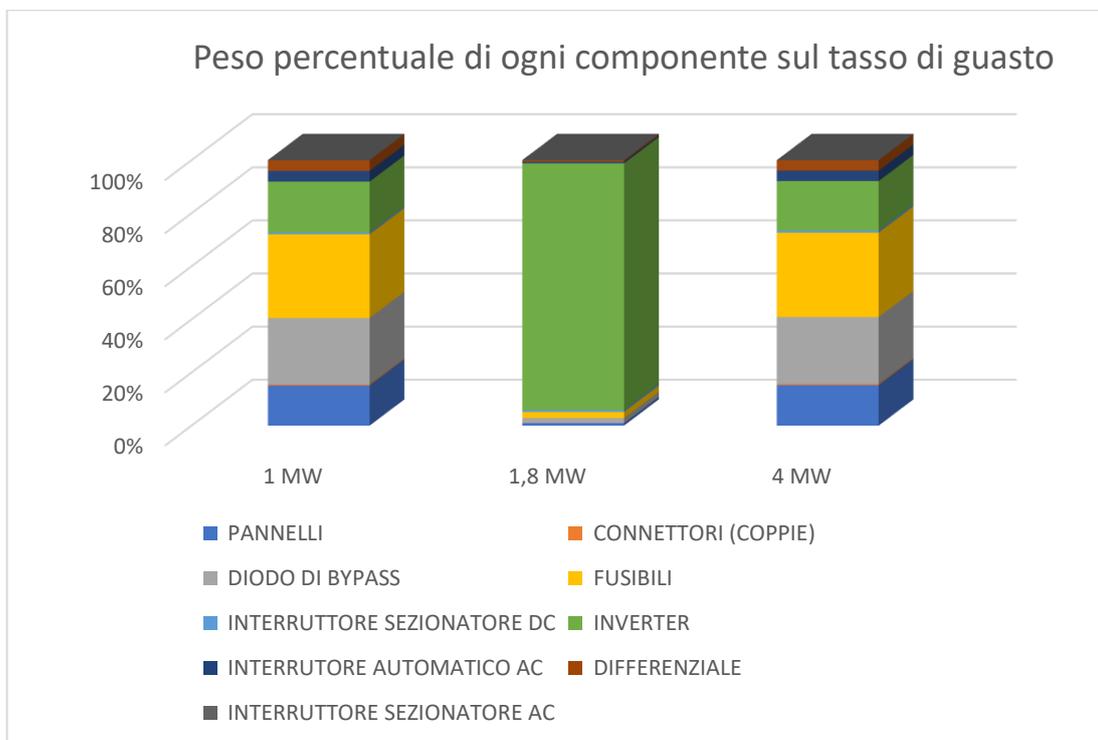


Figura 26: Rappresentazione grafica del peso percentuale di ogni gruppo di componenti sul MTTF teorico

Dalla figura 26, quindi, è possibile notare come per l'impianto da 1 MW di potenza nominale, analogamente all'impianto da 4MW, sono 4 i gruppi di componenti che pesano di più sul tasso di guasto dell'intero impianto, in ordine: fusibili, diodi di blocco, inverter e pannelli fotovoltaici. La causa che rende questi componenti i principali protagonisti della frequenza di guasto dell'impianto da 1 MW e 4 MW è da attribuire al numero elevato di componenti e per quanto riguarda gli inverter, che sono presenti in poche unità, all'elevato tasso di guasto che li contraddistingue.

Notevole, invece, per l'impianto da 1,8 MW a inseguimento il contributo dell'inverter. Sostanzialmente il 90% delle volte che l'impianto risulta in manutenzione è previsto sia causato dal guasto di un inverter. Questo risultato fa intendere quanto sia importante ottimizzare al massimo la velocità di riparazione degli inverter in modo tale da minimizzare le perdite energetiche. Si può dire che esso sia il fulcro di una buona organizzazione di manutenibilità per gli impianti con inverter multi-stringa di bassa potenza.

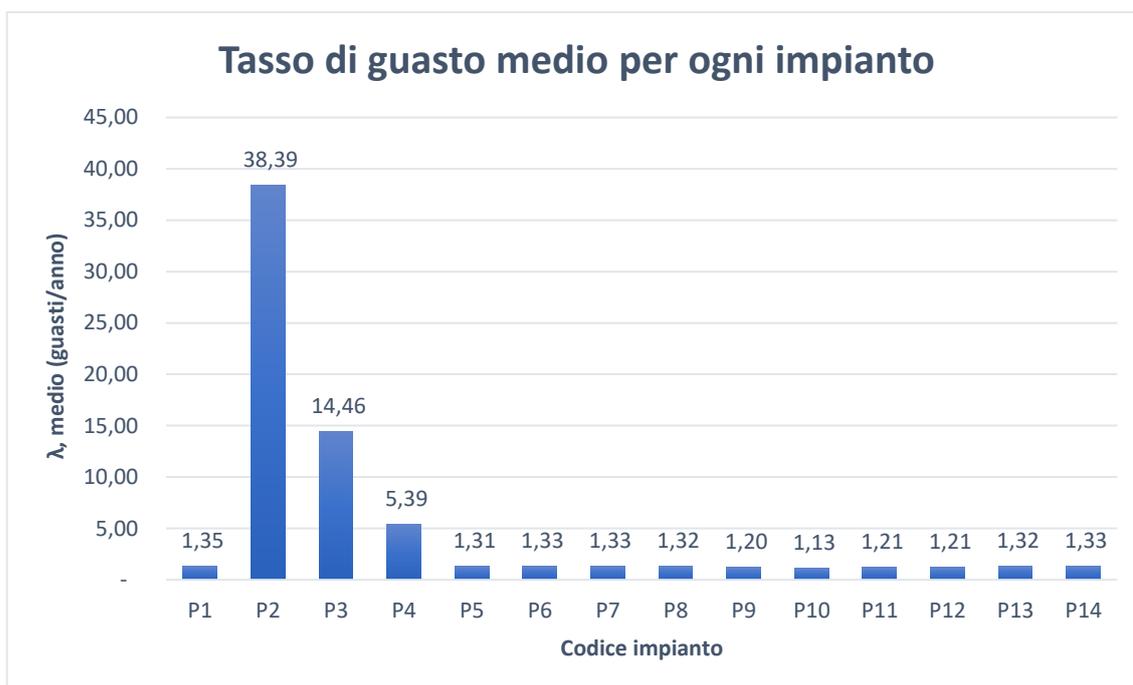


Figura 27: Tasso di guasto teorico medio per ogni impianto

Nel grafico soprastante invece viene evidenziata la frequenza più attendibile con cui ogni impianto si guasterà, utilizzando per i calcoli il valore mediano di tasso di guasto, quindi quello che da un punto di vista probabilistico dovrebbe ricalcare in modo più corretto l'effettivo comportamento di tasso di guasto della maggior parte dei componenti degli impianti fotovoltaici [9].

Come prevedibile, un impianto con tecnologia ad inseguimento e asservito da centinaia di inverter presenta una frequenza di guasto notevolmente più elevata rispetto agli inverter centralizzati. Questo fattore è plausibile pensare incida negativamente anche sui costi di manutenibilità dell'impianto, ovvero il così detto OPEX (spesa operativa). Nel capitolo 6 si approfondirà meglio questo argomento.

3.6 Analisi disponibilità - MTTR

Dopo aver trattato in modo approfondito l'affidabilità a 360 gradi, erigendo una struttura che potesse prevedere l'andamento nel tempo dell'affidabilità di un impianto fotovoltaico e dei suoi componenti, ora si passa all'analisi predittiva dei tempi di riparazione e della disponibilità dell'impianto. Cioè valutare per quanto tempo in percentuale l'impianto lavora correttamente. Per svolgere questa analisi sono stati presi tutti i valori di tempo medio di riparazione presenti in letteratura per ogni componente. Questa raccolta dati è, come già detto in precedenza, particolarmente complessa sia perché i tempi medi di riparazione di ogni componente richiedono campagne sperimentali molto lunghe per essere attendibili e sia perché questi valori in genere vengono tenuti segreti giacché indicano l'efficienza con la quale le aziende manutentive lavorano. Risulta evidente infatti che se il tempo medio per riparare, ad esempio, un fusibile è dell'ordine delle settimane probabilmente l'azienda che si occupa della manutenzione non stia facendo esattamente un buon lavoro e non è intenzionata rivelarlo in una ricerca pubblica. Quindi i tassi di riparazione sono da considerarsi valori estrapolati da campagne sperimentali effettuate su impianti in cui la manutenzione è di una certa qualità. In definitiva, i valori repair rate [1/h] trovati in letteratura sono elencati nella pagina di seguito.

COMPONENTI	LETTERATURA (REPAIRE RATE h ⁻¹)							
PANNELLI	0,004 [21]	0,004 [17]	0,004 [19]	0,006 [11]	0,008 [22]	0,025 [20]	0,067 [16]	
CONNETTORI (COPPIE)	0,001 [22]	0,002 [19]	0,002 [17]					
DIODO DI BLOCCO	0,167 [16]	0,021 [13]	0,021 [19]	0,021 [22]]				
FUSIBILI	0,028 [24]							
SEZIONATORE DC	0,021 [19]	0,021 [22]	0,021 [12]					
INVERTER	0,002 [19]	0,002 [22]	0,002 [13]	0,003 [15]	0,006 [11]	0,006 [21]	0,083 [16]	0,100 [18]
AUTOMATICO AC	0,021 [22]	0,021 [20]	0,021 [19]					
DIFFERENZIALE	0,021 [23]	0,021 [19]	0,021 [20]					
SEZIONATORE AC	0,021 [12]	0,021 [19]	0,021 [22]					

Tabella 18: Raccolta bibliografica dei MTTR

Dalla tabella soprastante si nota come alcuni valori si ripetono. Questo è dovuto al fatto che alcuni valori sono stati calcolati attraverso modelli previsionali utilizzando metodo Monte Carlo ed essi convergevano a circa lo stesso valore sperimentale tratto da un'altra fonte. Si è scelto comunque di tenere tali valori poiché le simulazioni Monte Carlo rafforzano l'attendibilità del valore stesso.

A questo punto, per rendere i valori più comprensibili e fruibili si prendono i valori di minimo, medio e massimo per ogni componente e si convertono al MTTR (Mean Time To Repair) che semplicemente indica il tempo medio necessario, nella vita dell'impianto, per riparare il componente quando si guasta. Si consideri inoltre che il MTTR viene approssimato alle ore, ovvero vengono trascurati i minuti.

COMPONENTI	MTTR, MIN (h)	MTTR, medio (h)	MTTR, MAX (h)
PANNELLI	15	60	270
CONNETTORI (COPPIE)	625	655	676
DIODO DI BLOCCO	48	17	6
FUSIBILI	36	36	36
SEZIONATORE DC	47	48	49
INVERTER	10	39	481
INT. AUTOMATICO AC	47	48	49
DIFFERENZIALE	47	48	49
SEZIONATORE AC	47	48	49

Tabella 19: Range dei MTTR per componente

Dalla tabella 19 si può notare come il tempo medio di riparazione di un connettore sia quello maggiore di tutti. Questo significa forse che riparare un connettore sia più complesso di un inverter? No. Al fine di comprendere questo risultato è necessario ricordare la definizione di tempo medio di riparazione. Esso include per cui non solo il tempo attivo di riparazione, ma anche il tempo necessario per rilevare il guasto e il tempo logistico per mobilitare la squadra di tecnici e rifornirsi del materiale per effettuare la riparazione. In questo caso specifico, per quanto riguarda i connettori, il fattore determinante è il tempo necessario per individuare il guasto. Si noti infatti che il guasto di un connettore incide pochissimo sulla perdita di energia e risulta difficile identificarlo. In particolar modo risulta difficile identificarlo se il controllo di anomalie viene effettuato all'altezza dell'inverter, il quale ha molte stringhe in ingresso e risulta pressoché impossibile riconoscere una perdita di energia in una sola stringa. I guasti ai connettori pertanto vengono scoperti in genere nel momento in cui si effettua la manutenzione preventiva. In questo caso, circa ogni 30 giorni. Questo lasso di tempo però si può ridurre

notevolmente se si installa un controllo telematico per ogni stringa. In questo modo ogni fluttuazione anomala di corrente che avviene in una stringa può essere indagata per evidenziarne un guasto. Questa scelta impiantistica rende l'impianto molto più performante da un punto di vista della disponibilità. Quanto più efficiente si potrà notare quando nel capitolo successivo si tratteranno gli effettivi tempi di riparazione degli impianti che abbiamo sottomano. Tali impianti, infatti, presentano un controllo della corrente e voltaggio realizzato sulla singola stringa.

Per quanto riguarda gli inverter si noti che il tempo medio di riparazione è molto variabile tra minimo e massimo. Questo è da attribuire al tipo di tecnologia utilizzata per il sistema fotovoltaico innanzitutto. Un tempo di 10 ore medio per riparare un inverter, infatti, fa intendere che l'inverter è di piccola taglia, quindi la tecnologia impiantistica è ad inverter multi-stringa; al contrario un tempo di 480 ore necessario a riparare un inverter trova risposta nell'aver calcolato tale lasso di tempo per tecnologia fotovoltaica ad inverter centralizzato. Sia chiaro che questo non è l'unico motivo che spiega tale divergenza. Il tempo medio di riparazione infatti è funzione anche dell'efficienza con cui l'azienda manuttrice si occupa del guasto e della celere disponibilità della casa madre laddove l'inverter sia ancora sotto garanzia e/o la manutenzione richiede l'intervento di un tecnico specializzato; oltretutto il MTTR è anche funzione delle condizioni ambientali e delle corrette scelte impiantistiche, infatti, ad esempio, un impianto fotovoltaico situato nel deserto, e comunque lontano da zone abitate, sarà più difficile da raggiungere e richiederà un tempo maggiorato per i tecnici raggiungere l'ubicazione dello stesso; in ugual modo per quanto riguarda le scelte impiantistiche, cioè se la cabina inverter ad esempio risulta impervia da raggiungere o in ogni caso risulta difficile raggiungere manualmente tutti i componenti dello stesso da riparare, è chiaro che il tempo di riparazione mediamente aumenta. Infine, non trascurabili sono i fattori casuali; in altre parole, poiché l'analisi effettuata per dedurre il tempo medio di guasto è realizzata in un tempo finito (seppur generalmente diversi anni) è plausibile ritenere i fattori casuali come una variabile che non può venir trascurata. Per fattori casuali si intende il fatto che se, ad esempio, un impianto fotovoltaico è costituito da 3 inverter ed essi presentano guasti critici non facilmente risolvibili con un tasso di frequenza decisamente elevato, si capisce come, seppur i guasti di un inverter

siano dell'ordine delle centinaia nella vita di un impianto, già una decina di guasti critici influisce pesantemente sul valore del tempo medio di riparazione.

3.6.1 Calcolo disponibilità

Una volta che i tempi medi di riparazione sono stati svolti, il passo successivo è quello di fare un'analisi riguardo alla disponibilità di ogni impianto. Ovverosia, valutare la percentuale di tempo in cui l'impianto mediamente in un anno funziona correttamente.

Al fine di valutare la disponibilità è necessario catalogare innanzitutto nel modo opportuno la modalità caratteristica di identificazione di guasto per ogni componente in un impianto fotovoltaico. In poche parole, bisogna catalogare nel modo opportuno i componenti, ossia se essi siano riparabili quando si guastano, non riparabili o riparabili quando testati. Le differenze le avevamo già descritte nel capitolo precedente. Si noti che considerare tutti i componenti non riparabili semplifica l'elaborazione del calcolo della disponibilità. Ma questo tipo di approccio si discosta chiaramente molto dal comportamento reale, dal modo effettivo con il quale viene effettuata la manutenibilità. Molto più coerente è considerare i componenti come riparabili, come avviene nella realtà, cioè che quando si guasta un componente è possibile identificarlo praticamente all'istante e provvedere alla riparazione. Questo è il caso di tutti i 14 impianti che si stanno analizzando e perciò il modello che ha senso considerare. [3]

Il calcolo dell'affidabilità per componenti riparabili si computa utilizzando la formula

$$A(t) = 1 - Q(t) \quad (14)$$

Dove $A(t)$ indica la disponibilità di un componente in funzione del tempo e $Q(t)$ la non disponibilità. Dove $Q(t)$ è ricavabile dall'equazione:

$$Q(t) = \frac{\lambda}{\lambda + \mu} * [1 - e^{-(\lambda + \mu)t}] \quad (15)$$

Dove come già esplicitato λ indica il tasso di guasto che si ritiene costante nel tempo e μ il tasso di riparazione. Con t invece si indica il range di tempo per il quale si vuole calcolare la disponibilità del componente.

Quindi il risultato della sottrazione sarà pari a:

$$A(t) = \frac{\lambda + \mu}{\lambda + \mu} - \frac{\lambda * [1 - e^{-(\lambda + \mu)t}]}{\lambda + \mu} \quad (16)$$

E svolgendo i calcoli si ricava che la disponibilità per un componente si calcola così:

$$A(t) = \frac{\mu - \lambda * (e^{-(\lambda + \mu)t})}{\lambda + \mu} \quad (17)$$

Ora, tenuto presente che il tasso di guasto è generalmente ordini di grandezza inferiore al tasso di riparazione e che inoltre la parte esponenziale converge a zero molto velocemente si può ritenere, per tempi di investigazione maggiori di 4 o 5 volte il tempo medio di riparazione, che la disponibilità sia pari a:

$$A = \frac{\mu}{\lambda + \mu} \quad (18)$$

Quindi la disponibilità per componenti riparabili si può ritenere essere tempo indipendente. Formulandola con le variabili inverse rispetto al tasso di guasto e al tasso di riparazione si ottiene infine:

$$A_{avg} = \frac{MTTF}{MTTF + MTTR} \quad (19)$$

3.6.2 Disponibilità media per ogni gruppo di componenti

Il questo capitolo si è intenzionati a calcolare la disponibilità media di ogni gruppo di componenti. In altre parole, si vuole valutare quanto, in percentuale, ogni gruppo di componenti (i pannelli fotovoltaici, i fusibili, gli inverter, ...) funzioni correttamente nell'arco di un anno di media. Per fare ciò si deve tenere conto sia della frequenza con cui un componente mediamente si guasta e sia del tempo richiesto per ripararlo.

Per svolgere questo calcolo si farà uso della formula della non-disponibilità media di ogni componente e verrà moltiplicata per il numero m di componenti di ogni sistema. Si otterrà infine la disponibilità svolgendo la sottrazione:

$$A_{avg,gruppo} = 1 - Q_{gruppo} \quad (20)$$

Si farà quindi infine un confronto di disponibilità per ogni gruppo di componenti a seconda della potenza degli impianti in cui essi sono installati per valutare se risiedono differenze.

Prima di procedere è necessario fare alcune premesse e descrivere più accuratamente il processo per raggiungere tale risultato. Innanzitutto, per svolgere un'analisi di disponibilità è necessario, così come per l'affidabilità, tenere come riferimento l'analisi albero dei guasti.

In questo modo, il calcolo della disponibilità del gruppo di componenti parte dal calcolare la non-disponibilità degli stessi. Considerando che:

$$Q_{gruppo}(TOP) = \sum_{i=1}^N Q_i \quad (21)$$

Dove N è il numero complessivo dei Cut Sets, quindi il conteggio dei componenti di ogni gruppo, e Q_i indica la non-disponibilità di ogni componente facente parte del gruppo.

Si tenga presente che il lasso di tempo durante il quale si vuole calcolare la disponibilità è ininfluente, purché, come detto precedentemente, esso sia maggiore di 4-5 volte il MTTR. Quindi con larga sicurezza si può prendere qualsiasi periodo di tempo maggiore di un anno, il

valore medio di disponibilità non cambia. Si consideri inoltre che i MTTR e i MTTF sono quelli mediati e riportati rispettivamente nella tabella 6 e 18. Attraverso questi valori la non-disponibilità viene calcolata utilizzando la formula:

$$Q_{componente,i} = \frac{MTTR_i}{MTTR_i + MTTF_i} \quad (22)$$

Dove *i* è il pedice che si riferisce a quella tipologia di componente (inverter, fusibili, diodi di blocco, ecc.).

I valori percentuali di affidabilità che si ottengono per ogni gruppo di componenti sono raffigurati nella tabella sottostante. In questa tabella è stata calcolata la disponibilità attraverso il procedimento descritto subito sopra e sono stati scelti 3 impianti esemplari al fine di fare un confronto. Gli impianti scelti sono stati gli impianti con codice alfanumerico P1, P2 e P4. Il primo con potenza da 1MW, il secondo da 1,8MW e il terzo da 4MW. L'impianto P1 e P4 utilizzano una scelta impiantistica ad inverter centralizzato, l'impianto P2 ad inverter multi-stringa con tecnologia ad inseguimento.

GRUPPO DI COMPONENTI	A avg, P1	A avg, P2	A avg, P4
PANNELLI	99,86%	99,75%	99,44%
CONNETTORI (COPPIE)	99,95%	99,92%	99,82%
DIODO DI BLOCCO	99,93%	99,86%	99,73%
FUSIBILI	99,82%	99,63%	99,29%
SEZIONATORE DC	99,99%	99,85%	99,98%
INVERTER	99,89%	83,99%	99,55%
INT. AUTOMATICO AC	99,97%	99,87%	99,88%
DIFFERENZIALE	99,97%	99,87%	99,88%
SEZIONATORE AC	100,00%	100,00%	100,00%

Tabella 20: Disponibilità teorico per 3 categorie di potenza di impianto

Nella tabella soprastante, come già detto precedente, viene indicato in percentuale il tempo per il quale il gruppo di componenti funzionano correttamente all'interno di un sistema fotovoltaico, preso un tempo di riferimento di un anno. Sicuramente è interessante notare come queste percentuali siano tutte molto elevate, indice, altresì, di un'elevata disponibilità dell'impianto complessivo. Così come è auspicabile che si verifichi.

3.6.3 Disponibilità media per impianto

Siamo interessati, in questa sezione, a calcolare la disponibilità media per ogni impianto in modo tale da verificare se sussistono criticità, casi notevoli dei quali discutere o quantomeno fare un confronto tra i vari impianti.

Per questa analisi si utilizzerà l'equazione dei minimal cut sets ricavata nel paragrafo 3.4.4.

Questa equazione farà da struttura portante per il computo di questa analisi. In sostanza, infatti, per ogni impianto la procedura per calcolare la disponibilità media consiste nel calcolare la non-disponibilità di ogni gruppo di componenti attraverso la formula:

$$Q(TOP) = Q(DCB) + Q(ACS) + Q(SAC) + Q(INV) + Q(FUS) + Q(DCS) + Q(DB) + Q(CON) + Q(PV) \quad (23)$$

Quindi è necessario calcolare la non-disponibilità di ogni gruppo di componenti in modo analogo a quanto fatto nel capitolo precedente tenendo sempre in considerazione l'ipotesi di mutualità escludente e indipendenza tra i componenti. Ai fini di tali calcoli sono stati considerati i valori medi trovati in letteratura sia di MTTR che di MTTF poiché più attendibili al fine di un'analisi previsionale probabilistica.

In tabella sottostante troviamo i valori di disponibilità per ogni impianto.

A _{avg} , %, per impianto	
A _{avg} , P1	99,39%
A _{avg} , P2	82,75%
A _{avg} , P3	93,37%
A _{avg} , P4	97,57%
A _{avg} , P5	99,41%
A _{avg} , P6	99,40%
A _{avg} , P7	99,40%
A _{avg} , P8	99,41%
A _{avg} , P9	99,46%
A _{avg} , P10	99,49%
A _{avg} , P11	99,46%
A _{avg} , P12	99,46%
A _{avg} , P13	99,41%
A _{avg} , P14	99,40%

Tabella 21: Disponibilità media teorica per ogni impianto

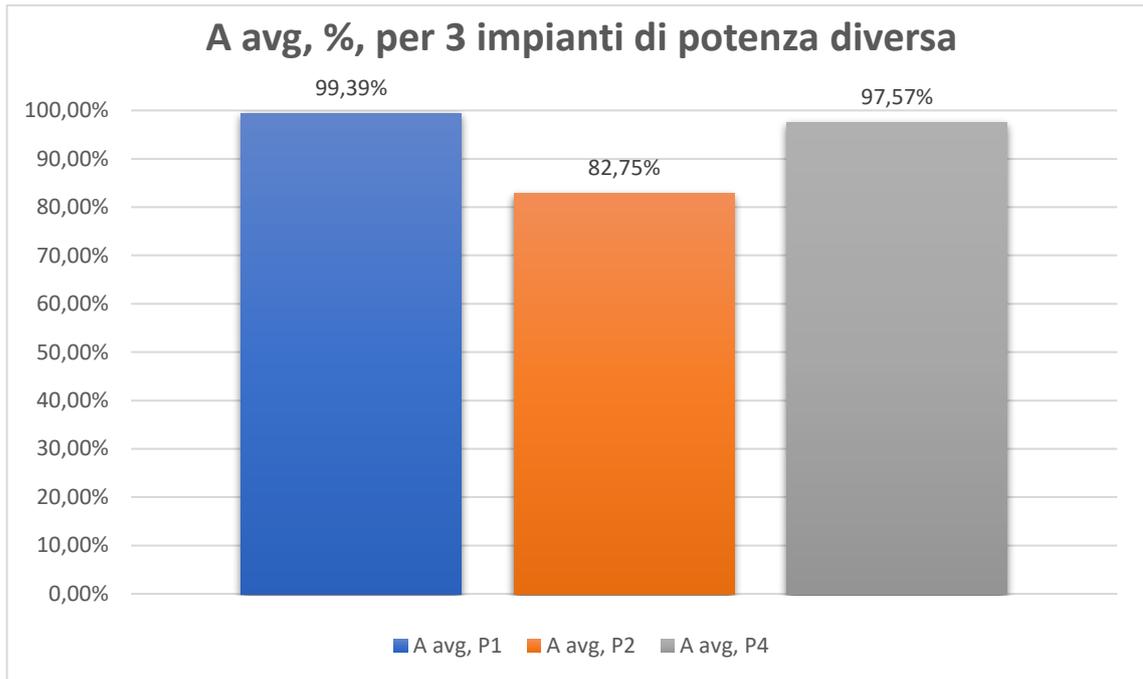


Figura 28: Disponibilità teorica media per 3 categoria di potenza d'impianto

3.6.4 Tempo medio di riparazione per impianto

Un altro parametro estremamente interessante per conoscere la disponibilità totale di un sistema è il tasso di riparazione totale dell'impianto. Essendo tutti i componenti in serie, questo valore viene calcolato attraverso la formula:

$$\mu_{Tot} = (\sum_{i=1}^n \lambda_i) / (\sum_{i=1}^n \lambda_i / \mu_i) \quad (24)$$

Dove al nominatore troviamo λ_{Tot} , ovvero il tasso di guasto totale dell'impianto, calcolato anche nel capitolo precedente, la cui formula può essere riassunta:

$$\lambda_{Tot} = \sum_{i=1}^n \lambda_i \quad (25)$$

Considerato λ_i come il tasso di guasto, e μ_i il tasso di riparazione, del gruppo di componenti *i*-esimo.

Infine, per rendere i valori più facilmente leggibili e di comprensibilità immediata si converte il tasso totale di riparazione al più fruibile $MTTR_{Tot}$:

$$MTTR_{Tot} = \frac{1}{\mu_{Tot}} \quad (26)$$

Questo valore, il $MTTR_{Tot}$, indica sostanzialmente il tempo medio impiegato in un anno per riparare i guasti che si verificano sull'impianto. Per poi poter fare una stima con l'impianto sperimentale vengono calcolati i valori di $MTTR_{Tot}$ nel caso più ottimistico e più pessimistico. Nel caso più ottimistico si calcola il $MTTR_{Tot}$ a partire dai valori di tasso di guasto per componente più bassi trovati in letteratura con i quelli di tasso di riparazione più alti. Viceversa, per il calcolo del $MTTR_{Tot}$ nel caso più pessimistico vengono presi i valori più gravosi sia per il tasso di guasto per componente e sia per il tasso di riparazione, in questo caso il più basso. In questo modo si viene a computare un range di valori all'interno del quale si possa prevedere ricadano l'impianti sperimentali, ovvero il tempo medio reale di riparazione impiegato che abbiamo effettivamente contato nei 4 anni di analisi.

Tutti questi calcoli sono stati iterati per ognuno dei 14 impianti e i risultati sono riepilogati nelle tabelle successive:

Valori	MTTR all'anno [Hr/Year] P1	MTTR all'anno [Hr/Year] P2	MTTR all'anno [Hr/Year] P3
MIN	40,4	15,0	20,7
MAX	499,6	479,0	479,8

Valori	MTTR all'anno [Hr/Year] P4	MTTR all'anno [Hr/Year] P5	MTTR all'anno [Hr/Year] P6
MIN	40,4	40,2	40,2
MAX	499,6	499,6	495,5

Valori	MTTR all'anno [Hr/Year] P7	MTTR all'anno [Hr/Year] P8	MTTR all'anno [Hr/Year] P9
MIN	40,3	40,3	41,2
MAX	499,7	499,6	501,2

Valori	MTTR all'anno [Hr/Year] P10	MTTR all'anno [Hr/Year] P11	MTTR all'anno [Hr/Year] P12
MIN	41,0	41,2	41,2
MAX	500,9	501,2	501,2

Valori	MTTR all'anno [Hr/Year] P13	MTTR all'anno [Hr/Year] P14
MIN	40,3	40,3
MAX	499,6	499,7

Tabella 22: Range predittivo del tempo medio annuo devoluto alla riparazione di ogni impianto

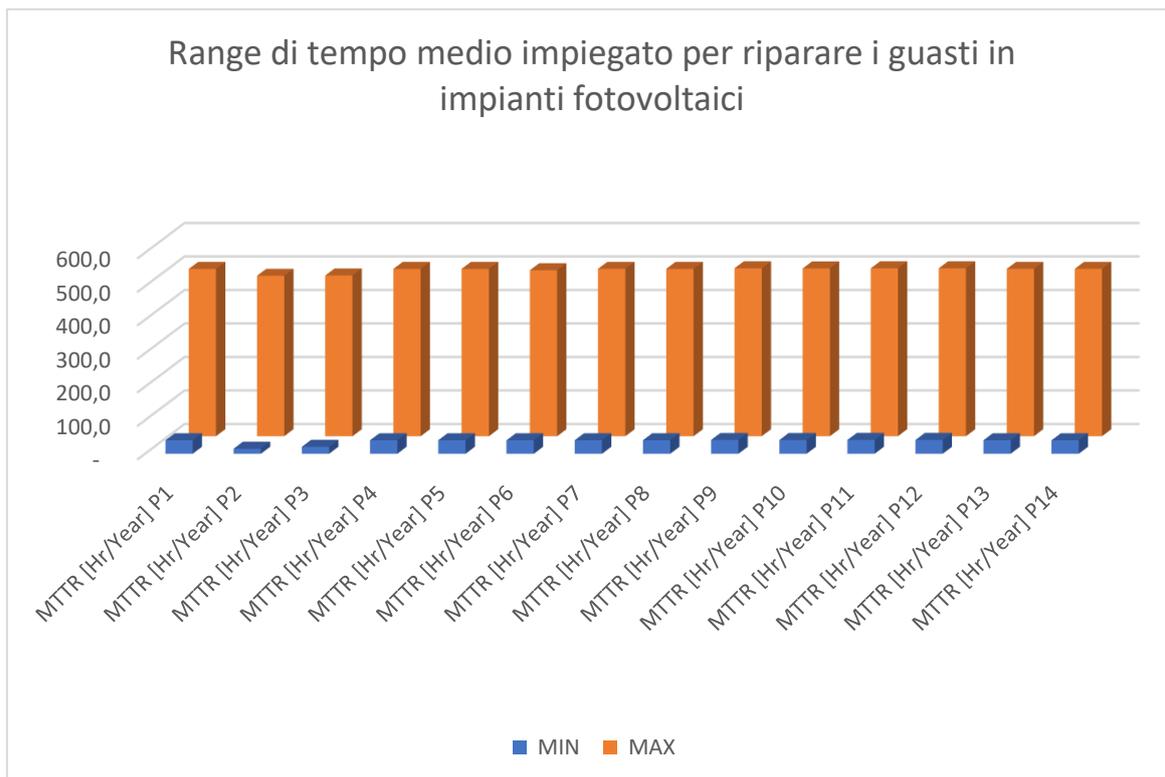


Figura 29: Range del tempo medio predittivo richiesto per riparare ogni impianto in un anno

Nella figura 29 vengono resi più facilmente confrontabili i valori inseriti nella tabella 22, attraverso la quale si può notare un range di valori molto simili tra tutti 14 impianti.

4. Analisi di affidabilità e disponibilità – Caso sperimentale

Nei capitoli precedenti si è cercato di utilizzare un modello che potesse prevedere l'affidabilità e la disponibilità dei sistemi fotovoltaici. Si è modellizzato innanzitutto un sistema elettrico semplificato per un impianto fotovoltaico generico. Questa scelta, come detto, tiene conto di tutti i componenti elettrici ed elettronici che si trovano a valle del trasformatore e in letteratura

è frequente scegliere questa tipologia di modello per fare analisi di affidabilità del sistema nel suo complesso. La forza dell'analisi svoltasi inoltre risiede nell'aver mediato numerosi valori di MTTR e MTTF ricavati da campagne sperimentali analizzate in articoli scientifici. Per questi motivi lo studio fatto acquisisce un forte significato. Successivamente sono stati svolti tutti i calcoli per valutare attraverso il modello l'affidabilità dapprima e la disponibilità poi di tutti i 14 impianti e di tutti i componenti ad essi annessi. Giunti a questo punto allora si vuole cercare di validare il modello; infatti con questa seconda analisi di affidabilità e disponibilità si vuole affrontare il problema da un punto di vista più pratico e fare riferimento agli storici e a i guasti realmente accaduti a tali impianti. Si può ritenere che esso sia un eccellente confronto, da un punto di vista probabilistico, per poter validare o meno il modello giacché in quattro anni i 14 impianti hanno comportato più di 2000 interventi di manutenzione. Grazie a questo confronto verranno tratte le conclusioni, ovvero se il modello strutturato sia valido oppure se sussistono punti deboli. Verrà proposto infine un modello che possa colmare eventuali lacune riuscendo a tutti gli effetti a predire il comportamento di manutenibilità di un impianto fotovoltaico nell'arco degli anni. In particolare, risulta molto importante per l'investitore e per le aziende di manutenzione comprendere in anticipo quanti saranno mediamente i guasti in un anno per tipologia di impianto e anche comprendere quante saranno le ore totali necessarie in media in un anno per riparare l'impianto; perciò anche le ore lavoro richieste in un anno.

Tale analisi verrà effettuata mediante i dati raccolti durante gli interventi di manutenzione condotti dal 2015 al 2018 dai tecnici di Rios Rinnovabili. Tali interventi vengono catalogati in formato elettronico, mese per mese, venendo evidenziato il tipo di guasto e la data in cui è stato riscontrato. Attraverso queste informazioni si possono comprendere il numero, la frequenza e il tipo di interventi eseguiti nei 4 anni presi in considerazione e alcune conclusioni sull'affidabilità e sulla disponibilità degli impianti nel loro complesso, ma anche più in particolare sui singoli componenti. Gli impianti in considerazione sono monitorati attraverso un numero di contatori, da 1 a 3, montati a monte della cabina inverter. Essendo in numero esiguo rispetto al numero degli inverter e quindi dei componenti in generale, almeno per quanto riguarda gli impianti da 1,8 MW e da 4 MW, non è possibile calcolare il tempo medio richiesto per riparare il guasto. Per riuscire a valutare il così detto MTTR si è fatto uso perciò di un

conteggio orario della durata dei guasti di 4 impianti (P1, P2, P3 e P4) svolta in 1 anno e sei mesi e laddove necessario, per taluni componenti, è stata l'azienda stessa a fornire tali valori.

4.1 Interventi

A titolo d'esempio, di seguito, saranno elencati gli interventi effettuati durante il 2015, 2016, 2017 e 2018 e i primi due mesi del 2019 per un solo impianto; onde evitare di dilungarsi eccessivamente non verrà effettuato l'elenco dei guasti di tutti e 14 impianti. Verranno perciò elencati in modo esemplare esclusivamente gli interventi manutentivi dell'impianto P1. In modo distinto saranno elencati i guasti a partire da gennaio 2015 fino a maggio 2017 e in un'altra tabella da giugno 2017 fino a febbraio 2019. Il motivo di questa distinzione risiede nel fatto che a partire da giugno 2017 è presente nella catalogazione fornita dall'azienda RIOS anche il tempo necessario alla riparazione di ogni guasto. Tabella a partire dalla quale sarà possibile ricavare i tempi medi di riparazione per ogni componente.

Nella tabella seguente verranno elencati gli interventi effettuati da Gennaio 2015 a Febbraio 2019 dell'impianto P1 – 1MW. Verranno altresì elencati il luogo del guasto, l'avaria e la soluzione al guasto.

Giorno	Installazione	Avaria	Soluzione
30/03/2015	CC6.12, CC2.10, CC2.11	Serraggio non corretto	Si sostituisce il porta-fusibile e si ripristina
19/08/2015	Cabina station MW	PU 3: ventola 1. PU 5 - ventola 5. PU 7 - ventola 6	Vengono sostituite le ventoline guaste con apparati analoghi di stock
13/11/2015	Cabina station MW	Ventole in avaria	Vengono rilevate le seguenti ventole in avaria (dovranno essere sostituite): PU1 - ventola 5, PU2 - ventola 1 e 4, PU3 - ventola 2, PU 5 - ventola 1
17/12/2015	Cabina station MW	PU 1 ventola 1, PU 2 ventole 2 e 5, PU 3 ventola 4, PU 5 ventola 5	Vengono sostituite le ventoline guaste con apparati analoghi di stock
08/04/2016	Inverter, PU7	Ventola di raffreddamento n. 2 non funzionante	Si sostituiscono le componenti avariate con nuove ventole. Si eseguono i test di funzionamento. Si ripristina il sistema.
06/06/2016	Inverter - PU7	Non produce correttamente	Un tecnico della casa costruttrice Solarmax sostituisce la scheda di alimentazione del lato misure dell'inverter. La scheda è difettosa. L'inverter non può essere ripristinato.
07/06/2016	Inverter - PU7	Non produce correttamente	Un tecnico della casa costruttrice Solarmax sostituisce nuovamente la scheda di alimentazione del lato misure dell'inverter. Si verificano tutte le componenti del sistema di ventilazione. Il sistema viene ripristinato.
01/07/2016	Inverter - PU1	Errore di ventilazione	Si sostituisce il ventilatore e si ripristina.
29/03/2017	Inverter solarmax	Errore ventilazione	Si sostituiscono le ventole: PU 1 VENT 5 - PU 2 VENT 1 3 4 - PU 3 VENT 1 2 3 4 5 - PU 4 VENT 1 3 - PU 6 VENT 2 4 - PU 7 VENT 2 5 - PU 8 VENT 1 - PU 9 VENT 3.
12/04/2017	Inversor SolarMax TS330 - 330TS-SV 1	PU3 non funzionante	Sostituzione scheda controllo ventilazione del nodo 3.

Tabella 23: Scheda tecnica manutentiva

Successivamente vengono elencati i guasti dal Giugno 2017 a Febbraio 2019 e congiuntamente la durata del guasto.

Start Date	End date	Duration	Equipment and/or location	Description
09/06/2017 15:00	09/06/2017 16:14	00:01:14:00	Inverter	Sostituzione estrattore
28/06/2017 09:27	28/06/2017 15:01	00:05:34:00	CC07	Ipv=0. Allarme “stringhe disconnesse”
08/07/2017 08:10	11/07/2017 16:20	03:08:10:00	Inverter station	Riparazione e sostituzione estrattore
09/08/2017 10:00	09/08/2017 11:00	00:01:00:00	String box	CC15, sostituiti 4 fusibili
19/10/2017 08:30	19/10/2017 10:30	00:02:00:00	Cabina	Sostituzione ventole
09/11/2017 08:30	09/11/2017 10:30	00:02:00:00	Cabina	Installazione protezioni motore ventilazione
10/04/2018 09:30	10/04/2018 12:00	00:02:30:00	Inverter	Replacement of n.9 fans. Checking and reset.
18/05/2018 08:00	18/05/2018 14:00	00:06:00:00	Inverter station	Fans failures. Checking and reset.
26/08/2018 17:50	27/08/2018 10:10	00:16:20:00	MV Switch	MV Switch opened due to a failure on the MV line. Fixed.
30/08/2018 11:00	30/08/2018 14:00	00:03:00:00	Inverter Station	External fan n.2 did not work. Fan replacement. Fixed.
06/09/2018 11:00	06/09/2018 14:00	00:03:00:00	Inverter Station	PU3 fan system did not work properly. Fixed.
22/02/2019 09:00	22/02/2019 13:00	00:04:00:00	String box	Cable replacement at CC14, CC13, CC09, CC05 and CC01 (16mmq, OLFLEXHEAT 180 SIF 1X16)

Figura 30: Scheda tecnica manutentiva più accurata

4.2 Tasso di guasto – Confronto caso sperimentale e modello teorico

In questo capitolo si è interessati a fare un confronto dapprima con i tassi di guasto trovati in letteratura rispetto al caso sperimentale di ogni singolo componente, svolgendo una media dei tassi di guasti di tutti e 14 impianti. Per calcolare il tasso di guasto di ogni singolo componente, stando sempre allineati al modello teorico semplificativo, la procedura che è stata eseguita consiste nel conteggiare i guasti, suddividerli per ogni gruppo di componenti, successivamente sono stati sommati a quelli di ogni impianto e infine mediati in un anno e divisi per il numero di componenti medi in un impianto; per trovare dunque un valore di tasso di guasto espresso in [Guasti/anno]. In un secondo momento il confronto verrà redatto tra i tassi di guasto di ogni impianto sperimentale rispetto ai tassi di guasto valutati precedentemente in modo predittivo seguendo il modello.

4.2.1 Confronto tassi guasto dei componenti in letteratura e caso sperimentale

Di seguito verrà inserita la tabella in cui sono presenti i valori di tassi di guasto minimi e massimi estrapolati dagli articoli scientifici e il tasso di guasto medio di ogni componente presente nel parco fotovoltaico. Sarà interessante poi analizzare per ogni componente se il tempo medio di guasto ricade all'interno del range fissato dal valore minimo e massimo trovato in letteratura oppure se si verificano importanti scostamenti che sarà il caso analizzare.

COMPONENTI	λ , min (10^{-7} Guasti/anno)	λ , sperimentale (10^{-7} Guasti/anno)	λ , max (10^{-7} Guasti/anno)
PANNELLI	143	226	465
CONNETTORI (COPPIE)	7	720	13.961
DIODO DI BLOCCO	9.618	-	167.535
FUSIBILI	6.732	204.433	9.711
SEZIONATORE DC	6.205	27.426	21.718
INVERTER	235.790	3.578.701	5.584.500
INT. AUTOMATICO AC	12.410	136.142	176.843
DIFFERENZIALE	7.136	99.668	176.843
SEZIONATORE AC	1.055	109.422	21.718

Tabella 24: Tasso di guasto sperimentale per ogni componente in confronto al range predittivo

Dalla tabella 24 si vuole evidenziare solamente che per quanto riguarda i diodi di blocco, nell'analisi sperimentale, non è stato riscontrato in 4 anni di contabilizzazione neanche un guasto a questi componenti. Pertanto, nei grafici successivi ed in tutta la trattazione successiva i diodi di blocco verranno omessi. Valgono per essi esclusivamente le considerazioni fatte nel capitolo 3 a livello teorico-previsionale.

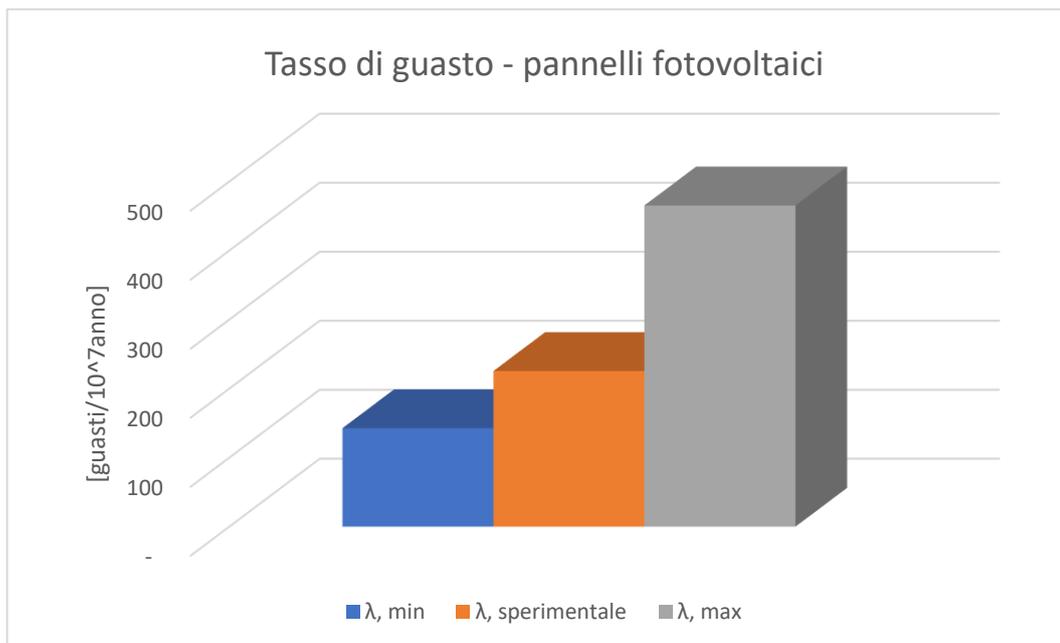


Figura 31: Pannelli fotovoltaici - tasso di guasto sperimentale in confronto al range predittivo

In questo grafico si nota come il tasso di guasto sperimentale per quanto riguarda i pannelli fotovoltaici rientra perfettamente nel range. Questo a significare che per pannelli fotovoltaici a tecnologia policristallina, in condizioni climatiche non particolari, il tasso di guasto può venir ben approssimato dal range di valori raccolti dagli articoli scientifici pubblicati sinora.

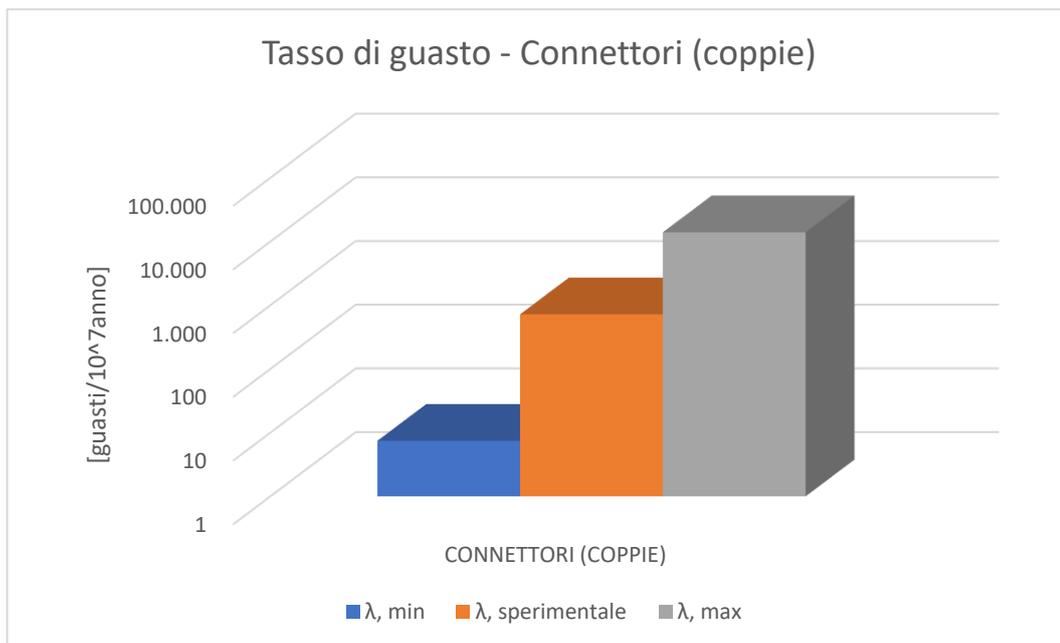


Figura 32: Connettori - tasso di guasto sperimentale in confronto al range predittivo

Nel grafico sopra si nota anche in questo caso come i valori sperimentali rientrano nel range minimo-massimo da letteratura. L'unica considerazione da fare è che si deve tenere in conto che l'asse Y è espressa in scala logaritmica, quindi il range tra minimo e massimo è importante. Questo delta tra i due limiti del range è dovuto al fatto che la rottura dei connettori è molto influenzato dalle condizioni ambientali, in particolar modo dall'umidità, che può far variare i tassi di guasto dei connettori in modo notevole. Perciò già da questo grafico, senza ulteriori analisi di affidabilità e disponibilità, si evidenzia che un buon isolamento dei connettori dall'umidità è fondamentale per evitare un vertiginoso aumento di guasti e perciò di interventi di manutenzione per tali componenti. Il fatto che il tasso di guasto sperimentale per i connettori risulta più prossimo al valore massimo, denota come l'umidità sia un problema per gli impianti da noi analizzati.

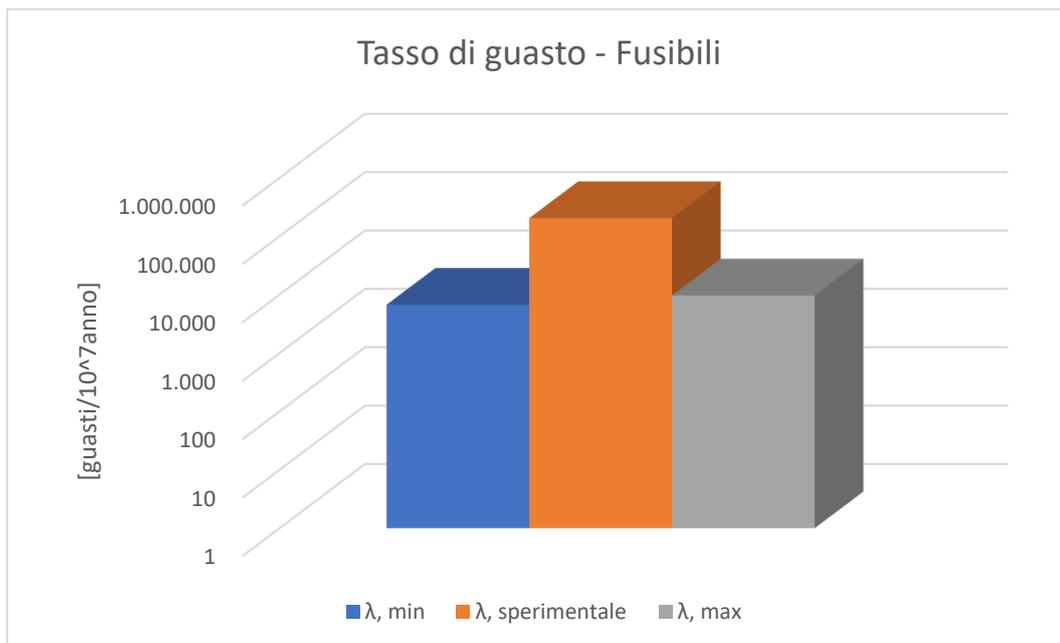


Figura 33: Fusibili - tasso di guasto sperimentale in confronto al range predittivo

Per quanto riguarda i fusibili si può notare come il valore sperimentale sia drammaticamente maggiore rispetto ai valori previsionali presenti in letteratura (si presti attenzione che è stata usata una scala logaritmica). Per comprendere il motivo di tale valore fuori dal range è necessario indagare con accuratezza le cause dei guasti relativi ai fusibili negli impianti che abbiamo esaminato. Dopo un'attenta analisi è stato riscontrato come una problematica rilevante che causa la rottura dei fusibili è da attribuire al surriscaldamento che si verifica all'interno della string box, l'involucro all'interno del quale, oltre ad altri componenti, si trovano i fusibili. Il meccanismo che porta alla rottura dei fusibili, infatti, è fortemente dipendente dalla sovratemperatura, rendendo sufficiente una leggera sovracorrente per far sì che il filamento al suo interno si rompa. Quindi anche per questo componente è necessario fare una considerazione importante: la temperatura all'interno della string box è importante che sia moderata. A tal fine si potrebbe prendere in considerazione l'installazione di un estrattore d'aria al suo interno o di una piccola ventola che permetta di tenere la temperatura al suo interno entro certi limiti, o ancora, se vi è la possibilità, di installare le cabine di stringa in zone ombreggiate o sottoterra.

Questo, al fine di ridurre gli interventi in manutenzione, le perdite dovute al disservizio e perciò i costi relativi alla manutenibilità e alle perdite energetiche da codesti interventi scaturite.

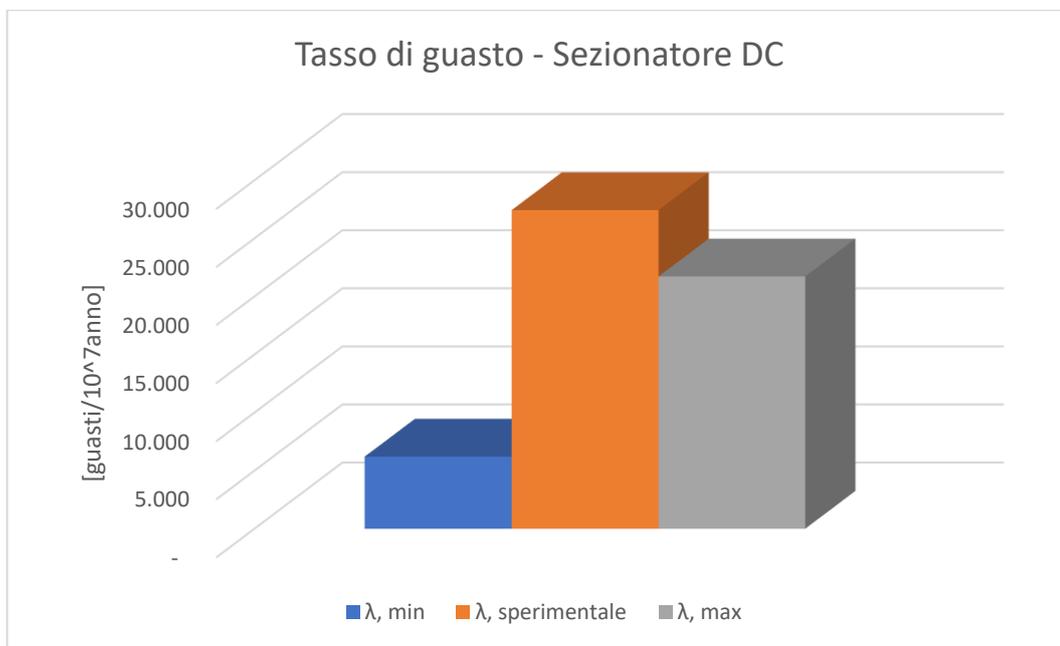


Figura 34: Sezionatore DC - tasso di guasto sperimentale in confronto al range predittivo

In questo caso si può notare come l'interruttore sezionatore DC presenti valori poco al di sopra del range stabilito dai valori ricavati dalle campagne sperimentali in bibliografia. Il valore è da ritenere sufficientemente accurato giacché, seppur il tasso di guasto per un singolo sezionatore è generalmente molto basso poiché non presenta sostanzialmente parti elettriche ed entra raramente in funzione, il fatto di avere un gran numero di sezionatori DC complessivamente nel parco fotovoltaico analizzato fa sì che la stima del tasso di guasto sperimentale di questo componente sia sufficientemente accurato.

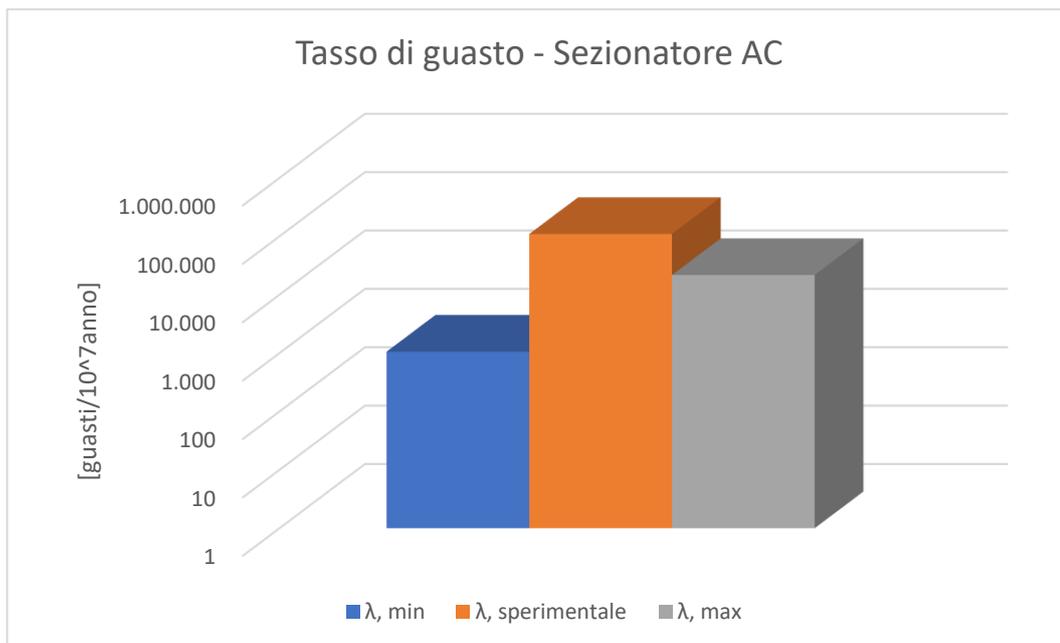


Figura 35: Sezionatore AC - tasso di guasto sperimentale in confronto al range predittivo

Per quanto riguarda il sezionatore AC si nota invece, a differenza dell'interruttore sezionatore DC, un valore di tasso di guasto maggiore rispetto al valore massimo atteso, seppur di poco. Il motivo di tale scostamento non è da attribuire a cause tecniche bensì statistiche. È importante considerare, infatti, che questi valori ricavati dallo studio dei 14 impianti a disposizione possano fornire sì un'idea della frequenza con cui tale componente si rompa ma, essendo i sezionatori AC presenti in numero esiguo all'interno di un impianto fotovoltaico ed essendo inoltre caratterizzati da una bassa frequenza di guasto devoluta al fatto che essi sono componenti che non presentano parti elettriche e che non sono soggette ad usura poiché entrano in funzione raramente, non possono fornire un valore sufficientemente accurato del tasso di guasto. Basti considerare che in tutti e 14 impianti, in 4 anni di analisi, si sono verificati complessivamente solo 3 guasti di tale componente in totale. Sarebbero necessari più componenti da analizzare in più anni per avere una stima accurata.

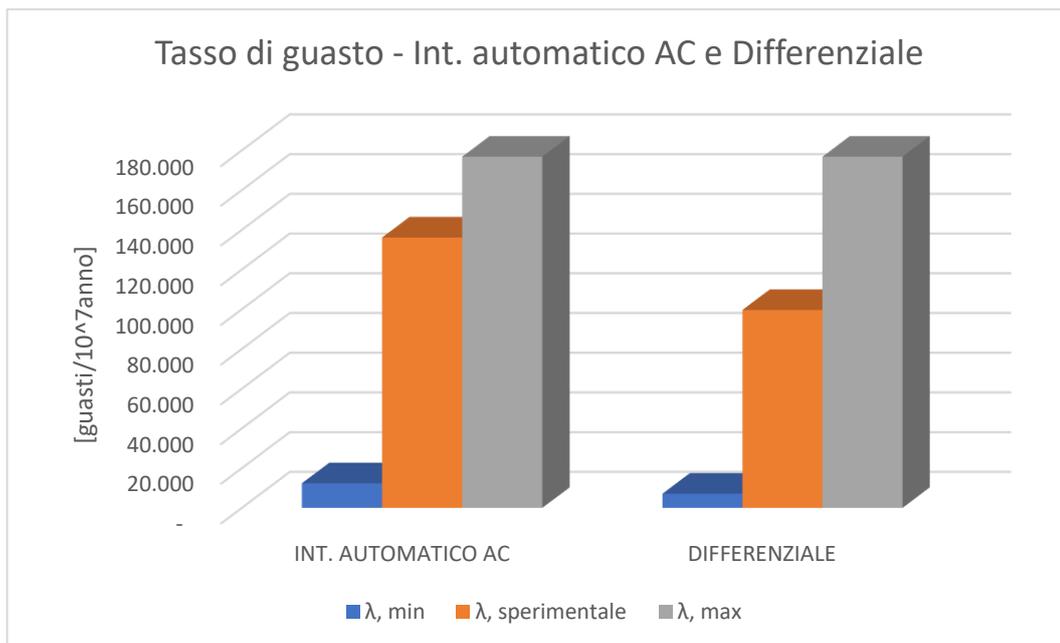


Figura 36: Int. automatico AC e differenziale - tasso di guasto sperimentale in confronto al range predittivo

Discorso analogo fatto per gli interruttori sezionatori AC riguardo alla validità statistica del risultato lo si può fare per l'interruttore automatico AC e differenziale; seppur tali tassi rientrano nel range predittivo. Si faccia altresì caso che nel grafico soprastante interruttore automatico AC e differenziale sono presenti nello stesso grafico giacché spesso sono componenti accoppiati, e presentano perciò tassi di guasto molto affini.

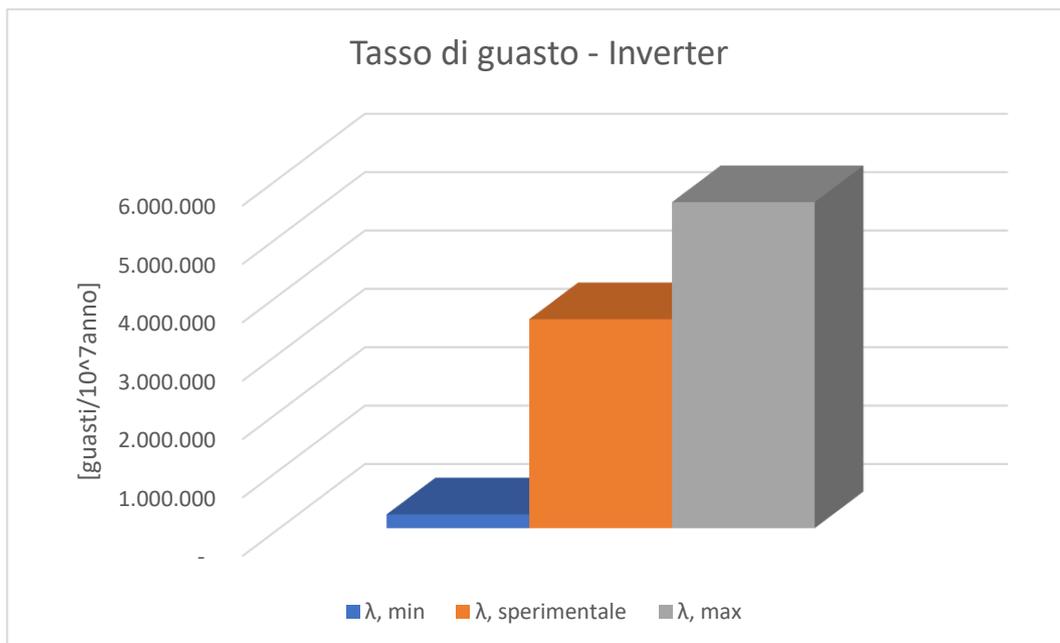


Figura 37: Inverter - tasso di guasto sperimentale in confronto al range predittivo

Per quanto riguarda l’inverter, che possiamo definire essere il cuore dell’impianto, il modello previsionale racchiude bene la frequenza effettiva alla quale l’inverter si guasta.

Complessivamente si può affermare come la raccolta dati effettuata attraverso gli articoli scientifici sviscerati e il modello teorico utilizzato ben approssimano il comportamento complessivo dei componenti principali di cui un impianto fotovoltaico è costituito. Infatti, fatta eccezione i sezionatori, per i quali sarebbe necessaria una campagna sperimentale più lunga per avere valori di tasso di guasto accurati, tutti i componenti rientrano nel range predittivo. Un altro elemento di forza di questa analisi è che, qualora i valori di tasso di guasto escano fuori dal range (e questo non sia causato da una insufficienza statistica di campioni raccolti), vedi i fusibili, la causa è da imputare a qualche anomalia. Pertanto, questa procedura permette di prendere visione di tali anomalie e analizzarne le cause, adoperandosi per trovare una soluzione, permette di migliorare notevolmente l’affidabilità del sistema e perciò ottimizzare i guadagni.

4.2.2 Tasso di guasto – confronto impianti tra caso sperimentale e modello

A questo punto siamo interessati a calcolare il tasso di guasto di ogni impianto coerentemente col modello utilizzato sinora. Si fa ancora menzione del fatto che per guasto si intende qualsiasi malfunzionamento che provochi una perdita di energia. Nell'analisi condotta sinora abbiamo considerato esclusivamente i componenti elettrici principali di un impianto fotovoltaico a monte dell'inverter. Questo, al fine di validare il modello siffatto.

Al fine di calcolare il tasso di guasto sperimentale medio annuo di ogni impianto è stata sommata la frequenza di guasto per ogni gruppo di componenti mediata in un anno. Quindi se ad esempio in un impianto fotovoltaico è stato riscontrato che in 1 anno mediamente si rompessero esclusivamente 3 fusibili e 5 inverter, la frequenza di guasto dell'impianto sarebbe 8 [guasti/anno].

Come fatto precedentemente verranno riportati i valori minimi e massimi di tasso di guasto secondo il modello elaborato precedentemente e si verificherà se i valori sperimentali rientrano nel range.

Impianti	λ , min [guasti/anno]	λ ,sperimentale [guasti/anno]	λ , max [guasti/anno]
P1	0,67	5,30	18,50
P2	11,53	23,72	270,32
P3	4,32	24,28	105,54
P4	2,67	13,67	74,02
P5	0,64	15,06	17,89
P6	0,66	7,91	17,97
P7	0,65	8,94	18,20
P8	0,65	13,02	17,97
P9	0,62	13,28	17,45
P10	0,58	11,74	16,24
P11	0,63	6,64	17,60
P12	0,63	3,32	17,60
P13	0,65	21,19	18,04
P14	0,65	21,45	18,20

Tabella 25: Tasso di guasto sperimentale per ogni impianto in confronto al tasso di guasto predittivo

Nella tabella 25 con una formattazione condizionale sono state colorate le celle in cui sono presenti i valori dei tassi di guasto sperimentali dal verde, per gli impianti più affidabili, fino al rosso per gli impianti meno affidabili.

Si nota innanzitutto che tutti gli impianti rientrano nel range stabilito dal modello teorico; eccetto per gli impianti da 1MW P13 e P14. Si faccia caso inoltre che gli impianti da 1,8 MW P2 e P3 presentano un range spostato verso valori di un ordine di grandezza maggiore poiché essi sono impianti ad inverter distribuiti e quindi previsionalmente con frequenze di guasto maggiori.

Per comprendere con accuratezza quali siano i componenti che incidono maggiormente sul tasso di guasto di ogni impianto nel loro complesso si riporta qua sotto una tabella in cui per ogni impianto vengono, oltre al tasso di guasto sperimentale, altresì inserito il numero di componenti e la frequenza di guasto per ogni gruppo.

	λ , sperimentale [guasti/ anno]	COMPONENTI	PANNELLI	CONNETTORI (COPPIE)	DIODO DI BLOCCO	FUSIBILI	SEZIONATORE DC	INVERTER	INTERRUTTORE AC	DIFFERENZIALE	SEZIONATORE AC
P1	5,3	P1 N	4.420	8.840	221	442	17	3	3	3	3
		P1 (1/Y)	-	-	-	0,6	-	4,7	-	-	-
P2	23,7	P2 N	7.880	15.760	462	924	426	426	13	13	13
		P2(1/Y)	-	0,6	-	0,6	-	22,6	-	-	-
P3	24,3	P3 N	7.920	15.840	396	792	132	132	44	44	44
		P3(1/y)	-	-	-	5,3	-	18,4	0,3	0,3	-
P4	13,7	P4 N	17.680	35.360	884	1.768	68	12	12	12	12
		P4(1/y)	1,7	-	-	1,1	-	10,9	-	-	-
P5	15,1	P5 N	4.260	8.520	213	426	14	3	3	3	3
		p5(1/y)	0,3	1,8	-	11,0	-	2,0	-	-	-
P6	7,9	P6 N	4.240	8.480	220	440	14	3	3	3	3
		p6(1/y)	-	1,5	-	3,6	-	2,8	-	-	-
P7	8,9	P7 N	4.340	8.680	217	434	14	3	3	3	3
		p7(1/y)	-	0,5	-	7,1	-	1,3	-	-	-
P8	13,0	P8 N	4.280	8.560	214	428	14	3	3	3	3
		p8(1/y)	-	-	-	11,7	0,5	0,8	-	-	-
P9	13,3	P9 N	4.300	8.600	215	430	14	2	2	2	2
		p9(1/y)	0,3	2,0	-	10,7	-	0,3	-	-	-
P10	11,7	P10 N	3.980	7.960	199	398	13	2	2	2	2
		p10(1/y)	-	0,5	-	10,7	-	0,5	-	-	-
P11	6,6	P111 N	4.340	8.680	217	434	14	2	2	2	2
		p11(1/y)	-	-	-	5,1	0,3	1,3	-	-	-
P12	3,3	P12 N	4.340	8.680	217	434	14	2	2	2	2
		p12(1/y)	-	-	-	2,3	-	1,0	-	-	-
P13	21,2	P13 N	4.300	8.600	215	430	14	3	3	3	3
		p13(1/y)	-	0,5	-	18,1	0,8	0,8	0,3	-	0,8
P14	21,4	P14 N	4.340	8.680	217	434	14	3	3	3	3
		p14(1/y)	-	-	-	20,7	-	0,8	-	-	-

Tabella 26: Tasso di guasto sperimentale per ogni impianto confrontato col numero di componenti e la relativa frequenza di guasto

Nella tabella 26, che si è cercato di rendere più facilmente leggibile possibile, sono stati inseriti per ogni riga intervallata da bordi a doppia linea i 14 impianti. In particolare, per ogni riga siffatta troviamo il tasso di guasto sperimentale e successivamente per ogni gruppo di componenti il numero degli stessi e il loro tasso di guasto mediato all'anno, scaturito dalla raccolta dati svolto in 4 anni di manutenzione redatta.

Dalla tabella quindi si può notare come non tutti i componenti si siano guastati in 4 anni di attività e quelli ad essere presenti maggiormente siano gli inverter e i fusibili. Si noti altresì che per gli impianti P2 e P3 specialmente, come era ovvio aspettarsi, sono gli inverter a rompersi con maggiore frequenza rispetto agli altri componenti così da avere il peso maggiore nel computo del tasso di guasto dell'impianto. Di maggiore rilevanza invece sono gli impianti P13 e P14 che presentano un tasso di guasto maggiore rispetto al valore atteso dovuto ad una frequenza importante di guasto data dai fusibili. Evidentemente questi 2 impianti, più degli altri, soffrono di una sovratemperatura che andrebbe corretta. Menzione speciale fatta per gli impianti P1, P11 e P12 che hanno presentato frequenze di guasto, in questi 4 anni di analisi, molto minori rispetto a tutti gli altri, frutto di una migliore cura impiantistica. In ogni caso il modello, anche in questa analisi, ben approssima il comportamento degli impianti fotovoltaici studiati.

4.3 MTTR- Confronto caso sperimentale e modello teorico

In questo capitolo si vuole fare un confronto di disponibilità tra il caso sperimentale e i valori ottenuti attraverso il modello teorico. Per fare questo confronto si analizzerà il MTTR, tempo medio di riparazione. Si confronteranno dapprima i valori di MTTR predittivi di ogni componente con quelli reali e successivamente si verificherà se il modello approssima bene il tempo da devolvere mediamente in un anno per la riparazione dei componenti di ogni sistema.

4.3.1 MTTR – Confronto tra componenti caso sperimentale e letteratura

Di seguito verrà riportata la tabella con i MTTR trovati in letteratura, in particolare il valore minimo e massimo in modo tale da creare un range di attendibilità, e altresì il valore di MTTR di ogni componente per il caso sperimentale. Si vuole descrivere però, innanzitutto, il modo in cui i valori dei tempi medi di riparazione sono stati ricavati attraverso l'analisi dei 14 impianti. Per ricavarli è stata utilizzata la scheda tecnica di manutenibilità di 4 impianti (P1, P2, P3 e P4) nel periodo da Giugno 2017 fino a Febbraio 2019. In questi due anni e mezzo, infatti, nella scheda tecnica, ogniqualvolta avveniva un guasto, oltre alla data, tipologia di guasto e soluzione, veniva inserito anche il tempo impiegato per la riparazione a partire dalla presa visione del guasto. Quindi in sostanza un tempo di riparazione decurtato dal tempo necessario per accorgersi del guasto, che ricordiamo nella definizione di MTTR è presente. Ma, essendo il centro di manutenibilità efficiente ed essendo che tutti gli impianti presentano misuratori e strumenti telematici per ogni stringa, si può ritenere che il guasto si rilevi quasi immediatamente e perciò il tempo necessario per accorgersi del guasto si può trascurare. Ma, seppur tale lasso di tempo sia marginale, il valore di MTTR (espresso in ore) viene approssimato per eccesso al fine di tenere in considerazione che sussiste, appunto, seppur lieve, un ritardo da quando il componente si rompe a quando viene recepito dal centro di controllo. Chiarito questo concetto, il passo successivo quindi consiste nel suddividere i guasti per tipologia di componente e fare una media del tempo necessario per riparare quel componente. I componenti per cui è stato possibile trovare il valore di tempo medio di riparazione sono stati: pannelli fotovoltaici, fusibili e interruttore automatico AC. Mentre per quanto concerne i connettori, sezionatori e interruttore differenziale, essi sono stati forniti da un'analisi interna dell'azienda. Prendendo come casi esemplari i fusibili vengono riportati qua sotto gli istogrammi relativi alla frequenza dei tempi medi di riparazione.

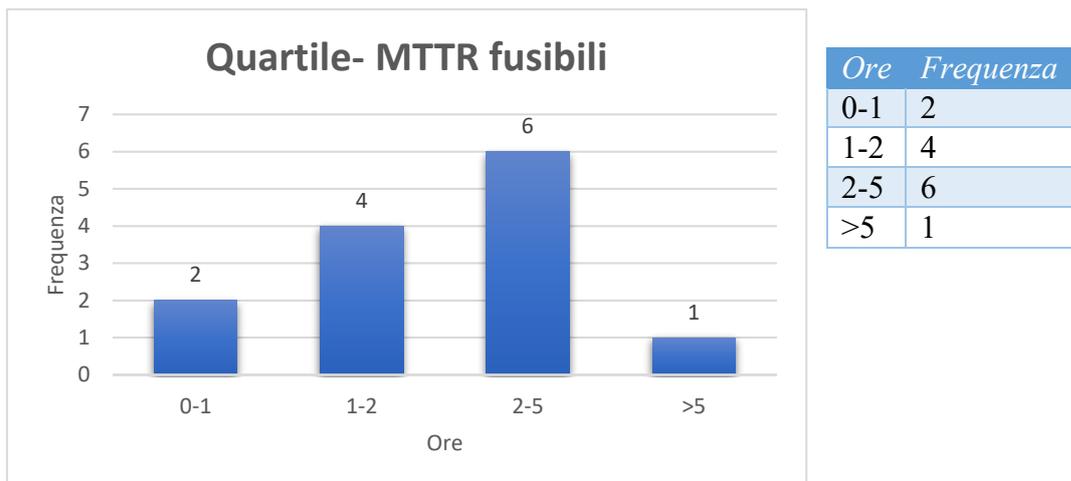


Figura 38: Quartile del MTTR dei fusibili

Dall'istogramma appena sopra si può apprezzare, su un totale di 13 guasti, il quartile raffigurante il tempo impiegato a riparare mediamente un fusibile. Il valore medio che ne deriva si anticipa essere pari a $MTTR_{FUS} = 6 \text{ ore}$.

Ragionamento a parte va fatto invece per quanto riguarda l'inverter; è necessario infatti fare una distinzione giacché i MTTR tra inverter centralizzati e inverter distribuiti è ben diverso. Il MTTR per gli inverter centralizzati, cioè presenti in tutti gli impianti da 1MW, è stato derivato attraverso lo storico di producibilità energetica presente nel software online della azienda RIOS rinnovabile (cioè l'azienda che si occupa della manutenzione). Per ricavare il valore del MTTR in questo caso, poiché ad ogni contatore è collegato un singolo inverter, è stato possibile, prendendo visione della data di guasto nella scheda di manutenzione, verificare per quanto tempo l'inverter che si sono guastati sono rimasti fermi. Facendo una media su tutti gli 11 impianti da 1MW ad inverter centralizzato è stato derivato un valore di MTTR pari a:

$$MTTR_{cent} = 56 \text{ ore}$$

Mentre, per quanto riguarda gli inverter distribuiti, essendo essi presenti in gran numero nei due impianti da 1,8 MW, e poiché sono asserviti a solo 3 contatori, risulta impossibile svolgere un'analisi accurata come quella svolta per gli inverter centralizzati. In questo caso i valori ci sono stati forniti da un'analisi interna dell'azienda. Il valore trovato è:

$$MTTR_{dist} = 16 \text{ ore}$$

COMPONENTI	MTTR, MIN (h)	MTTR, SPER. (h)	MTTR, MAX (h)
PANNELLI	15	7	270
CONNETTORI (COPPIE)	625	3	676
DIODO DI BLOCCO	6	-	48
FUSIBILI	36	6	36
SEZIONATORE DC	47	6	49
INVERTER CENT	10	56	481
INVERTER DIST	10	16	481
INT. AUTOMATICO AC	47	4	49
DIFFERENZIALE	47	6	49
SEZIONATORE AC	47	6	49

Tabella 27: MTTR sperimentale in confronto col range teorico per ogni componente

Dalla tabella 27 balza subito all'occhio come i valori riferiti ai tempi di riparazione medi siano, in genere, ampiamente minori rispetto ai valori che si possono estrapolare da letteratura. Questo risultato dimostra come l'efficienza sia notevole nel provvedere alla riparazione di ciascun componente. Tale performance è possibile raggiungerla grazie ad un controllo sulla singola stringa che rende identificabile anche il più piccolo guasto che può avvenire su una stringa. Si

veda come caso esemplare quello dei connettori; essi, generalmente, quando si guastano è molto difficile accorgersene se il controllo di fluttuazione di potenza viene fatto a livello di inverter, giacché una sola stringa incide molto poco sulla produzione totale di un grande impianto fotovoltaico. Trascorre pertanto molto tempo prima che ci possa accorgere del guasto e quindi intervenire. Ma grazie alla scelta impiantistica, presenti nei suddetti impianti, di controllare istante per istante ogni singola fluttuazione di energia riferita alla singola stringa, questo lasso di tempo viene abbreviato sensibilmente, passando da 600 ore per riparare un connettore fino ad addirittura una media di 3 ore! Sicuramente, per poter usufruire di una tale scelta impiantistica è richiesto un investimento di capitale maggiore, ma attraverso questa analisi sono ben apprezzabili i vantaggi.

4.3.2 MTTR totale richiesto per ogni impianto all'anno

Nella sezione 3.7.4 è stato descritto il procedimento con il quale si valuta il tempo medio di riparazione per un impianto mediato in un anno. Attraverso questo procedimento è stato possibile elaborare un range temporale entro cui ci si aspetterebbe, seguendo il modello, che ricadano i relativi valori di tempo medio di guasto dei 14 impianti sperimentali.

Per procedere al calcolo del MTTR dell'impianto nel suo complesso, attraverso i dati manutentivi elaborati, sono stati moltiplicati ai tassi di guasto di ogni gruppo di componenti di ogni impianto i relativi tempi medi di riparazione.

Nelle tabelle e grafici sottostanti vengono elencati i MTTR di ogni impianto, successivamente verranno discussi brevemente. L'unità di misura del $MTTR_{pi}$ è: [ore/anno].

Impianti	MTTR, min [ore/anno]	MTTR, sper [ore/anno]	MTTR, max [ore/anno]
P1	40	269	500
P2	15	367	479
P3	21	329	480
P4	40	628	500
P5	40	187	500
P6	40	183	495
P7	40	116	500
P8	40	116	500
P9	41	87	501
P10	41	94	501
P11	41	104	501
P12	41	71	501
P13	40	163	500
P14	40	167	500

Tabella 28: Tempo medio richiesto all'anno per riparare ogni impianto sperimentale in confronto al range predittivo modellizzato

Nella tabella sopra si può notare che, fatta eccezione per l'impianto P4 da 4MW, i valori sperimentali rientrano tutti all'interno del range previsionale. Questo è un risultato notevole, infatti è stato verificato che il modello elaborato riesce a predire con una certa accuratezza le ore che si dovranno impiegare mediamente in un anno per riparare tutti i guasti di un impianto fotovoltaico. Con colori di gradazione differente vengono evidenziati i MTTR dal valore più ingente (rosso) al minore (verde). Per ulteriori chiarimenti rispetto ai valori predittivi teorici si riporta il lettore alla sezione 3.7.4.

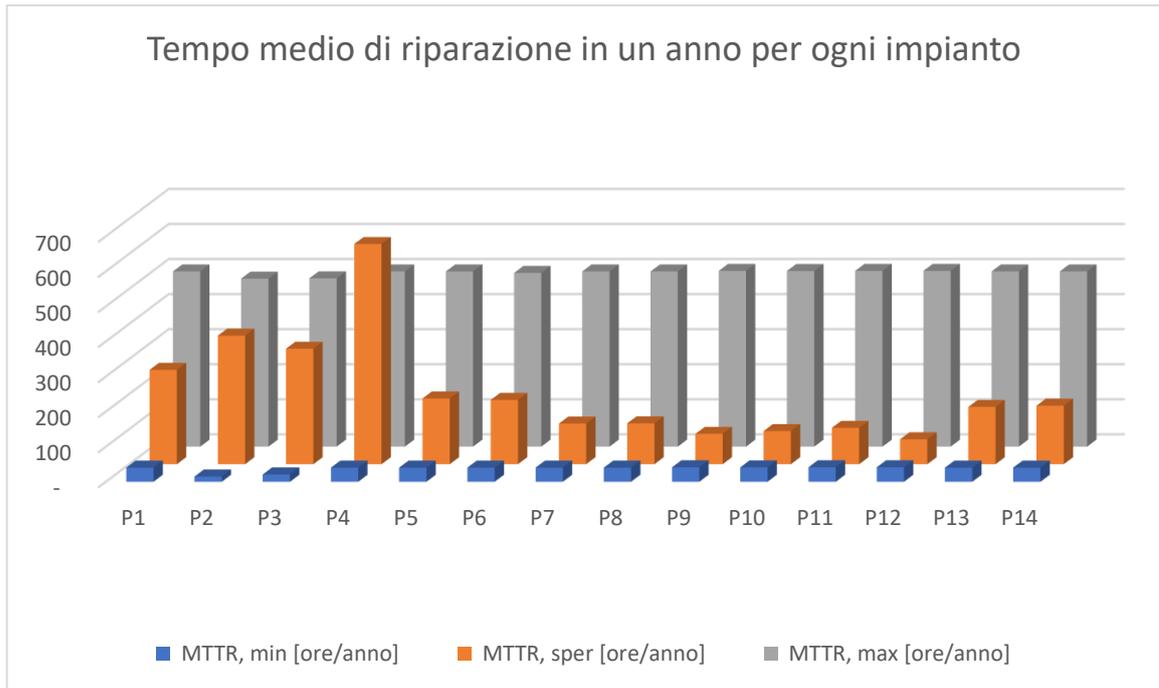


Figura 39: Tempo medio richiesto all'anno per riparare ogni impianto sperimentale in confronto al range predittivo modellizzato

Attraverso il grafico di cui sopra si rende più chiara la consultazione e comparazione dei MTTR di ogni impianto. Si nota come l'impianto P2 e P3 richieda un tempo medio annuo di riparazione più elevato rispetto agli altri impianti, essi infatti sono gli unici 2 che presentano una tecnologia ad inverter distribuito. Inoltre, si può notare come l'impianto P4, da 4 MW, è l'unico che presenti un MTTR annuo che esula dalle previsioni giacché in questo caso il MTTR degli inverter, considerato pari a quello centralizzato, essendo peraltro presenti 12 inverter, incida in modo importante sul tempo totale di riparazione dell'impianto. Per quanto riguarda gli impianti da 1MW (da P5 a P14 e P1) essi sono quelli per cui complessivamente in un anno è richiesta minore manutenzione a livello di ore impiegate complessivamente all'anno. Ciò evidenzia oltretutto come il deterrente principale per comprendere il tempo che sarà necessario impiegare per riparare i componenti di un impianto non è tanto la potenza dell'impianto in sé quanto piuttosto la tecnologia che viene utilizzata.

5. Implementazioni e considerazioni aggiuntive

Il modello utilizzato sinora, da cui si è partiti per sviluppare l'analisi predittiva, e che rappresenta perciò il fulcro dell'albero di guasto descritto nella sezione 3.4.3, presenta alcune semplificazioni che rendono tale modello, per certi versi, non perfettamente dettagliato nel descrivere tutti i guasti all'interno di un impianto fotovoltaico che provocano una perdita di produzione energetica. L'albero di guasto, infatti, prende in considerazione esclusivamente i componenti elettrici ed elettronici che sono direttamente interessati nel produrre correttamente potenza elettrica da immettere in rete. Però, ad esempio, non sono state presi in considerazione i vettori che veicolano tale energia, ovvero i cavi di stringa. È stato riscontrato, difatti, attraverso l'elaborazione di tutti i guasti rendicontati in 4 anni, che gli impianti presentavano numerosi guasti ai cavi di stringa, ad esempio; sia per corrosione causa umidità sia a causa dei roditori. Ma non solo il danneggiamento dei cavi di stringa, anche altri guasti sono responsabili di una perdita di energia.

5.1 Tassi di guasto per componenti al di fuori del modello

Nella tabella seguente verranno introdotti i tassi di guasto, di ogni tipologia di guasto al di fuori del modello, che ha portato ad una interruzione di produzione.

LUOGO DI GUASTO	TASSO DI GUASTO (GUASTI/ANNO)
SPD AC	0,019
SPD DC	0,038
CABINA TRASFORMATORE (modifiche rapporto trasformazione)	0,019
N CAVI DI STRINGHE SOSTIUTITE	2,990
CABINA UTENTE MT	0,438
STRING BOX ALTRO (ricablaggio, surriscaldamento cause sottodimensionamento)	0,438
QUADRO AC	0,495
SISTEMI AUSILIARI (tlc, ups, ecc..)	0,343

Tabella 29: Tassi di guasto per componente non presi in considerazione nel modello

Nella tabella di cui sopra sono stati inseriti i tassi di guasto medi in un anno per singolo impianto, suddivisi per luogo di guasto, ricordando che per guasto si intende qualsiasi malfunzionamento all'interno dell'impianto che porta a una riduzione dell'energia prodotta.

Si evidenzia come il valore che più pesa sia il numero di cavi di stringhe sostituiti, perciò sarebbe sicuramente sensato pensare di implementare il modello tenendo altresì conto dei guasti nei cavi di stringa. In special modo se la zona in cui gli impianti sono installati è particolarmente umida o persino paludosa, i guasti ai cavi di stringa sono dati che non possono venir trascurati.

Un'altra considerazione importante è da fare in merito all'impianto P2 che presenta un sistema di tracking del sole. Infatti, per questo impianto, è stato riscontrato che il gruppo di inseguitori si guasta con una frequenza non trascurabile. In quattro anni, difatti, sono stati registrati 9,6 guasti all'anno di media. Quindi un'ulteriore implementazione, al fine di analizzare con più

accuratezza l'affidabilità di un impianto fotovoltaico ad inseguimento, deve tenere conto della frequenza con cui gli inseguitori si guastano.

5.2 Considerazioni riguardanti la sovratemperatura

I problemi dovuti alla sovratemperatura, oltre a quelli legati ai guasti dei fusibili che abbiamo ampiamente trattato nel capitolo precedente, li ritroviamo anche per altri componenti che non erano presenti nei modelli. Questo perché si può presentare sovratemperatura senza che avvenga un vero e proprio guasto. Per fare un esempio riferito al caso reale sottomano, si sono verificati ad esempio problemi di sovratemperatura nella cabina inverter, ma seppur non si è guastato nulla, il sensore di temperatura ha fatto scattare l'allarme l'interruttore MT è stato aperto; ed essendo che a monte dell'interruttore MT è presente quantomeno un inverter, la perdita di energia è importante. Nella tabella 30 viene riportata la frequenza con cui si sono verificate sovratemperature mediamente in un anno per impianto.

Ubicazione SOVRATEMPERATURA	Frequenza [accadimenti/anno]
CABINA TRASFORMATORE	1,07
STRINGBOX	0,02
CABINA INVERTER	0,25
Totale	1,33

Tabella 30: Frequenza di guasti causa sovratemperatura in cabina

Come si può notare dalla tabella, avviene per ogni impianto almeno un problema all'anno dovuto alla sovratemperatura in ogni impianto. Non si può considerare questo valore

trascurabile e al fine di incrementare e perfezionare l'affidabilità dell'impianto è sicuramente un problema che è necessario risolvere.

5.3 Ulteriori cause di perdita di energia

Oltre a tutte le cause di perdita di energia analizzate in questo lavoro, per cui era possibile pensare di intervenire in modo più efficace e celere, ci sono taluni accadimenti che provocano perdite energetiche importanti e per cui non si può trovare riparo. I così detti guasti di forza maggiore. Ne è un esempio la neve, che provoca una copertura sopra i pannelli riducendo l'area di assorbimento di energia solare; ma il fatto stesso che la neve è un evento meteorologico che avviene in inverno, periodo dell'anno in cui l'irraggiamento è minimo, rende comunque questo tipo di problema relativamente trascurabile a queste latitudini. Mentre di maggiore peso è un altro problema: le interruzioni causate dai guasti dell'ente distributore di energia elettrica. È stato valutato infatti che le interruzioni di produzione causate da problemi dell'ENEL, l'ente nazionale fornitore di energia elettrica, si verificano con una frequenza annua, per ogni impianto di quasi 4 interruzioni l'anno. Interruzioni che mediamente hanno una durata media di 7,9 ore. Quindi tutt'altro che trascurabile poiché tale interruzione implica un completo fermo dell'impianto.

6. Analisi energetica ed economica tra inverter centralizzato e inverter distribuito

In questo capitolo si è intenti a valutare se un impianto fotovoltaico che usa come scelta impiantistica l'inverter centralizzato sia più o meno conveniente rispetto ad un impianto che abbia scelto di installare inverter distribuiti, multi-stringa. Per svolgere questa analisi, innanzitutto, verrà valutata la differenza di costo per quanto concerne la spesa operativa, poi la differenza di spesa relativa al costo di investimento e infine l'energia persa a causa dei guasti e perciò la perdita economica che da essa ne deriva. Il confronto sarà fatto tra l'impianto P2 con inverter di potenza pari a circa 4,2kW e 7 impianti con inverter da 330kW situati in regioni limitrofe all'impianto P2.

6.1 Analisi economica OPEX

Come prevedibile, un impianto con tecnologia ad inseguimento e asservito da centinaia di inverter presenta una frequenza di guasto notevolmente più elevata rispetto agli inverter centralizzati. Così come si può notare dalla tabella 26. Questo fattore è plausibile pensare incida negativamente anche sui costi di manutenibilità dell'impianto, ovvero il così detto OPEX (spesa operativa). Questa previsione trova infatti riscontro con le diverse ricerche effettuate in letteratura con l'intento di fare un paragone tra cosa sia più proficuo utilizzare, se impianti fotovoltaici con tecnologia ad inverter centralizzato o inverter multi-stringa. Per fare un esempio su tutti, al fine di comprendere perché l'OPEX nella vita operativa di un impianto che utilizzi la tecnologia di inverter centralizzato sia minore rispetto alla tecnologia contrapposta di inverter di poche stringhe, si fa riferimento alla ricerca effettuata dalla Schneider Electric [27]. Una ricerca recente, del 2016. In questa ricerca viene effettuata una comparazione quantitativa tra inverter centralizzati e distribuiti di diversa potenza (2MW per inverter centralizzato e 60kW per inverter distribuito in media), però ricavando costi normalizzati rispetto al Watt; in

particolar modo i conti saranno fatti ricavando grandezze con unità di misura del [\$/W]. Quindi utilizzabili per potenze di inverter differenti, a patto che sussistano proporzioni simili tra la potenza degli stessi. Questi impianti sono situati nel Nord America e non presentano condizioni ambientali e costruttive particolari. Quindi si considerano gli impianti che non sono situati in zone troppo periferiche o gli impianti che sono soggetti a importanti ombreggiamenti. Dunque, svolgendo un'analisi di 20 anni, tenendo in considerazione tipici tassi di guasto, contratti di garanzia mediati e costi attualizzati, è stata redatta la tabella seguente. In questa tabella si confrontano i casi di componenti sostituiti quando si rompono oppure il caso in cui vengano rimpiazzati tutti dopo 11 anni.

Service Costs Over a 20 Year Life for a 2MW Building Block Using 60KW String Inverters

	Replace Only When Fail					Replace All In yr 11		
	Truck Roll + LOH	Failure Rate	Fail/yr	Other Truck Rolls	Cost	Fail/yr	Other Truck Rolls	Cost
Year 1 - 10	\$750	3%	1	4	\$37,500	1	4	\$37,500
Year 11 Replacement					\$0		3	\$141,624
Years 11 - 15	\$1,008	4%	2	6	\$82,317	1	4	\$25,198
Years 15 - 20	\$1,168	5%	2	9	\$106,266	1	4	\$29,212
TOTAL (\$)					\$226,084			\$204,322
TOTAL (¢/W)					11.3			10.2
Delta to Central 2MW					\$74,084			\$52,322
Delta to Central ¢/W					3.7			2.6

Tabella 31: Costi OPEX per impianto ad inverter centralizzato e distribuito

In questo studio, sintetizzato dalla tabella 31, si evidenzia come l'OPEX per sistemi con inverter centralizzato sia 2,6 - 3,7 ¢/W (centesimi di dollari al Watt) più basso rispetto ai sistemi con inverter di stringa per tutta la vita del sistema (considerata pari a 20 anni). Può essere proficuo verificare a quanto ammonti effettivamente il costo totale riferito alla manutenibilità per l'impianto P2 da noi analizzato di 1,8MW, in confronto con uno stesso impianto di potenza pari a 1,8MW ma che utilizza la tecnologia ad inverter centralizzato. Si utilizza la formula sottostante:

$$\Delta COSTO \left[\frac{\$}{\text{anno}} \right] = P [W] * \Delta costo \left[\frac{\$}{W*y} \right] \quad (27)$$

Svolgendo i calcoli risulta che un sistema di 1,8 MW con inverter di stringa rispetto ad un sistema ad inverter centralizzato costi in più all'anno per mantenere la corretta operatività:

$$\Delta COSTO'_{OPEX,DIST} - \Delta COSTO'_{OPEX,CENT} = \Delta COSTO'_{OPEX} \quad (28)$$

$$\Delta COSTO'_{OPEX} = 234 \div 333 \left[\frac{\$}{anno} \right] \quad (29)$$

Convertendolo in euro, attualizzato al 2019 (cambio euro/dollaro =0,89):

$$\Delta COSTO_{OPEX} = 209 \div 297 \left[\frac{\text{€}}{anno} \right] \quad (30)$$

In sostanza, si stima un costo all'anno maggiorato di circa 2500 euro all'anno che è da ritenere tutt'altro che trascurabile. Si tenga inoltre in considerazione che anche il costo di investimento risulta maggiore per un sistema fotovoltaico ad inverter multi-stringa.

6.2 Analisi economica CAPEX

Per quanto riguarda il CAPEX, ovvero il costo di investimento iniziale, si fa sempre riferimento alla ricerca effettuata dalla Schneider Electric. Senza dilungarsi troppo, tenuto conto del costo della manodopera (tabella 32) necessario per costruire i due impianti e tenuto conto del costo dei materiali (tabella 33), si valuta che il costo di investimento per quanto riguarda un impianto ad inverter centralizzato sia minore rispetto al CAPEX relativo ad un impianto ad inverter distribuito. In particolar modo, coerentemente con le valutazioni riassunte nelle tabelle sottostanti, si calcola che il costo di investimento per impianti a inverter centralizzati sia minore rispetto a quello distribuito di 0,3€/W per quanto concerne la manodopera e di 1,9€/W per quanto riguarda il costo dei componenti. Quindi complessivamente costruire un impianto ad inverter centralizzato fa risparmiare 2,2€/W. Perciò il $\Delta COSTO_{CAPEX}$ per un impianto di potenza pari a 1,8MW si può calcolare come segue:

$$\Delta COSTO'_{CAPEX} = 2,2 \left[\frac{\text{¢}}{\text{W}} \right] * 1,8 * 10^6 [W] \quad (31)$$

Ottenendo infine un valore pari a:

$$\Delta COSTO'_{CAPEX} = 3960 [\$] \quad (32)$$

Convertendolo in euro:

$$\Delta COSTO_{CAPEX} = 3530 [€] \quad (33)$$

È interessante notare come per un impianto da 1,8MW la spesa iniziale di investimento non varia in modo drastico seppur il numero di componenti sia molto maggiore nel caso di tecnologia ad inverter multi-stringa.

Labor Analysis of a 20MW Block Utilizing 2MW Central Inverters vs. 60KW String Inverters

ITEM	CENTRAL		STRING		COMMENT
	hrs/unit	hrs/20MW	hrs/unit	hrs/20MW	
Mechanical installation	14	140	2	667	Skid vs loose string inverter
Electrical installation	35	350	4	1,320	Skid vs string with 7.5min/connection with MC4/H4
Commissioning	4	40	0.25	83	
Inverter Foundation	20	200	1.5	500	Gravel bed for centrals Post and strut for string
DC BOS	112	1,120	0	0	8hrs per combiner box
AC BOS	0	0	1.8	600	Calculated per 2 MW for string and divided by 33 units: 3 hrs per 400A MLO panel 16hrs per large 4000A MCB panel 20 hrs per MVT
TOTALS	185	1,850	9.8	3,170	

Tabella 32: Costi CAPEX di manodopera per impianto ad inverter centralizzato e distribuito

Comparison of Material Costs of Utility-Scale Systems Utilizing Central and String Inverters

ITEM	CENTRAL	STRING	COMMENT
Differential Cost per Inverter (¢/WAC)	7.6	8.1	Both configured with DC disconnect and DC fuse protection. Centrals include AC protection, strings do not. Strings include AFCL.
Incremental Cost to Skid (¢/WAC)	2.5	N/A	Centrals include integration labor for power block, auxiliary power, foundation slab and MV Transformer.
DC BOS per Inverter (¢/WAC)	0.8	N/A	Based on 400A combiner boxes, 14 per 2MW. Both systems designed for 1% DC cabling losses.
DC collection per Inverter (¢/WAC)	2.0	0.4	Based on comparable 1.4 DC Ratios.
AC BOS per Inverter (¢/WAC)	N/A	3.0	String inverter includes MV Transformer, AC MLO combiner panel and MCB recombiner panel. Central included in skid price.
AC collection per Inverter (¢/WAC)	0.2	3.5	Based on 1% voltage drop max for string, Based on NEC min ampacity table for centrals.
Totals (¢/WAC)	13.1	15.0	A utility system using string inverters requires an incremental CAPEX investment of 2.4¢/W.

Tabella 33: Costi CAPEX dei materiali per impianti ad inverter centralizzato e distribuito

Fermandoci ad analizzare solo questi valori, appare evidente come un impianto ad inverter centralizzato risulti molto più conveniente. Di contro però è importante ricordare che è vero, costruire e mantenere un impianto fotovoltaico con tecnologia multi-stringa ha un costo maggiore, ma questi ultimi come analizzato nei capitoli precedenti, sono riparabili con più facilità e che la loro rottura non implica un fermo di metà impianto, bensì solamente una riduzione di produzione di solo alcune stringhe. Quindi è fondamentale analizzare altresì il guadagno energetico, e perciò economico, che si può ottenere utilizzando un impianto ad inverter distribuito rispetto ad un impianto ad inverter centralizzato. Nell'analisi ci concentreremo unicamente sulle perdite energetiche dovute esclusivamente ai guasti sugli inverter, che risultano quelle più gravose da un punto di vista di produttività

6.3 Analisi energetica ed economica causa guasti agli inverter

Per l'analisi che ci si accinge a svolgere si metteranno a confronto in particolare gli impianti P2 da 1,8MW ad inverter distribuito e 7 impianti da 1MW che presentano condizioni di irraggiamento simili a quelle dell'impianto da 1,8MW. L'impianto P2 presenta complessivamente 426 inverter di potenza pari a circa 4,2kW, mentre i 7 impianti da 1MW sono costituiti da 3 inverter di potenza pari a circa 330kW ciascuno. Il motivo di questa scelta è che l'impianto P2, essendo costituito da tanti inverter e poiché in 4 anni di analisi si sono verificati 81 guasti, rappresenta già di per sé una buona media statistica. Mentre prendere un singolo impianto da 1MW non sarebbe sufficientemente accurato da un punto di vista statistico, quindi è stata svolta una media su tutti gli impianti costituiti da 3 inverter, complessivamente 50 guasti.

Il fine di questo studio è quello di valutare l'energia annua che si perde mediamente in un impianto a causa dei guasti che avvengono negli inverter; per valutarla sono stati seguiti due approcci, uno diverso per ogni impianto, cercando di perseguire la strada migliore possibile coerentemente con gli strumenti a disposizione.

6.3.1 Analisi di perdita energetica per l'impianto ad inverter centralizzato

Per quanto concerne il calcolo dell'energia media annua persa a causa dei guasti per gli impianti ad inverter centralizzato è stato svolto il seguente procedimento; per ogni impianto da 1MW sono stati, dapprima evidenziati i soli guasti relativi agli inverter, tenendo in considerazione le date in cui avveniva ciascun accadimento, in seguito è stato utilizzato il software online fornito dall'azienda RIOS Rinnovabili per rintracciare, a partire dalla data di guasto, il periodo di tempo in cui l'inverter non ha funzionato (ciò è deducibile dall'andamento della curva di carico che si riferisce ad ogni singolo inverter, la quale se in corrispondenza dell'asse delle ascisse indica il periodo di non funzionamento dello stesso). A questo punto, al fine di comprendere quanto avrebbe potuto produrre ogni inverter guasto, se tale disservizio non fosse avvenuto, è stato

preso in considerazione un periodo di tempo simile in cui, invece, l'inverter ha funzionato correttamente sotto le medesime condizioni di irraggiamento. Tale procedimento è iterato per ogni guasto, per ogni impianto, nei 4 anni di operazione.

Si troverà per ogni impianto una perdita di energia associata ad ogni guasto. La somma di tutte le perdite energetiche divisa per il numero di impianti su cui è stata condotta l'analisi e per il numero di anni di operazione fornisce il valore dell'energia persa mediamente in un anno a causa dei guasti agli inverter in un impianto centralizzato.

Si ricava quindi una perdita di energia annua media per impianto pari a:

$$E_{persa,cent} = 6476,01 \left[\frac{\text{kWh}}{\text{anno}} \right] \quad (34)$$

Si precisa unicamente che il valore dell'energia riportata sopra è stata moltiplicata per un fattore 1,8 al fine di correlare gli impianti trattati da 1 MW all'impianto da 1,8MW. Ipotizzato, in modo realistico, che si mantenga la stessa proporzione tra i componenti.

6.3.2 Analisi di perdita energetica per l'impianto ad inverter distribuiti

Per quanto concerne lo studio relativo all'impianto ad inverter distribuito non è possibile svolgere la stessa procedura del capitolo precedente poiché sarebbe necessario che ad ogni inverter fosse asservito un contatore. In realtà invece sono presenti solo 3 contatori per 426 inverter e pertanto non è possibile identificare l'energia persa a causa di un solo inverter guasto attraverso il metodo descritto sopra. Il procedimento in questo caso consiste nel:

1. identificare la data in cui avviene il guasto di ogni inverter;
2. approssimare il tempo di disservizio facendo uso del MTTR relativo ad un inverter generico multi-stringa ricavato precedentemente;
3. trovare, utilizzando il programma PVGIS, quanta energia avrebbe potuto

produrre mediamente in quel lasso di tempo l'inverter. A tal fine, è stato simulato un impianto da 4,2 kW localizzato in provincia di Cuneo, stessa regione in cui l'impianto P2 è situato.

Attraverso questi passaggi, dunque, si trova che in media in un anno l'energia persa a carico dei guasti agli inverter di piccole dimensioni è pari a:

$$E_{persa,distr} = 1004,05 \left[\frac{kWh}{anno} \right] \quad (35)$$

Prima di proseguire con l'analisi economica, confrontiamo la percentuale di energia persa per le due diverse tecnologie di impianto rispetto al totale prodotto in un anno. Il calcolo che si svolgerà sarà semplicemente il seguente:

$$E_{persa,\%} = \frac{E_{persa,inverter}}{E_{prodotta,totale}} * 100 \quad (36)$$

I risultati sono riassunti nella tabella e grafico a barre sottostante.

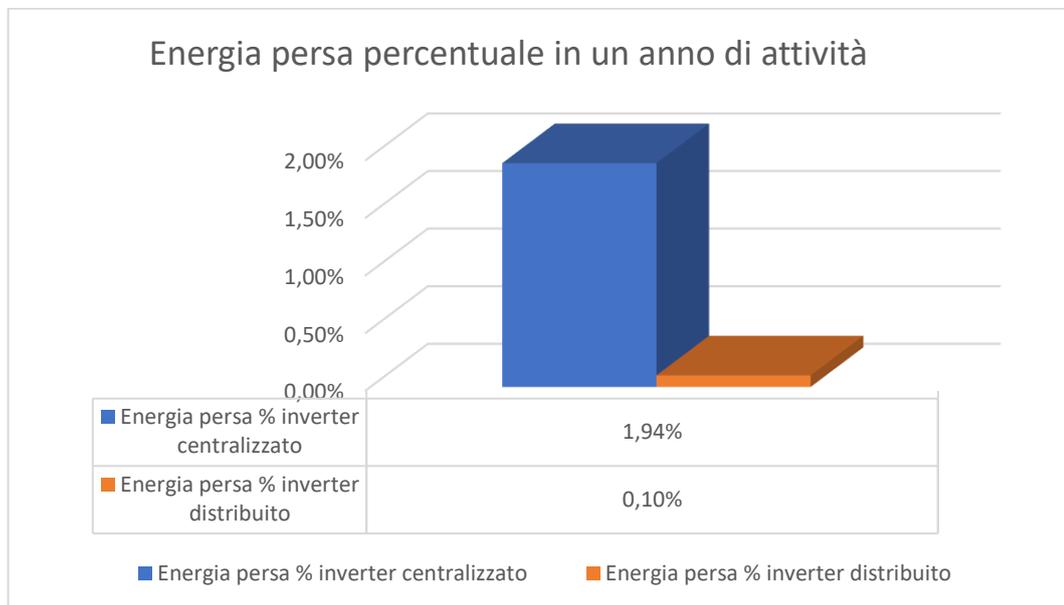


Figura 40: Energia percentuale persa in un anno a causa di guasti agli inverter

Come si può notare dalla figura 40, l'impianti che utilizzano inverter centralizzati, a causa dei guasti e dei tempi di fermo a cui sono soggetti, perdono in percentuale in un anno circa il 2% di energia rispetto a quella totale prodotta. Mentre utilizzare inverter distribuiti, seppur questi siano soggetti ad un tasso di guasto molto maggiore (come analizzato in precedenza), questi guasti incidono per solo lo 0,1% dell'energia totale prodotta dell'impianto.

6.3.3 Analisi economica rispetto alle due tecnologie a confronto

Dall'analisi effettuata nei paragrafi precedenti si evince che un impianto ad inverter centralizzato generi una perdita energetica annua addirittura quasi 6 volte superiore a quella di un impianto a tecnologia multi-stringa. Questa perdita energetica si può tradurre in una perdita economica dal momento in cui si ricava il prezzo di vendita dell'energia al kWh.

Poiché questi impianti usufruiscono dell'agevolazioni presenti nel conto energia 2011 (valori riassunti nella tabella 34) si valuta il prezzo dell'energia venduta alla rete come la somma di tali incentivi(mediati) e il costo medio dell'energia al kWh:

$$Costo_{el} = 0,06 \left[\frac{\text{€}}{\text{kWh}} \right] \quad (37)$$

$$Costo_{el+inc} = 0,36 \left[\frac{\text{€}}{\text{kWh}} \right] \quad (38)$$

		TARIFFA CORRISPONDENTE					
		A)		B)		C)	
Intervallo di potenza	[kW]	Impianti entrati in esercizio in data successiva al 31 dicembre 2010 ed entro il 30 aprile 2011		Impianti entrati in esercizio in data successiva al 30 aprile 2011 ed entro il 31 agosto 2011		Impianti entrati in esercizio in data successiva al 31 agosto 2011 ed entro il 31 dicembre 2011	
		Impianti fotovoltaici realizzati sugli edifici	altri impianti fotovoltaici	Impianti fotovoltaici realizzati sugli edifici	altri impianti fotovoltaici	Impianti fotovoltaici realizzati sugli edifici	altri impianti fotovoltaici
		[€/kWh]	[€/kWh]	[€/kWh]	[€/kWh]	[€/kWh]	[€/kWh]
1 ≤ P ≤ 3		0,402	0,362	0,391	0,347	0,380	0,333
3 < P ≤ 20		0,377	0,339	0,360	0,322	0,342	0,304
20 < P ≤ 200		0,358	0,321	0,341	0,309	0,323	0,285
200 < P ≤ 1000		0,355	0,314	0,335	0,303	0,314	0,266
1000 < P ≤ 5000		0,351	0,313	0,327	0,289	0,302	0,257
P > 5000		0,333	0,297	0,311	0,275	0,287	0,244

Tabella 34: Sovvenzioni Conto Energia 2011

Si ottiene, dunque, moltiplicando la perdita di energia all'anno per il costo al kWh dell'energia, la perdita economica annuale:

$$P_{economica,centr} = 388,57 \left[\frac{euro}{anno} \right] \quad (39)$$

$$P_{economica,dist} = 60,27 \left[\frac{euro}{anno} \right] \quad (40)$$

Invece, tenuto conto degli incentivi:

$$P_{economica,centr+inc} = 2331,40 \left[\frac{euro}{anno} \right] \quad (41)$$

$$P_{economica,dist+inc} = 361,62 \left[\frac{\text{euro}}{\text{anno}} \right] \quad (42)$$

Si valuta quindi il $\Delta COSTO_{PERDITE}$ tra impianto ad inverter centralizzato e distribuito:

$$\Delta COSTO_{PERDITE} = 60,27 - 388,57 = -328,3 \left[\frac{\text{euro}}{\text{anno}} \right] \quad (43)$$

$$\Delta COSTO_{PERDITE+inc} = 361,62 - 2331,4 = -1969,78 \left[\frac{\text{euro}}{\text{anno}} \right] \quad (44)$$

Il segno negativo è coerente con i $\Delta COSTO_i$ calcolati nei paragrafi precedenti.

Considerato che da un punto di vista di resa energetica non ci sia praticamente differenza se l'impianto presenta alcune unità o diverse centinaia di inverter (così come dimostrato dallo studio "The Effect Of Numbers Of Inverters In Photovoltaic Grid Connected System On Efficiency, Reliability And Cost", del 2015.) per valutare quale tipologia di impianto convenga di più è sufficiente confrontare le spese sopra calcolate e che vengono riassunte nella tabella 35.

	$\Delta COSTO_{CAPEX}$ [euro]	$\Delta COSTO_{OPEX}$ [euro/anno]	$\Delta COSTO_{PERDITE}$ [euro/anno]
INCENTIVO	3530	250	-1969,78
NO INCENTIVO	3530	250	-328,3

Tabella 35: Differenza dei costi tra impianto da 1,8MW ad inverter centralizzato e distribuito

Si ricorda solamente che il Δ è dato dalla sottrazione tra tecnologia ad inverter centralizzato e distribuito.

Al fine di comprendere quindi nel complesso quale sia la scelta impiantistica che convenga di più bisogna valutare in tutta la vita dell'impianto fotovoltaico, qui desunta pari a 20 anni, a quanto equivalgono le perdite monetarie totali e farne un confronto.

Ipotizzato che il tasso di crescita del costo dell'energia sia pari al tasso di interesse, è sufficiente moltiplicare ai $\Delta COSTO_{OPEX}$ e ai $\Delta COSTO_{PERDITE}$ gli anni di vita dell'impianto e fare la somma di tutte le spese così calcolate.

	$\Delta COSTO_{CAPEX}$ [euro]	$\Delta COSTO_{OPEX,tot}$ [euro]	$\Delta COSTO_{PERDITE,tot}$ [euro]	$\Delta COSTO_{TOTALE}$ [euro]
INCENTIVO	3530	5000	-39395,6	-30865,6
NO INCENTIVO	3530	5000	-6566	1964

Tabella 36: Differenza di perdita economica tra un impianto ad inverter centralizzato e un impianto ad inverter distribuito da 1,8 MW in 20 anni di vita utile

Come si può evincere dalla tabella 36, nel caso di incentivi statali, riferiti al conto energia 2011, il guadagno stimato per utilizzare impianti ad inverter distribuito rispetto alla scelta impiantistica ad inverter centralizzato, dopo 20 anni di attività, è pari a circa 30000 euro. Mentre se non sono presenti incentivi, seppur ogni singolo impianto analizzato ha diritto agli incentivi, risulta lievemente più vantaggioso l'utilizzo di impianti a inverter centralizzato.

7. CONCLUSIONE

Il fulcro di questo lavoro è stato il tema dell'affidabilità e disponibilità di impianti fotovoltaici di medie-grandi dimensioni. Come già detto, le ragioni per cui uno studio di affidabilità e di disponibilità è di fondamentale importanza per un impianto di potenza risiedono principalmente nel fatto che il funzionamento corretto di un impianto ne determina il risultato economico e il fattore economico determina a sua volta la fattibilità dello stesso. È stato quindi sviluppato un modello che potesse riassumere il comportamento di tali impianti in modo tale da prevederne l'affidabilità e la disponibilità per tutto il periodo di vita utile. A tal fine, per rafforzare il modello stesso da un punto di vista statistico, sono stati analizzati 14 impianti di potenza compresa tra 1 MW e 4 MW, complessivamente 80.620 pannelli fotovoltaici, in un arco temporale di 4 anni, contando complessivamente 2373 guasti.

L'approccio scelto per svolgere questo studio risulta innovativo per un motivo in particolare; mentre tutti i lavori scientifici riguardo la manutenibilità di impianti fotovoltaici analizzati (cfr. [8], [9], ..., [25]) utilizzano un singolo valore di MTTF (Tempo Medio di Guasto) o MTTR (Tempo Medio di Riparazione), per lo più mediato su una serie di campioni, per descrivere il comportamento dei componenti di un impianto fotovoltaico, in questo lavoro si è cercato di individuare un range di validità dei MTTF e MTTR in modo tale da prevederne, con un certo margine di scostamento, l'effettiva affidabilità e disponibilità. È stato riscontrato, infatti, che utilizzare un singolo valore mediato per definire il tempo medio di guasto, o il tempo medio di riparazione, non è, e non può essere, sufficientemente accurato ed esaustivo per tenere in considerazione tutte le variabili che influenzano la frequenza di guasto di ciascun componente tra un impianto ed un altro. Ad esempio, la frequenza con cui determinati componenti si guastano dipende da diversi fattori che sono, non solo in funzione della tecnologia intrinseca del componente stesso, ma anche in funzione di determinate scelte impiantistiche. È stato scartato, inoltre, l'utilizzo della normativa americana MIL per quanto riguarda i MTTF dei componenti elettrici poiché si è notato che essi presentano errori troppo grandi rispetto al valore medio calcolato dalla letteratura per potere essere ritenuti attendibili (si veda la tabella 14).

Per creare un modello di affidabilità e disponibilità attendibile, seppur con qualche scostamento, per ogni impianto fotovoltaico di media-grande potenza, è stato adottato con una certa coerenza

un range di MTTF e MTTR per ogni componente. Si è dunque provveduto al calcolo di affidabilità e disponibilità predittivo sia per ogni impianto sia per ogni componente e sia per i tre range di potenza presi in esame: 1MW, 1,8 MW, 4MW. Per il calcolo di tali grandezze è stato utilizzato un modello di FTA (Fault Tree Analysis, cfr. figura 15), considerando tutti i componenti riparabili, in cui l'evento radice è rappresentato dalla perdita di energia causata dai guasti di qualsiasi componente.

Il risultato ottenuto è stato quello ricapitolato nelle figure da 31 a 37, nelle quali è possibile vedere come il tasso di guasto per ogni componente, valutato sperimentalmente, rientri, quasi sempre, all'interno del range predittivo stabilito dal modello sviluppato, fatta eccezione per i fusibili, i quali si guastano con una frequenza molto maggiore rispetto alla previsione. Analizzando il motivo di tale scostamento è stato riscontrato come risieda per diversi impianti (in particolar modo l'impianto P13 e P14) un problema di sovratemperatura all'interno delle cabine di stringa, che provoca una rottura dei fusibili molto frequente. Oltretutto, analizzando più nel dettaglio il problema della sovratemperatura, è stato evidenziato (cfr. tabella 30) come anche la cabina inverter e la cabina del trasformatore siano soggette a interruzione di produzione dovuti al surriscaldamento. Quindi, al fine di ottimizzare l'affidabilità e l'efficienza degli impianti analizzati risulta necessario provvedere a migliorare il sistema di raffreddamento delle cabine suddette; provvedendo, ad esempio, a costruire un'ulteriore copertura che le possa tenere all'ombra oppure aumentando la potenza delle ventole di aerazione o il numero di estrattori.

Tra i risultati più importanti ottenuti attraverso questo lavoro si evidenzia quello riassunto nella figura 39 in cui, attraverso il modello, è stato possibile predire il tempo medio che è necessario impiegare per riparare tutti i guasti che avvengono in un anno, in ciascun impianto. In modo analogo, nella tabella 25, si riesce a prevedere la frequenza con cui ogni impianto si guasta (ad eccezione per quegli impianti - P13 e P14 - in cui si verifica l'anomalia legata ai guasti dei fusibili).

Pertanto, validato attraverso i 14 impianti sperimentali analizzati nei 4 anni, si può ritenere il modello accurato nel prevedere l'affidabilità e la disponibilità di ogni impianto fotovoltaico di media-grande potenza. In questo modo, quindi, grazie all'utilizzo di questo modello, l'investitore sarà al corrente, ante-operam, della frequenza con cui l'impianto che andrà a

costruire si guasterà e delle ore di manutenzione annue che saranno necessarie per la riparazione.

Il modello, comunque, non è perfetto e diverse migliorie e integrazioni possono essere attuate. Svolgendo, ad esempio, un'analisi dei guasti anche ai cavi di stringa. In nessun modello di affidabilità studiato da fonti scientifiche, infatti, è stato curato l'aspetto dei guasti riferiti ai cavi di stringa, nonostante questi causino effettivamente una perdita di produzione, soprattutto nelle zone umide, che non può ritenersi trascurabile (cfr. tabella 29). Inoltre, il modello potrebbe venire, in lavori successivi, ulteriormente raffinato riducendo i limiti minimi e massimi di MTTF e MTTR fissati dal range che in questo lavoro sono stati estrapolati da letteratura.

Nell'ultimo capitolo, infine, viene fatto un confronto energetico-economico tra due diverse scelte tecnologiche impiantistiche: impianti fotovoltaici ad inverter centralizzato e impianti fotovoltaici ad inverter distribuito. L'analisi mostra come, seppur gli impianti asserviti a numerosi inverter richiedano un maggior quantitativo di ore da dedicare alla manutenzione, l'energia che viene persa a causa dei guasti è molto minore; a causa dei guasti agli inverter distribuiti, infatti, si perde lo 0,1% dell'energia media annua totale prodotta, rispetto a quasi il 2% di energia persa all'anno per colpa dei guasti che avvengono agli inverter centralizzati. Quindi, da un punto di vista di produzione energetica immessa in rete, gli impianti ad inverter multi-stringa sono da ritenere più prestanti. In aggiunta, però, è da tenere in conto che un impianto ad inverter distribuiti presenta un costo di investimento e di manutenzione maggiore rispetto ad un impianto ad inverter centralizzato di pari potenza. Sorge, dunque, una domanda spontanea: considerata tutta la vita utile di un impianto fotovoltaico, quale scelta impiantistica è più vantaggiosa da un punto di vista economico? La risposta a questa domanda è riassunta nella tabella 36 dove è possibile notare come, qualora si tengano in considerazione i costi CAPEX, OPEX e la perdita economica a causa dei guasti, e nel caso in cui si computino anche gli incentivi statali del Conto Energia 2011 (incentivi di cui usufruiscono tutti i 14 impianti), l'ago della bilancia si sposta in modo evidente a favore degli impianti ad inverter distribuito. Grazie a questa tecnologia, infatti, è possibile guadagnare indicativamente 30.000 euro in più rispetto ad un impianto di pari potenza ad inverter centralizzato in 20 anni di vita operativa. Se,

però, non vengono tenuti in considerazione gli incentivi statali, le due tecnologie risultano paragonabili da un punto di vista economico e quindi la scelta dell'investitore può essere ad appannaggio dell'impianto ad inverter centralizzato i cui tempi di costruzione sono minori.

BIBLIOGRAFIA

- [1] Report IEA PVPS T1-34:2018, pp. 5-30
- [2] GSE. Rapporto Statistico - Solare Fotovoltaico [2010, 2011, 2012, 2013, 2014, 2015, 2016,2017]
- [3] Risk Analysis_Booklet rev1.1, Carpignano Andrea, pp. 111-220
- [4] Reliability of large-scale grid-connected photovoltaic systems - Gabriele Zini, Christophe Mangeant, Jens Merten - Renewable Energy 36 (2011) pp. 2334-2340
- [5] F.P. Less, Loss Prevention in the process industries, Butterworths, London (1996)
- [6] Survey on Reliability of Power Electronic Systems - Yantao Song and Bingsen Wang, Senior Member, IEEE - IEEE TRANSACTIONS ON POWER ELECTRONICS, VOL. 28, NO. 1 (2013), pp. 591-593
- [7] Fault Tree Analysis - Hazard Analysis Techniques for System Safety, by Clifton A. Ericson, II 2005 John Wiley and Sons, Inc. pp. 182-192
- [8] Reliability, Availability and Maintainability Analysis for Grid-Connected Solar Photovoltaic Systems, A. Sayed, M. El-Shimy, M. El-Metwally and M. Elshahed, 2019, pp. 1-19
- [9] Reliability assessment for components of large scale photovoltaic systems, Noradin Ghadimi, pp. 211-221
- [10] Reliability study of a system dedicated to renewable energies by using stochastic petri nets: application to photovoltaic (PV) system, Ismahan Mahdi, Samira Chalah, Bouchra Naji, pp. 513-521
- [11] Markovian reliability analysis of standalone photovoltaic systems incorporating repairs. Theristis, M.; Papazoglou, I.A., IEEE J. Photovolt. 2014, 4, 414–422.
- [12] Reliability assessment for components of large scale photovoltaic systems. Ahadi, A.; Ghadimi, N.; Mirabbasi, D., J. Power Sources 2014, 264, 211–219.

- [13] Energy yields of small grid connected photovoltaic system: Effects of component reliability and maintenance. Perdue, M.; Gottschalg, R. *IET Renew. Power Gener.* 2015, 9, 432–437
- [14] Sensitivity and reliability models of a PV system connected to grid. Gupta, N.; Garg, R.; Kumar, P. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 2017, 69, 188–196.
- [15] Availability Estimation of a Photovoltaic System. Charki, A.; Bigaud, D. In *Proceedings of the 2013 Annual Reliability and Maintainability Symposium (RAMS)*, Orlando, FL, USA, 28–31 January 2013; pp. 1–5.
- [16] A framework for the reliability evaluation of grid-connected photovoltaic systems in the presence of intermittent faults. Cai, B.; Liu, Y.; Ma, Y.; Huang, L.; Liu, Z. *Energy* 2015, 93, 1308–1320
- [17] Reliability evaluation of future photovoltaic systems with smart operation strategy. Ahadi, A.; Hayati, H.; Miryousefi Aval, S.M. *Front. Energy* 2016, 10, 125–135.
- [18] Modeling the output power of PV farms for power system adequacy assessment. Sulaeman, S.; Benidris, M.; Mitra, J. In *Proceedings of the 2015 North American Power Symposium (NAPS)*, Charlotte, NC, USA, 4–6 October 2015; pp. 1–6.
- [19] Availability assessment for grid-connected photovoltaic systems with energy storage. Nemes, C.; Munteanu, F.; Rotariu, M.; Astanei, D. In *Proceedings of the 2016 International Conference and Exposition on Electrical and Power Engineering (EPE)*, Iasi, Romania, 20–22 October 2016; pp. 908–911.
- [20] Failure mode and effect analysis for photovoltaic systems Colli, A. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 2015, 50, 804–809.
- [21] Reliability evaluation of a composite power system containing wind and solar generation. Ghaedi, A.; Abbaspour, A.; Fotuhi-Firuzabad, M.; Moeini-Aghtaie, M.; Othman, M. In *Proceedings of the 2013 IEEE 7th International Power Engineering and Optimization Conference (PEOCO)*, Langkawi, Malaysia, 3–4 June 2013; pp. 483–488.
- [22] *Risk, Reliability and Safety: Innovating Theory and Practice*, Walls, L.; Revie, M.; Bedford, T. Eds; Taylor & Francis: London, UK, 2017; ISBN 978-1-138-02997-2.
- [23] A root cause analysis and a risk evaluation of PV balance of system failures. Cristaldi, L.; Khalil, M.; Soulatiantork, P. *Acta Imeko* 2017, 6, 113–120

[24] PV System Component Fault and Failure Compilation and Analysis, Sandia Report 2018, pp. 1-38

[25] PV Inverters Reliability Prediction, 2017, Firas Obeidat and Roger Shuttleworth, pp 1-14

[26] The Effect Of Numbers Of Inverters In Photovoltaic Grid Connected System On Efficiency, Reliability And Cost, Aliaa N.Madkor, Dr. Wagdy R.Anis, Dr. Ismail Hafez, pp 99-107

[27] A Quantitative Comparison of Central Inverters and String Inverters in Utility-Scale Solar Systems in North America, December 2016

[28] Modelli teorici di affidabilità, valutazioni sperimentali di perdita energetica per diverse taglie di potenza di impianti fotovoltaici, A. Ratcliff, 2018