

**POLITECNICO DI TORINO**  
Corso di Laurea Magistrale in Ingegneria Energetica e Nucleare



**Modelli teorici di affidabilità, valutazioni  
sperimentali di perdita energetica per  
diverse taglie di potenza di impianti  
fotovoltaici**

**Relatore**  
**Prof. Filippo SPERTINO**

**Candidato**  
**Alessandro RATCLIF**

**Anno accademico 2017-2018**



## Sommario

Il presente studio verte sull'analisi dei guasti e della manutenzione di impianti fotovoltaici connessi alla rete, esaminati sul piano energetico e statistico. Il lavoro di ricerca è stato intrapreso grazie al supporto e ai dati forniti dall'azienda TGE di Leinì (TO), che opera nel campo fotovoltaico con più di 100 contratti di manutenzione di impianti, per un totale di 16 MW installati.

È stata effettuata un'analisi di affidabilità teorico-statistica sul biennio di attività 2016-2017 su 5 impianti di potenza crescente da 50 kW a circa 1 MW tutti ubicati nel nord Italia, installati su coperture e facenti parte del programma di incentivazione Conto Energia. La previsione statistica è risultata coerente al comportamento reale per i soli impianti di potenza compresa tra 150 kW e 550kW. La frequenza di guasto è direttamente proporzionale alla potenza dell'impianto e del numero di componenti; mentre il tempo medio di riparazione è risultato inversamente proporzionale alla potenza installata.

Dall'analisi energetica si può affermare che la perdita di energia è strettamente correlata al tempo medio di riparazione, più di quanto non lo sia la frequenza di guasto. Inoltre per tutti gli impianti, escluso uno, si registra una percentuale di energia persa dovuta ai malfunzionamenti inferiore all'1,5%. Lo studio ci permette di definire quali componenti, all'interno del sistema, siano i più fragili in ordine decrescente di frequenza di guasto: inverter, fusibili, connettori e cavi DC, interruttori AC, interfaccia di rete e moduli fotovoltaici. Infine il confronto tra i diversi impianti è stato spunto per riflettere sulla migliore struttura di un impianto fotovoltaico con la finalità di ridurre al minimo la perdita di energia.

Il lavoro rappresenta un primo approfondimento su un tema importante e strategico come la manutenzione dei sistemi fotovoltaici e può costituire un punto di partenza per ulteriori studi e ricerche sull'argomento, in un'ottica di sviluppo del settore.



# Indice

<b>1</b>	<b>Introduzione</b>	<b>7</b>
1.1	Situazione globale . . . . .	7
1.2	Situazione nazionale . . . . .	11
1.2.1	Numero di impianti e potenza installata . . . . .	11
1.2.2	Energia generata . . . . .	13
1.2.3	Tipologia di impianti e tipo di connessione . . . . .	13
1.2.4	Tecnologia installata . . . . .	14
<b>2</b>	<b>Modello teorico di affidabilità per componenti elettrici ed elettronici</b>	<b>16</b>
2.1	Affidabilità: concetti base e matematica . . . . .	18
2.1.1	Reliability (Affidabilità) . . . . .	18
2.1.2	Failure Rate (Tasso di Guasto) . . . . .	18
2.1.3	Mean Time to Failure (Tempo Medio di Guasto) . . . . .	20
2.1.4	Mean Time to Repair (Tempo Medio di Riparazione) . . . . .	20
2.1.5	Disponibilità . . . . .	21
2.2	Analisi albero di guasto . . . . .	21
2.2.1	Metodologia . . . . .	23
2.2.2	Definizioni . . . . .	26
<b>3</b>	<b>Analisi di affidabilità - Modello teorico</b>	<b>27</b>
3.1	Schema impianto fotovoltaico . . . . .	27
3.1.1	Campo fotovoltaico . . . . .	30
3.1.2	Connettori fotovoltaici . . . . .	31
3.1.3	Quadro di campo . . . . .	32
3.1.4	Scaricatori di sovratensione . . . . .	34
3.1.5	Inverter . . . . .	35
3.1.6	Interruttore automatico AC . . . . .	35
3.1.7	Interfaccia di rete . . . . .	36
3.1.8	Interruttore generale AC e interruttore differenziale . . . . .	36
3.1.9	Contatore . . . . .	36
3.2	Definizione impianti . . . . .	37
3.2.1	Magenta (MI) 50 kW . . . . .	37
3.2.2	Leinì (TO) 143 kW . . . . .	38

3.2.3	Murello (CN) 259 kW . . . . .	38
3.2.4	Cavallerleone (CN) 553 kW . . . . .	38
3.2.5	Palazzolo sull'Oglio (BS) 999 kW . . . . .	39
3.3	Conteggio componenti . . . . .	39
3.4	Tasso di guasto . . . . .	40
3.4.1	Pannello fotovoltaico . . . . .	41
3.4.2	Diodo di blocco . . . . .	41
3.4.3	Connettori . . . . .	42
3.4.4	Fusibili . . . . .	42
3.4.5	Sezionatori DC e AC . . . . .	42
3.4.6	Scaricatori di sovratensione . . . . .	43
3.4.7	Inverter . . . . .	43
3.4.8	Interruttore generale, Interruttore differenziale, Interfaccia di rete . . . . .	43
3.4.9	Tabella riassuntiva tassi di guasto componenti . . . . .	44
3.5	Implementazione Fault Tree Analysis . . . . .	45
3.5.1	Definizione "Top Event" . . . . .	45
3.5.2	Schema logico . . . . .	45
3.5.3	Assunzioni . . . . .	45
3.5.4	Calcolo Minimal Cut Set . . . . .	47
3.6	Calcolo affidabilità . . . . .	48
<b>4</b>	<b>Analisi di affidabilità - Caso sperimentale</b>	<b>53</b>
4.1	Interventi . . . . .	55
4.1.1	P1 - 50kW . . . . .	55
4.1.2	P2 - 143kW . . . . .	56
4.1.3	P3 - 259kW . . . . .	58
4.1.4	P4 - 553kW . . . . .	60
4.1.5	P5 - 999kW . . . . .	61
4.2	Grafici riassuntivi MTTF, MTTR, Disponibilità . . . . .	64
4.3	Confronto metodi e commenti . . . . .	67
4.4	Analisi perdita energetica . . . . .	70
4.4.1	Comportamento impianto guasto . . . . .	71
4.4.2	Calcolo energia persa . . . . .	75
4.4.3	Confronti e commenti . . . . .	85
<b>5</b>	<b>Resoconto interventi TGE</b>	<b>88</b>
5.1	Tipologie di intervento . . . . .	89
5.1.1	Specifiche di intervento . . . . .	92
<b>6</b>	<b>Conclusioni</b>	<b>97</b>

# Elenco delle figure

1.1	Capacità di potenza fotovoltaica installata nel 2016 . . . . .	8
1.2	Crescita globale del fotovoltaico installato . . . . .	9
1.3	Capacità fotovoltaica installata in Europa . . . . .	11
1.4	Installazioni fotovoltaiche annuali in Europa . . . . .	12
1.5	Evoluzione della serie storica del numero e della potenza installata degli impianti fotovoltaici in Italia . . . . .	12
1.6	Confronto tra le regioni italiane in termini di potenza prodotta e numerosità di impianti . . . . .	13
1.7	Andamento della produzione di energia da sistemi fotovoltaici in Italia 2009-2016 . . . . .	14
1.8	Tipologia di connessione 2016 . . . . .	15
1.9	Distribuzione pannelli fotovoltaici per tipologia di pannello . . . . .	15
2.1	Bathtub curve . . . . .	19
2.2	Andamento funzione affidabilità con distribuzione esponenziale . . . . .	20
2.3	Otto fondamentali step in un FTA completo . . . . .	24
2.4	Simboli FTA (1) . . . . .	25
2.5	Simboli FTA (2) . . . . .	25
3.1	Schema impianto fotovoltaico connesso alla rete semplificato . . . . .	28
3.2	Schema impianto fotovoltaico connesso alla rete completo . . . . .	29
3.3	Pannelli mono/poli-cristallini. . . . .	30
3.4	Pannello a film sottile . . . . .	31
3.5	Connettori Fotovoltaici . . . . .	32
3.6	Fusibili Fotovoltaici . . . . .	33
3.7	Sezionatore DC . . . . .	34
3.8	Inverter multistringa . . . . .	36
3.9	Schema logico ad albero . . . . .	46
3.10	Andamento affidabilità . . . . .	50
4.1	Confronto MTTF diversi impianti . . . . .	64
4.2	Confronto MTTR diversi impianti . . . . .	64
4.3	Confronto Disponibilità diversi impianti . . . . .	65
4.4	MTTR per tipo di guasto . . . . .	66

4.5	Percentuale guasti negli impianti esaminati . . . . .	66
4.6	Confronto Failure Rate terico e reale . . . . .	68
4.7	Confronto MTTF terico e reale . . . . .	68
4.8	Esempio monitoraggio impianto guasto causa fusibili (1) . . . . .	72
4.9	Esempio monitoraggio impianto guasto causa fusibili (2) . . . . .	72
4.10	Esempio monitoraggio impianto guasto causa dispersione (1) . . . . .	73
4.11	Esempio monitoraggio impianto guasto causa dispersione (2) . . . . .	74
4.12	Esempio monitoraggio impianto guasto Inverter . . . . .	74
4.13	Esempio monitoraggio impianto guasto interruttore AC o interfaccia di rete . . . . .	75
4.14	Percentuale di energia persa per tipo di guasto impianto P1 (50kW) . . . . .	78
4.15	Percentuale di energia persa per tipo di guasto impianto P2 (143kW) . . . . .	79
4.16	Percentuale di energia persa per tipo di guasto impianto di P3 (259kW) . . . . .	81
4.17	Percentuale di energia persa per tipo di guasto impianto di P4 (553kW) . . . . .	83
4.18	Percentuale di energia persa per tipo di guasto impianto P5 (999kW) . . . . .	85
4.19	Percentuale di energia persa causa guasti per impianto . . . . .	86
4.20	Percentuale di energia persa per tipo di guasto . . . . .	86
5.1	Numero di interventi di manutenzione totali 2016-2017 . . . . .	88
5.2	Interventi di manutenzione per mese . . . . .	89
5.3	Tipi di intervento di manutenzione 2016 . . . . .	90
5.4	Tipi di intervento di manutenzione 2017 . . . . .	91
5.5	Manutenzione ordinaria 2016 . . . . .	93
5.6	Manutenzione straordinaria 2016 . . . . .	93
5.7	Manutenzione ordinaria 2017 . . . . .	94
5.8	Manutenzione straordinaria 2017 . . . . .	94
5.9	Interventi principali di manutenzione 2016-2017 incluso monitoraggio . . . . .	95
5.10	Interventi principali di manutenzione 2016-2017 . . . . .	95

# Elenco delle tabelle

1.1	Impianti installati al 31/12/2016 . . . . .	14
3.1	Nome Impianti . . . . .	40
3.2	Numero di componenti per impianto . . . . .	40
3.3	Tabella per calcolo $\lambda_{DB}$ . . . . .	41
3.4	Tabella per calcolo $\lambda_{CON}$ . . . . .	42
3.5	Tabella per calcolo $\lambda_{SDC/SAC}$ . . . . .	42
3.6	Tabella per calcolo $\lambda_{GCB/DCB/GP}$ . . . . .	43
3.7	Tabella riassuntiva tassi di guasto componenti sistema fotovoltaico . . . . .	44
3.10	Affidabilità componenti dopo 10 anni di operazione . . . . .	48
3.8	Affidabilità componenti dopo un anno di operazione . . . . .	49
3.9	Affidabilità componenti dopo due anni di operazione . . . . .	49
3.11	Affidabilità 1 anno di operazione . . . . .	50
3.12	Affidabilità 2 anni di operazione . . . . .	50
3.13	Affidabilità 10 anni di operazione . . . . .	50
3.14	Tasso di guasto totale impianti . . . . .	51
3.15	MTTF Impianti . . . . .	51
4.1	Interventi impianto P1 (50kW) . . . . .	55
4.2	MTTF P1 (50kW) . . . . .	56
4.3	Disponibilità P1 (50kW) . . . . .	56
4.4	Interventi impianto P2 (143kW) . . . . .	57
4.5	MTTF P2 (143kW) . . . . .	58
4.6	Disponibilità P2 (143kW) . . . . .	58
4.7	Interventi impianto P3 (259kW) . . . . .	59
4.8	MTTF P3 (259kW) . . . . .	59
4.9	Disponibilità P3 (259kW) . . . . .	60
4.10	Interventi impianto P4 (553kW) . . . . .	60
4.11	MTTF P4 (553kW) . . . . .	61
4.12	Disponibilità P4 (553kW) . . . . .	61
4.13	Interventi impianto P5 (999kW) . . . . .	62
4.14	MTTF P5 (999kW) . . . . .	62
4.15	Disponibilità P5 (999kW) . . . . .	63
4.16	Confronto Failure Rate dei componenti nel caso teorico e reale . . . . .	69

4.17	Energia persa per guasto impianto P1 (50kW)	77
4.18	Percentuale energia persa impianto P1 (50kW)	77
4.19	Energia persa per guasto impianto P2 (143kW)	78
4.20	Percentuale energia persa impianto P2 (143kW)	78
4.21	Energia persa per guasto impianto P3 (259kW)	80
4.22	Percentuale energia persa impianto P3 (259kW)	80
4.23	Energia persa per guasto impianto P4 (553kW)	82
4.24	Percentuale energia persa impianto P4 (553kW)	82
4.25	Energia persa per guasto impianto P5 (999kW)	84
4.26	Percentuale energia persa impianto P5 (999kW)	85

# Capitolo 1

## Introduzione

La domanda globale di energia è aumentata in risposta alla crescita della popolazione e al miglioramento della situazione economica in molte parti del mondo. Mentre la domanda di energia è in crescita, le sue fonti primarie, vale a dire i combustibili fossili, stanno iniziando a esaurirsi a causa del consumo eccessivo e della loro disponibilità limitata.

Le attività dell'uomo riferite al consumo di energia e all'inquinamento hanno portato a mutare rapidamente le condizioni meteorologiche, provocando fenomeni come il riscaldamento globale, lo scioglimento dei ghiacci dei poli nord e sud e il danneggiamento dello strato di ozono. L'inquinamento ambientale e i problemi del surriscaldamento globale possono essere ridotti in futuro grazie all'utilizzo delle energie rinnovabili come quella solare, in particolare l'energia solare basata sulla tecnologia fotovoltaica (PV). In effetti, il numero di centrali elettriche fotovoltaiche sono aumentate in tutto il mondo e molti Paesi stanno pianificando di aumentare la proporzione di energia elettrica derivante da fonti alternative rispetto a quelle tradizionali.

Il fotovoltaico ha suscitato grande interesse, da parte di ricercatori, produttori e decisori come fonte di generazione di energia pulita grazie ai suoi vantaggi economici e ambientali. Esiste un grande potenziale riferito all'utilizzo di impianti fotovoltaici ad alta efficienza in diverse aree del mondo dovuto all'elevata quantità di irraggiamento solare incidente in queste regioni. Il fotovoltaico è una delle tecnologie rinnovabili più sviluppate, grazie ai suoi numerosi e promettenti vantaggi, come la mancanza di una complessa manutenzione e bassi costi operativi, una lunga durata e una riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub>, caratteristiche che portano all'ottenimento di risultati importanti, come principalmente un ambiente pulito nonostante la crescita demografica e l'aumento di consumo energetico [1].

### 1.1 Situazione globale

La crescita mondiale del fotovoltaico ha avuto un andamento esponenziale tra il 1992 e il 2017. Durante questo periodo, il fotovoltaico si è evoluto da una nicchia di mercato di applicazioni su piccola scala diventando una fonte di energia elettrica affermata e diffusa.

## CAPACITA' DI POTENZA FOTOVOLTAICA INSTALLATA

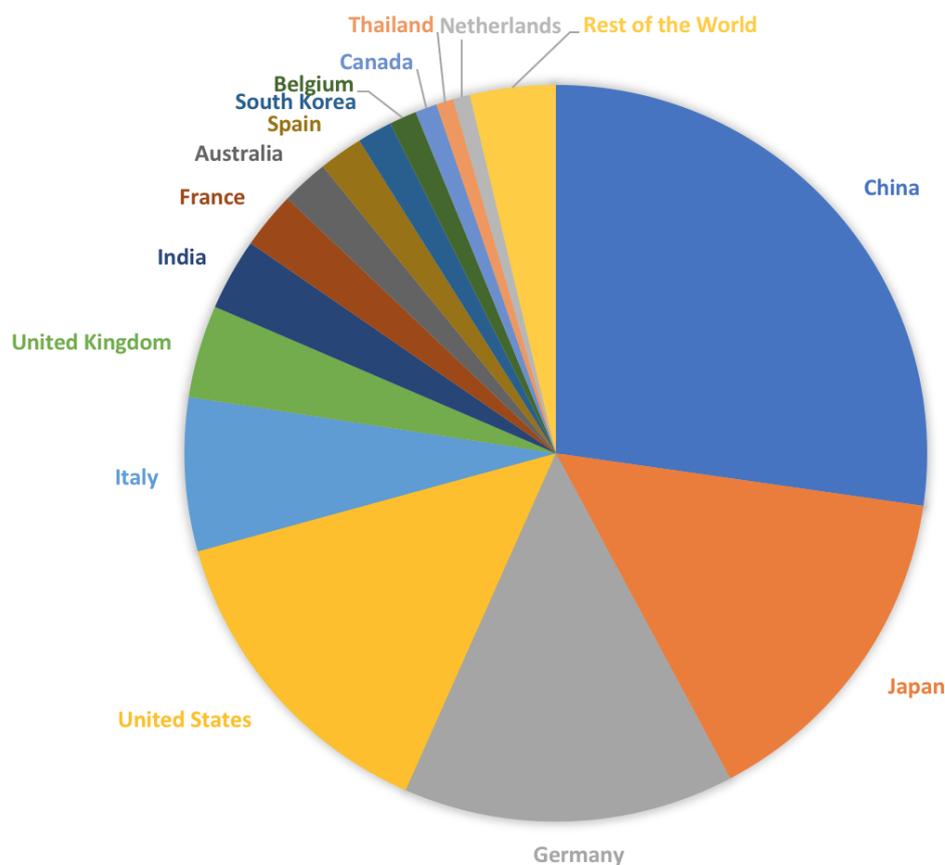


Figura 1.1: Capacità di potenza fotovoltaica installata nel 2016

Quando i sistemi solari fotovoltaici sono stati riconosciuti come promettenti tecnologie di energia rinnovabile, i programmi politici ed economici sono stati implementati da un certo numero di governi con l'obiettivo di fornire incentivi economici per gli investimenti. Per diversi anni, la crescita è stata guidata principalmente dal Giappone e dai Paesi europei all'avanguardia. Di conseguenza, grazie a miglioramenti tecnologici ed economie di scala il costo del solare è diminuito in modo significativo. Alla fine del 2016, la capacità fotovoltaica cumulativa ha raggiunto circa 302 GW [1.2], stimati sufficienti per fornire tra l'1,3% e l'1,8% della domanda globale di elettricità. Il solare ha contribuito con l'8%, il 7,4% e il 7,1% ai rispettivi consumi nazionali annuali di Italia, Grecia e Germania. Entro il 2050, si prevede che il fotovoltaico sia destinato a diventare la più grande fonte di energia elettrica del mondo. Per raggiungere questo obiettivo la capacità fotovoltaica dovrà aumentare fino a 4.600 GW, di cui più della metà è prevista in Cina e India. Oggigiorno, le principali installazioni fotovoltaiche riferite al 2016 sono la Cina (34,5 GW), gli Stati Uniti (14,7 GW), il Giappone (8,6 GW), l'India (4 GW) e il Regno Unito (2 GW) [15] [1.1]. Negli scorsi decenni i governi di molte nazioni si sono incontrati in diverse conferenze, raggiungendo accordi e firmando protocolli con lo scopo di limitare l'impatto ambientale umano e intraprendere strade di sostenibilità energetica e ambientale.

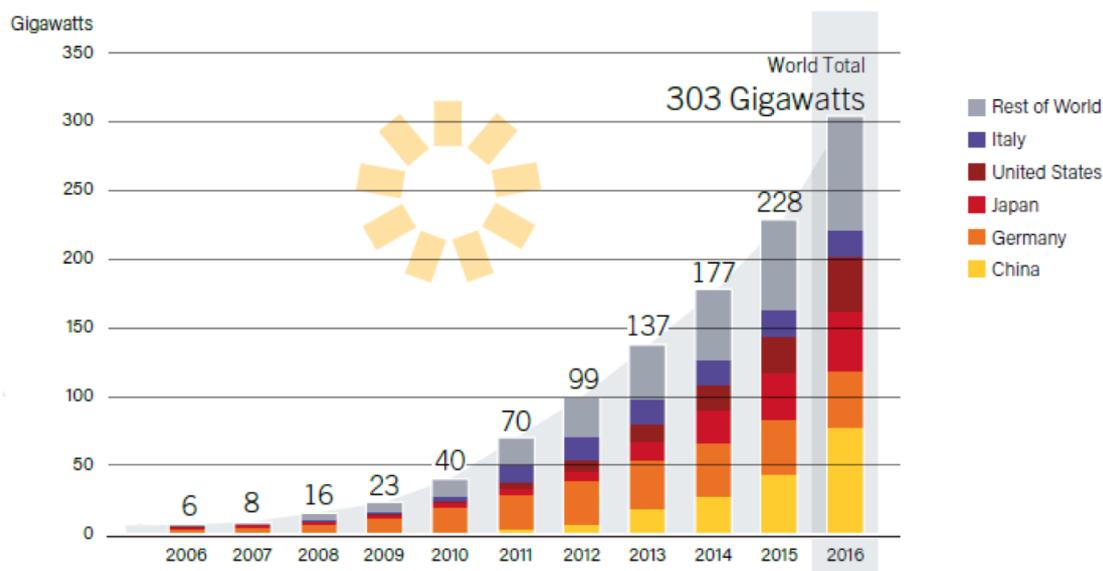


Figura 1.2: Crescita globale del fotovoltaico installato [2].

Nel dicembre 2015, la 21<sup>a</sup> sessione della Conferenza delle parti (COP 21) alla Convenzione delle Nazioni Unite sui cambiamenti climatici (UNFCCC) di Parigi, si è conclusa con un accordo fondamentale per mantenere il massimo aumento della temperatura media globale il più vicino possibile a 1,5 ° C. Vi è stato un consenso generale sul fatto che i contributi determinati a livello nazionale (NDC) proposti da ciascun Paese rappresentano solo un primo passo verso la realizzazione degli obiettivi dell'accordo di Parigi. In una recente pubblicazione Sir Robert Watson, ex presidente dell'Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC), e co-autori hanno affermato che le emissioni globali di gas serra (GHG) non dovrebbero diminuire abbastanza velocemente per rimanere sotto i 2 ° C. Secondo questa analisi, l'1,5 ° C sarebbe raggiunto entro il 2030 e l'obiettivo di 2,0 ° C entro il 2050. Gli autori hanno invitato tutti i Paesi a rivedere i loro impegni entro il 2018 al fine di raggiungere realmente gli obiettivi dell'accordo di Parigi. La decarbonizzazione del nostro approvvigionamento energetico è una componente fondamentale per raggiungere gli obiettivi, poiché il 65% delle attuali emissioni di CO<sub>2</sub> nel mondo sono dovute all'utilizzo di combustibili fossili. Nel 2014, l'81% della nostra fornitura totale di energia primaria dipendeva dalla combustione di idrocarburi, vale a dire il 29% di carbone, il 31% di petrolio e il 21% di gas naturale. In termini di consumo energetico finale, l'elettricità ha rappresentato solo il 18,1%, ma è stata responsabile del 35,2% delle emissioni totali di CO<sub>2</sub>. Il fotovoltaico (PV) e l'energia eolica sono opzioni tecnologiche chiave per passare a un approvvigionamento energetico decarbonizzato e possono essere distribuiti in modo modulare quasi ovunque sul pianeta. Nonostante la significativa crescita dell'uso di energia rinnovabile non idroelettrica nell'ultimo decennio, ci sono ostacoli di natura strutturale riguardo all'uso di tutte le fonti di energia rinnovabili. Soprattutto nel settore dell'elettricità, l'attuale progettazione del sistema europeo, sia dal punto di vista economico sia politico

e sociale, favorisce ancora l'uso centralizzato dell'energia convenzionale (carbone, petrolio, gas naturale e energia nucleare), tale situazione determina quindi un alto costo dal punto di vista economico per effettuare una transizione energetica verso un approvvigionamento di energie sostenibili. Inoltre, l'attuale sistema di distribuzione dell'elettricità è stato progettato per un flusso unidirezionale dalle unità centralizzate ai consumatori, mentre la generazione decentrata di energia rinnovabile solare ed eolica richiede la capacità di un flusso bidirezionale di elettricità.

Nell'Unione europea le condizioni di mercato per il fotovoltaico variano notevolmente da un paese all'altro. Le ragioni sono da attribuire alle diverse politiche energetiche e ai programmi di sostegno pubblico per le energie rinnovabili, con particolare riferimento al fotovoltaico, così come i vari gradi di liberalizzazione dei mercati nazionali dell'elettricità. Tra il 2005 e il 2015, la capacità di generazione di energia solare fotovoltaica nell'UE è passata da 1,9 GW a 95,4 GW. Già nel 2014, l'obiettivo NREAP (Piano di azione nazionale per l'energia rinnovabile 2020) di 83,7 GW è stato superato, raggiungendo circa 88,4 GW. Con una capacità installata complessiva di 95,4 GW, alla fine del 2015 l'UE rappresentava ancora il 40,6% del totale globale di 235 GW di capacità di generazione di energia solare fotovoltaica, sebbene questo valore fosse inferiore rispetto al 66% registrato alla fine del 2012. L'analisi delle installazioni annuali mostra che la quota dell'Europa non è solo in calo rispetto a un mercato in crescita in tutto il mondo, ma anche in cifre effettive di installazione. Secondo il rapporto del 2016 del mercato dell'energia rinnovabile a medio termine dell'AIE, la quota della capacità solare installata nell'UE scenderà al di sotto del 30% entro il 2020 a causa di un mercato stagnante di 7-8 GW. I regimi di sostegno in alcuni Stati membri non sono stati concepiti per reagire abbastanza rapidamente al mercato in rapida crescita e di conseguenza tali mercati hanno sviluppato tassi di crescita insostenibili e i governi hanno reagito con cambiamenti improvvisi e imprevedibili nei regimi di sostegno, nonché con requisiti legali. Ciò ha comportato picchi di installazione prima delle scadenze annunciate e alta incertezza per i potenziali investitori. Inoltre, una serie di modifiche retroattive hanno ulteriormente ridotto la fiducia degli investitori.

Nel 2015, l'Italia ha collegato 298 MW, portando la capacità installata cumulativa a quasi 18,9 GW entro la fine del 2015 secondo il rapporto annuale del Gestore dei Servizi Energetici (GSE) [40]. Dopo il *Quinto Conto Energia* terminato a luglio 2013, l'unico meccanismo di sostegno è ora lo schema Scambio sul Posto (autoconsumo). L'operatore di rete nazionale italiano TERNA ha riferito che l'elettricità da impianti fotovoltaici ha fornito 24,68 TWh pari al 7,8% del totale dell'energia elettrica venduta nel 2015 e 16,89 TWh o l'8,3% del totale generato nel 2016. La copertura mensile più alta si è registrata nel mese di agosto, quando l'elettricità fotovoltaica ha fornito l'11,6% dell'approvvigionamento energetico italiano [3].

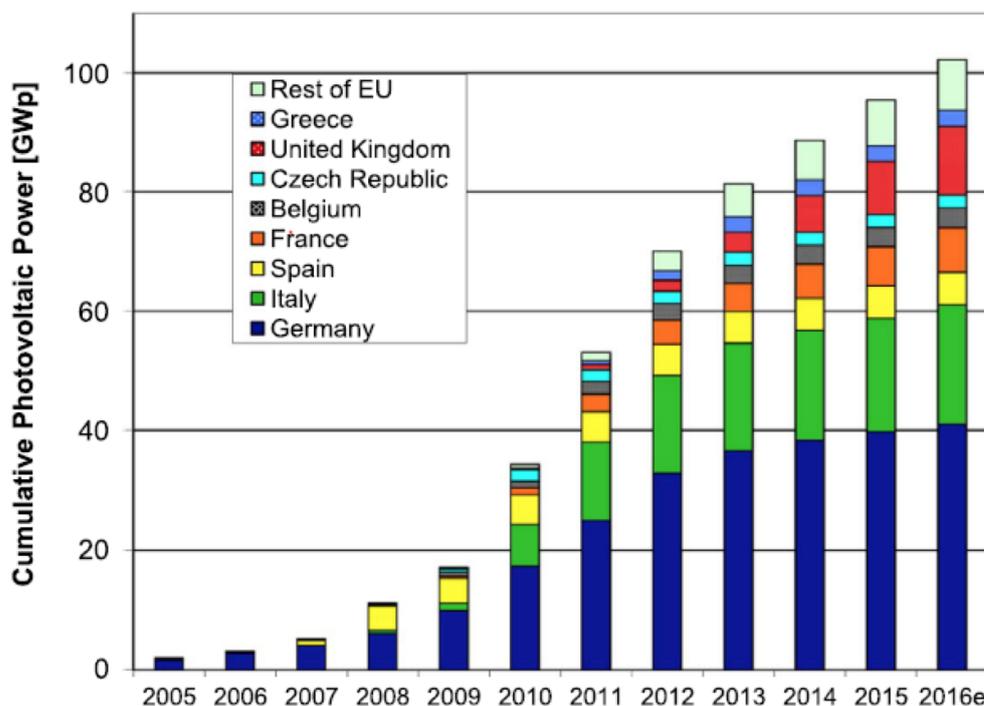


Figura 1.3: Capacità fotovoltaica installata in Europa [3].

## 1.2 Situazione nazionale

Dopo aver visto e compreso il panorama fotovoltaico mondiale ed europeo, è interessante approfondire la situazione italiana. Come si può evincere, da tutte le statistiche e dai grafici proposti, l'Italia ha una rilevanza di carattere mondiale nell'installazione e nell'investimento nel campo fotovoltaico. L'Italia sin dal 2005 ha introdotto un programma di incentivazione con lo scopo di sviluppare la produzione di energia da fonti rinnovabili e raggiungere gli obiettivi imposti dalle direttive europee. In Italia dal 2005 al 2013 si contano 5 diversi programmi di incentivazione in Conto Energia. Il 5° conto energia è terminato nel 6 luglio 2013 senza l'emanazione di un nuovo piano di incentivi sull'energia prodotta, sostituito però da sgravi fiscali sul costo d'impianto [4].

### 1.2.1 Numero di impianti e potenza installata

Alla fine del 2016 gli impianti fotovoltaici installati in Italia risultano 732.053, ai quali corrisponde una potenza pari a 19.283 MW. Il grafico in figura 1.5 mostra l'evoluzione della serie storica del numero e della potenza installata degli impianti fotovoltaici in Italia. Dal 2013, anno della cessazione del Conto Energia, la crescita è avvenuta secondo ritmi meno sostenuti. Gli impianti entrati in esercizio nel corso del 2016, per la maggior parte installazioni a servizio di utenze domestiche, registrano una potenza media più alta rispetto a quella dell'anno precedente. La taglia media nazionale degli impianti fotovoltaici è in diminuzione, risultando ad un valore pari a 26,3 kW. Tra le regioni italiane si rileva una notevole eterogeneità in termini di numero e potenza installata degli impianti fotovoltaici.

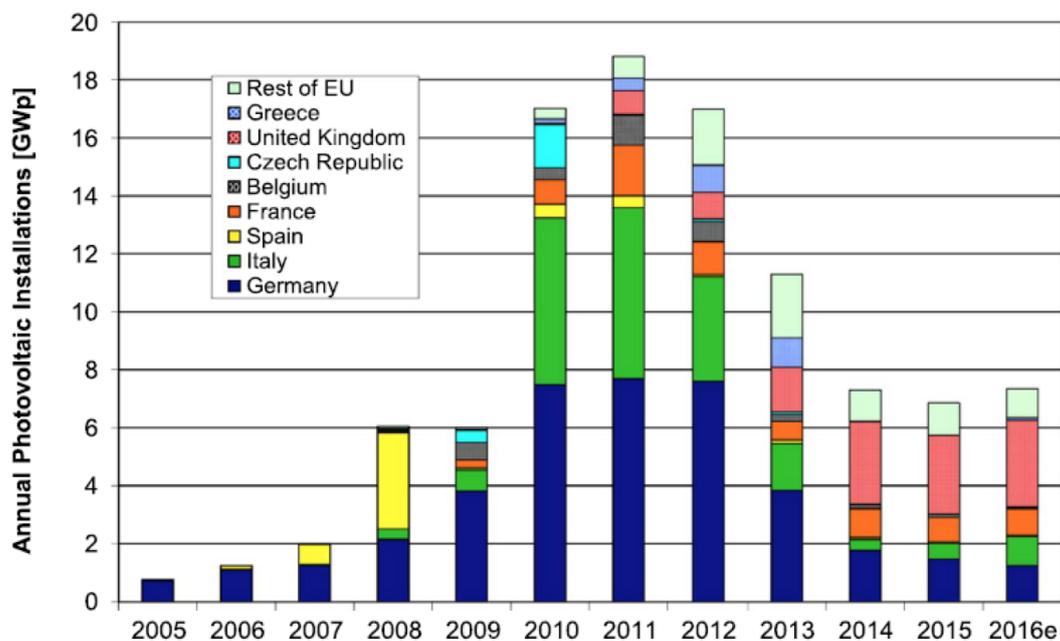


Figura 1.4: Installazioni fotovoltaiche annuali in Europa [3].

La Lombardia è la regione con il maggior numero di impianti, con poco meno di 110.000 unità, seguita dalla regione Veneto (99.486 impianti). Le due regioni insieme costituiscono quasi un terzo degli impianti installati sul territorio italiano. In termini di potenza installata invece è la Puglia la prima regione italiana, con 2.623 MW. Nella medesima regione si registra anche la dimensione media degli impianti più elevata, che è pari a 58,8 kW. Le regioni con più bassa penetrazione di impianti fotovoltaici sono la Basilicata, la Liguria, il Molise e la Valle D'Aosta [4].

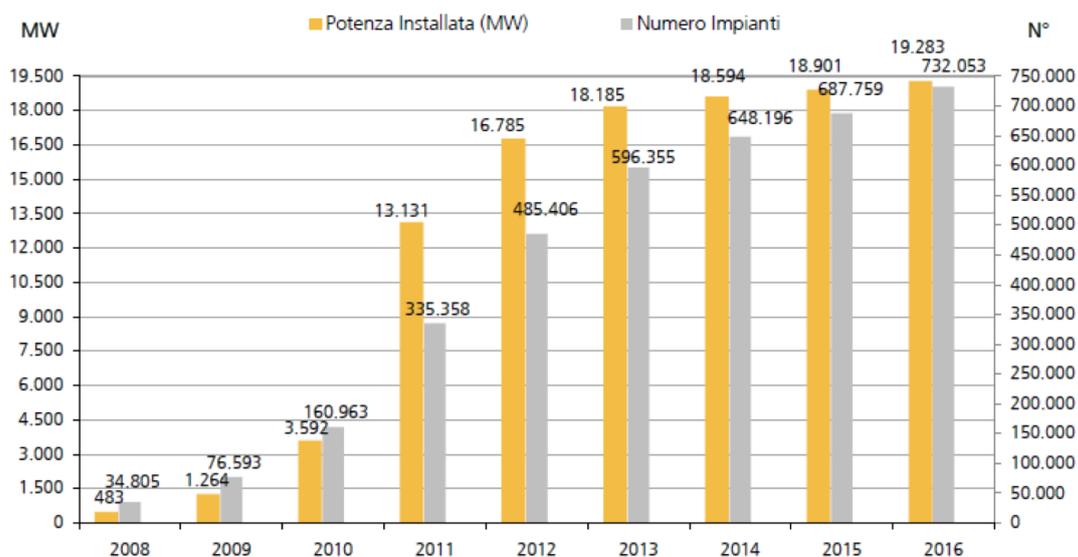


Figura 1.5: Evoluzione della serie storica del numero e della potenza installata degli impianti fotovoltaici in Italia [4].

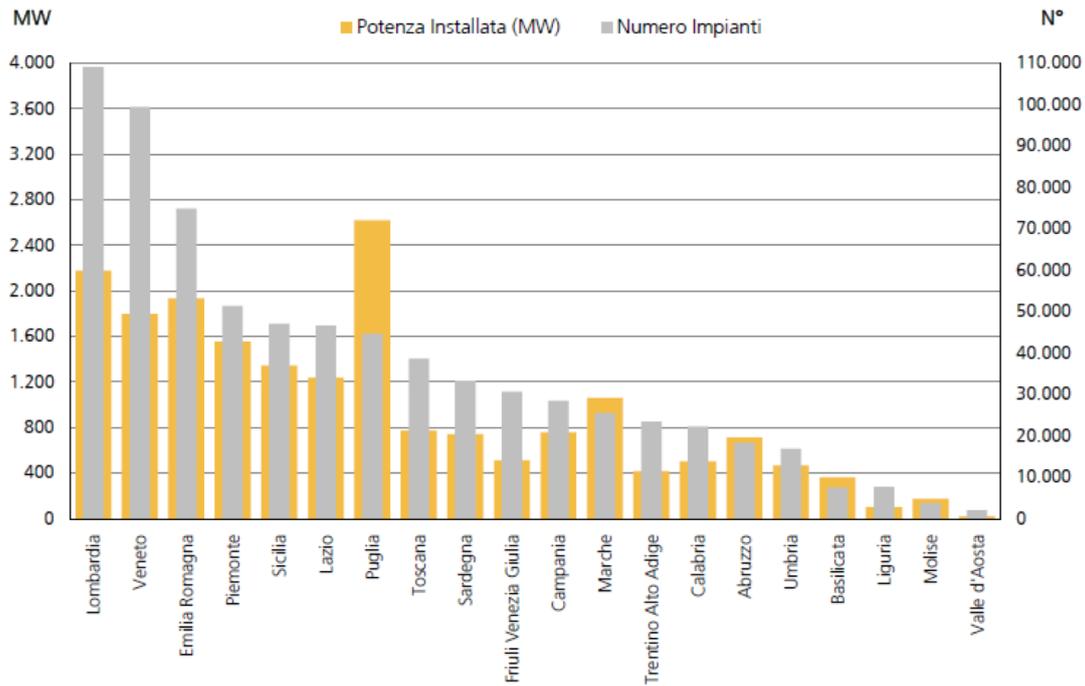


Figura 1.6: Confronto tra le regioni italiane in termini di potenza prodotta e numerosità di impianti [4].

### 1.2.2 Energia generata

Come negli ultimi anni si registra un appiattimento dell'andamento di installazione di impianti fotovoltaici, nello stesso modo anche la crescita nella produzione di energia fotovoltaica dal 2013 in poi risulta in netto calo. Nel 2016 la generazione degli impianti fotovoltaici in Italia ha raggiunto 22.104 GWh; per il primo anno si assiste a una diminuzione della produzione rispetto all'anno precedente, pari al -3,7%, fenomeno che è quasi sicuramente dovuto a un minor irraggiamento. Dal 2013 il fotovoltaico in Italia è in grado di soddisfare il fabbisogno di energia elettrica nazionale per un valore che oscilla tra il 6,7%-7,3%, in accordo con i dati statistici Terna dell'anno 2016 [4]. L'istogramma in figura 1.7 rappresenta l'andamento della produzione di energia da sistemi fotovoltaici nel periodo 2009-2016.

### 1.2.3 Tipologia di impianti e tipo di connessione

Come detto precedentemente al 31 dicembre 2016 agli impianti fotovoltaici corrisponde una potenza pari a 19.283 MW. Gli impianti di piccola taglia, cioè di potenza inferiore o uguale a 20 kW, costituiscono oltre il 90% del totale installato in Italia e rappresentano il 20% della potenza complessiva. I dati completi sono raccolti in tabella 1.1. Un altro dato che caratterizza gli impianti italiani è che la taglia media degli sistemi installati alla fine del 2016 è pari a 26,3 kW.

Per quanto riguarda la tipologia di connessione i dati percentuali sono riportati in figura 1.8. Il 97,4% degli impianti installati in Italia sono collegati alla rete in bassa tensione. La

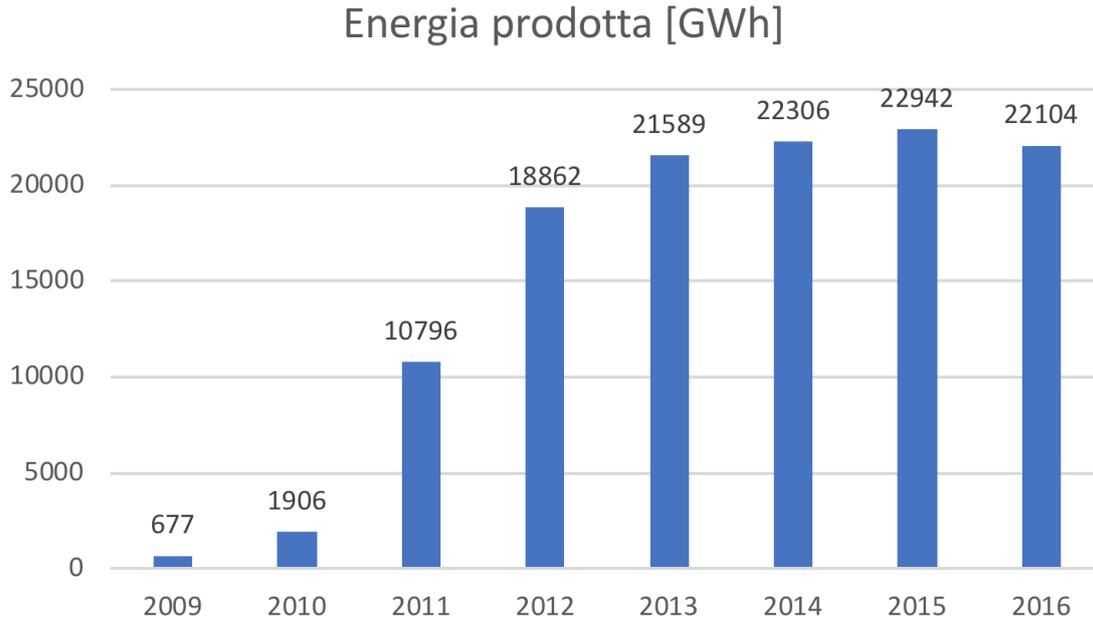


Figura 1.7: Istogramma rappresentante l'andamento della produzione di energia da parte di sistemi fotovoltaici in Italia dal 2009 al 2016.

restante parte, costituita da poco meno di 20.000 impianti connessi alla media tensione, però rappresenta il 58,1% della potenza installata totale. Un piccolo numero di impianti è collegato alla rete ad alta tensione per una potenza pari a circa 1.199 MW [4].

Classi di potenza	Numero	Potenza [MW]
$1 \leq P \leq 3$	245.293	671
$3 \leq P \leq 20$	423.307	3.107
$20 \leq P \leq 200$	51.673	4.032
$200 \leq P \leq 1000$	10.638	7.297
$1000 \leq P \leq 5000$	958	2.343
$P > 5000$	184	1.834

Tabella 1.1: Impianti installati al 31/12/2016

#### 1.2.4 Tecnologia installata

In tutte le regioni la tecnologia più utilizzata è quella dei pannelli in silicio policristallino, seguiti da pannelli monocristallini, mentre il film sottile e le altre tipologie di pannelli sono in quantità ancora estremamente ridotta. A livello nazionale il 73% della potenza installata è realizzata in silicio policristallino, il 21% in silicio monocristallino e il 6% in film sottile. Le tipologie di pannelli a film sottile sono adoperate in misura percentualmente più elevata in Sicilia, dove costituiscono il 12% della potenza. La Valle d'Aosta e il Trentino Alto Adige sono invece le regioni con la più elevata percentuale di pannelli monocristal-

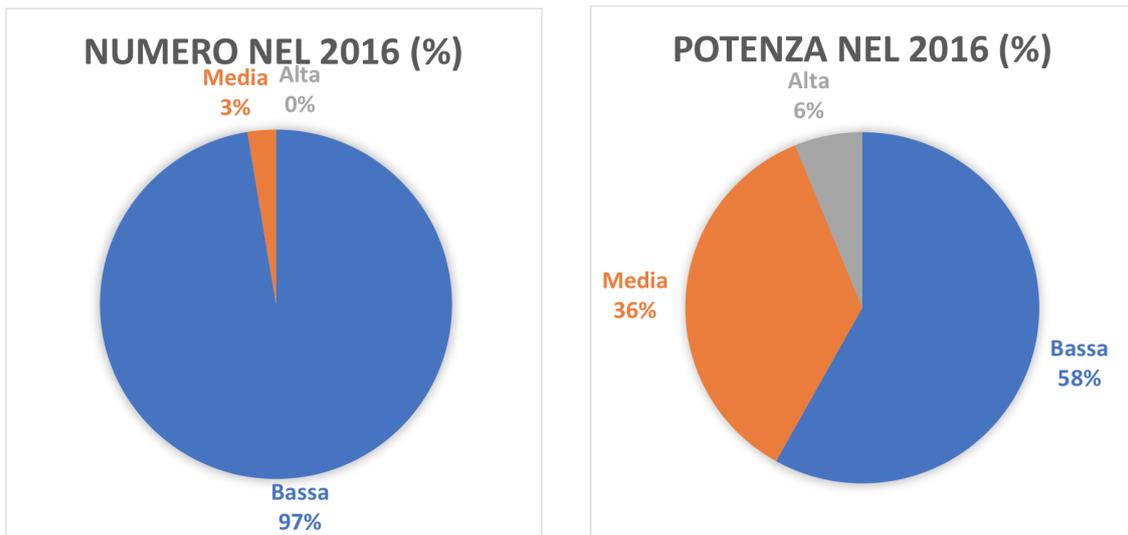


Figura 1.8: Tipologia di connessione nel 2016.

lini, rispettivamente il 37% e il 35% del totale. Il grafico a barre in figura 1.9 mostra la distribuzione dei pannelli fotovoltaici per tipologia di pannello, per ciascuna regione [4].

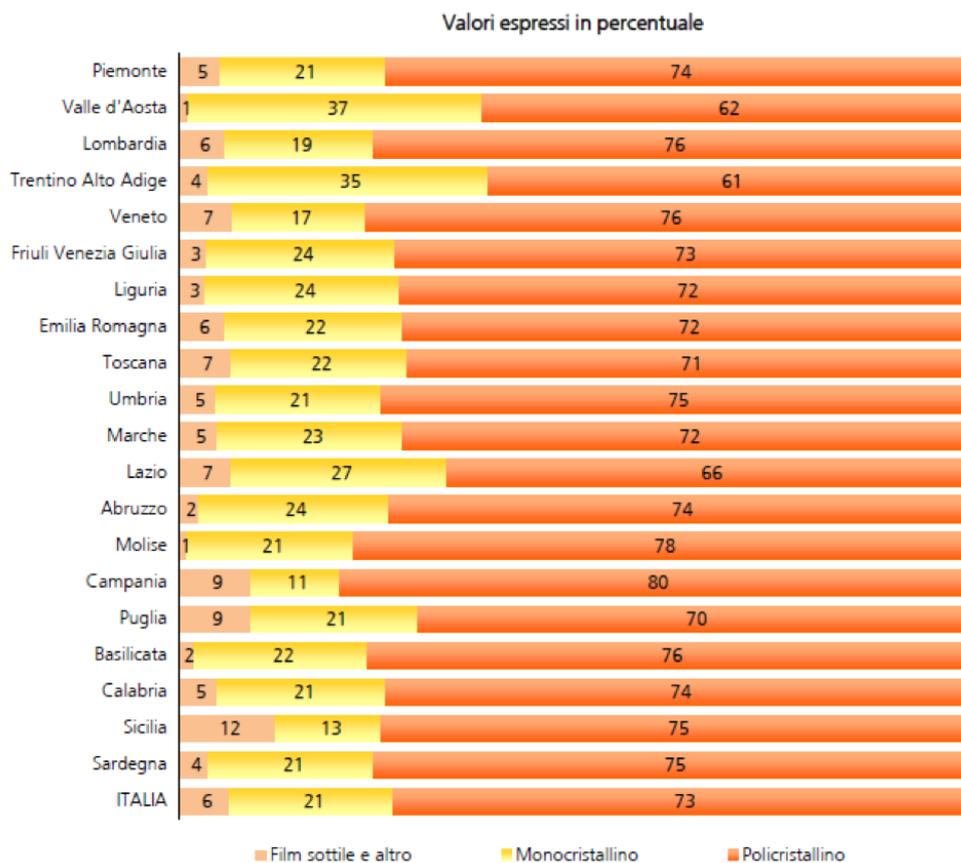


Figura 1.9: Distribuzione dei pannelli fotovoltaici per tipologia di pannello in ciascuna regione italiana [4].

## Capitolo 2

# Modello teorico di affidabilità per componenti elettrici ed elettronici

Data la grande diffusione del fotovoltaico e l'ampia penetrazione nella rete e nella produzione di energia in Italia, come visto nel capitolo precedente, risulta di assoluta importanza analizzare l'affidabilità degli impianti connessi alla rete. Il tema dell'affidabilità, in particolare per i medi e grandi sistemi fotovoltaici, è di particolare rilievo e rappresenta l'obiettivo primario di questo studio. L'affidabilità e il corretto funzionamento di un impianto ne determinano il risultato economico e per un impianto rinnovabile il fattore economico ne determina la fattibilità. Con il termine affidabilità si intende la probabilità che il sistema, nel suo complesso, esegua il compito per cui è stato progettato, quindi senza essere soggetto a guasti, per un determinato tempo e in un determinato ambiente. Ad oggi non vi sono molti studi e articoli scientifici che discutono dell'affidabilità di un impianto fotovoltaico. Sono stati invece ampiamente esaminati, dal punto di vista della probabilità di guastarsi, i principali componenti elettrici che compongono un sistema fotovoltaico.

Una parte della tesi quindi verte sull'analisi dell'affidabilità di diversi impianti esistenti attraverso un metodo probabilistico basato sul Fault Tree Analysis (FTA).

L'affidabilità è un concetto che può essere usato sia in contesti casuali sia in ambiti tecnicamente esatti. Nella pratica un sistema fotovoltaico è formato da numerosi componenti, da semplici connettori a elementi più complessi come controllori di potenza e inverter. Tale varietà e diversità di componenti rende lo studio dell'affidabilità dell'intero sistema un obiettivo articolato, ma essenziale in un panorama mondiale in cui il settore è in netto sviluppo. La "reliability" dell'impianto è un'informazione fondamentale che aiuta il progettista nelle decisioni ingegneristiche. L'elevata incertezza e variabilità associate ai componenti del sistema e ai fattori ambientali determinano una difficoltà oggettiva nella progettazione di un grande impianto fotovoltaico.

Innanzitutto, un sistema di energia fotovoltaica è composto da molti componenti vulnerabili la cui affidabilità è molto sensibile alla temperatura, alle perdite di potenza e agli agenti ambientali. Nel contempo, l'irraggiamento solare e la potenza assorbita dal sistema

fotovoltaico sono altamente variabili e incontrollabili; portando a un elevato stress elettrico i pannelli fotovoltaici, i cui cicli di vita operativa tendono ad accorciarsi, stressano contemporaneamente le interfacce di rete con la conseguenza di una minore affidabilità del sistema rispetto alle fonti di generazione convenzionali. In secondo luogo, un'elevata penetrazione della generazione di PV può determinare effetti dannosi alla rete di distribuzione dell'energia. Un flusso di corrente inversa può causare un aumento eccessivo della tensione sull'alimentatore di distribuzione. La sovratensione può innescare la protezione negli inverter fotovoltaici, interrompendo la generazione PV e causando improvvisi cambiamenti nel flusso di corrente e fluttuazioni improvvise della tensione. Le reti di distribuzione collegate ai PV, quindi, presentano un alto rischio di aumento dei costi di manutenzione e di interruzioni di produzione di corrente, che richiedono metodologie e strumenti per quantificare l'affidabilità dei sistemi fotovoltaici connessi alla rete. Negli ultimi anni è stata prestata maggiore attenzione all'affidabilità del sistema fotovoltaico a causa della rapida crescita e diffusione di impianti fotovoltaici negli edifici residenziali e commerciali. La riduzione dei costi nella produzione di moduli fotovoltaici insieme agli incentivi economici offerti dal Governo saranno tali da determinare un ulteriore aumento della capacità installata di energia solare nel futuro prossimo. I guasti nei sistemi fotovoltaici, quindi, si tradurranno in una quantità significativa di perdite economiche. L'affidabilità dei sistemi di alimentazione fotovoltaici collegati alla rete è quindi argomento di grande interesse sia per le aziende produttrici sia per i clienti. Sebbene il problema dell'affidabilità del fotovoltaico fosse già stato identificato negli anni '90, la quantificazione dell'affidabilità di un'intera stazione di generazione fotovoltaica rimane ancora irrisolta a causa della natura complessa di questi sistemi. La letteratura esistente si concentra principalmente sulla valutazione dell'affidabilità per i componenti elettronici di potenza, mentre molti meno riferimenti affrontano la valutazione dell'affidabilità dell'intero sistema fotovoltaico.

Il primo passo nella valutazione dell'affidabilità dell'intero sistema consiste nel definire prestazioni soddisfacenti in base al design. La disponibilità è una di queste "unità di misura" di base, ma è più applicabile ai sottosistemi, come l'inverter. Un termine di valutazione è il rapporto tra l'energia generata misurata e il valore stimato da un modello. Tale rapporto o indice può informare l'operatore sulle prestazioni relative alle aspettative che sono state impostate durante la progettazione dell'impianto o a un livello teorico di produzione basato su dati storici [5]. In questo studio invece, attraverso la valutazione di affidabilità sperimentale e grazie al monitoraggio, si procede a stimare l'energia persa percentuale a causa di guasti. Mediante il modello teorico statistico si cercherà infatti di prevedere la frequenza di guasto dei vari componenti e del sistema nel suo complesso.

Quando si analizzano le prestazioni del sistema fotovoltaico, è importante riconoscere due distinte classi di insuccesso: interruzione e compromissione. Un'interruzione è una situazione in cui l'intero sistema o sottosistema critico non è disponibile per la produzione. Al contrario, un guasto singolo è una situazione in cui il sistema continua a funzionare ma a un livello inferiore alle aspettative. Questa è una distinzione importante per diversi

motivi. I guasti richiedono più tempo e analisi più sofisticate per essere identificati, e in molti casi non giustificano azioni correttive immediate. Le interruzioni, d'altra parte, sono quasi impossibili da non avvertire, sono relativamente facili da caratterizzare e richiedono un'attenzione immediata.

## 2.1 Affidabilità: concetti base e matematica

Il primo passo nello studio di affidabilità è quello di decidere e determinare i parametri da analizzare. I parametri devono riflettere gli obiettivi di progettazione, quelli comunemente adottati per la valutazione dei sistemi elettronici di potenza comprendono: affidabilità, tasso di guasto (o failure rate), tempo medio di fallimento (MTTF), tempo medio di riparazione (MTTR) e disponibilità.

### 2.1.1 Reliability (Affidabilità)

Come precedentemente accennato, l'affidabilità è definita come la probabilità che un oggetto (componente, sottosistema o sistema) esegua le funzioni richieste per un determinato periodo di tempo in determinate condizioni ambientali e operative. La funzione di affidabilità  $R(t)$  rappresenta la probabilità che il sistema funzioni senza guasti nell'intervallo di tempo  $[0, t]$  [6]. L'affidabilità di un sistema dipende dal tempo preso in considerazione e generalmente diminuisce con il progredire del tempo considerato. Per i prodotti commerciali, il tempo dovrebbe coprire il periodo di garanzia.

### 2.1.2 Failure Rate (Tasso di Guasto)

Il tasso di fallimento di un oggetto è un'indicazione della "propensione al fallimento" dello stesso dopo che è trascorso il tempo  $t$ . La figura 2.1 mostra una tipica curva del tasso di guasto in funzione del tempo, che è comunemente nota come "bathtub curve", curva della vasca da bagno. La forma della curva suggerisce che il ciclo di vita di un oggetto può essere suddiviso in tre periodi diversi: il periodo di rodaggio, il periodo di vita utile e il periodo di degradamento. Sebbene un articolo sia sottoposto a procedure di test piuttosto estese e gran parte della mortalità infantile sia rimossa prima di essere messa in uso, i difetti non individuati in un oggetto durante il processo di progettazione o produzione portano ad un alto tasso di fallimento nel periodo di rodaggio. Quando l'oggetto sopravvive al periodo iniziale di rodaggio, il tasso di fallimento tende a stabilizzarsi a un livello in cui rimane relativamente costante per un certo periodo di tempo prima che l'articolo inizi a consumarsi [6]. Pertanto, il tasso di insuccesso nella vita utile è importante per eseguire analisi di affidabilità.

L'analisi viene effettuata utilizzando un modello probabilistico di fallimento basato sulla distribuzione esponenziale. La distribuzione esponenziale, non è necessariamente la scelta a priori più corretta, la vera densità di probabilità dovrebbe essere estrapolata e derivata da esperimenti di vita accelerata per ogni componente. Questo tipo di pratica è complessa

e richiede molto tempo. In ogni caso, cambiare il tipo di distribuzione non è particolarmente complicato e non compromette completamente lo studio, infatti l'applicazione del metodo rimane la medesima [7]. Per di più il parametro che definisce il tasso di guasto dei componenti è contenuto in database che fanno riferimento alla distribuzione esponenziale, mentre è raro trovare parametri riferiti ad altre distribuzioni.

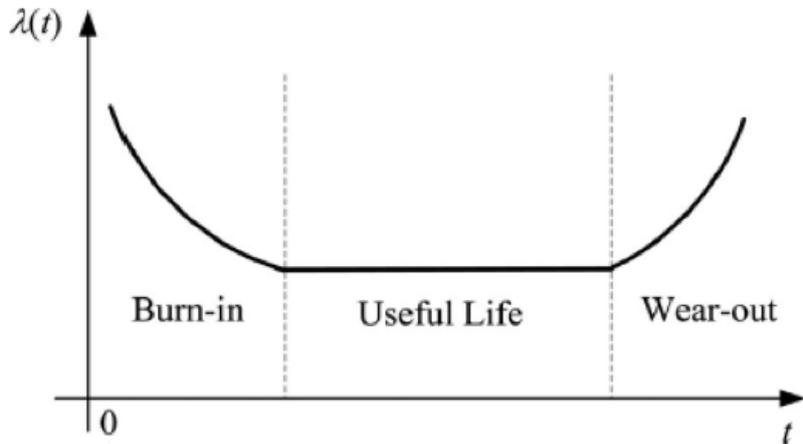


Figura 2.1: Bathtub curve.

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

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

dove  $\Delta t$  è un intervallo di tempo  $\Delta t > 0$ . 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.

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

Nella maggior parte dei modelli di affidabilità il tasso di guasto dei componenti viene considerato indipendente dal tempo. Con questa ipotesi  $\lambda(t) = \lambda$  e ciò porta alla seguente semplificazione:

$$R(t) = \exp[-\lambda t]$$

Il failure rate è quindi stimato dal numero medio di guasti per unità di tempo ed è espresso in guasti nel tempo (failures in time FIT):

$$1FIT = 10^{-6} failure/hour$$

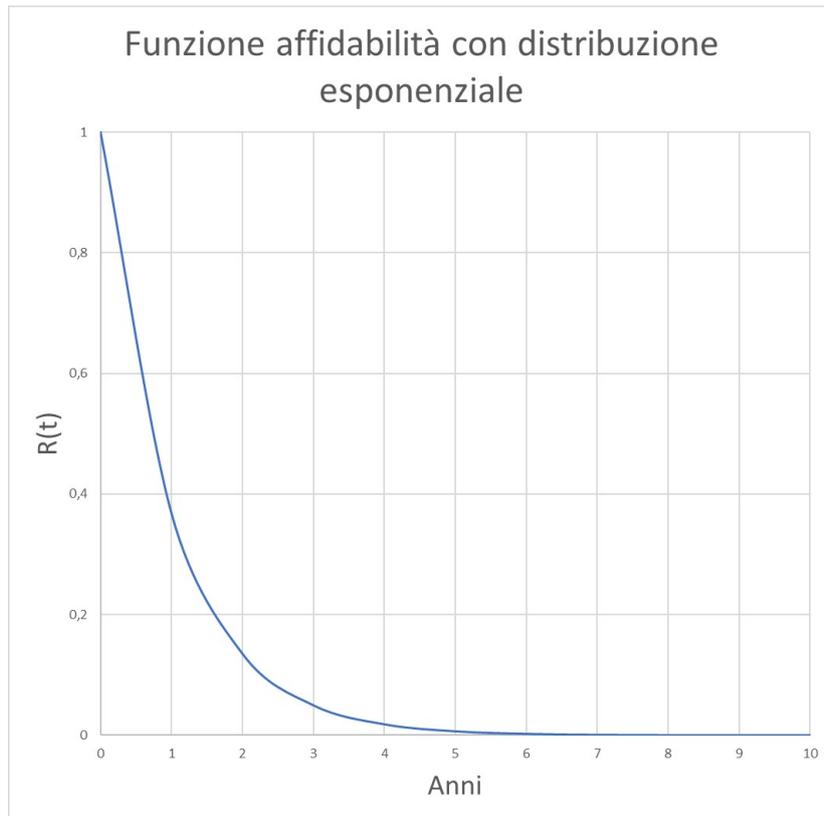


Figura 2.2: Andamento funzione affidabilità con distribuzione esponenziale.

### 2.1.3 Mean Time to Failure (Tempo Medio di Guasto)

L'MTTF è il tempo medio previsto prima che si verifichi un errore o un guasto [6]. A differenza dell'affidabilità, MTTF non dipende da un particolare periodo di tempo. Esso dà il tempo medio in cui un oggetto funziona senza fallire. MTTF è un parametro prestazionale ampiamente citato per il confronto di vari sistemi. Questo indicatore riflette la distribuzione della vita di un oggetto. La relazione tra MTTF e la funzione di affidabilità è descritta dall'equazione 2.1:

$$MTTF = \int_0^{\infty} R(t)dt \quad (2.1)$$

Dove  $R(t)$  è la funzione di affidabilità. Quando il tasso di guasto è costante l'espressione del MTTF si semplifica a:

$$MTTF = \frac{1}{\lambda} \quad (2.2)$$

Questa proposta è la formula derivante dal metodo matematico teorico, il MTTF si può anche calcolare come media di guasti avvenuti nel tempo totale di operazione partendo da dati reali di interventi sugli impianti.

### 2.1.4 Mean Time to Repair (Tempo Medio di Riparazione)

Il (MTTR) è il tempo medio di riparazione necessario per eliminare un errore e ripristinare il sistema in uno stato specifico [6]. Il tempo di riparazione dipende ed è costituito da diversi fattori: dalla possibilità di manutenzione, dal tempo della diagnosi dei guasti, dalla

disponibilità dei componenti da sostituire, dal ritardo tecnico e logistico, dal tempo di effettiva riparazione e così via.

### 2.1.5 Disponibilità

La disponibilità è la probabilità che un sistema funzioni in un dato momento [6]. La disponibilità media indica la porzione media del tempo in cui il sistema funziona in un determinato periodo di tempo. Per un sistema riparabile, se viene riparato ogni volta che fallisce, la disponibilità media è:

$$A_{avg} = \frac{MTTF}{MTTF + MTTR} \quad (2.3)$$

Pertanto, il miglioramento della disponibilità comporta un MTTF crescente e un MTTR in diminuzione. La principale limitazione associata al parametro della disponibilità media risiede nel fatto che non può riflettere la frequenza dei guasti o delle manutenzioni richieste. Quindi, viene utilizzato solo per valutare i sistemi riparabili in cui la preoccupazione principale è la disponibilità piuttosto che l'affidabilità.

## 2.2 Analisi albero di guasto

Una volta definito lo schema di un impianto fotovoltaico e le caratteristiche dei vari componenti è necessario studiare le interdipendenze tra gli elementi che compongono il sistema. Definire precisamente le connessioni dei componenti è ciò che aiuta notevolmente a individuare e determinare la causa e la probabilità di un guasto. A tale scopo ci si serve della Fault Tree Analysis (FTA) cioè di una tecnica di analisi di sistemi usata per individuare la radice di cause e la probabilità di accadimento di un evento specifico indesiderato, come un guasto o la rottura di un componente che influisce sul corretto funzionamento del sistema. L'FTA viene utilizzato per valutare sistemi dinamici complessi di grandi dimensioni al fine di comprendere e prevenire potenziali problemi. Utilizzando una metodologia rigorosa e strutturata, l'FTA consente all'analista di sistemi di modellare le combinazioni univoche di eventi di errore che possono causare un evento indesiderato. L'evento indesiderato può costituire un rischio per la sicurezza del sistema o un incidente. Un albero dei guasti (FT) è un modello che rappresenta logicamente e graficamente le varie combinazioni di possibili eventi, sia errati sia normali, che si verificano in un sistema che lo portano a uno stato o un evento indesiderato. L'analisi è deduttiva in quanto parte dal problema generale per giungere alle cause specifiche. L'FT sviluppa i percorsi logici di errore da un singolo evento indesiderato in alto a tutte le possibili cause alla radice nella parte inferiore [8]. La forza di FTA sta nel fatto che è facile da eseguir e da comprendere, fornisce utili informazioni sul sistema e mostra tutte le possibili cause di un problema in esame. Gli alberi di errore sono modelli grafici che utilizzano gate logici ed eventi di errore per modellare le relazioni causa-effetto coinvolte nel causare l'evento indesiderato. Il modello grafico può essere tradotto in un modello matematico per calcolare le probabilità di fallimento e le misure di importanza del sistema.

Lo sviluppo FT è un processo iterativo, in cui la struttura iniziale viene continuamente aggiornata per coincidere con lo sviluppo del design. Nell'analisi dei sistemi ci sono due applicazioni di FTA. L'applicazione più comunemente utilizzata è l'FTA proattivo, eseguita durante lo sviluppo del sistema per influenzare la progettazione, prevedendo e prevenendo i problemi futuri. L'altra applicazione è l'FTA reattivo, eseguita dopo un incidente o un guasto. Le tecniche utilizzate per entrambe le applicazioni sono quasi identiche. Se utilizzato come strumento di analisi della sicurezza del sistema, l'FT fornisce una rappresentazione grafica e logica delle varie combinazioni di possibili eventi, sia difettosi sia normali, che si verificano all'interno di un sistema e che possono causare un evento indesiderato predefinito. Un evento indesiderato è un qualsiasi evento identificato come fuori progetto e non voluto, come un potenziale incidente, una condizione pericolosa o una modalità di errore che determina un funzionamento anomalo. La struttura FT completata può essere utilizzata per determinare il significato degli eventi di guasto e la loro probabilità di accadimento. La validità delle azioni intraprese per eliminare o controllare gli eventi di guasto può essere migliorata in determinate circostanze, trasformando la FT in una valutazione numerica. La quantificazione e la valutazione numerica generano tre misure di base per il processo decisionale relative all'accettabilità del rischio e alle misure preventive necessarie:

- La probabilità di accadimento dell'evento indesiderato.
- La probabilità e il significato degli eventi di errore che causano l'evento indesiderato.
- La rilevanza del rischio o l'importanza dei componenti.

Nella maggior parte dei casi una valutazione qualitativa dell'albero dei guasti produrrà risultati efficaci a un costo ridotto. Si può scegliere se eseguire un FTA qualitativo o quantitativo. L'approccio quantitativo fornisce risultati più utili, tuttavia richiede più tempo e necessita la raccolta di dati sulla frequenza dei guasti dei componenti per l'input sull'FT. Dato che un FT è sia una rappresentazione grafica sia una rappresentazione logica delle cause o dei guasti del sistema che portano all'evento indesiderato, può essere utilizzato nella comunicazione e nel supporto alle decisioni sulla spesa di risorse e per mitigare i rischi. Come tale, fornisce la validità richiesta in una forma semplice e altamente visibile per supportare le decisioni di accettabilità del rischio e i requisiti di misura preventiva. Il processo FT può essere applicato durante qualsiasi fase del ciclo di vita di un sistema, dall'ideazione all'utilizzo. Tuttavia, l'FTA dovrebbe essere usato il prima possibile nel processo di progettazione dal momento che le modifiche progettuali necessarie più velocemente vengono effettuate meno incidono sui costi. Un'importante funzione di risparmio di tempo e di risorse della tecnica FT è che devono essere analizzati solo gli elementi del sistema che contribuiscono al verificarsi dell'evento indesiderato. Ciò significa che la maggior parte degli sforzi è diretta verso l'eliminazione o il controllo della fonte o delle fonti dell'area problematica. Tuttavia, elementi del sistema non coinvolti con il verificarsi di un evento indesiderato possono essere coinvolti con il verificarsi di un altro evento indesiderato. In sintesi, il FT viene utilizzato per indagare il sistema di interesse, in modo ordinato

e sintetico, per identificare e rappresentare le relazioni e le cause dell'evento indesiderato [8].

Una valutazione quantitativa può essere eseguita in aggiunta a una valutazione qualitativa per fornire una misura della probabilità del verificarsi dell'evento di livello superiore e delle faglie principali che contribuiscono all'evento stesso. L'analista può fare uso dei risultati di un FTA come segue:

- Verifica della conformità del progetto ai requisiti di sicurezza stabiliti.
- Identificazione delle carenze di sicurezza del progetto che si sono sviluppate nonostante i requisiti esistenti.
- Istituzione di misure preventive per eliminare o attenuare le carenze individuate in materia di sicurezza.
- Valutazione dell'adeguatezza delle misure preventive stabilite.
- Determinazione o modifica dei requisiti di sicurezza adatti per la fase di progettazione successiva.

### 2.2.1 Metodologia

Ci sono otto passaggi fondamentali nel processo FTA, come mostrato in figura 2.3. Questi sono i passaggi necessari per eseguire un FTA completo e accurato. Alcuni analisti possono combinare o espandere alcuni di questi, ma queste sono le procedure di base che devono essere seguite [8].

Gli alberi guasti sono costituiti da nodi interconnessi tra loro in una struttura simile a un albero. I nodi rappresentano percorsi di errore/guasto e sono collegati tra loro da logica e simboli booleani.

I simboli FT costituiscono gli elementi costitutivi fondamentali di FTA e sono composti da quattro categorie:

- Eventi di base;
- Eventi Gate;
- Eventi condizionali;
- Eventi di trasferimento.

La figura 2.4 mostra i simboli standard per l'evento di base (BE), l'evento di condizione (CE) e l'evento di trasferimento (TE) come apparirebbero su un FT e le loro definizioni associate. Si noti che il rettangolo non è altro che un segnaposto per il testo. Quando l'FTA fu sviluppato per la prima volta, il testo venne inserito direttamente nei simboli BE e il rettangolo venne utilizzato solo per i nodi di porta. Ma con l'avvento della grafica computerizzata questo simbolo è divenuto ingombrante, per cui il rettangolo è stato adottato per tutti i nodi [8]. La figura 2.5 mostra i simboli di evento gate, le definizioni e le

formule di calcolo della probabilità. È attraverso le porte che viene costruita la logica FT e l'albero cresce in larghezza e profondità. I simboli mostrati nelle figure 2.4 e 2.5 sono generalmente considerati i simboli FT standard.

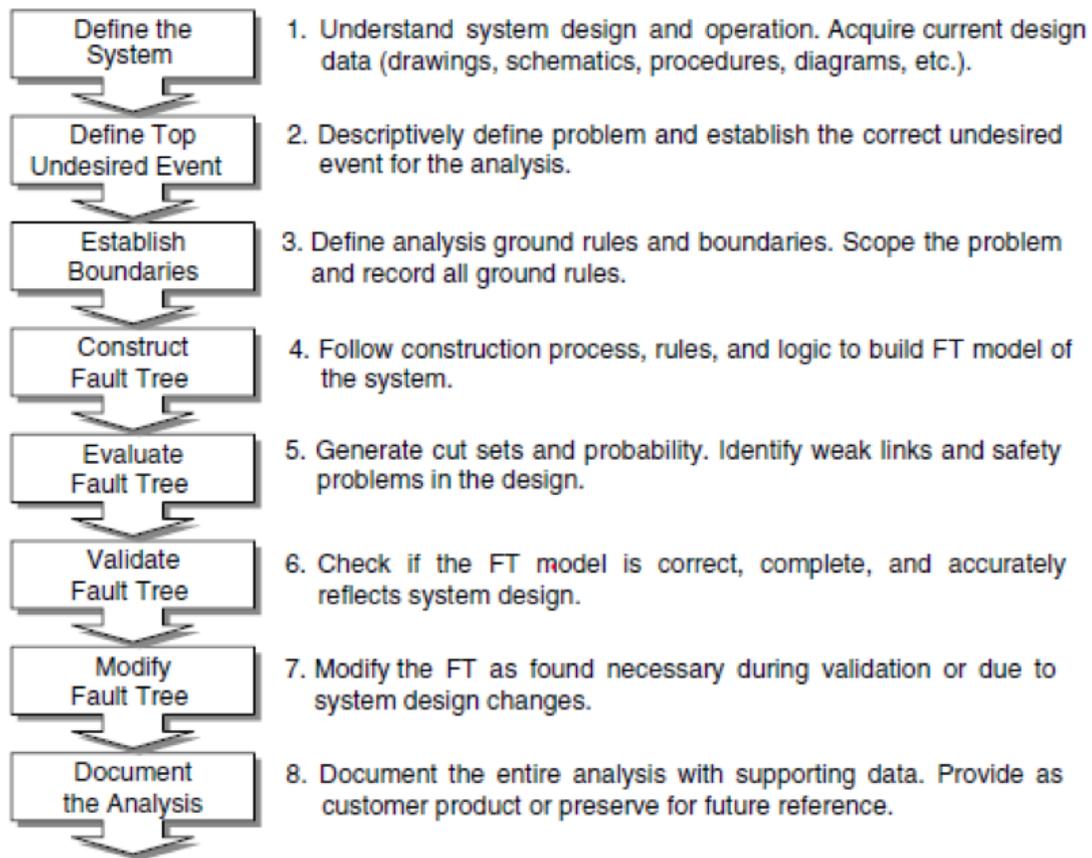


Figura 2.3: Otto fondamentali step in un FTA completo [8].

Symbol	Type	Description
	Node Text Box	Contains the text for all FT nodes. Text goes in the box, and the node symbol goes below the box.
	Primary Failure (BE)	A basic component failure; the primary, inherent, failure mode of a component. A random failure event.
	Secondary Failure (BE)	An externally induced failure or a failure mode that could be developed in more detail if desired.
	Normal Event (BE)	An event that is expected to occur as part of normal system operation.
	Condition (CE)	A conditional restriction or probability.
	Transfer (TE)	Indicates where a branch or sub-tree is marked for the same usage elsewhere in the tree. In and Out or To/From symbols.

Figura 2.4: Simboli FTA (1)  
[8]

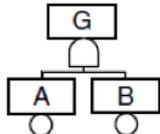
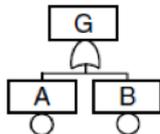
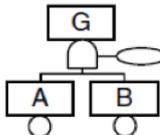
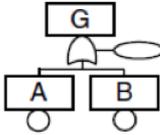
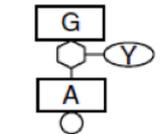
Symbol	GateType	Description
	AND Gate	The output occurs only if all of the inputs occur together. $P = P_A \cdot P_B = P_A P_B$ (2 input gate) $P = P_A \cdot P_B \cdot P_C = P_A P_B P_C$ (3 input gate)
	OR Gate	The output occurs only if at least one of the inputs occurs. $P = P_A + P_B - P_A P_B$ (2 input gate) $P = (P_A + P_B + P_C) - (P_{AB} + P_{AC} + P_{BC}) + (P_{ABC})$ (3 input gate)
	Priority AND Gate	The output occurs only if all of the inputs occur together, and A must occur before B. The priority statement is contained in the Condition symbol. $P = (P_A P_B) / N!$ Given $\lambda_A \approx \lambda_B$ and N = number of inputs to gate
	Exclusive OR Gate	The output occurs if either of the inputs occurs, but not both. The exclusivity statement is contained in the Condition symbol. $P = P_A + P_B - 2(P_A P_B)$
	Inhibit Gate	The output occurs only if the input event occurs and the attached condition is satisfied. $P = P_A \cdot P_Y = P_A P_Y$

Figura 2.5: Simboli FTA (2)  
[8]

### 2.2.2 Definizioni

Oltre alle definizioni dei simboli del FTA, le seguenti definizioni teoriche descrivono concetti basilari utilizzati nell'analisi dell'albero di guasti:

- Cut set (CS). Set di eventi che insieme provocano l'evento principale indesiderato. Indicato anche come percorso di errore.
- Minimal Cut Set (MinCS o MCS). Set che è stato ridotto al numero minimo di eventi che causano l'evento principale indesiderato. Il CS non può essere ulteriormente ridotto e garantisce comunque il verificarsi dell'evento principale indesiderato.
- Ordine di guasto. Un guasto di primo ordine significa che il sistema ha fallito in un solo punto, un guasto di second'ordine identifica un guasto verificatosi in due punti contemporaneamente.
- Evento Multiplo di Base (MOE). Evento base dell'FT che si verifica in più di un punto nel FT.
- Guasto / guasto primario. Guasto del componente indipendente che non può essere ulteriormente definito ad un livello inferiore. Ad esempio, rottura o difetto del componente.
- Guasto / guasto secondario. Guasto del componente indipendente causato da una forza esterna sul sistema. Ad esempio guasto dovuto a condizioni operative o ambientali non ammesse.
- Tempo di esposizione (ET). Durata del periodo in cui un componente viene effettivamente esposto a guasti durante il funzionamento del sistema. Il tempo di esposizione può essere controllato mediante progettazione, riparazione, test e monitoraggio.
- Percorso critico, il percorso con la probabilità più alta che un guasto porti all'evento indesiderato.

## Capitolo 3

# Analisi di affidabilità - Modello teorico

Lo studio verte sull'affidabilità di diversi impianti reali calcolata mediante il modello spiegato nel capitolo precedente. Tale analisi è stata effettuata in collaborazione con TGE S.r.l., un'azienda che si occupa di manutenzione e progettazione di impianti fotovoltaici. Numerosi impianti fotovoltaici connessi alla rete di media e grande taglia in Piemonte e Lombardia sono monitorati e mantenuti da TGE. Uno degli obiettivi di tale studio è quello di confrontare il modello teorico per il calcolo dell'affidabilità di un sistema fotovoltaico con il caso reale utilizzando come campioni impianti nel Nord Italia.

### 3.1 Schema impianto fotovoltaico

È fondamentale a questo punto, per poter comparare e analizzare l'affidabilità dei vari impianti, definire uno schema standardizzato di un impianto fotovoltaico in cui compaiano tutti i componenti principali di tale sistema.

In Italia le principali applicazioni di sistemi fotovoltaici sono:

- Impianti per utenze collegati a bassa tensione
- Centrali di produzione collegate a media o alta tensione
- Impianti con sistema di accumulo per utenze isolate dalla rete

In uno Stato come l'Italia dotato di una rete di distribuzione elettrica estremamente capillare, la categoria di impianti isolati con sistema di accumulo sono in numero estremamente inferiore e quindi trascurabile rispetto agli impianti connessi alla rete. Verranno quindi presi in considerazione e analizzati in questo studio sistemi fotovoltaici con connessione alla rete elettrica. In particolare si sono esaminati una serie di impianti di media e grande taglia ubicati nel Nord-Italia, che in seguito verranno descritti.

Esistono numerose variabili in un impianto fotovoltaico (potenza, dimensione, geometria,

tipo di tecnologia, esposizione ecc.) che ne determinano la sua unicità e diversità. Non esiste quindi uno schema unico che descriva esattamente ogni tipo di impianto. È possibile però, attraverso delle semplificazioni, ricondurre tutti o la maggior parte dei sistemi fotovoltaici a uno schema unifilare standard che descriva a grandi linee la successione e la funzione dei componenti principali.

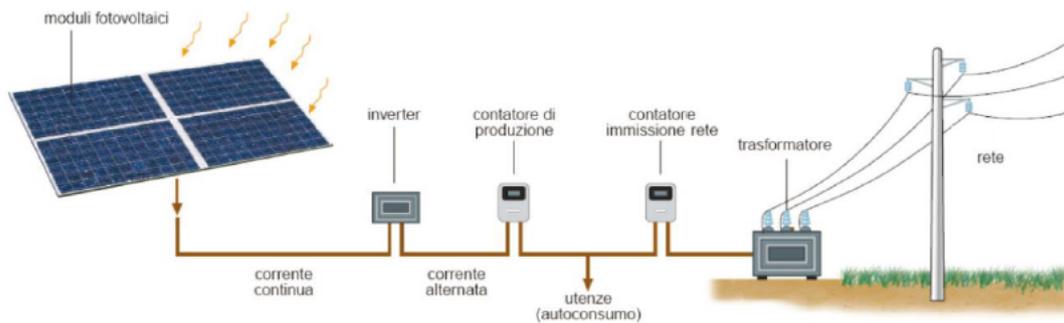


Figura 3.1: Schema impianto fotovoltaico semplificato, connesso alla rete [4].

Nella figura 3.1 tratta dal rapporto statistico del fotovoltaico del GSE è rappresentato in maniera visivamente chiara, ma estremamente semplificata lo schema di un impianto connesso alla rete. Nella realtà un sistema fotovoltaico necessita di altri componenti che verranno ora rappresentati e descritti e che ne garantiscano la giusta protezione e il corretto funzionamento.

Nell'immagine 3.2 è raffigurato lo schema elettrico che può rappresentare un modello standard che racchiude tutti i componenti principali presenti in ogni sistema fotovoltaico di taglia superiore a 3 kW.

Per chiarire la funzione di ogni componente presente nel modello standard preso in considerazione segue una descrizione di tali elementi.

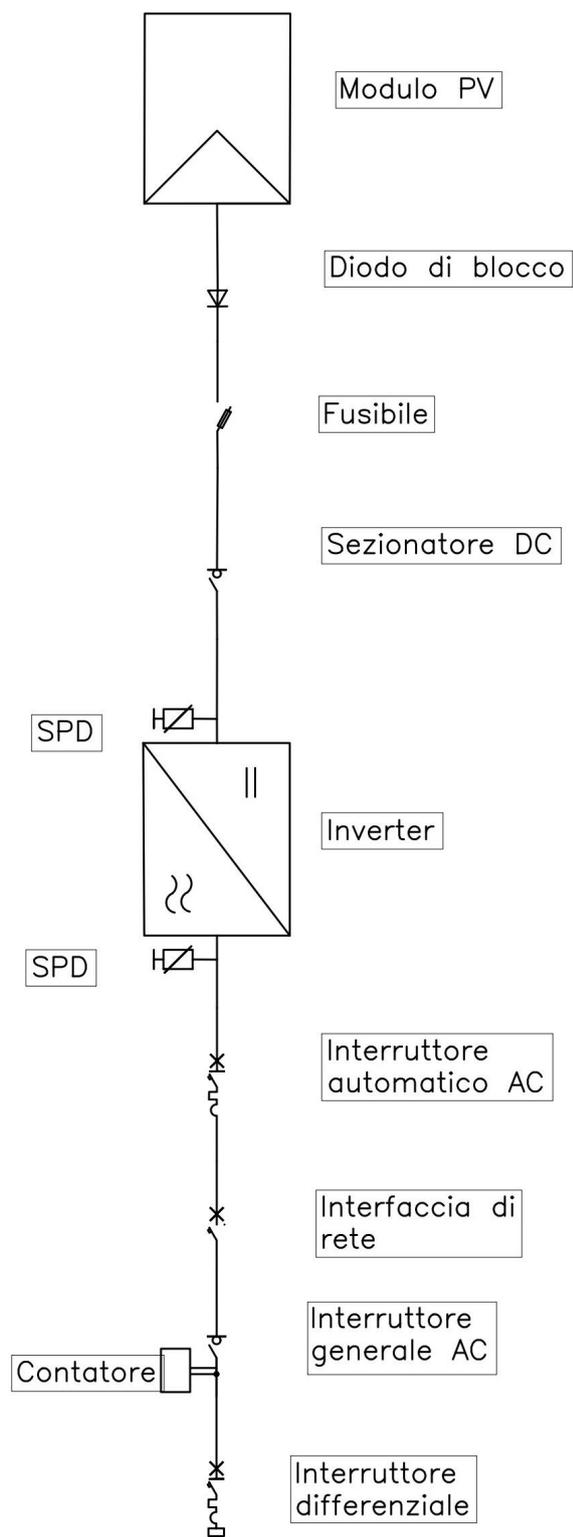


Figura 3.2: Schema impianto fotovoltaico connesso alla rete completo.

### 3.1.1 Campo fotovoltaico

Il campo fotovoltaico è costituito dalla connessione in serie e in parallelo di moduli fotovoltaici. Tali moduli sono a loro volta composti da celle fotovoltaiche. Tali celle sono il dispositivo che sta alla base del pannello e che è in grado di convertire l'energia luminosa solare in energia elettrica attraverso l'effetto fotovoltaico.

Esistono diversi tipi di tecnologie grazie alle quali è possibile ottenere energia elettrica a partire dalla radiazione solare.

- Silicio: Le celle al silicio sono celle in materiale cristallino realizzate a partire da un wafer al silicio, cioè da una sottile fetta di questo materiale semiconduttore la cui struttura cristallina può essere omogenea (silicio monocristallino), oppure non strutturalmente omogenea bensì organizzata in grani localmente ordinati (silicio policristallino). L'efficienza dei pannelli fotovoltaici realizzati con celle al silicio si attesta tipicamente sul 15% per i pannelli monocristallini e sul 13% per i pannelli policristallini [9][10].



(a) Pannello Silicio Monocristallino.



(b) Pannello Silicio Policristallino.

Figura 3.3: Pannelli mono/poli-cristallini.

- Film sottile: Le celle a film sottile sono celle prodotte lavorando un materiale semiconduttore ad alta pressione e con tecnologie di vuoto. In generale, questo tipo di celle solari sono caratterizzate da bassi costi e dalla possibilità di realizzare dei pannelli flessibili, adatti per ricoprire superfici curve. I tipi di celle a film sottile possono essere ricavati con diversi semiconduttori: silicio amorfo, telluro di cadmio (come in figure 3.4), solfuro di cadmio, arseniuro di gallio, diseleniuro di indio rame (CIS), ecc.



Figura 3.4: Pannello a film sottile.

- **Multigiunzione:** Le celle multigiunzione sono celle ad altissima efficienza, tanto più superiore rispetto alle normali celle al silicio quanto più la luce è concentrata. Sviluppate per i pannelli fotovoltaici dei satelliti spaziali, sono quindi le celle solari più efficienti. Si tratta di celle a più strati, formate dalla sovrapposizione di più "film sottili" di semiconduttori scelti leggermente diversi fra loro, così che ciascuno strato possa assorbire in modo ottimale i fotoni di un certo range di energia.

Per ottenere una prefissata potenza, è necessario collegare tra loro più moduli fotovoltaici, perché questi hanno potenze che vanno fino a oltre 300Wp. Questi raggruppamenti di moduli danno luogo a strutture più complesse, individuate nella terminologia fotovoltaica da termini specifici. "Stringa": è un gruppo di moduli, meccanicamente pre-assemblati ed elettricamente collegati o in serie, utilizzabile come unità indipendente da installare nell'impianto. "Array" (matrice): è un insieme di pannelli assemblati con la struttura di supporto. "Campo fotovoltaico": è l'insieme di tutti gli array che costituiscono il generatore completo. Nella maggior parte dei casi, il generatore è realizzato collegando in parallelo stringhe costituite da moduli connessi in serie tra loro [11].

### 3.1.2 Connettori fotovoltaici

I connettori fotovoltaici sono degli elementi dotati di un'anima in rame e realizzati esternamente di plastica con lo scopo di rendere possibile la connessione in serie tra i moduli fotovoltaici. Sono commercializzati a coppie, un maschio e una femmina come rappresentato in figura 3.5, e quando collegati sono teoricamente resistenti alle intemperie e impermeabili. I connettori sono però, come si vedrà in seguito, frequentemente soggetti a guasti dovuti alla loro ossidazione.



Figura 3.5: Connettori Fotovoltaici MC4.

### 3.1.3 Quadro di campo

Il quadro di continua svolge due importanti funzioni. Attraverso tale quadro si effettuano le connessioni in parallelo delle varie stringhe e lo stesso funge da protezione per i moduli e in generale per tutto l'impianto contro sovracorrenti dirette o inverse. Tale componente dell'impianto è costituito principalmente da tre elementi: i fusibili, i diodi di blocco e l'interruttore di continua.

I fusibili rappresentati in figura 3.6, si comportano come interruttori di circuiti, in quanto al loro interno è presente un filamento che rimane intatto se non raggiunge una certa temperatura. Se invece attraverso il fusibile passa una corrente più alta di quella per cui è stato progettato, il fusibile si sovra-riscalda e fonde, interrompendo quindi il circuito e deve poi essere sostituito. I moduli fotovoltaici generano corrente continua grazie all'irraggiamento solare, la corrente viene inviata a un inverter che la trasforma in corrente alternata. I fusibili della sezione a corrente continua dell'impianto fotovoltaico forniscono una protezione da sovracorrente staccando, nel caso, i moduli fotovoltaici dall'inverter. Tali fusibili proteggono i pannelli da sovracorrenti inverse e l'inverter da sovracorrenti dirette o indirette dovute, ad esempio, ad un fulmine. I fusibili vengono sempre applicati a entrambi i poli, positivo e negativo, del circuito in continua. Vengono utilizzati fusibili di tipo rapido progettati per l'uso nel fotovoltaico, con bassa corrente minima. I sistemi fotovoltaici che hanno tre o più stringhe collegate in parallelo necessitano di una protezione per ciascuna stringa, mentre i sistemi che hanno meno di tre stringhe non difficilmente generano una corrente abbastanza elevata da provocare danni ai conduttori o alle apparecchiature, per cui non sussiste tale pericolo. Quando tre o più stringhe sono collegate in parallelo, come in tutti i casi analizzati in questo studio, un fusibile su ciascuna stringa proteggerà i cavi da danni e aiuterà a minimizzare i rischi riguardo la sicurezza. Esso isolerà infatti la stringa danneggiata così che il resto dell'impianto fotovoltaico possa continuare a produrre elettricità. Per

dimensionare i fusibili esistono alcune regole di progettazione. La massima corrente in un circuito di stringa sarà circa il 125% della corrente a corto circuito del pannello ( $I_{sc}$ ). I cavi ed i dispositivi di protezione da sovracorrenti devono quindi essere dimensionati al 125% della massima corrente del circuito. Inoltre, gli standard internazionali come l'EN7671 Sez. 712 per gli impianti alimentati da pannelli fotovoltaici stabiliscono che i cavi di tali sistemi devono essere dimensionati per poter condurre una corrente maggiore o uguale a  $1,25 \times I_{sc}$ , dove quest'ultima è misurata a condizioni standard, cioè STC (Standard Test Conditions: radiazione di  $1.000 \text{ W/mq}$  e temperatura di cella  $25^\circ\text{C}$ ). Il valore di  $I_{sc}$  è riportato dai produttori di moduli fotovoltaici sui propri datasheet [18] [11].



Figura 3.6: Fusibili Fotovoltaici [17].

I diodi di blocco si usano per isolare tra loro una o più stringhe e assicurare che, a seguito di un corto circuito o di ombreggiamenti, le altre stringhe continuino a generare e che non si crei un'inversione di corrente nella stringa inattiva. La tensione di blocco del diodo deve essere maggiore della tensione a circuito aperto della stringa in STC. Il passaggio della corrente all'interno del diodo di stringa solitamente comporta delle perdite dell'ordine dello  $0.5\% \div 2\%$  causate da una caduta di tensione nell'attraversamento di circa  $0.5 \div 1 \text{ [V]}$ , tali perdite sono accettabili se confrontate con i benefici che lo stesso componente apporta al sistema. [16]

Il sezionatore DC, rappresentato in figura 3.7, è una parte importante per la sicurezza del sistema fotovoltaico, la cui affidabilità e stabilità si riferiscono alla generazione stabile di energia. Un fattore fondamentale nel funzionamento di un sistema fotovoltaico che ali-

menta la rete elettrica locale è la sicurezza della rete. I moduli fotovoltaici devono poter essere scollegati dal sistema nel punto di alimentazione in caso di guasto. È inoltre necessario impedire l'alimentazione alla rete in caso di errori di rete e di sistema. Le norme richiedono che i sezionatori siano posti su entrambi i lati dell'inverter, questi devono essere caratterizzati da una capacità di commutazione del carico adatta su entrambi i lati DC e AC. Dato che il sistema di connessione PV in genere non può essere scollegato sotto carico come ad esempio per lavori di manutenzione, è assolutamente necessario che siano fornite apparecchiature di spegnimento. I sezionatori DC progettati con un'adeguata capacità di commutazione per correnti continue consentono funzioni come la sconnessione sicura sotto carico su tutti i poli. Il sezionatore in DC è spesso già integrato nell'inverter. Tuttavia, tali interruttori DC sono spesso raccomandati anche nei quadri di campo per consentire la disconnessione selettiva di una o più stringe PV. Ciò consente al resto del sistema di continuare a produrre energia elettrica [19].



Figura 3.7: Sezionatore DC.

### 3.1.4 Scaricatori di sovratensione

Per evitare danni dovuti all'alta tensione in un impianto fotovoltaico, i picchi di tensione devono avere un percorso verso terra per evitare che tale sovratensione passi attraverso i componenti elettronici e li danneggi. Per fornire questo percorso, tutto il cablaggio in uscita e in entrata nel sistema deve essere collegato a terra tramite un dispositivo di protezione contro le sovratensioni (SPD) e tutte le superfici conduttive devono essere messe a terra direttamente. Nel caso di un fulmine, all'interno dei cavi vengono indotte delle sovratensioni. Gli SPD devono quindi essere installati a monte dell'elemento che si vuole proteggere, in questo caso l'inverter, sia sul lato di continua sia sul lato di alternata. [20] [21]

### 3.1.5 Inverter

L'inverter è un elemento fondamentale del sistema fotovoltaico. È il componente in grado di convertire la corrente continua proveniente dai pannelli fotovoltaici in corrente alternata con una frequenza tale da poter essere utilizzata dall'utenza e immessa in rete. Gli inverter solari hanno caratteristiche speciali ideate per l'accoppiamento con campi fotovoltaici e hanno efficienze superiori al 95%.

Una di queste funzioni speciali è di funzionare come Max Power Point Tracker (MPPT) ovvero ottimizzare la potenza. La curva caratteristica di un modulo fotovoltaico è strettamente dipendente dall'intensità della radiazione e dalla temperatura del modulo stesso, per questo motivo cambia continuamente durante il corso della giornata. L'inverter ha quindi il compito di trovare in maniera continuativa il punto di operazione ottimale nella curva caratteristica in modo da sfruttare il massimo della potenza estraibile dal modulo. Inoltre un inverter solare ha il compito di monitorare i moduli del campo fotovoltaico e segnalare problemi ed errori. Allo stesso tempo deve monitorare anche la rete elettrica alla quale è connesso, in modo tale che se i generatori fotovoltaici o la rete presentassero un problema il sistema si disconnetta in maniera rapida e sicura. Alcuni inverter, ormai la maggior parte, sono dotati di interfacce di comunicazione che permettono il controllo e il monitoraggio di parametri operazionali e di produzione [23].

Un impianto può essere dotato di un unico grande inverter in cui confluiscono tutte le stringhe, oppure di più inverter di uguali o diverse dimensioni ai quali si collegano le varie frazioni dell'intero campo fotovoltaico, come quello rappresentato in figura 3.8. Entrambe le scelte hanno vantaggi e svantaggi e possono essere dovute a scelte progettuali o a necessità impiantistiche. Se si sceglie un inverter capace di convogliare tutte le stringhe si otterrà un impianto più semplice e meno costoso con lo svantaggio che se tale inverter dovesse guastarsi ciò comprometterebbe la produzione di tutto l'impianto. Nel secondo caso invece, sezionando l'impianto con diversi inverter si può limitare il peso, in termini di produzione energetica, nel caso di un guasto a tale componente.

### 3.1.6 Interruttore automatico AC

L'AC Circuit Breaker, il disgiuntore di campo è un dispositivo elettronico automatico utilizzato negli impianti elettrici domestici e industriali. Esso provvede a scollegare fisicamente i terminali di alimentazione di rete dai carichi che vi sono collegati, non appena l'ultimo utilizzatore, ovvero l'ultimo carico viene spento e quindi sconnesso dalla rete. In questo modo si mantiene l'intero impianto elettrico escluso dalla rete, con minori ripercussioni sui campi elettrici e sui disturbi da esso indotti [24].



Figura 3.8: Inverter multistringa [22].

### 3.1.7 Interfaccia di rete

Ogni impianto fotovoltaico che immette energia in rete deve essere, per norma, provvisto di un elemento di interfaccia alla rete. Tale componente non è collegato con il funzionamento dell'impianto fotovoltaico, ma ha la funzione di gestire l'allacciamento e l'integrazione ottimale alla rete. Le fonti rinnovabili, come noto, sono sorgenti di energia intermittenti, non totalmente prevedibili creando immissioni di energia discontinue e irregolari. Lo scopo fondamentale dell'interfaccia è quello di proteggere la rete da anomalie della rete stessa, interrompe quindi l'immissione di corrente elettrica da parte dell'impianto fotovoltaico, nel caso in cui la rete sia satura di energia o in caso manchi tensione o alcuni parametri della rete siano fuori asse. Per gli impianti oltre i 20 Kw di potenza di picco o che usufruiscono di più di tre inverter, quindi per tutti i sistemi analizzati nello studio corrente, l'interfaccia di rete deve essere esterna all'inverter e essere installata a parte [25].

### 3.1.8 Interruttore generale AC e interruttore differenziale

A monte dell'interfaccia di rete è necessario porre un interruttore generale dell'impianto. Questo elemento è un interruttore, spesso motorizzato, posto immediatamente prima dell'immissione in rete della corrente, che viene accoppiato con un interruttore differenziale per proteggere il sistema in caso di guasto a terra. Tale componente nonostante la sua semplicità può interrompere l'intero impianto, per cui, nel caso di un suo guasto o della sua entrata in funzione, può assumere un ruolo importante nella riduzione di produzione di energia del sistema. È fondamentale sia ben dimensionato e controllato periodicamente.

### 3.1.9 Contatore

Negli impianti di taglia medio grande si inseriscono solitamente due contatori distinti. Il primo contatore viene inserito a monte dell'interfaccia di rete e a valle dell'immissione di

corrente in BT all'utenza. Questo contatore ha lo scopo di misurare l'energia effettivamente prodotta dall'impianto. Il secondo viene installato a monte dell'interruttore generale e a valle dell'immissione in MT. Tale dispositivo deve essere di tipo bidirezionale in modo da poter conteggiare l'energia immessa e prelevata dalla rete.

## 3.2 Definizione impianti

Lo scopo è di analizzare un numero finito di impianti diversi, in modo da ottenere uno spettro statistico più ampio. È importante che i sistemi siano di età comparabile e si trovino tutti durante il loro periodo utile di vita, ovvero oltre il periodo di rodaggio e prima del loro degradamento, che avviene oltre i 15-20 anni di funzionamento.

Sono stati selezionati 5 impianti dei quali si hanno dati di manutenzione, monitoraggio e schede tecniche di progettazione. Essi si diversificano per dimensione, ubicazione e tecnologia, hanno tuttora una vita comparabile e vanno da una potenza installata di circa 50 kW fino a circa 1 MW, tali impianti saranno brevemente descritti in seguito. Gli impianti sono per la maggior parte installati su coperture di edifici già esistenti.

Tutti gli impianti esaminati fanno parte del programma di incentivazione introdotto dal GSE per promuovere l'installazione di energie rinnovabili denominato Conto Energia.

Il Conto Energia è stato introdotto in Italia con la Direttiva comunitaria 2001/77/CE e poi recepita con l'approvazione del Decreto legislativo 387 del 2003. Questo meccanismo è diventato operativo con l'entrata in vigore dei Decreti interministeriali del 28/07/2005 e del 06/02/2006 (I° Conto Energia) che hanno introdotto il sistema di finanziamento in conto esercizio della produzione elettrica. Nel 2010, con il D.M. 06/08/2010 è entrato in vigore il III° Conto Energia, applicabile agli impianti entrati in esercizio a partire dal 1 gennaio 2011 e fino al 31 maggio 2011, che ha introdotto specifiche tariffe per impianti fotovoltaici integrati con caratteristiche innovative e impianti fotovoltaici a concentrazione. Dopo l'emanazione del D.lgs. 28/2011 è stato pubblicato il D.M. 05/05/2011 (IV° Conto Energia) che ha definito il meccanismo di incentivazione riguardante gli impianti entrati in esercizio dopo il 31 maggio 2011 con l'obiettivo di allineare il livello delle tariffe all'evoluzione dei costi della tecnologia fotovoltaica e di introdurre un limite di costo cumulato annuo degli incentivi, fissato in 6 miliardi di euro [26].

### 3.2.1 Magenta (MI) 50 kW

È un impianto fotovoltaico di 49,68 kWp connesso alla rete elettrica totalmente integrato sulla copertura di un capannone. È costituito da 216 pannelli Atersa A-230P da 230 Wp in silicio policristallino ed è entrato in funzione nel novembre del 2011. L'impianto è composto da 4 blocchi uguali, ciascuno costituito da un inverter da 10 kW di potenza nominale al quale sono connesse due stringhe da 14 moduli e due stringhe da 13 moduli. Le stringhe sono dotate di fusibili, diodo di blocco e sezionatore di continua. Tra l'inverter e la connessione alla rete il sistema è dotato di un sezionatore di corrente alternata, un

interruttore di corrente alternata, l'interfaccia di rete elettrica, un contatore energetico, la connessione alle utenze e un interruttore differenziale.

### **3.2.2 Leinì (TO) 143 kW**

L'impianto fotovoltaico in questione si trova nei pressi di Torino, è caratterizzato da una potenza installata di 142,97 kWp ed è totalmente integrato presso un fabbricato industriale. È costituito da 1492 pannelli a film sottile First Solar FS-272 da 72,5 Wp di potenza nominale. L'impianto è entrato in funzione nel 2009. I moduli essendo integrati nella copertura sono disposti con un angolo inferiore ai 10° cioè quasi orizzontalmente. Il sistema è composto da 9 inverter di taglie diverse da una potenza di 4 kW fino a 20 kW, a seconda della potenza degli inverter confluiscono più o meno stringhe che sono costituite da 9 o da 10 moduli. A valle dell'inverter sono presenti sezionatori in AC, interruttori differenziali, magnetotermici, connessione alle utenze, interfaccia di rete elettrica e contatore.

### **3.2.3 Murello (CN) 259 kW**

L'impianto di Murello si divide in due sottosistemi elettrici, in quanto è integrato su 7 diverse coperture di un'azienda agricola. È costituito da 1125 pannelli in silicio policristallino Atersa A-230P da 230 Wp di potenza nominale per un totale di 258,7 kWp. L'impianto è entrato in funzione nel 2011.

Poiché l'impianto è suddiviso su più edifici ogni sottoinsieme presenta soluzioni impiantistiche relativamente diverse. Un sottoinsieme è costituito da 10 inverter, 6 dei quali da 30 e 33 kW a cui confluiscono 12 stringhe da 15 o 16 moduli l'una, mentre gli altri 4 sono piccoli inverter da 3 kW a cui si connette una stringa di eguale potenza. Ogni stringa è dotata di fusibili di protezione, il sezionatore di corrente continua è inserito per 4 stringhe. A valle dell'inverter sono presenti sezionatori in AC, interruttori differenziali, magnetotermici, connessione alle utenze, interfaccia di rete elettrica e contatore energia prodotta e contatore bidirezionale.

Il secondo sottoinsieme che raggruppa le installazioni costruite su 3 edifici è costituito da 4 inverter da 30 o 33 kW da 2 o 3 stringhe l'uno con 16 moduli l'una. Ogni inverter è dotato di sezionatore DC e come per il primo sottoinsieme tra gli inverter e la connessione alla rete analogamente sono presenti gli stessi interruttori e componenti di protezione.

### **3.2.4 Cavallerleone (CN) 553 kW**

L'impianto in questione si divide in 2 sottosistemi, uno di 107 kWp a terra e l'altro di 445,8 kWp completamente integrato sulla copertura. L'impianto a terra è composto da pannelli monocristallini Isoton ISF da 245 Wp, mentre i pannelli sulla copertura sono di tipo policristallino Atersa A-230P da 230 Wp. Complessivamente si contano 2375 moduli fotovoltaici. L'impianto su copertura è entrato in funzione nel 2010, mentre l'impianto a terra ha iniziato a produrre nel 2012.

Il sotto-impianto situato sulla copertura è costituito da 4 inverter da 100kW nominali in ognuno dei quali confluiscono 21 stringhe da 21 moduli. E altri 3 inverter da 10kW che completano il sistema su copertura. La sezione in corrente alternata è composta da sezionatori in AC, interruttori differenziali, magnetotermici, connessione alle utenze, interfaccia di rete elettrica e contatore.

Il sotto-impianto a terra è invece costituito da 5 inverter da 20 kW ai quali sono connesse 4 stringhe da 22 pannelli l'una. Ogni stringa è protetta da fusibili e ogni due presentano un sezionatore di corrente continua. La sezione in alternata è analoga al sottoinsieme su copertura.

### **3.2.5 Palazzolo sull'Oglio (BS) 999 kW**

L'impianto di Palazzolo sull'Oglio è il più grande tra quelli presi in considerazione e raggiunge una potenza installata di quasi 1 MW. È suddiviso in due impianti separati entrambi integrati su coperture di capannoni industriali, il primo caratterizzato da una potenza di picco di 523 kW, mentre il secondo da 476 kWp. I pannelli utilizzati nei due sistemi sono rispettivamente Atersa A-230P e HarwaSolar SF240 e sono complessivamente 4284. Entrambi gli impianti entrano in funzione nel 2011. Esso è costituito da 30 inverter da 16,5 kW nominale a ognuno dei quali confluiscono 3 stringhe da 23 moduli. I 30 inverter si connettono al quadro di bassa tensione costituito da interruttore automatico in AC, interfaccia di rete e interruttore generale e differenziale.

L'impianto da 476 kWp invece è costituito da 39 inverter di potenza compresa tra 8 e 17 kW nominali. A tali inverter sono collegati 2 o 3 stringhe e un numero di moduli compreso tra 34 e 72.

## **3.3 Conteggio componenti**

Ai fini dell'analisi di affidabilità dei suddetti impianti è necessario specificare il numero dei componenti che li costituiscono, in questo modo si può applicare il modello di studio descritto precedentemente. Come detto, anche se gli impianti presentano lievi differenze, si è utilizzato lo schema standardizzato per conteggiarne i componenti. In seguito viene proposta la tabella riassuntiva che contiene il numero di componenti standard per ogni impianto campione.

Poichè gli impianti sono di diverse taglie di potenza a partire da circa 50 kW fino ad arrivare a quasi 1 MW verrà assegnato loro un codice alfanumerico per essere più facilmente identificati, tale codice andrà da P1 a P5 a seconda della potenza come schematizzato nella tabella 3.1. Da qui in seguito si farà riferimento agli impianti attraverso il codice assegnatoli o attraverso la loro potenza in kW.

Ubicazione	Magenta	Leinì	Murello	Cavallerleone	Palazzolo sull'Oglio
Potenza [kW]	50	143	259	553	999
Codice/Nome	P1	P2	P3	P4	P5

Tabella 3.1: Nome impianti.

Nome Impianto	P1	P2	P3	P4	P5
Potenza [kW]	50	143	259	553	999
Pannello PV	216	1972	1125	2375	4284
Connettori (Cop- pie)	216	1972	1125	2375	4284
Fusibili	32	410	142	224	380
Diodo di blocco	16	205	71	112	190
Sezionatore DC	16	19	23	50	69
Inverter	4	9	15	12	69
Interruttore auto- matico AC	4	9	15	12	69
Interfaccia di Re- te	1	1	2	2	2
Interruttore Generale AC	1	1	2	2	2
Interruttore Diffe- renziale	1	1	2	2	2

Tabella 3.2: Numero di componenti per impianto

### 3.4 Tasso di guasto

Oltre alle specifiche di un impianto, per calcolare teoricamente l'affidabilità di un sistema è necessario conoscere il tasso di guasto associato ad ogni componente. Nella letteratura scientifica si trovano analisi di affidabilità di componenti elettrici ed elettronici, in questo particolare caso il failure rate dei componenti dell'impianto fotovoltaico è stato estratto dalla normativa militare americana MIL-HDBK-217F\_NOTICE-2. Tale normativa è stata pubblicata dal Dipartimento della Difesa americano e presenta il metodo e i valori per poter calcolare il tasso di guasto della maggior parte di elementi elettrici ed elettronici. I componenti presi in considerazione sono quelli presenti nella tabella 3.2, ovvero gli elementi precedentemente definiti standard che costituiscono un sistema fotovoltaico.

Il failure rate viene convenzionalmente indicato con la lettera  $\lambda$  è la sua unità di misura è "Guasti/ $10^6$  h", viene spesso indicato anche con l'acronimo FIT (failure in time).

Tale tasso è differente per ogni tipo di componente, ma dipende anche da altri para-

metri, infatti un componente elettronico utilizzato in un ambiente e in condizioni non ottimali avrà una maggiore probabilità di guasto rispetto agli standard. Questi parametri sono: temperatura di operazione, stress elettrico, qualità dell'elemento, ambiente di utilizzo, tipo di utilizzo, tipo di contatto ecc. Poiché l'ultima normativa consultabile risale al 1995 si è stimato che la qualità di tutti i componenti sia di tipo militare (molto elevata), al fine di compensare l'innovazione tecnologica nel settore elettronico degli ultimi anni.

In seguito saranno presentati i calcoli e i riferimenti per il calcolo del tasso di guasto dei vari componenti.

### 3.4.1 Pannello fotovoltaico

Per il tasso di guasto dei pannelli fotovoltaici si è fatto riferimento a uno studio sperimentale giapponese sull'affidabilità dei moduli fotovoltaici. Tale studio calcola la probabilità di fallimento dei sistemi fotovoltaici in Giappone a partire da diversi impianti reali. Nell'analisi vengono esaminati più di 1000 impianti di media taglia tra il 1999 e il 2006, con un totale di circa 150.000 pannelli. Sono 52 i problemi riscontrati a moduli fotovoltaici durante i sette anni di studio. Da questo numero di guasti quindi si può estrarre un valore approssimato del tasso di guasto.

Il valore che verrà quindi considerato è:

$$\lambda_{PV} = 0,0152[Failure/10^6h]$$

### 3.4.2 Diodo di blocco

Il tasso di guasto del diodo di blocco è stato calcolato attraverso la formula proposta dalla normativa americana MIL e risulta essere il prodotto dei seguenti parametri.

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

Diodo di Blocco	Applicazione	Temperatura	Stress elettrico	Ambiente	Contatto	Qualità
	$\lambda_b$	$\pi_T$	$\pi_S$	$\pi_E$	$\pi_C$	$\pi_Q$
Parametro	Regolatore voltage	35°C	-	Coperto non condi- zionato	-	Media
Coefficiente	0,002	1,2	1	6	2	2,4

Tabella 3.3: Tabella per calcolo  $\lambda_{DB}$ .

$$\lambda_{DB} = 0,06912[Failure/10^6h]$$

### 3.4.3 Connettori

Il tasso di guasto dei connettori è stato calcolato attraverso la formula proposta dalla normativa americana MIL e risulta essere il prodotto dei seguenti due parametri.

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

Connettori	Applicazione $\lambda_b$	Ambiente $\pi_E$
Parametro	Clip Termination	Non coperto
Coefficiente	0,00012	7

Tabella 3.4: Tabella per calcolo  $\lambda_{CON}$ .

$$\lambda_{CON} = 0,00024[Failure/10^6h]$$

### 3.4.4 Fusibili

I fusibili sono installati con lo scopo di proteggere il sistema da sovracorrenti, il loro funzionamento è tale da “rompersi” aprendo il contatto quando vengono attraversati da una corrente maggiore di quella imposta. La loro rottura quindi non è segno di un guasto o malfunzionamento, quanto piuttosto del loro corretto funzionamento come elemento protettivo. La probabilità di guasto di un fusibile dovuto alla corrosione o allo stress meccanico è estremamente ridotto e trascurabile, per cui in questo caso la rottura del fusibile per motivi di sovracorrente, in quanto interrompe la produzione di energia di una stringa, verrà considerato come un guasto del sistema. Il suo tasso di guasto è stato estrapolato da un articolo scientifico del 2012 in cui si analizza la manutenzione di 350 impianti fino a una potenza massima di 70MWp [5].

$$\lambda_{FUS} = 0,094[Failure/10^6h]$$

### 3.4.5 Sezionatori DC e AC

Anche per quanto riguarda i sezionatori di corrente continua e corrente alternata ci si riferisce alla normativa americana per calcolare il loro tasso di guasto. La formula proposta è la seguente.

$$\lambda_{SDC/SDC} = \lambda_b \cdot \pi_L \cdot \pi_C \cdot \pi_Q \cdot \pi_E$$

Interruttori DC e AC	Tipo $\lambda_b$	Stress elettrico $\pi_L$	Ambiente $\pi_E$	Contatto $\pi_C$	Qualità $\pi_Q$
Parametro	Rotativo - A leva	-	Coperto non con- dizionato	-	Media
Coefficiente	0,11	1,15	3	1	1

Tabella 3.5: Tabella per calcolo  $\lambda_{SDC/SAC}$ .

$$\lambda_{SDC/SAC} = 0,3795[Failure/10^6h]$$

### 3.4.6 Scaricatori di sovratensione

Per semplicità è stato assunto che gli scaricatori di sovratensione non possano entrare in cortocircuito, per cui la loro probabilità di guasto o fallimento viene trascurata.

### 3.4.7 Inverter

Il calcolo del failure rate dell'inverter è più complesso. Infatti se lo si dovesse calcolare teoricamente tenendo conto di tutti i sottocomponenti che lo costituiscono sarebbe un procedimento molto articolato il cui risultato probabilmente non rispecchierebbe la realtà a causa delle molte variabili. Si è deciso quindi di riferirsi a un articolo del 2011 della rivista RENEWABLE Energy che riporta una media di guasti e quindi di sostituzioni di inverter di 1 ogni 10 anni, per cui 0,1 guasti/anno [7]. Considerando una media di quasi 12 ore di operazione al giorno, il valore del tasso di guasto è il seguente:

$$\lambda_{INV} = 32,23[Failure/10^6h]$$

### 3.4.8 Interruttore generale, Interruttore differenziale, Interfaccia di rete

Questi tre tipi di interruttori rientrano nella stessa categoria e si fa riferimento alla normativa americana del Dipartimento della Difesa. Come per i precedenti componenti viene fornita la formula e i valori da utilizzare a seconda dei casi.

$$\lambda_{GCB/DCB/GP} = \lambda_b \cdot \pi_U \cdot \pi_C \cdot \pi_Q \cdot \pi_E$$

Interruttori DC e AC	Tipo $\lambda_b$	Configurazione	Ambiente	Utilizzo	Qualità
Parametro	Magnetico, Termico, Magneto-termico	SPST	Coperto non condizionato	Di potenza/Non di potenza	Media
Coefficiente	0,34	1	2	1/2,5	5

Tabella 3.6: Tabella per calcolo  $\lambda_{GCB/DCB/GP}$ .

$$\lambda_{GCB/DCB} = 8,5[Failure/10^6h]$$

$$\lambda_{GP} = 3,4[Failure/10^6h]$$

### 3.4.9 Tabella riassuntiva tassi di guasto componenti

<b>Componente</b>	<b>Failure Rate <math>10^{-6} failures/hour</math></b>
Pannello PV	0,046 [12]
Conettori	0,00024 [13]
Fusibile	0,094 [5]
Diodo di blocco	0,069 [13]
Sezionatore DC	0,380 [13]
Inverter	32,230 [7]
Interruttore automatico AC	8,500 [13]
Interfaccia di Rete	3,400 [13]
Interruttore Generale AC	0,380 [13]
Interruttore Differenziale	8,500 [13]

Tabella 3.7: Tabella riassuntiva tassi di guasto componenti sistema fotovoltaico.

## 3.5 Implementazione Fault Tree Analysis

A questo punto dell'analisi è necessario definire le interdipendenze tra i vari componenti per capire come un guasto può propagarsi all'interno del sistema. Mediante un "Fault Tree" e lo schema logico associato a questo metodo è possibile creare una mappa booleana e comprendere collegamenti e relazioni degli elementi costituenti l'impianto.

### 3.5.1 Definizione "Top Event"

Il fulcro dello studio sta nella definizione dell'evento finale dell'albero logico di fallimenti. Nel seguente studio con guasto o fallimento di sistema non si intende soltanto uno spegnimento totale del sistema, ma anche un piccolo calo di produzione dovuto al danneggiamento o rottura di elementi come moduli fotovoltaici, inverter, ecc. Ciò significa, che: "L'interruzione o il calo nella produzione di energia dovuto al guasto di un qualsiasi componente, e non al suo degradamento naturale nel tempo, nonostante i pannelli siano irradiati da luce solare", verrà considerato il Top Event del Fault Tree.

### 3.5.2 Schema logico

In un impianto fotovoltaico tutti i componenti, dal punto di vista dell'analisi di affidabilità sono connessi in serie, ciò significa che se un elemento dovesse fallire, l'intero sistema fallirà come diretta conseguenza. Una connessione in serie, per quanto riguarda l'affidabilità, non è necessariamente una connessione in serie nella realtà; è una rappresentazione dell'effetto diretto che un componente ha lungo la catena di tutti gli altri componenti che costituiscono l'intero sistema. Tale schema logico per il caso analizzato è raffigurato nella figura 3.9.

### 3.5.3 Assunzioni

È necessario introdurre e specificare le ipotesi e le assunzioni per il FTA. Tali assunzioni sono esposte in seguito.

- Il TopEvent, ovvero l'evento finale, cioè la cessazione o la riduzione nella produzione di energia nonostante i moduli fotovoltaici siano sottoposti a irraggiamento solare, è di tipo binario. Con questa ipotesi si assume che l'evento o accade o non accade.
- Per semplificare lo studio non viene considerata la degradazione dei componenti. Questa assunzione non dovrebbe gravare troppo sul risultato dell'analisi, in quanto già nello studio di fattibilità di un impianto fotovoltaico si tiene conto dell'invecchiamento dei componenti e del calo della produzione.
- Lo scopo dell'analisi teorica di affidabilità si limita al calcolo della reliability, del tasso di guasto totale dell'impianto e quindi del MTTF del sistema stesso, senza andare ad approfondire la disponibilità e il tempo di riparazione. Per calcolare tali parametri sono necessari dati di casi reali e per questo motivo saranno approfonditi nel seguente capitolo di analisi sperimentale. Non vi è quindi differenza nel considerare i componenti riparabili o non-riparabili.

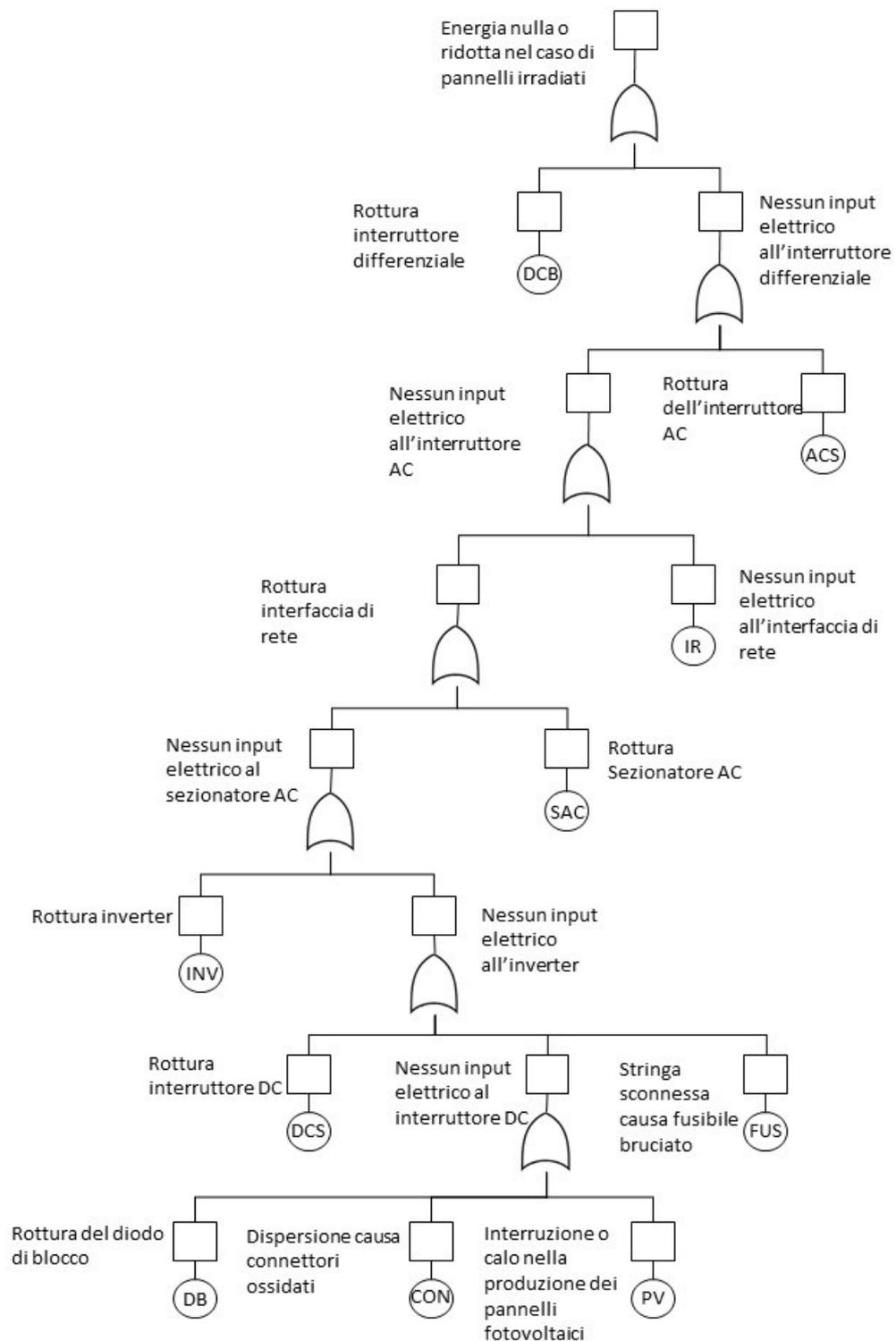


Figura 3.9: Schema logico ad albero.

- Gli eventi di fallimenti o di guasto saranno considerati indipendenti e non mutualmente escludenti, questa assunzione fondamentale significa non sono considerati collegati e che non si impediscono l'un l'altro.
- Gli elementi che compongono il sistema fotovoltaico si ipotizzano essere stati dimensionati e installati correttamente.
- La  $\lambda$  di fallimento è considerata costante, poichè andiamo a considerare il periodo di vita utile.

### 3.5.4 Calcolo Minimal Cut Set

Per ottenere una valutazione quantitativa, l'albero dei guasti deve essere convertito in un'espressione booleana e poi in un'equazione probabilistica. Poiché gli eventi di base sono collegati da porte OR, è abbastanza semplice per costruire l'equazione booleana degli eventi di base come rappresentato nella formula (3.1)

$$\begin{aligned} Top-Event &= ((PV + CON) + (FUS + BD + DCS) + INV + SAC + IR + ACS + DCB) \\ &= PV + CON + FUS + BD + DCS + INV + SAC + IR + ACS + DCB \end{aligned} \quad (3.1)$$

Un CUT SET è definito come una raccolta di eventi di base la cui evenienza causerà l'evento principale. La Minimal Cut Set è definita come la più piccola combinazione di eventi di base che può causare l'evento principale. L'equazione mostra che il Fault Tree può essere espresso come l'unione dei 10 Minimal cut set. Dalla teoria della probabilità, la probabilità di fallimento, in caso di unione dei set minimi, è data dalla probabilità totale del Minimal Cut Set.

$$Pr(TopEvent) = Pr(E1 + E2 + \dots + E10) \quad (3.2)$$

Dato che per assunzione sono considerati indipendenti e non mutualmente esclusivi, usando il principio dell'inclusione-esclusione, la (3.2) può essere trasformata come dimostrato nell'equazione (3.3).

$$1 - Pr(TopEvent) = [1 - Pr(E1)][1 - Pr(E2)] \dots [1 - Pr(E10)] \quad (3.3)$$

Poiché  $Pr(E)$  è la probabilità di guasto, mentre  $1-Pr(E)$  è la probabilità di affidabilità, l'affidabilità del sistema nel suo complesso è dato dal prodotto dell'affidabilità di ogni evento.

$$R_{TOT} = \prod_{i=1}^n R(E_i) \quad (3.4)$$

In questa analisi quindi l'affidabilità totale del sistema è data dal prodotto delle affidabilità dei componenti (3.5).

$$\begin{aligned} R_{TOT} &= R(PV) \cdot R(CON) \cdot R(BD) \cdot R(FUS)(DCS) \cdot \\ &R(INV) \cdot R(SAC) \cdot R(IR) \cdot R(ACS) \cdot R(DCB) \end{aligned} \quad (3.5)$$

### 3.6 Calcolo affidabilità

Per calcolare l'affidabilità totale di ogni impianto è quindi necessario indicare l'affidabilità di ogni componente. Come esposto precedentemente, per la reliability, si è scelto di utilizzare una distribuzione esponenziale come esposto nella formula (3.6).

$$R(t) = \exp - (\lambda t) \quad (3.6)$$

In concreto la formula verrà applicata come la (3.7) ad ogni gruppo di componenti.

$$R(t) = \exp - (m\lambda t) \quad (3.7)$$

In questo modo, facendo riferimento alla formula (3.4), che definisce le relazioni tra i gruppi di componenti, l'equazione finale che descrive l'affidabilità dell'intero sistema è la (3.8),

$$R(t) = \exp - \left( \sum_{i=1}^n m_i \lambda_i t \right) \quad (3.8)$$

Dove  $m_i$  è il numero di componenti uguali in un impianto,  $\lambda_i$  è il failure rate di ogni elemento,  $n$  è il numero totale di diversi gruppi di componenti e  $t$  è il tempo considerato. Per quanto riguarda al tempo, esso è definito in ore, in quanto anche il failure rate è misurato per ora ed è stato considerato un tempo medio di operazione di 12 ore giornaliere, in quanto in media nel corso di un anno vi sono 12 ore di luce al giorno.

Nelle tabelle 3.8 3.9 3.10 sono riportati rispettivamente tutti i valori di affidabilità calcolati per i diversi gruppi di componenti di ogni impianto per un anno, due anni e per 10 anni di operazione.

<b>Impianto</b>	<b>P1</b>	<b>P2</b>	<b>P3</b>	<b>P4</b>	<b>P5</b>
Potenza [kW]	50	143	259	553	999
<b>Pannello PV</b>	0,657	0,022	0,112	0,010	0,000
<b>Connettori</b>	0,998	0,980	0,989	0,976	0,958
<b>Fusibile</b>	0,881	0,198	0,570	0,413	0,223
<b>Diodo di blocco</b>	0,955	0,551	0,814	0,722	0,576
<b>Sezionatore DC</b>	0,775	0,738	0,693	0,450	0,333
<b>Inverter</b>	0,004	0,000	0,000	0,000	0,000
<b>Interruttore automatico AC</b>	0,239	0,040	0,005	0,014	0,000
<b>Interfaccia di Rete</b>	0,867	0,867	0,751	0,751	0,751
<b>Interruttore Generale AC</b>	0,984	0,984	0,969	0,969	0,969
<b>Interruttore Differenziale</b>	0,699	0,699	0,489	0,489	0,489

Tabella 3.10: Affidabilità componenti dopo 10 anni di operazione.

<b>Nome Impianto</b>	<b>P1</b>	<b>P2</b>	<b>P3</b>	<b>P4</b>	<b>P5</b>
Potenza [kW]	50	143	259	553	999
<b>Pannello PV</b>	0,959	0,682	0,804	0,630	0,435
<b>Connettori</b>	1,000	0,998	0,999	0,998	0,996
<b>Fusibile</b>	0,987	0,850	0,945	0,915	0,861
<b>Diodo di blocco</b>	0,995	0,942	0,980	0,968	0,946
<b>Sezionatore DC</b>	0,975	0,970	0,964	0,923	0,896
<b>Inverter</b>	0,582	0,295	0,131	0,197	0,000
<b>Interruttore automatico AC</b>	0,867	0,725	0,585	0,651	0,085
<b>Interfaccia di Rete</b>	0,986	0,986	0,972	0,972	0,972
<b>Interruttore Generale AC</b>	0,998	0,998	0,997	0,997	0,997
<b>Interruttore Differenziale</b>	0,965	0,965	0,931	0,931	0,931

Tabella 3.8: Affidabilità componenti dopo un anno di operazione.

<b>Impianto</b>	<b>P1</b>	<b>P2</b>	<b>P3</b>	<b>P4</b>	<b>P5</b>
Potenza [kW]	50	143	259	553	999
<b>Pannello PV</b>	0,920	0,465	0,646	0,397	0,189
<b>Connettori</b>	1,000	0,996	0,998	0,995	0,991
<b>Fusibile</b>	0,975	0,723	0,894	0,838	0,741
<b>Diodo di blocco</b>	0,991	0,888	0,960	0,937	0,895
<b>Sezionatore DC</b>	0,950	0,941	0,929	0,853	0,802
<b>Inverter</b>	0,338	0,087	0,017	0,039	0,000
<b>Interruttore automatico AC</b>	0,751	0,526	0,342	0,424	0,007
<b>Interfaccia di Rete</b>	0,972	0,972	0,944	0,944	0,944
<b>Interruttore Generale AC</b>	0,997	0,997	0,994	0,994	0,994
<b>Interruttore Differenziale</b>	0,931	0,931	0,867	0,867	0,867

Tabella 3.9: Affidabilità componenti dopo due anni di operazione.

Data la formula (3.5) il prodotto dell'affidabilità di tutti i gruppi di componenti risulta essere l'affidabilità totale dell'impianto. Tale calcolo è stato applicato su tre intervalli di tempo: 1, 2 anni e 10 anni. Seguono le tabelle e il grafico 3.10 riferiti all'affidabilità e al suo andamento nel tempo in funzione degli impianti.

Impianto	P1 (50kW)	P2 (143kW)	P3 (259kW)	P4 (553kW)	P5 (999kW)
Reliability anno	1 43,97%	10,75%	4,95%	5,94%	0,0002%

Tabella 3.11: Affidabilità 1 anno di operazione.

Impianto	P1 (50kW)	P2 (143kW)	P3 (259kW)	P4 (553kW)	P5 (999kW)
Reliability anni	2 19,33%	1,16%	0,25%	0,35%	4,42E-12

Tabella 3.12: Affidabilità 2 anni di operazione.

Impianto	P1 (50kW)	P2 (143kW)	P3 (259kW)	P4 (553kW)	P5 (999kW)
Reliability anni	10 0,027%	2,066E-10	8,872E-14	5,491E-13	1,688E-57

Tabella 3.13: Affidabilità 10 anni di operazione.

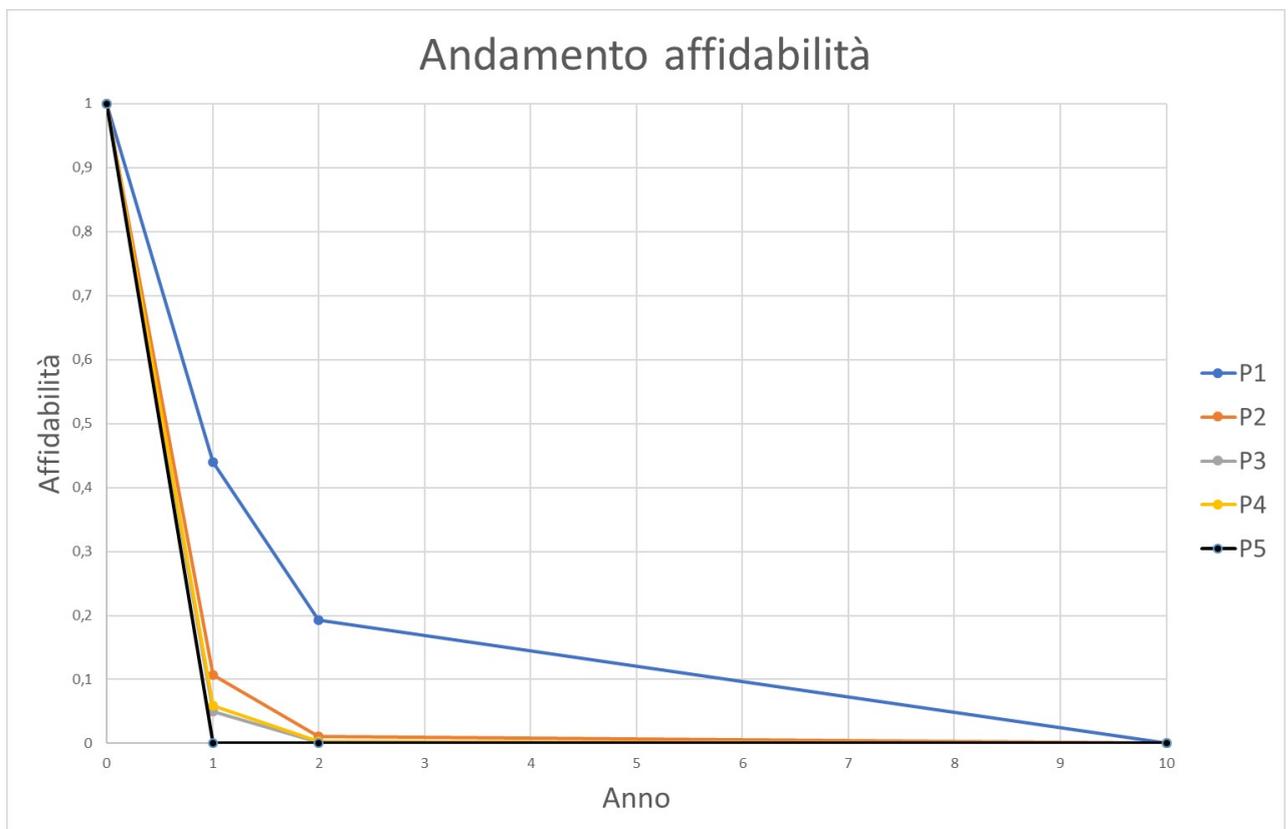


Figura 3.10: Andamento affidabilità.

Un altro parametro estremamente interessante per conoscere l'affidabilità totale di un sistema è il tasso di guasto totale dell'impianto. Esso è calcolato mediante il failure rate dei componenti per il numero di componenti attraverso la seguente formula (3.9).

Dove  $m_i$  è il numero di componenti e  $\lambda_i$  il tasso di guasto associato a quel gruppo di componenti. La sommatoria di questo prodotto determina il failure rate dell'intero sistema i cui valori per i diversi impianti sono rappresentati nella tabella 3.14.

$$\lambda = \sum_{i=1}^n m_i \lambda_i \quad (3.9)$$

<b>Impianto</b>	<b>P1</b>	<b>P2</b>	<b>P3</b>	<b>P4</b>	<b>P5</b>
	<b>(50kW)</b>	<b>(143kW)</b>	<b>(259kW)</b>	<b>(553kW)</b>	<b>(999kW)</b>
$\lambda_{sistema}$ ( $10^{-4}$ failures/hour)	1,95	5,29	7,14	6,70	31,07

Tabella 3.14: Tasso di guasto totale impianti.

Conoscendo il tasso di guasto dell'impianto, attraverso la formula (2.2) si può facilmente calcolare il MTTF (Tempo medio di guasto). Questo parametro è molto utile perché identifica l'intervallo di tempo medio che trascorre tra il verificarsi di due guasti. Conoscendo tale intervallo di tempo si possono quindi stimare il numero di interventi necessari nell'arco di un anno. Nella seguente tabella sono definiti gli MTTF di ogni impianto sotto esame.

<b>MTTF</b>	<b>P1</b>	<b>P2</b>	<b>P3</b>	<b>P4</b>	<b>P5</b>
	<b>(50kW)</b>	<b>(143kW)</b>	<b>(259kW)</b>	<b>(553kW)</b>	<b>(999kW)</b>
<b>Ore</b>	5121	1891	1400	1491	322
<b>Mesi</b>	14,03	5,18	3,84	4,09	0,88
<b>Anni</b>	1,17	0,43	0,32	0,34	0,07

Tabella 3.15: MTTF Impianti.

Come precedentemente detto è stato considerato che l'impianto sia in funzione e produca energia, anche se a regime minimo, per una media di 12 ore giornaliere. Dai risultati numerici appare che l'impianto P1 (50kW) abbia bisogno solamente di circa un intervento all'anno, mentre in quelli di P2 (143kW), P3 (259kW), e P4 (553kW) si verificheranno 2 o 3 guasti annuali. L'impianto di 1MW a Palazzolo sull'Oglio presenta una frequenza teorica di guasto molto più alta con più di un danneggiamento stimato al mese.

Questi valori di affidabilità e di tempo medio di guasto, frutto di un modello teorico e calcolati matematicamente facendo riferimento a normative e articoli scientifici, saranno nel seguente capitolo confrontati con il caso reale. In tale maniera si potrà valutare l'accuratezza del metodo e, dove necessario e possibile, migliorare i valori di partenza in modo da ottenere risultati sempre più vicini alla realtà.

Si nota che l'affidabilità di un impianto ha la tendenza a decrescere al crescere della potenza installata. Questo perché per diretta conseguenza lo stesso è composto da un maggior numero di elementi e quindi la sua probabilità di fallimento è più elevata. Si presenta però un'eccezione, infatti l'impianto P4 (553kW), nonostante abbia una potenza pari a più del doppio dell'impianto di P3 (258kW), mostra un'affidabilità maggiore di quest'ultimo. Ciò può essere spiegato dal fatto che l'impianto da 553 kWp è composto, in proporzione e non, da un minor numero di elementi. Il sistema P4 (553kW) presenta un minor numero di inverter, che è l'elemento con il tasso di guasto più alto e che quindi influisce maggiormente sull'affidabilità. Inoltre l'impianto da 553 kWp comparato con quello da 260 kWp è costituito da stringhe più ampie che determina in proporzione un minor impiego di fusibili e diodi di blocco. E' anche interessante notare come il sistema di P2 (143kW) abbia un'affidabilità molto inferiore al sistema P1 (50kW) e poco più elevata dei due impianti di taglia più grande. Ciò è dovuto al fatto che l'impianto in questione contiene un alto numero di moduli fotovoltaici. Tali pannelli a film sottile sono caratterizzati da una dimensione e di conseguenza da una potenza nominale inferiore se confrontati con le tecnologie a silicio poli e monocristallino.

Inoltre attraverso i valori di failure rate si può stimare il numero minimo di elementi che dopo un certo periodo di tempo si guastano. Se, per esempio, si analizza l'impianto più grande, quello da circa 1 MW, si può teoricamente indicare che dopo un intervallo di 10 anni almeno 6 pannelli saranno sicuramente da sostituire. Poiché l'unità di misura del guasto è l'energia non prodotta, per comprendere l'entità della perdita sono necessari due parametri: il tempo necessario a individuare il guasto e il tempo per sostituire i componenti danneggiati. Più l'impianto è ampio più il tempo necessario a individuare il guasto di un componente, come il pannello fotovoltaico, è elevato. Questo perché il monitoraggio funziona a livello dell'inverter e se nell'inverter confluiscono numerose stringhe diventa complesso individuare un solo pannello danneggiato. Inoltre anche la sostituzione di tale elemento non è banale, infatti alcuni produttori di pannelli, non vendono più a privati, mentre altri nel corso degli anni sono falliti. A questo si aggiunge il fatto che molti impianti, per ottenere gli incentivi statali, sono integrati nelle coperture di capannoni o fabbricati industriali e cambiare tipo di pannello spesso significa anche modificare le geometrie, il che determina un lavoro lungo e complicato.

Nonostante il tempo per individuare e sostituire un pannello sia relativamente elevato, la perdita in termini energetici non è molto rilevante. Oltre alla frequenza di guasto quindi è fondamentale sapere quale sia il peso energetico del componente del sistema. Nel caso di un inverter di grande taglia il guasto è facile da individuare, ma la sua sostituzione non è immediata, il tempo di disservizio anche se ridotto è molto influente. Nel capitolo successivo verrà trattato l'argomento del peso, in termini energetici, dei guasti principali.

## Capitolo 4

# Analisi di affidabilità - Caso sperimentale

Precedentemente è stato svolto uno studio di affidabilità su 5 impianti di diversa taglia seguendo ed utilizzando un modello teorico. Inoltre i parametri, come il tasso di guasto, sono stati estrapolati da articoli scientifici esistenti o da normative. Con questa seconda analisi di affidabilità 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. Le assunzioni e le ipotesi prese in considerazione per l'analisi della reliability potrebbero semplificare eccessivamente il problema e non rispecchiare in maniera del tutto autentica il caso reale. È stato infatti considerato che i guasti sono considerati assolutamente indipendenti; la realtà è che alcuni guasti possono provocarne altri o anche danneggiare altri componenti, che a loro volta hanno più probabilità di fallimento. Inoltre come per i succitati parametri i dati raccolti per il calcolo dell'affidabilità sono stati estratti da diversi articoli scientifici e normative con il rischio di non risultare omogenei. Lo scopo quindi, è quello di comparare il modello teorico con il caso reale e capire quanto tale stima possa essere veritiera e precisa. Attraverso tale comparazione si cercherà anche di affinare i tassi di guasto dei vari componenti.

Verrà inoltre approfondito il tema del tempo di riparazione e quello dell'affidabilità. Infine sarà presentata un'analisi di perdita di energia dovuta ai guasti.

Tale analisi verrà effettuata mediante i dati raccolti durante gli interventi di manutenzione condotti nel 2016 e nel 2017 dai tecnici di TGE S.r.l. Per ogni intervento effettuato infatti il tecnico ha compilato una scheda riassuntiva che descrive il lavoro di manutenzione. La scheda può essere compilata sotto forma cartacea, ma anche direttamente online e contiene le seguenti informazioni:

- Cliente
- Indirizzo
- Città

- Nome impianto
- Tipo impianto
- Tipo intervento
- Descrizione anomalia
- Intervento effettuato
- Materiale utilizzato
- Data
- Durata intervento
- Ore di viaggio

Attraverso queste informazioni si possono comprendere il numero, la frequenza e il tipo di interventi eseguiti nei due anni presi in considerazione e trarre alcune conclusioni sull'affidabilità degli impianti nel loro complesso, ma anche più in particolare sui singoli componenti.

Gli impianti in questione sono monitorati a livello dell'inverter, quindi conoscendo il tipo di guasto dalla scheda tecnica è possibile definire l'intervallo di tempo di disservizio e l'energia "non prodotta". Tali informazioni sono fondamentali per calcolare il tempo medio di riparazione, la disponibilità e la disponibilità media di ogni impianto e per capire quanta energia viene persa e il peso energetico di ogni guasto.

Conoscendo precisamente il numero di guasti avvenuti dall'analisi del caso reale, si può calcolare il tempo medio di guasto con la formula (4.1).

$$MTTF = \frac{\text{Tempo di operazione}}{\text{Numero di guasti}} \quad (4.1)$$

Attraverso il monitoraggio si può inoltre capire per quanto tempo il guasto si è protratto prima che l'intervento di riparazione fosse eseguito. È possibile quindi calcolare il MTTR (Mean Time to Repair) attraverso la formula (4.2).

$$MTTR = \frac{\text{Tempo totale di riparazione}}{\text{Numero di guasti}} \quad (4.2)$$

Attraverso questi due parametri si può calcolare la percentuale di tempo in cui l'impianto è disponibile, chiamata "disponibilità media" attraverso la formula (2.3).

Fondamentalmente i tecnici operano due tipi di interventi: quelli di manutenzione ordinaria e quelli di manutenzione straordinaria. Il primo viene effettuato periodicamente e serve per accertarsi della buona condizione e della pulizia dell'impianto, mentre il secondo è un intervento dovuto ad un guasto che viene individuato dal monitoraggio e che quindi

deve essere svolto in tempi brevi. Poiché gli impianti sono monitorati a livello dell'inverter, mediante il solo monitoraggio si può conoscere l'entità del danno, ma non con esattezza quale sia la causa del guasto. Attraverso la scheda tecnica è quindi possibile comprendere quale sia il componente danneggiato e spesso viene riportato il motivo del guasto.

Affinché il paragone tra modello teorico e caso reale sia valido, sono stati conteggiati i soli interventi, effettuati ai 5 impianti, che hanno a che fare con il guasto e la rottura dei diversi componenti presi in considerazione. Sono stati quindi esclusi gli interventi al sistema di comunicazione e monitoraggio o al gruppo di continuità.

## 4.1 Interventi

Di seguito saranno elencati gli interventi effettuati durante il 2016 e 2017 ai 5 impianti considerati. Verranno inoltre indentificati i componenti difettosi e, dove è possibile, sarà specificato il motivo del guasto.

### 4.1.1 P1 - 50kW

Nell'impianto da 50 kW sono stati effettuati 3 interventi nel 2016 e 3 interventi nel 2017, con un totale di 6 interventi in due anni, dovuti a guasti o malfunzionamenti di alcuni componenti tra quelli presi in considerazione.

Data	Guasto	Intervento
28/06/2016	Stringhe non funzionanti causa fusibili bruciati	Sostituzione 2 fusibili DC 12A
24/08/2016	Inverter spento causa software	Ripristino inverter
27/10/2016	Dispersione causa connettori ossidati	Sostituzione 4 connettori
22/06/2017	Stringa non funzionante causa fusibili bruciati	Sostituzione 2 fusibili DC 12A
26/07/2017	Stringhe non funzionanti causa fusibili bruciati	Sostituzione 2 fusibili DC 12A
14/09/2017	Inverter spento causa fusibile interno	Riparazione inverter

Tabella 4.1: Interventi impianto P1 (50kW).

La tabella riassume i guasti e i conseguenti interventi e sostituzioni effettuate per ripristinare l'impianto. Come si può osservare 3 interventi di manutenzione sono dovuti a stringhe di pannelli che non producono energia a causa dei fusibili bruciati. Mentre in due casi, una volta all'anno l'inverter presenta problemi di software o di hardware. Un altro intervento invece è dovuto al problema della dispersione, che in questo caso è procurato dall'ossidazione dei connettori tra pannelli.

Conoscendo il numero di guasti e il tempo di operazione dell'impianto si può calcolare il tempo medio di guasto per ogni sistema.

<b>MTTF</b>	<b>P1 (50kW)</b>
Ore	1460
Mesi	4,00
Anni	0,33

Tabella 4.2: MTTF P1 (50kW).

Confrontando il risultato reale con quello teorico ottenuto precedentemente si nota come il valore reale sia circa 4 volte inferiore a quello teorico. Questo significa che i guasti avvenuti sono stati molto più frequenti di quelli stimati.

Attraverso il monitoraggio è possibile conoscere in quale momento è avvenuto il guasto e quando esso è stato riparato. Con queste informazioni si può calcolare il tempo medio di riparazione MTTR con la formula sopra riportata.

$$MTTR_{P1} = 494 \text{ ore} \quad (4.3)$$

Il MTTR per P1 (50kW) equivale a 494 ore, ovvero circa 40 giorni di operazione. Questo è il valore più alto di MTTR riscontrato tra gli impianti esaminati. È dovuto al fatto che in due occasioni sono state individuate con molto ritardo (in un caso fino a 3 mesi) sulle stringhe non funzionanti a causa dei fusibili bruciati; in un altro caso è stato necessario richiedere l'assistenza per la riparazione di un inverter, il cui ripristino è avvenuto dopo un mese dal guasto.

Grazie ai valori di MTTF e MTTR si è in grado di calcolare la Disponibilità media dell'impianto attraverso la formula precedentemente proposta.

	<b>P1 (50kW)</b>
MTTF	1460 ore
MTTR	494 ore
Disponibilità	75%

Tabella 4.3: Disponibilità P1 (50kW).

Una disponibilità del 75% è da ritenere molto bassa in relazione agli standard di un sistema fotovoltaico funzionante correttamente. Ciò è principalmente dovuto a un MTTF relativamente basso per un sistema di queste dimensioni, ma soprattutto a un MTTR estremamente alto.

#### 4.1.2 P2 - 143kW

L'impianto di Leinì rappresenta un caso abbastanza particolare. Esso, come precedentemente detto, è composto esclusivamente da pannelli First Solar a film sottile. Nello specifico sono moduli FS Series 2 da 72,5 W l'uno. Tali pannelli sono stati comprati dalla casa produttrice nel 2008 e installati nell'impianto nel 2009. Nel 2010 First Solar ha inviato

un avviso a tutti i clienti informandoli che i moduli prodotti da giugno 2007 a giugno 2008 avrebbero potuto avere delle prestazioni inferiori a quelle previste a causa di un errore di produzione. La casa americana ha quindi aperto un programma di garanzia dedicato alla sostituzione dei moduli difettosi. La lontananza, il cambio nella strategia di mercato e le numerose condizioni restrittive, hanno reso comunque difficoltosa l'applicazione della garanzia. I moduli dell'impianto di Leinì rientrano tra quelli difettosi determinando una prestazione del sistema più bassa rispetto a quella ipotizzata da progetto.

I pannelli First Solar sono composti da due lastre di vetro spesse circa 3.5 mm ciascuna che racchiudono tra loro il film sottile. Questa loro costituzione li rende particolarmente fragili e durante il loro montaggio o smontaggio sono soggetti a rotture o crepature. I moduli vengono fissati attraverso delle morse strette intorno al vetro, in quanto non sono muniti di un sistema di fissaggio. Questo sistema di fissaggio determina molte rotture dell'involucro di vetro esterno causa della dilatazione termica. Inoltre il vetro si frattura molto frequentemente in prossimità della scatola di giunzione a causa di stress meccanici e termici. I pannelli sono anche soggetti a infiltrazioni d'acqua e a conseguenti fenomeni di delaminazione.

<b>Data</b>	<b>Guasto</b>	<b>Intervento</b>
15/03/2016	60 moduli sottoperformanti	Smontaggio moduli
01/06/2016	36 moduli rotti	Sostituzione moduli rotti
05/07/2016	Impianto spento causa fuori-servizio Enel	Ripristino interfaccia di rete
23/09/2016	Dispersione causa connettori ossidati	Sostituzione 10 connettori
10/04/2017	20 moduli sottoperformanti	Smontaggio 20 moduli
08/06/2017	8 moduli rotti	Sostituzione 8 moduli

Tabella 4.4: Interventi impianto P2 (143kW).

Come si può chiaramente vedere 4 interventi su 6 in due anni sono dovuti alla sostituzione di moduli guasti. È importante sottolineare che solo parte dei moduli guasti è stata sostituita a causa della mancanza di nuovi moduli funzionanti e alle difficoltà riscontrate nel programma di garanzia sopra elencato.

Si sono individuati inoltre altri due guasti: il primo dovuto all'interfaccia di rete, mentre il secondo dovuto all'ossidazione dei connettori tra pannelli. Ciò ha determinato un abbassamento dell'isolamento elettrico con conseguente dispersione elettrica.

Per quanto riguarda il tempo medio di guasto, i valori sono rappresentati nella tabella 4.5.

MTTF	P2 (143kW)
Ore	1460
Mesi	4,00
Anni	0,33

Tabella 4.5: MTTF P2 (143kW).

L'impianto P2 (143kW) ha una frequenza di guasto media di 3 volte l'anno che, se confrontata con il valore teorico, risulta essere di poco superiore ma comunque molto vicina e confrontabile.

Poiché il componente più "fragile" dell'impianto, come descritto e per le motivazioni sopra riportate, è il modulo fotovoltaico, si è assunto che i moduli trovati rotti o malfunzionanti sono stati individuati e sostituiti attraverso dei controlli ordinari mensili. Ciò significa che il tempo medio di riparazione è di 30 giorni per i moduli. Inoltre, dato che non sempre è stato possibile installare moduli nuovi, il sistema tuttora non funziona al massimo della sua resa e in condizioni di progetto. Nonostante ciò, vista la particolarità del caso, è stato assunto che dopo ogni intervento l'impianto è tornato a funzionare totalmente.

$$MTTR_{P2} = 248 \text{ ore} \quad (4.4)$$

Il tempo medio di riparazione equivale a 21 giorni operativi. Tale valore relativamente alto è dovuto al ritardo e alla difficoltà di individuare singoli pannelli malfunzionanti in impianti di grande taglia.

La disponibilità del sistema è contenuta nella tabella 4.6.

	P2 (143kW)
MTTF	1460 ore
MTTR	248 ore
Disponibilità	85%

Tabella 4.6: Disponibilità P2 (143kW).

#### 4.1.3 P3 - 259kW

L'impianto di Murello da 258,7 kWp, durante i due anni esaminati, è stato soggetto a 9 guasti: 5 nel 2016 e 4 nel 2017.

<b>Data</b>	<b>Guasto</b>	<b>Intervento</b>
26/04/2016	2 moduli rotti	Sostituzione moduli
06/07/2016	Inverter spento causa software	Ripristino inverter
11/10/2016	Inverter spento causa software	Ripristino inverter
10/11/2016	Dispersione causa connettori ossidati	Sostituzione 10 connettori
12/11/2016	2 moduli rotti	Sostituzione moduli
25/01/2017	4 moduli rotti	Sostituzione moduli
25/01/2017	Dispersione causa connettori ossidati	Sostituzione 40 connettori
15/03/2017	Interruttore generale AC guasto	Sostituzione interruttore
29/08/2017	Stringhe non funzionanti causa fusibili bruciati	Sostituzione 8 fusibili 12A DC

Tabella 4.7: Interventi impianto P3 (259kW).

Si può osservare che i guasti sono eterogenei e riguardano gran parte dei diversi componenti presenti nel sistema. In 3 occasioni sono stati riscontrati malfunzionamenti dei moduli dovuti principalmente a rotture meccaniche per un totale di 8 moduli danneggiati. In 2 occasioni invece lo stesso inverter ha dato problemi di software interrompendo così la produzione di energia. Altri 2 interventi sono stati effettuati a causa della dispersione elettrica dovuta alle pessime condizioni di alcuni connettori. Infine l'interruttore generale AC è stato sostituito in quanto danneggiato e 4 stringhe hanno smesso di produrre per quasi due mesi a causa dei fusibili bruciati.

Per quanto riguarda il tempo medio di guasto, i valori sono rappresentati nella tabella 4.8.

<b>MTTF</b>	<b>P3 (259kW)</b>
Ore	973
Mesi	2,67
Anni	0,22

Tabella 4.8: MTTF P3 (259kW).

Come l'impianto P2 (143kW), anche quello P3 (259kW) presenta una frequenza di guasto reale leggermente più elevata di quella calcolata attraverso il modello teorico. Si è riscontrato infatti che l'impianto è soggetto di media a qualche guasto ogni 973 ore, contro le 1400 ore stimate dai dati teorici. Ciò significa che ogni anno è avvenuto un guasto in più di quanto stimato.

Il tempo di intervento per i guasti nell'impianto P3 (259kW), va da un minimo di 1 giorno, nel caso del guasto all'interruttore generale, a un massimo di 60 giorni, per la sostituzione di 8 fusibili a protezione di 4 stringhe.

$$MTTR_{P3} = 196 \text{ ore} \quad (4.5)$$

Tale valore di MTTR corrisponde a circa 16 giorni di operazione. Interventi a inverter spenti, che sono di facile individuazione, sono stati risolti repentinamente in due giorni. Mentre guasti dovuti a dispersione o moduli rotti hanno avuto bisogno di oltre 10 giorni per essere riparati.

<b>P3 (259kW)</b>	
MTTF	973 ore
MTTR	196 ore
Disponibilità	83%

Tabella 4.9: Disponibilità P3 (259kW).

Una disponibilità dell'83% è considerata medio bassa per gli standard di un impianto fotovoltaico e in questo caso è dovuta alla combinazione di un MTTF basso e a un MTTR medio alto.

#### 4.1.4 P4 - 553kW

L'impianto P4 (553kW) caratterizzato da una potenza installata di 553 kWp, è stato soggetto a 8 guasti totali in due anni: 4 nel 2016 e 4 nel 2017.

<b>Data</b>	<b>Guasto</b>	<b>Intervento</b>
12/02/2016	Inverter spento	Richiesta assistenza
03/05/2016	Impianto spento causa interruttore generale AC	Riparazione interruttore
12/11/2016	Inverter spento causa guasto interno	Riparazione inverter
06/12/2016	Dipersione causa connettori ossidati	Sostituzione 10 connettori
14/03/2017	Inverter spento causa guasto interno	Riparazione inverter
18/04/2017	Inverter spento causa sovratemperatura	Ripristino inverter
06/06/2017	Stringhe non producono causa fusibili bruciati	Sostituzione fusibili
18/09/2017	4 moduli guasti	Sostituzione moduli

Tabella 4.10: Interventi impianto P4 (553kW).

Come per l'impianto P3 (259kW) i guasti riguardano diversi elementi del sistema. Numerosi inverter sono risultati malfunzionanti a causa di guasti ai componenti interni come fusibili, bobine, scaricatori o per motivi di surriscaldamento. Quattro moduli sono stati individuati come difettosi nell'arco di tempo esaminato. L'interruttore generale in AC è scattato interrompendo la produzione di tutto l'impianto per motivi non specificati. Vi sono stati inoltre problemi di dispersione e stringhe interrotte a causa dei fusibili di protezione bruciati.

Per quanto riguarda il tempo medio di guasto, i valori sono rappresentati nella tabella 4.11.

<b>MTTF P4 (553kW)</b>	
Ore	1095
Mesi	3,00
Anni	0,25

Tabella 4.11: MTTF P4 (553kW).

L'impianto P4 (553kW) ha una frequenza media di guasto di 4 volte all'anno, di poco inferiore dell'impianto P3 (259kW). Dal calcolo della reliability risulta che, nonostante l'impianto P4 (553kW) sia in termini di potenza più del doppio di quello P3 (259kW), l'impianto da 560 kWp è di poco più affidabile. Questa tendenza è confermata anche dal caso reale. Il valore di tempo medio di guasto estrapolato dal caso reale è inferiore a quello calcolato teoricamente e si discosta di poco meno di 400 ore.

In generale i tempi di intervento all'impianto P4 (553kW) sono stati relativamente rapidi. Il valore del tempo di riparazione media è il seguente.

$$MTTR_{P4} = 150 \text{ ore} \quad (4.6)$$

Tale valore di tempo medio di riparazione equivale a poco più di 12 giorni. Solo in due occasioni, dovute al guasto di due inverter, l'assistenza e la conseguente manutenzione hanno tardato molto, in particolare 52 e 18 giorni. Tale ritardo nella riparazione può essere spiegato dal fatto che gli inverter in questione sono di taglia grande (100 kW) e che la loro manutenzione spesso è complessa e richiede molto tempo.

<b>P4 (553kW)</b>	
MTTF	1095 ore
MTTR	150 ore
Disponibilità	88%

Tabella 4.12: Disponibilità P4 (553kW).

L'impianto in questione presenta la disponibilità più alta tra quelli esaminati, in quanto ha un MTTF relativamente alto per la potenza installata e un MTTR inferiore se confrontato con gli altri sistemi.

#### 4.1.5 P5 - 999kW

L'impianto di Palazzolo sull'Oglio caratterizzato da una potenza di quasi 1 MW, essendo l'impianto più grande, tra quelli analizzati, è anche l'impianto che ha subito più interventi a causa dei vari malfunzionamenti avvenuti. Nello specifico i guasti registrati sono stati 14 di cui 4 avvenuti nel 2016 e i restanti nel 2017.

<b>Data</b>	<b>Guasto</b>	<b>Intervento</b>
12/02/2016	Inverter spento causa software	Ripristino Inverter
05/12/2016	Dispersione causa connettori	Sostituzione connettori
18/06/2016	Inverter spento hardware	Ripristino Inverter
15/10/2016	Dispersione causa connettori	Sostituzione 6 connettori
24/03/2017	Inverter in dispersione causa morsetti ossidati	Sostituzione morsetti
26/04/2017	Dispersione causa connettori	Sostituzione 10 connettori
28/04/2017	10 Moduli rotti	Sostituzione moduli
25/05/2017	Inverter spento causa hardware	Riparazione inverter
08/06/2017	Inverter spento causa software	Ripristino Inverter
22/06/2017	Inverter spento causa software	Ripristino Inverter
26/06/2017	Inverter spento causa software	Ripristino Inverter
05/09/2017	Inverter spento causa software	Ripristino Inverter
12/11/2017	Inverter spento causa software	Ripristino Inverter
30/12/2017	Stringhe fuori-servizio causa fusibili	Sostituzione fusibili

Tabella 4.13: Interventi impianto P5 (999kW).

Come si può osservare dalla tabella 4.13, 9 guasti su 14 sono dovuti a malfunzionamenti di software o hardware degli inverter, ciò è probabilmente dovuto al grande numero di inverter installati. Sono stati rinvenuti soltanto 10 moduli rotti in questi due anni, su quasi 4300 pannelli totali, il che significa che solo lo 0,2% è stato soggetto a guasti. Altri malfunzionamenti sono dovuti principalmente al calo di isolamento elettrico e alla bruciatura di fusibili di protezione di stringhe.

Nella tabella 4.14 sono rappresentati i valori di tempo medio di guasto per l'impianto in questione.

<b>MTTF</b>	<b>P5 (999kW)</b>
Ore	626
Mesi	1,71
Anni	0,14

Tabella 4.14: MTTF P5 (999kW).

L'impianto P5 (999kW) ha una frequenza media di guasti di 7 malfunzionamenti all'anno. Tra i sistemi esaminati è quello più soggetto a guasti, giustificato dal fatto che è caratterizzato dalla potenza installata più elevata. Nonostante questo, se il MTTF teorico viene paragonato a quello reale, risulta che nella realtà i guasti sono meno della metà di quelli stimati dal modello. L'impianto, come specificato nella sua precedente presentazione, è diviso in due sotto-impianti di circa mezzo MW l'uno, tutti i guasti a parte uno si sono verificati in uno solo dei due impianti. Ciò significa che una metà dell'impianto si è comportata

in maniera affine alle previsioni teoriche, mentre l'altra metà ha avuto un funzionamento ottimale quasi privo di malfunzionamenti.

L'impianto P5 (999kW) sull'Oglio è quello con il tempo medio di riparazione più basso tra tutti.

$$MTTR_{Palazzolo} = 105 \text{ ore} \quad (4.7)$$

Centocinque ore equivalgono a una media di 9 giorni per intervento. Le manutenzioni più gravose dal punto di vista del tempo impiegato nell'essere effettuate sono la sostituzione di un componente interno di un inverter e di alcuni fusibili a protezione delle stringhe. Per questi interventi si è impiegato rispettivamente 23 e 42 giorni. Tutti gli altri interventi di manutenzione dovuti a problemi di inverter sono stati risolti sempre in tempistiche che vanno da 1 a 3 giorni. Tale rapidità è dovuta al fatto che i guasti degli inverter sono stati facilmente individuati grazie al monitoraggio e che non necessitavano di richiesta di assistenza esterna.

	<b>P5 (999kW)</b>
MTTF	626 ore
MTTR	105 ore
Disponibilità	86%

Tabella 4.15: Disponibilità P5 (999kW).

Nonostante un valore di MTTF molto basso, l'impianto ha una disponibilità del 86% grazie al tempo di riparazione ridotto.

## 4.2 Grafici riassuntivi MTTF, MTTR, Disponibilità

In maniera da poter percepire visivamente i valori di MTTF 4.1, MTTR 4.2 e disponibilità media 4.3 dei vari impianti, vengono proposti i seguenti istogrammi nei quali sono accostati i vari sistemi.

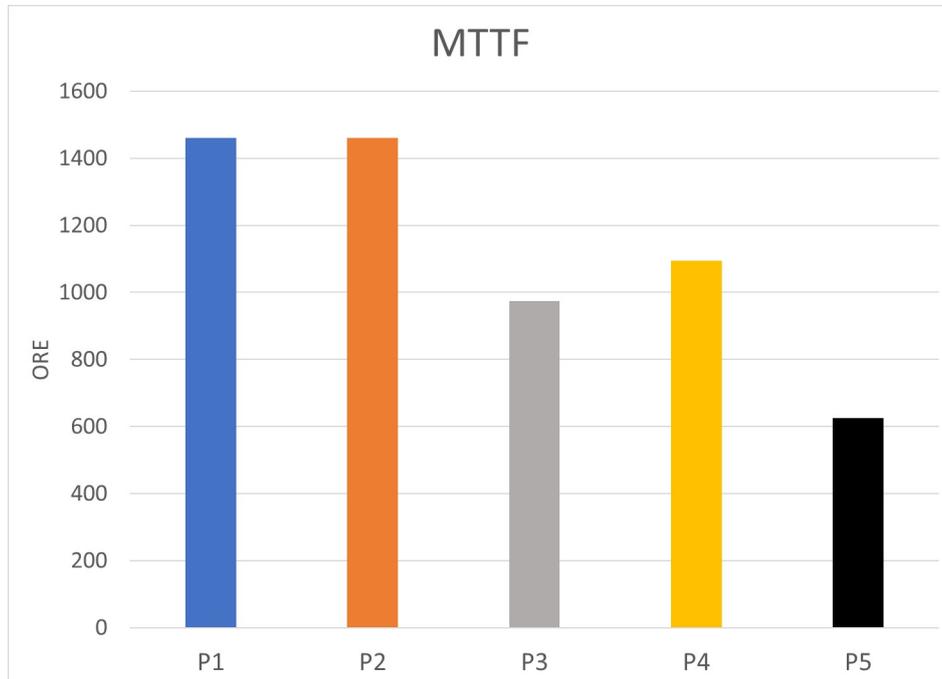


Figura 4.1: Confronto MTTF diversi impianti.

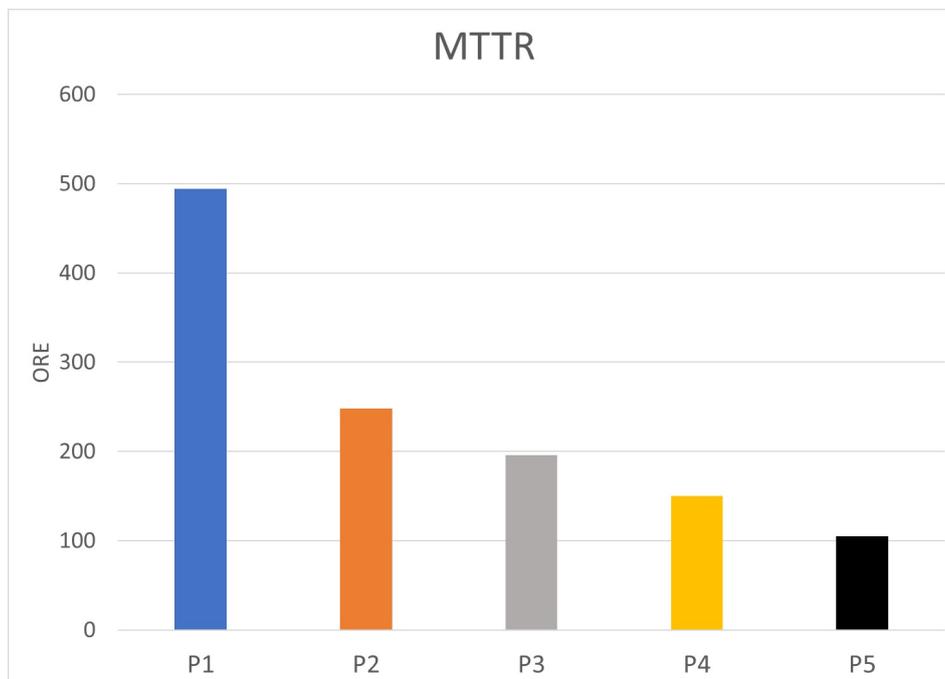


Figura 4.2: Confronto MTTR diversi impianti.

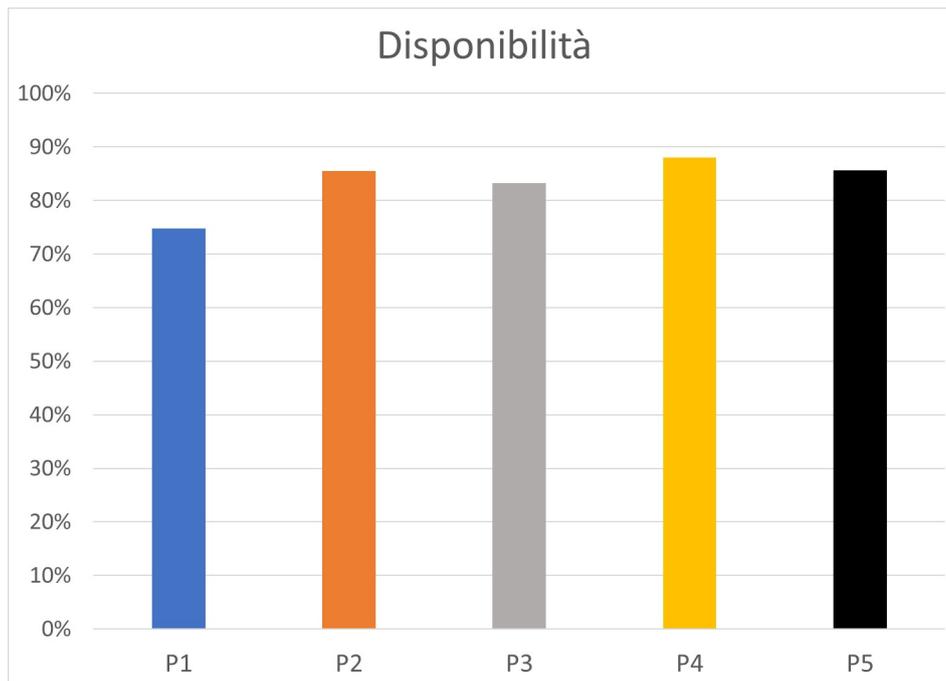


Figura 4.3: Confronto Disponibilità diversi impianti.

Dai dati estrapolati sui tempi di intervento è possibile definire un tempo di riparazione medio per i diversi tipi di guasto. Tale informazione è estremamente utile in quanto ci permette di conoscere il tempo generalmente impiegato per effettuare una riparazione. Nell'istogramma 4.4 sono rappresentati i diversi tipi di guasti registrati nei due anni nei 5 impianti esaminati. Non viene riportato il tempo di sostituzione dei moduli rotti in quanto è stato considerato di 30 giorni per tutti gli impianti. Tale assunzione è dovuta al fatto che il sistema di monitoraggio lavora su scale di potenza affini a quelle degli inverter per cui non è possibile da individuare la disfunzione di singoli pannelli. Inoltre i guasti degli inverter sono divisi in due categorie fondamentali: software e hardware. I guasti dovuti al software degli inverter spesso sono da attribuire all'aggiornamento e al conseguente spegnimento del componente. I problemi a componenti fisici dell'inverter vengono classificati come guasti all'hardware.

Dal grafico 4.4 pare evidente che i problemi derivati dai fusibili e da guasti nell'hardware degli inverter sono i più onerosi dal punto di vista del tempo di riparazione. Sono due tipologie di guasto molto differenti e anche i motivi per l'elevato tempo necessario sono diversi. Nel caso del guasto di un componente dell'inverter il tempo necessario per la riparazione dipende dal tipo di elemento danneggiato e spesso necessita l'intervento dell'assistenza specializzata, il che allunga i tempi di manutenzione. Per quanto riguarda i fusibili invece, spesso il danno affligge una piccola parte della produzione energetica e per questo si tende a trascurare e rimandare l'intervento soprattutto nel caso la data fissata per la manutenzione ordinaria sia vicina.

Un guasto dovuto al sistema informatico dell'inverter invece è in genere risolto rapidamente con una media di 3 giorni. Spegnimenti dell'intero sistema dovuti a guasti o all'entrata

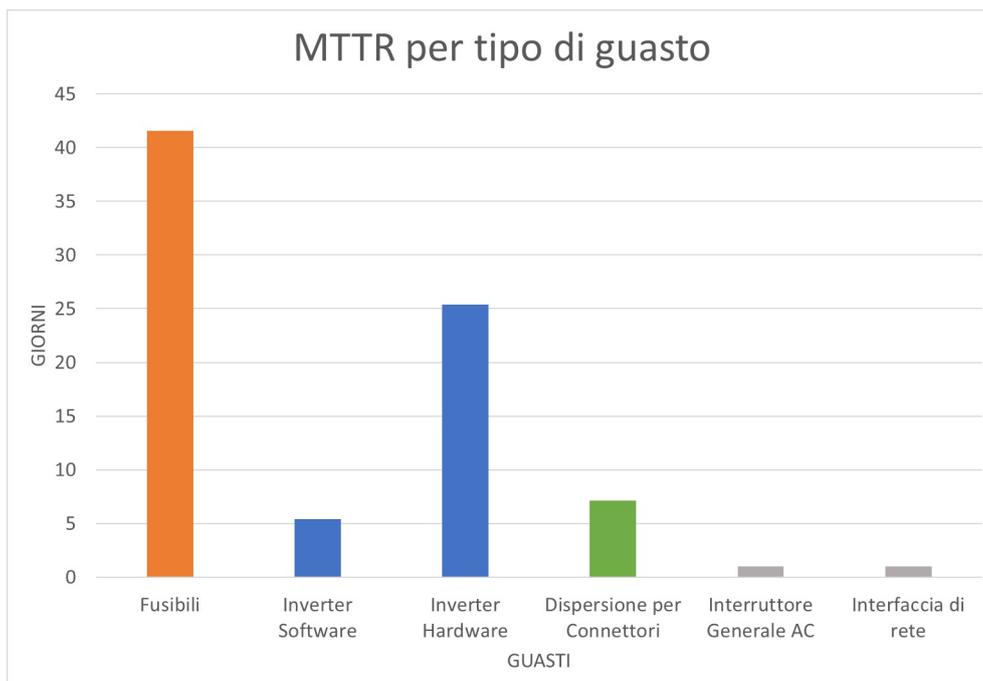


Figura 4.4: MTTR per tipo di guasto.

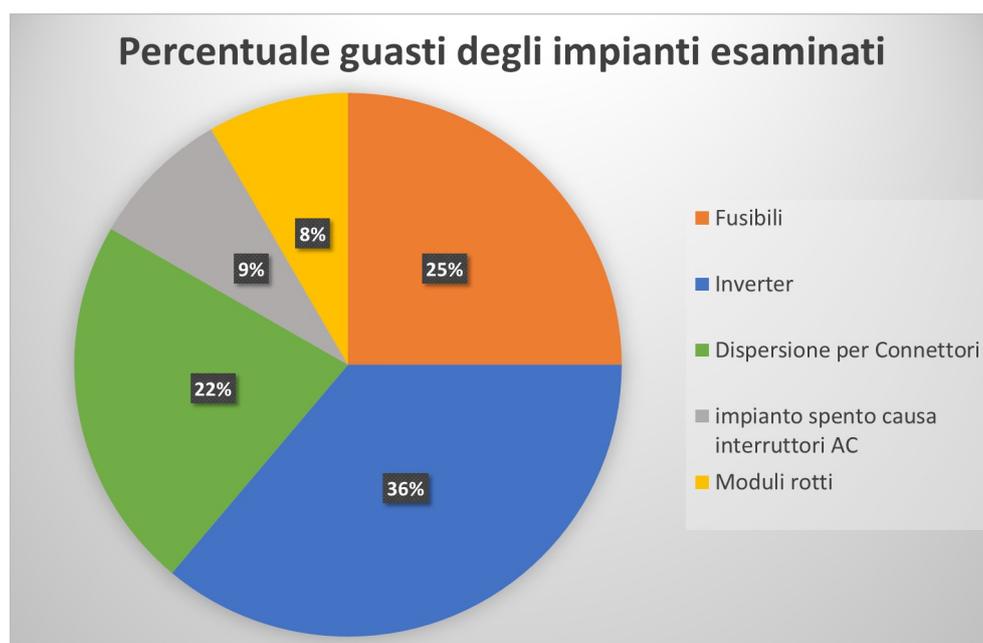


Figura 4.5: Percentuale guasti negli impianti esaminati.

in funzione delle protezioni degli interruttori o dell'interfaccia di rete sono repentinamente risolti il giorno stesso. Tale rapidità può essere spiegata in quanto il protrarsi di un guasto che determina l'interruzione totale dell'impianto causa un'enorme perdita di guadagno e va assolutamente evitato.

Nel grafico 4.5 sono proposte le percentuali di guasti verificatisi nei 5 impianti esaminati.

Quest'informazione è utile in quanto si andrà poi a confrontare con la percentuale relativa ai guasti verificatisi su tutti gli impianti mantenuti da TGE, risultando estremamente coerente.

### 4.3 Confronto metodi e commenti

Uno degli obiettivi principali dello studio è proprio quello di mettere a confronto il modello per il calcolo dell'affidabilità di un impianto, attraverso dati statistici e scientifici, con il caso reale. Il guasto o il danneggiamento di un sistema fotovoltaico, come visto, dipende da innumerevoli variabili. Un malfunzionamento può essere dovuto a cause di vario genere: eventi naturali o esterni, vandalismo, errori di installazione e dimensionamento, difetti di produzione, ecc. Ovviamente è molto difficile e oneroso dal punto di vista dei calcoli tenere conto di tutte le possibili variabili e, come è stato condotto nello studio sopra riportato, è necessario adottare delle assunzioni restrittive e semplificative. Ciò però non significa che la validità dello studio sia nulla, infatti i dati statistici utilizzati tendono a tener conto delle diverse possibilità e cause di guasto. Inoltre attraverso degli studi mirati, come quello svolto, è possibile affinare i valori da utilizzare in un'analisi di questo tipo.

Il paragone tra il modello teorico e il caso reale può aiutare a comprendere se è possibile efficacemente prevedere il comportamento e la tendenza al guasto di un impianto, in modo da poter organizzare la manutenzione e calcolare i possibili costi di operazione.

Vi è principalmente un parametro che permette di paragonare lo studio reale con quello statistico, tale parametro è il failure rate. Questo è il parametro che sta alla base del modello e che serve per calcolare affidabilità e tempo medio di guasto. È possibile quindi confrontare i valori di failure rate totale del sistema per ogni impianto e di conseguenza i valori di MTTF.

Come noto il failure rate è l'inverso del tempo medio di guasto, per cui i due grafici 4.6 e 4.7 rappresentano gli stessi rapporti tra i due studi.

Ciò che salta immediatamente all'occhio è che per tutti gli impianti eccetto P5 (999kW) lo studio ex ante prevede una frequenza di guasto inferiore rispetto a quello che effettivamente accade nella vita reale dell'impianto. L'impianto da 1 MW si è quindi guastato meno di quanto non fosse stato stimato dal metodo statistico. Questo fatto può essere dovuto a due diverse possibilità. La prima è che, come detto precedentemente, solo una metà dell'impianto si è comportata come previsto, mentre l'altra metà ha avuto un funzionamento più che eccellente. La seconda ipotesi è che poiché l'impianto è dotato di un numero relativamente elevato di inverter, componente con il più alto failure rate, vi sia una forte incidenza di questo componente sul calcolo della frequenza di guasto dell'intero sistema.

Dal grafico 4.7 è inoltre evidente che vi sia un'ampia differenza tra il failure rate sti-

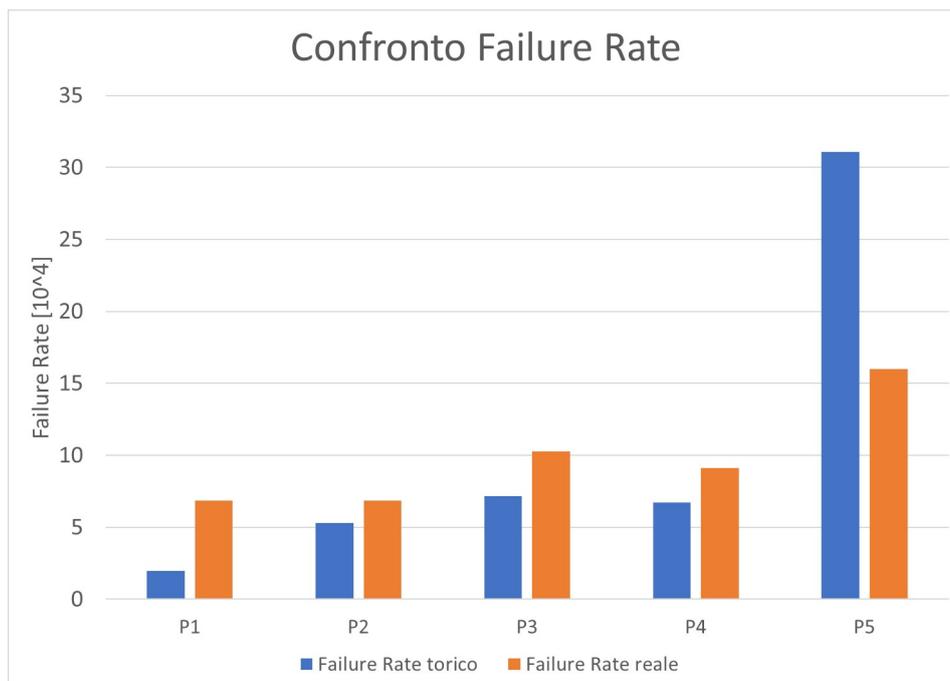


Figura 4.6: Confronto Failure Rate teorico e reale.

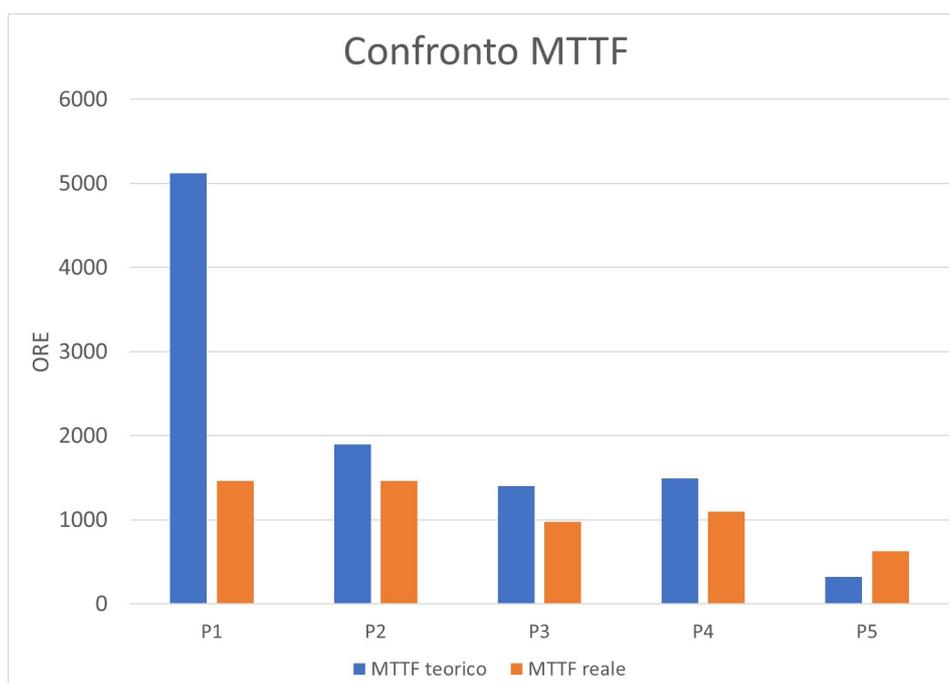


Figura 4.7: Confronto MTTF teorico e reale.

mato e quello reale per l'impianto da 50 kW. Nonostante la piccola taglia il suo tasso di guasto può essere paragonato a gli impianti P2 (143kW) e P4 (553kW).

Per gli impianti di P2 (143kW), P3 (259kW) e P4 (553kW) i valori della stima e del reale tasso di guasto sono simili, nonostante nella realtà il tempo medio di guasto sia sempre

più basso. Si può quindi concludere che il metodo statistico applicato ex ante si avvicini al comportamento reale per gli impianti di taglia superiore a 100kW e inferiore a 1MW.

Benché l'analisi sia stata approfondita soltanto su cinque diversi impianti e che quindi non abbia validità statistica assoluta, è possibile ricalcolare il failure rate dei componenti che hanno subito guasti o malfunzionamenti nei due anni presi in considerazione. In questo modo si è in grado di comprendere se i dati di partenza dello studio statistico rispecchiano ciò che è avvenuto nella vita degli impianti analizzati. Come detto, quest'operazione può essere effettuata soltanto per i componenti per i quali si è registrato un qualche danneggiamento, sono quindi esclusi: il diodo di blocco, il sezionatore di corrente continua, il sezionatore di corrente alternata e l'interruttore differenziale. Di seguito si trova la tabella 4.16 contenente i failure rate dei componenti di un impianto fotovoltaico secondo gli impianti esaminati nella prima colonna e secondo le normative e testi scientifici nella colonna due.

<b>Componente</b>	$\lambda_{Reale}$	$\lambda_{Statistico}$
<b>Pannello PV</b>	0,31	0,046 [12]
<b>Connettori</b>	1,14	0,00084 [13]
<b>Fusibile</b>	3,07	0,94 [5]
<b>Inverter</b>	23,04	32,23 [7]
<b>Interfaccia di Rete</b>	14,27	3,40 [13]
<b>Interruttore Generale AC</b>	28,54	0,38 [13]

Tabella 4.16: Confronto Failure Rate dei componenti nel caso teorico e reale ( $10^{-6} failures/hour$ ).

È evidente che per la maggior parte dei componenti i valori per i due diversi casi sono estremamente differenti. Vi sono tuttavia valori di failure rate estrapolati dal caso reale più attendibili di altri dal punto di vista statistico. Infatti il tasso di guasto per l'interfaccia di rete e per l'interruttore generale AC è stato calcolato sulla base di 8 elementi installati tra tutti i componenti, ovvero un numero estremamente ridotto affinché abbia validità statistica.

Diverso è invece il caso dei pannelli fotovoltaici, connettori e fusibili. Per i moduli il tasso di guasto quantificato dal caso reale è di 7 volte superiore a quello statistico. È importante specificare che non sono stati conteggiati i guasti dei moduli a film sottile dell'impianto di P2 (143kW) in quanto rappresenta un caso particolare.

La più grande differenza si verifica sul tasso di guasto dei connettori. I connettori principalmente si danneggiano a causa della loro esposizione a un ambiente aperto e umido che ne determina l'ossidazione e quindi il loro malfunzionamento. Il malfunzionamento di un connettore non è però da sottovalutare in quanto può determinare un brusco calo dell'isolamento elettrico del sistema e quindi una dispersione elettrica che inficia gravemente il

funzionamento dell'inverter e la produzione di energia. Come si vedrà più avanti questo è uno dei motivi di guasto più frequenti. Quindi a mio avviso il valore estrapolato dal caso esaminato, nonostante si discosti tanto da quello statistico, riflette in maniera veritiera la tendenza al guasto di tale elemento.

Per quanto riguarda i fusibili, il valore utilizzato nel modello statistico è stato ricavato da uno studio che prende in esame un grande numero di impianti e si discosta ampiamente dal valore ottenuto dallo studio. Anche in questo caso, la bruciatura di fusibili di protezione, che determina l'interruzione di produzione di una stringa, è uno dei guasti più frequenti per un impianto fotovoltaico.

Il failure rate dell'inverter è l'unico per il quale il valore calcolato è quello statistico sono effettivamente comparabili. Il  $\lambda_{inv}$  è stato assunto tale in quanto in un articolo scientifico del 2007 si stimava una la sostituzione dell'inverter ogni 10 anni [7]. Nonostante non fossero contati i guasti riparabili tale valore risulta più alto, ma comunque simile al failure rate ottenuto.

#### 4.4 Analisi perdita energetica

La redditività di un impianto fotovoltaico si basa quasi unicamente sulla quantità di energia prodotta. Nella fase di progettazione di un impianto è necessario stimare l'energia prodotta in un anno di operazione per poter calcolare gli utili e quindi la fattibilità economica di tale opera. Si cerca di tenere conto del deperimento del sistema, quindi del calo di produzione con il passare degli anni, ma anche dell'interruzione nella generazione a causa di guasti.

Come si è visto finora i componenti di un impianto fotovoltaico che possono incorrere in un malfunzionamento sono molteplici. Tali guasti possono avvenire per diversi motivi e causare differenti gradi di fuori-servizio. Oltre alla frequenza e al tempo di riparazione che caratterizzano uno specifico tipo di guasto entra in gioco anche un altro parametro fondamentale: il peso energetico. Un malfunzionamento infatti può essere molto frequente, ma affliggere una piccola parte dell'intero sistema e per questo motivo causare una perdita energetica relativamente bassa rispetto alla quantità prodotta. Un altro tipo di guasto invece può essere raro, ma a parità di tempo di riparazione, coinvolgere gran parte o tutto l'impianto determinando un'interruzione nella produzione di energia ingente e quindi una grave perdita di energia.

Poiché la produzione di energia è il fine ultimo di un sistema fotovoltaico e ne rappresenta l'unità di misura con la quale si valuta il corretto funzionamento dell'impianto, esso è probabilmente il parametro più importante. Si è quindi valutato il peso energetico dei guasti in modo da comprendere quale tipo di malfunzionamento affligge maggiormente l'impianto in termini di energia persa. Per fare ciò ci si è serviti del sistema di monitoraggio Meteo-Control, messo a disposizione dall'azienda TGE per il controllo dei cinque impianti

esaminati. Tale programma di controllo è connesso 24 ore su 24 agli impianti e il monitoraggio avviene attraverso la connessione agli inverter. È quindi semplice identificare problemi agli inverter, cali di produzione dovuti a stringhe non funzionanti o a dispersione elettrica e interruzione totale nella produzione dovuta a interruttori o interfaccia di rete. Più difficile è invece individuare guasti o rotture di pannelli singoli in quanto non evidenti su potenze di 10-20 kW o più che caratterizzano gli inverter studiati. Per questo motivo per valutare la perdita dovuta alla rottura di moduli si è ipotizzata l'energia persa in 30 giorni, tempo medio necessario alla loro sostituzione, a massimo regime per 4 ore al giorno, facendo riferimento ai dati di PVGIS.

In questo capitolo viene riportata l'energia persa per i vari guasti registrati con una successiva valutazione dell'influenza sulla produzione totale di energia.

È facile intuire che il momento in cui l'impianto incorre in un guasto influisce notevolmente sul peso energetico che esso avrà. Un guasto che si verifica nei mesi autunnali o invernali, a parità di tempo di riparazione, avrà un impatto molto minore dello stesso guasto che avviene nei mesi estivi o primaverili. Ciò è dovuto al fatto che nel periodo estivo le ore di luce sono notevolmente superiori e l'irraggiamento è più intenso. È quindi fondamentale controllare e mantenere gli impianti nei mesi di aprile e maggio in modo tale che funzionino correttamente e a massimo regime nei mesi di massima produzione.

#### **4.4.1 Comportamento impianto guasto**

I diversi tipi di guasto provocano delle risposte e dei comportamenti dell'impianto caratteristici. È infatti spesso possibile riconoscere un malfunzionamento e la sua causa osservando il comportamento della potenza e dell'energia di un inverter o dell'impianto in generale. Di seguito vengono presentati i principali guasti riscontrati negli impianti esaminati e come essi influiscano sulla produzione energetica.

##### **Interruzione nella produzione energetica di stringhe a causa di fusibili bruciati**

Questo è un guasto molto frequente e avviene quando la stringa genera una corrente oltre il limite consentito che fa scattare il fusibile di protezione. Questo malfunzionamento si manifesta, come rappresentato nei grafici 4.8, per quanto riguarda l'energia, e 4.9, per quanto riguarda la potenza.

Il primo grafico raffigura la produzione di energia nel giugno 2016 giorno per giorno dell'impianto P1 (50kW). Il buco nei giorni 16 e 17 è dovuto a un'interruzione nella trasmissione di dati al sistema di monitoraggio. Dal 29 in poi viene effettuata la manutenzione e i quattro inverter tornano a produrre tutta la stessa energia. È evidente come gli inverter OUTD 1 e OUTD 2 stiano producendo meno energia degli altri due inverter identici. Osservando il secondo grafico che rappresenta la potenza di uno dei giorni di giugno 2016 si ha quasi la certezza che il problema sia dovuto ai fusibili. Le curve delle potenze sono tutte molto

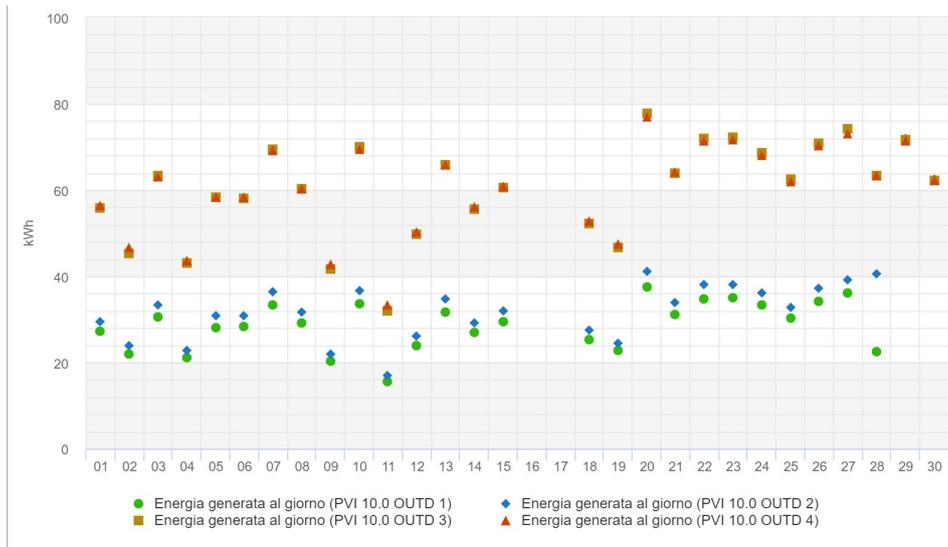


Figura 4.8: Esempio monitoraggio impianto guasto causa fusibili (1).

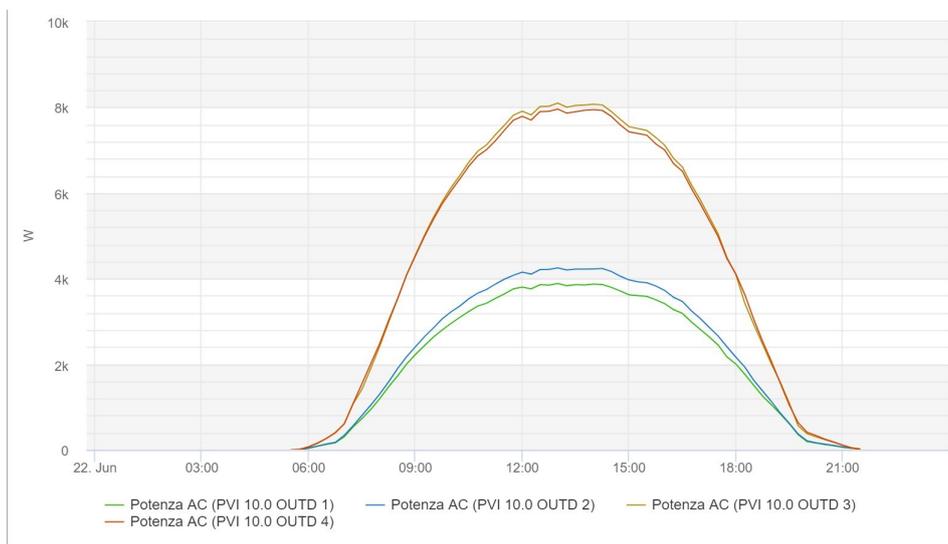


Figura 4.9: Esempio monitoraggio impianto guasto causa fusibili (2).

simili, ma gli inverter 1 e 2 raggiungono una potenza molto inferiore e ciò è dovuto alla disconnessione di alcune stringhe che non contribuiscono alla generazione energetica.

### Dispersione causa connettori ossidati o cavi danneggiati

Ogni impianto fotovoltaici presenta sia prima del collegamento alla rete sia durante il processo di immissione, un potenziale differente rispetto alla terra. Solo un isolamento adeguato rispetto alla terra impedisce alle correnti provenienti dall'impianto fotovoltaico di riversarsi a terra, escludendo il pericolo in caso di contatto e ulteriori perdite. La corrente totale di dispersione verso terra, detta anche corrente di fuga, è la somma dei valori di dispersione dei singoli componenti dell'impianto:

- Moduli fotovoltaici

- Connettori
- Cavo DC

Nella maggior parte dei casi la corrente di dispersione è dovuta principalmente ai moduli fotovoltaici, ai loro connettori e ai cavi di corrente continua. Questo fenomeno si verifica soprattutto durante le ore mattutine di giornate autunnali o invernali. La spiegazione sta nel fatto che la condensa e la forte umidità presente in questo periodo della giornata a contatto coi componenti elettrici determinano un drastico calo nell'isolamento elettrico. Per motivi di sicurezza, la normativa sull'isolamento elettrico, definisce la necessità di interrompere il circuito se la resistenza di isolamento risulta inferiore a 1000 k $\Omega$ . Osservando le figure 4.10 e 4.11 si nota che fino a quando l'isolamento è inferiore al valore suddetto l'inverter rimane spento per poi accendersi e iniziare a generare con la crescita della resistenza.

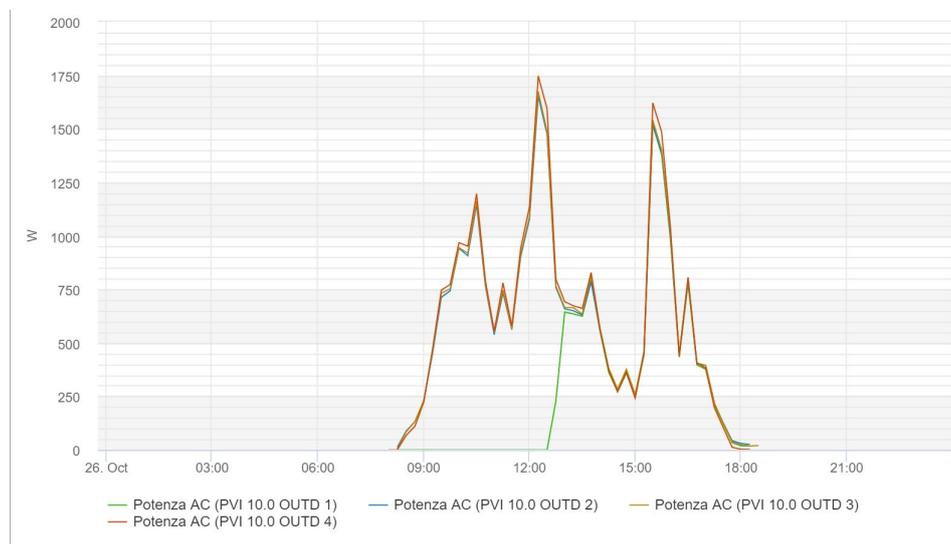


Figura 4.10: Esempio monitoraggio impianto guasto causa dispersione (1).

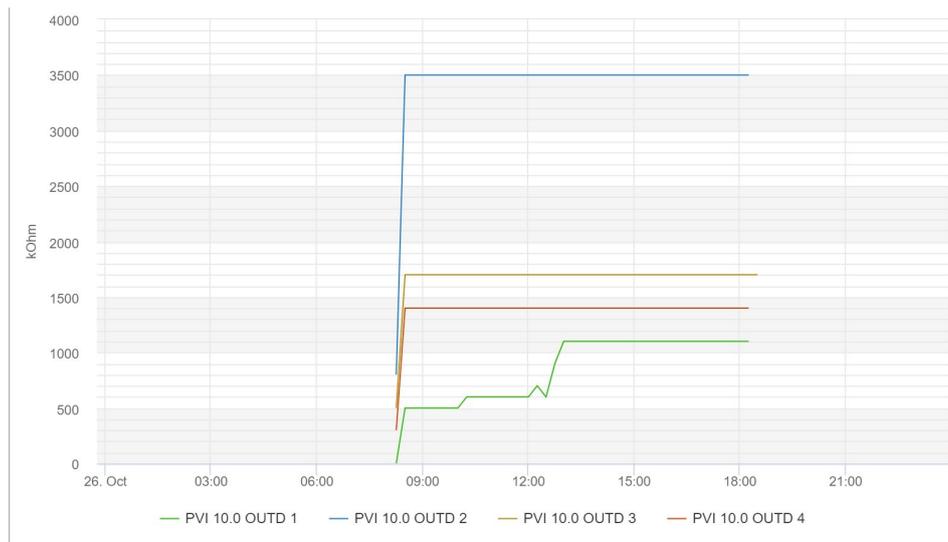


Figura 4.11: Esempio monitoraggio impianto guasto causa dispersione (2).

### Malfunzionamento Inverter

Se l'inverter incorre in un guasto di software, ovvero presenta un errore informatico, o di hardware, dovuto al danneggiamento di un componente interno o causato da un funzionamento fuori dai parametri di progetto (come nel caso di temperatura troppo elevata), si spegne interrompendo la generazione energetica.

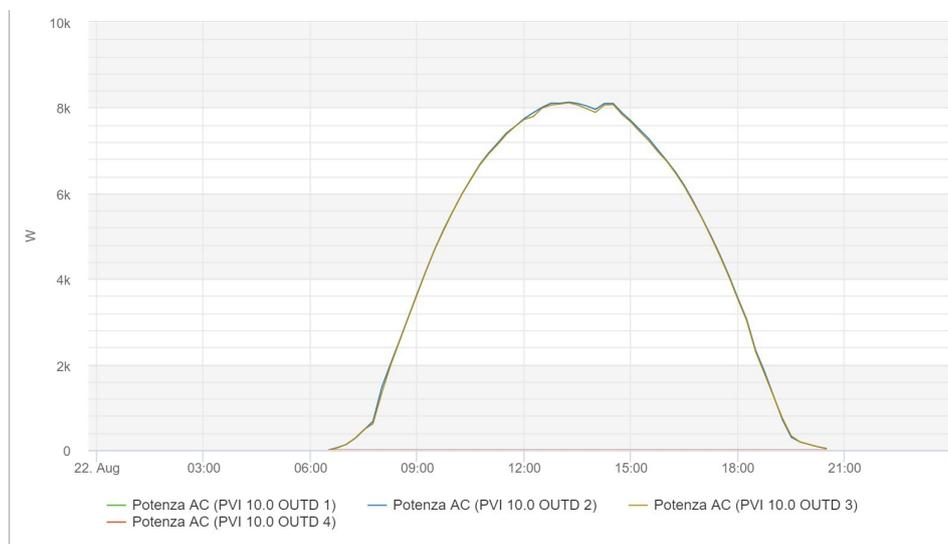


Figura 4.12: Esempio monitoraggio impianto guasto Inverter.

Nel grafico 4.12, che rappresenta la potenza degli inverter dell'impianto P1 (50kW) il 22 giugno 2016, si può notare che l'inverter 4 (linea rossa) è rimasto spento per tutta la durata della giornata. Il motivo della completa disfunzione dell'inverter potrebbe anche essere riconducibile a un guasto al sezionatore di corrente continua, nel caso esso fosse connesso in serie solamente all'inverter in questione. Mediante l'intervento sul posto si può comprendere a pieno il guasto.

## Guasto a interruttore AC o interfaccia di rete

Se un interruttore in corrente alternata scatta o l'interfaccia di rete entra in funzione a protezione dell'impianto si interrompe la produzione dell'intero impianto. La sostituzione di tali elementi non è complessa, ma deve essere estremamente rapida per evitare una grossa perdita di energia.

Nel grafico 4.13 è raffigurata la potenza erogata dall'impianto P4 (553kW) il 3 maggio 2016. Come si può vedere l'impianto è rimasto spento tutta la mattina e parte del pomeriggio a causa del guasto all'interruttore generale in AC e per la durata del conseguente intervento di manutenzione.

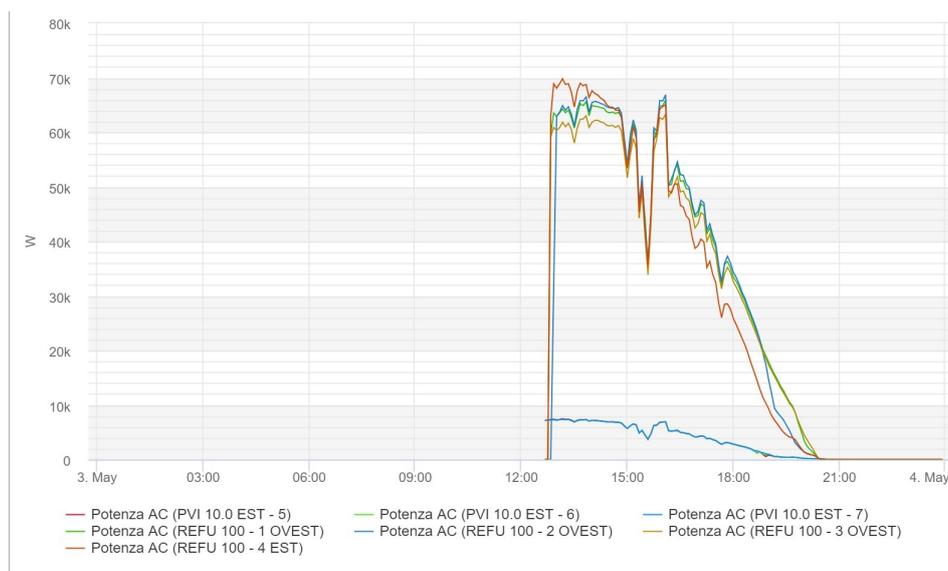


Figura 4.13: Esempio monitoraggio impianto guasto interruttore AC o interfaccia di rete.

### 4.4.2 Calcolo energia persa

Il sistema di monitoraggio si aggiorna in tempo reale riportando i valori di corrente, tensione, potenza ed energia prodotta da ogni impianto. Nel caso di un guasto, la piattaforma di controllo continuerà a registrare i valori delle grandezze sopra specificati che saranno ridotti se non nulli. Per conoscere l'energia effettivamente persa, ovvero quella che, nell'ipotesi non si fosse verificato il malfunzionamento, si sarebbe potuta produrre, è necessario eseguire un calcolo relativo. Il monitoraggio, come avviene solitamente, è effettuato a livello degli inverter, per cui osservando gli output di tali componenti è possibile capire se l'impianto è andato incontro ad un malfunzionamento. Poiché gli impianti presi in considerazione sono composti da molteplici inverter che, a gruppi, hanno strutture e conformazioni uguali (potenza, numero di stringhe, numero di moduli per stringa, esposizione dei pannelli ecc.), si è utilizzata tale similitudine per compararli e calcolare l'energia prodotta e quella persa. Quando il danno si riferisce a un inverter o a un altro componente, a monte dell'inverter stesso, l'energia da esso prodotta sarà inferiore rispetto a quella generata da un inverter avente stesse caratteristiche e struttura (potenza, stringhe, esposizione dei pannelli, ecc)

perfettamente funzionante. Per verificare la quantità di energia persa si procede calcolando la differenza tra le due produzioni. La seguente formula è stata applicata ai casi in cui il guasto fosse avvenuto dai pannelli all'inverter compreso.

$$E_{Persa} = E_{inverter\ funzionante} - E_{inverter\ guasto} \quad (4.8)$$

Per i guasti che hanno interrotto la produzione totale dell'impianto, inducendo lo spegnimento del sistema per un intervallo di tempo, l'energia persa è stata calcolata individuando giornate contigue o di anni passati o successivi con le medesime ore di luce e stessa irradiazione incidente e conteggiandone la generazione energetica da parte dell'impianto.

Per ogni guasto registrato tra il 2016 e il 2017, riportato nel capitolo 4.1, verrà specificata l'energia persa e la potenza istantanea fuori servizio. Di seguito le tabelle e i grafici riferiti a ognuno dei 5 impianti.

Le tabelle riferite ai guasti sono così strutturate: la data e la descrizione del guasto identificano i malfunzionamenti. Per ognuno di essi sono specificati il tempo di riparazione, l'energia persa e la riduzione di potenza causata dal danno. Per indicare la gravità di questi tre diversi parametri si è deciso di introdurre una scala cromatica che va dal rosso vivo, nel caso di un valore relativamente gravoso ai fini della produzione energetica, sino al bianco, per indicare un valore lieve e non fortemente incidente nella generazione. Questo passando attraverso diversi gradi di calore.

P1 - 50kW

Data	Guasto	Tempo di riparazione [giorni]	Energia persa [kWh]	Riduzione di potenza [kW]
28/06/2016	Stringhe non funzionanti causa fusibili bruciati	63	1740	8
24/08/2016	Inverter spento causa software	41	2551	10
27/10/2016	Dispersione causa connettori ossidati	2	5	10
22/06/2017	Stringa non funzionante causa fusibili bruciati	93	2120	6
26/07/2017	Stringhe non funzionanti causa fusibili bruciati	24	725	9
14/09/2017	Inverter spento causa fusibile interno	34	958	10

Tabella 4.17: Energia persa per guasto impianto P1 (50kW).

<b>Energia Persa Totale</b>	8099,92 kWh
<b>Energia Prodotta Totale</b>	89371 kWh
<b>Percentuale di Energia Persa sul Totale</b>	8,3%

Tabella 4.18: Percentuale energia persa impianto P1 (50kW).

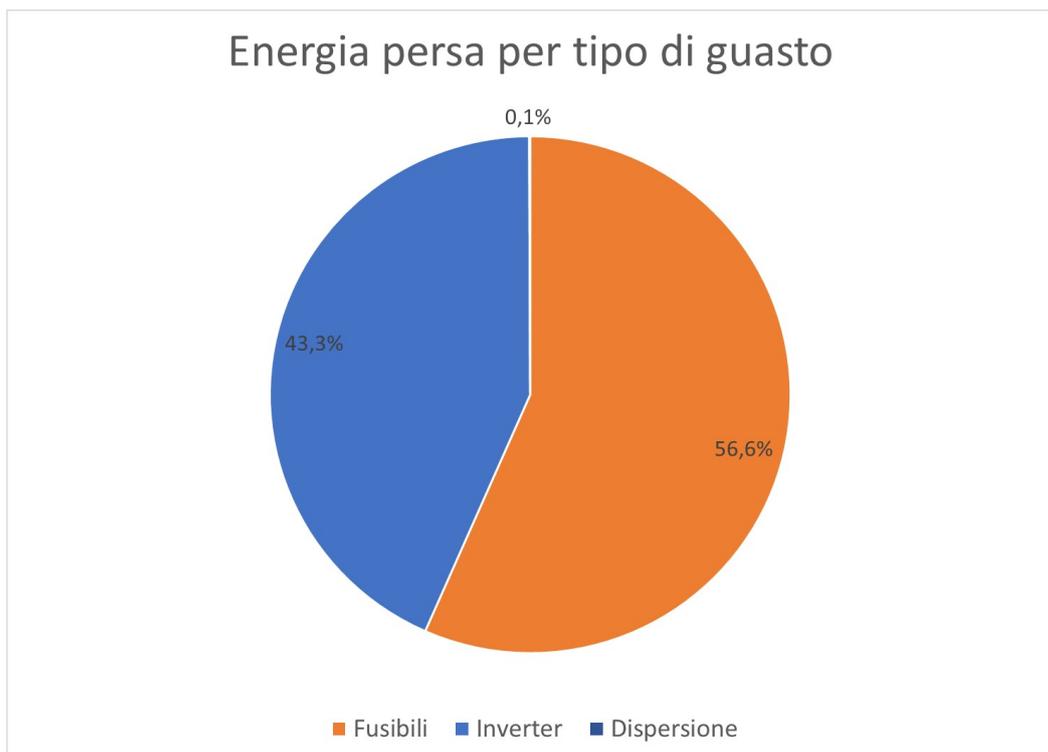


Figura 4.14: Percentuale di energia persa per tipo di guasto impianto P1 (50kW).

#### P2 - 143kW

Data	Guasto	Tempo di riparazione [giorni]	Energia persa [kWh]	Riduzione di potenza [kW]
15/03/2016	60 moduli guasti	30	1037	4,2
01/06/2016	36 moduli guasti	30	622	2,52
05/07/2016	Impianto spento causa fuoriservizio Enel	1	729	142
23/09/2016	Dispersione causa connettori ossidati	3	198	20
10/04/2017	20 moduli guasti	30	346	1,4
08/06/2017	8 moduli guasti	30	138	0,56

Tabella 4.19: Energia persa per guasto impianto P2 (143kW).

<b>Energia Persa Totale</b>	3070,02 kWh
<b>Energia Prodotta Totale</b>	279969 kWh
<b>Percentuale di Energia Persa sul Totale</b>	1,08%

Tabella 4.20: Percentuale energia persa impianto P2 (143kW).

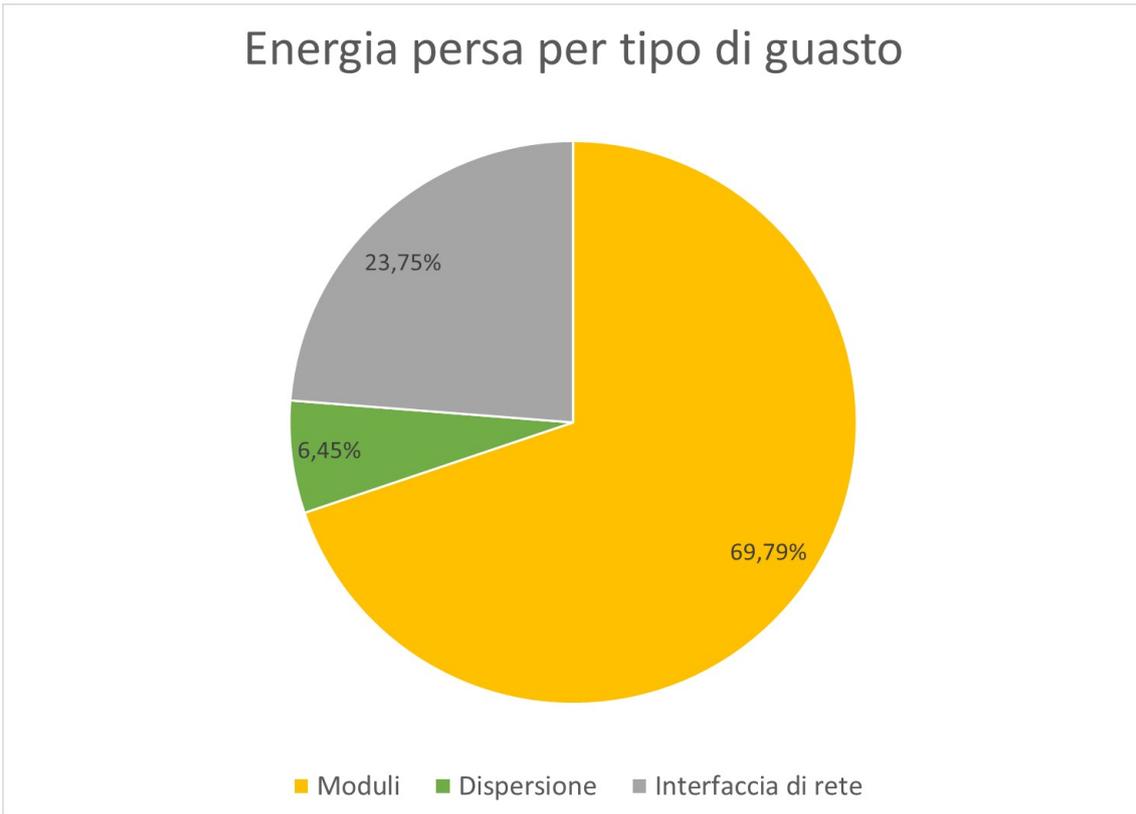


Figura 4.15: Percentuale di energia persa per tipo di guasto impianto P2 (143kW).

**P3 - 259kW**

Data	Guasto	Tempo di riparazione [giorni]	Energia persa [kWh]	Riduzione di potenza [kW]
26/04/2016	2 moduli guasti	30	48	0,46
06/07/2016	Inverter spento causa software	2	648	30
11/10/2016	Inverter spento causa software	2	212	30
10/11/2016	Dispersione causa connettori ossidati	11	167	30
12/11/2016	2 moduli guasti	30	48	0,46
25/01/2017	4 moduli guasti	30	96	0,92
25/01/2017	Dispersione causa connettori ossidati	29	1710	30
15/03/2017	Interruttore generale AC guasto	1	160	258
29/08/2017	Stringhe non funzionanti causa fusibili bruciati	60	2857	3,5

Tabella 4.21: Energia persa per guasto impianto P3 (259kW).

<b>Energia Persa Totale</b>	5945,5 kWh
<b>Energia Prodotta Totale</b>	435263 kWh
<b>Percentuale di Energia Persa sul Totale</b>	1,35%

Tabella 4.22: Percentuale energia persa impianto P3 (259kW).

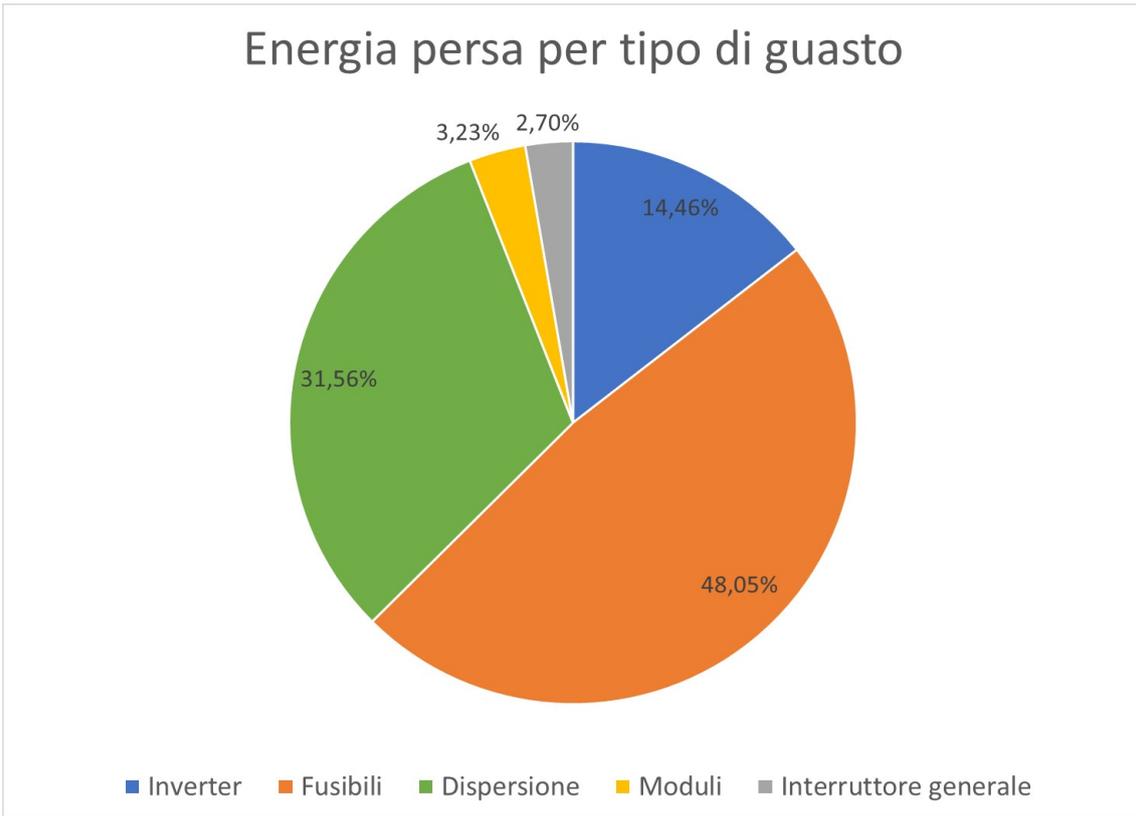


Figura 4.16: Percentuale di energia persa per tipo di guasto impianto di P3 (259kW).

P4 - 553kW

Data	Guasto	Tempo di riparazione [giorni]	Energia persa [kWh]	Riduzione di potenza [kW]
12/02/2016	Inverter spento	52	6593	100
03/05/2016	Impianto spento causa interruttore generale AC	0,5	1200	445
12/11/2016	Inverter spento causa guasto interno	18	1230	100
06/12/2016	Dispersione causa connettori ossidati	3	23	10
14/03/2017	Inverter spento causa guasto interno	3	1296	100
18/04/2017	Inverter spento causa sovratemperatura	3	1211	100
06/06/2017	Stringhe non producono causa fusibili bruciati	6	690	9,66
18/09/2017	4 moduli guasti	30	96	0,92

Tabella 4.23: Energia persa per guasto impianto P4 (553kW).

<b>Energia Persa Totale</b>	12340,05 kWh
<b>Energia Prodotta Totale</b>	1005031 kWh
<b>Percentuale di Energia Persa sul Totale</b>	1,21%

Tabella 4.24: Percentuale energia persa impianto P4 (553kW).

## Energia persa per tipo di guasto

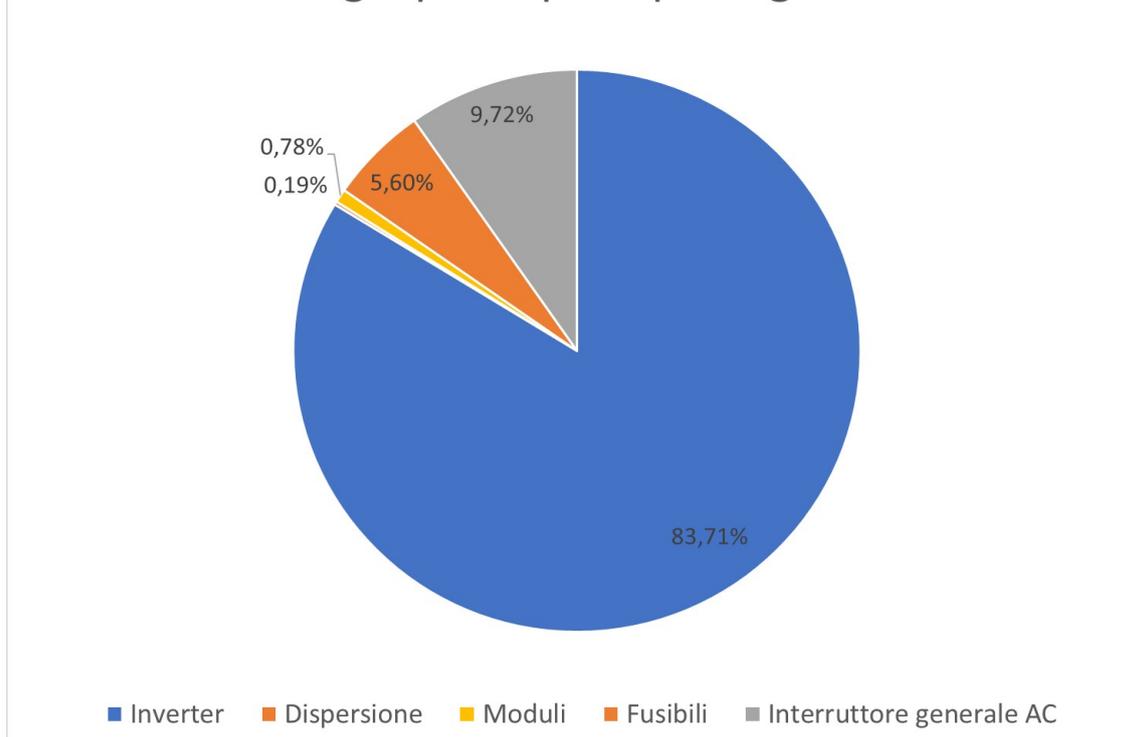


Figura 4.17: Percentuale di energia persa per tipo di guasto impianto di P4 (553kW).

P5 - 999kW

Data	Guasto	Tempo di riparazione [giorni]	Energia persa [kWh]	Riduzione di potenza [kW]
12/02/2016	Inverter spento causa software	3	82	17
05/12/2016	Dispersione causa connettori ossidati	0,7	16	17
18/06/2016	Inverter spento hardware	3	330	17
15/10/2016	Dispersione causa connettori ossidati	2	50	8
24/03/2017	Inverter in dispersione causa morsetti ossidati	20	69	17
26/04/2017	Dispersione causa connettori ossidati	5	4	8
28/04/2017	10 Moduli guasti	14	720	2,3
25/05/2017	Inverter spento causa hardware	23	1462	8
08/06/2017	Inverter spento causa software	2	200	16
22/06/2017	Inverter spento causa software	2	90	17
26/06/2017	Inverter spento causa software	2	244	17
05/09/2017	Inverter spento causa software	1	70	17
12/11/2017	Inverter spento causa software	2	14	11
30/12/2017	Stringhe fuori-servizio causa fusibili	42	105	3,91

Tabella 4.25: Energia persa per guasto impianto P5 (999kW).

<b>Energia Persa Totale</b>	2975,40 kWh
<b>Energia Prodotta Totale</b>	2073162 kWh
<b>Percentuale di Energia Persa sul Totale</b>	0,14%

Tabella 4.26: Percentuale energia persa impianto P5 (999kW).

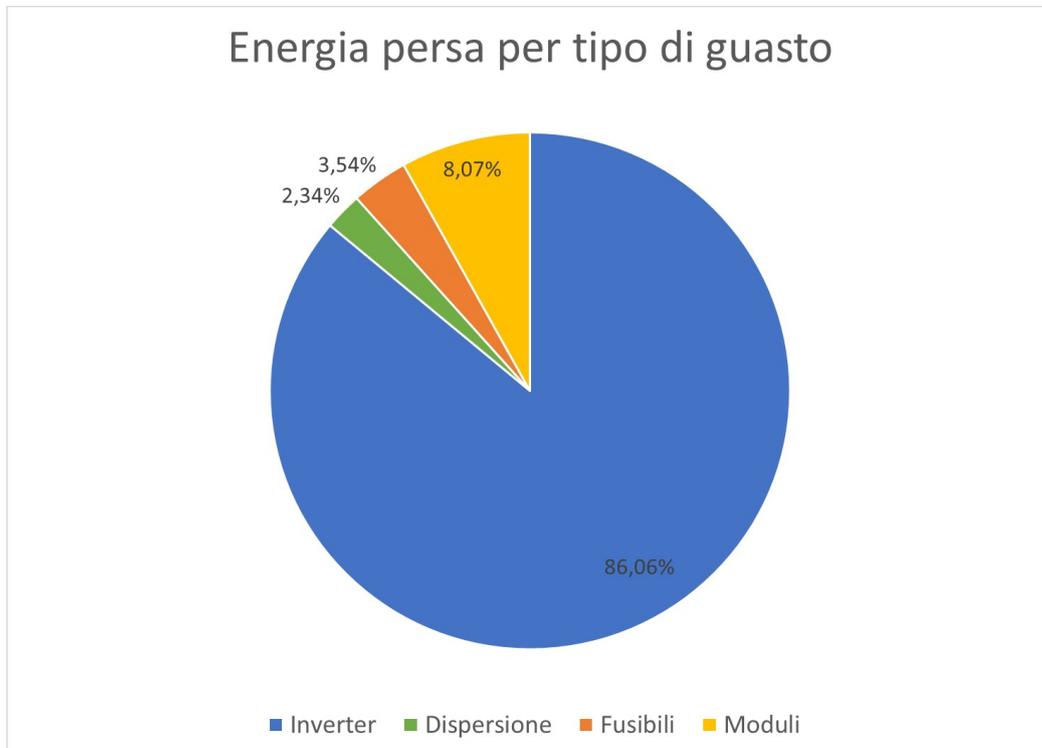


Figura 4.18: Percentuale di energia persa per tipo di guasto impianto P5 (999kW).

#### 4.4.3 Confronti e commenti

Un dato molto importante è rappresentato dalla percentuale di energia persa rispetto a quella complessivamente prodotta. Questo dato è estremamente utile per capire quanto i guasti abbiano influito sulla produzione. Il confronto di tali valori percentuali per ogni impianto aiuta a incontrare anomalie se presenti e a individuare un andamento medio.

Per calcolare la percentuale di energia persa si utilizza il rapporto 4.9 tra Energia persa e Energia prodotta.

$$E_{Persa\ percentuale} = \frac{E_{Persa}}{E_{Prodotta} + E_{Persa}} \quad (4.9)$$

È evidente che l'impianto P1 (50kW) abbia una percentuale di energia persa nettamente superiore a tutti gli altri sistemi, che rimangono al di sotto dell'1.5%. Tale risultato è spiegabile in base a due fattori principali. Il primo è che i guasti manifestatisi hanno ridotto la potenza dal 12 al 20 per cento, ovvero una porzione relativamente alta. A ciò si aggiunge il secondo fattore: un tempo di manutenzione eccessivamente lungo. Come esposto precedentemente l'impianto P1 (50kW) è caratterizzato dal valore di tempo medio

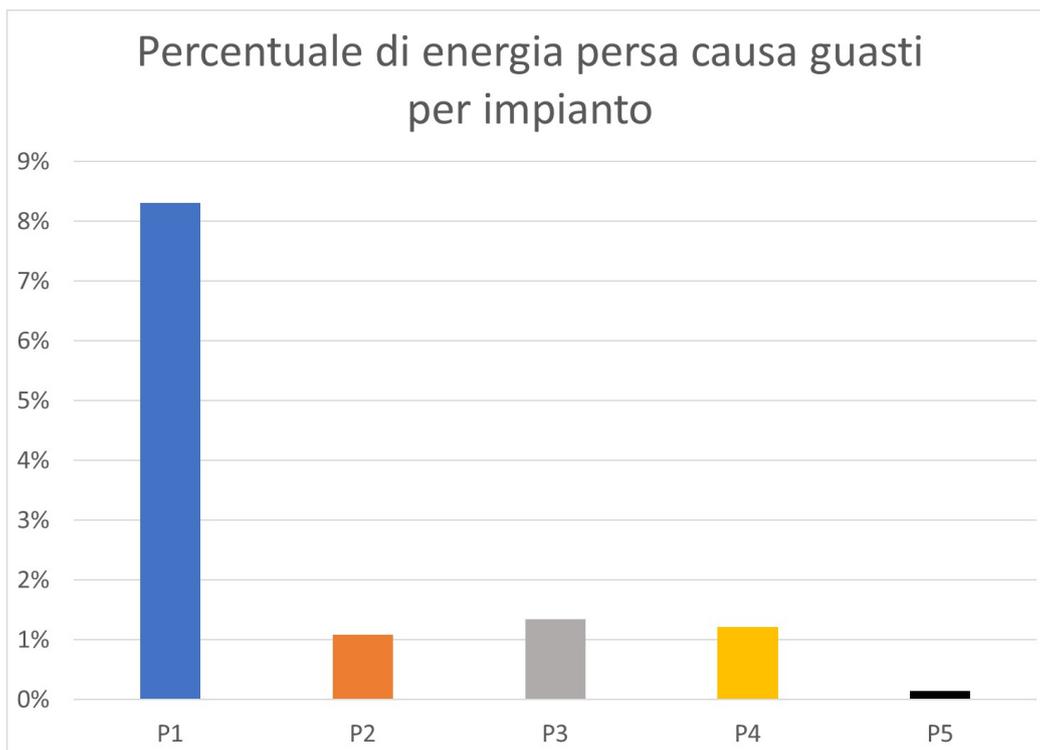


Figura 4.19: Percentuale di energia persa causa guasti per impianto.

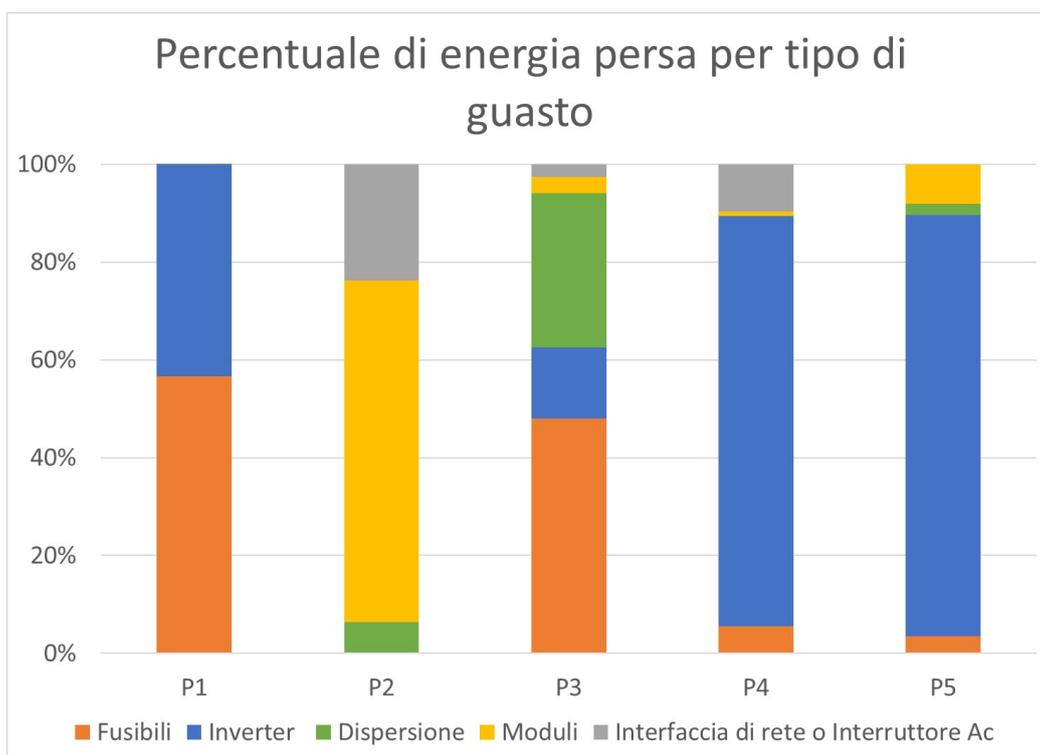


Figura 4.20: Percentuale di energia persa per tipo di guasto.

di riparazione più alto tra i sistemi esaminati. La somma di questi due fattori ha quindi fissato la perdita energetica percentuale a quasi un decimo.

L'andamento dell'energia persa, fatta eccezione dell'impianto P2 (143kW), è comparabile con l'andamento dell'MTTR, ovvero quanto più è limitato il tempo medio di riparazione più è bassa la percentuale di energia persa. Tale affermazione risulta essere veritiera secondo quanto ottenuto, ma è fondamentale specificare che non è l'unico fattore che determina la quantità di energia persa. Vi sono altri fattori, infatti uno tra questi la modularità dell'impianto, che influisce insieme al MTTR alla percentuale di perdita di energia.

L'istogramma 4.20 riassume e confronta le varie porzioni di energia non prodotta a seconda del tipo di guasto. Per l'impianto P1 (50kW) i malfunzionamenti all'inverter, insieme ai fusibili, hanno determinato la quasi totalità delle cause di perdita energetica. L'impianto P2 (143kW) conferma di essere caratterizzato da un tipo di moduli inefficienti e inaffidabili. Il basso isolamento elettrico e l'interruzione nella produzione delle stringhe a causa dei fusibili sono i principali motivi della perdita energetica dell'impianto P3 (259kW). I sistemi P4 (553kW) e P5 (999kW) devono la mancata generazione quasi solamente a guasti agli inverter.

## Capitolo 5

# Resoconto interventi TGE

Come ultima analisi si sono voluti esaminare tutti gli interventi di riparazione effettuati dall'azienda TGE su tutti gli impianti regolati da un contratto di manutenzione. L'azienda possiede più di 100 clienti proprietari di impianti fotovoltaici da potenze di 20kW fino a 1MW, per un totale di 16MW di potenza installata.

Sono stati analizzati gli interventi di manutenzione effettuati a impianti fotovoltaici negli anni 2016 e 2017. I dati sono stati estratti dai moduli compilati dai tecnici dopo ogni lavoro di manutenzione. Sono stati esclusi interventi su altri tipi di impianti, presenti in numero estremamente ridotto, e interventi di installazione di nuovi impianti fotovoltaici.

Gli interventi esaminati sono in totale 546 e si suddividono nei due anni come illustrato dello schema 5.1. Nel grafico a barre 5.2 è rappresentato il numero di interventi per

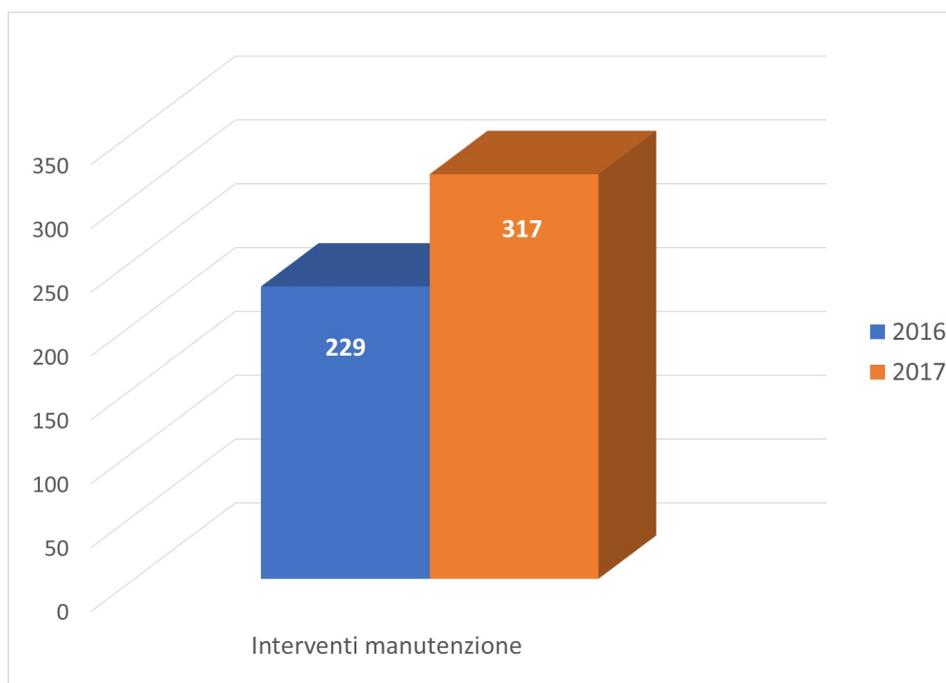


Figura 5.1: Numero di interventi di manutenzione totali 2016-2017.

ogni mese. Tale statistica è utile per capire quali mesi siano critici dal punto di vista della manutenzione.

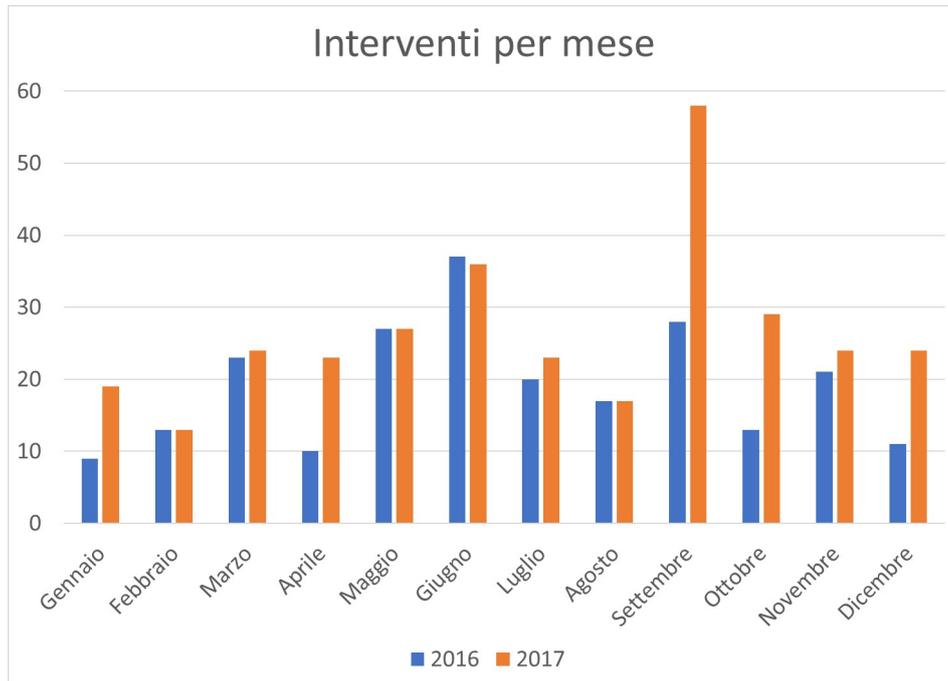


Figura 5.2: Interventi di manutenzione per mese.

Dal grafico 5.2 si evince come l'andamento degli interventi è relativamente ciclico e ripetitivo su scala annuale. Ci sono ovviamente delle eccezioni come il picco che si registra a settembre 2017. Tale picco di interventi è dovuto alla manutenzione di numerosi impianti fotovoltaici di piccola taglia situati nella Val di Susa appartenenti a un unico cliente. Escludendo tale irregolarità si può vedere come il mese in cui viene effettuato il maggior numero di interventi sia giugno. Questo dato può essere spiegato in quanto il controllo dell'installazione prima dell'inizio del periodo estivo è una pratica assolutamente consigliata per due motivi: i mesi freddi possono causare stress alla sottostruttura di supporto e ai moduli sovrastanti per via del peso delle nevicate e per le forti variazioni termiche, inoltre è importante verificare l'impianto in modo che sia al massimo della resa durante la stagione di massima produzione. E' evidente che l'aumento delle temperature e dell'irraggiamento comporta l'innalzamento dello stress elettrico, meccanico e termico del sistema con la conseguente crescita della probabilità di guasto degli elementi.

## 5.1 Tipologie di intervento

Un impianto fotovoltaico è capace di funzionare in maniera autonoma senza interventi di manutenzione per un lungo periodo. A differenza di altri sistemi, non richiede una costosa attività di controllo in quanto il principio di conversione sul quale si basa, ovvero la trasformazione della luce solare in energia elettrica, sostanzialmente non sottopone gli impianti ad usura: a differenza dell'eolico, delle centrali a biomasse o del classico termoelettrico nel fotovoltaico non esistono né alternatori né parti meccaniche in movimento. Nonostante gli

impianti siano sistemi relativamente semplici e siano in grado di garantirne un efficiente funzionamento e evitando malfunzionamenti e guasti che possono provocare ingenti perdite economiche, è necessaria comunque una periodica manutenzione.

Le tipologie di intervento analizzate si dividono in 4 macro categorie:

- Da contratto
- Da addebitare
- Manutenzione ordinaria
- Manutenzione straordinaria

Risulta che l'azienda TGE abbia operato una media di 3 interventi nel 2016 e di 4 nel 2017 per ogni cliente con contratto di manutenzione.

I grafici a torta 5.3 e 5.4 rappresentano le percentuali di tali tipologie per anno.

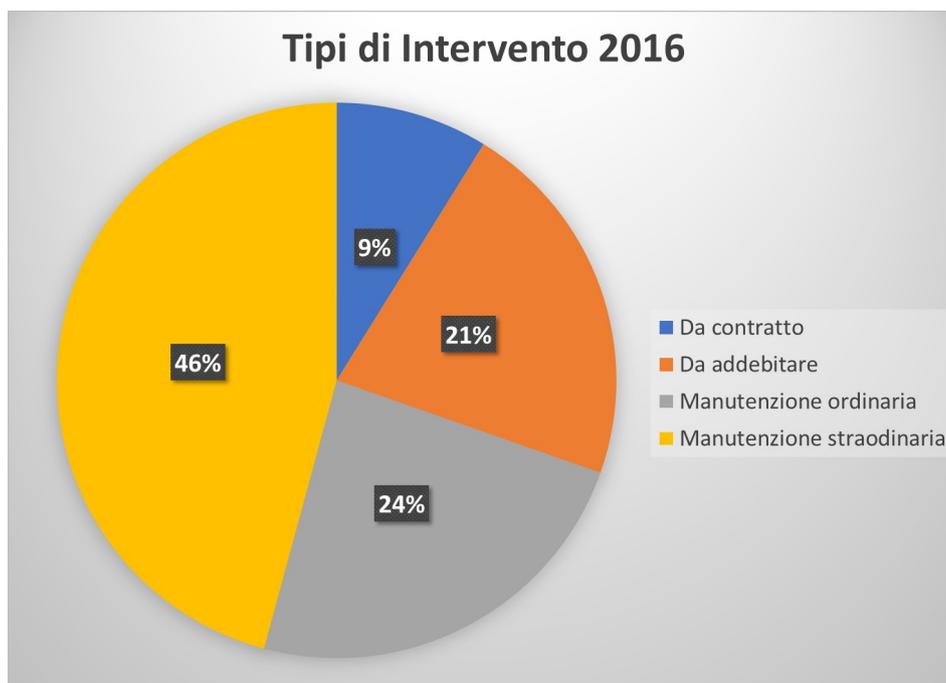


Figura 5.3: Tipi di intervento di manutenzione 2016.

### Manutenzione ordinaria

Tale tipologia di assistenza è fondamentale per ogni impianto fotovoltaico, senza distinzioni di tipologia o dimensione. Le visite programmate della manutenzione ordinaria, che vengono svolte solitamente ogni semestre, sono state studiate per poter assicurare un check up continuo all'impianto e massimizzarne il rendimento. Le verifiche svolte in manutenzione ordinaria sono:



Figura 5.4: Tipi di intervento di manutenzione 2017.

- Ispezione visiva su eventuali deterioramenti sui moduli.
- Analisi termografica dei moduli.
- Verifica del corretto funzionamento e dello stato dell'inverter.
- Controllo dei collegamenti elettrici e cablaggio Verifica del fissaggio e lo stato dei cavi di collegamento dei moduli.
- Misurazione di ogni stringa dei moduli.
- Registrazione delle segnalazioni di guasti nelle scatole di giunzione e ogni altro componente dell'impianto.
- Pulizia superficiale del modulo.

La pulizia regolare è fondamentale, è rappresenta uno degli aspetti principali della manutenzione. Tale pulizia fa riferimento a tutto l'impianto. Dai moduli fotovoltaici, dato che la resa dipende strettamente dalla quantità di luce assorbita, agli inverter poiché la polvere ne limita l'efficienza e influisce negativamente sulla ventilazione del locale.

Nelle grandi città l'inquinamento è tra gli ostacoli maggiori al rendimento delle installazioni fotovoltaiche: le polveri presenti nell'aria, in assenza di piogge, possono depositarsi sui pannelli ostacolandone il rendimento. Se i depositi di pollini e polveri vengono eliminati dalle piogge e dalle nevicate, nel caso di foggiate ed escrementi di volatili è necessario provvedere alla rimozione manuale. Le installazioni situate in aree agricole e in zone di campagna sono particolarmente esposte a queste ultime problematiche [25].

È fondamentale anche e soprattutto la libera ricezione dell'irraggiamento solare, controllando per esempio periodicamente gli eventuali ombreggiamenti nel corso della giornata nei vari periodi dell'anno.

### **Manutenzione straordinaria**

La manutenzione straordinaria è un tipo di intervento che viene effettuato quando si verifica un malfunzionamento che determina una sotto produzione dell'impianto. Per individuare tempestivamente tale guasto e localizzarlo quanto più possibile all'interno dell'impianto è fondamentale dotare il sistema di un apparato di monitoraggio. I malfunzionamenti di un impianto fotovoltaico possono derivare da diverse ragioni, è quindi necessario un metodo di diagnostica ben strutturato.

### **Da contratto**

Questo tipo di intervento non rientra nelle operazioni tipiche elencate precedentemente della manutenzione ordinaria, ma è compreso nel contratto tra azienda e cliente.

### **Da addebitare**

Questo tipo di intervento non rientra né nella categoria della manutenzione ordinaria, né di quella straordinaria, ma è più precisamente un'operazione necessaria o richiesta dal proprietario dell'impianto che non è compresa nel contratto di manutenzione.

#### **5.1.1 Specifiche di intervento**

Anche se si sono suddivisi i tipi di intervento in quattro macro categorie, esse non sono assolutamente sufficienti per definire le specifiche dell'intervento stesso, data la grande varietà di guasti o malfunzionamenti possibili. Ogni intervento di manutenzione è spesso unico e diverso da ogni altro. Si è cercato di classificare e raggruppare i casi che richiedono una manutenzione più frequentia in sette categorie:

- Stringhe non funzionanti causa fusibili
- Moduli rotti
- Impianto spento
- Problema o anomalia inverter
- Problema trasmissione dati monitoraggio e comunicazione
- Problema di isolamento e dispersione

I grafici a torta 5.5 5.6 5.7 5.8 5.9 rappresentano la proporzione di tali guasti per anno nel caso di manutenzione ordinaria e straordinaria.

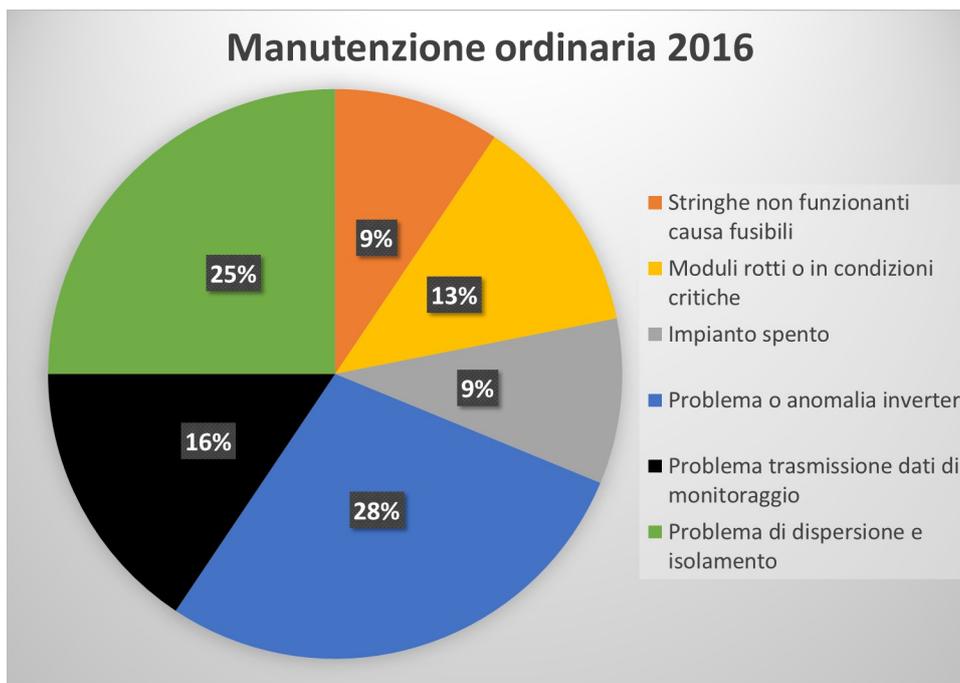


Figura 5.5: Manutenzione ordinaria 2016.

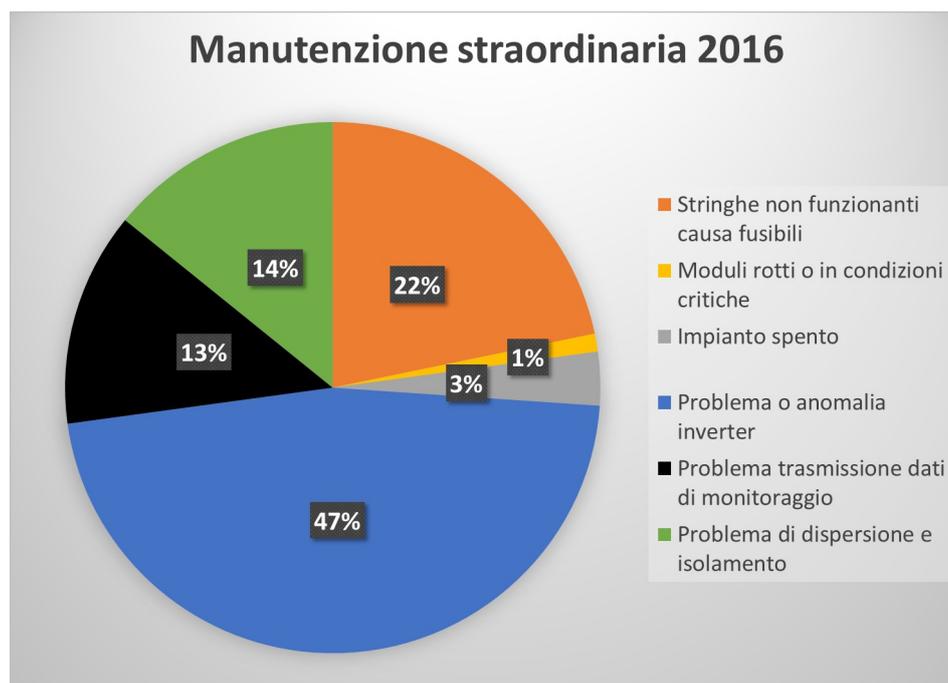


Figura 5.6: Manutenzione straordinaria 2016.

Il grafico a torta 5.9 rappresenta la percentuale dei diversi guasti principali riscontrati nel 2016 e 2017 su un totale di 378 interventi, che a fronte dei 546 totali effettuati in questi due anni, risultano essere il circa il 70%.

Di questi un terzo circa dei guasti è dovuto a problematiche di tipo software o hard-



Figura 5.7: Manutenzione ordinaria 2017.



Figura 5.8: Manutenzione straordinaria 2017.

ware degli inverter, che risulta così essere il tipo di malfunzionamento più diffuso. Segue con il 22% l'interruzione di generazione di energia da parte delle stringhe a causa dell'entrata in funzione dei fusibili di protezione. Un'altra grande fetta della torta è presa dai guasti alla trasmissione dei dati di monitoraggio. Questo tipo di malfunzionamento non è stato esaminato nello studio precedente in quanto non provoca un calo o un'interruzione

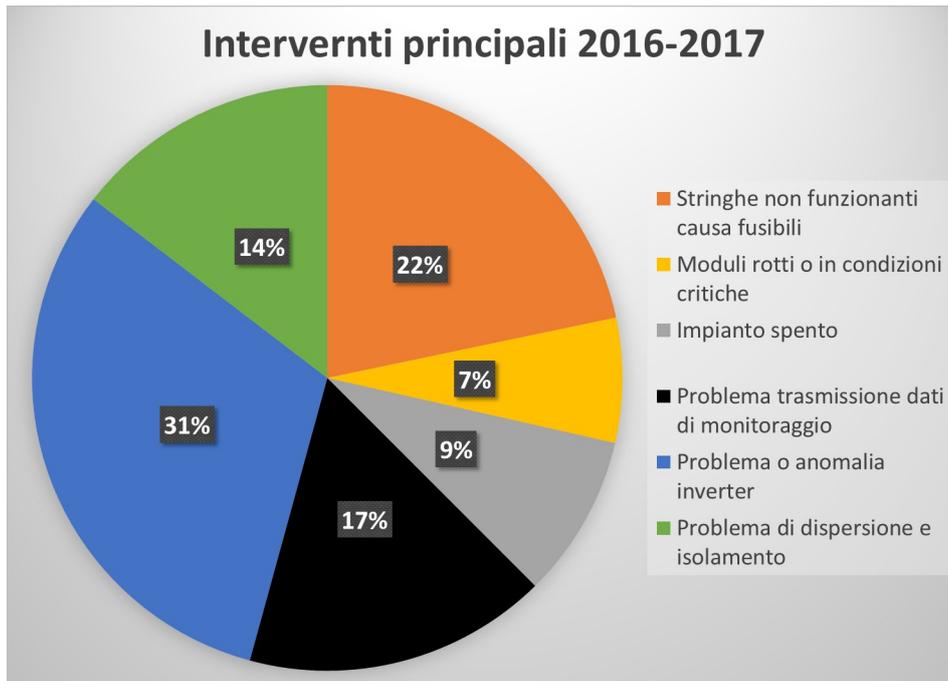


Figura 5.9: Interventi principali di manutenzione 2016-2017 incluso monitoraggio.

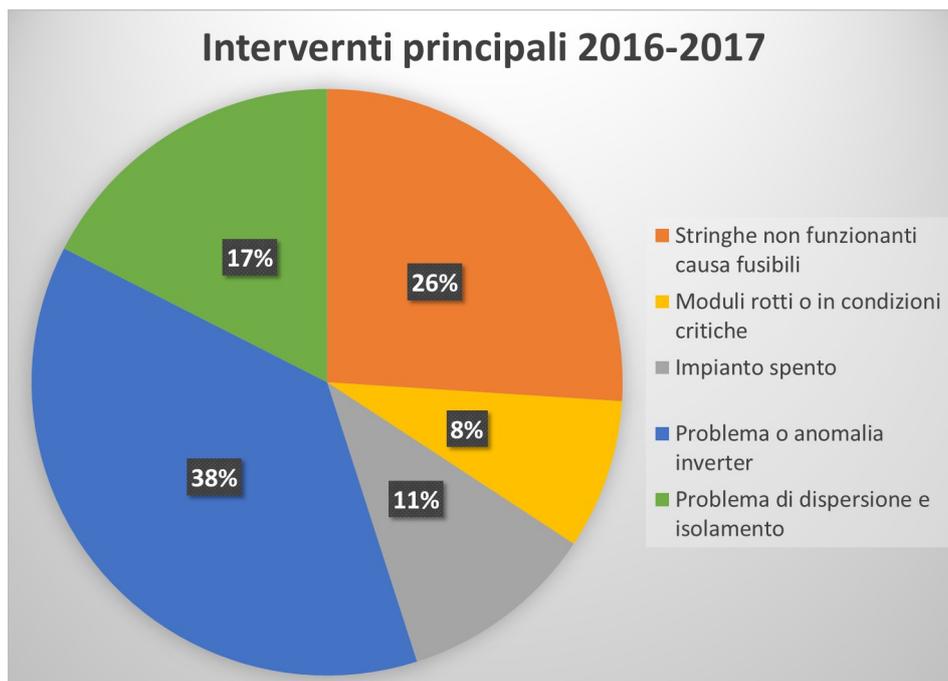


Figura 5.10: Interventi principali di manutenzione 2016-2017.

nella produzione di energia. Il guasto si manifesta interrompendo la trasmissione dei dati di monitoraggio di tutto l'impianto, è necessario quindi un intervento per assicurarsi che il problema sia dovuto al sistema di controllo e non alla cessazione di generazione dovuta all'entrata in funzione di un interruttore generale o di un apparecchio di salvaguardia dell'impianto come l'interfaccia di rete. I successivi motivi di guasto principale sono in

ordine: dispersione a causa dell'abbassamento dell'isolamento elettrico (14%) e l'impianto spento a causa di interruttori o di dispositivi di protezione in AC con il 9% nonché guasti o rotture di moduli che presentano il 7% dei malfunzionamenti.

## Capitolo 6

# Conclusioni

Lo studio presentato ha lo scopo di approfondire ed esaminare il tema della manutenzione e dell'affidabilità di impianti fotovoltaici di diversa taglia connessi alla rete. Sono stati analizzati diversi punti relazionati all'argomento principale in maniera da avere una visione di insieme su come si comporta un sistema fotovoltaico nel corso degli anni. Il tema della manutenzione e del corretto funzionamento di un'installazione fotovoltaica spesso viene trascurato o considerato poco importante, quando in realtà, tale tecnologia rinnovabile risulta conveniente da un punto di vista economico solo nel momento in cui opera a condizioni di progetto per tutta la durata della sua vita utile. Questo significa che la previsione dei guasti, la conoscenza del peso energetico che questi possono causare, la manutenzione e la corretta progettazione dell'impianto, al fine di limitare i malfunzionamenti e il loro impatto, è fondamentale per la gestione di un impianto fotovoltaico.

Il primo dato chiaro è che, come mostrato in figura 4.2 (Confronto MTTR per i diversi impianti), l'andamento del tempo medio di riparazione è inversamente proporzionale alla potenza installata dell'impianto. Tale risultato ha una ragione puramente economica: più è grande l'impianto più è grande la volontà, da parte del cliente e del manutentore, di intervenire sul sistema. Proprio per questo motivo gli impianti di piccola taglia sono caratterizzati da contratti di manutenzione relativamente economici e poco rigorosi, mentre gli impianti di grande potenza hanno contratti costosi e vincolanti, che ne assicurano una manutenzione costante e veloce.

I risultati ottenuti attraverso il metodo teorico-statistico utilizzato per calcolare e prevedere l'affidabilità di un impianto fotovoltaico sono coerenti con ciò che è realmente avvenuto negli impianti di potenza intermedia. Mentre i valori statistici di tasso di guasto e quindi di MTTF del sistema complessivo degli impianti di taglia superiore (1 MW) e inferiore (50 kW) si discostano ampiamente dal caso sperimentale. Si può concludere che in questo caso il modello teorico sia più preciso e rispecchi maggiormente la realtà per gli impianti di media taglia, ovvero di potenza superiore a 150 kW e inferiore a 550 kW.

Va però sottolineato che, nonostante il tasso di guasto statistico complessivo del siste-

ma si avvicini a quello sperimentale per gli impianti di taglia intermedia, così non è per i failure rate dei componenti singoli. Come visto nella tabella 4.16 vi è una grande differenza tra  $\lambda_{statistico}$  e  $\lambda_{sperimentale}$ , in particolare per componenti come connettori e fusibili. Tale discrepanza può essere motivata con le seguenti spiegazioni. Innanzitutto i dati statistici utilizzati sono stati estrapolati da diversi articoli scientifici e normative, non garantendo così una totale uniformità. Inoltre alcuni riferimenti, benché vengano tuttora utilizzati, sono datati e riguardano componenti elettrici generici installati in diversi ambienti e situazioni, ma non in impianti fotovoltaici, che sono caratterizzati da condizioni di temperatura, ambiente e stress elettrico particolari. Infine è importante specificare che lo studio è stato effettuato su cinque impianti fino a 1 MW di potenza, per soli due anni di funzionamento, il che non attribuisce una assoluta validità statistica ai dati ottenuti. Per ottenere risultati statistici più precisi, sarebbe opportuno estendere l'analisi dei guasti a un numero più ampio di campioni, in modo da avere dati specifici riferiti ad impianti fotovoltaici su grande scala.

L'analisi approfondita dei guasti avvenuti dal punto di vista delle cause, del tempo necessario per le riparazioni, dell'impatto sulla potenza dell'impianto e dell'energia persa, ha consentito di trarre alcune importanti conclusioni su tali aspetti dei malfunzionamenti in modo da poter operare una più efficiente manutenzione. Dai risultati conseguiti è evidente che fattori come il tempo medio di riparazione e la gravità dell'impatto del guasto sulla potenza dell'impianto siano più influenti rispetto alla frequenza di guasto in termini di energia persa. Risulta infatti, fatta eccezione dell'impianto da 150kW, che l'andamento dell'energia persa è comparabile con l'andamento dell'MTTR, ovvero quanto più è limitato il tempo medio di riparazione, tanto più è bassa la percentuale di energia persa. Come visto per l'impianto da 50 kW l'interruzione di produzione di alcune stringhe a causa della bruciatura dei fusibili di protezione, che di per sé non rappresenta un guasto grave, ha determinato più del 4% di energia persa sulla produzione totale annua a causa dei lunghi tempi di riparazione. Allo stesso modo un guasto che determina l'interruzione totale della generazione energetica, benché avvenga raramente e sia sempre risolto in tempi brevi, a causa del suo peso, può comunque determinare una percentuale di energia persa sul totale non trascurabile.

Nel caso dell'impianto P2 (143kW), l'inefficienza di una tecnologia innovativa come il film sottile, ma soprattutto la difficoltà nel trovare e reperire componenti uguali o simili per la sostituzione, ci porta alla conclusione che, ai fini di una manutenzione efficace e rapida, è più adeguato progettare e costruire un impianto fotovoltaico con componenti standard e di ampia diffusione.

Dai risultati ottenuti sul calcolo dell'energia persa percentuale per impianto rispetto alla quantità producibile, se si esclude il caso dell'impianto da 50 kW, caratterizzato da tempi di riparazione estremamente lunghi, si può affermare che l'energia persa a causa dei guasti è solitamente inferiore all'1,5%. Confrontando le percentuali di perdita energetica dei vari sistemi si nota che questo valore per l'impianto da 1 MW è estremamente inferiore agli

altri. Tale differenza, in particolare se relazionata con l'impianto da 550 kW, è giustificata anche, ma non soltanto, da un valore di MTTR inferiore di 50 ore. La struttura elettrica dei due impianti infatti presenta una sostanziale differenza: l'impianto da 550 kW è composto principalmente da 4 inverter centrali da 100 kW, mentre il sistema da 1 MW è caratterizzato da 69 inverter da circa 17 kW ciascuno. Dato che, come rappresentato in figura 4.20 (Percentuale di energia persa per tipo di guasto), i guasti agli inverter sono stati la causa di più del 80% di energia persa, rispetto agli altri malfunzionamenti, si può affermare che la struttura dell'impianto ha un ruolo fondamentale in termini di calo di generazione per malfunzionamenti. Risulta quindi che, in termini di perdita di energia dovuta a guasti, un impianto costituito da inverter multistringa distribuiti sia più efficiente ed idoneo di uno costituito da inverter centrali. I vantaggi principali derivano dal fatto che il guasto a un inverter in un sistema con inverter multistringa distribuiti, anche se più frequente, colpisce una piccola parte dell'impianto determinando un minore peso energetico [14]. Inoltre nella maggior parte dei casi la riparazione di un inverter multistringa è più semplice e veloce e ne contiene i tempi di ripristino.

Il presente studio è stato sviluppato su piccola scala, esaminando a fondo 5 impianti di taglie diverse che però, nonostante il numero non ampio di casi, rispecchiano in maniera coerente la tendenza al guasto di più di 100 impianti mantenuti dall'azienda TGE come si nota confrontando i grafici a torta 4.5 (Percentuale guasti impianti esaminati) e 5.10 (Interventi principali di manutenzione 2016-2017).

Infine l'analisi svolta ha l'obiettivo di approfondire i diversi e molteplici aspetti riguardanti la gestione, i guasti e la manutenzione di impianti fotovoltaici connessi alla rete, con lo scopo di essere un punto di partenza per l'implementazione di un modello teorico-statistico capace di prevedere con maggiore accuratezza i comportamenti di questi sistemi.

# Bibliografia

- [1] Photovoltaic/Thermal (PV/T) systems: Status and future prospects - Ali H.A. Al-Waelia, K. Sopian, Hussein A. Kazemb, Miqdam T. Chaichanc - Renewable and Sustainable Energy Reviews(2017), pp. 1-3
- [2] Renewables 2017 - Global Status Report (GSR) - Paris: REN21 Secretariat, pp. 62-71
- [3] Photovoltaics and wind status in the European Union after the Paris Agreement - Roberto Lacal Arantegui, Arnulf Jäger-Waldau - Renewable and Sustainable Energy Reviews (2017), pp 2460–2471
- [4] GSE. Rapporto Statistico - Solare Fotovoltaico [2010, 2011, 2012, 2013, 2014, 2015, 2016]
- [5] PV System Reliability: An Operator's Perspective - Anastasios Golnas - IEEE JOURNAL OF PHOTOVOLTAICS (2012), pp. 1-6
- [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] Reliability of large-scale grid-connected photovoltaic systems - Gabriele Zini, Christophe Mangeant, Jens Merten - Renewable Energy 36 (2011) pp. 2334-2340
- [8] Fault Tree Analysis - Hazard Analysis Techniques for System Safety, by Clifton A. Ericson, II 2005 John Wiley and Sons, Inc. pp. 182-192
- [9] Silicon solar cells with screen-printed front side metallization exceeding 19% efficiency - Schultz, O.; Mette, A.; Preu, R.; Glunz, S.W.(2012)
- [10] Solar Cell Efficiency Tables (Version 33) - Martin A. Green, Keith Emery, Yoshihiro Hishikawa and Wilhelm Warta (2008)
- [11] Materiale corso "Power Generation". Prof. Filippo Spertino
- [12] Oozeki T, Yamada T, Kato K, Yamamoto T. An analysis of reliability for photovoltaic systems on the field test project for photovoltaic in Japan, In: Proc. ISES Solar World Congress; (2007), pp. 1628-1632.
- [13] Reliability prediction of electronic equipment, MIL-HDBK-217F, 217F Notice 1, 217F Notice 2. Washington DC USA: Department of Defense; 1991-92-95.

- [14] Overview of power inverter topologies and control structures for grid connected photovoltaic systems - L. Hassaine, E.Olias, J.Quintero, V.Salas - Renewable and Sustainable Energy Reviews 30 (2014), pp. 796–807.

# Sitografia

- [15] [http://www.wikipedia.org/wiki/Growth\\_of\\_photovoltaics](http://www.wikipedia.org/wiki/Growth_of_photovoltaics)
- [16] <http://www.marconi-galletti.it>
- [17] <http://www.littelfuse.com>
- [18] <http://www.consulente-energia.com>
- [19] <https://www.siemens.be/documentation>
- [20] <https://www.solaredge.com/sites/default/files/lightning-surge-protection.pdf>
- [21] <https://www.dehn-international.com/sites/default/files/uploads/dehn/pdf/white-papers/ab-juli15/wp018-e-pv-rooftop.pdf>
- [22] <https://www.fronius.com/it-it/italy/energia-solare>
- [23] <https://www.sma.de/en/partners/knowledgebase/pv-inverters-basic-facts-for-planning-pv-systems>
- [24] <https://it.wikipedia.org/wiki/Disgiuntore>
- [25] <https://www.fotovoltaiconorditalia.it>
- [26] <https://www.gse.it/servizi-per-te/fotovoltaico/conto-energia>

# Ringraziamenti

Il mio primo ringraziamento va al professor Filippo Spertino, relatore di questa Tesi di Laurea, per l'aiuto prezioso in tutti questi anni di studi e per la grande conoscenza che mi ha trasmesso oltre alla disponibilità dimostratami durante tutto il periodo di stesura di questo lavoro.

Un sentito grazie a Davide Forastiere e a Luca Cordero dell'azienda TGE che mi hanno calorosamente accolto aiutandomi e fornendomi tutti i dati e i mezzi a loro disposizione per completare questa tesi.

Un ringraziamento particolare va ai miei genitori, che mi hanno dato la possibilità di intraprendere questo mio percorso di studi, durante il quale non hanno mai fatto mancare il loro sostegno. Inoltre, sono loro grato per la libertà e la fiducia concessami nel coltivare ogni mia passione.

Ringrazio Federica, che standomi accanto, mi ha aiutato a superare quelle difficoltà e incertezze che si sono presentate nell'esperienza universitaria così come in tutte le altre avventure di questi anni insieme.

Per ultimo, ma non meno importante, il mio grazie va agli amici. La loro presenza e i legami che si sono consolidati nel tempo hanno favorito quel clima di amicizia e solidarietà in cui si è sviluppato questo percorso di studi.

Torino, luglio 2018