POLITECNICO DI TORINO

Corso di Laurea Magistrale In Ingegneria Energetica e Nucleare

Tesi di Laurea Magistrale

Modelli teorici di affidabilità, valutazione sperimentale del tasso di guasto e perdita energetica di inverter fotovoltaici



Relatore

Prof. Filippo Spertino

Candidato

Gabriele Casali

Anno Accademico 2018/2019

Indice

1		Introd	luzione	1
	1.1	1 Miz	x energetico mondiale	4
		1.1.1	Paesi OCSE	4
		1.1.2	Paesi non OCSE [2]	5
	1.2	2 Miz	x Energetico Italiano [3]	6
		1.2.1	Incentivi finanziari per le energie rinnovabili	6
		1.2.2	Principali sfide legate all'introduzione di fonti rinnovabili nel mix energetico	7
		1.2.3	Evoluzione del mix energetico nazionale	. 10
	1.3	3 Fot	ovoltaico nel mondo [7]	. 11
		1.3.1	Potenza installata	. 12
		1.3.2	Fabbisogno coperto dal fotovoltaico	. 13
	1.4	4 F	otovoltaico in Italia [8]	. 15
		1.4.1	Numero e distribuzione degli impianti per potenza e tipologia	. 15
		1.4.2	Energia prodotta da fotovoltaico	. 18
2		Solare	e Fotovoltaico: Caratteristiche Impiantistiche e di Funzionamento	.19
	2.2	1 T	ipologie e diffusione delle celle fotovoltaiche	. 20
	2.2	2 C	Design degli impianti grid-connected	. 21
		2.2.1	Campo fotovoltaico	. 22
		2.2.2	Junction Box	. 26
		2.2.3	Diodo	. 26
		2.2.4	Connettori fotovoltaici	. 28
		2.2.5	Quadro di campo	. 29
		2.2.6	Fusibile	. 29
		2.2.7	Protezioni contro i guasti di terra	. 30
		2.2.8	Sezionatore DC	. 31

2.2.9 Inverter
2.2.10 Disgiuntore di campo/Interruttore AC
2.2.11 Interfaccia di rete
2.2.12 Contatore
3 Analisi di affidabilità – Introduzione al modello teorico41
3.1 Descrizione dei principali termini 42
3.1.1 Time to failure
3.1.2 Affidabilità 43
3.1.3 Tasso di guasto 44
3.1.4 Mean time to failure47
3.1.5 Mean down time
3.1.6 Mean time between failures 48
3.1.7 Distribuzione esponenziale
3.1.8 Disponibilità 49
3.2 Analisi albero dei guasti51
3.2.1 Definizione del problema e delle condizioni al contorno
3.2.2 Costruzione dell'albero dei guasti
3.2.3 Definizione dei cammini minimi di taglio55
3.2.4 Valutazione qualitativa dell'albero dei guasti55
4 Analisi di affidabilità – Sviluppo del modello teorico57
4.1 Definizione dell'impianto e degli obiettivi
4.2 Analisi dell'albero dei guasti per un inverter centralizzato
4.2.1 Definizione del main event e delle condizioni al contorno
4.2.2 Valutazione quantitativa attraverso la definizione dei cammini minimi di taglio[26]
4.2.3 Valutazione qualitativa dei cammini minimi di taglio
4.3 Valutazione dell'affidabilità e del tasso di guasto64
5 Analisi di affidabilità – Modello sperimentale71

7	Conclusioni	109
6	Confronto tra modello teorico e modello sperimentale	105
	5.3.3 Sezionatori DC	104
	5.3.2 PEBB	103
	5.3.1 Condensatori	102
5	5.3 Considerazioni sui guasti rilevati e possibili cause	102
	5.2.5 Confronto risultati ottenuti	99
	5.2.4 Risultati 2017	91
	5.2.3 Risultati 2016	83
	5.2.2 Risultati 2015	75
	5.2.1 Tipologia di guasti individuati	73
5	5.2 Discussione dei risultati ottenuti	73
	5.1.2 Metodo di elaborazione dei dati	72
	5.1.1 Dati utilizzati	72
5	Dati a disposizione e metodo di elaborazione utilizzato	72

Elenco delle figure

Figura 1.1 - Mix energetico mondiale 2016 [2]4
Figura 1.2 Mix energetico dei paesi OCSE nel 2017 [2]5
Figura 1.3 - Mix energetico dei paesi non OCSE [2]6
Figura 1.4 - Evoluzione del mix energetico italiano [GW] [3]9
Figura 1.5 - Evoluzione della produzione di energia elettrica in Italia da fonti rinnovabili [TWh]
[3]
Figura 1.6 - Evoluzione della potenza fotovoltaica installata annualmente (MW in DC) [7]12
Figura 1.7 - Evoluzione della potenza fotovoltaica totale installata per continente [GW] [7] 13
Figura 1.8 - Contributo del fotovoltaico alla domanda di elettricità per paese alla fine del 2017.
[7]
Figura 1.9 - Numero di impianti e potenza installata per regione in Italia in [MWh] [8]16
Figura 1.10 Tipologie di pannelli utilizzati per Regione in percentuale [8]17
Figura 1.11 - Energia elettrica prodotta da fotovoltaico in Italia (GWh) [8]
Figura 2.1 - Schema Semplificato di un Impianto Fotovoltaico Grid-Conncected [23] 22
Figura 2.2 - Circuito elettrico PV semplificato con curve U-I e U-P in condizioni di
ombreggiamento. [10]
Figura 2.3 - Connettori di tipo MC4. a) immagine reale; b) vista di sezione trasversale c) vista
esplosa. [43] [44]
Figura 2.4 - Circuito elettrico semplificato di un impianto fotovoltaico costituito da N stringhe
composte da M moduli, un inverter e sistemi di protezione. Evidenziato in verde, è
rappresentato il circuito di messa a terra. [19]
Figura 2.5 - Circuito e forme d'onda per tensione e corrente in uscita di un inverter full-bridge a
singola fase. [32]
Figura 2.6 - In alto: comparazione tra segnale modulante e carrier. In basso: tensione in uscita
dall'inverter. [32]
Figura 2.7 - Differenti configurazioni di impianti fotovoltaici Grid-Connected. [10]
Figura 2.8 - Schema impiantistico dettagliato di un impianto solare fotovoltaico Grid-
Connected. [23]
Figura 3.1 – Andamento delle funzioni di inaffidabilità $F(t)$ e di distribuzione di probabilità
<i>f</i> (<i>t</i>). [26]
Figura 3.2 – Andamento della funzione di affidabilità $R(t)$. [26]44
Figura 3.3.3 - Bathub Curve : andamento del tasso di guasto in funzione del tempo. [26] 47

Figura 3.4 – Comportamento della variabile di stato $X(t)$, evidenziando i principali concetti
temporali di guasto. [26]
Figura 3.5 – Esempio di albero dei guasti. Gi rappresentano gli eventi secondari, i cerchi
numerati rappresentano gli eventi base. [26]
Figura 4.1- Albero dei guasti per un impianto solare fotovoltaico. L'inverter è rappresentato in
un triangolo di trasferimento poiché questo sottosistema sarà mostrato di seguito. [31] 60
Figura 4.2 - Albero dei guasti di un inverter fotovoltaico centralizzato. [31]61
Figura 4.3 - Circuito di un inverter IGBT trifase67
Figura 4.4 - Andamento dell'affidabilità $R(t)$ per un inverter IGBT trifase
Figura 5.1 – Numero di guasti per componente per il 2015
Figura 5.2 – Numero di guasti totale per ogni mese dell'anno 201575
Figura 5.3 – Valori di MTTF espresso in anni per ogni componente per il 201577
Figura 5.4 – Valori di MDT per le varie tipologie di componenti espresso in ore per il 2015 80
Figura 5.5 – Numero di guasti per componente per il 2016
Figura 5.6 – Numero di guasti totali per ogni mese dell'anno 2016
Figura 5.7 – Valori di MTTF espresso in anni per ogni componente per il 2016
Figura 5.8 – Valori di MDT per ogni componente espresso in ore per il 201687
Figura 5.9 – Tempo percentuale di guasto per i vari componenti per il 2016
Figura 5.10 – Perdita energetica percentuale per componente per il 2016
Figura 5.11 – Numero di guasti per componente per il 201791
Figura 5.12 – Numero di guasti totali per ogni mese dell'anno 2017
Figura 5.13 – Valori di MTTF espresso in anni per ogni componente per il 2017
Figura 5.14 – Valori di MDT espresso in ore per ogni componente per il 2017
Figura 5.15 – Tempo percentuale di guasto per i vari componenti per il 2017
Figura 5.16 – Perdita energetica percentuale per componente per il 2017
Figura 5.17 - Confronto del numero di guasti per componente per tutti e tre gli anni
Figura 5.18 - Confronto dei valori di MTTF per ogni componente per tutti e tre gli anni 100
Figura 5.19 - Confronto tra i valori di MDT per ogni componente per tutti e tre gli anni 101
Figura 5.20 - Perdite energetiche per componente per tutti e tre gli anni
Figura 5.21 – Distribuzione mensile dei guasti ai condensatori, per i tre anni presi in analisi . 103
Figura 5.22 - Distribuzione temporale dei guasti CB10, per i tre anni presi in analisi
Figura 6.1 - Confronto tra curve di affidabilità per il modello sperimentale e il modello teorico.

Elenco delle tabelle

Tabella 1.1- Produzione lorda e domanda annuali di energia in TWh [3]7
Tabella 1.2 - Capacità e numero degli impianti di potenza in Italia in [MW] [3]
Tabella 1.3 - Numero di impianti fotovoltaici in Italia per range di potenza[8]
Tabella 1.4 - Impianti fotovoltaici installati annualmente in Italia per range di potenza[8] 16
Tabella 2.1 - Tabella comparativa per a) cella silicio monocristallino; b) cella silicio
policristallino; c) cella film sottile (CdTe); [38]25
Tabella 3.1 – Definizione dei simboli utilizzati nella FTA. [26] [27] 54
Tabella 4.1 - Principali fattori di stress per i principali componenti elettronici [30]65
Tabella 4.2 - Tasso di guasto dei principali componenti costitutivi dell'inverter [29]67
Tabella 5.1 - Numero di componenti per inverter e numero totale di componenti
Tabella 5.2 – Valori di MTTF in ore, giorni e anni per ogni tipologia di guasto per il 2015 76
Tabella 5.3 – Valori di MTTF in ore, giorni e anni e tempo operazionale per inverter e intero
impianto per il 2015
Tabella 5.4 – Valori di MDT in ore e giorni, e durata totale di guasto per ogni tipologia di guasto
per il 2015
Tabella 5.5 – Valori di MDT in ore e giorni e tempo totale di guasto per l'inverter per il 2015. 79
Tabella 5.6 – Tabella riassuntiva di numero guasti, MTTF e MDT e valori di disponibilità per ogni
componente. Sono compresi i dati per il solo inverter per il 2015
Tabella 5.7 - Dati in kWh e percentuali dell'energia persa per tipologia di guasto per il 201582
Tabella 5.8 - Valori di energia prodotta ed energia persa per inverter e impianto per il 201582
Tabella 5.9 – Valori di MTTF in ore, giorni e anni per ogni tipologia di guasto per il 2016 85
Tabella 5.10 – Valori di MTTF in ore, giorni e anni e tempo operazionale per inverter e intero
impianto per il 2016
Tabella 5.11 – Valori di MDT in ore e giorni, e durata totale di guasto per ogni tipologia di
guasto per il 2016
Tabella 5.12 – Valori di MDT in ore e giorni e tempo totale di guasto per l'inverter per il 2016.
Tabella 5.13 – Tabella riassuntiva di numero guasti, MTTF e MDT e valori di disponibilità per
ogni componente. Sono compresi i dati per il solo inverter per il 2016
Tabella 5.14 - Dati in kWh e percentuali dell'energia persa per tipologia di guasto per il 2016.89
Tabella 5.15 - Valori di energia prodotta ed energia persa per inverter e impianto per il 2016.90
Tabella 5.16 – Valori di MTTF in ore, giorni e anni per ogni tipologia di guasto per il 2017 92

Tabella 5.17 – Valori di MTTF in ore, giorni e anni e tempo operazionale per inverter e intero
impianto per il 201793
Tabella 5.18 – Valori di MDT in ore e giorni, e durata totale di guasto per ogni tipologia di
guasto per il 201794
Tabella 5.19 – Valori di MDT in ore e giorni e tempo totale di guasto per l'inverter per il 2016.
Tabella 5.20 – Tabella riassuntiva di numero guasti, MTTF e MDT e valori di disponibilità per
ogni componente. Sono compresi i dati per il solo inverter per il 2017
Tabella 5.21 - Dati in kWh e percentuali dell'energia persa per tipologia di guasto per il 2017.98
Tabella 5.22 - Valori di energia prodotta ed energia persa per inverter e impianto per il 2017.99
Tabella 6.1 - Confronto tra i valori dell'analisi per i due modelli. I valori sono riferiti all'inverter
come singolo componente
Tabella 6.2 - Confronto dei valori di tasso di guasto ottenuti per i due modelli per alcuni dei
componenti

Capitolo 1

1 Introduzione

L'elettricità è la forma più conveniente di energia per uso industriale, agricolo, commerciale e per le attività domestiche; è l'input chiave per lo sviluppo del settore economico e industriale di un paese. Negli ultimi anni nei paesi di tutto il mondo si sta verificando uno sviluppo sempre più marcato per quel che riguarda l'industrializzazione, i trasporti, la comunicazione e i progetti di automazione su larga scala e affinché si possa mantenere una crescita ragionevole e si possano raggiungere gli obiettivi di sviluppo prefissati, è necessario che si inizi a produrre elettricità in maniera sostenibile. Tuttavia, lo scenario energetico attuale presenta molteplici sfide che non sempre risultano essere facilmente affrontabili.

Il primo dei problemi è che le attività di sviluppo hanno portato a un'escalation crescente del divario tra offerta e domanda di energia elettrica. Questo fenomeno è più evidente nei paesi in via di sviluppo dove c'è una cronica carenza di elettricità della rete, causata da grandi quantità di perdite di generazione e distribuzione.

Il consumo pro capite di energia elettrica è un indice affidabile per connotare i progressi compiuti da una nazione (ad esempio, il consumo pro capite di energia elettrica nel 2011 è stato di 753 kWh per l'India, 4 332 kWh per il Regno Unito e 9 539 kWh per gli USA). Quindi se gli standard di vita nei paesi in via di sviluppo devono migliorare, è necessario aumentare le forniture di energia elettrica. Attualmente i principali mezzi di generazione elettrica includono: generazione idroelettrica mediante risorse idriche in calo, generazione tramite l'utilizzo di combustibili fossili e generazione nucleare usando materiali nucleari fissili. La Terra ha una

quantità fissa di risorse non rinnovabili di combustibili fossili e materiali nucleari ed è stato stimato che le riserve comprovate (ovvero quelle recuperabili con la tecnologia attuale) si esauriranno in circa 50-200 anni. La generazione accelerata da combustibili fossili non è incoraggiante a causa di riserve limitate di carbone, petrolio e gas, a maggior ragione, in vista della crisi petrolifera negli ultimi anni. Si può quindi dedurre che tutte queste risorse sono in grado di soddisfare solo parzialmente e momentaneamente le crescenti esigenze energetiche mondiali.

L'aspetto più importante di cui si deve tener conto, è ovviamente l'aspetto ambientale.

L'uso eccessivo di combustibili fossili (carbone, petrolio e gas), combustibile nucleare e risorse idroelettriche, non è favorevole all'ambiente e all'equilibrio ecologico sulla terra. Ad esempio, gli USA hanno già sviluppato circa il 50 % del proprio potenziale idroelettrico e l'ulteriore espansione sta subendo dei rallentamenti a causa di varie considerazioni ecologiche.

La combustione del carbone per la produzione di energia elettrica, rilascia ceneri volanti, fumo, fuliggine e ossidi gassosi di zolfo, azoto e carbonio nell'aria atmosferica. Per ogni kW elettrico installato circa 2,5 tonnellate di carbone vengono bruciate ogni anno e un impianto con capacità di 200 MW annualmente emette 16 000 tonnellate di tossine e residui. Inoltre, la tipica efficienza di conversione di una centrale a carbone è del 40 %; di conseguenza, il 60 % del calore proveniente dalla combustione del carbone va disperso in aria e in acqua. Il biossido di carbonio e il calore aggiunto all'atmosfera hanno comportato un aumento della temperatura planetaria che viene spesso definito "riscaldamento globale", che minaccia il mondo in termini di riduzione del manto nevoso polare e aumento del livello dell'oceano equatoriale per inondare le isole basse e le regioni costiere; gli ossidi di azoto e di zolfo rappresentano una minaccia per il regno delle piante e delle vegetazioni, essendo la principale causa di formazione delle 'piogge acide'.

Per quanto riguarda la produzione di energia nucleare, essa deve essere eseguita in base a severe norme di sicurezza che comportano costi elevati. Le limitazioni dovute ai rischi del materiale nucleare di scarto ed il suo smaltimento/stoccaggio impongono ulteriori restrizioni nella produzione di energia nucleare.

Inoltre per la realizzazione delle centrali idroelettriche, termiche e nucleari sono necessarie le seguenti azioni:

- indagini dettagliate del sito per la progettazione e la costruzione dei generatori, centri di distribuzione ecc.
- 2. rilevamento del carico richiesto
- 3. posa di cavi di trasmissione, torri ecc.

Le attività menzionate sopra continuano in genere per diversi anni prima che le stazioni di generazione inizino a operare e fornire energia all'utente, questo a causa di problematiche socio-economiche che portano quindi a rallentamenti nella realizzazione dei progetti. Nei casi in cui il punto di generazione sia situato lontano dal luogo in cui l'energia elettrica deve essere utilizzata, il costo delle linee di trasmissione e la loro manutenzione rendono il costo dell'energia proibitivo e le aree remote subiscono una battuta d'arresto nell'elettrificazione. In vista delle sfide di cui sopra, i metodi non convenzionali nella generazione di elettricità hanno ricevuto un'attenzione sempre crescente in tutto il mondo, fondamentalmente per controllare:

- la dipendenza dai combustibili con costi crescenti
- l'inquinamento dovuto all'uso di combustibili nucleari e fossili

I metodi non convenzionali di produzione di energia includono: il solare fotovoltaico, il solare termico, la bioconversione, impianti idroelettrici di piccola taglia, eolico, sfruttamento di maree e correnti. [1]

Negli ultimi anni, la produzione di energia da risorse rinnovabili è stata seriamente presa in considerazione per colmare il divario tra la domanda e l'offerta globale di energia e per ridurre l'utilizzo di combustili fossili e nucleari. In tutto il mondo negli ultimi decenni, si stanno infatti portando avanti numerosi studi mirati alla ricerca ed allo sviluppo di tecnologie per lo sfruttamento delle fonti di energia rinnovabile e si stima che l'investimento mondiale su tali ricerche e tecnologie sia dell'ordine di centinaia di miliardi di euro.

1.1 Mix energetico mondiale



Figura 1.1 - Mix energetico mondiale 2016 [2]

Tra il 1974 e il 2016, la produzione mondiale di energia elettrica lorda è aumentata da 6 298 TWh a 25 082 TWh, con un tasso di crescita annuale del 3,3 %.

Nel 2016, la generazione termoelettrica da combustione ha rappresentato il 67,3 % della produzione mondiale lorda totale di elettricità (del quale: 65,1 % da combustibili fossili; 2,3 % da biocarburanti e rifiuti), gli impianti idroelettrici hanno fornito il 16,6 %; le centrali nucleari il 10,4 %; le fonti rinnovabili (geotermico, solare, vento, maree e altre fonti) il 5,6 %. [2]

1.1.1 Paesi OCSE¹

La produzione lorda di elettricità tra i paesi OCSE, da quel che risulta da uno studio provvisorio, è stimata intorno ai 11 033 TWh nel 2017, in aumento dello 0,2 % rispetto al dato rivisto del 2016, anno nel quale la produzione di energia elettrica è stata di 11 007 TWh. Nel 2017, la generazione da impianti di combustione ha rappresentato il 59,4 % dell'elettricità totale prodotta (di cui: 56,1 % da combustibili fossili; 3,2 % da biocarburanti e rifiuti); le centrali

¹ OCSE = Organizzazione per la cooperazione e lo sviluppo economico. È un'organizzazione internazionale di studi economici per i paesi membri, paesi sviluppati aventi in comune un'economia di mercato. L'OCSE conta 35 paesi membri e ha sede a Parigi. [33] [34]

nucleari il 17,7 %; l'idroelettrico ha coperto il 13,3 %, mentre geotermico, solare, eolico e maree hanno coperto il 9,6 %.

Nel 2016, i paesi OCSE hanno registrato 2 949 GW di capacità totale installata, registrando così un aumento dell'1,7 % rispetto al 2015.



Figura 1.2 - - Mix energetico dei paesi OCSE nel 2017 [2]

La capacità di produzione per tipologia d'impianto, è divisa come segue: 1 690 GW di potenza per gli impianti a combustione (combustibili fossili e non), 489 GW di potenza idroelettrica, 302 GW di potenza nucleare, 264 GW di eolico, 194 GW di energia solare (di cui: 4 GW solare termico) e 10 GW di geotermico, maree/onde e altro. Complessivamente, sono stati aggiunti 49,8 GW di capacità di generazione nel 2016, con la maggiore crescita assoluta nel solare fotovoltaico (28,2 GW, 17,4 %), eolico (25,3 GW, 10,6 %), e idroelettrico (5,7 GW, 1,2 %), riuscendo a oltrepassare la diminuzione di capacità che è stata registrata per gli impianti a combustione tradizionali (- 11,6 GW; - 0,7 %).

1.1.2 Paesi non OCSE [2]

Nel 2016, la produzione lorda di elettricità nei paesi non-OCSE era di 14 075 TWh, con un incremento del 4,6 % rispetto ai livelli del 2015, ben al di sopra dei livelli di crescita dei paesi OCSE che risultava essere dello 0,8 % nello stesso periodo. Mentre le statistiche complete non sono disponibili per tutti Paesi non OCSE per il 2017, dati provvisori per la Cina mostrano che la

produzione lorda di elettricità ha raggiunto i 6 218 TWh nel 2017, un aumento del 4,5 % rispetto ai livelli del 2016. Nel 2016, il 72,8 % della produzione di elettricità non-OCSE derivava da impianti a combustione (di cui 71,3 % da combustibili fossili e 1,5 % da biocarburanti e rifiuti); Il 19,1% è stato fornito dall' idroelettrico; 4,6 % da nucleare; 3,5 % da geotermico, solare, eolico, maree e altre fonti.



Figura 1.3 - Mix energetico dei paesi non OCSE [2]

1.2 Mix Energetico Italiano [3]

Adesso analizzeremo l'evoluzione del mix energetico italiano a partire dal 2008, anno dal quale sono stati applicati particolari finanziamenti per gli investimenti relativi agli impianti per la produzione di energia da fonti rinnovabili.

1.2.1 Incentivi finanziari per le energie rinnovabili

Gli incentivi finanziari sono stati ampiamente utilizzati per la promozione delle fonti rinnovabili di energia. La forma più popolare è la Feed in Tariffs (FIT), in uso in molti paesi e generalmente si tratta di un incentivo per periodi di tempo specifici (ad esempio 20 anni in Germania e in Italia). I costi sostenuti da questo sistema in genere vengono trasferiti al consumatore finale. L'utilizzo di incentivi di questo tipo, ha portato nell'ultimo decennio a un cambio radicale nel mix di generazione in diversi paesi, portando principalmente ad un significativo incremento degli investimenti nel settore dell'energia rinnovabile e il conseguente riaggiustamento dell'utilizzo dei combustibili fossili.

Lo schema di incentivazione è stato proposto dal governo italiano per rispettare gli obiettivi 20-20-20 dell'UE, che miravano a ridurre le emissioni di gas serra del 20 %, ad aumentare il risparmio energetico del 20 % e raggiungere il 20 % di generazione di energia rinnovabile entro il 2020. Gli incentivi per le RES intermittenti in Italia erano basati su certificati verdi, FIT, tariffa premium FI. Gli incentivi fotovoltaici introdotti nel 2005 ammontavano a 450 € / MWh, risultando tra i più alti del mondo. Come si può facilmente immaginare, questo ha comportato una crescita enorme del numero di nuove istallazioni nel giro di pochi anni. Nel 2013 gli incentivi sono stati drasticamente ridotti e ritirati, così la crescita annuale delle fonti rinnovabili di energia intermittenti è rallentata da 10 GW di nuova capacità istallata nel 2011 a soli 0,5 GW nel 2015. Il sistema di tariffe feed-in introdotto in Italia è stato principalmente utilizzato per l'installazione di impianti fotovoltaici e deolici [4] [5].

Oltre a un regime tariffario feed-in ricco, per l'energia prodotta da risorse rinnovabili intermittenti viene garantita la priorità di dispacciamento nella rete elettrica, portando alla necessità di adattare gli impianti a combustione a nuove modalità di funzionamento, che funzioneranno quindi seguendo i picchi di richiesta invece di fornire il carico base [6].

1.2.2	Principali sfide	legate a	Ill'introduzione	di fonti	rinnovabili	nel mix	energetico
-------	------------------	----------	------------------	----------	-------------	---------	------------

Gross Elecrtricity Demand	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Electric Energy Demand	309,88	313,79	307,22	297,29	291,08	297,18
Thermal	231,25	228,51	217,56	192,99	176,17	192,05
Hydroeletric	54,41	47,76	43,85	54,67	60,26	46,97
Geothermal	5,38	5,65	5,59	5,66	5,92	6,19
Wind	9,13	9,86	13,41	14,90	15,18	14,84
Solar PV	1,91	10,80	18,86	21,59	22,31	22,94
Pumping hydro	4,45	2,54	2,69	2,50	2,33	1,91
Import	45,99	47,52	45,41	44,34	46,75	50,85
Export	1,83	1,79	2,30	2,20	3,03	4,47

Tabella 1.1- Produzione lorda e domanda annuali di energia in TWh [3]

Il cambio di politica è stato così improvviso che diverse utility elettriche hanno avuto seri problemi finanziari, infatti i piani aziendali sviluppati per la costruzione e il funzionamento di nuove centrali elettriche, principalmente centrali a gas naturale a ciclo combinato, dovevano essere significativamente rivisti, poiché queste tipologie di impianti non sono in grado di funzionare in modo efficiente quando si presentano grandi e frequenti variazioni di carico e non sono adatti ad alimentare una rete soggetta a repentini cambi di richiesta. Con questa situazione, anche i cambiamenti climatici possono sbilanciare la rete nazionale e richiedere nuove strategie per soddisfare una domanda che risulta essere soggetta a notevoli fluttuazioni durante la giornata.

Installed Capacity	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Gross capacity	112 642	125 126	131 935	132 994	129 409	124 088
N° plants and capacity						
N° thermal power plants	2 537	3 469	4 826	5 360	5 791	6 325
Gross capacity	78 341	79 711	80 574	78 825	74 799	68 597
N° plants and capacity						
N° wind power plants	487	807	1 054	1 386	1 874	2 734
Gross capacity	5 814	6 936	8 119	8 560	8 703	9 162
N° solar PV plants	155 977	330 306	478 331	579 524	648 418	688 398
Gross capacity	3 469	12 773	16 419	18 420	18 594	18 892

Tabella 1.2 - Capacità e numero degli impianti di potenza in Italia in [MW] [3]

Possiamo infatti vedere dalla <u>tabella 1.2</u>, come negli ultimi anni, nonostante sia aumentato il numero di centrali a combustione, la potenza totale delle stesse sia diminuita. Questo perché un maggior numero di centrali, ma di minor potenza, permettono una maggior flessibilità della rete, cosa fondamentale nel caso in cui si vogliano produrre grandi quantità di energia da fonti rinnovabili, garantendo al contempo la stabilità della rete.



Figura 1.4 - Evoluzione del mix energetico italiano [GW] [3]

Va anche sottolineato che le caratteristiche geografiche dell''Italia non semplificano la soluzione di questo problema. La maggior parte degli impianti di produzione di energia idroelettrica si trovano nel nord della penisola, lungo il confine con paesi che sono interconnessi con l'Italia, rendendo possibile l'importazione di energia nel caso in cui un improvviso cambiamento nella produzione di energia renda necessario un bilanciamento della rete. Le regioni centrali e meridionali italiane, dove è stata realizzata la maggior parte degli impianti fotovoltaici ed eolici su larga scala, sono solo parzialmente interconnesse con la Grecia e anche se una futura connessione alle linee dei paesi Balcanici è stata programmata, nessuna connessione in grado di supportare la linea elettrica italiana in caso di necessità sembra essere presente. Questo comporta un rischio di squilibrio della griglia e di blackout molto alto nelle regioni italiane sudoccidentali e nella maggior parte delle regioni meridionali come la Sicilia.

Se ne deduce che l'aumento degli impianti a fonti rinnovabili, richiede che siano utilizzati impianti a combustione che presentino una maggiore flessibilità di carico, anche se bisogna tenere considerazione del fatto che una forte riduzione delle ore di funzionamento di quest'ultimi, comporterebbe un aumento del rischio di investimento. Inoltre si stima che una grande penetrazione delle risorse rinnovabili di energia (80 % dell'energia prodotta da fonti rinnovabili), risulta possibile solo aumentando di 3-4 volte la capacità di interconnessione.



Figura 1.5 - Evoluzione della produzione di energia elettrica in Italia da fonti rinnovabili [TWh] [3]

1.2.3 Evoluzione del mix energetico nazionale

Si discuteranno in questo paragrafo i dati riguardanti l'evoluzione del mix energetico nazionale, analizzando il periodo di tempo che intercorre dal 2008 (anno in cui gli incentivi sono entrati in vigore) al 2016. I dati sono rappresentati nella <u>figura 1.4</u>.

Il primo cambiamento che merita particolare attenzione, riguarda la crescita del numero di impianti ad energia rinnovabile concentrata in pochi anni: ad esempio la capacità degli impianti a solare fotovoltaico è passata da quasi 0 nel 2008, a circa 3 500 MW nel 2010 a più di 19 000 MW nel 2016.

Come mostrato in <u>figura 1.5</u>, in questo arco di tempo, la capacità dell'eolico e del solare fotovoltaico sono aumentate di diverse volte, mentre la capacità degli impianti a biomassa molto meno. Si osserva anche che la capacità delle centrali termiche ha continuato ad aumentare significativamente fino al 2012, a causa di investimenti avviati prima del programma di incentivazione per le risorse rinnovabili. Dopo il 2012, diversi impianti a combustibili fossili sono stati messi fuori esercizio e ENEL ha programmato la disattivazione di 22 centrali elettriche in Italia nei prossimi anni.

L'attuale capacità è ora il doppio della domanda massima annuale e questo sta causando un fattore di utilizzo molto basso della maggior parte delle centrali elettriche a combustibili fossili.

Osservando ancora la <u>figura 1.5</u>, si può vedere come l'energia da produzione idroelettrica sia aumentata, principalmente per bilanciare il carico della rete e, negli ultimi due anni, a causa di piogge più pesanti. L'aumento più forte nella generazione di energia è chiaramente dovuto all'aumento della capacità del fotovoltaico.

Le ore di utilizzo degli impianti a ciclo combinato sono diminuite da circa 4 000 h all'anno fino a quasi 1 000, cioè lo stesso numero di ore di utilizzo degli impianti a solare fotovoltaico e meno ore rispetto l'energia eolica. È importante capire come la griglia nazionale sia divisa, poiché la struttura geografica dell'Italia non consente il trasporto di energia dai confini settentrionali con la Francia, la Svizzera, Austria e Slovenia verso la Sicilia (una distanza superiore a 1 000 km) e le principali linee di distribuzione sono state costruite seguendo la densità di popolazione e la concentrazione delle attività industriali.

1.3 Fotovoltaico nel mondo² [7]

Nel 2017, il mercato fotovoltaico ha nuovamente rotto diversi record e ha continuato la sua espansione globale, raggiungendo quasi la soglia dei 100 GW di potenza installata in quest'anno. Nello stesso anno, 29 paesi hanno superato il GW per quel che riguarda la capacità fotovoltaica installata. Sette paesi hanno ora più di 10 GW di capacità totale, quattro più di 40 GW e la sola Cina ha totalizzato 131 GW di potenza installata.

Contributo fondamentale per il raggiungimento di questi numeri è rappresentato dalla potenza che la sola Cina ha installato durante il 2017, che ammonta a quasi il 54 % della capacità totale fotovoltaica installata nel mondo nel 2017, anche più che nel 2016.

² I numeri riportati si riferiscono alla potenza nominale espressa in W o Wp.. I dati riportati in questo paragrafo fanno riferimento alla potenza DC in uscita dal campo fotovoltaico. [7]



Figura 1.6 - Evoluzione della potenza fotovoltaica installata annualmente (MW in DC) [7]

1.3.1 Potenza installata

Dopo una stabilizzazione nel 2014 il mercato fotovoltaico cinese è cresciuto di circa 15,2 GW nel 2015, di 34,4 GW nel 2016 e di 53 GW nel 2017. Nelle Americhe, il mercato statunitense è diminuito nel 2017, installando circa 10,6 GW. La posizione del terzo leader del mercato fotovoltaico è stata infine rilevata dall'India che ha installato 9,1 GW, davanti al Giappone e all'Unione Europea, che risultano quinti.

In Europa, la Germania ha confermato la sua posizione di leader nel continente e ha installato 1,8 GW nel 2017. A seguire troviamo il Regno Unito con 950 MW, la Francia con 875 MW e i Paesi Bassi che hanno continuato a progredire installando 853 MW. Il mercato italiano è rimasto a un livello piuttosto basso per un altro anno consecutivo (414 MW).

Anche essendo a conoscenza dei dati delle principali nazioni per capacità e produzione fotovoltaica, il totale di questi rimane difficile da quantificare con certezza. Allo stato attuale, si stima con un livello di certezza stabile, che il minimo installato entro la fine del 2017 sia di 397 GW. Le restanti installazioni rappresentano circa 5,7 GW installati nel resto del mondo (paesi non segnalati, installazioni off-grid, ecc.) che potrebbero portare la capacità installata complessiva a circa 402,5 GW in totale.



Figura 1.7 - Evoluzione della potenza fotovoltaica totale installata per continente [GW] [7]

A livello globale, la Cina risulta prima in termini di capacità totale con 131 GW, seguita dagli USA (51 GW), Giappone (49 GW) e Germania (42 GW). L'Italia risulta invece quinta con una capacità di 19,7 GW.

Mentre l'Europa ha rappresentato una parte importante di tutte le installazioni a livello mondiale, la quota dell'Asia ha iniziato a crescere rapidamente dal 2012 e da allora non ha mai smesso. Ora, l'Asia rappresenta circa il 54,5 % della capacità totale installata e questa percentuale sembra essere destinata ad aumentare nei prossimi anni. L'Europa, invece, sta perdendo quota ogni anno e nel 2017 rappresentava solo il 28 % della capacità totale globale. Le Americhe hanno raggiunto il 19 %, grazie agli Stati Uniti e ai paesi dell'America Latina, mentre il restante 2 % proviene dalle regioni mediorientali e dall'Africa.

1.3.2 Fabbisogno coperto dal fotovoltaico

La produzione di elettricità fotovoltaica è facile da misurare per una centrale elettrica, ma molto più complicata da stimare per un intero paese. Inoltre, il confronto tra la capacità fotovoltaica installata in un paese in una data precisa e la produzione di energia elettrica da fotovoltaico sono difficili da confrontare, questo poiché ad esempio un sistema installato a dicembre produrrà solo una piccola parte della sua normale produzione annuale di elettricità e inoltre i sistemi installati sugli edifici potrebbero non essere nell'orientamento ottimale o potrebbero avere ombreggiature parziali durante il giorno. Bisogna infine tenere in considerazione che il meteo nel 2017 potrebbe non essere stato tipico della media a lungo termine. Per questi motivi, la produzione di elettricità da fotovoltaico per paese, è stata stimata sulla base della capacità fotovoltaica cumulativa alla fine del 2017, considerando ubicazione ottimale ed orientamento e condizioni meteorologiche medie.

In diversi paesi, il contributo del fotovoltaico alla domanda di elettricità ha superato l'1 %, con l'Honduras in prima posizione con il 13 %, la Germania al secondo posto con circa il 7,5 %, la Grecia al terzo con un 7,3 % stimato e l'Italia al quarto ad un livello simile. Il contributo fotovoltaico complessivo europeo ammonta a circa il 4 % della domanda di elettricità.



Figura 1.8 - Contributo del fotovoltaico alla domanda di elettricità per paese alla fine del 2017. [7]

1.4 Fotovoltaico in Italia³ [8]

Come è stato detto nei capitoli precedenti, in Italia la capacità installata degli impianti fotovoltaici ha subito una forte crescita soprattutto nell'ultimo decennio.

1.4.1 Numero e distribuzione degli impianti per potenza e tipologia

In totale in Italia si possono contare quasi 800 000 impianti fotovoltaici per una potenza installata di 19 682 MW. La maggior parte degli impianti (90 %) risultano essere di piccola taglia ($P \le 20$ kW) rappresentando il 20 % della potenza fotovoltaica totale. La taglia media degli impianti installati risulta essere quindi di 25,4 kW. Tutti i dati sono riportati nella tabella 1.3.

	Installati al 12/2016		Installati al	12/2017	Variazione %	
Potenza [kW]	N°	MW	N°	MW	N°	MW
1 < P ≤ 3	245 054	627,7	262 214	716,1	+ 7,0	+ 6,5
3 ≤ P ≤ 20	421 698	3 103,4	447 332	3 266,9	+ 6,0	+ 5,3
20 ≤ P ≤ 200	51 311	4 032,8	52 591	4 122,5	+ 2,5	+ 2,2
$200 \le P \le 1000$	10 614	7 302,5	10 739	7 352,5	+ 1,2	+ 0,7
$1000 \le P \le 5000$	948	2 330,6	950	2 334,5	+ 0,2	+ 0,2
P > 5 000	183	1 826,6	188	1 889,7	+ 2,7	+ 3,5
Totale	730 078	19 268,7	774 014	19 682,3	+ 6,0	+ 2,1

Tabella 1.3 - Numero di impianti fotovoltaici in Italia per range di potenza[8]

Facendo riferimento al solo 2017, si contano 44 000 nuovi impianti, quasi tutti di potenza inferiore ai 200 kW per un totale di 414 MW.

Analizzando questi ultimi dati, si può evincere che il numero di impianti installati nel 2017 è diminuito rispetto al 2016, anche se la potenza installata nel 2017 ha superato la potenza installata nell'anno precedente, questo a causa dell'installazione di un grosso parco fotovoltaico della potenza complessiva di circa 60 MW.

³ I dati di questo paragrafo sono aggiornati al 31/12/2017

	Installati nel 2016		Installati nel 2017		Variazione %	
Potenza [kW]	N°	MW	N°	MW	N°	MW
1 < P ≤ 3	17 175	43,9	17 160	43,4	- 0,1	- 1,1
3 < P ≤ 20	25 464	167,1	25 634	163,5	- 0,4	- 2,1
20 < P ≤ 200	1 558	105,5	1 280	89,7	- 17,8	- 14,9
200 < P ≤ 1 000	92	37,8	125	50,0	+ 35,9	+ 32,1
1000 < P ≤ 5000	4	8,1	2	3,9	- 50,5	- 51,5
P > 5 000	1	20,0	5	63,1	+ 400,0	+ 215,4
Totale	44 294	382,4	43 936	413,6	- 0,8	+ 8,2

Tabella 1.4 - Impianti fotovoltaici installati annualmente in Italia per range di potenza[8]

In Italia la maggior parte degli impianti (97 %) sono collegati alla linea di bassa tensione, mentre quasi 20 000 impianti, rappresentanti però il 57,4 % della potenza installata, sono collegati alla linea di media tensione. La restante parte degli impianti, rappresentanti il 6,4 % della potenza totale, sono collegati alla rete di alta tensione.



Figura 1.9 - Numero di impianti e potenza installata per regione in Italia in [MWh] [8]

Tra le varie regioni di Italia si nota una evidente eterogeneità nella distribuzione degli impianti fotovoltaici, sia in termini di numero che di potenza installata.

La regione che presenta il maggior numero di impianti installati è la Lombardia, per un totale di 116 000 impianti, mentre la regione che presenta la maggior potenza installata è la Puglia, che può contare quindi su una potenza fotovoltaica installata di 2 632 MW e che presenta inoltre la maggior taglia media degli impianti (56,9 kW). Mediamente si registra una maggior concentrazione degli impianti nel Nord della nazione dove sono presenti il 55 % degli impianti totali, al Sud risultano invece installati il 28 % degli impianti, mentre nel Centro Italia è presente la restante parte degli impianti (18 %), che quindi rappresenta la porzione di paese con il minor numero di impianti fotovoltaici.

Analizzando la <u>figura 1.10</u>, possiamo vedere come le diverse tecnologie di pannelli siano usate nelle varie regione della nazione. La maggior parte degli impianti risulta essere realizzata in pannelli di silicio policristallino, seguono poi i pannelli monocristallini e infine una piccola percentuale è rappresentata da pannelli a film sottile e altre tipologie, in particolare vediamo che il 73 % della potenza installata è realizzato da pannelli in silicio policristallino, il 21 % in silicio monocristallino, mentre il restante 6 % è realizzato in film sottile o altre tipologie di pannello.



Figura 1.10 Tipologie di pannelli utilizzati per Regione in percentuale [8]

1.4.2 Energia prodotta da fotovoltaico



Figura 1.11 - Energia elettrica prodotta da fotovoltaico in Italia (GWh) [8]

Nel 2017 in Italia la produzione di energia elettrica da impianti fotovoltaici, ha abbondantemente superato i 24 TWh, il che rappresenta una crescita del 10,3 % rispetto all'anno precedente. Come si può dedurre dalla <u>figura 1.9</u>, la regione con la più alta produzione risulta essere la Puglia, dove nel solo 2017 sono stati prodotti 3 780 GWh (15,5 % del totale), mentre al secondo e terzo posto troviamo l'Emilia Romagna e la Lombardia, che hanno prodotto rispettivamente 2 350 GWh (9,6 % del totale) e 2 317 GWh (9,5 %). In tutte le regioni è stato comunque registrato un aumento della produzione nel 2017 rispetto all'anno precedente.

Capitolo 2

2 Solare Fotovoltaico: Caratteristiche Impiantistiche e di Funzionamento

La tecnologia solare fotovoltaica (PV) offre un metodo conveniente per la conversione di luce solare, disponibile in abbondanza durante la maggior parte dell'anno, direttamente in energia elettrica. La conversione della luce solare direttamente in elettricità è possibile grazie all'utilizzo di celle solari che utilizzano l'effetto fotovoltaico. Le celle fotovoltaiche risultano essere ecologiche, di facile manutenzione e operazione.

L'effetto solare fotovoltaico fu osservato per la prima volta da Becquerel nel 1839, quando ha diretto la luce del sole su uno degli elettrodi di una cella elettrolitica. Successivamente, nel 1954, Chaplin, Fuller e Pearson del *Bell Telephone Laboratory* fabbricarono una cella di silicio cristallino a giunzione diffusa, fabbricata con un'efficienza del 6 % e Reynold et al. (1954) realizzarono un dispositivo simile con il solfuro di cadmio. All'inizio la cella solare omo-giunzione di silicio monocristallino attirò una ricerca considerevole e fu sviluppata per l'utilizzo nello spazio esterno durante l'avvento dell'era spaziale negli anni '50, quindi la cella fotovoltaica nacque principalmente dalla necessità di una fonte di energia leggera e affidabile per i satelliti.

Miglioramenti progressivi hanno aumentato l'efficienza di conversione delle celle solari spaziali fino a raggiungere un'efficienza quasi del 20 %. All'inizio, il costo delle celle solari era proibitivo (10 milioni di dollari USA per kW). Fino al 1975, la produzione di celle solari al silicio cristallino, era destinata principalmente per programmi spaziali, e si aggirava intorno ad una media di circa 100 kW all'anno e il costo fu ridotto a solo 1 milione di dollari USA per kW di picco. Successivamente l'attenzione si è spostata verso un utilizzo terreste delle celle fotovoltaiche, così l'obiettivo principale è diventato quello di abbattimento dei costi. [1]

2.1 Tipologie e diffusione delle celle fotovoltaiche

Il materiale più comunemente utilizzato per le celle solari è il silicio, che risulta essere disponibile in abbondanza sulla terra. La tecnologia di produzione di un semiconduttore di silicio cristallino è ormai molto ben compresa, poiché viene utilizzato nella fabbricazione di componenti elettronici, tra cui diodi, transistor, circuiti integrati e microchip. Il processo di produzione dei moduli fotovoltaici in silicio comprende le seguenti fasi:

- 1. Produzione del silicio policristallino;
- 2. Produzione di lingotti monocristallini;
- 3. Taglio dei lingotti in wafer;
- 4. Produzione delle celle;
- 5. Assemblaggio del modulo.

Basati sulla tecnologia di produzione di wafer di silicio, le celle realizzate in silicio sono classificate in tre categorie principali:

- Cella di silicio monocristallino: queste cellule hanno forma pressoché ottagonale;
- Cella di silicio policristallino;
- Cella di silicio amorfo;

Inoltre, sono state proposte dozzine di materiali fotovoltaici e tecnologie di processo, testate per il miglioramento dell'efficienza e la riduzione dei costi delle celle fotovoltaiche.

Le celle solari a film sottile hanno ricevuto una seria attenzione per le loro prospettive di alto potenziale di riduzione dei costi e miglioramento della qualità e ora stanno ricevendo un aumento di peso nel mercato. I principali materiali utilizzati per la realizzazione delle celle a film sottile sono: Si amorfo (a-Si), cadmio-tellurio (CdTe), seleniuro di rame indio gallio (CIGS) e nano / micro / poli-Si.

L'efficienza di laboratorio della cella è del 25,6 % per il monocristallino e del 20,8 % per la tecnologia basata su wafer policristallino. La più alta efficienza ottenuta nei test di laboratorio per quanto riguarda la tecnologia a film sottile è del 21 % nel caso di celle realizzate in CdTe e del 20,5 % per le celle realizzate in CIGS.

La tecnologia fotovoltaica basata su wafer di silicio costituisce circa il 93 % del totale mondale di produzione nel 2015, la restante parte (7 %) è costituita da celle a film sottile. La quota della tecnologia policristallina è ora pari al 69 % del totale di produzione annuale. Il silicio potrebbe così non essere in grado di raggiungere obiettivi di costo a lungo termine, dal momento che la termodinamica limita sostanzialmente la loro efficienza di conversione fino al 31 % o al 41 % a seconda della concentrazione della luce solare in arrivo. Questo è noto come il limite di efficienza di Schockley-Quetsser. [1]

Il fotovoltaico di nuova generazione e le nano-architetture per le celle solari, possono consentire di sfruttare diversi concetti avanzati di progettazione (ad esempio dispositivi a banda intermedia e ad uscita multipla, hot carrier e dispositivi di conversione su / giù, ecc.) e si prevede che siano molto efficienti nella conversione dell'energia solare.

Come già accennato, la cella solare risulta essere la più piccola unità operativa degli impianti fotovoltaici. La sua taglia è scelta in base all'applicazione pianificata e per ottenere la tensione e le correnti nominali desiderate, le singole celle solari sono collegate in serie e/o in parallelo. Le celle vengono in genere collegate in serie per la costruzione dei moduli fotovoltaici.[9]

2.2 Design degli impianti grid-connected

Analizzeremo in questo capitolo il design dei sistemi '*Grid-Connected*'⁴ per la produzione fotovoltaica. Esaminando la <u>figura 2.1</u>, nella quale viene rappresentato uno schema impiantistico semplificato di un impianto fotovoltaico '*Grid-Conneced*', si possono distinguere i vari componenti che costituiscono l'impianto, a partire dal campo fotovoltaico fino ai dispositivi necessari all'immissione in rete dell'energia ed ai dispositivi atti a garantire la sicurezza e l'equilibrio tanto dell'impianto quanto della rete. I componenti presenti tra il campo fotovoltaico e la rete elettrica, sono definiti componenti di bilanciamento del sistema (BOS⁵). Tra questi troviamo: l'inverter, i cavi di interconnessione o di potenza, le protezioni da sovracorrenti e

⁴ Poiché in Italia la quantità di impianti off-grid è molto bassa, quest'ultimi saranno trascurati.

⁵ BOS = Balance of System.
sovratensioni, attrezzatura di messa a terra e sistemi di disconnessione rapida come i sezionatori

(DC o AC). [20]



Di seguito verrà effettuata una descrizione dei vari componenti.

Figura 2.1 - Schema Semplificato di un Impianto Fotovoltaico Grid-Conncected [23]

2.2.1 Campo fotovoltaico

Il campo fotovoltaico, che rappresenta il generatore di energia dell'impianto, è composto dai moduli fotovoltaici, i quali vengono collegati in serie per formare le stringhe, che possono poi essere collegate in parallelo per formare gli array. Generalmente le stringhe e gli array vengono assemblati direttamente sul sito di costruzione dell'impianto. Per ovvi motivi risulta infatti più comodo trasportare sul sito i singoli moduli per poi assemblare le stringhe e gli array in loco. Così facendo si può realizzare un campo fotovoltaico che soddisfi tutte le esigenze dell'utilizzatore in termini di potenza [W], intensità di corrente [A] e differenza di potenziale [V].

In tutti i campi fotovoltaici, è necessario l'utilizzo di una certa quantità di diodi⁶ che serviranno a garantire il corretto funzionamento del campo fotovoltaico in particolari condizioni di funzionamento non ottimali. Si rimanda ai prossimi paragrafi per una spiegazione più dettagliata di questi componenti.

Le diverse tipologie di celle fotovoltaiche, e quindi anche diverse tipologie di moduli, sono:

• Silicio monocristallino [11]

Questo tipo di materiale è stato ampiamente utilizzato per lo sviluppo di cellule fotovoltaiche, poiché presenta un'efficienza maggiore se comparato alle altre

⁶ Il numero di diodi necessari risulta proporzionale alle dimensioni del campo fotovoltaico e quindi al numero di moduli fotovoltaici installati.

tecnologie. Se confrontate con le altre tipologie di cellule, le cellule in silicio monocristallino risultano le più efficienti, con un'efficienza massima di laboratorio pari al 25 %. I modelli commerciali hanno ovviamente un'efficienza leggermente minore, che oscilla tra il 15 % e il 17 %.

Il processo maggiormente utilizzato per la produzione di questa tipologia di cellule è il processo *Czochralski* [35] : il processo inizia riscaldando e fondendo del silicio⁷ semiconduttore ad alta purezza in un crogiuolo di quarzo. I materiali dopanti come fosforo e boro, possono a questo punto essere aggiunti in piccole e precise quantità al silicio fuso, in modo da poter ottenere silicio di *n-type* o *p-type⁸*. L'aggiunta dei materiali droganti influisce sulle proprietà elettriche del silicio, rendendo così possibile l'effetto fotovoltaico e quindi la generazione di energia elettrica.

Un seme di silicio collocato su una barra, viene poi immerso nel crogiuolo contenente il silicio fuso, in seguito la barra viene estratta e ruotata simultaneamente. Controllando le velocità di estrazione e rotazione ed il gradiente di temperatura, è possibile estrarre un lingotto cilindrico costituito da un singolo cristallo di silicio del diametro di 10-15 cm. Infine il lingotto viene tagliato in wafer di 0,3 mm di spessore, con lo scopo di realizzare celle solari che producano una corrente di 35 mA per cm² e con una tensione di 0,55V⁹. Questo processo viene in genere realizzato in atmosfere inerti realizzate mediante l'utilizzo di appositi gas come ad esempio l'argon. [35]

• Silicio policristallino [11] [12]

Inizialmente quando i costi del silicio erano di circa 340 \$/kg, il silicio policristallino risultava essere la tecnologia dominante per quanto riguarda il fotovoltaico. Con la diminuzione del prezzo del silicio a 50 \$/kg, questa tecnologia è diventata ulteriormente più attraente a causa dei minori costi di produzione, anche se presenta un'efficienza leggermente minore (15 %) rispetto al silicio monocristallino. Un altro vantaggio di questa tecnologia rispetto alla precedente, è il minor grado di imperfezione per quel che riguarda la contaminazione metallica e la struttura cristallina. [13]

Il silicio policristallino è prodotto fondendo il silicio, drogandolo e solidificandolo in cristalli orientati in direzioni fissate, producendo un lingotto rettangolare che verrà in seguito tagliato in blocchi ed infine in wafer sottili.

⁷ La temperatura di fusione del silicio è di 1 414 °C. [54]

⁸ *N-type*: silicio drogato con fosforo. *P-type*: silicio drogato con boro.

⁹ I seguenti dati di tensione ed intensità di corrente si riferiscono al caso di illuminazione ottimale della cella.

• Film sottile [12]

La tecnologia a film sottile risulta essere molto promettente nella riduzione dei costi, infatti il vantaggio consiste in un abbassamento dei costi di produzione, dovuto al processo di deposizione ad alto rendimento e dal minor costo e quantità dei materiali. A differenza delle celle solari in silicio cristallino, dove le celle sono inserite tra pannelli di vetro per creare i moduli, i pannelli a film sottile sono creati depositando strati sottili di diversi materiali su substrati di vetro o acciaio inossidabile (SS), utilizzando strumenti di *sputtering*. Un altro vantaggio di questa metodologia sta nel fatto che lo spessore degli strati depositati è di pochi micron (10 μ m o meno di spessore) a differenza delle tecnologie precedenti in cui i wafer raggiungono lo spessore di qualche millimetro.

Inoltre, essendo il materiale depositato su fogli di acciaio, è possibile la realizzazione di moduli flessibili.

Tecnicamente, il minor spessore si traduce in una minor quantità di materiale disponibile per l'assorbimento della radiazione solare, quindi l'efficienza dei moduli a film sottile risulta inferiore a quella dei moduli in silicio cristallino, anche se la capacità di creare diversi strati di materiali semiconduttori e leghe, ha permesso miglioramenti incredibili quando si parla di efficienza. [12]

Il silicio amorfo (a-Si) è una delle prime tecnologie a film sottile ad essere stata sviluppata. [14] Questa tecnologia diverge dal silicio cristallino poiché gli atomi di silicio si trovano disposti casualmente uno rispetto agli altri. Questa casualità nella struttura atomica ha un effetto maggiore sulle proprietà elettroniche del materiale, che quindi avrà un aumento della banda passante (1,7 eV) rispetto al silicio cristallino (1,1 eV). La maggiore *bandgap* consente alle cellule a-Si di assorbire la parte visibile dello spettro solare più efficientemente della porzione a infrarossi dello spettro. [12] I moduli in a-si presentano però un'efficienza piuttosto bassa (4-8 %), per questo anche se economicamente conveniente, spesso si preferiscono tecnologie diverse.

La maggior parte dei moduli a film sottile viene perciò realizzata utilizzando celle fotovoltaiche di cadmio-tellurio (CdTe) o in seleniuro di rame indio gallio (CIGS), che, con efficienze da laboratorio rispettivamente del 22,1 % e 22,6 %, risultano molto competitivi sul mercato, grazie anche ai costi minori che la tecnologia a film sottile comprende. [15] I moduli di silicio cristallino sono attualmente il prodotto commerciale dominante e forniscono circa 100-130 W/m^2 in STC¹⁰. I moduli a film sottile di silicio amorfo (a-Si), richiedono meno materiale rispetto ai prodotti spessi e cristallini, risultando quindi la tecnologia più vantaggiosa dal punto di vista economico, soprattutto quando si fa riferimento al costo iniziale dell'impianto. Ad oggi i moduli commerciali a-Si erogano 40-50 W/m^2 sotto pieno sole presso STC.

Tabella 2.1 - Tabella comparativa per a) cella silicio monocristallino; b) cella silicio policristallino; c) cella film sottile	2
′CdTe); [<u>38]</u>	

Tipo di cella	Rendimento	Potenza/Area ¹¹ $\left[W/m^2 \right]$	Vantaggi [42]
	Id = 25,6 % [1]	STC = 170 – 190	 Cella con maggior efficienza Cella con maggior vita utile Efficienza maggiore rispetto
	Real = 15 – 17 %	NOCT ¹² = 15 – 140	a p-SI in condizioni di bassa
	[11]	[39]	luce
	ld = 21 %	STC = 165 - 175	 Minor costo rispetto m-Si
	Real = 12 – 15 %	NOCT =120 - 130	mantenendo una buona
	[16]	[40]	efficienza
	Id = 22 % Real = 9 – 12 % [12]	STC = 130- 145 NOCT = 100- 110 [41]	 Tecnologia con minor costo di produzione Possibilità di costruire moduli flessibili Minore sensibilità ad ombreggiamenti ed aumenti di temperatura

¹⁰ STC = Standard Test Conditions. Si riferisce ad un irraggiamento di 1 000 W/m^2 , una temperatura ambiente di 25 °C e massa d'aria AM = 1,5. [36]

¹¹ I dati Potenza/Area sono stati calcolati facendo riferimento alle specifiche tecniche di moduli fotovoltaici commerciali delle seguenti case produttrici: *TrinaSolar* per i moduli in silicio cristallino e *FirstSolar* per i moduli a film sottile. Risultano essere tra i moduli fotovoltaici più competitivi in commercio e presentano rendimenti molto alti. In particolare i rendimenti dichiarati sono: a) 17,1 - 19,2 % ; b)16,5 - 17,4 % ; c) 12,8 - 14,6 %.

¹² NOCT = Nominal Operating Cell Temperature. Si riferisce ad un irraggiamento di 800 W/m^2 , temperatura ambiente di 20 °C, velocità del vento 1 m/s, massa d'aria AM = 1,5 e temperatura della cella di 45 °C.

2.2.2 Junction Box

Come già detto, negli impianti fotovoltaici, i moduli sono generalmente connessi in serie per formare le stringhe. Per la realizzazione di questi collegamenti, sul retro di ogni modulo viene installata una junction box.

La junction box è costituita da una base e da una cover realizzati generalmente in plastica, al fine di realizzare un alloggiamento che protegga i terminali (positivo e negativo) di ogni pannello dagli agenti atmosferici. Dentro la junction box viene generalmente montato anche il diodo di bypass. [17]

2.2.3 Diodo

In ogni campo fotovoltaico è presente un certo numero di diodi, che hanno il compito di garantire la sicurezza dell'impianto e di minimizzare le perdite in determinate condizioni di funzionamento non ottimali. In situazione di ombreggiamento infatti, la stringa e/o modulo ombreggiato, potrebbe subire una corrente inversa proveniente dalla parte funzionante del campo fotovoltaico, che rischierebbe di portare al surriscaldamento e rottura del modulo ombreggiato.

In ogni campo fotovoltaico si possono distinguere due tipologie differenti di diodi, uno stesso diodo quindi, in base alla posizione di montaggio, potrà svolgere due funzioni diverse:

Diodo di bypass

Si consideri un certo numero di celle collegate in serie. Nel caso in cui una cella sia difettosa o si trovi in condizioni di ombreggiamento, riuscirà a produrre una corrente molto minore di quella nominale. In questa condizione, quando il carico esterno richiede una corrente maggiore della corrente di cortocircuito della cella ombreggiata, quest'ultima inizierà a comportarsi da carico subendo una tensione inversa, con il rischio di surriscaldarsi fino a rottura.

Per ovviare a questo problema, un diodo di bypass può essere collegato in antiparallelo ad ogni cella. In questo modo il diodo di bypass, impedirà il passaggio di qualsiasi corrente inversa all'interno della cella, evitando così che l'intero modulo lavori ad una corrente inferiore o venga danneggiato.

Poiché montare un diodo per ogni cella di ogni modulo comporterebbe costi molto alti, i diodi di bypass vengono generalmente montati in antiparallelo ad ogni modulo e nel caso di grossi impianti, si può trovare un diodo di bypass ogni certo numero di moduli o addirittura un solo diodo di bypass per ogni stringa. [18]

• Diodo di blocco

Si consideri un certo numero di celle collegate in parallelo. Nel caso in cui una cella sia difettosa o si trovi in condizioni di ombreggiamento, questa sarà sottoposta ad una corrente inversa costituita dalla somma delle correnti in uscita dalle altre celle e come nel caso precedente, si può verificare il surriscaldamento della cella fino a rottura.

Per risolvere il problema, si utilizza un diodo di blocco, che a differenza del caso precedente, verrà collegato in serie in uscita da ogni cella. In questo modo nel caso in cui una corrente inversa cerchi di attraversare la cella ombreggiata, il diodo ne impedirà il passaggio.

Anche in questo caso per limitare i costi dell'impianto, viene collegato un diodo di blocco in uscita da ogni stringa. [18]

In <u>figura 2.2</u> è mostrato un circuito elettrico PV formato da due stringhe composte da due moduli ciascuna. Sono presenti un diodo di bypass in antiparallelo ad ogni modulo e un diodo di blocco in serie ad ogni stringa. Dalle curve I-U e P-U, si può vedere come l'intervento del diodo di bypass migliori la produzione di energia nel caso in cui un pannello si trovi in condizioni di ombreggiamento.



Figura 2.2 - Circuito elettrico PV semplificato con curve U-I e U-P in condizioni di ombreggiamento. [10]

2.2.4 Connettori fotovoltaici

Nella maggior parte dei moduli di nuova generazione, per effettuare le interconnessioni tra i vari componenti dell'impianto, sono presenti i connettori di tipo MC4.

Le connessioni sono effettuate attraverso due terminali (maschio e femmina), entrambi costituiti da un'anima di materiale conduttore contenuta in un involucro di materiale isolante. Tali connettori risultano molto utili per realizzare le connessioni tra componenti in maniera pratica e veloce.

I connettori permettono inoltre di ridurre il rischio di deterioramento dell'elemento conduttore, infatti, negli impianti fotovoltaici, i connettori risultano avere un tasso di guasto abbastanza elevato, dovuto all'esposizione agli agenti atmosferici che causano l'ossidazione e il deterioramento dei contatti elettrici e degli elementi conduttori. [45] Esistono anche altre tipologie di connettori, che presentano un funzionamento del tutto analogo ai connettori MC4.



Figura 2.3 - Connettori di tipo MC4. a) immagine reale; b) vista di sezione trasversale c) vista esplosa. [43] [44]

La scelta dei cavi per realizzare i collegamenti tra le varie componenti impiantistiche è regolata da normativa. La normativa attuale impone l'utilizzo di cavi che siano particolarmente resistenti a stress termici e fisici (causati dagli agenti atmosferici e dalla corrente stessa) e che siano adatti per i collegamenti dei componenti con classe di isolamento II¹³. [51] [52]

¹³ La classe di isolamento II, alla quale appartengono i pannelli fotovoltaici, prevede l'utilizzo di un doppio isolamento, in modo che un singolo guasto non comporti gravi rischi per l'impianto e per i lavoratori.

2.2.5 Quadro di campo

Il quadro di campo (in <u>figura 2.1</u> è rappresentato dal '*Circuit Combiner'*), rappresenta il punto in cui i rami in uscita dalle varie stringhe si uniscono in un solo ramo di circuito. In questo punto quindi le correnti in output dal campo fotovoltaico si sommano (poiché le stringhe sono solitamente connesse in parallelo), per poi dirigersi verso l'inverter.

Per ogni ramo in output dal campo fotovoltaico è presente un fusibile e un diodo di blocco.

2.2.6 Fusibile

Il fusibile è un componente dal funzionamento estremamente semplice, ma fondamentale per garantire la sicurezza dell'impianto nel caso in cui si generino delle sovracorrenti.

Un fusibile è costituito da una filo metallico, di sezione ridotta rispetto ai conduttori del circuito, montata tra una coppia di terminali elettrici e (solitamente) racchiusa da un alloggiamento non combustibile.

La resistenza del filo conduttore genera calore a causa del flusso di corrente. La dimensione e la costruzione dell'elemento sono (empiricamente) determinate in modo che il calore prodotto per una corrente normale non provochi un aumento della temperatura dell'elemento. Nel caso in cui scorra una corrente troppo alta, l'elemento conduttore si riscalderà fino a raggiungere la temperatura di fusione e, rompendosi, il circuito si interromperà proteggendo i componenti dalle sovracorrenti. Per un funzionamento ottimale del fusibile e per garantire una vita utile del componente accettabile, l'elemento non deve essere danneggiato da lievi picchi di corrente innocua e non deve ossidarsi o modificare il comportamento dopo anni di servizio.

In fusibili di grandi dimensioni, la corrente può essere divisa tra più strisce di metallo. Un fusibile a doppio elemento può contenere una striscia di metallo che si scioglie istantaneamente su un cortocircuito e contenere anche un giunto di saldatura a basso punto di fusione che risponde a un sovraccarico a lungo termine di valori bassi rispetto a un cortocircuito.

L'elemento fusibile può essere circondato da aria o da materiali destinati a velocizzare l'estinzione dell'arco elettrico.

Il principale parametro di funzionamento di un fusibile è la corrente di rottura, che rappresenta la corrente massima che il fusibile può sopportare prima di rompersi.

I fusibili sono componenti che possono essere definiti "usa e getta", infatti nel caso in cui un fusibile entri in azione rompendosi ed aprendo il circuito, sarà necessaria la sua sostituzione.

[37]

29

2.2.7 Protezioni contro i guasti di terra

Un guasto verso terra negli array fotovoltaici è un cortocircuito elettrico accidentale, che coinvolge la terra e uno o più conduttori portatori di corrente. Un guasto verso terra negli array fotovoltaici, rappresenta un rischio per la sicurezza delle persone, poiché potrebbe generare archi DC sul percorso di guasto a terra. Se il guasto non viene eliminato correttamente, gli archi DC potrebbero non interrompersi, generando quindi il rischio di incendio.

Le principali cause di guasto verso terra in un impianto fotovoltaico sono le seguenti:

- Danneggiamento della guaina isolante a protezione dei cavi o di altri componenti attraversati da una differenza di potenziale.
- Cortocircuito accidentale tra un normale conduttore e un conduttore di terra.
- Guasto di terra tra moduli, ad esempio quando una cella va in cortocircuito con il telaio di un modulo connesso a terra a causa del deterioramento dell'incapsulamento o della corrosione del modulo da parte dell'acqua.

Per evitare i guasti verso terra, tutte le parti metalliche generalmente non attraversate da correnti (es. involucro esterno dei moduli) devono essere collegate con il terreno. Inoltre per i sistemi con voltaggi superiori ai 50 V, il ramo negativo in uscita dall'inverter viene collegato a terra con l'implementazione di alcuni componenti definiti come dispositivi per la protezione di terra, come ad esempio i fusibili. Di seguito in <u>figura 2.4</u> si mostra uno schema impiantistico semplificato, in cui viene evidenziata la messa a terra. [19]



Figura 2.4 - Circuito elettrico semplificato di un impianto fotovoltaico costituito da N stringhe composte da M moduli, un inverter e sistemi di protezione. Evidenziato in verde, è rappresentato il circuito di messa a terra. [19]

2.2.8 Sezionatore DC

Il sezionatore di corrente continua è un componente fondamentale per garantire la sicurezza tanto del campo fotovoltaico quanto dell'inverter, in quanto permette di interrompere il circuito elettrico, e quindi di separare il campo fotovoltaico dall'inverter nel caso in cui si verifichino delle sovracorrenti o correnti di guasto molto alte.

Il sezionatore DC comprende due meccanismi di protezione:

- La protezione termica fa scattare l'interruttore automatico DC quando è presente una corrente elettrica superiore al valore nominale. Questo meccanismo di protezione si basa su un contatto bimetallico che riscalda, espande e fa scattare l'interruttore automatico. La protezione termica in un interruttore di protezione DC protegge dalla corrente di sovraccarico, che è solo leggermente più grande della normale corrente di funzionamento.
- La protezione magnetica fa scattare l'interruttore automatico DC quando sono presenti correnti di guasto elevate e la risposta è sempre istantanea. Gli interruttori di circuito DC hanno una capacità di interruzione nominale che rappresenta la corrente di guasto massima che può essere interrotta, proprio come gli interruttori automatici AC. Una considerazione importante per gli interruttori automatici DC è che la corrente che viene interrotta è costante, quindi l'interruttore automatico deve aprire ulteriormente il contatto elettrico per interrompere la corrente di guasto. La protezione magnetica in un interruttore di circuito DC protegge da cortocircuiti e guasti, che sono drasticamente più grandi di un sovraccarico.

I sezionatori DC, necessitano anche di un sistema di interruzione dell'arco elettrico più efficiente rispetto ai sezionatori AC. La corrente continua infatti, produce una tensione di output che ha un valore costante nel tempo, a differenza della corrente alternata, dove la tensione oscilla continuamente da un valore negativo ad uno positivo, passando dallo zero. [46]

La tensione costante invece tipica della corrente continua, comporta un maggiore rischio di formazione di un arco elettrico, che permetterebbe quindi al flusso di corrente di procedere lungo il circuito anche nel caso in cui l'interruttore sia aperto.

Per interrompere la corrente l'operazione di apertura di un interruttore deve rapidamente costruire uno spazio sufficiente tra i contatti, in modo che l'arco elettrico sia allungato il più possibile. L'allungamento dell'arco ne aumenta la resistenza, comportando una diminuzione del flusso di corrente e il raffreddamento dell'arco. Il raffreddamento dell'arco ne aumenta ulteriormente la resistenza, contribuendo così alla sua soppressione. [20]

31

2.2.9 Inverter

Negli impianti fotovoltaici '*Grid-Connected*', prima di effettuare l'immissione dell'energia in rete, è necessario effettuare la conversione da corrente continua a corrente alternata, poiché il campo fotovoltaico produce energia in corrente continua, a differenza della rete che necessita di una alimentazione in corrente alternata.

Al fine di realizzare tale conversione si utilizza un convertitore DC/AC, che generalmente prende il nome di inverter.

Inoltre, poiché la curva di funzionamento di ogni modulo varia diverse volte durante il corso della giornata, è necessario, al fine di ottimizzare le performance, l'utilizzo di un componente che prende il nome di *'Maximum Power Point Tracker'* (MPPT), il quale assicura che il campo fotovoltaico lavori nelle condizioni di massimo rendimento. L'MPPT è generalmente implementato all'interno dell'inverter.

Esistono diverse tipologie di inverter, tuttavia in questo paragrafo viene descritto il funzionamento del full-bridge inverter a singola fase¹⁴, che risulta essere la tipologia più semplice e maggiormente utilizzata.

In <u>figura 2.5</u> si possono osservare il circuito di un inverter full bridge a singola fase e l'andamento di tensione e corrente in uscita dallo stesso. Il circuito è composto da un generatore di tensione continua, quattro diodi $(D_1 - D_4)$, quattro interruttori¹⁵ $(Q_1 - Q_4)$ e un carico di tipo induttivo. Le due coppie (Q_1, Q_4) e (Q_2, Q_3) . condurranno a turno. I due terminali del carico sono connessi nel punto medio dei due rami del circuito. Essendo presente un carico induttivo, risulta necessaria l'implementazione dei quattro diodi, che permettono il passaggio della corrente generata dalla componente induttiva del carico. Si indica il periodo di ogni ciclo con T e si divide ogni periodo in quattro intervalli distinti: [**32**]

1. $0 < t < t_1$

Entrambe le coppie di interruttori risultano spente, mentre la coppia di diodi (D_1, D_4) conduce la corrente proveniente dalla parte induttiva del carico. In questo intervallo di tempo la tensione in uscita V_0 corrisponde a V_d , la corrente induttiva i_0 diminuisce gradualmente in ampiezza fino all'istante t_1 in cui risulta nulla e la coppia di diodi (D_1, D_2)

¹⁴ Nel caso in cui si abbia un campo elettrico di potenze elevate e di conseguenza tensioni considerevoli, risulta più conveniente l'utilizzo di inverter a tripla fase, il cui principio di funzionamento risulta tuttavia del tutto analogo a quello degli inverter a singola fase.

¹⁵ Generalmente tali interruttori sono transistor di tipo MOSFET.

 D_4) smette di condurre.

2. $t_1 < t < t_2$

La coppia di diodi (D_1, D_4) è spenta, mentre la coppia di interruttori (Q_1, Q_4) riceve il comando di accensione. La tensione attraverso il carico è ancora pari a V_d , ma la corrente i_0 risulta essere positiva e crescente in ampiezza. All'istante t_2 (Q_1, Q_4) vengono spenti, mentre (Q_2, Q_3) ricevono il comando di accensione.

3. $t_2 < t < t_3$

Gli interruttori (Q_2 , Q_3) non possono tuttavia accendersi in maniera istantanea, dal momento che la corrente induttiva proveniente dal carico forza l'accensione della coppia (D_2 , D_3). In questo intervallo la tensione V_0 risulta essere uguale a $-V_d$ mentre la corrente di carico i_0 diminuisce gradualmente in ampiezza fino a diventare nulla all'istante t_3 , in cui la coppia (D_2 , D_3) si spegne a favore dell'accensione di (Q_2 , Q_3).

4. $t_3 < t < t_4$

In questo intervallo la tensione risulta essere ancora pari a $-V_d$, ma la corrente diventa negativa ed aumenta in ampiezza fino all'istante t_4 , in cui (Q_2, Q_3) ricevono il comando di spegnimento e la corrente induttiva proveniente dal carico forza l'accensione dei diodi (D_1, D_4) . Superato l'istante t_4 , si ripetono le operazioni partendo dal primo intervallo.



Figura 2.5 - Circuito e forme d'onda per tensione e corrente in uscita di un inverter full-bridge a singola fase. [32]

Dal grafico di figura 2.5 si può chiaramente vedere come da una sorgente di tensione continua, con l'utilizzo del full bridge inverter, si possa ottenere un profilo di corrente in uscita

praticamente sinusoidale.

Risulta però necessario ottenere in uscita dall'inverter un andamento di tensione che si avvicini il più possibile ad una sinusoide perfetta con frequenza variabile o costante. Per il raggiungimento di questo obiettivo, si interviene sulla frequenza di accensione e spegnimento dei MOSFET, utilizzando una tecnica che prende il nome di *Sinusoidal Pulse Width Modulation* (SPWM).

In questo metodo, un segnale sinusoidale v_m e un segnale a dente di sega ad alta frequenza v_{cr} , vengono inviati ad un comparatore e i punti di intersezione tra i due segnali determinano la frequenza di accensione degli interruttori. I due segnali in questione prendono rispettivamente il nome di segnale modulante e carrier. In <u>figura 2.6</u> è possibile osservare la comparazione dei due segnali e l'andamento della tensione che si ottiene in uscita dall'inverter. Nella comparazione delle due onde si vengono a creare due casi distinti: [32]

- Se v_m > v_{cr}, viene generato un impulso positivo necessario per l'accensione della coppia (Q₁, Q₄) e lo spegnimento di (Q₂, Q₃). In questo istante, se la corrente i₀ risulta positiva, la coppia (Q₁, Q₄) si accende, altrimenti la coppia di diodi (D₁, D₄) lascerà passare la corrente induttiva proveniente dal carico.
 In entrambe le circostanze la tensione in uscita V₀ corrisponde a V_d.
- Se $v_m < v_{cr}$, viene generato un impulso negativo per l'accensione della coppia (Q_2 , Q_3) e lo spegnimento di (Q_1 , Q_4). Anche in questo caso, se la corrente i_0 risulta negativa si accende la coppia di interruttori (Q_2 , Q_3), altrimenti la coppia di diodi (D_2 , D_3) lascia passare la corrente induttiva proveniente dal carico.

Al contrario del caso precedente la tensione in uscita risulta essere pari a $-V_d$.

Questa tecnica risulta molto utilizzata in quanto permette di ottenere un buon abbattimento della distorsione armonica, che può inoltre essere ulteriormente ridotta con l'utilizzo di filtri LC o banchi di capacitori.

34



Figura 2.6 - In alto: comparazione tra segnale modulante e carrier. In basso: tensione in uscita dall'inverter. [32]

Esistono diverse configurazioni dell'inverter. In <u>figura 2.7</u> vengono mostrate le configurazioni principalmente utilizzate. Segue una descrizione delle stesse: [21]

- La configurazione centralizzata è principalmente utilizzata in impianti fotovoltaici che hanno una potenza nominale superiore a 10 kWp, in cui un elevato numero di pannelli fotovoltaici vengono collegati in configurazioni di serie-parallelo (Array). In questo tipo di configurazione viene utilizzato un solo inverter, nel quale confluisce l'energia proveniente dall'intero campo fotovoltaico. Come già anticipato, in ogni stringa sarà presente un diodo di blocco per prevenire il ritorno di energia prodotto dalle stringhe che operano a diverse condizioni di irraggiamento o da eventuali sistemi di accumulo di energia che operano durante la notte.
- La configurazione a stringhe è una versione semplificata della configurazione centralizzata, in cui ogni stringa è connessa a un convertitore DC/AC. Nel caso in cui la tensione di stringa non abbia il valore desiderato, basterà utilizzare un convertitore DC/DC o un trasformatore step-up (il quale viene generalmente posto sul lato AC dell'impianto).

- La configurazione multistringa è un'evoluzione della configurazione a stringhe ed unisce i vantaggi delle due configurazioni precedenti, saranno presenti quindi, un convertitore DC/DC per ogni stringa, ed un convertitore DC/AC che, come per la configurazione centralizzata, avrà il compito di convertire l'energia generata dall'intero campo fotovoltaico. Ogni convertitore DC/DC implementa un MPPT. Questa configurazione ha un design flessibile e migliora l'efficienza complessiva dell'impianto fotovoltaico.
- La configurazione a singolo modulo prevede che ogni modulo fotovoltaico incorpori un convertitore DC/AC, che implementa un controllo automatico per eseguire il controllo dell'MPPT a livello di ogni singolo modulo.

Questa tipologia funziona come un sistema plug-and-play, con un convertitore integrato al modulo stesso. Il costo e la difficoltà di manutenzione di questa configurazione risultano proporzionali alle dimensioni e potenza dell'impianto, poiché è necessario l'utilizzo di un gran numero di inverter.

La configurazione modulare è basata su un design modulare, con convertitori convenzionali DC/DC e DC/AC con la condivisione di un comune bus DC. Ogni convertitore DC/DC è collegato ad una stringa e implementa l'MPPT. Il numero di convertitori DC/AC collegati al bus e alla griglia DC, viene scelto in base al livello di potenza desiderato. Il sistema ha un livello di affidabilità alto e risulta di facile manutenzione, poiché in caso di guasto sarà necessario sostituire solo il convertitore danneggiato. [22]

Un altro componete presente in alcuni inverter, è l'interfaccia di rete, che ha il compito di sincronizzare i parametri dell'inverter con i parametri della rete anche nel caso in cui la tensione di rete sia distorta o sbilanciata o quando si verificano variazioni della frequenza.

All'interno dell'inverter viene generalmente implementata una protezione isolante, che eviti di far funzionare l'inverter anche quando, a seguito di un guasto o di attività di manutenzione della rete, quest'ultima risulti non energizzata. [24]

Nel seguito dell'elaborato si parlerà anche della funzione di monitoraggio dell'inverter, che, tramite l'analisi dei dati di potenza, corrente e tensione in uscita dalle varie stringhe ad esso collegato, è in grado di monitorare il funzionamento delle varie parti del campo fotovoltaico e quindi eventuali guasti o malfunzionamenti. [47]



Figura 2.7 - Differenti configurazioni di impianti fotovoltaici Grid-Connected. [10]

2.2.10 Disgiuntore di campo/Interruttore AC

Un circuito elettrico produce due tipi di *'Elettrosmog'*: campi magnetici alternati e campi elettrici alternati. Mentre i campi magnetici "scompaiono" non appena l'apparecchio viene spento, i campi elettrici rimangono presenti anche dopo che il carico viene disconnesso.

Il disgiuntore di campo, che funziona sostanzialmente come un interruttore, interromperà automaticamente il circuito elettrico non appena l'ultimo apparecchio sarà spento. Il circuito interrotto è ora privo di tensione elettrica e quindi non può più causare campi elettrici. [48]

2.2.11 Interfaccia di rete

L'interfaccia di rete serve a regolare l'immissione dell'energia elettrica prodotta in rete.

Come è già stato accennato, si possono verificare degli squilibri tra la rete e l'impianto fotovoltaico, ci sarà quindi la necessita di un dispositivo che blocchi l'immissione di energia in rete nel caso in cui la rete sia priva di tensione o nel caso in cui i parametri¹⁶ della rete e del campo fotovoltaico non coincidano.

Il dispositivo di interfaccia deve essere provvisto di un sezionatore AC e/o di un interruttore differenziale, deve quindi essere in grado di scollegare l'intero impianto dalla rete in caso di necessità.[25]

Per piccoli impianti, quindi di potenza inferiore ai 20 kW e che abbiano tre o meno inverter, l'interfaccia di rete può essere integrata nell'inverter stesso, mentre nel caso di impianti di taglia e potenza maggiore, sarà necessario l'utilizzo di un'interfaccia di rete indipendente ed esterna all'inverter.[49]

L'interfaccia di rete è rappresentata in <u>figura 2.1</u> dall'unione dell'*'Utility Switch'* e del *'Main Service Panel'*.

2.2.12 Contatore

Negli impianti fotovoltaici Grid-Connected sarà necessario l'utilizzo di due contatori:

- Contatore di produzione. Viene installato sul lato DC dell'impianto subito prima dell'inverter e servirà per misurare la quantità di elettricità in corrente continua prodotta dal campo fotovoltaico ed immessa nell'inverter.
- Contatore di scambio. Viene installato sul lato AC dell'impianto subito prima dell'immissione in rete e avrà quindi il compito di misurare la quantità di energia immessa e/o prelevata dalla rete (per questa ragione viene chiamato anche contatore bidirezionale). [53]

¹⁶ La norma italiana CEI 0-21 prevede che, nel caso di utilizzo di generatori statici (quali sono i moduli fotovoltaici), l'immissione di energia nella rete di bassa tensione, sia possibile solo qualora i valori di tensione e frequenza rispettino i seguenti valori: $V = 0.85 - 1.1 V_{nom}$; $\varphi = [49.9 - 50.1] Hz$. In seguito ad un intervento delle protezioni, prima della riconnessione, la tensione e la frequenza dovranno essere stabili entro gli intervalli sopra indicati per un tempo minimo di 300 s. [25]

Per concludere la descrizione del design caratteristico degli impianti fotovoltaici grid-connected, viene mostrato in <u>figura 2.8</u> lo schema elettrico completo dell'impianto rappresentato in <u>figura 2.1</u>. Nello schema elettrico completo, è possibile individuare tutti i componenti che sono stati trattati in questo paragrafo ed i relativi collegamenti circuitali.



Figura 2.8 - Schema impiantistico dettagliato di un impianto solare fotovoltaico Grid-Connected. [23]

Capitolo 3

3 Analisi di affidabilità – Introduzione al modello teorico

Con il termine affidabilità ci si riferisce alla probabilità che un dato sistema svolga i suoi compiti per un certo periodo di tempo, sotto condizioni definite.

L'affidabilità è quindi un indice che definisce quando un sistema lavori seguendo gli obiettivi di progetto.

Nello svolgimento di un'analisi di affidabilità su un sistema è necessario specificare:

- I processi di fallimento o di guasto
- La configurazione del sistema, al fine di comprendere come sono realizzati i collegamenti tra sottosistemi e/o componenti e le regole di operazione
- Lo stato in cui il sistema è definito essere guasto

Gli altri termini che compaiono nell'analisi di affidabilità e che servono per descrivere le performance e le tendenze ai guasti del sistema in esame sono: tasso di guasto, *mean time to failure, mean down time* e disponibilità.

Lo scopo di questo elaborato è quello di svolgere un'analisi di affidabilità sugli inverter fotovoltaici.

Per un impianto fotovoltaico, l'affidabilità è un concetto fondamentale, al fine di comprendere le potenzialità dell'impianto in termini di produzione energetica e al fine di comprendere i costi di manutenzione correlati al funzionamento. Gli impianti fotovoltaici, sono infatti impianti in grado di funzionare unicamente durante le ore di luce, potendo godere di un tempo di funzionamento annuale decisamente più basso se confrontati alle centrali di generazione termoelettrica tradizionali o nucleari.

Proprio per questo, un guasto che comporti l'indisponibilità dell'impianto, risulterebbe in un'ulteriore diminuzione delle ore di funzionamento, causando una perdita economica a causa dell'energia persa e a causa delle operazioni di manutenzione da svolgere. Inoltre gli inverter fotovoltaici, sono componenti che risultano avere una bassa affidabilità e che risultano andare incontro a diversi guasti nel corso della vita utile dell'impianto, risultando nella principale causa di indisponibilità dello stesso.

In questo capitolo, verrà quindi illustrato il modello teorico che in seguito verrà applicato per svolgere l'analisi di affidabilità sugli inverter

3.1 Descrizione dei principali termini

3.1.1 Time to failure

Con il termine *time to failure (TTF)*, si intende il tempo che trascorre prima che si verifichi un guasto. Generalmente si pone come istante iniziale t = 0, ovvero il momento in cui il componente o sistema entra in funzione.

Si consideri T il tempo dopo il quale ci si aspetta un guasto, lo si consideri continuamente distribuito con la funzione di densità di probabilità f(t), la probabilità che un componete si guasti nell'intervallo (0, t] è definita dalla funzione di distribuzione:

$$F(t) = Pr(T \le t) = \int_0^t f(u)du \quad per \ t > 0 \tag{1}$$

La funzioni di distribuzione F(t) prende anche il nome di funzione di inaffidabilità. La funzione di distribuzione di probabilità f(t) è:

$$f(t) = \frac{d}{dt}F(t) = \lim_{\Delta t \to 0} \frac{F(t + \Delta t) - F(t)}{\Delta t} = \lim_{\Delta t \to 0} \frac{\Pr(t < T \le t + \Delta t)}{\Delta t}$$
(2)

Ciò implica che per Δt piccoli valga:

$$Pr(t < T < t + \Delta t) \approx f(t) \cdot \Delta t \tag{3}$$

Di seguito è rappresentato il grafico che mostra l'andamento delle due funzioni appena descritte. [26]



Figura 3.1 – Andamento delle funzioni di inaffidabilità F(t) e di distribuzione di probabilità f(t). [26]

3.1.2 Affidabilità

Con il termine affidabilità, si intende la probabilità che un componente o un sistema svolga la funzione per la quale è stato progettato, correttamente e continuativamente in condizioni ambientali specifiche e durante un definito intervallo di tempo (0, t] (*mission time*).

L'affidabilità si riferisce infatti a un intervallo di tempo durante il quale il corretto funzionamento del sistema o componente è richiesto. L'intervallo considerato coincide generalmente con la vita utile del componente/sistema, che risulta infatti essere l'intervallo durante il quale ci si aspettano delle condizioni di funzionamento ottimali.

Bisognerà inoltre definire delle condizioni ambientali ed operative specifiche sotto le quali il componente/sistema si trova a lavorare. Relativamente al caso in esame, un impianto fotovoltaico è soggetto a differenti stress ambientali, trovandosi esposto agli agenti atmosferici e dovendo lavorare in condizioni di irraggiamento diverse istante per istante. Le diverse condizioni ambientali e operative durante le quali si trova a lavorare un impianto fotovoltaico,

causano infatti fluttuazioni di potenza, tensione, temperature e quindi dei rendimenti dei vari componenti, fluttuazioni che risultano essere causa di stress fisici per i vari componenti del sistema. [26]

L'affidabilità risulta essere la funzione complementare della funzione di inaffidabilità F(t):

$$R(t) = 1 - F(t) = Pr(T > t) \text{ per } t > 0$$
 (4)



Figura 3.2 – Andamento della funzione di affidabilità R(t). [26]

O equivalentemente

$$R(t) = 1 - \int_0^t f(u) du = \int_t^\infty f(u) du$$
(5)

3.1.3 Tasso di guasto

La probabilità che un componente si guasti nell'intervallo $(t, t + \Delta t]$ sapendo che il componente funziona all'istante t è:

$$Pr(t < T \le t + \Delta t \mid T > t) = \frac{Pr(t < T \le t + \Delta t)}{Pr(T > t)} = \frac{F(t + \Delta t) - F(t)}{R(t)}$$
(6)

Dividendo questa probabilità per la lunghezza dell'intervallo di tempo (Δt) e facendo tendere quest'intervallo a 0, si ottiene la funzione tasso di guasto:

$$\lambda(t) = \lim_{\Delta t \to 0} \frac{Pr(t < T \le t + \Delta t)}{Pr(T > t)} = \lim_{\Delta t \to 0} \frac{F(t + \Delta t) - F(t)}{\Delta t} \frac{1}{R(t)} = \frac{f(t)}{R(t)}$$
(7)

Ciò significa che per piccoli valori di Δt si ha:

$$Pr(t < T \le t + \Delta t \mid T > t) \approx \lambda(t) \cdot \Delta t \tag{8}$$

Ponendo un largo numero di componenti identici in funzione al tempo t = 0, il termine $\lambda(t) \cdot \Delta t$ rappresenterà la porzione dei componenti ancora funzionante al tempo t e che subirà un guasto in $(t, t + \Delta t]$:

$$f(t) = \frac{d}{dt}F(t) = \frac{d}{dt}(1 - R(t)) = -R'(t)$$
(9)

Quindi

$$\lambda(t) = -\frac{R'(t)}{R(t)} = -\frac{d}{dt} \ln R(t)$$
(10)

sapendo che R(0) = 1

$$\int_0^t \lambda(t)dt = -\ln R(t) \tag{11}$$

Infine :

$$R(t) = \exp\left(-\int_0^t \lambda(u)du\right)$$
(12)

La funzione di affidabilità R(t) e la funzione di distribuzione F(t) = 1 - R(t) possono quindi essere determinate dal tasso di guasto $\lambda(t)$. Unendo le equazioni (9) e (12) si può esprimere la funzione di distribuzione di probabilità come:

$$f(t) = \lambda(t) \cdot \exp\left(-\int_0^t \lambda(u) du\right) \quad \text{per } t > 0 \tag{13}$$

Per la determinazione del tasso di guasto $\lambda(t)$ per una data tipologia di componenti si può utilizzare la seguente procedura:

si divide l'intervallo (0, t) in più intervalli della stessa lunghezza Δt . Si indica con n il numero di componenti uguali che entrano in funzione a t = 0. Quando un componente si guasta, si annota l'istante in cui avviene il guasto e si esclude il componente dai successivi calcoli. Per ogni intervallo si registra:

- Il numero di componenti n(i) che si guasta nell'intervallo i
- I tempi di funzionamento di ogni singolo componente (T_{1i}, T_{2i}, ..., T_{ni}) nell'intervallo
 i. L'indice T_{ji} rappresenta il tempo durante il quale il componente j ha funzionato correttamente durante l'intervallo i. T_{ji} sarà quindi uguale a 0 se il componente j si è guastato prima dell'intervallo i, con j = 1, 2, ..., n.

Quindi il tempo totale di funzionamento di tutti i componenti nell'intervallo i sarà $\sum_{j=1}^{n} T_{ji}$. Si può quindi esprime il tasso di guasto come:

$$\lambda(i) = \frac{n(i)}{\sum_{j=1}^{n} T_{ji}}$$
(14)

Il quale dimostra come il numero di guasti per unità di tempo di funzionamento sia una stima del tasso di guasto nell'intervallo *i* per i componenti che risultano funzionanti all'inizio dello stesso intervallo.

Rappresentando con m(i) il numero di componenti funzionante all'inizio dell'intervallo i:

$$\lambda(i) \approx \frac{n(i)}{m(i)\Delta t} \tag{15}$$

Facendo tendere Δt a 0, i valori di $\lambda(t)$ possono essere illustrati in una curva, la quale prende il nome di *bathub curve*. Generalmente nelle fasi iniziali di vita di un componente si registra un tasso di guasto abbastanza alto. Questo è dovuto al fatto che possono essere presenti dei difetti di fabbrica, i quali saranno la causa del guasto prematuro del componente. Superata la fase iniziale di vita il tasso di guasto si stabilizza, andando poi ad aumentare nella fase di vita finale, nella quale i guasti avvengono a causa del normale deterioramento dovuto all'usura del componente.

Dalla tipica forma della *bathub curve*, la vita di un componente può essere divisa in tre periodi distinti: *burn-in period*, *useful life period* e *wear-out period*. [26]



Figura 3.3.3 - Bathub Curve : andamento del tasso di guasto in funzione del tempo. [26]

3.1.4 Mean time to failure

Con il termine *Mean Time to Failure* (MTTF) si intende il tempo medio durante il quale ci si aspetta che il componente funzioni correttamente prima di guastarsi, esprime quindi il tempo medio che intercorre tra la messa in funzione (iniziale o dopo che sia stata effettuata un'operazione di manutenzione) e il verificarsi di un guasto.

Volendo dare una definizione più accurata, il MTTF di un componete è definito come:

$$MTTF = \int_0^\infty t f(t) dt \tag{16}$$

Ricordando che f(t) = -R'(t), considerando che $MTTF < \infty$, sostituendo i termini ed integrando per parti, si può trovare che MTTF può essere espresso utilizzando la funzione di affidabilità [26]:

$$MTTF = \int_0^\infty R(t)dt \tag{17}$$

3.1.5 Mean down time

Il *Mean Down Time* (MDT) è il tempo che intercorre tra il momento in cui ci si verifica un guasto e il momento in cui il componente torna operativo. Questo termine non comprende quindi unicamente il tempo necessario per portare a termine le operazioni di riparazione, ma include anche il tempo di notifica del guasto e il tempo di diagnosi del guasto. [26]

Nelle analisi di affidabilità, si fa spesso utilizzo del *Mean Time to Repair* (MTTR), che a differenza del *Mean Down Time*, tiene conto unicamente del tempo necessario per effettuare l'operazione di manutenzione sul componente guasto, risultando meno accurato. [55]

3.1.6 Mean time between failures

Il *Mean Time Between Failures* (MTBF) rappresenta il tempo che intercorre tra il verificarsi di un guasto ed il guasto successivo. Generalmente fa riferimento solo ai guasti e non ai fermi dovuti alle normali e periodiche operazioni di manutenzione.

Mentre il MTTR risulta essere un indicatore di disponibilità, MTBF è un indicatore di disponibilità ed affidabilità.

Il MTBF può essere calcolato come rapporto tra tempo totale di operazione e numero totali di guasti. [71]

3.1.7 Distribuzione esponenziale

Esistono diverse distribuzioni probabilistiche che possono essere utilizzate per la modellazione della durata di vita di un componente. In questo studio verrà utilizzata la distribuzione esponenziale.

Si considera un componente che entra in funzione al tempo t = 0. Il *time to failure* T del componete ha come funzione di densità di probabilità

$$f(t) = \begin{cases} e^{-\lambda t}, & per \ t > 0, \ \lambda > 0\\ 0, & altrimenti \end{cases}$$
(18)

La funzione di affidabilità R(t) diventerà quindi

$$R(t) = Pr(T > t) = \int_{t}^{\infty} f(u)du = e^{-\lambda t} \quad per \ t > 0$$
(19)

Esprimendo il tasso di guasto $\lambda(t)$ tramite l'equazione (15), lo si può considerare costante nel tempo ed esprimerlo come $\lambda(t) = \lambda$. Dal grafico di figura 3.3 possiamo vedere come l'ipotesi di tasso si guasto costante e indipendente dal tempo, sia un'ipotesi realistica applicabile durante il periodo di vita utile del compente. [26]

Anche il valore di MTTF può essere espresso in funzione del tasso di guasto costante:

$$MTTF = \int_0^\infty R(t)dt = \int_0^\infty e^{-\lambda t}dt = \frac{1}{\lambda}$$
(20)

3.1.8 Disponibilità

Si considera un componente riparabile che entra in funzione al tempo t = 0. Quando il componete si guasta, un'azione correttiva ha inizio per riportare il componente allo stato operativo. Lo stato del componete al tempo t è dato dalla variabile di stato:

$$X(t) = \begin{cases} 1, & se \ il \ componente \ funziona \ al \ tempo \ t \\ 0, & altrimenti \end{cases}$$

La disponibilità di un componete viene quindi definita come la probabilità che il componente sia funzionante al tempo *t*:

$$A(t) = Pr(X(t) = 1)$$
(21)



Figura 3.4 – Comportamento della variabile di stato X(t), evidenziando i principali concetti temporali di guasto. [26]

Ipotizzando che ogni qual volta si verifichi un guasto a un componente, esso venga sostituito con un componete nuovo o venga riparato 'come nuovo', possiamo ipotizzare che il nostro componente subisca tutti guasti di uguale durata e che i guasti si ripetano periodicamente nel tempo, calcolando i valori di MTTF e MDT come:

$$\frac{1}{n}\sum_{i=1}^{n}T_{i} \to E(T) = MTTF \quad quando \ n \to \infty$$

$$\frac{1}{n}\sum_{i=1}^{n}D_{i} \to D(T) = MDT \quad quando \ n \to \infty$$

Dove T_i rappresenta gli intervalli in cui il componente è funzionante, D_i rappresenta gli intervalli in cui il componente è guasto e quindi non funzionante, mentre il parametro n indica il numero complessivo di guasti (e quindi di riparazioni) verificatesi. Da queste ipotesi è possibile ricavare la *long run avarage availability,* ovvero la disponibilità media calcolata su un lungo periodo di tempo [26]:

$$A_{av} = \frac{E(T)}{E(T) + E(D)} = \frac{MTTF}{MTTF + MDT}$$
(22)

3.2 Analisi albero dei guasti

La *Fault Tree Analysis* (FTA) è una tecnica analitica utilizzata per analisi di affidabilità, manutenibilità e sicurezza. Questo tipo di analisi è utilizzata per mostrare graficamente, attraverso l'uso di annotazioni specifiche, le relazioni logiche tra il guasto di un particolare sistema e tutte le cause che contribuiscono al verificarsi di esso. [28]

La *Fault Tree Analysis* (FTA) è uno dei metodi più accurati per rappresentare la probabilità di guasto di un sistema ingegneristico complesso e si basa sulla probabilità di guasto dei suoi componenti elementari. [27]

Un FT è un diagramma logico che mostra la relazione tra un evento potenzialmente critico (incidente/guasto) in un sistema e le cause di tale evento. Le cause possono essere ambientali, errori umani, eventi normali (eventi aspettati durante la vita utile di un sistema) e guasti di componenti specifici.

La FTA può essere di tipo qualitativo e/o quantitativo e i possibili risultati da tale analisi sono:

- Una lista delle possibili combinazioni di fattori ambientali, errori umani, eventi normali e guasti di componenti che possono portare ad un evento critico nel sistema.
- La probabilità che un evento critico si verifichi in un intervallo di tempo specifico.

La FTA è una tecnica deduttiva, nella quale si procede attraverso livelli di design progressivamente più dettagliati ed ha come obiettivo quello di stimare la probabilità di avvenimento di uno specifico guasto o incidente del sistema ed individuarne le cause [28]. Il guasto del sistema è chiamato *top event*. Gli eventi causali immediati (A_i) che portano al verificarsi del top event vengono identificati e connessi al top event attraverso dei gate logici, a sua volta si identificano gli eventi causali ($A_{i,k}$) che portano al verificarsi dell'evento A_i e vengono collegati ad esso attraverso dei gate logici. Gli eventi che si trovano al livello inferiore vengono chiamati eventi alla base del guasto.

La FTA è un'analisi binaria, poiché si assume che ogni evento può verificarsi o non verificarsi. Un'analisi di questo tipo di svolge generalmente in cinque step [26] :

- 1. Definizione del problema e delle condizioni al contorno.
- 2. Costruzione dell'albero dei guasti, esplicitando ogni componente che potrebbe essere coinvolto nel guasto del sistema.
- 3. Identificazione dei cammini minimi di taglio.
- 4. Analisi quantitativa dell'albero dei guasti.
- 5. Analisi qualitativa dell'albero dei guasti.

Nei prossimi paragrafi segue la descrizione di ogni step per la realizzazione del FTA.

3.2.1 Definizione del problema e delle condizioni al contorno

Il primo step per la realizzazione del FT, consiste di due punti: la definizione dell'evento critico da analizzare e la definizione delle condizioni al contorno.

Al fine di ottenere un'analisi consistente e significativa, è molto importante che le condizioni al contorno siano definite accuratamente, in particolare risulta utile definire [26] :

- Confini fisici del sistema, specificando quali parti del sistema saranno compresi nell'analisi
- Condizioni iniziali, specificando lo stato operativo del sistema e di ogni suo componente al momento del verificarsi del *top event*.
- Condizioni al contorno rispetto all'ambiente esterno, analizzando quali condizioni ambientali possano aver preso parte al verificarsi del *top event*.
- Livello di risoluzione, specificando quale dettaglio si vuole raggiungere nell'analisi.

3.2.2 Costruzione dell'albero dei guasti

La costruzione del FT inizia sempre con il top event, in seguito bisogna individuare tutti gli eventi che risultano essere causa immediata, necessaria e sufficiente del verificarsi del top event. Queste cause vengono indicate come cause di primo livello (o *top structure*) e vengono connesse al top event tramite dei gate logici.

Bisognerà poi descrivere tutti gli eventi, identificare la tipologia di ognuno (guasto tecnico, errore umano, ecc..) e classificare successivamente ogni evento che rientri nella tipologia di guasto tecnico come: guasto primario, guasto secondario o errore di comando.

I guasti primari dei componenti vengono considerati come eventi base, mentre guasti secondari ed errori di comando sono eventi intermedi, causati dagli stessi eventi base.

L'FT viene quindi costruito livello per livello, in cui ogni evento viene collegato al successivo tramite gate logici [26].

In <u>figura 3.5</u> viene mostrato un esempio di albero dei guasti ed in <u>tabella 3.1</u> vengono mostrati i simboli generalmente utilizzati per la costruzione di esso.



Figura 3.5 – Esempio di albero dei guasti. Gi rappresentano gli eventi secondari, i cerchi numerati rappresentano gli eventi base. [26]

Nome Simbolo	Simbolo	Descrizione		
Gate Logici				
OR-Gate	$\begin{bmatrix} A \\ \vdots \\ E_1 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} E_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} E_3 \end{bmatrix}$	L'OR-Gate indica che l'evento di output A si verifica al verificarsi di qualsiasi evento di input E_i . La probabilità che si verifichi A risulta essere: $P_A = P_{E1} + P_{E2} + P_{E3} - (P_{E1} \cdot P_{E2}) - (P_{E1} \cdot P_{E3}) - (P_{E2} \cdot P_{E3} + (P_{E1} \cdot P_{E2} \cdot P_{E3}))$		
AND-Gate	$\begin{bmatrix} A \\ \vdots \\ E_1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} E_2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} E_3 \end{bmatrix}$	L'AND-Gate indica che l'evento di output A si verifica al verificarsi di tutti gli eventi di input E _i contemporaneamente. La probabilità che si verifichi A risulta essere: $P_A = P_{E1} \cdot P_{E2} \cdot P_{E3}$		
Eventi di Input				
Evento base		L'evento base rappresenta il guasto di un componente elementari. Tale evento non necessita di un ulteriore sviluppo delle cause che lo hanno generato.		
Evento non sviluppato		Un evento non sviluppato rappresenta un evento che non viene esaminato a causa di mancanza di informazioni o poiché le conseguenze dello stesso sono insignificanti.		
Simboli di trasferimento				
Transfer - out	\bigtriangleup	Simbolo che viene utilizzato per spezzare l'albero dei guasti. Permette di sviluppare l'evento in questione in un secondo albero dei guasti al fine di migliorare la rappresentazione grafica.		
Transfer - in	\triangle	Simbolo che viene utilizzato per richiamare l'evento che si decide di rappresentare in un albero dei guasti separato		

Tabella 3.1 – Definizione dei simboli utilizzati nella FTA. [26] [27]

3.2.3 Definizione dei cammini minimi di taglio.

Attraverso la FTA è possibile individuare tutte le possibili combinazioni di eventi che possono portare al verificarsi di un *top event*. Ognuna di queste combinazioni prende il nome di cammino di taglio. Per cammino di taglio si intende quindi ogni combinazione di eventi base il quale verificarsi risulterebbe nel top event. Un cammino di taglio è detto minimo se non è possibile ridurlo senza che perda il suo valore di cammino di taglio. Il numero di diversi eventi base facenti parte di un cammino minimo di taglio, costituisce l'ordine del cammino di taglio.

Si definisce invece come *path set* in un FT, una serie di eventi base il cui non verificarsi, assicura che il *top event* non occorra. Un *path set* è detto minimo se non può essere ridotto ulteriormente. [26]

3.2.4 Valutazione qualitativa dell'albero dei guasti

Una valutazione qualitativa può essere eseguita sulla base dei cammini minimi di taglio. Un cammino di ordine uno è generalmente considerato più critico di un cammino di ordine due, poiché con la presenza di un cammino di ordine uno, basta il verificarsi di un solo evento base affinché si verifichi il *top event*.

Un altro importante fattore da tenere in considerazione per effettuare un'analisi qualitativa del nostro sistema, è costituito dalla tipologia di ogni evento base. Per esempio gli errori umani sono quelli che risultano verificarsi più frequentemente e si considera inoltre che un componente attivo sia più esposto ai guasti rispetto ad un componente passivo. [26]

55

Capitolo 4

4 Analisi di affidabilità – Sviluppo del modello teorico

In questo capitolo verrà sviluppata un'analisi di affidabilità su un impianto fotovoltaico seguendo il modello teorico spiegato nel capitolo precedente.

In seguito, nel prossimo capitolo, verrà sviluppata un'analisi di affidabilità sullo stesso impianto fotovoltaico, basandosi però sul caso reale, ovvero estrapolando il tasso di guasto dai report tecnici di manutenzione dello stesso.

4.1 Definizione dell'impianto e degli obiettivi

L'impianto sul quale è stata effettuata l'analisi di affidabilità risulta avere una potenza complessiva di 48 MW, composto da circa 200 mila moduli e da 132 inverter da 350 kW ciascuno. Per quel che riguarda la configurazione degli inverter, si tratta di una configurazione ad inverter centralizzati (vedi <u>figura 2.7</u>), in ogni inverter confluiscono infatti numerose stringhe. Per un impianto di queste dimensioni, nonostante si abbia una configurazione ad inverter centralizzato, si presenta la necessità dell'utilizzo di un gran numero di inverter.

Utilizzare un numero maggiore di inverter infatti permette di scollegare solo una porzione d'impianto in caso di guasto e/o indisponibilità, limitando la perdita energetica.
Essendo un impianto di tali dimensioni e con un gran numero di componenti, lo studio di affidabilità è stato svolto sui soli 132 inverter. L'inverter risulta infatti essere un componente critico per quanto riguarda l'affidabilità dei campi fotovoltaici, presentando un tasso di guasto mediamente di molto maggiore rispetto agli altri componenti che costituiscono il campo fotovoltaico e risultando il cuore dell'impianto stesso. Si può infatti facilmente immaginare come il guasto di un inverter di tale potenza, possa mettere fuori uso una discreta frazione dell'intero impianto, causando una perdita energetica non indifferente.

Risulta inoltre difficile reperire in letteratura un valore univoco per quanto riguarda il tasso di guasto dell'inverter, si possono infatti trovare diversi valori che danno un'idea molto generale, senza però fornire un dato ben preciso. In particolare si possono trovare dati che suggeriscono che il tasso di guasto degli inverter sia di un guasto ogni 1-10 anni [29]. È quindi facilmente intuibile come questo dato fornisca si un dato indicativo, ma non molto affidabile. Bisogna inoltre tenere in considerazione che i fattori che incidono sul tasso di guasto e sull'affidabilità degli inverter sono molteplici, essendo gli inverter apparati elettronici costituiti da un numero molto elevato di sottosistemi e componenti e valutare il tasso di guasto di ogni singolo componente e sottosistema è un lavoro che risulta essere complesso, dovendo inoltre tenere in considerazione del tasso di guasto, come ad esempio i valori di tensione, corrente, temperatura ecc.

4.2 Analisi dell'albero dei guasti per un inverter centralizzato

In questo paragrafo sarà sviluppato un albero di guasto per l'intero impianto, per comprendere a che livello operativo influisce il guasto dell'inverter, a seguire verrà sviluppato un albero dei guasti per il solo inverter.

Prima saranno però definiti gli obiettivi ultimi dell'albero dei guasti e saranno definite le condizioni al contorno che verranno applicate.

4.2.1 Definizione del main event e delle condizioni al contorno

Come primo passo per un'analisi FTA, verranno definiti il sistema da analizzare, la definizione dell'evento critico e delle condizioni al contorno.

In quest'analisi FTA si prenderà come oggetto un sistema fotovoltaico costituito di cinque sottosistemi, il quale guasto causerebbe il guasto dell'interno sistema:

- Sistema di connessione alla rete: a seguito di un guasto di questo sottosistema, l'impianto fotovoltaico sarà impossibilitato all'immissione dell'energia elettrica in rete.
- Stazione di trasformazione: a seguito di un guasto alle stazioni di trasformazione, l'energia elettrica non potrà raggiungere la tensione adeguato per l'immissione in rete.
- Inverter: a seguito della rottura dell'inverter, la corrente elettrica generata dal campo fotovoltaico non potrà essere convertita da corrente continua a corrente alternata, il che impossibilita l'immissione alla stazione di trasformazione, la quale opera in corrente alternata.
- DC combiner box: a seguito di un guasto di questo sottosistema, mancherà lo stadio di unione delle stringhe e risulterà quindi impossibile l'immissione dell'energia prodotta dal campo fotovoltaico all'inverter.
- Stringhe fotovoltaiche: a seguito di un guasto alle stringhe fotovoltaiche, la funzione di conversione dell'energia solare in energia elettrica verrà meno, quindi non sarà presente nessun input elettrico in nessun altro sottosistema dell'impianto.

Nell'albero dei guasti, ogni sottosistema sarà esplicitato nei suoi componenti base, il quale guasto porterebbe ad un guasto dell'intero sottosistema e quindi dell'intero impianto.

Un impianto fotovoltaico risulta infatti essere un impianto realizzato in serie, ciò vale a dire che ogni sottosistema è collegato in serie al successivo e al precedente, risultando quindi fondamentale per il funzionamento dell'intero impianto. Ciò si converte nel fatto che il guasto di un solo qualsiasi componente rappresentato è sufficiente a causare il guasto dell'intero impianto.

Per evento critico quindi non si intenderà necessariamente lo spegnimento dell'intero impianto, ma verrà considerato come guasto anche solo un abbassamento della produzione di energia verificatosi a seguito della rottura di un qualsiasi componente. Ci si concentrerà inoltre sul solo guasto dell'inverter come evento critico, pertanto la rappresentazione della restante parte dell'impianto e dei vari sottosistemi, sarà utile alla comprensione del funzionamento impiantistico e dello sviluppo della FTA.

L'impianto sarà definito come perfettamente funzionante allo stato iniziale dell'analisi e si escluderanno eventuali cause ambientali di guasto, tenendo in considerazione che gli impianti fotovoltaici sono costruiti con una classe di isolamento adeguata ad evitare guasti verso terra e con tutte le caratteristiche idonee per poter sopportare gli eventi atmosferici, a meno di disastri ambientali che non saranno presi in considerazione a causa dello scarso valore statistico.



Figura 4.1- Albero dei guasti per un impianto solare fotovoltaico. L'inverter è rappresentato in un triangolo di trasferimento poiché questo sottosistema sarà mostrato di seguito. [31]

Nel calcolo del tasso di guasto sviluppato nel paragrafo precedente si è fatto riferimento al solo inverter e ai suoi componenti fondamentali. Dall'albero dei guasti rappresentato in <u>figura 4.1</u> si può infatti osservare come il quadro di campo DC e le stringhe fotovoltaiche, influenzano il tasso di guasto di tutto l'impianto in quanto sottosistemi fondamentali dello stesso, ma non risultano essere componenti propri dell'inverter. Ciò vuol dire che la rottura di tali sottosistemi rappresenterebbe la mancanza di input elettrico nell'inverter, ma non un guasto dello stesso.



Figura 4.2 - Albero dei guasti di un inverter fotovoltaico centralizzato. [31]

Osservando l'albero dei guasti in <u>figura 4.2</u>, si può notare come l'inverter sia il sottosistema costituito dal maggior numero di componenti. Ciò si traduce ovviamente in un tasso di guasto maggiore, poiché si avrà un maggior numero di componenti fondamentali il cui guasto causerebbe il malfunzionamento dell'intero apparato.

4.2.2 Valutazione quantitativa attraverso la definizione dei cammini minimi di taglio [26]

Come spiegato nel <u>capitolo 3</u>, un cammino minimo di taglio e l'insieme minimo di eventi il cui verificarsi si convertirebbe nel verificarsi dell'evento critico. In questo particolare caso, l'evento critico considerato è la rottura dell'inverter.

Perciò dal cammino minimo di taglio verranno esclusi la rottura del quadro di campo DC e tutti gli eventi alla base di questo evento.

Lo scopo dell'analisi quantitativa dell'albero dei guasti è generalmente quello di determinale la probabilità del verificarsi dell'evento critico, sarebbe a dire in questo caso, la rottura dell'inverter.

Si definisce n il numero di eventi base dell'albero dei guasti.

Lo stato dell'evento critico al tempo t può essere descritto da una variabile binaria $\psi(Y(t))$ definita come: [26]

$$\psi(Y(t)) = \begin{cases} 1, & se \ l'evento \ critico \ si \ verifica \ al \ tempo \ t \\ 0, & altrimenti \end{cases}$$

La funzione $\psi(Y(t))$ è chiamata la funzione strutturale dell'albero dei guasti e supponendo di essere a conoscenza tramite essa dello stato di ognuno degli n componenti, è possibile sapere se l'evento critico è avvenuto o meno.

Si indichi con $q_i(t)$ la probabilità che ogni evento base i si verifichi al tempo t con i = 1, 2, ..., nallora si può scrivere[26]

$$\Pr(Y_i(t) = 1) = E(Y_i(t)) = q_i(t) \text{ per } i = 1, 2, ..., n$$

È ora possibile definire la probabilità $Q_0(t)$ che l'evento critico si verifichi al tempo t : [26]

$$Q_0(t) = \Pr(\psi(Y(t)) = 1) = E\left(\psi(Y(t))\right)$$
(23)

Considerando adesso l'albero dei guasti di figura 4.4, è possibile vedere come l'evento critico (rottura inverter) sia collegato agli eventi base tramite un gate logico di tipo OR, ciò vale a dire che l'evento critico si verifica al verificarsi di uno qualsiasi degli eventi base. La funzione strutturale dell'albero può quindi essere scritta come: [26]

$$\psi(Y(t)) = 1 - \prod_{i=1}^{n} \left(1 - Y_i(t)\right)$$

Partendo poi dall'ipotesi che tutti gli eventi base siano indipendenti tra loro: [26]

$$Q_0(t) = 1 - \prod_{i=1}^n (1 - q_i(t))$$
(24)

Tenendo quindi in considerazione che il caso in esame è costituito da un solo gate OR al quale confluiscono tutti gli eventi base, si può facilmente dedurre come ognuno degli eventi rappresenti esso stesso un cammino minimo di taglio ed è possibile procedere all'unione dei set minimi secondo le formule teoriche descritte in questo paragrafo, ricavando: [26]

$$Q_0(t) = 1 - Pr(TopEvent) = 1 - \prod_{i=1}^{9} 1 - Pr(E_i)$$

Considerando poi che 1 – $Pr(E_i)$ rappresenta la probabilità di affidabilità di ogni componente, e considerando che il reciproco di $Q_0(t)$ rappresenta la funzione di affidabilità R(t), si può facilmente dimostrare che l'affidabilità dell'inverter è costituita dal prodotto delle affidabilità dei singoli componenti: [26]____

$$R(t) = \prod_{i=1}^{9} 1 - \Pr(E_i) = \prod_{i=1}^{9} R(E_i)$$
(25)

4.2.3 Valutazione qualitativa dei cammini minimi di taglio

Per quel che riguarda l'analisi qualitativa, si farà riferimento all'ordine dei cammini minimi di taglio e sulla natura dei possibili guasti.

In particolare sono stati ottenuti nove cammini di taglio di ordine uno. Come anche spiegato nell'introduzione al modello teorico, i cammini di ordine uno sono quelli che risultano essere i più critici per quanto riguarda l'analisi qualitativa, infatti un cammino di ordine uno sta a significare che il verificarsi di un solo evento base è sufficiente per scatenare l'evento critico.

Tutta via, la natura dei guasti per quanto riguarda l'inverter, risulta essere a favore dell'analisi qualitativa. Infatti in un impianto fotovoltaico, quasi tutti i componenti risultano essere componenti passivi, che qualitativamente risultano essere migliori quando si parla di affidabilità. Essendo inoltre una tipologia di impianto in cui l'intervento operazionale dell'uomo risulta essere limitato, gli errori umani, che risultano essere i più frequenti e i peggiori qualitativamente parlando, sono molto limitati.

4.3 Valutazione dell'affidabilità e del tasso di guasto

Per il calcolo dell'affidabilità dell'inverter si farà riferimento all'equazione (25) che può essere riscritta utilizzando l'equazione (19) :

$$R(t) = \exp\left(-\sum_{i=1}^{n} m_i \lambda_i t\right)$$
(26)

dove m_i rappresenta il numero di componenti uguali dell'inverter e λ_i il tasso di guasto di ognuno di questi componenti.

Per una valutazione accurata del tasso di guasto di un inverter, bisognerà quindi prima calcolare il tasso di guasto di ogni singolo componente che lo costituisce. Il tasso di guasto dei componenti elettronici e quindi dei semiconduttori, risulta seguire abbastanza fedelmente la bathub-curve illustrata in <u>figura 3.3</u> e presentano quindi un tasso di guasto praticamente costante durante la maggior parte del ciclo di vita.

Come spiegato anche in precedenza, ci sono diversi fattori che influiscono sul tasso di guasto dei componenti elettronici e ognuno sarà sottoposto a condizioni differenti. Ogni componente è infatti progettato per svolgere funzioni diverse, proprio per questo sarà soggetto a fattori di stress di diversa natura. La <u>tabella 4.1</u> è una tabella riassuntiva dei fattori di stress e/o che influiscono nella determinazione del tasso di guasto e di seguito ne vengono spiegati i vari significati. [30]

Tabella 4.1 - Principali fattori di stress per i principali componenti elettronici [30]

Componente	π_T	π_Q	π_E	π_A	π_{C}	π_V	π_S
Induttore	٠	•	•				
Transistor	٠	٠	٠	٠			
Condensatore	٠	٠	٠		٠	٠	
Diodo	٠	•	•				•

Dove i vari fattori rappresentano:

- π_T Fattore di stress correlato alla temperatura di esercizio del componente. Risulta essere uno dei fattori che incide maggiormente nella determinazione del tasso di guasto. La valutazione di questo fattore risulta essere discretamente complessa, tenendo considerazione del fatto che i valori di temperatura possono cambiare durante la vita operativa del componente.
- π_Q Fattore di qualità, risulta avere un effetto diretto sul tasso di guasto di un componente. Non dipende dalle condizioni di esercizio, ma unicamente dalla qualità costruttiva del componente. I valori di questo parametro sono tabulati in base alla classe di qualità.
- π_E Fattore che tiene conto dell'ambiente operativo. Considerando che l'inverter lavora generalmente in ambienti protetti e a basso rischio di guasto per cause

ambientali, questo fattore è uguale a 1.

- π_A Fattore che dipende dalla potenza elettrica che il componente deve sopportare.
- π_{C} Fattore che dipende dal valore della capacitanza del componente espressa in microfarad $\pi_{C} = C^{0,23}$
- π_V Fattore che dipende dal rapporto *S* tra la tensione applicata al condensatore e la tensione nominale dello stesso $\pi_V = (S/0,6)^5 + 1$
- π_S Fattore che dipende dal rapporto V_S tra la tensione inversa applicata al diodo e la tensione inversa nominale dello stesso $\pi_S = V_S^{2,43}$

A seguito della determinazione di tutti i fattori di stress per ogni componente, si può procedere con il calcolo del tasso di guasto partendo dal valore del tasso di guasto in condizioni standard λ_b e moltiplicando per i vari fattori di stress come illustrato dalla seguente formula: [30]

$$\lambda_p = \lambda_b \left(\prod_{i=1}^n \pi_i \right) \tag{27}$$

Per il calcolo del tasso di guasto globale si farà comunque riferimento ai tassi di guasto dei componenti estrapolati da normativa indicati nella <u>tabella 4.2</u>, infatti il calcolo del tasso di guasto tramite l'utilizzo dei fattori sopracitati non sempre risulta banale. Per eseguire detto calcolo sarebbe infatti necessario disporre di tutti i parametri di funzionamento (temperatura, tensione, corrente ...) istante per istante.

Componente dell'Inverter	Failure rate [Guasti / 10 ⁶ ore]
Condensatore DC	$\lambda_1 = 3,03$
Transistor IGBT	$\lambda_2 = 0.9$
Diodo	$\lambda_3 = 0.8$
Soppressore	$\lambda_4=0,001$
Induttanza del filtro passivo	$\lambda_5 = 0,038$
Capacitanza del filtro passivo	$\lambda_6 = 0.87$
Sensore di tensione	$\lambda_7 = 0.56$
Sensore di corrente	$\lambda_8 = 0.5$
Sezionatore di continua	$\lambda_9 = 3,3$
Sistema di raffreddamento	$\lambda_{10} = 1,36$
Gate Drive (Alimentatore)	$\lambda_{11} = 1,0$

Tabella 4.2 - Tasso di guasto dei principali componenti costitutivi dell'inverter [29]



Figura 4.3 - Circuito di un inverter IGBT trifase

Per ottenere il tasso di guasto dell'inverter trifase in <u>figura 4.3</u>, basterà quindi fare il conteggio dei componenti e in seguito moltiplicare i diversi tassi di guasto come illustrato nell'equazione¹⁷¹⁸:[29](26)

$$\lambda_{tot} = \lambda_1 + 6 * (\lambda_2 + \lambda_3 + \lambda_4 + \lambda_{11}) + 3 * (\lambda_5 + \lambda_6 + \lambda_7 + \lambda_8 + \lambda_9) + \lambda_{10}$$
(28)

¹⁷ I componenti indicati nell'albero dei guasti come schede di controllo e comunicazioni, sono rappresentati in <u>figura 4.3</u> dall'unione di *gate drives* e *sensores*.

¹⁸ Sono state escluse le probabilità di guasto dei connettori e dei cavi in bassa tensione poiché hanno un tasso di guasto di 1 [guasto/10⁶ anni] circa, pertanto risulta trascurabile.

Dallo svolgimento dell'equazione (28) troviamo che il tasso di guasto¹⁹ totale dell'inverter risulta

$$\lambda_{tot} = 36,4 \left[\frac{Failure}{10^6 h}\right] = 0,16 \left[\frac{Failure}{anni}\right]$$

Seguendo il modello teorico di analisi di affidabilità illustrato nel <u>capitolo 3</u>, adesso che si è conoscenza del tasso di guasto e considerandolo come costante, si può procedere con la valutazione degli altri parametri principali:

$$MTTF = \frac{1}{\lambda_{tot}} = 6,25 \text{ [anni]}$$

Per la definizione del MDT si farà riferimento ad un dato estrapolato da letteratura, che indica 24 giorni come tempo di riparazione medio.

$$MDT = \frac{24}{365} = 0,0658 \ [anni]$$

Da qui è possibile calcolare i termini di disponibilità ed affidabilità:

$$A_{av} = \frac{MTTF}{MTTF + MDT} = 0,9896$$

Per il calcolo di affidabilità si può adesso utilizzare l'equazione (26) inserendo il valore di λ ottenuto dall'equazione (28) e si ottiene un andamento dell'affidabilità mostrato nel grafico di figura 4.4.

Dall'analisi del modello teorico di affidabilità, risulta quindi immediato comprendere come gli inverter si classifichino tra i componenti meno affidabili di un impianto fotovoltaico. Un impianto fotovoltaico mediamente risulta avere una vita utile stimata di 25-30 anni, lasso di

¹⁹ Per esprimere il tasso di guasto in funzione degli anni, si è tenuto conto che un impianto fotovoltaico funziona solo durante le ore diurne. Pertanto 1 anno = 4380 h considerando in media 12 ore di luce al giorno.

tempo in cui un inverter andrà probabilmente incontro a diversi guasti, i quali saranno motivo di necessità di manutenzione e/o sostituzione.



Figura 4.4 - Andamento dell'affidabilità R(t) per un inverter IGBT trifase.

Capitolo 5

5 Analisi di affidabilità – Modello sperimentale

In questo capitolo sarà sviluppata un'analisi di affidabilità, basata non più su un modello teorico, ma basata su un caso reale di un impianto fotovoltaico attualmente funzionante. Alla fine dello stesso sarà quindi possibile effettuare un confronto tra i due modelli applicati.

Si ricaveranno quindi i principali dati che compaiono nell'analisi di affidabilità. Ciò sarà possibile disponendo dei dati dei contatori di produzione e dei report tecnici di O&M²⁰, nei quali vengono elencate tutte le operazioni di manutenzione correttiva eseguite a seguito di guasti. Verranno inoltre elencate le varie tipologie di guasto, potendo quindi fare un confronto tra le stesse, per comprendere quali sono i componenti che influiscono maggiormente sull'affidabilità di queste macchine e quali sono la causa di una maggior indisponibilità e quindi perdita energetica.

È risultato infatti che non sempre i componenti con l'affidabilità minore, sono la maggior causa di perdita energetica. Nel seguito dell'elaborato si potrà infatti osservare come alcune tipologie di guasto che si verificano più di rado, abbiano in realtà un'incidenza maggiore per quel che riguarda la durata totale di guasto, incidendo quindi maggiormente anche sulla perdita energetica e l'indisponibilità.

I risultati ottenuti sono tuttavia approssimativi, si è reso infatti necessario l'utilizzo di alcune ipotesi e approssimazioni per semplificare il problema:

 Ogni guasto/componente è stato ipotizzato indipendente, ipotesi non del tutto veritiera poiché alcuni guasti possono portare al verificarsi di altri o comunque risultare in fattori di stress per altri componenti.

²⁰ *O*&*M* = *Operation and Mainteinence*

- Per il calcolo dell'energia persa sono stati utilizzati i valori di irraggiamento giornaliero medio per ogni mese e i dati di performance ratio medi per ogni mese.
- Sono stati del tutto esclusi i guasti provenienti dal resto dell'impianto, che tuttavia potrebbero influenzare anche il comportamento dell'inverter.
- I report tecnici O&M e i file riguardanti i dati di produzione dei contatori, presentano alcuni buchi temporali.

5.1 Dati a disposizione e metodo di elaborazione utilizzato

5.1.1 Dati utilizzati

Per poter porta a termine un'analisi di questo tipo, è stato necessario disporre di tutti i dati di monitoraggio dell'impianto, i quali sono stati forniti dall'azienda gestore dell'impianto fotovoltaico oggetto dell'elaborato.

In particolare sono stati forniti i dati di produzione di energia elettrica registrati dai contatori di produzione dal 2015 al 2017. Su ognuno dei 132 inverter è infatti installato un contatore di produzione, il quale tiene registro dei dati di potenza quartorari in uscita dall'inverter.

Sono inoltre stati forniti i report tecnici di O&M, i quali contenevano informazioni riguardo il numero di guasti verificatosi e la durata degli stessi, fornendo inoltre giornalmente i dati di irraggiamento, energia prodotta e performance ratio dell'impianto. Tuttavia i report tecnici O&M, non sempre sono risultati del tutto accurati, riportando alcuni errori di compilazione e/o dati approssimativi. Per questo è risultato utile la consultazione dei registri dei contatori di produzione, potendo così fare una stima più precisa sulla durata dei guasti.

5.1.2 Metodo di elaborazione dei dati

Per quel che riguarda i dati di produzione dei contatori, sono stati messi a disposizione un file per ogni contatore per ogni mese del periodo a cui si riferisce quest'analisi, per un totale di oltre 4500 file in formato excel.

Data la grande mole di dati, per l'analisi dei dati dei contatori è stato utilizzato il software di calcolo MATLAB, il quale ha reso possibile, attraverso lo sviluppo di un apposito algoritmo, di

analizzare rapidamente i file formato excel riguardanti i dati di produzione, restituendo una prima stima del numero dei guasti e della durata degli stessi.

A seguito dell'analisi effettuata su MATLAB, è stato comunque necessario confrontare manualmente la lista dei guasti ricavata dal software con i report tecnici O&M, al fine di scartare tutti i falsi positivi individuati dal software ed aggiungere gli eventuali guasti non individuati. Così è stato possibile ottenere una lista dei guasti riportante le seguenti informazioni:

- Codice dell'inverter guasto
- Durata del guasto
- Tipo di guasto
- Stima dell'energia persa

Come ultimo passaggio, la lista dei guasti ottenuta per ogni anno, è stata elaborata utilizzando nuovamente il software di calcolo MATLAB, ottenendo una stima della durata media per tipologia di guasto e la probabilità di accadimento per ogni tipologia di guasto.

5.2 Discussione dei risultati ottenuti

In questo paragrafo verranno mostrati i risultati ottenuti dalle varie elaborazioni anno per anno. Vedremo infatti come il comportamento dell'impianto e il MTTF dei vari componenti dell'inverter non sia del tutto costante negli anni.

5.2.1 Tipologia di guasti individuati

I guasti rilevati sono stati raggruppati nelle seguenti categorie:

- Guasto condensatori lato AC Ogni inverter risulta essere collegato ai trasformatori di media tensione. Tra l'inverter e il trasformatore risulta essere posizionato un condensatore per ottenere una migliore attenuazione delle armoniche e per conseguire migliori condizioni di accoppiamento tra i due apparati.
- Guasto scheda XCU La XCU è la scheda di controllo principale dell'inverter. Quando si verifica un guasto, è necessaria la sostituzione.

- Guasto scheda GFD La scheda GFD è la scheda interna all'inverter che rileva la presenza di guasti di isolamento verso terra. Per guasto della scheda GFD, si intende la rottura della stessa.
- Guasto CB10 Con guasto CB10 si intende l'entrata in funzione del sezionatore DC, che di norma entra in funzione al verificarsi di sovracorrenti o sovratensioni.
- Guasto PEBB²¹ Le PEBB costituiscono la parte principale dell'inverter, essendo composte dai transistor IGBT e dai diodi responsabili della conversione da corrente continua ad alternata. Ogni PEBB è composta da due IGBT e due diodi per un totale di tre PEBB per ciascun inverter. Le PEBB risultano guastarsi con una discreta frequenza a causa di guasti ai transistor IGBT stessi.
- Guasto PSIM Guasto all'apparato di controllo master delle interfacce nell'inverter.
- Guasto ventole raffreddamento Sono stati rilevati diversi guasti alle ventole di raffreddamento dell'inverter. In ogni inverter sono presenti di 7 ventole di raffreddamento.
- Altri tipi di guasto Sono stati rilevati altre tipologie di guasto che sono risultate però poco rilevanti, motivo per cui non sono stati raggruppati in nessuna categoria specifica.
- ND In questa categoria sono stati raggruppati i guasti per i quali non è stato possibile identificarne la natura, principalmente a causa della mancanza di informazioni.

Di seguito si mostra una tabella con il numero di componenti presenti in ogni inverter e il numero complessivo, considerando la presenza di 132 inverter. Per effettuare l'analisi sperimentale, sono stati utilizzati i seguenti numeri:

	COND	XCU	GFD	CB10	IGBT	PSIM	VENTOLE
N°/inverter	5	1	1	1	6	1	7
N° TOT	660	132	132	132	792	132	924

Tabella 5.1 - Numero di componenti per inverter e numero totale di componenti.

²¹ PEBB = Power Eletronics Building Blocks.

5.2.2 Risultati 2015

Per il 2015 non si hanno avuto dati a disposizione per poter analizzare la produzione ed i guasti del mese di gennaio.

In questo anno sono stati individuati 43 guasti totali, differenziati per tipologia come riportato nel seguente grafico:



Figura 5.1 – Numero di guasti per componente per il 2015.



Figura 5.2 – Numero di guasti totale per ogni mese dell'anno 2015.

È possibile vedere dal <u>grafico 5.1</u> come le principali cause di guasto siano la rottura dei condensatori e delle PEBB. Sono stati individuati anche 5 guasti di natura ignota, i quali si sono verificati tutti nel mese di giugno²². Analizzando il <u>grafico 5.2</u>, possiamo vedere la distribuzione temporale dei guasti durante i vari mesi dell'anno. Si nota facilmente come un gran numero di guasti si è verificato nei mesi di maggio, giugno e luglio, che sono i mesi in cui i guasti all'impianto pesano di più in termini di energia persa.

Di seguito si riporta una tabella riportante i MTTF per ogni categoria di componente, utile per comprendere la frequenza di guasto per ogni tipologia. Per il calcolo del MTTF è stata utilizzata la seguente formula:

$$MTTF = \frac{t_{funz} * N_{comp}}{Numero \ guasti \ componente}$$

dove con t_{funz} ci si riferisce alla somma dei tempi di funzionamento per ciascun inverter calcolati mese per mese dai dati di produzione, escludendo quindi la frazione di tempo in cui gli inverter sono stati guasti o l'impianto scollegato.

Componente	Numero guasti	MTTF [h]	MTTF [giorni]	MTTF [anni]
Condensatori	9	2,85 E+05	2,45 E+04	73,22
XCU	1	5,12 E+05	4,41 E+04	131,79
GFD	1	5,12 E+05	4,41 E+04	131,79
CB10	7	7,32 E+04	6,31 E+03	18,83
PEBB	9	3,41 E+05	2,94 E+04	87,86
PSIM	3	1,71 E+05	1,47 E+04	43,93
Ventole	4	8,96 E+05	7,73 E+04	230,63
Altro	4	1,28 E+05	1,10 E+04	32,95
ND	5	1,02 E+05	8,83 E+03	26,36

Tabella 5.2 – Valori di MTTF in ore, giorni e anni²³ per ogni tipologia di guasto per il 2015.

²² Non è stato possibile identificare la natura dei guasti di giungo, poiché il report *O&M* di questo mese non risultava compilato. È stato comunque possibile individuarli tramite l'analisi del registro dei contatori, individuandone la durata.

²³ È stato calcolato il tempo esatto per cui l'impianto è stato funzionante in quest'anno, per una media di 3 880 ore per inverter, equivalenti a 11,6 ore giornaliere. Si ricorda che dal calcolo è stato escluso il mese di gennaio, per un totale di 335 giorni annuali.

Dalla <u>tabella 5.1</u> si può osservare come le PEEB abbiano un MTTF molto più alto rispetto per esempio ai condensatori, nonostante sia stato registrato lo stesso numero di guasti per questi due componenti. Questo è dovuto al fatto che ogni inverter possiede al suo interno 3 PEBB, le quali sono costituite da 2 transistor IGBT ciascuna, per un totale di 792 IGBT, il cui guasto si traduce in guasto delle PEBB. Proprio per questo a parità di guasti, per le PEBB è risultato un MTTF molto più alto. Stesso discorso può essere fatto per le ventole.



Figura 5.3 – Valori di MTTF espresso in anni per ogni componente per il 2015.

Sui guasti relativi alle PEBB è stata fatta la seguente ipotesi: tutti i guasti rilevati alle PEBB sono stati causati da guasti ai transistor IGBT stessi, pertanto i due eventi risultano essere coincidenti. Altra semplificazione è stata applicata ai casi in cui sono stati rilevati più guasti contemporanei alle PEBB dello stesso inverter. È stato ipotizzato che tali guasti multipli siano stati provocati da una causa comune, pertanto sono stati considerati come guasti singoli.

La <u>tabella 5.1</u> fa però riferimento ad ogni singolo componente costituente dell'inverter. Per comprendere meglio il tasso guasto dell'inverter e dell'impianto intero, sono state fatte le seguenti ipotesi:

 Per il calcolo del MTTF dell'inverter, esso è stato considerato come un unico componente. È stato quindi eseguito il calcolo considerando che tutti i guasti sono avvenuti su un campione di 132 inverter e utilizzando come tempo operazione, il tempo di operazione totale di tutte le macchine. Per il calcolo del MTTF dell'impianto intero, come per il caso precedente, esso è stato considerato come un unico componente oggetto del totale dei guasti. Tuttavia bisogna tenere in considerazione che ad ogni guasto di un inverter, solo una piccola porzione dell'impianto risulta essere indisponibile. Sono inoltre stati trascurati i guasti delle altre parti dell'impianto.

Tahella 5 3 – Valori di MTTE in ore	aiorni e anni e temno	operazionale per inv	verter e intero in	nianto ner il 2015
	giorni e unni e tempo	operazionale per int		ipiunto per 11 2013.

	MTTF [h]	MTTF [giorni]	MTTF [anni]	t_{op} [h]
Inverter	11 908	1 026,52	3,06	512 130 ²⁴
Impianto ²⁵	90,21	7,78	0,023	3 879

Un altro importante indicatore per comprendere come i guasti influiscano sulla produzione energetica è il MDT, ovvero la durata media di guasto. Essa è stata calcolata per ogni componente come:

$MDT = \frac{Tempo \ totale \ di \ guasto}{Numero \ di \ guasti}$

Verrà illustrato di seguito una tabella riportante i MDT per ogni tipologia di guasto.

Dalla <u>tabella 5.2</u> si osserva come i guasti alle PEBB abbiano avuto un'incidenza molto maggiore degli altri, essendo non solo i guasti verificatisi più frequentemente, ma essendo anche quelli che hanno richiesto un tempo di riparazione mediamente molto più alto che per tutti gli altri guasti. Nel seguito dell'elaborato, si mostrerà infatti come la perdita energetica conseguente ad un guasto, sia dipendente principalmente dalla durata dello stesso.

²⁴ Tempo operazionale totale dei 132 inverter.

²⁵ Come sottolineato all'inizio del capitolo, sono stati esclusi tutti i guasti esterni all'inverter.

Componente	Numero guasti	MDT [h]	MDT [giorni]	t _{tot} [giorni]
Condensatori	9	9,44	0,81	7,32
XCU	1	64,00	5,52	5,52
GFD	1	11,00	0,95	0,95
CB10	7	4,60	0,40	2,78
PEBB	9	186,00	16,03	144,31
PSIM	3	4,25	0,37	1,10
Ventole	4	1,50	0,13	0,52
Altro	4	6,50	0,56	2,24
ND	5	1,60	0,14	0,69

Tabella 5.4 – Valori di MDT in ore e giorni, e durata totale di guasto per ogni tipologia di guasto per il 2015.

Come è stato fatto per il MTTF, si mostreranno i dati relativi al solo inverter. Per il calcolo del MDT per il solo inverter è stato calcolato il rapporto tra il tempo di guasto totale di tutti i 132 inverter e il numero di guasti totali. Non è stato calcolato il MDT per l'impianto intero, poiché tale valore coinciderebbe con il valore ottenuto per il solo inverter.

Tabella 5.5 – Valori di MDT in ore e giorni e tempo totale di guasto per l'inverter per il 2015.

	MDT [h]	MDT [giorni]	t_{tot} [giorni]
Inverter	44,63	3,85	165,42

Dal valore di MDT ottenuto per l'inverter dallo sviluppo del modello sperimentale per l'anno 2015, notiamo come si discosti molto dal valore estrapolato da letteratura ed utilizzato per lo svolgimento del modello teorico di affidabilità. È stato ottenuto infatti un valore minore di quasi il 90%.



Figura 5.4 – Valori di MDT per le varie tipologie di componenti espresso in ore per il 2015.

Dal <u>grafico 5.4</u> si nota facilmente come il MDT per le PEBB risulta di molto maggiore rispetto a qualsiasi altra tipologia di guasto. Per il 2015 ciò accade a causa del ritardo nelle azioni di manutenzione correttiva necessarie a seguito di un guasto, sono infatti stati registrati guasti alle PEBB di durata superiore a un mese.

Una volta che i dati di MDT e MTTF sono stati calcolati, è possibile procedere con il calcolo della disponibilità per ogni componente dell'inverter e per l'inverter stesso. Per il calcolo della disponibilità è stata utilizzata la seguente formula:

$$A_{av} = \frac{MTTF}{MTTF + MDT}$$

Così è possibile ottenere un dato percentuale della frazione di tempo in cui ogni componente ha funzionato correttamente, rispetto al tempo totale, somma del tempo di operazione e del tempo di guasto.

Componente	Numero guasti	MTTF [giorni]	MDT [giorni]	Disponibilità %
Condensatori	9	2,45 E+04	0,81	99,9967 %
XCU	1	4,41 E+04	5,52	99,9875 %
GFD	1	4,41 E+04	0,95	99,9979 %
CB10	7	6,31 E+03	0,40	99,9937 %
PEBB	9	2,94 E+04	16,03	99,9456 %
PSIM	3	1,47 E+04	0,37	99,9975 %
Ventole	4	1,10 E+04	0,13	99,9998 %
Altro	4	1,10 E+04	0,56	99,9949 %
ND	5	8,83 E+03	0,14	99,9984 %
Inverter	43	1 026,52	3,85	99,63 %

Tabella 5.6 – Tabella riassuntiva di numero guasti, MTTF e MDT e valori di disponibilità per ogni componente. Sono compresi i dati per il solo inverter per il 2015.

Dai calcoli dei valori di affidabilità per ogni componente, è risultato che tutti i componenti hanno un'affidabilità di molto prossima al 100%. Questo è spiegato dal fatto che detti componenti risultano avere un MTTF abbastanza simile tra loro e, a parte che per le PEBB, MDT molto bassi. La maggior parte dei guasti infatti vengono risolti in tempi discretamente veloci.

Il dato più basso di disponibilità, si è ovviamente ottenuto per l'inverter. Questo apparato infatti incorpora tutti gli altri componenti e quindi tutti i relativi guasti, proprio per questo avrà una probabilità di guasto più alta rispetto ai singoli componenti.

Per il calcolo della perdita energetica è stata utilizzata la seguente formula:

$$En_{loss} = \frac{PR_{mens} * G_{medio} * t_{guasto} * P_{inv}}{G_{stc} * t_{luce}}$$

È stato quindi possibile ottenere una stima sull'energia persa per tipologia di guasto. Tale formula è soggetta però ad alcune approssimazioni, infatti sono stati utilizzati i valori di performance ratio, irraggiamento e ore di luce riferiti ai valori medi mensili. Tuttavia i valori di energia persa ottenuti, risultano avere un ottimo grado di approssimazione, combaciando quasi perfettamente con i valori di disponibilità. Si riportano di seguito i valori in kWh di energia persa e i contributi percentuali di ogni componente alle perdite energetica.

Componente	Numero guasti	t _{tot} [giorni]	En _{persa} [kWh]	% su tot
Condensatori	9	7,32	8 497	4,91 %
XCU	1	5,52	7 387	4,27 %
GFD	1	0,95	765	0,44 %
CB10	7	2,78	2 295	1,33 %
PEBB	9	144,31	148 867	86,00 %
PSIM	3	1,10	1 472	0,85 %
Ventole	4	0,52	624	0,36 %
Altro	4	2,24	2 428	1,40 %
ND	5	0,69	776	0,45 %
Totale	43	165,4	173 111	100 %

Tabella 5.7 - Dati in kWh e percentuali dell'energia persa per tipologia di guasto per il 2015.

Dall'analisi dei dati di perdita energetici, risulta ben evidente come i guasti responsabili della maggior parte della perdita energetica siano i guasti alla PEBB. Questo è causato dall'alto valore di MDT, motivo per il quale le PEBB, pur subendo un numero di guasti confrontabile con gli altri componenti sono risultate essere la principale causa di perdita energetica.

Sono inoltre state calcolati i dati di produzione media per inverter, ottenendo così i valori di energia prodotta da ogni inverter e dall'impianto intero, e il peso percentuale dell'energia persa rispetto al totale prodotto. Per il calcolo della percentuale di energia persa si è utilizzata la seguente formula:

 $En_{persa}\% = \frac{En_{persa}}{En_{persa} + En_{prod}}$

Tabella 5.8 - Valori di energi	a prodotta ed energia	persa per inverter	e impianto per il 2015.
--------------------------------	-----------------------	--------------------	-------------------------

	En_{prod} [MWh]	En _{persa} [MWh]	En _{persa} %
Inverter	451,2	1,3	0,29 %
Totale	59 554	173,1	0,29%

Dai dati di perdita energetica, risulta che la perdita percentuale di energia è molto bassa (circa lo 0,3%), tuttavia considerando il dato di 173 MWh di energia persa, risulta che l'energia totale

persa a causa dei guasti all'inverter è tutt'altro che trascurabile.

Un valore percentuale così basso di perdita energetica, è spiegato dal fatto che l'impianto risulta essere di una taglia molto grande e diviso in 132 sezioni diverse, motivo per cui anche avendo subito un discreto numero di guasti l'indisponibilità risulta comunque molto limitata.

5.2.3 Risultati 2016

A differenza che per l'anno 2015, per quest'anno è stato possibile analizzare tutti i mesi dell'anno. Sono stati registrati un totale di 44 guasti, dato che risulta essere perfettamente in linea con l'anno precedente.



Figura 5.5 – Numero di guasti per componente per il 2016.

Confrontando il <u>grafico 5.5</u> con il <u>grafico 5.1</u> relativo all'anno precedente, è possibile notare come il tasso di guasto sia rimasto più o meno simile per tutti i componenti. Solo i condensatori hanno subito un numero di guasti quasi doppio rispetto l'anno precedente. Si tenga anche in considerazione che quest'anno tutti i guasti sono stati identificabili e quindi non sono stati registrati guasti di natura ignota.



Figura 5.6 – Numero di guasti totali per ogni mese dell'anno 2016.

Dal <u>grafico 5.6</u> si nota che, come per l'anno precedente, si ha una maggior concentrazione di guasti nel periodo primaverile ed estivo. Anche se risulta abbastanza complesso determinare una causa che possa spiegare questo comportamento da parte degli inverter, si può ipotizzare che ciò accada a causa dei maggiori stress subiti dai componenti. Nei periodi estivi infatti alcuni fattori di stress dei componenti possono essere maggiori. Per prima cosa bisogna tener conto della maggior temperatura di operazione, che risulta essere il principale fattore di stress per componenti elettronici. Bisogna inoltre considerare che subendo un irraggiamento maggiore, il campo fotovoltaico immetterà agli inverter una potenza maggiore - quindi valori di tensione e corrente più elevati - e inoltre le ore giornaliere di luce, quindi di funzionamento, risultano maggiori rispetto al periodo invernale. È importante comunque precisare che si tratta solo di un'ipotesi e che questo comportamento potrebbe essere del tutto casuale o condizionato da altri fattori di cui non si è potuto tenere considerazione.

Nella <u>tabella 5.8</u> vengono mostrati i dati di MTTF dei componenti per quest'anno. Sono stati ottenuti risultati che si discostano di poco dai risultati per l'anno precedente. Si è tenuto anche conto che il tempo operazionale²⁶ cambia di anno in anno, in base alle operazioni di manutenzione sull'impianto e alla diversa durata dei guasti.

²⁶ Per quest'anno si è registrato un tempo operazionale medio dell'inverter di 4 114 ore, per una media giornaliera di 11,27 ore. I giorni di operazione per il 2016 sono di 366, trattandosi di un anno bisestile.

Componente	Numero guasti	MTTF [h]	MTTF [giorni]	MTTF [anni]
Condensatori	16	1,70E+05	1,51E+04	41,15
XCU	3	1,81 E+05	16 062,1	43,89
GFD	0	-	-	-
CB10	3	1,81 E+05	16 062,1	43,89
PEBB	9	3,62 E+05	32 125,7	87,78
PSIM	4	1,36 E+05	12 046,5	32,91
Ventole	6	6,34E+05	56215,9	153,60
Altro	3	1,81 E+05	16 062,1	43,89
ND	0	-	-	-

Tabella 5.9 – Valori di MTTF in ore, giorni e anni per ogni tipologia di guasto per il 2016.

Dal <u>grafico 5.7</u> risulta ancora più immediata a visualizzazione dei MTTF per i vari componenti. Per la maggior parte dei componenti si è ottenuto un MTTF leggermente più basso rispetto l'anno precedente. Questo si traduce nel fatto che i componenti si guasteranno dopo un tempo operazionale minore. Ciò può essere spiegato dal fatto che per quest'anno non sono stati registrati guasti di natura sconosciuta, quindi anche essendosi verificati praticamente lo stesso numero di guasti dell'anno precedente, i guasti che nel 2015 erano identificati come sconosciuti, per il 2016 è stato possibile ripartirli nelle proprie categorie di appartenenza.



Figura 5.7 – Valori di MTTF espresso in anni per ogni componente per il 2016.

Si mostra adesso la tabella riportante i valori di MTTF per l'inverter e per l'impianto intero.

	MTTF [h]	MTTF [giorni]	MTTF [anni]	t_{op} [h]
Inverter	1,23 E +04	1 095	2,99	543 058
Impianto	93,50	8,30	0,023	4 114

Tabella 5.10 – Valori di MTTF in ore, giorni e anni e tempo operazionale per inverter e intero impianto per il 2016.

Si può vedere come il MTTF per l'inverter e quindi per l'intero impianto, siano rimasti sostanzialmente invariati rispetto all'anno precedente. Ciò è dovuto al fatto che si è registrato praticamente lo stesso numero di guasti che per il 2015.

Verrà adesso analizzato il valore del MDT per ogni componente, al fine di comprendere quale componente ha avuto un peso maggiore nell'indisponibilità dell'impianto.

Componente	Numero guasti	MDT [h]	MDT [giorni]	t _{tot} [giorni]
Condensatori	16	5,03	0,45	7,14
XCU	3	28,83	2,56	7,67
GFD	0	-	-	-
CB10	3	2,00	0,18	0,53
PEBB	9	89,67	7,96	71,61
PSIM	4	17,37	1,54	6,17
Ventole	6	2,08	0,18	1,11
Altro	3	135,92	12,06	36,18
ND	0	-	-	-

Tabella 5.11 – Valori di MDT in ore e giorni, e durata totale di guasto per ogni tipologia di guasto per il 2016.

Per il 2016 sono stati ottenuti dei MDT abbastanza più bassi rispetto al 2015. Ciò si convertirà sicuramente in una minore perdita energetica ed una minor indisponibilità, a parità di guasti. L'unico valore di MDT che risulta essere aumentato di molto è quello per la categoria 'Altro'. Ciò è causato del verificarsi di un guasto alla scheda relay di un inverter, che ha richiesto più di un mese di tempo per essere risolto. Un guasto di tale durata risulta avere una grossa influenza sul calcolo del MDT, soprattutto avendo un campione di soli 3 guasti, sul quale quindi anche un singolo guasto ha un'elevata incidenza.

I valori di MDT per l'inverter risultano invece essere:

	MDT [h]	MDT [giorni]	t _{tot} [giorni]
Inverter	33,4	3,0	130,4

Tabella 5.12 – Valori di MDT in ore e giorni e tempo totale di guasto per l'inverter per il 2016.

Dalla <u>tabella 5.12</u> si può vedere che il tempo totale di guasto per quest'anno sia inferiore di circa 30 giorni rispetto il 2015, nonostante sia stato considerato un mese in più. Ciò si traduce in una notevole riduzione del tempo di riparazione dei guasti, comportando una minor perdita energetica a parità di numero di guasti.



Figura 5.8 – Valori di MDT per ogni componente espresso in ore per il 2016.



Figura 5.9 – Tempo percentuale di guasto per i vari componenti per il 2016.

Dalla seguente tabella è invece possibile valutare l'indice di disponibilità per ogni componente e per il solo inverter.

Componente	Numero guasti	MTTF [giorni]	MDT [giorni]	Disponibilità %
Condensatori	16	1,51 E+04	0,45	99,9970 %
XCU	3	1,81 E+05	2,56	99,9841 %
GFD	0	-	-	100 %
CB10	3	1,81 E+05	0,18	99,9989 %
PEBB	9	3,62 E+05	7,96	99,9752 %
PSIM	4	1,36 E+05	1,54	99,9872 %
Ventole	6	9,05 E+04	0,18	99,9997 %
Altro	3	1,81 E+05	12,06	99,9250 %
ND	0	-	-	-
Inverter	44	1 095	3,0	99,73 %

Tabella 5.13 – Tabella riassuntiva di numero guasti, MTTF e MDT e valori di disponibilità per ogni componente. Sono compresi i dati per il solo inverter per il 2016.

Dalla <u>tabella 5.13</u> è possibile vedere come i valori di disponibilità dei componenti siano molto prossimi al 100% anche per quest'anno. È stato invece ottenuta un miglioramento del tasso di disponibilità generale dell'inverter dello 0,1%. Anche se potrebbe sembrare un miglioramento trascurabile, rapportato ad un gran numero di inverter di potenza elevata – come in questo caso – restituirà un recupero energetico non trascurabile rispetto l'anno precedente.

Componente	Numero guasti	t _{tot} [giorni] En _{persa} [kWh]		% su tot
Condensatori	16	7,14	7 351	5,64 %
XCU	3	7,67	9 007	6,91 %
GFD	0	-	-	-
CB10	3	0,53	309	0,24 %
PEBB	9	71,61	66 792	51,26 %
PSIM	4	6,17	7 253	5,57 %
Ventole	6	1,11	1 287	0,99 %
Altro	3	36,18	38 305	29,40 %
ND	0	-	-	-
Totale	44	130,4	130 304	100 %

Tabella 5.14 - Dati in kWh e percentuali dell'energia persa per tipologia di guasto per il 2016.

Come è stato possibile predire dai risultati ottenuti, per l'anno 2016 è stata registrata una perdita energetica minore del 25%, con un guadagno di quasi 45 MWh. Ciò è stato possibile grazie ad una riduzione del MDT dei vari componenti, che ha portato ad una riduzione del MDT dell'inverter del 22%.

Si può inoltre osservare, come la perdita energetica sia maggiormente distribuiti tra le varie tipologie di guasto, rimanendo comunque molto più elevata per i guasti causati dalle PEBB e dai guasti appartenenti alla categoria 'Altro'. La maggior incidenza, di queste due categorie sulle perdite energetiche, è giustificata dal fatto che queste due categorie di guasti sono caratterizzate dal MDT più elevato.

89



Figura 5.10 – Perdita energetica percentuale per componente per il 2016.

Confrontando i grafici a torta dell'energia percentuale persa per componente e del tempo percentuale di guato per componente, si può infatti facilmente notare che questi sono praticamente identici. Ciò perché il dato di energia persa dipende quasi unicamente dal tempo di guasto.

Per concludere l'analisi effettuata su quest'anno, si mostreranno i dati di perdita energetica media per inverter e la perdita energetica totale, rapportati ai valori di energia prodotta in quest'anno.

	En_{prod} [MWh]	En _{persa} [MWh]	En _{persa} %
Inverter	465	0,987	0,212 %
Totale	61 391	130,3	0,212 %

Tabella 5.15 - Valori di energia prodotta ed energia persa per inverter e impianto per il 2016.

L'energia prodotta dal campo fotovoltaico nel 2016 risulta essere maggiore del 2015. Tale guadagno è dovuto al fatto che per il 2015 è stato escluso il mese di gennaio. Confrontando infatti i dati di energia persa percentuale per i due anni, si capisce come anche ottenendo un miglioramento in termini di energia persa, questi valori siano quasi trascurabili rispetto al dato di energia totale prodotta.

5.2.4 Risultati 2017

Per quest'anno, come per il 2016, è stato possibile analizzare i guasti verificatisi durante tutti i mesi dell'anno. Per quest'anno sono stati individuati 59 guasti in totale, dato che risulta essere maggiore del 30% circa rispetto gli anni passati.



Figura 5.11 – Numero di guasti per componente per il 2017

Per quest'anno è stato registrato un aumento del tasso di guasto per i condensatori e per i sezionatori di continua CB10.

Per quel che riguarda la distribuzione temporale dei guasti, possiamo vedere dal grafico 5.12 che si ha un'alta concentrazione di guasti nel mese febbraio. L'elevato numero di guasti per questo mese, potrebbe essere causato dalle operazioni di manutenzione svolte sull'intero impianto nel mese di febbraio.

Escludendo però il dato di questo mese, la distribuzione dei guasti durante l'anno sembra seguire il trend degli anni passati, con una concentrazione maggiore nei mesi primaverili ed estivi.



Figura 5.12 – Numero di guasti totali per ogni mese dell'anno 2017

Dai dati della <u>tabella 5.16</u> si vede come i valori di MTTF rimangono simili a quelli degli anni precedenti, tranne che per i sezionatori CB10, che hanno subito un numero leggermente maggiore di guasti.

Componente	Numero guasti	MTTF [h]	MTTF [giorni]	MTTF [anni]
Condensatori	21	1,30E+05	1,15E+04	31,5
XCU	2	2,72 E+05	2,41 E+04	66,0
GFD	0	-	-	-
CB10	15	3,62 E+04	3,21 E+03	8,8
PEBB	11	2,97 E+05	2,63 E+04	72,0
PSIM	4	1,36 E+05	1,20 E+04	33,0
Ventole	4	9,51 E+05	8,43 E+04	231,1
Altro	2	2,72 E+05	2,41 E+04	66,0
ND	0	-	-	-

Tabella 5.16 – V	alori di MTTF in d	ore. aiorni e a	inni per oani ti	poloaia di a	uasto per il 2017.
			- · · · · · ·		

Si può inoltre osservare come anche quest'anno non sia stato rilevato nessun guasto alla scheda di individuazione di guasti verso terra e nessun guasto di natura ignota. Dal grafico a barre riguardante i valori di MTTF, è evidente come le ventole abbiano un MTTF molto alto, esattamente come per gli anni scorsi. Tuttavia si tratta del componente con il numero complessivo di pezzi montati più alto, motivo per cui ogni anno si registrano diversi guasti di questo tipo.



Figura 5.13 – Valori di MTTF espresso in anni per ogni componente per il 2017.

Osservando il valore di MTTF per il solo inverter mostrato nella <u>tabella 5.17</u>, si nota che il valore risulta diminuito del 30 %. Ciò è dovuto al numero di guasti quasi maggiore rispetto agli anni passati.

Tabella 5.17 – Valori di MTTF in ore, giorni e anni e tempo operazionale per inverter e intero impianto per il 2017.

	MTTF [h]	MTTF [giorni]	MTTF [anni]	<i>t_{op}</i> ²⁷ [<i>h</i>]
Inverter	9,21 E+03	816,77	2,24	543 576
Impianto	69,80	6,19	0,017	4 118

Analizzando i valori di MDT per il 2017 invece, si è potuto vedere come ci sia stato un abbattimento nei tempi di risoluzione dei guasti, specialmente per le PEBB. Ciò risulterà in una diminuzione sostanziale del tempo totale di guasto e, come si vedrà nel seguito di questo

²⁷ Per quest'anno si è registrato un tempo operazionale medio degli inverter di 4 118 ore, per una media di 11,28 ore al giorno.
paragrafo, in una diminuzione dell'energia persa, che è risultata essere funziona diretta del tempo di guasto.

Componente	Numero guasti	MDT [h]	MDT [giorni]	t _{tot} [giorni]
Condensatori	21	5,17	0,46	9,62
XCU	2	2,75	0,24	0,49
GFD	0	-	-	-
CB10	15	3,15	0,28	4,19
PEBB	11	16,23	1,44	15,82
PSIM	4	5,63	0,50	1,99
Ventole	4	1,31	0,12	0,47
Altro	2	26,25	2,33	4,65
ND	0	-	-	-

Tabella 5.18 – Valori di MDT in ore e giorni, e durata totale di guasto per ogni tipologia di guasto per il 2017.

Dal seguente grafico a barre si potrà vedere con maggiore facilità, la diminuzione del tempo medio di guasto per le PEBB. Si è passati infatti ad un MDT inferiore del 90% rispetto all'anno 2015, rimanendo al di sotto di 1,5 giorni come tempo di riparazione medio.

Il MDT particolarmente alto per la categoria 'Altro', è dovuto ad un singolo guasto che ha interessato un inverter per diversi giorni, prima che i tecnici potessero portare a termine le operazioni di manutenzione. Tuttavia non risulta influenzare particolarmente l'impianto, poiché si tratta di un solo guasto.



Figura 5.14 – Valori di MDT espresso in ore per ogni componente per il 2017.

Un miglioramento del MDT per i componenti, influenzerà ovviamente in maniera positiva il valore di MDT per l'inverter, che avrà anch'esso un tempo medio di riparazione più basso e quindi un tempo totale di guasto inferiore.

Tabella 5.19 – Valori di MDT in ore e giorni e tempo totale di guasto per l'inverter per il 2016.

	MDT [h]	MDT [giorni]	t _{tot} [giorni]
Inverter	7,12	0,63	37,23

È possibile infatti notare dalla <u>tabella 5.19</u> come si sia ottenuto una riduzione del MDT per l'inverter dell'80% rispetto al 2015. Per questo, nonostante si sia verificato un numero di guasti più alto del 30%, si è ottenuta una riduzione delle perdite energetiche del 75%.



Figura 5.15 – *Tempo percentuale di guasto per i vari componenti per il 2017.*

Dal <u>grafico 5.15</u> si nota come anche per quest'anno, i guasti alle PEBB risultano nella tipologia di guasto che ha causato l'indisponibilità maggiore. Questo accade a causa del MDT decisamente più alto che per le altre tipologie di guasto. Inoltre si ricorda che le PEBB sono tra i componenti che risultano subire un alto numero di guasti annuali.

Per quest'anno è stato invece ottenuto un valore di disponibilità complessiva degli inverter ulteriormente maggiore, dopo che nel 2016 si era già registrato un aumento per questo indicatore.

Si ricorda che anche un aumento dello 0,1% di questo fattore, si traduce in perdite energetiche di molto minori.

Componente	Numero guasti	MTTF [giorni]	MDT [giorni]	Disponibilità %
Condensatori	21	1,15 E+04	0,46	99,9960 %
XCU	2	2,41 E+04	0,24	99,9990 %
GFD	0	-	-	100 %
CB10	15	3,21 E+03	0,28	99,9913 %
PEBB	11	2,63 E+04	1,44	99,9945 %
PSIM	4	1,20 E+04	0,50	99,9959 %
Ventole	4	8,43 E+04	0,12	99,9999 %
Altro	2	2,41 E+04	2,33	99,9903 %
ND	0	-	-	
Inverter	59	816,77	0,63	99,923 %

Tabella 5.20 – Tabella riassuntiva di numero guasti, MTTF e MDT e valori di disponibilità per ogni componente. Sono compresi i dati per il solo inverter per il 2017.

Dalla <u>tabella 5.21</u> si vede come il dato di energia persa sia più che dimezzato rispetto al 2016 e sia diminuito di circa il 75 % rispetto al 2015. Ciò è possibile, come era già stato specificato, grazie alla forte riduzione dei tempi di guasto, dovuti probabilmente ad una velocizzazione degli interventi da parte dei tecnici. Negli anni passati sono stati infatti registrati guasti di durata superiore ai 30 giorni, causati con molta probabilità da ritardi del servizio di assistenza tecnica, cosa che non è accaduta per l'anno 2017.

Componente	Numero guasti	t _{tot} [giorni]	En_{persa} [kWh]	% su tot
Condensatori	21	9,62	12 263	28,6%
XCU	2	0,49	339,56	0,8%
GFD	0	-	-	-
CB10	15	4,19	3 898	9,1%
PEBB	11	15,82	21 560	50,4%
PSIM	4	1,99	2 163	5,1%
Ventole	4	0,47	570	1,3%
Altro	2	4,65	2 026	4,7%
ND	0	-	-	-
Totale	59	37,23	42 820	100 %

Tabella 5.21 - Dati in kWh e percentuali dell'energia persa per tipologia di guasto per il 2017.

Come era stato ipotizzato osservando il tempo totale di guasto per le varie tipologie di componenti, per quest'anno i guasti alle PEBB, si sono dimostrati anche per il 2017 la maggior causa di perdita seguiti dai guasti ai condensatori.



Figura 5.16 – Perdita energetica percentuale per componente per il 2017.

Per concludere l'analisi per l'anno 2017, vengono mostrati nella tabella sottostante i valori di energia prodotta e di energia persa per il singolo inverter e per l'impianto intero.

	En_{prod} [MWh]	En _{persa} [MWh]	En _{persa} %
Inverter	499	0,314	0,06 %
Totale	65 858	42,8	0,06 %

Tabella 5.22 - Valori di energia prodotta ed energia persa per inverter e impianto per il 2017.

5.2.5 Confronto risultati ottenuti

In questo paragrafo verrà fatto un breve confronto dei risultati ottenuti per tutti e tre gli anni, al fine di comprendere in maniera più immediata l'andamento nel tempo dei vari indicatori; infatti anche se nel corso dei paragrafi precedenti, i dati sono stati confrontati tra loro, si vuole fornire una visione più globale ed immediata dei risultati.



Figura 5.17 - Confronto del numero di guasti per componente per tutti e tre gli anni.

Si può vedere dal <u>grafico 5.17</u> come il tasso di guasto dei componenti sia più o meno costante, fatta eccezione per i condensatori, il cui tasso di guasto ha un profilo crescente e per gli interruttori CB10 che hanno un tasso di guasto disomogeneo nel tempo. Per quanto riguarda gli interruttori CB10, si ricorda che per guasto si intende l'apertura del contatto a causa di una sovratensione e/o sovracorrente. Pertanto la sua apertura – e quindi guasto – non è dovuta da un malfunzionamento dell'inverter, ma da una sovratensione e/o sovracorrente in arrivo dalle stringhe a cui l'inverter è connesso.



Figura 5.18 - Confronto dei valori di MTTF per ogni componente per tutti e tre gli anni.

Dal grafico 5.18 è possibile vedere che il MTTF è solo funzione nel numero dei guasti. Il tempo operazione infatti, rimane più o meno invariato negli anni. Si osserva come i componenti più inclini a guastarsi siano i condensatori, che risultano avere un MTTF molto basso rispetto gli altri componenti.



Figura 5.19 - Confronto tra i valori di MDT per ogni componente per tutti e tre gli anni.

Dal grafico sovrastante si vede come il MDT sia andato incontro ad un progressivo miglioramento durante i tre anni in cui è stata svolta l'analisi, soprattutto per quanto riguarda le PEBB.

Si nota invece un picco del MDT per la categoria 'Altro' per il 2016. Questo valore così alto è spiegato da un guasto verificatosi alla scheda relay di un inverter, guasto che ha avuto una durata di quasi 30 giorni prima che l'intervento dei tecnici ripristinasse il corretto funzionamento dell'inverter. Questo guasto è stato responsabile anche dell'altro dato di perdita energetica per questa categoria, come viene illustrato nel <u>grafico 5.20</u>.

Dal grafico che segue, si può invece vedere come i guasti alle PEBB siano praticamente gli unici responsabili delle perdite energetiche, causando una perdita energetica di: 149 MWh nel 2015, 67 MWh nel 2016 e 21,5 MWh nel 2017. Soprattutto per i primi due anni, le perdite energetiche causate dai guasti degli altri componenti, risultano quasi trascurabili se confrontati con le perdite dai guasti alle PEBB.

Grazie alla progressiva riduzione del MDT però, si è riusciti ad ottenere una notevole riduzione delle perdite energetiche per questo componente. Per l'anno 2017 risultano infatti confrontabili con le perdite causate dagli altri componenti, anche se occupano comunque la prima posizione in termini di perdite percentuali.



Figura 5.20 - Perdite energetiche per componente per tutti e tre gli anni.

5.3 Considerazioni sui guasti rilevati e possibili cause

Si è cercato di indagare sulla possibile causa di guasto, per i tre componenti che hanno subito il numero di guasti maggiore: condensatori, PEBB e sezionatori DC.

Al fine di individuare i guasti sono stati analizzati la cadenza annuale dei guasti e le curve di produzione, al fine di osservare i valori di corrente e tensione in ingresso.

5.3.1 Condensatori

Soprattutto per i condensatori si è cercato di indagare più a fondo, essendo il componente che durante i tre anni dell'analisi è andato incontro al maggior numero di guasti, avendo totalizzato 46 guasti che rappresentano quasi il 30 % sul totale dei guasti registrati.

Sono state quindi analizzate le curve di potenza attiva e reattiva, al fine di determinare il coefficiente di potenza e capire come esso variava in concomitanza dei guasti. È infatti compito della batteria di condensatori installati tra inverter e trasformatore, quello di bilanciare la potenza reattiva al fine di ottenere un fattore di potenza uguale ad 1.

Non è però stato possibile individuare nessuna variazione sostanziale di questi parametri. Si è unicamente notato che, a seguito alla sostituzione di un condensatore, si presentava una

diminuzione della potenza reattiva.

Risultati più interessanti sono stati invece ottenuti, osservando la distribuzione temporale dei guasti durante i tre anni. Si è infatti osservato che quasi tutti i guasti, sono avvenuti nei mesi estivi e primaverile.

Questo dato alimenta l'ipotesi, che la maggior parte dei guasti sia avvenuto a causa di temperature eccessivamente elevate, tipiche appunto dei mesi estivi.



Figura 5.21 – Distribuzione mensile dei guasti ai condensatori, per i tre anni presi in analisi

Nei mesi estivi risulta anche più alta la produzione energetica e la potenza generata dal campo fotovoltaico, il che risulta in un ulteriore causa di stress per questo componente.

5.3.2 PEBB

Le PEBB sono il secondo componente per numero di guasti subiti, avendo subito un totale di 29 guasti che rappresentano il 20 % del totale.

Nemmeno per questo componente è stata trovata nessuna correlazione tra potenza in uscita dall'inverter e guasti. Inoltre questi guasti, a differenza dei guasti ai condensatori, risultano uniformemente distribuiti durante l'anno, fattore che rende ancora più difficile l'identificazione di una causa.

5.3.3 Sezionatori DC

Per quanto riguarda i sezionatori di continua, non è stato possibile analizzare i valori dei flussi di potenza passanti da questo componente, poiché i dati di produzione ottenuti dai registri dei contatori, sono relativi al lato AC dell'inverter.

Si è però notato dalla distribuzione temporale dei guasti, che i sezionatori DC entrano in funzione interrompendo il collegamento stringhe-inverter, con un'incidenza maggiore durante i mesi invernali.



Figura 5.22 - Distribuzione temporale dei guasti CB10, per i tre anni presi in analisi.

Questo dato lascia spazio all'ipotesi che, durante i mesi invernali, essendo più abbondanti le piogge ed essendo l'umidità relativa più alta che per i mesi estivi, si verifichino più frequentemente guasti verso terra, sovratensioni e/o sovracorrenti, rendendo necessario l'intervento dei sezionatori DC.

Tuttavia quest'ultima risulta un'ipotesi semplicistica, sono molteplici infatti i fattori che potrebbero essere la causa di questa tipologia di guasto.

Capitolo 6

6 Confronto tra modello teorico e modello sperimentale

In questo capitolo, verrà svolto un breve confronto tra i risultati ottenuti dai due modelli utilizzati per lo svolgimento dell'analisi di affidabilità.

Si vedrà in particolare che i dati raccolti sono circa dello stesso ordine di grandezza, ma non del tutto uguali. Bisogna infatti ricordare che al fine di risolvere il modello teorico è necessario l'utilizzo di opportune semplificazioni, senza le quali il problema risulterebbe troppo complesso.

Altra considerazione importante, risiede nel fatto che esistono svariati marchi produttori di inverter, motivo per cui un modello inverter difficilmente risulterà identico ad un altro modello, anche se di taglia uguale. Proprio per questo l'analisi basata sul modello teorico, è stata applicata al circuito elettrico di un inverter trifase qualsiasi e che quindi difficilmente sarà uguale allo schema elettrico dell'inverter su cui è stato applicato il modello sperimentale.

Dal confronto tra modello teorico e sperimentale, la prima differenza che è stata osservata è relativa ai tassi di guasto.

È risultato infatti che i tassi di guasto dei componenti ricavati dal modello sperimentale, risultano in media leggermente più alti di quelli estrapolati da letteratura ed utilizzati per lo svolgimento dell'analisi nel caso del modello teorico.

Tabella 6.1 - Confronto tra i valori dell'analisi per i due modelli. I valori sono riferiti all'inverter come singolo

	com	pon	ente
--	-----	-----	------

		Modello teorico	Modello sperimentale
Tasso di guasto	[guasti/ora]	3,64 E-05	9,13 E-05
MTTF	[anni]	6,25	2,64
MDT	[giorni]	24	2,28
Disponibilità	%	98,96 %	99,76 %

Dalla <u>tabella 6.1</u> si vede come il tasso di guasto nel caso del modello teorico sia circa 3 volte inferiore a quello ottenuto nel modello sperimentale. Ciò significa che nella realtà, l'inverter andrà incontro ad un maggior numero di guasti e proprio per questo avrà un MTTF più basso, esattamente come si legge da tabella.

Tuttavia nello svolgimento del modello teorico, era stato estrapolato da letteratura un dato di MDT molto più alto di quello ricavato dall'analisi sperimentale. Era stato infatti considerato un MDT di 24 giorni, che effettivamente risulta essere un tempo abbastanza lungo per la risoluzione dei guasti. Nel caso reale un tempo di riparazione così alto è stato registrato solo per qualche guasto ed è stato registrato un MDT circa dieci volte inferiore rispetto al modello teorico. Proprio per questo, anche se l'inverter del modello reale ha un tasso di guasto maggiore, risulta comunque avere una disponibilità maggiore rispetto al modello teorico.



Figura 6.1 - Confronto tra curve di affidabilità per il modello sperimentale e il modello teorico.

Nel grafico di <u>figura 6.1</u>, si possono vedere le curve di affidabilità per i due casi calcolate con l'equazione (26) e utilizzando i tassi di guasto di <u>tabella 6.1</u>.

Verranno ora confrontati i valori del tasso di guasto ottenuti per alcuni dei componenti analizzati nel caso reale. Non risulta possibile confrontare tutti i componenti, poiché nel modello teorico alcuni componenti sono stati raggruppati per categoria, come per esempio *gate drives* e *sensores* (vedi figura 4.3), per questo il conteggio dei componenti è stato fatto in maniera diversa per i due casi.

I componenti considerati, sono comunque quelli che dall'analisi del caso reale risultano guastarsi più spesso e quindi avere un'incidenza maggiore in termini di indisponibilità e un peso maggiore nel calcolo del tasso di guasto per l'inverter.

Dalla <u>tabella 6.2</u> si vede come anche per i singoli componenti, i tassi di guasto risultino più o meno tutti dello stesso ordine di grandezza.

La differenza maggiore si nota per i condensatori lato AC, che nel caso reale rappresenta il gruppo di componenti che è andato incontro al maggior numero di guasti.

	Modello teorico	Modello sperimentale	$\lambda_{sper}/\lambda_{teo}$
Condensatori lato AC	8,70 E-07	5,75 E-06	6,61
IGBT ²⁸	9,00 E-07	3,02 E-06	3,36
Ventole	1,36 E-06	1,25 E-06	0,92
Sezionatore DC	3,30 E-06	1,56 E-06	4,73

Tabella 6.2 - Confronto dei valori di tasso di guasto ottenuti per i due modelli per alcuni dei componenti.

Per gli altri componenti si vede che il rapporto tra il valore rilevato dall'analisi teorica e dell'analisi sperimentale, risulta relativamente basso, mostrando come non ci sia un eccessivo discostamento tra i valori.

Bisogna comunque tenere in considerazione che i fattori che influiscono sulla determinazione del tasso di guasto sono molteplici e quindi che ogni inverter avrà le proprie particolarità e si troverà a lavorare con condizioni al contorno differenti.

Si osserva comunque, come i tassi di guasto ottenuti dal modello sperimentale, risultino tutti maggiori rispetto a quelli ottenuti dal modello teorico. Questo si spiega dal fatto che il modello

²⁸ Coincidono con le PEBB per il modello sperimentale. I sezionatori di continua coincidono invece con i guasti CB10.

teorico, risulta essere un problema decisamente idealizzato, come si è più volte spiegato nel corso dell'elaborato.

Capitolo 7

7 Conclusioni

In questo lavoro di tesi è stata svolta un'analisi di affidabilità su uno dei principali componenti degli impianti fotovoltaici, ovvero, l'inverter.

L'interesse nello svolgere un'analisi di affidabilità su questo componente nasce dal fatto che esso risulta il componente meno affidabile degli impianti fotovoltaici e risulta la maggior causa di indisponibilità e quindi di perdita energetica.

Si è deciso quindi di indagare sulle principali cause di guasto di questo componente e la frequenza con cui i guasti avvengono, al fine di individuare il componente più critico.

Sono state svolte due analisi di affidabilità: la prima si basa su un modello teorico e in cui i tassi di guasto dei principali componenti dell'inverter sono stati reperiti da articoli scientifici e libri, la seconda è un'analisi sperimentale svolta su un impianto reale costituito da 132 inverter centralizzati da 350 kW ciascuno, per una potenza complessiva di 48 MW.

I risultati ottenuti dall'analisi sperimentale si sono dimostrati coerenti con i risultati ottenuti dal modello teorico. Dalla <u>tabella 6.2</u> si può infatti vedere come i valori del tasso di guasto per i due modelli siano dello stesso ordine di grandezza.

Anche se a primo impatto si potrebbe pensare che ci sia comunque un evidente differenza tra i valori ottenuti per i due modelli, bisogna ricordare che la determinazione del tasso di guasto per questi componenti risulta molto difficile, in quanto sono componenti che lavorano in condizioni di tensione e corrente spesso variabili e non determinabili istante per istante. Inoltre si fa presente che i valori di temperatura a cui questi componenti si trovano a lavorare, oltre a non essere costanti, modificano il comportamento dei componenti stessi. In un condensatore per esempio, al variare della temperatura, si nota un cambiamento di alcuni valori fondamentali, come capacità, tensione o corrente di dispersione.

Oltre ad una valutazione del tasso di guasto per l'inverter e per i suoi componenti fondamentali, si è indagato sull'indisponibilità dell'impianto a causa dei guasti di questi componenti e sulle relative perdite energetiche.

Ne è risultato che l'indisponibilità, e quindi anche le perdite energetiche, risultano maggiormente influenzate dalla durata media dei guasti piuttosto che dalla loro frequenza, infatti, un singolo guasto di lunga durata incide maggiormente che tanti guasti di durata molto breve.

È inoltre risultato che i valori di indisponibilità e di perdita energetica risultano praticamente trascurabili rispetto al totale prodotto, è stato infatti calcolato che i guasti agli inverter hanno causato una perdita energetica annuale dello 0,2 %.

Una perdita così bassa però è dovuta al fatto che l'impianto è composto da un totale di 132 inverter, perciò ad ogni guasto corrisponderà il fermo di una sola piccola porzione del campo fotovoltaico.

Prendendo però come esempio il caso di un impianto fotovoltaico di taglia minore e composto da un numero minore di inverter, ad ogni guasto corrisponderà il fermo di una porzione di campo fotovoltaico maggiore, causando una perdita energetica percentuale più grande.

L'affidabilità è un concetto che infatti risulta molto importante soprattutto per gli impianti di grande taglia. Una grave indisponibilità di questi impianti, infatti, si tradurrebbe in perdite energetiche ed economiche decisamente non trascurabili. Inoltre le operazioni di manutenzione su apparati di grosse potenze e dimensioni, risultano complesse e a volte dai costi sostenuti.

Da questo studio si è quindi potuto ricavare che la maggior indisponibilità degli inverter fotovoltaici è causata dai condensatori installati sul lato AC e che vengono utilizzati per il filtraggio delle armoniche in uscita dall'inverter.

Si è infatti osservato il maggior numero di guasti per questa categoria di componenti. Inoltre i condensatori sono componenti che - per questo tipo di utilizzo – necessitano di essere montati in serie, ed è stato osservato come ad ogni guasto corrispondesse la rottura di più componenti contemporaneamente.

Ai fine del calcolo del tasso di guasto e indisponibilità, tali rotture multiple vanno considerate come eventi verificatisi da causa comune. Tuttavia tali rotture multiple risultano avere un

110

maggior peso dal punto di vista delle perdite economiche, infatti, a seguito di rotture multiple sarà necessaria la sostituzione di più componenti, il che si traduce in spese di manutenzione maggiori.

Per concludere, si è osservato come la rottura dei condensatori avvenga principalmente nei periodi primaverili ed estivi, quando il carico elettrico è maggiore e la temperatura – che risulta essere il più comune fattore di stress per componenti elettronici- aumenta. Ciò risulta in un ulteriore aumento delle perdite energetiche, poiché nei periodi estivi e primaverili l'energia prodotta dal campo fotovoltaico risulta essere maggiore rispetto ai periodi invernali e pertanto sono i periodi in cui le indisponibilità sono causa di perdite energetiche maggiori.

Bibliografia

- Solar Photovoltaics Technology, System Design, Reliability and Viability. N. D. Kaushika
 Anuradha Mishra Anil K. Rai. © Capital Publishing Company, New Delhi, India 2018. pp [1-3; 10-12; 81-82]
- ELECTRICITY INFORMATION: OVERVIEW (2018 edition). International Energy Agency. Pp [3-5]
- Effects of large scale penetration of renewables: The Italian case in the years 2008 2015. Marco Antonelli, Umberto Desideri*, Alessandro Franco pp [1-10]
- 4. Do feed-in tariffs drive PV cost or viceversa?. Marco Antonelli a, Umberto Desideri 2014.
- The doping effect of Italian feed-in tariffs on the PV market. Marco Antonelli a, Umberto Desideri 2013.
- Challenges in load balance due to renewable energy sources penetration: The possible role of energy storage technologies relative to the Italian case. L.BarelliU.DesideriA.Ottaviano 2015.
- SNAPSHOT OF GLOBAL PHOTOVOLTAIC MARKETS 2018. Photovoltaic Power System Programme. Report IEA PVPS T1-33:2018
- Rapporto Statistisco. Solare Fotovoltaico 2017. Gestore Servizi Energetici. Pp[11-17;30-33].
- A review of solar photovoltaic technologies. Bhubaneswari Parida, S. Iniyan, Ranko Goic 2011. pp
- Grid-Connected Photovoltaic Generation Plants. ENRIQUE ROMER O-CADAVAL,GIOVANNI SPAGNUOLO, LEOPOLDO G. FRANQUELO, CARLOS-ANDRÉS RAMOS-PAJA, TE UVO SUNTIO, and WEIDONG-MICHAEL XIAO. IEEE industrial electronics magazine. 2013

- Progress in solar PV technology: Research and achievement. V.V. Tyagi, NurulA.A.Rahim , N.A.Rahim , JeyrajA./L.Selvaraj. 2013
- 12. Review of photovoltaic technologies. L. El Chaara,, L.A. lamonta, N. El Zeinb
- Nanotechnology in the Development of Photovoltaic Cells T. K. Manna and S. M. Mahajan Center for Energy Systems Research. 2007 pp [380]
- Amorphous silicon solar cell, D. E. Carlson and C. R. Wronski, Appl. Phys. Lett. 28, 671 (1976)
- 15. Thin Film Photovoltaics, Senthilarasu Sundaram*, Katie Shanks*, Hari Upadhyaya
- Solar photovoltaic electricity: Current status and future prospects. T.M. Razykov , C.S. Ferekides , D. Morel , E. Stefanakos , H.S. Ullal , H.M. Upadhyaya
- United States Patent Application Publication. Pub. No.: US 2017/0063299 A1 Zhong. Pub. Date: Mar. 2, 2017
- 18. Dispense del corso Renewable Energy Sources. F. Spertino
- Ground-Fault Analysis and Protection in PV Arrays Ye Zhao Electrical Engineer Robert Lyons Jr. Product Manager 2011
- The role of DC switch disconnectors in solar PV systems. Information from ABB. Nov/Dec 2012 Vector pp [73-77]
- Power Electronics The Key Technology for Renewable Energy Systems. Frede Blaabjerg, Ke Ma, Yongheng Yang Departement of Energy Technology, Aalborg University Pontoppidanstraede 101. 2014
- 22. A Modular Grid-Connected Photovoltaic Generation System Based on DC Bus Li Zhang, Kai Sun, Yan Xing, Member, IEEE, Lanlan Feng, and Hongjuan Ge. 2011
- 23. A GUIDE TO PHOTOVOLTAIC (PV) SYSTEM DESIGN AND INSTALLATION. Prepared for: California Energy Commission Energy Technology Development Division

California Prepared by: Endecon Engineering. 2001

- 24. Grid Connected Photovoltaic Generation Plants. Components and Operation. E. Romero-Cadaval, G. Spagnuolo, L. Franquelo, C. Ramos-Paja, T. Suntio, W. Xiao
- 25. Norma Italiana CEI 0-21. Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti BT delle imprese distributrici di energia elettrica. 07/2016
- 26. SYSTEM RELIABILITY THEORY Models, Statistical Methods, and Applications SECOND EDITION Marvin Rausand Ecolé des Mines de Nantes Departement Productique et Automatique Nantes Cedex 3 France Arnljot Hsyland
- Parallel fault tree analysis for accurate reliability of complex systems Fritz Sihombing, Marco Torbol Ulsan National Institute of Science and Technology (UNIST), Ulsan, Republic of Korea
- Aircraft System Safety. Assessments for Initial Airworthiness Certification, DuaneKritzinger, 2017, Capitolo 4 (Fault Tree Analysis), Pages 59-99
- 29. Reliability Analysis and Cost Optimization of Parallel-Inverter System Xiaoxiao Yu, Student Member, IEEE, and Ashwin M. Khambadkone, Senior Member, IEEE
- 30. Reliability Estimation of Three Single-PhaseTopologies in Grid-Connected PV SystemsFreddy Chan and Hugo Calleja, Senior Member, IEEE
- Impact of Component Reliability on Large Scale Photovoltaic Systems' Performance Stefan Baschel 1, Elena Koubli 2,*, Jyotirmoy Roy 3 and Ralph Gottschalg 4
- 32. DC-AC inverters. *David (Zhiwei) Gao, Kai Sun;* Department of Physics and Electrical Engineering, Faculty of Engineering and Environment, University of Northumbria, Newcastle upon Tyne, UK

Sitografia

[33]https://it.wikipedia.org/wiki/Organizzazione_per_la_cooperazione_e_lo_sviluppo_economi co

[34] https://it.wikipedia.org/wiki/Agenzia_internazionale_dell%27energia

[35]https://en.wikipedia.org/wiki/Czochralski_process

[36]https://www.gses.com.au/wp-content/uploads/2016/07/GSES_PV-efficiency.pdf

[37] https://en.wikipedia.org/wiki/Fuse_(electrical)

[38] http://www.alwayson-srl.it/il_fotovoltaico/celle_solari.php

[39]https://static.trinasolar.com/sites/default/files/IT_TSM_DD05A_08_II_plus_datasheet_B_2 017_web.pdf

[40] https://static.trinasolar.com/sites/default/files/IT_TSM_PD05_datasheet_B_2017_web.pdf

[41]<u>http://www.firstsolar.com/-/media/First-Solar/Technical-Documents/Series-4</u> Datasheets/Series-4-Datasheet.ashx

[42] http://energyinformative.org/best-solar-panel-monocrystalline-polycrystalline-thin-film/

[43] http://www.bandasolar.com/mc4-connector/

[44] http://www.nbgaia.com/products/solar_panels_accessories/mc4_connectors.html

[45] https://www.instructables.com/id/MC4-solar-connectors/

[46] https://www.linkedin.com/pulse/dc-circuit-breaker-theory-uses-you-never-know-lily-chan

[47] https://blog.solar-log.com/en/pv-monitoring/

[48] https://www.gigahertz-solutions.de/en/demand-switch/functionality/

[49] <u>https://www.fotovoltaiconorditalia.it/mondo-fotovoltaico/fotovoltaico-cosa-e-l-interfaccia-di-rete</u>

[50] https://it.wikipedia.org/wiki/Classi_di_isolamento

[51] <u>http://www.thesolarplanner.com/balance_of_system2.html</u>

[52] <u>https://www.casaeclima.com/ar_23520__BREVI-Normativa-CEI-EN-50618-cavi-elettrici-</u> <u>Cavi-</u>elettrici-per-impianti-fotovoltaici-pubblicata-la-norma-CEI-EN-50618-.html

[53]<u>https://www.fotovoltaiconorditalia.it/conto-energia/il-contatore-di-misura-dell-impianto-</u>fotovoltaico

[54] http://www.rsc.org/periodic-table/element/14/silicon

[55] https://limblecmms.com/blog/mttr-mtbf-mttf-guide-to-failure-metrics/