

POLITECNICO DI TORINO

Corso di Laurea in Ingegneria Energetica e Nucleare

Tesi di Laurea Magistrale

**Analisi affidabilistica e valutazione sperimentale di perdita
energetico-economica per impianti fotovoltaici in media
tensione**



Relatore:

Prof. Filippo Spertino

Candidato:

Edoardo Perlino

Anno Accademico 2018-2019

Sommario

Negli ultimi anni, la tecnologia fotovoltaica ha raggiunto livelli competitivi di efficienza, inoltre molti sforzi si stanno ora concentrando sulla corretta programmazione della manutenzione e su una più accurata analisi dei guasti in modo da prevenirne il maggior numero possibile in futuro, con un evidente risparmio economico.

Il seguente elaborato propone un'analisi di affidabilità teorico-sperimentale riguardo impianti fotovoltaici mantenuti dall'azienda *Rios Rinnovabili S.r.l.* e connessi in media tensione alla rete elettrica nazionale: tali impianti si dividono in tre categorie in base al numero in Inverter e alla potenza installata

Nei primi due capitoli viene riportata una panoramica sulla tecnologia fotovoltaica e un riassunto sui principali concetti inerenti l'affidabilità e il modello *Fault Tree*.

Nel terzo capitolo viene presentata l'analisi di affidabilità teorica mediante cui sono stati analizzati 14 impianti fotovoltaici mantenuti dall'azienda *Rios Rinnovabili S.r.l.*. Tali impianti hanno una potenza compresa tra 1 e 4 MW. L'obiettivo dell'analisi è valutare i componenti più critici dal punto di vista affidabilistico dell'intero impianto.

Nel capitolo quattro viene svolta l'analisi di affidabilità semi-empirica utilizzando i dati sperimentali (nel triennio di esercizio 2016-2018) dei guasti forniti dai tecnici che hanno svolto le manutenzioni presso gli impianti. In seguito, il modello teorico è confrontato con i risultati sperimentali, evidenziando differenze nei tassi di guasto dei singoli componenti, con particolare attenzione verso gli inverter, i quali sono sia di tipo centralizzato che di tipo distribuito.

Successivamente, è svolta un'analisi di perdita energetica dovuta ai guasti su tutti i 14 impianti analizzati in precedenza. In particolare, sono calcolati la percentuale di energia persa sulla produzione totale e il *Levelised Cost Of Electricity (LCOE)* per le tre configurazioni impiantistiche prese in considerazione.

Nell'ultimo capitolo, grazie a un'azienda piemontese operante nel settore delle rinnovabili si estende l'analisi di perdita energetica anche a produzioni inferiori alle attese progettuali dell'impianto fotovoltaico, non riconducibili a guasti.

Ai miei nonni, per sempre con me

Indice

Elenco delle figure	V
Elenco delle tabelle	VIII
1 Introduzione	1
1.1 Il fotovoltaico nel mondo	1
1.1.1 Percentuale impianti fotovoltaici installata nel Mondo	4
1.1.2 Percentuale impianti fotovoltaici installati in Europa	5
1.1.3 Previsioni di crescita futura per il solare fotovoltaico	7
1.2 Il fotovoltaico in Italia	8
1.2.1 Analisi dettagliata della potenza installata per regione	8
1.2.2 Percentuale di autoconsumo sulla producibilità totale	10
2 Descrizione del modello di affidabilità per impianti fotovoltaici in media tensione	11
2.1 Analisi teorica riguardo affidabilità e disponibilità	12
2.1.1 Concetto di affidabilità	12
2.1.2 Tasso di guasto	13
2.1.3 Tempo medio di guasto	14
2.1.4 Tempo medio di riparazione del guasto	15
2.1.5 Concetto di disponibilità	15
2.2 Metodo Albero dei Guasti	16
2.2.1 Confronti con altri metodi di analisi	19
3 Applicazione del modello di affidabilità agli impianti analizzati	22
3.1 Scomposizione del sistema fotovoltaico	22
3.2 Schema impianto fotovoltaico	24
3.2.1 Modulo fotovoltaico	24

3.2.2	Protezioni di stringa	27
3.2.3	Connettore	27
3.2.4	Sezionatore di corrente	28
3.2.5	Regolatore di carica	29
3.2.6	Sistema di batterie	29
3.2.7	Inverter	29
3.2.8	Fusibile	31
3.2.9	Interfaccia di rete	32
3.2.10	Interruttore AC e Interruttore differenziale	32
3.2.11	Contatore di carica	33
3.3	Descrizione impianti analizzati	33
3.3.1	Impianti fotovoltaici a Inverter centralizzato	36
3.3.2	Impianti fotovoltaici a Inverter distribuito	38
3.4	Tassi di guasto	39
3.4.1	Pannello fotovoltaico	40
3.4.2	Protezione di stringa	40
3.4.3	Fusibile	40
3.4.4	Connettore	41
3.4.5	Sezionatore di corrente DC	41
3.4.6	Inverter	42
3.4.7	Interruttore generale AC, Interruttore differenziale e Interfaccia di rete	43
3.4.8	Risultati finali sui tassi di guasto dei componenti	44
3.5	Implementazione Fault Tree	44
3.5.1	Definizione "Top Event"	44
3.5.2	Schema Logico	45
3.5.3	Assunzioni	45
3.5.4	Calcolo Minimal Cut Set	47
3.6	Calcolo affidabilità teorica	49
3.6.1	Indici di Fussel-Vesely	56
4	Analisi pratica di affidabilità - Caso sperimentale	60
4.1	Interventi di manutenzione	61
4.2	Confronto tra i risultati ottenuti	65
4.3	Indagine supplementare sui guasti non riparabili	72

5	Valutazioni sperimentali di perdita energetico-economica	76
5.1	Modello sperimentale per la valutazione di perdita energetica	77
5.2	Calcolo dell'energia persa dei vari impianti	79
5.2.1	Calcolo energia persa impianto A1	80
5.2.2	Calcolo energia persa impianto A2	84
5.2.3	Calcolo energia persa impianto A3	84
5.2.4	Calcolo energia persa impianto A4	85
5.2.5	Calcolo energia persa impianto A5	86
5.2.6	Calcolo energia persa impianto A6	87
5.2.7	Calcolo energia persa impianto A7	88
5.2.8	Calcolo energia persa impianto A8	89
5.2.9	Calcolo energia persa impianto A9	90
5.2.10	Calcolo energia persa impianto A10	91
5.2.11	Calcolo energia persa impianto A11	92
5.2.12	Calcolo energia persa impianto A12	93
5.2.13	Calcolo energia persa impianto B1	93
5.2.14	Calcolo energia persa impianto B2	94
5.3	Ulteriori confronti e commenti	94
5.4	Analisi economica	96
5.4.1	Descrizione metodologia utilizzata	97
5.4.2	Perdita economica legata alla perdita energetica avvenuta con i guasti	100
5.5	Risultati dell'analisi economica	105
6	Ulteriori valutazioni di perdita energetica	110
6.1	Breve descrizione impianti	110
6.2	Problematiche riscontrate nell'impianto C1	111
6.2.1	Fenomeno di parziale shading	113
6.2.2	Fenomeno di derating di uno dei due Inverter	114
6.2.3	Valutazione sperimentale di perdita energetica impianto C1	118
6.3	Problematiche riscontrate nell'impianto C2	119
6.3.1	Revamping su una parte di subcampo impianto C1	121
7	Conclusioni	124
	Bibliografia	128

Elenco delle figure

1.1	Capacità energetica installata e decommissionata nel 2017	2
1.2	Penetrazione della capacità fotovoltaica al 2017	3
1.3	Percentuale di installazioni per nazioni	3
1.4	Aggiunta potenza fotovoltaica per nazioni	4
1.5	Penetrazione della capacità fotovoltaica per nazione in Europa	5
1.6	Tasso di installazioni impianti fotovoltaici in Europa	6
1.7	Principali paesi produttori di pannelli fotovoltaici	6
1.8	Aspettativa di crescita per il solare fotovoltaico	7
1.9	Tabella installazioni fotovoltaiche in Italia	8
1.10	Potenza installata in Italia	9
1.11	Numero di ore equivalenti medie per un impianto fotovoltaico in Italia	9
1.12	Percentuale di autoconsumo sulla produzione totale	10
2.1	Funzione esponenziale affidabilità	13
2.2	Curva a vasca da bagno	14
2.3	Tempo medio tra guasti	15
2.4	Metodo Fault Tree	17
2.5	Simbologia utilizzata per un'analisi di Fault Tree	17
2.6	Esempio di Fault Tree per un impianto fotovoltaico	19
2.7	Confronto tra un RBD e un FTA	21
3.1	Scomposizione del sistema fotovoltaico	23
3.2	Schema di impianto fotovoltaico connesso alla rete	24
3.3	Esempio di pannello fotovoltaico in Silicio Monocristallino	25
3.4	Esempio di pannello fotovoltaico in Silicio Policristallino	26
3.5	Esempio di pannello fotovoltaico in Silicio Amorfo	26
3.6	Esempio di pannello fotovoltaico in CIS	27
3.7	Esempio di connettore fotovoltaico con diodo	28

3.8	Esempio di sezionatore di corrente	28
3.9	Esempio di inverter fotovoltaico	30
3.10	Tipologie Inverter fotovoltaici	31
3.11	Esempio di fusibili	32
3.12	Esempio di parte di schema unifilare lato corrente continua	34
3.13	Esempio di parte di schema unifilare lato corrente alternata	35
3.14	Esempio di Fault Tree per un impianto fotovoltaico	46
3.15	Grafico Affidabilità impianti per le diverse configurazioni	54
4.1	Tipologie di guasti divisi per componente Base Case	61
4.2	Confronto MTTF impianti A1-A6	66
4.3	Confronto MTTF impianti A7-A12	67
4.4	Confronto MTTF impianti B1-B2	67
4.5	I Confronto tassi di guasto teorico/sperimentale	69
4.6	II Confronto tassi di guasto teorico/sperimentale	69
4.7	III Confronto tassi di guasto teorico/sperimentale	69
4.8	IV Confronto tassi di guasto teorico/sperimentale	70
4.9	V Confronto tassi di guasto teorico/sperimentale	70
4.10	Tipologie di guasti divisi per componente Indagine supplementare	73
5.1	Esempio di Telecontrollo della produzione energetica	78
5.2	Tipologia guasti avvenuti impianto A1	83
5.3	Tipologia guasti avvenuti impianto A2	84
5.4	Tipologia guasti avvenuti impianto A3	85
5.5	Tipologia guasti avvenuti impianto A4	86
5.6	Tipologia guasti avvenuti impianto A5	87
5.7	Tipologia guasti avvenuti impianto A6	88
5.8	Tipologia guasti avvenuti impianto A7	89
5.9	Tipologia guasti avvenuti impianto A8	90
5.10	Tipologia guasti avvenuti impianto A9	91
5.11	Tipologia guasti avvenuti impianto A10	92
5.12	Confronto quota percentuale per le diverse tipologie di impianto	94
5.13	Confronto energia persa totale nel triennio 2016-2018	96
5.14	Costo di investimento iniziale per classi di potenza	98
5.15	Ulteriori indici per la valutazione dell'investimento	99
5.16	Tabella incentivazioni impianti fotovoltaici entrati in esercizio nel 2011 . . .	101
5.17	Tabella costo di vendita energia elettrica	102

5.18	Confronto perdita economica annuale pesata sulla potenza degli impianti .	103
5.19	Confronto guadagno economico annuale secondo la tipologia di impianti analizzata	104
5.20	Confronto LCOE calcolato secondo il modello di Fraunhofer	107
5.21	Confronto LCOE calcolato seconda la deviazione proposta	109
6.1	Andamento giornaliero produzione Inverter e Irraggiamento	111
6.2	Andamento giornaliero produzione Inverter e Irraggiamento per due giorni successivi	112
6.3	Shading distribuito su moduli fotovoltaici Inverter 1	113
6.4	Andamento giornaliero produzione Inverter, Irraggiamento e temperatura in cabina Inverter	114
6.5	Andamento medio Temperatura IGBT Inverter 2	116
6.6	Andamento Tensione e Corrente DC Inverter 2	117
6.7	Andamento giornaliero produzione Inverter, Irraggiamento, temperatura in cabina Inverter e temperatura Pannelli	117
6.8	Andamento giornaliero produzione Inverter 1 e Irraggiamento in agosto 2018	120
6.9	Andamento giornaliero produzione Inverter 1 e Irraggiamento in agosto 2019	121
6.10	Andamento giornaliero produzione Inverter 1,2,3 e Irraggiamento nel 2018 .	122
6.11	Andamento giornaliero produzione Inverter 1,2,3 e Irraggiamento nel 2019 .	122

Elenco delle tabelle

3.1	Conteggio componenti impianti A1-A6	37
3.2	Conteggio componenti impianti A7-A12	37
3.3	Conteggio componenti impianti B1-B2	39
3.4	Tabella normativa MIL calcolo failure rate Protezione di stringa	40
3.5	Tabella normativa MIL per calcolo failure rate Fusibile	41
3.6	Tabella normativa MIL per calcolo failure rate Connettore	41
3.7	Tabella normativa MIL calcolo failure rate Sezionatore di corrente DC	42
3.8	Tabella normativa MIL calcolo failure rate Interruttori e Interfaccia di rete	43
3.9	Tabella riassuntiva tassi di guasto componenti	44
3.10	Affidabilità componenti impianti A1-A6 dopo 1 anno di funzionamento	50
3.11	Affidabilità componenti impianti A7-A12 dopo 1 anno di funzionamento	50
3.12	Affidabilità componenti impianti B1-B2 dopo 1 anno di funzionamento	51
3.13	Affidabilità componenti impianti A1-A6 dopo 5 anni di funzionamento	51
3.14	Affidabilità componenti impianti A7-A12 dopo 5 anni di funzionamento	52
3.15	Affidabilità componenti impianti B1-B2 dopo 5 anni di funzionamento	52
3.16	Affidabilità complessiva impianti A1-A6	53
3.17	Affidabilità complessiva impianti A7-A12	53
3.18	Affidabilità complessiva impianti B1-B2	53
3.19	Tasso di guasto impianti A1-A6	55
3.20	Tasso di guasto impianti A7-A12	55
3.21	Tasso di guasto impianti B1-B2	55
3.22	Tempo medio tra guasti impianti A1-A6	55
3.23	Tempo medio tra guasti impianti A7-A12	55
3.24	Tempo medio tra guasti impianti B1-B2	56
3.25	Indici di Fussel Vesely impianti a Inverter centralizzato da 1 MW	57
3.26	Indici di Fussel Vesely impianto a Inverter centralizzato da 4 MW	57
3.27	Indici di Fussel Vesely impianti a Inverter distribuito da 1.8 MW	58

3.28	Classificazione criticità componenti impianti a inverter centralizzato	59
3.29	Classificazione criticità componenti impianti a inverter distribuito	59
4.1	Tabella guasti impianto A7 anno 2016	63
4.2	Tabella guasti impianto A7 anno 2017	63
4.3	Tabella guasti impianto A7 anno 2018	64
4.4	MTTF sperimentale impianti A1-A6	65
4.5	MTTF sperimentale impianti A7-A12	65
4.6	MTTF sperimentale impianti B1-B2	66
4.7	Valori tasso di guasto sperimentali Base Case	68
4.8	Scostamento percentuale dei failure rates Base Case	70
4.9	Valori tasso di guasto sperimentale per guasti non riparabili	74
4.10	Scostamento percentuale dei failure rates per guasti non riparabili	74
5.1	Tabella impianto A1 perdite energetiche per l'anno 2016	80
5.2	Tabella impianto A1 perdite energetiche per l'anno 2017	81
5.3	Tabella impianto A1 perdite energetiche per l'anno 2018	82
5.4	Percentuale energia persa impianto A1	83
5.5	Percentuale energia persa impianto A2	84
5.6	Percentuale energia persa impianto A3	85
5.7	Percentuale energia persa impianto A4	86
5.8	Percentuale energia persa impianto A5	87
5.9	Percentuale energia persa impianto A6	88
5.10	Percentuale energia persa impianto A7	89
5.11	Percentuale energia persa impianto A8	90
5.12	Percentuale energia persa impianto A9	91
5.13	Percentuale energia persa impianto A10	92
5.14	Percentuale energia persa impianto A11	92
5.15	Percentuale energia persa impianto A12	93
5.16	Percentuale energia persa impianto B1	93
5.17	Percentuale energia persa impianto B2	94
5.18	Perdita economica effettiva nel triennio 2016-2018	103
5.19	Energia prodotta nel triennio 2016-2018	104
5.20	Analisi economica secondo il modello di Fraunhofer	106
5.21	Analisi economica secondo la deviazione proposta	108
5.22	Incremento percentuale nel valore dell'LCOE	109
6.1	Quantificazione energia persa per malfunzionamenti	118

6.2	Percentuale energia persa impianto C1	119
6.3	Confronto produzione energetica	121

Capitolo 1

Introduzione

La crescente domanda di energia derivante dall'aumento della popolazione e dal miglioramento delle condizioni di vita, ha portato i capi di stato mondiali a domandarsi quale fosse il futuro della produzione e diversificazione energetica e in questo contesto, se le tecnologie rinnovabili potessero essere considerate il futuro.

Il fatto che la smisurata produzione di energia elettrica proveniente da fonti energetiche fossili (carbone, gas naturale, petrolio) fosse ormai universalmente considerata come la principale causa di problemi quali inquinamento ambientale, surriscaldamento globale, scioglimento rapido e costante dei ghiacci ai poli, riduzione dello strato di Ozono in atmosfera, ha portato un crescente interesse verso le fonti rinnovabili. Tra queste, quella che ricopre un ruolo di primaria importanza è la tecnologia fotovoltaica. Il sole infatti, a differenza delle altre fonti rinnovabili, è una risorsa presente in ogni zona del globo in grande quantità e la densità di potenza, seppure non elevatissima se comparata con le altre fonti di energia, è ben distribuita in molte aree del mondo. A ciò, si aggiunge il fatto che il solare fotovoltaico è ormai una tecnologia ampiamente sviluppata con efficienze di conversione sempre maggiori e costo dei pannelli sempre più ridotto, unita a una durata di circa 25 anni.

Nei paragrafi successivi verranno analizzate la situazione globale e quella italiana in merito al settore fotovoltaico, cercando di analizzare i punti di forza e i risultati ottenuti nell'ultimo anno da questa importante fonte di energia.

1.1 Il fotovoltaico nel mondo

L'anno 2017 è stato una pietra miliare per il solare fotovoltaico (PV) in tutto il mondo; durante quest'anno, infatti, è stata installata più capacità nel settore fotovoltaico che in tutti gli altri settori energetici, addirittura maggiore della capacità complessiva installata

derivante da fonti fossili (carbone, petrolio, gas naturale) e nucleari. Come si può notare dalla figura 1.1 infatti, nessuna fonte di energia ha ottenuto un trend di crescita elevato come quello rappresentato dal settore fotovoltaico.

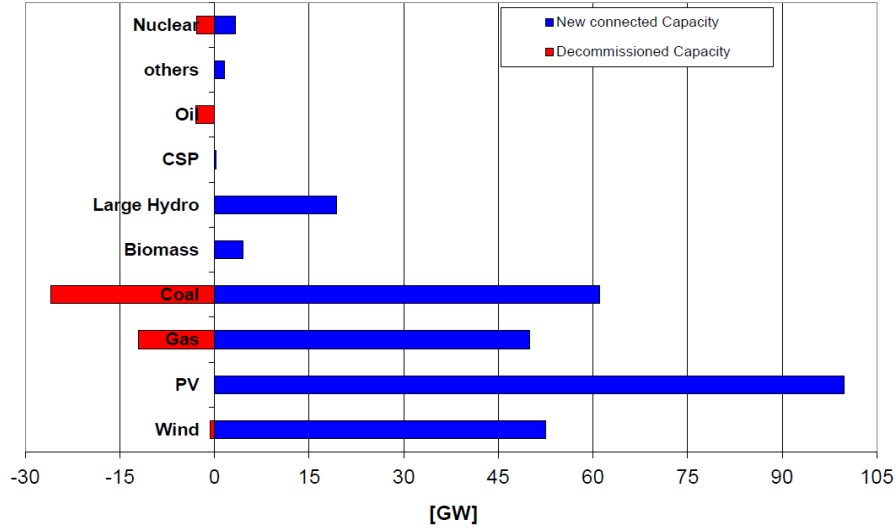


Figura 1.1. Capacità energetica installata e decommissionata nel 2017

Questo traguardo deriva da un contesto in cui la crescente demografia e il miglioramento delle condizioni di vita in molte nazioni, necessita di un aumento della produzione elettrica mondiale. Non stupisce dunque che, in un momento storico in cui le fonti fossili non possono rappresentare una scelta conservativa e futuribile per il genere umano e per il pianeta, il mercato del solare fotovoltaico sia la fonte principale di nuova potenza elettrica in molte nazioni del Pianeta (Cina, India, Giappone e Stati Uniti), con un trend in sempre crescente miglioramento.

Globalmente, l'espansione è dovuta largamente all'incremento della competitività dei pannelli fotovoltaici combinati al fatto che questa tecnologia, ormai ben consolidata e conosciuta, rappresenta uno dei potenziali punti di forza per alleviare l'inquinamento e ridurre le emissioni di CO_2 .

Per riportare alcuni dati, nel solo anno 2017, sono stati installati 98 GW di potenza derivante dal settore fotovoltaico incrementandone la penetrazione di quasi un terzo portando a un totale di 402 GW di potenza installata.

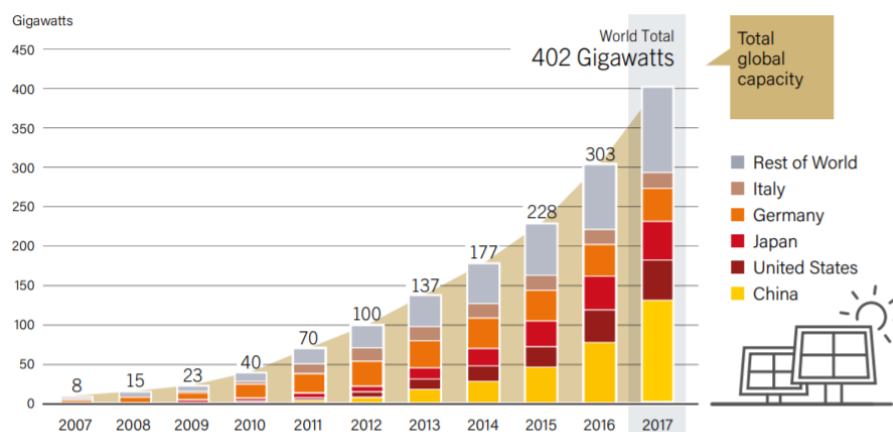


Figura 1.2. Penetrazione della capacità fotovoltaica al 2017

L'aumento significativo rispetto all'anno 2016 è dovuto principalmente alla Cina, dove le nuove installazioni hanno rappresentato più del 50 % del mercato mondiale, e all'India, la cui penetrazione nazionale è più che raddoppiata.

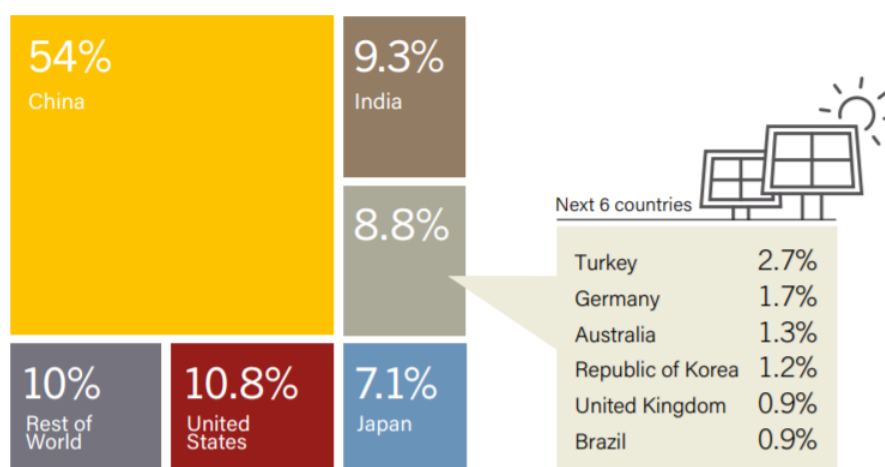


Figura 1.3. Percentuale di installazioni per nazioni

Come si può notare dalla tabella soprastante, i mercati nazionali responsabili di circa l'84 % della nuova potenza fotovoltaica installata sono Cina, Stati Uniti, India, Giappone e Turchia, con quote di mercato meno significative derivanti principalmente da Germania, Australia e Repubblica di Corea.

1.1.1 Percentuale impianti fotovoltaici installata nel Mondo

Andando ad analizzare la tipologia di impianti fotovoltaici costruiti, la maggior parte di essi continua a derivare dai progetti centralizzati con potenza installata di diversi MW per impianto anche se, nell'ultimo anno, il trend è cambiato (soprattutto in Cina) con un evidente spostamento verso i cosiddetti “distributed solar PV”, ovvero quelle tipologie di impianto con potenza installata inferiore, montati a terra, o su tetto, conformi a varie situazioni richieste: commerciali, industriali, residenziali.

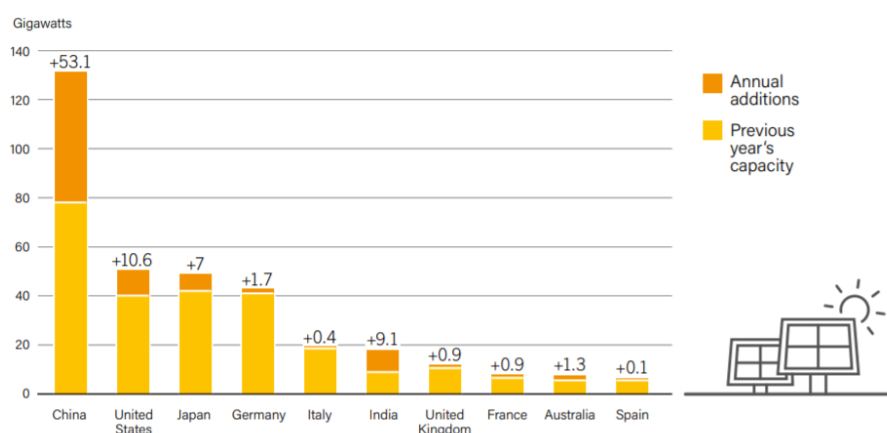


Figura 1.4. Aggiunta potenza fotovoltaica per nazioni

Nel grafico in figura 1.4 si possono infine osservare le nazioni con la più alta capacità di potenza installata e il relativo incremento rispetto all'anno precedente. Sebbene l'Italia, a partire dall'anno 2013, ha visto ridurre notevolmente le installazioni annue di pannelli fotovoltaici, risulta alla fine del 2017 la quinta nazione mondiale per capacità installata.

Andando ad analizzare il ruolo del fotovoltaico nella produzione di energia elettrica mondiale, si nota come questa tecnologia giochi un ruolo molto determinante in diverse nazioni. Nel 2017, il solare fotovoltaico ha contribuito al 10.3% del fabbisogno energetico in nazioni come l'Honduras con percentuali di share significative in Italia (8.7%), Grecia (7.6%), Germania (7%) e Giappone (5.7%). Inoltre, almeno 22 nazioni, incluse India e Cina, presentano una capacità installata sufficiente per soddisfare almeno il 2% della loro richiesta annuale di elettricità. Globalmente, alla fine dell'anno 2017 sono stati prodotti 494 TWh di elettricità.

A livello economico, per l'ottavo anno di fila, la tecnologia basata sul solare fotovoltaico è stata la risorsa capace di attrarre la maggiore quantità di investimenti nel mondo tra tutte le fonti rinnovabili con un investimento di 161 miliardi di dollari (140 miliardi di euro), rappresentando il 58% degli investimenti su fonti rinnovabili.

1.1.2 Percentuale impianti fotovoltaici installati in Europa

Negli ultimi 15 anni il volume di produzione del solare fotovoltaico è cresciuto ad un tasso superiore al 40%, portando l'industria dietro questa tecnologia a una delle crescite più rapide a livello mondiale. A questo proposito, come già precedentemente sottolineato, è importante analizzare come gran parte dei ricavi e degli investimenti siano derivati dall'Asia con numero di installazioni sempre minori derivanti dall'Europa. Questa situazione è dovuta principalmente alle diverse politiche energetiche e ai sempre minori programmi pubblici di incentivazione promossi dai diversi stati dell'Unione Europea. Sebbene, già alla fine del 2014, l'Europa era riuscita a raggiungere il target 2020 del “National Renewable Energy Action Plan” (NREAP) di 83.7 GW, il trend di crescita è continuato a diminuire e con 108 GW di potenza installata alla fine del 2017, l'Europa rappresenta ora solamente il 26% del mercato globale e secondo l'IEA Renewable Energy Market Report (REMPR) 2018, lo share diminuirà sotto il 20% a causa di un mercato stagnante di 7-9 GW di capacità installata negli anni 2018-2023 rispetto a un incremento globale stimato di 575-720 GW nello stesso periodo di tempo.

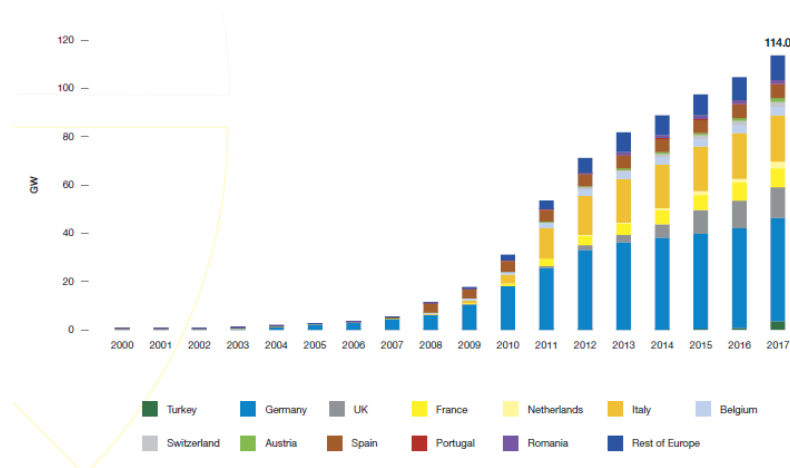


Figura 1.5. Penetrazione della capacità fotovoltaica per nazione in Europa

Questo decremento nel tasso di crescita è stato dovuto principalmente al fatto che molti stati membri avevano introdotto progetti di sostegno e requisiti legali non progettati per reagire rapidamente all'incremento così istantaneo che si è verificato nel mercato mondiale del fotovoltaico. Infine, una serie di modifiche retroattive ha ulteriormente diminuito la fiducia degli investitori portando a un declino nel numero delle installazioni annue come si evince dal grafico sottostante.

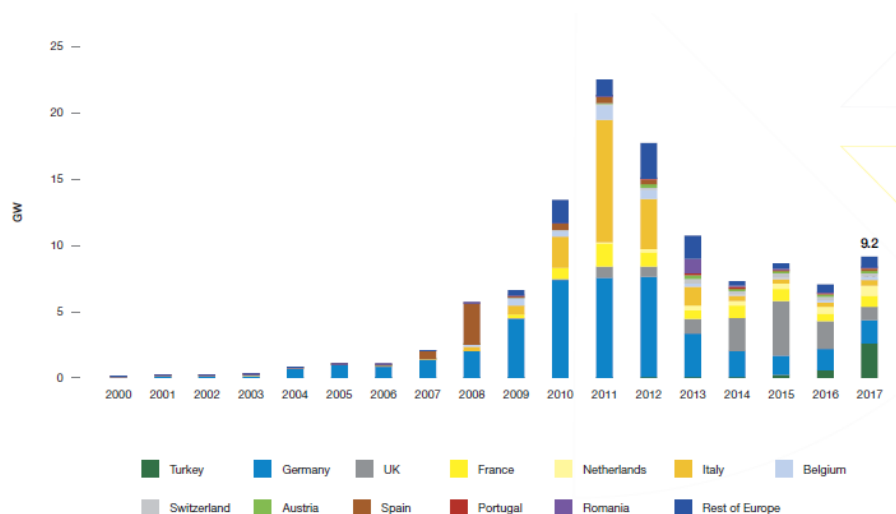


Figura 1.6. Tasso di installazioni impianti fotovoltaici in Europa

Nel quadro mondiale rappresentato non stupisce che, se fino al 2006 la produzione di celle fotovoltaiche era dominata dal Giappone e dall'Europa, a partire dal 2008 il trend si sia spostato verso i paesi asiatici con un incremento vertiginoso delle quote di mercato di Cina e Taiwan ma anche di India, Malesia, Tailandia, Filippine e Vietnam. La crescita del mercato mondiale dei pannelli fotovoltaici è rappresentata dal grafico in figura 1.7.

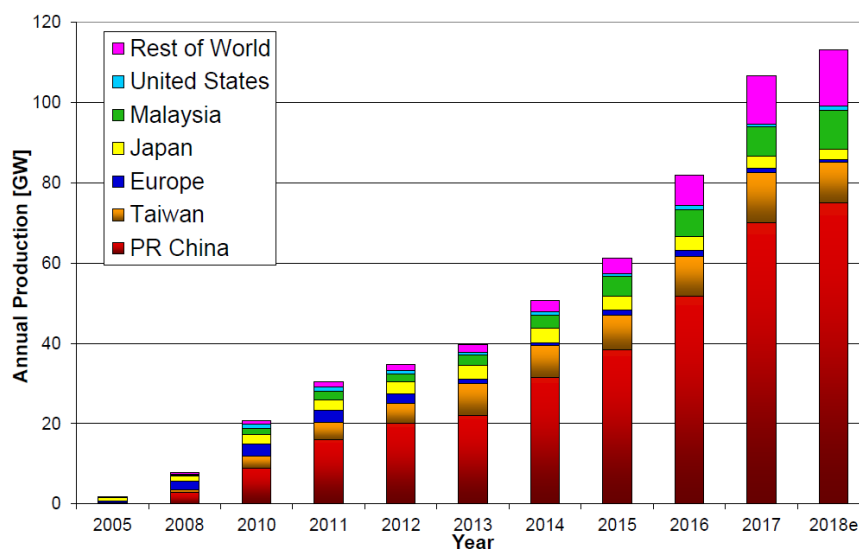


Figura 1.7. Principali paesi produttori di pannelli fotovoltaici

1.1.3 Previsioni di crescita futura per il solare fotovoltaico

Spostando l'attenzione verso scenari più a lungo termine, tutti i report stilati nell'ultimo anno concordano comunque con il fatto che la penetrazione del settore fotovoltaico sarà sempre maggiore ed entro la fine del 2022 si otterrà l'incredibile risultato di 1 TW di potenza installata in impianti fotovoltaici. Addirittura, secondo scenari più ottimistici del “Global Market Outlook” si potrebbe arrivare ad avere 1270.5 GW di potenza fotovoltaica installata.

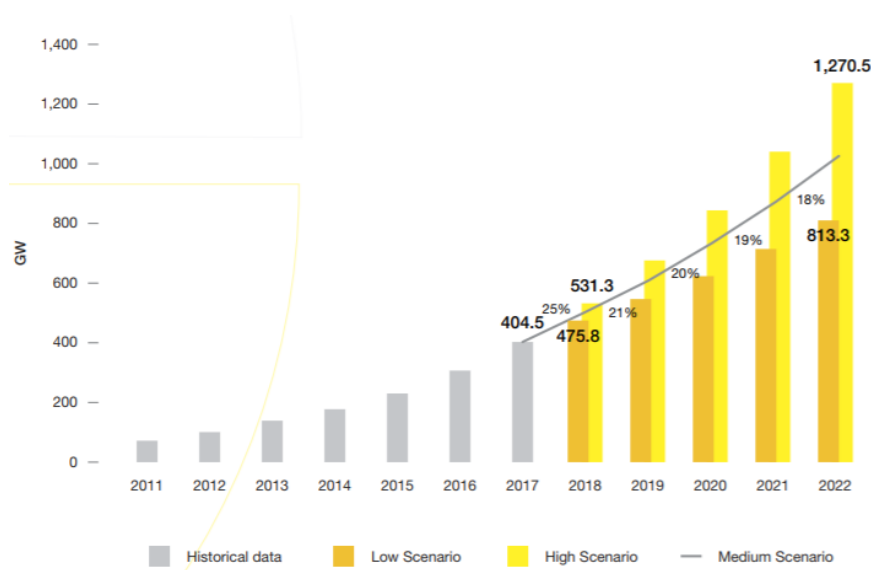


Figura 1.8. Aspettativa di crescita per il solare fotovoltaico

Sebbene la tecnologia solare stia diventando molto rapidamente la più economica fonte di generazione elettrica in molte nazioni, necessita di condizioni favorevoli di mercato per liberare tutti i suoi innumerevoli vantaggi. Ancora oggi infatti, molte barriere frenano la crescita del settore fotovoltaico come per esempio la mancanza di progetti di smantellamento di impianti alimentati a fonti fossili sostituiti con impianti basati su risorse rinnovabili oppure la tassazione esagerata sull'autoconsumo derivante dal fotovoltaico in molte nazioni europee come Germania e Gran Bretagna. Un ultimo problema del settore fotovoltaico è la grande dipendenza da pochi mercati con la mancanza di una variegata diversificazione: nel solo anno 2017, la Cina è stata responsabile per oltre la metà della richiesta mondiale e se ad essa si aggiunge anche il mercato derivante da India e Stati Uniti si raggiunge il 74% della richiesta mondiale. In questo contesto, basta anche una singola politica energetica sbagliata per rallentare seriamente l'intero settore del solare fotovoltaico.

1.2 Il fotovoltaico in Italia

Nel 2017 in Italia le fonti rinnovabili di energia hanno confermato il proprio ruolo di primo piano nel panorama energetico, trovando impiego diffuso sia per la produzione di energia elettrica, sia per la produzione di calore, sia infine come biocarburanti utilizzati per l'autotrazione. Tra tutte le fonti rinnovabili, come sottolinea il *Rapporto Statistico GSE 2017*, il solare fotovoltaico risulta essere la risorsa con la potenza efficiente lorda installata maggiore attestandosi alla fine del 2017 a 19.682 MW con una produzione lorda effettiva di 24.378 TWh (+10.3% rispetto al 2016), seconda solamente a quella derivante dal settore idroelettrico. Nel corso del 2017 sono stati installati 414 MW con un incremento del 2.1% rispetto all'anno precedente.

Per quanto riguarda il numero di impianti fotovoltaici installati in Italia, alla fine del 2017 essi risultavano essere 774.014. Gli impianti di piccola taglia (potenza inferiore o uguale a 20 kW) costituiscono oltre il 90% degli impianti totali installati in Italia e rappresentano il 20% della potenza complessiva nazionale. La taglia media degli impianti installati in Italia alla fine del 2017 è pari a 25.4 kW.

Classi di potenza (kW)	Installati al 31/12/2016		Installati al 31/12/2017		Var % 2017/2016	
	n°	MW	n°	MW	n°	MW
1<=P<=3	245.054	672,7	262.214	716,1	+7,0	+6,5
3<P<=20	421.968	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<P<=1.000	10.614	7.302,5	10.739	7.352,5	+1,2	+0,7
1.000<P<=5.000	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

Figura 1.9. Tabella installazioni fotovoltaiche in Italia

Il numero degli impianti entrati in esercizio nel 2017 è lievemente diminuito rispetto agli impianti entrati in esercizio nel 2016 (-0.8%); la potenza installata invece è aumentata dell'8.2%, fenomeno riconducibile all'installazione di un grande parco fotovoltaico di potenza complessiva di circa 60 MW.

1.2.1 Analisi dettagliata della potenza installata per regione

Andando ad analizzare in maniera più dettagliata la crescita degli impianti fotovoltaici in Italia si nota un incremento vertiginoso nelle installazioni a partire dal 2011 data del III° Conto Energia, ovvero un sistema di finanziamento in conto esercizio della produzione elettrica introdotto in Italia con la Direttiva comunitaria 2001/77/CE. Come è possibile

notare dalla figura 1.10, a partire dal 2013, anno della cessazione del V° Conto Energia, la crescita è avvenuta a ritmi meno elevati.

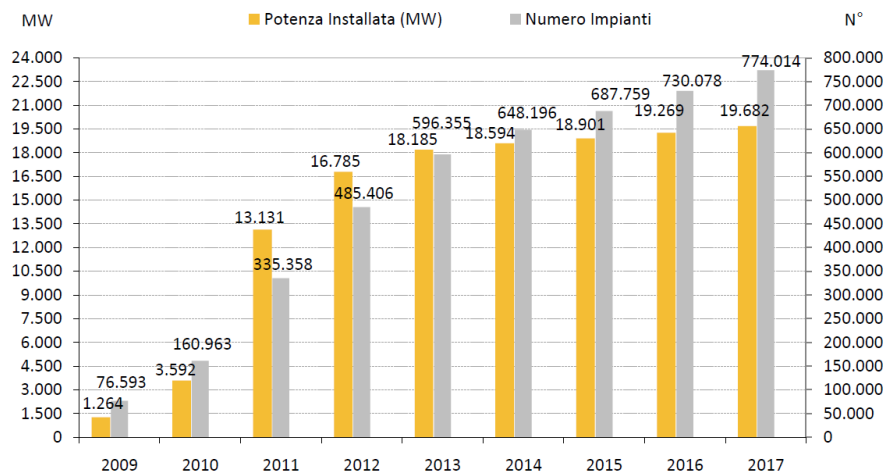


Figura 1.10. Potenza installata in Italia

Tra le regioni italiane si rivela una notevole eterogeneità in termini di numerosità e potenza installata degli impianti fotovoltaici con la Puglia che si conferma la regione con la maggiore produzione fotovoltaica con 3.781 GWh (15.5% della produzione totale nazionale). Per numero di impianti invece si distinguono Lombardia e Veneto, rappresentando insieme il 28.3% delle installazioni totali sul territorio italiano. È interessante infine analizzare un dato che ben rappresenta la capacità degli impianti fotovoltaici di produrre energia: il numero di ore equivalenti di utilizzazione.

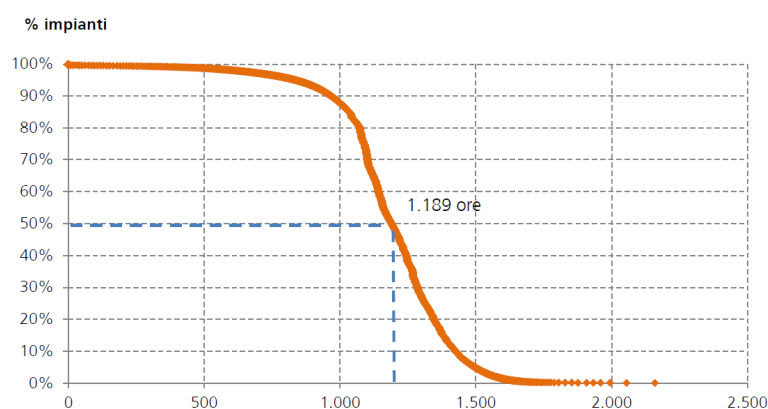


Figura 1.11. Numero di ore equivalenti medie per un impianto fotovoltaico in Italia

Nel grafico in figura 1.11 ogni punto indica la percentuale di impianti già in esercizio a fine 2016 (i quali hanno avuto la possibilità di produrre per tutto il 2017) che, nel 2017, hanno registrato ore di utilizzazione uguali o maggiori rispetto al valore definito sull'asse delle ascisse. Tecnicamente, le ore di utilizzazione rappresentano i kWh prodotti per KW di potenza installata: esse variano in base alla località, l'inclinazione e l'orientamento dei moduli fotovoltaici. Dal grafico si evince come, almeno il 50% degli impianti abbia raggiunto 1189 ore di utilizzazione equivalenti con una media pesata per la potenza degli impianti di 1251 ore (+8% rispetto all'anno precedente).

1.2.2 Percentuale di autoconsumo sulla producibilità totale

È interessante infine citare come in Italia una larga quota derivante dalla produzione di energia elettrica fotovoltaica non sia immessa direttamente in rete ma bensì utilizzata per autoconsumo direttamente nel luogo di produzione. La quota derivante dall'autoconsumo in Italia rappresenta il 20.1% della produzione complessiva dagli impianti fotovoltaici con una produzione netta di 4.889 TWh e un aumento della penetrazione dell'1.9% rispetto all'anno precedente. Nel 2017 l'autoconsumo massimo è avvenuto nel mese di luglio, dovuto principalmente all'elevato irraggiamento e la conseguente alta produzione di energia da solare fotovoltaico; in media la quota di autoconsumo sulla produzione netta si attesta ai livelli massimi durante i mesi invernali.

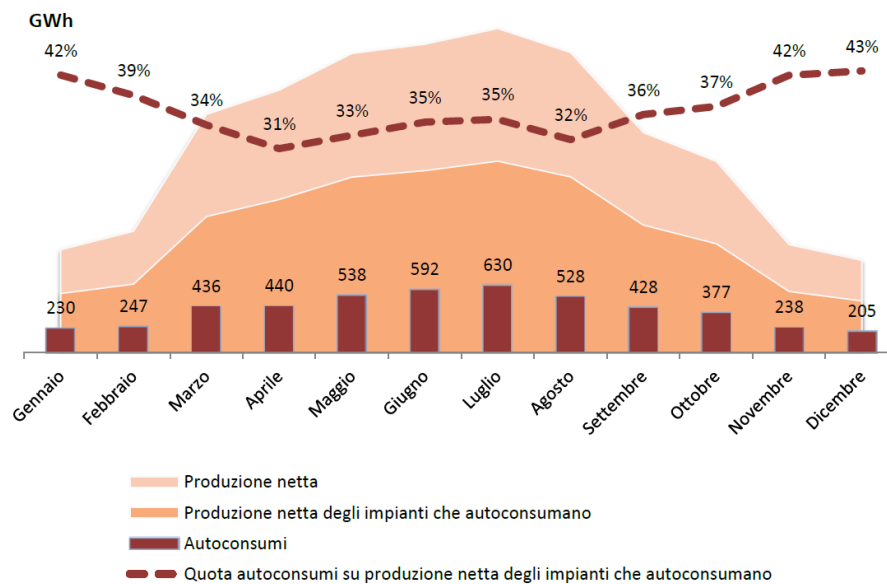


Figura 1.12. Percentuale di autoconsumo sulla produzione totale

Capitolo 2

Descrizione del modello di affidabilità per impianti fotovoltaici in media tensione

Dal momento che il settore fotovoltaico è cresciuto a dismisura nell'ultimo decennio, arrivando ad una potenza installata superiore ai 400 GW, risulta sempre di maggiore importanza per gli investitori e proprietari stessi assicurarsi che ogni impianto fotovoltaico lavori al massimo delle proprie capacità producendo l'energia che è stata dichiarata dal costruttore per un periodo di tempo continuativo. Infatti, guasti improvvisi possono portare a lunghi periodi di inattività da parte dell'impianto con conseguente perdita economica e di interesse da parte degli investitori. Proprio per ridurre al minimo i guasti e i conseguenti rischi che ne derivano diventa centrale un'analisi di affidabilità e manutenzione.

Un'analisi di affidabilità è infatti cruciale per la pianificazione del sistema stesso e per il suo funzionamento a lungo termine, dal momento che permette di facilitare la valutazione del rischio limitando allo stesso tempo la perdita di capitale. Inoltre, essa permette di predire il comportamento del sistema nel tempo organizzando al meglio le strategie di manutenzione conseguenti. L'obiettivo di questa tesi è quello di presentare una serie di strategie riguardanti l'affidabilità di componenti di un impianto fotovoltaico sottolineando l'impatto che essa può avere sulle performance dei cosiddetti *Large Scale PV Systems (LSPVS)*, ovvero quegli impianti che presentano una potenza installata superiore o uguale a 1 MW.

In impianti di grossa-media taglia, un'analisi di affidabilità è abbastanza complessa da portare avanti principalmente a causa della varietà e numerosità di componenti associati

al sistema complesso, tra cui spiccano i moduli fotovoltaici, gli inverter e tutti i componenti costituenti il *Balance of system (BOS)*. La maggior parte degli studi esistenti in letteratura si concentra su valutazioni di affidabilità di specifici componenti quali inverter, interruttori, fusibili e largamente sui moduli fotovoltaici, mentre pochi studi si soffermano sull'affidabilità dell'impianto fotovoltaico considerato nel suo insieme.

L'analisi di affidabilità degli impianti fotovoltaici sarà eseguita utilizzando una tecnica chiamata Albero dei Guasti (*Fault Tree Analysis*). Questa tecnica infatti, permette di trasformare un layout fisico (come può essere un impianto fotovoltaico) in un diagramma logico (block diagram) ove ogni blocco del diagramma rappresenta un singolo componente del sistema, descritto dal proprio tasso di guasto. I tassi di guasto di ogni componente determinano l'affidabilità del sistema complessivamente, per cui ogni singolo dato è molto importante nella valutazione finale. Comunemente, i tassi di guasto sono assunti costanti, sebbene in letteratura vengono riportati casi in cui i *failure rates* sono descritti da funzioni di probabilità dipendenti dal tempo.

In questo capitolo dunque, viene presentato un modello di affidabilità generale, basato su un'evoluzione di tipo esponenziale della funzione affidabilità. Nei successivi capitoli verranno intrapreso un confronto tra quanto ottenuto a livello teorico e quanto avvenuto a livello pratico con gli effettivi interventi di manutenzione.

2.1 Analisi teorica riguardo affidabilità e disponibilità

Questo sotto-paragrafo riassume i differenti concetti utili per l'analisi di affidabilità.

2.1.1 Concetto di affidabilità

L'affidabilità rappresenta l'abilità di eseguire un'azione come richiesto, senza guasti, sotto certe condizioni, per un determinato intervallo di tempo t . In termini quantitativi è definita come la probabilità che un componente esegua le sue azioni adeguatamente. Essa ha un impatto sulla disponibilità dell'impianto, soprattutto per quanto riguarda la resa energetica dello stesso, dal momento che la presenza di guasti, come precedentemente accennato, può inficiare pesantemente sulla disponibilità di energia prodotta. L'affidabilità può essere espressa matematicamente con la seguente espressione esponenziale:

$$R(t) = e^{-\int_0^t \lambda(u) du} = e^{-\lambda t} \quad (2.1)$$

Dove λ è il tasso di guasto (considerato costante). Le caratteristiche di affidabilità dei componenti di un sistema fotovoltaico vengono espresse attraverso indici quali i tassi di guasto o il tempo medio compreso tra due guasti (Mean Time to Failure, MTTF).

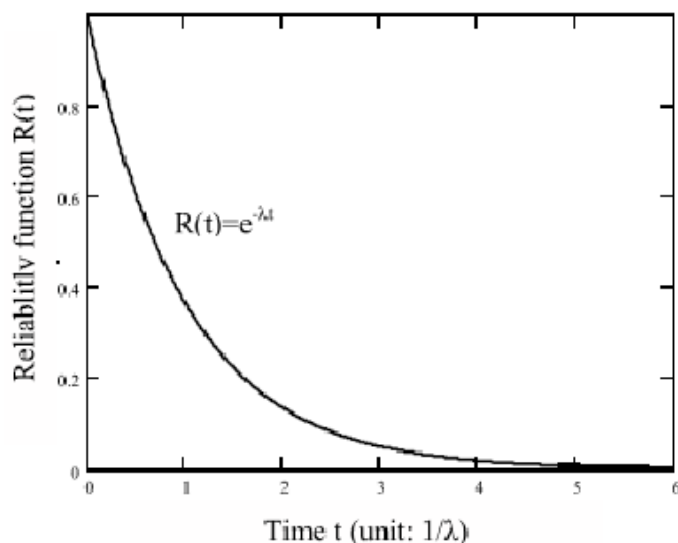


Figura 2.1. Funzione esponenziale affidabilità

In ambito ingegneristico è utile riportare anche l'inaffidabilità o probabilità di guasto, espressa come:

$$F(t) = 1 - R(t) \quad (2.2)$$

2.1.2 Tasso di guasto

Una rottura è definita come un imprevedibile evento il cui risultato è la perdita della capacità di soddisfare la missione per cui il componente era stato progettato. Il tasso di guasto è la frequenza di accadimento della rottura: esso viene scelto costante da database di letteratura o effettivi sul campo. Tuttavia, nel considerare l'affidabilità di un componente si dovrebbe far notare come il tasso di guasto non è sempre costante e anzi segue un andamento a campana come del tipo in figura 2.2 :

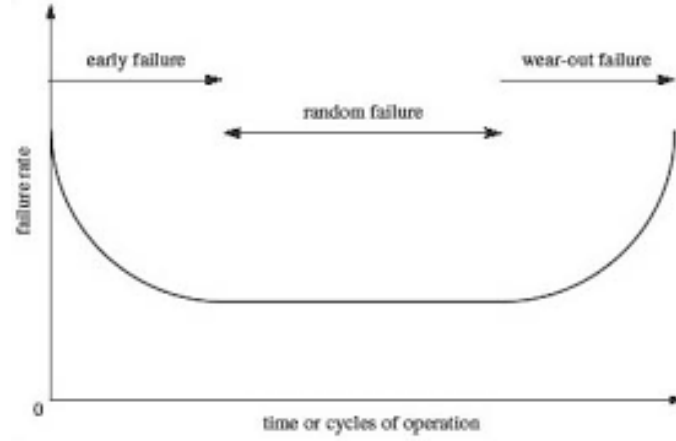


Figura 2.2. Curva a vasca da bagno

Nel grafico si riconoscono tre zone di interesse: una zona con un'alta probabilità di guasto durante i primi cicli di funzionamento del componente, una zona a pendenza costante in cui il tasso di guasto non varia e una zona a pendenza crescente dovuta all'invecchiamento progressivo del componente. Nella nostra analisi verrà considerata solo la zona in cui il tasso di guasto è costante; esso dunque non sarà influenzato da difetti di fabbrica, riscontrabili nei primi anni, o da eccessivi numeri di cicli di operazioni, riscontrabili dopo un periodo considerevole di vita utile.

Il tasso di guasto $\lambda(t)$ è dunque una funzione del tempo e si lega all'affidabilità $R(t)$ tramite la seguente equazione:

$$\lambda(t) = \lim_{\Delta t \rightarrow 0} \frac{R(t) - R(t + \Delta t)}{R(t)\Delta t} = -\frac{1}{R(t)} \frac{dR(t)}{dt} \quad (2.3)$$

dove Δt è un intervallo di tempo maggiore di 0.

2.1.3 Tempo medio di guasto

Il tempo medio in cui un componente opera senza guasti può essere descritto dal parametro MTTF: esso rappresenta dunque il tempo utile prima che un componente possa rompersi. Risulta molto utile come ulteriore parametro per misurare l'affidabilità di un componente o del sistema e si può ricavare dall'equazione:

$$MTTF = \int_0^t R(t)dt = \frac{1}{\lambda} \quad (2.4)$$

Dove la seconda espressione è valida nel caso in cui il tasso di guasto sia costante nel tempo.

2.1.4 Tempo medio di riparazione del guasto

Il tempo medio in cui un componente viene riparato può essere descritto dal parametro MTTR: esso include il tempo necessario per valutare la diagnosi, i ritardi tecnici e logistici nella manutenzione correttiva e l'effettivo tempo necessario per riparare il componente. Risulta anch'esso particolarmente utile per misurare l'affidabilità di un sistema e lo si può ricavare dall'equazione:

$$MTTR = \frac{1}{\mu} \quad (2.5)$$

Dove μ è il tasso di riparazione dello specifico componente.

2.1.5 Concetto di disponibilità

La disponibilità rappresenta la probabilità che un componente o un sistema esegua i suoi compiti in un istante di tempo t , in determinate condizioni operative e ambientali. Adottando alcune semplificazioni, esso si può rappresentare come il rapporto tra il tempo medio di guasto del componente in rapporto al tempo totale (ovvero il tempo medio intercorrente tra due rotture). Essa dunque si rappresenta con l'equazione:

$$A_{media} = \frac{MTTF}{MTTF + MTTR} = \frac{MTTF}{MTBF} \quad (2.6)$$

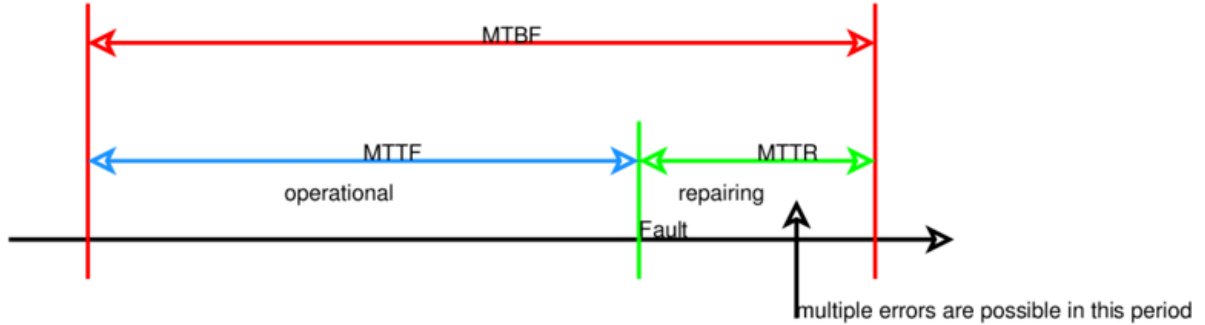


Figura 2.3. Tempo medio tra guasti

Nel modello che verrà utilizzato i guasti sono considerati casuali e indipendenti gli uni dagli altri (ovvero il guasto di un componente non influenza il guasto di un altro componente): in questo modo, l'affidabilità del sistema può essere espressa come il prodotto delle affidabilità di ognuno dei sottosistemi che costituiscono l'impianto fotovoltaico. I metodi per calcolare l'affidabilità di un sottosistema a partire dai propri componenti si sintetizza come segue:

$$R_{s,serie} = R_1 \cdot R_2 \cdot \dots \cdot R_n = \prod_{i=1}^n R_i \quad (2.7)$$

Dove R_s è l'affidabilità di un sottosistema mentre R_i è l'affidabilità di un singolo componente. Nel caso in cui si voglia valutare l'affidabilità di un sistema costituito da x sottosistemi in serie con M componenti in parallelo per ognuno dei sottosistemi, l'equazione per calcolarla è più complessa e diventa:

$$R_{s,parallelo} = 1 - (1 - R^x)^M \quad (2.8)$$

2.2 Metodo Albero dei Guasti

L'albero dei guasti (*Fault Tree*) è la tecnica maggiormente utilizzata per valutare il rischio e l'affidabilità di sistemi caratterizzati da guasti casuali. In questo metodo si enfatizza maggiormente la rottura piuttosto che la non rottura andando ad analizzare un evento iniziatore da cui si possono originare una serie di problemi per il sistema in esame (fotovoltaico in questo caso). La prima ipotesi fondamentale alla base di questo modello è dunque l'ipotesi di non riparabilità di tutti i componenti del sistema.

Uno dei più grandi vantaggi dell'albero dei guasti è che può predire la maggior parte delle rotture causanti il malfunzionamento del sistema. Il cosiddetto *top event* (evento iniziatore) definisce la modalità di guasto del sistema o delle sue funzioni, da cui poi viene analizzato in termini di modalità di guasto dei singoli componenti e fattori di influenza. L'evento iniziatore deve essere scelto con cura; se infatti non viene scelto attentamente, l'analisi diventa ingestibile e il successo del metodo non è più garantito.

Per chiarire i vantaggi della tecnica proposta, nella figura 2.4 , viene proposto un albero degli eventi semplificato di un sistema complesso con una probabilità p_A che avvenga un determinato guasto, una probabilità p_B che intervenga o non intervenga il sistema di protezione, una probabilità p_C che intervenga o non intervenga il ripristino a monte e una probabilità p_D che intervenga o non intervenga il ripristino a valle.

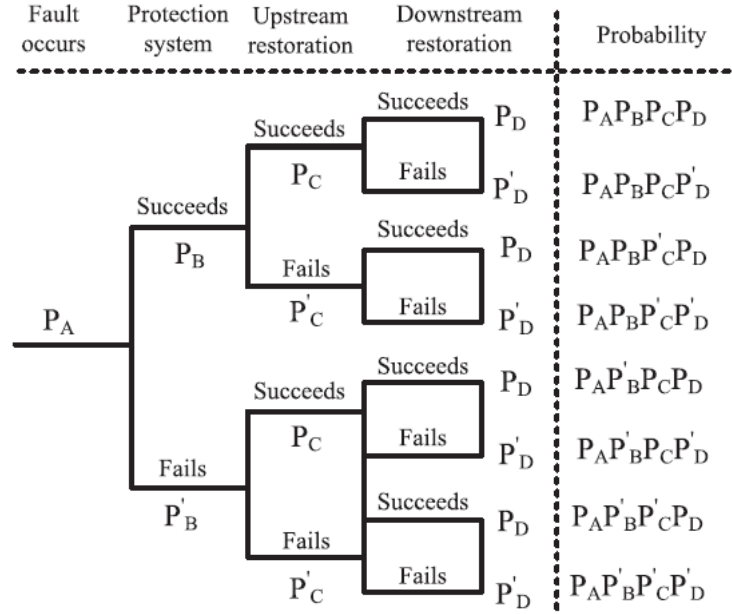


Figura 2.4. Metodo Fault Tree

Ogni combinazione di successo o insuccesso corrisponde a un determinato percorso nell'albero degli eventi e le probabilità di ogni evento sono calcolate moltiplicando le probabilità (effettive o complementari) associate alla specifica risposta del sistema.

Un albero degli eventi è anche rappresentato da “gate” (porte) logici che rappresentano le relazioni tra gli eventi in input e in output. Nella figura 2.5 si possono osservare le diverse porte logiche:

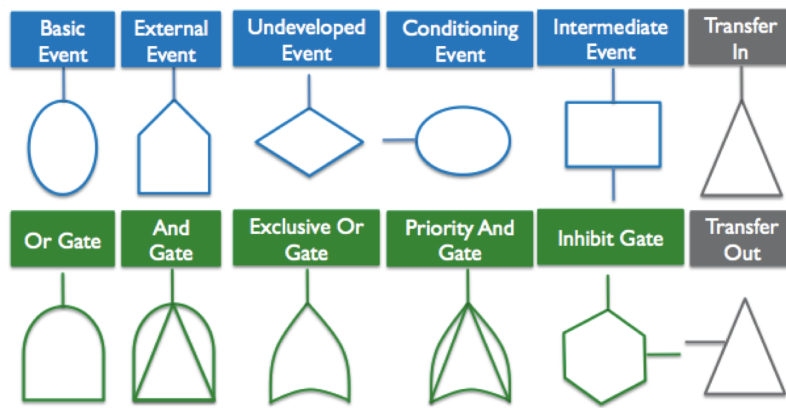


Figura 2.5. Simbologia utilizzata per un'analisi di Fault Tree

Qui di seguito si analizzeranno le tipologie di eventi e le porte logiche che rappresentano le interdipendenze tra essi:

- Basic event: evento che segnala il guasto o l'errore di un determinato componente all'interno del sistema;
- External event: evento che normalmente si aspetta accada;
- Undeveloped event: evento su di cui non si hanno sufficienti informazioni, o il cui accadimento non porta conseguenze rilevanti;
- Conditioning event: evento che specifica una condizione che restringe o influenza i gate logici successivi;
- Intermediate event: evento intermedio all'interno del fault tree che segnala il guasto o l'errore di un determinato componente all'interno del sistema;
- Transfer in/out: indica dove un ramo del sottoalbero è segnato per lo stesso scopo altrove all'interno dell'albero;
- OR gate: l'evento di output accade se almeno uno degli eventi di input (eventi mostrati sotto il gate) accade;
- And gate: l'evento di output accade se entrambi gli eventi di input (eventi mostrati sotto il gate) accadono;
- Exclusive Or gate: l'evento di output accade se uno degli eventi di input accade ma tutti gli altri non accadono;
- Priority And gate: l'evento di output accade se entrambi gli eventi di input accadono con la precedenza di un particolare evento ("priority") sugli altri;
- Inhibit gate: l'evento di output accade se e solo se l'evento di input accade e un evento condizionato all'evento di input è già accaduto;
- Rettangolo: il rettangolo, il blocco più importante in un albero degli eventi, rappresenta un evento negativo. È localizzato alla cima dell'albero (evento iniziatore) o lungo lo stesso per denotare altri eventi di interesse;
- Cerchio: il cerchio rappresenta l'evento base nell'albero degli eventi e non richiede alcun gate o ulteriori eventi come input.

Ecco infine, un esempio di albero degli eventi nel caso di in un impianto fotovoltaico: in questo caso l'evento iniziatore è semplicemente il guasto del sistema fotovoltaico. In figura 2.6 si possono notare il diagramma, comprendente i diversi gate logici.

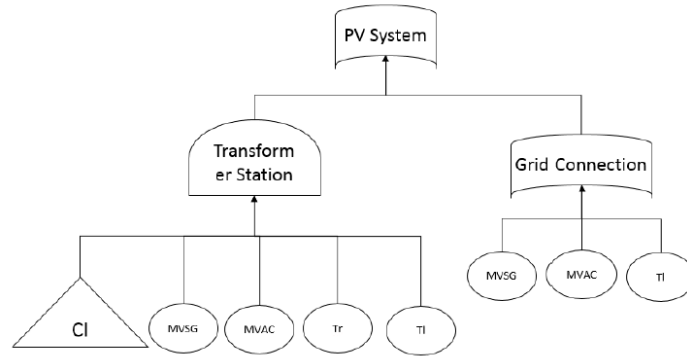


Figura 2.6. Esempio di Fault Tree per un impianto fotovoltaico

Per concludere, per eseguire con successo un'analisi ad albero degli eventi occorre seguire questi cinque passaggi:

1. Definire la condizione di rottura e annotare l'evento iniziatore con il guasto che ne deriva;
2. Utilizzando informazioni tecniche e giudizi professionali, determinare le possibili ragioni per cui una successiva rottura si è verificata. Si ricordi che queste rotture sono guasti secondari dal momento che si verificano immediatamente sotto l'evento iniziatore;
3. Continuare a scomporre ogni elemento con gates aggiuntivi per abbassare e semplificare i livelli sottostanti. A questo punto è importante considerare le relazioni tra elementi per usare porte logiche a "AND" oppure a "OR";
4. Finalizzare e rivedere il diagramma completo. La catena può essere terminata solo con un errore di base: umano, hardware o software;
5. Valutare la probabilità di accadimento per ciascuno degli elementi di livello più basso e calcolare le probabilità statistiche dal basso verso l'alto.

2.2.1 Confronti con altri metodi di analisi

I metodi di analisi possono essere classificati in due categorie generiche: metodi induttivi e metodi deduttivi. L'induzione forma un ragionamento a partire da casi specifici verso

una conclusione generale. In un sistema di analisi induttivo, si postula un particolare guasto o evento iniziatore e si tenta di scoprire gli effetti e le conseguenze che il danno porta all'intero sistema. Esempi di metodi induttivi includono l' FMEA (*Failure Mode and Effect Analysis*), l'FMECA (*Failure Mode Effect and Criticality Analysis*), il FHA (*Fault Hazard Analysis*).

In un sistema di analisi deduttivo invece, si postula il guasto del sistema complessivo e si tenta di scoprire quali modalità del sistema o quale comportamento dei componenti abbia contribuito alla rottura. In altre parole, i metodi induttivi sono applicati per determinare quali stati possibili del sistema sono possibili, i metodi deduttivi sono applicati per determinare come può accadere un particolare stato.

Il metodo Albero dei guasti (FTA) è il tipico esempio di modello deduttivo ed è anche il principale ed il più usato in ambito ingegneristico. Un altro metodo deduttivo simile all'FTA è l'RBD (*Reliability Block Diagram*), molto utile per specificare varie combinazioni di riuscita del componente che portano verso uno specifico stato o un livello di performance del sistema.

La più grande differenza tra il metodo ad albero degli eventi e quello a diagramma a blocchi è che un RBD è un modello cosiddetto "success-oriented" (orientato verso la riuscita), mentre l'FTA è un modello "failure-oriented" (orientato verso il guasto). Per applicazioni pratiche, in cui il guasto del sistema dipende solo da una combinazione di guasti dei componenti, si potrebbe scegliere indistintamente uno dei due metodi per modellizzare l'andamento del sistema: entrambi produrranno lo stesso risultato. Nella maggior parte delle altre applicazioni, in particolare per analisi di affidabilità e sicurezza, è consigliato costruire un Albero degli eventi piuttosto che un Diagramma a blocchi dal momento che pensare in termini di guasti rivelerà sempre maggiori rotture che pensare da un punto di vista di perfetto funzionamento del sistema.

In molti casi comunque, è possibile convertire un Albero degli eventi in un Diagramma a blocchi o viceversa. Nella conversione da un FTA a un RBD, si inizia dall'evento iniziatore sostituendo successivamente i gates. Una porta logica AND è sostituita da una struttura in parallelo degli eventi in input del gate, mentre una porta logica OR viene rimpiazzata da una struttura in serie degli eventi in input del gate stesso. Nella conversione da un RBD a un FTA avviene l'esatto contrario.

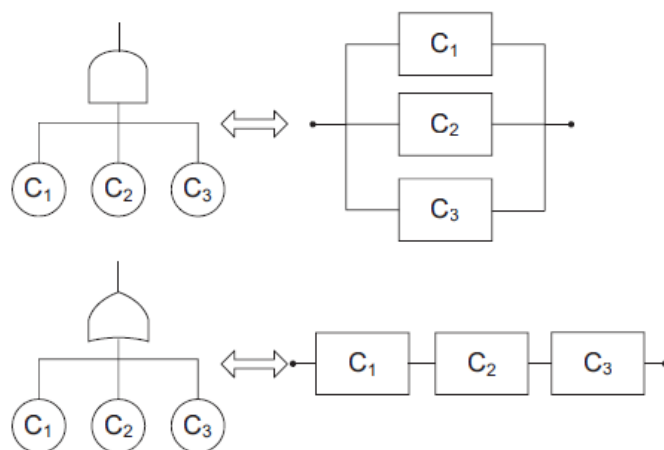


Figura 2.7. Confronto tra un RBD e un FTA

La figura 2.7 mostra la dipendenza tra i due metodi deduttivi. La grande differenza è che i blocchi dell'RBD mostrano componenti che stanno funzionando correttamente mentre i blocchi dell'FTA rappresentano guasti di componenti del sistema.

Capitolo 3

Applicazione del modello di affidabilità agli impianti analizzati

Il presente capitolo verte sull'analisi effettiva di affidabilità di impianti di media/grande potenza, per la precisione impianti da 1 MW, 2 MW e 4 MW di potenza installata e connessi alla rete elettrica nazionale in media tensione. Come citato nella sezione precedente, questi impianti appartengono alla categoria dei *Large Scale Photovoltaic Systems* e sono stati scelti in quanto comparabili con impianti reali della medesima potenza mantenuti da *Rios Rinnovabili S.r.l.*, un'azienda che si occupa di manutenzione e progettazione di impianti fotovoltaici e che conta in Italia impianti installati per oltre 50MW di capacità.

Un confronto finale verrà estrapolato per capire le divergenze tra il modello teorico e i risultati ottenuti sul campo dall'azienda *Rios Rinnovabili S.r.l.*

3.1 Scomposizione del sistema fotovoltaico

La scomposizione del sistema fotovoltaico è il primo stadio di una corretta analisi RAM (*reliability, availability, maintainability*) in quanto è necessario che il sistema sia decomposto in relativi sottosistemi a seconda delle proprie funzioni. A propria volta, ogni sottosistema può essere scomposto in componenti.

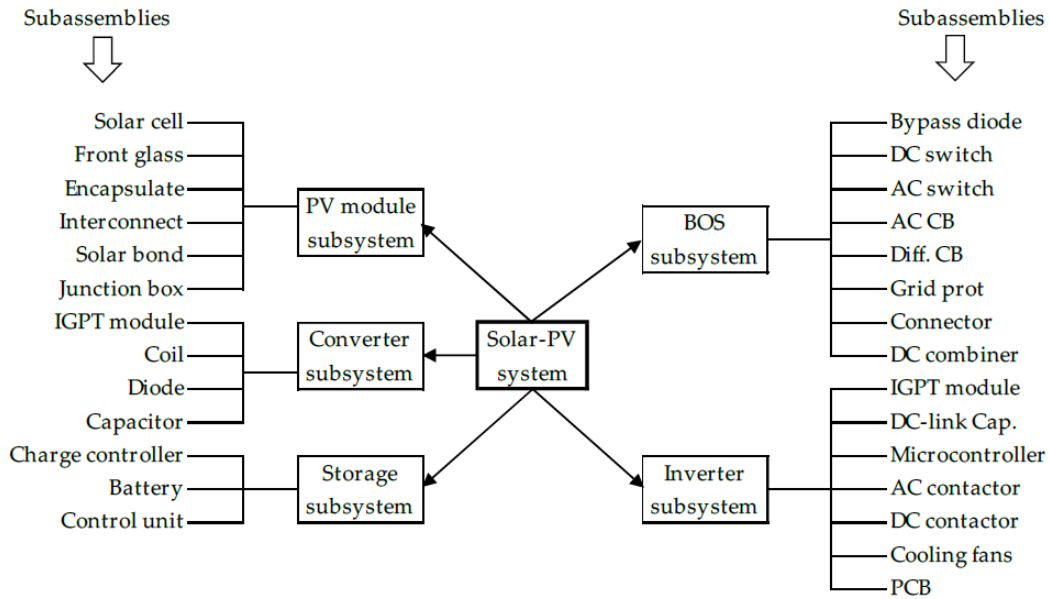


Figura 3.1. Scomposizione del sistema fotovoltaico

Come si può notare dalla figura 3.1, i componenti di un impianto fotovoltaico sono innumerevoli e proprio per questo non risulta semplice un'analisi di affidabilità per impianti di questo tipo. Ad ogni modo, si possono riconoscere cinque grandi sottosistemi in un impianto fotovoltaico: il sottosistema dei moduli fotovoltaici, il sottosistema del converter per il monitoraggio del massimo punto di potenza, il sottosistema dell'accumulo con le relative batterie (non considerato nell'analisi di affidabilità), il sottosistema dell'inverter e il sottosistema del *BOS* che rappresenta tutti i componenti non modulari dell'impianto per cui si ha la percentuale di manutenzione maggiore.

In generale, il layout del sistema fotovoltaico varia a seconda di diversi fattori quali le capacità di controllo e funzionamento, la tipologia di utilizzo dello stesso, il design architettonico: può essere un sistema a inverter centralizzato, un sistema basato su inverter distribuito o un sistema basato su multi-inverter. Un sistema fotovoltaico a inverter singolo è utilizzato quando tutte le stringhe sono connesse a un inverter centrale; un inverter distribuito è utilizzato quando ogni singola stringa è collegata in serie ad un inverter; un multi-inverter è utilizzato quando il campo fotovoltaico è diviso in gruppi di stringhe connesse a un inverter.

Il primo layout tipico di un impianto fotovoltaico è il sistema *grid-connected* (connesso alla rete), mentre il secondo layout tipico è *off-grid* (non connesso alla rete elettrica). La selezione del layout appropriato del sistema permette di capire molto meglio l'impatto

dell'affidabilità sul sistema stesso. Gli impianti che saranno trattati successivamente fanno tutti parte della tipologia *grid-connected*. Inoltre, d'ora in poi, si analizzeranno solo 11 specifici componenti facenti parte dell'impianto andando ad accorpare i rimanenti: per esempio, un tipico inverter fotovoltaico includerebbe transistori IGBT, moduli di potenza, ventole di raffreddamento, schede di controllo software, condensatori di collegamento in corrente diretta. Tali componenti saranno accorpati così come altri per semplicità di trattazione.

3.2 Schema impianto fotovoltaico

Nella prima parte dello studio verranno analizzati i componenti principali dal punto di vista teorico mentre successivamente, si analizzeranno dal punto di vista dell'affidabilità ottenendo da letteratura i relativi tassi di guasto da implementare nel modello di affidabilità citato precedentemente. Nell'immagine 3.2 viene presentato il tipico layout di un impianto fotovoltaico in tutti i suoi componenti principali.

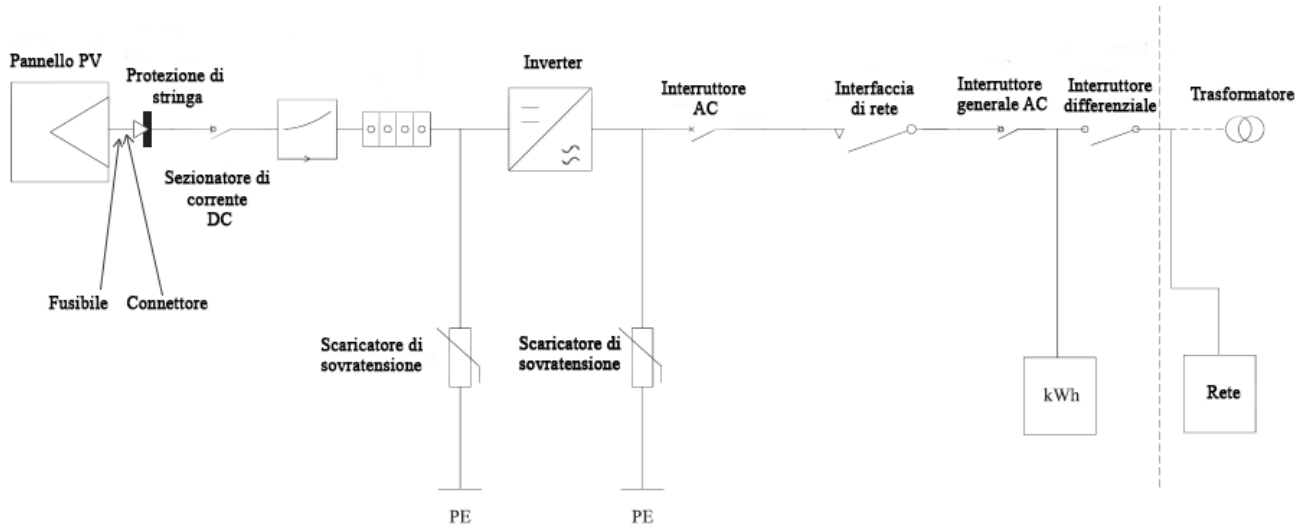


Figura 3.2. Schema di impianto fotovoltaico connesso alla rete

Per chiarire la funzione di ognuno dei componenti presenti nell'impianto segue successivamente un'analisi dettagliata.

3.2.1 Modulo fotovoltaico

Il modulo fotovoltaico è il componente principale dell'impianto, capace di convertire l'energia solare incidente in energia elettrica mediante effetto fotovoltaico. Generalmente un

modulo fotovoltaico è costituito da più celle fotovoltaiche per poter raggiungere una potenza di picco considerevole: una singola cella fotovoltaica infatti, può produrre una potenza di picco di soli massimo 300 Wp. I pannelli fotovoltaici comunemente in commercio infatti, sono costituiti da 48, 60, 72 oppure fino a 96 celle ognuno. I moduli fotovoltaici sono a loro volta raggruppati meccanicamente in strutture più complesse in serie e in parallelo. Nella terminologia fotovoltaica una “stringa” è un gruppo di moduli elettricamente collegati in serie; un “array” è un insieme di stringhe in parallelo. Il campo fotovoltaico, infine, rappresenta l’unione di più array andando a comporre il generatore completo. Passando in rassegna le tecnologie dominanti sul mercato per quanto riguarda la tipologia di cella fotovoltaica, se ne possono riconoscere principalmente quattro:

- Silicio monocristallino: le celle presentano un’alta efficienza attestandosi intorno al 18-21%. Sono tendenzialmente costose perché tagliate da barre cilindriche con cui è difficile formare superfici estese senza sprecare materiale o spazio;



Figura 3.3. Esempio di pannello fotovoltaico in Silicio Monocristallino

- Silicio policristallino: celle più economiche, ma meno efficienti (15-17%), il cui vantaggio risiede nella facilità con cui è possibile tagliarle in forme adatte ad essere uniti in moduli.



Figura 3.4. Esempio di pannello fotovoltaico in Silicio Policristallino

- Silicio amorfo: celle basate sulla tecnologia a “film sottile”, presentano una bassa efficienza (8-11%) ma sono molto più economiche dal momento che per la produzione si necessitano temperature di processo più basse (300-500°C) e l’integrazione delle celle avviene simultaneamente con la loro produzione.



Figura 3.5. Esempio di pannello fotovoltaico in Silicio Amorfo

- CIS: altra tipologia di cella basata sulla tecnologia a “film sottile”, sono ricavate con diversi semiconduttori pressati insieme attraverso tecnologie di vuoto. Un esempio di materiali tipici sono il rame, l’indio e il selenio. Presentano un ottimo grado

di efficienza grazie alle ottime prestazioni anche con illuminazione diffusa ed alle migliori risposte ai salti di temperatura.



Figura 3.6. Esempio di pannello fotovoltaico in CIS

3.2.2 Protezioni di stringa

In un impianto fotovoltaico per protezioni di stringa si intendono i diodi di blocco. Essi sono inseriti sui cavi positivi di ogni singola stringa di pannelli e impediscono eventuali ricircoli di corrente (corrente inversa) tra un pannello e un altro adiacente. Allo stesso modo essi garantiscono che le correnti erogate dai moduli vadano obbligatoriamente verso il regolatore di carica. Nel caso in cui la corrente inversa superi due volte la corrente di cortocircuito della stringa è possibile utilizzare anche dei fusibili di stringa. Tra le misure di protezione si può citare anche il diodo di by-pass: esso è un diodo che viene installato all'interno della cassetta di giunzione presente nel retro del pannello fotovoltaico. La sua funzione è quella di far fluire la corrente prodotta dai pannelli solari collegati in serie quando, uno o più di questi pannelli sono ombreggiati, garantendo la producibilità elettrica dell'impianto fotovoltaico.

3.2.3 Connettore

I connettori fotovoltaici sono utilizzati per collegare in serie i pannelli solari dell'impianto. Al loro interno sono presenti serracavi e interblocchi: questi interblocchi assicurano un accoppiamento sicuro e protezione contro lo sgancio accidentale tra connettori maschio e connettori femmina. Sono progettati per essere a prova di intemperie con un doppio isolamento per la resistenza ai raggi UV.



Figura 3.7. Esempio di connettore fotovoltaico con diodo

3.2.4 Sezionatore di corrente

Il sezionatore di corrente serve per isolare e appunto “sezionare” una parte dell’impianto elettrico fotovoltaico. Generalmente, in un impianto di grossa potenza, le norme prevedono che i sezionatori siano posti sia nella zona lato generatori fotovoltaici in corrente continua sia nella zona lato immissione in rete in corrente alternata. Essi rappresentano una parte fondamentale per la sicurezza del sistema fotovoltaico dal momento che permettono di scollegare una singola stringa nel punto di alimentazione in caso di guasto o malfunzionamento senza pregiudicare la produzione di energia elettrica da parte del sistema stesso. Inoltre, impediscono l’alimentazione alla rete in caso di errori di sistema dal quadro di campo.



Figura 3.8. Esempio di sezionatore di corrente

3.2.5 Regolatore di carica

Il regolatore di carica svolge la funzione di regolare la quantità di corrente che arriva al parco batterie dai pannelli fotovoltaici, aprendo il circuito verso la batteria non appena questa risulta carica. È importante che il regolatore supporti una corrente un po' superiore rispetto alla corrente nominale (10-25% in più) mentre per la tensione tutti supportano valori che riconoscono in automatico i 12 ed i 24 V. Esso si occupa inoltre di interrompere la carica quando la batteria è completamente carica e di disconnettere i carichi quando la batteria è scarica, evitando così stati di sovraccarica o di scarica profonda della batteria, prolungando la sua durata nel tempo.

3.2.6 Sistema di batterie

I sistemi di accumulo per impianti fotovoltaici sono costituiti da particolari “batterie”, studiate e progettate per accumulare l'energia prodotta da un impianto fotovoltaico, in modo da renderla disponibile all'uso quando l'impianto non è in grado di produrre sufficiente energia. Contrariamente a quanto si possa pensare, i sistemi di accumulo sono integrati e molto diffusi anche negli impianti che vengono trattati in questa tesi (*grid-connected*): il sistema di batterie infatti, permette di aumentare il cosiddetto autoconsumo differito, ossia la possibilità di accumulare l'elettricità prodotta tramite le batterie e utilizzarla in un momento successivo, per esempio la sera, quando l'impianto non produce. Negli impianti connessi alla rete con batterie di accumulo i flussi di consumo seguono un ordine specifico: l'utenza attinge, in primo luogo, alla corrente prodotta dai pannelli fotovoltaici, se, al momento della richiesta di erogazione di corrente elettrica, l'impianto non produce, l'utenza attinge all'energia stoccata precedentemente nel sistema di accumulo, quando anche le batterie sono scariche l'utenza preleva l'energia dal servizio di fornitura elettrica nazionale.

3.2.7 Inverter

L'inverter è il cuore di ogni impianto fotovoltaico: esso permette di convertire la corrente continua derivante dai generatori fotovoltaici in corrente alternata da immettere nella rete di distribuzione collegata al sistema elettrico nazionale. Contemporaneamente, esso controlla e monitora l'intero impianto. Da un lato garantisce che i moduli fotovoltaici funzionino sempre al massimo delle loro prestazioni; dall'altro monitora costantemente la rete pubblica ed è responsabile per il rispetto di vari criteri di sicurezza.

Esso inoltre divide il circuito elettrico in due parti ben distinte e proprio per questo spesso si fa riferimento di componenti a valle dell'inverter e a monte dello stesso. Una

delle funzioni principali integrate nell'inverter è quella di *Maximum Power Point Tracker*. Il dispositivo ha lo scopo di individuare istante per istante quel particolare punto sulla caratteristica I-V dei moduli fotovoltaici per cui risulta massimo il trasferimento di potenza verso il carico posto a valle (l'utenza). Questo si rende necessario poiché all'interno di una stessa giornata, modificandosi le condizioni di irraggiamento e temperatura sulle superficie dei pannelli si modifica anche la curva tensione-corrente e questa variazione provoca lo spostamento del punto di massima potenza.



Figura 3.9. Esempio di inverter fotovoltaico

Un altro parametro importante dell'inverter fotovoltaico è il grado di rendimento. Quest'ultimo indica la percentuale di energia "entrata" sotto forma di corrente continua, rimessa sotto forma di corrente alternata. È fondamentale che gli apparecchi moderni conseguano un grado di rendimento pari almeno al 98%.

Andando in rassegna alle tipologie di configurazione, sono tre i diversi sistemi per l'erogazione di energia all'interno del gruppo degli impianti connessi in rete:

- Inverter centralizzato con connessione in serie e parallelo dei moduli fotovoltaici della parte del circuito in corrente continua. La raccolta dell'energia avviene esclusivamente dalla parte della corrente continua e può convertire centinaia di kW;
- Inverter distribuito (inverter orientato ai moduli) con connessione in serie dei moduli fotovoltaici dalla parte della continua e connessione in parallelo dalla parte dell'inverter. Può convertire potenze più basse, di qualche decina di kW;

- MicroInverter integrati nei moduli per singoli moduli fotovoltaici con connessione in parallelo dell'inverter dalla parte dell'inverter. Funzionano quando i moduli sono coperti dall'ombra o se non hanno la stessa capacità.

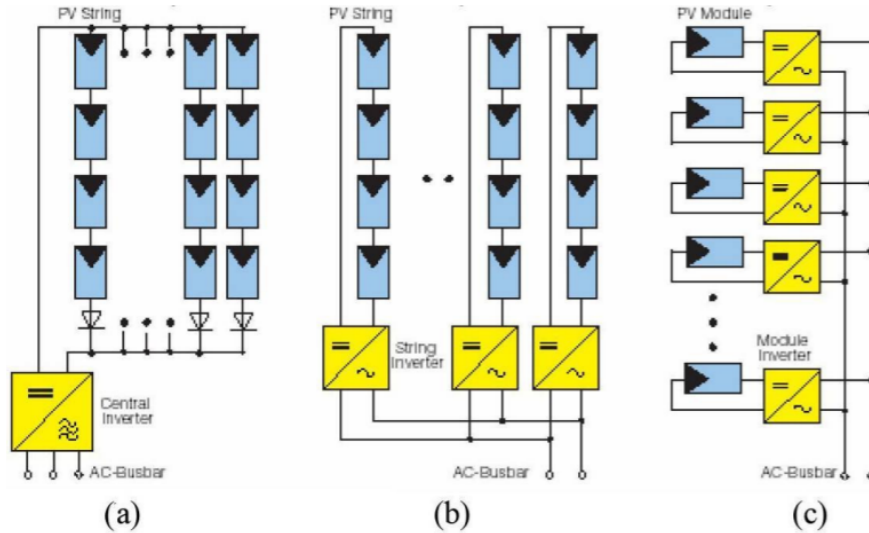


Figura 3.10. Tipologie Inverter fotovoltaici

3.2.8 Fusibile

I fusibili rappresentano un ulteriore sistema di protezione per l'impianto fotovoltaico. Essi sono progettati con un particolare filamento al loro interno che rimane intatto se non diventa troppo caldo. Se attraverso il fusibile circola una corrente troppo alta, il componente si surriscalda e fonde, interrompendo quindi il passaggio di corrente. In quel caso va immediatamente sostituito. I fusibili hanno diverse specifiche. La principale a cui occorre fare attenzione è la tensione massima DC che può sopportare. Molti fusibili riportano sia la tensione DC che AC, con valori abbastanza differenti nei due casi. Occorre dunque assicurarsi di usare fusibili con le corrette caratteristiche di tensione e corrente a seconda di quale parte del circuito sono installati. I fusibili della parte del circuito in corrente continua (DC) forniscono una protezione da sovracorrente staccando i moduli dall'inverter. I fusibili della sezione a corrente alternata (AC), invece, disconnettono, in caso di necessità, gli inverter dal contatore elettrico.

Per quanto riguarda il corretto dimensionamento di un fusibile, occorre sottolineare come si necessiti l'installazione di un fusibile per ogni singola stringa dell'impianto: questo si rende necessario per isolare la stringa in caso di danneggiamento dovuto a sovracorrenti.

Gli standard internazionali come l'EN 7671 per gli impianti alimentati da pannelli fotovoltaici stabiliscono che i cavi di tali sistemi devono poter condurre una corrente uguale a $1,25 \cdot I_{SC}$, dove la corrente di cortocircuito è misurata in condizione standard, STC (Standard Test Condition). Il valore della corrente di cortocircuito è solo del 10-15% più grande del valore della massima corrente erogata I_{MPP} dal pannello fotovoltaico. Ciò significa che i dispositivi per la protezione da sovracorrenti, come i fusibili, devono operare su valori di corrente relativamente bassi.



Figura 3.11. Esempio di fusibili

3.2.9 Interfaccia di rete

L'interfaccia di rete è un dispositivo di protezione della rete che interviene in caso di anomalie della rete stessa. L'interfaccia di rete inibisce l'immissione di corrente elettrica dell'impianto fotovoltaico nella rete, nel caso in cui venga a mancare la tensione sulla rete elettrica nazionale o nel caso in cui i parametri della rete risultino "fuori standard" (picchi di tensione o corrente). Molti tipi di inverter, per lo più di piccola potenza, hanno la funzione dell'interfaccia di rete già integrata al loro interno, riducendo i costi e facilitando l'installazione. Negli impianti di grande potenza, come quelli che andremo ad analizzare successivamente, l'interfaccia di rete deve essere esterna all'inverter, installata a parte.

3.2.10 Interruttore AC e Interruttore differenziale

Prima dell'immissione in rete della corrente, è necessario porre un interruttore generale dell'impianto accoppiato con un interruttore differenziale. Esso viene utilizzato a tutela della salute umana in caso di guasto verso terra (dispersione elettrica) o folgorazione fase-terra, fornendo dunque protezione anche verso macroshock elettrico. Tali componenti sono in grado di interrompere il funzionamento dell'intero impianto, dunque è opportuno che

vengano sempre ben controllati e monitorati per impedire perdite di energia considerevoli. Tra i due interruttori solitamente è posto un contatore, con lo scopo di misurare l'energia prodotta dall'impianto fotovoltaico.

3.2.11 Contatore di carica

La possibilità di tenere sotto controllo l'impianto fotovoltaico è fondamentale per garantirne le prestazioni. In caso di guasto o anomalie è necessario infatti intervenire nel minor tempo possibile per poter ritornare ad usufruire dei vantaggi offerti. Il modo migliore per valutare l'effettiva producibilità dell'impianto fotovoltaico è quello di installare dei contatori di carica: per gli impianti di taglia grande se ne installano due. Un primo contatore di produzione installato a valle di ogni inverter centrale o di stringa dell'impianto e un secondo contatore di scambio installato a valle dell'interruttore generale prima dell'immissione in Media Tensione.

3.3 Descrizione impianti analizzati

Lo scopo di questo paragrafo è quello di descrivere e analizzare un numero finito di impianti reali mantenuti dalla società *Rios Rinnovabili S.r.l.* Tutti gli impianti analizzati sono entrati in funzione nell'arco di periodo 2010-2012. Dunque, si trovano tutti durante il periodo utile di vita, ovvero quel periodo (rappresentato anche dalla curva del tasso di guasto ndr) oltre il rodaggio e prima del degradamento e successiva dismissione. In questo lasso di tempo infatti, il tasso di guasto può essere considerato costante per ognuno dei componenti dell'impianto fotovoltaico. In aggiunta, è bene sottolineare come tutti gli impianti siano costituiti da pannelli fotovoltaici montati a terra, facilitando e abbreviando di molto il lavoro in fase manutentiva.

Infine, come precedentemente citato, per svolgere un'analisi probabilistica il più completa possibile, si sono analizzati gli interventi di manutenzione per ognuno degli impianti lungo il triennio 2016-2018.

Per censire il numero di componenti e la tipologia secondo l'elenco elaborato nel paragrafo precedente ci si è serviti degli schemi unifilari degli impianti forniti da *Rios Rinnovabili S.r.l.* Questi sono veri e propri disegni semplificati in cui vengono rappresentati gli impianti: generalmente si dividono in due sottoschemi. Uno schema per la parte dell'impianto in corrente diretta e uno per la parte dell'impianto a valle degli inverter in corrente alternata.

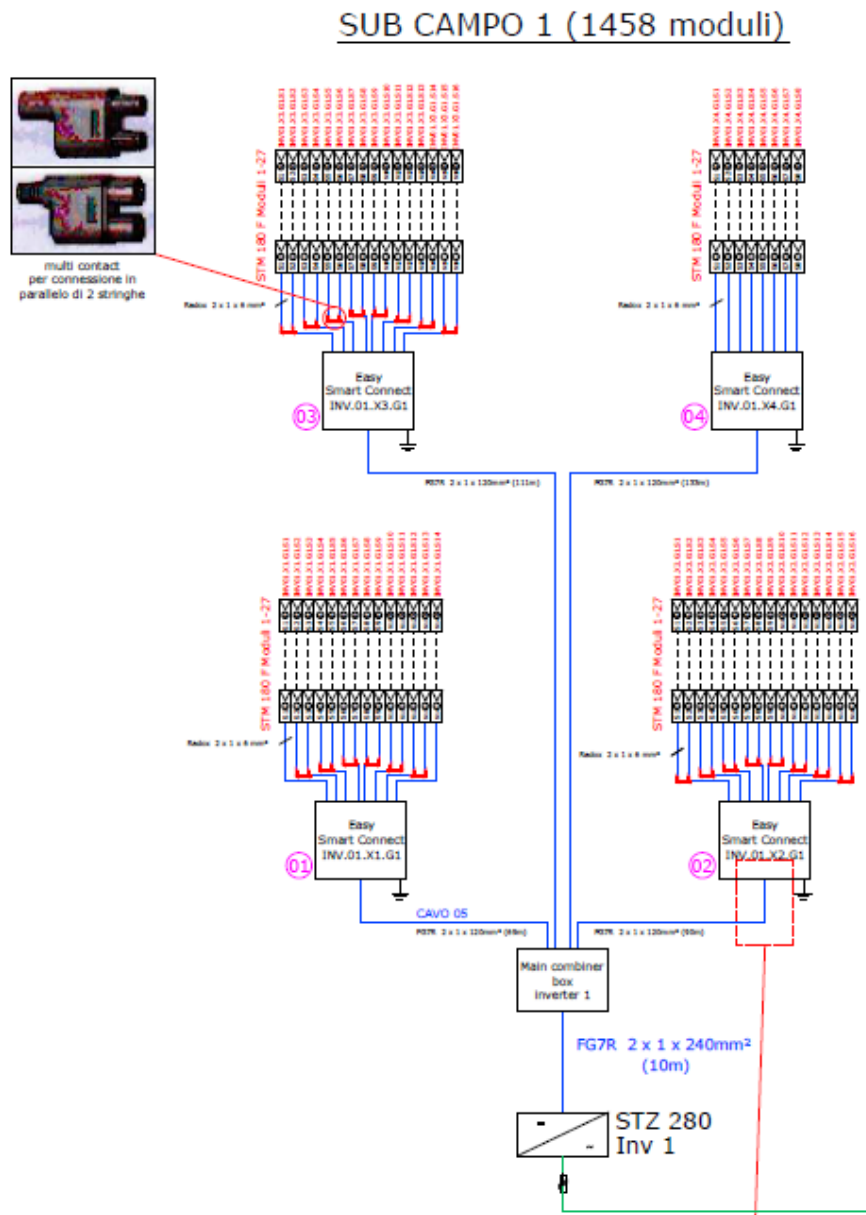


Figura 3.12. Esempio di parte di schema unifilare lato corrente continua

L'immagine soprariportata si riferisce alla parte di impianto in corrente diretta: per semplicità si è riportata solamente una parte dell'impianto in modo da poter notare le stringhe di pannelli fotovoltaici, i connettori, i quadri di campo con relativi sezionatori di corrente a terra, l'inverter centralizzato e il fusibile a valle dello stesso.

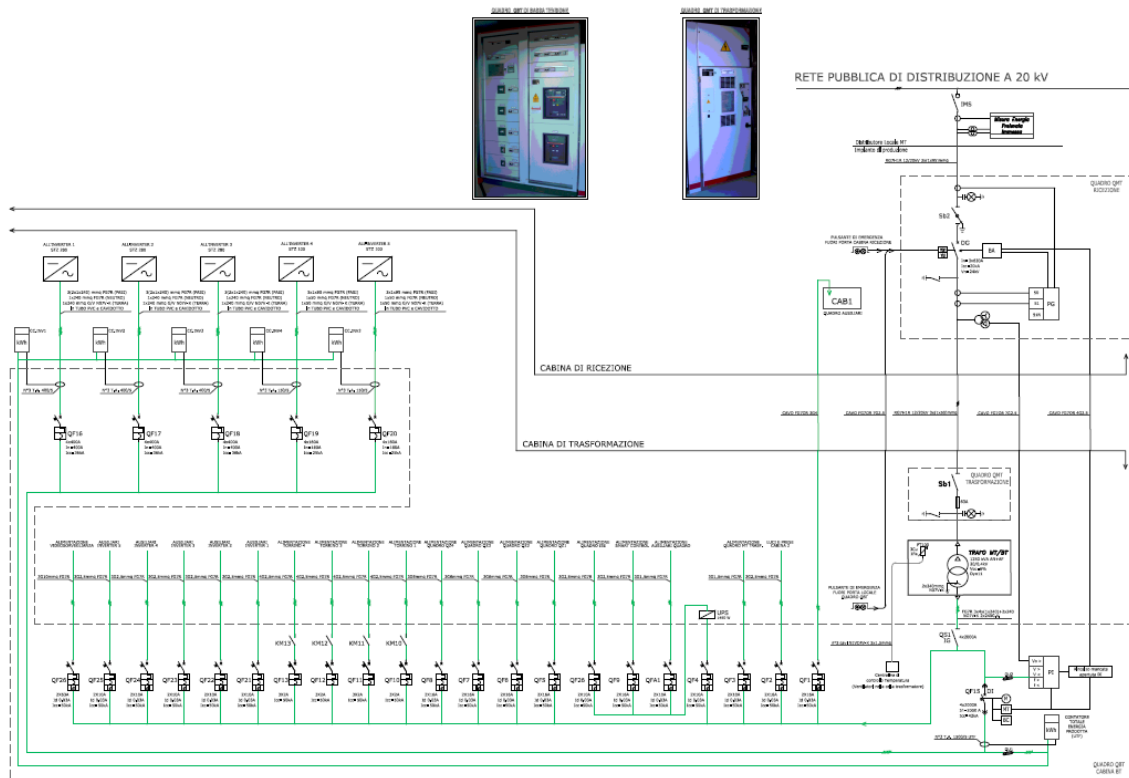


Figura 3.13. Esempio di parte di schema unifilare lato corrente alternata

Nell'immagine 3.13 si possono notare i contatori di carica a valle degli inverter di stringa, l'interruttore generale AC e l'interruttore differenziale prima dell'immissione della corrente nella rete di distribuzione in media tensione.

3.3.1 Impianti fotovoltaici a Inverter centralizzato

La prima tipologia di impianti raccoglie un totale di 12 impianti mantenuti da *Rios Rinnovabili S.r.l.* in cui la tipologia di inverter installato è l'inverter centralizzato.

La totalità di questi impianti presenta una potenza nominale poco al di sotto di 1 MWp, con un minimo di 984 kWp e un massimo di 997 kWp con un'eccezione rappresentata da un impianto più grosso di circa 4 MW di potenza installata. Sono costituiti a loro volta da un numero di pannelli fotovoltaici in silicio policristallino oscillante tra 4240 e 4900 con una potenza di picco di 230 Wp. Ogni impianto (ad eccezione di quello da 4 MW) presenta l'identico schema costruttivo con una serie di 14 sottoinsiemi di pannelli fotovoltaici con un numero di stringhe variabile da 10 a 16, ognuna di esse costituita a sua volta da 20 pannelli fotovoltaici in serie. Ogni stringa di moduli è collegata tramite un cavo in rame con sezione di 6 mm² al cavo centrale dello string box.

Su ogni stringa sono posizionati due fusibili cilindrici DC da 10 A di corrente, per evitare danneggiamenti in caso di sovracorrenti dalle stringhe di moduli; in aggiunta per ogni string box è presente uno scaricatore di sovratensione Classe II con una tensione nominale sopportabile V_n di 1000 V e un interruttore di carico DC nel caso in cui si debba disconnettere lo string box stesso dal resto dell'impianto.

Ognuno degli stringbox è collegato al locale quadri inverter tramite un cavo unipolare flessibile stagnato con una lunghezza variabile di 40-90 metri e una sezione fissa di 95 mm²: successivamente, i cavi confluiscono negli inverter di riferimento che, a seconda della configurazione dell'impianto, possono essere o 3 inverter centrali Kaco XP350-HV TL con una potenza nominale di 350 kW oppure 2 inverter centrali Schneider Xantrex GT 500 E capaci di sopportare una potenza in ingresso di 500 kW.

A valle degli inverter si può riconoscere il quadro di bassa tensione in cui sono presenti i gruppi di misura dell'energia prodotta, in numero uguale al numero degli inverter, con i relativi convertitori di corrente e il rifasamento trafo prima che i cavi confluiscono in un unico cavo al trasformatore. In seguito, sono ancora presenti in ognuno degli impianti un interruttore generale AC, un interruttore differenziale, un interruttore magnetotermico, l'interfaccia di rete elettrica e un ultimo contatore dell'energia prodotta prima dell'immissione della corrente sulla linea nazionale di Media Tensione.

Per eseguire una corretta analisi di affidabilità degli impianti sopracitati è importante specificare il numero di sottocomponenti presenti negli stessi; in questo modo si può applicare il modello teorico descritto nel capitolo 2. Sebbene gli impianti presentino piccole differenze, si è utilizzato lo schema standardizzato per conteggiarne i componenti. In seguito, viene presentata una tabella riassuntiva che contiene il numero effettivo di componenti standard per ognuno degli impianti presi ad analisi.

Per questioni di riservatezza non viene riportato il nome effettivo degli impianti fotovoltaici; per ovviare a questo problema verrà assegnato un codice alfanumerico ad ognuno degli impianti per essere più facilmente identificati. Tale codice andrà da A1 a A12. Qui di seguito viene riportato il conteggio dei componenti per ciascun impianto:

Nome Impianto	A1	A2	A3	A4	A5	A6
Potenza [kW]	996	986	991	988	989	997
Pannello PV	4260	4240	4340	4280	4300	4300
Connettori (Coppie)	8520	8480	8680	8560	8600	8600
Fusibili	426	424	434	428	430	430
Protezioni di stringa	213	212	217	214	215	215
Sezionatore di corrente DC	14	14	14	14	14	14
Inverter centralizzato	3	3	3	3	2	2
Interruttore generale AC	1	1	1	1	1	1
Interruttore differenziale	3	3	3	3	2	2
Interfaccia di rete	13	14	14	14	14	14

Tabella 3.1. Conteggio componenti impianti A1-A6

Nome Impianto	A7	A8	A9	A10	A11	A12
Potenza [kW]	984	996	995	994	3992	993
Pannello PV	4980	4340	4300	4340	17680	4420
Connettori (Coppie)	9960	8680	8600	8680	35360	8840
Fusibili	498	434	430	434	1768	442
Protezioni di stringa	249	217	215	217	884	221
Sezionatore di corrente DC	14	14	14	14	68	17
Inverter centralizzato	2	2	3	3	12	3
Interruttore generale AC	1	1	1	1	12	1
Interruttore differenziale	2	2	3	3	12	3
Interfaccia di rete	14	14	14	14	68	17

Tabella 3.2. Conteggio componenti impianti A7-A12

3.3.2 Impianti fotovoltaici a Inverter distribuito

La seconda tipologia di impianti considerati raccoglie un totale di 2 impianti mantenuti da *Rios Rinnovabili S.r.l.* in cui la tipologia di inverter installato è l'inverter distribuito. Entrambi gli impianti presentano una potenza poco al di sotto dei 2 MW con età e quadro geografico simile a quella dei 12 impianti precedentemente considerati. Ognuno dei due impianti è suddiviso in piccoli sottoimpianti ognuno dei quali è costituito da circa 12 inseguitori su ognuno dei quali sono installate 3 stringhe, composte da 18 o 19 moduli fotovoltaici da 220/ 230 Wp in serie. Per ognuna di queste stringhe è installato un inverter di stringa della potenza variabile di circa 13 kW in output. La potenza massima lato AC di ognuno di questi sottoimpianti si attesta intorno ai 150 kW, raggiungendo il totale di 2 MW considerandoli nella loro totalità. Su ogni stringa sono posizionati fusibili cilindrici per evitare sovracorrenti indesiderate. Per la cablatura completa di utilizzano cavi per energia, rivestiti di guaina in PVC.

Osservando gli schemi unifilari, si possono notare tre grandi quadri QGBT in cui è presente un contatore dell'energia elettrica prodotta da quella parte di impianto con a valle i relativi trasformatori da bassa a media tensione. Il quadro di campo in media tensione è identico a quello dei precedenti impianti con i relativi interruttore generale AC, interruttore differenziale, interruttore magnetotermico, interfaccia di rete elettrica e un ultimo contatore dell'energia prodotta prima dell'immissione della corrente sulla linea nazionale di Media Tensione.

Anche in questo caso, per eseguire una corretta analisi di affidabilità si è provveduto ad effettuare il conteggio dei componenti secondo il modello di studio descritto precedentemente. Il codice identificativo per questi due impianti andrà da B1 a B2 sempre per questioni di riservatezza legato al nome degli impianti.

Nome Impianto	B1	B2
Potenza [kW]	1796	1821
Pannello PV	7820	7920
Connettori (Coppie)	15760	15840
Fusibili	804	792
Protezioni di stringa	402	396
Sezionatore di corrente DC	134	132
Inverter distribuito	134	132
Interruttore generale AC	3	3
Interruttore differenziale	3	3
Interfaccia di rete	13	15

Tabella 3.3. Conteggio componenti impianti B1-B2

3.4 Tassi di guasto

A questo punto dell'analisi, per calcolare l'affidabilità di un impianto è necessario conoscere il tasso di guasto associato ad ogni componente. A tal riguardo è stata effettuata una ricerca bibliografica al fine di reperire i tassi di guasto per ogni singolo componente. Nella letteratura scientifica si sono estrapolati i dati di affidabilità di componenti elettrici ed elettronici dei componenti dell'impianto fotovoltaico dalla normativa militare MIL-HDBK-217F [16]. Tale normativa è stata pubblicata dal Dipartimento della Difesa americano e presenta il metodo e i valori per poter calcolare il tasso di guasto della maggior parte dei componenti sopra-considerati. Nella normativa viene fornito un valore base da moltiplicare e fattori correttivi che tengono conto dei fattori ambientali (temperatura di funzionamento, stress elettrico), fattori operativi e qualità/degradabilità del componente. Un'eccezione verrà tenuta in conto per il calcolo del tasso di guasto dei pannelli fotovoltaici e degli Inverter: dal momento che gli impianti considerati sono costituiti da inverter con taglia di potenza variabile da 13 kW fino a 500 kW di potenza in output si è provveduto a effettuare una ricerca ad hoc per questa tipologia di componente.

Di seguito vengono presentati i calcoli e i riferimenti per l'elaborazione del tasso di guasto dei vari componenti dell'impianto. Si ricorda inoltre come il failure rate venga convenzionalmente indicato con la lettera λ e la sua unità di misura sia in $\frac{Guasti}{10^6 h}$.

3.4.1 Pannello fotovoltaico

Per valutare il tasso di guasto di un pannello fotovoltaico si è fatto riferimento a uno studio sperimentale proposto dal *NREL (Energy Department's National Renewable Energy Laboratory)* [25]. Tale ricerca ha considerato più di 50000 installazioni di pannelli in impianti fotovoltaici situati negli Stati Uniti D'America nel periodo compreso tra il 2000 e il 2015. Il risultato ottenuto riporta una media di 5 rotture ogni 10000 pannelli annualmente, per cui 0,0005 guasti/anno. Considerando una media di circa 10 ore di funzionamento al giorno, il valore del tasso di guasto è il seguente:

$$\lambda_{PV} = 0,0136 \frac{Guasti}{10^6 h} \quad (3.1)$$

3.4.2 Protezione di stringa

Il tasso di guasto del diodo di blocco è calcolato seguendo la formula presentata nella normativa americana MIL:

$$\lambda_{DB} = \lambda_b \cdot \eta_T \cdot \eta_C \cdot \eta_S \cdot \eta_Q \cdot \eta_E \quad (3.2)$$

Dove λ_b è il coefficiente di applicazione, η_T è il coefficiente di temperatura ambientale, η_Q è il coefficiente di qualità, η_C è il coefficiente di contatto, η_E è il coefficiente ambientale e η_S è il coefficiente di stress elettrico. Essi ricavano dalla seguente tabella:

Protezione stringa	λ_b	η_S	η_E	η_C	η_Q	η_T
Parametro	Regolat. tensione	-	Coperto non condiz.	-	Media	35°C
Coefficiente	0,02	1	6	2	2,4	1,2

Tabella 3.4. Tabella normativa MIL calcolo failure rate Protezione di stringa

$$\lambda_{DB} = 0,00691 \frac{Guasti}{10^6 h} \quad (3.3)$$

3.4.3 Fusibile

Il tasso di guasto del fusibile è calcolato seguendo la formula presentata nella normativa americana MIL:

$$\lambda_F = \lambda_b \cdot \eta_E \quad (3.4)$$

Dove λ_b è il coefficiente di applicazione, η_E è il coefficiente ambientale. I parametri presenti nell'equazione si ricavano dalla seguente tabella:

Fusibile	λ_b	η_E
Parametro	Shorting failure	Coperto non condizionato
Coefficiente	0,01	2

Tabella 3.5. Tabella normativa MIL per calcolo failure rate Fusibile

$$\lambda_F = 0,02 \frac{Guasti}{10^6 h} \quad (3.5)$$

3.4.4 Connettore

Il failure rate del connettore è ricavato analogamente ai precedenti dalla normativa americana MIL secondo la seguente equazione:

$$\lambda_{CON} = \lambda_b \cdot \eta_E \quad (3.6)$$

Dove λ_b è il coefficiente di applicazione, η_E è il coefficiente ambientale. I parametri presenti nell'equazione si ricavano dalla seguente tabella:

Connettore	λ_b	η_E
Parametro	Clip termination	Non coperto
Coefficiente	0,00012	7

Tabella 3.6. Tabella normativa MIL per calcolo failure rate Connettore

$$\lambda_{CON} = 0,00024 \frac{Guasti}{10^6 h} \quad (3.7)$$

3.4.5 Sezionatore di corrente DC

Anche per quanto riguarda i sezionatori di corrente dal lato corrente diretta ci si riferisce alla normativa americana MIL con la seguente equazione:

$$\lambda_{SDC} = \lambda_b \cdot \eta_L \cdot \eta_C \cdot \eta_S \cdot \eta_Q \cdot \eta_E \quad (3.8)$$

Dove λ_b è il coefficiente di applicazione, η_Q è il coefficiente di qualità, η_C è il coefficiente di contatto, η_E è il coefficiente ambientale e η_L è il coefficiente di stress elettrico. Essi ricavano dalla seguente tabella:

Sezionatore DC	λ_b	η_L	η_E	η_C	η_Q
Parametro	Rotativo a leva	-	Coperto non cond.	-	Media
Coefficiente	0,11	1,15	3	1	1

Tabella 3.7. Tabella normativa MIL calcolo failure rate Sezionatore di corrente DC

$$\lambda_{SDC} = 0,3795 \frac{Guasti}{10^6 h} \quad (3.9)$$

3.4.6 Inverter

Il calcolo del tasso di guasto di un inverter fotovoltaico si presenta complesso. Come si può immaginare infatti, l'inverter è costituito da innumerevoli sottocomponenti e calcolare teoricamente il failure rate di tutti gli stessi è un procedimento arduo proprio perché legato a moltissime variabili. Oltre a questo, gli inverter fotovoltaici si differenziano anche per la potenza in uscita che può variare tra poche decine di kW fino anche a 500 KW per inverter centrali di grossi impianti industriali.

Per questo motivo, per quanto riguarda gli inverter di stringa, utilizzati in due dei 14 impianti considerati in questa tesi, si è deciso di calcolare il failure rate seguendo quanto pubblicato da alcuni ricercatori della Philadelphia University [12]. I risultati ottenuti sono stati mediati tra di loro per ottenere un tasso di guasto finale pari a:

$$\lambda_{distribuito} = 19,685 \frac{Guasti}{10^6 h} \quad (3.10)$$

Per quanto riguarda gli inverter centrali, con potenze dell'ordine del centinaio di kW in output, si è deciso di riferirsi a un articolo del 2011 della rivista Renewable Energy [6] che riporta una media di guasti e quindi di sostituzioni 1 circa 1 ogni 10 anni, per cui 0,1 guasti/anno. Considerando una media di 9 ore di funzionamento al giorno, il valore del tasso di guasto è il seguente:

$$\lambda_{centralizzato} = 30,44 \frac{Guasti}{10^6 h} \quad (3.11)$$

Sebbene i risultati ottenuti possano sembrare simili, le differenze saranno comunque tenute in considerazione in fase di calcolo di affidabilità teorica.

3.4.7 Interruttore generale AC, Interruttore differenziale e Interfaccia di rete

Il failure rate di questi componenti è lo stesso secondo la normativa americana MIL dal momento che rientrano nella stessa categoria. Come per i precedenti componenti viene fornita la seguente formula:

$$\lambda_{INT} = \lambda_b \cdot \eta_U \cdot \eta_C \cdot \eta_Q \cdot \eta_E \quad (3.12)$$

Dove λ_b è il coefficiente di applicazione, η_Q è il coefficiente di qualità, η_C è il coefficiente di configurazione, η_E è il coefficiente ambientale e η_U è il coefficiente di utilizzo. Essi ricavano dalla seguente tabella:

Interruttore	λ_b	η_C	η_E	η_U	η_Q
Parametro	Magnetico, termico	SPST	Coperto non cond.	Di potenza	Media
Coefficiente	0,34	1	2	1/2,5	5

Tabella 3.8. Tabella normativa MIL calcolo failure rate Interruttori e Interfaccia di rete

$$\lambda_{INT} = 8,50 \frac{Guasti}{10^6 h} \quad (3.13)$$

$$\lambda_{INT_{RETE}} = 3,40 \frac{Guasti}{10^6 h} \quad (3.14)$$

3.4.8 Risultati finali sui tassi di guasto dei componenti

Componente [tipologia]	Tasso di guasto teorico [$Guasti/10^6h$]
Pannello PV	0,014
Protezione di stringa	0,069
Connettore	0,0002
Fusibile	0,094
Sezionatore di corrente DC	0,38
Inverter distribuito	19,70
Inverter centralizzato	30,40
Interruttore generale AC	8,50
Interruttore differenziale	8,50
Interfaccia di rete	3,40

Tabella 3.9. Tabella riassuntiva tassi di guasto componenti

3.5 Implementazione Fault Tree

L'implementazione dell'albero dei guasti consente di calcolare al meglio l'affidabilità e la disponibilità del sistema fotovoltaico. Diventa dunque necessario definire le interdipendenze tra i vari componenti dell'impianto per capire come un guasto possa propagarsi all'interno del sistema riducendo la disponibilità dello stesso. In questo paragrafo verrà implementato un *fault tree* di modo che tramite questo schema logico si possano comprendere tutti i collegamenti e le relazioni tra gli elementi.

3.5.1 Definizione "Top Event"

Il punto centrale alla base di una corretta analisi ad albero dei guasti è la definizione dell'evento finale dell'albero logico di fallimento. Nel presente studio con "guasto" o "fallimento di sistema" non si intende unicamente un'interruzione totale del sistema, ma anche semplicemente un lieve calo di produzione, dovuto al danneggiamento o alla rottura di alcuni elementi dell'impianto come fusibili, interruttori differenziali, inverter, ecc. Ciò significa che "l'interruzione o il calo nella produzione di energia, dovuto alla difettosità di un qualsiasi componente e non a cause esterne o al suo deterioramento naturale nel tempo" verrà considerato il Top Event dell'analisi di Fault Tree.

3.5.2 Schema Logico

Se si considera nella sua interezza un impianto fotovoltaico, tutte le parti costruttive sono connesse in serie, quindi, in maniera semplificativa, se un componente dovesse guastarsi, l'intero sistema fallirà come diretta conseguenza. Occorre far notare come questo non sia necessariamente vero nel caso reale, tuttavia è una rappresentazione dell'effetto diretto che un componente ha lungo la catena di tutti gli altri componenti che costituiscono l'intero sistema. Inoltre, per provocare un calo nella produzione di energia (*Top Event* considerato) è sufficiente che anche un solo elemento si rompa. Lo schema logico verrà presentato successivamente.

3.5.3 Assunzioni

Risulta determinante ora specificare le ipotesi e tutti gli assunti di base per una corretta analisi FTA. Tali assunzioni sono le seguenti:

- Il Top Event, ovvero l'evento finale, è di tipo binario. Con questa ipotesi si assume che l'evento o accade o non accade.
- Per una maggiore semplificazione dello studio non viene considerata la degradazione dei componenti. Questa assunzione non dovrebbe gravare troppo sul risultato dell'analisi, in quanto già nello studio di fattibilità di un impianto fotovoltaico si tiene conto dell'invecchiamento e del calo di produzione.
- Lo scopo dell'analisi teorica di affidabilità è il calcolo della reliability, del tasso di guasto totale di ogni impianto fotovoltaico e del MTTF del sistema stesso. Per calcolare tali parametri sono necessari dati di casi reali e per questo motivo saranno approfonditi nel seguente capitolo di analisi sperimentale.
- Gli eventi di fallimenti o di guasto saranno considerati indipendenti e non mutualmente escludenti; questa assunzione fondamentalmente significa che non sono considerati collegati e che non si impediscono l'un l'altro.
- Il tasso di guasto di ognuno dei componenti dell'impianto è considerato costante, poiché ancora all'interno della zona di vita utile.

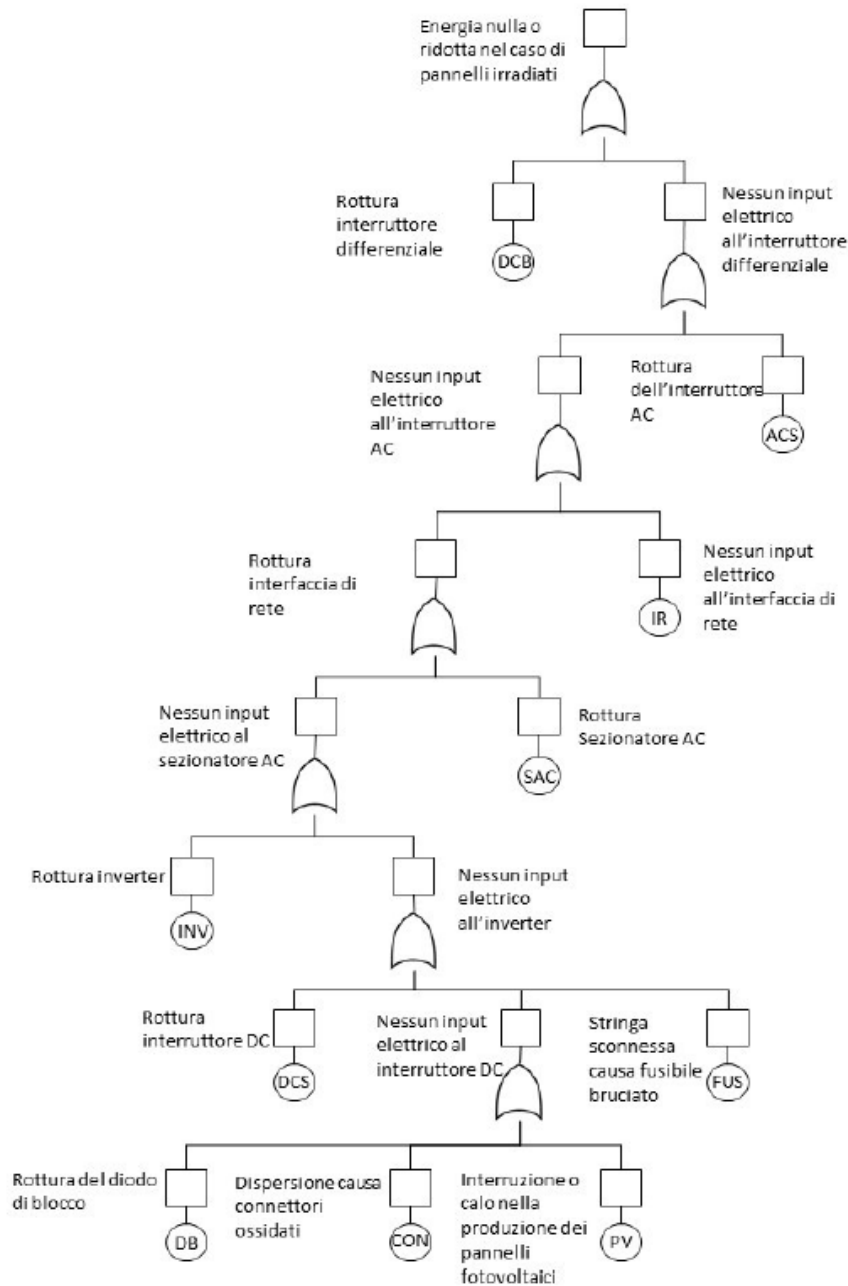


Figura 3.14. Esempio di Fault Tree per un impianto fotovoltaico

Osservando l'albero dei Guasti nella figura soprastante, si può notare come tutti i componenti, schematizzati nella figura 3.2 , costituiscono un sistema in serie (sia logico che

meccanico) che crea diverse problematiche dal punto di vista dell'affidabilità complessiva del sistema: tutti gli eventi di base e intermedi sono inoltre collegati dal gate logico "OR" e quindi ogni guasto che si genera all'interno dell'albero dei Guasti si propaga fino a raggiungere il Top Event ("Energia Nulla o Ridotta nel caso di pannelli irradiati").

3.5.4 Calcolo Minimal Cut Set

Per ottenere una stima quantitativa dall'analisi di rischio, l'Albero dei Guasti deve essere convertito in un'espressione booleana e successivamente in un'equazione probabilistica. Dal momento che tutti gli eventi di base sono collegati dalla porta logica "OR", è abbastanza lineare costruire l'equazione booleana degli eventi di base:

$$TopEvent = (((((PV+CON+DB)+(SPD+DCS)+INV)+(CB+SPD)+GP)+ACS)+DCB) \quad (3.15)$$

Dove le sigle presenti nell'equazione rappresentano gli eventi di rottura indesiderati dello specifico componente come riportato in figura 3.14 . A ognuno di essi sarà associato un determinato valore di probabilità. In particolare dunque, PV rappresenta l'evento di "Interruzione o calo nella produzione dei pannelli fotovoltaici", CON l'evento "Dispersione causa connettori ossidati", DB l'evento "Rottura del diodo di blocco", SPD l'evento "Nessun input elettrico all'interruttore DC", DCS l'evento "Rottura interruttore DC", INV l'evento "Rottura dell'inverter", ACS l'evento "Rottura dell'interruttore AC" e DCB l'evento "Rottura interruttore differenziale".

La seguente equazione è l'equivalente logico del *Fault Tree* in figura 3.14. Con l'assunzione, peraltro ben accettata anche nel caso reale, che gli scaricatori di sovratensione (SPD) non possono entrare in cortocircuito per cui presentano una probabilità di guasto trascurabile, l'equazione booleana si riduce a:

$$TopEvent = PV + CON + BD + DCS + INV + CB + GP + ACS + DCB \quad (3.16)$$

In analisi di rischio, il Cut Set è definito come una collezione di eventi di base, il cui accadimento causa l'avvenimento del Top Event. Un Minimal Cut Set è definito come la più piccola combinazione di eventi di base che, se avvengono tutti, causeranno l'avvenimento del Top Event.

L'equazione mostra come l'albero dei guasti può essere espresso come unione di nove Minimal cut sets in cui ogni cut set è l'equivalente dell'evento di base. Dalla teoria della probabilità, la probabilità di avvenimento del top event, in caso di unione dei Minimal cut

sets, è data dalla probabilità totale del Minimal cut set. La probabilità di guasto per il Top Event può essere calcolata sulla base di un'analisi qualitativa come segue:

$$P_{top} = \sum_{i=1}^n P_{MCS_i} - \sum_{i < j} P_{MCS_i} \cap MCS_j + \sum_{i < j < k} P_{MCS_i} \cap MCS_j \cap MCS_k - \dots + (-1)^{m-1} P \cap_{i=1}^m MCS_i \quad (3.17)$$

La probabilità di accadimento di ognuno degli MCSi può essere ricavata per mezzo della teoria sulle probabilità condizionate ed espressa come:

$$P_{MCS_i} = P_{B1} \cdot P_{B2} | P_{B1} \cdot P_{B3} | P_{B1} \cap P_{B2} \cdot \dots \cdot P_{Bn} | P_{B1} \cap P_{B2} \cap \dots P_{Bn-1} \quad (3.18)$$

Assumendo che le rotture dei componenti siano eventi indipendenti tra loro, la probabilità condizionata si semplifica a uno e si stima la probabilità di accadimento di ognuno degli MCSi come:

$$P_{MCS_i} = \prod_{i=1}^n P_{Bi} \quad (3.19)$$

A questo punto, utilizzando la teoria della probabilità, si ricava la probabilità di accadimento del Top Event come:

$$Pr(TopEvent) = Pr(E_1 + E_2 + \dots + E_n) \quad (3.20)$$

Dal momento che gli eventi sono assunti indipendenti e non mutualmente escludenti tra loro, utilizzando il principio dell'Inclusione-Esclusione, l'ultima equazione è equivalente alla seguente:

$$1 - Pr(TopEvent) = [1 - Pr(E_1)] \cdot [1 - Pr(E_2)] \cdot \dots \cdot [1 - Pr(E_n)] \quad (3.21)$$

Siccome la probabilità di avvenimento dell'evento di base $Pr(E)$ rappresenta la probabilità di rottura, $1 - Pr(E)$ la probabilità di affidabilità. L'affidabilità complessiva del sistema è quindi ottenuta come il prodotto delle affidabilità di ogni singolo evento di base E_i :

$$R_{sistema} = \prod_{i=1}^n R(E_i) \quad (3.22)$$

La relazione che intercorre tra gli eventi di base comporta che più è alto il numero di componenti in serie nel sistema e minore sarà l'affidabilità complessiva del sistema. Nell'analisi seguente, l'affidabilità totale sarà data dal prodotto delle singole affidabilità dei componenti:

$$R_{sistema} = R(PV) \cdot R(CON) \cdot R(BD) \cdot R(DCS) \cdot R(INV) \cdot R(CB) \cdot R(GP) \cdot R(ACS) \cdot R(DCB) \quad (3.23)$$

3.6 Calcolo affidabilità teorica

Come esposto nel capitolo precedente, per il calcolo dell'affidabilità di ogni componente si è deciso di utilizzare una distribuzione di tipo esponenziale:

$$R(t) = e^{-\lambda t} \quad (3.24)$$

E considerando un numero m di componenti uguali all'interno del sistema, l'affidabilità complessiva per il singolo componente sarà data dalla seguente equazione:

$$R(t) = e^{-m\lambda t} \quad (3.25)$$

Infine, l'affidabilità complessiva sarà calcolata quantitativamente come:

$$R_{sistema} = \exp\left(-\sum_{i=1}^n m_i t \lambda_i\right) \quad (3.26)$$

Dove n è il numero totale di componenti in serie presenti nell'analisi di affidabilità, m_i è il numero totale del singolo componente, λ_i è il tasso di guasto e t è il lasso di tempo considerato per l'analisi di affidabilità assumendo un periodo di funzionamento medio di ogni componente di 9 ore al giorno.

Nelle tabelle e grafici seguenti verranno riportati tutti i valori di affidabilità calcolati per i diversi gruppi di componenti di ogni impianto, per un anno, due anni, cinque anni e venti anni di funzionamento. Prima di procedere, si tenga conto che già dopo due anni di funzionamento l'affidabilità totale di alcuni componenti sarà prossima allo zero; si osservi come questo non vorrà dire che l'impianto fotovoltaico nel suo complesso avrà fallito ma che semplicemente almeno un componente dell'impianto avrà subito un guasto. Peraltro, essendo tutti impianti dell'ordine del MW o superiore, questa problematica è riscontrabile di norma anche nel caso reale.

Nome Impianto	A1	A2	A3	A4	A5	A6
Potenza [kW]	996	986	991	988	989	997
Pannello PV	0,82	0,83	0,82	0,82	0,82	0,82
Protezioni di stringa	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95
Sezionatore di corrente DC	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98
Inverter centralizzato	0,74	0,74	0,74	0,74	0,82	0,82
Fusibili	0,88	0,88	0,87	0,87	0,87	0,87
Interfaccia di rete	0,86	0,85	0,85	0,85	0,85	0,86
Interruttore generale AC	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97
Interruttore differenziale	0,92	0,92	0,92	0,92	0,94	0,95
Connettori	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99

Tabella 3.10. Affidabilità componenti impianti A1-A6 dopo 1 anno di funzionamento

Nome Impianto	A7	A8	A9	A10	A11	A12
Potenza [kW]	984	996	995	994	3992	993
Pannello PV	0,80	0,82	0,82	0,82	0,45	0,82
Protezioni di stringa	0,94	0,95	0,95	0,95	0,82	0,95
Sezionatore di corrente DC	0,98	0,98	0,98	0,98	0,92	0,98
Inverter centralizzato	0,82	0,82	0,74	0,74	0,30	0,74
Fusibili	0,86	0,87	0,88	0,87	0,58	0,87
Interfaccia di rete	0,85	0,85	0,85	0,85	0,47	0,83
Interruttore generale AC	0,97	0,97	0,97	0,97	0,71	0,92
Interruttore differenziale	0,94	0,95	0,92	0,92	0,71	0,92
Connettori	0,99	0,99	0,99	0,99	0,97	0,99

Tabella 3.11. Affidabilità componenti impianti A7-A12 dopo 1 anno di funzionamento

Nome Impianto	B1	B2
Potenza [kW]	1796	1821
Pannello PV	0,70	0,70
Protezioni di stringa	0,91	0,91
Sezionatore di corrente DC	0,83	0,85
Inverter distribuito	10^{-4}	$1,9 \cdot 10^{-4}$
Fusibili	0,87	0,88
Interfaccia di rete	0,86	0,84
Interruttore generale AC	0,92	0,91
Interruttore differenziale	0,92	0,92
Connettori	0,98	0,99

Tabella 3.12. Affidabilità componenti impianti B1-B2 dopo 1 anno di funzionamento

Queste prime tre tabelle esprimono l'affidabilità di ogni gruppo di componenti dopo un anno di funzionamento: questi valori rappresentano la probabilità che alla fine dell'anno di esercizio i componenti sino ancora interamente funzionanti e mai sostituiti. Come si può già vedere a prima vista l'inverter risulta essere il componente maggiormente impattante sull'affidabilità complessiva dell'impianto, soprattutto nella configurazione a inverter di stringa dove sono presenti più di 100 inverter complessivamente. Nel seguito le stesse tabelle dopo 5 anni di esercizio.

Nome Impianto	A1	A2	A3	A4	A5	A6
Potenza [kW]	996	986	991	988	989	997
Pannello PV	0,39	0,39	0,37	0,38	0,38	0,38
Protezioni di stringa	0,78	0,78	0,78	0,78	0,78	0,78
Sezionatore di corrente DC	0,92	0,91	0,91	0,91	0,91	0,91
Inverter centralizzato	0,22	0,22	0,22	0,22	0,36	0,37
Fusibili	0,52	0,52	0,51	0,52	0,51	0,51
Interfaccia di rete	0,48	0,46	0,46	0,45	0,45	0,45
Interruttore generale AC	0,87	0,87	0,87	0,87	0,87	0,87
Interruttore differenziale	0,66	0,66	0,65	0,65	0,75	0,75
Connettori	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96

Tabella 3.13. Affidabilità componenti impianti A1-A6 dopo 5 anni di funzionamento

Nome Impianto	A7	A8	A9	A10	A11	A12
Potenza [kW]	984	996	995	994	3992	993
Pannello PV	0,33	0,38	0,38	0,38	0,02	0,38
Protezioni di stringa	0,75	0,78	0,78	0,78	0,36	0,78
Sezionatore di corrente DC	0,91	0,91	0,91	0,91	0,65	0,90
Inverter centralizzato	0,37	0,37	0,22	0,22	$2 \cdot 10^{-3}$	0,22
Fusibili	0,46	0,51	0,51	0,51	0,06	0,50
Interfaccia di rete	0,46	0,45	0,45	0,45	0,02	0,39
Interruttore generale AC	0,87	0,87	0,87	0,87	0,19	0,66
Interruttore differenziale	0,75	0,75	0,66	0,66	0,19	0,66
Connettori	0,96	0,97	0,97	0,96	0,87	0,96

Tabella 3.14. Affidabilità componenti impianti A7-A12 dopo 5 anni di funzionamento

Nome Impianto	B1	B2
Potenza [kW]	1796	1821
Pannello PV	0,17	0,17
Protezioni di stringa	0,62	0,64
Sezionatore di corrente DC	0,41	0,44
Inverter distribuito	$1,1 \cdot 10^{-20}$	$2,9 \cdot 10^{-19}$
Fusibili	0,52	0,54
Interfaccia di rete	0,48	0,43
Interruttore generale AC	0,66	0,65
Interruttore differenziale	0,65	0,65
Connettori	0,94	0,94

Tabella 3.15. Affidabilità componenti impianti B1-B2 dopo 5 anni di funzionamento

Dopo 5 anni di esercizio, l'affidabilità di ognuno dei componenti è scesa drasticamente e solo pochi di essi mantiene un valore di probabilità superiore al 50%. Per gli inverter addirittura raggiungiamo valori che possono essere considerati pari a zero. È altamente probabile, quasi certo, che occorrerà sostituire o aggiustare questo componente entro 5 anni dalla messa in esercizio dell'impianto.

Come ulteriore analisi vengono fornite in forma tabellare le misure di affidabilità per tutti i 14 impianti considerati a diversi anni di funzionamento in modo da confrontare visivamente i risultati ottenuti. Si noti come il calcolo dell'affidabilità a 10 anni di funzionamento raggiunge livelli pari a 0 già dopo 1 anno di funzionamento. Nelle prossime pagine sarà spiegato il motivo.

Nome Impianto	A1	A2	A3	A4	A5	A6
Potenza [kW]	996	986	991	988	989	997
Affidabilità 1 anno	0,386	0,383	0,379	0,381	0,433	0,433
Affidabilità 2 anni	0,149	0,146	0,144	0,145	0,187	0,187
Affidabilità 5 anni	0,009	0,008	0,008	0,008	0,015	0,015
Affidabilità 10 anni	7,4E-05	6,7E-05	6,1E-05	6,5E-05	2,3E-04	2,3E-04

Tabella 3.16. Affidabilità complessiva impianti A1-A6

Nome Impianto	A7	A8	A9	A10	A11	A12
Potenza [kW]	984	996	995	994	3992	993
Affidabilità 1 anno	0,407	0,431	0,381	0,379	0,014	0,343
Affidabilità 2 anni	0,166	0,186	0,145	0,144	0,000	0,118
Affidabilità 5 anni	0,011	0,015	0,008	0,008	0,000	0,005
Affidabilità 10 anni	1,2E-05	2,2E-05	6,4E-05	6,6E-05	2,6E-19	2,3E-05

Tabella 3.17. Affidabilità complessiva impianti A7-A12

Nome Impianto	B1	B2
Potenza [kW]	1796	1821
Affidabilità 1 anno	3,4E-05	6,6E-05
Affidabilità 2 anni	5,3E-14	3,9E-13
Affidabilità 5 anni	6,5E-34	9,9E-32
Affidabilità 10 anni	4,3E-67	9,8E-63

Tabella 3.18. Affidabilità complessiva impianti B1-B2

Per capire meglio la distribuzione esponenziale dell'affidabilità degli impianti nel loro complesso si procede con quanto proposto nell'equazione 3.26 riportandola graficamente in funzione degli anni di funzionamento. Nel grafico riportato sotto vengono mostrati i livelli di affidabilità a uno, due, cinque e dieci anni per le diverse tipologie di impianti fotovoltaici considerati. Si può facilmente notare come i livelli di Reliability maggiori sono raggiunti dagli impianti da 1 MW con configurazione ad inverter centrale. Si nota inoltre, che l'affidabilità di un impianto ha la tendenza a decrescere all'aumentare della potenza installata. Questo perché per diretta conseguenza lo stesso è composto da un maggior numero di elementi e quindi la sua probabilità di fallimento è maggiore.

Discorso analogo può essere fatto per la tipologia di impianti con inverter di stringa: esso infatti, nonostante presenti una potenza installata di 1.8 MW, riporta livelli di affidabilità di molto inferiori anche rispetto all'impianto considerato da 4 MW. Questo andamento è dovuto al maggior numero di Inverter installati nell'impianto che, sebbene risultino avere un tasso di guasto inferiore quasi del 70% rispetto agli analoghi centralizzati, risultano essere come nettamente il componente più impattante a livello di analisi di *Reliability*.

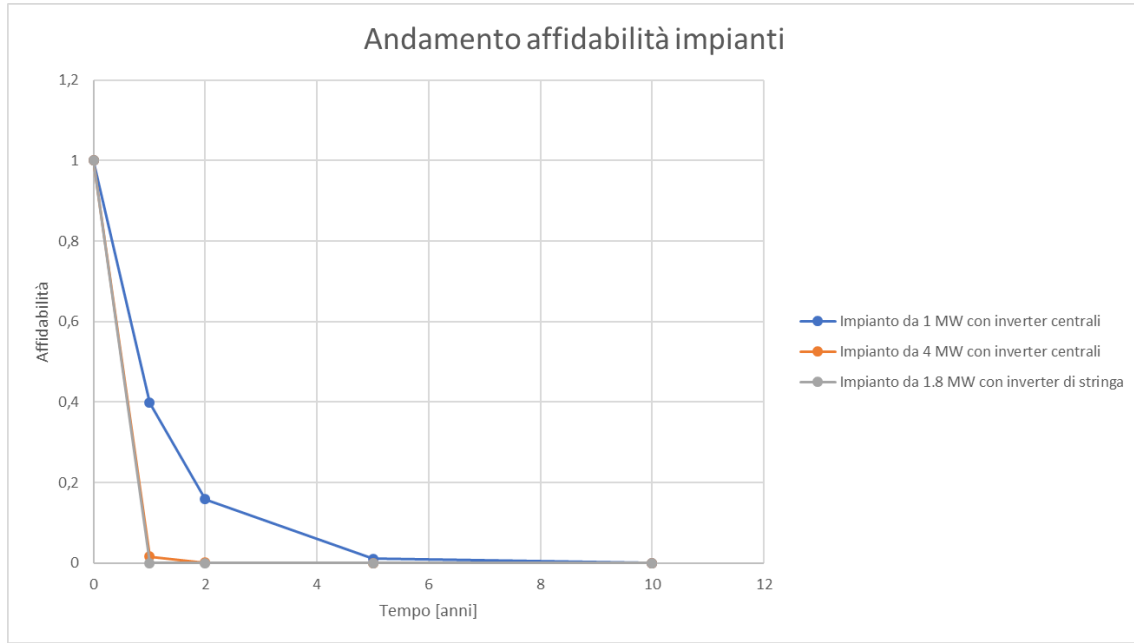


Figura 3.15. Grafico Affidabilità impianti per le diverse configurazioni

In conclusione, un ultimo parametro interessante per conoscere l'affidabilità totale di un sistema è il tasso di guasto totale dell'impianto. Esso è calcolato mediante il tasso di guasto di ogni singolo componente per il numero totale degli stessi. La sommatoria di questo prodotto determina il failure rate dell'intero sistema. Matematicamente esso si calcola come:

$$\lambda_{sistema} = \sum_{i=1}^n m_i \lambda_i \quad (3.27)$$

Di seguito, in forma tabellare, il tasso di guasto totale per ognuno degli impianti considerati:

Nome Impianto	A1	A2	A3	A4	A5	A6
Potenza [kW]	996	986	991	988	989	997
Tasso di guasto [10^{-4} guasti/ora]	2,81	2,84	2,87	2,85	2,47	2,47

Tabella 3.19. Tasso di guasto impianti A1-A6

Nome Impianto	A7	A8	A9	A10	A11	A12
Potenza [kW]	984	996	995	994	3992	993
Tasso di guasto [10^{-4} guasti/ora]	2,65	2,48	2,85	2,87	12,05	3,01

Tabella 3.20. Tasso di guasto impianti A7-A12

Nome Impianto	B1	B2
Potenza [kW]	1796	1821
Tasso di guasto [10^{-4} guasti/ora]	31,00	29,02

Tabella 3.21. Tasso di guasto impianti B1-B2

Avendo ricavato il tasso di guasto degli impianti, è possibile ottenere il tempo medio di guasto (MTTF) che intercorre tra una rottura e un'altra. Esso si calcola tramite l'equazione 2.4. Questo parametro permette di stimare il numero di interventi teorici che subisce l'impianto in un anno di esercizio.

Nome Impianto	A1	A2	A3	A4	A5	A6
Potenza [kW]	996	986	991	988	989	997
MTTF [h]	3553	3517	3484	3504	4048	4048

Tabella 3.22. Tempo medio tra guasti impianti A1-A6

Nome Impianto	A7	A8	A9	A10	A11	A12
Potenza [kW]	984	996	995	994	3992	993
MTTF [h]	3769	4031	3497	3484	829	3319

Tabella 3.23. Tempo medio tra guasti impianti A7-A12

Nome Impianto	B1	B2
Potenza [kW]	1796	1821
MTTF [h]	322	344

Tabella 3.24. Tempo medio tra guasti impianti B1-B2

Si nota come, più il valore di $MTTF$ è alto minore sarà il numero di interventi stimati in un anno. Anche in questo caso si osserva come i due impianti progettati con Inverter di stringa sono quelli sottoposti ad un maggior numero di guasti con circa 300 ore teoriche di inframezzo tra una rottura e l'altra. Con un tempo di operazione stimato di 9 ore giornaliere, questo comporta ben più di un danneggiamento al mese, cosa che invece si verifica con minore frequenza per gli altri impianti presi in esame.

3.6.1 Indici di Fussel-Vesely

Il calcolo delle grandezze affidabilistiche a livello di *Top Event* può considerarsi sufficiente solo nei casi in cui i valori ottenuti siano adeguatamente oltre i valori obbiettivo prefissati. In caso contrario è necessario migliorare il sistema con interventi correttivi mirati, non solo migliorando i componenti o i sottosistemi relativamente più deboli, ma anche utilizzando componenti più affidabili o aumentando le frequenze di test/manutenzione nei punti in corrispondenza dei quali disponibilità e affidabilità sono minori del necessario. In definitiva questo significa allocare razionalmente le risorse disponibili dove è veramente necessario.

L'individuazione dei componenti più critici del sistema si effettua attraverso il calcolo degli indici di criticità, o di importanza dei componenti. A livello di calcolo di affidabilità risultano centrali in questo studio gli Indici di *Fussel-Vesely*: essi forniscono effettivamente il contributo del componente alla probabilità del Top Event. Una volta calcolati gli indici per ognuno dei componenti verrà stilata una classifica in modo da capire quali sono i componenti meno affidabili e su cui concentrare maggiormente gli sforzi manutentivi ed economici.

Il principio adottato mediante gli indici sopracitati prevede di calcolare l'effetto di ogni singolo componente sull'affidabilità complessiva per mezzo della seguente equazione:

$$I_{FV_i} = [1 - (\exp(-\sum_{i=1}^{n-1} m_i t \lambda_i))] \quad (3.28)$$

In forma tabellare verranno forniti i contributi di ogni singolo componente per le diverse tipologie di impianto considerato a uno e a cinque anni di funzionamento. Si noterà come i risultati ottenuti attraverso gli indici di Fussel-Vesely non faranno altro che confermare quanto scritto nelle pagine precedenti.

Impianto da 1 MW con inv. centrali	FV a 1 anno	FV a 5 anni
Pannello PV	17,33	61,38
Protezioni di stringa	4,71	21,47
Sezionatore di corrente DC	1,72	8,34
Inverter centralizzato	23,65	74,06
Fusibili	12,32	48,19
Interfaccia di rete	13,51	51,61
Interruttore generale AC	2,75	13,03
Interruttore differenziale	8,03	34,21
Connettori	0,67	3,30

Tabella 3.25. Indici di Fussel Vesely impianti a Inverter centralizzato da 1 MW

Impianto da 4 MW con inv. centrali	FV a 1 anno	FV a 5 anni
Pannello PV	54,60	98,07
Protezioni di stringa	18,18	63,33
Sezionatore di corrente DC	8,11	34,51
Inverter centralizzato	66,03	99,54
Fusibili	42,07	93,47
Interfaccia di rete	53,21	97,75
Interruttore generale AC	28,47	81,27
Interruttore differenziale	28,47	81,27
Connettori	2,75	13,01

Tabella 3.26. Indici di Fussel Vesely impianto a Inverter centralizzato da 4 MW

Impianto da 1.8 MW con inv. distr.	FV a 1 anno	FV a 5 anni
Pannello PV	29,67	82,79
Protezioni di stringa	9,21	38,33
Sezionatore di corrente DC	16,20	58,68
Inverter distribuito	99,99	100
Fusibili	12,32	48,19
Interfaccia di rete	13,51	51,61
Interruttore generale AC	8,03	34,21
Interruttore differenziale	8,03	34,21
Connettori	1,23	6,02

Tabella 3.27. Indici di Fussel Vesely impianti a Inverter distribuito da 1.8 MW

Analizzando le tabelle sopra riportate si nota come per gli impianti a inverter centralizzato vi sono quattro gruppi di componenti che pesano maggiormente sul tasso di guasto del sistema intero: in ordine Inverter, Pannelli Fotovoltaici, Interfaccia di rete e Fusibili. La causa che rende questi componenti i principali protagonisti della frequenza di guasto degli impianti è da ricondurre all'elevato numero degli stessi, mentre per quanto riguarda gli inverter, all'elevato tasso di guasto che li contraddistingue.

Di notevole interesse invece risulta il peso percentuale degli Inverter sull'affidabilità complessiva dell'impianto da 1.8 MW: sostanzialmente gli indici di *Fussel-Vesely* fanno comprendere come in caso di interruzione dell'impianto o riduzione della produzione energetica, la causa è da ricondursi ad almeno un guasto di inverter. Dal momento che la criticità dei componenti segue un ordine ben specifico per le due tipologie di impianto già a partire dal primo anno di esercizio, vengono riportare due tabelle generali in cui viene mostrato il livello di priorità per la manutenzione dei componenti analizzati.

Livello di criticità componente	Tipologia Componente
1	Inverter centralizzato
2	Pannello PV
3	Interfaccia di rete
4	Fusibili
5	Interruttore differenziale
6	Protezioni di stringa
7	Interruttore generale AC
8	Sezionatore di corrente DC
9	Connettori

Tabella 3.28. Classificazione criticità componenti impianti a inverter centralizzato

Livello di criticità componente	Tipologia Componente
1	Inverter distribuito
2	Pannello PV
3	Sezionatore di corrente DC
4	Interfaccia di rete
5	Fusibili
6	Protezioni di stringa
7	Interruttore generale AC
8	Interruttore Differenziale
9	Connettori

Tabella 3.29. Classificazione criticità componenti impianti a inverter distribuito

Capitolo 4

Analisi pratica di affidabilità - Caso sperimentale

Nel capitolo precedente è stato svolto uno studio di affidabilità teorica su 14 impianti di simile potenza e diversa configurazione con lo scopo di analizzare il tempo medio di guasto di ogni impianto e la tipologia di componente maggiormente impattante sull'affidabilità del sistema nel suo complesso. Questo capitolo verterà maggiormente su un'analisi pratica di affidabilità facendo riferimento al database di guasti realmente accaduti e risolti da *Rios Rinnovabili S.r.l.*

Si osservi come, nella stesura dell'analisi pratica di affidabilità, sono state utilizzate assunzioni e ipotesi che potrebbero non rispecchiare completamente il caso reale. Una delle principali semplificazioni assunte è stata quella che i guasti sono considerati assolutamente indipendenti tra loro; la realtà è che alcuni guasti possono provocarne altri o anche danneggiare altri componenti, che a loro volta hanno più probabilità di fallimento, o comunque la loro probabilità risulterebbe modificata. Occorre inoltre notare come, per rendere l'analisi più consistente con quella teorica, sono stati presi in considerazione solo i guasti che hanno comportato un malfunzionamento di uno dei componenti facenti parte dell'analisi teorica, escludendo gli interventi al sistema di monitoraggio o gruppi di continuità. Nel capitolo successivo, in cui verrà svolta anche una valutazione sperimentale di perdita energetica saranno considerati tutti i guasti che hanno provocato la fermata o la sottoproduzione degli impianti fotovoltaici.

Lo scopo di questo capitolo sarà anche quello di confrontare la campagna statistica svolta nel paragrafo precedente, analizzando le divergenze tra il modello teorico e l'analisi pratica in termini di tasso medio di guasto ($\lambda_{sistema}$) e tempo medio tra guasti (MTTF). In termini statistici, verranno analizzati gli interventi di manutenzione condotti dai tecnici

di *Rios Rinnovabili S.r.l.* nel triennio 2016-2018. Tali interventi vengono catalogati in formato elettronico, mese per mese, venendo evidenziato il tipo di guasto e la data in cui è stato riscontrato. Attraverso le informazioni raccolte si possono comprendere il numero, la frequenza, la tipologia di componente interessato e il tipo di intervento nei 3 anni presi in considerazione. Il primo parametro che si può ricavare dall'analisi pratica di affidabilità è il tempo medio tra guasti; conoscendo infatti precisamente il numero di guasti avvenuti in un anno di funzionamento, esso si può calcolare rapidamente come:

$$MTTF = \frac{T_{esercizio}}{n_{manutenzioni}} \quad (4.1)$$

4.1 Interventi di manutenzione

In questo paragrafo vengono elencate le manutenzioni eseguite sui 14 impianti fotovoltaici presi ad esame; in forma tabellare verrà riportata la data di avvenimento del guasto, la tipologia effettiva di guasto e l'intervento correttivo scelto. Dal momento che gli interventi di manutenzione correttiva sono in numero superiore a 100 per alcuni impianti, si forniranno in versione tabellare, a titolo di esempio, i dati di un solo impianto in cui verranno fornite tutte le specifiche. Per i rimanenti impianti si provvederà al calcolo dei parametri fondamentali per avere un confronto consistente con quanto fatto al capitolo precedente.

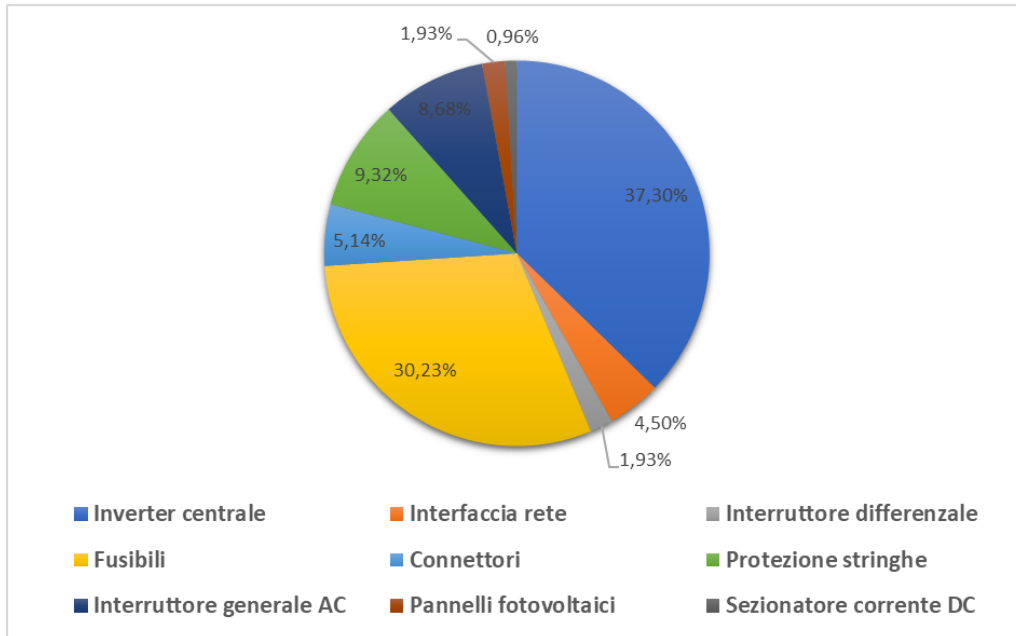


Figura 4.1. Tipologie di guasti divisi per componente Base Case

All'inizio dell'analisi viene proposto un grafico a torta con le tipologie di guasto predominanti negli impianti fotovoltaici considerati. Vengono fornite le percentuali di guasti verificatisi negli impianti classificandole in base al componente interessato.

Si noti come, il grafico venga riportato per la sola configurazione di impianti a inverter centralizzato. Per gli impianti a inverter distribuito infatti, tutti i guasti verificatisi includono l'Inverter stesso o componenti non considerati nel modello teorico quali guasti al differenziale del Qpac o problemi ai circuiti dei numerosi stringbox dei due impianti.

Come si può notare la maggior parte degli interventi, più di un terzo del totale, riguardano manutenzione correttiva agli Inverter centrali. Questo è sicuramente un risultato atteso, dal momento che anche in sede di analisi teorica gli inverter risultavano i componenti con il maggior tasso di guasto calcolato. L'inverter oltretutto è il componente che maggiormente impatta a livello energetico dal momento che la messa fuori produzione dello stesso comporta una fermata parziale di almeno il 33% dell'impianto nella configurazione a tre Inverter, e di almeno il 50% dell'impianto nella configurazione a due Inverter.

A seguire il componente che subisce più guasti è il fusibile: anche in questo caso il risultato non sorprende. Il fusibile è un componente presente su ogni stringa dell'impianto ed è un dispositivo di protezione fondamentale in caso di potenziali sovracorrenti indesiderate che percorrono la stringa: è molto frequente dunque, che il fusibile di stringa si bruci e sia necessario sostituirlo. Proseguendo l'analisi troviamo sostituzioni alle protezioni di stringa, quali diodi di blocco, in cui si può fare un discorso simile a quanto detto per i fusibili. Da sottolineare infine come i pannelli fotovoltaici siano solamente i penultimi componenti per numero di rotture o sostituzioni con appena sei interventi verificati dai tecnici di *Rios Rinnovabili*.

Le tabelle che seguono raccolgono tutti gli interventi di manutenzione riguardanti l'impianto A7, con configurazione a Inverter centralizzato e della potenza di 1 MW.

Riguardo gli interventi correttivi sui componenti presi in esame sono state assunte alcune piccole ipotesi e semplificazioni. Sono stati inclusi come interventi di manutenzione il malfunzionamento degli interruttori dei servizi ausiliari lato AC, in quanto interruttori paragonabili in termini di failure rate a quello generale AC, il ricablaggio di alcuni stringbox è stato analizzato come guasto in quanto credibile la sostituzione di connettori durante questa opera manutentiva, la fermata, anche molto ridotta, degli inverter è stato considerato comunque un guasto sebbene non abbia comportato la sostituzione del componente. Inoltre, nel caso di piccoli interventi quali la sostituzione di un fusibile di stringa, si sono accorpati gli interventi nel caso in cui ne fossero avvenuti più di tre uguali all'interno dello stesso mese.

Data intervento	Guasto	Intervento correttivo
10/03/2016	Teledistacco quadro di campo	Ripristino
14/07/2016	Malfunzionamento dello scaricatore di sovratensione stringbox B	Sostituzione sezionatore di corrente
10/08/2016	Sgancio inverter 1/2 per allarme umidità	Ripristino software
14/09/2016	Sgancio inverter per allarme umidità	Ripristino da remoto
23/09/2016	Fusibili stringa D6 non funzionanti causa bruciatura	Sostituzione fusibili
03/11/2016	Interruttori di alimentazione ausiliari stringbox D e G malfunzionanti	Sostituzione interruttori

Tabella 4.1. Tabella guasti impianto A7 anno 2016

Data intervento	Guasto	Intervento correttivo
20/03/2017	Manutenzione inverter impianto	Ripristino software
27/03/2017	Inverter 2 presenta un piccolo guasto, fusibile stringa C7 bruciato	Sostituzione componentistica inverter
26/04/2017	Fusibili stringa N7 bruciati	Sostituzione fusibili
15/05/2017	Fusibili stringa G1 G8 bruciati	Sostituzione fusibili
08/06/2017	Fusibili di alcune stringhe bruciati	Sostituzione fusibili
22/07/2017	Ritardo nella produzione inverter 1 causa elevata umidità	Ripristino software
01/08/2017	Ritardo nella produzione inverter 1 causa elevata umidità	Ripristino software
21/08/2017	Fusibili stringa C6 bruciati	Sostituzione fusibili
18/09/2017	Interruttore alimentazione servizi ausiliari stringbox N malfunzionante	Sostituzione interruttore
14/11/2017	Inverter 1 entra fuori produzione per allarme ground fault	Ripristino da remoto

Tabella 4.2. Tabella guasti impianto A7 anno 2017

Data intervento	Guasto	Intervento correttivo
27/02/2018	Inverter 1 presenta un errore sulla scheda madre e non entra in produzione	Ripristino Inverter sul campo
01/03/2018	Inverter 1 presenta grossi problemi. Entra fuori produzione e necessita di importante manutenzione dalla casa madre. Rimane fuori servizio 21 giorni	Inverter viene sostituito
10/04/2018	Fusibile polo+stringa N8 N11 malfunzionanti	Sostituzione componentistica
07/05/2018	Numerose stringhe risultano aperte per perdita di isolamento	Sostituzione Fusibile e protezione stringa
08/05/2018	Inverter 2 presenta un'anomalia senza allarme. Eroga solamente 7 kW di potenza	Reset dell'inverter
10/08/2018	Avvio in ritardo dell'inverter 1 per allarme umidità relativa	Ripristino software
21/08/2018	Lo stringbox D presenta eccessivo surriscaldamento dei cavi in prossimità dei fusibili	Ricablaggio e inserimento nuovi connettori
05/09/2018	Per 17 giorni l'inverter 1 si avvia in ritardo causa squilibrio del sensore dell'umidità relativa	Si incrementa soglia intervento umidità relativa
07/10/2018	Avvio in ritardo dell'inverter 1 causa umidità	Sostituzione datalogger Inverter
13/11/2018	I due inverter dell'impianto non presentano massima efficienza	Intervento correttivo generale su Inverter
04/12/2018	Sonda di temperatura sui moduli fotovoltaici risulta guasta	Sostituzione sonda e miglioramento prestazioni pannelli fotovoltaici

Tabella 4.3. Tabella guasti impianto A7 anno 2018

È stato scelto questo impianto in quanto, alla stesura dell'analisi, è risultato essere quello con una maggiore varietà di guasti e di durata degli stessi. Si nota infatti, come nei tre anni di studio, sono state effettuate manutenzioni correttive a ben otto tipologie differenti di componenti, con un intervento correttivo assolutamente straordinario che ha provocato la messa fuori produzione di uno dei due Inverter da 500 kW per 21 giorni.

4.2 Confronto tra i risultati ottenuti

Conoscendo il numero di guasti e la tipologia di componenti interessato si può procedere al calcolo del MTTF sperimentale per ognuno dei 14 impianti. Come si potrà notare, coerentemente, il numero di interventi correttivi cresce all'aumentare della potenza installata; allo stesso tempo gli impianti con inverter distribuito presentano un numero di interventi pari al doppio rispetto all'impianto da 4 MW, nonostante la loro potenza sia inferiore al 50% dell'impianto confrontato. La motivazione, anche in questo caso, è da ricondursi nelle manutenzioni agli Inverter distribuiti installati: se ne sono contati in media più di tre mensili contro i soli circa dieci annuali per l'altra tipologia di impianto.

Nonostante le divergenze nel tempo medio di guasto tra le diverse configurazioni di impianto i valori ottenuti sperimentalmente si discostano in maniera abbastanza importante dai dati ottenuti con il modello teorico: dopo un'attenta analisi, la motivazione è da ricondursi prettamente nel tasso di guasto teorico dell'Inverter. Negli impianti a inverter centralizzato infatti, il numero del componente è talmente esiguo che il numero di guasti teorici in un anno è comunque molto ridotto; nella pratica tuttavia, anche per quanto riguarda gli inverter centralizzati, il numero di manutenzioni svolte sullo stesso è molto maggiore del tasso teorico e questo comporta un discostamento del MTTF anche di un ordine di grandezza. Di seguito, in forma tabellare viene riportato quanto esposto.

Nome Impianto	A1	A2	A3	A4	A5	A6
Potenza [kW]	996	986	991	988	989	997
Numero interventi	30	24	26	31	28	30
MTTF [h]	328,5	410,6	379	317,9	351,9	328,5

Tabella 4.4. MTTF sperimentale impianti A1-A6

Nome Impianto	A7	A8	A9	A10	A11	A12
Potenza [kW]	984	996	995	994	3992	993
Numero interventi	27	29	35	33	52	35
MTTF [h]	365	339,8	281,6	298,6	189,5	281,6

Tabella 4.5. MTTF sperimentale impianti A7-A12

Nome Impianto	B1	B2
Potenza [kW]	1796	1821
Numero interventi	108	107
MTTF [h]	91,2	92,1

Tabella 4.6. MTTF sperimentale impianti B1-B2

Discorso opposto per gli impianti con configurazione a inverter distribuito in cui, già nel modello teorico si è tenuto conto della presenza di più di 100 Inverter con conseguente riduzione del tempo medio tra guasti, riscontrabili con piccole divergenze anche nel caso reale. Per una maggiore comprensione delle divergenze si faccia riferimento ai grafici sottostanti.

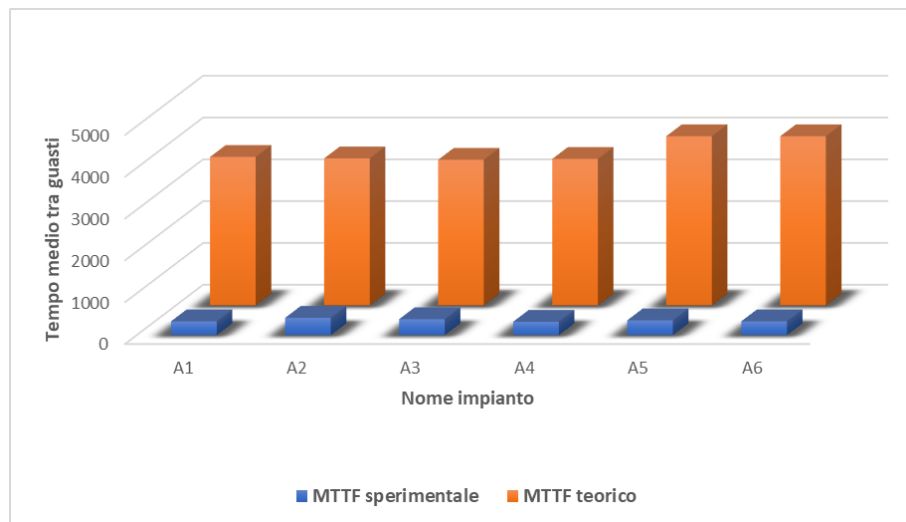


Figura 4.2. Confronto MTTF impianti A1-A6

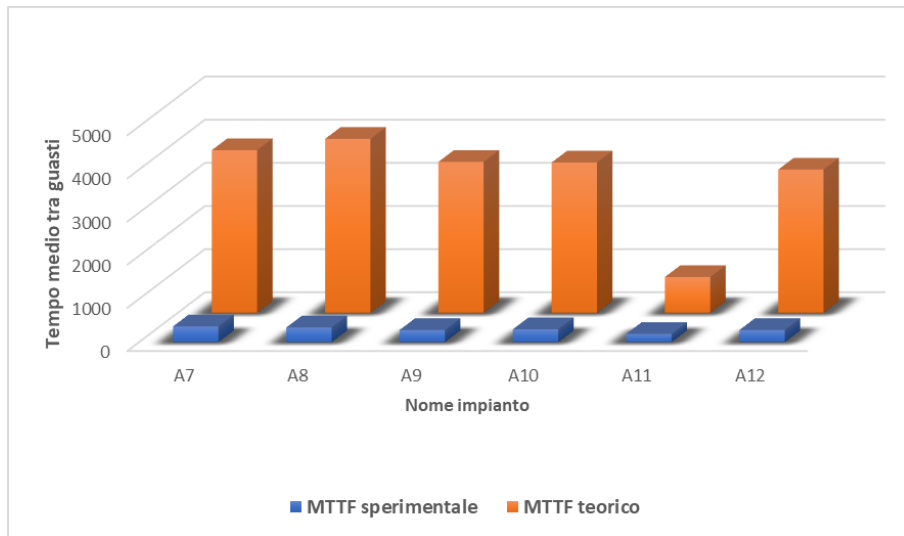


Figura 4.3. Confronto MTTF impianti A7-A12

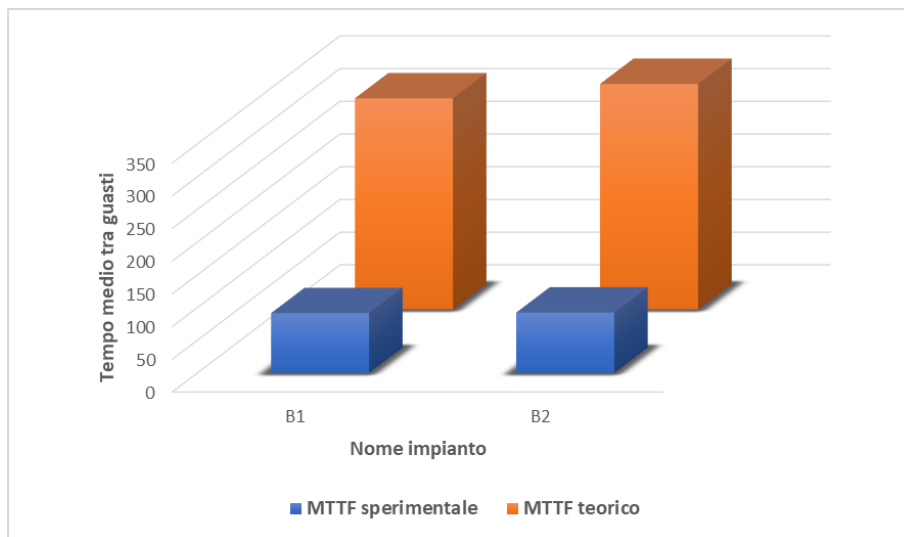


Figura 4.4. Confronto MTTF impianti B1-B2

Come precedentemente accennato, in tutti gli impianti da 1 MW a Inverter centralizzato le differenze sono importanti. La divergenza nei risultati si riduce nell'impianto da 4 MW (A11) poiché aumenta il numero degli inverter e quindi anche nel modello teorico il tempo medio tra guasti si riduce. La divergenza è ridotta anche nei due impianti a inverter di stringa dove il MTTF effettivo è solo un terzo di quello calcolato con l'analisi di affidabilità del capitolo precedente. Nonostante sia già stata data una prima motivazione

al motivo di tali divergenze, nei prossimi paragrafi verrà effettuata una breve analisi componente per componente in modo da capire quanto il tasso di guasto teorico estrapolato in letteratura si discosta da quello sperimentale: uno degli obbiettivi dello studio è proprio quello di mettere a confronto il modello per il calcolo dell'affidabilità di un impianto, attraverso dati statistici e scientifici, con il caso reale. La rottura o il danneggiamento di un sistema fotovoltaico possono dipendere da innumerevoli variabili e anche i componenti interessati sono numerosi. Di seguito un'analisi sui principali problemi riscontrati negli impianti considerati.

Inoltre, è importante ribadire come, in sede di analisi, per guasto del componente fotovoltaico è stato considerato qualsiasi malfunzionamento che ha portato lo stesso a non svolgere correttamente la funzione per cui è stato progettato; nella realtà infatti, i guasti che hanno comportato effettiva rottura del componente sono molto minori e conseguentemente avremmo ottenuto un tasso di guasto sperimentale ridotto.

Di seguito, in forma tabellare, i risultati ottenuti mediati sui 14 impianti fotovoltaici analizzati. Per valutare i tassi di guasti sperimentali si è svolta la seguente procedura: per prima cosa sono stati conteggiati i guasti, successivamente sono stati suddivisi per ogni gruppo di componente, sono stati mediati in un anno e divisi per il numero del componente interessato. Infine, sono stati sommati a quelli di ogni impianto e divisi per il numero totale di impianti.

Componente [tipologia]	Tasso di guasto [10^{-6} guasti/ora]
Inverter centralizzato	463,40
Inverter distribuito	75,90
Interfaccia rete	10,20
Interruttore Differenziale	20,30
Fusibili	2,20
Connettori	0,019
Protezione stringhe	1,36
Interruttore generale AC	27,40
Pannello PV	0,014
Sezionatore di corrente DC	2,20

Tabella 4.7. Valori tasso di guasto sperimentali Base Case

Nel seguito si possono osservare graficamente le differenze riscontrate componente per componente

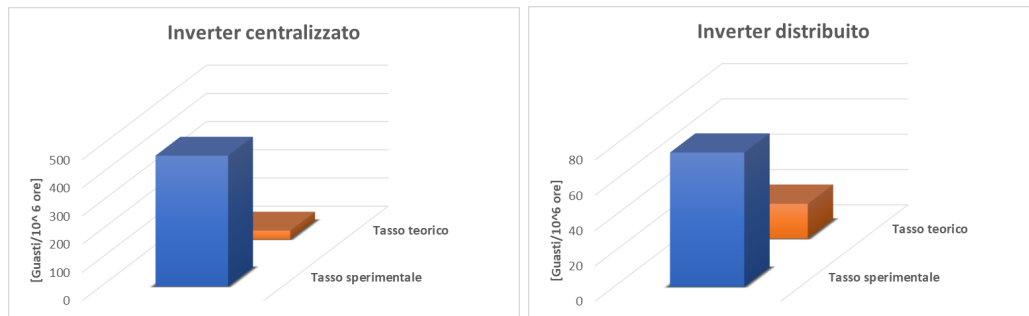


Figura 4.5. I Confronto tassi di guasto teorico/sperimentale

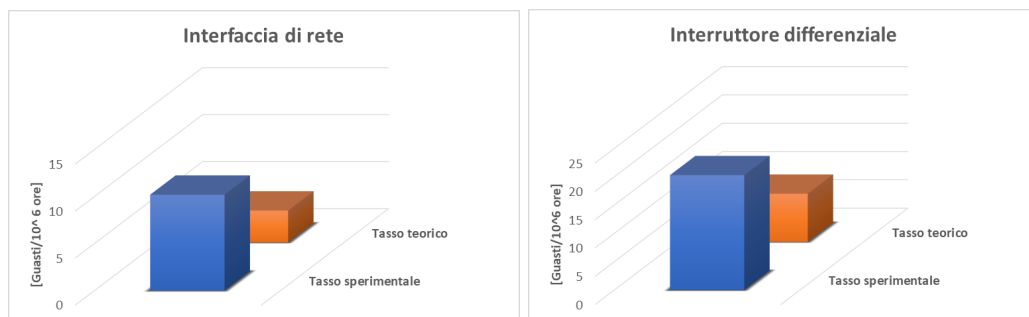


Figura 4.6. II Confronto tassi di guasto teorico/sperimentale

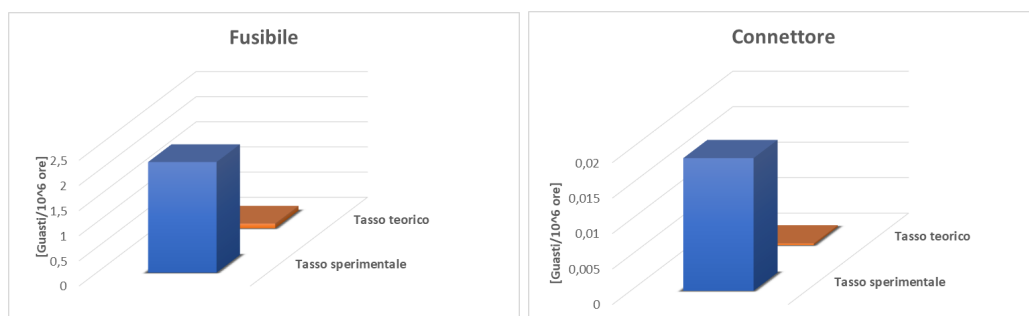


Figura 4.7. III Confronto tassi di guasto teorico/sperimentale

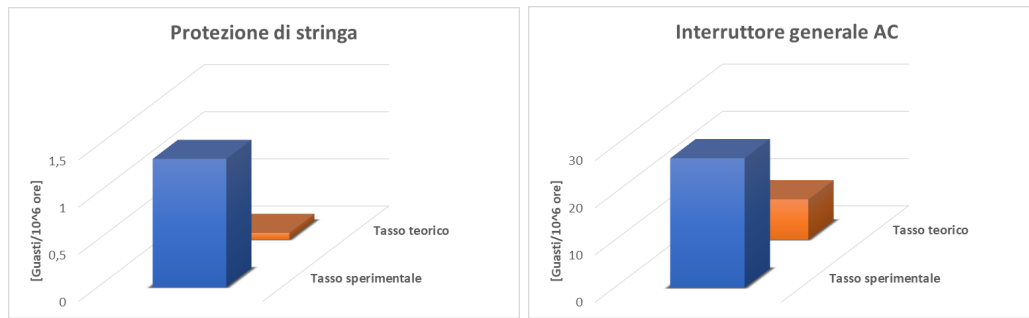


Figura 4.8. IV Confronto tassi di guasto teorico/sperimentale

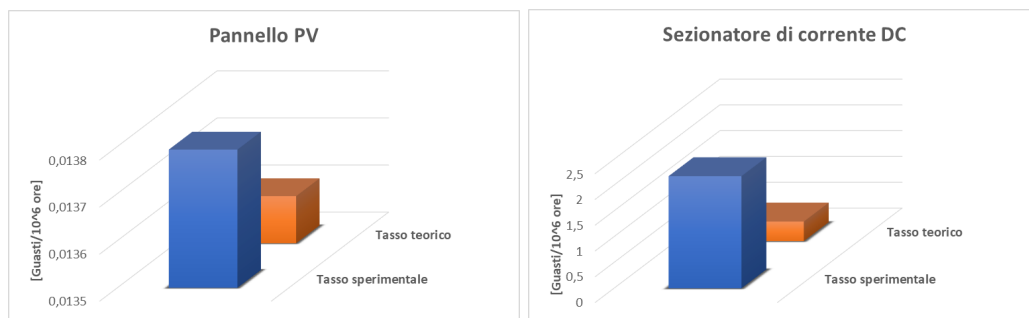


Figura 4.9. V Confronto tassi di guasto teorico/sperimentale

Lo scostamento percentuale dei dati può essere ottenuto conoscendo i valori dei failure rate calcolati da letteratura.

Componente	Variazione percentuale
Inverter centralizzato	1420%
Inverter distribuito	285%
Interfaccia rete	200%
Differenziale	138%
Fusibili	2238%
Connettori	7685%
Protezione stringhe	1867%
Interruttore generale AC	222%
Pannello PV	1%
Sezionatore di corrente DC	473%

Tabella 4.8. Scostamento percentuale dei failure rates Base Case

È evidente che per la maggior parte dei componenti i valori ottenuti nei due diversi casi siano estremamente differenti. Tuttavia, con l'ipotesi scelta di analizzare come guasti tutte le tipologie di manutenzione correttiva che hanno provocato il disservizio del componente, è ragionevole assumere che per variazioni percentuali dell'ordine del 100% l'analisi sia ancora consistente.

La differenza maggiore è riscontrata nel caso dei connettori e dei fusibili: a livello impiantistico i connettori servono per collegare i moduli fotovoltaici tra loro all'interno di una stessa stringa mentre i fusibili sono utilizzati per evitare sovracorrenti indesiderate. È ragionevole supporre quindi che, in caso di una parziale produzione energetica della stringa, uno dei problemi principali possa essere la disconnessione o rottura di uno dei componenti sulla linea principalmente dovuto a una continua esposizione a un ambiente aperto e umido. In sede manutentiva tuttavia, questo valore così alto non preoccupa dal momento che il tasso di guasto è comunque di ordini di grandezza inferiori rispetto ad altri componenti.

Tutti gli altri componenti, come precedentemente accennato, presentano differenze accettabili e comprensibili. Discorso diverso lo merita nuovamente l'inverter centralizzato. Per prima cosa, occorre far notare che il tasso di guasto di questo componente è stato calcolato sulla base di non più di 3 componenti installati, ad eccezione dell'impianto da 4 MW, ovvero un numero ridotto affinché possa avere una validità statistica. Allo stesso tempo tuttavia, un numero di interruzioni del componente così elevato è da ricondursi al fatto che la maggior parte delle problematiche riscontrate sono state di carattere software e non hanno comportato un'effettiva rottura, come invece postulato teoricamente dalle normative utilizzate. Nel seguito, tale discorso sarà dunque approfondito.

In conclusione, alla fine di questa prima analisi, il modello americano MIL non si presenta accurato, soprattutto per quei componenti con tasso di guasto da letteratura estremamente piccolo quali connettori, protezioni stringhe e fusibili: nella realtà infatti, essi si rompono con frequenza molto maggiore.

Per quanto riguarda i valori ottenuti per gli Inverter i risultati di discostano molto soprattutto per quanto riguarda gli Inverter centralizzati.

Quanto ottenuto dal NREL invece rappresenta un'ottima esemplificazione del caso reale. Dunque, prima di proseguire con la valutazione sperimentale di perdita energetica si procederà con un'analisi supplementare in cui verranno considerati solo i guasti che hanno provocato "un'effettiva e prolungata interruzione nella capacità del componente di svolgere le proprie funzioni" per calcolare il failure rate sperimentale.

4.3 Indagine supplementare sui guasti non riparabili

In questo paragrafo viene svolta una sorta di analisi di *sensitivity* il cui scopo è quello di valutare il tasso di guasto sperimentale per ognuno dei componenti considerati nell'impianto fotovoltaico analizzando solo le rotture che hanno comportato una sostituzione intera o parziale: in pratica vengono analizzate solo le rotture di componenti non riparabili. Non vengono considerati dunque guasti che sono stati risolti da remoto con un semplice ripristino per esempio per quanto riguarda gli Inverter centralizzati o con un riarmo per quanto riguarda gli interruttori generali e differenziali. Sostanzialmente non vengono più contati i guasti riparabili ma solo quelli non riparabili che necessitano una sostituzione e un intervento sul posto.

Questa indagine supplementare è stata concepita per capire quanto si è distanti dal tasso di guasto calcolato in letteratura valutando solo le effettive rotture del componente. Inoltre, seguendo il modello utilizzato precedentemente (normativa MIL e NREL), nel calcolo del tasso di guasto vengono considerate solo i guasti non riparabili.

Per prima cosa viene fornito nuovamente un grafico a torta con i guasti predominanti classificandoli per tipologia di componente. Anche in questo caso l'analisi è stata svolta principalmente per gli impianti con configurazione a Inverter centralizzato dal momento che, per la tipologia a Inverter di stringa, tutti i guasti o sostituzioni riguardavano questo componente. Il numero di guasti si è ridotto di circa il 30% con una media di interventi manutentivi che è passata da 30 per impianto a 18/20. Per quanto riguarda gli impianti a inverter distribuito si è provveduto a valutare anche in questo caso le rotture che hanno comportato una sostituzione ottenendo valori molto coerenti con il modello teorico.

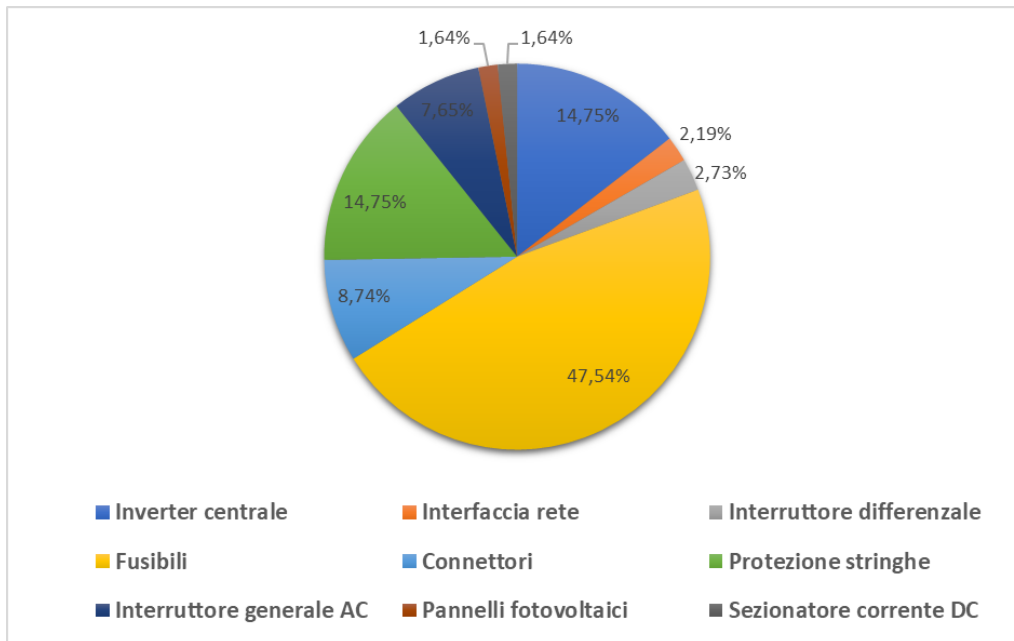


Figura 4.10. Tipologie di guasti divisi per componente Indagine supplementare

Appare chiaro come il componente che ha subito la maggiore riduzione di interventi è l'Inverter centralizzato: la sua quota percentuale passa infatti da più di un terzo della totalità degli interventi ad appena il 14,75%. Questo dato avvalorava la tesi riducendo il tasso di guasto sperimentale e rendendolo più coerente con quanto valutato nel modello teorico.

Il componente che non ha subito alcuna variazione nel numero degli interventi è il fusibile: esso infatti è un componente per cui l'eventuale disservizio comporta certamente una sua sostituzione. Nella totalità degli interventi infatti, esso risulta bruciato o inutilizzabile e necessita di essere sostituito con un componente nuovo. La sua quota percentuale così alta viene spiegata con la riduzione degli interventi manutentivi agli altri componenti. Discorso analogo può essere fatto con i guasti ai diodi di blocco dell'impianto.

Per quanto riguarda gli altri componenti non si assiste ad eccessive variazioni, ad eccezioni degli interruttori differenziali e generali in cui, come precedentemente accennato, non viene più considerato il semplice riarmo in caso di disservizio. I risultati ottenuti sono stati elaborati con la stessa metodologia attuata nel caso precedente. Di seguito in tabella 4.9 quanto ottenuto.

Componente [<i>tipologia</i>]	Tasso di guasto [10^{-6} guasti/ora]
Inverter centralizzato	104,85
Inverter distribuito	30,00
Interfaccia di rete	2,90
Interruttore Differenziale	16,90
Fusibili	2,10
Connettori	0,019
Protezione stringhe	1,27
Interruttore generale AC	15,20
Pannello PV	0,006
Sezionatore di corrente DC	2,20

Tabella 4.9. Valori tasso di guasto sperimentale per guasti non riparabili

Confrontando quanto ottenuto con il tasso di guasto predittivo si nota un generale avvicinamento. Sicuramente il dato più interessante si rivela essere quello dell’Inverter centralizzato con una riduzione superiore al 400%: questo significa che il numero di interventi nel base case era primariamente dovuto a malfunzionamenti risolvibili con un ripristino software o una semplice disconnessione senza alcuna necessità di sostituzione. Anche in questo caso viene fornita la variazione percentuale rispetto al modello elaborato da letteratura.

Componente	Variazione percentuale
Inverter centralizzato	240%
Inverter distribuito	52%
Interfaccia rete	-14%
Differenziale	98%
Fusibili	2040%
Connettori	7685%
Protezione stringhe	1732%
Interruttore generale AC	79%
Pannello PV	-50%
Sezionatore di corrente DC	473%

Tabella 4.10. Scostamento percentuale dei failure rates per guasti non riparabili

Quanto ottenuto alla fine di questa analisi è estremamente positivo: per 7 componenti su 10 i risultati dell'analisi sperimentale risultano coerenti con quanto calcolato con il modello teorico. I valori ottenuti per i fusibili, connettori e protezioni stringhe presentano ancora un discostamento importante dal modello teorico; tuttavia è importante sottolineare come questi tre componenti siano quelli che influiscono in maniera meno impattante sulla disponibilità complessiva dell'impianto, basti pensare alle tabelle 3.28 e 3.29 in cui i connettori occupano l'ultimo posto come livello di criticità e sia i fusibili che le protezioni stringa non sono ai primissimi posti.

In generale, alla conclusione di questo capitolo, si può affermare come, tranne in rare eccezioni, il tasso di guasto teorico sovrastima il reale funzionamento dei componenti fotovoltaici ed esso andrebbe tenuto in conto soprattutto in sede di valutazioni sperimentali di perdite energetica.

Capitolo 5

Valutazioni sperimentali di perdita energetico-economica

Se nei capitoli precedenti ci si è concentrati su un'analisi puramente affidabilistica degli impianti fotovoltaici in esame, in questo paragrafo si andrà a compiere una valutazione di impatto puramente energetico. Come è noto infatti, la redditività e la fattibilità di un impianto fotovoltaico si basano in maniera maggioritaria sulla quantità di energia prodotta. Nella fase di progettazione del sistema è dunque prioritario valutare l'energia generata in un anno di operazione per poter calcolare gli utili e la fattibilità stessa dell'impianto fotovoltaico. Per questo motivo, un'analisi statistico-sperimentale sul numero e la tipologia di guasti a cui è sottoposto un impianto fotovoltaico è fondamentale per conteggiare le interruzioni nella produzione di energia elettrica da sommare al naturale calo di produzione con il passare degli anni. Le perdite energetiche di un sistema fotovoltaico sono dovute infatti a due grandi cause: rotture e inefficienze. Conoscendo l'influenza relativa delle perdite energetiche dovuta alle rotture e alle inefficienze si può contribuire all'ottimizzazione dell'impianto con un'attenzione in più rivolta agli aspetti manutentivi.

Questo capitolo si concentrerà sul peso energetico che caratterizza ogni guasto. Un malfunzionamento infatti può essere molto frequente, ma affliggere una piccola parte dell'impianto e per questo motivo causare una perdita energetica relativamente bassa rispetto al totale. Un altro tipo di guasto invece può essere raro ma coinvolgere gran parte o tutto l'impianto determinando un decremento nella produzione di energia ingente e quindi anche una grave perdita economica. Dal momento che la corretta produzione di energia è il fine ultimo di un sistema fotovoltaico, essa è probabilmente il parametro più importante in una valutazione generale. Si è quindi deciso di valutare il peso energetico di ognuno dei guasti in modo da comprendere quale tipo di malfunzionamento affligge maggiormente l'impianto

in termini di energia persa. Per fare ciò si è utilizzato il sistema di monitoraggio fornito da *Rios Rinnovabili S.r.l.* per il controllo di tutti e 14 gli impianti esaminati.

Lo scopo finale di questo capitolo sarà dunque quello di valutare percentualmente quanto le perdite energetiche incidono sulla producibilità totale di ogni impianto soffermandosi allo stesso tempo sull'incidenza economica annuale che i guasti comportano sui proprietari degli impianti.

5.1 Modello sperimentale per la valutazione di perdita energetica

Per tutti i guasti analizzati nel capitolo precedente non è stato facile valutare il tempo medio richiesto per riparare il guasto. Questo dato tuttavia, non è facile da reperire per tutti i componenti presi in esame soprattutto in relazione al fatto che per componenti quali fusibili e connettori, il guasto potrebbe essere avvenuto anche parecchi giorni prima rispetto alla data di riparazione. Quindi, per conoscere effettivamente l'energia persa, ovvero quella che, nell'ipotesi non si fosse verificato il guasto, si sarebbe potuta produrre, si è deciso di eseguire un calcolo relativo basato sul *Performance Ratio* medio di ogni impianto.

Per il calcolo vengono utilizzati i sistemi di monitoraggio forniti dall'azienda, connessi 24 ore su 24 agli impianti fotovoltaici attraverso l'installazione di un numero di contatori, da 1 a 3, montati a monte di ogni cabina Inverter. Questi sistemi di monitoraggio tuttavia, si dimostrano validi solo per gli impianti a Inverter centralizzato soprattutto per quelle manutenzioni effettuate sulla parte di impianto a corrente diretta. Gli impianti a inverter distribuito risultano invece svantaggiati dal momento che non è possibile installare un numero di contatori energetici GSE per ognuno degli Inverter del sistema.

Per utilizzare un metodo coerente e valido per tutte le tipologie di impianto si è deciso dunque di svolgere il seguente calcolo relativo. Per principio viene fornita la formula per il calcolo della produttività energetica di un impianto fotovoltaico:

$$E_{PV} = H_g \cdot A_{PV} \cdot \eta_{STC} \cdot PR \quad (5.1)$$

Dove H_g è la radiazione globale incidente sui pannelli fotovoltaici (kWh/m^2), A_{PV} è l'area totale dei pannelli fotovoltaici installati (m^2), η_{STC} è l'efficienza in Standard Test Condition dei pannelli fotovoltaici e PR è il performance ratio dell'impianto ovvero quel fattore che include tutte le perdite nel processo di conversione dell'energia elettrica. Dal momento che i sistemi di monitoraggio di *Rios Rinnovabili S.r.l.* forniscono sia la produttività energetica che il performance ratio per ogni giorno per ognuno dei tre anni

considerati nell'analisi, nelle giornate in cui sono state effettuate manutenzioni correttive o in cui si sono verificati dei guasti, si è deciso di calcolare l'effettiva energia persa con la seguente procedura: ci si è calcolati un valore medio di performance ratio per ogni impianto (esso è risultato essere 0,80 per la quasi totalità di impianti a Inverter centralizzato), si è calcolata l'energia che sarebbe stata prodotta quel giorno con quella quota di radiazione globale e un PR pari a 0,80 e per differenza con quanto effettivamente prodotto il giorno del guasto con un PR effettivamente inferiore a 0,80 è stata valutata sperimentalmente l'energia persa a causa della manutenzione correttiva. Sebbene il valore di performance ratio possa dipendere anche da cause esterne a guasti, come per esempio elevata umidità o sovratemperature nei mesi più caldi, si è deciso di tenere come media comunque il valore di 0,80 come leggera semplificazione al modello.

In ogni caso, nella quasi totalità dei giorni in cui i guasti hanno comportato un'ingente perdita energetica, il performance ratio giornaliero era ben al di sotto del limite di 0,80. Quanto sopracitato viene spiegato tramite la seguente equazione:

$$E_{persa} = E_{PR\ 0,8} - E_{cont} \quad (5.2)$$

Dal sistema di monitoraggio dunque sono stati passati in rassegna tutti gli impianti fotovoltaici senza distinzione di configurazione, riferendoci per il calcolo relativo al sensore di media sulla produttività globale dell'impianto. Come da figura 5.1, riportata a titolo di esempio, si può notare che nei giorni in cui l'impianto non ha riportato guasti o rotture il proprio performance ratio è rimasto costante oscillando come valori tra 0,78 e 0,82; quando invece si è presentata una manutenzione tale valore è sceso anche fino a valori di 0,35 0,40 rendendo consistente il calcolo dell'energia persa.

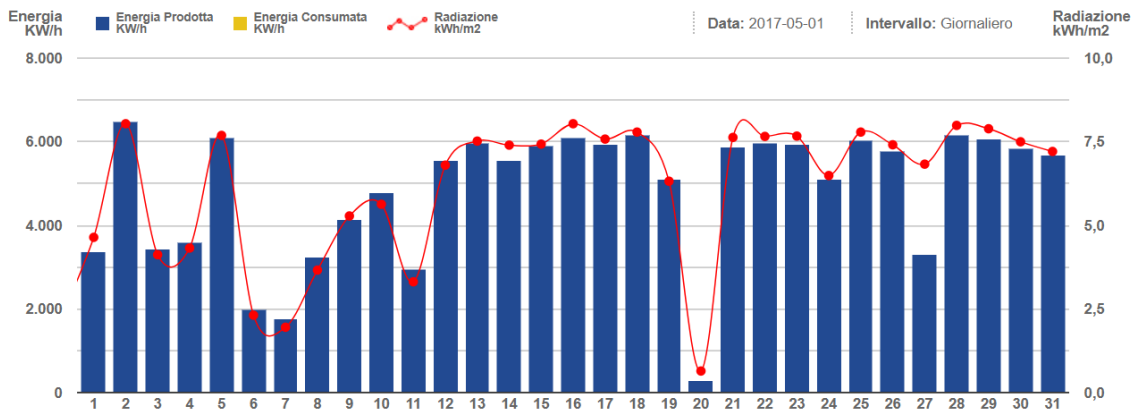


Figura 5.1. Esempio di Telecontrollo della produzione energetica

Come si può notare infatti, il giorno 27 del mese considerato per l'impianto A5, si è verificato un guasto: la radiazione si è mantenuta costante rispetto agli altri giorni a circa 6 kWh/m^2 , la produttività dell'impianto invece ne ha risentito non riuscendo a raggiungere neanche i 3500 kWh prodotti giornalieri. Ecco che in questo caso l'energia persa è stata calcolata per differenza sapendo che tutti i giorni del mese il performance ratio si è mantenuto costante intorno a 0,80. Discorso diverso invece per il giorno 20 del mese considerato: anche in questo caso la sottoproduzione è stata evidente ma semplicemente è stata dovuta ad una giornata particolarmente nuvolosa dove la radiazione non ha raggiunto neanche gli $0,5 \text{ kWh/m}^2$. Il performance ratio infatti non ne ha risentito e si è mantenuto costante come nei giorni precedenti e successivi.

Procedura analoga è stata adottata per tutti i guasti avvenuti a tutti i 14 impianti fotovoltaici considerati e nella quasi totalità dei casi questa sottoproduzione si è rivelata coerente con il giorno esatto del guasto. Per alcuni mesi dell'anno per alcuni impianti dell'analisi, il sistema di monitoraggio non ha riportato i valori di radiazione o performance ratio giornaliero: in questi casi si è deciso di affidarsi ai valori calcolati per lo stesso impianto l'anno precedente con una buona approssimazione. Oltretutto è utile considerare che questo modello è l'unico che permetta quantomeno di stimare l'energia persa derivante da una molteplicità di guasti avvenuti sull'impianto: in questo modo anche la perdita di produzione, dovuta a fusibili bruciati, di 3/5 stringhe di un impianto fotovoltaico composto da più di 200 di esse è tenuto in considerazione. Nei capitoli successivi si procederà a una stesura più dettagliata, impianto per impianto, in modo da analizzare le eventuali criticità e i componenti dell'impianto che hanno comportato le perdite energetiche più consistenti.

5.2 Calcolo dell'energia persa dei vari impianti

In questo paragrafo vengono conteggiati i guasti registrati nel triennio 2016-2018 con un'eccezione rispetto al capitolo precedente: in questa fase infatti, vengono inserite tutte le manutenzioni effettuate sull'impianto che hanno comportato una perdita energetica. In questo senso, interventi al quadro degli ausiliari dell'impianto o fermate improvvise causa mancanza di tensione sul lato di Media verranno considerati alla stregua delle altre manutenzioni correttive. Le tabelle riferite ai guasti saranno strutturate in maniera simile a quelle dell'analisi affidabilistica con l'aggiunta di un'ulteriore colonna per indicare l'energia persa durante il guasto. Si noterà come per alcune tipologie di guasto l'energia persa risulta essere zero: questo viene spiegato con il fatto che alcune manutenzioni hanno intaccato una parte talmente piccola dell'impianto che effettuando il calcolo tramite l'equazione 5.1 si ottenevano valori bassissimi, prossimi allo zero.

Anche in questo caso, per evitare di allungare troppo l'esposizione si è deciso di riportare la tabella dei guasti per il solo primo impianto con un'analisi dettagliata dei risultati per i rimanenti 13 impianti. Lo scopo finale di questo paragrafo è quello di calcolare un dato molto importante: la percentuale di energia persa rispetto a quella complessivamente prodotta. Questo tasso infatti è molto utile per analizzare quanto i guasti o le disfunzioni abbiano influito sulla produzione complessiva. Il confronto di tali valori percentuali per ogni impianto aiuterà a riscontrare eventuali anomalie e a individuare un andamento medio. Per calcolare la percentuale di energia persa viene utilizzata la seguente equazione:

$$E_{persa\%} = \frac{E_{persa}}{E_{persa} + E_{prodotta}} \quad (5.3)$$

Si noti come l'energia persa e quella complessivamente prodotta da ogni impianti è riferita al periodo temporale d'interesse, ovvero il triennio 2016-2018.

5.2.1 Calcolo energia persa impianto A1

Data Guasto	Tipologia del guasto	Energia persa [kWh]
19/05/2016	Manutenzione ordinaria di tutti gli inverter	1838
22/06/2016	Apertura QMT locale trafo per sovratemperatura	2798
01/07/2016	Invervento su cavo MT per installazioni	3241
12/07/2016	Apertura QMT locale trafo per sovratemperatura	1252
01/08/2016	Sgancio interruttore quadro TLC	1468
23/08/2016	Sostituzione causa rottura dell'interruttore magnetotermico	2085
08/09/2016	Sostituzione fusibili stringa M15 G4 G7	339
15/10/2016	Inverter 3 da problemi di ground fault causa dispersione	486
14/11/2016	Sostituzione UPS ausiliari cabina MT	57

Tabella 5.1. Tabella impianto A1 perdite energetiche per l'anno 2016

Data Guasto	Tipologia del guasto	Energia persa [kWh]
09/01/2017	Lavoro di sostituzione per fusibili bruciati di alcune stringhe	423
08/02/2017	Ground fault inverter 2 causa connettori e fusibili bruciati	0
10/02/2017	Sostituzione connettori e cavi di alcune stringhe	554
09/03/2017	Sostituzione fusibili per 5 stringhe dell'impianto	125
14/04/2017	Sostituzione fusibili stringa E11 e M9	51
20/06/2017	Interruzione funzionamento contatori energetici a valle degli inverter	975
29/06/2017	Anomalia su inverter 1, produce meno corrente con evidente squilibrio tra le correnti di fase	2805
01/07/2017	Guasto inverter 1 per TA corrente danneggiato	9022
26/07/2017	Sostituzione di due fusibili di stringhe	389
16/09/2017	Ground fault inverter 1 e 3 con conseguente perdita di produzione	2123
26/09/2017	Sostituzione di numerosi cavi stringa e fusibili per ovviare al problema di ground fault	289
22/10/2017	Riarmo interruttore diff. in seguito ad apertura linea	344
18/11/2017	Numerose stringhe risultano avere perdita per isolamento	697
19/12/2017	Blocco interruttore dc inverter. Inverter riavviato e interruttore chiuso regolarmente	1237

Tabella 5.2. Tabella impianto A1 perdite energetiche per l'anno 2017

Data Guasto	Tipologia del guasto	Energia persa [kWh]
08/01/2018	Sostituzione interruttore relativo alla linea di alimentazione dei servizi ausiliari stringbox N	185
30/01/2018	Manutenzione ordinaria su inverter 3 per sostituzione scaricatore SPD	216
06/03/2018	Manutenzione inverter per migliorare l'efficienza delle macchine	2671
03/04/2018	Sostituzione fusibili + stringa A11 A12 M6 causa rottura	0
13/05/2018	Inverter 3 fuori produzione causa dispersione verso terra di alcuni connettori di stringa. Si provvede alla riparazione	1359
29/05/2018	Apertura interruttore differenziale di linea. Intervento sul posto	1317
14/06/2018	Sostituzione fusibile stringa L6 M5 D12 E2 G9 O11	178
08/07/2018	Avvio in ritardo degli inverter causa mancanza tensione lato MT sulla rete di distribuzione. Con un ripristino problema risolto	424
05/09/2018	Sostituzione alcuni fusibili stringa dell'impianto	496
27/09/2018	Manutenzione sui moduli fotovoltaici (lavaggio e pulizia) per deterioramento	0
13/11/2018	Sostituzione interruttore della linea alimentazione dei servizi ausiliari dello stringbox N	2471
15/11/2018	Viene riparato l'ups in cabina inverter sostituendo il KIT schede di potenza	0

Tabella 5.3. Tabella impianto A1 perdite energetiche per l'anno 2018

La percentuale di energia persa per tipo di guasto per l'impianto A1 viene riportato nel seguente grafico a torta:

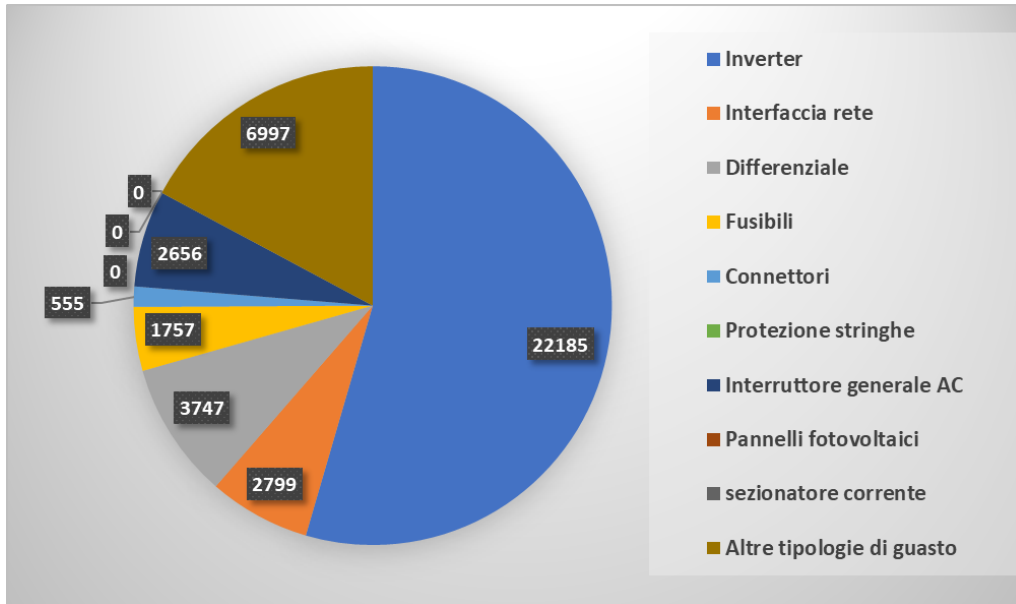


Figura 5.2. Tipologia guasti avvenuti impianto A1

Per questo impianto più della metà dell'energia persa deriva da disfunzioni degli Inverter centralizzati con una quota non indifferente di energia persa dovuta ad altre tipologie di guasto: tra queste la maggiore risulta essere il disservizio a causa della mancanza di corrente sul lato di Media Tensione.

Nell'ultima tabella viene sommata l'energia persa per tutte le tipologie di guasto al fine di ottenere la percentuale di energia persa sul totale:

Energia Persa totale [kWh]	41927
Energia Prodotta totale [kWh]	3789015
Quota percentuale energia persa	1,10%

Tabella 5.4. Percentuale energia persa impianto A1

5.2.2 Calcolo energia persa impianto A2

Analogamente a quanto esposto per il precedente impianto viene riportato il grafico a torta e la tabella riassuntiva con la quota percentuale di energia persa anche per l'impianto A2. In questo caso la perdita energetica risulta più variegata con una quota pressoché identica ripartita tra Inverter, Fusibili, Interruttore Generale AC e altre tipologie di guasto.

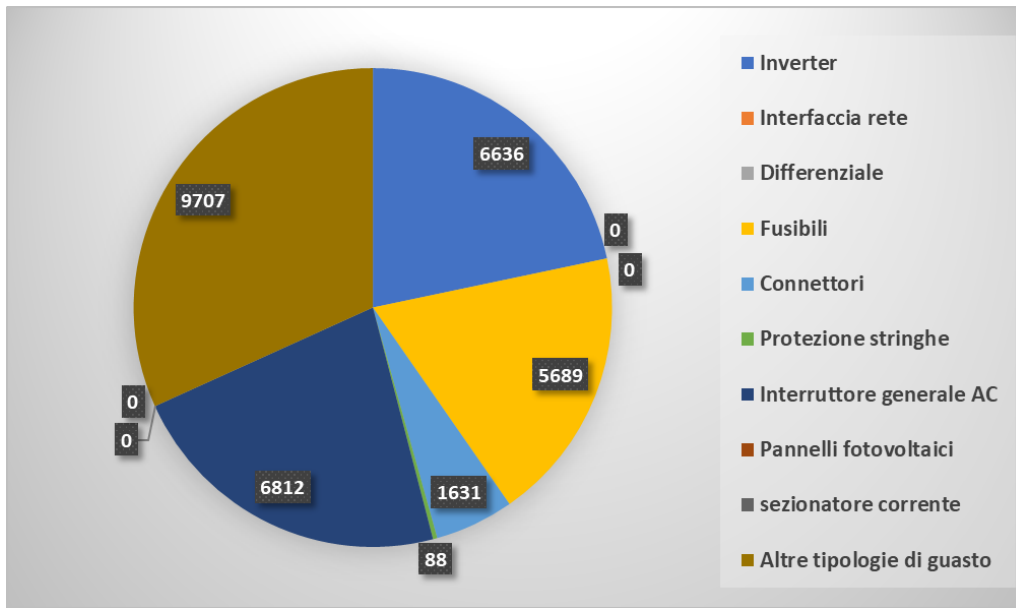


Figura 5.3. Tipologia guasti avvenuti impianto A2

Energia Persa totale [kWh]	30950
Energia Prodotta totale [kWh]	3649741
Quota percentuale energia persa	0,84%

Tabella 5.5. Percentuale energia persa impianto A2

5.2.3 Calcolo energia persa impianto A3

Per questo impianto la quota maggioritaria di perdite energetiche deriva da disservizi lungo la rete di media tensione, problemi difficilmente riconducibili all'impianto in sé ma

che comunque hanno causato una notevole perdita energetica. La quota delle perdite degli Inverter come sempre non è trascurabile e incide per il 30% sul totale dei guasti.

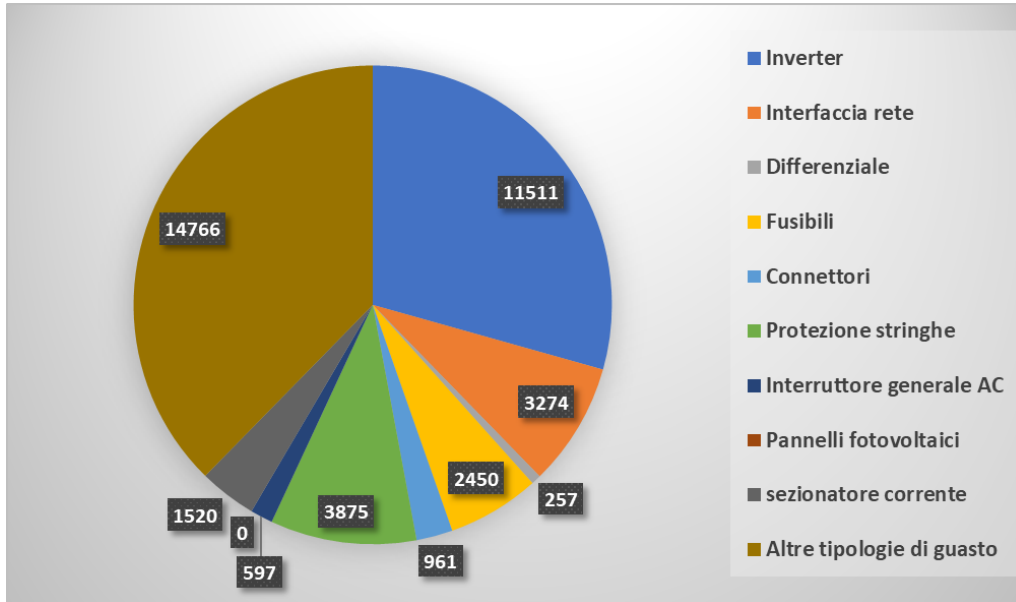


Figura 5.4. Tipologia guasti avvenuti impianto A3

Energia Persa totale [kWh]	38249
Energia Prodotta totale [kWh]	3843161
Quota percentuale energia persa	0,99%

Tabella 5.6. Percentuale energia persa impianto A3

5.2.4 Calcolo energia persa impianto A4

Per questo impianto si riscontra un'importante quota di perdita derivante da disservizi degli Inverter centralizzati e dalla sostituzione di numerosissimi fusibili di stringa. In questo caso le perdite energetiche derivanti da altre tipologie di guasto, come servizi ausiliari, sono quasi trascurabili.

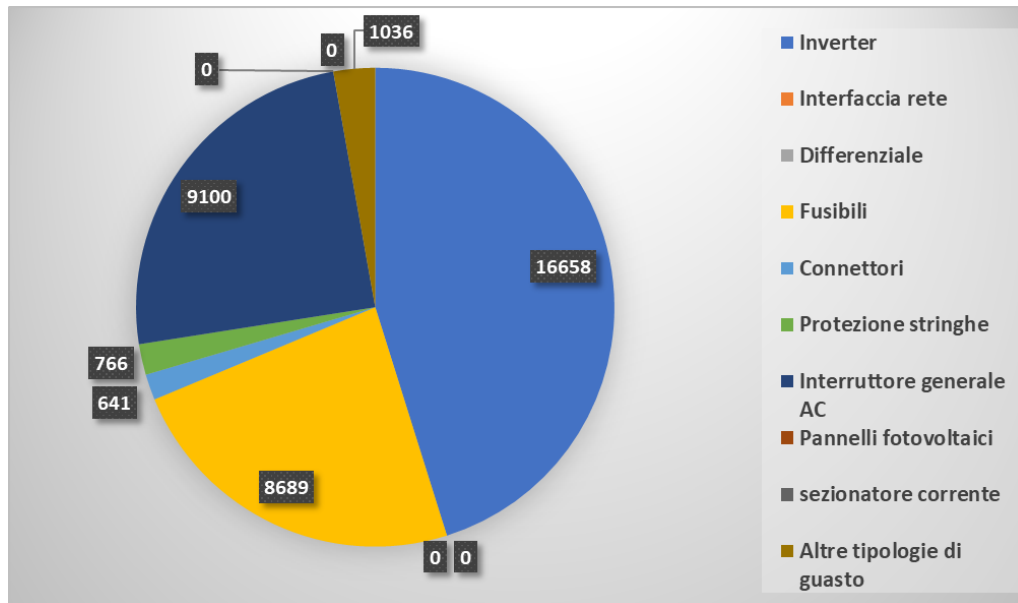


Figura 5.5. Tipologia guasti avvenuti impianto A4

Energia Persa totale [kWh]	36950
Energia Prodotta totale [kWh]	3873750
Quota percentuale energia persa	0,95%

Tabella 5.7. Percentuale energia persa impianto A4

5.2.5 Calcolo energia persa impianto A5

Per l'impianto in esame si sono riscontrate alcune problematiche ai quadri di campo e interfaccia di rete che hanno comportato una quota non trascurabile di energia persa. Anche in questo caso comunque, la quota maggioritaria deriva da guasti agli Inverter centrali dell'impianto.

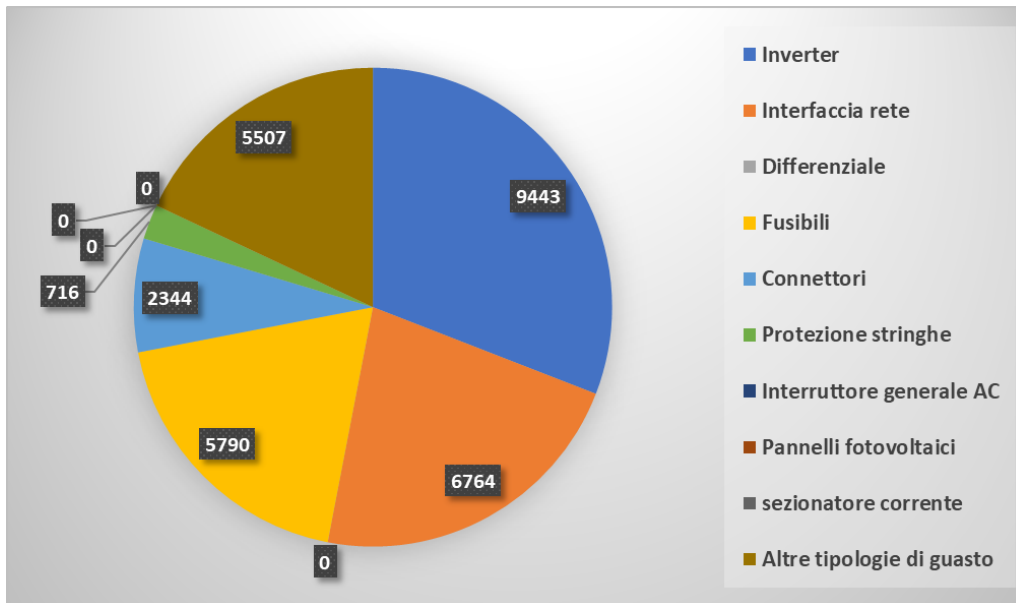


Figura 5.6. Tipologia guasti avvenuti impianto A5

Energia Persa totale [kWh]	31701
Energia Prodotta totale [kWh]	3842650
Quota percentuale energia persa	0,82%

Tabella 5.8. Percentuale energia persa impianto A5

5.2.6 Calcolo energia persa impianto A6

L'impianto A6 risulta essere il sistema fotovoltaico con la maggiore quota percentuale di perdita derivante da guasti agli Inverter. Nonostante ciò lo stesso è anche l'impianto che ha subito minori perdite energetiche tra quelli considerati come si vedrà nella tabella in seguito.

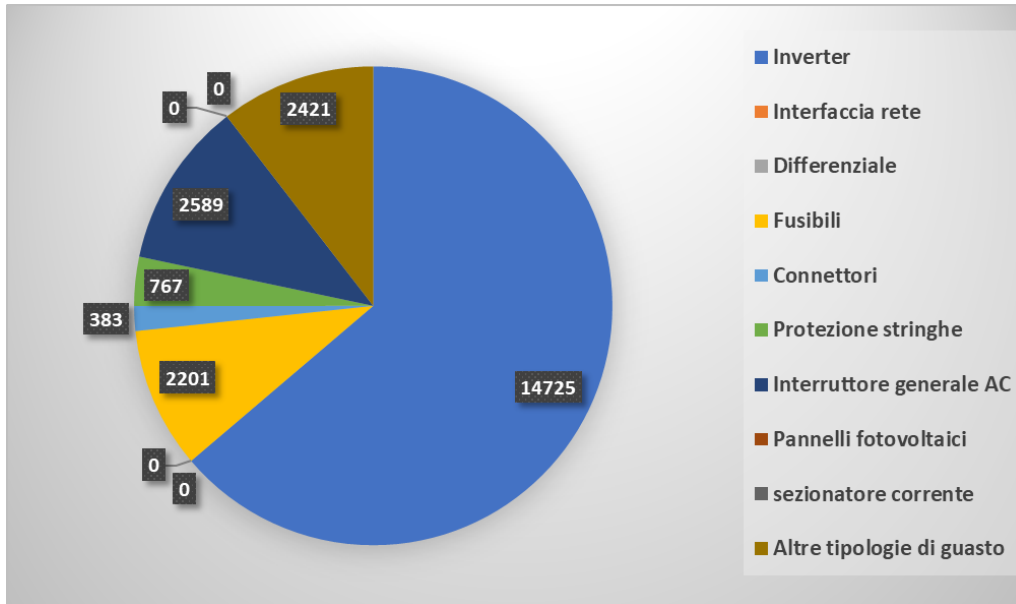


Figura 5.7. Tipologia guasti avvenuti impianto A6

Energia Persa totale [kWh]	22404
Energia Prodotta totale [kWh]	3877712
Quota percentuale energia persa	0,57%

Tabella 5.9. Percentuale energia persa impianto A6

5.2.7 Calcolo energia persa impianto A7

L'impianto A7 è l'impianto fotovoltaico che era stato preso ad esempio per l'analisi affidabilistica del capitolo precedente. Esso presenta una quota di energia persa molto superiore rispetto ai precedenti impianti con più di 40000 kWh persi a causa di malfunzionamenti degli Inverter: in questa quota va considerata certamente la rottura e la completa sostituzione di uno dei due Xantrex GT500 dell'impianto con un periodo di sostituzione di 21 giorni.

Questa sostituzione assolutamente eccezionale comporta che questo impianto sia quello con la quota percentuale di energia persa maggiore tra tutti quelli considerati.

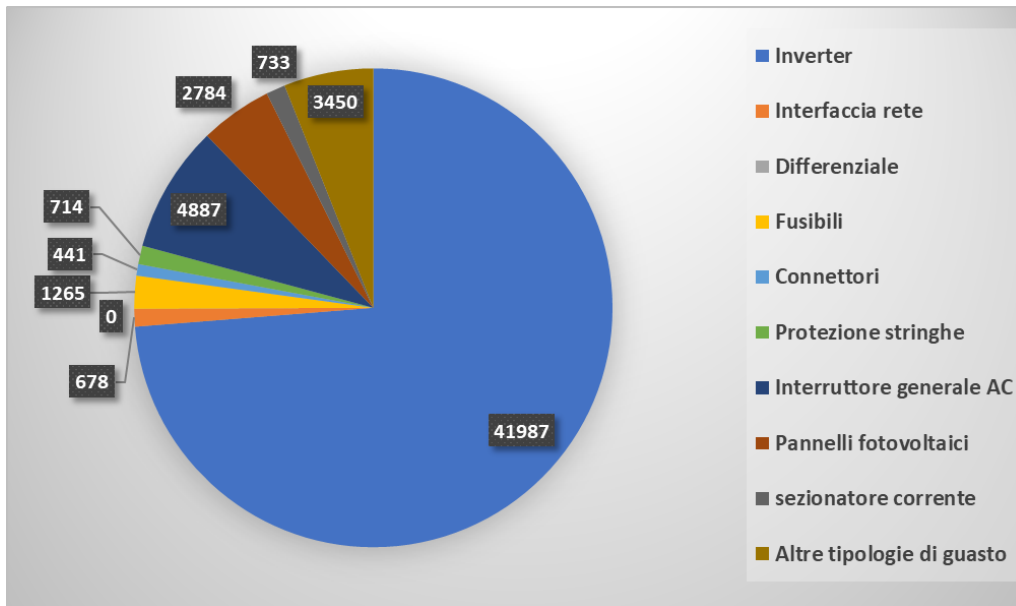


Figura 5.8. Tipologia guasti avvenuti impianto A7

Energia Persa totale [kWh]	56939
Energia Prodotta totale [kWh]	3812715
Quota percentuale energia persa	1,49%

Tabella 5.10. Percentuale energia persa impianto A7

5.2.8 Calcolo energia persa impianto A8

Analogamente ai precedenti impianti anche in questo caso riscontriamo la quota maggioritaria derivante da guasti agli Inverter. Le disconnessioni sul lato di media Tensione sono anch'esse non trascurabili e comportano perdite per circa 8000 kWh.

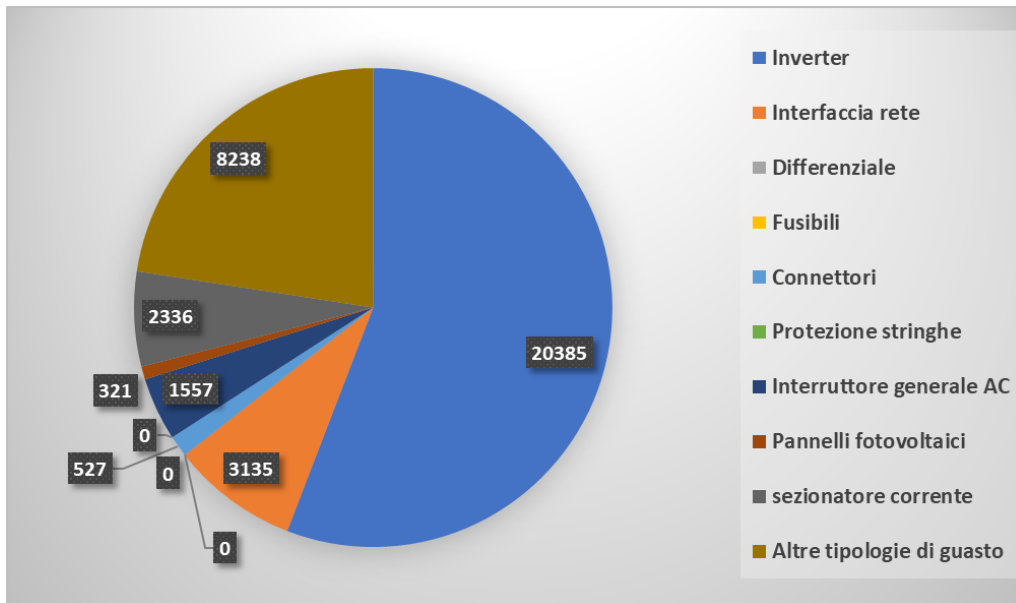


Figura 5.9. Tipologia guasti avvenuti impianto A8

Energia Persa totale [kWh]	36498
Energia Prodotta totale [kWh]	3791750
Quota percentuale energia persa	0,96%

Tabella 5.11. Percentuale energia persa impianto A8

5.2.9 Calcolo energia persa impianto A9

Quanto scritto per l'impianto A8 può essere ripetuto anche per questo impianto fotovoltaico con una minore perdita globale energetica tuttavia.

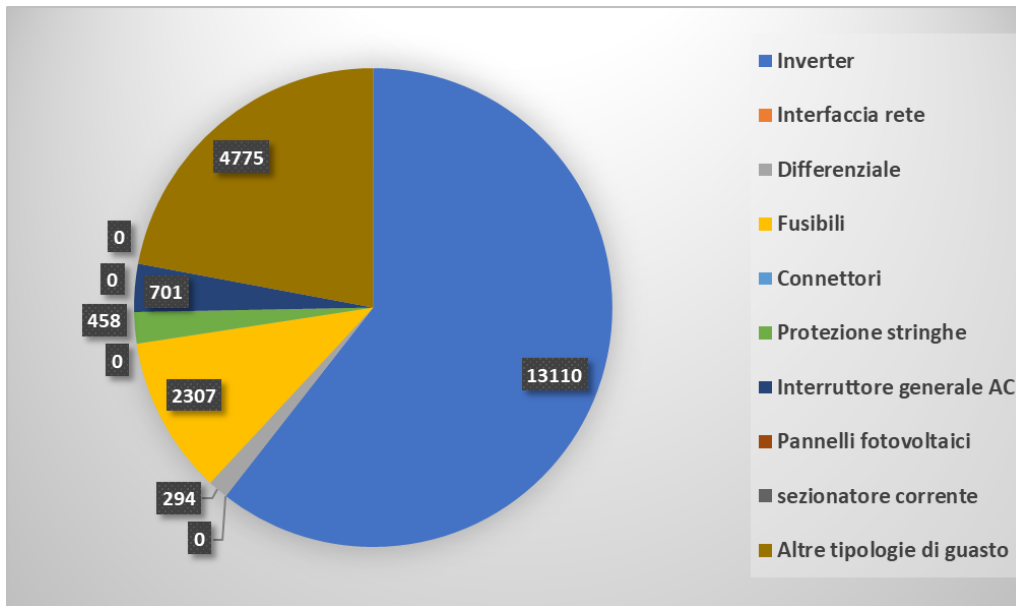


Figura 5.10. Tipologia guasti avvenuti impianto A9

Energia Persa totale [kWh]	21875
Energia Prodotta totale [kWh]	3851548
Quota percentuale energia persa	0,56%

Tabella 5.12. Percentuale energia persa impianto A9

5.2.10 Calcolo energia persa impianto A10

L'impianto A10 risulta essere uno degli unici impianti in cui la quota di perdita derivante dagli Inverter non è così impattante; al contrario l'interfaccia di rete e i quadri di campo sono stati mantenuti numerose volte nell'arco dei tre anni comportando una notevole perdita energetica.

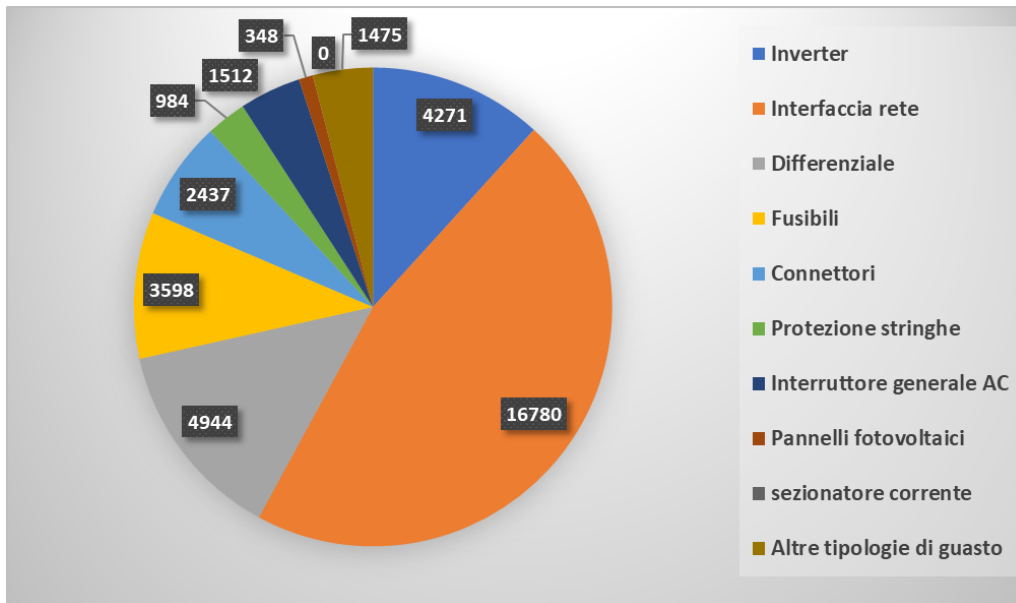


Figura 5.11. Tipologia guasti avvenuti impianto A10

Energia Persa totale [kWh]	36349
Energia Prodotta totale [kWh]	3878114
Quota percentuale energia persa	0,93%

Tabella 5.13. Percentuale energia persa impianto A10

5.2.11 Calcolo energia persa impianto A11

L'impianto A11 è l'unico impianto da 4MW analizzato e presenta una quota percentuale di energia persa che si discosta abbastanza dagli altri impianti. Apparentemente, al crescere della potenza installata la quota percentuale di energia persa non rimane costante ma si abbassa.

Energia Persa totale [kWh]	64646
Energia Prodotta totale [kWh]	18198173
Quota percentuale energia persa	0,35%

Tabella 5.14. Percentuale energia persa impianto A11

5.2.12 Calcolo energia persa impianto A12

L'impianto A12, di nuovo da 1 MW di potenza installata, presenta un andamento simile a quelli precedentemente analizzati.

Energia Persa totale [kWh]	48873
Energia Prodotta totale [kWh]	4234598
Quota percentuale energia persa	1,15%

Tabella 5.15. Percentuale energia persa impianto A12

5.2.13 Calcolo energia persa impianto B1

Per ultimi troviamo gli impianti a inverter distribuito da circa 2 MW di potenza installata in cui una classificazione per tipologia di guasto al componente non è banale dai dati frammentari in nostro possesso. Viene riportata comunque anche per questi due impianti la tabella con la quota di energia persa calcolata esattamente seguendo l'equazione 5.2 di inizio paragrafo..

Energia Persa totale [kWh]	64109
Energia Prodotta totale [kWh]	9156236
Quota percentuale energia persa	0,70%

Tabella 5.16. Percentuale energia persa impianto B1

5.2.14 Calcolo energia persa impianto B2

Quanto scritto per l'impianto B1 può essere ripetuto anche per l'impianto B2.

Energia Persa totale [kWh]	62069
Energia Prodotta totale [kWh]	8326204
Quota percentuale energia persa	0,75%

Tabella 5.17. Percentuale energia persa impianto B2

5.3 Ulteriori confronti e commenti

Una volta analizzati i dati ottenuti per tutti i 14 impianti considerati è bene soffermarci sulle similitudini e le eventuali differenze. Il dato più importante, come precedentemente citato, è rappresentato dalla percentuale di energia persa rispetto a quella complessivamente prodotta. Questo dato è molto utile per capire quanto i guasti abbiano influito sulla produzione. Un confronto tra tali valori percentuali aiuta a incontrare anomalie e a individuare un andamento medio. Mediando i valori ottenuti in base alla configurazione e alla classe di potenza di ogni impianto quello che otteniamo è presentato nella seguente tabella.

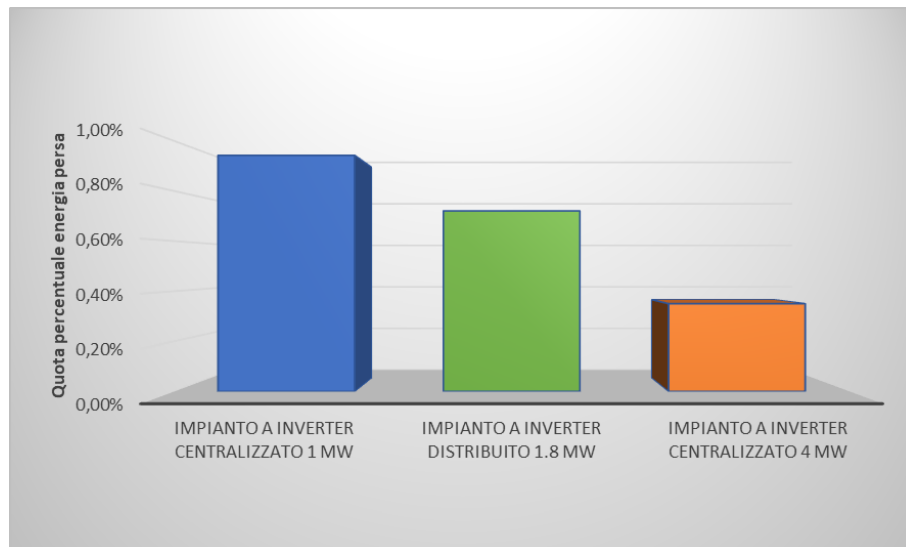


Figura 5.12. Confronto quota percentuale per le diverse tipologie di impianto

La tipologia di configurazione con il più alto tasso di energia persa è l'impianto a Inverter centralizzati da 1 MW di potenza installata: questo dato è anche quello più veritiero dal momento che deriva da una media su ben 11 impianti. Tale valore si attesta appena al di sotto dell'1% fermandosi a 0,94%. Proseguendo l'analisi, la seconda tipologia di configurazione per livello di quota di energia persa è quello a Inverter distribuiti da 1.8 MW di potenza che presenta una quota percentuale poco inferiore al tasso precedente fermandosi a 0,72%. Infine, l'impianto che ha subito un numero di guasti meno impattante dal punto di vista energetico è l'unico impianto analizzato da 4 MW a Inverter centrali con un valore pari a 0,35% del totale. Tale valore tuttavia è passibile di approssimazione dal momento che è l'unico impianto di tale grandezza con cui è stato possibile portare avanti l'analisi. Immediatamente si può notare come la quota percentuale di energia persa sia decrescente al crescere della potenza. Questo si spiega con il fatto che le manutenzioni sono più tempestive e meglio programmate per gli impianti di potenza maggiore dal momento che eventuali disservizi provocherebbero perdite energetiche ed economiche maggiori. In aggiunta, maggiore è la potenza dell'impianto più vincolante è il contratto di manutenzione stipulato tra proprietari e manutentori.

Capovolgendo l'analisi la quota percentuale di energia persa non rappresenta altro che il complemento a 1 della disponibilità degli impianti fotovoltaici. Tutti i 14 impianti fotovoltaici presentano una disponibilità superiore al 99% il che sperimentalmente è un ottimo dato statistico.

Allo stesso tempo l'energia persa totale dovrebbe essere proporzionale alla potenza installata dell'impianto. In prima approssimazione questo sembra vero: infatti, sebbene l'impianto con configurazione a Inverter centralizzato da 1 MW sia quello con la più alta quota percentuale di energia persa è anche la configurazione con minore energia persa attestandosi in media a circa 36000 *kWh* in tre anni di esercizio, con una media di 12000 *kWh* persi all'anno. Tale confronto tuttavia non segue pedissequamente la capacità degli impianti dal momento che le altre due configurazioni analizzate presentano un'energia persa in tre anni di esercizio di 63000 *kWh*, con una media di 21000 *kWh* persi all'anno. Tale valore è estremamente positivo specialmente per l'impianto da 4 MW.

Di seguito si può osservare graficamente quanto spiegato.

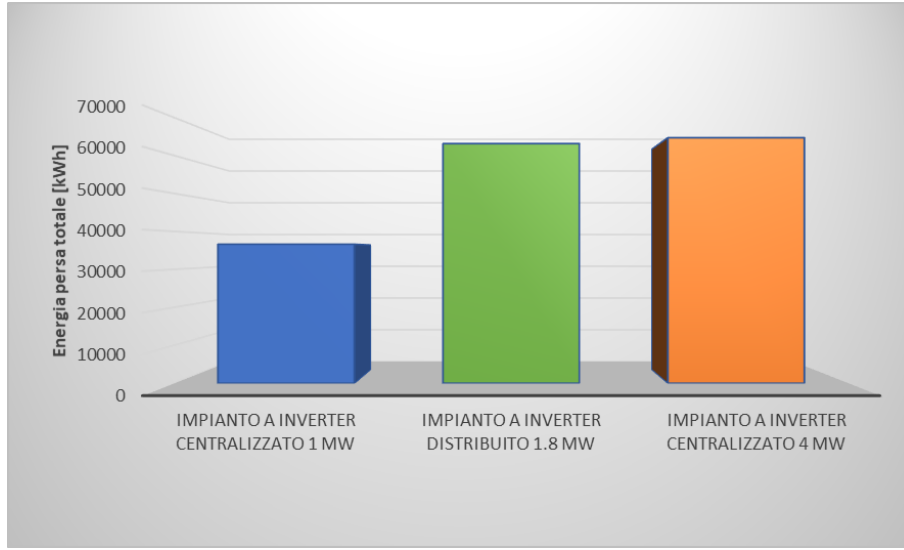


Figura 5.13. Confronto energia persa totale nel triennio 2016-2018

5.4 Analisi economica

In questa sezione si vogliono studiare dal punto di vista economico le tre tipologie di impianto fotovoltaico analizzate finora. Per fare ciò si è utilizzato il modello elaborato dal *Fraunhofer Ise Institute for solar energy systems* [17]. In questo modello l'analisi economica è stata portata avanti per tre tipologie di impianti fotovoltaici tra cui anche la categoria con potenza installata superiore o uguale al MW. Inoltre, per rendere l'analisi più coerente, si sono utilizzati i dati aggiornati al 31 dicembre 2012 in modo da tenere conto dei tassi di inflazione con l'entrata in esercizio degli impianti e valutare gli effettivi costi di installazione di quel periodo. Il modello sarà dunque poi applicato agli impianti in esame.

L'obiettivo di questo paragrafo, oltre a valutare l'impatto che le perdite energetiche annue comportano all'investimento complessivo, è quello di valutare l'esatto *LCOE* (levelized cost of electricity) per ogni impianto, ovvero il costo della generazione elettrica da tecnologia fotovoltaica includendo l'ammortizzazione del capitale finanziario iniziale, il ritorno sull'investimento, il costo operativo e l'indispensabile manutenzione. Questo parametro rappresenta dunque il rapporto tra il *Life Cycle Cost (LCC)* dell'impianto fotovoltaico e l'energia prodotta durante tutta la vita utile (*Life Cycle Energy Produced (LCE)*).

$$LCOE = \frac{LCC}{LCE} \quad (5.4)$$

L'unità di misura prestabilita è '€/kWh' e ovviamente più è ridotto maggiore sarà la competitività della tecnologia di generazione di energia elettrica.

Al contrario del crescente prezzo dei combustibili fossili e nucleari, il costo livellato dell'elettricità (*LCOE*) da energia rinnovabile sta diminuendo continuamente e ciò è dovuto all'innovativo sviluppo tecnologico, materiali più efficienti, processi di produzione più efficienti e a una generale riduzione dei costi connessi all'industria delle rinnovabili di cui fa parte anche il solare fotovoltaico. L'obiettivo sarà quindi capire quanto la perdita economica derivante dai guasti può influire sul livello dell'*LCOE* e quindi sulla competitività della tecnologia.

5.4.1 Descrizione metodologia utilizzata

Per calcolare l'*LCOE* di un impianto fotovoltaico si è utilizzata la metodologia del *Valore Attuale Netto (VAN)* che calcola le spese di investimento e operazionali per tutto il ciclo di vita dell'impianto e le entrate attualizzandole allo stesso anno di riferimento. In questo modello, tutti i valori attuali delle spese sono divisi per i valori attuali della produzione di elettricità.

Per il calcolo dell'*LCOE* viene presentata la seguente formula (Konstantin 2009):

$$LCOE = \frac{I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{A_t}{(1+i)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{M_{el}}{(1+i)^t}} \quad (5.5)$$

Dove I_0 rappresenta l'investimento iniziale in 'euro', A_t rappresenta i costi totali di O&M (esercizio e manutenzione) annuali in 'euro', M_{el} rappresenta la produzione elettrica annuale in 'kWh', i rappresenta il tasso di interesse (tasso di sconto) valutato come *WACC* (costo medio ponderato del capitale), n rappresenta la vita utile dell'installazione fotovoltaica (25 anni per questa analisi) e t rappresenta lo specifico anno di funzionamento (1, 2, ..., n).

I costi totali annuali includono i costi fissi e variabili operazionali, i costi per i progetti, la manutenzione, assicurazione e la necessaria sostituzione dei componenti. Per impianti fotovoltaici di media grande taglia, come quelli analizzati, si considera la sostituzione di un Inverter dopo la metà della vita utile dell'impianto. Residui costi di smantellamento e decommissione non sono considerati in questa analisi. I costi di investimento sono forniti in figura 5.14, differenziandosi per la taglia di impianto installato.

Investment in Euro/KW in 2012					
Technologies	Installations	Average Value	Lower Bound	Upper Bound	Sources
Photovoltaics	Small installations <10 kWp	1900	1700	2200	<i>BSW Preimonitor (2012), Fraunhofer ISE (SCost-System)</i>
	Large installations <1000 kWp	1700	1500	1800	
	Ground-mounted >1000kWp	1600	1500	1700	

Figura 5.14. Costo di investimento iniziale per classi di potenza

Essendo i 14 impianti fotovoltaici analizzati di potenza installata pari o superiore al MW, essi presenteranno un costo di investimento in media pari a:

$$I_{centr} = 1600 \frac{euro}{kWp} \quad (5.6)$$

Tuttavia, dal momento che l'analisi riguarda due configurazioni differenti di impianti fotovoltaici, si è deciso di eseguire una ricerca approfondita per valutare le differenze nei costi di installazione e operazionali tra impianti a Inverter di stringa e impianti a Inverter Centralizzati. Quello che segue è stato studiato dalla *Schneider Electric* [18] che ha eseguito una ricerca effettuando una comparazione quantitativa tra impianti a inverter centralizzato e distribuito di diversa potenza e ottenendo infine costi normalizzati rispetto ai kW installati. L'articolo non ha riportato costi precisi di installazione e di esercizio ma più che altro un delta-costo tra le due configurazioni sul mercato.

Secondo l'articolo scientifico il costo di investimento iniziale per un impianto a Inverter di stringa è maggiore rispetto a quello di un Inverter centralizzato poiché aumentano i costi di lavoro e installazione e i costi di materiale. Quantitativamente questa differenza è espressa dalla seguente equazione:

$$\Delta_{capex} = I_{labor} + I_{material} = 0,3 \frac{c\$}{W} + 1,9 \frac{c\$}{W} = 19,29 \frac{euro}{kWp} \quad (5.7)$$

Il costo di investimento iniziale per un impianto a Inverter di stringa dunque risulta essere:

$$I_{distr} = 1629 \frac{euro}{kWp} \quad (5.8)$$

Focalizzando l'attenzione sui rimanenti input necessari per la corretta valutazione economica ci si rifà alla figura 5.15, anch'essa facente riferimento all'anno 2012:

	PV Small	PV Large/Ground
Lifetime	25 Years	25 Years
Share of equity	20,0%	20,0%
Share of debt	80,0%	80,0%
Return on equity	6,0%	7,5%
Debt rate	4,0%	4,5%
WACC (Weighted Average Cost of Capital)	4,4%	5,1%
Annual operation costs	30 €/kWp	30 €/kWp
Annual increase of operation costs	2,00%	2,00%
Annual degradation of electricity output	0,20%	0,20%

Figura 5.15. Ulteriori indici per la valutazione dell'investimento

Dalla figura, il secondo valore fondamentale risulta essere il costo di esercizio e manutenzione che per impianti fotovoltaici di grande/media potenza è:

$$A_{centr} = 30 \frac{euro}{kWp} \quad (5.9)$$

Anche in questo caso, ci si rifà all'articolo scientifico della *Schneider Electric* che valuta il delta costo nelle spese di O&M tra impianti a Inverter centralizzato e distribuito. Nuovamente quello che si ottiene è che, apparentemente, per un impianto a Inverter di stringa i costi operazionali sono maggiori e questo è dovuto ai costi di servizio più impattanti per quest'ultima configurazione.

Quantitativamente questa differenza è espressa in un range di valori dalla seguente equazione (scelto il valore medio per ipotesi):

$$\Delta_{opex} = I_{service} = 2,6 - 3,7 \frac{c\$}{W} = 26,31 \frac{euro}{kWp} \quad (5.10)$$

I costi di esercizio e manutenzione per un impianto a Inverter distribuito dunque risultano essere più elevati e pari a:

$$A_{distr} = 56 \frac{euro}{kWp} \quad (5.11)$$

Infine, per il calcolo della produzione energetica annuale (M_{el}) vengono utilizzati i dati del telecontrollo forniti da *Rios Rinnovabili S.r.l* tramite cui si conosce l'effettiva produzione energetica dal giorno della messa in esercizio avvenuta nel 2011 e per i successivi anni di funzionamento. Si stima un leggero decremento dovuto al deterioramento e usura dei componenti.

5.4.2 Perdita economica legata alla perdita energetica avvenuta con i guasti

In questo ulteriore paragrafo si vuole stimare la perdita economica che si è registrata nel triennio di esercizio 2016-2018 a causa dei disservizi energetici degli impianti. Questa perdita economica annuale che è rimasta pressoché costante in tutti i tre anni analizzati sarà successivamente sommata ai costi operazionali annuali per valutare un valore di *LCOE* standard e un valore di *LCOE* inclusivo delle perdite economiche relative alla mancata energia prodotta. I due valori ottenuti saranno poi utilizzati per un confronto finale.

Per prima cosa si ricordi nuovamente come tutti gli impianti fotovoltaici presenti in questa tesi sono entrati in esercizio indicativamente tra la prima e la seconda metà del 2011. In questo senso, hanno usufruito del cosiddetto *Conto Energia (C.E.)* ovvero un meccanismo di incentivazione che ha mirato a sostenere lo sviluppo e la diffusione dell'energia solare fotovoltaica in Italia attraverso la retribuzione, da parte dello Stato, dell'energia prodotta dai proprietari degli impianti fotovoltaici. In particolare, il Conto Energia è stato deliberato con il Decreto Ministeriale del 19 febbraio 2007 e quello del 2011 è stato il quarto Conto Energia reso effettivo dallo Stato italiano.

Nella figura 5.16 si può analizzare il livello di incentivo a seconda della classe di potenza e della tipologia di installazione degli impianti fotovoltaici per l'anno 2011, anno in cui sono entrati in esercizio la maggior parte degli impianti presenti in questo elaborato.

	GIUGNO		LUGLIO		AGOSTO	
	Impianti sugli edifici	altri impianti fotovoltaici	Impianti sugli edifici	altri impianti fotovoltaici	Impianti sugli edifici	altri impianti fotovoltaici
	[€/kWh]	[€/kWh]	[€/kWh]	[€/kWh]	[€/kWh]	[€/kWh]
$1 \leq P \leq 3$	0,387	0,344	0,379	0,337	0,368	0,327
$3 < P \leq 20$	0,356	0,319	0,349	0,312	0,339	0,303
$20 < P \leq 200$	0,338	0,306	0,331	0,300	0,321	0,291
$200 < P \leq 1000$	0,325	0,291	0,315	0,276	0,303	0,263
$1000 < P \leq 5000$	0,314	0,277	0,298	0,264	0,280	0,250
$P > 5000$	0,299	0,264	0,284	0,251	0,269	0,238

	SETTEMBRE		OTTOBRE		NOVEMBRE		DICEMBRE	
	Impianti sugli edifici	altri impianti fotovoltaici	Impianti sugli edifici	altri impianti fotovoltaici	Impianti sugli edifici	altri impianti fotovoltaici	Impianti sugli edifici	altri impianti fotovoltaici
	[€/kWh]	[€/kWh]	[€/kWh]	[€/kWh]	[€/kWh]	[€/kWh]	[€/kWh]	[€/kWh]
$1 \leq P \leq 3$	0,361	0,316	0,345	0,302	0,320	0,281	0,298	0,261
$3 < P \leq 20$	0,325	0,289	0,310	0,276	0,288	0,256	0,268	0,238
$20 < P \leq 200$	0,307	0,271	0,293	0,258	0,272	0,240	0,253	0,224
$200 < P \leq 1000$	0,298	0,245	0,285	0,233	0,265	0,210	0,246	0,189
$1000 < P \leq 5000$	0,278	0,243	0,256	0,223	0,233	0,201	0,212	0,181
$P > 5000$	0,264	0,231	0,243	0,212	0,221	0,191	0,199	0,172

Figura 5.16. Tabella incentivazioni impianti fotovoltaici entrati in esercizio nel 2011

Come si può notare, il livello di incentivo statale decresce all'aumentare della potenza installata così come alla tipologia di installazione: un impianto fotovoltaico a terra, come tutti i 14 impianti analizzati, presenta un incentivo minore rispetto allo stesso montato su capannoni o edifici.

Mediando i risultati ottenuti tra tutti i mesi, per gli impianti a Inverter centralizzato da 1 MW il costo dell'incentivo a kWh prodotto è stato di 0,243 €/kWh ; per le altre due tipologie di impianto, con classe di potenza superiore a 1 MW, il costo dell'incentivo a kWh prodotto è stato di 0,234 €/kWh.

A questo punto, per valutare l'effettivo prezzo dell'energia elettrica venduta alla rete occorre effettuare la somma di tali incentivi con il costo medio al kWh dell'energia elettrica venduta alla rete nazionale.

$$costo_{el} = costo_{incentivo} + costo_{elkWh} \quad (5.12)$$

Per valutare il costo medio di vendita al kWh ci si rifà alla relazione annuale del 2018 di GME (Gestore Mercati Energetici).

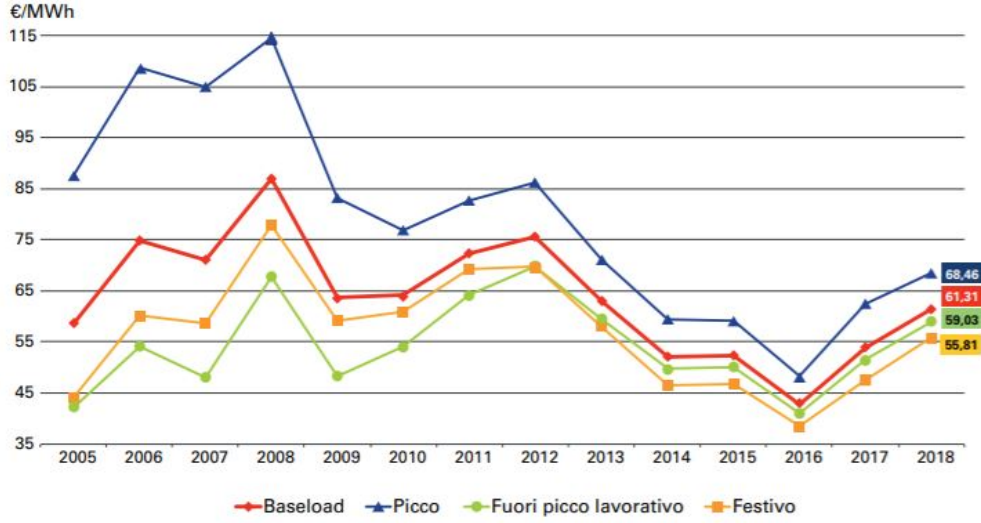


Figura 5.17. Tabella costo di vendita energia elettrica

Dal grafico si evince come, assumendo il *baseload* come tasso effettivo, il costo dell'energia elettrica è stato di circa 0,043 €/kWh per l'anno 2016, 0,054 €/kWh per l'anno 2017 e 0,061 €/kWh per l'anno 2018 con un valore mediato sui tre anni di 0,052 €/kWh. Ricapitolando dunque, per gli impianti fotovoltaici a Inverter centralizzato da 1 MW il costo medio dell'energia venduta al kWh è stato di:

$$costo_{el1MW} = 0,243 + 0,052 = 0,295 \frac{euro}{kWh} \quad (5.13)$$

Per le altre due tipologie di impianto a potenza superiore il costo medio dell'energia venduta al kWh è stato di:

$$costo_{el>1MW} = 0,234 + 0,052 = 0,286 \frac{euro}{kWh} \quad (5.14)$$

Conoscendo la quota di energia persa dalle tre tipologie di impianto considerate calcolata precedentemente è possibile stimare l'effettiva perdita economica in un anno di normale esercizio causata dai disservizi avvenuti: essa si ottiene moltiplicando la perdita di energia accumulata nei tre anni per il costo al kWh dell'energia venduta.

$$P_{euro} = costo_{el} \cdot E_{persa} \quad (5.15)$$

Tipologia impianto	Perdita economica [€]
Impianto a Inverter centralizzato 1 MW	10800
Impianto a Inverter centralizzato 4 MW	18489
Impianto a Inverter distribuito 1.8 MW	18043

Tabella 5.18. Perdita economica effettiva nel triennio 2016-2018

Come si può notare la differenza nel costo dell'energia venduta è quasi trascurabile tra configurazioni e l'impianto da 4 MW a Inverter centralizzati è quello con la perdita economica maggiore complessiva. Anche in questo caso comunque si dimostra essere quello percentualmente migliore se si valuta la perdita economica per MW installato. Graficamente infatti, valutando quest'ultimo dato, gli impianti da 1 MW si dimostrano quelli con la perdita più influente, seguiti dagli impianti a Inverter distribuiti da quasi 2 MW e dall'unico impianto da 4 MW di potenza

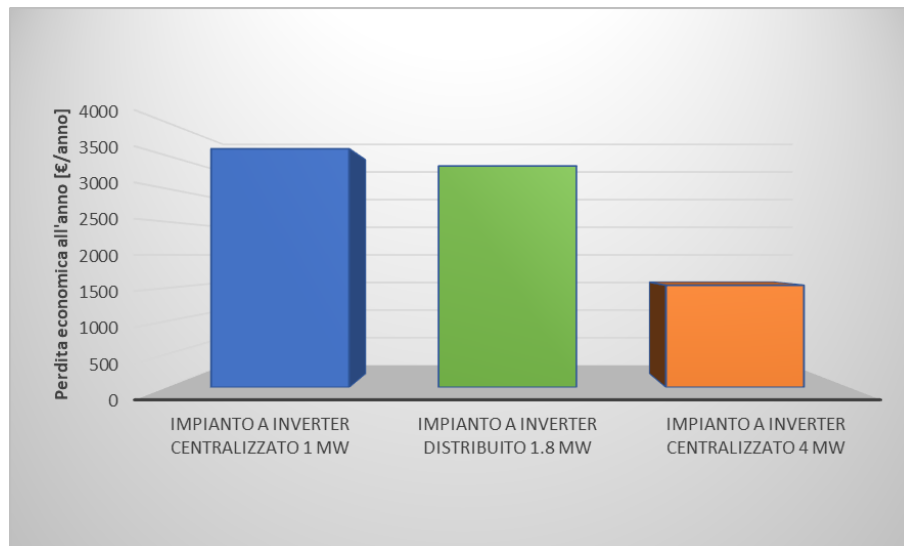


Figura 5.18. Confronto perdita economica annuale pesata sulla potenza degli impianti

A conti fatti, tali perdite economiche, vanno comparate con l'effettivo guadagno economico di ognuna della tipologia di impianto sapendo che essi nei tre anni hanno prodotto in media quanto ottenuto nella tabella seguente.

Tipologia impianto	Energia Prodotta [kWh]
Impianto a Inverter centralizzato 1 MW	3834943
Impianto a Inverter centralizzato 4 MW	18198173
Impianto a Inverter distribuito 1.8 MW	8741220

Tabella 5.19. Energia prodotta nel triennio 2016-2018

Il guadagno economico derivante dalla vendita dell'energia elettrica è ottenibile con una semplice moltiplicazione conoscendo il costo al kWh dell'energia venduta calcolato precedentemente. Il risultato è espresso in tabella:

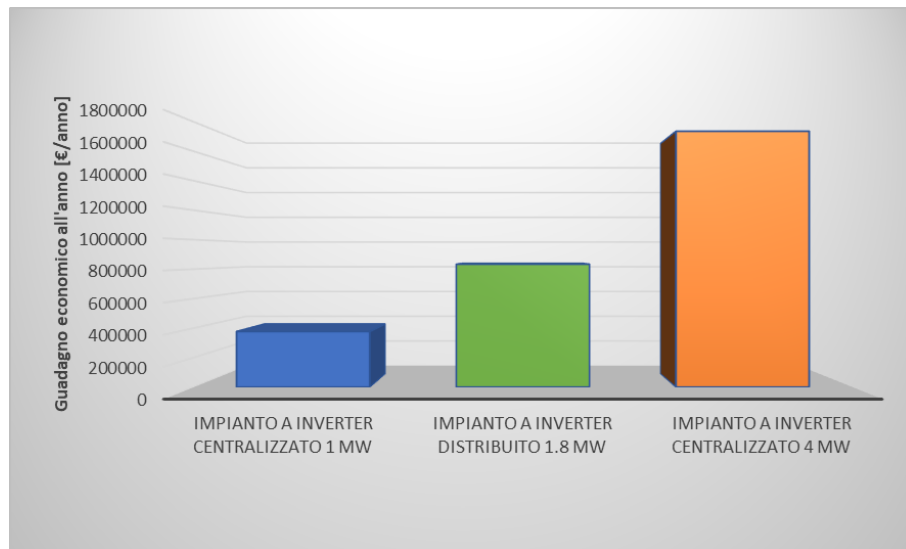


Figura 5.19. Confronto guadagno economico annuale secondo la tipologia di impianti analizzata

Si comprende facilmente dunque che, per impianti che guadagnano in media tra i 400 mila euro annuali e fino a quasi due milioni di euro per l'impianto da 4 MW per la sola vendita di energia elettrica, non sembrano essere eccessive le perdite economiche derivante dall'energia elettrica persa. Nonostante ciò, una perfetta programmazione della manutenzione correttiva potrebbe portare ad una riduzione ancora maggiore nei prossimi anni.

5.5 Risultati dell'analisi economica

Dopo aver valutato sperimentalmente le perdite economiche vengono riportati i risultati per l'analisi del calcolo del *LCOE* nelle due casistiche considerate:

- Il primo risultato si riferisce al calcolo secondo il modello elaborato da *Fraunhofer Institute for solar energy system* in cui i costi operazionali sono sostanzialmente fissi e si riferiscono ai soli costi di sostituzione dei componenti e alla loro manutenzione;
- Il secondo risultato si riferisce a una deviazione nel modello presentato da *Fraunhofer Institute for solar energy* in cui ai costi operazionali sono state aggiunte annualmente le perdite economiche derivanti dalla mancata produzione energetica dovuta ai guasti, elemento non trattato nel modello teorico. Sostanzialmente si è considerato che il mancato guadagno derivante dalla vendita dell'energia elettrica alla rete è stato in realtà un costo aggiuntivo non trascurabile per il proprietario dell'impianto.

Nella tabella 5.20 viene mostrata l'analisi di cash flow per il base case: dentro viene riportato l'anno, il tempo con riferimento all'anno 0 per il 2011 e i necessari contributi economici ed energetici annuali per la valutazione complessiva del *LCOE*.

Anno	t	$\frac{A_t}{(1+i)^t} 1MW$	$\frac{A_t}{(1+i)^t} 1.8MW$	$\frac{A_t}{(1+i)^t} 4MW$	$\frac{M_{el}}{(1+i)^t} 1MW$	$\frac{M_{el}}{(1+i)^t} 1.8MW$	$\frac{M_{el}}{(1+i)^t} 4MW$
2011	0	30000	80316	120000	1300000	2900000	6200000
2012	1	29115	77947	116461	1234443	2753758	5887345
2013	2	28256	75648	113025	1172193	2614891	5590457
2014	3	27423	73416	109692	1113081	2483027	5308541
2015	4	26614	71251	106456	1056951	2357813	5040841
2016	5	25829	69149	103316	1003650	2238913	4786641
2017	6	25067	67110	100269	953038	2126008	4545259
2018	7	24328	65130	97311	904978	2018798	4316050
2019	8	23610	63209	94441	859342	1916993	4098400
2020	9	22914	61345	91655	816007	1820323	3891725
2021	10	22238	59535	88952	774857	1728527	3695472
2022	11	21582	57779	86328	735782	1641361	3509116
2023	12	20945	56075	83782	698678	1558590	3332158
2024	13	20328	54421	81311	663445	1479993	3164123
2025	14	19728	52816	78912	629989	1405360	3004563
2026	15	19146	51258	76585	598220	1334490	2853048
2027	16	18581	49746	74326	568053	1267194	2709174
2028	17	18033	48279	72134	539407	1203292	2572555
2029	18	17502	46855	70006	512205	1142612	2442826
2030	19	16985	45473	67941	486376	1084992	2319639
2031	20	16484	44132	65937	461849	1030278	2202664
2032	21	15998	42830	63992	438559	978323	2091587
2033	22	15526	41567	62105	416443	928988	1986113
2034	23	15068	40341	60273	395442	882141	1885956
2035	24	14624	39151	58495	375501	837656	1790851
2036	25	14192	37996	56770	356565	795415	1700542

Tabella 5.20. Analisi economica secondo il modello di Fraunhofer

I risultati ottenuti alla fine di questa prima analisi sono riportati in figura 5.20.

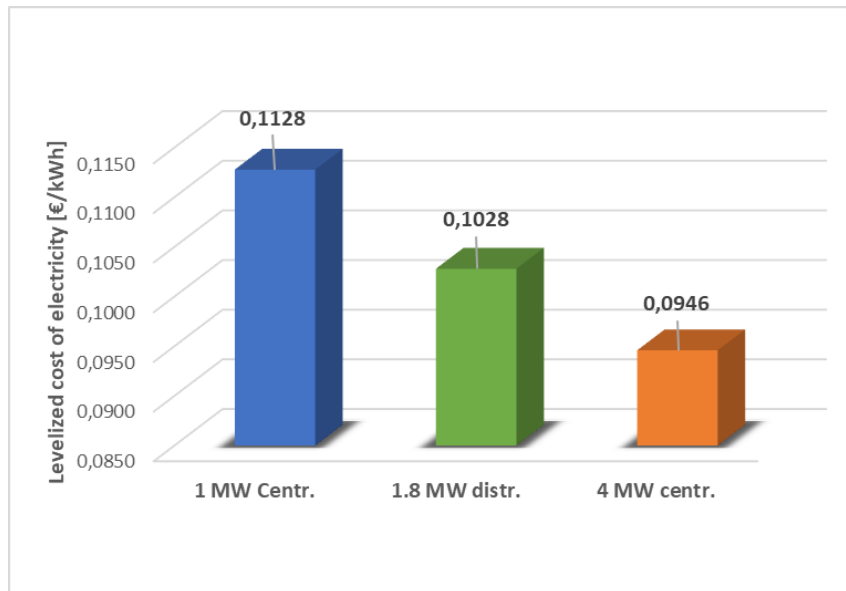


Figura 5.20. Confronto LCOE calcolato secondo il modello di Fraunhofer

Da questa prima analisi economica l'impianto più conveniente per la generazione elettrica risulta essere decisamente quello da 4 MW a Inverter centralizzati. Esso infatti rappresenta un buon compromesso tra costo di investimento iniziale e spese di esercizio e manutenzione annuali.

Nella seconda parte del paragrafo si ripete quanto fatto in precedenza con l'aggiunta della deviazione proposta.

Anno	t	$\frac{A_t}{(1+i)^t} 1MW$	$\frac{A_t}{(1+i)^t} 1.8MW$	$\frac{A_t}{(1+i)^t} 4MW$	$\frac{M_{el}}{(1+i)^t} 1MW$	$\frac{M_{el}}{(1+i)^t} 1.8MW$	$\frac{M_{el}}{(1+i)^t} 4MW$
2011	0	33600,0	86332,1	126163,0	33600	86332	126163
2012	1	34272,0	88058,8	128686,3	32609	83786	122442
2013	2	34957,4	89819,9	131260,0	31647	81314	118830
2014	3	35656,6	91616,3	133885,2	30714	78916	115325
2015	4	36369,7	93448,7	136562,9	29808	76588	111924
2016	5	37097,1	95317,6	139294,1	28929	74329	108622
2017	6	37839,1	97224,0	142080,0	28075	72137	105418
2018	7	38595,8	99168,5	144921,6	27247	70009	102309
2019	8	39367,8	101151,8	147820,1	26443	67944	99291
2020	9	40155,1	103174,9	150776,5	25664	65940	96363
2021	10	40958,2	105238,4	153792,0	24907	63995	93520
2022	11	41777,4	107343,1	156867,8	24172	62108	90762
2023	12	42612,9	109490,0	160005,2	23459	60276	88085
2024	13	43465,2	111679,8	163205,3	22767	58498	85487
2025	14	44334,5	113913,4	166469,4	22095	56772	82965
2026	15	45221,2	116191,7	169798,8	21444	55098	80518
2027	16	46125,6	118515,5	173194,8	20811	53473	78143
2028	17	47048,1	120885,8	176658,7	20197	51895	75838
2029	18	47989,1	123303,5	180191,8	19602	50365	73601
2030	19	48948,9	125769,6	183795,7	19024	48879	71430
2031	20	49927,8	128285,0	187471,6	18462	47437	69324
2032	21	50926,4	130850,7	191221,0	17918	46038	67279
2033	22	51944,9	133467,7	195045,4	17389	44680	65294
2034	23	52983,8	136137,1	198946,3	16876	43362	63369
2035	24	54043,5	138859,8	202925,3	16379	42083	61499
2036	25	55124,4	141637,0	206983,8	15896	40842	59685

Tabella 5.21. Analisi economica secondo la deviazione proposta

I risultati per i tre valori del costo livellato dell'elettricità sono presentati in figura 5.21. Come si può notare, l'incremento delle spese operazionali dovuto al mancato guadagno economico hanno comportato un aumento nel valore del $LCOE$ per tutte le configurazioni di impianto:

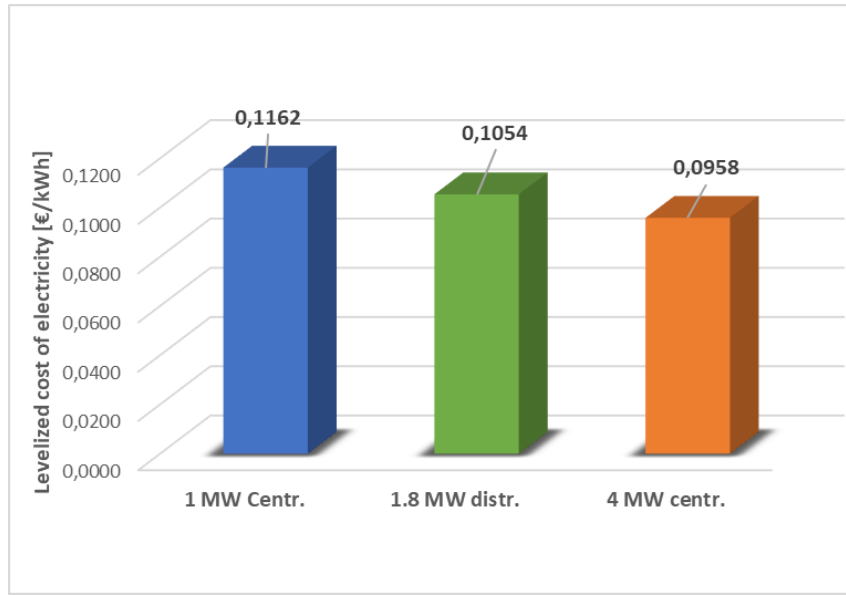


Figura 5.21. Confronto LCOE calcolato seconda la deviazione proposta

Il valore di $LCOE$ aumentato maggiormente è, come ampiamente prevedibile, quello dell'impianto da 1 MW. Infatti, come sottolineato nell'analisi precedente, questo impianto era la tipologia che in media presentava le maggiori perdite economiche annuali per MW installato: l'aumento in questo caso è stato superiore al 3%. Allo stesso tempo, anche gli altri due impianti hanno visto crescere il $LCOE$ sebbene ad un tasso inferiore. L'impianto su cui incidono minormente le perdite economiche dovute ai guasti è ancora quello da 4 MW a Inverter centralizzati con un'incidenza del solo 1,3%.

Tipologia impianto	Variazione percentuale LCOE
1 MW Inverter centralizzati	+3,07 %
1.8 MW Inverter distribuiti	+2,51 %
4 MW Inverter centralizzati	+1,31 %

Tabella 5.22. Incremento percentuale nel valore dell'LCOE

I valori di $LCOE$ ottenuti con la seconda analisi risultano più veritieri e consistenti con valori riscontrati in letteratura per queste tipologie di impianto entrati in esercizio nel 2011. Alla conclusione dell'analisi economica ancora una volta si sottolinea come, al netto di una spesa di investimento maggiore, tra gli impianti di potenza uguale superiore al MW quelli con una potenza di 4 MW risultano più vantaggiosi sia in termini di perdita economica da guasti che in termini di costo livellato dell'energia elettrica.

Capitolo 6

Ulteriori valutazioni di perdita energetica

In questo capitolo si è improntato un atteggiamento più pratico dal momento che non si sono considerati dei veri e propri guasti nè si è svolta un'analisi teorico statistica analizzando tutti i malfunzionamenti insorti. Più che altro ci si è soffermati sulla sottoproduzione di due impianti di proprietà di una società Piemontese operante nel settore delle rinnovabili e mantenuti da società terze. Tali impianti infatti, nonostante non riportassero apparentemente guasti hanno evidenziato una perdita energetica ingente soprattutto in relazione al breve periodo preso ad analisi. Su entrambi infatti, è stata svolta un'analisi sul solo ultimo anno di esercizio, il 2019, con potenziali confronti con l'anno precedente.

Entrambi gli impianti possono essere considerati simili se non uguali agli impianti presi in esame precedentemente essendo impianti fotovoltaici da 1 MW di potenza installata con rispettivamente due inverter centralizzati per il primo e tre inverter centralizzati per il secondo. La seguente analisi è stata portata avanti, più che per fini statistici, per analizzare le problematiche tipiche manutentive affrontate da un'azienda del settore in cui non sempre a una sottoproduzione corrisponde necessariamente un guasto.

6.1 Breve descrizione impianti

Il primo impianto fotovoltaico considerato viene denominato C1 per questioni di riservatezza aziendale. L'impianto, avente potenza nominale installata di 997 kWp, è costituito da 4242 moduli da 235 Wp del tipo "TIANWEI modello TW235(28)P, interfacciati con due inverter trifasi di potenza nominale di 580 kWp. Il campo fotovoltaico è gestito da due subcampi da 2121 moduli, di potenza pari a 498,435 kWp ciascuno. Ad ogni subcampo è dedicato un inverter. Il parallelo di ciascuna stringa viene effettuato all'interno dei quadri

di campo e manovra presenti sul campo. Inoltre, ognuno degli array dell'inverter viene gestito in modalità master-slave. Il gruppo dei due inverter, che gestiranno una potenza installata di 996,87 kWp, hanno infine un trasformatore innalzato dedicato, di potenza 1250 kVA. A protezione del primario lato bassa tensione, è previsto un interruttore scato-lato completo di sganciatore differenziale.

Il secondo impianto considerato viene denominato C2 anch'esso per questioni di riserva-tezza aziendale. L'impianto presenta una potenza nominale di 997 kWp ed è montato su pensiline fotovoltaiche. Esso è diviso in due subcampi distinti e sfasati tra loro. Per questioni burocratiche insorte dopo la progettazione, l'impianto è diviso in due parti: una prima parte da 713 kWp in cui sono collegati due Inverter da 580 kVA in output ciascuno e da una seconda parte, posta trasversalmente alla prima in cui vi è un Inverter collegato di potenza inferiore. Il terzo Inverter, che si presenta come una sorta di ampliamento rispetto al progetto originario, ha collegati moduli per circa 290 kW.

A livello impiantistico il primo subcampo si costituisce di due Inverter Answer Drives da 580 kVA a cui sono collegate rispettivamente 7 e 8 stringbox, ciascuno dei quali composta da 9 stringhe di 20 moduli fotovoltaici da 265 Wp. Il primo Inverter dunque avrà una potenza di output di 381 kW mentre il secondo una potenza ridotta di 331 kW a causa di uno stringbox in meno. Sarà normale dunque, in sede di grafici del telecontrollo, che gli Inverter presentino potenze sfasate tra loro.

6.2 Problematiche riscontrate nell'impianto C1

Per comprendere meglio le problematiche che si sono presentate sull'impianto C1 viene dapprima riportato il grafico del telecontrollo per una giornata tipica estiva.

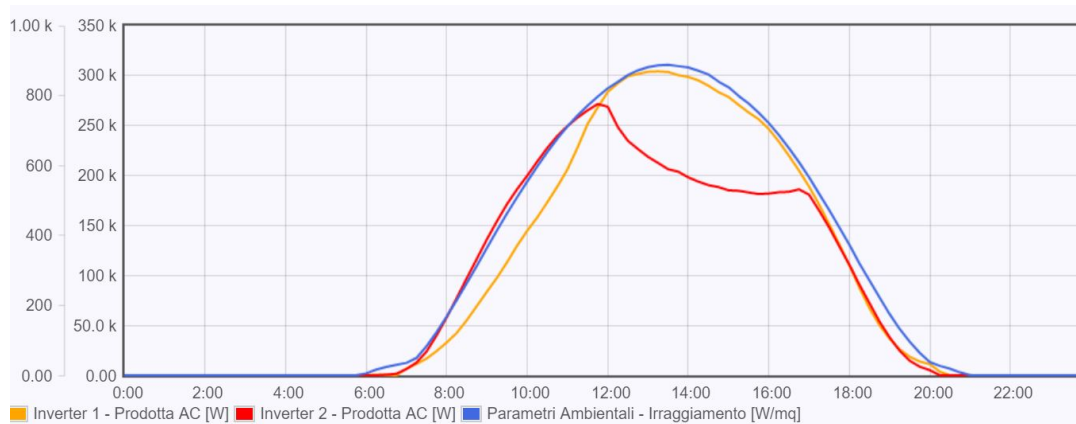


Figura 6.1. Andamento giornaliero produzione Inverter e Irraggiamento

La figura 6.1 riporta in ascissa le ore della giornata, mentre in ordinata, su due assi paralleli, l'energia prodotta dai due Inverter in output e il parametro ambientale dell'irraggiamento sui pannelli fotovoltaici. Dalla figura riscontriamo due importanti sottoproduzioni:

1. La prima è rappresentata dall'Inverter numero 1 (curva gialla) nella prima parte della giornata, ovvero tra le 7:00 e le 11:30;
2. La seconda, molto più evidente, è rappresentata dall'Inverter numero 2 (curva rossa) nella parte centrale della giornata, tra le 12:00 e le 16:30, quando l'irraggiamento raggiunge l'apice.

Con un semplice calcolo integrale si può ricavare che l'energia persa supera i 500 kWh per un solo giorno di esercizio, il che è un valore molto elevato ed impattante dal punto di vista energetico-economico.

Come si può notare dalla figura 6.2, che prende in considerazione i due giorni successivi a quello considerato, le problematiche riscontrate in precedenza tendono a riproporsi con la stessa frequenza e peso specifico. L'Inverter 1 sottoproduce nella prima parte della giornata per poi seguire la curva dell'irraggiamento medio sui pannelli; l'Inverter 2 al contrario comincia a produrre subito dalle prime luci dell'alba per poi drasticamente ridurre le sue prestazioni una volta raggiunto il mezzodì.

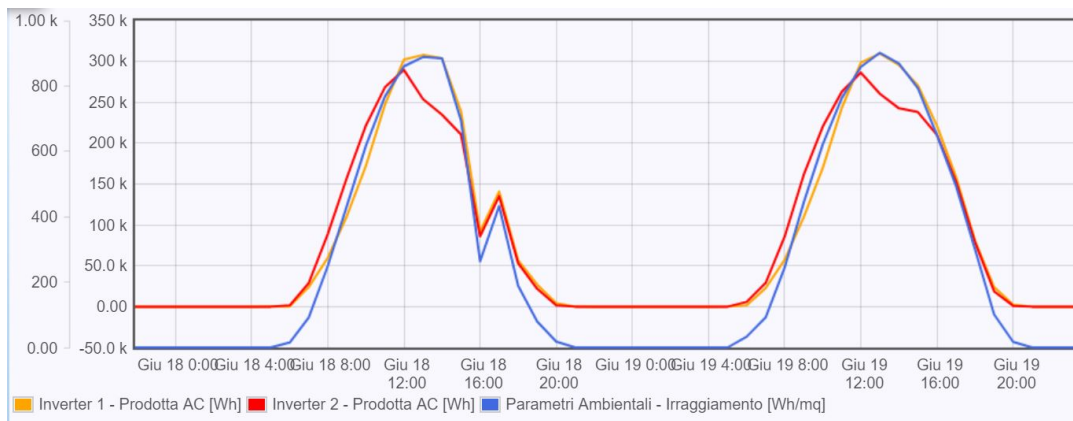


Figura 6.2. Andamento giornaliero produzione Inverter e Irraggiamento per due giorni successivi

6.2.1 Fenomeno di parziale shading

Il primo problema è una questione di molto difficile risoluzione da remoto: infatti, anche incrociando i dati del telecontrollo con altri più accurati, non si riesce a capire come mai un Inverter sottoproduca nella prima parte della giornata stazionandosi invece nella parte centrale e più calda della giornata.

La soluzione a tale problematica è stata scoperta con un intervento sul posto.



Figura 6.3. Shading distribuito su moduli fotovoltaici Inverter 1

Come si può notare in figura 6.3, l'impianto fotovoltaico nella zona est confina con un bosco di pioppi molto esteso, di proprietà di terzi. Durante la primavera non si è provveduto a potarli correttamente e si sono allargati fino a coprire una porzione importante di subcampo controllata proprio dall'Inverter 1. Il pioppeto è infatti posizionato in modo che, con una certa angolazione solare, ombreggi una parte di impianto impedendo una corretta produzione energetica. Dal codice civile la distanza minima dal confine dovrebbe

essere non meno di tre metri per gli alberi di alto fusto: tale distanza è stata rispettata dal proprietario degli alberi e pertanto non è possibile agire verso lo stesso se non tramite un accordo bonario ed il taglio degli stessi pioppi.

6.2.2 Fenomeno di derating di uno dei due Inverter

Per cercare di capire e risolvere il secondo problema invece, viene suggerito un terzo grafico derivante dal telecontrollo, in cui oltre a fornire i dati sull'irraggiamento e la potenza prodotta dagli Inverter vengono presentate anche le temperature in cabina Inverter.

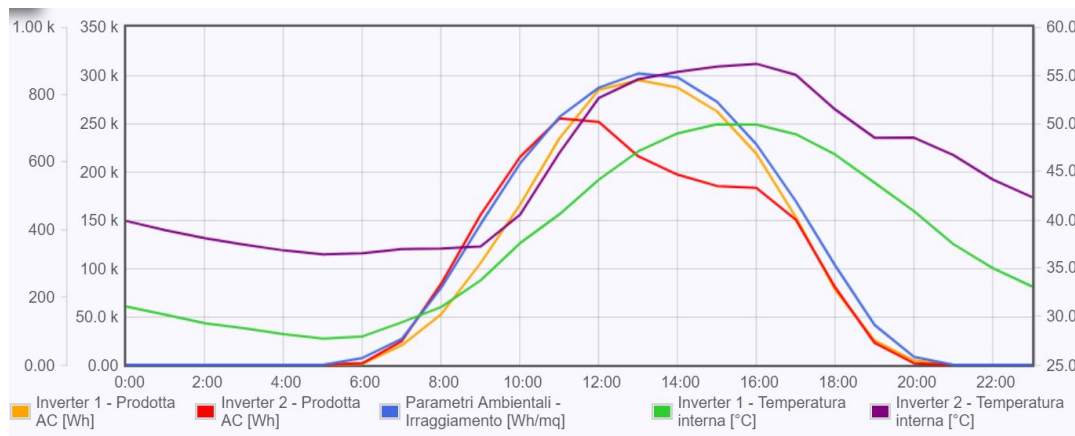


Figura 6.4. Andamento giornaliero produzione Inverter, Irraggiamento e temperatura in cabina Inverter

Sebbene i due Inverter presentino la stessa potenza nominale le temperature nelle due cabine si discostano sensibilmente: nell'inverter 1, perfettamente funzionante nelle ore più calde della giornata, la temperatura in cabina sfiora i 50°C alle ore 16 per poi diminuire fino a 28°C durante la notte.

L'inverter 2, che è quello che presenta l'evidente fenomeno di derating, raggiunge temperature superiori ai 56°C, addirittura 58°C in un giorno non riportato in queste pagine. I meccanismi che regolano il perfetto funzionamento di queste macchine impongono che, raggiunta una certa soglia, questi comincino a parzializzare la potenza convertita andando pertanto a ridurre in proporzione alla sovratemperatura la potenza effettiva rispetto al 100% nominale ottenibile, per cercare di raffreddare i circuiti ed evitare danni irreparabili. Si nota infatti come, al raggiungimento dei 51°C intorno alle ore 12:00, la potenza prodotta si riduce drasticamente smettendo di seguire la tipica curva a campana dell'irraggiamento. Allo stesso tempo, si osserva che il rateo di aumento della temperatura in cabina Inverter

2 si assottiglia dal momento che, smettendo di lavorare al 100% l’Inverter, la macchina stessa tende a scaldare di meno l’ambiente.

Per spiegare la problematica riscontrata occorre effettuare un’importante precisazione. L’impianto fotovoltaico è entrato in esercizio nel 2011: dopo soli sette anni tuttavia, uno dei due Inverter, per la precisione l’Inverter 2 Answer Ansaldo Drives tipo PV8, è stato oggetto di un guasto severo, non riparabile, che ne ha richiesto la completa sostituzione. Nella sostituzione, avvenuta nella seconda metà del 2018, si è utilizzato un Inverter di un’altra marca collocandolo in una cabina Inverter con una particolare struttura impiantistica. L’inverter nuovo è infatti stato posizionato in una cabina in cui il condotto di aerazione e raffreddamento, esposto verso Sud, prevedeva di prelevare l’aria dalla parte alta della cabina aspirandola da fuori ed espellere l’aria nella parte bassa della macchina all’interno della cabina. In maniera del tutto opposta, la cabina Inverter 1 era progettata per aspirare l’aria da interno alla cabina nella parte bassa ed espellerla fuori a temperature ben superiori. Oltretutto l’aspirazione dell’aria dall’esterno della cabina anziché dall’interno ha attratto una grande quantità di polveri e sporcizia presente in aria che i filtri installati non sono stati in grado di trattenere.

Questo, unito alle elevatissime temperature raggiunte per la diversa configurazione impiantistica precedentemente esposta, ha mandato l’inverter in derating a partire dal maggio 2019, e in maniera ancora più evidente dalla prima settimana di giugno 2019, quando ovvero si sono raggiunte temperature ambientali superiori ai 30°, nonostante la climatizzazione dell’ambiente. Il derating (depotenziamento) è infatti una modalità di un componente elettronico volta a preservare lo stesso. Ogni macchina ha delle limitazioni sulle grandezze elettriche che lo caratterizzano: tensione, corrente e temperatura. Se, durante il proprio funzionamento, il componente eccede questi limiti, può funzionare in modo non corretto o danneggiarsi irreparabilmente.

Coerentemente con quanto sottolineato, si può osservare la temperatura media dell’IGBT (insulated gate bipolar transistor) dell’Inverter 2 nel mese tipo di luglio.

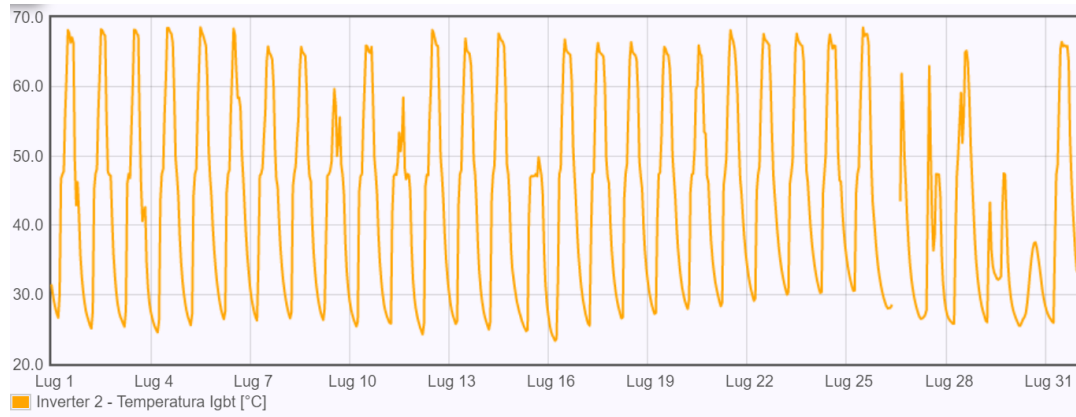


Figura 6.5. Andamento medio Temperatura IGBT Inverter 2

Nell'orario di picco, la temperatura raggiunta dal transistor dell'Inverter stazionava stabilmente intorno ai 68-69 °C: in particolare, con un'analisi più approfondita si è riscontrato che il problema di derating ha cominciato a essere ben visibile quando la temperatura dell'igbt ha superato stabilmente i 65°C a inizio giugno. Analizzando i dati di targa del particolare Inverter Santerno Sunway TG 1000V TE si nota come il range di temperatura di funzionamento della macchina sia “-25-62°C” [19]. Ogni apparecchio elettrico ha tuttavia ancora un margine di sovratemperatura di funzionamento il che rende plausibile che abbia lavorato correttamente 3/4°C oltre il limite consentito. Una volta superata la temperatura limite, come precedentemente accennato, ogni Inverter va in modalità di under-performance da derating termico per evitare di surriscaldare ulteriormente i circuiti e compromettere irrimediabilmente gli stessi.

In particolare, come si può notare dalla prossima figura , ogni Inverter è progettato per ridurre il livello di corrente prodotta, dal momento che per l'effetto Joule le perdite termiche sono direttamente proporzionali al quadrato della corrente. Di contro, seguendo la tipica curva del generatore fotovoltaico, spostandosi dal punto di massimo rendimento verso correnti minori il valore di tensione DC è aumentato di conseguenza.

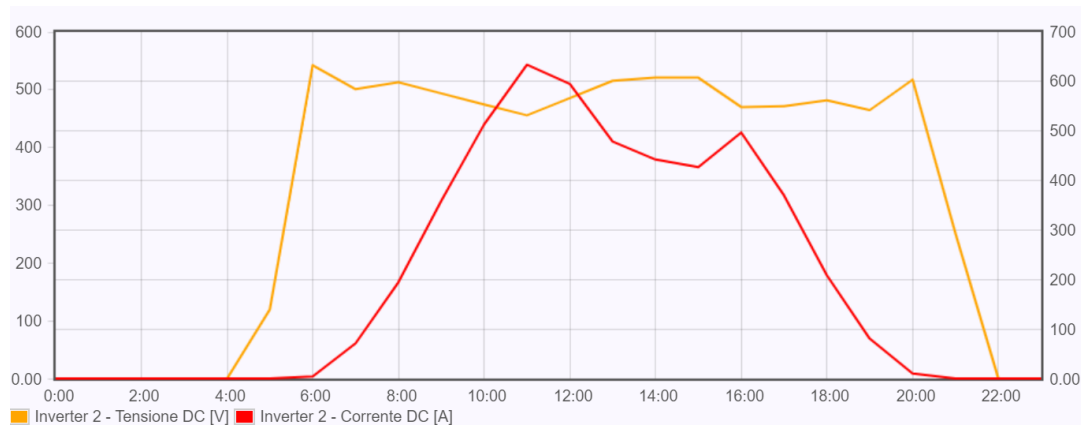


Figura 6.6. Andamento Tensione e Corrente DC Inverter 2

In figura 6.6, riportante una giornata tipica di luglio molto calda, si nota chiaramente come la tensione si riduca in maniera importante per limitare gli effetti delle perdite termiche sui circuiti. Di contro, immaginando la curva I-V del generatore fotovoltaico, la tensione a cui opera la macchina incrementa sensibilmente. Da questo trade-off di grandezze elettriche, quello che si ottiene è una riduzione della potenza prodotta dalla macchina dal momento che la curva della potenza tende a seguire quella della corrente DC.

In ultima approssimazione si può osservare dal seguente ultimo grafico le migliori avvenute dopo l'intervento di manutenzione in un giorno di fine agosto 2019.

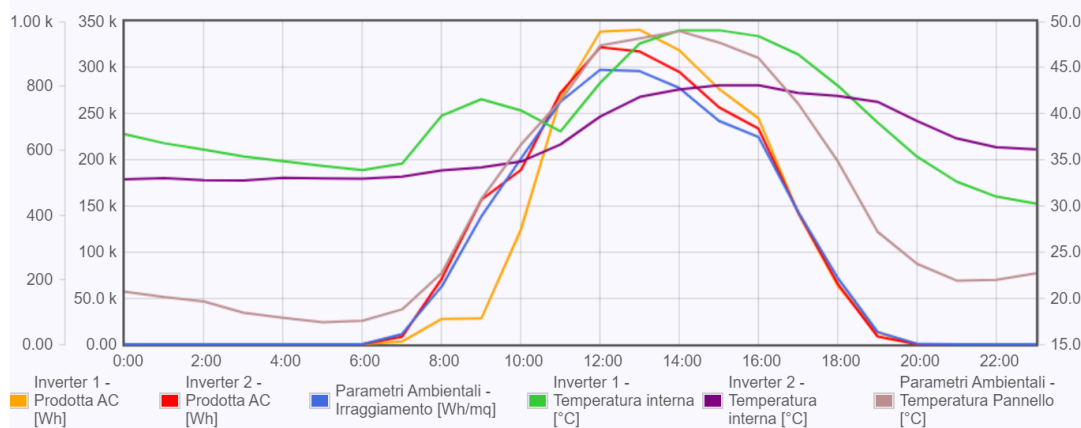


Figura 6.7. Andamento giornaliero produzione Inverter, Irraggiamento, temperatura in cabina Inverter e temperatura Pannelli

Nel grafico del telecontrollo si osserva come, dopo l'avvenuta manutenzione, la curva oraria dell'Inverter 2 segue quella dell'Inverter 1 anche nel momento di massima produzione energetica senza andare in derating. Tuttavia, per valutare l'efficacia dell'intervento manutentivo bisognerà aspettare temperature ambientali sopra i 35°C il prossimo anno: ad ogni modo, si può affermare che una corretta progettazione del sistema di ventilazione e un condotto di aerazione pulito da polveri permette una riduzione della temperatura in cabina di circa 10°C, quei gradi necessari affinché l'Inverter lavori in un range di temperatura consono anche quando è richiesta la massima produzione.

Di contro, si sottolinea nuovamente come la sottoproduzione energetica causa ombreggiatura del pioppeto sia ancora evidente e le verifiche del caso siano in corso di valutazione.

6.2.3 Valutazione sperimentale di perdita energetica impianto C1

Per valutare sperimentalmente i kWh persi a causa delle problematiche sopracitate ci si è serviti del telecontrollo messo a disposizione dalla Società. Come precedentemente accennato, il lasso temporale analizzato è molto ristretto. Oltretutto, nel primo quadrimestre dell'anno 2019 non si sono riscontrati discostamenti evidenti tra i due Inverter e quindi si è deciso di valutare sperimentalmente l'energia persa a partire da maggio 2019.

A questo punto si è eseguito un semplice calcolo integrale quantificando l'energia persa come l'area sottesa tra le due curve di interesse, ovvero l'energia prodotta dall'Inverter 1 e l'energia prodotta dall'Inverter 2 in corrente alternata (output). Come si è detto, nella prima parte della giornata la curva giornaliera dell'Inverter 1 “sottostava” a quella dell'Inverter 2 per poi invertirsi a causa del fenomeno di derating nella seconda parte, più calda della giornata. Sperimentalmente l'energia persa nei quattro mesi di interesse è risultata elevatissima. Nella seguente tabella infatti si possono quantificare i kWh persi a causa delle problematiche riscontrate:

Energia Persa maggio 2019 [kWh]	6581
Energia Persa giugno 2019 [kWh]	6692
Energia Persa luglio 2019 [kWh]	14602
Energia Persa agosto 2019 [kWh]	14957

Tabella 6.1. Quantificazione energia persa per malfunzionamenti

Nonostante il lasso di tempo molto ridotto i kWh persi sono superiori a quelli persi calcolati sperimentalmente in tre anni di esercizio per gli altri impianti. Da notare come

questa sia stata una situazione del tutto particolare con una perdita economica per la stagione estiva 2019 molto elevata per la società se si considera che questo è avvenuto per un solo impianto da 1 MW di potenza installata.

Valutando l'energia prodotta dall'impianto nei primi 8 mesi del 2019, primo anno dopo la sostituzione per disservizio dell'Inverter 2, la quota percentuale di energia persa è consistente attestandosi oltre il 5%, valore più che triplicato rispetto a quanto ottenuto nell'analisi sperimentale del capitolo precedente.

Energia Persa totale [kWh]	42833
Energia Prodotta totale [kWh]	779430
Quota Percentuale energia persa	5,50%

Tabella 6.2. Percentuale energia persa impianto C1

Separando i due contributi dell'energia persa si osserva come il fenomeno di shading presenta una percentuale sul totale del 32% con 13770 kWh persi con un impatto maggiore nei mesi di maggio e giugno e una progressiva riduzione nei mesi di luglio e agosto; la problematica di derating, come anche ben visibile dalla figura x incide per il restante 68% con 29057 kWh persi.

Parallelamente a quanto osservato, va ricordato come quanto avvenuto sia stata una situazione del tutto particolare e di difficile ripetizione. Quello che è stato esposto inoltre serve a sottolineare che una problematica ad un impianto fotovoltaico non sempre si può risolvere in breve tempo: il fenomeno di derating è stato scoperto nel luglio 2019 ma ci sono voluti quasi due mesi affinché i tecnici e gli ingegneri coinvolti scoprissero esattamente il tipo di problema e lo risolvessero. Oltretutto, il fatto che il problema sia avvenuto in estate, non ha fatto altro che enfatizzare e ingigantire la problematica e la conseguente perdita economica derivata.

6.3 Problematiche riscontrate nell'impianto C2

Le problematiche riscontrate nell'impianto C2 sono completamente differenti e possono essere facilmente capite mediante i due grafici presenti nel paragrafo. Essi riportano la curva oraria della produzione in corrente alternata del primo Inverter dell'impianto nello stesso mese per due diversi anni presi in considerazione, in particolare il 2018 e il 2019.

La prima figura si riferisce alla produzione energetica per l'anno 2018: come si può notare la curva disegnata dall'Inverter 1 rimane sempre ampiamente sotto quella dell'irraggiamento giornaliero stando a significare che la capacità produttiva della macchina non è al 100%.

È evidente una sottoproduzione energetica con conseguente ingente perdita economica per tutto l'anno e quello precedente. Si noti inoltre come l'Inverter 1 sia la macchina a cui, come da relazione tecnica presentata precedentemente, erano collegate il maggior numero di stringhe di moduli fotovoltaici. Al contrario di ciò, per tutto l'anno 2018, la produzione energetica dell'inverter 1 non si è discostata in maniera evidente da quella degli altri Inverter. Per risolvere la problematica riscontrata si è deciso di effettuare un intervento sul posto.

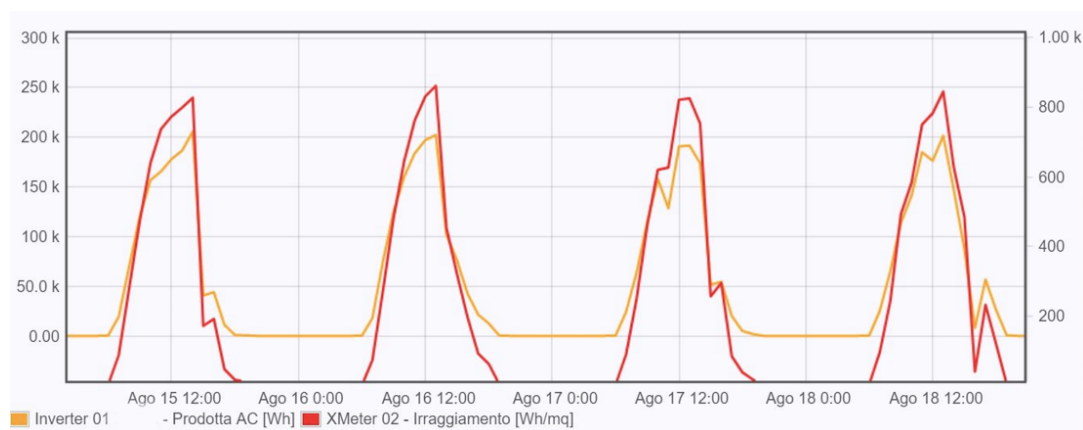


Figura 6.8. Andamento giornaliero produzione Inverter 1 e Irraggiamento in agosto 2018

La situazione dei pannelli fotovoltaici per buona parte degli stringbox connessi all'Inverter 1 presentava un evidente degrado accelerato del backsheet dovuto a violente differenze di gradiente termico che avevano distrutto lo strato di EVA (etinil-vinil-acetate) che circondava l'involucro. Dal momento che, anche in questo caso, l'impianto era entrato in funzione nel 2011 con dunque solo sette anni di normale esercizio, si è eseguita una perizia approfondita, contestando al produttore dei moduli il degrado accentuato. Il produttore ha riconosciuto le condizioni per l'attivazione della garanzia, fornendo dei moduli nuovi in sostituzione di quelli degradati. Attraverso un'ottima operazione, la ditta fornitrice dei pannelli ha sostituito tutti i moduli fotovoltaici connessi al primo Inverter a causa di un errore di produzione. Nonostante ciò, la difficile comunicazione e le tempistiche burocratiche hanno impedito che la problematica si resolvesse in tempi brevi; la sottoproduzione

infatti era già stata pienamente riscontrata durante l'anno 2017 e solo verso la fine del 2018 si sono potuti installare i nuovi pannelli fotovoltaici. L'aumento delle performance energetiche si può notare in maniera molto evidente dal grafico successivo.

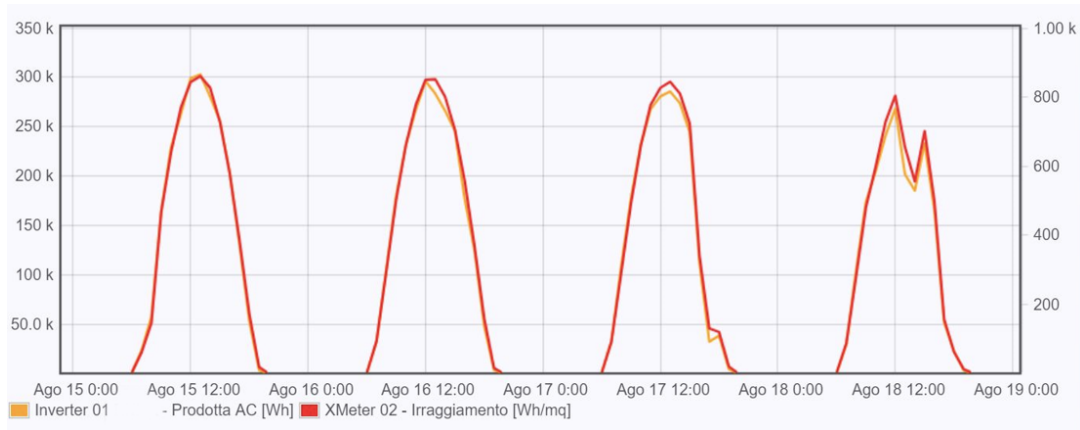


Figura 6.9. Andamento giornaliero produzione Inverter 1 e Irraggiamento in agosto 2019

Considerando solo la produzione energetica dell'Inverter 1 del solo mese di agosto, mese utilizzato come confronto, l'incremento energetico è notevole con un + 65% dall'anno precedente:

Energia Prodotta agosto 2018 [kWh]	37702
Energia Prodotta agosto 2019 [kWh]	57490

Tabella 6.3. Confronto produzione energetica

Quanto esplicitato nelle righe precedenti serve a comprendere come un'attività di revamping ben organizzata, e soprattutto come in questo caso completamente gratuita, permette di recuperare una enorme quantità di energia che altrimenti sarebbe stata persa senza che effettivamente siano avvenuti dei veri e propri guasti all'impianto.

6.3.1 Revamping su una parte di subcampo impianto C1

Nelle figure 6.10 e 6.11 si possono notare le performance dei tre Inverter messe a confronto sempre in due periodi uguali di anni diversi: nella prima immagine si nota in maniera

evidente la sottoproduzione della parte di impianto gestita dal primo Inverter. Si ricordi infatti che l’Inverter 1 gestisce 381 kWp di pannelli fotovoltaici, superiore di 50 kWp rispetto a quanto gestito dall’Inverter 2 e di quasi 100 kWp rispetto a quanto gestito dall’Inverter 3.

Per rendere il confronto più coerente si sono scelti due giorni tipici del mese di agosto in cui l’irraggiamento medio sui pannelli giornaliero presentava un discostamento inferiore al 3%.

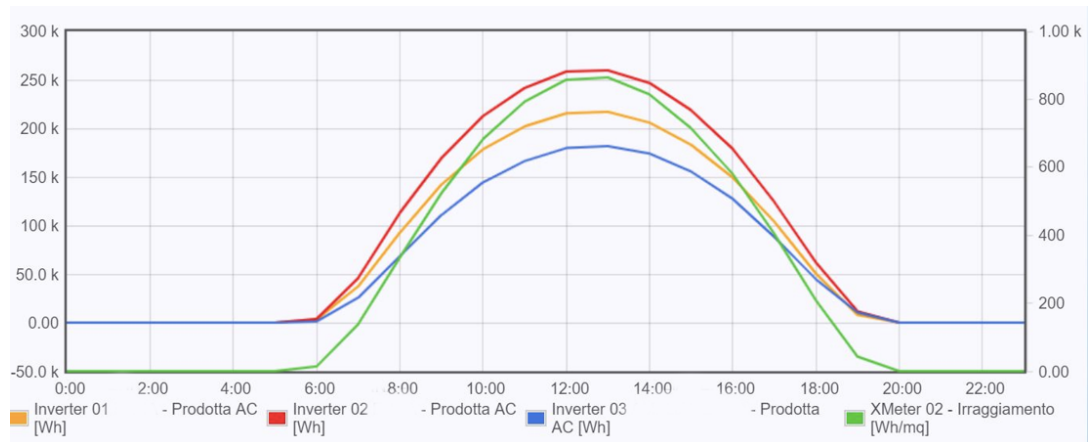


Figura 6.10. Andamento giornaliero produzione Inverter 1,2,3 e Irraggiamento nel 2018

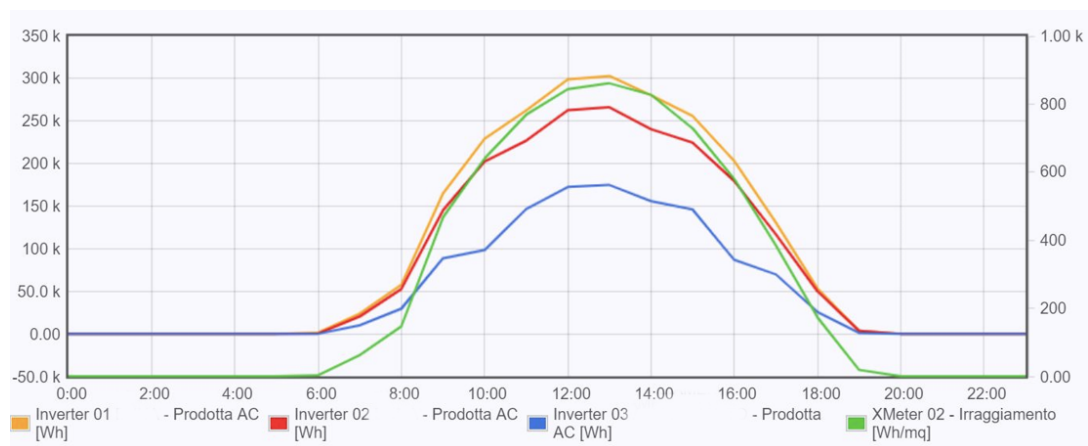


Figura 6.11. Andamento giornaliero produzione Inverter 1,2,3 e Irraggiamento nel 2019

Nel 2018 si nota come l’Inverter 1 nell’ora di massimo irraggiamento non raggiunge i 225 *kWh* all’ora prodotti, mentre si nota facilmente come, nel 2019, dopo l’opera di revamping eseguita sui pannelli, questi raggiunge il picco di 300 *kWh* all’ora prodotti.

Allo stesso tempo, soffermandoci sulle prestazioni degli altri due Inverter non si notano discostamenti eccessivi nelle prestazioni tra i due anni presi in esame. L’inverter 2 presenta una buona efficienza rimanendo stabilmente oltre i 250 *kWh* all’ora prodotti nell’ora di massimo irraggiamento.

Una menzione particolare va segnalata per quanto riguarda il terzo e ultimo Inverter. Con 291 *kWp* di pannelli fotovoltaici installati la sua produzione energetica in proporzione è inferiore a quanto prodotto dall’altro subcampo gestito dagli altri Inverter. Con una semplice uguaglianza, l’inverter 3 dovrebbe raggiungere la soglia di 220 *kWh* prodotti durante l’ora di massimo irraggiamento. In entrambi i grafici considerati invece, sottoproduce per circa 50 *kWh*. È auspicabile dunque, se non indispensabile, la programmazione di un’altra attività di revamping di pannelli fotovoltaici facenti parte del secondo subcampo. I moduli di questo subcampo, già oggetto di una parziale sostituzione del 2013, sono però di diverso produttore rispetto a quelli del subcampo 1: sono pertanto in corso tutte le valutazioni in contraddittorio per attivare le condizioni di garanzia.

Capitolo 7

Conclusioni

La presente tesi ha avuto lo scopo di eseguire un'analisi di affidabilità teorico-sperimentale e di perdita energetico-economica riguardo impianti fotovoltaici di media taglia connessi alla rete elettrica nazionale in media tensione. Tale lavoro è stato sviluppato su piccola scala, analizzando a fondo 14 impianti fotovoltaici mantenuti dall'azienda *Rios Rinnovabili S.r.l.* divisi in tre diverse configurazioni e potenza installata.

Come è noto, l'ente di standardizzazione americano MIL è un riferimento per la valutazione dell'affidabilità di componenti e sistemi anche elettrici. Nella parte iniziale dello studio, alla conclusione dell'analisi di affidabilità teorica, la prima considerazione che si può estrapolare è che una fonte autorevole come l'ente MIL non sempre fornisce supporto teorico vicino alla realtà sperimentale, soprattutto per quanto riguarda i tassi di guasto di alcuni componenti (in particolare sezionatore di corrente DC, connettore, fusibile e protezione di stringa). Dall'altro lato, il centro di ricerca NREL ed le altre fonti bibliografiche recenti forniscono tassi di guasto ben rappresentativi per quanto riguarda gli inverter (centralizzato e distribuito) e il modulo fotovoltaico dei 14 impianti fotovoltaici analizzati.

I dati scientifici da cui sono stati estrapolati i tassi di guasto del MIL, benchè vengano tuttora utilizzati, sono relativamente datati e riguardano componentistica elettrica non propriamente installata su impianti fotovoltaici e comunque operante a temperature e livelli di tensione e corrente differenti rispetto a quelli di progetto per un impianto solare. Questi dati tuttavia, sono gli unici che sono stati trovati da letteratura scientifica.

L'analisi di criticità, come rivelano gli Indici di Fussel-Vesely, ha ribadito comunque come gli inverter siano i componenti più critici dal punto di vista affidabilistico seguiti dai pannelli fotovoltaici per entrambe le configurazioni; i componenti i cui dati sono stati estrapolati dal MIL risultano invece meno critici nell'analisi di affidabilità teorica.

In una prima fase dello studio sperimentale, i componenti analizzati sono stati considerati riparabili, ottenendo tuttavia discrepanze elevate dal modello teorico per la quasi totalità

di essi. Successivamente, l'ipotesi di non riparabilità dei componenti ed effettiva sostituzione degli stessi si è dimostrata veritiera: i tassi di guasto valutati con i dati sperimentali e quelli estrapolati da letteratura scientifica sono decisamente coerenti e comparabili.

Eseguendo l'analisi a livello di impianto il secondo dato utile riportabile invece, è che l'affidabilità complessiva è inversamente proporzionale alla potenza installata e al numero di inverter presenti.

Nella parte conclusiva dell'analisi affidabilistica, è stato svolto il confronto tra l'indagine di affidabilità semi-empirica e il modello teorico per valutare quali differenze intercorressero anche tra i MTTF sperimentali e teorici per le due tipologie di impianto fotovoltaico analizzate. La principale problematica riscontrata qui è che negli impianti a Inverter centralizzati accadono molti più guasti, generalmente di tipo software, di quanti se ne aspetterebbero dal tasso teorico. Questo fa sì che, seppure ne siano installati al massimo 3 per MW, il confronto non sia compatibile con quanto ottenuto dall'analisi teorico-statistica. Al contrario, per gli impianti a Inverter distribuito il confronto è assolutamente coerente e realistico.

La tesi successivamente si è concentrata sulla determinazione delle perdite energetiche collegate alla mancata produzione durante il tempo di riparazione dei guasti.

Al termine dell'analisi di perdita energetica dovuta ai guasti, eseguita per differenza tra l'energia teoricamente producibile con un Performance Ratio dell'80% medio annuale e quella effettivamente prodotta misurata dal contatore di media, si sono ottenuti i valori di quota percentuale di energia persa di ogni impianto. Andando a confrontare queste percentuali, si è notato come tale valore si attesti sempre sotto l'1% specialmente per l'impianto da 4 MW (0.35% per l'impianto da 4 MW, 0.93% per l'impianto da 1 MW, 0.72% per l'impianto da 1.8 MW). L'impianto da 4 MW infatti, nonostante presenti un numero di disservizi maggiore (MTTF minore) rispetto a quello da 1 MW e quello da 1.8 MW, rivela una minore gravità energetica dei disservizi. Tale risultato ha una spiegazione puramente economica: più è grande l'impianto, maggiore è l'entità del contratto di manutenzione tra il proprietario dell'impianto e il manutentore.

Nella parte conclusiva, l'analisi economica ha valutato il *levelized cost of electricity (LCOE)* da generazione fotovoltaica per le diverse classi di potenza e configurazione. Al netto dei maggiori costi di investimento iniziale, l'impianto da 4 MW si è dimostrato quello più valido con un *LCOE* di 0,0958 €/kWh a fronte di 0,1162 €/kWh e 0,1054 €/kWh rispettivamente per gli impianti da 1 MW a inverter centralizzato e 1.8 MW a inverter distribuito. Tali valori sono soddisfacenti per impianti entrati in esercizio nel 2011. A ciò si è voluto aggiungere anche una deviazione che valutasse l'impatto che i guasti hanno comportato in termini di perdite economiche, e quindi di ulteriori costi di O&M da considerare.

Quanto ottenuto non ha fatto altro che dimostrare la competitività della tecnologia multi-megawatt a inverter centralizzati. L'analisi economica aggiuntiva portata a termine ha sottolineato come l'incremento percentuale del *LCOE* dovuto alla perdita economica legata ai guasti sia circa il triplo della quota percentuale di energia persa dovuta proprio a quei guasti. In particolare, l'incremento del *LCOE* è stato di +3,07%, +2,51% e +1,31% rispettivamente per gli impianti da 1, 1.8 e 4 MW di potenza installata.

Il capitolo conclusivo infine, ci ha mostrato come problematiche all'apparenza marginali, come il derating di un inverter, l'ombreggiatura o il degradamento di moduli fotovoltaici comportino in realtà perdite decisamente ingenti e inaspettate, incredibilmente superiori rispetto a quelle di un singolo guasto immediatamente rilevabile e risolvibile.

Ringraziamenti

Merito importante per la stesura di questa tesi è da rivolgere al professor Filippo Sertino che non mi ha mai fatto mancare il suo supporto durante questi lunghi mesi. A lui va anche il merito per avermi fatto appassionare al mondo del solare fotovoltaico e tutto quello che circonda questa straordinaria fonte rinnovabile.

Ringrazio i miei genitori per non avermi mai fatto mancare nulla durante il percorso di triennale prima e magistrale poi svolto presso il Politecnico di Torino, Giulia a cui sono straordinariamente grato per la vicinanza e il supporto sia durante le faticose sessioni esami invernali ed estive così come nella vita di tutti i giorni. Voglio rivolgere un pensiero di ringraziamento anche ad Alessandro, Alessio e Gianluca: chi più da vicino, chi più da lontano hanno sempre saputo avere una parola di riguardo ed incoraggiamento e per questo rimangono con affetto nel mio cuore.

Voglio ricordare tutti i miei Amici e Parenti, chi ancora qui con me a supportarmi tutti i giorni e chi da lassù a vegliare su di me. La vita è un lungo cammino ma percorrerlo insieme a persone che ti vogliono bene lo rende entusiasmante e fantastico: vi ringrazio di cuore per esserci stati sempre.

Per ultimo ma non meno importante, non dimentico anche gli aiuti di Marco, Gabriele e Giorgio per avermi supportato e fornito tutti i dati necessari per la stesura di questo elaborato. A loro vanno i miei più sentiti ringraziamenti.

Bibliografia

- [1] Global Market Outlook for Solar Power 2018-2022
- [2] GSE. Rapporto Statistico - Solare Fotovoltaico [2017]
- [3] Renewables 2018 - Global Status Report (GSR) - REN21
- [4] JRC Science For Policy Report *PV Status Report 2018 - Jager-Waldau, A.*
- [5] Amir Ahadi , Noradin Ghadimi, Davar Mirabassi *Reliability Assesment for components of large scale photovoltaic systems*
- [6] Gabriele Zini, Christophe Mangeant , Jens Merten *Reliability of large-scale grid-connected photovoltaic systems*
- [7] Liudong Xing and Suprasad V. Amari *Fault Tree Analysis chapter 38*
- [8] A. Sayed, M. El-Shimy, M. El-Metwally, M. Elshaded *Reliability, Availability and Maintainability Analysis for Grid-Connected Solar Photovoltaic Systems*
- [9] Stefan Baschel, Elena Koubli, Jyotirmoy Roy, Ralph Gottschalg *Impact of Component Reliability on Large Scale Photovoltaic Systems' performance*
- [10] M.A. Mousa, I.M. Molokhia, I.M. Saleh Ibrahim *Reliability Analysis of photovoltaic system*
- [11] Isidoro Lillo-Bravo, Pablo Gonzalez-Martinez, Miguel Larraneta, Josè Guasumba-Codena *Impact of Energy Losses Due to Failures on Photovoltaic Plant Energy Balance*
- [12] Electrical Engineering Department, Philadelphia University, Jordan *PV Inverters Reliability Prediction*
- [13] Sergio Contini, Giacomo G.M. Cojazzi, Guido Renda, Giuseppe de Cola *La metodologia astra per l'analisi di affidabilità di sistemi complessi*

- [14] Geoffrey T. Klise, Olga Lavrova, Renee Gooding *PV system component fault and failure compilation and analysis*
- [15] Firas Obeidat and Roger Shuttleworth *PV Inverters Reliability Prediction*
- [16] Reliability prediction of electronic equipment, MIL-HDBK-217F, 217F Notice 1, 217 Notice 2, Department of Defense USA; 1990
- [17] Fraunhofer ISE, Institute for solar energy system *Levelized cost of electricity of renewable energies, May 2012*
- [18] Schneider Electric *A quantitative comparison of central Inverters and String Inverters in Utility-Scale Solar Systems in North America, December 2016*
- [19] Santerno *Santerno Catalogo Solar*
- [20] Materiale corso "Power Generation". Prof. Filippo Spertino
- [21] Materiale corso "Risk Analysis". Prof. Andrea Carpignano
- [22] <https://luce-gas.it/guida/mercato/filiera-elettrica/differenza-alta-media-bassa-tensione>
- [23] <http://biblus.acca.it/focus/sistemi-di-accumulo-cosa-sono-e-come-progettarli-con-lautilio-di-un-software/>
- [24] <http://www.consulente-energia.com/ah-dimensionamento-fusibili-per-un-impianto-fotovoltaico-quali-fusibili-usare-in-un-pannello-o-stringa-fusibili-rapidi-fotovoltaico-per-protezione-da-sovreatensioni-volt-ampere.html>
- [25] <https://www.nrel.gov/news/program/2017/failures-pv-panels-degradation.html>