

# **Análise de fiabilidade e disponibilidade de uma central fotovoltaica**

*Ricardo Miguel Silva Bento Alves*

## **Dissertação de Mestrado**

Orientador na FEUP: Prof. Ana Isabel Palmero Marrero

Orientador na empresa: Eng.º Nuno Miguel Câmara



**Mestrado Integrado em Engenharia Mecânica**

Fevereiro 2019



*“It matters not how strait the gate,  
How charged with punishments the scroll.  
I am the master of my fate:  
I am the captain of my soul.”*

*William Ernest Henley*

*(Esta página foi deliberadamente escrita apenas com esta frase)*

## Resumo

A presente dissertação foi realizada no âmbito da Unidade Curricular Dissertação, enquadra-se no 5º ano do plano de estudos da opção Energia Térmica do Mestrado Integrado em Engenharia Mecânica da Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto e foi realizado em estágio na empresa Voltalia.

Os objetivos deste trabalho centram-se na análise da disponibilidade, fiabilidade e risco dos subsistemas pertencentes a uma central fotovoltaica, por meio da análise às falhas registadas durante quatro anos e meio (39420 h) de monitorização e do desenvolvimento de modelos de cálculo destes indicadores de acordo com a realidade da central fotovoltaica.

A aquisição de dados referentes às falhas na central, apresenta lacunas de informação quando aplicado a análises das do tipo realizadas neste trabalho. Para combater este entrave, foi estudado o funcionamento da central e realizado um levantamento dos modos de falha e eventos que ocorrem na central, com uma classificação da sua criticidade e identificação das suas consequências imediatas e potenciais.

Foram construídas Árvores de falha para uma modelação lógica das falhas, relacionando-as com os eventos de topo indesejados que ocorrem na central. Esta modelação foi realizada para que seja possível a sua aplicação noutras centrais fotovoltaicas.

Para a análise de disponibilidade da central, foram estabelecidas diferentes condições de funcionamento para melhor entender a realidade que esta apresenta. Conclui-se que em 99,72% do tempo de monitorização, a central encontrou-se em condições de produzir energia e que em 97,11% todos os inversores estiveram operacionais. No entanto, apenas em 53,50% do tempo total, é que a central esteve em condições de produção máxima possível.

O impacto na potência disponível da paragem de um inversor é de 3,96%, este valor relaciona-se com 2,66% de indisponibilidade da central e por isso é um risco para a produção de energia da central considerável. Por sua vez, a baixa disponibilidade da central em condições de produção máxima, causada pelo evento “inversor em baixa produção” tem o seu risco todo do lado do tempo de paragem, visto que tem um impacto médio de apenas 0,62% da potência disponível, por falha,

A fiabilidade dos subsistemas para períodos curtos foram, no geral, altas, no entanto para o período de um ano registaram-se valores mais modestos, especialmente nos subsistemas de proteção de equipamentos e da ligação à rede, devido à fragilidade deste último e à interligação da sua falha com falhas do primeiro subsistema. Isto levou a concluir que a ligação à rede é o ponto mais frágil desta central e o aumento da sua fiabilidade, resultaria não só no aumento da fiabilidade dos outros subsistemas, mas também na diminuição do impacto energético que a central sofre.

Em termos de segurança, foi identificado como ponto mais crítico da central os cabos DC. As falhas de isolamento experienciadas por estes, trazem um risco de segurança muito alto para os operadores da central, podendo resultar em morte por eletrocução. Para além disto, esta falha acarreta um impacto energético considerável, concluindo-se que é à cablagem que deve ser dada mais atenção em futuras ações de manutenção preventiva.

*(Esta página foi deliberadamente escrita apenas com esta frase)*

## Abstract

This dissertation was developed as a final project of the Integrated Master's in Mechanical Engineering course taught at Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto (FEUP) and alongside the Operations and Maintenance department of Voltalia.

The main goal of this work is to evaluate the reliability, availability and risk of the subsystems within a solar power plant, through the analysis of failures that occurred, in a given power plant, throughout the last four years and a half (39420 h) and by developing tools and models to calculate these parameters, according to the reality of the given system.

The data acquisition performed in the power plant, does not fit the needs of the analysis that this work presents. To complete the data with the required information, a study of the operation of the power plant was performed, as well as an analysis of the failure modes and events criticality, with the identification of the immediate and potential consequences of each event.

Fault trees of undesired top events of the power plant were built, to relate the top events with the failures that occurred in a logical manner. These fault trees were built so that its relevance is transversal to any grid connected power plant.

To perform a broad evaluation of the availability of the plant, a set of working conditions were defined. The results revealed that through the whole period of observation the totality of power plant was functional in 99.72% of the time. Given the condition of having a maximum of one inverter not functioning, the power plant presented an availability of 97.11%, reaching once more a great result. Despite this, the plant was fully functional in only 53.50% of the observation period, this is due to the small events that affect it.

The impact on the available power of the power plant caused by the stoppage of an inverter is 3.96%, which reflects itself over an unavailability of 2.66% of the total time. Thus, this event's associated risk is considerable. The plummet of the availability caused by the low production of an inverter is evened by its low impact, registering only 0.62% of the total available power, nevertheless the risk associated to this event is considerable due to its mean down time.

The reliability analysis concluded that, for short periods of time most of the subsystems are fairly reliable, but this reliability plummets when a period of one year is considered, namely in the inverter and grid connection subsystems, due to the fragility of the latter and its interconnection with the failures within the first subsystem. This shows that the grid connection subsystem is the weakest point in the powerplant and that the reliability growth it can experience, would affect greatly the reliability of other subsystems as well as the energy impact that affects this powerplant.

The DC cables were identified as the most dangerous equipment in the powerplant, due to the consequence of the failures it experiences. An isolation failure of the DC cables has a very difficult resolution proceeding and can result in death if not performed correctly. Furthermore, this event carries a considerable energetic impact and thus should be given a lot of attention in future preventive maintenance actions.

*(Esta página foi deliberadamente escrita apenas com esta frase)*



## Agradecimentos

Ao meu orientador Eng.º Nuno Miguel Câmara, agradeço pelo desafio proposto, por todo o apoio e conhecimento transmitido mas acima de tudo, pelo interesse no sucesso deste trabalho ao discutir cada ponto e cada ideia, sem o qual a realização desta dissertação não seria possível. Agradeço também a todo o pessoal da Voltalia, nomeadamente ao departamento de ROME e aos companheiros de viagem.

À minha orientador na FEUP, Prof. Ana Isabel Palmero Marrero, por toda a disponibilidade, sugestões e motivação durante a redação da tese, que de facto contribuíram muito para o resultado final.

Aos meus amigos que foram a minha família numa cidade que não era a minha, mas que com eles o lugar torna-se indiferente, ao William, ao Rafael, ao Kevin, ao Diogo, ao Luís e ao João.

Àqueles com quem partilhei os maiores e melhores desafios, o Francisco, o Abel, o Diogo e a Bárbara.

Aos de sempre, Miguel, Tiago, Joana e André.

E finalmente, a todos os que quando mais precisei, fizeram de tudo para estar ao meu lado, obrigado.

À minha família pelo apoio incondicional, por todo o amor e acima de tudo por toda a força.

À minha Mãe, que está sempre ao meu lado e espera sempre por mim, por todas as conversas, discussões e telefonemas com saudade.

Ao meu Pai, por me fazer quem sou e me mostrar o que significa viver a vida.

*(Esta página foi deliberadamente escrita apenas com esta frase)*

# Índice de Conteúdos

1	Introdução.....	1
1.1	Enquadramento do projeto e motivação.....	1
1.2	Voltalia e enquadramento do Projeto no plano da empresa.....	1
1.3	Objetivos do projeto.....	2
1.4	Método seguido no projeto.....	2
1.5	Estrutura da dissertação.....	3
2	Estado da Arte.....	5
2.1	Sistema Fotovoltaico.....	5
2.1.1	A célula fotovoltaica.....	5
2.1.2	Tipos de sistemas fotovoltaicos.....	8
2.1.3	Equipamentos de um sistema conectado à rede.....	11
2.1.4	Monitorização do sistema.....	20
2.2	Fiabilidade e disponibilidade de um sistema.....	24
2.2.1	Incidente, falha e avaria.....	24
2.2.2	<i>Failure Modes, Effects and Criticality Analysis</i> (Análise FMECA).....	26
2.2.3	Fiabilidade de um sistema reparável.....	27
2.2.4	Modelação de falhas e do sistema.....	30
3	A Central Fotovoltaica em Estudo.....	37
3.1	Apresentação.....	37
3.2	Caracterização da Central.....	37
3.2.1	Monitorização, operação e manutenção da Central fotovoltaica.....	40
3.3	Falhas da aquisição de dados para a análise de fiabilidade.....	43
4	Estudo da Fiabilidade e Disponibilidade da Central Fotovoltaica.....	47
4.1	Abordagem do problema.....	47
4.2	Tratamento de Dados e Classificação de Incidentes.....	47
4.2.1	Análise às falhas por subsistema e equipamento.....	50
4.3	Disponibilidade da central e impacto energético dos eventos.....	52
4.4	Fiabilidade dos subsistemas.....	61
4.4.1	Análise à fiabilidade dos subsistemas.....	62
5	Conclusões e sugestões para o futuro.....	69
6	Referências.....	73
	ANEXO A: Especificações técnicas dos módulos fotovoltaicos.....	75
	ANEXO B: Especificações técnicas dos Inversores.....	77
	ANEXO C: Análise FMECA.....	83
	ANEXO D: Fault Trees.....	89

*(Esta página foi deliberadamente escrita apenas com esta frase)*

## Abreviaturas

AC	Alternate current
ACCB	AC circuit breaker
ALD	Advanced Logistics Development
CD	CIM DAC
CDC	DC Cables
CF	Condição de funcionamento
CSP	Central sem Produção
DC	Direct current
DCC	DC Choppeer
DM	Damaged Module
EC	Extreme conditions
EPC	Engineering, Procurement and Construction Management
EVA	Ethylene Vinyl Acetate
F	Failure
FEUP	Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto
FMECA	Failure modes and events critical analysis
FT	Fault Tree
FTA	Fault Tree Analysis
GB	Generation Box
GF	Grid fault
HF	Human failure
HT	High temperature
IBP	Inversor em baixa produção
IL	Incident List
ISP	Inversor sem produção
JB	Junction Box
LIR	Low Insulation Resistance
MC	Manutenção Corretiva
MDT	Mean Down Time
MP	Manutenção Preventiva
MTBF	Mean Time Between Failures
MTTR	Mean Time to Repair
NASA	National Aeronautics and Space Association
O&M	Operação e Manutenção

OMS	Operation and Maintenance Service
OT	Overtemperature
PPM	Ponto máximo de potência/ Maximum Power point
PRG	Protection relay on grid
PT	Power Transformer
PVM	Photovoltaic Module
RAM	Reliability, Availability and Maintainability
RF	Resistor fault
RGF	Regulation fault
ROME	Remote Operation and Maintenance Engineering
S	Stopped
SCADA	Supervision Control and Data Acquisition
SINV	Stopped inverter
SPPM/MPPT	Seguidor do Ponto máximo de potência / Maximum power point tracker
T	Triggered
TF	Test failure
TGF	Triggered after Grid fault

## Nomenclatura

$A(t)$	Disponibilidade num período temporal
$A_c$	Secção do cabo [m <sup>2</sup> ]
$D(t)$	Desgaste temporal
$I_{mpp}$	Corrente para o ponto máximo de potência [A]
$I_{ph}$	Corrente gerada pela incidência de luz [A]
$I_{sc}$	Corrente de curto circuito [A]
$l$	Comprimento do cabo [m]
$P(t)$	Probabilidade de falhas para um período temporal
$P_{cabo}$	Perdas de potência do cabo DC [W]
$P_{max}$	Potência máxima [W]
$Q(t)$	Indisponibilidade num período temporal
$R(t)$	Fiabilidade para um período temporal
$R_{cabo}$	Resistência do cabo [ $\Omega$ ]
$R_L$	Resistência de comprimento do cabo [ $\Omega$ ]
$t$	tempo [h]
$V_{cabo}$	Tensão do cabo DC [V]
$V_{mpp}$	Tensão para o ponto máximo de potência [V]
$V_{oc}$	Tensão de curto circuito [V]

## Símbolos gregos

$\eta$	Eficiência [%]
$\lambda$	Taxa de ocorrência de falha [falhas/10 <sup>6</sup> h]
$\lambda_T$	Taxa de ocorrência de falhas total [falhas/10 <sup>6</sup> h]
$\lambda_i$	Taxa de ocorrência de falhas de um equipamento i [falhas/10 <sup>6</sup> h]
$\mu$	Média da distribuição normal
$\rho$	Resistência específica [ $\Omega$ .m]
$\sigma$	Condutância específica [S.m]
$\sigma_s$	Desvio padrão da distribuição normal



## Índice de Figuras

Figura 1 - Células solares de silício monocristalino(a) e silício policristalino(b). (GREEN-PRO 2004). .....	5
Figura 2 - Célula de silício amorfo. (Ali Express 2019). .....	7
Figura 3 - Princípio da sobreposição para células solares. (Markvart e Castañer 2003). .....	7
Figura 4 - Curvas características IV de uma célula solar ideal (em cima) e potência produzida pela célula (em baixo). (Markvart e Castañer 2003). .....	8
Figura 5 - Esquema representativo de um sistema <i>Stand-Alone</i> simples (a) e complexo (b). (Jäger, et al. 2014). .....	9
Figura 6 - Esquema representativo de um sistema fotovoltaico ligado à rede. (Jäger, et al. 2014). .....	10
Figura 7 - Central fotovoltaica ligada à rede, com $P_N = 18,5MW_p$ , na Hungria (Ossenbrink 2015). .....	10
Figura 8 - Esquema representativo de um sistema fotovoltaico híbrido. (Jäger, et al. 2014). .	11
Figura 9 - Célula solar (a), módulo solar (b), painel solar (c). (Jäger, et al. 2014). .....	12
Figura 10- Interligação em série de células fotovoltaicas. (GREEN-PRO 2004). .....	12
Figura 11 – Componentes de um módulo fotovoltaico cristalino (GREEN-PRO 2004). .....	13
Figura 12 - Ilustração uma string com uma célula sombreada parcialmente (a), em (b) é possível verificar o impacto que o sombreamento tem na curva IV. Um diodo de bypass resolve o problema facilmente como se pode ver em (c). (Jäger, et al. 2014). .....	13
Figura 13 - Ligação de células solares em série (a) e em paralelo (b). (Jäger, et al. 2014). ....	14
Figura 14 - Curvas IV de células associadas em série e em paralelo. (Jäger, et al. 2014). .....	14
Figura 15 - Curva genérica IV e respetiva curva PV com indicação do PPM. (Jäger, et al. 2014). .....	15
Figura 16 - Efeito da temperatura e da irradiação na Curva IV. (Jäger, et al. 2014). .....	15
Figura 17 - Esquema representativo de sistema FV com inversor central. (Jäger, et al. 2014). .....	18
Figura 18 - Esquema representativo de sistema FV com inversores de módulos. (Jäger, et al. 2014). .....	18
Figura 19 - Esquema representativo de sistema FV com inversor de <i>string</i> . (Jäger, et al. 2014). .....	19
Figura 20 - Estação meteorológica típica de uma central fotovoltaica. [PPT Voltalia] .....	20
Figura 21 - Célula solar de referência instalada junto de um painel solar. .....	20
Figura 22 - Sensor de temperatura (à esquerda) instalado na parte de trás de um módulo fotovoltaico. .....	21
Figura 23 - Controladores de <i>string</i> . .....	21
Figura 24 - Detecção de falhas no painel, estas podem resultar em pontos quentes devido a sombreamento (a) e quebra do vidro do painel fotovoltaico (b). A termografia revela um painel com um diodo a conduzir baixando a potência do módulo (c). .....	22
Figura 25 - Esquema representativo do circuito elétrico desde a entrada do inversor até à entrada na rede. .....	23

Figura 26 - Medidor de resistência de isolamento. Este equipamento permite a detecção de falhas de isolamento ao longo da cablagem DC. ....	23
Figura 27 - Curva P-F indicadora do desgaste ao longo do tempo de um componente. Aqui é evidenciado o rápido aumento do desgaste desde o momento em que o sistema começa a apresentar fragilidades. (Jiang 2015). ....	25
Figura 28 - Gráfico representativo do processo Falha-Reparação. (Jiang 2015). ....	27
Figura 29 - Curva da banheira para sistemas reparáveis. (Carrol, et al. 2015). ....	28
Figura 30 - Portas lógicas de uma FT, porta lógica OU (a), E (b), voto maioritário (c) e transferência (d) (MIIT Informain 2014). ....	31
Figura 31 - Fault Tree de um sistema, o Evento de topo neste caso será <i>Inverter Stopped</i> , no canto inferior direito, está representada a FT referente à transferência selecionada. ....	31
Figura 32 - Sistema em série genérico. (MIIT Informain 2014). ....	32
Figura 33 - Sistema em paralelo genérico. (MIIT Informain 2014). ....	32
Figura 34 - Fault Tree representativa do evento "Inversor Parado" com taxa de ocorrência de falhas ( $FR=\lambda$ ) e indisponibilidade de cada evento ou estado constituinte da análise. ....	34
Figura 35 - Fault Tree genérica. Adaptado de (MIIT Informain 2014). ....	34
Figura 36 – Esquema bifilar representativo da ligação e agrupamento entre as strings de módulos por parte da caixa de junção. ....	38
Figura 37 - Esquema bifilar representativo da ligação e agrupamento das caixas de junção por parte das caixas de agrupamento. ....	38
Figura 38 - Diagrama de blocos do inversor Siemens PVS1000. ....	39
Figura 39 - Informação descritiva de um incidente no software OMS. ....	41
Figura 40 - Descrição detalhada do incidente (em baixo) e da resolução (em cima) com especificação da componente em falha e impacto na produção. ....	42
Figura 41 - Campos abertos permitem erros na descrição dos incidentes, que posteriormente vão condicionar a análise de dados por não serem totalmente fiáveis. ....	43
Figura 42 - Campos abertos com reporte de vários incidentes num só incidente (em cima) e a incongruência dos dados de dois incidentes iguais (em baixo). ....	44
Figura 43 - Parcela da folha de cálculo utilizada na análise aos incidentes com os campos de caracterização utilizados. ....	48
Figura 44 - Esquema representativo da realidade da central, para os dois primeiros eventos de topo. ....	53
Figura 45 - Esquema representativo da realidade, para a condição de inversor com produção máxima possível. ....	54
Figura 46 - Esquema representativo da realidade da central, para o incumprimento da condição de produção máxima possível. ....	56
Figura 47 - Disponibilidade da central fotovoltaica para as condições de funcionamento definida e impacto percentual na potência disponível de cada evento de topo. ....	60
Figura 48 - Esquema representativo da realidade da central, para os subsistemas de equipamentos. ....	61

## Índice de Tabelas

Tabela 1 - Equipamentos da central por subsistema .....	40
Tabela 2 - Descrição dos campos utilizados na classificação dos incidentes .....	49
Tabela 3 - Falhas registadas, taxa de ocorrência e Mean Down Time, no subsistema "Transformação de Energia", por equipamento .....	50
Tabela 4 - Falhas registadas, taxa de ocorrência e <i>Mean Down Time</i> , no subsistema "Condução e Seccionamento DC", por equipamento .....	50
Tabela 5 - Falhas registadas, taxa de ocorrência de falhas e Mean Down Time, no subsistema "Inversor", por equipamento .....	51
Tabela 6 - Falhas registadas, taxa de ocorrência de falhas e <i>Mean Down Time</i> , no subsistema "Transformador", por equipamento.....	52
Tabela 7 - Falhas registadas, taxa de ocorrência e <i>Mean Down Time</i> , no subsistema "Rede", por equipamento. ....	52
Tabela 8 - Taxa de ocorrência de falhas e tempo de duração médio dos eventos de topo.....	53
Tabela 9 - Taxa de ocorrência de falhas e tempo de duração médio dos eventos de topo, para a realidade da central em estudo .....	54
Tabela 10 - Disponibilidade da central, e demais parâmetros, para a CF: Inversores com capacidade de funcionamento .....	55
Tabela 11 - Disponibilidade da central, e demais parâmetros, para a CF: Central com capacidade de produção .....	55
Tabela 12 - Disponibilidade da central, e demais parâmetros utilizados, para a CF: Central com capacidade de produção máxima.....	56
Tabela 13 - Impacto na potência disponível absoluto e percentual, por cada falha que conduza à perda parcial da capacidade de funcionamento de um inversor.....	57
Tabela 14 - Impacto na potência disponível absoluto e percentual, por cada falha que conduza à perda total da capacidade de funcionamento de um inversor.....	58
Tabela 15 - Impacto na potência disponível absoluto e percentual, por cada falha que conduza à perda total da capacidade de funcionamento da central .....	59
Tabela 16 - Impacto na potência disponível absoluto e relativo, cada evento de topo durante o período de observação.....	59
Tabela 17 - Taxa de ocorrência de falhas e tempo médio de paragem de cada subsistema.....	61
Tabela 18 - Fiabilidade do subsistema Transformação de Energia e dos equipamentos para cada falha.....	62
Tabela 19 - Fiabilidade do subsistema Condução e Seccionamento DC e dos equipamentos para cada falha .....	63
Tabela 20 - Fiabilidade do subsistema Inversor e dos equipamentos para cada falha .....	64
Tabela 21 - Fiabilidade do subsistema Inversor e dos equipamentos para cada falha, que conduza à falha parcial do subsistema .....	65
Tabela 22 - Fiabilidade do subsistema Transformador e dos equipamentos para cada falha .	66
Tabela 23 - Fiabilidade do subsistema Rede e dos equipamentos para cada falha .....	67
Tabela 24 - Resultados de fiabilidade dos subsistemas para os períodos considerados .....	68

Tabela A1 - Tabela de comparação das características elétricas dos módulos presentes na central fotovoltaica em estudo [<http://www.solardesigntool.com> visitado em 20 de Janeiro às 10:30] ..... 75

# 1 Introdução

Neste primeiro capítulo é feito um enquadramento do projeto realçando a motivação para a execução do mesmo, seguida da apresentação da empresa na qual foi realizado apresentado o departamento da mesma que colaborou no projeto. Posteriormente, os objetivos e o método utilizado são apresentados, seguido da apresentação da estrutura da dissertação.

## 1.1 Enquadramento do projeto e motivação

O projeto presente “Análise de Fiabilidade e Disponibilidade de uma Central Fotovoltaica”, foi realizado na empresa Voltalia com a colaboração do departamento de *Remote Operation and Maintenance Engineering* (ROME).

A compreensão das centrais fotovoltaicas e da manutenção que é realizada nestas, está intrínseca aos profissionais que trabalham com a tecnologia há vários anos, procurando manter-se atualizados com as novas tecnologias, já que a área fotovoltaica está em constante evolução.

Para além disto, esta noção do comportamento e das respostas que as centrais dá, apesar de estar bem incutida nos profissionais, não pode ser replicada quando estes se vêm numa localização geográfica com condições climatológicas completamente diferentes. Estas condições afetam diretamente a resposta dos equipamentos instalados nas centrais fotovoltaicas.

Para combater esta dificuldade, torna-se necessário estudar uma central como um todo e perceber quais respostas são naturais dos equipamentos e quais são promovidas pelas condições ambientais. Só assim, se consegue retirar o máximo de proveito das ações de manutenção, pois estas dependem diretamente das condições climatológicas do local onde a central está inserida.

Foi proposto este projeto para promover uma melhor compreensão da situação atual e fragilidades da central em estudo, com o objetivo de, posteriormente, replicar o estudo para as restantes centrais sob a alçada da Voltalia. Procura-se assim colmatar a falta de informação sobre as falhas que condicionam as centrais fotovoltaicas, já que a análise feita atualmente pela empresa, tem um cariz de reporte de informação e até agora não se tem avaliado profundamente este tipo de dados, como foi realizado neste trabalho.

## 1.2 Voltalia e enquadramento do Projeto no plano da empresa

A Voltalia, fundada em 2005, é uma empresa que opera no ramo das energias renováveis, está no mercado da energia solar, eólica, hídrica e biomassa e procura o melhoramento do ambiente globalmente promovendo o desenvolvimento local (Voltalia 2018).

Tem uma visão a que chama "m<sup>3</sup>" e esta entende-se por:

- *multi-energy*, referente aos 4 tipos diferentes de produção de energia com que trabalha (solar, eólica, hídrica e biomassa);
- *multi-business model* traduzido na oferta de todo o tipo serviços, para cada uma das soluções de produção de energia com que trabalha, desde Desenvolvimento de Projetos, EPC (*Engineering, Procurement and Construction Management*), serviços de O&M (*Operation and Maintenance*) e venda de energia;
- *multi-country*, referente à posição que já ocupa e vontade de crescer internacionalmente.

A Voltalia vê-se como um *player* integrado e internacional no campo das energias renováveis (Voltalia 2018).

O departamento de Operação de Manutenção da Voltalia, está presente em 4 continentes (Europa, América do Sul e Central, África e Ásia) sendo responsável por cerca de 1,2 GW distribuídos pelas 4 fontes de energia com que trabalha, destacando-se o controlo de 670 MW nos cerca de 550 centrais fotovoltaicas e perto de 300 MW em recursos eólicos.

A cada central sob a alçada da Voltalia realizam-se serviços constantes de monitorização e supervisão, que permitem a deteção de falhas em tempo real, resultando numa melhor performance e segurança. Após a deteção de qualquer falha pela equipa de monitorização, os técnicos locais são contactados, para que se possa proceder à resolução dos incidentes eficazmente (Voltalia O&M 2018).

Conta-se ainda com uma equipa especializada de O&M, responsável pelo planeamento de ações de manutenção preventiva, à medida de cada central, e pela formação e instrução dos técnicos nos procedimentos estabelecidos, de forma a garantir a qualidade máxima do serviço prestado.

O presente projeto, enquadra-se na missão deste mesmo departamento e visa contribuir para uma melhor compreensão dos problemas que afetam uma central solar, possibilitando o refinamento das medidas de prevenção e correção, de acordo com as necessidades de cada central.

O estudo das falhas das centrais, realizado pelo departamento de ROME da Voltalia, tem um cariz de reporte de informação, na medida em que, o seu principal objetivo passa pela avaliação do seu funcionamento, de acordo com os objetivos e obrigações contratuais com os proprietários das centrais, o que leva a um baixo aproveitamento do potencial deste tipo de estudo.

A realização deste projeto visa colmatar este baixo aproveitamento e fornecer informação de qualidade sobre as consequências das falhas existentes num sistema fotovoltaico. Procura-se ainda identificar os subsistemas mais frágeis e posteriormente adaptar as ações de manutenção realizadas. Desta forma, tenta-se transformar a filosofia destas ações, tornando-as cada vez mais preventivas ao invés de corretivas. Espera-se que com este estudo as ações do departamento se tornem mais eficientes em benefício do cliente e da empresa.

### **1.3 Objetivos do projeto**

Os principais objetivos desta dissertação são os seguintes:

- Determinar a fiabilidade de cada subsistema constituinte de uma central fotovoltaica;
- Desenvolver um modelo de cálculo de fiabilidade e disponibilidade aplicável a diferentes configurações
- Análise de risco de cada subsistema;
- Desenvolver ferramentas e modelos de otimização dos recursos.

### **1.4 Método seguido no projeto**

A metodologia adotada nesta dissertação foi a seguinte:

- Estudo dos métodos de cálculo de fiabilidade e disponibilidade de sistemas elétricos, assim como de métodos de modelação de sistemas;
- Estudo do funcionamento da central fotovoltaica, com identificação dos estados indesejados que esta apresenta e reclassificação de incidentes, de acordo com as necessidades do estudo de fiabilidade e disponibilidade de um sistema;
- Estudo dos modos de falha e consequências com análise da criticidade ao nível da segurança e impacto energético (Análise FMECA);

- Modelação de sistemas e subsistemas em Árvores de Falha, de acordo com a análise FMECA;
- Cálculo e análise da disponibilidade da central e impacto na potência disponível das falhas, identificando os pontos frágeis da central;
- Cálculo e análise da fiabilidade dos subsistemas presentes na central para diferentes períodos temporais e identificação dos subsistemas e equipamentos com mais impacto neste valor;

## 1.5 Estrutura da dissertação

Esta dissertação é apresentada em 5 capítulos. O primeiro oferece uma contextualização do projeto e dos seus objetivos na tarefa realizada pelo departamento de operação e manutenção da empresa.

O segundo capítulo, consiste na apresentação da tecnologia fotovoltaica no mundo atual e dos equipamentos utilizados no controlo e monitorização dos equipamentos da central. É ainda mostrada a teoria relevante para a análise de fiabilidade, assim como uma exploração dos métodos utilizados na análise ao funcionamento da central.

No terceiro capítulo é apresentada a central em estudo, enumerando os equipamentos que a compõe, assim como os métodos de recolha de dados relativos aos incidentes que ocorrem na central, com identificação das limitações que estes apresentam, no contexto da análise de fiabilidade e disponibilidade de um sistema.

O quarto capítulo apresenta o método utilizado no projeto, em que são expostas as ferramentas e as abordagens no combate às limitações que o sistema de aquisição de dados apresenta, e que possibilitaram a modelação dos sistemas. São ainda realizados os cálculos de: disponibilidade, impacto na potência disponível e fiabilidade dos subsistemas. Discute-se também os resultados obtidos, identificando-se as fragilidades da central para os três indicadores mencionados anteriormente.

No quinto capítulo, são resumidos os métodos utilizados e as conclusões das análises realizadas. Além disso, propõe-se para o futuro as alterações no sistema de aquisição de dados, para assim possibilitar uma análise do tipo desenvolvido neste trabalho, usando dados não tratados.

*(Esta página foi deliberadamente escrita apenas com esta frase)*



## 2 Estado da Arte

### 2.1 Sistema Fotovoltaico

Um sistema fotovoltaico, é um sistema capaz de gerar energia elétrica a partir da radiação solar incidente.

Existem várias soluções possíveis para sistemas fotovoltaicos, soluções estas que variam bastante entre elas e dependem de vários fatores, desde o local da instalação, onde se tem em conta variáveis como a topografia do terreno, até as condições climatológicas. Estes fatores irão condicionar o dimensionamento de equipamentos como painéis e sistemas de ventilação.

Neste capítulo abordar-se-á levemente as principais soluções presentes na indústria fotovoltaica, desde o equipamento à configuração do sistema, para melhor caracterizar e compreender a central fotovoltaica estudado assim como as alternativas presentes no mercado.

#### 2.1.1 A célula fotovoltaica

Uma célula fotovoltaica, ou célula solar, é um dispositivo semicondutor fotosensível que tem a propriedade de converter parte da energia solar incidente em energia elétrica.

A grande maioria das soluções construtivas de uma célula fotovoltaica, utiliza na sua estrutura o silício, devido ao espectro de absorção da luz deste material estar dentro da faixa de comprimentos de onda característica da radiação solar. Este material traz outra vantagem de peso considerável pois, apesar de não existir como elemento químico, apresenta uma disponibilidade quase ilimitada por existir associado à areia de sílica.

Existem 2 grupos fundamentais de células solares, as células convencionais à base de silício cristalino (c-Si), que enquadra soluções de silício monocristalino (mono-Si) na Figura 1 (a) e policristalino (multi-Si) Figura 1 (b). As películas finas, mais recentes e avançadas, englobam células de silício amorfo (a-Si), Telureto de Cádmio (CdTe), entre outros.

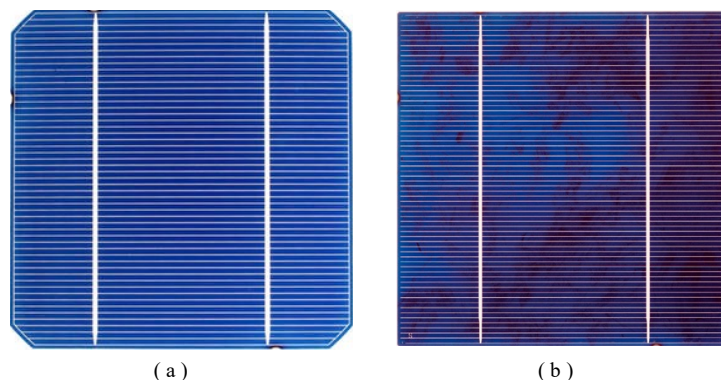


Figura 1 - Células solares de silício monocristalino(a) e silício policristalino(b). (GREEN-PRO 2004).

De seguida explorar-se-á as características de alguns dos tipos de células referidos acima e as suas características relevantes industrialmente.

- **Células convencionais**

### **Células de Silício Monocristalino**

São células constituídas por silício com um nível de pureza muito alto, 99,9%. Esta característica torna o processo de fabrico dispendioso pois ocorre em reatores de atmosfera controlada, a altas temperaturas (1400°C) e com necessidade de velocidades de cristalização extremamente lentas.

Apresentam o maior nível de eficiência no mercado de painéis solares, entre 15 e 18%, a melhor relação espaço-eficiência e ainda a vida útil mais longa, conseguindo atingir garantias de 25 anos por parte dos fabricantes.

No entanto, trazem desvantagens de peso considerável, quando consideradas em projetos de grande dimensão, devido à possibilidade de falha de um circuito ligado a um inversor, na sua totalidade. quando apenas um painel está coberto por neve ou sombra.

Células monocristalinas são responsáveis por 32,2% da produção energética global anual de soluções fotovoltaicas (Fraunhofer ISE 2018)

### **Células de Silício Policristalino**

Este tipo de células, cujo silício apresenta um grau de impureza superior, contrapõe a menor eficiência, entre 13 e 15%, com custos de produção menores devido à maior simplicidade do processo de fabrico.

Apesar de uma relação espaço-eficiência menor e características estéticas menos atrativas, esta solução tem vindo a conquistar terreno no mercado. É, neste momento, a solução mais utilizada globalmente, 60,2% da produção global anual por parte de sistemas fotovoltaicos, no ano 2017, foi conseguida utilizando células de silício policristalino, reforçando o estatuto de solução que mais energia produz anualmente desde o início do século XXI (Fraunhofer ISE 2018).

- **Células de película fina**

São vários os materiais que podem ser utilizados nesta solução construtiva. Recorre à sucessiva deposição de camadas finas do material escolhido, num substrato resistente às temperaturas necessárias para produção. Pode-se ver exemplos desta solução em produtos de baixo consumo elétrico como calculadoras e relógios.

Apresentam uma maior degradação ao longo do tempo, assim como uma relação espaço-eficiência menor, trazendo maiores custos de instalação quando comparadas com as células supramencionadas.

Este tipo de células têm, no entanto, uma flexibilidade e resistência mecânica excelente que, aliada à possibilidade de produção em massa, a torna numa solução atrativa pela sua versatilidade (Pinho e Galdino 2014).

### **Silício Amorfo**

A primeira solução viável de película fina, surgiu no mercado no início dos anos 80 e utiliza o silício amorfo como constituinte. A utilização de substratos de baixo custo como o vidro, plástico e o aço inox na base construtiva em que é depositado o silício, é possível porque o processo de produção ocorre a 300°C.

Este tipo de células, apresentada na Figura 2, viu um crescimento da sua fatia no mercado de películas finas considerável, cerca de 60% anualmente entre 2002 e 2007, mantendo esta tendência até 2011, ano em que começou a decrescer a sua utilização em detrimento de materiais como o Telureto de Cádmio.

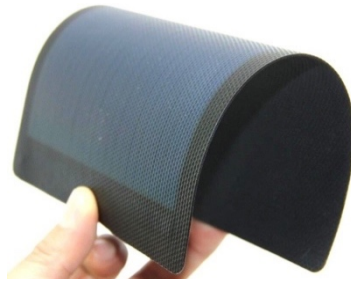


Figura 2 - Célula de silício amorfo. (Ali Express 2019).

### Telureto de Cádmio

Apresenta um preço e simplicidade de produção atrativo tal como o silício amorfo, apresentando uma eficiência superior, entre 9 e 11%, mas o que a diferencia e justifica a sua crescente utilização, é o facto de ter sido a única solução a ultrapassar o custo-eficiência das soluções de silício cristalino para sistemas de maior potência.

A maior desvantagem desta solução é a relativa escassez de recursos para a sua produção e o alto nível de toxicidade, que têm posto um travão a uma conquista maior de mercado (Fraunhofer ISE 2018).

- **Caracterização de uma célula fotovoltaica**

Um dos métodos mais importantes de caracterização de uma célula fotovoltaica é a curva corrente-tensão, daqui em diante designada como curva IV, que apresenta a variação da corrente em função da tensão na célula.

Esta curva, representada na Figura 3, é obtida pela sobreposição da curva IV característica do diodo de uma célula solar no escuro, com a corrente ( $I_{ph}$ ) gerada pela incidência de luz no diodo.

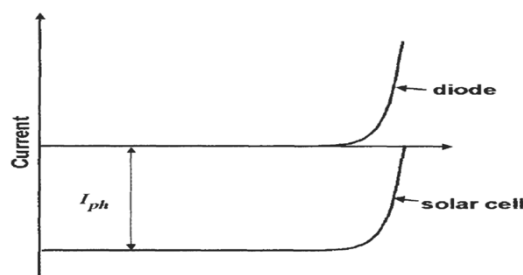


Figura 3 - Princípio da sobreposição para células solares. (Markvart e Castañer 2003).

Com a incidência de luz gera-se corrente negativa no díodo com tensão positiva, resultando numa potência absorvida negativa, sendo assim possível gerar energia elétrica a partir do díodo. Por convenção a curva é apresentada invertida já que é normalmente apresentada como energia produzida pela célula.

Analogamente teremos a curva da variação da potência em relação à tensão, curva PV. Na Figura 4 é ilustrada a relação da curva IV e PV de uma célula solar.

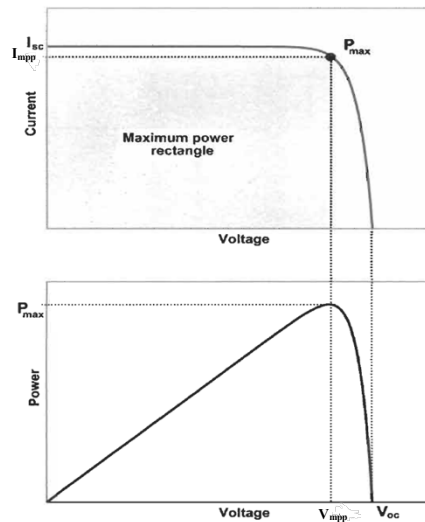


Figura 4 - Curvas características IV de uma célula solar ideal (em cima) e potência produzida pela célula (em baixo). (Markvart e Castañer 2003).

A partir da curva IV, é possível retirar parâmetros importantes da célula como a corrente de curto circuito ( $I_{sc}$ ), a tensão em circuito aberto ( $V_{oc}$ ), o valor de potência máxima ( $P_{max}$ ) e os valores de tensão ( $V_{mpp}$ ) e corrente ( $I_{mpp}$ ) para potência máxima.

### 2.1.2 Tipos de sistemas fotovoltaicos

Sistemas solares fotovoltaicos podem ter complexidades de vários níveis. Desde a solução mais simples, composta apenas por um módulo e uma carga, até centrais de alta potência.

No entanto, existirão limitações para configurações mais simples, pois a versatilidade de uma central é dependente das capacidades que os equipamentos constituintes dão ao sistema. A quantidade e variedade de equipamentos instalados, é definida de modo a satisfazer os requerimentos do projeto.

De acordo com as várias configurações possíveis, existem três grandes grupos: os **sistemas autónomos**, os **sistemas ligados à rede** e os **sistemas híbridos**.

- **Sistemas Autónomos**

Sistemas autónomos, ou *Stand-alone*, são apenas dependentes da produção conseguida pelos módulos fotovoltaicos.

Estes podem ser da maior simplicidade possível, como um sistema composto apenas por módulos e uma bomba de água, como na Figura 5 (a), até sistemas de complexidade elevada, como ilustrado na Figura 5 (b), que fazem uso de inversores para alimentar cargas em corrente alternada, e baterias, para compensar a falta de produção de dias com irradiação mais fraca ou para garantir o funcionamento das cargas à noite (Jäger, et al. 2014).

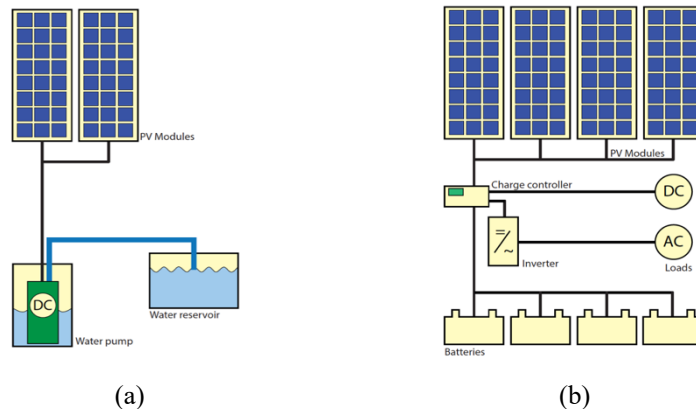


Figura 5 - Esquema representativo de um sistema *Stand-Alone* simples (a) e complexo (b). (Jäger, et al. 2014).

Sistemas mais complexos que dão uso a baterias, trazem a necessidade do uso de controladores de carga, estes cortam a ligação da bateria aos módulos quando estas estão carregadas e a ligação à carga quando se prevê um descarregamento excessivo da bateria (Jäger, et al. 2014).

- **Sistemas ligados à rede**

Sistemas ligados à rede ou *Grid-Connected*, esquematizado na Figura 6, são sistemas comuns em soluções integradas em edifícios e centrais fotovoltaicas de grande dimensão.

A ligação à rede é feita por inversores, que convertem a corrente contínua em corrente alternada, de acordo com as características exigidas pela rede. Parte da energia pode ainda ser direcionada para cargas cuja alimentação seja feita por corrente alternada.

Baterias não são usadas para funções tão críticas, como anteriormente, já que é a própria rede que faz a compensação no caso da produção ser excedida pela necessidade da carga. Em casos de excesso de produção, a energia é injetada na rede, podendo ser vendida ao distribuidor de energia (Jäger, et al. 2014).

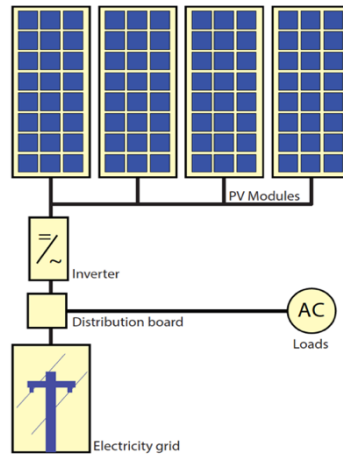


Figura 6 - Esquema representativo de um sistema fotovoltaico ligado à rede. (Jäger, et al. 2014).

Grandes centrais fotovoltaicas estão inseridas neste tipo de sistema fotovoltaico e atuam como centrais energéticas, injetando quase a totalidade da produção diretamente na rede. É comum centrais deste tipo, como a da Figura 7, chegarem a potências pico de várias dezenas ou centenas de  $MW_p$ .



Figura 7 - Central fotovoltaica ligada à rede, com  $P_N = 18,5MW_p$ , na Hungria (Ossenbrink 2015).

O uso de baterias, e todo o equipamento a elas associado, torna-se desnecessário neste sistema, fazendo descer o custo de construção em comparação com o sistema *stand-alone*.

A ligação à rede traz também uma melhoria na eficiência, já que as perdas associadas à rede são menores do que a energia perdida na conversão energética realizada pela bateria. Aliando isto à capacidade de venda do excesso de produção, esta alternativa torna-se financeiramente mais atrativa.

- **Sistemas Híbridos**

O conceito de sistemas híbridos, como apresentado na Figura 8, assenta na combinação de um sistema fotovoltaico, com um outro sistema de geração de eletricidade, como um gerador a diesel, gás, um aerogerador ou até a própria rede, combinando características dos dois tipos de sistemas descritos anteriormente.

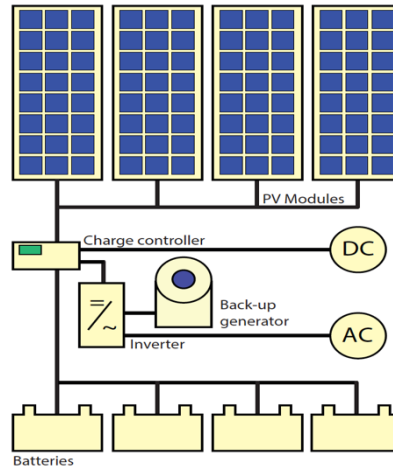


Figura 8 - Esquema representativo de um sistema fotovoltaico híbrido.  
(Jäger, et al. 2014).

A otimização deste tipo de sistemas requer, no entanto, tecnologia de controlo mais avançada do que nas alternativas anteriores, de modo a conciliar o funcionamento das duas fontes de eletricidade no carregamento das baterias, sem comprometer a sua vida útil (Jäger, et al. 2014).

Sistemas deste tipo tem particular interesse quando, por exemplo, num local remoto, o recurso solar é imprevisível ou suficiente para se equacionar uma extensão da rede, de modo a não comprometer o funcionamento do sistema. Como a extensão é bastante dispendiosa, a instalação de uma fonte de eletricidade secundária prova-se muitas vezes mais económica (Cader, Bertheau e Blechinger 2016).

### 2.1.3 Equipamentos de um sistema conectado à rede

O sistema em estudo neste projeto tem uma configuração de conexão à rede, de seguida irão explorar-se os equipamentos mais importantes presentes neste tipo de configuração. Note-se que, muitos destes equipamentos são também comuns às configurações exploradas anteriormente, por estarem na base da tecnologia fotovoltaica.

- **Módulo fotovoltaico**

Como já foi referido, uma célula solar, Figura 9 (a), é capaz de converter a energia contida na radiação solar em energia elétrica e a sua dimensão é limitada. Por isso, para condições fixas de corrente e tensão, a potência que uma célula consegue fornecer é também limitada, não sendo prática para aplicações reais.

Para a energia proveniente da radiação solar poder ser transformada, as células são então agrupadas. Ao conjunto de células é chamado módulo solar, Figura 9 (b). Por sua vez, é chamado a um conjunto de módulos um painel, Figura 9 (c) e um arranjo (*string*) a um conjunto de painéis.

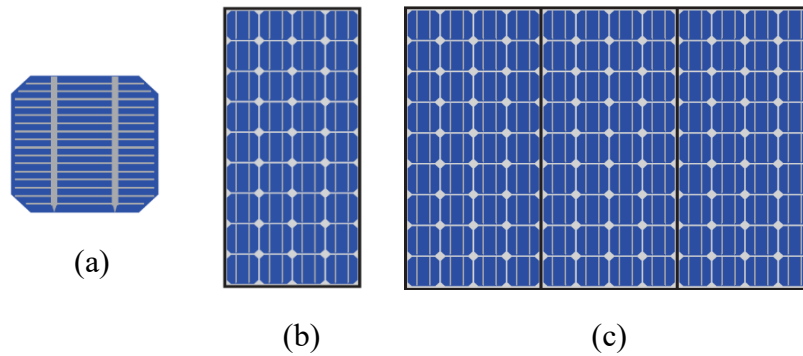


Figura 9 - Célula solar (a), módulo solar (b), painel solar (c). (Jäger, et al. 2014).

Um módulo fotovoltaico é composto por conjuntos, integrados e interligados, de células fotovoltaicas e é a unidade básica do sistema. O seu funcionamento depende inteiramente do estado da célula e das ligações elétricas, por isso, é essencial a proteção das células das condições ambientais e demais adversidades.

Para garantir esta proteção, as células são embebidas numa película de etileno acetato de vinilo (EVA), este é um material flexível, translúcido e não refletor de radiação solar, que consegue assegurar o isolamento elétrico entre as células.

Antes de serem encapsuladas, as células são ligadas em série, através de tiras de metal soldadas na parte de trás desta e na face frontal da célula seguinte, de modo a ligar o polo negativo da primeira (face frontal), ao polo positivo (face posterior) da outra, como ilustrado na Figura 10.

A ligação elétrica entre células induz perdas de corrente resistivas, por isso deve ser realizada cuidadosamente, de modo a garantir a mínima perda possível.

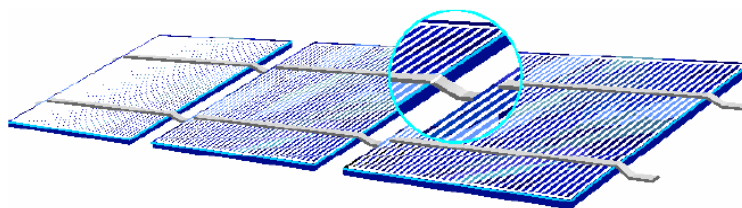


Figura 10- Interligação em série de células fotovoltaicas. (GREEN-PRO 2004).

A face recetora de radiação solar pode ser coberta por vidro temperado, plástico ou resina de silicone. Estas opções são todas transparentes e resistentes ao impacto, para garantir a rigidez do módulo e a proteção das células. A cobertura deve ser resistente à degradação por radiação ultravioleta e apresentar um baixo índice de refração da luz.

A cobertura das restantes faces, é feita com materiais que forneçam, acima de tudo, uma boa proteção às células.

Por fim é utilizada uma estrutura metálica autoportante, geralmente em alumínio anodizado, para permitir uma rápida montagem. Todas as componentes até agora mencionadas, podem ver-se no esquema de um módulo cristalino em corte na Figura 11.



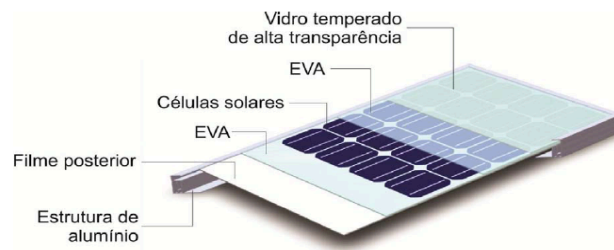


Figura 11 – Componentes de um módulo fotovoltaico cristalino (GREEN-PRO 2004).

Para além das perdas resistivas faladas anteriormente, a diferença mínima das características elétricas de uma célula para outra, que advém do processo de fabrico, resulta na diferença registada entre a eficiência ideal e a real.

Por exemplo, num módulo composto por  $m \times n$  células: a célula com a menor corrente numa *string* com  $m$  células ligadas em série, ditará a corrente do módulo, tal como, a menor tensão numa *string* de  $n$  células ligadas em paralelo, ditará a tensão do módulo.

A dissipação de corrente e tensão, sob a forma de calor, poderá diminuir a vida útil de um módulo, ficando ainda mais suscetível ao aparecimento de pontos quentes.

As chamadas sombras parciais, são outro fenómeno do qual derivam os pontos quentes, neste caso a sombra irá afetar o funcionamento da célula, que não será capaz de conduzir a corrente proveniente da célula anterior e por isso dissipará essa energia, mais uma vez, sob a forma de calor, causando o sobreaquecimento da célula e das ligações elétricas, resultando no ponto quente.

Como sombras parciais são um fenómeno bastante comum, instalam-se díodos de *bypass* que permitem a condução da corrente "à volta" da sombra, como ilustrado na Figura 12 (c), protegendo assim o módulo.

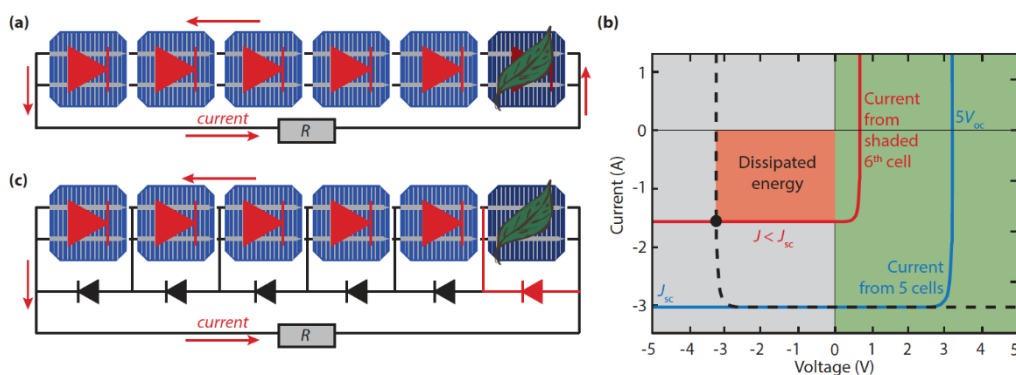


Figura 12 - Ilustração uma string com uma célula sombreada parcialmente (a), em (b) é possível verificar o impacto que o sombreamento tem na curva IV. Um díodo de *bypass* resolve o problema facilmente como se pode ver em (c). (Jäger, et al. 2014).

- **Associação de células e dispositivos fotovoltaicos**

A associação de células referida anteriormente pode ser feita em série, na Figura 13 (a), ou em paralelo, Figura 13 (b). As duas configurações possíveis trazem diferentes consequências à curva IV resultante, que influencia especialmente o modo de controlo do seguidor do ponto de potência máxima, que será explorado de seguida.

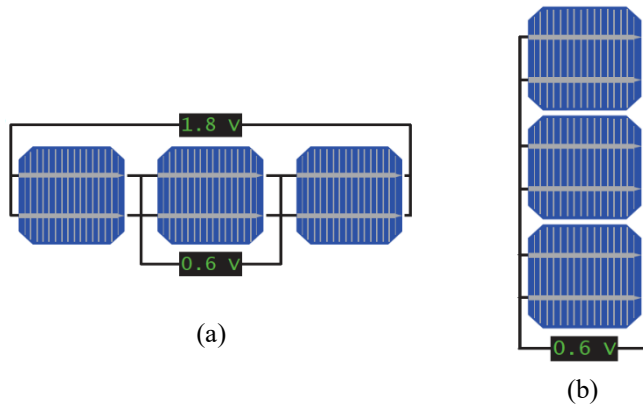


Figura 13 - Ligação de células solares em série (a) e em paralelo (b).  
(Jäger, et al. 2014).

Quando as células são associadas em série, a tensão do conjunto em circuito aberto é igual à soma da tensão de cada componente presente na conexão, que é feita entre o polo negativo e o polo positivo de duas células consecutivas, não afetando o valor de corrente, como ilustrado na Figura 14.

Analogamente quando células são associadas em paralelo, neste caso os polos positivos e negativos são ligados entre si, a corrente de curto circuito do sistema é igual à soma das correntes dos componentes, mantendo o valor da tensão inalterado, como se comprova também pela Figura 14 (Hashim e Khazaal 2017).

Módulos modernos são normalmente compostos por 60, 72 ou 96 células solares conectadas em série, de modo a minimizar perdas resistivas, já que estas variam exponencialmente com a corrente.

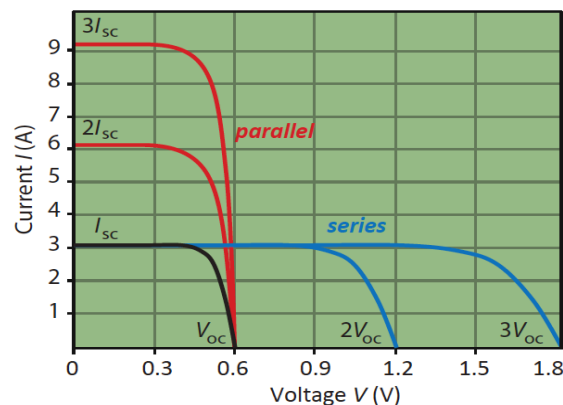


Figura 14 - Curvas IV de células associadas em série e em paralelo. (Jäger, et al. 2014).

- **Seguimento do ponto de potência máxima**

Este conceito, também conhecido como SPPM ou MPPT (*Maximum power point tracking*), é específico da área fotovoltaica e assenta na variação do ponto de funcionamento de um módulo fotovoltaico, pelo controlo de corrente ou tensão, de modo a obter o valor de  $I_{mpp}$  ou  $V_{mpp}$  respetivamente. Este controlo visa atingir e manter o ponto de potência máxima (*PPM ou MPP*) ilustrado na Figura 14, pelo chamado seguidor do PPM.

O seguidor do PPM consegue ser usado quer ao nível da célula solar como ao nível de arranjos de módulos, porque a associação de células ou módulos não afeta a forma da curva característica IV.

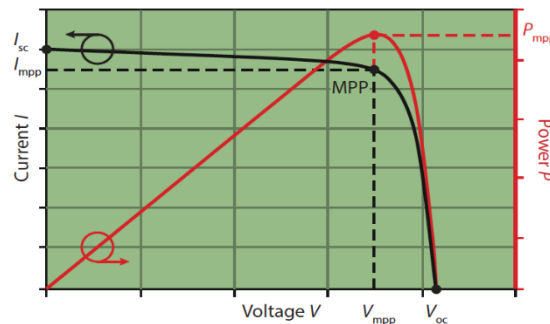


Figura 15 - Curva genérica IV e respetiva curva PV com indicação do PPM. (Jäger, et al. 2014).

O funcionamento do seguidor do PPM é condicionado pelas condições climáticas, dado que a irradiação aumenta a corrente do sistema fotovoltaico e o aumento da temperatura faz a tensão baixar. Variações da curva IV e consequentemente do ponto de máxima potência (PPM), acontecem como ilustrado na Figura 16 (M'Sirdi, et al. 2014).

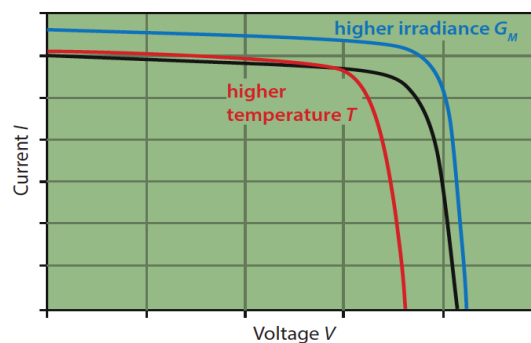


Figura 16 - Efeito da temperatura e da irradiação na Curva IV. (Jäger, et al. 2014).

Por causa deste fenómeno, levantamentos das variações da curva IV também têm de ser realizados continuamente, para que o PPM possa estar de acordo com a curva IV após oscilações climáticas momentâneas.

- **Cabos DC**

Os cabos DC numa central fotovoltaica são um dos fatores que mais influenciam a performance geral, estes devem ser escolhidos de modo a minimizar as perdas resistivas. Estas perdas são dependentes da intensidade de corrente que os cabos suportam e da variação de tensão ao longo dos mesmos, tal que:

$$P_{cabo} = I \cdot \Delta V_{cabo} \quad (1)$$

por sua vez,  $\Delta V_{cabo}$  é dado por:

$$\Delta V_{cabo} = V \frac{R_{cabo}}{R_{cabo} + R_L} \quad (2)$$

sendo que:

$$V = I(R_{cabo} + R_L) \quad (3)$$

conclui-se que:

$$P_{cabo} = I^2 R_{cabo} \quad (4)$$

Como demonstrado, caso a corrente duplicar, isso resultará na dissipação de quatro vezes mais energia sob a forma de calor, por isto, módulos modernos apresentam uma ligação em série entre as células que os constituem.

A resistência dos cabos é também um fator determinante no controlo do calor dissipado, já que esta depende do comprimento e da secção, tal que:

$$R_{cabo} = \rho \frac{\ell}{A_c} = \frac{1}{\sigma} \frac{\ell}{A_c} \quad (5)$$

onde  $\rho$  [ $\Omega.m$ ] é a resistência específica e  $\sigma$  [S.m] a condutância específica.

Podemos concluir que, com o aumento do comprimento  $\ell$  dos cabos, teremos um aumento proporcional de  $R_{cabo}$ , sendo que, o inverso acontecerá com o aumento da secção  $A_c$ .

Dado que, para a construção de uma central fotovoltaica são necessários vários quilómetros de cabo, é de extrema importância escolher uma secção que permita a melhor relação entre a  $R_{cabo}$  e o custo do aumento da secção (Jäger, et al. 2014).

- **Caixas de Junção e de Geração**

Caixas de junção são utilizadas, em plantas com inversores centrais, como ponto comum de um grupo de arranjos de módulos, agrupando desde 6 a 20 arranjos.

A saída de uma caixa de junção está diretamente ligada à entrada de uma caixa de geração, que agrupa por norma três caixas de junção. A saída desta está ligada diretamente ao inversor, que por sua vez, agrupa três caixas de geração.

Para proteção dos cabos contra sobrecargas, as ligações dos arranjos às caixas são realizadas por fusíveis e na caixa de junção, ou de geração, existem descarregadores de sobretensões ligados à terra (GREEN-PRO 2004).

- **Conversores**

Conversores elétricos são componentes chave nos sistemas fotovoltaicos, este devem ser capazes de retirar o maior proveito da energia produzida pelos módulos fotovoltaicos e fornecê-lo à carga do sistema.

No caso de sistemas ligados à rede, devem injetar a corrente elétrica com o menor conteúdo harmónico possível e com um fator de carga, que é a razão entre a potência real transmitida e potência aparente do circuito, o mais próximo da unidade possível (Jäger, et al. 2014).

### **Conversores DC-DC**

A tensão de entrada de um inversor é, em condições normais, constante. No entanto, a tensão de saída dos módulos no ponto de potência máxima, varia de módulo para módulo.

A função de um conversor DC-DC, neste caso, é a transformação destas diferentes tensões numa tensão estável, usada na entrada do inversor. Isto permite um funcionamento mais eficiente e consequentemente um melhor aproveitamento do recurso solar.

Baterias em sistemas fotovoltaicos requerem também as funções deste tipo de conversores, para proteção contra sobrecargas assim como para garantir a carga mínima de carregamento da bateria.

### **Conversores DC-AC ou Inversores**

Inversores realizam a conversão da corrente elétrica contínua, proveniente dos módulos, em corrente alternada para ser injetada na rede ou utilizada por cargas que requerem este tipo de corrente.

Em sistemas fotovoltaicos, podemos encontrar várias soluções no que diz respeito a inversores podendo estes ser inversores centrais, inversores de módulo ou inversores de *string*.

- **Inversores Centrais**

Inversores centrais, como esquematizado na Figura 17, são a solução mais comum e simples para sistemas fotovoltaicos, atingindo por norma potências de várias centenas de kW.

O modo de instalação dos módulos que esta solução possibilita, oferece os valores mais baixos de custo específico (custo por  $\text{kW}_p$  de potência instalada), requer a utilização de menos componentes que outras soluções, o que os torna mais fiáveis e por isso, são a solução mais utilizada em sistemas de grande escala (Jäger, et al. 2014).

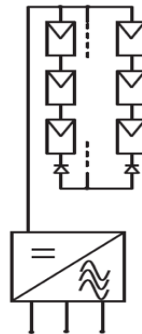


Figura 17 - Esquema representativo de sistema FV com inversor central. (Jäger, et al. 2014).

A ligação a inversores centrais é feita pelas caixas de junção ou de geração, onde se dá o seguimento do ponto máximo de potência. Isto faz com que os arranjos trabalhem todos no mesmo ponto de corrente e tensão, podendo resultar numa degradação maior e menor eficiência.

A elevada potência do inversor central, obriga à cobertura de grandes distâncias por cabos que conduzam corrente contínua, isto traz problemas de segurança devido a falhas de isolamento, pois a corrente contínua é difícil de interromper. Para prevenção, na resolução deste tipo de falhas, é desligado todo o arranjo que inclua o cabo danificado.

A utilização de cabos com maior isolamento, assim como disjuntores adicionais é também necessário, o que aumenta os custos de instalação.

#### ▪ Inversores de módulo

São inversores que operam diretamente sob um ou vários módulos, como representado na Figura 18. Convertem potências baixas, na ordem das centenas de watts, o que obriga a uma conversão em duas fases, começando por um aumento de tensão para atingir a potência de funcionamento do inversor, que realiza a conversão para corrente alternada (Jäger, et al. 2014).

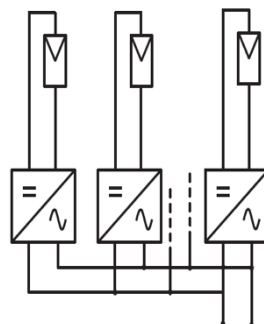


Figura 18 - Esquema representativo de sistema FV com inversores de módulos. (Jäger, et al. 2014).

Devido à tecnologia ser ao nível do módulo, sistemas deste tipo são facilmente expansíveis e minimizam a perda de produção no seguimento do ponto de potência máxima. Visto que este incorpora uma pequena quantidade de módulos, que estarão próximos uns dos outros, a exposição solar não será tão díspar entre eles.

A instalação ao nível do módulo traz, no entanto, a desvantagem de expor o inversor a temperaturas mais altas e flutuações maiores, resultando numa degradação mais acentuada (Jäger, et al. 2014).

#### ▪ Inversor de *String*

Esta topologia é o meio termo entre os inversores de módulo e centrais, é utilizada para converter potências até  $5kW_p$  provenientes de um conjunto de módulos fotovoltaicos ligados em série, como ilustrado na Figura 19.

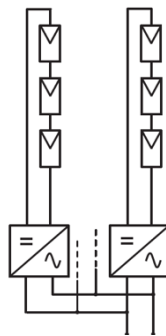


Figura 19 - Esquema representativo de sistema FV com inversor de *string*. (Jäger, et al. 2014).

Traz a vantagem de ter um seguimento do ponto de potência máxima mais eficiente do que um inversor central, sem ter que sofrer o mesmo desgaste do inversor de módulo, visto poder ser instalado em condições mais favoráveis ao seu funcionamento.

No entanto, necessita de cablagem mais isolada pelas mesmas razões que o inversor central, mas também porque a topologia é muitas vezes utilizada em edifícios e casas, que não têm estrutura de suporte e requisitos de segurança adequados (Jäger, et al. 2014).

#### • Transformadores

A principal função de um transformador num sistema de grande escala, é a elevação da tensão para valores compatíveis com os necessários para a injeção na rede de alta tensão (Cabrera-Tobar, et al. 2016).

A escolha dos transformadores deve ter em conta características como a potência nominal do sistema, eficiência e o custo. O mau dimensionamento do transformador, pode afetar significativamente a produção do sistema.

O subdimensionamento da potência nominal, resulta numa potência do sistema maior que a do transformador, o que resultará na falha total do transformador. Caso o contrário se verifique, pode causar instabilidades no sistema e conseqüentemente, afetar a performance global (Cabrera-Tobar, et al. 2016).

## 2.1.4 Monitorização do sistema

A dependência das condições climatéricas, traz por si só uma necessidade de recolha de dados meteorológicos, utilizados na avaliação do comportamento da central. Isto porque, só a partir da comparação de expectativas de produção e da produção real, é que essa avaliação pode ser realizada. Neste contexto, o nível mais básico de monitorização dá-se recorrendo a estações meteorológicas e células solares de referência.

As estações meteorológicas, na Figura 20, são constituídas por:

- Piranómetro, para medição da radiação solar total;
- Anemómetro, para medição da velocidade do vento;
- Barómetro, para medição da pressão atmosférica;
- Pluviómetro, para medição de precipitação.



Figura 20 - Estação meteorológica típica de uma central fotovoltaica.

Por sua vez, as células solares de referência, na Figura 21, são utilizadas para a medição da irradiação, estas dão uma referência mais realista do que o piranómetro para a produção expectável dos módulos solares, devido à maior semelhança na resposta à irradiação incidente.



Figura 21 - Célula solar de referência instalada junto de um painel solar.



A monitorização meteorológica não é a única necessidade de um sistema fotovoltaico, é comum também a instalação de sensores de temperatura nos módulos, como na Figura 22, para controlo e quantificação da descida de eficiência do módulo, devido a altas temperaturas.



Figura 22 - Sensor de temperatura (à esquerda) instalado na parte de trás de um módulo fotovoltaico.

O controlo do funcionamento das *strings*, realizado pelos controladores na Figura 23, é um dos aspetos mais importantes de uma central fotovoltaica, este permite a deteção de incidentes a partir de baixas de produção, cuja deteção seria difícil de outra maneira, podendo facilmente passar despercebidos numa análise mais leviana.



Figura 23 - Controladores de *string*.

São exemplos desta descrição, certas falhas em painéis como díodos queimados ou pontos quentes, que levam ao decréscimo de produção de um módulo e até mesmo a danos físicos devido à dissipação de calor.

Estas falhas podem ser detetadas antes de evoluírem, minimizando o seu impacto, a partir do controlo eletrónico mencionado, sendo que a única alternativa de deteção dentro da *string* é a inspeção visual, como se pode ver na Figura 24 (a) e (b) ou a termografia, Figura 24 (c) .

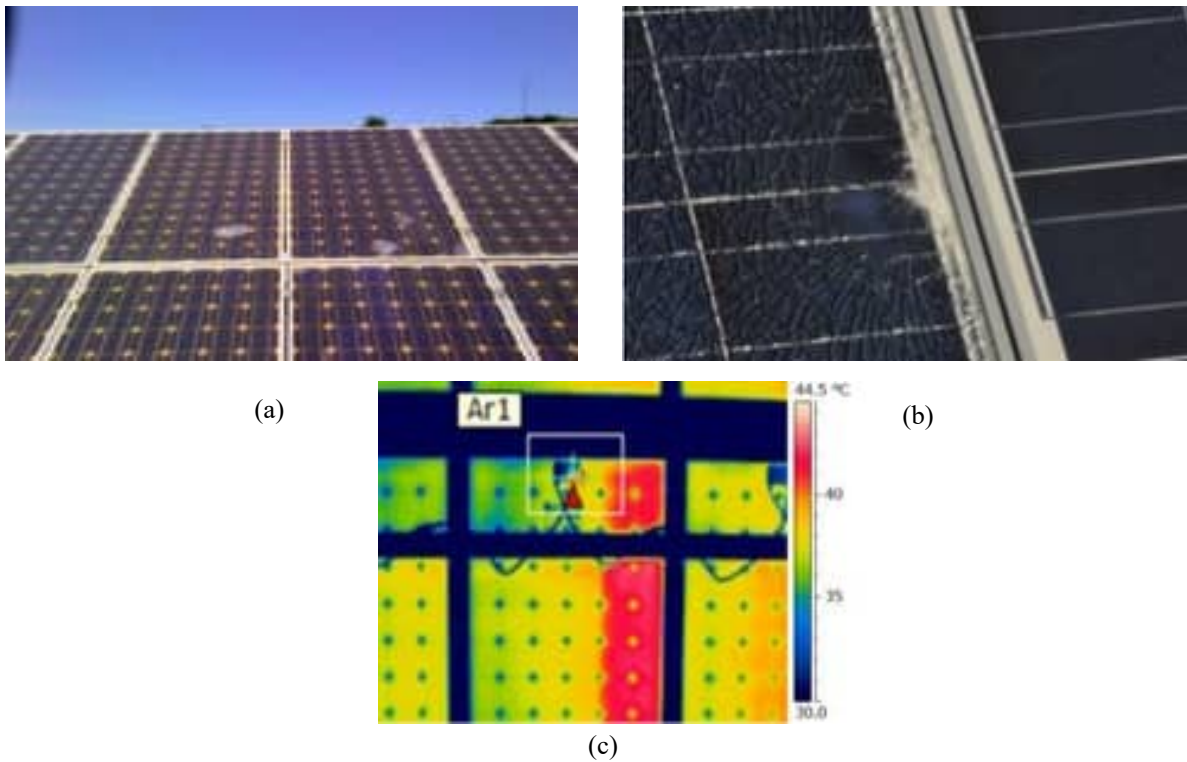


Figura 24 - Detecção de falhas no painel, estas podem resultar em pontos quentes devido a sombreamento (a) e quebra do vidro do painel fotovoltaico (b). A termografia revela um painel com um diodo a conduzir baixando a potência do módulo (c).

É com a aquisição de dados, apresentados pela plataforma na Figura 25, referentes aos valores de corrente, tensão e potência fornecida ao inversor (I) e aos valores de produção real (III), que é obtida a eficiência momentânea do inversor (II).

Esta eficiência, pode revelar se o funcionamento está dentro dos parâmetros esperados para o mesmo e conseqüentemente, se estamos perante um equipamento com necessidade de intervenção por parte de uma equipa técnica.

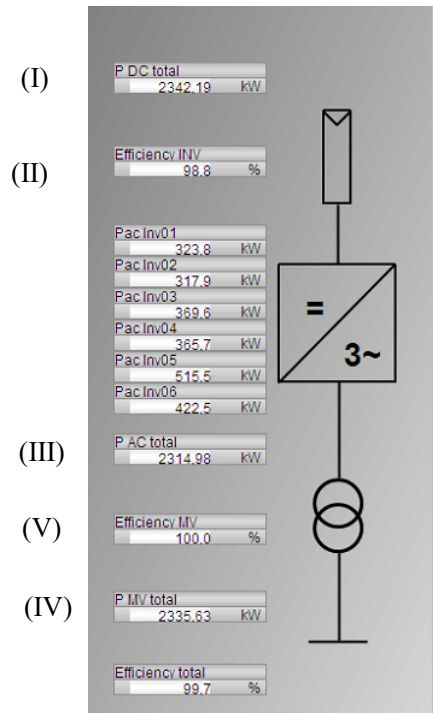


Figura 25 - Esquema representativo do circuito elétrico desde a entrada do inversor até à entrada na rede.

Após a saída do inversor a corrente é direcionada para o transformador, é então necessário também monitorizar o funcionamento deste, para isso é medida a potência à saída do transformador, na Figura 25 (IV), o que permite obter a eficiência do inversor Figura 25 (V).

A razão entre o valor de potência à saída do transformador e à entrada na rede, medida por um contador da distribuidora, dá um indicador da energia dissipada na condução de energia entre estes dois pontos.

No inversor, está ainda presente um dos equipamentos mais importantes no que diz respeito à segurança dos técnicos e da própria central, um medidor de resistência, como o da Figura 26. Este mede as resistências de isolamento dos principais circuitos, permitindo a deteção das falhas de isolamento já mencionadas.

A incidência de uma falha deste tipo, leva automaticamente à abertura do contactor da caixa de geração, na qual a falha de isolamento se dá. Por razões de segurança, a entrada na central por qualquer pessoa que não um técnico especializado é proibida até a falha ser resolvida.



Figura 26 - Medidor de resistência de isolamento. Este equipamento permite a deteção de falhas de isolamento ao longo da cablagem DC.

## 2.2 Fiabilidade e disponibilidade de um sistema

Fiabilidade,  $R(t)$ , por definição, é a probabilidade de um equipamento levar a cabo a tarefa para a qual foi concebido, sob condições de funcionamento definidas e durante um certo período de tempo, sem que ocorra qualquer avaria (Jiang 2015).

Analogamente, a probabilidade de falha do equipamento,  $P(t)$ , sob as condições antes referidas, será a probabilidade complementar da fiabilidade.

Se, por exemplo, no cálculo da fiabilidade de um sistema para um dado período de tempo, tivermos que  $R(t)=0,75$  e por isso,  $P(t)=0,25$ . Pode concluir-se que, para esse período de tempo, o sistema terá 75% de probabilidade de não sofrer qualquer falha, ou seja, caso se considerassem 100 sistemas iguais, após esse período temporal, 25 dos 100 sistemas teriam experienciado algum tipo de falha (MIIT Informain 2014).

Segundo Springer, pode considerar-se que a definição de Fiabilidade contém três elementos chave que afetam a sua probabilidade.

O primeiro, passa pela definição da função do equipamento, assim como qual o comportamento que dita que o equipamento, para um dado estado, se encontra avariado. Ou seja, quando este não está a cumprir com o funcionamento previsto.

O segundo elemento, contempla as condições de funcionamento, este elemento em particular influencia fortemente a fiabilidade, pois o mesmo equipamento tanto pode ser extremamente fiável para umas dadas condições e para condições mais desfavoráveis, não o ser completamente.

Por último, temos que a fiabilidade varia com o tempo, tal que este, é considerado a variável aleatória primária para o seu cálculo. Sendo que, o conceito de fiabilidade apresentado, não pode ser utilizado para equipamentos de ação única.

A disponibilidade, por sua vez, é quantificada a partir do estado de operação do sistema, ou seja, é um indicador do tempo que um dado sistema esteve operacional, de acordo com as definições prévias sobre o seu funcionamento.

### 2.2.1 Incidente, falha e avaria

Designa-se por incidente, qualquer acontecimento com consequências dignas de registo, sendo que, caso esteja associada uma perda de funcionalidade, segurança ou a razão custo-eficiência seja afetada, o mesmo passa a designar-se por falha. Avaria é o estado resultante de uma falha.

Uma avaria total, em que o estado se caracteriza pela perda total do funcionamento previsto, tem na sua origem uma falha crítica. Uma avaria parcial só afeta parte do sistema, conseguindo o equipamento cumprir parte mas não a totalidade das funções para que foi projetado.

Qualquer equipamento em qualquer obra de engenharia está sujeito a desgaste temporal e de uso. Este desgaste  $D(t)$  em função da variável tempo é ilustrado pela curva P-F, como apelidada por Bloom (2006), na Figura 27.

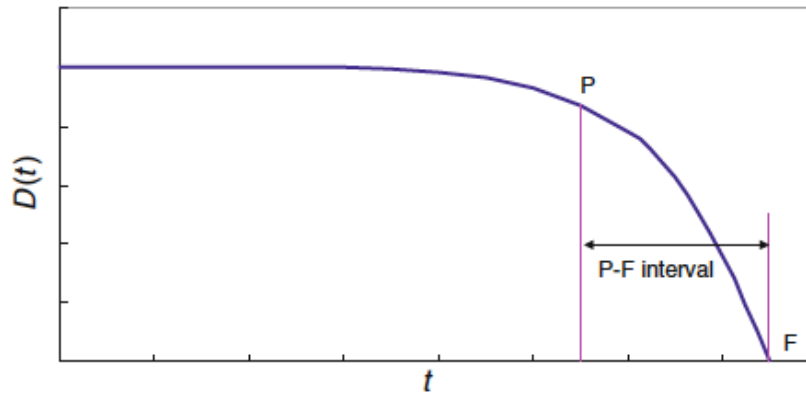


Figura 27 - Curva P-F indicadora do desgaste ao longo do tempo de um componente. Aqui é evidenciado o rápido aumento do desgaste desde o momento em que o sistema começa a apresentar fragilidades. (Jiang 2015).

Nesta curva identificam-se dois pontos,  $P$  (Potencial Falha) que indica o ponto onde se verifica um defeito identificável no equipamento ou o seu índice de desgaste sofre uma variação considerável. A partir deste ponto, se a degradação continuar, o equipamento atingirá eventualmente um estado de funcionamento parcial e posteriormente, no ponto  $F$ , ocorrerá a falha total (Jiang 2015).

Aqui é evidenciada a extrema importância da identificação de potenciais falhas, que resulta na minimização dos custos de reparação e substituição, causando um impacto significativamente positivo na fiabilidade do sistema.

É comum que falhas funcionais sejam auto detetáveis isto é, quando acontecem o equipamento emite um alerta sonoro, visual ou via software de monitorização, para que seja realizada a correção da falha, que por sua vez, pode ser localizada pelo próprio equipamento ou pode requerer a inspeção para a sua localização.

No entanto, esta capacidade não é transversal a todas as falhas, todos os equipamentos ou todas as configurações de montagem, no caso das falhas em que a inspeção, com testes periódicos e específicos, são as únicas ferramentas que permitem a sua deteção, estamos perante as denominadas "falhas ocultas" (Bloom 2006).

Estes dois exemplos de deteção permitem introduzir as duas principais formas de manutenção, a corretiva e a preventiva.

No primeiro caso, estamos claramente perante um incidente em que apenas a manutenção corretiva (MC) poderá atuar, ou seja, a falha ocorreu e o passo seguinte passará sempre pela correção da mesma ou pela substituição do equipamento.

No entanto, de modo a atrasar ao máximo esta medida, realiza-se a chamada manutenção preventiva (MP), que no segundo caso, é a única via para a deteção de falhas.

A MP traz ainda a necessidade de caracterizar os equipamentos, segundo a sua criticidade e severidade das possíveis falhas.

## 2.2.2 Failure Modes, Effects and Criticality Analysis (Análise FMECA)

O FMECA, é um método indutivo que, a partir da identificação dos modos de falha de um componente, assim como os efeitos e a sequência de acontecimentos provocados por cada modo conhecido de falha, permite realizar uma análise qualitativa da fiabilidade e da segurança de um sistema, (MIIT Informain 2014).

### Modo e Mecanismo de Falha

Uma falha de um equipamento, por si só, não fornece toda a informação para que na sua análise seja possível chegar a um modo de prevenção da mesma, é preciso também apurar o modo de falha.

O modo de falha é a maneira como uma falha se manifesta, isto é, de que forma a operação do sistema mudou para que ocorresse a falha. Especificar o modo de falha, é importante para chegar a um modo de prevenção, pois permite analisar a razão para o acontecimento e não apenas o resultado final (Jiang 2015).

Para além do modo de falha, é essencial também associar a falha ao mecanismo de falha, isto é, o processo ou acontecimento no sistema que resultou na falha. Segundo Dasgupta e Pecht (1992) os mecanismos de falha dividem-se em duas categorias, originando devido ao desgaste ou ao excesso de carga.

Considerando um sistema fotovoltaico, podemos encontrar um inversor parado (Estado do Sistema) este estado foi atingido pela falta de tensão na entrada do inversor (Falha), a falta de tensão aconteceu porque o disjuntor à entrada do inversor foi acionado para sua proteção (modo de falha), devido a um pico inesperado de tensão (Mecanismo de Falha).

Como se pode verificar, a identificação dos diferentes campos referidos, deu um melhor conhecimento sobre o incidente e qual a sua origem. Desta maneira, uma estratégia para a prevenção do mesmo no futuro pode ser mais facilmente criada, isto porque, esta estratégia irá visar a prevenção da origem do problema (acionamento do disjuntor por um pico de tensão) e não a prevenção do seu sintoma (falta de tensão no inversor).

### Severidade de Falha e Consequências

A severidade de um a falha, indica o impacto que o modo de falha acarreta no sistema e no ambiente em que está inserido. Pode classificar-se a severidade do seguinte modo (Department of Defense of the United States of America 2012):

- Catastrófica, se o modo de falha resultar em morte ou perda total da operação do sistema;
- Crítica, se resultar em danos físicos graves ou perda de grande parte da operação do sistema;
- Marginal, se resultar em danos físicos ligeiros ou perda de uma pequena parte da operação do sistema;
- Insignificante, se resultar em danos físicos ou perdas do funcionamento do sistema consideradas menos severas que o grau anterior.

A consequência de falha, segundo Moubray (1997) pode ser classificada em quatro níveis, apresentados por ordem decrescente de severidade:

- Falhas que ponham em risco a segurança do operador;
- Falhas com impacto no ambiente envolvente;

- Falhas com consequências operacionais;
- Falhas com consequências que não afetem a operação normal do sistema.

### 2.2.3 Fiabilidade de um sistema reparável

É considerado um sistema reparável aquele que, ocorrendo uma falha, pode ser restaurado para o seu estado de funcionamento, via uma reparação ou substituição de um componente, ou seja, estamos perante um processo de falha-reparação (Jiang 2015).

A Figura 28 ilustra o processo referido, na qual o estado "1" representa o estado do sistema em funcionamento e o estado "0" o estado do sistema em reparação.

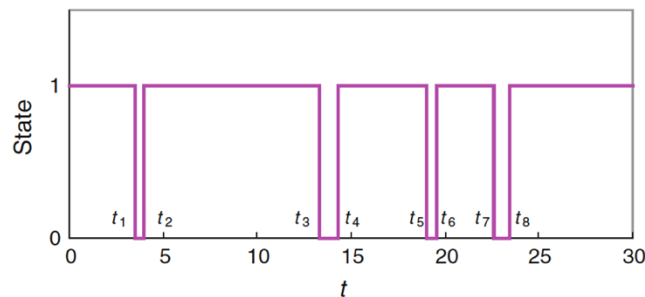


Figura 28 - Gráfico representativo do processo Falha-Reparação. (Jiang 2015).

A soma do tempo no estado "1" dá-nos o tempo de utilização do sistema, assim como o do estado "0" o tempo que o sistema esteve inoperacional.

- **Taxa de ocorrência de falhas**

A fiabilidade de um sistema deste tipo, está associada a medidas relativas à falha e reparação do sistema que podem ser obtidas recorrendo ao gráfico acima, como:

- Tempo médio entre falhas, ou *Mean Time Between Failures* (MTBF) que por sua vez está relacionado com a taxa de ocorrência de falhas,  $\lambda$ ;
- Tempo médio de reparação, ou *Mean Time to Repair* (MTTR);
- Tempo médio em que o sistema se encontra inoperacional, ou *Mean Downtime* (MDT).

Num sistema real, os valores destes parâmetros são obtidos a partir da monitorização e observação dos equipamentos. A partir destes parâmetros, podem calcular-se valores para outros indicadores de fiabilidade, como a disponibilidade e a manutibilidade.

Para um período na vida de um sistema, a razão entre o número total de falhas e o tempo acumulado de observação, é a taxa de ocorrência falhas do sistema.

Este valor de  $\lambda$  será uma aproximação, para um dado período de tempo, da taxa de ocorrência de falhas real, já que este valor só poderia ser obtido após a falha de todos os componentes (Jiang 2015). O valor de  $\lambda$ , é normalmente apresentado em falhas por  $10^6$  h.

$$\lambda = \frac{n^{\circ} \text{ de falhas}}{\sum t_{\text{observação}}} \quad (6)$$

A taxa de ocorrência de falhas é um dado essencial para a obtenção da fiabilidade de sistemas reparáveis. É comum utilizar, na análise de fiabilidade, equações referentes a uma taxa de ocorrência de falhas constante ao longo do tempo, apesar disto Carrol, et al. (2015) indica que esta assunção só é válida para casos onde não se verifica variação da taxa de falhas, ou seja, quando estamos dentro do intervalo de vida útil de um sistema.

Caso não se verifique este ponto, podemos encontrar uma tendência crescente ou decrescente da taxa de ocorrência de falhas, que correspondem ao início e ao fim de vida do sistema respetivamente. A sobreposição destes três casos resulta na chamada *curva da banheira*, apresentada na Figura 29.

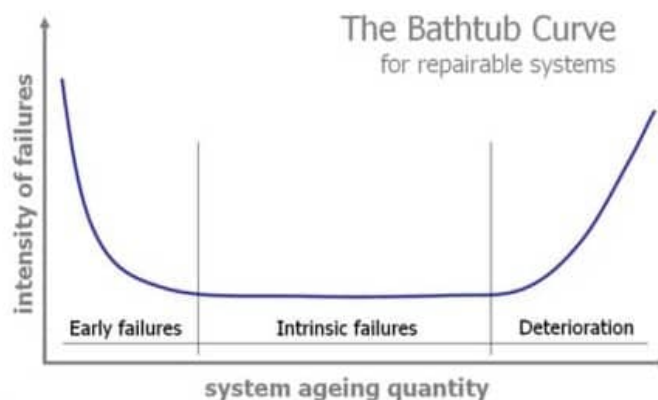


Figura 29 - Curva da banheira para sistemas reparáveis. (Carrol, et al. 2015).

Para sistemas reais é comum assumir-se uma taxa de ocorrência de falhas constante e segundo Hami e Pougnet (2015) justifica-se porque:

1. Falhas no início de vida, ou de *burn-in*, são produto do processo de produção de uma componente e são apenas observados numa pequena percentagem das componentes, para além disso Almada-Lobo (2013) indica que esta fase é ultrapassada pelo fabricante em componentes elétricas, para evitar que os clientes experienciem esta fase;
2. Degradação prematura devido a defeitos de fabrico, afetam apenas uma pequena percentagem dos componentes;
3. A maioria dos equipamentos e componentes passam a grande parte da sua vida na porção central da curva da banheira (Pham 2006).

Pode então considerar-se que a fiabilidade será dada pela equação 7:

$$R(t) = e^{-\lambda t} \quad (7)$$



Então, a probabilidade do sistema falhar será dada pela equação 8:

$$P(t) = 1 - R(t) \quad (8)$$

- **MTBF**

Para um período definido na vida de um componente ou sistema, a média do tempo entre falhas consecutivas é denominado MTBF. Este é obtido, para uma taxa de ocorrência de falhas constante, pela equação 9:

$$MTBF = \frac{1}{\lambda} \quad (9)$$

- **MDT**

O tempo de reparação de uma avaria pode variar de caso para caso devido a várias condicionantes do sistema, é então comum considerar-se como um indicador, o tempo médio de paragem do sistema, ou MDT, obtido pela equação 10.

$$MDT = \frac{\sum \text{Tempo de paragem}}{N^{\circ} \text{ de ocorrências}} \quad (10)$$

- **Disponibilidade**

O MDT, juntamente com o MTBF, permite calcular a disponibilidade de campo segundo a equação 11.

$$A = \frac{MTBF}{MTBF + MDT} \quad (11)$$

Como se pode verificar, a disponibilidade vai depender da quantidade de equipamentos presentes na central, já que o MTBF do sistema varia com essa quantidade.

Por exemplo, se um equipamento apresenta uma dada taxa de ocorrência de falhas e o sistema contar com duas unidades desse equipamento, a taxa de ocorrência de falhas irá duplicar, conseqüentemente, o MTBF do sistema será igual à metade do MTBF de uma só unidade.

A indisponibilidade do sistema é dada pela equação 12:

$$Q = 1 - A \quad (12)$$

Nesta variante da disponibilidade é contabilizado, para além do tempo de reparação, todos os processos compreendidos entre o instante em que a falha é detetada e o instante em que se dá a reparação do sistema, tornando este indicador o mais próximo da situação real.

## 2.2.4 Modelação de falhas e do sistema

A base da análise da fiabilidade de um sistema assenta na modelação das falhas e esta depende do objetivo traçado para a análise. Por exemplo, se o objetivo for obter o número de peças em stock para substituição num equipamento, teremos de realizar a análise ao nível das componentes, tal como, se o objetivo for estimar o custo do serviço de garantia, a análise terá de ser realizada ao nível do sistema inteiro (Jiang 2015).

A modelação de falhas depende necessariamente da informação disponível. Ao nível da componente, ter um conhecimento aprofundado do sistema e do seu funcionamento, permite realizar uma modelação à base da física por trás do funcionamento dos componentes.

Quando não existe este conhecimento, pode optar-se pela modelação com base nos dados retirados durante um período de funcionamento do sistema, esta é a maneira mais simples de realizar um estudo de fiabilidade. O projeto desta dissertação, assenta num modelo com base nos dados de falhas de um sistema fotovoltaico.

Apesar desta modelação trazer desvantagens, em termos da qualidade da informação da sua base de dados, devido a esta estar preparada para satisfazer necessidades de reporte de informação por parte do setor financeiro, consegue na mesma fornecer informação de qualidade para um estudo de fiabilidade, como indica Meeker e Hong (2014).

O facto da informação ser de um sistema real, permite estudar desvios do comportamento dos componentes promovidos pelo ambiente em que estão inseridos, tornando possível realizar previsões para o mesmo e facilitar a tomada de decisões em futuras aplicações.

Para ser possível a previsão da fiabilidade, disponibilidade, manutibilidade e segurança de um sistema, é necessário primeiro modelar o mesmo de acordo com a realidade (Smith 2001). É de extrema importância uma boa modelação para que os resultados sejam fiáveis, uma vez que é a modelação que dita o peso relativo da componente no sistema total.

São vários os métodos passíveis de se utilizar em análises de fiabilidade, cada um com as suas vantagens e desvantagens, nesta secção irá explorar-se o método de *Árvore de Falha* ou FTA (*Fault Tree Analysis*), que foi o método escolhido neste projeto.

### ***Fault Tree Analysis***

É uma técnica de análise onde um estado indesejado do sistema, com um grande impacto na fiabilidade ou segurança do sistema, é especificado e analisado no contexto do ambiente onde o sistema está inserido, mediante as condições de funcionamento deste, para apurar em que circunstâncias e que acontecimentos levam ao estado em questão, denominado *Evento de Topo*.

A FTA em si, é um modelo esquemático de várias falhas em paralelo ou sequenciais que irão, eventualmente, resultar no estado indesejado. Estas podem estar associadas a todo o tipo de equipamentos do sistema, sejam eles eletrónicos ou mecânicos, sendo que erros humanos são também considerados. A FTA representa assim, as inter-relações lógicas de eventos básicos que conduzem ao estado indesejado (NASA-Glenn Research Center 2010).

As relações lógicas são representadas recorrendo a portas lógicas, na Figura 30 estão representadas portas:

- *OU*, onde qualquer "input" conduz ao evento seguinte, Figura 30 (a);

- $E$ , em que o evento de saída só ocorre caso todos os eventos a este associados aconteçam, Figura 30 (b);
- Portas de voto maioritário, em que o evento de saída ocorre se  $m$  eventos de entrada ocorrerem ao mesmo tempo, sendo esta uma variante da porta  $E$ , Figura 30(c);
- Portas de transferência que representam ligações a outras FTs para simplificação do esquema, Figura 30(d) (Ruijters e Stoelinga 2015).

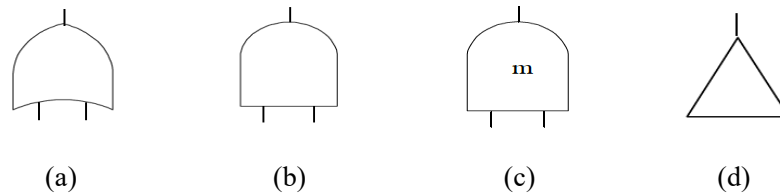


Figura 30 - Portas lógicas de uma FT, porta lógica  $OU$  (a),  $E$  (b), voto maioritário (c) e transferência (d) (MIIT Informain 2014).

Uma FT é construída como representado na Figura 31, aqui verifica-se a adição de mais dois símbolos referentes a tipos de eventos. Símbolos circulares, representam a eventos básicos do sistema e a caixa retangular representa o estado a que a porta, ou evento básico a ela ligado, conduz.

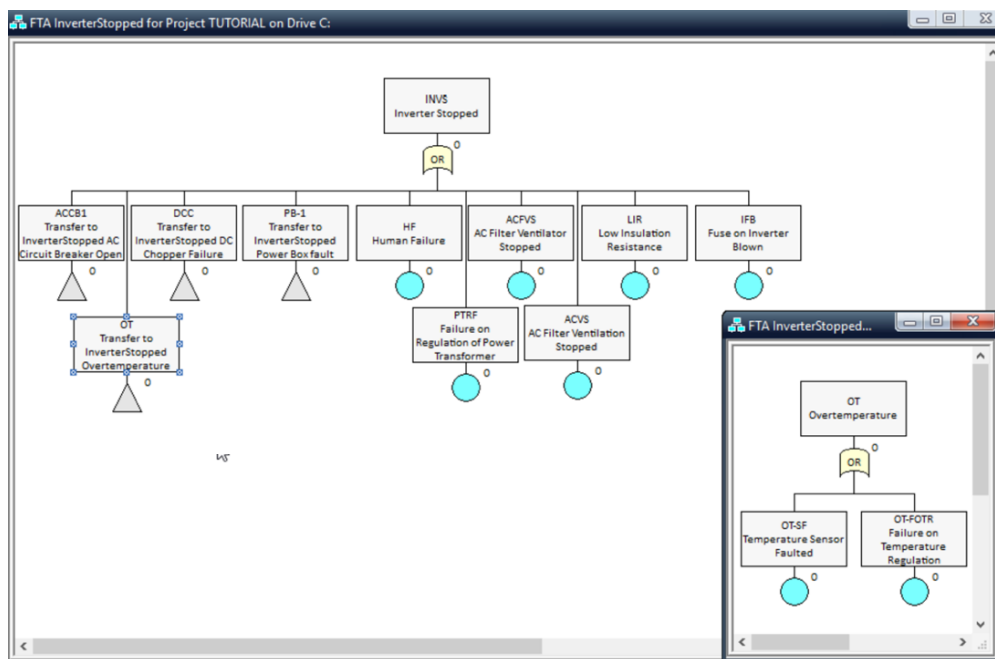


Figura 31 - Fault Tree de um sistema, o Evento de topo neste caso será *Inverter Stopped*, no canto inferior direito, está representada a FT referente à transferência seleccionada.

### Cálculos numa FT

Após a modelação da FT, é necessário calcular os valores de fiabilidade de cada estado do evento de topo, mediante as portas lógicas presentes no esquema.

Considere-se o sistema em série da Figura 32. Segundo MIIT Informain (2014), a propagação da fiabilidade obtém-se multiplicando entre si os valores das fiabilidades dos componentes individuais do sistema, como dado pela equação 13:

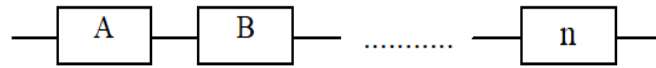


Figura 32 - Sistema em série genérico. (MIIT Informain 2014).

$$R_s = \prod_1^n R_i = R_1 R_2 \dots R_n \quad (13)$$

A probabilidade de falha do sistema, que é a probabilidade complementar da fiabilidade, como já referido, pode então ser dada pela equação 14:

$$P_s = 1 - \left[ \prod_1^n (1 - P_i) \right] = 1 - [(1 - P_1)(1 - P_2) \dots (1 - P_n)] \quad (14)$$

Um sistema em série equivale na FT a uma porta "OU", visto que a falha de apenas uma componente causa a falha total do sistema.

Considere-se agora um sistema em paralelo na Figura 33. Neste caso, a propagação da fiabilidade obtém-se a partir da equação 15:

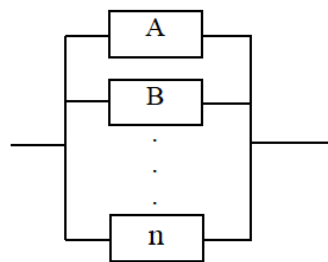


Figura 33 - Sistema em paralelo genérico. (MIIT Informain 2014).

$$R_s = 1 - \left[ \prod_1^n (1 - R_i) \right] = 1 - [(1 - R_1)(1 - R_2) \dots (1 - R_n)] \quad (15)$$

Tal como o caso anterior, podemos obter a probabilidade de falha recorrendo à sua relação com a fiabilidade, resultando na equação 16:

A um sistema em paralelo corresponde uma porta  $E$  na FT, em que apenas o acontecimento de todas os eventos de entrada despoleta o evento seguinte. As equações apresentadas são válidas para qualquer número de eventos de entrada.

$$P_S = \prod_1^n P_i = P_1 P_2 \dots P_n \quad (16)$$

Para uma análise completa do sistema são necessários também indicadores da disponibilidade deste. Esta obtém-se através do MTBF, que está relacionado com a taxa de falha e com o MDT.

A propagação destas variáveis depende da porta lógica a que o evento está ligado, segundo (Smith 2001) eventos de saída de um porta lógica  $OU$  têm os seus valores de taxa de falha e MDT calculados pelas equações 17 e 18:

$$\lambda_T = \lambda_1 + \lambda_2 \quad (17)$$

$$MDT_T = \frac{(\lambda_1 \cdot MDT_1) + (\lambda_2 \cdot MDT_2)}{(\lambda_1 + \lambda_2)} \quad (18)$$

Por sua vez, os valores dos mesmos parâmetros em portas lógicas "E", resultam das equações 19 e 20:

$$\lambda_T = \lambda_1 \cdot \lambda_2 \cdot (MDT_1 + MDT_2) \quad (19)$$

$$MDT_T = \frac{(MDT_1 \cdot MDT_2)}{(MDT_1 + MDT_2)} \quad (20)$$

A partir deste conjunto de equações torna-se então possível obter a fiabilidade, disponibilidade (ou indisponibilidade) ou taxas de falha do sistema para o evento em questão, como representado na Figura 34.

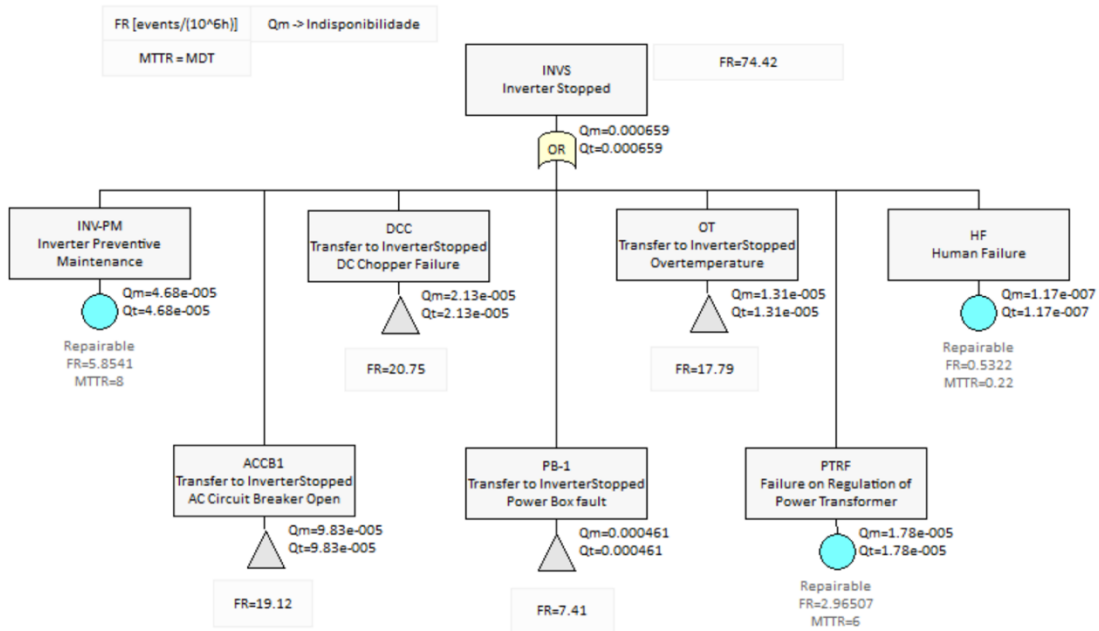


Figura 34 - *Fault Tree* representativa do evento "Inversor Parado" com taxa de ocorrência de falhas ( $FR=\lambda$ ) e indisponibilidade de cada evento ou estado constituinte da análise.

**Cut-sets**

Define-se como "cut-set", um grupo de eventos básicos que, caso ocorram, dão origem ao evento de topo. Quando se utiliza este termo é comum falar-se do "cut-set" mínimo, este será o cut-set com o menor número de eventos. Uma análise aos cut-sets permite avaliar as vulnerabilidades de um sistema e por isso é considerada uma análise qualitativa (Ruijters e Stoelinga 2015).

Cut-sets com poucos eventos básicos ou eventos que tenham uma alta probabilidade de acontecer, trazem um menor grau de fiabilidade ao sistema, por isso, a diminuição da probabilidade de um cut-set acontecer, é uma forma eficaz de aumento da fiabilidade total do sistema.

Tome-se como exemplo a *Fault tree* na Figura 35:

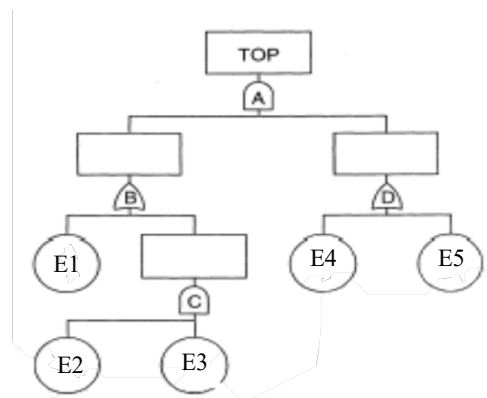


Figura 35 - *Fault Tree* genérica. Adaptado de (MIIT Informain 2014).

Sendo:

$$A = B \cap D \quad (21)$$

$$B = E1 \cup C \quad (22)$$

$$C = E2 \cap E3 \quad (23)$$

$$D = E4 \cup E5 \quad (24)$$

Identificam-se na FT 4 combinações de eventos, ou cut-sets mais simples, para ocorrer o evento de topo:

$$A = E1 \cap E4 \quad (25)$$

$$A = E1 \cap E5 \quad (26)$$

$$A = E2 \cap E3 \cap E4 \quad (27)$$

$$A = E2 \cap E3 \cap E5 \quad (28)$$

Considera-se, neste caso, como cut-set mínimo para o sistema, os apresentados nas Equações 25 e 26. Pode também verificar-se a presença dos eventos E4 e E5 em todas as possibilidades apresentadas, a tentativa de diminuição da probabilidade de acontecimento destes eventos, por exemplo, será uma abordagem que terá um resultado acentuado no valor de fiabilidade total do sistema.

Como se verificou pelo exemplo apresentado, este método de análise evidencia os pontos fracos do sistema, permitindo assim a elaboração de um plano de manutenção, ou de aumento de fiabilidade, mais eficiente e de acordo com as fragilidades particulares dos sistemas.

### Software de Análise de FTs

Existem vários softwares de análise de FTs à disposição, estes são de utilização intuitiva e permitem a construção gráfica de FTs, assim como o cálculo automático dos parâmetros explorados nas secções anteriores, a partir da definição dos vários tipos de eventos e características dos equipamentos a eles ligados que influenciam análise, tal como o facto de serem ou não reparáveis.

Nesta análise foi utilizado o software *RAM Commander* da ALD Service, é um software que permite vários tipos de análise de fiabilidade incluindo FTA e é utilizado por entidades com a Airbus e N.A.S.A..

Este software realiza a análise da fiabilidade, de acordo com as equações apresentadas na secção 2.2.3 e consoante as portas lógicas inseridas na *Fault Tree* permitindo uma melhor compreensão da modelação do sistema assim como a obtenção de resultados de uma maneira rápida e eficaz.

*(Esta página foi deliberadamente escrita apenas com esta frase)*



## 3 A Central Fotovoltaica em Estudo

### 3.1 Apresentação

O objeto de estudo desta dissertação é uma central fotovoltaica instalada no Sul de Portugal, cuja operação, manutenção e monitorização está ao cargo da empresa Voltalia. A central está operacional desde Outubro de 2012 e tem uma potência disponível de cerca de 14 MW<sub>p</sub>, contando no entanto, com 15 MW<sub>p</sub> de potência instalada.

Esta está ligada à rede em três pontos diferentes, dois que injetam na rede 6 MW<sub>p</sub> e um terceiro que injeta cerca de 2 MW<sub>p</sub>.

De seguida, será explorada a constituição da central a nível de equipamentos relevantes para a análise realizada neste projeto, sendo que estes se distribuem em cinco grandes subsistemas, **Transformação de energia, Condução e seccionamento DC, Inversor, Transformador e Rede.**

### 3.2 Caracterização da Central

#### Módulos Fotovoltaicos

Na central em estudo, estão instalados dois tipos de módulos fotovoltaicos policristalinos, estes diferenciam-se pela sua potência de pico, podendo ser de 240 ou 235 W<sub>p</sub>.

Os módulos são produzidos pela empresa *Hanwha Solar One* e os modelos são o *SF220-30-1P240L* e *SF220-30-1P235L*, as suas características elétricas estão apresentadas na Tabela A1 do Anexo A.

As dimensões são iguais para ambos os modelos, com um comprimento de 1652mm por 1000mm de largura, são ambos compostos por 60 células solares e a montagem é em prateleira, ou *rack*, facilitando assim a sua instalação, visto ser apenas necessária a fixação utilizando parafusos em zonas do módulo que serão compatíveis com a estrutura.

Apesar das características semelhantes entre módulos, em nenhum caso um módulo de 240W<sub>p</sub> trabalha no mesmo circuito de um módulo de 235 W<sub>p</sub>, de modo a minimizar a possibilidade de incompatibilidade que poderá causar problemas no seguimento do ponto máximo de potência, conseguindo-se assim uma maior eficiência e menor degradação.

#### Strings

As *strings* do sistema são constituídas por 20 módulos totalizando, mediante o módulo que a constitui, uma potência de 4800 ou 4700 W<sub>p</sub>. O agrupamento das *strings*, realizado pelas caixas de junção, pode apresentar duas tipologias diferentes agregando 14 (Tipo I) ou 6 *strings* (Tipo II).

No total existem 252 caixas de junção, 224 do Tipo I e 28 do Tipo II, o número total de *strings* que constitui a central é então de 3304 *strings*. Visto que a proteção contra sobrecargas de *strings* é realizada por fusíveis, contabilizam-se o mesmo número de pares de fusíveis de *string*.

Na Figura 36 está um esquema representativo da central, desde as *strings* de módulos até às caixas de junção.

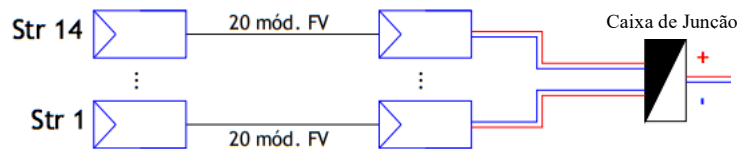


Figura 36 – Esquema bifilar representativo da ligação e agrupamento entre as strings de módulos por parte da caixa de junção.

As caixas de geração são responsáveis pelo agrupamento das caixas de junção, como já referido anteriormente, na Figura 37 pode encontrar-se um esquema representativo da ligação entre as caixas.

Neste caso, cada caixa de geração é responsável pela associação de 3 caixas de junção, sendo que, por cada caixa de geração apenas pode existir uma caixa de junção do Tipo II. Estão presentes nesta central um total de 84 caixas de geração.

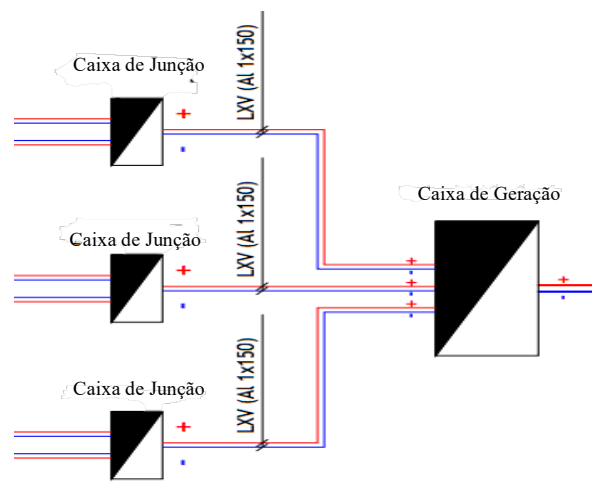


Figura 37 - Esquema bifilar representativo da ligação e agrupamento das caixas de junção por parte das caixas de agrupamento.

## Inversores

Os inversores utilizados são inversores centrais *Siemens PVS1000*, cuja ficha técnica do inversor está apresentada no Anexo B, têm uma capacidade de 1000 kW e um funcionamento de carácter *Master/Slave*.

Este funcionamento caracteriza-se por, na prática, o inversor ser constituído por dois inversores, cada um com capacidade de 500 kW, em que o arranque do segundo inversor só se dá a partir de um certo nível de irradiação.

Na Figura 38 pode ver-se um diagrama de blocos referente ao circuito elétrico do inversor.

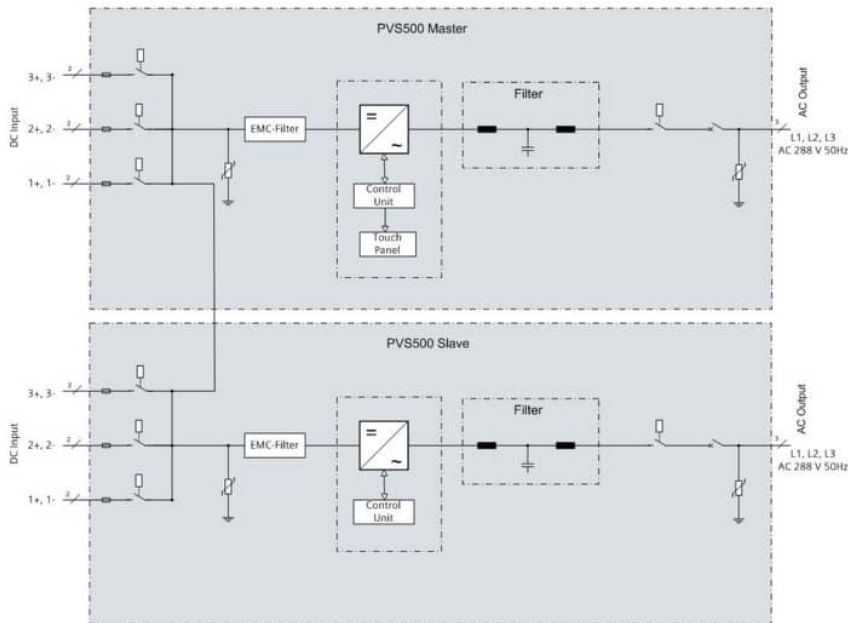


Figura 38 - Diagrama de blocos do inversor Siemens PVS1000.

Como se pode verificar pelo diagrama de blocos apresentado na Figura 38, cada inversor tem 3 entradas DC protegidas por um contactor e um fusível, cada entrada é referente, no caso da central em estudo, a uma caixa de geração, sendo que, um inversor *PVS500* tem a ele associado, no máximo, uma caixa de geração que inclua caixas de junção do Tipo II.

Ventiladores são também incluídos na estrutura do inversor, um ventilador para arrefecimento do inversor em si e um para arrefecimento do filtro AC, estes são controlados pela unidade de controlo do próprio inversor, mediante os dados obtidos do sensor de temperatura.

A cada arranque de um inversor é realizado um teste de verificação de funcionamento, por uma componente chamada *DC Chopper*, responsável pela regulação de tensão em situações que exijam a proteção do inversor, caso este teste falhe o arranque do inversor é impedido para proteção do mesmo. Encontra-se também, associado a cada inversor *PVS500*, um disjuntor de baixa tensão que protege o inversor contra sobretensões.

Medidas de segurança extra são ainda executadas por disjuntores/relés de média tensão que, quando acionados, resultam na paragem total da central fotovoltaica. O acionamento dá-se por falhas de tensão, frequência ou corrente da rede.

A Tabela 1 resume, para uma melhor compreensão, a quantidade de equipamentos presentes na central fotovoltaica por subsistema e que foram relevantes para o projeto, assim como, a quantidade destes que está associada a um único inversor:

Tabela 1 - Equipamentos da central por subsistema

Subsistema	Equipamento	Quantidade	Quantidade/ Inversor
<b>Transformação de Energia</b>	Painel fotovoltaico	66080	2360
<b>Condução e Seccionamento DC</b>	Caixas de Junção	252	9
	Caixas de Geração	84	3
	Pares Fusíveis de String	3304	118
	Pares Fusíveis de Caixa Geração	252	9
<b>Inversor</b>	Contactador DC / Cabos DC*	84	3
	Pares Fusíveis Inversor	84	3
	Disjuntor AC	28	1
	DC Chopper	28	1
	CIM DAC	28	1
	Sensor Temperatura	28	1
	Ventiladores	56	2
<b>Transformador</b>	Transformador	14	1/2
<b>Rede</b>	Relé de Proteção MT	1	1/28

\*Nota: Está referido na tabela um equipamento como “Contactador DC (Cabos DC)”, esta designação deve-se ao facto do equipamento considerado para os cálculos apresentados na secção 4 (Contactador DC) não ser o equipamento no qual se dá a falha respetiva (Cabos DC).

### 3.2.1 Monitorização, operação e manutenção da Central fotovoltaica

De modo a realizar com maior eficiência a manutenção da central fotovoltaica e garantir o nível máximo de disponibilidade, a monitorização é realizada tanto no campo, pela equipa *frontoffice*, como remotamente, recorrendo a software de monitorização especializado. Esta última, é realizada 24h por dia por uma equipa daqui para a frente referida como *backoffice*.

Os softwares utilizados pelas equipas referidas são o SCADA (*Supervision Control and Data Acquisition*) e o OMS (*Operation and Maintenance Service*). O primeiro faz o controlo e aquisição de dados da central fotovoltaica, recorrendo aos diversos equipamentos de monitorização instalados, mencionados na secção 2.1.4. Estes equipamentos têm um papel fundamental nesta tarefa, para além de sinalizarem os incidentes conseguem também localizá-los na central, acelerando a sua resolução.

No entanto, esta capacidade de localização apenas chega até ao nível da *string*, isto é, qualquer incidente com equipamentos pertencentes a uma *string*, tem de ser localizado dentro da mesma pelo técnico presente.

## Reporte de incidentes

No momento em que se dá o incidente este é, inicialmente, tratado pela equipa de *backoffice*, que o regista no OMS e alerta a equipa de *frontoffice*. Por sua vez, a equipa de *frontoffice* procede à análise e resolução do incidente, caso seja possível.

Após realizada a intervenção, os dados referentes ao incidente são registados pela equipa de *frontoffice* e inseridos no OMS, para que seja possível a sua análise e a redação de um relatório, de acordo com as especificações do contrato de manutenção celebrado com o proprietário da central.

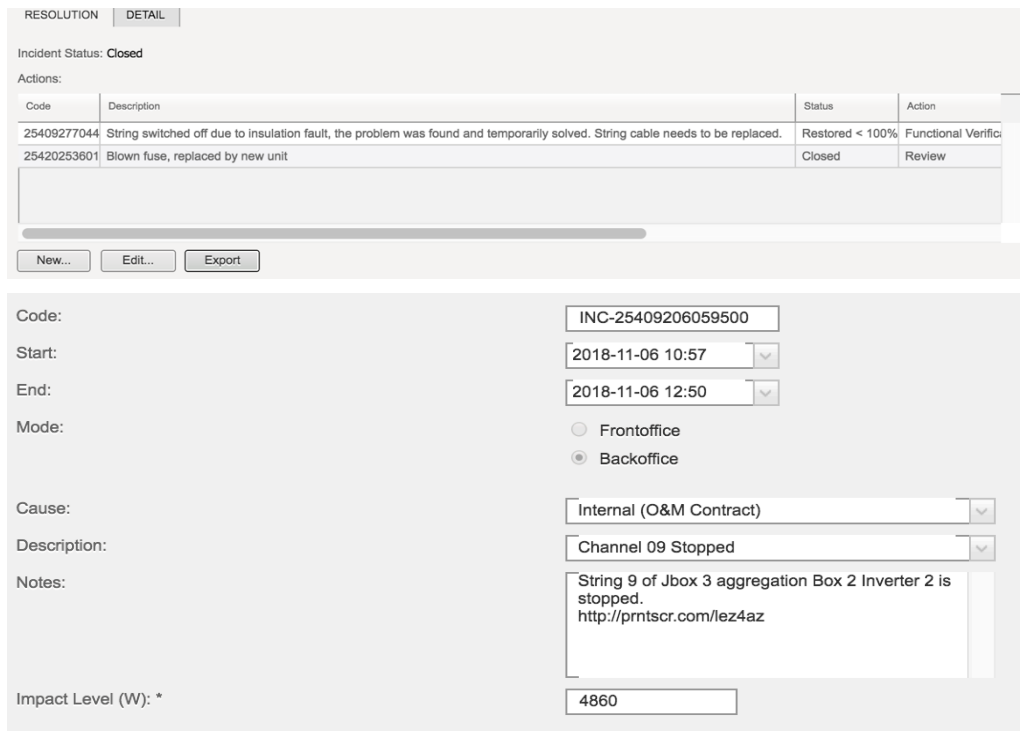
Como se pode verificar na Figura 39, os incidentes são identificados por um código, entre outros campos, utilizados na descrição do incidente, sendo os mais relevantes:

- **Causa de origem Interna/Externa;**
- **Descrição** do incidente;
- **Central** onde ocorre o incidente;
- **Tipo do elemento** em falha;
- **Estado do incidente;**
- **Data de início do incidente;**
- **Data da resolução;**
- **Ação de fecho de incidente.**

INC-25409206059500	
Code:	INC-25409206059500
Cause:	Internal (O&M Contract)
Description:	Channel 09 Stopped
Power Plant:	@Portugal
Element Type:	
Park Element:	
Status:	Closed
Answer Time:	79d 08:36
Attended:	N/A
Time to SLA:	N/A
Absolute Time:	0 Alarms
Start:	2018-11-06 10:57
End:	2018-11-06 12:50
Mode:	Backoffice
Created By:	a.sobral
Notification Users:	aportugal
Close Action:	Review

Figura 39 - Informação descritiva de um incidente no software OMS.

Após a resolução do incidente, há ainda mais uma série de campos abertos, utilizados para detalhar o incidente e a sua resolução, com informação que seja considerada relevante, como se pode ver na Figura 40.



RESOLUTION | DETAIL

Incident Status: Closed

Actions:

Code	Description	Status	Action
25409277044	String switched off due to insulation fault, the problem was found and temporarily solved. String cable needs to be replaced.	Restored < 100%	Functional Verific
25420253601	Blown fuse, replaced by new unit	Closed	Review

New... Edit... Export

Code: INC-25409206059500

Start: 2018-11-06 10:57

End: 2018-11-06 12:50

Mode:  Frontoffice  Backoffice

Cause: Internal (O&M Contract)

Description: Channel 09 Stopped

Notes: String 9 of Jbox 3 aggregation Box 2 Inverter 2 is stopped.  
http://prntscr.com/lez4az

Impact Level (W): \* 4860

Figura 40 - Descrição detalhada do incidente (em baixo) e da resolução (em cima) com especificação da componente em falha e impacto na produção.

São também realizadas ações calendarizadas de manutenção preventiva, estas ações permitem a deteção de potenciais falhas e estados indesejados de equipamentos ou estruturas. São exemplos destas ações:

- Limpeza dos módulos fotovoltaicos;
- Termografia aos módulos da planta;
- Inspeção às ligações e componentes elétricos, procurando sinais de desgaste ou de falhas de isolamento;
- Reaperto de ligações aparafusadas das estruturas e inspeção da consistência do terreno.

Nestas ações é comum proceder-se à reparação ou substituição de equipamentos, neste caso o *frontoffice* terá de proceder à abertura de um incidente e descrever a ação para completar os dados do OMS, de forma a todas as ações tomadas na central estarem registadas e prontas a analisar.

Será a partir da análise dos dados retirados do OMS, que o estudo da fiabilidade e da disponibilidade da central fotovoltaica presente irá assentar.

### 3.3 Falhas da aquisição de dados para a análise de fiabilidade

Na secção 2.2.4, foi realçada a importância da modelação das falhas e do sistema de acordo com a realidade, para a obtenção de resultados fiáveis.

Na secção anterior, foi descrita como é realizada a aquisição de dados, por parte das equipas de monitorização da central em questão, sendo que à primeira vista, esta tarefa parece ser suficiente para uma análise de fiabilidade bem sucedida, no entanto, existem ainda algumas falhas que tornam necessário um tratamento dos dados adquiridos, para modelar o sistema de acordo com o necessário.

#### Campos de descrição abertos

Ao analisar novamente a Figura 39, repara-se que o incidente se refere à paragem do “canal 9”, que neste caso se refere a uma *string*, no entanto, mais nenhuma informação de valor se consegue retirar em relação à falha, para além da sua data de início e fim.

A Figura 40, como já foi referido, mostra os campos utilizados na complementação desta informação. De facto, analisando estes campos, é possível apurar exactamente a causa da falha e os componentes afetados, no entanto, também se consegue notar uma discrepância em relação às duas ações realizadas, como realçado na Figura 41.

Code	Description	Status	Action
25409277044	String switched off due to insulation fault, the problem was found and temporarily solved. String cable needs to be replaced.	Restored < 100%	Functional Verific
25420253601	Blown fuse, replaced by new unit	Closed	Review

Figura 41 - Campos abertos permitem erros na descrição dos incidentes, que posteriormente vão condicionar a análise de dados por não serem totalmente fiáveis.

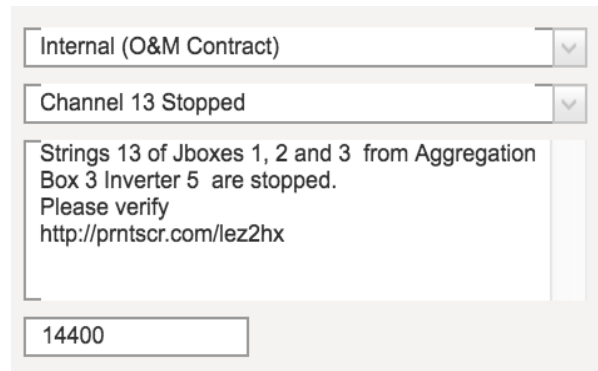
Nos campos de descrição da Figura 41, podemos ler o seguinte:

- Em cima, “String desligada devido a um problema de isolamento, o problema foi encontrado e temporariamente resolvido. É necessário substituir o cabo de string.”;
- Em baixo, “Fusível queimado, substituído por uma nova unidade”.

Ou seja, numa primeira instância, o mecanismo de falha é atribuído a um problema de isolamento de um cabo DC, mais tarde, aquando do fecho definitivo do incidente, é corrigido o mecanismo de falha para um fusível queimado.

É necessária uma análise mais profunda, ao funcionamento da central neste caso, para conseguir apurar qual destes mecanismos é de facto o real. Isto deve-se unicamente ao facto da descrição ser de campo aberto, visto que qualquer falha de isolamento, resulta na abertura de um contactor que corta a corrente ao circuito elétrico a partir da caixa de geração, e por isso, nunca seria dado um alarme apenas referente ao corte de corrente de uma string.

Outro problema, de menor gravidade, desta característica, centra-se na resolução de vários incidentes recorrendo a apenas uma entrada no *software*, como evidenciado na Figura 42 (em cima), e do reporte de informação se deixar ao critério de cada técnico, seja ele de *frontoffice* ou *backoffice*, como evidenciado na Figura 42 (em baixo),



String 11 from Jbox 1 Aggregation box 3 Inverter 5 is stopped. <http://prntscr.com/lez2x8>

String 12 - Jbox3 - Aggregationbox1 - Inverter2 - stopped. <http://prntscr.com/lbuerg>

Figura 42 - Campos abertos com reporte de vários incidentes num só incidente (em cima) e a incongruência dos dados de dois incidentes iguais (em baixo).

Ambos refletem-se aquando da extração e tratamento de dados, ao não permitir um tratamento automático pois não há critério no preenchimento destes campos. A análise das entradas uma a uma, torna-se uma incomportável para a análise de fiabilidade de uma central de grande dimensão.

## Datas incorretas

O fecho de um incidente que ocorre na central, dá-se pela mudança do estado do incidente para *Closed*, como se vê na Figura 41, no entanto, são vários os incidentes que, ao serem resolvidos, não são devidamente fechados, sendo a situação posteriormente resolvida, por vezes pela equipa de *backoffice*, resultando em datas de fecho dos incidentes vários dias, ou meses, após a sua real resolução.

Apesar da fácil resolução deste entrave, com o cruzamento manual destes dados com os dados de produção da central, tal como no caso anterior, fica impossível a eficiência no tratamento e análise dos dados.

## Falha na abertura de incidentes

A deteção de falhas pela equipa de *frontoffice*, durante as ações de manutenção preventiva ou monitorização requer a posterior abertura de incidentes no OMS, no entanto, esta tarefa nem sempre é realizada, resultando numa base de dados dos incidentes na central incompleta.

## Impactos de produção dos incidentes incorretos

Tal como se pode ver na Figura 40, está associado a cada incidente um impacto na produção, este é mais um dos campos abertos do sistema e justifica-se pela variedade de impactos que um incidente pode ter, ainda assim, este campo não é preenchido sempre de acordo com a falha em questão, podendo ser preenchido de acordo com o alarme do sistema, o que resulta na



inserção de dados incorretos e, mais uma vez, torna-se necessário o cruzamento dos dados do OMS com os da produção da central.

### **Dados relevantes para análise de fiabilidade qualitativa**

Como discutido na secção 2.2 é necessário mais do que a especificação do incidente, para a caracterização e modelação correta do que se considera como falha, nomeadamente o modo e o mecanismo de falha.

Estes dados são especialmente importantes para se entender os modos e mecanismos de falha que afetam, com mais frequência e gravidade, o funcionamento de um componente, permitindo no processo um planeamento de ações de manutenção mais eficientes e relevantes.

*(Esta página foi deliberadamente escrita apenas com esta frase)*

## 4 Estudo da Fiabilidade e Disponibilidade da Central Fotovoltaica

### 4.1 Abordagem do problema

O estudo da Fiabilidade assenta, como já referido, no objetivo da sua análise e no caso presente, o objetivo centra-se na quantificação da fiabilidade dos diferentes subsistemas da central fotovoltaica, por isso foi realizada uma análise ao nível dos equipamentos apresentados na Tabela 1 da página 40.

Sendo o método escolhido o da *Fault Tree*, a definição dos eventos de topo é imperativa e por isso, foi inicialmente estabelecido o critério do estado de funcionamento, considerado necessário para o sistema. Visto que a finalidade de uma central fotovoltaica é a produção de energia elétrica, foi então definido que o estado desejado desta seria o de “Produção máxima possível”.

Optou-se por definir os estados mais abrangentes que, na realidade da central, conduzissem ao seu estado indesejado. Identificaram-se assim três eventos de topo:

- Inversor em baixa produção;
- Inversor sem produção/parado
- Central fotovoltaica sem produção/parada

### 4.2 Tratamento de Dados e Classificação de Incidentes

A importância da modelação das falhas de um componente foi evidenciada nas secções anteriores, assim como o modo de aquisição dos dados referentes a estas e as fragilidades que esta aquisição apresenta, por isso, realizou-se uma nova classificação dos incidentes visando a análise de fiabilidade.

Para combater as fragilidades da aquisição de dados, foi primeiramente realizado um cruzamento de dados dos incidentes no OMS, dos relatórios mensais de incidentes para o cliente e dados de produção da central fotovoltaica. Este procedimento, juntamente com o estudo do funcionamento da central fotovoltaica, procurou o apuramento da totalidade dos incidentes e a sua classificação o mais lógica e aproximada da realidade.

Os relatórios mensais, proporcionaram detalhes sobre os incidentes que por vezes se encontravam omitidos nas entradas do OMS.

Os dados de produção da central, permitiram a percepção e identificação de falhas a partir do impacto na produção, já que estas induzem padrões de comportamento característicos nos inversores.

Como o objetivo final passa pela criação de uma *Fault Tree* para a análise do sistema, esta nova abordagem procurou a classificação das falhas não só pelo equipamento que afeta, mas também pelas consequências desta nos outros equipamentos e no próprio sistema, utilizando-se os campos evidenciados no topo da folha de cálculo da Figura 43.

Análise da Fiabilidade e Disponibilidade de uma Central Fotovoltaica

Incident Code	PV_Plant	Equipment	1st Consequence/Affected	Faulted Equipment	Fault	Highest level Consequence	Fault Type	Real Impact (W)	Actual Start Date	Actual Fixing Date	Stoppage time
OMS		Inv 5.1 (500kW)	Inverter Stopped	AC Circuit Breaker	AC Switch Triggered	Inverter stopped	Internal	554600	18/10/2015 12:30	18/10/2015 15:10	2,67
13734725052500		Inv 5.2 (500kW)	Inverter Stopped	AC Circuit Breaker	AC Switch Triggered	Inverter stopped	Internal	554600	18/10/2015 12:30	18/10/2015 15:10	2,67
OMS		Inv 6.1 (500kW)	Inverter Stopped	AC Circuit Breaker	AC Switch Triggered	Inverter stopped	Internal	554600	18/10/2015 12:30	18/10/2015 15:10	2,67
13734725053500		Inv 6.2 (500kW)	Inverter Stopped	AC Circuit Breaker	AC Switch Triggered	Inverter stopped	Internal	554600	18/10/2015 12:30	18/10/2015 15:10	2,67
13743927713500			Inverter Stopped	Inverter	DC Chopper test Failure	Inverter Stopped	Internal	566400	19/10/2015 08:00	19/10/2015 10:20	2,33
13743927713500		Inv Grp 2 (1MW)	Inverter Stopped	Inverter	DC Chopper test Failure	Inverter Stopped	Internal	566400	19/10/2015 08:00	19/10/2015 10:20	2,33
13773057453500		Inv Grp 2 (1MW)	DC Contactor Open	DC Cables	DC Cable w/Low Insulation Resistance	Inverter w/Low Production	Internal	159800	21/10/2015 12:31	21/10/2015 14:32	2,01
13920513712500			MV Station	Grid	Grid - MV Fault	Power Plant Stopped	External	6781000	01/11/2015 14:14	01/11/2015 14:39	0,42
13920513715500			MV Station	Grid	Grid - MV Fault	Power Plant Stopped	External	6779000	01/11/2015 14:14	01/11/2015 14:39	0,42
13920600732500			MV Station	Grid	Grid - MV Fault	Power Plant Stopped	External	2249000	01/11/2015 14:14	01/11/2015 14:39	0,42
13931368489500			MV Station	Grid	Grid - MV Fault	Power Plant Stopped	External	6781000	02/11/2015 11:56	02/11/2015 13:14	1,30
13931368490500			MV Station	Grid	Grid - MV Fault	Power Plant Stopped	External	6779000	02/11/2015 11:56	02/11/2015 13:14	1,30

Figura 43 - Parcela da folha de cálculo utilizada na análise aos incidentes com os campos de caracterização utilizados.

Destes campos, apenas três são retirados diretamente do OMS (PV\_Plant, Equipment e Fault Type), os restantes foram criados, ou adaptados, de acordo e ao longo da análise ao sistema e aos incidentes. Na Tabela 2, estão apresentados os campos e a sua finalidade, nesta análise:

Tabela 2 - Descrição dos campos utilizados na classificação dos incidentes

Descrição do Campo	
<b>Incident Code</b>	<p>Código identificativo da falha.</p> <p>-Falhas provenientes do OMS, apresentam o código atribuído pelo software.</p> <p>-Falhas inseridas pela análise aos relatórios, apresentam um código que remete ao respetivo relatório, do tipo “IL Mês/Ano”. Ex: “IL 03/2018”</p> <p>-Falhas identificadas na análise à produção da central, ou expandidos de entradas que agrupam várias falhas, apresentam o código “OMS”</p>
<b>PV_Plant</b>	Central na qual se deu a falha.
<b>Equipment</b>	Equipamento, excluindo a ligação à rede, de nível mais alto no qual aconteceu a falha.
<b>1st Consequence /Affected Equipment</b>	Identificação do estado do equipamento do nível seguinte ao equipamento em que se deu a falha ou, caso não haja nenhum equipamento nesse situação, a consequência ou efeito da falha.
<b>Faulted Equipment</b>	Equipamento em que se deu a falha.
<b>Fault Mode/ Fault</b>	<p>Identificação da falha, modo de falha ou alguma característica única da falha.</p> <p>Nota: Este campo foi utilizado apenas como diferenciador das falhas para posteriormente ser devidamente classificada na análise FMECA.</p>
<b>Fault Type</b>	Tipo de falha relativamente à sua origem, interna ou externa.
<b>Real Impact</b>	Impacto potencial da falha, em W.
<b>Actual Start Date</b>	Data real de início da falha.
<b>Actual Fixing Date</b>	Data real de reparação da falha, de acordo com a melhor informação retirada do cruzamento de informação das várias fontes.
<b>Stoppage Time</b>	Tempo real de paragem, em horas.

### 4.2.1 Análise às falhas por subsistema e equipamento

Findada a classificação dos incidentes, identificaram-se as diferentes falhas que afetam a central, assim como o número de ocorrências de cada uma durante o período de monitorização. Foi ainda dado um código a cada falha, em inglês para facilitar futuras aplicações e para facilitar a sua identificação, do tipo “EQUIPAMENTO-CÓDIGO-FALHA”, por exemplo, a falha módulo danificado (*damaged module*) terá o código “PVM-DM”.

No caso da central em estudo, foram acumulados dados sobre os incidentes desde o final do mês de Dezembro de 2013 e o fim do mês de Junho de 2018, contabilizando-se assim quatro anos e meio de monitorização, que se traduzem em sensivelmente **39420** horas de estudo, este será o tempo utilizado nos cálculos da taxa de ocorrência de falhas dos equipamentos.

Note-se que a equação 6, que nos dá a taxa de ocorrência de uma dada falha, apresenta no seu denominador um somatório do tempo de teste, neste caso, esse somatório traduz-se na multiplicação entre as horas de estudo e número de equipamentos onde a falha se dá.

A Tabela 3, 4, 5, 6 e 7 resumem as falhas registadas, por subsistema e equipamento, contabilizando o número de ocorrências, a taxa de ocorrência e o tempo médio de duração das falhas.

- **Subsistema: Transformação de Energia**

Tabela 3 - Falhas registadas, taxa de ocorrência e Mean Down Time, no subsistema "Transformação de Energia", por equipamento

Equipamento	ID Falha	Descrição	Nº falhas	$\lambda$ [/ $10^6$ h]	MDT [h]
Módulo FV	PVM-DM	Módulo danificado	394	<b>0,1513</b>	<b>1,9</b>

- **Subsistema: Condução e Seccionamento DC**

Tabela 4 - Falhas registadas, taxa de ocorrência e Mean Down Time, no subsistema "Condução e Seccionamento DC", por equipamento

Equipamento	ID Falha	Descrição	Nº falhas	$\lambda$ [/ $10^6$ h]	MDT [h]
Par Fusível GB	GBF-BF	Fusível na caixa de geração queimado	1	<b>0,101</b>	<b>17,00</b>
Par Fusível JB	JBF-BF	Fusível na caixa de junção queimado	226	<b>1,735</b>	<b>128,30</b>
Caixa de Junção	JB-HF	Falha humana	1	<b>0,029</b>	<b>20,84</b>

- **Subsistema: Inversor**

Tabela 5 - Falhas registadas, taxa de ocorrência de falhas e Mean Down Time, no subsistema "Inversor", por equipamento

Equipamento	ID Falha	Descrição	Nº falhas	$\lambda$ [/10 <sup>6</sup> h]	MDT [h]
<b>Sensor de Temperatura</b>	TS-OT	Sensor de Temperatura defeituoso aciona proteção contra <i>overtemperature</i>	9	<b>16,308</b>	<b>0,80</b>
<b>CIM DAC</b>	CD-F	Falha do funcionamento do CIM DAC	10	<b>9,060</b>	<b>46,30</b>
<b>DC Chopper</b>	DCC-TF	Teste do DC Chopper falha	27	<b>24,462</b>	<b>0,84</b>
	DCC-RF	Resistor do DC Chopper falha	1	<b>0,906</b>	<b>6,16</b>
	DCC-HT	Temperatura excessiva do DC Chopper	1	<b>0,906</b>	<b>1,00</b>
<b>Inversor</b>	INV-EC	Inversor em funcionamento com derating	39	<b>35,334</b>	<b>0,98</b>
	INV-OT	Temperatura do inversor ultrapassa limite de funcionamento	3	<b>5,436</b>	<b>0,53</b>
	INV-HF	Falha humana impede inversor de arrancar	2	<b>0,650</b>	<b>0,22</b>
<b>Disjuntor AC</b>	ACCB-T	Disjuntor AC acionado	16	<b>14,496</b>	<b>4,96</b>
	ACCB-D	Disjuntor AC danificado	8	<b>7,248</b>	<b>5,47</b>
	ACCB-TGF	Disjuntor AC acionado após falha de média tensão	258	<b>233,75</b>	<b>1,65</b>
<b>Par de Fusíveis do Inversor</b>	INVF-BF	Fusível no inversor queimado	2	<b>0,604</b>	<b>3,82</b>
<b>Contactador DC / Cabos DC</b>	CDC-LIR	Baixa Resistência de Isolamento	231	<b>69,762</b>	<b>16,39</b>
<b>Ventilador do filtro AC</b>	ACFV-S	Ventilador perde capacidade de funcionamento	23	<b>10,419</b>	<b>7,39</b>
	ACFV-SINV	Perda de capacidade de funcionamento aciona proteção de tensão do inversor	5	<b>2,265</b>	<b>1,80</b>

- **Subsistema: Transformador**

Tabela 6 - Falhas registadas, taxa de ocorrência de falhas e *Mean Down Time*, no subsistema "Transformador", por equipamento

Equipamento	ID Falha	Descrição	Nº falhas	$\lambda$ [/10 <sup>6</sup> h]	MDT [h]
Transformador	PT-RGF	Falha de regulação do Transformador	2	3,624	6,00

- **Subsistema: Rede**

Tabela 7 - Falhas registadas, taxa de ocorrência e *Mean Down Time*, no subsistema "Rede", por equipamento.

Equipamento	ID Falha	Descrição	Nº falhas	$\lambda$ [/10 <sup>6</sup> h]	MDT [h]
Relé de proteção MT	PRG-GF	Falha de rede	156	3982,75	0,7

### 4.3 Disponibilidade da central e impacto na potência dos eventos

A construção das *Fault Trees* de cada evento de topo requer uma análise ao funcionamento da central, para que seja possível realizar as ligações lógicas entre as falhas e os eventos. No Anexo C, encontra-se a análise FMECA resultante deste estudo, que permitiu a construção das *Fault Trees*, apresentadas no Anexo D, graças à identificação das consequências de cada falha.

Visto que, quando se dá alguma falha no módulo, a sua substituição obriga a uma paragem da string inteira onde este está inserido, a sua inclusão nos eventos de topo não pode ser realizada pois seria uma dupla contabilização do seu impacto, tornando este o único evento que se encontra fora das FTs apresentadas.

Após a construção das *Fault Trees* torna-se possível, com o auxílio do *software* RAM Commander, realizar o cálculo referente à taxa de ocorrência de falhas e ao tempo médio de duração de um evento de topo, a partir das fórmulas de cálculo de portas lógicas apresentadas na secção 2.2.4, cujo software mencionado aplica.

Recorrendo às equações 9, 10 e 11 e à taxa de ocorrência de falhas, obtém-se o MDT do evento de topo.



A Tabela 8 resume os resultados obtidos, por evento de topo:

Tabela 8 - Taxa de ocorrência de falhas e tempo de duração médio dos eventos de topo

Evento de Topo	$\lambda$ [ $10^6$ h]	MDT [h]	MTBF [h]
<b>Inversor em baixa produção (IBP)</b>	467,48	64,11	2139
<b>Inversor sem produção (ISP)</b>	315,77	7,08	3167
<b>Central sem produção (CSP)</b>	3982,75	0,70	251

Note-se que, como dois dos eventos de topo estão centrados no funcionamento do inversor há que ter em conta a quantidade de componentes presentes em cada inversor e resumidas na Tabela 1 da página 40.

A probabilidade de, por exemplo, uma falha CDC-LIR acontecer num dado inversor, é equivalente à probabilidade dela acontecer em qualquer um dos 3 conjuntos de cabos DC ligados a esse inversor.

O mesmo se passa quando consideramos a central em estudo, que conta com 28 inversores, neste caso a probabilidade de um inversor entrar num estado referente aos eventos de topo, é igual à probabilidade de qualquer um dos 28 inversores entrar nesses mesmos estados, como representado na *Fault Tree* da Figura 44:

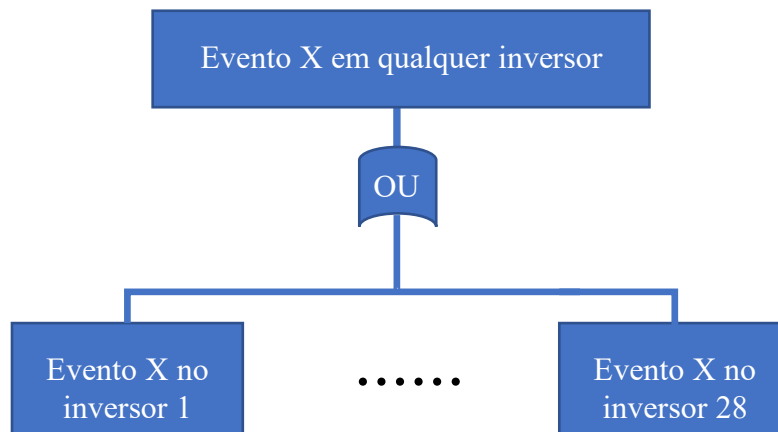


Figura 44 - Esquema representativo da realidade da central, para os dois primeiros eventos de topo.

Ou seja, a realidade da central para os dois primeiros eventos, é equivalente a uma porta OU, em que os eventos de entrada são os eventos de topo aplicados aos 28 inversores.

A Tabela 9 resume os resultados obtidos, por evento de topo, para esta realidade:

Tabela 9 - Taxa de ocorrência de falhas e tempo de duração médio dos eventos de topo, para a realidade da central em estudo

Evento de Topo	$\lambda$ [ $10^6$ h]	MDT [h]	MTBF [h]
<b>Inversor em baixa produção</b>	13089,44	64,11	76
<b>Inversor sem produção</b>	8841,616	7,16	113
<b>Central sem produção</b>	3982,75	0,70	251

A partir destes resultados pode passar-se a uma análise ao funcionamento da central mediante condições de funcionamento (CF) predefinidas, neste caso pretende-se saber qual a disponibilidade da central em três condições:

1. Todos os inversores com capacidade de funcionamento;
2. Central com capacidade de produção;
3. Central com capacidade de produção máxima.

### 1. CF: Todos os inversores com capacidade de funcionamento

Para chegar ao estado equivalente desta condição de funcionamento é necessário combianar dois eventos de topo, “Inversor sem produção” e “Central sem produção”. O esquema da Figura 45 representa esse sistema:

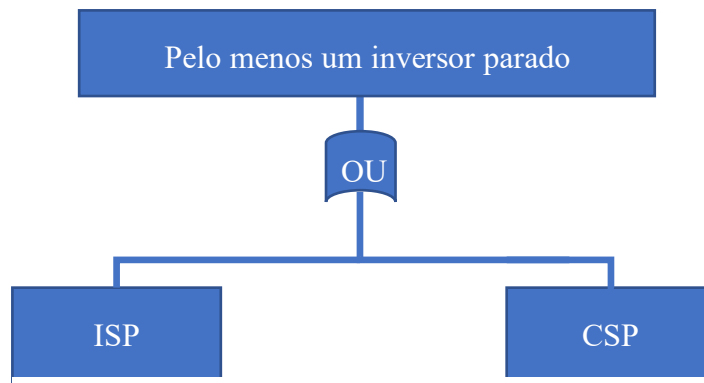


Figura 45 - Esquema representativo da realidade, para a condição de inversor com produção máxima possível.

Recorrendo às equações 9, 10 e 11 e aos parâmetros apresentados na Tabela 10, obtemos o resultado da disponibilidade, apresentado na mesma tabela:

Tabela 10 - Disponibilidade da central, e demais parâmetros, para a CF: Inversores com capacidade de funcionamento

<b>Condição de funcionamento: Inversor com capacidade de funcionamento</b>	
$\lambda$ [ $10^6$ h]	12092,21
MDT [h]	2,46
MTBF [h]	83
<b>Disponibilidade [%]</b>	<b>97,11</b>

## 2. CF: Central com capacidade de produção

Para esta condição de funcionamento, apenas o evento “Central sem produção” é capaz de levar o sistema a atingir o estado indesejado, o resultado da disponibilidade e os parâmetros usados para a calcular, estão apresentados na Tabela 11:

Tabela 11 - Disponibilidade da central, e demais parâmetros, para a CF: Central com capacidade de produção

<b>Condição de funcionamento: Central com capacidade de produção</b>	
$\lambda$ [ $10^6$ h]	3982,75
MDT [h]	0,7
MTBF [h]	251
<b>Disponibilidade [%]</b>	<b>99,72</b>

### 3. CF: Central com capacidade de produção máxima

Dada a condição de funcionamento, estabelecida inicialmente, para a central como um todo, que é a de produção máxima possível, temos que qualquer um dos eventos de topo pode levar à situação indesejada, ou seja, o sistema equivalente para esta condição está representado na Figura 46:

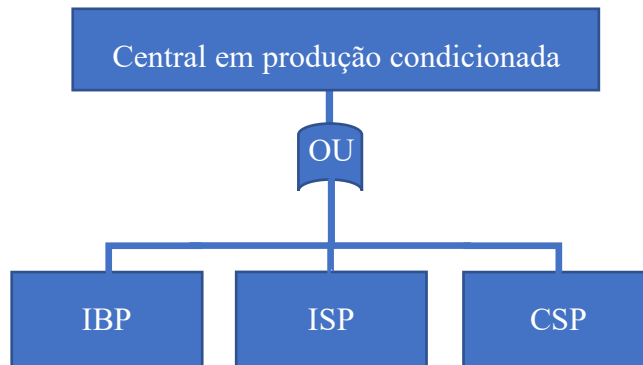


Figura 46 - Esquema representativo da realidade da central, para o incumprimento da condição de produção máxima possível.

A disponibilidade e os parâmetros utilizados no cálculo da mesma estão apresentados na Tabela 12:

Tabela 12 - Disponibilidade da central, e demais parâmetros utilizados, para a CF: Central com capacidade de produção máxima

Condição de funcionamento: Central com capacidade de produção máxima	
$\lambda$ [ $10^6$ h]	25181,65
MDT [h]	34,51
MTBF [h]	39,71
Disponibilidade [%]	<b>53,50</b>

## Impacto das falhas na potência disponível

As falhas dos equipamentos, tal como a sua definição impõe, causa a incapacidade deste realizar a tarefa para a qual foi concebido. Na realidade de uma central fotovoltaica, esta incapacidade traz aliada a si um impacto na potência disponível da central.

Como este impacto na potência disponível é um dos indicadores da *performance* da central, interessa averiguar qual destes eventos de topo, assim como qual falha, traz mais impacto ao sistema. Em casos em que é provocado o derating do inversor, não é possível quantificar o impacto na potência disponível pois esta não é fixa e varia com o tempo.

- **Inversor em baixa produção**

A Tabela 13 resume os impactos de potência, para cada falha que os equipamentos experienciam e que conduza à perda parcial da capacidade de funcionamento do inversor.

Tabela 13 - Impacto na potência disponível absoluto e percentual, por cada falha que conduza à perda parcial da capacidade de funcionamento de um inversor

Falha	Nº de ocorrências	MDT [h]	Impacto na Potência disponível [kW]	$\mu \left( \frac{P_{\text{indisponível}}}{P_{\text{total}}} \right)$ [%]
<b>CDC-LIR</b>	231	16,4	156	1,11%
<b>JB-HF</b>	1	20,8	156	1,11%
<b>DCC-HT</b>	1	1,0	44	0,32%
<b>BF-INV</b>	2	3,8	156	1,11%
<b>BF-GB</b>	1	17,0	52	0,37%
<b>BF-JB</b>	226	128,3	4,7	0,03%
<b>INV-EC</b>	39	1,0	192	1,37%
<b>ACFV-S</b>	23	7,4	N/A	N/A
<b>Evento de Topo</b>	<b>524</b>	<b>64,11</b>	<b>86,14</b>	<b>0,62%</b>

A partir dos resultados obtidos, pode concluir-se que:

1. As falhas de isolamento dos cabos DC são as falhas que mais contribuem para a entrada do inversor no estado indesejado de baixa produção. O seu impacto na potência disponível é também o mais acentuado, para este evento de topo, no entanto apenas se reflete em 1,11% da potência disponível da central. Apesar do baixo impacto percentual, o facto da sua frequência e tempo médio de paragem serem muito altos, dá a esta falha um risco para a produção acentuado.
2. Tal como no caso anterior, apesar do baixo impacto na potência nominal de um fusível queimado, o tempo de paragem da string, assim como a frequência com que esta falha acontece, dá a esta falha o potencial de causar perdas energéticas consideráveis.

• **Inversor sem produção**

A Tabela 14 resume os impactos na potência disponível, para cada falha que os equipamentos experienciam, que conduza à perda total da capacidade de funcionamento do inversor.

Tabela 14 - Impacto na potência disponível absoluto e percentual, por cada falha que conduza à perda total da capacidade de funcionamento de um inversor

Falha	Nº de ocorrências	MDT [h]	Impacto na Potência disponível [kW]	$\mu \left( \frac{P_{indisponível}}{P_{total}} \right) [\%]$
<b>PT-RGF</b>	2	6,0	1109	7,92%
<b>CD-F</b>	10	46,3	554,6	3,96%
<b>DCC-TF</b>	27	0,8	554,6	3,96%
<b>DCC-RF</b>	1	6,2	554,6	3,96%
<b>INV-OT</b>	3	0,5	554,6	3,96%
<b>INV-HF</b>	2	0,2	554,6	3,96%
<b>ACCB-D</b>	8	5,5	554,6	3,96%
<b>ACCB-T</b>	16	5,0	554,6	3,96%
<b>ACCB-TGF</b>	258	1,7	554,6	3,96%
<b>INV-TSF</b>	9	0,8	554,6	3,96%
<b>ACFV-SINV</b>	5	1,8	554,6	3,96%
<b>Evento de Topo</b>	<b>341</b>	<b>7,2</b>	<b>557,9</b>	<b>3,98%</b>

A partir dos resultados obtidos pode concluir-se que:

1. A falha do transformador causa a paragem de dois inversores e o seu tempo de paragem é consideravelmente longo, no entanto, estes dois pontos são contrapostos pela baixa frequência de ocorrência de falhas.
2. O disparo do disjuntor de corrente alternada após as falhas de rede, é a falha que mais contribui para a paragem dos inversores. Apesar do tempo médio de duração desta falha não ser especialmente longo, este é contraposto com a frequência de ocorrência desta falha que aliado ao impacto que acarreta, dá a esta falha um potencial de causar perdas de produção à central muito grande.
3. As falhas do CIM DAC registam um tempo médio de duração muito alto e como a sua consequência imediata da falha é também o inversor parado, o seu potencial de causar perdas de produção à central é também muito grande. Apesar disto, a margem de melhoramento do tempo médio de duração é também grande, o que leva a concluir que com

- **Central sem produção**

A Tabela 15, resume o impacto na potência disponível para cada falha que os equipamentos experienciam e que conduza à perda parcial da capacidade de funcionamento da central.

Tabela 15 - Impacto na potência disponível absoluto e percentual, por cada falha que conduza à perda total da capacidade de funcionamento da central

Falha	Nº de ocorrências	MDT [h]	Impacto na Potência disponível [kW]	$\mu \left( \frac{P_{indisponível}}{P_{total}} \right) [\%]$
<b>PRG-GF</b>	156	0,7	14000	100%
<b>Evento de Topo</b>	<b>156</b>	<b>0,7</b>	<b>14000</b>	<b>100%</b>

Os resultados obtidos mostram que, apesar do baixo tempo médio de duração destas falhas, a frequência com que ocorrem e a potência nominal que acarretam, tornam esta a falha com mais risco a nível de produção.

Quando comparado com os casos anteriores, em que o máximo de impacto percentual atingia apenas cerca de 8%, para tempos de paragem não muito superiores, na maioria dos casos, este risco acentuado é realçado.

### O impacto na potência disponível dos eventos de topo

A Tabela 16, resume o impacto na potência disponível de cada evento de topo considerado, para uma melhor compreensão:

Tabela 16 - Impacto na potência disponível absoluto e relativo, cada evento de topo durante o período de observação

Evento de Topo	Nº de ocorrências	MDT [h]	Impacto na P <sub>disponível</sub> [kW]	$\mu \left( \frac{P_{indisponível}}{P_{total}} \right) \pm \sigma_s [\%]$
<b>Inversor em baixa produção</b>	524	10,4	<b>86,14</b>	<b>0,62 ± 0,60%</b>
<b>Inversor sem produção</b>	341	7,2	<b>557,9</b>	<b>3,98 ± 0,75%</b>
<b>Central sem produção</b>	156	0,7	<b>14000</b>	<b>100%</b>

## Análise da Disponibilidade e do Impacto na potência disponível

Os gráficos da Figura 47, apresentam os resultados obtidos para a disponibilidade da central fotovoltaica mediante a condição de funcionamento definida, assim como o impacto percentual na potência disponível da central para cada evento de topo, durante o período de observação.

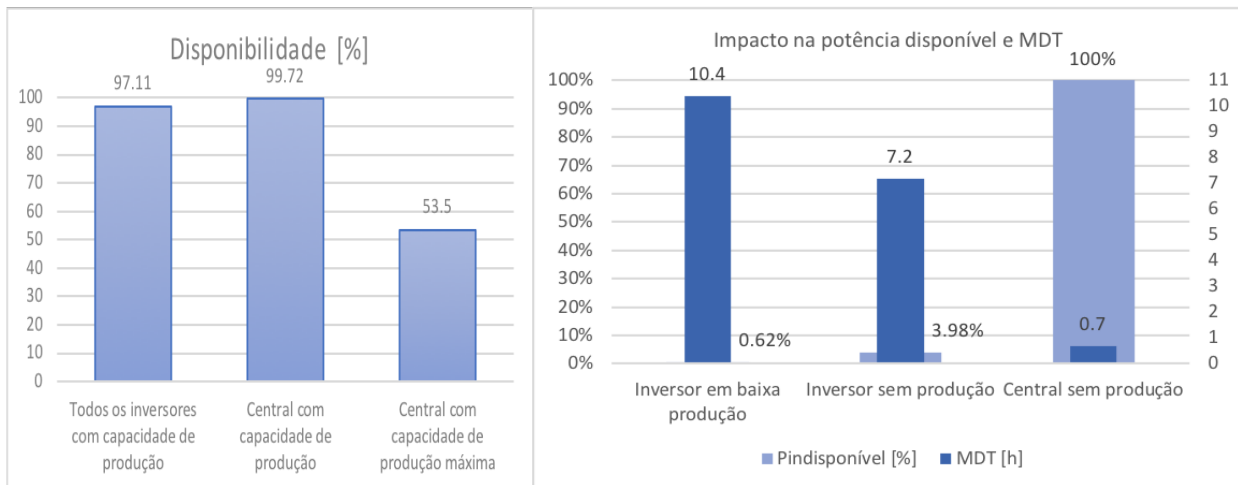


Figura 47 - Disponibilidade da central fotovoltaica para as condições de funcionamento definida e impacto percentual na potência disponível de cada evento de topo.

Aqui é evidenciada uma das grandes fragilidades da central que, apesar de apresentar indicadores de disponibilidade de produção bastante altos, estes são contrapostos com a incapacidade de manter o pleno de produção em quase 50% do tempo de estudo.

Esta discrepância deve-se à quantidade de pequenos eventos que afetam o funcionamento da central, como um fusível queimado ou uma falha de isolamento, no entanto, também se justifica pelo tempo de duração destes pequenos incidentes, alguns contando com centenas de horas até à sua reparação.

No entanto, estas falhas registam uma média de impacto percentual na potência disponível bastante baixo, o que leva a crer que esta disponibilidade tão baixa não se refletirá em perdas de produção acentuadas. Ainda assim, a diminuição do tempo de paragem é um ponto que poderá ser melhorado o que se refletirá numa diminuição do risco deste evento.

Apesar da alta disponibilidade da central quando são consideradas condições de funcionamento que apenas requerem a capacidade de produção, o impacto potencial das falhas de rede incapacitam a totalidade da central fotovoltaica. Para além disso, o tempo de paragem apesar de ser o mais baixo, quando relacionado com o impacto potencial, leva a concluir que as perdas que esta falha pode causar podem atingir valores muito altos.

Aliando este facto às conclusões retiradas sobre a proveniência de grande parte as falhas que dão origem ao evento “Inversor sem produção” (Disparo do disjuntor dos inversores após falha de rede), pode concluir-se que, caso fosse possível a diminuição da frequência das falhas de rede, o evento de topo “Inversor sem produção” teria um risco associado muito menor.



#### 4.4 Fiabilidade dos subsistemas

Olhando ao nível dos subsistemas apresentados, podemos considerar que uma falha no subsistema se dá quando qualquer falha, num equipamento pertencente a esse mesmo subsistema, se der.

Ou seja, neste caso teremos um paralelo das situações descritas na análise da disponibilidade, tal como representado no esquema da Figura 48:

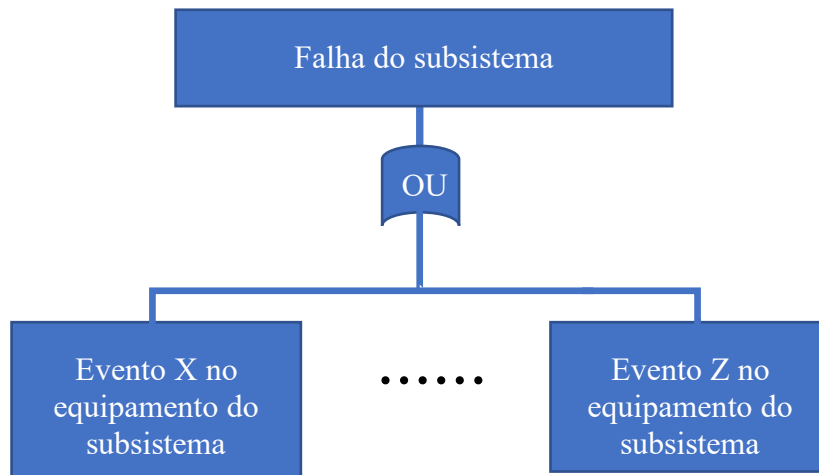


Figura 48 - Esquema representativo da realidade da central, para os subsistemas de equipamentos

A Tabela 17 resume a taxa de ocorrência de falhas num subsistema assim como o tempo de duração médio.

Tabela 17 - Taxa de ocorrência de falhas e tempo médio de paragem de cada subsistema

Subsistema	$\lambda$ [/10 <sup>6</sup> h]	MDT [h]
<b>Transformação de Energia</b>	0,15	1,90
<b>Condução e Seccionamento DC</b>	1,87	120,60
<b>Inversor</b>	431,606	5,15
<b>Transformador</b>	3,624	6,00
<b>Rede</b>	3982,75	0,70

Sendo a fiabilidade de um sistema, a probabilidade de este levar a cabo a tarefa para a qual foi concebido num período de tempo definido e sem qualquer avaria, interessa estudar a variação desta com o aumento das horas de utilização. Por isso, irão ser apresentados os valores da fiabilidade dos subsistemas para:

- 7 dias, ou 168h;
- 30 dias, ou 720h;
- 180 dias, ou 4392h;
- 365 dias, ou 8760h.

Para além disso, serão também apresentados:

- Número de falhas expectável para o subsistema num ano;
- Tempo entre falhas, em dias, no subsistema.

A análise à fiabilidade dos subsistemas, foi executada de modo a identificar os pontos mais frágeis em cada subsistema. A condição considerada foi a de capacidade de funcionamento, no caso do inversor esta condição exclui algumas das falhas e por isso, foi analisada separadamente, a fiabilidade do inversor contra a entrada em baixa de produção.

#### 4.4.1 Análise à fiabilidade dos subsistemas

Utilizando as equações apresentadas na secção 2.2.2, referentes ao calculo de fiabilidade e na secção 2.2.4, referentes à propagação da mesma mediante as relações lógicas entre os eventos, os resultados de fiabilidade dos subsistemas podem ser calculados, podendo ainda se identificar os pontos mais frágeis de cada subsistema.

- **Subsistema: Transformação de Energia**

Os resultados dos cálculos de fiabilidade para o subsistema Transformação de Energia estão apresentados na Tabela 18:

Tabela 18 - Fiabilidade do subsistema Transformação de Energia e dos equipamentos para cada falha

Falha	Fiabilidade R(t)				Falhas	MTBF
	t=168h	t=720h	t=4392h	t=8760h	1 ano	Dias
MFV- DM	100,00%	99,99%	99,93%	99,87%	85	4
<b>Subsistema</b>	<b>100,00%</b>	<b>99,99%</b>	<b>99,93%</b>	<b>99,87%</b>	<b>85</b>	<b>4*</b>

Por o único equipamento pertencente a este subsistema serem os módulos fotovoltaicos, a fiabilidade destes será a fiabilidade total do subsistema, analisando os resultados pode concluir-se que:

1. A fiabilidade dos módulos fotovoltaicos da central é altíssima, no entanto, dada a quantidade de módulos presentes no central podem ainda contar-se com perto de uma centena de falhas por ano deste equipamento;
2. A alta fiabilidade dos módulos justifica-se pelas condições de operação a que estão sujeitos, o que leva a concluir que o projeto da central foi bem realizado, evitando a possibilidade de sombreamento de módulos devido aos módulos da string da frente. A sua manutenção também está adequada, garantindo que a sujidade devido a poeiras ou dejetos de animais não passa despercebida dos técnicos da central;
3. \*Para este cálculo não se contabilizou a degradação temporal que os módulos apresentam, ou seja, este valor poderá alterar-se ligeiramente com essa contabilização, a partir do momento em que se consideram previsões de fiabilidade para vários anos.

- **Subsistema: Condução e Seccionamento DC**

Os resultados dos cálculos de fiabilidade para o subsistema Condução de energia interna, estão apresentados na Tabela 19:

Tabela 19 - Fiabilidade do subsistema Condução e Seccionamento DC e dos equipamentos para cada falha

Equipamento-Falha	Fiabilidade R(t) [%]				Falhas	MTBF
	t=168h	t=720h	t=4392h	t=8760h	1 ano	Dias
GBF-BFG	100,00%	99,99%	99,96%	99,91%	0,22	1637
JBF-BF	99,97%	99,88%	99,24%	98,49%	49,84	7
JB-HF	100,00%	100,00%	99,99%	99,97%	0,06	5702
<b>Subsistema</b>	<b>99,97%</b>	<b>99,87%</b>	<b>99,18%</b>	<b>98,38%</b>	<b>50,12</b>	<b>7</b>

O subsistema Condução e Seccionamento DC, engloba várias das falhas estudadas, a sua fiabilidade é igual ao produto das fiabilidades dos equipamentos para uma dada falha, no período de tempo específico tal como indica a equação 13 da secção 2.2.4.

Analisando os resultados conclui-se que:

1. A fiabilidade deste subsistema é bastante alta para todos os períodos de tempo considerados.
2. No caso dos fusíveis da caixa de geração e das falhas humanas nas caixa de junção, a fiabilidade justifica-se pelo baixa taxa de ocorrência de falhas nestes componentes, refletido pelo tempo médio entre falhas atingir milhares de dias.
3. No caso dos fusíveis da caixa de junção a realidade é diferente, a sua alta fiabilidade deve-se também à baixa taxa de ocorrência de falhas, no entanto, para a realidade da central, esta traduz-se num tempo médio entre falhas de apenas 7 dias, que por sua vez se deve à grande quantidade de componentes presente na central. Desta forma, apesar da alta fiabilidade, ainda se consegue esperar uma média de 50 falhas por ano deste componente.

- **Subsistema: Inversor**

Os resultados dos cálculos de fiabilidade para o subsistema “Inversor”, estão apresentados na Tabela 20:

Tabela 20 - Fiabilidade do subsistema Inversor e dos equipamentos para cada falha

Equipamento-Falha	Fiabilidade R(t) [%]				Falhas	MTBF
	t=168h	t=720h	t=4392h	t=8760h	1 ano	Dias
TS-OT	99,73%	98,83%	93,09%	86,69%	3,7	91
CD-F	99,85%	99,35%	96,10%	92,37%	2,1	164
DCC-TF	99,59%	98,25%	89,81%	80,71%	5,4	61
DCC-RF	99,98%	99,93%	99,60%	99,21%	0,2	1642
DCC-HT	99,98%	99,93%	99,60%	99,21%	0,2	1642
INV-OT	99,91%	99,61%	97,64%	95,35%	1,3	274
INV-HF	99,99%	99,95%	99,71%	99,43%	0,2	2289
ACCB-T	99,76%	98,96%	93,83%	88,07%	3,3	103
ACCB-D	99,88%	99,48%	96,87%	93,85%	1,7	205
ACCB-TGF	96,15%	84,51%	35,82%	12,90%	24,4	6
ACFV-SINV	99,96%	99,84%	99,01%	98,04%	1,1	328
<b>Subsistema</b>	<b>94,84%</b>	<b>79,68%</b>	<b>25,02%</b>	<b>6,31%</b>	<b>43,7</b>	<b>5</b>

Analogamente ao caso anterior, a fiabilidade do subsistema é dada pelo produto das fiabilidades dos equipamentos para as falhas em questão.

Analisando os resultados pode concluir-se que:

1. A fiabilidade do subsistema em questão, sofre uma grande descida quando se consideram períodos de média dimensão, esperando-se para o período de um ano, a ocorrência de cerca de 44 falhas entre todos os equipamentos da central pertencentes a este subsistema, o que se traduz num tempo médio entre falhas de apenas 6 dias.
2. Esta baixa fiabilidade, para o período de um ano, deve-se muito às falhas do disjuntor após falhas de média tensão, contribuindo com mais de 50% de das falhas previstas para este período, com um tempo médio entre falhas de apenas 6 dias.

3. Uma subida da fiabilidade do equipamento contra a falha mencionada dos atuais 12% para 50% (valor próximo da segunda fiabilidade mais baixa) iria traduzir-se numa subida da fiabilidade total para 25% no período de um ano. O tempo entre falhas subiria para 9 dias o que se traduz em menos 10 falhas esperadas anualmente, o que evidencia mais uma vez o grande impacto proveniente deste evento.
4. A falha de teste do DC Chopper é o evento que, a seguir ao anteriormente mencionado, mais peso tem neste resultado de fiabilidade, no entanto, são apenas expectáveis 5 falhas por ano.
5. Os componentes que realizam o controlo de temperatura do subsistema, o sensor de temperatura e os ventiladores, apresentam todos fiabilidades altas. Este é um bom indicador para o combate à falha por condições extremas mencionada anteriormente.

### Fiabilidade do inversor contra a entrada em baixa produção

As falhas apresentadas anteriormente, conduzem todas à falha total do inversor, no entanto, existem falhas pertencentes a este subsistema que conduzem à falha parcial do inversor, isto é, à entrada do inversor em regime de baixa produção.

A fiabilidade do inversor, para esta condição de funcionamento, é apresentada na Tabela 21:

Tabela 21 - Fiabilidade do subsistema Inversor e dos equipamentos, para cada falha que conduza à falha parcial do subsistema

Equipamento-Falha	Fiabilidade R(t) [%]				Falhas	MTBF
	t=168h	t=720h	t=4392h	t=8760h	1 ano	Dias
INV-EC	99,41%	97,49%	85,63%	73,38%	7,5	42
INVF-BF	99,99%	99,96%	99,74%	99,47%	0,4	821
CDC-LIR	98,83%	95,10%	73,61%	54,27%	38,4	7
ACFV-S	99,83%	99,25%	95,53%	91,28%	4,9	71
<b>Subsistema</b>	<b>98,07%</b>	<b>91,98%</b>	<b>60,05%</b>	<b>36,16%</b>	<b>51,2</b>	<b>13</b>

Analisando os resultados apresentados na tabela conclui-se que:

1. A fiabilidade dos equipamentos, contra falhas que resultem na entrada em baixa produção do inversor, apresenta valores consideravelmente altos, apesar da maior quantidade de falhas por ano expectáveis. Isto deve-se à maior quantidade de equipamentos, nomeadamente de contactores DC e fusíveis em inversores.
2. A falha de isolamento dos cabos DC, é a maior contribuição para a baixa fiabilidade do subsistema para um período de um ano, que mais uma vez se justifica pela alta taxa de ocorrência de falhas deste tipo. Devido aos problemas de segurança que acarreta, o risco associado a esta falha é dos maiores desta central.

3. São expectáveis cerca de 38 falhas de isolamento anualmente, no entanto, caso não se realize uma manutenção preventiva adequada, a degradação dos cabos pode fazer este número disparar o que trará não só perdas de produção, como riscos para a segurança dos técnicos da central.
4. A entrada do inversor em derating, devido a condições meteorológicas extremas, é um evento cuja ocorrência é esperada em apenas 25% dos inverosres, após o período de um ano. No entanto, um mau funcionamento do sistema de ventilação durante os meses mais quentes, pode causar a falha de todos os inversores simultaneamente.
5. Esta relação evidencia mais um ponto de melhoramento com consequência dupla, neste caso, do sistema de ventilação. Um redimensionamento do sistema ou um aumento de fiabilidade através de ações de manutenção preventiva, podem causar um impacto positivo em dois eventos diferentes.

• **Subsistema: Transformador**

Os resultados dos cálculos de fiabilidade para o subsistema “Transformador” estão apresentados na Tabela 22:

Tabela 22 - Fiabilidade do subsistema Transformador e dos equipamentos para cada falha

Equipamento-Falha	Fiabilidade R(t) [%]				Falhas	MTBF
	t=168h	t=720h	t=4392h	t=8760h	1 ano	Dias
PT-RF	99,94%	99,74%	98,42%	96,88%	0,87	11497
<b>Subsistema</b>	<b>99,94%</b>	<b>99,74%</b>	<b>98,42%</b>	<b>96,88%</b>	<b>0,87</b>	<b>11497</b>

Mais uma vez, a fiabilidade do sistema é fruto do produto das fiabilidades individuais de equipamentos para várias falhas que os afetam.

Analisando os resultados obtidos conclui-se que:

1. A fiabilidade do transformador é alta para todos os períodos considerados, esperando-se no máximo uma falha deste tipo no período de um ano.
2. Apesar disto, o facto da falha acarretar a paragem de dois inversores e o seu tempo de duração médio ser alto, leva a concluir que ainda há um risco de perda de produção considerável proveniente desta falha.

- **Subsistema: Rede**

Os resultados dos cálculos de fiabilidade para o subsistema Condução de energia externa estão apresentados na Tabela 23:

Tabela 23 - Fiabilidade do subsistema Rede e dos equipamentos para cada falha

Falha	Fiabilidade R(t)				Falhas	MTBF
	t=168h	t=720h	t=4392h	t=8760h	1 ano	Dias
PRG-GF	51,48%	5,81%	0,00%	0,00%	34,63	11
<b>Subsistema</b>	<b>51,48%</b>	<b>5,81%</b>	<b>0,00%</b>	<b>0,00%</b>	<b>34,63</b>	<b>11</b>

Tal como no caso do primeiro subsistema apresentado, o subsistema Condução de energia exterior tem o seu valor de fiabilidade dependente apenas da rede e das falhas na ligação da central a esta. Analisando os resultados conclui-se que:

1. As falhas de rede são extremamente comuns na central em estudo. Apesar da alta frequência, é importante também referir que estas falhas são de curta duração apresentando um tempo médio de duração de menos de 1 hora. Ainda assim o risco associado a esta falha é bastante alto devido ao impacto na potência disponível que apresenta.
2. A frequência desta falha apresenta no entanto um grande problema pois, após uma falha deste tipo é comum que falhas nos disjuntores AC ocorram, o que traz a este subsistema uma importância acrescida.
3. Caso um aumento drástico da fiabilidade deste subsistema fosse conseguida, a fiabilidade do sistema no seu todo iria aumentar, devido à interligação do subsistema em questão com o subsistema “Inversor” que, como já foi realçado, vê a sua fiabilidade diminuir bastante devido à falha do disjuntor após falha de rede.

### Análise de fiabilidade dos subsistemas

A análise a cada um dos subsistemas permitiu a identificação dos pontos frágeis de cada um assim como a relativização dos resultados de fiabilidade no que toca à quantidade de equipamentos, e conseqüentemente de ocorrências de falhas, assim o planeamento de ações de manutenção para um aumento de fiabilidade poderá ser realizado com mais eficácia.

A Tabela 24 resume os resultados obtidos:

Tabela 24 - Resultados de fiabilidade dos subsistemas para os períodos considerados

Subsistema	Fiabilidade R(t) [%]				Falhas	MTBF
	t=168h	t=720h	t=4392h	t=8760h	1 ano	Dias
<b>Transformação de Energia</b>	100,00	99,99	99,93	99,87	85	4
<b>Condução e Seccionamento DC</b>	99,97%	99,87%	99,18%	98,38%	50,12	7
<b>Inversor</b>	94,84%	79,68%	25,02%	6,31%	43,7	5
<b>Transformador</b>	99,94%	99,74%	98,42%	96,88%	0,87	11497
<b>Rede</b>	51,48%	5,81%	0,00%	0,00%	34,63	11

Comparando os resultados de cada subsistema conclui-se que:

1. Os subsistemas de Transformação de Energia, Condução e Seccionamento DC e do Transformador, são altamente fiáveis para o período de um ano, ainda assim, serão responsáveis, entre todos, por mais de 130 falhas anualmente.
2. Os dois primeiros subsistemas mencionados trazem quase a totalidade das falhas mencionadas anteriormente, isto deve-se à grande quantidade de equipamentos presentes neste subsistema.
3. A fiabilidade dos subsistemas do Inversor e da Rede apresentam uma fiabilidade muito baixa, principalmente o último referido. Esta baixa fiabilidade dos dois subsistemas está relacionada pela consequência da falha de rede, que por vezes, faz o disjuntor AC do inversor disparar.
4. Este facto leva a concluir que, o aumento da fiabilidade da Rede iria ter um impacto muito grande na fiabilidade do Inversor. Para além disto, pode concluir-se que devido ao impacto na potência disponível que estas falhas têm, este aumento de fiabilidade mencionado, iria diminuir o risco de perda de produção que qualquer um dos subsistemas em questão traz ao sistema.



## 5 Conclusões e sugestões para o futuro

O presente projeto foi proposto e realizado em colaboração com o departamento de Operação e Manutenção da Voltalia, conseguindo-se cumprir todos os objetivos inicialmente traçados devido ao conhecimento partilhado pelos profissionais de *backoffice* e *frontoffice* da central em estudo.

Na análise aos modos de falha dos equipamentos da central realizada nesta dissertação, foram apenas considerados os incidentes que realmente ocorreram na central e que causaram impacto na potência disponível ou forçaram ações de manutenção. Os outros modos de falha para os equipamentos considerados, ou mesmo falhas noutros equipamentos que podem acontecer, não foram considerados na análise, pelo facto do período de teste ser suficiente para que a sua exclusão não traga grandes desvios nos resultados obtidos.

Foi também considerada a totalidade do tempo dos quatro anos e meio de monitorização da central, por falta de dados históricos referentes à radiação incidente. No entanto, o sistema de monitorização dos equipamentos é capaz de detetar falhas nestes, mesmo que o seu funcionamento não seja requerido. Aliando a isto a contabilização do tempo noturno, caso uma falha se prolongue por mais que um dia, o efeito da consideração inicial é amenizado.

No que diz respeito à **disponibilidade**, esta foi analisada de acordo com diferentes condições de funcionamento relevantes para o funcionamento da central, nomeadamente, o funcionamento simultâneo de todos os inversores, a central com capacidade de produzir e finalmente, o funcionamento da central em condições de produção máxima possível.

Foram utilizados para esta análise os dados referentes aos 3 eventos de topo indesejados, para os quais as Árvores de falha foram construídas, sendo os eventos: **Inversor em baixa produção**, **Inversor sem produção** e **Central fotovoltaica sem produção**. Estes eventos foram também utilizados na análise do impacto na potência disponível, realizando-se uma média ponderada dos impactos de cada falha para a obtenção de um valor médio para esse impacto por falha.

Desta análise conclui-se que, tanto os estados de funcionamento simultâneo de todos os inversores, como o da central estar com capacidade de produzir energia, apresentam índices de disponibilidade altos, 97,11% e 99,72% respetivamente. Isto é, apenas em 2,88% do tempo de estudo, que se traduz em cerca de 1135 h dos quatro anos e meio registados, é que pelo menos um inversor esteve parado. Analogamente, apenas em 0,27% do tempo de estudo, ou 106 h, é que a central foi incapaz de produzir.

No entanto, a baixa indisponibilidade para produção da central, é contraposta pelo impacto na potência disponível da falha de rede, que causa a perda da totalidade desta potência.

A falha de rede tem um impacto ainda maior devido a despoletar, em certos casos, o disparo do disjuntor AC dos inversores, impedindo que estes recuperem o funcionamento após a rede se tornar novamente disponível.

Este caso é um dos maiores contribuintes para a indisponibilidade quando se considera também evento “inversor parado”, ou seja, no primeiro caso apresentado, o que leva a concluir que a correlação entre estes eventos pode ser explorada, na tentativa de aumento da disponibilidade, assim como na diminuição do risco de perda de produção proveniente destes dois eventos de topo.

A condição de funcionamento no estado máximo de produção da central traz a disponibilidade da mesma para níveis mais modestos. Apenas em 53,50% do tempo de monitorização é que a central cumpriu a condição estabelecida. A principal causa deste valor de indisponibilidade, centra-se nos tempos de reparação de falhas com pouco impacto na potência

nominal, como fusíveis de string queimados e falhas de isolamento dos cabos DC, que chegam a atingir valores a rondar as centenas de horas de reparação.

Apesar da baixa disponibilidade que o evento “Inversor em baixa produção” causa, o impacto na potência disponível é muito baixo, ainda assim, os tempos de paragem médios deste subsistema aumentam o risco de uma perda de produção acentuada.

No que diz respeito às falhas de isolamento, estas acarretam um risco de segurança extremo, visto que existe a possibilidade de morte por electrocução caso não se tomem as precauções necessárias para a sua resolução, estas incluem a interdição à entrada na central por pessoas que não técnicos especializados. Esta característica aliada à sua difícil deteção, justifica tempos elevados de reparação inerentes a esta falha.

A **análise de fiabilidade**, por sua vez, foi executada ao nível dos subsistemas da central fotovoltaica, calculando-se a fiabilidade de cada equipamento para cada falha que experiencia. Foi considerado que acontece uma falha do subsistema, e por isso a sua fiabilidade é afetada, sempre que alguma falha que resulte na paragem do subsistema ocorra.

A consideração anterior exclui algumas das falhas do subsistema inversor, por isso, de modo a analisar todas as falhas que ocorrem na central, foi também avaliada a fiabilidade de um inversor contra a sua entrada em baixa produção.

Desta análise, foi possível confirmar a fiabilidade alta dos **módulos fotovoltaicos**, que constituem o subsistema de **transformação de energia**, para as condições climatológicas da central em estudo, apresentando uma fiabilidade de 99,87% para o período de um ano. Isto traduz-se para a expectativa de falha de cerca de 85 módulos, entre os 66080 módulos da central, durante o período considerado.

O subsistema de **condução e seccionamento DC**, apresenta também níveis de fiabilidade muito altos para todos os períodos considerados, ainda assim, devido à grande quantidade de equipamentos pertencentes a este subsistema, prevêem-se 50 falhas anualmente, o que se traduz em 1 falha a cada 7 dias.

O subsistema **Inversor** apresenta bons níveis de fiabilidade para períodos de tempo curto, no entanto, quando considerado o período de um ano, este tem uma fiabilidade baixa. A grande causa deste nível de fiabilidade, deve-se ao disparo do disjuntor após a falha de rede, prevenindo-se a ocorrência de quase 25 falhas deste tipo anualmente.

As falhas de isolamento dos cabos DC, também influencia consideravelmente a fiabilidade deste subsistema contra a entrada em baixa de produção. Esta influência resulta da maior taxa de ocorrência deste tipo de falhas e justifica-se devido à possibilidade desta acontecer em qualquer troço dos cabos DC presentes no parque.

Os equipamentos responsáveis pelo controlo de temperatura do inversor, por sua vez, são muito fiáveis, este facto é um indicador do bom funcionamento deste subsistema, levando também a concluir que baixas de produção, ou mesmo paragens devido à temperatura do inversor, são inevitáveis sem um novo dimensionamento do sistema de ventilação.

O subsistema de **Transformador**, que só inclui falhas nesse equipamento, é um subsistema muito fiável, sendo expectável no máximo uma falha anual, ainda assim o impacto potencial referente à paragem de dois inversores, assim como o tempo de duração desta falha, são dados a ter em conta na manutenção preventiva deste equipamento.

A **Rede** é o subsistema menos fiável na central em estudo, é expectável que tenha uma falha a cada 11 dias, e como já mencionado, a sua consequência imediata é o maior risco para a produção que esta central tem.

A falha de rede despoleta ainda, como já referido, o disparo dos disjuntores dos inversores, sendo que esta falha é a principal causa da baixa fiabilidade do inversor. Um aumento da fiabilidade da rede, teria um impacto considerável na fiabilidade do inversor, para além disso, o risco de perda de produção da central iria também diminuir, devido à menor taxa de ocorrência de falhas de dois eventos.

Em suma, os pontos críticos a nível de impacto na potência disponível caem sobre as ligações à rede, assim como, sobre os tempos de reparação de incidentes considerados de pequeno impacto. A fiabilidade dos subsistemas por sua vez, é também fortemente influenciada pelas ligações à rede visto que estas não afetam apenas o seu subsistema, mas também o subsistema do Inversor. Para além destes incidentes, as falhas de isolamento também se destacam devido à sua criticidade ao nível de segurança, podendo resultar em morte.

**Como considerações a ter para trabalhos futuros**, propõe-se melhorias para a plataforma OMS de forma a garantir a uniformidade da base de dados. Esta meta pode ser conseguida através da alteração da capacidade de inserção de dados em campo aberto, para campos fechados condicionados mais simples, nomeadamente com a criação dos seguintes campos fechados:

- **Equipamento em falha;**
- **Modo de falha** (condicionado pela inserção do equipamento em falha);
- **Posição do equipamento em falha** (Ex: String 2.2.2.1, que se refere à string 1 da caixa de junção 2 ligada à caixa de geração 2 conectada com inversor 2)
- **Consequência imediata da falha;**
- **Procedimento de resolução** (Reparação ou Substituição do equipamento)

Para além disso, um refinamento dos resultados pode se conseguido com a possibilidade de realizar o cruzamento dos dados de irradiação diários, com os dados de paragem dos equipamentos, separando-se o tempo de paragem em: **tempo de paragem diurno**, referente ao tempo de paragem para o qual o funcionamento do equipamento é requerido e **tempo de paragem noturno**.

*(Esta página foi deliberadamente escrita apenas com esta frase)*

## 6 Referências

2019. *Ali Express*. 01 de 01. Acedido em 01 de 02 de 2019. <https://pt.aliexpress.com/item/Sunglasses-Mp3-Player-Sport-Sun-glasses-Headset-2GB-MP3-with-Polarizing-Lenses-Free-Shipping/550373196.html>.
- Almada-Lobo, Bernardo. 2013. “Reliability Growth.” Porto.
- Bloom, Neil B. 2006. *Reliability Centered Maintenance (RCM)*. New York: The McGraw-Hill Companies.
- Cabrera-Tobar, Ana, Eduard Bullich-Massagué, Mònica Aragüés-Peñalba, e Oriol Gomis-Bellmunt . 2016. “Topologies for large scale photovoltaic power plants.” *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 309-319.
- Cader, Catherina, Paul Bertheau, e Philipp Blechinger. 2016. “ELECTRIFICATION PLANNING WITH FOCUS ON HYBRID MINI-GRIDS - A COMPREHENSIVE MODELLING APPROACH FOR THE GLOBAL SOUTH.” *10th International Renewable Energy Storage Conference*. Messe Düsseldorf: Energy Procedia. 269-276.
- Carrol, James, Alasdair McDonald, Oswaldo Barrera Martin, David McMillan, e Roozbeh Bakhshi. 2015. “Offshore Wind Turbine Sub-Assembly Failure Rates Through Time.” *Scientific Proceedings: EWEA Annual Conference and Exhibition 2015*. Paris. 112-116.
- Dasgupta, Abhijit , e Michael Pecht. 1992. “Material Failure Mechanisms and Damage Models.” *IEEE Transactions on Reliability* 40 (IEEE) 531-536.
- Department of Defense of the United States of America. 2012. “DAU Home.” *Defense Acquisition University*. 11 de 05. Acedido em 29 de 01 de 2018. [www.dau.mil](http://www.dau.mil).
- Fraunhofer ISE. 2018. *PHOTOVOLTAICS REPORT*. Freiburg: Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems.
- GREEN-PRO . 2004. *Energia Fotovoltaica - Manual sobre tecnologias, projeto e instalação*. Utrecht: CORDIS.
- Hami, Abdelkhalak El, e Philippe Pougnet. 2015. *Embedded Mechatronic Systems, Volume 1*. Paris: ISTE Press - Elsevier.
- Hashim, Emad Talib, e Shahad Qasim Khazaal. 2017. “Modelling and Output Power Evaluation of Series-Parallel Photovoltaic Modules.” *International Journal of Computer Applications* 35-46.
- Jäger, Klaus , Olindo Isabella, Arno H.M. Smets, René A.C.M.M. van Swaaij, e Miro Zeman. 2014. *Solar Energy Fundamentals, Technology, and Systems*. Delft: Delft University of Technology.
- Jiang, Renyan. 2015. *Introduction to Quality and Reliability Engineering*. Beijing: Science Press Beijing & Springer .
- Markvart, Tomas, e Luis Castañer. 2003. *Practical handbook of photovoltaics: fundamentals and applications*. Oxford: Elsevier.
- Meeker, William, e Yili Hong. 2014. “Reliability Meets Big Data: Opportunities and Challenges.” *Quality Engineering*, 26 de January: 102-116.
- MIT Informain. 2014. “Análise FMECA .” Barcarena.
- . 2014. “Noções elementares de estatística, probabilidade e fiabilidade.” Barcarena.
- Moubray, John. 1997. *Reliability Centered Maintenance*. New York: Industrial Press, Inc.

- M'Sirdi, Nacer K., Bechara Nehme, Mouna Abarkan, e Abdelhamid Rabhi. 2014. "The Best MPPT Algorithms by VSAS approach for Renewable Energy Sources." *Conference Paper EFEA 2014*. Paris: Energy Procedia. 708-717.
- NASA-Glenn Research Center. 2010. "Failure Modes and Effects Analysis (FMEA), Critical Items List (CIL), and Fault Tree Analysis (FTA)." Cleveland, 13 de Abril.
- Ossenbrink, Ralf. 2015. *Sun&Wind Energy*. 23 de 10. Acedido em 08 de 02 de 2019. <http://www.sunwindenergy.com/photovoltaics/hungarys-largest-solar-power-plant-now-operational>.
- Pham, Hoang. 2006. *System Software Reliability*. London: Springer-Verlag London.
- Pinho, João Tavares, e Marco Antonio Galdino. 2014. *Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos*. Rio de Janeiro: CEPTEL-CRESESB.
- Ruijters, Enno , e Mariëlle Stoelinga. 2015. "Fault tree analysis: A survey of the state-of-the-art in modeling, analysis and tools." *Computer Science Review* 29-62.
- Smith, David J. 2001. *Reliability, Maintainability and Risk*. Oxford: Macmillan Education Ltd.
- Voltalia O&M. 2018. "Voltalia O&M Presentation." *Voltalia*. 12 de Novembro. Acedido em 7 de Fevereiro de 2019. [www.voltalia.com/uploads/om/181009\\_Voltalia\\_OM.pdf](http://www.voltalia.com/uploads/om/181009_Voltalia_OM.pdf).
- Voltalia. 2018. "Voltalia Corporate Presentation." *Voltalia*. 12 de Novembro. Acedido em 7 de Fevereiro de 2019. [www.voltalia.com/uploads/home/Web\\_Corporate\\_Presentation\\_Nov2018\\_EN.pdf](http://www.voltalia.com/uploads/home/Web_Corporate_Presentation_Nov2018_EN.pdf).

**ANEXO A: Especificações técnicas dos módulos fotovoltaicos**Tabela A1 - Tabela de comparação das características elétricas dos módulos presentes na central fotovoltaica em estudo [<http://www.solardesigntool.com> visitado em 20 de Janeiro às 10:30]

	SF220-30-1P235L	SF220-30-1P240L
Potência (STC) [W]	235	240
Potência p/unidade de área [W/m <sup>2</sup> ]	142,3	145,3
$\eta_{\text{pico}}$ [%]	14,23	14,53
T <sub>N</sub> de operação [°C]	45	45
I <sub>mp</sub> [A]	7,81	7,95
V <sub>mp</sub> [V]	30,1	30,2
I <sub>cc</sub> [A]	8,44	8,54
V <sub>oc</sub> [A]	36.8	37
Coef. de Temperatura de potência [%/K]	-0,44	-0.44
Coef. de Temperatura de Tensão [V/K]	-0,121	-0,122
Rating de fusível em série [A]	10	10
Tensão Máxima do sistema [V]	600	600

*(Esta página foi deliberadamente escrita apenas com esta frase)*



## ANEXO B: Especificações técnicas dos Inversores

### Technical Data SINVERT PVS1000

SIEMENS

The solar inverter is used in PV systems to convert the direct current from the PV generators into a three-phase current. This three-phase current is then fed into the connected power grid. The inverter design is optimized for the lowest possible losses and thus the greatest possible efficiency. Its EMC design makes it suitable for operation in areas susceptible to electromagnetic disturbance.

The integrated DC and three-phase distribution makes the system compact and inexpensive to integrate. The system is provided with standardized interfaces so that it can be integrated into a control system or an existing installation.

Properties and special features:

- Standardized series product with CE-mark
- Optimized for high efficiency
- Integrated AC connection with line monitor, line contactor and circuit breaker
- Operator control and monitoring elements integrated in cabinet door
- Basis communication Ethernet
- LVRT, VAR control, Harmonic distortion management, array and inverter input resistance detection, uptime reliability due to cluster technology



Technical data issued by: Siemens. © Siemens AG 2010. All rights reserved.

**Output side (AC)**

Rated voltage $U_{ac,r}$	V	3AC 288
Grid configuration		IT
Grid voltage $U_{ac}^{1)}$	V	0,85 $U_{ac,r}$ ... 1,1 $U_{ac,r}$
Rated frequency $f_r$	Hz	50
Grid frequency $f^{1)}$		0,98 $f_r$ ... 1,02 $f_r$
Apparent Power $S_{ac,r}^{2)}$	kVA	1000
Active Power $P_{ac,max}$	kW	1000
Maximum output current $I_{ac,max}$	A	2004
cos phi at $P_{ac,r}$		1
THD I (at $P_{ac,r}$ )	%	< 2
Surge protection (internal)		Type1/2

**Input side (DC)**

MPP-Voltage range $U_{mpp,min} - U_{mpp,max}$	V	450...750
Start-Up input voltage $U_{dc,start}$	V	600
Maximum input voltage $U_{dc,max}$	V	820
Minimum input voltage $U_{dc,min}$	V	450
Rated input power $P_{dc,r}$	kW	1026
Maximum input current $I_{dc,max}$	A	2206
Number of DC inputs		6
Maximum current per DC input	A	368
Surge protection (internal)		Type 2

**Efficiency <sup>3)</sup>**

Euro ETA	%	98,3
Maximum efficiency	%	98,4
CEC	%	98,3

**Dimensions**

Width	mm	2 x 2700
Height	mm	2100
Depth	mm	730
Weight (including palette)	kg	2x 2130

**Power Consumption**

Operation	W	2x 2650
Night-time	W	2x 190
Cabinet heating	W	2x 250

<sup>1)</sup> The given values describe the technical characteristics of the device. The locally applicable limits for the grid monitoring function are set during commissioning at the device itself. Those values may differ from the above stated values.  
<sup>2)</sup> at 465VDC / 288VAC / cos phi 1  
<sup>3)</sup> at 450VDC ; internal load not included

**Cooling**

Cooling method	Forced-air cooling by fan	
Air intake	cabinet front	
Air discharge	cabinet roof	
Air consumption	m <sup>3</sup> /h	2 x 6500

**General technical specifications**

Power components	IGBT	
Galvanic isolation <sup>4)</sup>	with MV-Transformer	
Auxiliary power supply <sup>5)</sup>	3 AC 400V, 50Hz	
Noise level	dB(A)	< 80
Maximum altitude for operation	≤ 2000m without Derating	
Color	RAL 7035	

**Applicable standards and conformity**

Conformity	CE	
Safety	EN 50178	
EMC immunity	EN 61000-6-2	
EMC emission	EN 61000-6-4	
Degree of protection	IP20 (EN 60529)	
Protection class	I	

**Climatic conditions**

Ambient temperature for operation	°C	0 ... +35
Ambient temperature for operation (with derating)	0 ... +50	
Ambient temperature for storage and transport	°C	-25 ... 70
Relative humidity	%	5 ... 95
Other climatic conditions	3K3 (EN 60721-3-3)	

**User Interface**

operator panel		
Display type	LCD-TFT	
Display resolution	pixel	480 x 272
Display colours	256	
Operation	Touchscreen	
Data interface	Ethernet	

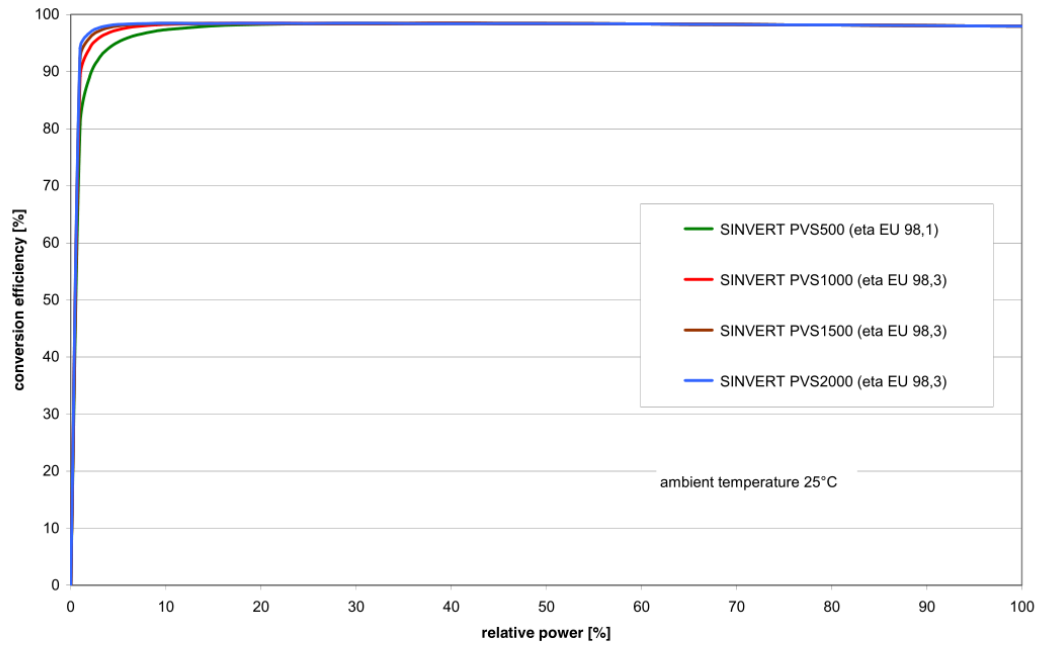
**Ordering information**

Order Number (MLFB)	6AG3111-1SB30-0AB0-Z	
---------------------	----------------------	--

<sup>4)</sup> mandatory for each ac output of an inverter subunit, do not connect neutral conductor

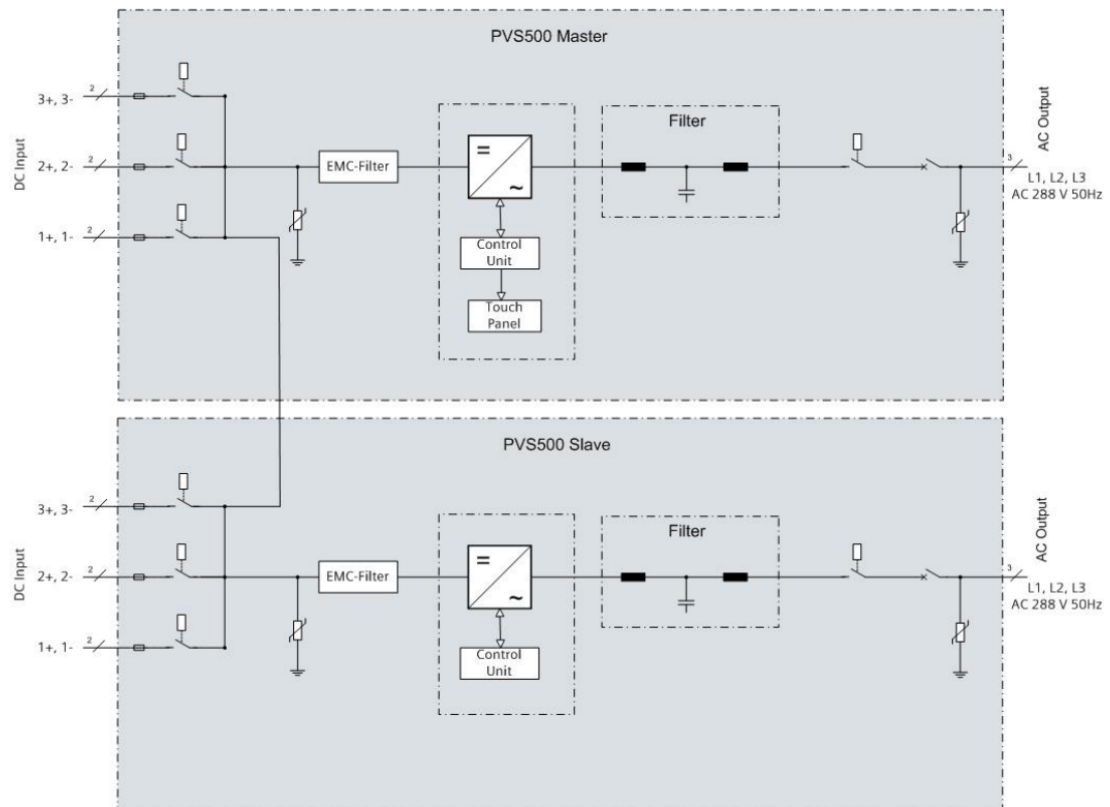
<sup>5)</sup> mandatory for inverter operation

Efficiency graph



Technical data issued by: Siemens. © Siemens AG 2009. All rights reserved.

Block diagram



#### D30 – PV Field Grounding - Positive Pole

Allows functional grounding of the positive conductor within the inverter, if required by the photovoltaic modules used.

#### D40 – PV Field Grounding - Negative Pole

Allows functional grounding of the positive conductor within the inverter, if required by the photovoltaic modules used.

#### D61 – 1000V-Option

Increases the start-up voltage from 820 V to 1000 V.

#### M10 – Symmetry monitoring

Measures within the inverter the normalized current of the DC inputs and compares the values to each other to detect a missing string. If deviations occur during this comparison over a specific period of time, a message will be generated.

#### S10 – Cabinet heating

In case of low ambient temperatures the risk of moisture reaching the moisture sensitive components in the inverter is minimized. This function is recommended if the ambient temperature is below 7° C.

## ANEXO C: Análise FMECA

### Subsistema: Condução e Seccionamento DC

- **Fusíveis**

**ID Falha:** FB-GB

**Falha:** Caixa de junção não fornece corrente à caixa de geração

**Modo de Falha:** Fusível na entrada da caixa de geração queimado corta a corrente do circuito

**Mecanismo de Falha:** Um pico de corrente que ultrapassa o valor máximo que o fusível é capaz de conduzir queima o fusível

**Consequência:** Inversor com perda de produção

**Criticidade Produção:** Marginal

**Criticidade de Segurança:** Insignificante

**ID Falha:** FB-JB

**Falha:** String não fornece corrente à caixa de junção

**Modo de Falha:** Fusível na entrada da caixa de junção queimado corta a corrente do circuito

**Mecanismo de Falha:** Um pico de corrente que ultrapassa o valor máximo que o fusível é capaz de conduzir queima o fusível

**Consequência:** Inversor com perda de produção

**Criticidade Produção:** Insignificante

**Criticidade de Segurança:** Insignificante

**ID Falha:** HF

**Falha:** Não há passagem de corrente da caixa de junção para a caixa de geração

**Modo de Falha:** Caixa de junção desligada

**Mecanismo de Falha:** Técnico deixou a caixa de junção desligado após realizar a manutenção

**Consequência:** Inversor com perda de produção

**Criticidade Produção:** Marginal

**Criticidade de Segurança:** Insignificante

## Subsistema: Inversor

- **CIM DAC**

**ID Falha:** CD-F

**Falha:** Corrente contínua não convertida para corrente alternada

**Modo de Falha:** Contactador do CIM DAC não opera de acordo com as ordens do controlador

**Mecanismo de Falha:** Controlador do CIM DAC perde capacidade de funcionamento

**Consequência:** Inversor Parado

**Criticidade Produção:** Crítico

**Criticidade de Segurança:** Insignificante

- **DC Chopper**

**ID Falha:** DCC-TF

**Falha:** Inversor não realiza a conversão de corrente

**Modo de Falha:** Inversor não entra em funcionamento

**Mecanismo de Falha:** Falha no teste realizado pelo DC Chopper

**Consequência:** Inversor Parado

**Criticidade Produção:** Crítico

**Criticidade de Segurança:** Insignificante

**ID Falha:** DCC-RF

**Falha:** Inversor não realiza conversão de corrente

**Modo de Falha:** Inversor pára o seu funcionamento

**Mecanismo de Falha:** Resistor do DC Chopper perde capacidade de funcionamento

**Consequência:** Inversor Parado

**Criticidade Produção:** Crítico

**Criticidade de Segurança:** Insignificante



**ID Falha: DCC-HT**

**Falha:** Incapacidade de conversão da totalidade da corrente de entrada

**Modo de Falha:** Inversor com comportamento inconstante sem razão aparente

**Mecanismo de Falha:** Funcionamento condicionado por temperatura máxima de funcionamento do DC Chopper ser ultrapassada

**Consequência:** Inversor com perda de produção

**Criticidade Produção:** Marginal

**Criticidade de Segurança:** Insignificante

- **Inversor**

**ID Falha: INV-EC**

**Falha:** Incapacidade de conversão da totalidade da corrente de entrada

**Modo de Falha:** Inversor entra em derating

**Mecanismo de Falha:** Condições meteorológicas extremas fazem temperatura do inversor ultrapassar o intervalo de temperatura para a qual o inversor foi dimensionado

**Consequência:** Inversor com perda de produção

**Criticidade Produção:** Marginal

**Criticidade de Segurança:** Insignificante

**ID Falha: INV-OT**

**Falha:** Inversor não realiza conversão de corrente

**Modo de Falha:** Inversor pára o seu funcionamento

**Mecanismo de Falha:** Condições meteorológicas extremas fazem temperatura do inversor ultrapassar o valor máximo de funcionamento do inversor

**Consequência:** Inversor Parado

**Criticidade Produção:** Crítico

**Criticidade de Segurança:** Insignificante

- **Fusíveis**

**ID Falha:** FB-INV

**Falha:** Caixa de geração não fornece corrente ao inversor

**Modo de Falha:** Fusível na entrada do inversor queimado corta a corrente do circuito

**Mecanismo de Falha:** Um pico de corrente que ultrapassa o valor máximo que o fusível é capaz de conduzir queima o fusível

**Consequência:** Inversor com perda de produção

**Criticidade Produção:** Marginal

**Criticidade de Segurança:** Insignificante

- **Disjuntor de corrente alternada**

**ID Falha:** ACCB-T

**Falha:** Não há saída de corrente no inversor

**Modo de Falha:** Disjuntor à saída do inversor acionado

**Mecanismo de Falha:** Pico de tensão à saída do inversor de valor maior do que o valor máximo permitido pelo disjuntor

**Consequência:** Inversor Parado

**Criticidade Produção:** Crítico

**Criticidade de Segurança:** Insignificante

**ID Falha:** ACCB-D

**Falha:** Não há saída de corrente no inversor

**Modo de Falha:** Disjuntor à saída do inversor acionado

**Mecanismo de Falha:** Falha no mecanismo físico do disjuntor faz o mesmo voltar ao estado *default*.

**Consequência:** Inversor Parado

**Criticidade Produção:** Crítico

**Criticidade de Segurança:** Insignificante

**ID Falha:** ACCB-TGF

**Falha:** Não há saída de corrente no inversor

**Modo de Falha:** Disjuntor à saída do inversor acionado

**Mecanismo de Falha:** Falha de rede acionou o disjuntor do inversor

**Consequência:** Inversor Parado

**Criticidade Produção:** Crítico

**Criticidade de Segurança:** Insignificante

- **Sensor de Temperatura**

**ID Falha:** TS-OT

**Falha:** Não há saída de corrente do inversor

**Modo de Falha:** Inversor pára o seu funcionamento

**Mecanismo de Falha:** Medição defeituosa da Temperatura por parte do sensor aciona a proteção

**Consequência:** Inversor Parado

**Criticidade Produção:** Crítico

**Criticidade de Segurança:** Insignificante

- **Ventilador**

**ID Falha:** ACFV-S

**Falha:** Não há regulação de temperatura

**Modo de Falha:** Ventilador parado

**Mecanismo de Falha:** Falha mecânica ou eletrónica do ventilador leva à sua paragem

**Consequência:** Derating

**Criticidade Produção:** Insignificante

**Criticidade de Segurança:** Insignificante

**ID Falha:** ACFV-SINV

**Falha:** Não há saída de corrente do inversor

**Modo de Falha:** Disjuntor à saída do inversor acionado

**Mecanismo de Falha:** Falha do ventilador dispara proteção do inversor

**Consequência:** Inversor Parado

**Criticidade Produção:** Crítico

**Criticidade de Segurança:** Insignificante

- **Cabos DC**

**ID Falha:** CDC-LIR

**Falha:** Caixa de geração não fornece corrente ao inversor

**Modo de Falha:** Contactador DC entre a caixa de geração e o inversor aberto

**Mecanismo de Falha:** Baixa resistência de isolamento num cabo DC faz controlador abrir o contactador

**Consequência:** Inversor com perda de produção

**Criticidade Produção:** Marginal

**Criticidade de Segurança:** Catastrófico

### **Subsistema: Transformador**

- **Transformador**

**ID Falha:** PT-RGF

**Falha:** Tensão de corrente alternada elevada

**Modo de Falha:** Contactador AC entre saída transformador e entrada do distribuidor de média tensão aberto

**Mecanismo de Falha:** Valor de tensão excessivo devido a falha de regulação faz controlador abrir contactador

**Consequência:** Inversor parado

**Criticidade Produção:** Crítico

**Criticidade de Segurança:** Insignificante

### **Subsistema: Transformador**

- **Relé protetor**

**ID Falha:** PRG-GF

**Falha:** Não há injeção de energia na rede

**Modo de Falha:** Abertura do contactador AC que faz a ligação à rede

**Mecanismo de Falha:** Limites de qualidade da energia injetada na rede ultrapassados

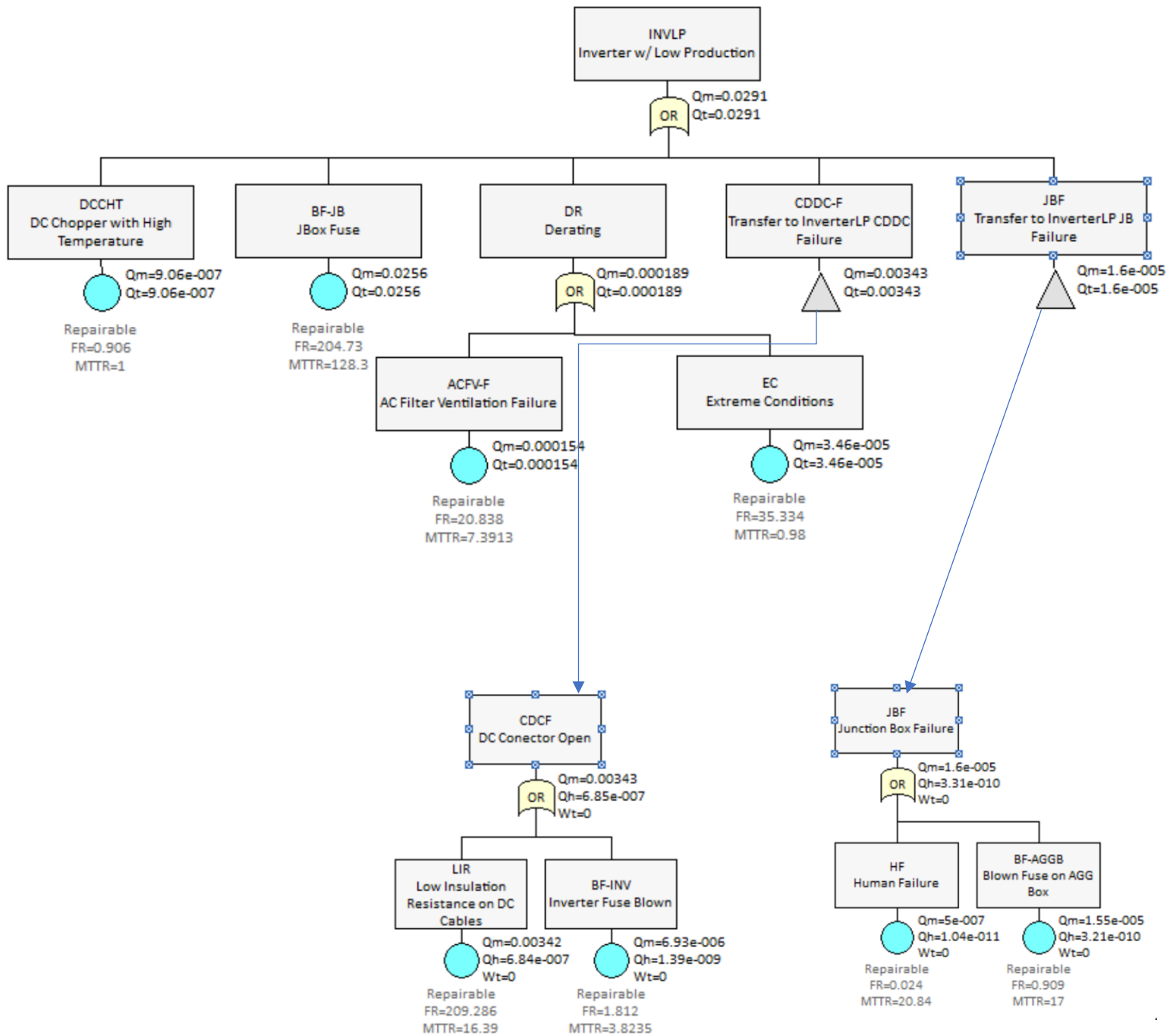
**Consequência:** Central parada

**Criticidade Produção:** Catastrófico

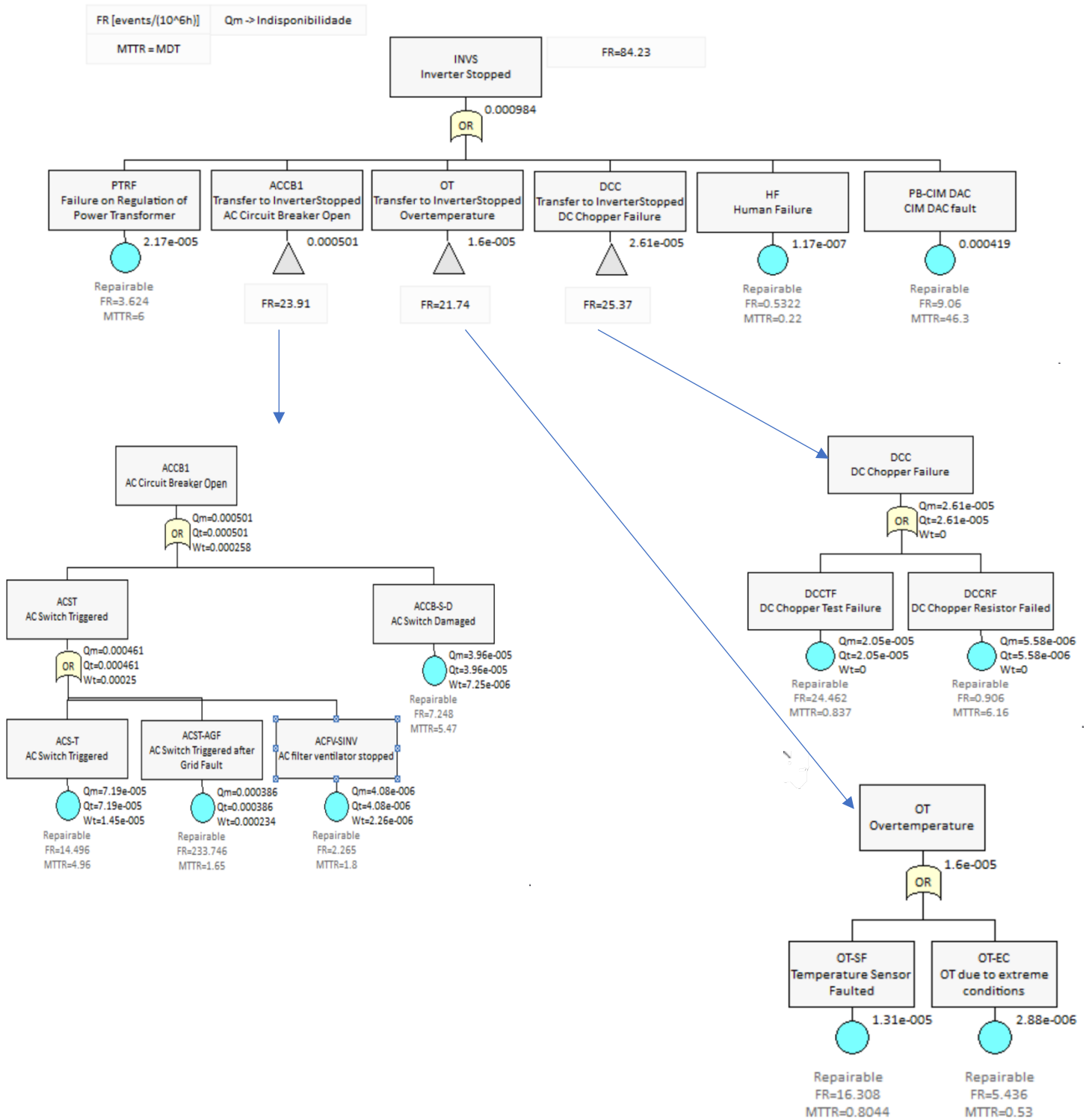
**Criticidade de Segurança:** Marginal

## ANEXO D: Fault Trees

### FT: Inversor em baixa produção



### FT: Inversor sem produção



### FT: Central fotovoltaica sem produção

