



Determinação de taxas de falhas e tempos médios de reposição em linhas e transformadores de potência para cálculo de risco da RNT associado às indisponibilidades dos elementos de rede

Carlos Daniel Simões Coelho

Mestrado Integrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores

Supervisor: Prof. Dr. António Carlos Sepúlveda Machado e Moura

Co-orientador: Eng.º Ricardo Vasco Fernandes

22 de Janeiro de 2018

Resumo

O presente documento tem como intuito apresentar uma metodologia para a obtenção de taxas de falhas e tempos médios de reposição em linhas e transformadores de potência.

Os sistemas elétricos de energia têm falhas que podem causar indisponibilidade por parte dos elementos da rede afetados. Foi desenvolvido um estudo de fiabilidade com o objetivo de aferir, anualmente, o valor das taxas de avaria e tempos médios de reposição.

Para além do proposto, foi desenvolvida uma segunda metodologia, mais específica, que permitiu a obtenção dos valores de taxas de avarias por mês. Esta segmentação permite uma maior aproximação destes valores à realidade.

Todo o estudo pressupõe a criação de uma ferramenta que permitisse recalcular todos estes valores quando necessário, uma vez que o sistema elétrico é um sistema dinâmico. A automatização desta ferramenta foi também bem sucedida.

Os objetivos deste trabalho foram cumpridos, representando assim uma mais valia sob o ponto de vista da obtenção de valores de risco das indisponibilidades do sistema.

Abstract

The purpose of this document is to present a methodology for obtaining failure rates and average restitution time for power transformers and lines.

Electrical power systems have faults that can cause unavailability by affected network elements. A reliability study was carried out with the objective of assessing, annually, the value of the failure rates and average replacement times. In addition to the proposed, a second more specific methodology was developed, which allowed obtaining the values of failure rates per month. This segmentation allows a closer approximation of these values to reality.

The whole study presupposed the creation of a tool that would allow to recalculate all these values when necessary, since the electrical system is a dynamic system. The automation of this tool was also successful.

The objectives of this work were fulfilled, thus representing an added value from the point of view of obtaining risk values of the unavailability of the system.

Agradecimentos

Em primeiro lugar quero agradecer aos meus pais e irmã todo o apoio incondicional que me deram durante toda a minha vida.

Ao Professor Doutor António Machado e Moura, meu orientador, agradeço toda a simpatia, disponibilidade, apoio e confiança que depositou em mim em todas as etapas deste projeto.

Quero agradecer também ao Professor Doutor Fernando Maciel Barbosa por todo o conhecimento transmitido, ajuda e disponibilidade que me proporcionou ao longo deste trabalho.

Ao Eng. Ricardo Vasco Fernandes da REN, meu orientador na empresa, agradeço profundamente toda ajuda, conselhos, orientação, transmissão de conhecimento e toda a disponibilidade que sempre manifestou ao longo deste trabalho.

Ao Eng. Vieira Couto quero deixar também um agradecimento pela oportunidade que me deu, pelas excelentes condições de trabalho e pela experiência que me proporcionou.

Aos restantes colegas do COR, quero agradecer todos os conselhos, trocas de ideias e acima de tudo pelos bons momentos que me proporcionaram ao longo desta dissertação.

Ao Eng. Manuel Ribeiro por todos os debates, todas as semi-noitadas e por todo o apoio que me deu durante a realização desta dissertação.

Quero igualmente agradecer à Joana Miller, minha amiga e companheira de trabalho, por todas as trocas de ideias, boa disposição e amizade que me transmitiu ao longo destes últimos meses.

Quero agradecer especialmente ao meu grande amigo Rui Alves por todo o apoio e ajuda ao longo deste projeto e nos restantes anos de faculdade. Sem ti não teria sido possível.

Aos meus amigos Daniel Figueiredo, Eduardo Fontes e Jorge Gonçalves, o meu profundo agradecimento por estarem comigo em todos os momentos, por me animarem, me fazerem rir e por toda a sua disponibilidade mesmo nos momentos menos bons.

Por último quero agradecer a todas as pessoas que direta ou indiretamente me ajudaram a crescer, como pessoa e como estudante ao longo desta etapa da minha vida.

A todos vós, o meu sincero obrigado!

Carlos Coelho

“Knowing is not enough; we must apply; Willing is not enough; we must do.”

Bruce Lee

Conteúdo

Agradecimentos	v
1 Introdução	1
1.1 Contextualização	1
1.2 Motivação e objetivos	2
1.3 Estrutura da dissertação	2
2 Operação da Rede Nacional de Transporte	5
2.1 Introdução	5
2.2 Sistema Elétrico Nacional (SEN)	5
2.2.1 Energia em Portugal	6
2.2.2 Regulação do setor da energia	7
2.3 A RNT	7
2.3.1 REN - Concessionária da RNT	8
2.3.2 Equipamentos da RNT	8
2.3.3 Operação de rede	10
2.4 Conclusão	16
3 Estado da arte	19
3.1 Introdução	19
3.2 Risco	19
3.2.1 Taxa de avarias	20
3.3 Interrupção de serviço	23
3.3.1 Classificação de avarias	23
3.4 Fiabilidade	24
3.4.1 Fiabilidade vs Investimento	25
3.5 Técnicas Probabilísticas	26
3.6 Método Analítico (análise dos dados históricos)	27
3.6.1 Gestão de Ativos	28
3.6.2 Conclusão	32
4 Tratamento e Análise dos Dados	33
4.1 Introdução	33
4.2 Tratamento e análise dos dados	33
4.3 Elementos da rede	34
4.4 Incidentes	35
4.5 Mecanismo da religação automática	36
4.6 Filtragem de incidentes dependentes	37

4.7	Tempos médios de reposição	37
4.8	Base de dados	39
4.9	Conclusão	40
5	Metodologia e análise de resultados	41
5.1	Introdução	41
5.2	Determinação de Taxas de falha dos elementos	41
5.2.1	Indisponibilidade de dados	42
5.2.2	Metodologia Anual	44
5.2.3	Metodologia Mensal	46
5.2.4	Determinação dos tempos médios de reposição dos elementos	48
5.3	Apresentação e análise de resultados	50
5.4	Conclusão	55
6	Conclusão e trabalhos futuros	57
6.1	Conclusão	57
6.2	Trabalhos futuros	58
	Referências	59

Lista de Figuras

2.1	Esquema dos sectores do SEN	6
2.2	Evolução do consumo na rede nacional, retirada de [1].	6
2.3	Esquema organizacional da REN	8
2.4	Síntese dos equipamentos principais da RNT, retirada de [2].	9
2.5	Evolução do comprimento das linhas e potências de transformação desde 2012, retirada de [3].	9
2.6	Perdas da RNT em percentagem	10
2.7	Causas dos Incidentes na RNT, retirado de [4]	14
2.8	Evolução de avarias em equipamentos de subestações às diferentes redes, retirado de [4]	14
2.9	Esquema de funcionamento do GestInc.	16
3.1	Evolução do tempo de vida de um componente mecânico, retirado de [5]	21
3.2	Evolução do tempo de vida de um componente eletrónico, retirado de [5]	21
3.3	Diagrama de blocos em série, para n blocos, com cada bloco a representar um componente, adaptado de [6]	22
3.4	Diagrama de blocos em paralelo, para n blocos, com cada bloco a representar um componente, adaptado de [6]	22
3.5	Evolução da Fiabilidade com os custos de investimento, retirado de [7]	26
3.6	Tipos de manutenção	29
4.1	Esquema de linha com painéis adjacentes, retirado de [8]	35
4.2	Esquema de transformadores com painéis adjacentes, retirado de [8]	35
4.3	Número de incidentes registados no GestInc por nível de tensão	36
4.4	Comparação entre o total de incidentes e a quantidade de não religações rápidas por nível de tensão.	37
4.5	Número de Incidentes após filtragem de "sucessão de eventos" por nível de tensão	38
4.6	Distribuição dos incidentes por intervalo de eventos	38
4.7	Evolução do Tratamento dos dados por nível de tensão	39
4.8	Número de Incidentes por Equipamento a analisar	40
5.1	Esquema explicativo do cálculo do tempo médio de reposição final dos elementos	49
5.2	Esquema explicativo da truncatura do tempo máximo de reposição para o evento 5	50
5.3	Evolução das taxas de falha da linha L1 para dado evento	52
5.4	Evolução das taxas de falha da linha L2 para dado evento	53
5.5	Evolução das taxas de falha da linha L3 para dado evento	53
5.6	Evolução das taxas de falha da linha T1 para dado evento	54
5.7	Evolução das taxas de falha da linha T2 para dado evento	54

Lista de Tabelas

5.1	Valores de taxas de falha da metodologia anual	50
5.2	Valores de taxas de falha da metodologia mensal	51
5.3	Valores de taxas de falha da metodologia mensal	51
5.4	Valores de taxas de falha da metodologia mensal	52

Abreviaturas e Símbolos

AM	<i>Asset Management</i>
CBM	<i>Condition Based Maintenance</i>
COR	Centro de Operação de Rede
ENTSO-E	<i>European Network of Transmission System Operators for Electricity</i>
ERSE	Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos
GS	Gestor do Sistema
GSOR	Gestão do Sistema de Operação de Rede
MAT	Muito Alta Tensão
ORT	Operador da Rede de Transporte
PLC	<i>Programmable Logic Computer</i>
RBM	<i>Risk Based Maintenance</i>
RCM	<i>Reliability Centred Maintenance</i>
REN	Redes Energéticas Nacionais
RNT	Rede Nacional de Transporte
RTU	<i>Remote Terminal Unit</i>
SCADA	<i>Supervisory Control and Data Acquisition</i>
SEN	Sistema Elétrico Nacional
TBM	<i>Time Based Maintenance</i>
TSO	<i>Transmission System Operator</i>
VBA	<i>Visual Basic for Applications</i>

Capítulo 1

Introdução

A presente dissertação foi realizada no âmbito da conclusão do Mestrado Integrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores, tratando-se de um trabalho realizado em ambiente empresarial.

O presente documento partiu de uma proposta de estudo do departamento de Operação da Rede (COR) da Direção da Gestão do Sistema (GSOR), da empresa Redes Energéticas Nacionais (REN), cuja sede é em Vermoim, Maia.

Com esta dissertação pretendeu-se criar uma metodologia mais precisa para aferição das taxas de falha e tempos de reposição nos ativos da Rede Nacional de Transporte (RNT).

Neste presente capítulo é apresentada a contextualização do tema, seguindo-se os objetivos, motivação e a estrutura da mesma.

1.1 Contextualização

É fundamental, em sociedades industrializadas e tecnologicamente desenvolvidas, o fornecimento de energia elétrica. Esta serve de suporte à generalidade das indústrias e serviços bem como ao consumo doméstico, representando assim o sustentáculo da sociedade moderna. É, portanto, de importância primordial para as empresas de energia elétrica, uma boa qualidade e continuidade de serviço.

Uma empresa de eletricidade tem como função alimentar os seus consumidores o mais economicamente possível com bons índices de qualidade e continuidade de serviço, uma vez que as exigências por parte destes são cada vez maiores. Estes dois conceitos são extraordinariamente importantes quando se pretende analisar o que de facto o termo fiabilidade significa e implica no contexto da indústria de produção, transporte e distribuição de energia elétrica.

Os sistemas elétricos, como quaisquer outros, têm falhas. Estas falhas podem, em certos casos, causar indisponibilidades dos elementos afetados. Uma vez que estas falhas acontecem aleatoriamente, existe cada vez mais um interesse maior no estudo do seu comportamento. Desta forma, compreende-se o passado e prepara-se os sistemas para o futuro, tanto a nível de planeamento e

expansão de rede, análise de alternativas de evolução e, consequentemente, estudar a viabilidade económica destas ações.

Um estudo de fiabilidade não deve apenas conduzir a aspetos qualitativos, mas também à determinação de índices quantitativos, com um significado bem definido e que permitam uma comparação de soluções de uma forma precisa.

1.2 Motivação e objetivos

As manutenções em linhas e transformadores da Rede Nacional de Transporte contribuem para que o período de vida útil de cada equipamento possa ser aumentado, evitando assim desgaste de componentes o que se traduz num aumento da fiabilidade do sistema. No entanto, quando estas ações são realizadas em zonas fragilizadas do sistema, podem ocorrer incidentes no elemento que assegura os consumos, o que irá provocar cortes no fornecimento de energia. Assim, pretende-se aferir o valor das taxas de avaria dos vários elementos da RNT para que posteriormente seja feita uma análise de risco, para que seja possível identificar elementos críticos aquando das autorizações das manutenções.

É objetivo da presente dissertação, a criação de um algoritmo para determinação de taxas de falha e tempos médios de reposição de serviço em linhas e transformadores de potência da RNT. Para além disto foi proposta a automatização do método criado para que seja possível a obtenção destes valores de forma regular.

Os valores aferidos permitirão ao Gestor do Sistema apurar indicadores de risco baseados na proposta de estudo da *European Network of Transmission System Operators for Electricity* (ENTSO-E), de forma a entender o nível de segurança dos abastecimentos dos consumos no âmbito da autorização de indisponibilidades.

1.3 Estrutura da dissertação

A presente dissertação está dividida em seis capítulos.

Depois do presente capítulo apresenta-se o segundo, onde é feita uma introdução ao sistema elétrico nacional, abordando temas como regulação do sector energético em Portugal, Rede Nacional de Transporte com os seus equipamentos e Redes Energéticas Nacionais (REN) que é concessionária da Rede Nacional de Transportes. Fala-se ainda da operação da RNT, nomeadamente monitorização remota, sistemas de aquisição e tratamento de dados das instalações. Por fim, aborda-se o *Gestinc*, *software* de gestão de incidentes da REN.

No capítulo três, é feita a abordagem teórica de temas como o risco no qual se enquadra a taxa de avarias e cálculos de fiabilidade relativos a sistemas série e paralelo. De seguida, menciona-se a interrupção de serviço, onde se classificam os tipos de interrupção e fala-se sobre o tema da fiabilidade, onde se faz uma abordagem à relação do seu nível e dos custos associados para o ORT. Por fim, fala-se ainda da gestão de ativos, das estratégias de manutenção adotadas e a adotar num futuro próximo.

No quarto capítulo abordam-se as técnicas probabilísticas e resume-se este universo à técnica probabilística utilizada. De seguida, aborda-se o tratamento dos dados, onde se fala dos elementos de rede considerados, incidentes, Mecanismo de religação automática, filtragem de incidentes e tempos médios de reposição. Conclui-se o capítulo com a base de dados criada.

No penúltimo capítulo desenvolvem-se as duas metodologias criadas e procede-se à análise de resultados.

Por fim, no sexto capítulo dão-se as conclusões do trabalho e propõem-se trabalhos futuros.

Capítulo 2

Operação da Rede Nacional de Transporte

2.1 Introdução

No presente capítulo apresenta-se uma breve descrição do Sistema Elétrico Nacional (SEN), analisa-se a evolução da energia em Portugal, sobretudo dos consumos de energia elétrica nos últimos anos e da produção energética do ano de 2016.

Expõem-se a regulação do sector energético em Portugal, a Rede Nacional de Transporte com os seus equipamentos e as Redes Energéticas Nacionais (REN), esta última que é concessionária da Rede Nacional de Transportes.

A um nível mais técnico, abordam-se as operações da rede elétrica, nomeadamente monitorização remota, sistemas de aquisição e tratamento de dados das instalações.

Menciona-se ainda o *Gestinc*, software de gestão de incidentes, para a sua posterior análise pelo operador, desenvolvido por engenheiros da REN.

2.2 Sistema Elétrico Nacional (SEN)

O sistema elétrico nacional tem como principal objetivo a disponibilização de energia elétrica de forma adequada às necessidades dos consumidores, tanto quantitativamente como qualitativamente. Isto é alcançado com base em princípios de racionalidade e eficiência energética em todos os sectores, desde a produção, passando pela transporte, distribuição, comercialização até ao fornecimento ao consumidor final como se pode observar no esquema da figura [2.1](#) [9].

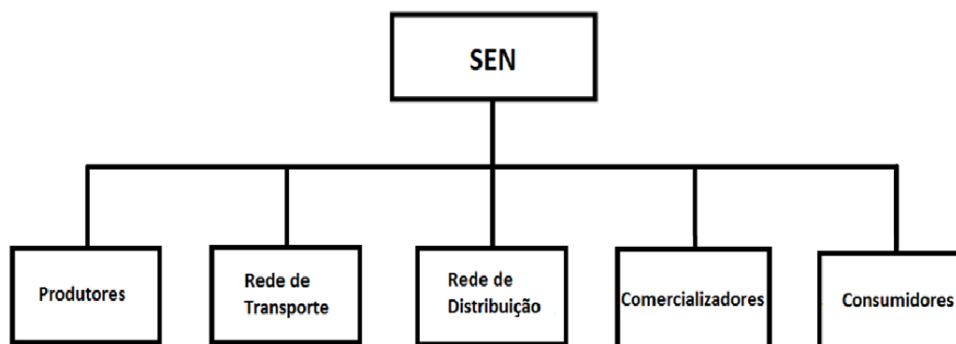


Figura 2.1: Esquema dos sectores do SEN

2.2.1 Energia em Portugal

O consumo de energia, a nível nacional, tem-se mantido estável nos últimos anos. Como se pode observar na figura 2.2, são comparados os consumos de energia ano a ano, de onde se conclui que apesar de haver algumas discrepâncias, estes tem sido relativamente idênticos.

No ano de 2016 a energia elétrica produzida através de centrais de energia renovável abasteceu 57% do consumo nacional sendo o restante obtido por centrais de energia não renovável.

A produção de energia renovável por recursos hídricos abasteceu 28% dos consumos, a produção eólica 22%, a por biomassa 5% e a energia obtida de fontes fotovoltaicas abasteceu 1,4%.

EVOLUÇÃO DO CONSUMO CONSUMPTION EVOLUTION

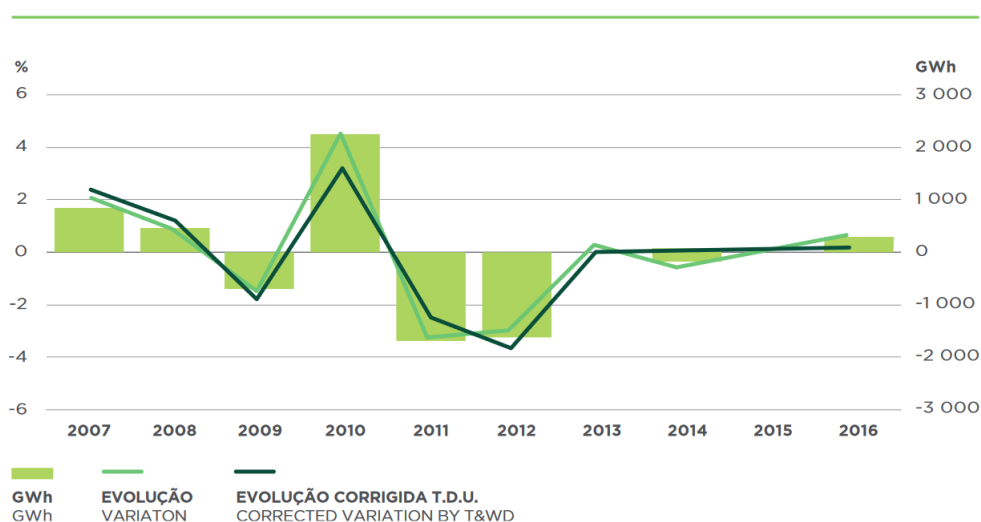


Figura 2.2: Evolução do consumo na rede nacional, retirada de [1].

As centrais de energia não renovável, de combustão do carvão e de gás natural, abasteceram 42% do consumo nacional, sendo com recurso a combustão de carvão 21%, e a gás natural

igualmente 21%¹.

É de salientar a obtenção do primeiro saldo exportador positivo desde 1999 e o melhor resultado de sempre em termos de exportação, equivalente a 10% do consumo nacional [1].

2.2.2 Regulação do setor da energia

A regulação do Setor Elétrico Nacional tem como objetivo assegurar a eficiência e a racionalidade das atividades, em circunstâncias imparciais, objetivas, não discriminatórias e concorrenciais. Atingem-se essas circunstâncias ótimas através da sua supervisão e acompanhamento contínuos.

A ERSE (Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos) é a entidade responsável pela regulação das atividades de transporte, distribuição e comercialização de energia elétrica, como também das operações de logística de mudança de comercializador e da gestão de mercados organizados. [9, 10]

2.3 A RNT

A Rede Nacional de Transporte (RNT) assegura o fluxo de energia elétrica produzida nas centrais electroprodutoras até às redes de distribuição, que por sua vez irão escoar essa energia até aos consumidores finais. Para além do referido, garante ainda a interligação do nosso país com a rede europeia síncrona através da rede espanhola em diferentes locais ao longo da fronteira, o que possibilita além de um suporte mútuo a troca física de energia elétrica negociada em mercado. Isso revela-se consideravelmente importante, tendo em conta o fornecimento aos consumidores do mercado ibérico, e a segurança dos sistemas elétricos. As ligações na zona fronteiriça promovem a concorrência entre os agentes produtores de Portugal e Espanha, procurando otimizar economicamente o fornecimento da energia elétrica.

A topologia da rede nacional de transporte é fortemente malhada (composta por linhas de muito alta tensão que estão interligadas em subestações, sendo alimentadas por duas ou mais vias de forma a constituir “malhas”) e utiliza três níveis de tensão: 150kV, 220kV e 400kV. Este tipo de topologia tem um papel preponderante no equilíbrio dinâmico entre a produção e o consumo.

Para além das interligações a Espanha e do abastecimento da rede de distribuição, a RNT abastece alguns consumidores industriais como é o caso das siderurgias nacionais (Seixal e Maia), as unidades fabris de grande dimensão (Autoeuropa) e algumas subestações de tração elétrica (REFER), que se encontram ligados à rede, por motivos económicos e/ou técnicos [11, 10].

Para que seja feita uma evolução da RNT de forma concertada, as questões de ordenamento de território e ambientais também fazem parte dos compromissos da RNT. Um dos exemplos deste compromisso é materializado na reutilização dos corredores de linha em fim de vida, usando ações de *uprating*² e *upgrading*³ das linhas [13].

¹Os valores acima mencionados são aproximados.

²Aumento da capacidade de transporte de energia elétrica da linha sem aumentar o seu nível de tensão [12]

³Aumento de capacidade de transporte da linha através de subida de tensão [12]

2.3.1 REN - Concessionária da RNT

A REN – Redes Energéticas Nacionais é a concessionária da Rede Nacional de Transporte. O contrato de concessão de serviço público celebrado com o Estado Português, o Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro e o contrato de concessão modificado de 5 de junho de 2007, estabelecem que a REN é a responsável pelo transporte de energia elétrica e gestão técnica global do sistema até 2057 [14].

A REN,S.A. tem três grandes áreas de atividade: o sector da energia, do gás natural e das telecomunicações. É responsável pela exploração de uma zona piloto destinada à produção de energia elétrica a partir das ondas do mar. As atividades nos dois primeiros sectores são exercidas em regime de concessão de serviço público a 50 anos e a 40 anos, respetivamente [15].

A REN tem ao seu encargo o planeamento e engenharia, o investimento, a exploração e a gestão técnica global do sistema de forma a garantir o abastecimento de eletricidade sem interrupções, ao menor custo, com qualidade de serviço e segurança como referido em [10, 16]. Na figura 2.3 dá-se uma perspetiva mais clara da organização da empresa.

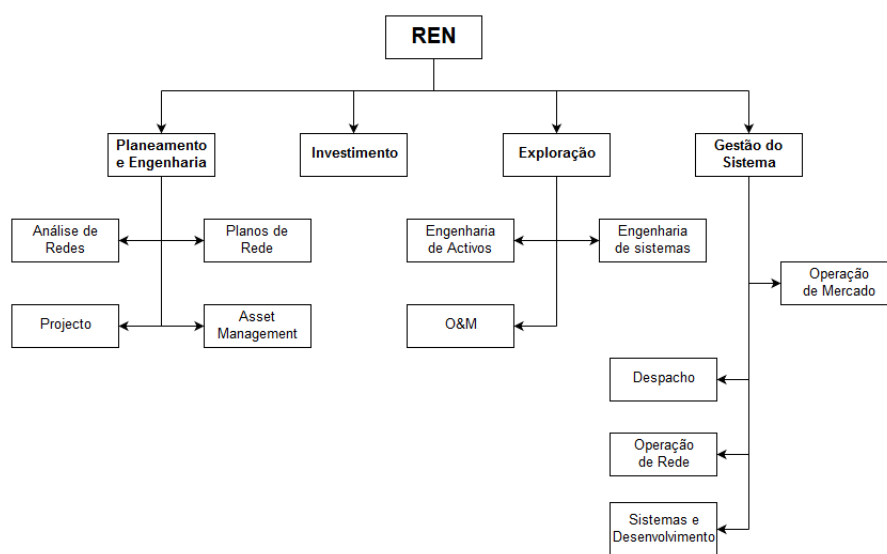


Figura 2.3: Esquema organizacional da REN

2.3.2 Equipamentos da RNT

A rede de transporte subdivide-se em três níveis de tensão distintos 400kV, 220kV e 150kV. A RNT está dotada de 66 subestações, 12 postes de corte, 2 de seccionamento, 1 de transição, um total de 8863 km de linhas de transmissão incluindo 95,2km de circuito subterrâneo nas regiões da Grande Lisboa e Grande Porto como se pode verificar no quadro 2.4 [2].

QUADRO I

SÍNTESE DOS PRINCIPAIS EQUIPAMENTOS DA RNT

	31/12/2016	31/12/2015
Comprimento de linhas em serviço (km)	8 863	8 805
400 kV	2 670	2 632
220 kV *	3 611	3 611
150 kV **	2 582	2 562
Potência de transformação em serviço (MVA)	36 636	36 673
Autotransformação (MAT/MAT)	13 890	14 040
Transformação (MAT/AT)	22 426	22 313
Transformação (MAT/MT)***	320	320

* Inclui 95,2 km em circuitos subterrâneo.

** Inclui 9,0 km do troço português da linha de interligação internacional a 132 kV Lindoso-Conchas.

***Transformação instalada na Siderurgia Nacional da Maia.

Figura 2.4: Síntese dos equipamentos principais da RNT, retirada de [2].

Nas linhas de transporte de energia elétrica, tem-se observado uma pequena redução no nível de tensão de 150kV e um aumento dos níveis de tensão de 220kV e 400kV, como representado no gráfico 2.5.

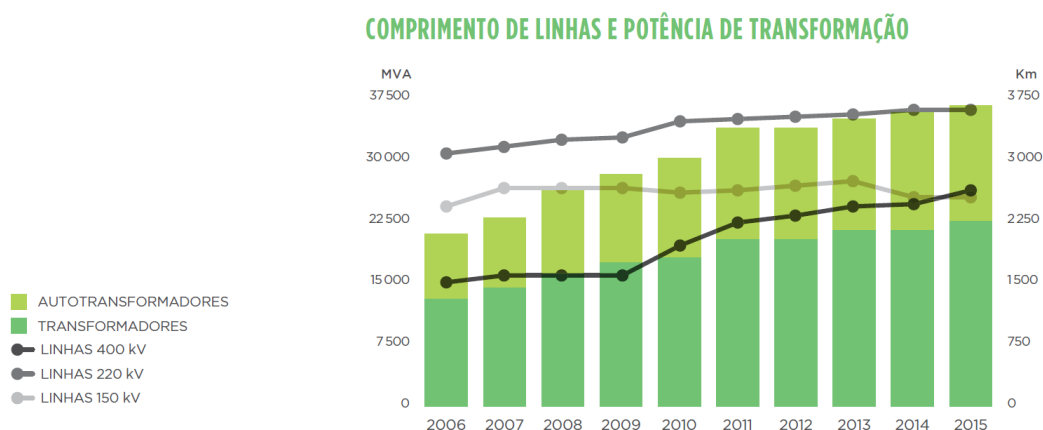


Figura 2.5: Evolução do comprimento das linhas e potências de transformação desde 2012, retirada de [3].

“A evolução da rede de transporte, tanto em extensão como em capacidade de transporte é determinada, por um lado, pela necessidade de satisfação dos consumos crescentes, que motivam a ligação de novos centros electroprodutores e novas subestações de entrega às redes de distribuição, e por outro lado, pela necessidade crescente de escoar nova produção de origem renovável.” [3]

Nos últimos anos as perdas na RNT têm aumentado, o que é o resultado de diversos fatores, entre os quais a expansão da rede de 400 kV a novos centros electroprodutores, como é o caso das novas centrais no Minho que obrigaram à construção do posto de corte de Vieira do Minho a 400 kV e das respetivas linhas de interligação à restante rede de transporte.

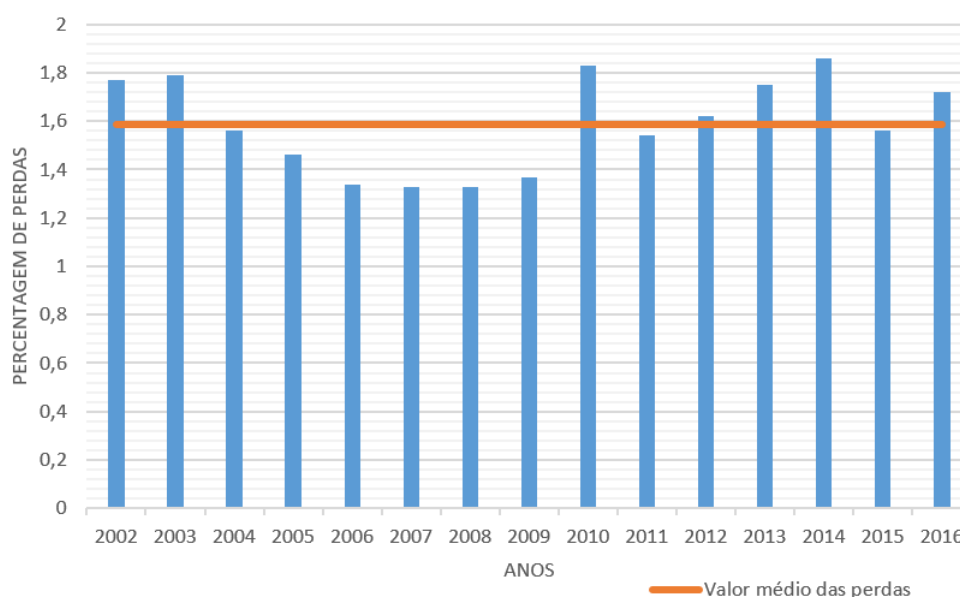


Figura 2.6: Perdas da RNT em percentagem

2.3.3 Operação de rede

A Gestão do Sistema e operação de rede, GSOR, é efetuada pelo departamento de Operação da Rede da Direção da Gestão do Sistema. Este tem como função assegurar o funcionamento adequado do SEN, com o equilíbrio necessário de forma ininterrupta. Isso pressupõe um acompanhamento constante de uma grande variedade de parâmetros, entre os quais, por exemplo, produção, consumos, indisponibilidades da rede e estado dos equipamentos. Desta forma garante-se a correta operação do sistema, sempre com condições de segurança e margens de reserva inerentes [17].

A Direção da Gestão de Sistema divide-se em quatro departamentos, sendo estes o Despacho, Sistemas e Desenvolvimento, Operação de Mercado e Operação de Rede. As principais responsabilidades do GSOR estão de seguida enumeradas [18].

- Monitorizar constantemente a RNT e reagir às perturbações da sua topologia, realizando as manobras inerentes para a reposição do regime normal de funcionamento. Esta monitorização é realizada nas seguintes grandezas:
 - tensão;
 - corrente;
 - frequência;
 - temperatura;
- Monitorizar constantemente os equipamentos das instalações da REN, procedendo à realização de diagnósticos de avarias, estabelecimento de graus de gravidade e notificação dos agentes necessários para a sua resolução;
- Em regime normal, executar por telecomando as manobras necessárias nas instalações da REN, com o objetivo de coordenar as equipas de operação local com as salas de comando das entidades externas;
- Atuar como centro de comunicações entre os diversos interlocutores internos e externos, assegurando a troca de informações sobre as redes;

2.3.3.1 Monitorização Remota das Instalações

A monitorização remota das instalações realizada pelo COR (Centro de Operações de rede) é a atividade com a qual se pretende assegurar que as anomalias que surgem nos elementos da rede sejam de imediato detetadas.

As ações de manutenção corretiva necessárias são oportunamente desencadeadas com o objetivo de minimizar as consequências negativas para os equipamentos e para a rede elétrica. Por conseguinte, é minimizado o custo das intervenções corretivas.

A principal atividade que se considera é a monitorização dos sistemas/equipamentos das subestações e dos postes de corte ou seccionamento, como por exemplo, transformadores de potência, baterias de condensadores, disjuntores, sistemas de alimentação e sistemas de comando e proteção [19].

2.3.3.2 Sistemas de aquisição e tratamento de dados das instalações

Para que os operadores do COR consigam cumprir as funções requeridas, é impreterível que os vários sistemas estejam a funcionar devidamente, garantindo assim que as anomalias sejam sinalizadas e que os sinais sejam enviados aos operadores.

Para esta finalidade, utiliza-se um sistema SCADA (*Supervisory Control and Data Acquisition*), que é, fundamentalmente, um sistema utilizado para monitorizar, gerir e supervisionar sistemas industriais. É composto por computadores, redes de comunicação industriais, GUI (*Graphical User Interfaces*) e dispositivos eletrónicos tais como RTU e PLC que recebem informações provenientes de sensores e atuadores e as transmitem para os computadores centrais que organizam, avaliam e processam a informação [20].

Neste caso em específico, para a rede de transporte em questão, o intuito do SCADA passa por adquirir dados das instalações e emissão de comandos.

Controla a rede de transporte, recorrendo a sistemas de telecomunicações fiáveis, garante a comunicação em tempo real com cada instalação e faz recolha e processamento dos dados das unidades remotas (RTU). Com o objetivo de sinalizar falhas na rede, no momento em que recebe as sinalizações de alarme da RTU, processa a informação da data e hora, armazena-a e cataloga-a devidamente de acordo com o tipo de evento ocorrido na rede.

De seguida, o operador da rede é notificado através de alarmes provenientes do SCADA. Estes são agrupados de modo a reduzir o volume e diversidade de sinalizações, permitindo uma triagem mais eficaz.

As sinalizações são classificadas de acordo com o seu estado de urgência, podendo portanto ser Urgentes e Não Urgentes. A cada sinalização associa-se o elemento em defeito, como por exemplo defeito de transformador ou defeito de disjuntor. Também são apresentadas aos operadores sinalizações referentes a mudanças de estado inesperadas de disjuntor, receção de disparo por proteção/religação rápida por proteções de um determinado elemento da rede, violações de limites de medida, entre outros [19].

Ao COR chegam vários tipos de informações através do SCADA:

- As medidas de potência elétrica ativa e reativa ou corrente elétrica nos ramos (nomeadamente linhas, transformadores, baterias de condensadores) e tensões nos nós da rede (subestações, centrais e postos de corte);
- Os estados dos órgãos de manobra (disjuntores e seccionadores);
- Alarmes agrupados e diretos;
- O número da tomada dos transformadores e o estado da regulação automática da tensão (automático ou manual);
- O estado do Operador Automático.

2.3.3.3 Gestão de incidentes

As linhas da RNT estão sujeitas à ocorrência de defeitos de isolamento devido a condições atmosféricas que por vezes são adversas (descargas atmosféricas, nevoeiro associado à poluição, vento, entre outros), à ação ocasional de aves de grande porte (cegonhas) e incêndios. Também existem outros problemas relacionados com equipamentos secundários como defeitos em sistemas (sistemas de proteção, comando e controlo), erro humano na operação ou manutenção e por problemas intrínsecos a outras redes [21, 22].

As ocorrências supracitadas têm a denominação de incidente. Um incidente pode definir-se como “qualquer acontecimento ou fenómeno de carácter imprevisto que provoque a desconexão, momentânea ou prolongada, de um ou mais elementos da rede, podendo originar uma ou mais interrupções de serviço, quer do elemento inicialmente afetado, quer de outros elementos da rede” [21].

Podem existir elementos fora de serviço quando ocorre:

- Funcionamento não seletivo de sistemas de proteção;
- Sobrecargas;
- Atuação de proteções diferenciais de barras e falha de disjuntor;
- Situações de tensão zero numa zona da rede;

Ou existe:

- Partilha de um disjuntor por dois elementos de rede em série (e um deles é, obviamente, elemento origem do incidente).

O número de incidentes na RTN tem diminuído, principalmente devido a investimento e reforço da rede de transporte. As figuras 2.7 e 2.8 pretendem dar uma noção das causas dos incidentes com repercussão na RNT e o número de avarias em subestações ao longo dos últimos anos, respetivamente.

CAUSA DOS INCIDENTES COM REPERCUSSÃO NA RNT

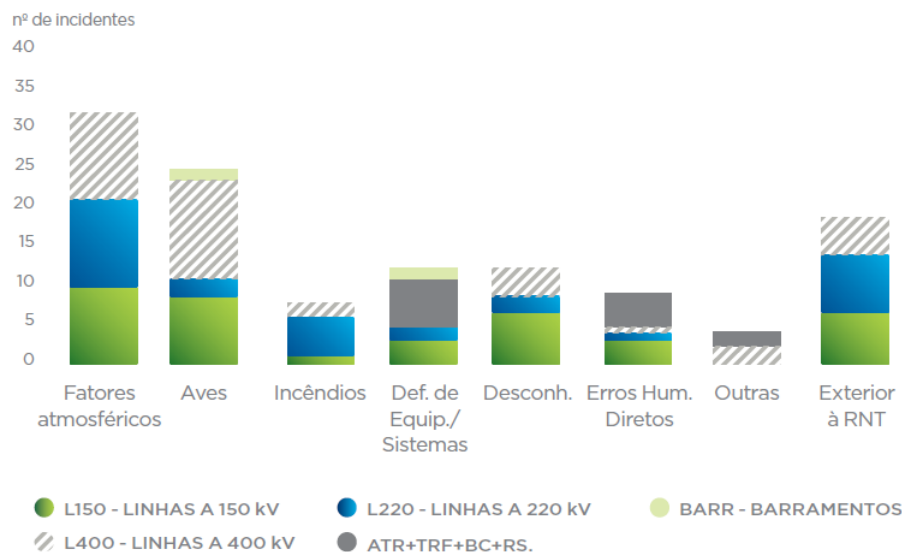


Figura 2.7: Causas dos Incidentes na RNT, retirado de [4]

Nº DE AVARIAS EM EQUIPAMENTOS DE SUBESTAÇÕES

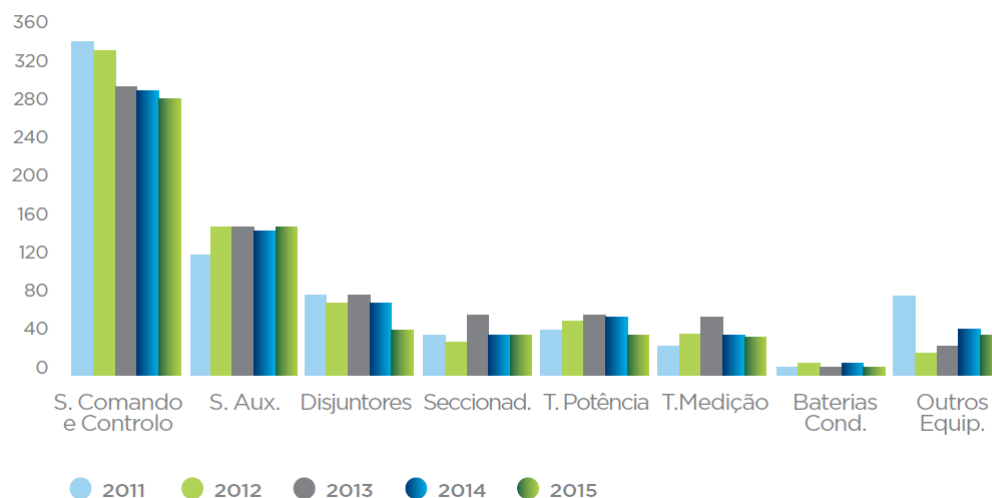


Figura 2.8: Evolução de avarias em equipamentos de subestações às diferentes redes, retirado de [4]

2.3.3.4 Análise de incidentes

Aquando de uma situação de incidente, procede-se à análise básica da ocorrência e do comportamento do SCADA, das proteções e dos automatismos. Para a análise dos incidentes utilizam-se como entradas os registos do SCADA, os registos dos Registadores Cronológicos de Acontecimentos e os registos oscilográficos das instalações.

Pretende-se com os registos cronológicos obter informação que identifique quais as proteções que atuaram em cada extremo, as fases em defeito, qual o escalão da atuação (no caso de se aplicar), qual o tipo de disparo e a confirmação das sinalizações obtidas através do SCADA (estado dos equipamentos envolvidos no incidente).

Os registos oscilográficos das instalações permitem analisar as grandezas envolvidas no incidente (tensão e corrente elétricas) e quais as proteções envolvidas de modo a que seja possível conseguir saber qual o tempo de eliminação do(s) defeito(s), qual a corrente de curto circuito máxima admissível e calcular a distância ao defeito nas linhas RNT, sempre que possível.

Além das informações que se conseguem obter com os registos enunciados em cima, é importante sempre que possível identificar a causa do incidente.

2.3.3.5 GestInc

As perturbações e anomalias, fazem parte do quotidiano das redes dos sistemas elétricos de energia, o que se revela um problema para as concessionárias dos mesmos. Posto isto, é necessário proceder-se a um registo e posterior análise de todos estes incidentes.

Tendo em conta o atual estado de automatização das subestações, tem-se acesso a várias informações que de outro modo seria impossível. Isto, aliado ao desenvolvimento de ferramentas informáticas permite um tratamento e integração de dados que conduz a resultados e interpretações mais fiáveis. O aumento da fiabilidade deste dados conduz a uma maior eficiência e eficácia na operação remota da rede e poderá funcionar também como uma ferramenta de apoio à decisão para ações de manutenção.

O Gestinc é um programa desenvolvido pela REN para gestão de incidentes. Aqui, após a recolha de informação, os dados são registados em Base de Dados informática, para posteriormente serem calculados os diversos indicadores de sistema [23].

O funcionamento deste programa é esquematizado na fig 2.9. Um incidente pode ter n elementos de rede afetados. Cada um desses elementos pode originar n disparos. Por si só, os disparos não representam uma situação de interrupção, uma vez que grande parte deles são disparos seguidos de religação. Por outro lado cada incidente pode também causar n interrupções.

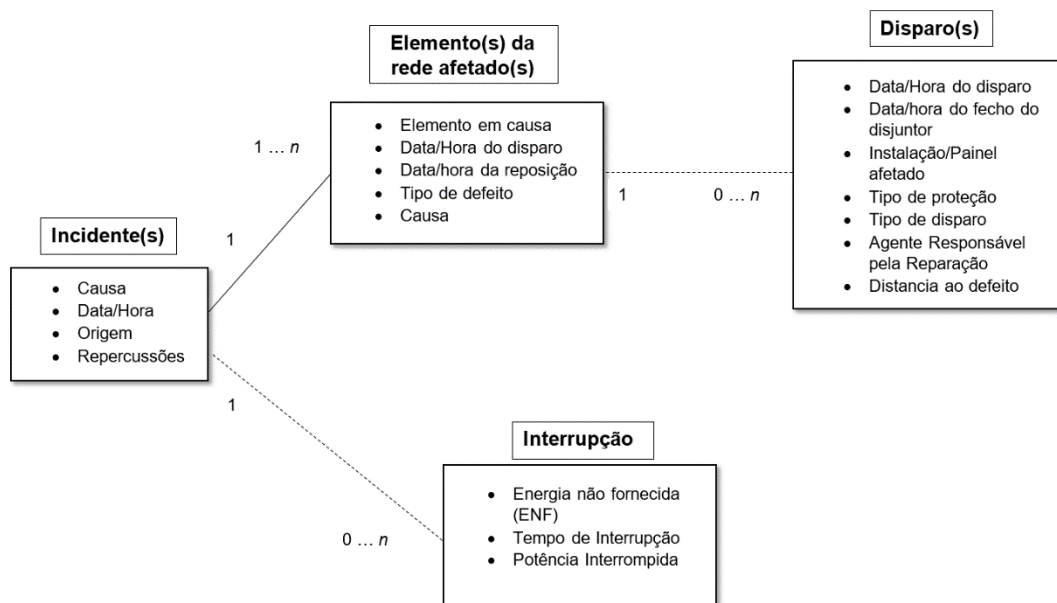


Figura 2.9: Esquema de funcionamento do GestInc.

2.4 Conclusão

A rede de transporte, em resposta a necessidades concretas, deve ter em consideração diversos fatores base, destacando-se de entre eles a segurança e garantia de abastecimento dos consumos, isto é, a continuidade do serviço deve ser garantida, mesmo em caso dos incidentes mais comuns. Outro fator igualmente relevante, passa por assegurar a recolha e o transporte da energia produzida pelas centrais, contribuindo deste modo para a colocação junto dos consumos da energia por eles requerida, isto tendo também em consideração uma integração crescente das energias baseadas em fontes renováveis.

O operador da RNT desenvolve parte substancial da sua atividade, de operação da rede de transporte, gestão técnica global do SEN e das interligações, através de dois centros essenciais: o Centro de Despacho e o Centro de Operação da Rede. Estes dois centros do Gestor do Sistema (GS) encontram-se constituídos em duas instalações diferentes e geograficamente afastadas, requerendo um SCADA ligado às demais instalações da RNT, através da rede de telecomunicações de segurança.

O ORT é responsável pela atividade de análise dos incidentes que afetarem a rede de transporte. Para esse efeito manterá uma base de dados permanentemente atualizada com o registo de todos os incidentes que ocorrerem na rede, incluindo os elementos de ligação com outras redes e com as instalações dos utilizadores da RNT. A ferramenta informática *GestInc* desenvolvida pela REN revela assim extrema importância em que todos os utilizadores da RNT fornecem ao ORT, de forma expedita, os elementos necessários para a análise de incidentes. Nesse sentido terão de possuir nas suas instalações equipamentos que efetuem a datação e o registo dos eventos relevantes, designadamente mudanças de estado de órgãos de manobra, alarmes e medidas.

A implementação de tecnologia de comunicações de alto débito permite a monitorização e operação remota e em tempo real desses sistemas, contribuindo assim para uma melhoria na análise de incidentes.

Capítulo 3

Estado da arte

3.1 Introdução

Atualmente a energia, bem essencial nas sociedades modernas, está sujeita a obrigações de serviço público.

Devido às exigências dos consumidores, a qualidade de serviço, disponibilidade e adequação são fatores imprescindíveis a qualquer entidade que vise o fornecimento de energia elétrica. [17]

Neste capítulo abordar-se-á a noção de risco, taxa de avarias e respetivos cálculos de sistemas série e paralelo. É ainda feita uma abordagem às interrupções de serviço, fiabilidade e investimento. Por fim será abordado o tema da gestão de ativos.

3.2 Risco

A análise de risco está, cada vez mais, a tornar-se um objeto de estudo bastante importante. A necessidade de altos níveis de segurança e fiabilidade da rede faz com que o interesse por esta área tenha aumentado significativamente nos últimos anos.

É importante saber o risco que determinada ação programada ou não programada tem para o sistema elétrico, tanto a nível de operação de rede, planeamento, bem como de ações de manutenção.

O grau de complexidade e tamanho da rede, as altas exigências por parte dos consumidores e as metas a que cada operador de rede de transporte (comummente designado em língua anglo-saxónica como *Transmission System Operator* (TSO) se propõe), faz com que uma decisão baseada em dados empíricos seja necessária para a tomada de certas decisões associadas à rede [8].

O risco é definido pela ENTSO-E pela seguinte fórmula [24]:

$$R_i = P_i \cdot S_i \cdot f_i \quad (3.1)$$

Onde R_i é o risco associado ao evento i , P_i a probabilidade de ocorrência do evento i , tipicamente expressa em número de ocorrências por ano, S_i trata-se da severidade associada ao evento i , esta que expressa a violação do critério operacional em termos de energia não fornecida. É o produto da gravidade e o tempo de restituição. Por último, f_i é a frequência de interrupção do evento, tipicamente dada em anos.

O foco desta dissertação é o primeiro fator do segundo membro da equação 3.1. A probabilidade de ocorrência de determinado evento (falha). De acordo com [25], admite-se que não se utiliza, para este tipo de estudo, a probabilidade mas sim uma taxa de avarias/falhas.

3.2.1 Taxa de avarias

Um estudo probabilístico é um tema de destaque nos dias de hoje, uma vez que é possível avaliar o risco sabendo a probabilidade e a severidade de certos eventos. A importância deste tipo de estudo prende-se com o facto de se poderem tomar decisões prevenindo riscos desnecessários, os quais poderão provocar perturbações graves no sistema elétrico [8].

A análise de risco é um estudo probabilístico que se baseia na análise do número de incidentes ocorridos na rede elétrica durante determinado período de tempo, a sua severidade e a frequência desse tipo de eventos. A taxa de avarias/falhas representa-se pelo quociente entre o número de ocorrências (falhas) durante determinado período de tempo de funcionamento como se pode observar na equação 3.2.

$$\lambda = \frac{\text{numero de ocorrencias}}{\text{tempo de funcionamento}} \quad (3.2)$$

A taxa de avarias de dado componente não é constante; tem dois períodos de vida para componentes mecânicos, como se pode visualizar pela figura 3.1 e, para componentes eletrónicos, como representado na figura 3.2, três.

Como podemos ver nas figuras 3.1 e 3.2, a taxa de avarias é variável durante o tempo de vida de dado componente.

O período de infância dos componentes elétricos, em muitas aplicações reais, é consumido em testes de fábrica, onde os elementos defeituosos são eliminados. Por outro lado, uma adequada política de manutenção pode evitar ou adiar que os componentes entrem no seu período de velhice, prolongando, portanto, o período de vida útil – onde se pode assumir que a taxa de avarias se mantém constante [5].

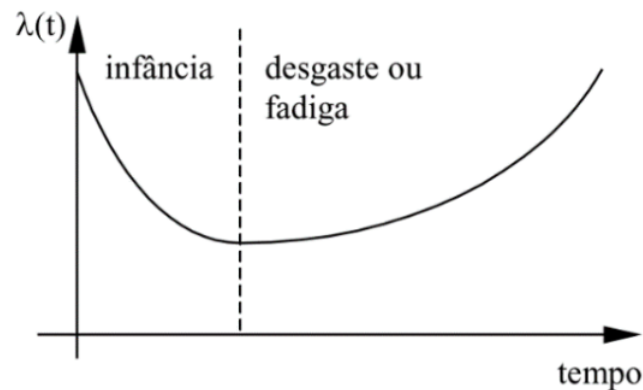


Figura 3.1: Evolução do tempo de vida de um componente mecânico, retirado de [5]

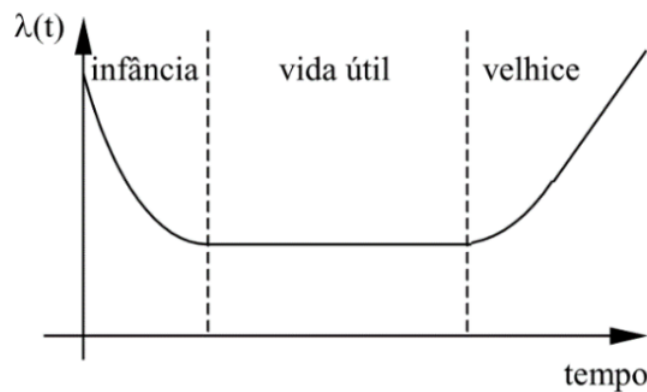


Figura 3.2: Evolução do tempo de vida de um componente eletrônico, retirado de [5]

Quando se estuda a fiabilidade de dada rede ou de parte dela, é necessário ter acesso ao número de falhas existentes nesse circuito durante o seu tempo de funcionamento.

Um estudo de fiabilidade poderá ser realizado componente a componente, mas o mais provável será não existirem dados suficientes que permitam chegar a conclusões relevantes. Decidiu-se, por essa razão, que seria mais interessante, sob o ponto de vista de análise de resultados, optar por uma estratégia em que os componentes deveriam ser agrupados em sistemas, e as respetivas taxas de avarias seriam dos sistemas e não, isoladamente, dos seus componentes.

3.2.1.1 Sistema em série e sistema em paralelo

Um sistema série funcionará quando todos os seus componentes estiverem em funcionamento, e falhará se qualquer um deles avariar [26].

Quando se analisa um sistema em série, a sua taxa de avarias é o somatório das taxas de avarias de cada um dos seus componentes, como descrito na equação 3.3 [6].

$$\lambda_s = \sum_{i=1}^n \lambda_i \quad (3.3)$$

Onde n é o número total de componentes e λ_s a taxa total de avarias.

Assim, como representado na figura 3.3, se cada componente for representado por um bloco, as taxas de falha dos componentes poderão ser representados por um único bloco.



Figura 3.3: Diagrama de blocos em série, para n blocos, com cada bloco a representar um componente, adaptado de [6]

Nas figuras 3.3 e 3.4, λ_s é a taxa de avarias do sistema, dada em avarias/ano e λ_1 , λ_2 e λ_n as taxas de avarias dos diferentes componentes, dada em avarias/ano;

Um sistema paralelo funcionará quando pelo menos um dos seus componentes estiver operacional, e deixará de funcionar apenas se todos os seus componentes tiverem falhado [26].

Caso se esteja a falar de um sistema em paralelo, a taxa de avarias virá como representado na figura 3.4.

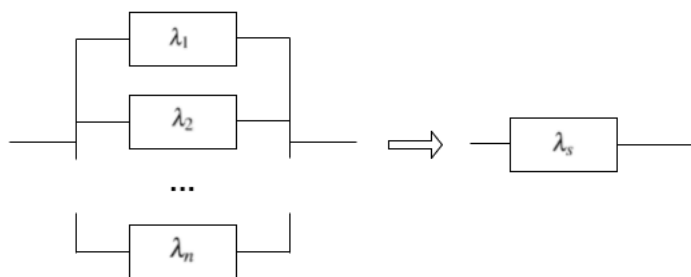


Figura 3.4: Diagrama de blocos em paralelo, para n blocos, com cada bloco a representar um componente, adaptado de [6]

3.3 Interrupção de serviço

Tal como em [4], “Define-se interrupção como a ausência de fornecimento de energia elétrica a uma infraestrutura de rede ou à instalação do cliente.”

Segundo o Regulamento de Operação das Redes do Setor Elétrico da ERSE, o Gestor Técnico Global do Sistema deve estabelecer as medidas preventivas necessárias por forma a evitar a ocorrência de incidentes que provoquem a interrupção do serviço aos utilizadores do sistema elétrico [27].

Associado a interrupções, ter-se-á em conta o tempo de reposição de serviço, que é o tempo de restabelecimento do fornecimento de energia elétrica após a ocorrência de determinado defeito elétrico ou de dada interrupção na alimentação [4].

3.3.1 Classificação de avarias

Um sistema elétrico é constituído por uma grande variedade de componentes, como se irá referir na secção 4.3. De modo geral, as interrupções relativas a estes componentes podem ser divididas em duas categorias distintas: independentes e dependentes.

3.3.1.1 Independentes

As avarias independentes resultam de diferentes causas que não se relacionam entre elas [8]. Podem ser divididas em interrupções forçadas, semiforçadas e planeadas.

As interrupções independentes podem ser classificadas como forçadas, semiforçadas e planeadas.

Uma interrupção forçada acontece de forma aleatória e, portanto, não é possível ter qualquer tipo de controlo sobre ela.

Apesar de a grande maioria das falhas por interrupção forçada poderem ser reparáveis, há casos em que isto não acontece. Uma mera reparação dos componentes indisponíveis não é suficiente para repor o serviço. Este tipo de falhas é denominado por interrupções forçadas não reparáveis, ou seja, terá de se proceder à substituição dos respetivos componentes para que seja possível repor o serviço.

Por outro lado, uma interrupção planeada é agendada por parte do operador responsável pelas manutenções, não advindo de qualquer falha.

Há, ainda, interrupções que não são totalmente forçadas nem totalmente planeadas: as semiforçadas. (Exemplo: um cabo ou transformador, disjuntor, seccionador, com uma fuga de óleo poderá, só por si, não causar uma interrupção forçada, mas terá de ser agendada uma manutenção para reparação/substituição do componente afetado, com alguma brevidade).

Na RNT, a maioria das interrupções advém de falhas reparáveis. No entanto, podem ocorrer falhas catastróficas. Geralmente, este tipo de falhas deriva do envelhecimento dos componentes e/ou simplesmente do acaso [26].

3.3.1.2 Dependentes

As avarias dependentes podem ter origem em: incidentes de causa comum, saídas de grupo, falhas oriundas de uma subestação, efeitos em cascata e condições climatéricas adversas.

As interrupções dependentes têm, entre si, uma característica em comum: advêm, todas elas, da saída de serviço/falha de mais do que de um componente, e, normalmente, apresentam consequências mais severas, para o sistema elétrico, do que as interrupções independentes.

Historicamente, são as interrupções dependentes as responsáveis por *blackouts* e interrupções de serviço de grande duração. São, portanto, as interrupções dependentes que têm uma maior contribuição para o risco do sistema [26].

3.4 Fiabilidade

“A fiabilidade é ramo do conhecimento que procura estabelecer modelos para o comportamento de sistemas cujos componentes podem sofrer de avarias, impedindo, em certos casos, que os sistemas cumpram as funções para que foram concebidos.” [5].

A fiabilidade da rede é definida pela ENTSO-E como a capacidade da rede elétrica satisfazer todos os pontos de entrega da mesma na quantidade necessária, respeitando os padrões de qualidade. (Segurança e adequação)

Podemos concluir que a fiabilidade da rede não é apenas a sua capacidade de funcionamento mas também o fornecimento de energia nas condições adequadas – qualidade de serviço [28].

A fiabilidade de um componente, para um dado instante t pode ser calculada em função da taxa de avarias como apresentado na equação 3.4 [5, 29].

$$R(t) = e^{-\lambda t} \quad (3.4)$$

De forma a realizar um estudo sólido de fiabilidade de uma rede elétrica, é necessário ter conhecimento dos índices de todos os componentes que constituem a rede. A recolha dos dados necessários para o cálculo destes índices resultam do funcionamento normal e real do sistema e não de testes de vida acelerada¹.

A recolha de dados é armazenada em bases de dados, sempre que se identifiquem falhas nos componentes. Estas devem ser permanentemente atualizadas para tratamento estatístico posterior. Os índices mais gerais de uma rede elétrica são:

- Taxa de avarias;
- Indisponibilidade anual do sistema;
- Duração média da interrupção;
- Energia anual não fornecida;
- Potência média por ano.

Para analisar a fiabilidade de uma rede deve ser conhecida, a fiabilidade de cada um dos seus componentes, para isso devem-se conhecer:

- taxa de avarias;
- tempo médio de reparação;
- tempo médio entre avarias.

A recolha de dados de incidentes, é portanto imprescindível, numa análise de fiabilidade, para que o GS tenha as informações necessárias para, em caso de necessidade, tomarem decisões baseadas em dados empíricos.

3.4.1 Fiabilidade vs Investimento

Como se pode observar na figura 3.5, a relação fiabilidade/custo de investimento tem uma tendência que se assemelha a uma curva logarítmica. Pode-se portanto concluir que a partir de dado momento o investimento passará a ser demasiado grande para um aumento de fiabilidade diminuto [7].

¹O objetivo de um teste de vida acelerado é apressar o processo de falha para obter informações importantes sobre componentes com um período vida útil longo. Os métodos de aceleração incluem testes sob condições de temperatura extrema, tensão, pressão, etc [30].

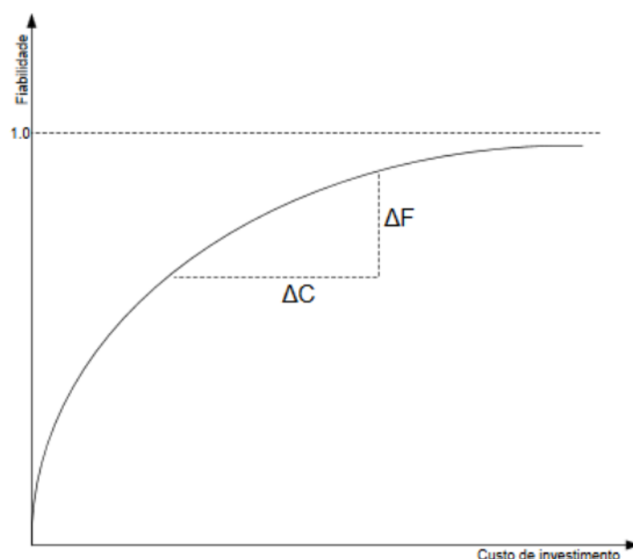


Figura 3.5: Evolução da Fiabilidade com os custos de investimento, retirado de [7]

Para manter níveis competitivos altos e de modo a não aumentar exponencialmente os preços da eletricidade para os seus consumidores, as empresas do transporte e distribuição de energia elétrica devem procurar o ponto de equilíbrio entre a fiabilidade e o investimento.

A tomada de decisão a nível de gestão de ativos passa, por um lado, por aferir até que ponto dado investimento é justificado, e por outro até onde devem ir os níveis de risco que consideramos aceitáveis. As decisões devem ser, por isso, baseados em valores quantitativos do risco, em vez de serem tomadas com base no conhecimento empírico e na experiência dos operadores.

Desta forma, será possível manter um equilíbrio entre as necessidades da rede, em termos de segurança, e o custo da infraestrutura [31].

3.5 Técnicas Probabilísticas

Existem vários métodos para calcular os índices de fiabilidade do sistema elétrico. Dois dos métodos que se destacam para o efeito são o método analítico e o método de simulação.

Os métodos analíticos representam o sistema por um modelo matemático e estimam os índices de fiabilidade matematicamente. Uma das grandes vantagens é que a estimação destes índices tem um tempo de computação relativamente baixo. Por outro lado é necessário muitas vezes fazer associações para construir ou simplificar o modelo analítico do sistema.

Quando se analisa sistemas complexos pode portanto perder-se parte da informação que é considerada relevante advindo das simplificações assumidas. Desta forma o uso de métodos de simulação é também muito importante para avaliação dos índices de fiabilidade neste tipo de situações.

Os métodos de simulação estimam os índices de fiabilidade simulando o estado atual e o comportamento aleatório do sistema. Estes, tomam a simulação como um conjunto de experiências reais, isto é, teoricamente, têm em conta, de uma forma virtual, todos os aspetos e contingências inerentes ao planeamento e operação de um sistema de energia. Ou seja, têm em conta eventos aleatórios como falhas e reparações dos elementos com base nas suas distribuições probabilísticas.

Para efeitos desta dissertação, foi decidido que a abordagem a tomar seria uma abordagem analítica.

3.6 Método Analítico (análise dos dados históricos)

Os dados de fiabilidade necessários na avaliação do risco do sistema de energia são os parâmetros dos modelos de interrupção de componentes. Basicamente são calculados a partir de estatísticas históricas, embora uma avaliação baseada nos componentes individuais também seja usado em alguns casos especiais. A recolha de dados adequados é tão importante como o desenvolvimento de métodos de avaliação de risco [2].

As falhas de componentes, instalações e sistemas ocorrem de forma aleatória, a sua frequência, duração e impacto variam de um ano para o outro. A base de dados do *Gestinc* tem registo de cada evento (falha) e dos seus detalhes. Estes podem ser limitados ou não e podem incluir dados como:

- Disponibilidade do sistema;
- Energia não fornecida estimada;
- Número de incidentes;
- Número de horas de interrupção;
- Violação dos limites de tensão;
- Violação dos limites de frequência.

Estes dados são extremamente importantes pois:

1. Podem identificar zonas vulneráveis que necessitam de modificações ou reforço;
2. Estabelecem ligações cronológicas no desempenho a nível de fiabilidade;
3. Estabelecem o valor dos índices existentes que servem de base para os valores aceitáveis de fiabilidade, no futuro;
4. Permitem que as previsões passadas possam ser comparadas com os valores actuais de operação do sistema; a resposta a mudanças no design do sistema. O ponto importante a observar é que essas medidas são índices estatísticos. Não são valores deterministas, mas na melhor das hipóteses são valores médios ou esperados de uma distribuição de probabilidade

Estes princípios básicos também se aplicam ao comportamento futuro do sistema. Pode assumir-se que falhas que ocorrem no passado de forma aleatória irão ocorrer no futuro de forma aleatória também. Assim, o sistema, tem um comportamento probabilístico, ou mais precisamente, estocástico.

As medidas previstas que podem ser comparadas com performances passadas, tanto medidas como índices podem ser extremamente benéficas para a comparação do histórico com o futuro previsto. Estas medidas podem apenas ser previstas com base em técnicas probabilísticas. Quaisquer tentativas de chegar a resultados baseados em técnicas determinísticas são ilusórias [17].

Segundo a ENTSO-E é necessário um histórico de pelo menos 10 anos de incidentes para que se possa ter valores de taxas de falha confiáveis [24]. Para efeitos desta dissertação foram analisados os dados a partir da data de início, do registo de incidentes na base de dados o que perfaz um histórico de 17 anos [24]

3.6.1 Gestão de Ativos

A gestão de ativos, também conhecida como Asset Management (AM) é definido pela British Standard Institution como [32]:

“Systematic and coordinated activities and practices through which an organization optimally and systematically manages its assets and asset systems, their associated performance, risks and expenditures over their life cycles for the purpose of achieving its organizational plan”.

O AM acompanha o ciclo de vida completo de um ativo: planeamento, projeto, aquisição, construção, comissionamento, operação e manutenção. Nesta secção o foco do AM passará pelo estudo das estratégias de manutenção.

As restrições orçamentais, a redução do investimento e operação de ativos cada vez mais envelhecidos são as razões que levaram ao crescimento de importância deste tema a nível mundial.

Para além dos elevados custos relativos à manutenção, em Portugal, a REN, tem incentivos ao prolongamento da vida útil dos ativos e sua disponibilidade. O que faz das manutenções um tema de grande importância na estratégia da empresa [33, 34]

3.6.1.1 Estratégias de Manutenção adotadas

Existem duas classes de manutenção de ativos, adotadas pela REN, a manutenção reativa e a manutenção proactiva. Na manutenção reativa, os ativos não são intervencionados até ocorrer uma falha. Por outro lado, a manutenção proactiva é efetuada de modo a prevenir a ocorrência de falhas.

Como se pode observar no esquema 3.6, a manutenção proativa subdivide-se em dois tipos de manutenção distintas, sendo que o primeiro é denominado como preventiva sistemática, onde as manutenções são planeadas com base em períodos de tempo fixos e o segundo preventiva condicionada ou preditiva, onde as manutenções são efetuadas apenas quando necessário.

Os diferentes tipos de manutenção são enumerados de seguida [35].

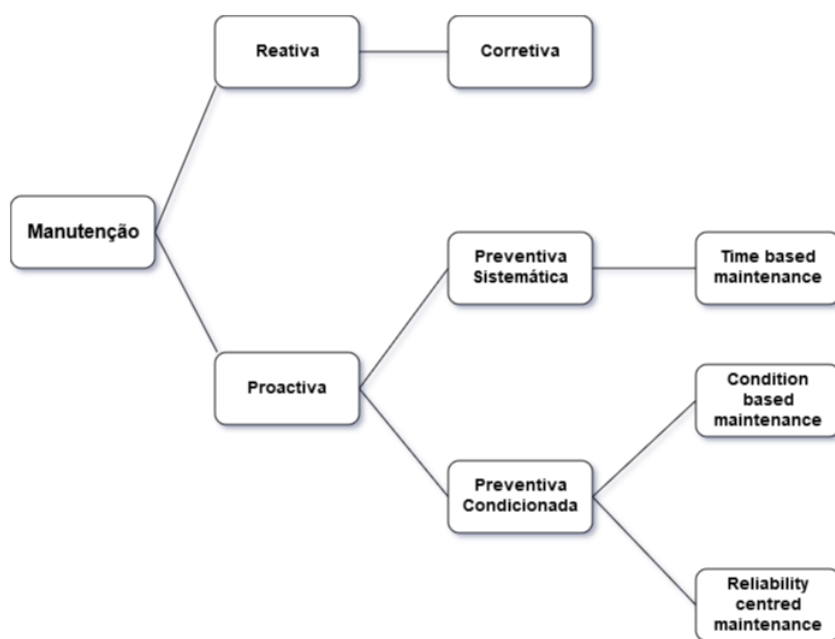


Figura 3.6: Tipos de manutenção

- **Manutenção reativa/corretiva**

A manutenção reativa/corretiva é levada a cabo, após o reconhecimento de uma avaria e tem como objetivo colocar o equipamento num estado que lhe permita voltar a desempenhar a sua função. Neste tipo de manutenção existe uma grande probabilidade de os custos serem elevados.

A probabilidade de energia não fornecida é superior à da manutenção preventiva, e esta situação faz com que haja custos para a empresa. A manutenção corretiva implica custos elevados com equipamento de reserva, mão-de-obra e equipamentos fora de serviço.

- **Manutenção proactiva**

Para reduzir a probabilidade de avaria do equipamento por meio de ações de manutenção, antes da ocorrência de uma avaria ou degradação do estado do equipamento, adota-se a manutenção proactiva/preventiva.

Como referido anteriormente pode dividir-se em três grupos: manutenção periódica (*time based maintenance* – TBM), manutenção baseada no estado (*condition based maintenance* – CBM) e manutenção baseada na fiabilidade (*reliability centred maintenance* – RCM).

- **Manutenção periódica/preventiva**

Geralmente baseada em intervalos de tempo regulares, decorrentes de práticas instituídas na organização ou de recomendações dos fabricantes dos equipamentos.

Uma vez que o estado do ativo não é considerado, pode-se correr o risco de realizar a manutenção, encontrando-se o mesmo, em pleno das suas funções e incorrendo, portanto, em custos desnecessários. Corre-se também o risco da manutenção, por erro humano ou manipulação excessiva, resultar num estado pior para o equipamento.

- **Manutenção baseada na condição/preditiva**

A manutenção baseada na condição é outra técnica de manutenção preventiva que sugere que as decisões de reparação ou manutenção de um ativo tenham em consideração o estado atual ou futuro do equipamento, de forma a prolongar o seu tempo de vida útil, aumentando a sua fiabilidade e disponibilidade, e diminuindo, consequentemente os custos operacionais.

A monitorização do estado de um ativo pode partir de uma simples inspeção visual até inspeções online, utilizando um conjunto de ferramentas e técnicas de monitorização.

Em comparação com a manutenção periódica é necessário um maior volume e robustez de informação sobre o estado e comportamento do equipamento, assim como conhecimento relativo aos custos associados ao ciclo de vida do ativo. É imprescindível, portanto, recorrer a tecnologias de informação e comunicação e operadores qualificados de forma a obter diagnósticos e análises de desempenho, histórico e dados de operação.

- **Substituição de equipamentos ou componentes**

Quando as ações de manutenção não asseguram os requisitos funcionais dos ativos, no nível de fiabilidade pretendido, a substituição de equipamentos e/ou componentes representa a melhor opção de gestão de ativos, oferecendo a melhor relação custo/benefício.

Os principais fatores para este tipo de manutenção são: baixa fiabilidade, elevados custos de operação e manutenção, descontinuação de fabrico e obsolescência tecnológica.

É importante referir que as ações de substituição deverão ter em conta o modelo regulatório que enquadra o transporte de energia elétrica, pelo que a vida económica de cada ativo deverá ser considerada no processo multicritério de apoio à decisão para investimento, recondicionamento ou manutenção dos ativos.

3.6.1.2 Estratégias de Manutenção a adotar

- **Manutenção baseada na fiabilidade**

É uma metodologia através da qual podem ser definidos tempos para uma manutenção otimizada, tendo como objetivo a função do equipamento, a sua importância na rede e o seu estado. Este tipo de manutenção pode incorporar – se necessário – a manutenção preventiva, corretiva e preditiva. A identificação de falhas poderá ser feita através de *Failure Modes Effects and Criticality Analysis*.

A manutenção baseada na fiabilidade introduz reduções significativas na utilização de manutenção periódica e aumenta a utilização de manutenção baseada na condição.

Atualmente, na REN, este é um tipo de manutenção que ainda não foi adotada para a gestão da manutenção dos seus ativos [35].

- **Manutenção baseada no risco**

A manutenção baseada no risco (risk based maintenance (RBM), em inglês) pode ser considerada uma variante da manutenção baseada em fiabilidade.

Neste tipo de manutenção a informação sobre o estado do ativo é utilizada no cálculo da probabilidade de falha, enquanto que as consequências da falha são estimadas e utilizadas na priorização das ações de manutenção. Embora esta não seja uma abordagem simples, muitas empresas do setor energético estão a fazer esforços para basear a sua política e estratégias de manutenção no risco.

As principais características do risco apresentam-se de seguida:

- Risco económico;
- Risco ambiental;
- Risco de segurança;
- Risco de segurança do abastecimento;
- Risco de reputação;
- Risco regulatório.

Tendo em conta a origem de alguns destes riscos, é difícil converter os atributos qualitativos em atributos quantitativos, tornando-os riscos intangíveis. Por outro lado, alguns destes riscos ditos intangíveis podem ser monetizados, como é o caso do risco ambiental.

É de salientar que o impacto do risco é variável, isto é, o risco pode ser de natureza local (determinado componente ou equipamento da rede elétrica), sistémico (dada zona da rede) ou corporativo (impacto sobre o negócio da empresa).

Em termos práticos o foco da RBM pretende responder às questões sobre cada ativo enumeradas abaixo:

- Como falha;
- Qual a probabilidade de falha;
- Qual é o custo associado à falha;
- Quais são as consequências da falha-

3.6.2 Conclusão

A política de manutenções da RNT, revela-se um método bastante eficaz no aumento da fiabilidade do sistema de energético, por um lado prolongando o período de vida útil dos componentes e por outro diminuindo os custos de investimento.

Apesar do sucesso destas políticas, ainda existem metodologias que permitirão poupar no futuro centenas de milhares de euros, como é o caso da manutenção baseada no risco. Será portanto importante, a realização de estudos de fiabilidade da RNT como ponto de partida para implementação deste tipo de metodologia.

A análise empírica diz que, quando um equipamento é intervencionado, a probabilidade de ocorrerem falhas é menor, embora a integração deste componente numa análise de risco seja qualitativamente imprecisa. Isto é, apesar de o elemento ser intervencionado, nada garante que não irá ter mais falhas do que o normal, já registado em histórico. No entanto, a probabilidade de isto acontecer é baixa.

Capítulo 4

Tratamento e Análise dos Dados

4.1 Introdução

Como referido no capítulo 2, um sistema elétrico de potência tem como objetivo satisfazer as consumo, de forma a cumprir os requisitos impostos pela legislação e consumidores, continuidade e qualidade de serviço, da forma mais económica possível.

Existe uma relação bastante forte entre o custo do sistema elétrico e a sua fiabilidade. Desta forma é necessário um bom planeamento do próprio sistema bem como uma boa operação do mesmo. Assim, a otimização do sistema é um ponto fulcral para atingir as novas metas económicas, políticas, sociais e ambientais. Posto isto, o desafio por parte de cada TSO passa pela otimização dos custos do sistema e da sua fiabilidade [28]. Uma análise de risco é então uma ferramenta importante que promove a otimização.

Neste capítulo disserta-se sobre técnicas probabilísticas nomeadamente o método analítico que é nada mais, nada menos que a análise de dados históricos.

Na secção de tratamento dos dados, definem-se os elementos de rede que fazem parte deste estudo, abordam-se os incidentes guardados na base de dados do Gestinc e os vários tipos de filtros aplicados para o seu tratamento. Por fim abordam-se os resultados da nova base de dados criadas para prosseguimento do estudo de fiabilidade.

4.2 Tratamento e análise dos dados

A organização da informação representa um grande desafio e uma tarefa extremamente demorada para um TSO, mas permite uma análise precisa do sistema e o desenvolvimento de metodologias.

Na prática, a informação perfeita não existe, portanto, de forma a satisfazer as necessidades deste trabalho, teve de se fazer adaptações com os dados disponíveis de modo a chegar a resultados fiáveis e para que fosse possível atualizar estes resultados regularmente. Tomando como objetivo

resultados precisos, a recolha de dados e a sua organização são cruciais para o desenvolvimento e manutenção das metodologias de avaliação do risco [5].

Uma característica importante dos dados requeridos para uma análise de fiabilidade é o seu carácter dinâmico. A quantidade de incidentes da rede cresce de dia para dia, e portanto, o valor das taxas de avarias e dos tempos médios de reposição irão variar de ano para ano nos vários equipamentos da rede [8].

Neste trabalho, após a recolha dos dados em bruto, provenientes da base de dados do *Gestinc*, os dados foram tratados com o auxílio do *software* Ms Excel, que foi indispensável para a organização dos dados. Juntamente com o *software*, foram programadas várias Macros para proceder ao tratamento da grande quantidade de dados. As Macros foram programadas em VBA (*Visual Basic for Applications*) de forma a que o processo de tratamento dos dados fosse automático. No futuro, toda a programação auxiliar ao software de origem será utilizada para recalcular os valores das taxas de avarias e tempos médios de reposição de todos os elementos da RNT. Na secção seguinte apresentam-se os elementos da RNT que foram sujeitos a este estudo.

Tal como referido no capítulo 1 esta dissertação tem como objetivo otimizar um estudo de fiabilidade, relacionado com o estudo de risco, elaborado anteriormente no COR.

Neste estudo refere-se que os dados relativos às causas dos incidentes são insuficientes para criar um padrão comportamental do sistema relativamente a cada tipo de incidente. Por essa mesma razão a análise das causas dos incidentes não foi incluída nesta dissertação, uma vez que há dados que nos mostram a infrutuosidade dessa análise.

4.3 Elementos da rede

A RNT é constituída por uma grande quantidade de elementos como linhas, transformadores, autotransformadores, transformadores de serviços auxiliares, transformadores de medida, disjuntores, baterias de condensadores, seccionadores reactâncias shunt, reactâncias de fase e de neutro, sistemas de alimentação, sistemas de comando e controlo e sistemas de proteção.

Nesta dissertação são apenas considerados os elementos relativos a linhas, transformadores e respetivos painéis.

Um painel é um conjunto de todos os equipamentos que ligam um circuito, linha ou transformador, a um barramento (nó da rede), sendo constituídos por órgãos de corte (disjuntores), por equipamentos de medição (transformadores de tensão e corrente), órgãos de ligação para alterar a topologia e/ou separar eletricamente (seccionadores) e órgãos de segurança (seccionadores de terra) [5].

- **Linhas**

No caso das linhas a análise da taxa de avarias será feita considerando os painéis e as linhas separadamente uma vez que a taxa de falhas das linhas é calculada em função dos km de

linha e a dos painéis não. O cálculo das taxas de avaria será feito considerando o modelo do sistema série, ou seja, taxa de falhas do circuito será a taxa de falha das linhas somada com taxa de falha dos painéis.

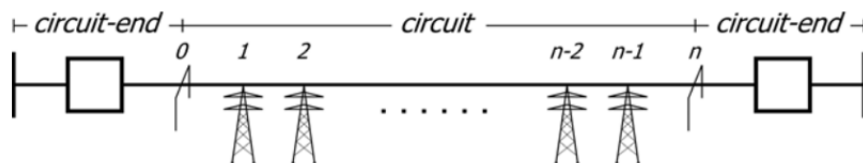


Figura 4.1: Esquema de linha com painéis adjacentes, retirado de [8]

• Transformadores

No caso dos transformadores, decidiu incluir-se a taxa dos painéis incluída no cálculo da taxa de falhas do transformador, isto é, não se separou os painéis do próprio transformador. A justificação de tal decisão foi o número reduzido de falhas em painéis de transformadores o que levaria a valores nulos nas taxas de falha dos painéis. Quando não há falhas em determinado painel é errado assumir uma taxa de falhas nula, uma vez que não há sistemas perfeitos e por isso a fiabilidade não poderá ser o valor unitário.



Figura 4.2: Esquema de transformadores com painéis adjacentes, retirado de [8]

4.4 Incidentes

A base de dados do *Gestinc* armazena o conjunto de dados referentes aos incidentes na RNT desde Janeiro de 2001.

O gráfico 4.3 representa a dispersão dos dados dos incidentes, em bruto, por nível de tensão.

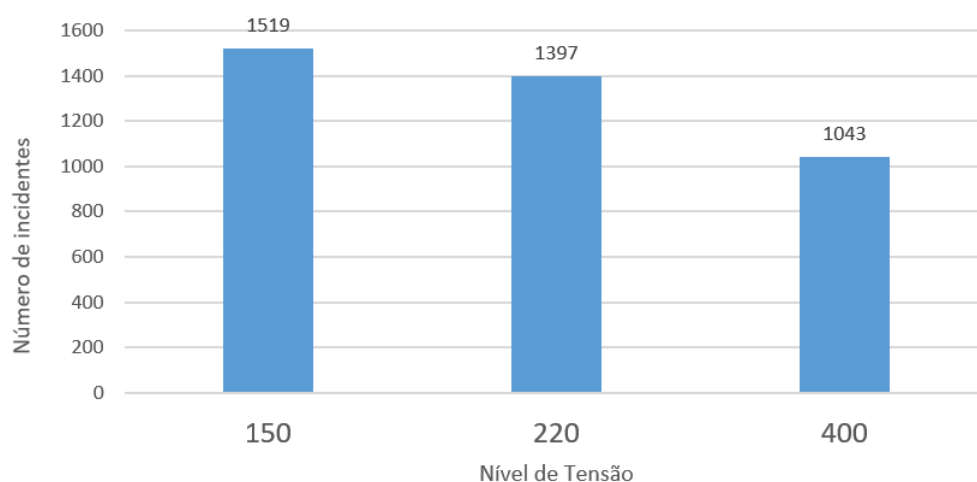


Figura 4.3: Número de incidentes registados no GestInc por nível de tensão

4.5 Mecanismo da religação automática

Define-se religação rápida como uma função associada aos sistemas de proteção que, após disparo, permite repor o circuito afetado num tempo inferior a 1 segundos. Na RNT existem mecanismos de religação automática das linhas, que atuam assim que um disparo é registado e caso esteja parametrizado para tal. É importante referir que todos os incidentes cujos elementos são repostos por religação rápida não provocam a saída de serviço de um circuito e por essa razão não serão considerados no cálculo de taxas de falha.

As causas dos incidentes que são repostos por religação rápida podem dividir-se em 4 grandes grupos que são: descargas atmosféricas, cegonhas, incêndios e causas desconhecidas. No gráfico 4.4 podemos observar o total de incidentes e a quantidade de incidentes em que o mecanismo de religação rápida não conseguiu repor o(s) elemento(s) da RNT (resultaram em indisponibilidades dos circuitos).

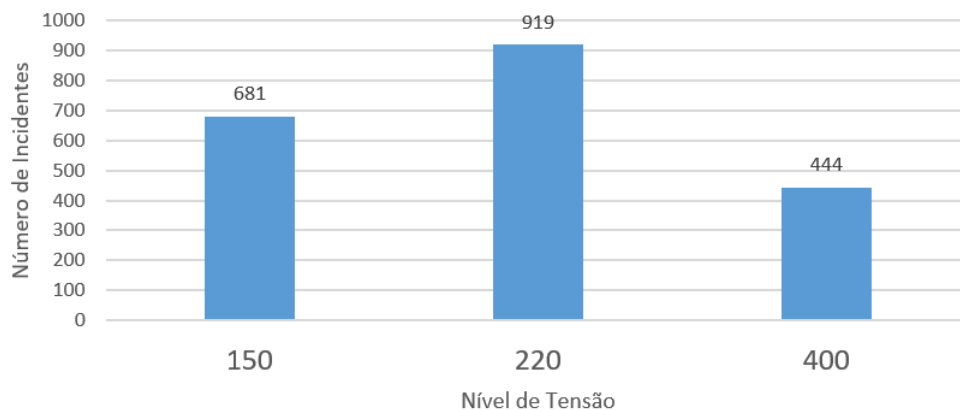


Figura 4.4: Comparação entre o total de incidentes e a quantidade de não religações rápidas por nível de tensão.

4.6 Filtragem de incidentes dependentes

Tal como indicado na secção 3.3.1 do capítulo 3 desta dissertação as interrupções dividem-se em independentes e dependentes.

Nesta dissertação pretende estudar-se todos os pontos de entrega mono e bialimentados da RNT. Serão consideradas portanto todas as falhas independentes. Descarta-se qualquer hipótese de interrupções dependentes.

Desta forma o tratamento dos dados em bruto foi feito de forma a que, em todos os casos de incidentes dependentes fossem filtrados ("sucessão de eventos").

As “sucessões de eventos” resultam dos critérios de preenchimento da base de dados (BD) do GestInc. Poderia não ser necessário este tratamento, contudo revelou-se essencial para que perante a mesma causa um determinado elemento de rede não veja a sua taxa de falhas aumentada, o que não iria traduzir a realidade.

Exemplo: um dado incêndio provoca “ n ” disparos numa linha num intervalo de tempo curto ($<1h$) – não se poderá calcular a taxa de falhas com as “ n ” ocorrências, porque traduzir-se-ia numa suscetibilidade maior a incêndios do que outra linha que só tivesse tido 1 disparo provocado por incêndios.

4.7 Tempos médios de reposição

Tendo em conta a metodologia apresentada em [7] para efeitos de cálculo das taxas de falha foram utilizados 5 intervalos de tempo, tendo em conta o a grande dispersão de dados relativamente a tempos de reposição.

O primeiro intervalo foi definido com os tempos médios de reposição entre 1 segundo e 5 minutos de modo a incluir os eventos que não provoquem danos no elemento da rede e que podem,

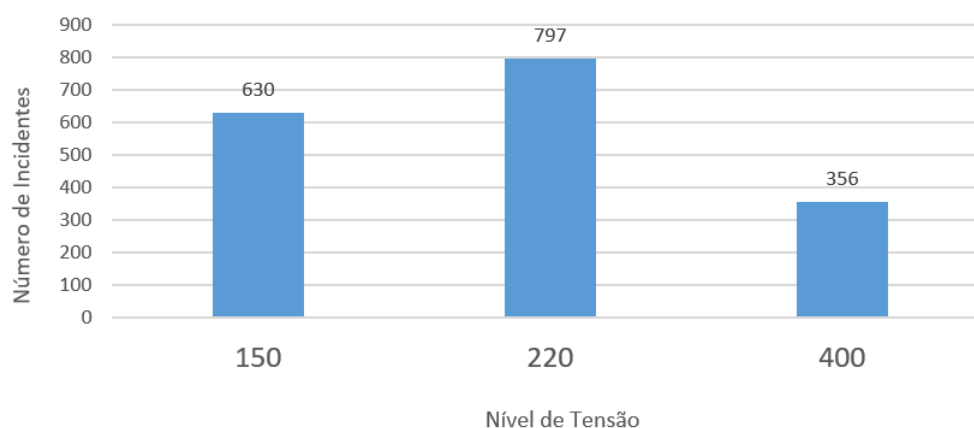


Figura 4.5: Número de Incidentes após filtragem de "sucessão de eventos" por nível de tensão

portanto, ser repostos a partir do COR. Como referido na secção 4.5 deste mesmo capítulo as religações rápidas estão excluídas automaticamente deste intervalo.

Para o segundo intervalo estarão incluídos todos os eventos que tenham tempos de reposição entre 5 minutos e 2 horas. Incluem-se, portanto, incidentes que provocam danos no elemento indisponível e que consequentemente sejam necessárias ações de reparação.

No terceiro intervalo são incluídos todos os eventos que provoquem interrupções nos consumos entre 2 horas e 8 horas. Neste intervalo pretende-se incluir ações de manutenção e substituição de componentes por equipas internas à REN.

O quarto intervalo foi definido de forma a incluir todos os eventos em que é necessário enviar equipas para desmontar ou substituir equipamento. Os tempos de reposição utilizados neste intervalo estão entre 8 e 48 horas.

Por fim, no último intervalo a ser considerado estão incluídos os incidentes com durações superiores a 48 horas, incluindo assim incidentes que causem destruição do elemento e/ou constituintes essenciais ao bom funcionamento do equipamento.

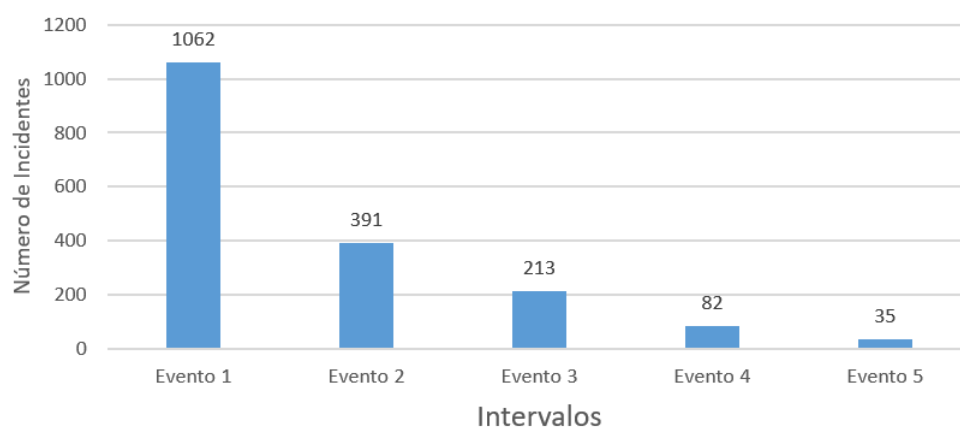


Figura 4.6: Distribuição dos incidentes por intervalo de eventos

4.8 Base de dados

Através do tratamento dos dados e da sua análise, criou-se uma base de dados para proceder ao cálculo de uma taxa de falhas de todo o sistema.

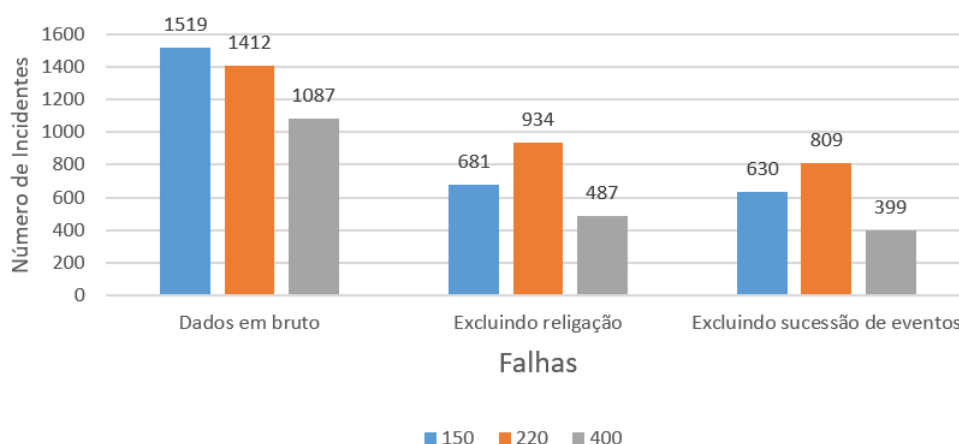


Figura 4.7: Evolução do Tratamento dos dados por nível de tensão

O gráfico 4.7 mostra a variação do número de incidentes da base de dados original (Gestinc). Para a base de dados criada para futuro processamento da metodologia. Pode observar-se que após o tratamento dos dados o número de incidentes para análise teve uma redução bastante significativa.

Apesar desta redução poder causar problemas de falta de dados, foi estritamente necessária uma vez que as religações automáticas não representam uma indisponibilidade (podem, no entanto, afetar a qualidade de serviço).

As “sucessões de eventos” foram também eliminadas por duas razões: busca do elemento origem e exclusão de incidentes dependentes.

Relativamente ao primeiro caso, no qual se incluem os incidentes de causa comum, interessa analisar o elemento origem do incidente de modo a que a taxa de avarias não seja influenciada por incidentes de outros componentes. É importante referir que o que se procura neste estudo é perceber quais os elementos que têm falhas próprias de modo a não incluir falhas em componentes que estão “saudáveis” e apenas falham por causa de falhas nos primeiros.

O segundo caso pretende excluir os incidentes cuja religação rápida falhou. Quando uma religação automática falha, o procedimento é tentar religar novamente, desta vez em modo manual. Quando esta segunda reposição não é possível a base de dados já terá dois disparos registados, cujos tempos de reposição correspondem aos tempos entre tentativas de manobra. Para estes casos, o tempo médio de reposição foi o critério escolhido. De todos os disparos relativos ao mesmo incidente foi escolhida aquela cujo tempo de reposição é o maior, apesar de que no processo se possam “perder” alguns segundos de tempo de reposição relativos ao incidente.

No gráfico 4.8 pode observar-se o número de incidentes com o qual se pretende aferir os valores de taxas de falha dos elementos da RNT, separados por linhas, painéis de linha e transformadores.

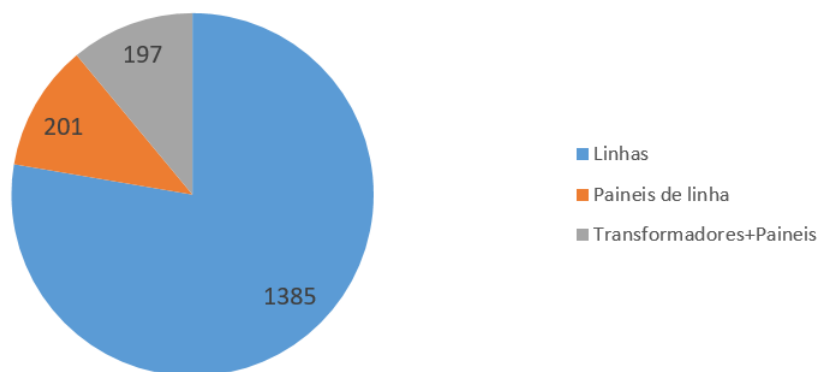


Figura 4.8: Número de Incidentes por Equipamento a analisar

4.9 Conclusão

Todo o trabalho subjacente à automatização do processo foi importante para que, em alguns segundos, se chegue aos resultados em vez de ter de analisar manualmente todos os dados de incidentes. Esta opção seria de um esforço desproporcionado e teria de ser refeito regularmente tendo em conta a entrada constante de incidentes no sistema, uma vez que o sistema é dinâmico.

Capítulo 5

Metodologia e análise de resultados

5.1 Introdução

Neste capítulo apresentam-se duas metodologias de cálculo utilizada para cumprir os objetivos da presente dissertação. Na primeira, abordou-se a questão calculando uma taxa de falhas anual para cada elemento de rede, já na segunda decidiu-se aferir estes mesmo valores numa perspetiva mensal.

Para a obtenção das taxas de falhas dos elementos, tanto numa metodologia como na outra, foi necessário estimar valores de dados indisponíveis como quilómetros de linha e datas de entrada e saída de elementos.

Por último, aborda-se a metodologia utilizada para obtenção dos valores dos tempos de reposição dos elementos da RNT. Aqui, define-se o valor estimado pelo ORT do tempo máximo para uma indisponibilidade que é utilizado para evitar majoração desses valores.

5.2 Determinação de Taxas de falha dos elementos

Tendo em conta que o risco que se pretende calcular é o valor de risco advindo das indisponibilidades da rede no ano em análise, houve necessidade de adaptar o valor de cálculo das taxas de falha dos elementos da rede. Uma vez que as indisponibilidades dos elementos de rede por norma são breves, e no caso de várias intervenções, estas não duram, por norma, mais de 3 meses para dado elemento de um ponto de entrega, optou-se por calcular um valor de taxa de falhas mensal.

Foi necessário criar uma taxa de falhas fictícia, que foi denominada por taxa de influência.

Uma vez que no histórico de incidentes nem todos os elementos da rede apresentam falhas, houve necessidade de criar esta taxa que pretende inferir, por nível de tensão, falhas em todos os elementos. No caso dos elementos não afetados por qualquer tipo de falha pretende-se evitar valores de taxas de avaria com valor zero dado que não existem componentes com fiabilidade 1 (elementos perfeitos). Por outro lado, mesmo que um elemento tenha falhas intrínsecas a ele próprio, não é possível cobrir todo o tipo de falhas que esse mesmo elemento possa sofrer. (Exemplo:

No caso do mês de Janeiro é pouco provável haver incêndios que causem indisponibilidades nas linhas da RNT, no entanto, isto não é garantido).

O cálculo de taxas de falha e tempos médios de reposição, foi desenvolvido tendo em conta a divisão temporal dos 5 eventos descritos, como descrito no capítulo 4. Desta forma, todos os valores de cálculo intermédio assumem também os 5 intervalos de tempo definidos na metodologia criada anteriormente em [7].

De seguida irá detalhar-se toda a metodologia aplicada para obtenção dos valores finais de taxas de falha das linhas e transformadores da RNT.

5.2.1 Indisponibilidade de dados

Durante o desenvolvimento desta metodologia surgiram alguns problemas relativos a indisponibilidade de alguns dados. Esses dados são as datas de entrada e saída dos equipamentos da RNT e, no caso das linhas, a sua extensão (número de quilómetros). Embora estes dados existam, alguns deles não estavam disponíveis no momento de desenvolvimento da metodologia.

Foi portanto necessário proceder à sua estimação.

• Datas In/Out

Para calcular o tempo de funcionamento de um sistema é necessário saber as datas de entrada e saída do mesmo. No caso de o sistema ainda estar em funcionamento a data de saída é a data atual.

Uma vez que o histórico de registos apenas começou no início do ano 2001, as datas de exploração das linhas anteriores a este período foi naturalmente adaptada à data de início de funcionamento do Gestinc. Assim as equações 5.1 e 5.2 expressam o cálculo para as datas de entrada e saída em falta, respetivamente.

$$data\ de\ entrada\ em\ falta = \frac{\sum datas\ de\ entrada_k}{N_k} \quad (5.1)$$

$$data\ de\ saida\ em\ falta = \frac{\sum datas\ de\ saida_k}{N_k} \quad (5.2)$$

Nas equações 5.1 e 5.2, k representa o nível de tensão e N o número de elementos.

O tempo de funcionamento dos elementos da rede é calculado pela diferença entre a data de saída e a data de entrada. Este valor é dado em dias, terá portanto de ser dividido por 365 dias para obter o seu valor em anos. Tendo em conta que se pretende obter um valor de taxa de falhas em ocorrências por ano.

Para este estudo apenas foram consideradas linhas e transformadores antigos (tempo de funcionamento maior que um ano), uma vez que linhas e transformadores novos aumentariam o valor de taxa de falhas de uma forma exponencial, dado que o tempo de funcionamento seria inferior à unidade.

A rede nacional de transporte está em constante mudança. Através da análise do histórico pudemos conferir que existem elementos recentes e antigos em operação. Assim, quando se procedeu à aferição dos tempos de funcionamento dos vários elementos da RNT, para anos passados, obteve-se tempos de funcionamento negativos. As ocorrências nestas linhas e transformadores, como era de esperar são nulas, devido à adaptação da base de dados para os anos em análise.

Assume-se que apesar dos erros inerentes a esta simplificação, esta é necessária e há alguma confiança na sua utilização uma vez que o número de elementos com tempos de entrada e saída indisponíveis representa uma pequena amostra do total de elementos.

• Quilómetros de Linha

No caso das linhas, a taxa de avarias é calculada por quilómetro pela equação seguinte:

$$\lambda_l = \frac{n_i}{t_l \cdot km_l} \quad (5.3)$$

Sendo l a linha, n o número de ocorrências, t o tempo de funcionamento e km o número de quilómetros.

Posto isto é necessário aferir os quilómetros de linha em falta. A equação 5.4 representa a expressão de estimação dos valores dos quilómetros das linhas.

$$Km_l = \frac{\sum km_k}{N_k} \quad (5.4)$$

Onde l representa a linha, N o número de elementos, k o nível de tensão e km o número de quilómetros.

5.2.2 Metodologia Anual

- **Taxa de falhas original**

O desenvolvimento desta metodologia assenta no cálculo básico de uma taxa de falhas pela equação 3.2.

Assim, para cada evento e cada elemento de rede, a taxa de falhas original é a relação direta entre o número de falhas existentes desde o início do histórico até à data escolhida para análise, podendo ocorrer valores de zero para essa taxa de falhas. No caso das linhas, como referido anteriormente, na equação 5.3 este valor será afetado pelo número de quilómetros de linha.

- **Taxa de Influência**

Tal como referido anteriormente, a taxa de influência foi uma taxa criada para cada um dos 5 eventos considerados, de forma a averiguar, em cada mês, para cada elemento, quais os valores médios das taxas de falha dos elementos do seu nível de tensão.

No fundo pretende influenciar-se a taxa de falhas através do nível de tensão dos vários elementos, uma vez que mesmo que o elemento em estudo não tenha incidentes, podemos inferir um valor de taxa de falhas do seu nível de tensão. Isto é calculado pois não existem componentes perfeitos.

A equação 5.5 representa o cálculo da taxa de influência.

$$\lambda_{influencia\ i, e} = \frac{\sum \lambda_{e,i,k}}{N_k} \quad (5.5)$$

Onde i representa o evento, e o elemento, k o nível de tensão e N o número de elementos.

- **Taxas de falha por elemento**

Depois de calculados estes dados, houve necessidade de calcular a taxa de falha de cada elemento. Como referido no capítulo 4, o valor de taxa de falhas é considerado como o somatório das taxas de falha dos vários elementos que constituem o sistema. No sistema linhas é considerada esta abordagem e procede-se ao cálculo dos valores de taxas de falha dos painéis de linha. No caso dos transformadores estes dados foram agregados apenas no elemento transformador, como referido no capítulo 4.

Uma vez que a RNT está em constante expansão, há linhas e transformadores que estiveram em exploração no passado e saíram de atividade. Estes casos foram também considerados

uma vez que revelam dados relevantes para os valores de taxas de influência do seu nível de tensão.

A taxa de falhas das linhas é dada em ocorrências/km*tempo de funcionamento. É então necessário multiplicar este valor pelos quilómetros de cada circuito para que se possa somar este valor à taxa de falhas dos painéis.

Taxa de falhas das linhas é portanto dada pela equação 5.6.

$$\lambda_{intermedia\ linhas} = 0.9 \cdot \lambda_l \cdot Km_l + 0.1 \cdot \lambda_{influencia, l} \quad (5.6)$$

Onde

- l - linha
- km - quilómetros

Para painéis e transformadores a expressão é dada pela equação que se segue.

$$\lambda_{intermedia\ painis\ e\ transformadores} = 0.9 \cdot \lambda_e + 0.1 \cdot \lambda_{influencia, e} \quad (5.7)$$

Onde e representa o elemento (painel ou transformador).

Por fim, a taxa de avarias final é calculada, no caso das linhas, pelo somatório das taxas de falha do elemento linhas com o valor da taxa de falhas do painel de cada uma dessas linhas.

No caso das taxas por painel, apesar de termos dois painéis por circuito de linha e por circuito de transformador, decidiu-se calcular a taxa dos dois painéis agregados. Sobe o ponto de vista matemático isto não só está correto mas evita ainda dois cálculos intermédios. Nomeadamente, a divisão do valor de taxa de falhas do elemento painel por 2 (dada a existência de dois painéis por circuito) e a sua multiplicação pelo mesmo fator para aferir o valor final do sistema.

Assim, o valor final da taxa de avarias para o sistema linhas é dado pela equação 5.8. Enquanto que a dos painéis é dado pela equação 5.9.

$$\lambda_{final\ linha} = \lambda_{intermedia\ linha} + \lambda_{intermedia\ painel} \quad (5.8)$$

$$\lambda_{final\ transformador} = \lambda_{intermedia\ transformador} \quad (5.9)$$

5.2.3 Metodologia Mensal

Na metodologia mensal, à semelhança da metodologia anual, o cálculo das taxas de falha originais é dado pela equação 3.2.

A grande diferença é que o cálculo é agora feito para cada mês individualmente.

- **Taxa de influência**

Para esta metodologia, a taxa de influência para os diferentes elementos é dada pela equação 5.10. Onde e representa o elemento em questão (linha, transformador ou painel), k o nível de tensão, j o mês i o evento e N_k representa o número de elementos do nível de tensão k .

$$\lambda_{influencia\ e,j,i} = \frac{\sum \lambda_{e,k,j,i}}{N_k} \quad (5.10)$$

- **Taxas de falha por elemento**

A taxa de falhas por elemento teve alterações relativamente à taxa de falha da metodologia anual. Assim, para linhas, a taxa de falhas do elemento é dada pela equação .

$$\lambda_{intermedia\ linhas\ j,i} = 0.9 \cdot \lambda_{l,j,i} \cdot Km_l + 0.1 \cdot \sum_{j=1}^{12} \frac{\lambda_{influencia\ linhas\ j,i}}{12} \quad (5.11)$$

Na equação 5.11, l representa a linha, j o mês e i o evento.

No caso de transformadores e painéis, a taxa de falha do elemento é apresentada na equação que se segue.

$$\lambda_{intermedia\ e,j,i} = 0.9 \cdot \lambda_{e,j,i} + 0.1 \cdot \sum_{j=1}^{12} \frac{\lambda_{influencia\ e,j,i}}{12} \quad (5.12)$$

Na equação 5.12, e representa o elemento painel ou transformador, j representa o mês e i o evento.

À semelhança da metodologia anual, a taxa de avarias final é calculada, no caso das linhas, pela soma das taxas de falha do elemento linhas com o valor da taxa de falhas do painel de cada uma dessas linhas.

Assim, o valor final da taxa de avarias para o sistema linhas é dado pela equação 5.13.

$$\lambda_{final\ linha\ j,i} = \lambda_{intermedia\ linha\ j,i} + \lambda_{intermedia\ painel\ j,i} \quad (5.13)$$

Sendo

- j - mês;
- i - evento.

No caso dos transformadores será dado pela equação 5.14.

$$\lambda_{final\ transformador\ j,i} = \lambda_{intermedio\ transformador\ j,i} \quad (5.14)$$

Sendo j o mês e i o evento.

• Conversão dos valores mensais para anuais

A conversão dos valores da metodologia mensal para um valor anual é dada pelo somatório, em cada evento, da taxa de falha dos elementos mensais.

A conversão dos dados da metodologia mensal para um valor anual, passível de ser comparado com a metodologia anual, é dado pela equação 5.15.

$$\lambda_{anual,e} = \sum_{j=1}^{12} \lambda_{e,j,i} \quad (5.15)$$

Na equação acima descrita,

- e - elemento;
- j - mês;
- i - evento.

5.2.4 Determinação dos tempos médios de reposição dos elementos

Para a aferição dos tempos médios de reposição, a metodologia aplicada é apenas anual.

A razão desta decisão prende-se com o fato de existirem meses em que, em determinado nível de tensão, não era possível aferir um tempo diferente de zero. Aplicando a mesma metodologia utilizada para o cálculo das taxas de avaria, verificou-se que existiam valores de tempos médios de reposição que caíam fora do intervalo definido para dado evento. Aconteceria, por vezes, existir um tempo médio de reposição do evento 3 que teria um tempo que recairia no evento 2.

Uma vez que cada elemento de rede pode ter um histórico de incidentes alargado, procedeu-se ao cálculo da média dos tempos de reposição de dado elemento, para dado evento. Fazendo com que cada elemento tivesse um e apenas um tempo de reposição médio em cada evento.

No capítulo 4 refere-se que todos os registos com religações rápidas foram filtrados, sendo portanto impossível obter este tempo de reposição zero.

• Taxa de influência

Por motivos de harmonização com as metodologias apresentadas anteriormente criou-se também uma taxa de influência. Esta taxa de influência é calculada pela equação que se segue.

$$\lambda_{influencia,e} = \frac{\sum_i tr_{i,k}}{N_{i,k}} \quad (5.16)$$

Sendo, na equação acima descrita, e o elemento, tr o tempo de reposição, i o evento, k o nível de tensão e N o número de elementos cujo tempo de reposição é diferente de zero.

Desta vez a taxa de influência considerada é apenas uma média de todos os tempos de reposição diferentes de zero, dos vários elementos.

É importante referir que para o cálculo dos tempos médios de reposição das linhas, os incidentes dos painéis de linha foram agregados no elemento linhas uma vez que uma falha num painel de linha provoca uma indisponibilidade em todo o circuito da linha, indisponibilizando na totalidade o sistema agregado.

- **Tempo de reposição final**

Tendo em conta o planeamento, investimento e ações de manutenção da rede nacional de transporte, os elementos da rede, são bastante fiáveis. Isto faz com que não haja indisponibilidade de elementos em todos os eventos considerados, o que leva a tempos de reposição zero. Como explicado anteriormente, a taxa de influência criada veio mitigar estes efeitos uma vez que permitiu calcular um tempo médio de reposição para cada um dos elementos, segmentado por nível de tensão.

Assim o esquema 5.1 pretende demonstrar o processo de cálculo dos tempos de reposição finais.

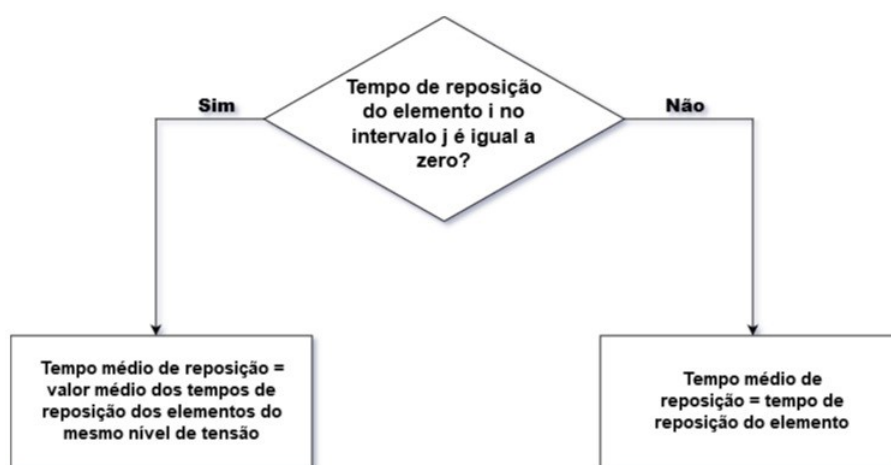


Figura 5.1: Esquema explicativo do cálculo do tempo médio de reposição final dos elementos

- **Truncatura**

Para o evento 5, o ORT fez uma estimativa do tempo de reposição para os eventos catastróficos onde houvessem consumos afetados. O valor desta estimativa é de 168 horas, o que corresponde a uma semana.

Na RNT quando existem incidentes catastróficos, isto é, incidentes em que haja destruição completa do elemento, ou haja necessidade de peças específicas para o equipamento, e não haja possibilidade de garantir uma segurança N-1 na instalação ou se houver consumos por abastecer, o ORT define como tempo máximo de reposição do elemento afetado de uma semana.

Caso a segurança N-1 seja garantida e não haja consumos por abastecer, o tempo de reposição desse elemento poderá ascender a estas 168 horas.

De forma a cumprir este critério, todos os casos em que, no evento 5, tenham tempo superior a 168 horas foram truncados para 168 horas. Evitando-se assim majoração dos tempos de reposição mais altos (maior que uma semana).

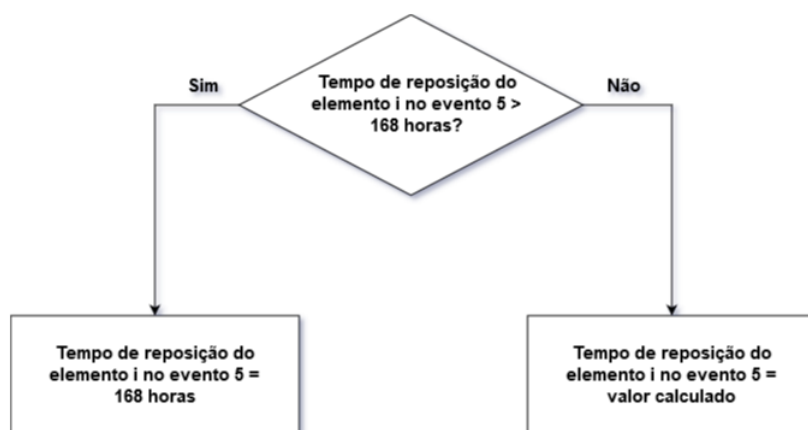


Figura 5.2: Esquema explicativo da truncatura do tempo máximo de reposição para o evento 5

A razão para se proceder de tal forma é explicada pelo facto de muitas vezes o GS verificar que dado elemento está indisponível mas os consumos estão assegurados. Se houver outras ações de manutenção prioritárias, este elemento da rede será posto em lista de espera para manutenção, daí haver tempos de reposição superiores a uma semana nos dados em bruto e a necessidade de serem tratados desta forma.

5.3 Apresentação e análise de resultados

Uma vez que a quantidade de elementos analisados excede os quinhentos elementos, os mesmos não se apresentam na totalidade neste documento.

No entanto, para a análise de resultados foi escolhido um pequeno conjunto de elementos para dar resposta à validade das metodologias criadas e aferir as suas vantagens ou desvantagens.

Na tabela 5.1 apresentam-se os resultados da metodologia anual para o valor das taxas de falha de três linhas e dois transformadores de potência da rede.

Tabela 5.1: Valores de taxas de falha da metodologia anual

Elemento	Evento1	Evento2	Evento3	Evento4	Evento5
L1	3,78E-01	1,36E-01	1,13E-02	1,97E-03	5,50E-04
L2	1,37E-02	5,48E-03	1,28E-03	4,88E-04	1,64E-04
L3	4,42E+00	9,23E-01	1,61E+00	7,96E-01	6,40E-04
T1	2,19E-03	2,67E-01	3,17E-03	1,91E-03	2,28E-04
T2	8,58E-02	5,24E-03	4,26E-03	1,59E-03	1,12E-03

Na tabela 5.2 apresenta-se os valores das taxas de falhas da linha L1, no evento 1, por mês e o respetivo total anual.

Tabela 5.2: Valores de taxas de falha da metodologia mensal

Mês	Taxa de falhas
Janeiro	9,94E-03
Fevereiro	9,94E-03
Março	9,94E-03
Abril	9,94E-03
Maio	9,94E-03
Junho	9,63E-02
Julho	9,94E-03
Agosto	9,63E-02
Setembro	9,94E-03
Outubro	9,63E-02
Novembro	9,94E-03
Dezembro	9,94E-03
Total	3,78E-01

Os resultados obtidos foram os esperados, uma vez que através da metodologia mensal foi possível obter os valores da metodologia anual pela soma das taxas de falha, por elemento, por evento. Assim, assume-se com bastante com certeza que esta metodologia está bem aplicada.

Nos resto dos eventos e elementos foi possível obter os mesmos resultados da metodologia anual.

Na tabela 5.3 apresentam-se os resultados da metodologia mensal aplicando a equação 5.15, ou seja procede-se à soma dos valores de taxas de falha dos 12 meses de modo a obter o valor anual.

Tabela 5.3: Valores de taxas de falha da metodologia mensal

Elemento	Evento1	Evento2	Evento3	Evento4	Evento5
L1	3,73E-01	1,36E-01	1,13E-02	1,97E-03	5,50E-04
L2	1,37E-02	5,48E-03	1,28E-03	4,88E-04	1,64E-04
L3	4,42E+00	9,23E-01	1,61E+00	7,96E-01	6,40E-04
T1	2,19E-03	2,67E-01	3,17E-03	1,91E-03	2,28E-04
T2	8,58E-02	5,24E-03	4,26E-03	1,59E-03	1,12E-03

De modo análogo a tabela 5.4 representa os valores de tempo de reposição para os cinco elementos em análise.

Tabela 5.4: Valores de taxas de falha da metodologia mensal

Elemento	Evento1	Evento2	Evento3	Evento4	Evento5
L1	4,68E-02	7,72E-01	4,40E+00	2,26E+01	1,68E+02
L2	3,01E-02	5,86E-01	4,61E+00	2,11E+01	1,68E+02
L3	3,82E-02	5,69E-01	3,76E+00	1,55E+01	1,68E+02
T1	3,98E-02	1,11E+00	3,91E+00	2,28E+01	1,68E+02
T2	5,11E-02	8,40E-01	4,65E+00	2,08E+01	1,07E+02

De seguida apresentam-se alguns gráficos relativos à importância da metodologia mensal.

Nos gráficos seguintes apresenta-se a evolução ao longo do ano dos valores de taxas de falha do sistema linha (linha+painéis). Representa-se ainda o valor médio da taxa de falhas anuais dividido por 12 meses para inferir a divisão equitativa da taxa de falhas em todos os meses do ano.

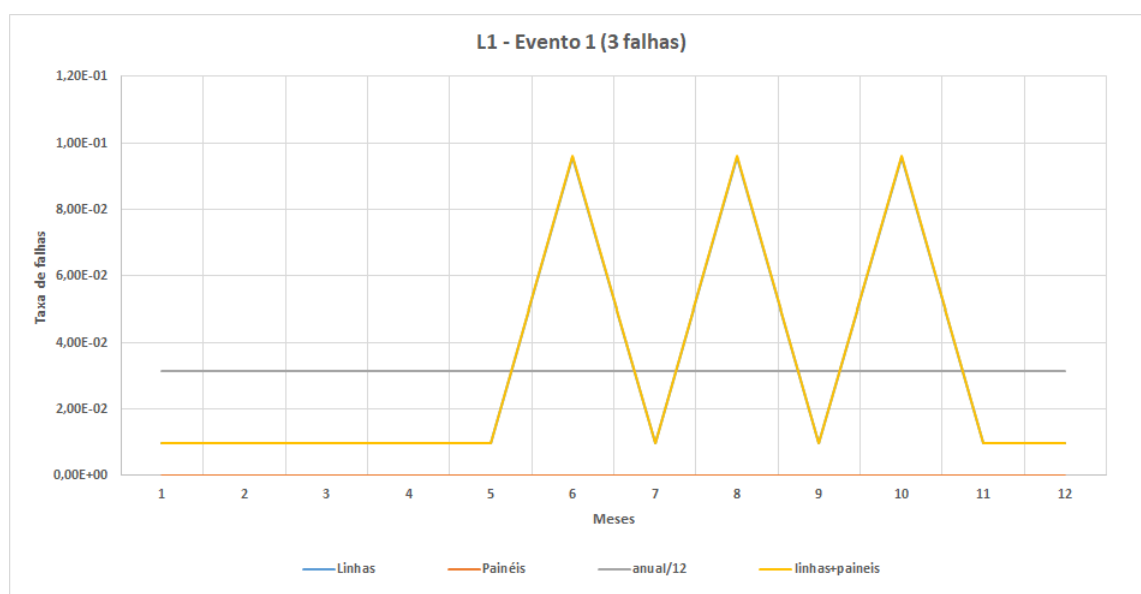


Figura 5.3: Evolução das taxas de falha da linha L1 para dado evento

As linhas, são elementos da rede mais afectados por falhas. Nos casos apresentados nos gráficos 5.3 e 5.5 podemos ver a grande vantagem da metodologia mensal. A linha L3 foi um caso extremo encontrado durante o processo de análise. Trata-se de uma linha com 26 falhas, todas elas devido a incêndios. Embora inicialmente se possa pensar que todas elas ocorreram no mesmo ano, isto não é verdade. Sendo assim é seguro dizer que a linha L3 se encontra numa zona crítica a nível de incêndios e não é absurdo considerar a taxa de falhas alta nos meses de Junho a Outubro, como se pode observar no gráfico 5.5.

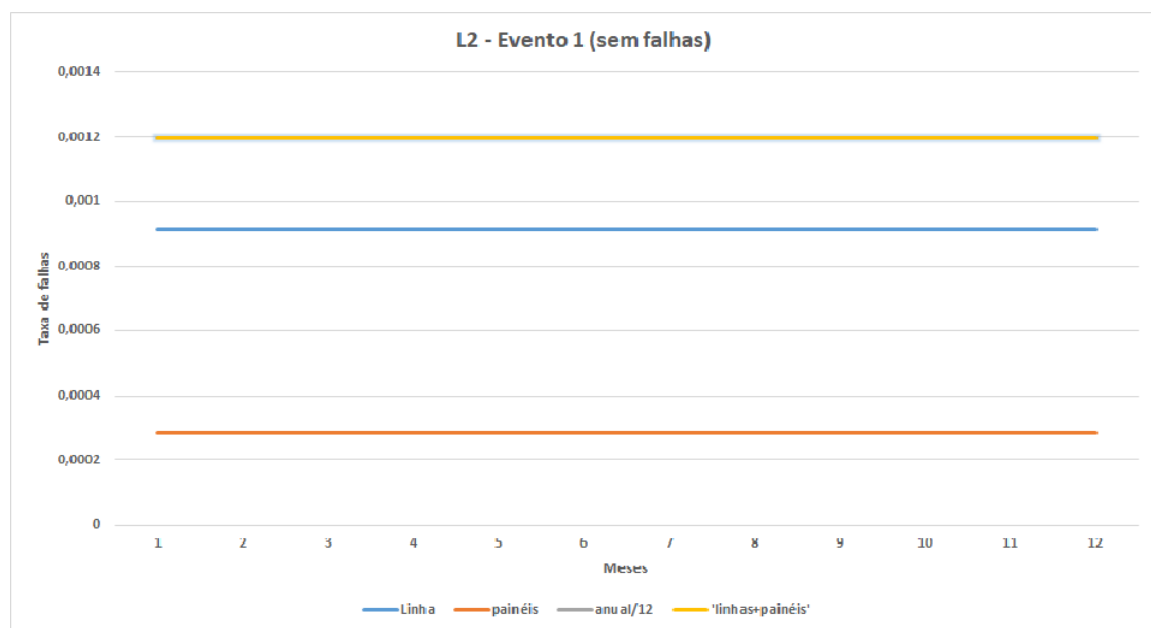


Figura 5.4: Evolução das taxas de falha da linha L2 para dado evento

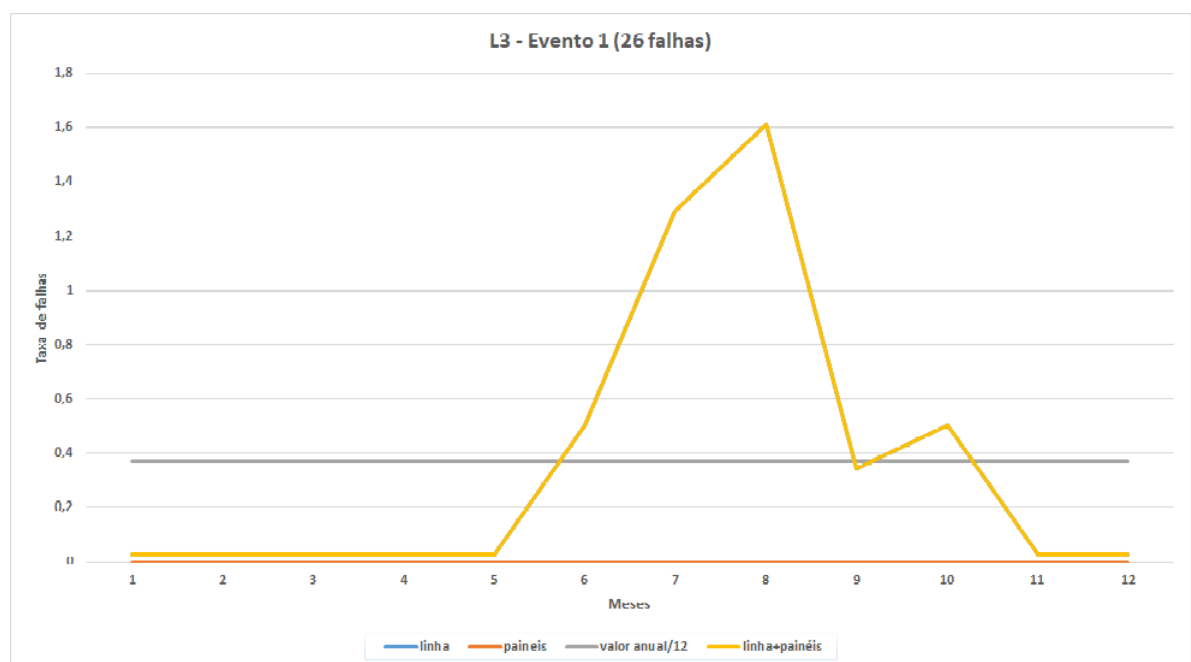


Figura 5.5: Evolução das taxas de falha da linha L3 para dado evento

Os transformadores de potência são elementos que apresentam poucas falhas em histórico. Como tal a taxa de influência da rede pode apresentar valores muito baixos, como é observável nos períodos de Maio a Outubro, no gráfico 5.6.

Posto isto, sob o ponto de vista da fiabilidade o valor apresentado para os meses referidos, é muito baixo tendendo para zero. Isto poderá não representar a realidade.

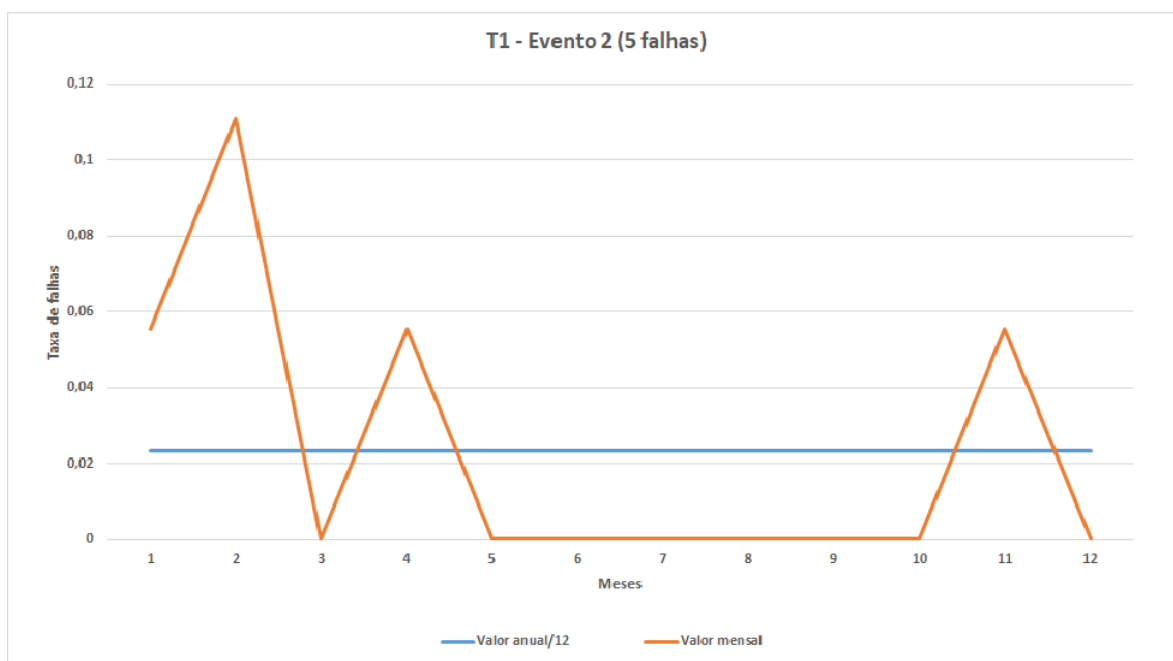


Figura 5.6: Evolução das taxas de falha da linha T1 para dado evento

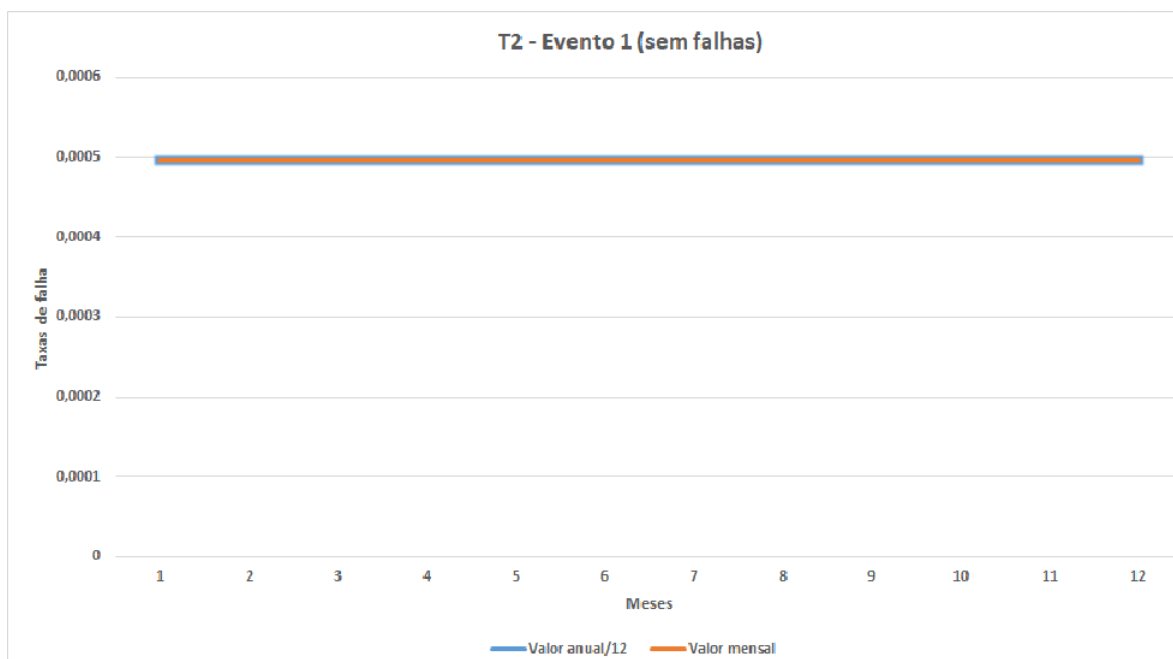


Figura 5.7: Evolução das taxas de falha da linha T2 para dado evento

Uma vez que este estudo foi realizado para a obtenção de valores de risco, o uso desses valores a nível de taxas de avaria poderá trazer resultados pouco satisfatórios para o GS aquando da sua análise.

Conclui-se portanto que a divisão mensal dos valores de taxas de falha, para transformadores, poderá não ser a melhor opção para estudos posteriores.

Através dos gráficos apresentados, podemos conferir que ao aplicar um valor anual de taxa de falhas para dado elemento estaremos a inferir uma simplificação que pode levar a valores errados das taxas de falha dos elementos em estudo.

Por outro lado, como já mencionado no caso dos transformadores, esta metodologia pode não ser a mais adequada devido à falta de incidentes no histórico.

5.4 Conclusão

Ambas as metodologias apresentadas neste capítulo são um bom ponto de partida para a averiguação dos valores do risco. Embora se possa concluir que a metodologia mensal traz vantagens quanto à realidade dos valores das taxas de falha relativas a linhas.

No caso dos transformadores conclui-se que a abordagem anual trará resultados mais satisfatórios aquando de um estudo de risco.

É importante referir que ambas as metodologias foram automatizadas de modo a corresponder aos interesses da empresa. Assim será possível recalcular estes valores ao longo dos anos, de modo a atualizar os valores das taxas de avaria de acordo com o histórico de incidentes que apresenta um crescimento regular.

Capítulo 6

Conclusão e trabalhos futuros

6.1 Conclusão

Os objetivos desta dissertação foram cumpridos. Para além da determinação das taxas de falha anuais por elemento de rede, foram ainda determinadas as taxas de falha mensais por elemento de rede. Embora os valores anuais de taxas de avaria sejam um valor bastante interessante e não seja possível utilizar as causas dos incidentes como ponto de partida do estudo, decidiu-se proceder à análise mensal. Esta permite, de uma forma indireta, aferir estas taxas com um peso intrínseco às ocorrências de cada mês.

O desenvolvimento desta última metodologia serviu para que os cálculos de valores de risco fossem os mais fiéis possíveis à realidade da rede.

Este trabalho serve como ponto de partida para um cálculo de risco otimizado, uma vez que todos os elementos da rede foram calculados por mês, o que traz grandes vantagens na minimização do erro comparado com análises mais gerais como é o caso da anual.

As taxas de falha calculadas poderão ser parte integrante do estudo e planeamento das manutenções baseadas na fiabilidade.

Apesar do sucesso das políticas de manutenção, ainda existem metodologias que permitirão poupar no futuro centenas de milhares de euros, como é o caso da manutenção baseada no risco. Será portanto importante, a realização de estudos de fiabilidade da RNT como ponto de partida para implementação deste tipo de metodologia.

A criação de uma base de dados advinda dos valores dos incidentes do *GESTINC* é um passo estritamente necessário para o cálculo das taxas de falha. A determinação destes valores sem o devido tratamento iria majorar o valor das taxas de falha, uma vez que estariam a ser consideradas todas as falhas dependentes.

A quantidade de incidentes disponíveis para tratamento teve uma diminuição para cerca de metade, o que por um lado criou um possível problema de falta de dados.

As duas metodologias criadas são um bom ponto de partida para a averiguação dos valores do risco. Embora se possa concluir que a metodologia mensal traz vantagens quanto à realidade dos valores das taxas de falha dos elementos da rede. É importante referir que ambas as metodologias

foram automatizadas de modo a corresponder aos interesses da empresa. Assim será possível recalculer estes valores ao longo dos anos, de modo a atualizar os valores das taxas de avaria de acordo com o histórico de incidentes que apresenta um crescimento regular.

6.2 Trabalhos futuros

O cálculo de taxas de falha está dependente de informações, como tempo de funcionamento dos vários elementos da RNT. Seria positivo a criação de uma base de dados completamente atualizada com os valores das datas de entrada e saída dos vários elementos bem como informações relativas a ações de *upgrading* e *uprating*, no caso das linhas.

Será proveitoso, sobre o ponto de vista de resultados, modificar o critério de cada mês ser pesado de forma igual no cálculo da taxa de falhas. Através de um método de interpolação poder-se-ia inferir um valor mais alto no mês em análise decrescendo segundo os meses adjacentes.

Poder-se-á ainda fazer um estudo sobre qual o intervalo de tempo que justifica recalculer o valor das taxas de falha obtidas nesta dissertação (Exemplo: Trimestralmente, semestralmente).

Sobre o ponto de vista de simulação, seria interessante a aplicação de uma simulação de monte carlo com metade do histórico de incidentes. A grande mais-valia de utilizar apenas metade do histórico seria simular, a nível de falhas, a segunda metade do histórico e comparar esses valores com os valores de uma análise de dados históricos. No caso dos valores serem semelhantes poder-se-ia analisar a segunda metade do histórico de modo a simular o ano seguinte, desta forma o valor das taxas de falha poderia ser utilizado, com bastante confiança, para prever o risco das indisponibilidades programadas para o ano seguinte. Assim, o GS poderia ter em conta esses valores de risco para avaliação de cada indisponibilidade do plano anual de indisponibilidades.

Referências

- [1] REN. Dados Técnicos 2016 - Technical Data. *Redes energéticas Nacionais, SGPS, S.A*, página 36, 2016.
- [2] REN - Rede Eléctrica Nacional. Caracterização da rede nacional de transporte para efeitos de acesso à rede em 31 de Dezembro de 2016.
- [3] Rui Manuel e Teixeira Carvalho. Modelo de Previsão dos Consumos na RNT Considerando a Produção Distribuída. 2015.
- [4] Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos. Regulamento de Qualidade de Serviço do Setor Elétrico. *Diário da República*, 2ª Série(Nº 232):34814–34900, 2013.
- [5] Vladimiro Miranda. Fiabilidade em sistemas de potência - Uma introdução. páginas 1–119, Janeiro de 2010.
- [6] F. Maciel Barbosa. Análise da Fiabilidade da Rede De Transporte e Distribuição. 2013.
- [7] Ana Alice e De Sousa Lima. Desenvolvimento de Indicadores de Risco associados com a Indisponibilidade de Elementos da Rede Nacional de Transporte. 2017.
- [8] Susana Alexandra e Barros De Almeida. Portuguese Transmission Grid Incidents Risk Assessment. (February), 2010.
- [9] Portal ERSE - Eletricidade, 2017. URL: <http://www.erse.pt/pt/electricidade/Paginas/default.aspx>.
- [10] Ricardo Daniel e Silva Machado. Previsão dos consumos na RNT considerando a produção distribuída – Desenvolvimento de um procedimento de apoio à decisão do Gestor do sistema. 2014.
- [11] Portal ERSE - Rede Nacional de Transporte (RNT). URL: <http://www.erse.pt/pt/electricidade/actividadesdosector/transporte/Paginas/RedeNacionaldeTransporteRNT.aspx>.
- [12] Rui Cunha. Análise de solução "Condutores especiais" nos "uprating" de linhas aéreas de Muito Alta Tensão. Março de 2008.
- [13] REN – Rede Eléctrica Nacional. Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Transporte de Eletricidade. 2017(2022):165, 2013. URL: <http://www.erse.pt/pt/consultaspublicas/consultas/documents/46{ }1/pdirt-e2013.pdf>.
- [14] Entidade reguladora dos serviços energéticos: Decisão sobre a certificação do operador da rede nacional de transporte de eletricidade e da rede nacional de transporte de gás natural. Setembro de 2014.

- [15] REN - Contexto Regulamentar. URL: http://www.ren.pt/pt-PT/quem{__}somos/contexto{__}regulamentar/.
- [16] REN. Brochura Institucional (PT) - Ren.
- [17] REN. Relatório Contas. 2016.
- [18] REN. GSOR Operação de rede. ed Documentos Internos.
- [19] REN. Monitorização remota das instalações. ed Documentos Internos. páginas 1–8, 2005.
- [20] Jack Wiles. Supervisory Control and Data Acquisition. Em *Techno Security's Guide to Securing SCADA*, páginas 61–94. Elsevier, 2008. URL: <http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/B9781597492829000026>, doi:10.1016/B978-1-59749-282-9.00002-6.
- [21] REN. Relatório de Qualidade de Serviço 2016. página 153.
- [22] Rui Manuel e Teixeira Carvalho. Modelo de Previsão dos Consumos na RNT Considerando a Produção Distribuída. 2015.
- [23] Ren, gestinc. ed documentos internos.
- [24] Project Group. “ Coordinated Security Analysis Methodologies ” Project Group “ Risk Management ”. páginas 1–17, 2016.
- [25] Roy Billinton. *Reliability Evaluation of Power Systems*, volume 30. 1984.
- [26] Charles Steinmetz. *of Power Systems*. 2008.
- [27] Entidade Reguladora Dos Serviços Energéticos . Regulamento De Operação Das Redes Do Setor Elétrico. 2014. URL: www.erse.pt.
- [28] Entso-E. Statistical Yearbook 2011. páginas 1–136, 2011.
- [29] F Maciel Barbosa. Introdução à Fiabilidade de Sistemas Elétricos de Energia. página 67, 2013.
- [30] Minitab. Visão geral de Teste de vida acelerado. URL: <https://support.minitab.com/pt-br/minitab/18/help-and-how-to/modeling-statistics/reliability/how-to/accelerated-life-testing/before-you-start/overview/>.
- [31] Johan Setréus. *Identifying critical components for system reliability in power transmission systems*. 2011.
- [32] BSI, "PAS 55-1: Asset Management. Part 1: Specification for the optimized", 2008.
- [33] Portal ERSE - Sub-Regulamentação. URL: <http://www.erse.pt/pt/electricidade/regulamentos/tarifario/Paginas/SubReg.aspx?master=ErsePrint.master>.
- [34] Entidade Reguladora Dos Serviços Energéticos. Despacho nº 18138/2009. 2009. URL: http://www.erse.pt/pt/legislacao/Legislacao/Attachments/1381/Despacho18138{__}2009.pdf.

- [35] REN. REN. ed Documentos Internos. 2007.