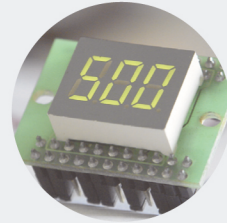


Gestão de Ativos Aplicada a Seccionadores de Corrente Alternada

ANA CAROLINA ARMADA RODRIGUES ALVES

julho de 2018



Gestão de Ativos Aplicada a Seccionadores de Corrente Alternada

ANA CAROLINA ARMADA RODRIGUES ALVES

Julho de 2018

GESTÃO DE ATIVOS APLICADA A SECCIONADORES DE CORRENTE ALTERNADA

Ana Carolina Armada Rodrigues Alves



Departamento de Engenharia Eletrotécnica

Mestrado em Engenharia Eletrotécnica - Sistemas Elétricos de Energia

2018

Relatório elaborado para satisfação parcial dos requisitos da Unidade Curricular de DSEE -
Dissertação do Mestrado em Engenharia Eletrotécnica – Sistemas Elétricos de Energia

Candidato: Ana Carolina Armada Rodrigues Alves, N° 1130702, 1130702@isep.ipp.pt

Orientação científica: Tiago Andrade, tba@isep.ipp.pt

Empresa: REN - Redes Energéticas Nacionais, SA

Orientação da empresa: Luís Silva, luis.silva@ren.pt



Departamento de Engenharia Eletrotécnica

Mestrado em Engenharia Eletrotécnica - Sistemas Elétricos de Energia

2018

Nota biográfica

Ana Carolina Armada Rodrigues Alves, nascida a 29 de maio de 1995, é natural do concelho de Ponte de Lima, distrito de Viana do Castelo, Portugal. Licenciou-se em Engenharia Eletrotécnica – Sistemas Elétricos de Energia no Instituto Superior de Engenharia do Porto (ISEP) em 2016. Atualmente, encontra-se a terminar o Mestrado em Engenharia Eletrotécnica – Sistemas Elétricos de Energia nessa mesma instituição de ensino.

Entre fevereiro e julho de 2018 desenvolveu a dissertação de mestrado no âmbito de um estágio curricular realizado na Rede Elétrica Nacional, S.A. (REN), empresa do grupo Redes Energéticas Nacionais, S.A. Ingressou no departamento da Gestão de Ativos - Programação e Otimização de Ativos (POA), sob coorientação do engenheiro Luís Silva da gestão de ativos.

Agradecimentos

Sendo esta dissertação o culminar da minha formação académica, aproveito para agradecer ao Instituto Superior de Engenharia do Porto e a todos os seus docentes que de uma maneira ou de outra contribuíram para o meu crescimento pessoal.

Em particular, agradeço ao meu orientador, Professor Tiago Andrade por tornar esta oportunidade possível, e ao meu coorientador, Engenheiro Luís Silva pela motivação, dedicação, disponibilidade, apoio e orientação concedidos aos longo de vários meses. Agradeço também a todos os colaboradores em geral do complexo da REN sita em Vermoim que contribuíram no meu acolhimento e no desenvolvimento de novas realidades profissionais, associadas a todo o conhecimento transmitido.

Por fim, mas não menos importante, um sincero agradecimento à minha família e aos meus amigos que me acompanharam e me encorajaram nesta fase da minha vida, sempre com muita compreensão e auxílio.

Resumo

No âmbito da gestão de ativos, pretende-se com este trabalho criar um modelo de avaliação do estado dos seccionadores de alta e muito alta tensão, da responsabilidade da Rede Elétrica Nacional (REN), fomentando o apoio à decisão de intervenções futuras, incluindo propostas de melhoria, de determinar a substituição futura do equipamento, com base numa análise técnico-económica. Pretende-se ainda, elaborar rotinas que permitam uma análise quantitativa e qualitativa dos equipamentos na rede por famílias, tipologia, fabricante e nível de tensão, bem como uma correta análise das avarias registadas.

Desta forma, foi realizada uma análise profunda de avarias em seccionadores, assinaladas num contexto internacional, sendo ajustadas à realidade da REN, tornando-se vantajosa no registo futuro de avarias com uma consequente melhoria de compreensão do sucedido.

Foi também desenvolvido uma metodologia para identificar um indicador do estado do ativo (IEA), aplicados aos seccionadores, permitindo inferir sobre a condição de funcionamento atual e ainda, prever a sua condição futura. Este resultado foi posteriormente avaliado através de uma análise técnico-económica de apoio à decisão de intervenção futura em manutenção, recondicionamento ou substituição do equipamento.

Com este trabalho, foi possível reconhecer as vantagens deste indicador, na perceção e compreensão do estado de funcionamento dos seccionadores, tornando-se pertinente a sua implementação a outros equipamentos, de modo a contribuir fortemente na fiabilidade de serviço em subestações.

Palavras-Chave

Gestão de Ativos, Seccionadores, Avarias, Indicador do Estado do Ativo, Análise Técnico-Económica.

Abstract

In terms of asset management, the purpose of this work is to create a model for assessing the state of high and very high voltage disconnectors, which is the responsibility of the Rede Elétrica Nacional (REN), encouraging support for the decision of future interventions, including improvement proposals, to determine the future replacement of the equipment, based on a technical-economic analysis. It is still intended to elaborate routines that allow a quantitative and qualitative analysis of the equipment in the network by families, typology, manufacturer and voltage level, as well as a correct analysis of the registered faults.

In this way, a deep analysis of faults in disconnectors was carried out, marked in an international context, being adjusted to the reality of the REN, becoming advantageous in the future registry of failures with a consequent improvement in understanding what happened.

A methodology was also developed to identify an asset condition indicator (ACI), applied to the disconnectors, allowing to infer about the current operating condition and also, to predict its future condition. This result was later evaluated through a technical-economic analysis to support the decision of future intervention in maintenance, refurbishment or replacement of the equipment.

With this work, it was possible to recognize the advantages of this indicator, in the perception and understanding of the state of operation of the disconnectors, becoming relevant to its implementation to other equipment, in order to contribute strongly in the reliability of service in substations.

Keywords

Asset Management, Disconnectors, Failures, Asset Condition Indicator, Technical-Economic Analysis

Índice

1. INTRODUÇÃO.....	1
1.1 CONTEXTO.....	1
1.2 OBJETIVOS.....	2
1.3 ORGANIZAÇÃO DO DOCUMENTO	2
2. GESTÃO DE ATIVOS.....	5
2.1 INTRODUÇÃO.....	5
2.2 ABORDAGEM SISTÉMICA	5
2.3 BENEFÍCIOS DA GESTÃO DE ATIVOS	6
2.4 CONCLUSÃO	7
3. ESTRATÉGIAS DE MANUTENÇÃO	9
3.1 INTRODUÇÃO	9
3.2 TIPOS DE MANUTENÇÃO	9
3.2.1 Manutenção corretiva.....	10
3.2.1.1 Manutenção preventiva	10
3.2.1.2 Manutenção baseada no tempo.....	10
3.2.2.2 Manutenção baseada no estado	11
3.2.2.3 Manutenção baseada na fiabilidade.....	12
3.2.2.4 Manutenção baseada no risco.....	13
3.3 MANUTENÇÃO MELHORATIVA.....	14
3.4 POLÍTICA DE MANUTENÇÃO	15
3.5 PLANEAMENTO DA MANUTENÇÃO	17
3.5.1 Variáveis de estado.....	17
3.5.2 Periodicidade de monitorização	18
3.5.3 Aplicação a seccionadores.....	19
3.6 CONCLUSÃO	22
4. SECCIONADORES DE CORRENTE ALTERNADA.....	23
4.1 INTRODUÇÃO	23

4.2	DESCRIÇÃO DA FUNÇÃO DOS SECCIONADORES	23
4.2.1	Seccionadores de isolamento.....	23
4.2.2	Seccionadores de terra.....	24
4.3	CARATERIZAÇÃO DA TECNOLOGIAS UTILIZADA EM SECCIONADORES.....	25
4.4	PROPOSTA DE ABORDAGEM MODULAR	28
4.4.1	Componente ativa.....	29
4.4.2	Componente mecânica.....	29
4.4.3	Componente de comando	30
4.5	AVALIAÇÃO DO ESTADO.....	32
4.5.1	Inspeção visual	32
4.5.2	Inspeções Termográficas.....	32
4.5.3	Plano de inspeção e ensaio	35
4.5.3.1	Medição da resistência de contacto.....	36
4.5.3.2	Tempos operacionais de funcionamento	40
4.5.3.3	Medição do consumo do motor.....	40
4.5.3.4	Binário de manobra de seccionadores	41
4.6	FATORES DE ENVELHECIMENTO DOS COMPONENTES DO SECCIONADOR	42
4.6.1	Processo de degradação elétrico.....	42
4.6.2	Processo de degradação mecânico.....	43
4.6.3	Processo de degradação ambiental	44
4.7	MODOS DE FALHA.....	44
4.8	DEFINIÇÃO DO CICLO DE VIDA.....	46
4.9	CONCLUSÃO	47
5.	ANÁLISE ESTATÍSTICA DA POPULAÇÃO DE SECCIONADORES	49
5.1	INTRODUÇÃO	49
5.2	CARATERIZAÇÃO DA POPULAÇÃO	49
5.3	CONCLUSÃO	55
6.	ANÁLISE E TRATAMENTO DAS AVARIAS.....	57
6.1	INTRODUÇÃO	57
6.2	CARATERIZAÇÃO DAS AVARIAS	57
6.3	ANÁLISE DAS CAUSAS DAS AVARIAS.....	64
6.4	CONCLUSÃO	70

7. CÁLCULO DO INDICADOR DO ESTADO DO ATIVO	71
7.1 INTRODUÇÃO	71
7.2 INDICADOR DO ESTADO DO ATIVO.....	72
7.2.1 Critérios construtivos de base para o indicador.....	72
7.2.2 Garantia da continuidade de manutenção.....	78
7.2.3 Proposta para recondicionamento	78
7.2.4 Proposta para substituição	79
7.3 ANÁLISE TÉCNICO-ECONÓMICA	79
7.4 CONCLUSÃO	83
8. CONCLUSÃO	85
8.1 CONSIDERAÇÕES FINAIS - PROPOSTAS	85
8.2 TRABALHO PARA DESENVOLVER NO FUTURO	86
<i>REFERÊNCIAS DOCUMENTAIS</i>.....	87
<i>ANEXO A</i>	89

Índice de Figuras

Figura 1 - Ciclo de vida de um ativo	6
Figura 2 - Metodologia de análise do risco	14
Figura 3 - Estratégias de manutenção baseada no risco	14
Figura 4 - Tipos de ações de manutenção/modernização	15
Figura 5 - Classificação de diferentes estratégias de manutenção	16
Figura 6 - Critérios de periodicidade aplicados na manutenção preventiva de seccionadores.....	18
Figura 7 - Dispositivos de transferência de barramento.....	20
Figura 8 - Exemplo de um seccionador horizontal na posição de aberto e fechado.....	24
Figura 9 - Exemplo de um seccionador de terra na posição de aberto e na posição de fechado.....	25
Figura 10 - Exemplo diferentes tipologias de seccionadores de isolamento AIS	26
Figura 11 - Exemplo de principais constituintes de um SX com acoplamento de um ST	27
Figura 12 – Exemplo diferentes tipologias de seccionadores de terra AIS.....	27
Figura 13 - Componentes de um seccionador de isolamento ou de terra.....	28
Figura 14 - Componente ativa de diversas tipologias de seccionadores	29
Figura 15 - Exemplo de armários de comando acoplado a seccionadores.....	30
Figura 16 - Comutadores de comando (Local e Remoto)	31
Figura 17 - Anomalia detetada num SH registada num relatório termográfico	34
Figura 18 - Organograma representativo do processo interventivo em seccionadores	35
Figura 19 - Área real de ligação entre duas superfícies condutoras.....	37

Figura 20 - Esquema representativo de um micro-ohmímetro	38
Figura 21 - Colocação das pinças de tensão e corrente do micro-ohmímetro num SH.....	39
Figura 22 - Recolha de valores da resistência de contacto	39
Figura 23 - Exemplo valores registados de tempo de funcionamento e consumo do motor	41
Figura 24 - Montagem de balança dinamométrica e valores de referência do binário.....	41
Figura 25 - Influência das correntes capacitivas nos contactos por comutação de barras.....	43
Figura 26 - Processo de desgaste de contacto	43
Figura 27 - Possível impacto da manutenção no ciclo de vida útil	46
Figura 28 - Distribuição de idades na população de seccionadores em serviço na REN	47
Figura 29 - Estado de funcionamento dos seccionadores na REN.....	50
Figura 30 - Distribuição percentual de seccionadores por nível de tensão e tecnologia	51
Figura 31 - Distribuição percentual do ano de entrada em serviço vs. tipologia.....	52
Figura 32 - Distribuição percentual das diferentes tipologias de seccionadores na REN	52
Figura 33 - Distribuição por nível de tensão vs. ano de entrada em serviço e por nível de tensão vs. idade em anos	53
Figura 34 – Distribuição por tipologia vs. nível de tensão e por tipologia vs. idade em anos	53
Figura 35 – Distribuição percentual do nível de tensão por tipologia vs. idade em anos	54
Figura 36 - Distribuição percentual de seccionadores por fabricante	54
Figura 37 - Distribuição do número de avarias registadas desde 2009	58
Figura 38 - Critérios classificativos de uma avaria	60
Figura 39 - Distribuição percentual das avarias por componente da avaria e por modo de falha. ...	60
Figura 40 - Distribuição das avarias por componente responsável pela avaria.....	61
Figura 41 - Distribuição percentual das avarias na componente de comando.....	61

Figura 42 - Distribuição percentual das avarias na componente de ativa	62
Figura 43 - Distribuição percentual das avarias na componente de mecânica	62
Figura 44 - Distribuição percentual das avarias por nível de tensão e tipologia de seccionadores..	63
Figura 45 - Distribuição percentual das avarias por componente da avaria e por tipologia.....	63
Figura 46 - Anomalia causada por desgaste elétrico no contacto móvel (barretes) de um SX	64
Figura 47 - Anomalia causada por desgaste elétrico no contacto fixo (barrô) de um SX.....	65
Figura 48 - Anomalia na zona do contacto móvel (contacto macho) de um ST	65
Figura 49 - Árvore de interruptores auxiliares presente no armário de comando	66
Figura 50 - Interruptor auxiliar e esquema representativo da velocidade de atuação	67
Figura 51 - Anomalia detetada por corrosão na cadeia cinemática de seccionadores.....	67
Figura 52 - Anomalia relativa a curto-circuito na régua de bornes no armário de comando	68
Figura 53 - Anomalias registadas no comando associadas ao estado de degradação.....	68
Figura 54 - Anomalias registadas por corrosão em anilhas, tranças e escorridos de isoladores	69
Figura 55 - Anomalia registada por corrosão no espaçador do eixo superior de um SX	69
Figura 56 - Relação entres os diferentes critérios admitidos no IEA	73
Figura 57 - Critérios admitidos para o cálculo do IEA	74
Figura 58 - Excerto representativo da metodologia de cálculo desenvolvida para o IEA.....	76
Figura 59 - Valores percentuais resultantes do IEA dos seccionadores em serviço.....	76
Figura 60 - Valores percentuais de hipotéticos cenários analisados no cálculo do IEA	77
Figura 61 - Otimização do ciclo de vida dos ativos - OPEX /CAPEX	80
Figura 62 - Hipóteses de cenários simulados para substituição e acondicionamento.....	81
Figura 63 - Cenários comparativos de possíveis intervenções em seccionadores.....	82

Índice de Tabelas

Tabela 1 - Manutenção preventiva baseada no tempo - vantagens e desvantagens	11
Tabela 2 - Manutenção baseada no estado - vantagens e desvantagens	12
Tabela 3 - Manutenção baseada na fiabilidade - vantagens e desvantagens	13
Tabela 4 - Variáveis de estado dos seccionadores.	17
Tabela 5 - Posições de comutador para operação no comando do seccionador	31
Tabela 6 - Critérios classificativos do valor de Δt nos ensaios termográficos	34
Tabela 7 - Classificação de pontos quentes utilizada em seccionadores	34
Tabela 8 - Intervenientes no processo de degradação ambiental	44
Tabela 9 - Número de avarias registadas em seccionadores AIS na componente ativa	58
Tabela 10 - Número de avarias registadas em seccionadores AIS na componente mecânica	59
Tabela 11 - Número de avarias registadas em seccionadores AIS na componente de comando	59
Tabela 12 - Total de avarias registadas na REN em seccionadores AIS	60
Tabela 13 - Critérios base para do Indicador do Estado do Ativo (IEA)	74
Tabela 14 - Estrutura utilizada para a classificação do IEA	75
Tabela 15 - Valores considerados na análise da substituição (os valores apresentados são valores médios reais de mercado)	81
Tabela 16 - Valores considerados na análise do acondicionamento	82

Acrónimos

AIS	–	<i>Air Insulated Switchgear</i>
AT	–	Alta Tensão
BSI	–	<i>British Standards Institute</i>
CBM	–	<i>Condition Based Maintenance</i>
DEF	–	Defeito
DTB	–	Dispositivo de Transferência de Barramento
ERSE	–	Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos
FMA	–	Falha Maior
FME	–	Falha Menor
GIS	–	<i>Gas Insulated Switchgear</i>
IAM	–	<i>Institute of Asset Management</i>
IEC	–	<i>International Electrotechnical Commission</i>
ISO	–	<i>International Organization for Standardization</i>
MAT	–	Muito Alta Tensão
ORT	–	Operadores de Redes de Transporte
PAS	–	<i>Publicly Available Specification</i>
PIE	–	Plano de Inspeção e Ensaios
RBM	–	<i>Risk Based Maintenance</i>
RCM	–	<i>Reliability Centred Maintenance</i>
REN	–	Rede Elétrica Nacional
RNT	–	Rede Nacional de Transporte
SAP	–	<i>Systems Applications and Products in Data Processing</i>
SECC	–	Seccionador de isolamento
ST	–	Seccionador de terra
TBM	–	<i>Time Based Maintenance</i>
TSO	–	<i>Transmission System Operators</i>
VAL	–	Valor Atual Líquido

1. INTRODUÇÃO

1.1 CONTEXTO

A Rede Elétrica Nacional, S.A. (REN) é a concessionária da rede de transporte de eletricidade, ligando os produtores aos centros de consumo, assumindo-se deste modo, como Operador da Rede de Transporte (ORT) - vulgarmente denominado do termo inglês TSO (*Transmission System Operator*) - em Portugal Continental. A sua missão é a de garantir o fornecimento ininterrupto de energia, satisfazendo critérios de qualidade, segurança e harmonização de regras de balanceamento e de utilização de serviços desenvolvidos a nível europeu [1].

A lógica da gestão de ativos numa organização assenta em manter os ativos de forma a que operem na sua melhor condição e eficientemente, assegurando a fiabilidade do sistema elétrico. Para alcançar este propósito é importante garantir que seja realizado um correto planeamento da manutenção, baseado numa abordagem de gestão de risco, visando sempre a qualidade e segurança da rede.

Ainda na temática do setor elétrico nacional, após um forte período de grandes investimentos na melhoria dos sistemas elétricos, os TSO's enfrentam, de certa forma, um período de redução de custos e de gestão dos seus novos ativos de modo a rentabilizá-los.

A gestão de ativos considera o ciclo de vida completo de um ativo através do planeamento, projeto, aquisição, construção, comissionamento, operação, manutenção, descomissionamento e abate. Trata-

se, portanto, de uma visão integral do ciclo de vida do ativo, ou sistemas de ativos, tal como referido na *Publicly Available Specification 55* (PAS 55) e na ISO 55000 [2].

A sua importância tem aumentado, sobretudo, devido às recentes restrições orçamentais, redução do investimento e operação de ativos cada vez mais envelhecidos. Tal como referido em [3], a grande questão atual não é identificar os recursos mínimos necessários para alcançar um determinado nível de fiabilidade, mas sim o máximo desempenho que se consegue alcançar com um montante limitado de recursos.

A avaliação do estado dos seccionadores do parque de alta tensão (AT) é realizada numa base temporal periódica, que resulta de inspeções e registos de manutenção, e cuja intervenção futura é decidida com base no histórico de medições de variáveis críticas. Os resultados dessas inspeções devem ser confiáveis e inequívocos, sendo que posteriormente são utilizados para apurar possíveis causas de avaria que possam levar à falha e a afetar as capacidades do ativo.

1.2 OBJETIVOS

O objetivo principal desta dissertação é a criação de um modelo de avaliação do estado dos seccionadores em instalações de alta e muito alta tensão, fomentando o apoio à decisão de intervenções futuras, incluindo propostas de melhoria, de determinar a substituição futura do equipamento, com base numa análise técnico-económica. Pretende-se, ainda, elaborar rotinas que permitam uma análise quantitativa e qualitativa dos equipamentos na rede por famílias, tipologia, fabricante e nível de tensão, bem como uma correta análise das avarias registadas.

Para atingir este objetivo, a decisão de investimento terá de ser eficaz e eficiente. Eficaz, no sentido de selecionar investimentos que mantenham a segurança de abastecimento, fiabilidade e respetiva qualidade. Eficiente, como forma de nivelar o custo da operação de modernização. Assim, torna-se possível antever as necessidades de investimento e suavizar o problema reformulação.

Nesta perspetiva, pretende-se que este método possibilite uma melhor gestão de ativos aplicada aos seccionadores de corrente alternada.

1.3 ORGANIZAÇÃO DO DOCUMENTO

A dissertação encontra-se organizada em oito capítulos: Introdução, Gestão de ativos, Estratégias de Manutenção, Seccionadores de Corrente Alternada, Análise estatística da população de ativos, Análise e tratamento de avarias, Cálculo do indicador do estado do ativo e, por fim, Conclusão.

No Capítulo 1 é introduzido o âmbito do trabalho, sendo mencionados os objetivos que se pretendem alcançar com esta dissertação, bem como a motivação para a realizar.

Seguidamente, no Capítulo 2 é abordada a temática da gestão de ativos realçando-se alguns conceitos e normativos aplicados. Além disso, relata-se a visão de sistema de gestão de ativos e ainda, alguns dos benefícios na sua aplicação.

No Capítulo 3 são apresentados os tipos de manutenção, as estratégias de manutenção, bem como o planeamento da manutenção aplicada a seccionadores de corrente alternada.

Os seccionadores de corrente alternada são apresentados e analisados no capítulo 4. Em primeiro lugar, é descrita a sua função e respetivas características associadas. De seguida, apresenta-se uma proposta de abordagem modular dos equipamentos, precedida dos processos de avaliação do estado, dos fatores de envelhecimento e dos modos de falha. Ainda neste âmbito é definido o ciclo de vida dos seccionadores e é realizada uma análise técnico-económica, para efeitos da continuidade da aplicação de ações de manutenção, recondicionamento ou substituição por novo.

No capítulo 5 é realizada uma análise estatística da população de seccionadores de corrente alternada nas instalações da REN.

O capítulo 6 diz respeito à análise estatística das avarias ocorridas em seccionadores, e ainda são apresentadas algumas anormalidades registadas nestes equipamentos.

Todos os critérios estruturais que estão na base construtiva do cálculo do indicador do estado do ativo são descritos no capítulo 7, bem como uma análise económica de apoio a futuras intervenções.

Finalmente, no capítulo 8, são apresentadas as conclusões finais da dissertação e apontadas direções passíveis de serem abordadas em trabalhos futuros.

2. GESTÃO DE ATIVOS

2.1 INTRODUÇÃO

O tema da gestão de ativos tem sido um dos pontos mais desafiantes para as empresas detentoras de ativos físicos, no geral, e para as *utilities*, em particular. Uma das questões atuais é a maximização da fiabilidade com um número limitado de recursos. Tendo em consideração as boas práticas internacionais sobre a temática *asset management* (sobretudo a PAS55 e ISO 55000), surge a política de um sistema de gestão de ativos, que visa otimizar o custo do seu ciclo de vida.

2.2 ABORDAGEM SISTÉMICA

Em Portugal, logo após o período de crise financeira entre 2010-2014, surgiu uma forte necessidade por parte das grandes empresas de suprimir investimentos e rentabilizar os seus ativos. Desta forma, e ultrapassada uma época de crescente desenvolvimento, as organizações sentiram-se na necessidade de criar modelos de gestão que lhes permitisse uma melhor organização dos seus dados. Em 2004, foi publicada a primeira versão da norma PAS 55:2008 pelo *British Standards Institute* (BSI) e *Institute of Asset Management* (IAM). Desde então, a PAS 55 tornou-se numa norma de referência global para a gestão de ativos, tendo sido melhorada em 2014 pela *International Organization for Standardization* (ISO) – família ISO 55000, constituída por:

- ISO 55000 - Princípios gerais e terminologia [2];
- ISO 55001 - Requisitos do sistema de gestão [4];
- ISO 55002 – Linhas de orientação para a implementação da ISO 55001 [5].

De acordo com o IAM, estas três normas internacionais são importantes não só pelo seu conteúdo, mas por representarem um consenso global sobre a gestão de ativos e ainda, pelo que se pode fazer para aumentar o valor gerado pelas organizações de acordo com determinado ativo.

Segundo a norma ISO 55000, “um ativo é um item, coisa ou entidade que tem valor real ou potencial para uma organização. O valor vai variar entre as diferentes organizações e as partes interessadas – *stakeholders* - e podem ser tangíveis ou intangíveis, ou ser financeiro ou não financeiro”.

A gestão de ativos é o processo que envolve variáveis como custos, riscos, oportunidades e benefícios de desempenho, em que o equilíbrio entre estas mesmas variáveis pode ser considerado ao longo de diferentes períodos de vida de uma organização. Esta pode optar por gerir os seus ativos como um grupo (tipos de ativos, sistemas de ativos e/ou portfólios de ativos), em vez de uma análise individual, consoante as suas necessidades, e para conseguir benefícios adicionais [6].

Desta forma, a norma ISO 55000 impõe de um modo eficiente e transversal a gestão do ciclo de vida dos ativos físicos, tal como representado na Figura 1.



Figura 1 - Ciclo de vida de um ativo (adaptado de [7])

Os fatores que influenciam o tipo de ativos que uma organização necessita para alcançar os seus objetivos e, como os ativos são geridos, incluem o seguinte:

- A natureza e o propósito da organização;
- O seu contexto operacional;
- As suas limitações financeiras e requisitos regulamentares;
- As necessidades e expectativas da organização e seus *stakeholders*.

Todos esses fatores precisam ser considerados quanto à sua aplicação, manutenção e melhoria contínua de gestão desses ativos.

2.3 BENEFÍCIOS DA GESTÃO DE ATIVOS

A gestão de ativos tornou-se uma vantagem estratégica para as organizações, contribuindo para alcançar resultados estratégicos. A ISO 55001 pode ser aplicada a qualquer organização e inclui um conjunto de requisitos para o processo do ciclo de vida de um sistema de gestão de ativos, trazendo inúmeras vantagens para as organizações, das quais:

- Melhoria do desempenho financeiro, através de um retorno no investimento e diminuição dos custos;
- Definição de metodologias e critérios claros e documentados para a tomada de decisões e definições de prioridades;
- Melhoria dos produtos e serviços disponibilizados pela organização como resultado de um bom desempenho dos ativos;
- Demonstração transparente de cumprimento com requisitos legais, normativos e outros subscritos pela organização;
- Melhoria da reputação através do aumento da satisfação do cliente, consciência e confiança das partes interessadas;
- Melhoria da sustentabilidade organizacional através de uma gestão eficaz dos custos e desempenho de curto e longo prazo;
- Melhoria da eficácia e eficiência organizacionais através da análise, revisão e melhoria dos processos [6].

Por outras palavras, o sistema de gestão de ativos visa otimizar o valor investido em ativos, reduzindo custos associados a processos e ao risco incorrido.

2.4 CONCLUSÃO

A gestão de ativos torna-se desta forma um assunto em crescente desenvolvimento em organizações detentoras de ativos e em busca de excelência na sua atividade. De igual forma, o estado de cada elemento detentor de valor está diretamente relacionado com a rentabilidade que este pode conceder à organização. No caso dos seccionadores, a condição de funcionamento em que estes se encontram está essencialmente relacionada com o tipo de manutenção que melhor se ajusta às suas necessidades.

No capítulo seguinte são abordadas as estratégias de manutenção, bem como a manutenção aplicada a seccionadores de corrente alternada.

3. ESTRATÉGIAS DE MANUTENÇÃO

3.1 INTRODUÇÃO

Do ponto de vista de uma estrutura organizacional, a manutenção deve ser encarada como uma atividade complementar e integrada na gestão contínua de ativos. Como tal, é de extrema importância que se encontre bem explícita a melhor estratégia de manutenção a seccionadores de corrente alternada em instalações MAT e AT, e assim maximizar o seu tempo de vida útil, com elementos baseados em índices de desempenho e análise de avarias.

Segundo a norma EN 13306:2017 [8], a manutenção é definida como a combinação de todas as ações técnicas, administrativas e de gestão, durante o ciclo de vida de um bem, destinadas a mantê-lo ou repô-lo num estado em que ele pode desempenhar a função requerida.

3.2 TIPOS DE MANUTENÇÃO

A manutenção associada aos ativos de uma organização resulta em duas abordagens: a manutenção corretiva, em que um ativo não é intervencionado até ocorrer uma falha; e a manutenção proactiva preventiva, em que a manutenção é efetuada de modo a prevenir a ocorrência de falhas. Adicionalmente, aborda-se também um conceito de manutenção melhorativa. Esta acrescenta valor

ao ativo após modificação das condições iniciais com o intuito da melhoria no desempenho do equipamento.

Posto isto, e tendo por princípio a política de manutenção em equipamentos de subestações, a REN concentra-se, sobretudo, na prevenção de possíveis impactos causados na rede de transporte, sendo que se pretende garantir elevados padrões de qualidade de serviço, de condições de segurança, e ainda, a minimização dos impactos ambientais a custos aceitáveis.

3.2.1 MANUTENÇÃO CORRETIVA

A manutenção do tipo corretiva (denominada vulgarmente de manutenção reativa) é aquela que é levada a cabo após o reconhecimento de uma avaria, tendo como objetivo colocar o equipamento num estado que lhe permita voltar a desempenhar a sua função. O equipamento é, portanto, utilizado até ocorrer uma falha ou até avariar.

No entanto, na manutenção corretiva existe uma grande probabilidade de os custos associados serem elevados e de gerar indisponibilidade no fornecimento de energia, acarretando despesas avultadas para a empresa. Além disso, este tipo de intervenção, implica equipamentos fora de serviço durante períodos alargados para reparação, disponibilidade imediata de equipamentos de reserva e de mão-de-obra com os respetivos custos.

3.2.1.1 MANUTENÇÃO PREVENTIVA

A manutenção do tipo preventiva tem por objetivo reduzir a probabilidade de avaria do equipamento por intermédio de ações de manutenção, antes da ocorrência de uma avaria ou degradação do estado do equipamento. Pode dividir-se em:

- manutenção periódica (*time based maintenance* – TBM);
- manutenção baseada no estado (*condition based maintenance* – CBM);
- manutenção baseada na fiabilidade (*reliability centred maintenance* – RCM);
- manutenção baseada no risco (*risk based maintenance* – RBM).

De seguida, apresenta-se em detalhe as diferentes abordagens de manutenção preventiva.

3.2.1.2 MANUTENÇÃO BASEADA NO TEMPO

A manutenção baseada no tempo, ou denominada também por periódica - *time based maintenance* (TBM) - é praticada em intervalos regulares, baseados no tempo ou no número de operações, sendo que a estratégia pode ser a indicada no caso de equipamentos com um processo de envelhecimento

ou degradação bem conhecido e previsível. É geralmente baseada em intervalos temporais, decorrentes de práticas instituídas na organização ou de recomendações dos fabricantes dos equipamentos.

Por outro lado, como o estado real dos ativos não é considerado, existe o risco de realizar a manutenção, encontrando-se o ativo com as suas funções em pleno e incorrendo em custos desnecessários. Ou, caso contrário, não realizar a manutenção, afetando o desempenho operacional dos ativos.

Tabela 1 - Manutenção preventiva baseada no tempo - vantagens e desvantagens

Vantagens	Desvantagens
Prevenir a falha de um ativo	Custos de manutenção elevados
Aumentar a segurança, a fiabilidade e a disponibilidade de um ativo	Ativos intervencionados sem necessidade, podendo até resultar num estado pior após a intervenção, por erro humano ou manipulação excessiva
Elaborar um plano adequado para evitar a falha de um ativo	

3.2.2.2 MANUTENÇÃO BASEADA NO ESTADO

A manutenção baseada no estado - *condition based maintenance* (CBM) - é uma técnica de manutenção preventiva que traduz que as decisões de reparação ou substituição de um ativo tenham em consideração o estado atual ou futuro do mesmo, de modo a prolongar o seu tempo de vida útil, aumentando a sua fiabilidade e disponibilidade, e diminuindo os custos operacionais.

Neste âmbito, para se poder determinar o estado do equipamento, é necessário um maior volume e robustez de informação sobre o ativo, assim como o conhecimento dos custos associados ao ciclo de vida, e, em especial, aos custos relativos à manutenção. Esse conhecimento resulta da aplicação de tecnologias de informação e comunicação, e de colaboradores qualificados, obtendo diagnósticos e análises de desempenho, histórico e dados de operação. Naturalmente, a determinação da condição do componente não é consensual nem de fácil entendimento, pelo que se pressupõe uma análise preliminar de ensaios, levando a que este tipo de intervenção origine custos elevados associados [9].

Por outro lado, segundo o *Journal of Quality in Maintenance Engineering* [10], esta filosofia assume que o principal motivo para efetuar uma reparação/substituição de um ativo, deve estar relacionado com qualquer alteração no estado e/ou desempenho do equipamento. Em detrimento de uma manutenção periódica, estas intervenções apenas são realizadas caso seja verificada alguma modificação no estado de funcionamento do equipamento em questão, o que permite a diminuição do desperdício de recursos, a redução do número de intervenções desnecessárias e, consequentemente, a diminuição dos custos de manutenção.

Tabela 2 - Manutenção baseada no estado - vantagens e desvantagens

Vantagens	Desvantagens
Prevenir a falha de um ativo	Dependência do fornecedor da tecnologia subjacente aos sistemas de monitorização
Aumentar a segurança, a fiabilidade e a disponibilidade de um ativo	Equipamentos de monitorização mais caros e mais complexos
Diminuir os custos de manutenção	Nova abordagem na área da manutenção dentro da empresa
Elaborar um plano adequado para evitar a falha de um ativo	Nem todos os parâmetros do estado do equipamento são simples de monitorizar

3.2.2.3 MANUTENÇÃO BASEADA NA FIABILIDADE

A manutenção baseada na fiabilidade - *reliability centred maintenance* (RCM) - é uma estratégia que visa otimizar o planeamento do programa de manutenção, em função do equipamento, da importância na rede e o seu estado de funcionamento. Este tipo de manutenção, adaptado consoante o sistema em questão, pode incorporar as práticas de manutenção corretiva, manutenção preventiva periódica e baseada no estado, e ainda efetuar a identificação de falhas através, por exemplo, da *Failure Modes Effects and Criticality Analysis* (FMECA). Contudo apesar da correlação entre estas técnicas de manutenção, e em concordância com algumas *utilities*, a RCM introduz reduções significativas nas intervenções por manutenção periódica e aumentos nas intervenções por manutenção baseada no estado [11]. Por um lado, são melhoradas as intervenções prioritárias de manutenção, por outro, considera-se proceder a atividades de substituição e recondicionamento, sendo consequentemente abordadas as questões económicas no caso de se proceder à substituição do equipamento em detrimento de ações de manutenção.

Esta abordagem pode ser realizada a qualquer tipo de equipamento, podendo também ser extensível a toda subestação, sendo pertinente que essas intervenções sejam associadas a um fator de risco considerado na manutenção baseada no risco [9].

Tabela 3 - Manutenção baseada na fiabilidade - vantagens e desvantagens

Vantagens	Desvantagens
Prevenir a falha de um ativo	Elevados custos de implementação e necessidade de recursos intensivos para tratamento de dados
Aumentar a segurança, a fiabilidade e a disponibilidade de um ativo	Equipamentos de monitorização mais caros e mais complexos
Diminuir potencialmente os custos de manutenção	Nova abordagem na área da manutenção dentro da empresa
Elaborar um plano adequado para evitar a falha de um ativo	Nem todos os parâmetros do estado do equipamento são simples de monitorizar
	O cálculo do risco explícito pode ser de difícil implementação em sistemas de ativos complexos (diversidade de equipamentos e componentes)
	Ausência de histórico consistente

3.2.2.4 MANUTENÇÃO BASEADA NO RISCO

A manutenção baseada no risco - *risk based maintenance* (RBM) - pode ser considerada como complementar da RCM. A informação sobre o estado do ativo é utilizada no cálculo da probabilidade de falha do mesmo, e as consequências da falha são estimadas e utilizadas na definição de prioridades de ações de manutenção [11].

Esta relação “probabilidade-consequência” é denominada de risco inerente ao equipamento. Atendendo à origem de alguns destes riscos, torna-se impraticável que sejam evitados, no entanto, são passíveis de serem monetizados e atenuados, tal como o risco ambiental.

Considera-se que um equipamento apresenta um fator de risco por fatores económicos, ambientais, de segurança, de segurança de abastecimento, de reputação e regulatório [12]. Em suma, a manutenção baseada no risco procura responder às seguintes perguntas relativamente a cada ativo:

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

O cálculo do risco não é, todavia, uma formulação matemática linear, simples e direta (há até quem defenda que o risco não se calcula), pelo que, apesar de a probabilidade de falha de um certo ativo estar relacionada com a idade e os modos de falha desse equipamento ou componente, na verdade trata-se apenas de uma estimativa da existência da falha. Essa probabilidade pode ser obtida através de ferramentas CBM e RCM, de informação fornecida pelos fornecedores dos ativos, e pelas análises das equipas de operação e manutenção.

Do ponto de vista metodológico, é aconselhável analisar o risco de diferentes formas de falhas, isto é, escolher uma coisa em detrimento de outra mediante os atributos da probabilidade de falha e da consequência, como se apresenta de seguida.

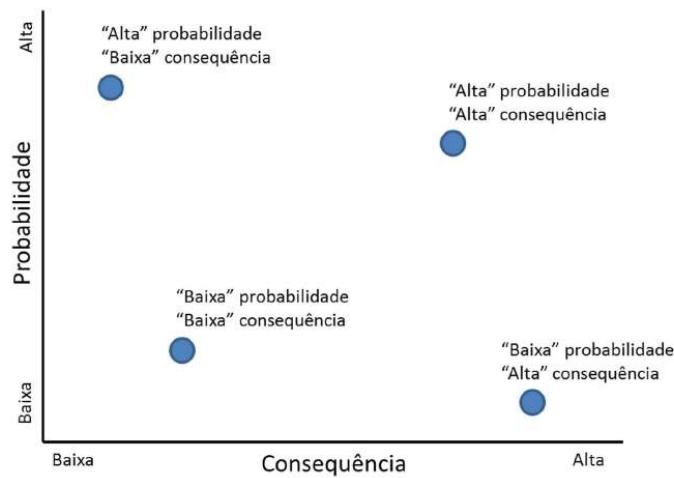


Figura 2 - Metodologia de análise do risco

Uma estratégia de manutenção baseada no risco deverá ser estabelecida, no futuro, de acordo com o proposto em baixo.

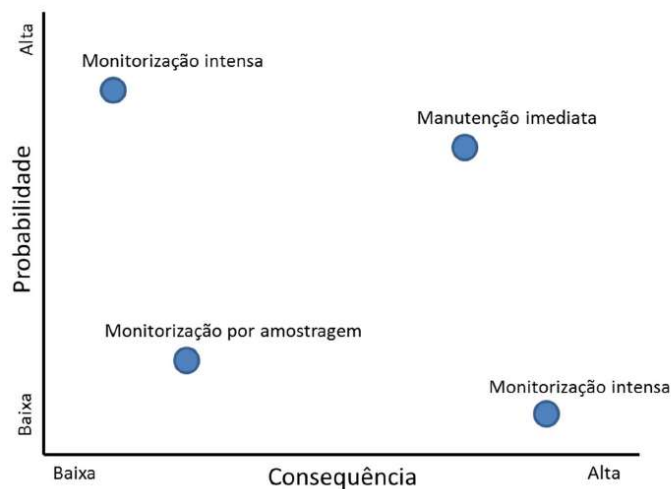


Figura 3 - Estratégias de manutenção baseada no risco

Sob o ponto de vista de uma política estratégica de manutenção, verifica-se que a correlação e interligação destes métodos de manutenção é uma solução eficaz de controlo e gestão do estado dos ativos.

3.3 MANUTENÇÃO MELHORATIVA

O tipo de manutenção efetuado num ativo pode ser melhorado, denominando-se de manutenção melhorativa. Esta, consiste na modificação das condições iniciais do equipamento ou instalação, com

o intuito de introduzir uma melhoria na *performance* do equipamento. Ou seja, este tipo de manutenção inclui o recondicionamento, o *uprating* (acréscimo de valor), assim como outras ações que repõem ou melhoram as características técnicas originais dos ativos. Normalmente, as referidas ações melhorativas apenas se executam uma vez na vida de cada ativo [13].

A Figura 4 mostra um modelo de envelhecimento muito simples que pode ser usado para obter os primeiros resultados adequados. Este modelo descreve um ativo com três estados diferentes: confiável, degenerado e imprevisível.

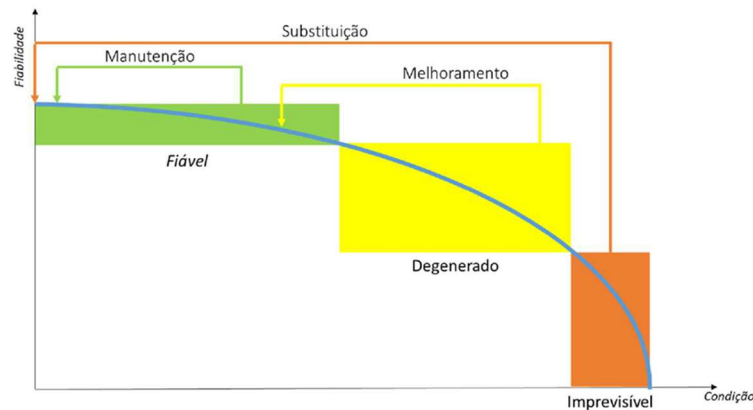


Figura 4 - Tipos de ações de manutenção/modernização [14]

O princípio é que, durante o tempo de vida, o ativo passa por cada estado e gastará uma certa quantidade de tempo em cada estado. O trabalho feito pela manutenção e renovação diminuirá a velocidade na qual um ativo se move de um estado para outro. Em cada estado, um ativo terá um nível diferente de desempenho e, eventualmente, um ativo sai do sistema ao ser substituído [9].

Quando a manutenção não assegura os requisitos funcionais dos ativos no nível de fiabilidade pretendido, a substituição de equipamentos e/ou componentes afigura-se como a opção de gestão de ativos, que oferece a melhor relação custo/benefício.

Os fatores que motivam a substituição de equipamentos e/ou componentes são os seguintes: baixa fiabilidade; elevados custos de operação e manutenção; descontinuidade de fabrico e obsolescência tecnológica. Deve ser também referido, que as opções de investimento (i.e. 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 [13].

3.4 POLÍTICA DE MANUTENÇÃO

No seio de qualquer organização existem ativos, que possuem potencial e que lhes conferem valor, o que torna um assunto fundamental para a consecução dos seus objetivos e parte importante de uma

visão estratégica [13]. Dessa forma, tenta-se adotar uma abordagem baseada no estado do equipamento [9]. Na prática, a limitação de meios financeiros e logísticos requer especial cuidado na definição complementar de prioridades e na eficácia de qualquer atividade.

A estratégia de manutenção passa em certo modo, por um balanço entre duas variáveis: o estado e a importância do ativo. No caso dos seccionadores, a estratégia de manutenção adotada reflete-se essencialmente numa política estratégica que se centraliza no estado do equipamento.

Pela análise da Figura 5, pode-se verificar como se classificam as estratégias de manutenção face a estas variáveis.

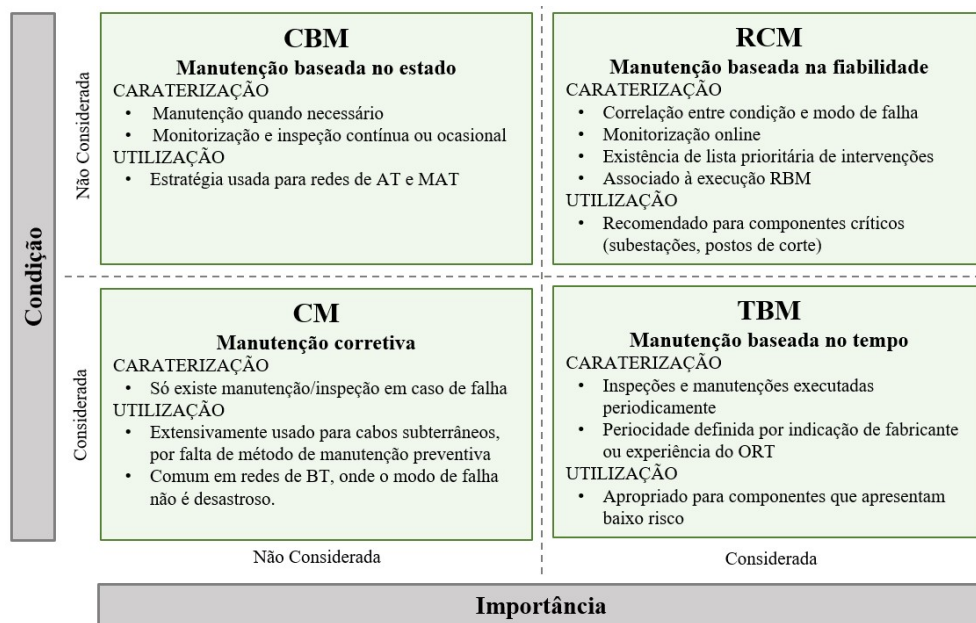


Figura 5 - Classificação de diferentes estratégias de manutenção [15]

Perante a condição e importância do ativo, não deve ser posta de parte a hipótese de uma reestruturação completa dos processos praticados, de manutenção e fiabilidade, para otimizar os procedimentos de manutenção atendendo às necessidades verificadas. Ao abordar decisões complexas, é importante considerar que a manutenção afeta todos os aspetos integrantes de uma organização, sendo que a fiabilidade dos equipamentos deve ser privilegiada de modo a que a segurança e continuidade de serviço não sejam postos em causa, evitando custos gerais excedentes e falhas intempestivas que resultam em tempo de indisponibilidade do serviço [11].

Advém daqui, que uma estratégia de manutenção deve ser adotada levando a cabo o princípio de melhoria, incidindo num programa de manutenção baseado no estado e na fiabilidade do equipamento, e num programa de manutenção baseada no tempo, o que ajuda na resposta de

manutenções a condições de degradação e envelhecimento sendo este, o principal causador de avarias de acordo com o inquérito da *Cigré* [11].

3.5 PLANEAMENTO DA MANUTENÇÃO

Atualmente procura-se, através de uma política de manutenção preventiva, saber qual é o estado do equipamento no momento da análise, perceber se já superou alguma intervenção de manutenção melhorativa, prever qual será o seu estado futuro, tendo por base o estado passado e o presente, e ainda, quais as implicações financeiras que poderão surtir dessa análise especulativa na RNT.

Para tal, surge o presente subcapítulo, que visa dar a conhecer a resposta aos seguintes objetivos operacionais e estratégicos [13]:

- rever a periodicidade das ações preventivas, no sentido da incorporação sistemática e sistémica de práticas rumo à manutenção baseada no estado e na criticidade.
- identificar as variáveis de estado de cada classe de ativo;
- definir a periodicidade de monitorização das variáveis de estado.

Numa fase inicial, é necessário avaliar e identificar quais os equipamentos que carecem de manutenção, de recondicionamento e/ou de substituição. Nessa primeira avaliação, denominadas de inspeções prévias, determina-se se um equipamento precisa, ou não, de manutenção, e desse modo, aferir quais os constituintes que precisam de manutenção.

3.5.1 VARIÁVEIS DE ESTADO

Para aferir sobre o estado de funcionamento de um equipamento, é necessário verificar e analisar determinadas variáveis de estado que ditam a condição do mesmo. Para tal, as atividades de manutenção a seccionadores são enquadradas na manutenção específica por equipamento. Desta forma, para avaliar o seu estado e determinar necessidades de intervenções futuras deverá ser recolhida a seguinte informação.

Tabela 4 - Variáveis de estado dos seccionadores.

Variáveis de estado	Periodicidade da recolha
Inspeção visual, incluindo estado dos isoladores	Mensal
Estado/condição do equipamento (resistência de contacto, consumo do motor e estado dos isoladores)	Durante a manutenção do painel ou após eliminação de pontos quentes
Pontos quentes (classe A, B, C)	Anual
Idades e tecnologia	Em contínuo
Histórico de intervenções (defeitos)	Em contínuo

Com base nas variáveis recolhidas em seccionadores, consegue-se perceber o estado de envelhecimento que estes equipamentos apresentam com tempo, e assim, evitar possíveis danos causados, sendo que a periodicidade dessas inspeções contribui para a diminuição de cenários indesejáveis de falha.

3.5.2 PERIODICIDADE DE MONITORIZAÇÃO

Relativamente à periodicidade de execução da manutenção nos seccionadores, esta pode ser concretizada na vertente das atividades de inspeções gerais a subestações, em inspeções termográficas e ainda na vertente da manutenção geral do painel, sendo que os seccionadores representam cerca de 40% do total de equipamentos constituintes de um painel. Essa percentagem reflete-se diretamente numa aproximação de tempo e custo despendido com os seccionadores.

As atividades de manutenção de painel incluem limpeza, lubrificação, afinação, reaperto, ensaios funcionais, limpeza de isoladores, verificação de ligações, estado dos equipamentos e tratamento anticorrosivo e das estruturas em geral. A abordagem para esta atividade é a manutenção baseada no estado. Tal significa que a periodicidade de intervenção atribuída a cada painel ou instalação resulta de uma inspeção prévia para a determinação do estado dos ativos em causa.

No caso particular da construção de uma nova instalação de alta tensão na REN, verifica-se pela Figura 6 que um ano após a entrada em serviço do novo painel é realizada a primeira intervenção a todos os equipamentos, consistindo essencialmente em reapertos e nas primeiras recolhas de medições, resultando na elaboração do primeiro relatório do plano de inspeção e ensaio (1º PIE) – ver subcapítulo 4.5.3.

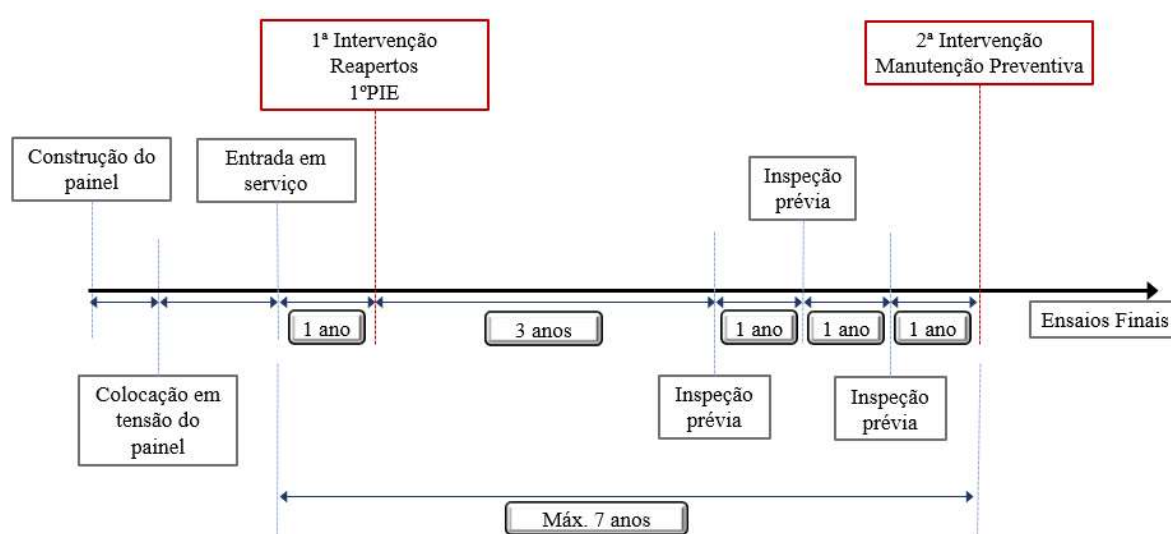


Figura 6 - Critérios de periodicidade aplicados na manutenção preventiva de seccionadores

Seguidamente, no máximo de 3 anos após a entrada em serviço do painel, é realizada uma inspeção prévia por uma equipa interna. Essa inspeção prévia consiste na verificação e medição das resistências de contactos (medições parciais e globais), servindo de referência futura.

No caso de não se verificar nenhuma irregularidade de funcionamento e se registarem valores da resistência de contacto dentro do intervalo de valores aceitáveis, a manutenção não é realizada e a inspeção prévia é adiada por mais um ano (periodicidade anual). Ao final desse tempo, é de novo verificado o estado do painel através de uma nova inspeção, sendo que ao final de 7 anos (no máximo) após a entrada em serviço, o painel é obrigatoriamente sujeito a manutenção preventiva, sendo baseada na inspeção prévia que lhe sucedeu e realizada a inspeção final. Em condições normais de exploração, a periodicidade mínima da manutenção do painel é de 4 anos, podendo ser dilatada até 7 anos em função dos resultados obtidos na inspeção prévia.

Após a intervenção da manutenção preventiva, o ciclo reinicia-se e os critérios de periodicidade de manutenção são aplicados de igual forma.

Esta análise das variáveis de estado do equipamento é parametrizada de acordo com as boas práticas e os princípios de manutenção, discriminados pormenorizadamente nas especificações técnicas dos equipamentos, em concordância com preceitos inferidos pelos próprios fabricantes.

3.5.3 APLICAÇÃO A SECCIONADORES

No que diz respeito às inspeções a subestações da REN, a manutenção é baseada no estado. Estas consistem em inspeções visuais com vista a garantir a adequabilidade da instalação, quer do ponto de vista legal, de segurança e ambiente (instalação vedada, sem acesso ao público em geral conforme Regulamento de Segurança de Subestações e Postos de Transformação e de Seccionamento (Decreto-Lei n.º 42895), e cumprimento com os requisitos ambientais), quer do ponto de vista técnico, onde são efetuados registos de anomalias e de número de operações de alguns equipamentos, para caracterização da utilização dos mesmos. Para complementar, podem ser realizadas pequenas ações de manutenção preventiva e ensaios funcionais simples sobre equipamentos.

Neste sentido, existe um conjunto de atividades aplicáveis transversalmente aos vários tipos de instalação, tais como, inspeções periódicas, inspeções termográficas, manutenção do painel, despoluição de subestações e medição de resistência de terra.

Relativamente à manutenção específica de seccionadores, esta inclui o recondicionamento, substituição, montagem de dispositivos de transferência de barramento, a análise do consumo do motor e substituição da componente mecânica e de comando.

Em alguns casos, aquando da inspeção prévia, verificou-se que em determinados seccionadores, ao fim de algumas operações apresentavam desgaste acentuado das partes ativas que poderão aumentar, desta forma, a frequência de manutenção e, conseqüentemente, um maior número de indisponibilidades dos circuitos, logo, maiores custos associados.

Este fenómeno tem maior incidência nos seccionadores instalados nos barramentos e tal deve-se a pequenas correntes capacitivas durante a comutação de barras. A degradação dos contactos destes aparelhos poderá originar o aparecimento de pontos quentes, cuja eliminação levará à indisponibilidade do respetivo elemento de rede, bem como a eventual substituição de componentes. Por forma a minimizar esse fenómeno são instalados dispositivos de transferência de barramento (DTB) nos seccionadores, que consistem num sistema de contactos auxiliares, em que durante a operação de fecho, o primeiro contacto elétrico faz-se através deste dispositivo, enquanto que na operação de abertura constitui o último contacto elétrico, protegendo assim os contactos principais do seccionador. Deste modo, aumenta-se a fiabilidade dos equipamentos, reduz-se os custos de manutenção (associados à eliminação de pontos quentes), os componentes substituídos, o tempo e o número de indisponibilidades. As características nominais e ensaios aplicáveis a estes dispositivos devem estar de acordo com a norma IEC 62271-102 [16].

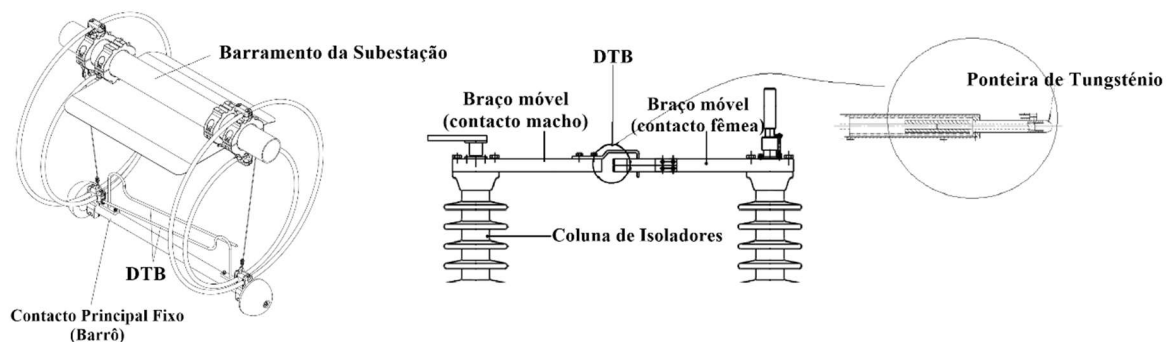


Figura 7 - Dispositivos de transferência de barramento (SX, SH)

Sempre que é detetada uma anomalia num seccionador que comprometa a sua função, ou a segurança do equipamento, e não seja passível de resolução numa intervenção de curta duração, a ação corretiva consiste na sua substituição parcial (comando, componente ativa, componente mecânica) ou total por uma unidade de reserva. O recondicionamento de seccionadores consiste num conjunto de operações intrusivas, que implicam a desmontagem total ou parcial do equipamento com substituição de componentes.

Normalmente os recondicionamentos, dados os seus custos, são realizados uma única vez durante a vida útil e abrangem uma determinada geração ou lote de fabrico, quando se começam a evidenciar sintomas generalizados de degradação. Por outro lado, no sentido de minimizar as indisponibilidades,

são utilizados seccionadores de reserva para rotação com os seccionadores que se encontram instalados nos painéis e que necessitam de intervenção.

Esta operação é considerada viável quando o custo da intervenção, incluindo logística e ensaios, representa um valor significativamente inferior ao custo de aquisição, instalação e ensaios de uma nova unidade. Em cada caso, é realizada uma ponderação entre critérios técnicos e operacionais, e critérios económico-financeiros – ver subcapítulo 6.3.

Por norma, a vida útil da componente ativa é superior à vida útil dos componentes de baixa tensão que equipam os armários de comando dos seccionadores, que funcionam como interface com os sistemas de comando, controlo e proteção da instalação. Deste modo, a degradação destes circuitos motiva a que se proceda à substituição do comando, que se revela mais eficiente do ponto de vista económico, do que a remodelação dos componentes e o seu *upgrade* funcional, de acordo com os requisitos dos sistemas instalados. Por outro lado, verifica-se que no âmbito das remodelações dos sistemas de comando, controlo e proteção, os comandos dos seccionadores deixam de responder aos novos critérios definidos, pelo que a necessidade de compatibilização resulta na sua substituição.

Ainda no âmbito da manutenção específica dos seccionadores, a atividade de substituição de colunas de isoladores dos seccionadores pode ser motivada pelos seguintes critérios:

- Aumento do nível de poluição na instalação: ao longo dos anos o desenvolvimento socioeconómico na envolvente da instalação pode resultar na alteração dos níveis de poluição, para os quais a mesma foi projetada;
- Perda de isolamento pela presença de oxidação (escorridos): existe uma quantidade significativa de isoladores em serviço, fabricados em meados dos anos 90, que desenvolvem o processo de oxidação na interface entre a parte cerâmica e a parte metálica. O óxido de ferro resultante, deposita-se por escorrência sobre o isolador, criando condições para o contornamento. Esta situação pode ser mitigada através de manutenção periódica, no entanto, os elevados custos e uma melhor gestão de risco motivam a opção pela substituição dos isoladores.

Por último, deverá ser verificado qual o consumo e tempo de funcionamento do motor, responsável pelo movimento da componente ativa do seccionador. Esta medição poderá determinar a condição de operação do seccionador, sendo abordada em detalhe no subcapítulo 4.5.3.3.

3.6 CONCLUSÃO

Dessa forma, conclui-se que face às diferentes políticas e processos de manutenção, é possível potenciar o ciclo de vida de um ativo se este for alvo de uma política estratégica de manutenção correta, mostrando ser o ponto fulcral na fiabilidade de um sistema.

A gestão de um ativo tangível numa rede elétrica é monitorizada através da manutenção preventiva de forma periódica e baseada na avaliação do estado, garantindo uma maior fiabilidade do sistema. No caso dos seccionadores, verifica-se que uma manutenção baseada no tempo e no estado, é um método de controlo e garantia do estado de funcionamento dos equipamentos que se encontram ao serviço nas instalações. Deste modo, no próximo capítulo são abordadas as características e tecnologias destes equipamentos, a avaliação do estado de funcionamento, em detrimento das inspeções a que estão sujeitos, os fatores de envelhecimento. Aborda-se ainda os modos de falhas, bem como o ciclo de vida esperado dos seccionadores.

4. SECCIONADORES DE CORRENTE ALTERNADA

4.1 INTRODUÇÃO

Neste capítulo irá ser abordada a função, tecnologia e componentes dos seccionadores de corrente alternada em subestações de 60 kV, 150 kV, 220 kV e 400 kV com isolamento a ar – do termo em inglês *air-insulated switchgear* (AIS). Pretende-se também abordar as inspeções que são realizadas para verificar o estado de funcionamento. Os fenómenos de envelhecimento e modos de falha de seccionadores são também aqui analisados, bem como previsto o ciclo de vida útil destes equipamentos.

4.2 DESCRIÇÃO DA FUNÇÃO DOS SECCIONADORES

Os equipamentos de seccionamento em parques MAT e AT encontram-se divididos em dois grandes grupos, os seccionadores de isolamento e os seccionadores de terra.

4.2.1 SECCIONADORES DE ISOLAMENTO

De acordo com o definido pelo IEC 60050 [17], os seccionadores de isolamento são aparelhos mecânicos de manobra que garantem, na posição de aberto, uma distância de isolamento de acordo com as condições específicas. Têm como principais funções:

- O isolamento de um circuito elétrico, de forma fisicamente visível e perceptível, separando eletricamente dois pontos pertencentes ao mesmo circuito e, portanto, deixar de existir contacto elétrico entre eles;
- Retirar, em segurança, tensão ao circuito com o objetivo de permitir o acesso de técnicos de manutenção ao elemento de rede pretendido, para a realização de trabalhos, que envolva o contacto com as partes ativas ou qualquer atividade na vizinhança;
- A capacidade de abrir e/ou fechar um circuito na presença de uma corrente desprezável - implica correntes do tipo correntes capacitivas de travessias, barramento, ligações muito curtas a cabo;
- Suportar a corrente nas condições normais do circuito e suportar correntes de defeito durante um tempo específico em condições anormais de funcionamento (na posição de fechado);
- Operar com comando (manualmente e/ou à distância) e permanecer na posição de aberto ou fechado caso não esteja a ser operado;
- Suportar tensões na posição de aberto (entre contactos).

Dessa forma, o seccionador ao ser aberto, os condutores ficam envolvidos por um isolante que, no caso em estudo, é o ar. Quanto maior a distância entre condutores, maior quantidade de ar entre os dois pólos condutores, tornando-se possível garantir o isolamento a níveis de tensão elevados, conforme a distância entre pólos.



Figura 8 - Exemplo de um seccionador horizontal na posição de aberto (à esquerda) e fechado (à direita)

Ao longo deste documento, os seccionadores de isolamento apresentam-se sob várias tipologias, abordadas no subcapítulo 4.3 e são designados por SECC.

4.2.2 SECCIONADORES DE TERRA

Da mesma forma, o IEC, define que os seccionadores de terra são aparelhos mecânicos de manobra, utilizados para fazer a ligação à terra das partes ativas de um circuito elétrico em MAT, sendo capaz de resistir à passagem de corrente durante um período de tempo específico em condições anormais, tal como um curto-circuito, mas está dimensionado para transportar a corrente de um circuito MAT

em condições normais de funcionamento. São equipamentos preparados também para operar sob ordens vindas de comando (manualmente e/ou à distância) e permanecer na posição de aberto ou fechado caso não esteja a ser operado.



Figura 9 - Exemplo de um seccionador de terra na posição de aberto (à esquerda) e na posição de fechado (à direita)

Apesar de os seccionadores de isolamento e os seccionadores de terra apresentarem funções distintas, estes aparelhos não possuem poder de corte e, por conseguinte, as operações de manobra (abertura ou fecho) só podem ser realizadas após ser acionado um aparelho com poder de corte, como por exemplo, um disjuntor.

4.3 CARATERIZAÇÃO DA TECNOLOGIAS UTILIZADA EM SECCIONADORES

De um modo geral, podem ser encontradas algumas variantes tecnológicas de equipamentos seccionadores no mercado mundial, mediante a sua função, modo de operação, fabricante, nível de tensão suportado e melhorias de tecnologia com o passar do tempo.

Quanto aos seccionadores de isolamento (SECC) em instalações AIS, os tipos mais comuns agrupam-se em:

1. Seccionador semi-pantógrafo: permite ligar diretamente condutores situados a diferentes níveis, com acionamento tripolar ou monopolar – um braço móvel na vertical;
2. Seccionador pantógrafo (SX): permite ligar diretamente condutores situados a diferentes níveis, com acionamento tripolar ou monopolar – dois ou mais braços móveis na vertical como uma tesoura;
3. Seccionador tipo joelho (SP): do termo inglês *knee type horizontal*, permite ligar condutores ao mesmo nível – um braço articulado horizontalmente;

4. Seccionador vertical (SV): permitem ligar condutores situados ao mesmo nível, com acionamento tripolar ou monopolar – um braço móvel na vertical podendo também ser rotativo;
5. Seccionador horizontal duplo: permite ligar condutores situados ao mesmo nível;
6. Seccionador horizontal (SH): permite ligar condutores situados ao mesmo nível, com acionamento tripolar ou monopolar;

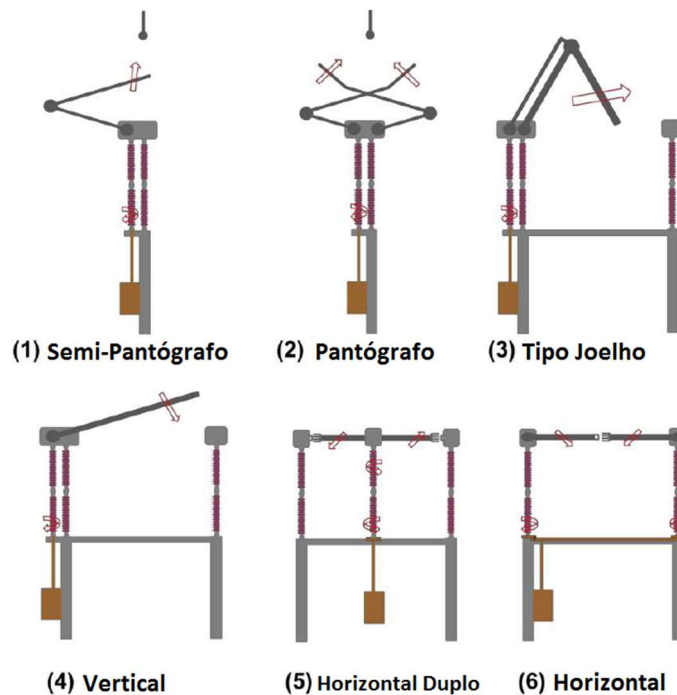


Figura 10 - Exemplo diferentes tipologias de seccionadores de isolamento AIS [14]

Nas instalações da REN, apenas são adotadas as tecnologias de seccionadores pantógrafos (SX), seccionadores tipo joelho (SP), seccionadores verticais (SV) e seccionadores horizontais (SH).

Por outro lado, os seccionadores de terra (ST) podem-se encontrar isolados, ou muitas das vezes acoplados a seccionadores de isolamento. Este princípio permite:

- Economia de espaço numa subestação;
- A criação de uma interligação mecânica entre eles (para segurança), isto é, o seccionador de terra só pode ser fechado se o seccionador de isolamento estiver na posição de aberto, ou vice-versa.

Apesar de não ser uma tecnologia encontrada em instalações REN, na Figura 11 apresenta-se um exemplo de um seccionador pantógrafo com um seccionador de terra acoplado.



Figura 11 – Exemplo ilustrativo de principais constituintes de um SX com acoplamento de um ST [14]

Para os seccionadores de terra encontram-se tipicamente dois modos de funcionamento:

1. *Swing-stitch* – em primeiro lugar o braço movimenta-se e logo após move-se no sentido ascendente do contacto fixo.
2. *Swing* – o braço móvel movimenta-se no sentido do contacto fixo até que haja contacto entre os dois pontos.

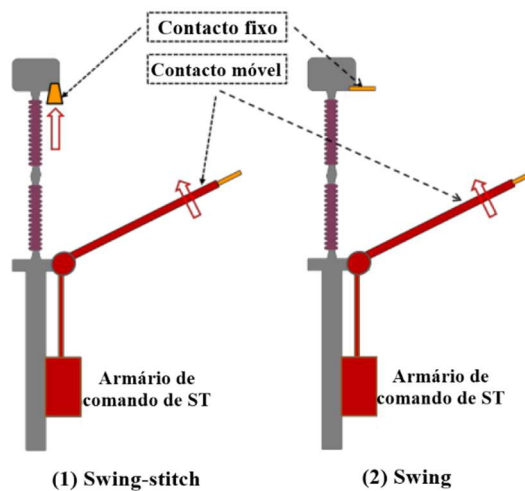


Figura 12 – Exemplo diferentes tipologias de seccionadores de terra AIS [14]

Estes dois modos de funcionamento encontram-se nas instalações da REN.

De um modo geral, apesar de existirem diferentes tecnologias de aplicação e funcionamento, todos os seccionadores de corrente alternada apresentam uma estrutura muito semelhante, o que incentivou a que fosse proposta uma nova abordagem modular por parte constituinte do seccionador.

4.4 PROPOSTA DE ABORDAGEM MODULAR

Face ao referido anteriormente, a proposta de abordagem modular consiste em subdividir qualquer tipo de tecnologia de seccionadores em três componentes distintas, sendo estas:

- **Componente ativa:** componente superior do seccionador, onde é realizado o contacto elétrico em MAT e AT;
- **Componente mecânica:** estrutura mecânica, de suporte e reenvio, da componente de comando até à componente ativa;
- **Componente de comando:** conjunto de elementos responsáveis pelo acionamento da componente ativa.

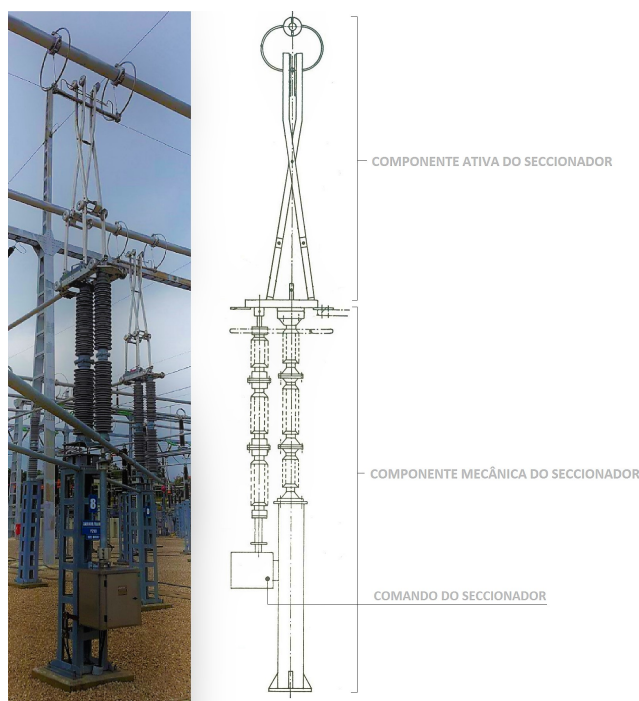


Figura 13 - Componentes de um seccionador de isolamento ou de terra (exemplo aplicado a um seccionador do tipo SX)

A partir desta nova abordagem (adaptada em parte do documento publicado pela *Cigré* em maio de 2018, onde se subdivide o seccionador em *drive* e *subassembly*), é possível agrupar os elementos sujeitos a serem percorridos por correntes e tensões elevadas, os componentes que auxiliam no suporte e isolamento e ainda os componentes dentro de um comando responsável pelo movimento do seccionador. Esta é uma abordagem que possibilita e procura a simplicidade e a distinção rápida e clara da respetiva componente do seccionador.

4.4.1 COMPONENTE ATIVA

Sob esta abordagem, subentende-se por componente ativa, todos os elementos sujeitos à tensão de serviço, como é o caso dos braços de contacto (móvel e fixo), os defletores, as lâminas-mola (denominadas vulgarmente de dedos de contacto), as tranças, as barras de cobre prateado (denominadas também de barrinhas ou barretes), DTB, entre outros.



Figura 14 - Componente ativa de diversas tipologias de seccionadores

Geralmente, esta zona de contactos está localizada numa cota acima da componente mecânica e da componente de comando.

4.4.2 COMPONENTE MECÂNICA

A componente mecânica é constituída por uma base (estrutura metálica), uma estrutura de movimento mecânico (veio de transmissão, ligação das bases, apoio da parte móvel, tirantes e alavancas) e ainda pelas colunas isolantes e/ou rotativa.

De grosso modo, a componente mecânica é responsável por fazer a interligação da componente de comando e da componente ativa.

4.4.3 COMPONENTE DE COMANDO

É constituída por um conjunto de elementos no interior de um armário de comando elétrico, incluindo essencialmente a botoneira, a lâmpada e respetivo balastro, os contactores, o comutador, os relés, o motor, os disjuntores magnetotérmicos, a manivela de acionamento manual, a resistência de aquecimento, o termostato, a régua de bornes, a tomada de corrente e os micro-contactos.

O acionamento dos seccionadores, em regime normal, é assegurado através de um motor elétrico acionado por corrente alternada 230/400 V (50 Hz). O motor elétrico de carga deverá funcionar para valores de tensão de alimentação compreendidas entre - 30 % e + 15 % da tensão nominal. O circuito de alimentação do motor deverá dispor de um disjuntor magnetotérmico de proteção.

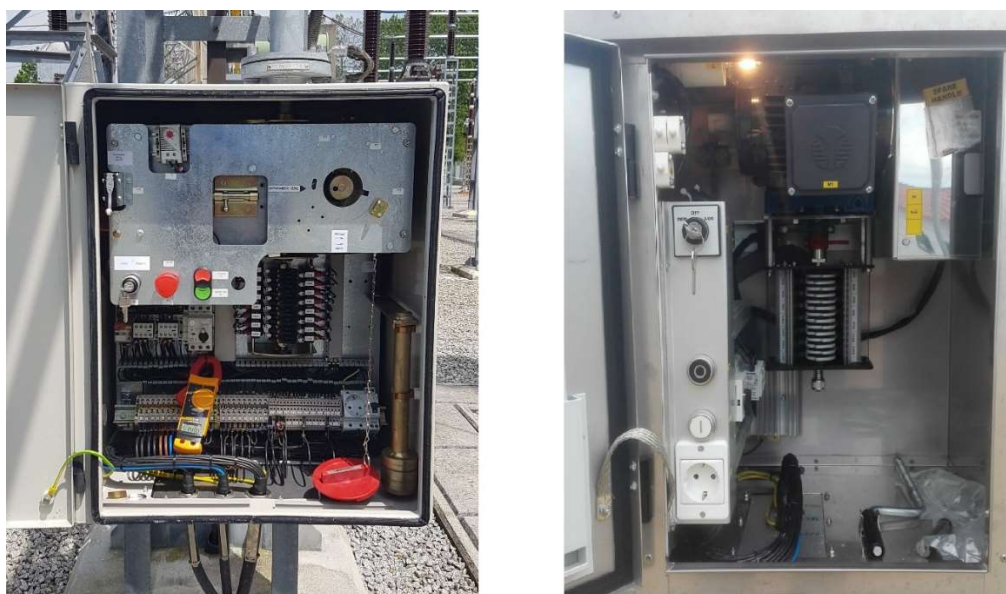


Figura 15 - Exemplo de armários de comando acoplado a seccionadores

Em regime de recurso, é possível o acionamento manual por manivela que, ao ser inserida, bloqueará automaticamente a alimentação do motor de acionamento, assim como qualquer ordem de comando do seccionador, sinalizando remotamente a inserção da manivela. Junto do ponto de inserção da manivela existe uma placa com o sentido de rotação adequado e ainda um dispositivo que indica claramente o fim de curso.

Os comandos devem satisfazer determinadas características, nomeadamente:

- Não deverão ser memorizadas ordens não cumpridas, por ausência das seguintes condições: falta de alimentação de força motriz e/ou disparo do térmico de proteção do motor;

- Nos seccionadores com comando de acionamento monopolar, durante uma ordem de comando elétrica (local ou remota), e no caso de falha de força motriz de qualquer dos pólos, os restantes polos deverão completar a manobra de fecho/abertura;
- Deverá existir um relé de controlo de tensão (designado 'relé RCT'), que vigia a tensão de força motriz, à saída do disjuntor de proteção do motor.

Com efeito, o sistema de acionamento permite os seguintes tipos de comandos:

- Comando Elétrico Local: aquele que é levado a cabo a partir de duas botoneiras, uma de fecho e uma de abertura, localizadas no armário de comando do seccionador. Estes comandos destinam-se essencialmente à realização de manobras locais;
- Comando Elétrico Remoto: comando elétrico remoto (fecho e abertura) que é levado a cabo, de qualquer ponto remoto para o seccionador);
- Comando Manual Local: aquele que é levado a cabo a partir de uma manivela, localizada no armário de comando do seccionador. Este comando destina-se essencialmente à realização de manobras locais de recurso ou manutenção.



Figura 16 - Comutadores de comando (Local e Remoto)

De forma a garantir a correta seleção dos comandos, existe, no interior do armário de acionamento, um comutador de três posições (Local-0-Remoto), que permite os comandos elétricos indicados na tabela seguinte.

Tabela 5 - Posições de comutador para operação no comando do seccionador

Posição do Comutador	Tipo de Comando
Local	Elétrico Local Nota: todos os comando remotos ficarão inibidos
0	Bloqueados
Remoto	Elétrico Remoto

O comutador é de chave, sem retorno automático e com a chave extraível nas três posições [18].

4.5 AVALIAÇÃO DO ESTADO

Os seccionadores são equipamentos que se encontram em serviço em subestações na posição de aberto, ou na posição de fechado.

Num estado normal de funcionamento, estes tendem a permanecer longos períodos de tempo na mesma posição sem serem operados, o que influencia diretamente no seu estado de funcionamento, sendo que estão sujeitos normalmente a fatores de envelhecimento, como vai ser abordado mais à frente no subcapítulo 4.6. Desta forma, são realizadas periodicamente inspeções que possibilitam a avaliação do estado destes equipamentos, como é o caso das inspeções visuais, termográficas ou, ainda, a medição da resistência de contacto, inserida no plano de inspeção e ensaio.

4.5.1 INSPEÇÃO VISUAL

A inspeção visual é uma técnica não invasiva de diagnóstico do estado dos SECC e ST, incluindo as colunas isolantes e comando de acionamento. Com vista a garantir a adequabilidade da instalação, esta inspeção é feita por um ser humano que compara a aparência dos componentes com as imagens feitas durante o comissionamento e/ou reconhece as irregularidades na aparência [13]. Entre outras, são verificadas as seguintes propriedades do equipamento:

- Corrosão em partes visíveis;
- Deformações;
- Desalinhamento dos braços de contacto;
- Condição das colunas de isoladores e fitas/tranças de contacto;
- Estado do revestimento de prata nos contactos principais;
- Presença de humidade no comando;
- Verificação da existência de vestígios de arco eléctrico.

Em complemento e para uma inspeção mais eficaz, encontra-se associada a inspeções termográficas, devendo ser realizadas com o equipamento em serviço [14].

4.5.2 INSPEÇÕES TERMOGRÁFICAS

As inspeções termográficas consistem num método de inspeção de equipamentos eléctricos e mecânicos através de imagens que ilustram a distribuição de calor. Este método não é intrusivo e permite um controlo à distância e com os equipamentos em serviço. O objetivo da termografia é detetar a presença de pontos quentes na instalação, que revelem a existência de aquecimentos

anormais, usualmente produzidos por efeito de Joule e associados a um incremento do valor da resistência elétrica.

Estes ensaios de detecção e localização de sobreaquecimentos são realizados por entidades devidamente acreditadas com o apoio de uma câmara termográfica, sendo que são realizados sob características ambientais favoráveis (dias de vento fraco, céu nublado e sem chuva). A definição e classificação de pontos quentes baseiam-se na avaliação da temperatura de cada elemento por comparação com pontos de referência semelhantes no mesmo regime de funcionamento.

No caso de ser detetado, o ponto quente é registado e classificado num relatório termográfico, sempre que exista aquecimento anormalmente elevado.

O modo de classificação dos pontos quentes é realizado conforme apresentado:

- a. A classificação de um ponto quente tem como base a avaliação da diferença entre a sua temperatura (t_{PQ}) e a temperatura de um ponto de referência semelhante e sujeito ao mesmo regime de funcionamento (t_{REF}), ou seja, $\Delta t_1 = t_{PQ} - t_{REF}$.
- b. A partir do valor de Δt_1 medido na inspeção, com determinadas condições de carga e vento, deverão ser calculados os seus valores extrapolados Δt_2 para os regimes de 50 % e 100 % de $I_{m\acute{a}x}$ definido para o painel, assumindo uma velocidade do vento de 0,6 m/s, de acordo com a seguinte expressão:

$$\Delta t_2 = \left(\frac{I_2}{I_1}\right)^2 \times \left(\frac{V_1}{V_2}\right)^{0.448} \times \Delta t_1$$

Onde,

- I_2 = 50 % e 100 % da intensidade máxima definida para o painel;
- I_1 = intensidade no painel no momento da inspeção;
- V_1 = velocidade do vento no momento da inspeção;
- V_2 = velocidade do vento igual a 0,6 m/s.

c. O valor de Δt a considerar será selecionado de acordo com as condições seguintes:

Tabela 6 - Critérios classificativos do valor de Δt nos ensaios termográficos

Condições	Valor Δt a considerar	Notas
$I_1 < 0,5 \cdot I_{\text{máx}}$	Δt_2 (50%)	-
$I_1 \geq 0,5 \cdot I_{\text{máx}}$	Máx $\{\Delta t_1; \Delta t_2$ (50%) $\}$	O valor extrapolado poderá ser superior, caso a inspeção seja realizada com ventos de velocidade superior a 0,6 m/s.
$I_1 < 0,25 \cdot I_{\text{máx}}$	Δt_2 (50%) – 10°	Situação de carga reduzida – deverá ser dada uma tolerância adicional de 10°C.
Valor Δt_1 não depende de I_1	Δt_1	Situação em que a origem do ponto quente não esteja diretamente relacionada com o valor da corrente de carga

d. A classificação dos pontos quentes em seccionadores deverá obedecer aos critérios expostos na seguinte tabela:

Tabela 7 - Classificação de pontos quentes utilizada em seccionadores

PQ em seccionadores	Δt	Ação recomendada
Classe C	$\Delta t < 20^\circ\text{C}$	Reparação a médio prazo (até 6 meses)
Classe B	$20^\circ\text{C} < \Delta t < 40^\circ\text{C}$	Reparação a curto prazo (até 3 meses)
Classe A	$\Delta t > 40^\circ\text{C}$	Reparação imediata (até 1 mês)

A classificação dos pontos quentes permite estabelecer a prioridade de atuação e reparação sobre a anomalia detetada [19].

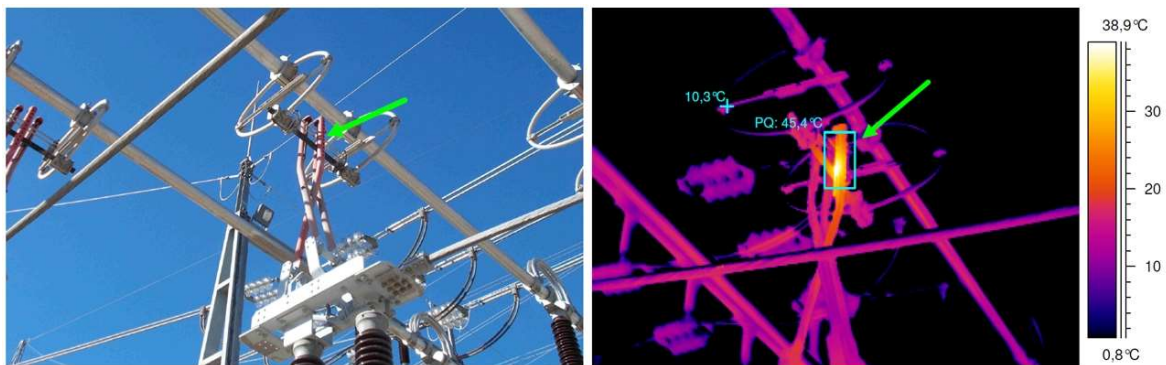


Figura 17 - Anomalia detetada num SH registada num relatório termográfico

Através da metodologia proposta relativamente aos modos de falha – ver em detalhe no capítulo 4.7 – os pontos quentes deverão ser registados numa nota de avaria em SAP, sendo classificados de defeitos e onde a componente responsável pela avaria poderá ser a componente ativa ou a componente de comando, caso se verifique dentro do armário de comando.

4.5.3 PLANO DE INSPEÇÃO E ENSAIO

A monitorização e avaliação do estado dos equipamentos em serviço nas instalações de MAT da RNT, constituem uma parte fundamental das estratégias de manutenção implementadas na REN, que assentam numa lógica preventiva e de avaliação do estado dos equipamentos, permitindo dessa forma aumentar o seu estado de disponibilidade, fiabilidade e durabilidade dos componentes e acessórios mecânicos e elétricos instalados.

No âmbito da manutenção de painéis de equipamentos MAT da Rede Nacional de Transporte, que inclui a limpeza, a lubrificação, a afinação, o reaperto e ensaio funcional dos seccionadores, a limpeza geral de isoladores, a verificação das ligações AT e à terra, a verificação do estado dos transformadores de medida e descarregadores de sobretensão e respetivas ligações e, ainda, manutenção anticorrosiva e tratamento de estruturas em geral, é elaborado um relatório de acordo com o que está estipulado no respetivo do Plano de Inspeção e Ensaio (PIE) para cada painel que for intervencionado, tendo em conta os respetivos equipamentos e o tipo de intervenção realizada.

O objetivo deste plano é avaliar o estado do painel através de inspeções prévias e inspeções finais. Nele são identificadas as atividades a realizar em seccionadores [20].

A avaliação do estado dos seccionadores assenta essencialmente na medida de resistência de contacto de todos os componentes, ligações AT e à terra. A partir dos valores obtidos é possível compará-los com os valores de referência e determinar a evolução do seu estado de conservação, recorrendo ao tratamento de dados históricos. Esta avaliação, decorrida dos processos de monitorização e conservação de equipamentos MAT e AT, é registada em relatórios de ensaio referidos anteriormente – relatório do PIE – e de acordo com os critérios definidos no respetivo plano.

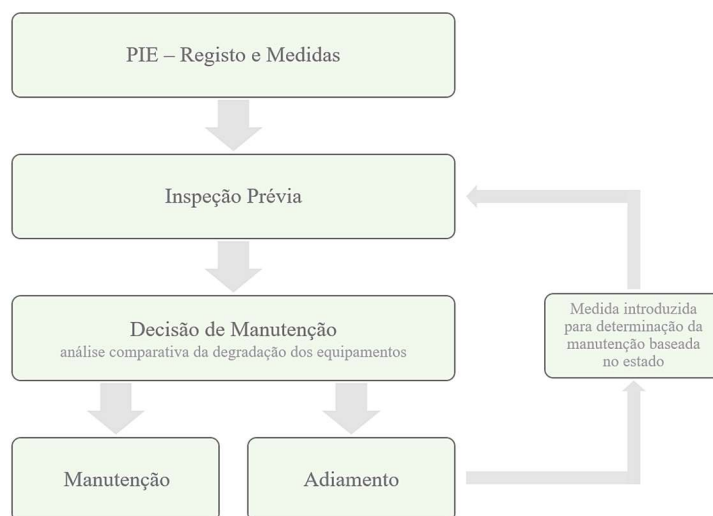


Figura 18 - Organograma representativo do processo interventivo em seccionadores

Na inspeção inicial devem ser consideradas as seguintes operações:

- Medição da resistência de contacto de todos os pontos de ligação do circuito AT de uma fase do painel, escolhida pela REN, com o respetivo registo no relatório do PIE e anexos. A abertura de ligadores está condicionada aos valores de referência a considerar para cada instalação e indicados no relatório do PIE e respetivos anexos próprios;
- Medição dos consumos dos motores dos seccionadores, onde seja aplicável, conforme PIE e com os respetivos registos no relatório do PIE;
- Medição da resistência de contacto do circuito de ligação à terra de cada equipamento e de todos os pontos de ligação à terra, incluindo as colunas de suporte de equipamentos que estejam ligadas à terra, com o respetivo registo no relatório do PIE e anexos.

Na inspeção final, devem ser consideradas as seguintes operações:

- Medição da resistência de contacto de todos os pontos de ligação dos seccionadores nas três fases do painel, com o respetivo registo no relatório do PIE;
- Medição dos consumos dos motores dos seccionadores, onde seja aplicável, conforme PIE e com os respetivos registos no relatório do PIE.

Em suma, pretende-se reunir características e/ou variáveis de estado que se relacionem diretamente com a correta operação do ativo, resultantes de ensaios como é o caso das inspeções visuais, da medição da resistência de contacto, do consumo do motor, do estado do isolador, da existência de pontos quentes, do binário, da idade e tecnologia e do histórico de avarias [13].

4.5.3.1 MEDIÇÃO DA RESISTÊNCIA DE CONTACTO

Segundo a norma IEC 60512-2 [21], define-se resistência de contacto como a resistência estabelecida entre duas superfícies condutoras, que devido à própria natureza dos materiais, nunca ficam perfeitamente unidas.

Para melhor compreensão, na Figura 19 observa-se em detalhe uma ligação entre duas superfícies condutoras, onde se verifica a existência de pontos de contacto perfeito (1), por onde a corrente flui e outros pontos onde as superfícies ficam microscopicamente (2) afastadas.

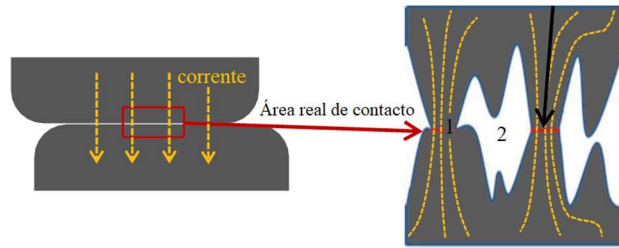


Figura 19 - Área real de ligação entre duas superfícies condutoras (adaptado de [14])

Para aumentar o número de pontos de contacto e dessa forma diminuir a resistência de contacto entre superfícies, basta aplicar pressão de contacto, isto é, reapertar pontos de ligação (ligadores). Além disto, é ainda prática na REN a aplicação de uma massa de contacto que preenche as imperfeições de contacto. Contudo, existe um valor a partir do qual não se obtém melhorias efetivas no valor da resistência, podendo até se verificar que existe um efeito de histerese resultante da capacidade de deformação intrínseca do material. Para além disto, existem outros fatores que influenciam diretamente a resistência de contacto, tais como a oxidação, a corrosão e a temperatura dos materiais.

As medidas de resistência de contacto constituem parte integrante do PIE (Plano de Inspeção e Ensaio) específico do seccionador. Com a sua introdução pretende-se desta forma determinar de uma forma concreta o estado das partes ativas do seccionador [18]. Este tipo de medição permite obter:

- Decisão acerca dos pontos do seccionador que terão de ser alvo de intervenção, nomeadamente no que respeita à desmontagem de equipamentos e substituição de alguns subcomponentes;
- Validação das ações de conservação, por comparação direta entre os resultados finais e os resultados prévios e por comparação com os valores de aceitação, prevenindo o aparecimento posterior de pontos quentes;
- Constituição de histórico de intervenção no que respeita à performance de equipamentos, incluindo a avaliação das massas de contacto e da sua correta aplicação;
- A possibilidade de possuir um conhecimento atualizado do estado de funcionamento dos equipamentos.

Durante a conservação dos equipamentos de uma subestação, incluindo os seccionadores, efetuam-se sempre dois conjuntos de medidas de resistência de contacto. Assim, tem-se:

- **Inspeção inicial:** trata-se exclusivamente da medida de resistência de contacto realizada apenas numa fase do painel, sem qualquer tipo de operação de manutenção. Concretamente, pretende-se por amostragem caracterizar o estado das ligações, ou seja, do painel, antes de se efetuar a conservação do mesmo;

- **Inspecção final:** medida realizada a todos os pontos de ligações AT e de seccionadores, após conservação. Entenda-se por conservação a lubrificação de componentes dos equipamentos, limpeza das ligações AT.

Através da comparação dessas duas medidas é possível concluir qual foi o ganho da manutenção.

Deste modo, através do reflexo desta medição antes e após a intervenção, é de realçar que no caso concreto dos seccionadores, estes apresentam diversas junções, uniões, ligações e tranças, sendo zonas de contacto bastante propícias ao aparecimento desta resistência, o que torna pertinente a realização destes ensaios com regularidade.

Para realizar as medições de resistências de contacto, que tem valores na ordem do micro-ohm ($\mu\Omega$), recorre-se a um equipamento denominado micro-ohmímetro. Para esta ordem de grandeza, o micro-ohmímetro deve ser utilizado recorrendo ao método de medida a 4 cabos (método de Kelvin), sendo utilizados dois cabos para injeção de uma corrente de teste e os outros dois para medir a queda de tensão existente na área de contacto onde se pretende medir a resistência [22], como se demonstra na Figura 20.

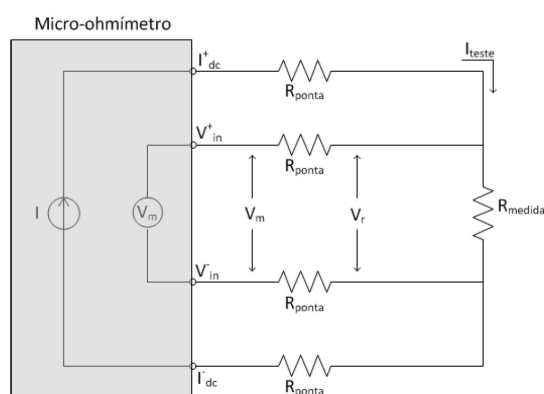


Figura 20 - Esquema representativo de um micro-ohmímetro

Como se pode verificar acima, neste método é utilizada uma fonte de corrente contínua, que injeta uma corrente de teste e um voltímetro que mede a queda de tensão aos terminais da resistência de contacto (V_R) que se pretende medir, sendo que os circuitos estão totalmente separados.

Neste caso, como a corrente necessária para medir a tensão é na ordem do pico-ampere (pA), então $V_m \approx V_R$, verificando-se assim que neste método a influência da resistência dos cabos pode ser desprezada e que o circuito da corrente de teste não influencia o circuito de medida. É por esta razão que se deve garantir o correto estado de conservação das pinças e dos cabos necessários à execução deste método.

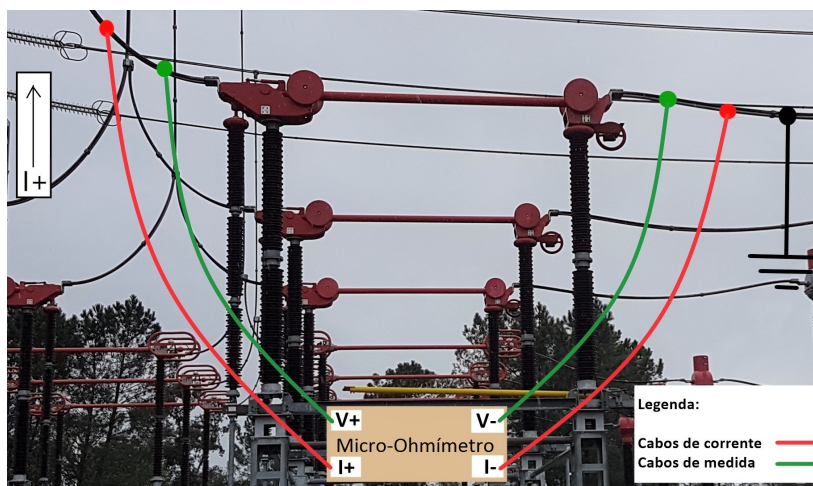


Figura 21 – Exemplo de colocação das pinças de tensão e corrente do micro-ohmímetro num SH

Para medições de resistência de contacto relativas a seccionadores, o capítulo 6.4.1 da norma IEC 62271-1, indica que se deve usar uma corrente de teste entre 50 A e a corrente nominal. Na REN, estabeleceu-se que para este tipo de ensaios deveria ser utilizada uma corrente de teste de 100 A, em corrente contínua, para se obter a resistência de contacto.

Desta forma, a REN, uniformizou com rigor os pontos de medida (nome e número) para as várias tipologias de seccionadores existentes no parque AT das instalações, conforme no Anexo A.

As medidas recolhidas pelo micro-ohmímetro, são registadas no relatório do PIE, de acordo com a seguinte figura, onde estão estipulados os valores de referência para cada medição.

Pontos de Medição	Designação	Valor de Referência [$\mu\Omega$]	Inspeção Inicial [$\mu\Omega$]			Inspeção Final [$\mu\Omega$]					
			Temperatura Ambiente: 23° C						Temperatura Ambiente: 30° C		
			Fase 0	Fase 4	Fase 8	Fase 0	Fase 4	Fase 8			
1	Barramento-Cabo	200		412		101	102	103			
2	Barrot-Cabo	120		350		90	91	92			
3	Barramento-T.Corrente	150		381		113	114	115			
4	Cabo-Cabo	50		30		28	28	28			
5	Cabo-T.Corrente	20		13		10	9	8			
6	Cabo-T.Corrente	20		10		8	9	8			
7	Barramento-Barrot	40		28		25	25	25			
8	Barramento-Barrot	40		27		24	24	24			

Figura 22 - Recolha de valores da resistência de contacto (adaptado de [22])

Esta normalização de recolha de dados possibilita de forma expedita que sejam analisados no futuro os valores médios registados por tipologia e famílias de seccionadores.

A medição da resistência de contacto evidencia ser um parâmetro preponderante na monitorização e avaliação do estado dos equipamentos em serviço nas instalações MAT e AT. Esta medição é parte integrante das estratégias de manutenção, que assentam numa lógica preventiva e de avaliação do estado dos equipamentos.

4.5.3.2 TEMPOS OPERACIONAIS DE FUNCIONAMENTO

Ainda no âmbito do relatório do PIE, devem ser realizadas três medições do tempo de funcionamento do motor na operação de abertura do seccionador e três medições do tempo de funcionamento do motor na operação de fecho do seccionador, sendo que o valor a apresentar é a média dessas três medições – ver Figura 23.

Tipicamente, o tempo operacional de funcionamento de um seccionador AIS andar­á entre os 5 e 20s. No caso de existirem discrepâncias no tempo superiores ao tempo de funcionamento inicial, este poderá ser influenciado por um atrito adicional associado a prisões mecânicas, sendo que no caso de serem períodos mais curtos poderá indicar grandes falhas, como quebra de componentes ou deformação nos braços, ou então resultado de uma boa manutenção [23].

4.5.3.3 MEDIÇÃO DO CONSUMO DO MOTOR

Em simultâneo com a recolha do tempo de funcionamento do motor e no âmbito da avaliação do estado do painel, são também registados os valores dos consumos dos motores para avaliação de atritos mecânicos nas partes móveis dos seccionadores [20].

De acordo com o descrito em [10], o binário de um motor é a medida da força de rotação exercida pelo motor sobre um eixo, variando com a velocidade e com a corrente nominal. A relação entre o binário e a corrente do motor é linear e diretamente proporcional.

O motor de corrente alternada, instalado no comando destes equipamentos, é responsável pelo movimento das componentes ativas efetuando a abertura ou fecho do seccionador.

Pela experiência adquirida ao longo de anos pela REN, verifica-se que, com o passar do tempo, os seccionadores que permanecem grande parte do tempo na mesma posição, isto é, não são recorrentemente manobrados, apresentam um acréscimo do consumo no motor, fruto de prisões mecânicas e envelhecimento de peças.

Por esta razão, é inserido no PIE, a verificação do consumo do motor, sendo realizada a medição antes e depois da manutenção do seccionador (medida prévia e medida final, respetivamente). É expectável que o esforço exigido pelo motor seja menor, e, portanto, a medição do consumo do motor diminua, sendo que os elementos de reenvio do movimento desde o motor até à componente ativa são limpos, lubrificados e afinados.

Fabricante	Tipo	Esquema Elétrico	Ano de Fabrico	Números de série dos polos			Tensão (CA/CC)	Accionamento	Resistências Aquecimento
				Fase 0	Fase 4	Fase 8			

Polo	Operação	Valor de Referência	Tempo [s]	Inspeção Inicial [mA]			Inspeção Final [mA]		
				Efetuar 3 operações					
				Linha 1	Linha 2	Linha 3	Linha 1	Linha 2	Linha 3
Fase 0	Fecho	1300							
	Abertura	1200							
Fase 4	Fecho	1300	10,45	1321	1322	1322	1280	1279	1281
	Abertura	1200	10,21	1221	1222	1223	1150	1151	1154
Fase 8	Fecho	1300							
	Abertura	1200							

Figura 23 - Exemplo valores registados de tempo de funcionamento e consumo do motor (adaptado de [22])

Tal como na medição do tempo operacional de funcionamento, de acordo com o PIE, devem ser realizadas três medições do consumo do motor na operação de abertura do seccionador e três medições do consumo do motor na operação de fecho do seccionador, sendo que o valor a apresentar é a média dessas três medições.

4.5.3.4 BINÁRIO DE MANOBRA DE SECCIONADORES

O binário de manobra de seccionadores está diretamente relacionado com o esforço exercido pelo motor até vencer ponto morto. Para isso, efetua-se o desacoplamento do comando ao reenvio de transmissão, onde deverá ser aplicada uma balança dinamométrica, que mede o binário de manobra do seccionador.

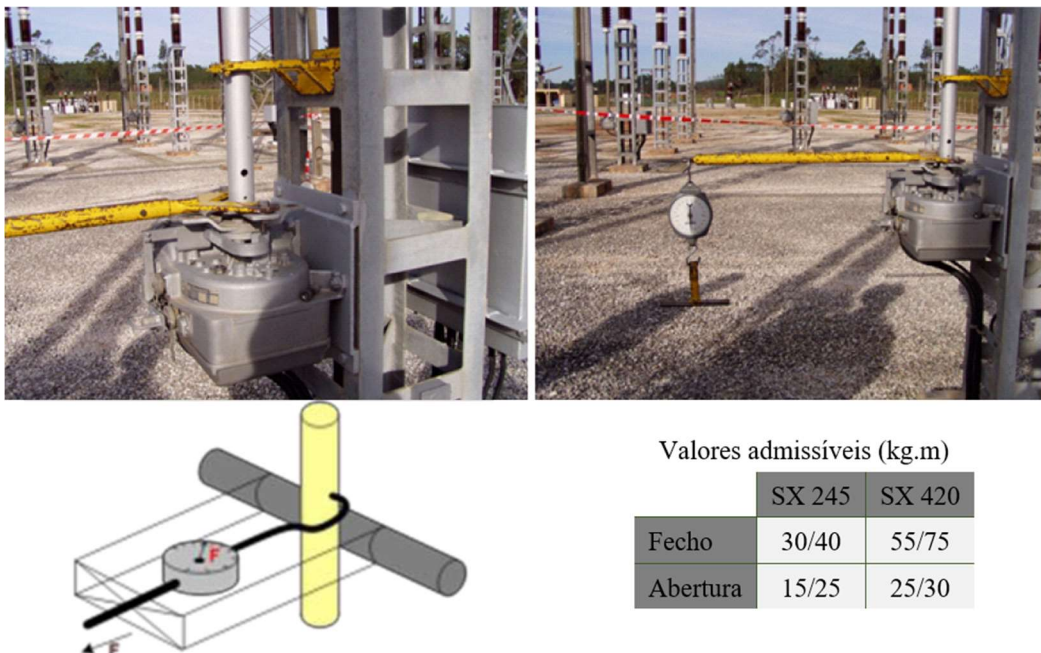


Figura 24 - Montagem de balança dinamométrica e valores de referência do binário [24][23]

Essa medição deve ser realizada na abertura manual do pólo do seccionador e de igual forma no fecho do pólo do seccionador.

Após ser realizada esta medição, os acessórios de medida são desmontados e é de novo acoplado o comando ao reenvio do seccionador.

4.6 FATORES DE ENVELHECIMENTO DOS COMPONENTES DO SECCIONADOR

Existem diversos processos de envelhecimento para SECC e ST, sendo por vezes coincidentes e reincidentes com tempo. De tal forma, torna-se difícil encontrar um único processo que descreva o comportamento de envelhecimento nestes equipamentos. O processo de envelhecimento pode ser de igual forma aplicado a todo o conjunto ou somente a um determinado constituinte.

De acordo com o *Working Group A3.29 – Cigré* [14], assume-se que a fadiga dos componentes é desencadeada numa fase inicial por uma falha menor (FME), seguida de uma falha maior (FMA). Na REN, face ao reduzido número de avarias registadas na população total de ativos na rede, verifica-se que as avarias nem sempre são desencadeadas por uma FME procedida de FMA, não acompanhando essa tendência apurada internacionalmente. Apenas se pode concluir que este facto apenas se verifica em casos pontuais. Esta classificação dos modos de avaria pode ser analisada com mais detalhe no capítulo 4.7, onde se relaciona o modo de falha com o componente responsável pela avaria.

4.6.1 PROCESSO DE DEGRADAÇÃO ELÉTRICO

No âmbito do processo de degradação elétrico, o aumento da resistência de contacto, o desgaste elétrico e a perda de rigidez dielétrica são os aspetos que mais contribuem para o envelhecimento dos equipamentos.

No caso particular do aumento da resistência de contacto, este é potenciado pela deterioração da camada de prata de proteção dos contactos ativos (devido ao elevado número de operações), pelo desgaste do componente lubrificante aplicado nas partes móveis (sendo que pode originar uma superfície áspera, resultado da abrasão aquando da manutenção das partes ativas), pelo desaparecimento de massa de contacto aplicada e ainda, pelo meio envolvente corrosivo - aparecimento de uma fina camada orgânica [14].

O desgaste elétrico associado às partes ativas e com maior incidência nos seccionadores de barramento, é causado por pequenas correntes capacitivas durante a manobra de abertura ou fecho, originando o aparecimento de um arco elétrico. A degradação dos contactos (deterioração da camada de prata, desaparecimento do material lubrificante), poderá originar o aparecimento de pontos quentes indesejáveis ao correto funcionamento do equipamento. De modo a apaziguar este fenómeno

de degradação elétrica, são acoplados à componente ativa os DTB's, como referido anteriormente no capítulo 3.5.3.

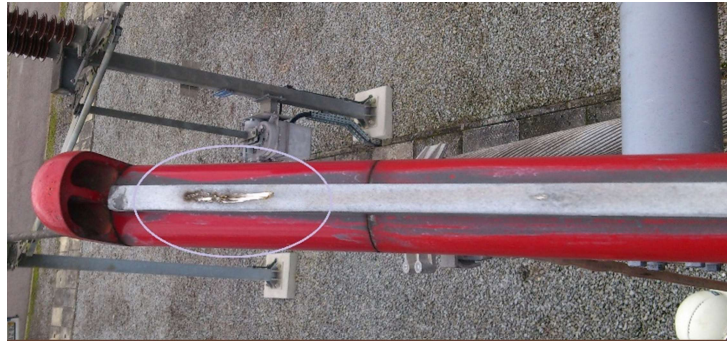


Figura 25 - Influência das correntes capacitivas nos contactos por comutação de barras

Por outro lado, a perda da rigidez dielétrica intensifica o processo de degradação, sendo causado pelo aumento do nível de poluição nas instalações e pela presença de oxidação nas colunas de isoladores, gerando condições de contornamento pelas colunas.

4.6.2 PROCESSO DE DEGRADAÇÃO MECÂNICO

O processo de degradação mecânica relaciona-se com o nível de desgaste das peças mecânicas, dos quais se identifica:

- Desgaste por corrosão, abrasão, adesão, atrito e cavitação;
- Desgaste por fadiga de contacto;
- Relaxamento ou afrouxamento de parafusos de aperto: diminuição do esforço mecânico com o passar do tempo na mesma posição (binário de aperto), deformação do material sob tensão, desaperto de parafusos por vibrações mecânicas.

O aumento da resistência de contacto como é descrito em detalhe no capítulo 4.5.3.1, está diretamente relacionado com o processo de degradação mecânica, através do desgaste das peças por processos como abrasão, contacto, atrito e, em alguns casos, por cavitação.

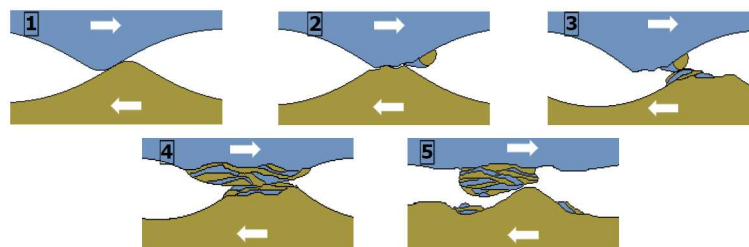


Figura 26 - Processo de desgaste de contacto [23]

O desgaste de contacto progride com a fricção entre duas peças, e, conseqüente transferência das micropartículas constituintes dos materiais (Figura 26). O desgaste abrasivo progride com a eliminação de atrito entre superfícies e diminui com a dureza do material. A corrosão, resulta do envelhecimento das peças onde se forma uma fina camada de óxido de ferro, dando origem à corrosão galvânica de contacto.

4.6.3 PROCESSO DE DEGRADAÇÃO AMBIENTAL

Em relação à deterioração ambiental fala-se de aspetos como a corrosão, a perda de lubrificantes, de massa de contacto e a presença de humidade, como descrito na seguinte tabela.

Tabela 8 - Intervenientes no processo de degradação ambiental

Influenciadores de degradação ambiental	
Corrosão	O óxido de ferro formado pela corrosão diminui as propriedades mecânicas e elétricas e faz com que o componente se deteriore.
Falta de lubrificante ou falta de massa de contacto	Os lubrificantes, utilizados nas zonas de contactos mecânicos, perdem as suas propriedades com o envelhecimento, justificado por: <ul style="list-style-type: none"> ▪ Natureza mecânica: devido ao movimento, este componente pode-se dispensar nas áreas circundantes; ▪ Natureza elétrica: pode deteriorar-se com a presença constante de arco elétrico na comutação; ▪ Natureza ambiental: precipitação, ambientes salinos ou argilosos, são fatores que influenciam as propriedades deste componente.
Humidade	A entrada de água, como chuva, na componente de comando, devido à má vedação, leva à oxidação de componentes elétricos. Por outro lado, na componente mecânica e ativa, a presença de água em espaços vazios pode resultar na sua congelação e conseqüentes falhas.

Desta forma, através do resultado destes processos de degradação, os equipamentos ao fim de algum tempo em funcionamento, podem apresentar alguns destes sintomas motivado pelo desgaste e envelhecimento de peças. Estes sintomas de degradação podem ser diferenciados consoante o modo de falha.

4.7 MODOS DE FALHA

De acordo o estudo realizado pela *Cigré* e divulgado no documento “*Final Report of the 2004 – 2007 International Enquiry on Reliability of High Voltage Equipment; Part 3 – Disconnectors and Earthing Switches*”[25], é fundamentada, com dados recolhidos através do inquérito internacional, a importância da fiabilidade na aparelhagem de alta tensão (no caso concreto de seccionadores),

sendo um assunto crucial e em crescente melhoria, imperativo para a garantia de fiabilidade dos sistemas elétricos. Desta forma, torna-se relevante uma abordagem esclarecedora quanto à frequência e ao modo de falha destes equipamentos, estimulado diretamente pelo seu modo de funcionamento e o ciclo de vida útil.

Tendo em vista esta parametrização internacional relativa aos modos de falha, analisou-se a abordagem aos equipamentos da REN, nomeadamente no que diz respeito aos seccionadores.

Com base no sistema SAP (*Systems Applications and Products in Data Processing*), verificou-se que, aquando de uma avaria num dos equipamentos no parque, é criada uma “Nota de Avaria” associada a essa anomalia. O técnico responsável pela instalação preenche os campos, inserindo dados como por exemplo o número do equipamento, o local da instalação, a data de início e fim da avaria, texto descritivo da ocorrência, entre outros.

Pela análise desse campo de texto descritivo, verificou-se que existem conceitos díspares que descrevem a mesma avaria, o que incentivou a que fosse realizada uma uniformização de critérios descritivos pela lista de avarias retiradas do SAP.

Relativamente ao modo de falha, este é definido de acordo com a função atribuída ao equipamento. Em conformidade com o IEC 62271-1, o modo de falha de um equipamento é classificado como [26]:

- 1. Falha Maior (FMA):** Falha do equipamento de manobra e/ou sistema de comando, que resulta imediatamente na interrupção de uma ou mais funções fundamentais, levando à alteração das condições normais de funcionamento (indisponibilidade do equipamento).
- 2. Falha Menor (FME):** Falha de algum elemento constituinte ou um conjunto de elementos, que não resultem numa falha maior, ou seja, não causem perturbações no correto funcionamento do sistema.
- 3. Defeito (DEF):** Imperfeição de um elemento que pode resultar numa ou mais falhas do próprio elemento e, conseqüentemente, de todo o meio envolvente.

Desta forma, a partir da classificação referida, é possível inferir sobre a importância da falha e uniformizar os critérios de intervenção e compreensão, atenuando a probabilidade de ocorrência de novas falhas semelhantes.

4.8 DEFINIÇÃO DO CICLO DE VIDA

Do ponto de vista da gestão de ativos, abordada no capítulo 2, durante o ciclo de vida, os eventos causados por incidentes, acidentes ou falhas, aceleram de certa forma o final da vida útil de um ativo, reduzindo a expectativa de vida ou o tempo remanescente de utilização do ativo em condições normais de funcionamento [8].

Resultado de vários debates entre TSO sobre fatores que influenciam a vida útil dos equipamentos de alta tensão, de acordo com a *Cigré*, o ciclo de vida de um equipamento de alta tensão não pode ser generalizado a todas as tecnologias e /ou fabricantes [23]. No entanto, os TSO como é o caso da REN, são incentivados a que seja realizada uma abordagem mais detalhada que permita prever a vida útil de um equipamento numa instalação.

Assim sendo, verifica-se pela Figura 27 que a condição do equipamento varia em função do tempo em serviço de um ativo à medida que este envelhece, sem sofrer nenhuma intervenção de manutenção.

Através de um conhecimento adquirido a longo prazo e através da experiência em serviço de seccionadores, verifica-se que o ciclo de vida útil pode ser prolongado se for corretamente monitorizado, tendo em conta a periodicidade e o tipo de intervenção – ver Figura 27.

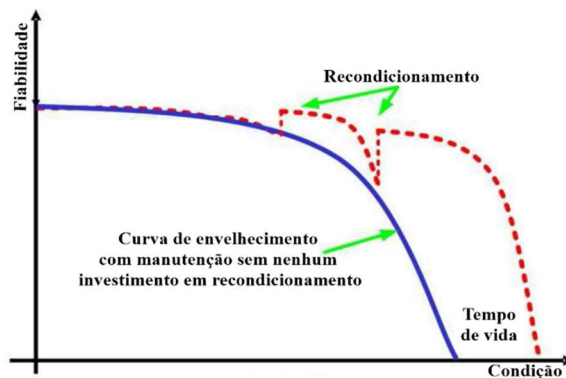


Figura 27 - Possível impacto da manutenção no ciclo de vida útil [23]

Pela análise da Figura 28, é possível verificar que os seccionadores em serviço nas instalações da REN tem maioritariamente entre 7 e 16 anos. Como tal, reflexo dessa análise, verifica-se que atualmente a média de idades dos seccionadores é de 17 anos.

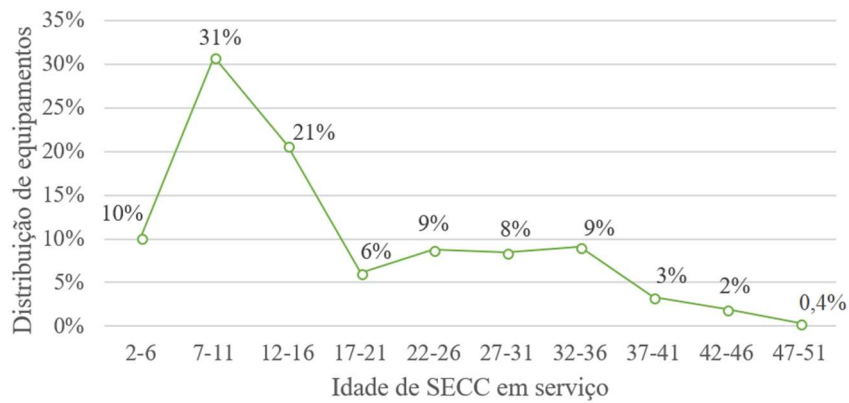


Figura 28 - Distribuição de idades na população de seccionadores em serviço na REN

Perante a estratégia de manutenção praticada na REN, pode-se concluir que o valor esperado para o ciclo de vida útil de um seccionador rondará em média 30 anos.

4.9 CONCLUSÃO

Neste capítulo foram apresentadas as principais características e tecnologias, direcionadas unicamente aos equipamentos seccionadores de alta e muito alta tensão. Face a essa caracterização, foi proposta uma abordagem modular por componente ativa, mecânica e de comando, agrupando os constituintes comuns a todas as tecnologias.

Do mesmo modo foram abordados os planos de inspeção e ensaios, utilizados para a avaliação do estado do ativo, bem como os fatores de envelhecimento e degradação verificados ao longo do ciclo de vida útil. Esses fatores de envelhecimento poderão contribuir para a falha dos seccionadores, sendo que essas falhas são classificadas quanto ao impacto que causam no sistema. Ainda neste âmbito foi definido o ciclo de vida útil destes equipamentos.

Estes conceitos, servem de base para uma análise profunda dos seccionadores utilizados nas instalações da REN, abordado nos capítulos seguintes.

5. ANÁLISE ESTATÍSTICA DA POPULAÇÃO DE SECCIONADORES

5.1 INTRODUÇÃO

No âmbito da gestão de ativos aplicada a seccionadores de corrente alternada, inicialmente é importante conhecer o estado da população de ativos na rede, relativamente a instalações *AIS*, como referido anteriormente. Para tal, neste capítulo é realizada uma caracterização detalhada da população de seccionadores, diferenciando-os por nível de tensão, idade, família e tipologia, por fabricantes, entre outros.

5.2 CARATERIZAÇÃO DA POPULAÇÃO

Analisando dos dados inseridos em SAP, onde se encontram todos os equipamentos da REN, é atribuído aos seccionadores o tipo de objeto ES050. Resultado dessa consulta da base de dados sobre os seccionadores, constatou-se a existência de alguns campos sem preenchimento e/ou incoerências, o que dificultou na categorização e tratamento dos equipamentos por nível de tensão, famílias, tipologia, localização, entre outros.

Começou-se, primeiramente, por analisar quais os campos de recolha de informação que permitiam essa categorização e procedeu-se dessa forma para todos os equipamentos.

De entre esse tipo de objeto (apenas seccionadores), foi preciso excluir todos os seccionadores referentes a instalações GIS – do termo inglês *gas insulated switchgear* – não abrangidos neste estudo. Apenas foram analisados os equipamentos relativos a instalações AIS.

Pela análise da base de dados, constatou-se que os seccionadores estão discriminados sob uma nomenclatura trifásica, isto é, o número do equipamento atribuído em SAP representa na realidade três seccionadores com iguais características, diferenciados pelo seu número de série e representado as três fases dos circuitos. No caso de os seccionadores de terra se encontrarem acoplados a seccionadores de isolamento, a extrapolação é realizada com base na razão 1:6, isto é, de acordo com tipologia do equipamento, verificou-se que um número de equipamento atribuído nestes casos, representar seis seccionadores, sendo três de seccionadores de isolamento e três seccionadores de terra. Por esta razão, a contagem do número de seccionadores não é uma contagem direta, pelo que ao longo deste capítulo são apresentados valores percentuais que refletem essa análise estatística.

Do mesmo modo, surgiu a necessidade de colmatar campos não preenchidos, que através de uma extrapolação de dados por local de instalação, painéis vizinhos ou famílias e tipologia, foi possível contabilizar esses equipamentos.

Após essa análise, de um total **19 725 seccionadores** existentes na base de dados da REN, **72%** desses equipamentos encontram-se em serviço (SERV) nas instalações da REN, como se pode confirmar pela Figura 29, estando os restantes fora de serviço (FSER) e guardados em armazém.

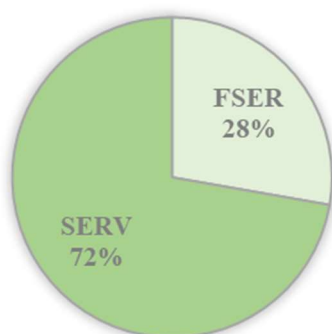


Figura 29 - Estado de funcionamento dos seccionadores na REN

A partir desses dados existentes, foram inicialmente agrupados todos os seccionadores por tipologia, independentemente do nível de tensão, fabricante, idade e famílias de seccionadores, sendo que se dividem em:

- Seccionadores Verticais (SV);
- Seccionadores Horizontais (SH);
- Seccionadores Pantógrafos (SX);
- Seccionadores Semi-Pantógrafos (SP);
- Seccionadores de Terra (ST);
- Armazém: são seccionadores que estão FSER nos parques de AT, podendo estes ser equipamentos abatidos, para abate, avariados ou ainda equipamentos prontos a ser utilizados, no caso de serem novos ou recuperados.

Assim constatou-se pela análise da Figura 30 que, nas subestações da REN, os seccionadores encontram-se repartidos por nível tensão, sendo que 28,2% do total de seccionadores de isolamento (SECC) encontram-se em subestações de 60 kV e, por conseguinte, a maior percentagem de ST encontra-se também nesse nível de tensão (9,8%). Este facto verifica-se pela existência de um maior número de painéis de 60 kV que interligam com a rede de distribuição, e, por conseguinte, se refletir no número de equipamentos associados.



Figura 30 - Distribuição percentual de seccionadores por nível de tensão e tecnologia (SECC: inclui SP, SX, SV, SH)

Em contrapartida, os SECC de 150 kV são os que existem em menor quantidade, apresentando-se ser o nível de tensão com menor expressão de exploração com o tempo e, dessa forma, menor número de equipamentos associados.



Figura 31 – Distribuição percentual do ano de entrada em serviço vs. tipologia de funcionamento

Pela análise da Figura 31, pode-se afirmar que a maioria dos seccionadores estão em serviço nas instalações desde de 1996, sendo que usualmente os equipamentos mais antigos são objeto de remodelações em certos componentes, mantendo-se em boas condições de funcionamento. É expectável que este cenário se altere significativamente com o tempo, sendo que os equipamentos antigos, tendem a ser substituídos por equipamentos novos, pelo facto de apresentarem uma idade avançada.

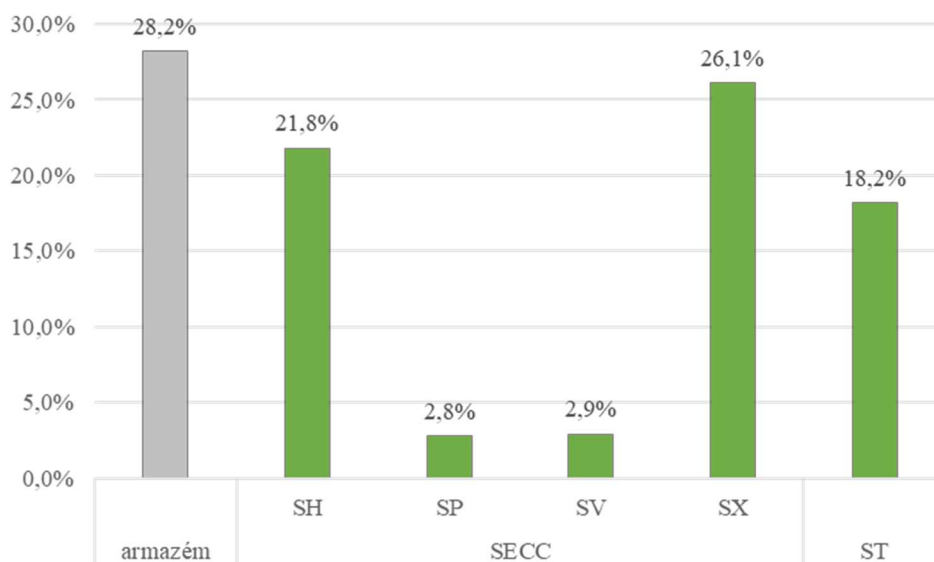


Figura 32 - Distribuição percentual das diferentes tipologias de seccionadores na REN

Pela análise da Figura 32, verifica-se que a maior percentagem de seccionadores na REN são do tipo SX, sendo procedida dos SH e ST em menor proporção. Esta proporção reflete-se pelo facto de os seccionadores pantógrafos serem utilizados na interligação com barramentos, sendo que por

instalação usualmente se encontra um sistema de três barramentos, aumentando-se significativamente o número de seccionadores pantógrafos. No entanto esta não é uma característica comum a todas as instalações. Verifica-se ainda, que existe uma grande percentagem de equipamentos em armazém, representando cerca de 28% do total de equipamentos. Os equipamentos em armazém são explicados pela existência de diferentes tipologias de seccionadores em reserva. São equipamentos em boas condições de funcionamento, para rotação com seccionadores que se encontram instalados nos painéis e que necessitam de ser intervencionados ou que, sofreram alguma avaria e, desta forma, minimizando a indisponibilidade dos painéis. Em armazém encontram-se também seccionadores que apesar de obsoletos, ainda não foram abatidos.

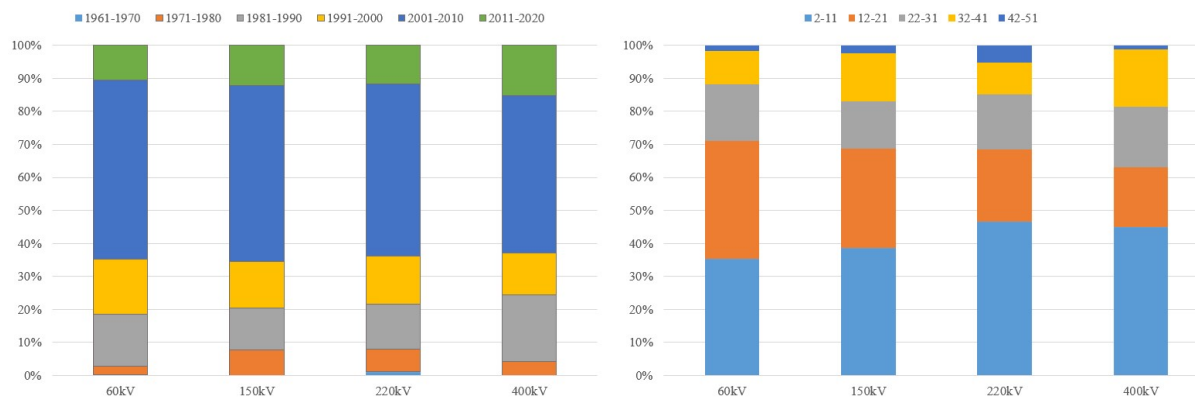


Figura 33 - Distribuição por nível de tensão vs. ano de entrada em serviço (à esquerda) e por nível de tensão vs. idade em anos (à direita)

Analisando a Figura 33, pode-se aferir que, em todos os níveis de tensão, os seccionadores maioritariamente entraram em serviço entre 2001 e 2010, resultado da expansão da rede MAT e AT. De uma forma geral, os seccionadores apresentam atualmente idade até aos 20 anos, sendo o reflexo do forte crescimento das instalações da REN nesse período, perfazendo que a maioria dos equipamentos necessitem de manutenção futura, à medida que se aproximam do fim do ciclo de vida expectável para estes equipamentos.

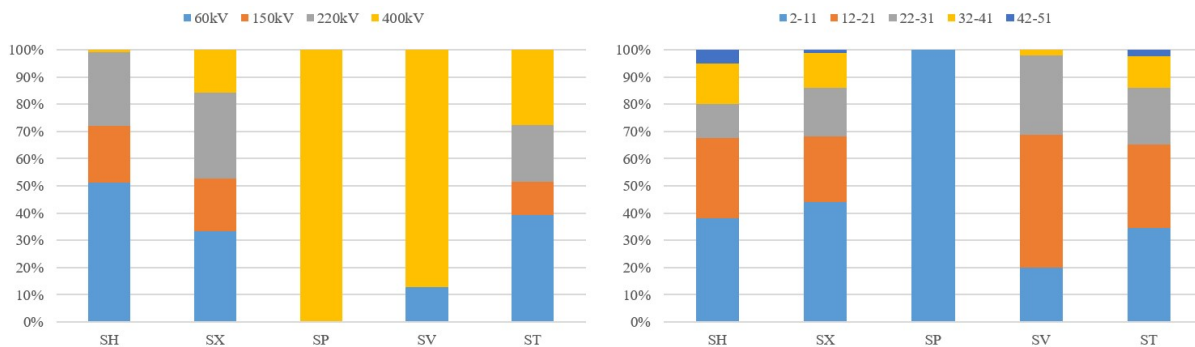


Figura 34 – Distribuição por tipologia vs. nível de tensão (à esquerda) e por tipologia vs. idade em anos (à direita)

Conforme a Figura 34, verifica-se que a tecnologia de seccionadores semi-pantógrafos apenas é instalada em subestações de 400 kV, tal como a tecnologia dos seccionadores verticais, que devido às suas características de isolamento se tornam as tecnologias mais usuais. Pode-se também verificar que os SP apresentam idades compreendidas entre os 2-11 anos, devido à expansão das instalações de 400 kV.

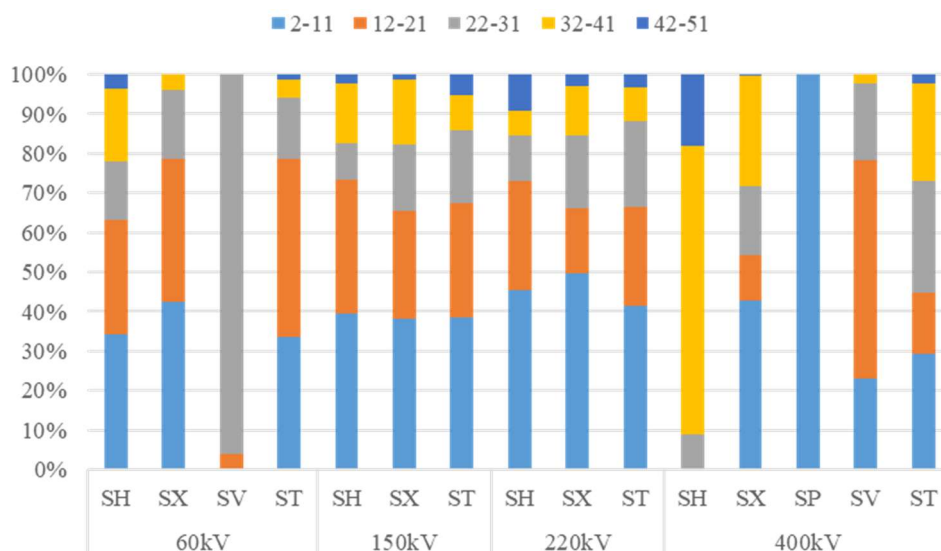


Figura 35 – Distribuição percentual do nível de tensão por tipologia vs. idade (em anos)

Por outro lado, pode-se concluir pela Figura 35, que os seccionadores mais antigos na rede (com idade compreendida entre os 42-51 anos) encontram-se em reduzido número, verificando-se que ao nível dos 400 kV todos seccionadores horizontais em serviço têm mais de 22 anos.

Face à população das diversas tecnologias de seccionadores, verificou-se a existência da mesma tecnologia por diferentes fabricantes, levando a que também fosse pertinente a caracterização da população de ativos por fabricante.

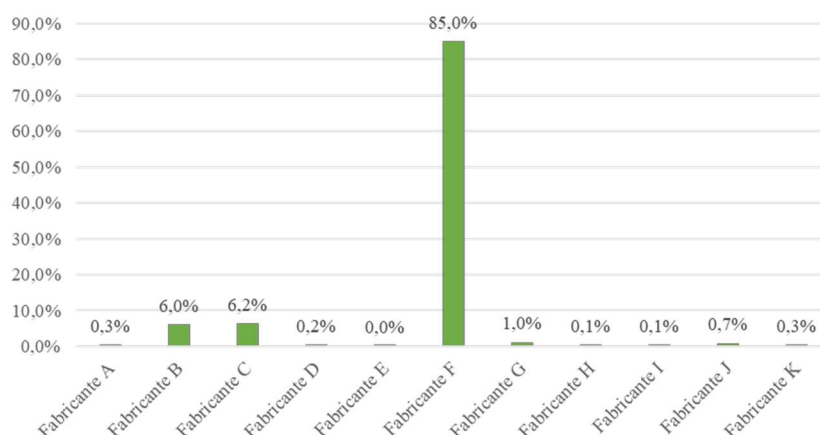


Figura 36 - Distribuição percentual de seccionadores por fabricante

Desta forma, de um total de 11 fabricantes de seccionadores, foram denominados nesta análise por fabricante A até fabricante K, como se pode ver na Figura 36. Atualmente, os seccionadores fornecidos pelo fabricante F são os que se encontram em maior número, seguido do fabricante B e C.

5.3 CONCLUSÃO

Com base no tratamento de dados necessário para a caracterização da população de ativos, verificou-se a existência de campos com registos omissos ou campos não preenchidos originando ligeiras adaptações (pressupostos). Contudo, através dos dados inseridos em SAP foi possível realizar uma análise estatística da população de seccionadores na REN, permitindo aferir qual a dispersão destes equipamentos por nível de tensão, idade, tipologia, fabricante, entre outros.

Assim, este tratamento e análise estatística de dados serão a base de cálculo no indicador do estado do ativo, descrito em detalhe no capítulo 7.

6. ANÁLISE E TRATAMENTO DAS AVARIAS

6.1 INTRODUÇÃO

De acordo com os estudos realizados anteriormente na REN, no que diz respeito à análise de desempenho de seccionadores, limita-se exclusivamente à análise da taxa de avarias, sendo o único *Key Performance Indicator* (KPI) utilizado. Este indicador é global e não discrimina as ocorrências verificadas e custos incorridos em subestações, devendo para isso ser tratada a informação recolhida da Tabela 4, referente às variáveis de estado do equipamento.

6.2 CARATERIZAÇÃO DAS AVARIAS

De uma forma geral, as subestações e os respetivos equipamentos e sistemas aí instalados, registaram em 2017 um comportamento favorável no seu desempenho em serviço [27]. No entanto, no caso concreto dos seccionadores, o número de avarias registado até à data tem vindo a aumentar, como se verifica pela Figura 37, o que tornou pertinente a realização de uma análise aprofundada das avarias, identificando o componente da avaria, o modo de falha e o componente responsável pela avaria, procurando encontrar possíveis soluções para este problema.

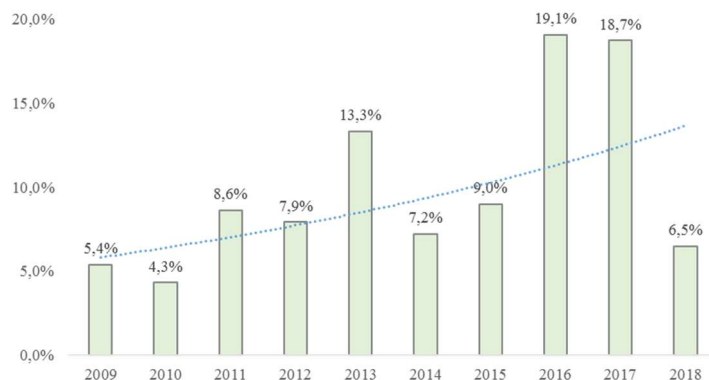


Figura 37 - Distribuição do número de avarias registadas desde 2009

Assim, tendo por base o documento publicado em 2012 pela *Cigré* [25] e a lista de avarias relativas aos seccionadores nas instalações MAT e AT, procedeu-se à criação de um documento de categorização das avarias, pretendendo abranger todas as avarias que poderão suceder em seccionadores.

Numa fase inicial deste estudo, começou-se por analisar quais as possíveis avarias (apuradas internacionalmente numa amostra significativa de TSO) e adaptaram-se a uma realidade próxima dos equipamentos seccionadores presentes nas instalações REN, discriminadas por componente ativa, componente de mecânica e componente de comando.

Tabela 9 - Número de avarias registadas na REN em seccionadores AIS, na componente ativa

Componente responsável pela avaria	Modo de Falha			Número de Ocorrências	
	FMA	FME	DEF	SECC+ST	
Não opera com ordem do comando	Não fecha com ordem do comando	x		2	
	Não abre com ordem do comando	x		0	
Opera sem ordem do comando	Fecha sem ordem do comando	x		0	
	Abre sem ordem do comando	x		0	
Avaria Elétrica	Defeito à terra na posição de fechado	x		2	
	Defeito à terra durante a operação de fecho	x		0	
	Defeito à terra na posição de aberto	x		0	
	Defeito à terra durante a operação de abertura	x		0	
	Defeito entre pólos na posição de fechado	x		0	
	Defeito entre pólos durante a operação de fecho	x		0	
	Defeito entre pólos na posição de aberto	x		0	
	Defeito entre pólos durante a operação de abertura	x		0	
	Defeito através de um pólo durante a operação de fecho	x		0	
	Defeito através de um pólo na posição de aberto	x		0	
	Defeito através de um pólo durante a operação de abertura	x		0	
	Caminho percorrido pela corrente ¹	Contactos (barrô, barrinhas, trapézio, DTB)		x	102
		Cabeças (macho, fêmea)		x	5
Ligações (tranças, ligadores, bimetálicos)			x	5	
Perda da integridade das partes ativas (não há corte da alimentação no final do movimento)	x			0	
Bloqueio da posição de aberto ou fechado (alarme acionado por sistema de controlo)	x	x		0	
Alteração das características funcionais mecânicas (afinação na anilha)		x		10	
Alteração das características funcionais elétricos ²			x	0	
Outros	x	x		0	
Total de avarias na componente ativa	-	-	-	126	

¹ Inclui pontos quentes resultantes de ensaios de termográficos

² Inclui resistência de contacto

A Tabela 9, resulta de uma análise ponderada de possíveis avarias que poderão estar associadas à componente ativa dos seccionadores, sendo ainda discriminado qual o modo de falha que essa avaria acarreta nas instalações.

Foi realizado de igual forma uma lista de possíveis avarias e modo de falha associadas à componente mecânica, representada na Tabela 10.

Tabela 10 - Número de avarias registadas na REN em seccionadores AIS, na componente mecânica

Componente responsável pela avaria				Modo de Falha			Número de Ocorrências
				FMA	FME	DEF	SECC+ST
Inibição da manobra (prisão mecânica)				x	x		0
Acionamento	Componente à tensão de serviço/nominal	Defeito à terra	Coluna rotativa		x		0
			Coluna de isolamento		x		2
	Cadeia cinemática (elementos de transmissão mecânica)			x	x	x	29
	Corrosão nos isoladores (chumaceiras)					x	1
	Biela/alavanca ³				x		3
Outros			x	x		1	
Perda da integridade mecânica (danos mecânicos em diferentes partes como isoladores, parafusos, reenvio)				x	x	x	6
Total de avarias na componente mecânica							42

³ em equipamentos com acionamento tripolar

Por último, foi do mesmo modo desenvolvida um lista de possíveis avarias para a componente de comando dos seccionadores, representada na Tabela 11.

Tabela 11 - Número de avarias registadas na REN em seccionadores AIS, na componente de comando

Componente responsável pela avaria		Modo de Falha			Número de Ocorrências
		FMA	FME	DEF	SECC+ST
Acionamento Motorizado	Motores	x			11
	Transmissão mecânica (correia, corrente)		x		6
	Fuga de óleo no mecanismo de operação (reductor)		x		1
Acionamento Corrente Alternada	Contactador	x	x		3
	Relés			x	4
	Resistência de aquecimento			x	2
	Termostato			x	0
	Disjuntor magnetotérmico ⁴	x	x		9
	Cabos e bornes	x	x		23
Acionamento Corrente Contínua	Circuitos de controlo remoto e à distância ⁵	x	x		4
	Alteração das características funcionais de sistemas de controlo ou auxiliares		x	x	0
	Interruptores Auxiliares	x		x	69
Outros ⁶				x	17
Total de avarias na componente elétrica		-	-	-	149

⁴ Inclui fusível

⁵ Inclui comutadores

⁶ Inclui humidade, corrosão e envelhecimento

De uma forma geral, cada avaria registada nas instalações relativa a seccionadores foi diferenciada consoante a componente da avaria, o modo de falha e, consoante o componente específico da avaria, como se pode ver esquematicamente na figura abaixo.



Figura 38 - Critérios classificativos de uma avaria

Desta abordagem classificativa de avarias, resultou os dados apresentados na Tabela 12.

Tabela 12 - Total de avarias registadas na REN em seccionadores AIS

Componente da avaria	Número de Ocorrências
	SECC+ST
Componente ativa	126
Componente mecânica	42
Comando	149
Outros	0
Total	317

Pela análise de **317 avarias** ocorridas entre 2009 e 2018, onde se observou 149 avarias (47%) na componente de comando, 126 avarias (40%) na componente ativa e 42 avarias (13%) na componente mecânica. Do mesmo modo, permitiu concluir que 28% dessas avarias são falhas maiores (FMA), 30% falhas menores (FME) e 42% são defeitos (DEF).

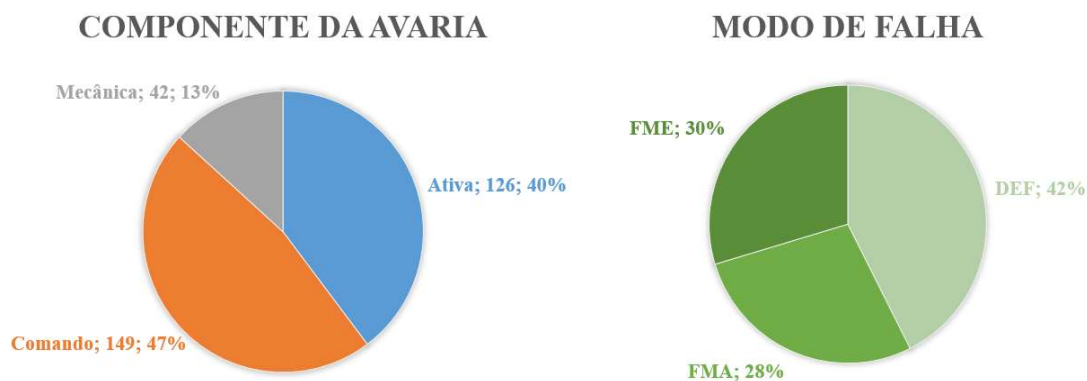


Figura 39 - Distribuição percentual das avarias por componente da avaria e por modo de falha.

Através da Figura 40, consegue-se ter a perceção de como se distribuíram as avarias mediante a componente do seccionador afetada, permitindo afirmar que a zona de contactos eléctricos, os interruptores auxiliares e a cadeia cinemática são os elementos responsáveis pelas anomalias detetadas.

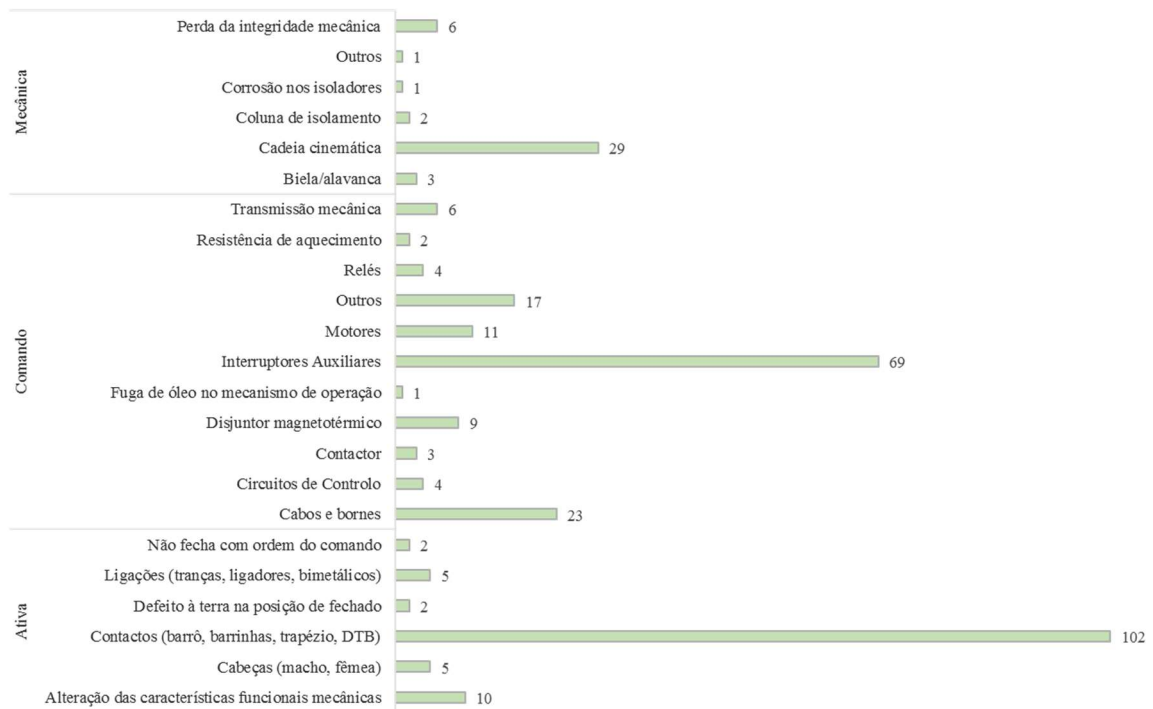


Figura 40 - Distribuição das avarias por componente responsável pela avaria

No que diz respeito à componente de comando, o principal elemento responsável pela ocorrência de anomalias são os interruptores auxiliares, seguido de mau contacto entre cabos e bornes.

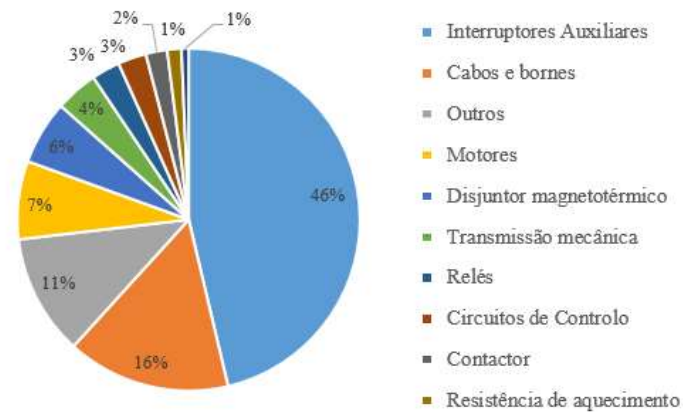


Figura 41 - Distribuição percentual das avarias na componente de comando

Relativamente à componente ativa, a zona de contactos é a que apresenta mais anomalias (barretes, barrôs, trapézios ou DTB's) associadas a pontos quentes, seguido da alteração das características funcionais mecânicas (desalinhamento dos braços).



Figura 42 - Distribuição percentual das avarias na componente de ativa

Por fim, na componente mecânica, prevalecem as irregularidades relacionadas com a cadeia cinemática, seguida da perda da integridade mecânica e problemas na biela e alavanca.

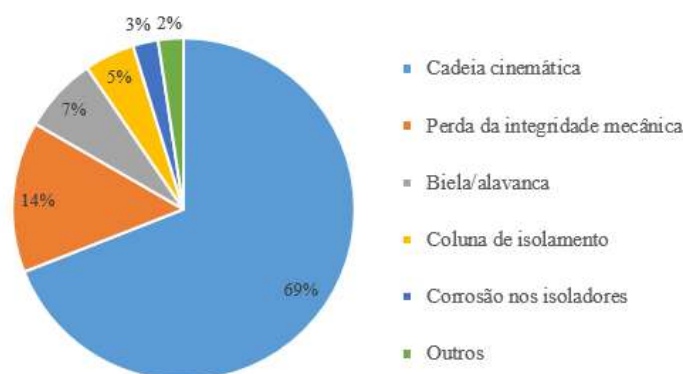


Figura 43 - Distribuição percentual das avarias na componente de mecânica

Com esta abordagem, foi possível relacionar as avarias registadas com a população de seccionadores categorizados por tipologia e nível de tensão, possibilitando, pela análise da Figura 44, inferir que as avarias ocorreram maioritariamente em seccionadores pantógrafos e em seccionadores de instalações de 60 kV. Em contrapartida, os seccionadores semi-pantógrafos e os seccionadores de 150 kV são os que apresentaram menos avarias neste período. No caso dos SP constatou-se no capítulo 5 que se trata da tecnologia com menor número de seccionadores nas instalações da REN, refletindo-se naturalmente num menor número de ocorrência de avarias. Da mesma forma, verificou-se que as instalações de 150 kV são as que se apresentam em menor quantidade e, por conseguinte, menor número de seccionadores associados.

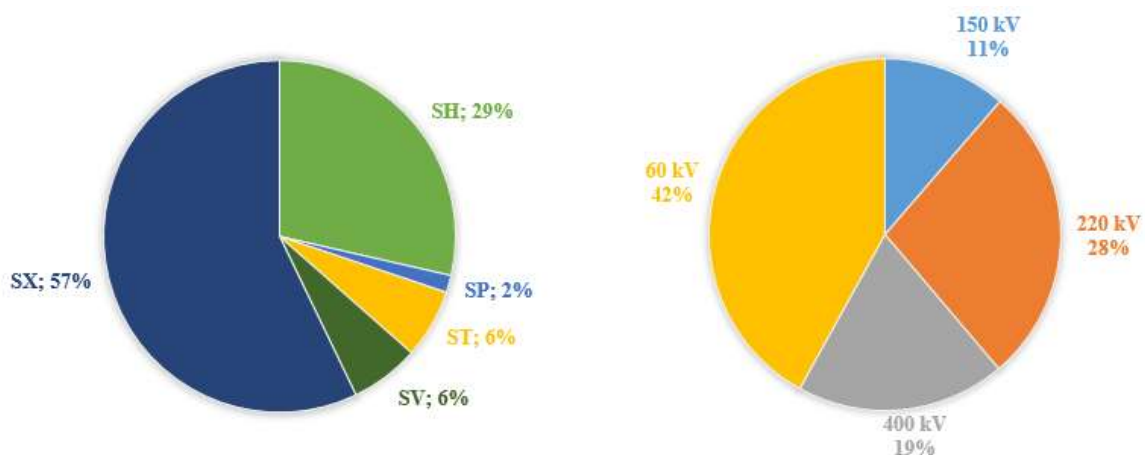


Figura 44 - Distribuição percentual das avarias por nível de tensão e tipologia de seccionadores

Com essa correlação de dados, foi possível verificar qual a distribuição das avarias por componente da avaria face a tipologia do seccionador (Figura 45). Desta forma, conclui-se que os seccionadores pantógrafos são o maior contributo no registo de avarias, sendo a tipologia que apresenta mais problemas associados à componente ativa. Tal facto deve-se à necessidade da frequente de mudança de barramentos, sendo que essa interligação é realizada pelas manobras dos seccionadores pantógrafos, o que leva a um maior desgaste dos contactos eléctricos na componente ativa, resultando numa nota de avaria. Contrariamente ao sucedido nos SX, em todas as outras tipologias de seccionadores, o comando é a componente que mais avarias apresenta, devido ao facto de um menor número de operações nos seccionadores horizontais, verticais, de terra e semi-pantógrafos.

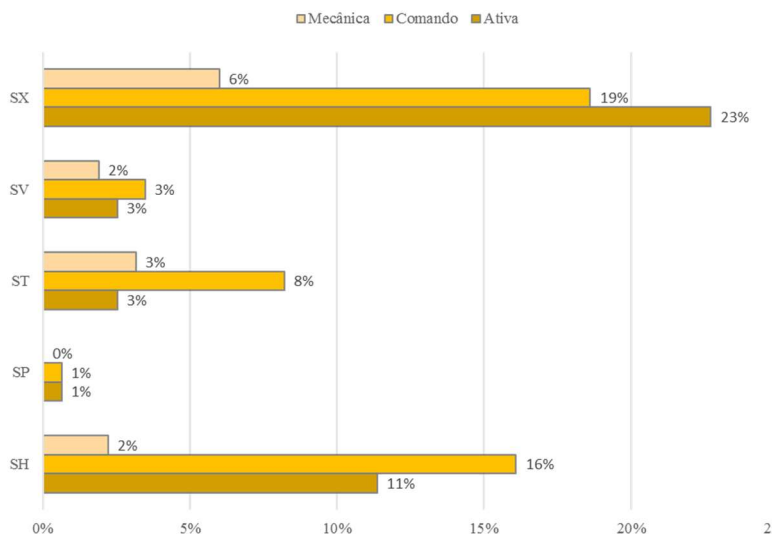


Figura 45 - Distribuição percentual das avarias por componente da avaria e por tipologia

Em suma, pelo resultado desta análise, discriminam-se todas as avarias registadas em SAP, o que permitiu ter uma perceção quantitativa dos principais elementos responsáveis pelo crescente número de avarias. Ainda neste âmbito, de forma a colmatar a falta de informação objetiva, pretende-se que

seja adotada esta nova abordagem de categorização das avarias em SAP, permitindo que futuramente o registo de avarias se torne esclarecedor e de rápida compreensão dos sucedidos.

6.3 ANÁLISE DAS CAUSAS DAS AVARIAS

Face aos dados apresentados anteriormente, constata-se que existem elementos com maior incidência no registo de avarias da REN, podendo estes resultar de fatores de natureza elétrica, mecânica e/ou ambiental, descrito em pormenor no subcapítulo 4.6.

Assim, com o intuito de perceber de que forma se pode minimizar os danos causados nos seccionadores, é necessário analisar as componentes mais afetadas e qual o problema originário.

Fazendo uma abordagem genérica ao resultado da análise das avarias, é possível afirmar que os cinco principais responsáveis pelas avarias são:

- Contactos (componente ativa);
- Interruptores auxiliares (componente de comando);
- Cadeia cinemática (componente mecânica);
- Cabos e bornes (componente de comando);
- Outros, associado a humidade, corrosão e envelhecimento (componente de comando).

Relativamente à zona contactos onde se faz conexão elétrica da componente ativa do seccionador, as avarias aparecem essencialmente associadas ao desgaste do revestimento de prata, como é o exemplo da Figura 46 e Figura 47. Na Figura abaixo apresenta-se o contacto móvel (braços de contacto e barretes) de um seccionador do tipo pantógrafo.



Figura 46 - Anomalia causada por desgaste elétrico no contacto móvel (barretes) de um SX

Do lado esquerdo, as barretes (barra de cobre revestida por uma fina camada de prata) aparecem em bom estado de conservação apresentando um aspeto acinzentado referente à imersão em prata a que são sujeitas e, à aplicação de uma massa de contacto que melhora o contacto elétrico e evita a corrosão. Do lado direito, apresenta-se a deterioração das barretes, sendo que surgem pequenas picagens e desgaste do revestimento a prata, apresentando, por isso, um aspeto cobreado relativo ao aparecimento da barra de cobre. No caso apresentado, os contactos principais (barretes) seriam capazes de transportar a corrente primária, no entanto, poderia dar origem a um sobreaquecimento do contacto, resultando no aparecimento de um ponto quente detetado na termografia (imperfeição do contacto).



Figura 47 - Anomalia causada por desgaste elétrico no contacto fixo (barrô) de um SX

De igual forma, na Figura 47 à esquerda é possível ver do contacto fixo (barrô) de um seccionador pantógrafo em bom estado de conservação. Trata-se de um tubo em cobre, com revestimento a prata, onde é feita a conexão do contacto móvel. À esquerda, o barrô apresenta um aspeto cinzento (resultado do revestimento a prata), sendo que ao fim de algum tempo esse revestimento é degradado ficando com um aspeto cobreado (à direita).

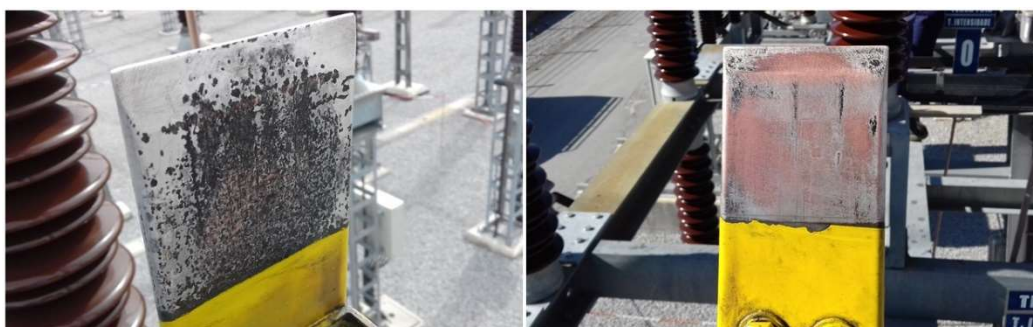


Figura 48 - Anomalia na zona do contacto móvel (contacto macho) de um ST

Na Figura 48 mostra o desgaste do braço móvel de um seccionador de terra. Do lado esquerdo o desgaste está associado ao processo de cavitação e do lado direito aparece com um aspeto cobreado (sem o revestimento a prata) associado ao desgaste por contacto e abrasão.

Perante esta anomalia verifica-se que a sua origem está associada ao pequeno arco elétrico, que é formado nessa zona aquando da abertura ou fecho, fazendo com que o material se deteriore e/ou danifique. Neste caso, a solução para essa imperfeição passa por pratear as zonas de contacto elétrico.

Deste modo e pressupondo que o revestimento a prata é perfeito, sugere-se que uma maior frequência na aplicação de massa de contacto, possa contribuir para minimizar os danos causados.

Relativamente às avarias associadas aos interruptores auxiliares (denominados também por *microswitchs*, contactos auxiliares, fins de curso ou microcontactos), verificou-se que 94% das avarias registadas nestes elementos ocorreram entre 2014 e 2018. Estão essencialmente, associadas à indefinição da posição do seccionador até os sistemas de comando e controlo, à desafinação de posição, à permanência na mesma posição por longos períodos, ou ainda, associado a maus contactos. Esses maus contactos, podem resultar na perda de condutibilidade elétrica e conseqüente retorno de informação (debitando a posição correta do seccionador) [23]. Surgem ainda avarias associadas a interruptores auxiliares partidos.

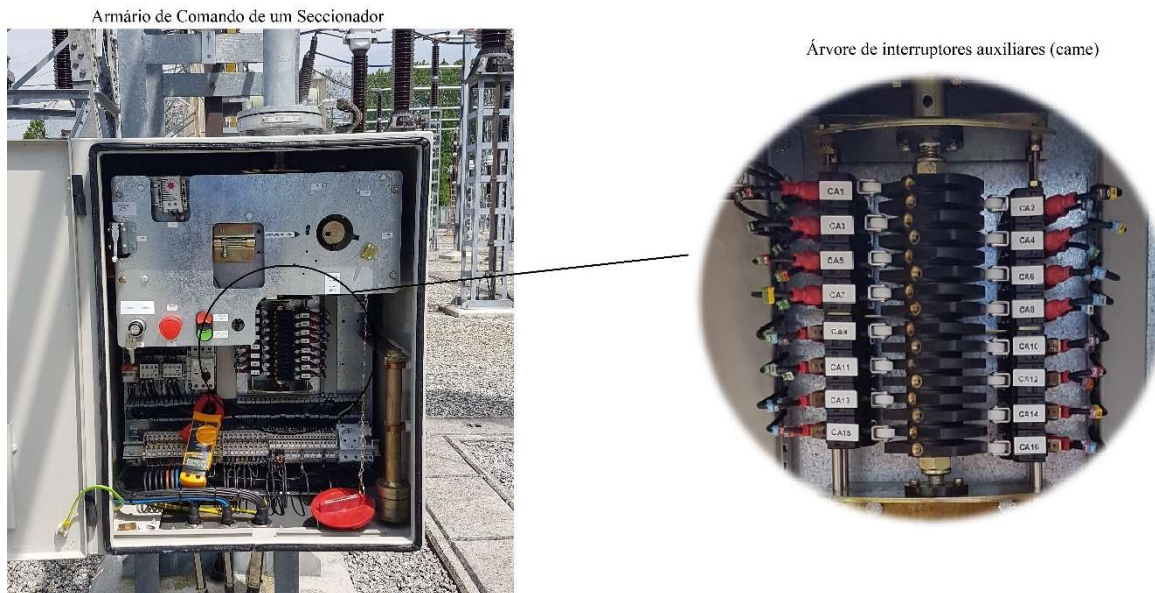


Figura 49 - Árvore de interruptores auxiliares presente no armário de comando

De acordo com o fabricante, os interruptores auxiliares (Figura 50 à direita) instalados em grande parte dos comandos de seccionadores na REN, tem uma probabilidade de falha de 1 a cada 100.000.000 (cem milhões) de ciclos de operação, o que exclui a possibilidade de a origem da falha estar associada ao número de ciclos de operação do seccionador em toda a sua vida útil. Desta forma,

e pela análise da especificação técnica do fabricante, aponta-se que a origem destas avarias possa estar associada à força e/ou velocidade de contacto na came de contactos no interior do armário de comando e, por esta razão, esse critério deverá ser analisado em detalhe.

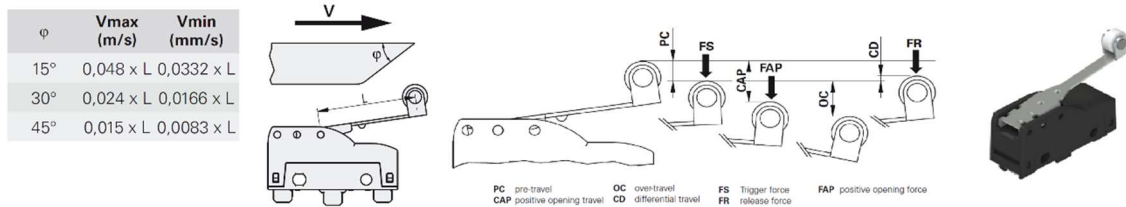


Figura 50 - Interruptor auxiliar e esquema representativo da velocidade de atuação (adaptado do manual do fabricante)

Relativamente às avarias na cadeia cinemática na componente mecânica do seccionador, estão associadas essencialmente a roletes partidos ou danificados, a prisões nas chumaceiras e a possíveis entradas de humidade e, por conseguinte, associadas à corrosão (Figura 51).

Desta forma, verifica-se que estes incidentes apresentados se associam ao facto de os seccionadores serem equipamentos raramente manobrados, o que influencia diretamente no aparecimento de prisões mecânicas e peças partidas, aquando das operações de manobra.



Figura 51 - Anomalia detetada por corrosão na cadeia cinemática de seccionadores

Assim, de forma a mitigar o sucedido, conclui-se que estes equipamentos deverão ser manobrados periodicamente e que se deve verificar, sempre que possível se os elementos carecem de lubrificação.

No que diz respeito às avarias relativas a cabos e bornes no interior do armário de comando, estão associadas a curto-circuitos, bornes queimados, desapertos nas ligações elétricas, maus contactos ou más ligações, entre outros. Nesta situação, apesar de a manutenção incluir a verificação de todos os apertos no armário de comando, encontram-se alguns casos de apertos que ao longo do tempo vão perdendo força de aperto, gerando um ponto quente e podendo resultar num curto-circuito. Nestas situações estes contactos elétricos devem ser substituídos.

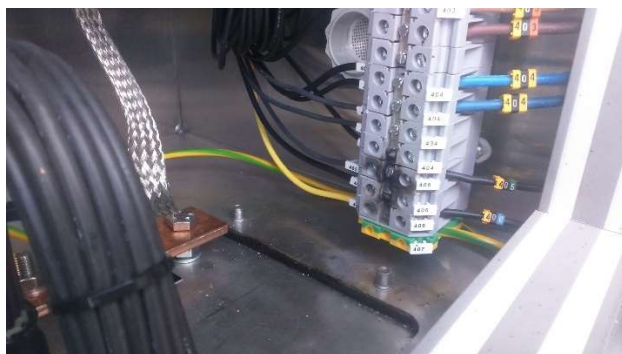


Figura 52 - Anomalia relativa a curto-circuito na régua de bornes no armário de comando

Para concluir, verificou-se em SAP, que existiam algumas avarias classificadas como “Outros”, associadas a humidade, corrosão e envelhecimento na componente de comando.

Na Figura 53 é possível observar que existem situações onde a água se acumula nos armários de comando, levando a que a pintura se deteriore, o que influencia a entrada de humidade no interior do armário de comando. Este facto deve-se à qualidade da tinta aplicada e/ou ao modo de aplicação da mesma.



Figura 53 - Anomalias registadas no comando associadas ao estado de degradação

Conforme a Figura 54, verificam-se que existem diversos componentes que demonstram sinais de desgaste e envelhecimento através do processo corrosivo. Como se pode ver em baixo, as anilhas de instaladas deterioram-se com o tempo, sendo que nos últimos anos este fenómeno tem diminuído com a substituição de anilhas de aço-inox. As tranças de ligação presentes nos seccionadores apresentam elevados valores de resistência de contacto, associadas ao desgaste desse material, sendo que a solução a dado momento passa pela substituição. Em relação as colunas de isolamento, tal com referido em 3.5.3, estas desenvolvem o processo de oxidação na interface entre a parte cerâmica e a

parte metálica. O óxido de ferro resultante, deposita-se por escorrência sobre o isolador, criando condições de contornamento elétrico.

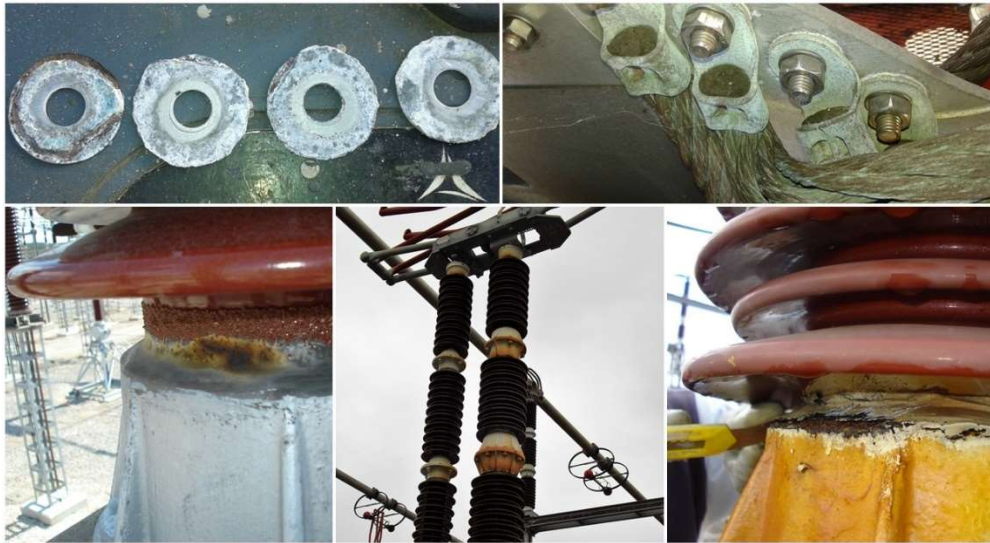


Figura 54 - Anomalias causadas pela corrosão registada em anilhas, tranças e escorridos de isoladores

Ainda relativamente à corrosão, na Figura 55, demonstra-se o processo corrosivo e a deterioração no espaçador do eixo superior de um seccionador pantógrafo. Este sintoma poderá resultar no mau funcionamento dos braços móveis do seccionador, sendo que deverão ser substituídos esses componentes.



Figura 55 - Anomalia registada por corrosão no espaçador do eixo superior de um SX

Para concluir, verificou-se pela análise do registo de avarias quais são os componentes que apresentam mais anomalias e, portanto, que requerem de mais controlo e atenção, de modo a que seja controlado o crescente número de avarias em seccionadores.

6.4 CONCLUSÃO

Através de uma análise exaustiva das avarias registadas, foram detetados os principais causas de avarias em seccionadores e ainda, foi desenvolvida uma abordagem elucidativa das avarias associadas a esses equipamentos. Com o intuito de mitigar a crescente tendência de avarias, foram detetados os constituintes mais afetados, procurando-se justificar de forma concisa e pertinente, o fenómeno desencadeador dessas anormalidades, evitando desse modo custos e indisponibilidades indesejados.

7. CÁLCULO DO INDICADOR DO ESTADO DO ATIVO

7.1 INTRODUÇÃO

No sentido de prever as necessidades de investimento em remodelação de ativos na RNT, surge a necessidade de se desenvolver um indicador de estado dos equipamentos instalados. Desta forma, torna-se crucial implementar uma estratégia de planeamento da remodelação de ativos baseada no indicador do estado, no sentido de gerir o fim-de-vida dos equipamentos sem ter em conta apenas a sua idade contabilística. Neste capítulo pretende-se propor uma abordagem no cálculo do indicador do estado do ativo, aplicada aos seccionadores de corrente alternada.

De um modo geral, com base na análise estatística realizada anteriormente, foram correlacionados os dados referentes à população de ativos com os dados referentes à análise de avarias e à manutenção de cada equipamento. Essa correlação de dados, possibilitou a criação dos critérios construtivos do indicador do estado do ativo (IEA).

Uma vez encontrado o indicador do estado dos seccionadores, surge conseqüentemente uma abordagem técnico-económica de apoio à decisão de investimento e intervenção, sendo capaz de justificar a opção de manutenção, acondicionamento ou substituição por novo.

7.2 INDICADOR DO ESTADO DO ATIVO

Existem diferentes metodologias para determinar o indicador do estado do ativo (IEA), entre os diferentes ORT, no entanto o objetivo partilhado é: classificar o estado dos ativos da rede elétrica, e ordená-los em função do risco que a sua operação apresenta para a qualidade e segurança do serviço de transporte de energia. Ou seja, o IEA representa a condição técnica de um equipamento, tratando-se, por conseguinte, de uma representação indireta da sua probabilidade de falha [28].

Com o intuito de melhorar a gestão de ativos aplicada a seccionadores de corrente alternada, surgiu a necessidade de se verificar o estado de funcionamento dos equipamentos no passado, no presente e ainda prever o seu estado futuro, paralelamente às necessidades de futuros investimentos. Assim, desenvolveu-se um indicador do estado do ativo.

Nesse sentido, foi desenvolvido um IEA de forma a operacionalizar o seu processo de gestão de risco na tomada de decisão para o investimento em remodelação, em detrimento da modernização de constituintes destes equipamentos em fim de vida útil, ou no caso de a sua fiabilidade ser posta em causa. Este indicador permite saber a condição em que se encontra o seccionador mediante o histórico do ciclo de vida, isto é, as avarias que já teve, as intervenções que já sofreu, nomeadamente, a nível de manutenção e ainda mediante o tempo em serviço (idade do seccionador).

7.2.1 CRITÉRIOS CONSTRUTIVOS DE BASE PARA O INDICADOR

Genericamente, o critério tradicional de indicação do estado do equipamento, consiste essencialmente em gerir o ciclo de vida útil, tendo em conta apenas a idade e estado em serviço do equipamento. Esta nova abordagem veio implementar outros critérios considerados relevantes na condição dos seccionadores.

O exercício de planeamento de investimentos na remodelação/substituição de ativos da RNT visa responder a duas perguntas fundamentais [28]:

- Quais são os ativos que devem ser sujeitos a ações de remodelação/substituição?
- Qual é o calendário de projetos de remodelação de ativos que permite desonerar o sistema, mantendo um nível de risco aceitável, evitando os picos de investimento, no quadro de um conjunto de restrições (técnicas, operacionais e económicas)?

No caso dos seccionadores e no sentido dar resposta a estas questões, foi criado um modelo de categorização da condição atual de funcionamento, dos equipamentos que se encontram atualmente em serviço nas instalações REN. Convém ainda referir que o IEA construído para a avaliação de todas as tipologias de seccionadores de instalações AIS, tem como objetivo identificar

sistematicamente, numa escala de referência, os ativos em exploração que estão sob alerta, isto é, seccionadores que por algum desses critérios, apresentem uma probabilidade de falha maior.

Deste modo, foi desenvolvida a seguinte metodologia de cálculo através da avaliação de três critérios: idade, modos de falha e manutenção. A cada um desses critérios foi atribuído um valor percentual, que diferencia a relevância do critério em questão no resultado final do indicador. Atribuiu-se então, uma percentagem de 25% para o critério da idade, 25% para o critério da manutenção e por fim, 50% para o critério dos modos de falha.

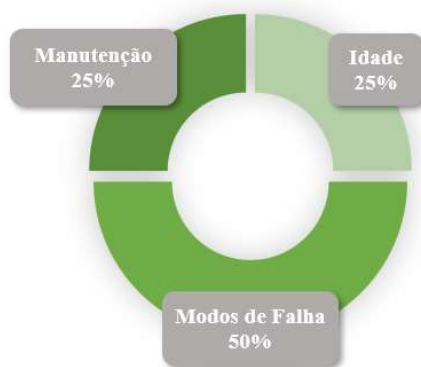


Figura 56 - Relação entres os diferentes critérios admitidos no IEA

Os valores percentuais atribuidos a cada critério são resultado de uma análise ponderada e cautelosa de experimentação dos resultados, sendo atribuída uma maior percentagem ao critério dos modos de falha, surtindo num maior impacto no resultado do IEA. Em termos práticos, a probabilidade de ocorrência de uma falha deve ser o mais baixa possível. Nno entanto, é admissível a ocorrência de uma possível falha em seccionadores, sendo que deve ser rapidamente corrigida e eliminada do sistema. Uma reincidência de anomalias em determinado equipamento é um situação gravosa no que diz respeito à fiabilidade do sistema.

Pela análise das avarias realizada no capítulo anterior, verificou-se que existiam seccionadores que ao longo do seu ciclo de vida, apresentaram uma, duas ou três avarias, sendo considerados como equipamentos imprevisíveis no que toca à ocorrência de anormalidades. Por esta razão, foi atribuida uma maior percentagem aos modos de avaria, sendo que o indicador torna-se automaticamente amarelo pela ocorrência de pelo menos duas avarias.

Relativamente ao critério da idade, 25% do peso total do IEA, dividiu-se em três subcritérios consoante a idade do equipamento:

- a) Seccionadores com idade inferior a 30 anos;
- b) Seccionadores com idade entre os 30 e 40 anos;
- c) Seccionadores com idade superior a 40 anos.

A cada um desses critérios, foi-lhes atribuída uma respetiva percentagem de acordo com a Tabela 13.

Em relação aos modos de falha, subdividiu-se em falha maior, falha menor e defeito e conferiu-se uma percentagem de 25%, 20% e 5%, respetivamente. Esta subdivisão resulta do facto da ocorrência de uma falha maior ser mais gravosa que uma falha menor e, por sua vez, mais gravosa que um defeito - ver Tabela 13. Este princípio torna relevante a distinção dos modos de falha, conferindo uma análise cautelosa aquando da ocorrência de uma falha nos seccionadores.

Do mesmo modo, o critério da manutenção foi dividido em “OK” e “NOK”. No caso de a manutenção ter sido realizada há menos de sete anos, e assim estar controlada, é considerado como manutenção “OK”. No caso de a manutenção já ter sido realizada há mais de sete anos, a manutenção é considerada como “NOK”.

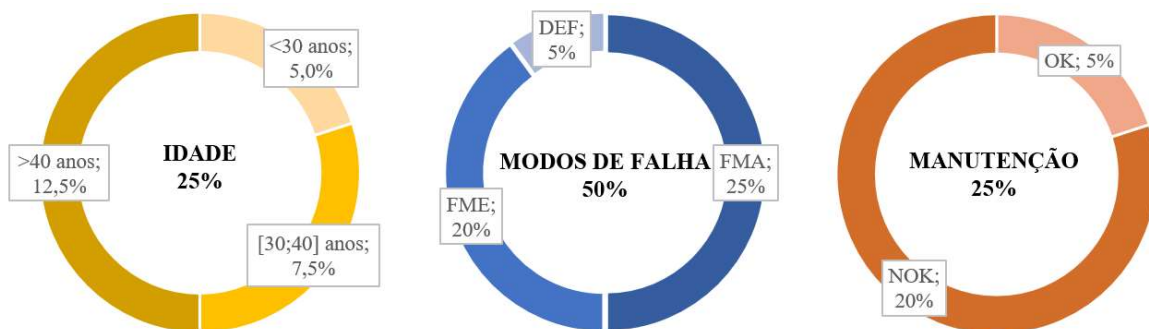


Figura 57 - Critérios admitidos para o cálculo do IEA

A distribuição desses critérios construtivos está representada na tabela seguinte.

Tabela 13 - Critérios base para do Indicador do Estado do Ativo (IEA)

Critérios construtivos do Indicador do Estado do Ativo (IEA)			
IDADE 25%	< 30 anos		5 %
	ente 30 e 40 anos		7,5 %
	> 40 anos		12,5 %
MODOS DE FALHA 50%	Falha Maior 25%	Sem FMA	0 %
		= 1	10 %
		≥ 2	15 %
	Falha Menor 20%	Sem FME	0 %
		= 1	5 %
		≥ 2	15 %
Defeito 5%	Sem DEF	0 %	
	≥ 1	5 %	
MANUTENÇÃO 25%	OK	≤ 7 anos	5 %
		Reserva	
	NOK	> 7anos	20 %
Total			100 %

Desta forma, face à caracterização da população de ativos, descrita em detalhe no capítulo 5, foi necessário correlacionar as notas de avarias com os respetivos equipamentos e ainda inferir sobre a data da última manutenção.

Este último campo, relativo à data da última manutenção, teve de ser preenchido manualmente, sendo que, a informação disponibilizada se referia ao painel completo, tendo esta referência sido extrapolada para todos os seccionadores do painel.

Assim, tendo por base a idade, as notas de avaria e a data da última manutenção, criou-se uma metodologia que conseguisse analisar e categorizar os critérios referidos anteriormente, devendo o somatório desses critérios, possibilitar conhecer, através de um semáforo indicador (Tabela 14), a condição de estado de funcionamento relativamente ao passado.

Tabela 14 - Estrutura utilizada para a classificação do IEA

Indicador	Verde	Amarelo	Vermelho
Condição	Fiável	Degenerado	Imprevisível
Percentagem	< 30%	[30%;50%]	> 50%

Resulta deste modelo um dos indicadores do estado do ativo:

- indicador “verde”, no caso de a percentagem total dos critérios analisados ser inferior a 30%, permitindo concluir que o seccionador em questão se encontra em bom estado de funcionamento, podendo ser um equipamento relativamente recente nas instalações, com a manutenção devidamente controlada e/ou que nunca teve um registo de avarias;
- indicador “amarelo”, no caso de a percentagem total dos critérios analisados se encontrar entre 30% e 50%, indica que este equipamento carece de cautela, sendo que já houve critérios que o levaram a que tivesse esse desempenho;
- indicador “vermelho”, no caso de a percentagem total dos critérios analisados ser superior a 50%, conclui-se que a probabilidade de falha é grande, pelo que devem ser rapidamente intervencionados de modo a mitigar esses possíveis impactos na rede.

Tendo por base esta metodologia de cálculo do IEA, através do *software Excel* foi possível aplicar estes critérios a toda a população seccionadores em funcionamento nas instalações da REN, conforme se vê no excerto na Figura 58.

Tensão Nominal	Tipologia	Idade	Modos de Avarias			Manutenção	ESTADO DO ATIVO					IEA	
			Falhas Maiores	Falhas Menores	Defeitos		Idade	FMA	FIME	DEF	NOK >7anos		OK <7anos
220kV	SX	41	0	0	0	OK	12,5%	0%	0%	0%	0%	5%	18%
220kV	SX	42	0	0	0	OK	12,5%	0%	0%	0%	0%	5%	18%
220kV	SX	41	0	0	0	OK	12,5%	0%	0%	0%	0%	5%	18%
220kV	SX	41	1	0	0	NOK	12,5%	10%	0%	0%	20%	0%	43%
220kV	SX	37	0	0	0	NOK	7,5%	0%	0%	0%	20%	0%	28%
220kV	SX	41	0	0	0	OK	12,5%	0%	0%	0%	0%	5%	18%
220kV	SX	42	0	0	0	OK	12,5%	0%	0%	0%	0%	5%	18%
220kV	SX	41	0	0	0	OK	12,5%	0%	0%	0%	0%	5%	18%
220kV	SX	41	0	0	0	OK	12,5%	0%	0%	0%	0%	5%	18%
220kV	SX	42	0	0	0	OK	12,5%	0%	0%	0%	0%	5%	18%
220kV	SX	42	0	0	0	OK	12,5%	0%	0%	0%	0%	5%	18%
220kV	SX	42	0	0	0	OK	12,5%	0%	0%	0%	0%	5%	18%
220kV	SX	42	0	0	0	OK	12,5%	0%	0%	0%	0%	5%	18%
220kV	SX	42	0	0	0	NOK	12,5%	0%	0%	0%	20%	0%	33%
220kV	SX	41	2	0	0	NOK	12,5%	20%	0%	0%	20%	0%	53%
220kV	SX	42	0	0	0	OK	12,5%	0%	0%	0%	0%	5%	18%
220kV	SX	42	0	0	0	OK	12,5%	0%	0%	0%	0%	5%	18%
220kV	SX	42	0	0	0	NOK	12,5%	0%	0%	0%	20%	0%	33%
220kV	SX	41	0	0	0	NOK	12,5%	0%	0%	0%	20%	0%	33%
220kV	SX	41	0	0	0	OK	12,5%	0%	0%	0%	0%	5%	18%
220kV	SX	42	0	0	0	OK	12,5%	0%	0%	0%	0%	5%	18%
220kV	SX	42	0	0	0	OK	12,5%	0%	0%	0%	0%	5%	18%
220kV	SX	42	0	0	0	OK	12,5%	0%	0%	0%	0%	5%	18%
220kV	SX	41	0	0	0	NOK	12,5%	0%	0%	0%	20%	0%	33%
220kV	SX	41	0	0	0	NOK	12,5%	0%	0%	0%	20%	0%	33%
220kV	SX	42	0	0	0	NOK	12,5%	0%	0%	0%	20%	0%	33%
220kV	SX	42	0	0	0	NOK	12,5%	0%	0%	0%	20%	0%	33%
220kV	SX	41	1	1	0	NOK	12,5%	10%	5%	0%	20%	0%	48%
220kV	SX	42	0	0	0	NOK	12,5%	0%	0%	0%	20%	0%	33%
220kV	SX	42	0	0	0	NOK	12,5%	0%	0%	0%	20%	0%	33%
220kV	SX	27	0	0	0	NOK	5,0%	0%	0%	0%	20%	0%	25%
220kV	SX	27	0	0	0	NOK	5,0%	0%	0%	0%	20%	0%	25%
220kV	SX	35	0	1	0	NOK	7,5%	0%	5%	0%	20%	0%	33%
220kV	SX	34	0	0	0	NOK	7,5%	0%	0%	0%	20%	0%	28%
220kV	SX	34	0	0	0	NOK	7,5%	0%	0%	0%	20%	0%	28%

Figura 58 - Excerto representativo da metodologia de cálculo desenvolvida para do indicador do estado do ativo

Sendo aplicado este critério a todos os seccionadores em funcionamento atualmente nas instalações da RNT, resultou no gráfico apresentado em baixo.

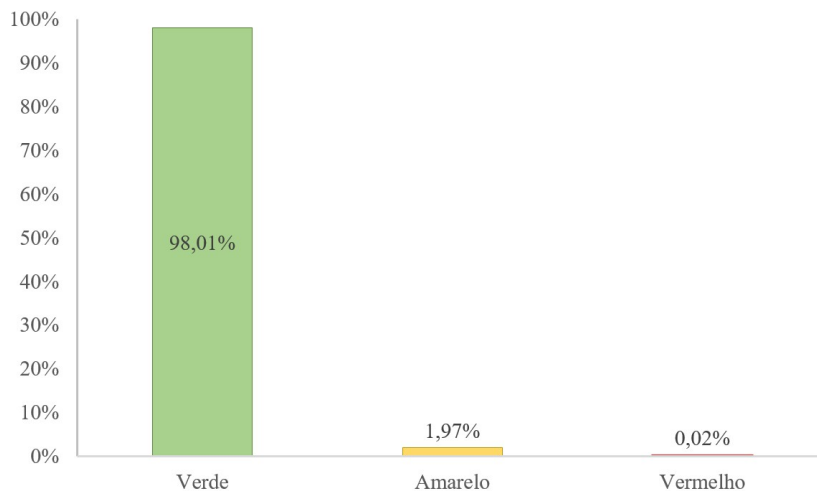


Figura 59 - Valores percentuais resultantes do IEA dos seccionadores em serviço atualmente nas instalações REN

Desta forma, foram analisados com especial atenção os seccionadores que revelaram indicador “vermelho” e indicador “amarelo”.

Os únicos três equipamentos que revelaram o indicador de estado a “vermelho”, apresentaram ser equipamentos com idade superior a 40 anos, com falta de manutenção periódica e, ainda, com registo de duas falhas maiores no último ano, resultantes de avarias relativas ao motor presente no armário

de comando. Desta forma, pode-se inferir que a manutenção preventiva destes seccionadores está a ser realizada durante este ano, ou em todo o caso, deverá ser prevista para o próximo ano.

Quanto aos seccionadores que revelaram o indicador “amarelo, verificou-se que a idade avançada e a falta de manutenção, contribuía para que esses equipamentos apresentassem este indicador, sendo que necessitam de cuidado especial e que poderão estar numa situação de fragilidade, podendo resultar numa falha de serviço. Por outro lado, outros equipamentos que apresentaram o plano de manutenção regulado mas, registaram falhas maiores ao longo do seu ciclo de vida útil, o que leva a que seja reavaliado o desempenho na manutenção, recondicionamento ou substituição dos equipamentos.

Face aos dados apresentados com esta metodologia, foram ensaiados cenários hipotéticos de modo a comprovar a veracidade dos critérios construtivos do indicador do estado do ativo. Assim, criaram-se dois cenários possíveis para 2028, onde a idade foi penalizada em 10 anos e registo de avarias aumentou em 20% e, outro cenário possível, onde além desses critérios o estado de manutenção também foi penalizado em 15% dos equipamentos. Os cenários são apresentados na Figura 60, permitindo uma comparação de resultados com a Figura 59.

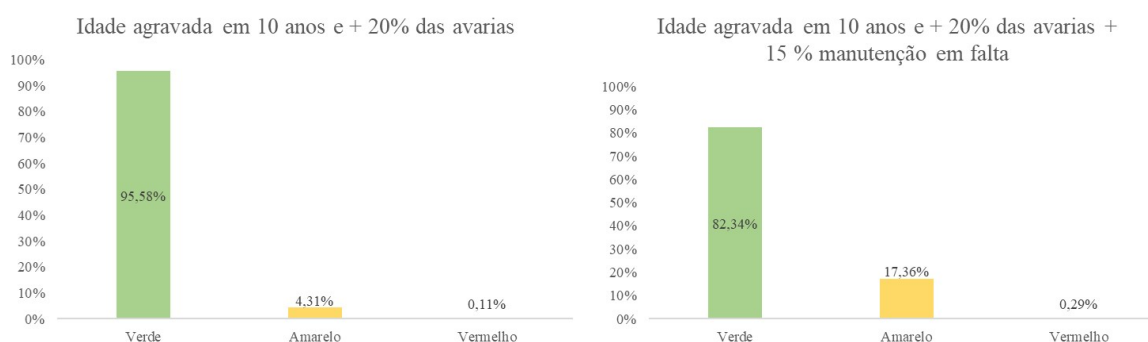


Figura 60 – Valores percentuais de hipotéticos cenários analisados no cálculo do IEA

Pela análise destes cenários, verifica-se que o indicador “amarelo” e o indicador “vermelho” apresentam um acréscimo face ao cenário atual e, por conseguinte, um decréscimo no indicador “verde”. Como seria expectável, as alterações percentuais dos indicadores devem-se ao facto de terem sido adicionadas agravantes na metodologia de construção, sendo que se verifica que, todos os seccionadores passam primeiramente pela condição de funcionamento de degenerado, servindo de alerta que poderá evoluir para a condição de funcionamento imprevisível.

Pela comparação destes cenários, conclui-se que os critérios do indicador aplicados demonstram resultados fidedignos e realistas do estado dos seccionadores nas instalações da REN.

Face ao apresentado, verificou-se que o planeamento de ações de manutenção, recondicionamento ou substituição de seccionadores, deve sempre ser baseado no IEA que visa essencialmente inferir sobre a condição e a longevidade do seu ciclo de vida restante. Com efeito, revelaram-se algumas questões pertinentes sobre fatores críticos de decisão, que dizem respeito à capacidade de garantir os níveis adequados de desempenho dos ativos.

7.2.2 GARANTIA DA CONTINUIDADE DE MANUTENÇÃO

De acordo com o PIE, a manutenção que é feita aos seccionadores de corrente alternada, em determinada altura do seu ciclo de vida e, mediante sua condição de funcionamento (pela análise do IEA), importa perceber se é vantajoso continuar a optar pelo investimento em manutenção desses equipamentos.

Sob o ponto de vista de uma análise financeira, os gastos associados à manutenção devem ser analisados a longo prazo, sendo que é expectável que os seccionadores com idade mais avançada careçam de uma maior periodicidade de manutenção, logo, maiores custos associados e, desta forma, ser um critério relevante no processo de decisão relativamente à sua substituição.

7.2.3 PROPOSTA PARA RECONDICIONAMENTO

De acordo com o abordado no capítulo 3.3, referente à manutenção melhorativa, esta inclui o processo de recondicionamento de equipamentos, isto é, o acréscimo de valor ao seccionador, sendo que, não são alteradas as características técnicas originais dos mesmos.

Trata-se de adequar os equipamentos de seccionamento, compreendendo a sua desmontagem integral e recondicionamento em fábrica para substituição de componentes de desgaste e reparação de outros após uma cuidada avaliação, de forma a melhorar o seu desempenho em termos de fiabilidade e das suas novas funcionalidades resultantes da remodelação dos sistemas de comando e controlo de determinada instalação. Este procedimento apenas deverá ser realizado uma única vez em todo o ciclo de vida do ativo.

Desta forma, pelo facto de o aspeto do planeamento de recondicionamento apenas poder ser considerado em seccionadores que nunca foram recondicionados, torna-se pertinente que seja também um critério a considerar no indicador do estado do ativo, permitindo desde logo excluir a possibilidade desse mesmo equipamento ser recondicionado uma segunda vez.

7.2.4 PROPOSTA PARA SUBSTITUIÇÃO

O aspeto da substituição de seccionadores em funcionamento tem sido um aspeto bastante debatido na REN. Apesar dos fatores motivadores da substituição de equipamentos, como a baixa fiabilidade, elevados custos de operação e manutenção, descontinuidade de fabrico e obsolescência tecnológica, os custos de investimentos associados são critérios preponderantes nesta análise.

7.3 ANÁLISE TÉCNICO-ECONÓMICA

Em linha com as boas práticas de gestão de ativos, deverão sempre ser analisadas soluções técnicas e económicas face ao tipo de intervenção a realizar em determinado equipamento, considerando características técnicas como a tecnologia, o ciclo de vida, as necessidades de manutenção, a análise comportamental, a localização e a importância do ativo na rede [13].

Em concordância com os dados disponibilizados pela REN, existem determinadas tipologias de seccionadores de isolamento e seccionadores de terra, que têm apresentado um grau de degradação elevado com consequências graves no seu desempenho. Nestes casos, os seccionadores mais antigos começaram recentemente a apresentar problemas de funcionamento, nomeadamente:

- Prisões mecânicas durante a operação de abertura ou fecho;
- Desalinhamento dos braços da componente ativa;
- Dificuldades de manobra e perda de fiabilidade em geral.

Assim, face a esta problemática que se faz sentir em determinados seccionadores, pretende-se avaliar em termos económicos as opções que melhor se adequam à resolução desta situação, tendo em conta quer os aspetos técnicos, quer os aspetos económicos envolvidos.

Em primeiro lugar, importa clarificar os conceitos financeiros considerados. São eles:

- a) CAPEX: é o montante de investimento realizado na aquisição de equipamentos e instalações da empresa e que será amortizado ao longo do período de vida útil dos mesmos;
- b) OPEX: corresponde aos custos operacionais, isto é, designa o montante de dinheiro utilizado para manter em operação os bens de capital de uma empresa, nomeadamente, os equipamentos e instalações.

De uma forma resumida, a grande diferença entre OPEX e CAPEX é o facto de o custo com as despesas de CAPEX, ser dividido ao longo dos vários anos de vida útil do bem adquirido, através

das amortizações. Pretende-se que o OPEX seja o mais reduzido possível sem comprometer a fiabilidade do sistema.

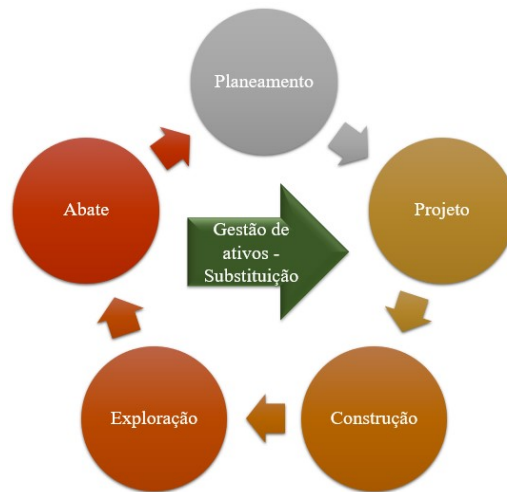


Figura 61 - Otimização do ciclo de vida dos ativos - OPEX /CAPEX

Então, no âmbito da análise técnico-económica, em termos técnicos foram equacionadas duas soluções:

- Recondicionamento: trata-se de adequar os equipamentos de seccionamento, compreendendo a sua desmontagem integral em fábrica para substituição de componentes de desgaste e ainda a reparação de outros constituintes após cuidada avaliação, de forma a melhorar o seu desempenho em termos de fiabilidade e de novas funcionalidades resultantes da remodelação dos sistemas de comando e controlo daquelas instalações.
- Substituição dos seccionadores em causa por novos equipamentos.

Em termos económicos são analisadas as seguintes situações:

- O recondicionamento é avaliado assumindo o ciclo de vida útil dos seccionadores em 20 anos [OPEX];
- O custo de substituição é um investimento, como o seria em qualquer circunstância [CAPEX].

As hipóteses avaliadas encontram-se ilustradas na figura seguinte.

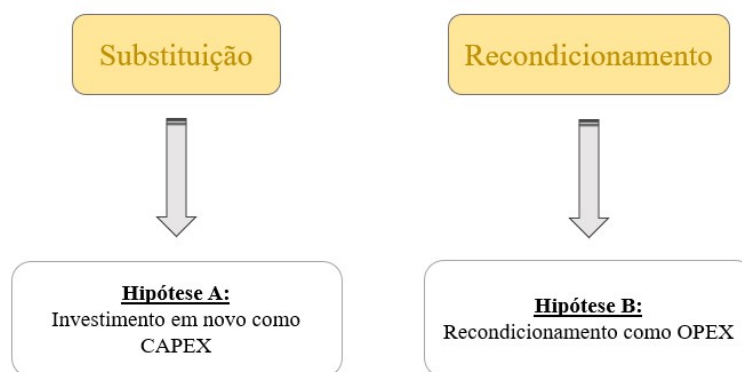


Figura 62 - Hipóteses de cenários simulados para substituição e recondicionamento

Hipótese A: considera-se que o investimento como CAPEX é aplicado exclusivamente à substituição total por equipamentos novos com características equivalentes. O período de amortização será de 30 anos, sendo o ciclo de vida útil de um seccionador em novo.

Hipótese B: considera-se que investimento corresponde a custos operacionais e, nesta situação é aplicado no recondicionamento completo dos equipamentos pelo fabricante, conduzindo à extensão do ciclo de vida útil em 20 anos.

Para tal, o custo total de substituição encontra-se discriminado, por tipo de seccionador, na Tabela 15. De referir que o valor do ativo líquido dos seccionadores existentes não é considerado nesta análise, visto não ser possível aferir com toda a certeza o seu valor. Por questões de simplificação considerou-se que esses seccionadores substituídos teriam um investimento igual ao dos novos equipamentos, acrescido de um valor de adaptação (mecânica local, que inclui o valor de transporte, adaptação mecânica da infraestrutura existente e mão-de-obra de montagem e ensaios).

Tabela 15 - Valores considerados na análise da substituição (os valores apresentados são valores médios reais de mercado)

Subestação	Unidades	Tipologias dos Seccionadores	Idade Média Atual dos Seccionadores	Custo unitário do equipamento novo	Custo unitário da adaptação mecânica local	Custo total da substituição	VAL
X	21	A	39	16 000€	3 500€	409 500€	16 642€
	25	B	37	9 000€	3 500€	312 500€	
	42	C	38	9 000€	2 500€	483 000€	
Y	15	D	30	10 000€	3 500€	202 500€	3 715€
	7	E	25	7 000€	2 500€	66 500€	
TOTAL						1 474 016€	20 357€

O investimento nos novos equipamentos perfaz um total de cerca de 1 474 milhares de euros.

Por outro lado, o custo de recondicionamento dos seccionadores é apresentado na Tabela 16, totalizando cerca de 1 231 milhares de euros.

Tabela 16 - Valores considerados na análise do acondicionamento (os valores apresentados são valores médios reais de mercado)

Subestação	Unidades	Tipologia Seccionador	Idade Média Atual dos Seccionadores	Custo unitário do acondicionamento	Custo unitário da adaptação mecânica local	Custo total de Acondicionamento	VAL
X	21	A	39	11 200€	3 500€	308 700€	-606 200€
	25	B	37	8 400€	3 500€	297 500€	
	42	C	38	7 000€	2 500€	399 000€	
Y	15	D	30	7 400€	3 500€	163 500€	-213 210€
	7	E	25	6 400€	2 500€	62 300€	
TOTAL						1 231 000€	-819 410€

O critério de avaliação utilizado no presente estudo é o valor atual líquido (VAL).



Figura 63 - Cenários comparativos de possíveis intervenções em seccionadores

Pela comparação dos resultados obtidos através desta análise, é possível verificar que o resultado do VAL num dos cenários é negativo e noutro cenário é positivo. Face aos resultados obtidos, é possível retirar as seguintes conclusões:

- Em termos globais, a solução de substituição é a solução mais dispendiosa de entre os dois cenários;
- Os resultados apontam para diferentes soluções consoante o tipo e idade dos seccionadores:
 - a) Na subestação X (seccionadores A, B e C), devido à idade avançada dos seccionadores, a substituição por novos equipamentos é a opção mais favorável;
 - b) Na subestação Y (seccionadores D e E), apesar de existirem seccionadores que ainda não atingiram o fim do ciclo de vida útil, são equipamentos com idade avançada, pelo que a solução mais favorável neste caso passa também pela substituição dos equipamentos;

- Após um seccionador ser recondicionado, ao fim de cerca de 20 anos, esse equipamento não poderá de novo ser recondicionado, sendo que a única solução passará pela substituição por novo e, não poderá ser feita está análise a esses equipamentos.

Através desta análise ainda foi possível aferir que os cenários de recondicionamento ou substituição não podem ser aplicados linearmente a todos os seccionadores nas instalações da REN. Deverá primeiramente ser sempre realizada uma análise prévia e comparativa das diferentes hipóteses por seccionador, consoante a tipologia, família e nível de tensão. Este facto deve-se à discrepância de investimento em substituição ou em recondicionamento conforme estes critérios, como se verificou nesta análise.

7.4 CONCLUSÃO

A abordagem relativa à condição de funcionamento do seccionador (IEA), é vista como um princípio inovador na gestão de ativos na REN, promovendo uma maior seletividade e eficiência de futuros investimentos, associados à manutenção, recondicionamento e substituição de seccionadores, sendo fundamentada com o apoio de uma análise técnico-económica e diferentes cenários.

Sendo este método baseado em critérios como os modos de avarias, a idade do equipamento e a manutenção, concluiu-se ser uma metodologia de fácil adaptação a qualquer outro tipo de equipamento além dos seccionadores de corrente alternada.

8. CONCLUSÃO

8.1 CONSIDERAÇÕES FINAIS - PROPOSTAS

Os seccionadores são dispositivos mecânicos que permitem separar eletricamente a totalidade ou parte de uma instalação, dentro de subestações. No entanto, face à progressiva exigência de fiabilidade dos equipamentos AT, estes poderão apresentar um crescente número de avarias indesejáveis, influenciando o tema da gestão de ativos aplicada aos seccionadores de corrente alternada. Por conseguinte, atendendo ao objetivo deste trabalho, a criação de um modelo indicador do estado dos seccionadores em instalações de alta tensão, veio auxiliar na decisão de intervenções futuras e incluir propostas de melhoria, com base numa análise técnico-económica.

Apesar de ainda ser um tema numa fase incipiente entre *utilities*, a modelação do indicador do estado do ativo poderá abranger quaisquer critérios influenciadores no ciclo de vida de um ativo. Em todo o caso, considerou-se pertinente que este trabalho abrangesse sobretudo a idade física do equipamento, o registo de avarias e as intervenções de manutenção.

Apesar da caracterização da população de ativos e da lista de avarias estar internamente inserida no *software SAP*, face ao elevado volume de dados, o modelo foi desenvolvido em *Excel*, o que permitiu que os critérios construtivos do IEA fossem aplicados individualmente a cada seccionador. Desta forma, primeiramente foi necessário realizar uma abordagem clara e concisa da população de ativos (tratamento de dados) e, de seguida, feita uma profunda análise das avarias em seccionadores.

Após ser feita a interligação de dados, foi possível desenvolver o indicador do estado do ativo, possibilitando inferir sobre a condição de funcionamento atual desses equipamentos e ainda, prever a condição futura do ciclo de vida. Assim, demonstrou ser uma ferramenta de elevada importância para a gestão de ativos, possibilitando alertar para o estado da manutenção e idade e, conseqüentemente, evitar possíveis encargos financeiros indesejados.

Por último, através dos dados resultantes desse indicador, foi realizada (ainda que numa amostra reduzida de seccionadores) uma análise financeira de diferentes possíveis cenários de remodelação e/ou substituição em diversas tipologias de seccionadores.

8.2 TRABALHO PARA DESENVOLVER NO FUTURO

Em relação à análise de avarias realizada, torna-se pertinente que esse critério seja implementado futuramente na REN, mostrando-se vantajoso na percepção e compreensão dos incidentes em seccionadores, possibilitando no futuro debater e refutar as causas das avarias com fabricantes, ou até mesmo sob uma perspectiva comparativa internacionalmente com outros TSO's.

Em detrimento do indicador de estado desenvolvido e, apesar de esta abordagem demonstrar ser uma visão bastante próxima da realidade, conclui-se que as metodologias de avaliação de estado e processos de decisão de modernização de ativos requerem uma elevada quantidade de dados e histórico dos mesmos. Sugere-se que, futuramente, sejam consideradas todas as manutenções realizadas no seccionador, bem como a indicação de se tratar de um equipamento já recondicionado.

Ainda no âmbito do IEA, o resultado do critério desenvolvido não considera a criticidade de painéis e, por conseguinte, a criticidade refletida nos seccionadores, demonstrando-se um parâmetro relevante no processo de tomada de decisão de investimento. Essa criticidade apela ao local onde se encontra o seccionador, podendo ser considerada uma zona vital, ou seja, junto de centros de produção, de consumidores MAT, de interligações ou de grandes centros de consumo, revelando desta forma uma criticidade elevada.

Assim, face à importância do resultado do IEA, considera-se que em trabalhos futuros devam ser ponderados novos critérios, preponderantes à fiabilidade de resultados, como é o exemplo do índice de criticidade, do processo de manutenção de todo o ciclo de vida e também, do recondicionamento.

Em resumo, pode-se concluir com este trabalho, que um método baseado no indicador do estado do ativo é um critério pioneiro na gestão de ativos, que poderá contribuir fortemente na garantia da fiabilidade dos sistemas.

Referências Documentais

- [1] ERSE, «Certificação dos Operadores da Rede de Transporte». [Em linha]. Disponível em: <http://www.erse.pt/PT/certort/Paginas/certORT.aspx>. [Acedido: 29-Jun-2018].
- [2] International Electrotechnical Commission, *ISO 55000: Asset management — Overview, principles and terminology*. 2014.
- [3] J. McCalley, Y. Jiang, e T. Van Voorhis, «Risk-based maintenance allocation and scheduling for bulk electric power transmission system equipment», *Proc. Fifteenth Int. Conf. Syst. Eng.*, n. ISENG 2002, pp. 1–87, 2002.
- [4] I. O. for Standardization, *ISO 55001: Asset management — Management systems — Requirements*, vol. 2014. 2014.
- [5] I. O. for Standardization, *ISO 55002: Guidelines for the application of ISO 55001*, vol. 2014. 2014.
- [6] APCER, «ISO 55001 - Sistema de gestão de ativos». [Em linha]. Disponível em: <https://www.apcergroup.com/portugal/index.php/pt/certificacao/623/iso-55001>. [Acedido: 09-Abr-2018].
- [7] Daniel Viola, «Gestão integrada de ativos num contexto real», 2015.
- [8] CEN, *Maintenance - Maintenance terminology*. 2017, pp. 1–31.
- [9] J. Schneider, A. J. Gaul, C. Neumann, W. Wellßow, M. Schwan, e A. Schnettler, «Asset management techniques», *Electr. Power Energy Syst.*, vol. 28, n. August, pp. 643–654, 2005.
- [10] R. M. W. Horner, M. A. El-Haram, e A. K. Munns, «Building maintenance strategy : a new management», *Journal of Quality in Maintenance Engineering*, vol. 3, n. 4. pp. 273–280, 1997.
- [11] IAEA, «Implementation strategies and tools for condition based maintenance at nuclear power plants.», *Int. At. Energy Agency*, n. May, pp. 1–178, 2007.
- [12] M. of Defence, «DEFENCE LOGISTICS SUPPORT CHAIN MANUAL VOLUME 7

- SUPPORTABILITY ENGINEERING PART 8.03B MAINTENANCE DESIGN», 2014.
- [13] REN, «Política Estratégica de Manutenção», 2016.
- [14] C. W. G. A3.29, «Ageing High Voltage Substation Equipment and Possible Mitigation Techniques», 2018.
- [15] M. B. Brandão, «Otimização de Investimentos para a Modernização da Rede Nacional de Transporte de Eletricidade», 2016.
- [16] International Electrotechnical Commission, *IEC 62271-102*, vol. 2012. 2012.
- [17] International Electrotechnical Commission, «IEC 60050 - International Electrotechnical Vocabulary». [Em linha]. Disponível em: <http://www.electropedia.org/>. [Acedido: 19-Mai-2018].
- [18] REN, «Formação de Eletricistas - Módulo 7 : Seccionadores MAT», 2013.
- [19] REN, «Especificação Técnica - Inspeção Termográfica de Subestações», 2017.
- [20] REN, «Formação de Eletricistas - Módulo 8 : Inspeção e Manutenção da Subestação».
- [21] International Organization for Standardization, *ISO 60512-2*. 2003.
- [22] REN, «Guia de Orientação - Medição da resistência de contacto», 2017.
- [23] Cigré Working Group A3.06, *Ageing High Voltage Substation Equipment and Possible Mitigation Techniques*, n. May. 2018.
- [24] EFACEC, «Binário secc SX 420-245». 1987.
- [25] Cigré Working Group A3.06, *Final Report of the 2004 - 2007 International Enquiry on Reliability of High Voltage Equipment - Part 3 - Disconnectors and Earthing Switches*, vol. 511, n. October 2012. 2012.
- [26] International Electrotechnical Commission, «IEC 62271-1». p. 18, 2011.
- [27] REN, «Relatório & Contas 2017 - Energia em Movimento», 2017.
- [28] REN, «PDIRT - Plano de desenvolvimento e investimento da rede nacional de transporte - 2018-27», 2017.

Anexo A

Medição da Resistência de Contacto

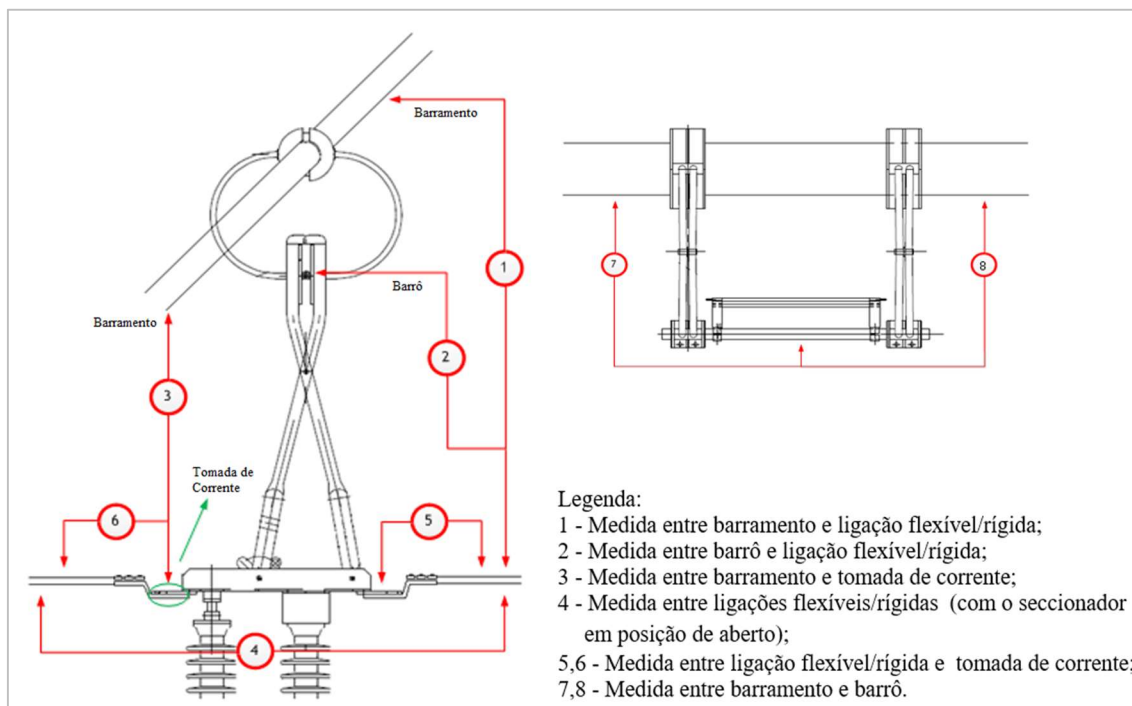


Figura A1 – Medidas a recolher pelo micro-ohmímetro num SX

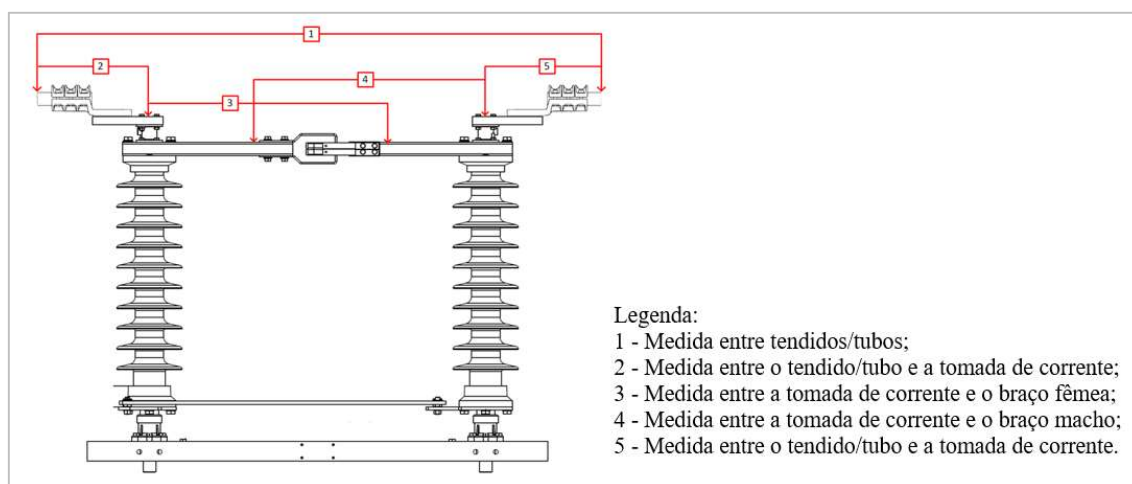


Figura A2 – Medidas a recolher pelo micro-ohmímetro num SH

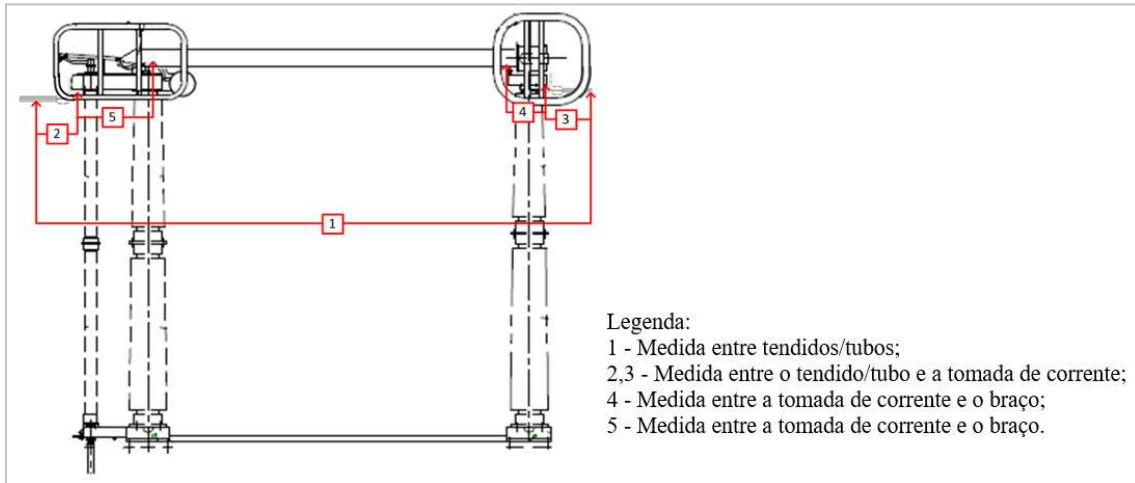


Figura A3 – Medidas a recolher pelo micro-ohmímetro num SV

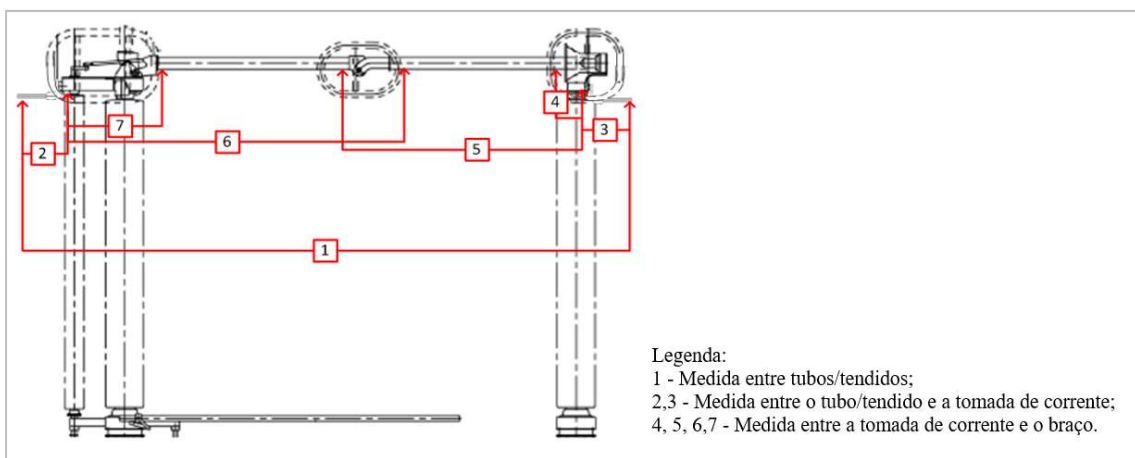


Figura A4 – Medidas a recolher pelo micro-ohmímetro num SP

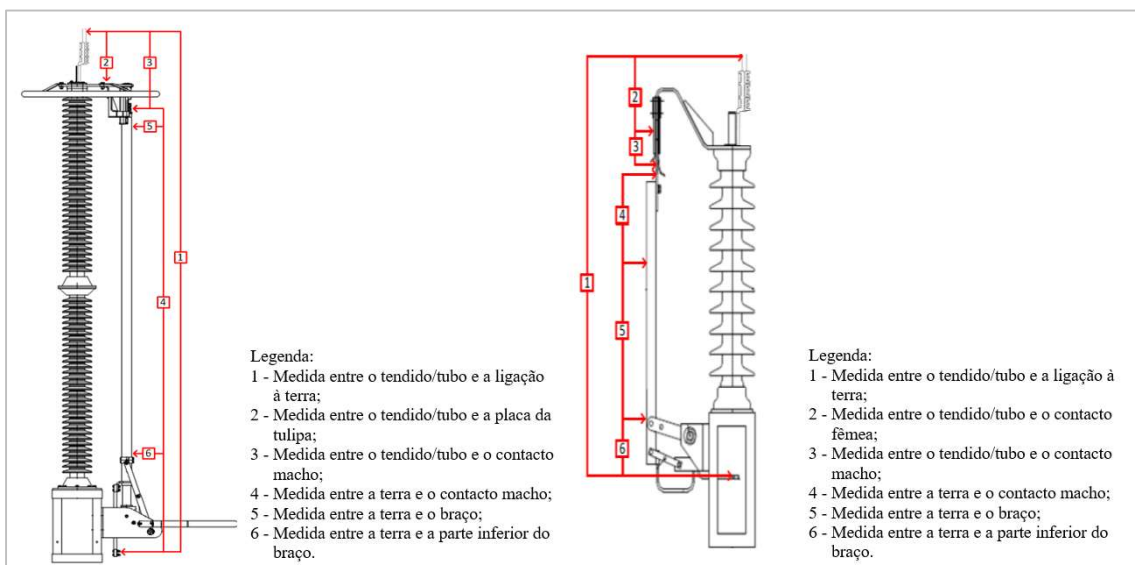


Figura A5 – Medidas a recolher pelo micro-ohmímetro num ST (à esquerda família MLSE; à direita família STD)