

Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto



**Especificação dos Requisitos de Um Sistema
Automático de Aquisição e Tratamento de
Oscilografia para Apoio à Manutenção dos
Sistemas de Proteção da Rede Nacional de
Transporte**

Mariana Martins Guerra

VERSÃO FINAL

Dissertação realizada no âmbito do
Mestrado Integrado em Engenharia Electrotécnica e de Computadores
Major Energia

Orientador: Prof. Dr. Helder Leite
Co-orientador: Eng.^a Susana Costa

28 de julho de 2014

A Dissertação intitulada

“Especificação dos Requisitos de um Sistema Automático de Aquisição e Tratamento de Oscilografia para Apoio à Manutenção dos Sistemas de Proteção da Rede Nacional de Transporte”

foi aprovada em provas realizadas em 24-07-2014

o júri



Presidente **Professor Doutor José Rui da Rocha Pinto Ferreira**
Professor Auxiliar do Departamento de Engenharia Eletrotécnica e de Computadores
da Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto



Professor Doutor Sérgio Augusto Pires Leitão
Professor Auxiliar do Departamento de Engenharias da Escola de Ciências e
Tecnologias da Universidade de Trás-os-Montes e Alto Douro



Professor Doutor Helder Filipe Duarte Leite
Professor Auxiliar do Departamento de Engenharia Eletrotécnica e de Computadores
da Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto

O autor declara que a presente dissertação (ou relatório de projeto) é da sua exclusiva autoria e foi escrita sem qualquer apoio externo não explicitamente autorizado. Os resultados, ideias, parágrafos, ou outros extratos tomados de ou inspirados em trabalhos de outros autores, e demais referências bibliográficas usadas, são corretamente citados.



Autor - Mariana Martins Guerra

Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto

Resumo

Os sistemas de proteção são equipamentos que permitem garantir a continuidade do fornecimento de energia elétrica. Esta é uma das razões que leva a maioria das operadoras da rede elétrica dedicarem séria atenção ao desempenho dos sistemas de proteção. Sendo assim, pretende-se conhecer e analisar o comportamento dos sistemas de proteção para evitar ou corrigir eventuais falhas nestes sistemas. Pretende-se que a análise seja realizada não apenas de forma manual, mas também através de sistemas automáticos.

Neste trabalho, para avaliar e analisar o comportamento dos sistemas de proteção, foram tratados e analisados registos de oscilografia gerados durante a ocorrência de incidentes. Foi, então, realizado um estudo sobre sistemas automáticos de análise de incidentes e de oscilografia para que a análise e a avaliação dos sistemas de proteção, assim como a caracterização dos incidentes, possam ser realizadas automaticamente.

Atendendo às necessidades das operadoras da rede elétrica, especificaram-se a arquitetura e os requisitos para um sistema automático de aquisição e tratamento de oscilografia, bem como as funcionalidades pretendidas, em particular pela operadora da Rede Nacional de Transporte, neste sistema.

A especificação efetuada permite concluir que o desenvolvimento de um sistema automático de aquisição e tratamento de oscilografia será um processo complexo. Todavia, poderá trazer bastantes benefícios para as operadoras da rede de transporte, não só ao nível da manutenção dos sistemas de proteção, mas também como auxílio dos operadores de rede na reposição rápida do serviço de energia elétrica, aquando da ocorrência de incidentes.

Palavras-Chaves: Sistemas de Proteção, Funções de Proteção, Incidentes, Registos de Oscilografia.

Abstract

Protection systems are equipments which ensure continuity of the supply of electricity. This is one of the reasons why most utilities devote severe attention to the performance of these systems. Therefore it is necessary to know and analyze, the behavior of protection systems to prevent or correct any shortcomings in these systems, not only manually but also by automatic systems.

In this dissertation, in order to evaluate and analyze the behavior of protection systems, disturbance records generated during the occurrence of incidents were analyzed and examined. Then a study was conducted on automated systems of analysis for incidents and disturbances with the intention of the analysis and evaluation of protection systems, as well as the characterization of the incidents, could be performed automatically.

Attending the needs of the operators of the electric network, the requirements and architecture for an automated system of data acquisition and disturbance records processing were specified. The functionalities required, especially by the national TSO (Transmission System Operator), were also specified.

The specification shows that the development of an automated system of data acquisition and disturbance records processing is a complex process. However, the TSO would benefit a lot with this type of systems, not only at the level of maintenance of protection systems but also as a resource to help the utilities in the fast replenishment of the electric service when faults occur.

Keywords: *Protection Systems, Protection Functions, Faults, Disturbance Records.*

Agradecimentos

Em primeiro lugar, quero agradecer aos meus pais e aos meus irmãos por todo apoio, dedicação e conselhos que me deram ao longo de toda a minha vida e por acreditarem sempre em mim. Em especial à minha irmã pelo suporte incondicional ao longo destes cinco anos de Mestrado Integrado. Agradeço profundamente a ‘Deus’ pela força e ânimo para nunca desanimar nem desistir.

Às minhas amigas, em especial aquelas que caminharam comigo ao longo desta etapa: Denise Martins, Elisabete Almeida e Joana Santos. Sou grata pela motivação e conforto nas dificuldades que surgiram e pelos bons momentos de descontração que passamos juntas.

Agradeço ao meu orientador Professor Doutor Hélder Leite e à minha co-orientadora Engenheira Susana Costa pelo voto de confiança, pela disponibilidade, pelos conhecimentos e pelas críticas construtivas que me ajudaram na concretização deste trabalho.

Por fim, mas não menos importante, agradeço ao Departamento de Operação e Manutenção da Engenharia de Sistemas da Direção de Exploração da operadora da Rede Nacional de Transporte, em particular, ao Eng. André Marques, ao Eng. António Marques, ao Eng. José Ramalho, ao Eng. Paulo Patrão, ao Eng. Ricardo Fernandes e à Eng. Rita Dias, pelo bom acolhimento e pelos conhecimentos transmitidos.

A todos, o meu Muito Obrigada!

“Genius is one percent inspiration, ninety-nine percent perspiration.”
– Thomas Edison

Índice

| | |
|--|------------|
| Resumo | iii |
| Abstract | v |
| Agradecimentos | vii |
| Índice | xi |
| Lista de figuras | xv |
| Lista de tabelas | xix |
| Abreviaturas e Símbolos | xxi |
| Capítulo 1 | 1 |
| Introdução | 1 |
| 1.1 - Âmbito da Dissertação | 1 |
| 1.2 - Motivação e Objetivos da Dissertação | 2 |
| 1.3 - Estrutura da Dissertação | 2 |
| Capítulo 2 | 5 |
| Sistemas de Proteção, Comando e Controlo da Rede Nacional de Transporte de Energia | 5 |
| 2.1 - Introdução | 5 |
| 2.2 - Sistemas de Proteção: Requisitos | 5 |
| 2.3 - Sistemas de Proteção da Rede Nacional de Transporte | 7 |
| 2.3.1 - Sistemas de Proteção ao nível da Subestação: SPT3 e SPB | 8 |
| 2.4 - Funções de Proteção utilizadas na Rede Nacional de Transporte | 9 |
| 2.4.1 - Função Diferencial | 9 |
| 2.4.2 - Função de Distância [6, 8] | 13 |
| 2.4.3 - Função de Teleproteção [10] | 16 |
| 2.4.4 - Função de Máxima Intensidade de Fase [11] | 18 |
| 2.4.5 - Função Direcional de Terra [11] | 18 |
| 2.4.6 - Função de Máxima Intensidade Homopolar [4] | 19 |
| 2.4.7 - Função de Máxima Tensão [4] | 19 |
| 2.4.8 - Função de Fecho Sobre o Defeito (<i>Switch-On-To-Fault</i>) [11] | 19 |
| 2.4.9 - Função Falha de Disjuntor [4] | 20 |
| 2.5 - Funções de Controlo Associadas às Funções de Proteção | 20 |
| 2.5.1 - Função de Religação [12] | 20 |

| | |
|---|-----------|
| 2.5.2 - Função Verificação de Sincronismo (<i>Synchrocheck</i>) [12]..... | 22 |
| 2.6 - Critérios Comportamentais/Regulações dos Sistemas de Proteção da Rede Nacional de Transporte por tipo de Pannel [13]..... | 22 |
| 2.6.1 - Pannel de Linha de Muito Alta Tensão (MAT) | 23 |
| 2.6.2 - Pannel de Linha de Alta Tensão (AT)..... | 24 |
| 2.6.3 - Pannel de Transformador..... | 25 |
| 2.6.4 - Pannel de AutoTransformador | 26 |
| 2.6.5 - Pannel de Bateria de Condensadores..... | 28 |
| 2.6.6 - Pannel de Reactância <i>Shunt</i> | 29 |
| 2.6.7 - Pannel de Barramento | 29 |
| 2.6.8 - Pannel Inter-Barras | 29 |
| 2.6.9 - Pannel Inter-Barras/ <i>By-Pass</i> | 30 |
| 2.7 - Arquitetura do Sistema de Controlo e Proteção da Rede Nacional de Transporte [15]..... | 30 |
| 2.7.1 - Rede de Comunicações..... | 33 |
| 2.8 - Sumário..... | 33 |
| Capítulo 3 | 35 |
| Avaliação do Desempenho dos Sistemas de Proteção a partir de Registos de Oscilografia..... | 35 |
| 3.1 - Introdução | 35 |
| 3.2 - Registos de Oscilografia: Descrição | 36 |
| 3.3 - Arquitetura de Aquisição de Registos de Oscilografia na Rede Nacional de Transporte | 37 |
| 3.3.1 - Gravação de um Oscilograma [20] | 37 |
| 3.3.2 - Acesso aos Oscilogramas: Processo Atual na Operadora da Rede Nacional de Transporte | 38 |
| 3.4 - A importância dos Registos de Oscilografia na Análise do estado dos Sistemas de Proteção..... | 38 |
| 3.4.1 - Identificação das Fases Afetadas num Defeito - Tipo de Defeito [18, 25] | 40 |
| 3.4.2 - Corrente de Defeito..... | 41 |
| 3.4.3 - Impedância de Defeito | 42 |
| 3.4.4 - Tempo de Eliminação do Defeito..... | 42 |
| 3.4.5 - Localização do Defeito numa Linha Aérea de Transmissão | 43 |
| 3.4.6 - Sequência de Eventos | 43 |
| 3.4.7 - Falhas em Disjuntores | 44 |
| 3.4.8 - Outras Informações e Aplicações..... | 46 |
| 3.5 - Sumário..... | 46 |
| Capítulo 4 | 49 |
| Requisitos para um Sistema Automático de Aquisição e Tratamento de Oscilografia..... | 49 |
| 4.1 - Introdução | 49 |
| 4.2 - Principais Necessidades de um Sistema Automático de Aquisição e Tratamento de Oscilografia | 50 |
| 4.2.1 - Necessidades Particulares da Operadora da Rede Nacional de Transporte | 51 |
| 4.3 - Arquitetura e Requisitos de um Sistema Automático de Aquisição e Tratamento de Oscilografia | 52 |
| 4.3.1 - Fontes de Dados..... | 53 |
| 4.3.2 - Utilizadores..... | 53 |
| 4.3.3 - Configuração e Lógica de Análise | 54 |
| 4.3.4 - Requisitos Especificados na Literatura Técnica..... | 55 |
| 4.3.5 - Arquitetura e Requisitos Particulares da Operadora da Rede Nacional de Transporte | 57 |
| 4.4 - Sistema Automático de Aquisição e Tratamento de Oscilografia para a Operadora da Rede Nacional de Transporte: Funcionalidades | 59 |
| 4.4.1 - Possíveis Benefícios do Sistema Automático de Aquisição e Tratamento de Oscilografia para a Operadora da Rede Nacional de Transporte..... | 61 |
| 4.5 - Sumário..... | 62 |

| | |
|---|------------|
| Capítulo 5 | 63 |
| Análise de Registos de Oscilografia..... | 63 |
| 5.1 - Incidentes na Rede Nacional de Transporte: Análise..... | 63 |
| 5.5.1 - Incidente com Comportamento Incorreto dos Sistemas de Proteção | 64 |
| 5.5.2 - Incidente com Comportamento Correto dos Sistemas de Proteção | 68 |
| 5.2 - Melhorias da Análise com um Sistema Automático de Aquisição e Tratamento de Oscilografia | 74 |
| 5.3 - Sumário..... | 75 |
| Capítulo 6 | 77 |
| Conclusões e Possíveis Trabalhos Futuros | 77 |
| 6.1 - Conclusões | 77 |
| 6.2 - Limitações nos Requisitos Especificados..... | 78 |
| 6.3 - Contribuições da Dissertação | 79 |
| 6.4 - Possíveis Trabalhos Futuros | 79 |
| Referências | 81 |
| Anexo A..... | 83 |
| Registo de Oscilografia | 83 |
| Anexo B..... | 85 |
| Modelo de Dados e Arquitetura da Aplicação Central de Análise de Incidentes para a Operadora da Rede Nacional de Transporte..... | 85 |
| Anexo C..... | 95 |
| Funcionalidades da Aplicação Central de Análise de Incidentes para a Operadora da Rede Nacional de Transporte..... | 95 |
| Anexo D..... | 111 |
| Templates dos Relatórios da Aplicação Central de Análise de Incidentes para a Operadora da Rede Nacional de Transporte..... | 111 |

Lista de figuras

| | |
|--|----|
| Figura 2.1 - Constituição de um sistema de proteção [1]. | 6 |
| Figura 2.2 - Modelização da arquitetura do sistema SPT3. | 8 |
| Figura 2.3 - Modelização da arquitetura do sistema SPB. | 9 |
| Figura 2.4 - Característica operacional de uma função de proteção diferencial [1]. | 10 |
| Figura 2.5 - Esquema unifilar do princípio de funcionamento da função DIFL (adaptado de [7]). | 10 |
| Figura 2.6 - Esquema unifilar do princípio de funcionamento da função DIFT (adaptado de [1]). | 12 |
| Figura 2.7 - Esquema unifilar de um barramento simples, sem e com um defeito no barramento. | 13 |
| Figura 2.8 - Esquema unifilar do princípio de funcionamento da função DIST (adaptado de [8]). | 14 |
| Figura 2.9 - Características operacionais da função DIST (MHO e Quadrilateral) [8]. | 14 |
| Figura 2.10 - Esquema unifilar do princípio de funcionamento da função DIST com um defeito a meio da linha (adaptado de [8]). | 15 |
| Figura 2.11 - Característica operacional da função DIST com a aplicação do <i>load encroachment</i> [8]. | 16 |
| Figura 2.12 - Esquema unifilar ilustrativo do princípio de funcionamento do esquema PUTT (adaptado de [10]). | 17 |
| Figura 2.13 - Esquema unifilar ilustrativo do princípio de funcionamento do esquema POTT (adaptado de [10]). | 17 |
| Figura 2.14 - Características operacionais de tempo definido e tempo dependente da função MI [11]. | 18 |
| Figura 2.15 - Esquema do princípio operacional da função SOTF (adaptado de [11]). | 20 |
| Figura 2.16 - Representação do tempo morto de religação [12]. | 21 |

| | |
|--|----|
| Figura 2.17 - Esquema da arquitetura do sistema de controlo e proteção das subestações RNT. | 31 |
| Figura 3.1 - Características de um registo de oscilografia [18]. | 36 |
| Figura 3.2 - Arquitetura atual de acesso remoto aos registos de oscilografia na RNT. | 38 |
| Figura 3.3 - Oscilografia de um defeito fase-terra, sendo a fase em defeito representada a vermelho (Figura a cores) [18]..... | 40 |
| Figura 3.4 - Oscilografia de um defeito fase-fase, sendo as fases em defeito representadas a vermelho e verde (Figura a cores) [18]. | 40 |
| Figura 3.5 - Oscilografia de um defeito fase-fase-terra, sendo as fases em defeito representadas a vermelho e verde (Figura a cores) [18]..... | 41 |
| Figura 3.6 - Oscilografia de um defeito trifásico (Figura a cores) [18]. | 41 |
| Figura 3.7 - Forma da corrente de um registo de oscilografia de um defeito fase-terra. | 41 |
| Figura 3.8 - Representação das impedâncias de um defeito sobrepostas com as características de operação de uma função de distância, num diagrama R-X [18]. | 42 |
| Figura 3.9 - Registo de Oscilografia de um defeito monofásico com tempo de eliminação de 0,04 s. | 43 |
| Figura 3.10 - Exemplo de uma oscilografia de um reacendimento do disjuntor (forma de onda da corrente de defeito) [22]. | 45 |
| Figura 3.11 - Exemplo de oscilografia com fecho desigual dos pólos do disjuntor [22]..... | 45 |
| Figura 3.12 - Exemplo de oscilografia com saturação do transformador de intensidade (forma de onda da corrente secundária, a parte a sombreado é a corrente fornecida ao relé e a restante parcela é a corrente desviada para o ramo de magnetização do TI) [22]. | 46 |
| Figura 4.1 - Esquema simplificado da arquitetura de um sistema automático de aquisição e tratamento de oscilografia..... | 53 |
| Figura 4.2 - Esquema ilustrativo da arquitetura particular da operadora da RNT para um sistema automático de aquisição e tratamento de oscilografia. | 57 |
| Figura 5.1 - Esquema unifilar da linha de transmissão que sofreu a descarga elétrica (as distâncias apresentadas na figura foram obtidas pelos registos TRIPLOG dos dois extremos da linha). | 64 |
| Figura 5.2 - Registo TRIPLOG gerado pelo sistema de proteção SP1 do posto de corte do Ribatejo..... | 64 |
| Figura 5.3 - Formas de onda da corrente, nas três fases da linha (L1, L2, L3) e no neutro (E ou L4), registadas durante o incidente pelos sistemas de proteção SP1 e SP2 dos dois extremos da linha. | 65 |
| Figura 5.4 - Parte dos registos de oscilografia do sistema de proteção SP1 dos dois extremos da linha, posto de corte do Ribatejo e subestação de Fernão Ferro. | 66 |
| Figura 5.5 - Parte dos registos de oscilografia do sistema de proteção SP2 dos dois extremos da linha, posto de corte do Ribatejo e subestação de Fernão Ferro. | 67 |

| | |
|---|----|
| Figura 5.6 - Registo TRIPLOG gerado pelo sistema de proteção SP2 da subestação de Fernão Ferro. | 68 |
| Figura 5.7 - Esquema unifilar da linha de transmissão onde ocorreu o curto-circuito fase-terra (as distâncias apresentadas na figura foram obtidas pelos registos TRIPLOG dos dois extremos da linha). | 68 |
| Figura 5.8 - Formas de onda da corrente, nas três fases da linha (L1, L2, L3) e no neutro (E), registadas durante o incidente pelos sistemas de proteção SP1 e SP2 dos dois extremos da linha. | 69 |
| Figura 5.9 - Parte dos registos de oscilografia do sistema de proteção SP1 dos dois extremos da linha, subestação de Alqueva e subestação de Ferreira do Alentejo. | 70 |
| Figura 5.10 - Parte dos registos de oscilografia do sistema de proteção SP2 dos dois extremos da linha, subestação de Alqueva e subestação de Ferreira do Alentejo. O termo <i>Pickup</i> indica o arranque da função de proteção. | 71 |
| Figura 5.11 - Diagramas R-X disponibilizados pelos sistemas de proteção SP2 dos dois extremos da linha. | 72 |
| Figura 5.12 - Formas de onda da corrente na fase em defeito dos registos do sistema SP1 dos dois extremos da linha, com o sinal de atuação da função de religação. | 72 |
| Figura 5.13 - Parte do registo de oscilografia gerado pelo sistema de proteção SP1 do extremo SAV com o sinal de receção da ordem de disparo aos terminais do disjuntor (Q53S: Trip1p). | 73 |
| Figura 5.14 - Formas de onda da corrente na fase afetada dos dois extremos da linha, onde se pode confirmar o tempo de eliminação do defeito. | 73 |

Lista de tabelas

| | |
|--|----|
| Tabela 2.1 - Lógica os ciclos de religação para os quatro modos de religação (adaptado de [12]). | 21 |
| Tabela 2.2 - Regulações do sistema SPT3. | 22 |
| Tabela 2.3 - Constituição dos sistemas SPT1 e SPT2 no painel de linha MAT. | 23 |
| Tabela 2.4 - Critérios das funções de proteção dos sistemas SPT1 e SPT2 no painel de linha MAT. | 24 |
| Tabela 2.5 - Constituição dos sistemas SPT1 e SPT2 no painel de transformador. | 25 |
| Tabela 2.6 - Critérios das funções de proteção dos sistemas SPT1 e SPT2 no painel de transformador..... | 26 |
| Tabela 2.7 - Constituição dos sistemas SPT1 e SPT2 no painel de autotransformador. | 27 |
| Tabela 2.8 - Critérios das funções de proteção dos sistemas SPT1 e SPT2 no painel de autoTransformador. | 27 |
| Tabela 2.9 - Constituição dos sistemas SPT1 e SPT2 no painel de bateria de condensadores. | 28 |
| Tabela 2.10 - Critérios das funções de proteção dos sistemas SPT1 e SPT2 no painel de bateria de condensadores. | 28 |
| Tabela 2.11 - Constituição dos sistemas SPT1 e SPT2 no painel de reactância <i>shunt</i> | 29 |
| Tabela 2.12 - Critério da função MI no painel inter-barras. | 29 |

Abreviaturas e Símbolos

Lista de abreviaturas

| | |
|-------|---|
| AT | Alta Tensão |
| BT | Baixa Tensão |
| IED | <i>Intelligent Electronic Device</i> |
| MAT | Muito Alta Tensão |
| RNT | Rede Nacional de Transporte |
| SCADA | <i>Supervisory Control and Data Acquisition</i> |
| SPT | Sistema de Proteção |
| TI | Transformador de Intensidade |
| TT | Transformador de Tensão |

Lista de símbolos

| | |
|----------|---------------|
| A | Ampere |
| kA | Kiloampere |
| km | Quilómetro |
| kV | Kilovolt |
| ms | Milissegundos |
| Ω | Ohm |
| R | Resistência |
| s | Segundos |
| X | Reactância |
| Z | Impedância |

Capítulo 1

Introdução

O título desta dissertação é a Especificação dos Requisitos de um Sistema Automático de Aquisição e Tratamento de Oscilografia para Apoio à Manutenção dos Sistemas de Proteção da Rede Nacional de Transporte. Neste primeiro Capítulo será contextualizado o tema da dissertação. Na Secção 1.1 será apresentado o âmbito da dissertação e na Secção 1.2 a motivação e os objetivos da dissertação. Para finalizar o Capítulo, apresenta-se na Secção 1.3, sumariamente, a estrutura da dissertação.

1.1 - Âmbito da Dissertação

A Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE), devido à dependência progressiva de energia elétrica, por parte da sociedade, obriga o sistema elétrico de energia a manter um elevado grau de continuidade de fornecimento de energia elétrica. Nesta continuidade de serviço de energia, a Rede Nacional de Transporte desempenha um papel muito importante, pois assegura o escoamento de energia elétrica produzida nas centrais electroprodutoras até às redes de distribuição, pelo que é exigido à sua operação elevada fiabilidade e segurança. Para garantir este nível de operação, os sistemas de proteção são fundamentais porque, apesar da conceção e manutenção cuidada, a rede estará sempre sujeita a perturbações criadas por causas naturais, falhas nos equipamentos e/ou falhas do operador [1].

Os incidentes¹ que ocorrem na rede de transporte devem, assim, ser detetados rapidamente, localizados e isolados de modo a manter a continuidade de serviço e limitar as consequências dos incidentes ao mínimo possível. Portanto, é exigida elevada fiabilidade e bom desempenho aos sistemas de proteção desta rede [1].

A garantia de um nível elevado de fiabilidade dos sistemas de proteção começa: na conceção, no projeto, nos ensaios de fábrica, nos ensaios de comissionamento e nos estudos de coordenação de funções de proteção. À posteriori é reforçado pela análise sistemática dos

¹ Qualquer anomalia na rede elétrica, com origem no sistema de potência ou não, que requeira ou cause a abertura automática de disjuntores.

incidentes através dos registos produzidos durante os incidentes, proporcionando uma avaliação contínua do seu funcionamento.

1.2 - Motivação e Objetivos da Dissertação

Atualmente, com a existência do mercado liberalizado de eletricidade e com as restrições ambientais e económicas, os operadores da rede de transporte são obrigados a operar o sistema de energia mais perto dos seus limites. Nestas circunstâncias, e como não é possível realizar redes elétricas com 100% de fiabilidade e de segurança, o sistema encontra-se mais vulnerável à ocorrência de incidentes [1]. Desta forma, os sistemas de proteção devem aceitar que ocorram incidentes, devendo atuar seletivamente e o mais rapidamente possível para colocar fora de serviço apenas o elemento de rede afetado, reduzindo, assim, os seus efeitos.

Com o objetivo de averiguar e melhorar o desempenho dos sistemas de proteção é necessário avaliar e analisar o comportamento destes sistemas, utilizando para isso os registos de oscilografias gerados durante os incidentes. Atendendo à elevada quantidade de incidentes que podem ocorrer, à complexidade de sistemas de proteção envolvidos na rede, aos avanços dos sistemas de telecomunicações e ao aumento de velocidade de processamento dos *softwares*, pretende-se que esta análise seja realizada por um sistema automático.

Os objetivos desta dissertação são em primeiro lugar conhecer a constituição e compreender o princípio de funcionamento dos sistemas de proteção, comando e controlo da Rede Nacional de Transporte e analisar registos de oscilografia. Os restantes objetivos passam por descrever como se avalia o comportamento dos sistemas de proteção a partir de registos de oscilografia, especificar os requisitos necessários para o desenvolvimento de um sistema automático de aquisição e tratamento de oscilografia, descrever as funcionalidades deste sistema e apresentar os seus possíveis benefícios.

1.3 - Estrutura da Dissertação

A dissertação encontra-se estruturada em seis capítulos. O primeiro Capítulo introduz o tema abordado, apresenta o âmbito, a motivação e os principais objetivos da dissertação. Neste Capítulo é ainda descrita a estrutura da dissertação.

O Capítulo 2 apresenta uma descrição dos sistemas de proteção, comando e controlo da Rede Nacional de Transporte (RNT). É caracterizada a constituição dos sistemas de proteção e são descritas as funções de proteção, bem como os critérios usados para a sua coordenação e regulação, por tipo de painel da operadora da RNT. Por último, é feita uma descrição sucinta da arquitetura do sistema de controlo e proteção da Rede Nacional de Transporte.

No Capítulo 3 descrevem-se os principais aspetos que podem ser observados através da análise de registos de oscilografia, fundamentais para a avaliação do desempenho dos sistemas de proteção aquando da ocorrência de incidentes. São caracterizados os registos de oscilografia, é descrita a arquitetura de aquisição de registos de oscilografia na Rede Nacional de Transporte e, por fim, são descritas as informações sobre o funcionamento e estado dos sistemas de proteção passíveis de serem retiradas dos registos de oscilografia.

O Capítulo 4 foca a arquitetura e os requisitos para um sistema automático de aquisição e tratamento de oscilografia. Em particular, apresenta a especificação da arquitetura e dos requisitos próprios da operadora da Rede Nacional de Transporte para a conceção desse

sistema, especificados em parceria com o Departamento de Operação e Manutenção da Engenharia de Sistemas da Direção de Exploração da operadora da Rede Nacional de Transporte. São expostas as necessidades, as funcionalidades pretendidas e os benefícios esperados pela operadora da RNT neste sistema.

No Capítulo 5 é exemplificada a avaliação do comportamento dos sistemas de proteção através da análise manual de registos de oscilografia, gerados num incidente. São analisados dois incidentes reais que ocorreram na Rede Nacional de Transporte, um com comportamento incorreto e outro com comportamento correto dos sistemas de proteção. Por fim, são referidas algumas análises que poderão ser efetuadas com o sistema automático de aquisição e tratamento de oscilografia.

O Capítulo 6 encerra a dissertação com a apresentação das principais conclusões do trabalho desenvolvido. São também apresentadas as limitações nos requisitos especificados e as contribuições desta dissertação, bem como sugestões de possíveis trabalhos futuros.

Capítulo 2

Sistemas de Proteção, Comando e Controlo da Rede Nacional de Transporte de Energia

Neste Capítulo serão apresentadas as características dos sistemas de proteção, comando e controlo instalados pela operadora da Rede Nacional de Transporte de energia. Após uma breve introdução, na Secção 2.2 serão descritas as características de um sistema de proteção. Prosseguir-se-á com a descrição dos sistemas, funções de proteção e controlo da Rede Nacional de Transporte e das regulações utilizadas nestes sistemas nas Secções 2.3, 2.4, 2.5 e 2.6. Por fim, na Secção 2.7 será apresentada, resumidamente, a arquitetura dos sistemas de proteção, comando e controlo da Rede Nacional de Transporte.

2.1 - Introdução

A Rede Nacional de Transporte (RNT) efetua a atividade de transporte de eletricidade em muito alta tensão (150, 220 e 400 kV), mediante uma concessão atribuída pelo Estado Português, em regime de serviço público e de exclusividade, à REN - Redes Energéticas Nacionais [2]. É uma rede completamente malhada e a maioria das suas subestações possuem topologia de duplo barramento e disjuntor e meio. Para preservar a integridade física da rede e garantir a continuidade de serviço e qualidade de energia exigidas, assim como a segurança das pessoas, os sistemas de proteção, comando e controlo são sistemas fundamentais nesta rede [1].

2.2 - Sistemas de Proteção: Requisitos

Um sistema de proteção compreende um conjunto de elementos, tais como transformadores de medida (Transformador de Intensidade -TI e Transformador de Tensão - TT), relés de proteção, cabos de ligação entre esses elementos, disjuntor e bateria de

alimentação. A sua função é detetar ligações ou equipamentos em defeito² ou outras condições do sistema elétrico de natureza anormal ou perigosa, e iniciar no circuito, no qual se encontra instalado, uma ação apropriada para eliminar esse defeito com segurança. Desta forma, o bom funcionamento de um sistema de proteção implica que cada um dos elementos que o constituem esteja em perfeito estado e efetue a sua função corretamente [1]. Na Figura 2.1 está representado um esquema unifilar da constituição de um sistema de proteção.

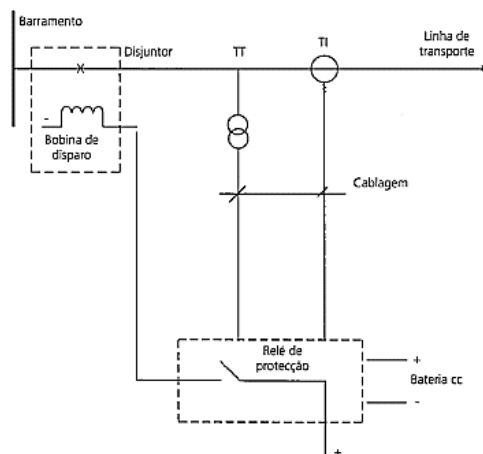


Figura 2.1 - Constituição de um sistema de proteção [1].

Os sistemas de proteção para atingirem o seu objetivo de assegurar, em todas as circunstâncias e, o mais rápido e seletivamente possível, o isolamento apenas do elemento do sistema em defeito devem possuir as seguintes características [1]:

- Seletividade: Capacidade do sistema de proteção isolar apenas o elemento de rede afetado e limitar as consequências do defeito;
- Fiabilidade: É a característica do sistema de proteção que garante que este não tenha falhas de atuação nem atuações não seletivas ou intempestivas. Neste âmbito, descrevem-se duas características:
 - 1) A dependabilidade, isto é, a capacidade de um sistema de proteção atuar quando solicitado;
 - 2) A segurança, quer dizer, a aptidão do sistema de proteção não atuar indesejadamente, ou seja, intempestivamente ou de forma não seletiva.
- Rapidez: É a característica que permite ao sistema de proteção eliminar todos os defeitos, num tempo compatível com a segurança das pessoas e a boa conservação dos elementos constituintes do sistema elétrico e evitar ruturas de sincronismo devidas a uma eliminação tardia (em caso de defeito trifásico). Por outras palavras, é a capacidade de eliminar o defeito tão rapidamente quanto possível, de modo a minimizar os seus impactos;

² Qualquer anomalia no sistema de potência resultante de uma perda de isolamento que requeira a abertura automática de disjuntores.

- **Sensibilidade:** É a capacidade do sistema de proteção operar corretamente em situações mínimas de defeito e não atuar em condições limites de operação. Esta característica permite ao sistema de proteção operar em circunstâncias em que as correntes de defeito se encontram reduzidas, seja por uma diminuição momentânea da potência de curto-circuito, seja por uma resistência de defeito;
- **Compatibilidade:** É a capacidade que permite a adaptação do sistema de proteção ao meio no qual ele se encontra instalado, tratando-se sobretudo das ligações externas, como as entradas de corrente, entradas e saídas digitais e as alimentações auxiliares. Esta característica está ligada a dois aspetos: *Hardware* (interfaces e meios de transmissão) e *Software* (protocolos de comunicação e versões de *software*);
- **Flexibilidade:** É a capacidade de a proteção ser utilizada para várias aplicações, dizendo respeito sobretudo às possibilidades de regulação. A proteção deve poder ser regulada em função do elemento de rede a proteger, permitindo, ao mesmo tempo, uma normalização dos equipamentos;
- **Disponibilidade:** É a fração de tempo (em %) durante a qual as expectativas em relação a uma proteção são asseguradas, tratando-se das exigências de disponibilidade de todos os elementos que asseguram uma operação correta.

Os sistemas de proteção têm um comportamento correto quando respeitam todos os requisitos apresentados nesta Secção. As particularidades e constituição dos sistemas de proteção da Rede Nacional de Transporte descrevem-se nas Secções 2.3, 2.4, 2.5 e 2.6.

2.3 - Sistemas de Proteção da Rede Nacional de Transporte

Na Rede Nacional de Transporte (RNT), um sistema de proteção (SPT) é constituído por 3 sistemas autónomos de proteção designados por SPT1, SPT2 e SPT3. O SPT1 e o SPT2 são sistemas de proteção de painel e referem-se exclusivamente ao elemento de rede a proteger. O SPT3 é um sistema de proteção que contempla funções de sistema ao nível global da subestação (sistema caracterizado na Secção 2.3.1). Cada um dos sistemas pode ser constituído por um ou mais equipamentos e integram uma única função ou por várias funções de proteção, as quais partilham a mesma interface e trocam entre si informações necessárias ao cumprimento global do sistema [3]. O SPT1 e o SPT2 possuem um sistema de alimentação independente³ e encontram-se ligados a circuitos de disparo aos disjuntores independentes.

Por norma, os sistemas SPT1 e SPT2 possuem modelos e algoritmos distintos entre si, podendo ou não pertencerem ao mesmo fornecedor. São sistemas concorrentes e funcionam paralelamente com o mesmo objetivo para que, no caso de falha de um dos sistemas, o elemento de rede continue a ser protegido. Desta forma, estes sistemas são completamente redundantes [3]. Estes sistemas, para além das funções de proteção, que se descrevem na

³ Sistemas alimentados por polaridades diferentes.

Secção 2.4, também são constituídos por funções de controlo, de vigilância e de monitorização.

Na RNT a conceção e o projeto do sistema de proteção são realizados por tipo de painel, isto é, por tipo de elemento de rede a proteger, pelo que a constituição do sistema de proteção, descrita na Secção 2.6, varia com o tipo de painel.

2.3.1 - Sistemas de Proteção ao nível da Subestação: SPT3 e SPB

O sistema SPT3 (Sistema de Proteção de Barramento Descentralizado) promove a proteção a barramentos do mesmo nível de tensão de uma subestação. Este sistema contempla o conceito de sistema distribuído de proteção de barramento. As unidades de painel (UP), por nível de tensão, promovem a aquisição local das informações (lógicas e operacionais analógicas) de cada painel para efeitos das funções de proteção deste sistema (proteção de barramento e falha de disjuntor), comunicando cada uma das unidades de painel com a unidade central. A unidade central (UC) realiza a gestão dessa informação, efetua a tomada de decisão e envia essa decisão às unidades de painel⁴. As unidades de painel enviam depois, por fio de cobre, a ordem de disparo às unidades rápidas de disparo (URD)⁵ [4] dos respetivos painéis. A unidade central encontra-se instalada num armário separado dos sistemas SPT1, SPT2 e SPT3. Deste modo, o SPT3 é designado por um sistema descentralizado [3]. Na Figura 2.2 está modelizada a arquitetura do sistema SPT3.

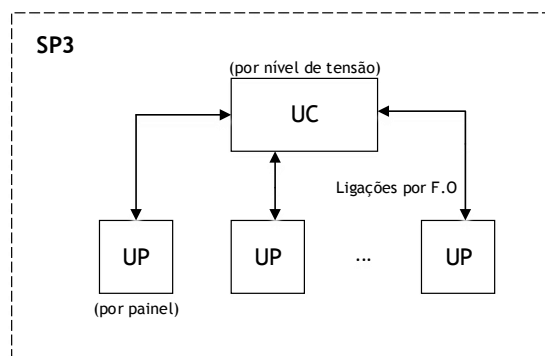


Figura 2.2 - Modelização da arquitetura do sistema SPT3.

O sistema SPB (Sistema de Proteção de Barramento Centralizado) segue um funcionamento semelhante ao SPT3, mas é um sistema centralizado, isto é, recebe diretamente as correntes dos transformadores de intensidade e as informações do estado de aparelhagem AT (aparelhagem de Alta Tensão, e.g. disjuntores) dos painéis e efetua, ele próprio, a gestão da informação. Este sistema encontra-se instalado num armário separado dos sistemas SPT1, SPT2 e SPT3 e só possui a função de proteção de barramento, designada

⁴ As unidades centrais possuem algoritmos que permitem o envio da decisão apenas às unidades de painel que isolam o defeito.

⁵ Unidade Rápida de Disparo: unidade que estabelece isolamento galvânico entre as proteções e o circuito das bobinas de disparo do disjuntor, transmitindo as ordens de disparo sem que estas sofram um atraso superior a 5 milissegundos.

por vezes de proteção de barramento centralizada. Na Figura 2.3 está modelizada a arquitetura do sistema SPB.

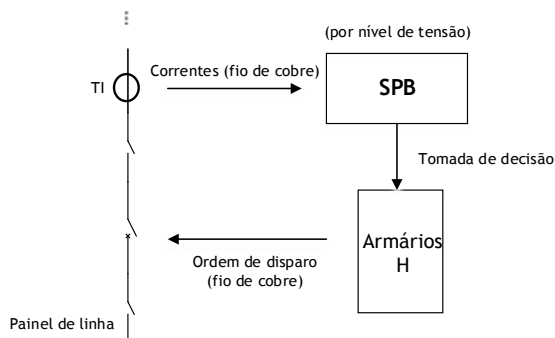


Figura 2.3 - Modelização da arquitetura do sistema SPB.

Os Armários H são os armários onde estão instalados os sistemas de proteção de um determinado painel (estes armários são especificados na Secção 2.7).

Os sistemas SPT3 e SPB existem sempre nas subestações com topologia de disjuntor e meio. Nas subestações com topologia de duplo barramento, mais recentes existem os dois sistemas, no entanto, nas mais antigas apenas existe o sistema SPT3. No nível de tensão de 60 kV também só existe o sistema SPT3.

2.4 - Funções de Proteção utilizadas na Rede Nacional de Transporte

Uma função de proteção define-se como uma entidade capaz de processar informação local ou remota adequada (correntes, tensões e estados binários de equipamentos) de modo a detetar um defeito num elemento de rede de energia, através de um ou vários algoritmos apropriados, e desencadear a ação para a qual foi projetada. As diversas funções de proteção variam consoante o tipo de algoritmo, a informação necessária para a identificação de defeitos, o tipo de defeito a detetar e os elementos de rede a proteger [5].

As principais funções de proteção que constituem os sistemas de proteção da RNT descrevem-se desde a Secção 2.4.1 até à Secção 2.4.9.

2.4.1 - Função Diferencial

A função de proteção diferencial (DIF) é uma função de proteção unitária cujo princípio de funcionamento se baseia na comparação da corrente que entra e sai na zona do elemento de rede a proteger (princípio apoiado na primeira Lei de *Kirchhoff*). Esta função de proteção atua quando a corrente diferencial comparada excede uma determinada amplitude pré-determinada e o seu disparo é não temporizado para todos os tipos de defeito “dentro” da zona a proteger [4, 6].

A corrente diferencial, na ausência de defeitos, idealmente seria zero, mas na realidade isso não se verifica devido a erros de medida causados pela característica de funcionamento dos transformadores de intensidade, erros nos circuitos de entrada e erros de transmissão de

dados. Estes erros podem originar uma falsa⁶ corrente diferencial, pelo que é necessário regular esta corrente. Como a falsa corrente diferencial varia com a amplitude da corrente que atravessa o elemento a proteger, regula-se a corrente diferencial da proteção por uma característica de funcionamento proporcional à corrente de defeito, a qual engloba a corrente de estabilização [1]. A corrente de estabilização é, para todos os valores de corrente diferencial, a imagem do maior erro possível do sistema de proteção diferencial [7]. Na Figura 2.4 apresenta-se um exemplo de uma característica operacional da proteção diferencial.

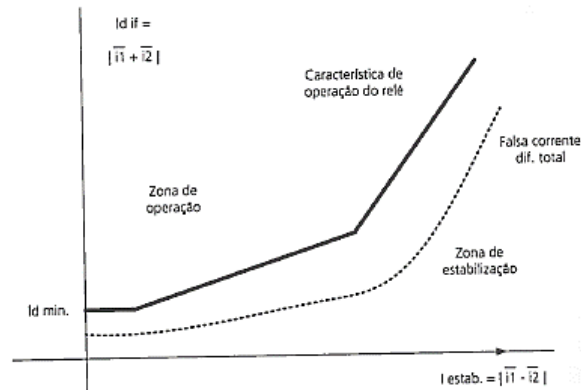


Figura 2.4 - Característica operacional de uma função de proteção diferencial [1].

Com esta característica a função diferencial consegue maior sensibilidade para correntes de carga baixas, para correntes de defeito baixas e para correntes de defeito elevadas [1].

Na Rede Nacional de Transporte existem quatro tipos de função de proteção diferencial: diferencial de linha (DIFL), diferencial de (auto)transformador (DIFT), diferencial homopolar de (auto)transformador (DIFTH) e diferencial de barramento (DIFB).

A função diferencial de linha (DIFL) baseia-se na comparação da amplitude e fase das correntes primárias de cada extremidade da linha/cabo a proteger com as grandezas correspondentes da outra extremidade dessa mesma linha/cabo. A medida da corrente é efetuada localmente em cada extremo da zona a proteger e é transmitida para o extremo oposto. Em cada extremo é calculada a corrente diferencial a partir da soma vetorial das correntes medidas [7]. Na Figura 2.5 está representado o esquema unifilar da função diferencial de linha.

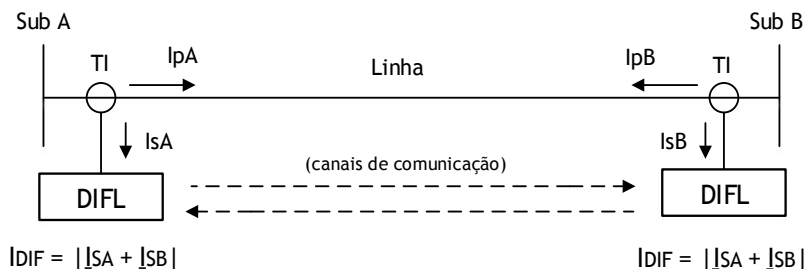


Figura 2.5 - Esquema unifilar do princípio de funcionamento da função DIFL (adaptado de [7]).

⁶ Corrente diferencial existente, mas não originada por um defeito.

No esquema acima apresentado:

- I_{pA} e I_{sA} são, respectivamente, a corrente no primário e secundário medida pelo TI do extremo A;
- I_{pB} e I_{sB} são, respectivamente, a corrente no primário e secundário medida pelo TI do extremo B;
- I_{DIF} é a corrente diferencial.

Desprezando as correntes provocadas pelas capacidades da linha, as correntes de magnetização dos transformadores e os erros associados aos transformadores de medida, a corrente, em módulo, no extremo A é igual à corrente no extremo B, ou seja, a corrente que “entra” e atravessa a zona a proteger e “sai” é a mesma (Figura 2.5). Em caso de defeito na zona a proteger, a soma da corrente que “entra” com a que “sai” é diferente de zero e igual à corrente de defeito. A zona a proteger é delimitada pelos transformadores de intensidade, pelo que esta função não proporciona *backup* remoto [7].

Uma vez que a zona a proteger envolve duas instalações distintas, as medidas obtidas em cada um dos extremos têm que ser transmitidas. Deste modo, são necessários canais de comunicação entre os extremos da linha/cabo. Na RNT a transmissão entre extremos, para painéis de linha MAT, é realizada via canais de comunicação de 2Mbit/s dedicados ao sistema de proteção e efetuada via canais F.O (fibra ótica dedicada) para painéis de linha AT. A topologia de comunicação é em cadeia (não há redundância de canais, quando este falha, o sistema de proteção diferencial fica fora de serviço), apenas para linhas AT, e em anel para as linhas MAT (há redundância de canais, quando um falha, comuta imediatamente para o outro e o sistema de proteção diferencial continua operacional) [7].

Na operação desta função, a informação trocada entre extremos tem de ser comparada exatamente no mesmo instante, ou seja, a medida obtida no extremo A, no instante de tempo x , tem que ser comparada com a medida no extremo B obtida no instante de tempo x (Figura 2.5), pois uma pequena diferença no instante de tempo pode provocar uma corrente diferencial suficiente para desencadear um disparo intempestivo da função diferencial. Assim, é necessária a existência de sincronização entre as proteções dos extremos da linha/cabo.

A função diferencial de (auto)transformador (DIFT) utiliza como princípio de medida a diferença das correntes à “entrada” e à “saída” (primário e secundário) do (auto)transformador, de três ou dois enrolamentos, a proteger. A medida da corrente é efetuada localmente e a corrente diferencial é calculada a partir da soma vetorial das correntes medidas. Tal como na função DIFL, a zona a proteger é delimitada pelos transformadores de intensidade do primário e secundário da máquina, pelo que a função reage unicamente a defeitos entre os TI's [4]. Na Figura 2.6 está representado o esquema unifilar do princípio de funcionamento da função diferencial de (auto)transformador.

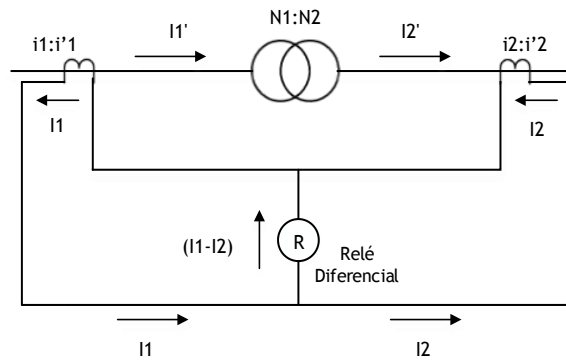


Figura 2.6 - Esquema unifilar do princípio de funcionamento da função DIFT (adaptado de [1]).

No esquema:

- $N1:N2$ é a relação de transformação entre o primário e o secundário do transformador de potência protegido;
- $i1:i'1$ e $i2:i'2$ são, respetivamente, os rácios dos transformadores de intensidade do lado primário e secundário do transformador de potência.

Teoricamente, desprezando a corrente de excitação do transformador de potência, os erros de medida dos TI's, as correntes de magnetização dos TI's e as tomadas de regulação em carga do transformador de potência, em condições normais de operação e em caso de defeitos externos, as correntes $I1$ e $I2$ são iguais, desde que $N1/N2 = i1/i2$ (Figura 2.6). Assim, se a corrente diferencial, I_{DIF} , for definida como $I_{DIF} = I1 - I2$, para condições normais de operação, esta corrente diferencial será nula. No caso de defeitos internos a corrente diferencial torna-se significativa ($I_{DIF} \gg 0$) e a proteção opera para eliminar o defeito [1].

Na realidade, a utilização desta função não é assim tão simples pois existem problemas específicos que podem originar falsas correntes diferenciais, tais como: elevadas correntes de curto-circuitos externos, efeito da regulação em carga, erros dos próprios transformadores de intensidade e efeito da corrente de magnetização. Nestas situações, é necessária uma coordenação mais complexa da resposta operacional da função diferencial de (auto)transformador.

Outro problema, na prática, é a corrente de arranque do transformador de potência. A corrente de arranque em transformadores de potência contém uma componente contínua resultante da saturação mais ou menos forte do ferro do núcleo magnético (devido à colocação em tensão de um transformador de potência em vazio) e uma proporção de harmónicos (sobretudo do 2º e 5º harmónicos), resultantes de um efeito transitório (lei de Lenz) no instante de ligação. Devido a esta corrente, o circuito de proteção diferencial será percorrido por uma corrente de desequilíbrio significativa, provocada por uma situação que não corresponde a um defeito do transformador, mas que pode ser suficiente para provocar um funcionamento intempestivo. Para evitar este comportamento indesejável no arranque do transformador de potência, a operadora da rede de transporte possui patamares de bloqueio para o 2º e 5º harmónicos durante os primeiros ciclos da corrente de arranque, isto é, para valores superiores a um determinado valor definido pela operadora da RNT da corrente no 2º e 5º harmónicos, a função DIFT é bloqueada e não dispara [4].

A função diferencial homopolar de (auto)transformador (DIFTH) ou *Restricted Earth Fault* (REF) possui características semelhantes à função diferencial de (auto)transformador, sendo

que a zona a proteger está delimitada pelo transformador de intensidade de fase do enrolamento a que respeita a função DIFTH e o transformador de intensidade instalado no neutro do (auto)transformador de potência [4].

Esta função é usada para complementar a função diferencial de (auto)transformador, sendo sensível a correntes bastantes reduzidas. Em certas situações, por exemplo quando o transformador tem um enrolamento em estrela cujo neutro está ligado à terra por intermédio de uma impedância, as correntes de defeito monofásicas podem ser fortemente limitadas e a proteção diferencial de fase (DIFT) pode não ser suficientemente sensível para detetar essas correntes combinadas com a corrente de carga [1].

A função diferencial de barramento (DIFB) segue a mesma filosofia de funcionamento da função diferencial de linha e da função diferencial de (auto)transformador, mas o elemento de rede a proteger é o barramento. A zona de proteção do barramento é delimitada pelos transformadores de intensidade dos painéis ligados ao barramento. Na Figura 2.7 apresenta-se um esquema unifilar que permite ilustrar o princípio de funcionamento da função DIFB.

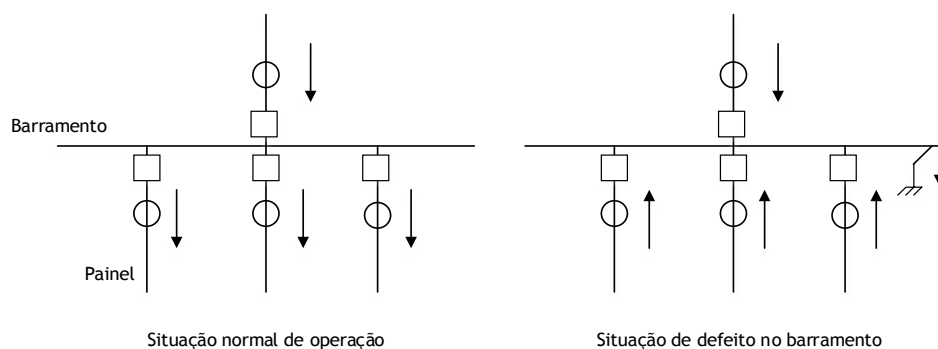


Figura 2.7 - Esquema unifilar de um barramento simples, sem e com um defeito no barramento.

A corrente diferencial, I_{DIF} , é obtida pela soma vetorial das correntes dos painéis ativos ligados ao barramento. Na situação normal de operação ou no caso de defeitos externos, a soma vetorial das correntes é igual a zero (primeira lei de Kirchhoff: a soma de todas as correntes que entram e saem num nó é nula), portanto $I_{DIF} = 0$ e a função de proteção não atua (Figura 2.7: situação normal de operação). Numa situação de defeito no barramento, todos os painéis ativos vão contribuir para o defeito e a corrente diferencial deixa de ser nula, $I_{DIF} \neq 0$, ocorrendo a atuação da função de proteção (Figura 2.7: situação de defeito no barramento).

A função diferencial de barramento possui algoritmos que permitem enviar a ordem de disparo apenas para os painéis que permitem isolar o defeito (pode acontecer, por exemplo, em topologias de duplo barramento).

Esta função de proteção possui, necessariamente, rapidez, dependabilidade e segurança, porque um defeito neste elemento de rede e/ou com um mau funcionamento da função de proteção é muito grave e pode ter consequências em toda a rede [4].

2.4.2 - Função de Distância [6, 8]

A função de distância (DIST) baseia-se na proporcionalidade existente entre a impedância e a distância (Ω/km) de uma linha. O seu princípio de funcionamento consiste no cálculo da

impedância, vista pela função distância, através da medida da tensão e da corrente. Desta forma, a proteção calcula a impedância de defeito baseada na relação entre o valor da tensão e da corrente de curto-circuito. Caso o valor da impedância de defeito reduza o suficiente para se encontrar dentro da zona de sensibilidade da proteção, a função de distância atua. Na Figura 2.8 está representado um esquema unifilar do princípio de funcionamento da função de proteção de distância.

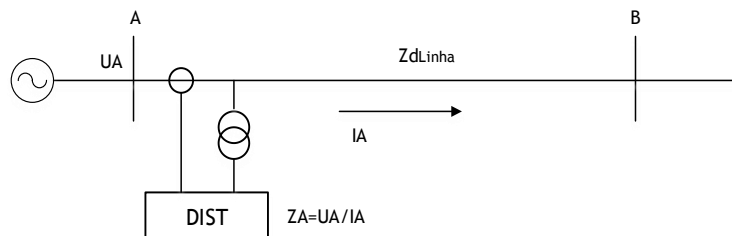


Figura 2.8 - Esquema unifilar do princípio de funcionamento da função DIST (adaptado de [8]).

Esta função pode ter várias zonas funcionais com diferentes alcances de impedância e tempos de operação. Deste modo, através da combinação dos alcances de impedância e dos tempos de operação, consegue-se ter seletividade entre zonas. Na RNT, por regra, existem cinco zonas, sendo que duas são dedicadas ao arranque: arranque “para a frente” (Z_{ARRFW}) e arranque “para trás” (Z_{REV}). As cinco zonas encontram-se especificadas na Secção 2.6.1.

Na função de distância é utilizado um diagrama R-X para representar, sobre o plano definido pelos eixos da resistência e da reactância, a impedância vista pela proteção e a sua característica de operação. Na RNT a característica operacional utilizada pode ser do tipo MHO ou Quadrilateral, uma vez que nas linhas de transporte a reactância é muito superior à resistência. Na Figura 2.9 apresentam-se as características operacionais utilizadas pela RNT na função DIST.

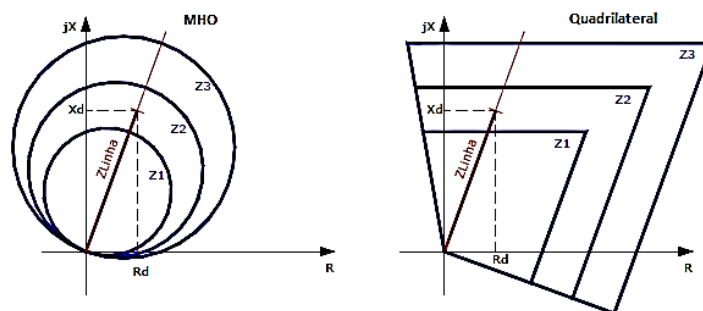


Figura 2.9 - Características operacionais da função DIST (MHO e Quadrilateral) [8].

Na prática, a utilização desta função de proteção necessita de ter em conta, para além de fatores como a natureza do defeito e dos erros nas medidas dos TT's e TI's, fatores relacionados com as características da rede. Um desses fatores é a influência do extremo remoto na impedância de defeito, devido à sua contribuição na corrente de defeito. Na Figura 2.10 apresenta-se um esquema unifilar que ilustra esta situação.

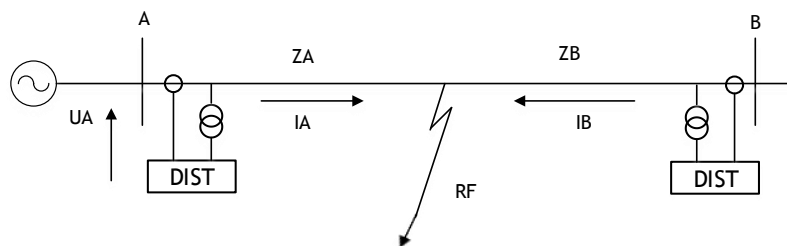


Figura 2.10 - Esquema unifilar do princípio de funcionamento da função DIST com um defeito a meio da linha (adaptado de [8]).

Considerando o defeito representado na Figura 2.10 como uma impedância RF, a tensão medida pela função de distância à dada por:

$$U_A = Z_A \times I_A + (I_A + I_B) \times R_F, \tag{2.1}$$

em que UA é a tensão no extremo A, IA e IB são, respetivamente, a contribuição para a corrente de defeito pelo extremo A e pelo extremo B e ZA é a impedância entre o extremo A e o local do defeito.

A impedância medida pela função de proteção obtêm-se através de:

$$Z_{medida} = \frac{U_A}{I_A} \tag{2.2}$$

substituindo na expressão da impedância medida (2.2) a tensão UA pela equação 2.1 tem-se:

$$Z_{medida} = Z_A + \frac{(I_A + I_B) \times R_F}{I_A} \tag{2.3}$$

Assim se conclui que:

- Se a contribuição pelo extremo A for muito superior à contribuição pelo extremo B ($I_A \gg I_B$), então, Zmedida é aproximadamente igual a ZA, e não há problemas;
- Se a contribuição pelo extremo B for muito elevada comparativamente à contribuição pelo extremo A ($I_A \ll I_B$), então, Zmedida é muito superior a ZA, isto significa que a impedância vista pela proteção de distância pode ser muito maior do que o seu valor real, ou seja, a proteção pode estar em sob alcance. Nesta situação existe o perigo de disparos não seletivos em zona 1.

Para ultrapassar este problema, aumenta-se o alcance resistivo da característica de operação: tipicamente para defeitos fase-fase, a RNT considera $R/X=1$ e para defeitos fase-terra $R/X=2$. No entanto, ao aumentar o alcance resistivo, pode haver problemas nas zonas de carga. O aumento do alcance resistivo pode propiciar disparos intempestivos para zonas de carga porque, como normalmente as cargas são muito resistivas, em casos de normal funcionamento a impedância medida pode estar dentro do alcance resistivo da característica de operação. Como forma de ultrapassar este problema é utilizado o processo designado por *load encroachment* [9], em que é cortada parte da característica operacional da função de proteção, como se exemplifica na Figura 2.11.

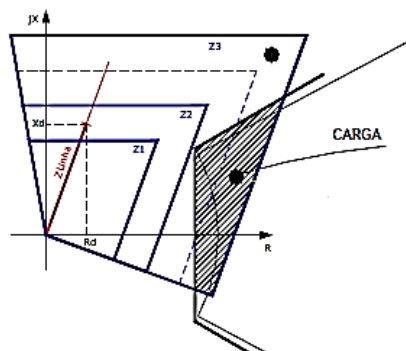


Figura 2.11 - Característica operacional da função DIST com a aplicação do *load encroachment* [8].

2.4.3 - Função de Teleproteção [10]

A função de teleproteção (TELEPT) é uma função associada à função de proteção de distância. É constituída por equipamentos, designados por teleproteções, associados à função de distância das extremidades das linhas/cabos. Estes equipamentos permitem o estabelecimento de um “diálogo” entre as funções de distância dos extremos da linha, com os objetivos de eliminar os defeitos o mais rapidamente possível ao longo de toda a linha, sincronizar os disparos das proteções dos extremos da linha e criar as condições necessárias à religação [1]. Deste modo, a função TELEPT e a função de distância complementam-se, com vista à constituição de uma função unitária básica para proteção, com tempos totais de eliminação de defeitos inferiores ao que seria possível com recurso estrito às funções de distância.

É de notar que esta função necessita de canais de comunicação para transmitir e receber sinais entre os extremos da linha/cabo. Na RNT, os métodos de transmissão tipicamente utilizados são transmitidos por:

- Altas frequências na linha (correntes portadoras) (quase inexistente);
- Fibra ótica no cabo de guarda (ou linha).

Na RNT, são usados essencialmente dois tipos de esquema de teleproteção associados à função de distância (esquemas lógicos de permissão), esquemas de Sob Alcance e Sobre Alcance.

Esquemas de Sob alcance (sem sobre alcance da zona 1):

- PUTT - *Permissive Underreach Transfer Trip*:
Sempre que a função DIST de um dos extremos da linha/cabo arranque em zona 1, envia sinal de TP (sinal de teleproteção) para o outro extremo e dispara, o outro extremo da linha/cabo dispara ao receber TP e a sua função DIST arrancar em zona predefinida para o esquema (tipicamente Z_{ARRFW} , zona de arranque “para a frente”). (e.g. Observando a Figura 2.12, no caso de um defeito em D, a função DIST do extremo A vê o defeito em zona 1, dispara e envia TP para a função DIST do extremo B, este extremo ao receber TP, como está a ver o defeito em zona 2, dispara);

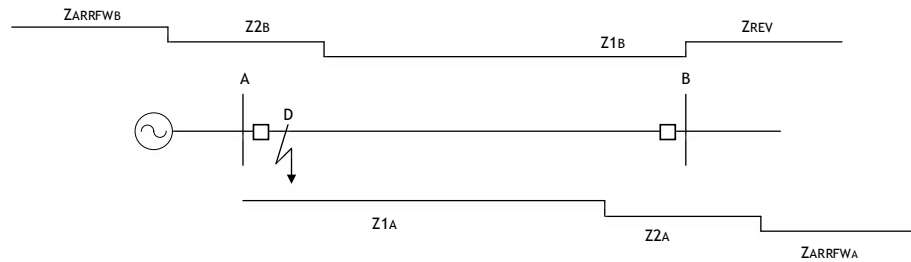


Figura 2.12 - Esquema unifilar ilustrativo do princípio de funcionamento do esquema PUTT (adaptado de [10]).

- DTT - *Direct Transfer Trip*

O princípio de funcionamento é igual ao esquema PUTT, com a exceção do disparo. Neste esquema de teleproteção é suficiente receber o sinal de TP para ocorrer o disparo, não há confirmação de arranque no extremo que recebe o sinal.

Esquemas de Sobre alcance (com sobre alcance da zona1):

- POTT - *Permissive Overreach Transfer Trip*

Sempre que a função DIST de um dos extremo da linha/cabo arrancar em zona 2, envia sinal de TP para o outro extremo e só dispara se receber o ECO desse extremo. Este extremo envia sinal de eco se receber sinal de TP e arrancar em zona 2 (ou Z_{ARRFW}). (e.g. Observando a Figura 2.13, no caso de um defeito em D1 a função DIST do extremo A arranca em zona 2 e envia TP para o extremo B, este extremo ao receber sinal de TP e dado que o defeito é visto numa zona para a frente, dispara e envia sinal de eco para extremo A). Este esquema de teleproteção garante que só são isolados os defeitos existentes na própria linha, e.g. no caso de um defeito em D2 (Figura 2.13), o extremo A, mesmo estando a ver o defeito em zona 2, não dispara porque não recebe o eco do extremo B, uma vez que este vê o defeito na zona de arranque para trás (Z_{REV}).

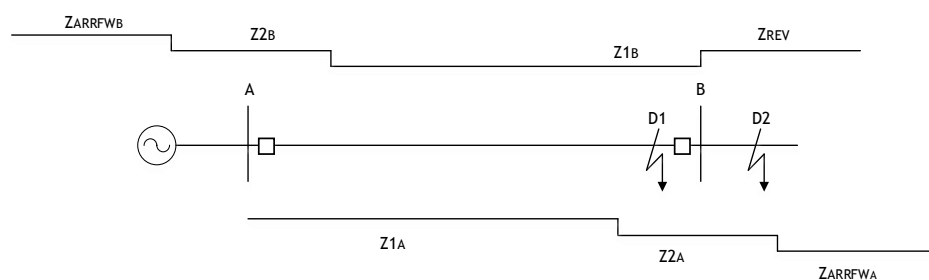


Figura 2.13 - Esquema unifilar ilustrativo do princípio de funcionamento do esquema POTT (adaptado de [10]).

- WEI - *Weak End Infeed*

O esquema WEI está, normalmente, associado ao esquema POTT e é apenas implementado em extremos da rede com fonte “fraca” (extremos com pouca contribuição para a corrente de curto-circuito). Em extremos “fracos” a função principal (DIST) pode não ser capaz de detetar o defeito, pelo que não enviará nenhum sinal TP para o outro extremo. Assim sendo é utilizado o esquema WEI, no qual, a confirmação do sinal de receção é realizada pela medida fase a fase da

tensão no extremo fraco (tendo por base que a tensão diminui consideravelmente no extremo fraco). Observando a Figura 2.13 e considerando o extremo B como um extremo fraco, no caso de um defeito em D1, a função do extremo A arranca em zona 2 e envia TP, no extremo B, se a tensão for menor que 60% da tensão nominal (valor de tensão utilizado pela RNT) e esta não arrancar em zona Z_{REV} , a função efetua o disparo e envia eco para o extremo A.

É de referir que, sempre que uma proteção arranca em zona 1, envia sinal de TP e dispara (e.g. no caso de um defeito ser visto em zona 1 pelas funções DIST de ambos os extremos (defeito a meio da linha/cabo), ambas as funções disparam e enviam sinal de TP). Na RNT são utilizados, essencialmente, os esquemas de teleproteção PUTT, POTT e POTT com WEI.

2.4.4 - Função de Máxima Intensidade de Fase [11]

O funcionamento de uma função de proteção de máxima intensidade (MI) é baseado no princípio simples da medida da intensidade da corrente e da consequente operação, quando a intensidade da corrente ultrapassa o valor de regulação definido [1]. A função MI é sensível a correntes de fase e é utilizada para detetar defeitos entre fases. Do ponto de vista funcional, na RNT são utilizadas as seguintes características operacionais:

- Tempo Definido;
- Tempo dependente da corrente (curva de tempo inverso).

Na Figura 2.14 apresenta-se um exemplo das características de tempo definido e de tempo dependente da corrente.

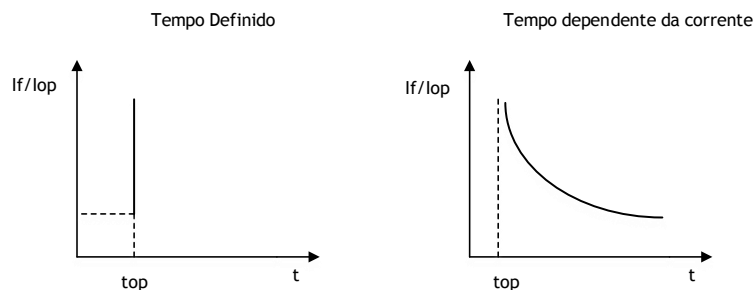


Figura 2.14 - Características operacionais de tempo definido e tempo dependente da função MI [11].

Na Rede Nacional de Transporte não é realizado qualquer tipo de coordenação entre as funções de máxima intensidade.

2.4.5 - Função Direcional de Terra [11]

A função direcional de terra (DIRT) segue o mesmo princípio de operação da função de máxima intensidade, mas é sensível à corrente de neutro. Na RNT a função DIRT é utilizada como uma função complementar à função de distância, com o objetivo de eliminar os defeitos à terra resistivos não detetados pela função de distância. Esta função, como o próprio nome indica, é sensível ao sentido da corrente. A medida de direccionalidade é realizada pela diferença de ângulo entre a corrente e tensão homopolar medidas.

2.4.6 - Função de Máxima Intensidade Homopolar [4]

A função de máxima intensidade homopolar (MIH) é funcionalmente semelhante à função MI, mas operacionalmente sensível a correntes homopolares.

Na gama desta função de proteção existem as seguintes funções:

- MIHBIB - Máxima Intensidade Homopolar do Neutro do Transformador Biberão
Esta função destina-se à deteção de defeitos à terra no circuito de ligação entre o terciário dos (auto)transformadores e o primário do transformador “Biberão” (TSA⁷);
- MIHREACTN - Máxima Intensidade Homopolar para Reactância de Neutro
Esta função é igualmente sensível às correntes homopolares e tem funcionalidade semelhante à função DIRT. É utilizada com o objetivo de detetar defeitos com pouca corrente;
- MIHREE - Máxima Intensidade Homopolar em Regime Especial de Exploração
Esta função só está ativa quando a rede estiver em Regime Especial de Exploração (REE⁸) (apenas utilizada em linhas AT).

2.4.7 - Função de Máxima Tensão [4]

A função de máxima tensão (MAXU) é sensível a tensões de fase e é utilizada para detetar tensões acima do valor operacional regulado para a função. Na RNT a característica operacional desta função é de tempo definido e é apenas utilizada nos painéis de baterias de condensadores.

2.4.8 - Função de Fecho Sobre o Defeito (*Switch-On-To-Fault*) [11]

A função fecho sobre o defeito (SOTF) é uma função de bloqueio ao disjuntor que desenvolve uma sequência lógica baseada em condições transitórias, as quais ativam temporariamente outras funções de proteção tornando-as mais sensíveis ou mais rápidas. O seu princípio de funcionamento é o seguinte: após uma ordem de fecho manual do disjuntor e durante 600 milissegundos, a função SOTF mantém-se ativa dando origem a um disparo não temporizado na presença de qualquer arranque da função DIFL, DIST ou MI. Além do envio de disparo, inibe nova tentativa manual durante 5 minutos e informa o operador da ocorrência de um fecho sobre defeito. Na Figura 2.15 está representado um esquema do princípio operacional da função SOTF.

⁷ Transformador destinado a alimentar os serviços auxiliares da subestação. Encontra-se ligado ao terceiro enrolamento do transformador de potência.

⁸ Regime declarado quando existem trabalhos em tensão realizados nas linhas energizadas a partir de painéis da REN.

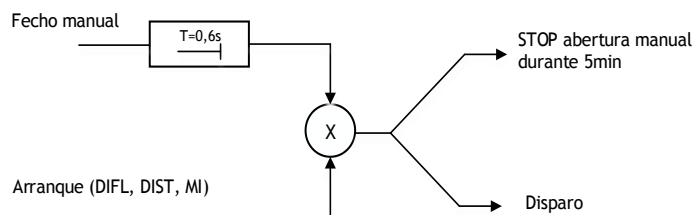


Figura 2.15 - Esquema do princípio operacional da função SOTF (adaptado de [11]).

A Rede Nacional de Transporte utiliza esta função com o objetivo de detetar defeitos permanentes e garantir uma maior segurança da rede.

2.4.9 - Função Falha de Disjuntor [4]

A função falha de disjuntor (FDISJ) é uma função de proteção destinada a detetar problemas na abertura dos disjuntores. O seu princípio de funcionamento é o seguinte: sempre que ocorre um disparo quer do sistema SPT1 quer do sistema SPT2 é enviado um sinal de “excitação” à função falha de disjuntor e esta inicia um temporizador. Se após 150 milissegundos a corrente medida no painel do respetivo disjuntor em falha for igual ou superior a $1,2 \times I_n$ (corrente nominal do TI), significa que o disjuntor ainda não abriu e conseqüentemente a função falha de disjuntor dá ordem de disparo, através da Unidade Central do SPT3, a todos os painéis ligados aquele barramento pois, nesta situação, a única forma de eliminar o defeito é abrir os disjuntores de todos os painéis ligados ao barramento. Nestes casos, a função diferencial de barramento envia ordem de disparo apenas aos disjuntores ligados ao mesmo barramento que o disjuntor em falha. Esta função é constituída por uma função de máxima intensidade para verificar o valor da corrente no painel.

2.5 - Funções de Controlo Associadas às Funções de Proteção

Na Rede Nacional de Transporte existem algumas funções de controlo associadas às funções de proteção. Nesta Secção descrevem-se duas delas: a função religação e a função verificação de sincronismo.

2.5.1 - Função de Religação [12]

A função de religação (RELIG) é uma função de controlo associada às funções de proteção que desencadeiam disparos suscetíveis de proporcionar a reposição de serviço de uma forma automática e extremamente rápida, isto é, a função RELIG é uma função de controlo associada ao disjuntor que envia uma ordem de comando ao disjuntor para fecho dos pólos, após um disparo de determinadas funções de proteção. As funções de proteção que podem iniciar uma religação são todas as não temporizadas:

- Função de distância em Zona 1;
- Função de distância em teleproteção;
- Função diferencial de linha.

Sempre que ocorre o disparo de uma destas funções de proteção, depois de um intervalo de tempo, designado por “tempo morto”, dá-se a religação automática. O tempo morto é o

tempo mínimo necessário para ocorrer a extinção do arco eléctrico, por outras palavras, é o período que vai desde a extinção das condições de defeito até à ordem de religação da função de religação. Na Figura 2.16 apresenta-se graficamente o tempo morto de religação.

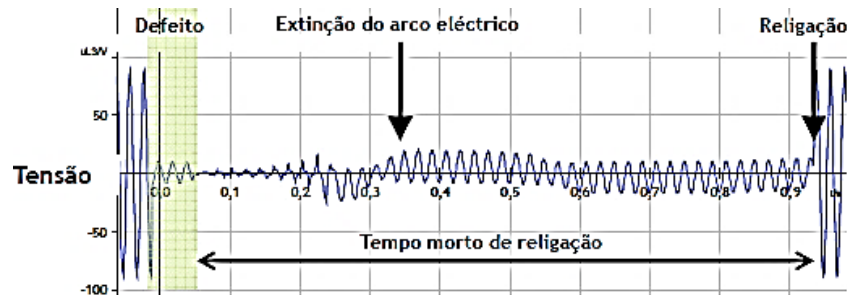


Figura 2.16 - Representação do tempo morto de religação [12].

Na RNT estão definidos quatro modos de religação: sem religação, religação monofásica, religação monofásica mais trifásica e religação trifásica. Dependendo do tipo de defeito e em conformidade com o modo de religação selecionado para o sistema de proteção, podem ser iniciados ciclos de religação monofásicos ou trifásicos. Na Tabela 2.1 apresenta-se a lógica dos ciclos de religação para os quatro modos de religação.

Tabela 2.1 - Lógica dos ciclos de religação para os quatro modos de religação (adaptado de [12]).

| Modo de Religação selecionado | Tipo de Defeito | Tipo de Disparo | Ciclo de Religação | Resultado |
|-------------------------------------|------------------|-----------------|--------------------|--------------------|
| Sem Religação | Qualquer defeito | - | - | Disparo definitivo |
| Religação Monofásica | Monofásico | Monofásico | Monofásico | Religação |
| | Polifásico | - | - | Disparo definitivo |
| Religação Monofásica mais Trifásica | Monofásico | Monofásico | Monofásico | Religação |
| | Polifásico | Trifásico | Trifásico | Religação |
| Religação Trifásica | Monofásico | Trifásico | Trifásico | Religação |
| | Polifásico | Trifásico | Trifásico | Religação |

Nos ciclos de religação monofásicos o tempo morto é de 900 milissegundos e nos ciclos de religação trifásicos é de, pelo menos, 300 milissegundos (valores empíricos definidos pela operadora da RNT). No ciclo de religação trifásica é necessário verificar previamente condições de sincronismo.

A esta função está ainda associado um tempo designado por “*Reclaim Time*” que corresponde ao período em que a função de religação se encontra bloqueada, após efetuar uma ordem de fecho ao disjuntor (a operadora da RNT utiliza um período de 5 segundos), qualquer defeito que ocorra durante esse tempo resultará em disparo definitivo.

A função de religação permite evitar uma situação de indisponibilidade prolongada, garantindo a estabilidade da rede e a melhoria da qualidade de serviço (redução do número de interrupções). É de notar que apenas existe religação para os defeitos em linhas, os defeitos com origem nos restantes elementos de rede são sempre definitivos (e.g. defeitos em transformadores).

2.5.2 -Função Verificação de Sincronismo (*Synchrocheck*) [12]

A função verificação de sincronismo (SYNC) averigua a existência de condições de sincronismo de modo a supervisionar a solicitação da ordem de comando da função de religação trifásica. O princípio de funcionamento é: o primeiro disjuntor religa e coloca tensão na linha “às escuras”, isto é, não tem em conta a tensão no barramento, compete depois ao disjuntor do outro extremo da linha estabelecer o sincronismo entre a tensão imposta na linha e a tensão do barramento desse extremo. Deste modo, para que seja permitida a religação trifásica, o disjuntor que realiza o sincronismo necessita de verificar os seguintes critérios de sincronismo entre a tensão na linha e no barramento:

- Diferença entre o módulo da tensão da linha e do barramento dentro de um limite definido;
- Diferença entre a frequência da tensão da linha e do barramento dentro de um limite definido;
- Diferença entre o ângulo da tensão da linha e do barramento dentro de um limite definido.

2.6 - Critérios Comportamentais/Regulações dos Sistemas de Proteção da Rede Nacional de Transporte por tipo de Painel [13]

A operadora da Rede Nacional de Transporte possui critérios de coordenação e regulação próprios para cada função de proteção, de acordo com o tipo de elemento de rede a proteger. Estes critérios definem o comportamento dos sistemas de proteção da RNT que devem ser respeitados, por forma a serem alcançados os objetivos definidos para estes sistemas. Os critérios comportamentais dos sistemas de proteção variam por tipo de painel.

Da Secção 2.6.1 até à Secção 2.6.9 é descrita a constituição de cada tipo de painel existente na RNT ao nível dos sistemas de proteção, assim como os critérios utilizados em cada função de proteção, à exceção do sistema SPT3.

A constituição do sistema SPT3 é idêntica em todos os tipos de painel. Como se referiu na Secção 2.3.1, este sistema é constituído pelas funções de proteção de falha de disjuntor e pela função de proteção de barramento (função diferencial de barramento). As regulações destas funções de proteção apresentam-se na Tabela 2.2.

Tabela 2.2 - Regulações do sistema SPT3.

| Função de Proteção | | |
|--------------------|---------------------------------------|----------|
| Falha de Disjuntor | lop (A) primários | top (ms) |
| | $1,2 \times I_{nTI}$ | 150 |
| DIFB | lop | top (ms) |
| | $<1,2 \times I_{nTI}$ ou $<I_{ccmin}$ | 0 |

Em que:

- I_{nTI} é a corrente nominal do transformador de intensidade com maior relação de transformação;

- Iccmin é a corrente mínima de curto-circuito prevista no barramento;
- Iop é a corrente de operação da função de proteção;
- top é o tempo de operação da função de proteção.

2.6.1 - Painel de Linha de Muito Alta Tensão (MAT)

O painel de linha MAT é constituído pelos sistemas de proteção de painel SPT1 e SPT2 e pelo sistema de proteção SPT3. A Tabela 2.3 apresenta a constituição dos sistemas SPT1 e SPT2 deste tipo de painel.

Tabela 2.3 - Constituição dos sistemas SPT1 e SPT2 no painel de linha MAT.

| Função de Proteção | SPT1 | SPT2 |
|--------------------|------|------|
| DIFL | X | – |
| DIST | – | X |
| DISTEMERG | X | – |
| DIRT | X | X |
| MI | X | X |
| SOTF | X | X |
| RELIG | X | X |
| SYNC | X | X |

Legenda: X - possui função.

Pela Tabela 2.3 verifica-se que a diferença entre o sistema SPT1 e o sistema SPT2 é a primeira função de proteção (função principal de proteção). Na RNT, por regra, a função principal associada ao SPT1 e ao SPT2 é, respetivamente, a função diferencial e a função de distância. Nas subestações que ainda não possuem a função diferencial, a função principal do SPT1 é a função de distância e, neste caso, não existe a função de distância de emergência no SPT1 e passa a existir uma função de distância normal.

A função de distância de emergência (DISTEMERG) é operacionalmente igual à função de distância. É utilizada como uma função de reserva no sistema SPT1, isto é, no SPT1, enquanto a função diferencial estiver ativa, a zona 1 da função DISTEMERG e o esquema de teleproteção estão bloqueados. No caso de ocorrer alguma falha na função DIFL, como por exemplo falha de comunicação, esta fica bloqueada e a zona 1 da função DISTEMERG e o esquema de teleproteção passam a ficar ativos, ficando o SPT1 em modo de emergência. Neste tipo de painel é ainda de referir que a função de máxima intensidade é não direcional e só está ativa na ausência de tensão, ou seja, é dependente da condição de ativação motivada pela falha do circuito secundário do transformador de tensão. Neste modo de funcionalidade a função de máxima intensidade designa-se por máxima intensidade de emergência (MIEMERG).

Os critérios das funções de proteção utilizados no painel de linha MAT representam-se, resumidamente, na Tabela 2.4.

Tabela 2.4 - Critérios das funções de proteção dos sistemas SPT1 e SPT2 no painel de linha MAT.

| Função de Proteção | | | | | | |
|--------------------|-------------------|---------------------|----------------------------|--|--|-----------------|
| DIFL | lop (A) primários | | | top (s) | | |
| | 300 | | | 0 | | |
| | Zona 1 | Zona 2 | Zona 3 | Zona 4 (ZARRFW) | Zona 5 (ZREV) | |
| DIST= DISTEMERG | Zop (Ω) | $80\%Z_{d_{linha}}$ | $\geq 120\% Z_{d_{linha}}$ | $\geq 120\%(Z_{d_{linha}} + Z_{di_{Máx}})$ | $\geq 120\%(Z_{d_{linha}} + Z_{di_{Máx}})$ | 50% Zona 4 |
| | top (ms) | 0 | 300 a 400 | 800 a 1000 | 1000 a 3000 | 1200 a 3200 |
| DIRT | lop (A) primários | | Curva | | K | |
| | 200 | | Tempo Inverso (NI) | | 0,4 | |
| MI | lop (A) primários | | Curva | top (s)(150 kV e 220 kV) | | top (s)(400 kV) |
| | 1800 | | Tempo Definido | 2,8 | | 0,8 |
| | | lop (A) | Zop (Ω) | top (s) | | Direcionalidade |
| SOTF | Corrente | DB=DM | 3In | - | 0 | Não direcional |
| | Distância | DB | - | ZARR | 0 | Não direcional |
| | | DM | - | ZARR | 0 | Direcional |

Em que:

- Zop é a impedância operacional da função de proteção;
- $Z_{d_{linha}}$ é a impedância direta da linha;
- $Z_{di_{Máx}}$ é a impedância direta da maior linha adjacente à linha a proteger;
- NI é a curva normalmente inversa das características CEI (Comissão Eletrotécnica Internacional);
- K é um parâmetro característico da curva normalmente inversa;
- ZARR é zona de arranque;
- DB é a topologia de duplo barramento;
- DM é a topologia de disjuntor e meio.

2.6.2 - Painel de Linha de Alta Tensão (AT)

A constituição do painel de linha AT segue a mesma filosofia do painel de linha MAT, exceto nos seguintes pontos:

- A função SOTF é sempre não direcional (em AT só existe topologia de duplo barramento);
- Não são utilizados esquemas de teleproteção e o primeiro escalão da função de proteção de distância é alongado até ao segundo escalão (Z1 alongado), ou seja, cobre 120% da impedância da linha com tempo de operação instantâneo (apenas no primeiro disparo e se a função religação estiver ativa);
- É constituído pela função de proteção de máxima intensidade homopolar.

A coordenação das linhas AT é realizada pela Operadora da Rede Nacional de Distribuição (EDP distribuição, SA) a título de concessão de exploração da Rede Nacional de Distribuição (RND), pelo que os critérios utilizados no painel de linha AT são definidos por esta entidade e estão fora do âmbito da presente dissertação.

2.6.3 - Painel de Transformador

O painel de transformador é constituído por dois sistemas de proteção de painel: SPT1, SPT2 (normalmente constituído por dois equipamentos designados por SPT2.1 e SPT2.2), e pelo SPT3. Q51 para lado MAT e o SPT3.Q50 para o lado AT. Tal como no painel de linha, estes sistemas são totalmente redundantes, sendo que os sistemas SPT1 e SPT2.1 são exatamente iguais. Com estes sistemas de proteção, a operadora da RNT pretende garantir máxima fiabilidade e segurança na proteção deste equipamento, dado que o transformador é dos equipamentos mais importantes e com maior valor económico na RNT. Na Tabela 2.5 apresenta-se a constituição dos sistemas de proteção de painel.

Tabela 2.5 - Constituição dos sistemas SPT1 e SPT2 no painel de transformador.

| Função de Proteção | SPT1 | SPT2 (SPT2.1 e SPT2.2) |
|--------------------|------|------------------------|
| DIFT | X | X |
| DIST | – | X |
| MI | X | X |
| MIEMRG | – | X |
| MIHBIB | X | X |
| MIH | X | X |
| REF | X | X |
| DIRT | – | X |

Legenda: X - possui função

Os critérios das funções de proteção utilizados no painel de transformador representam-se, resumidamente, na Tabela 2.6.

Tabela 2.6 - Critérios das funções de proteção dos sistemas SPT1 e SPT2 no painel de transformador.

| Função de Proteção | | | | |
|--------------------------------------|---|-------------------------------|--------------------------------|---|
| DIFT | lop_{dif} (A) 30%In | top (s) 0 | 2ª Harmónica 20% | 5º Harmónica 30% |
| 2 Zonas para o transformador | | 2 Zonas para as linhas | | |
| DIST | Zona 1 | Zona 2 | Zona 1 | Zona 2 |
| | Zop (Ω) | 80%ZTRANSF min. | 120%ZTRAN SF max. | Zonas coordenadas com os sistemas de proteção das linhas de 60 kV |
| | top (ms) | 0,2 | 1,2 | 0,3 - 0,7 2,5 |
| MI (regulada para o lado MAT) | lop (A) 1,8 x INTRANSF (MAT) | | Curva Tempo Definido | top (s) 2,8 |
| MIEMERG (regulada para o lado AT) | lop (A) primários 1,8 x INTRANSF (AT) | | Curva Tempo Definido | top (s) 2,5 |
| MIH | lop (A) primários | | Curva | top (s) |
| | Neutro | 400 | Tempo Definido | 2,8 |
| | Reactância | 120 | Tempo Definido | 2,8 |
| | TSA ("Biberão") | 30 | Tempo Definido | 4,5 |
| REF | | lop 30%In | | |
| DIRT | lop (A) primários 500 | | Curva Tempo Definido | top (s) 2,5 |

Em que:

- $Z_{TRANSF\ min}$ é a impedância mínima equivalente vista do lado AT;
- $Z_{TRANSF\ max}$ é a impedância máxima equivalente vista do lado AT;
- $I_{INTRANSF}$ é a corrente nominal do transformador de potência.

2.6.4 - Painel de AutoTransformador

O painel de autotransformador é constituído por dois sistemas de proteção de painel SPT1 (SPT1/H e SPT1/L) e SPT2 (SPT2/H e SPT2/L), e pelo SPT3.Q51/H e o SPT3.Q51/L. Os sistemas /H e /L referem-se, respetivamente, ao lado de tensão mais alta e mais baixa do autotransformador. A constituição dos sistemas de proteção de painel apresenta-se na Tabela 2.7.

Tabela 2.7 - Constituição dos sistemas SPT1 e SPT2 no painel de autotransformador.

| Função de Proteção | SPT1 | SPT2 |
|--------------------|------|------|
| DIFT | X | X |
| DIST | X | X |
| MI | X | X |
| MIEMRG | X | X |
| MIHBIB | X | X |
| MIH (Neutro) | X | X |
| REF | X | X |
| DIRT | X | X |

Legenda: X - possui função

Os critérios das funções de proteção utilizados no painel de autotransformador representam-se, resumidamente, na Tabela 2.8.

Tabela 2.8 - Critérios das funções de proteção dos sistemas SPT1 e SPT2 no painel de autotransformador.

| Função de Proteção | | | | | | |
|--|---|---|------------------------------|----------------------------|------------------------|---------------------|
| DIFT | Iop dif (A) 30%In | | top (s) 0 | | 2ª Harmónica 20% | 5ª Harmónica 30% |
| | | | 2 Zonas para o transformador | | 2 Zonas para as linhas | |
| | | | Zona 1 | Zona 2 | Zona 1 | Zona 2 |
| DIST | Zop (Ω) | H | 80%ZTRANSF | 120%ZTRANSF | 40% Zdmin. | 120% Zdmax. |
| | | L | min. | max. | | |
| | | H | 0,2 | Depende do nível de tensão | | |
| | | L | 0,2 | | | |
| MI (regulada para o lado H) = MIEMRG | Iop (A) 1,8 x INTRANSF | | Curva Tempo Definido | | top (s) 3,2 | |
| MIHBIB | Iop (A) primários 30 | | Curva Tempo Definido | | top (s) 4,5 | |
| MIH (Neutro) | Iop (A) primários 1,2 x INTRANSF (nível L) | | Curva Tempo Definido | | top (s) 3,5 | |
| REF | | | Iop 30%In | | | |
| DIRT | Iop (A) primários 300 | | Curva Tempo Inverso NI | | K 0,4 | |

Em que:

- $Z_{TRANSF\ min}$ é a impedância mínima equivalente, vista do lado de tensão mais alta (H) ou mais baixa (L) do autotransformador;
- $Z_{TRANSF\ max}$ é a impedância máxima equivalente, vista do lado de tensão mais alta (H) ou mais baixa (L) do autotransformador;

- Z_{dmim} é a impedância mínima da linha, vista do lado de tensão mais alta (H) ou mais baixa (L) do autotransformador;
- Z_{dmax} é a impedância máxima da linha, vista do lado de tensão mais alta (H) ou mais baixa (L) do autotransformador.

2.6.5 - Painel de Bateria de Condensadores

O painel de bateria de condensadores, tal como o painel de linha, é constituído pelos sistemas de proteção de painel SPT1, SPT2 e pelo SPT3. A constituição dos sistemas de proteção de painel apresenta-se na Tabela 2.9.

Tabela 2.9 - Constituição dos sistemas SPT1 e SPT2 no painel de bateria de condensadores.

| Função de Proteção | SPT1 e SPT2 |
|-----------------------------|-------------|
| MI | X |
| MIH | X |
| MAXU | X |
| Sobrecarga ⁹ | X |
| Desequilíbrio ¹⁰ | X |

Legenda: X - possui função

Os critérios das funções de proteção utilizados no painel de bateria de condensadores representam-se, resumidamente, na Tabela 2.10.

Tabela 2.10 - Critérios das funções de proteção dos sistemas SPT1 e SPT2 no painel de bateria de condensadores.

| Função de Proteção | | | |
|--------------------|---------------------------------------|------------------------|-----------------|
| | | lop (A) | top (ms) |
| MI | Com sincronização ao fecho | $1,5 \times IN_{BatC}$ | 50 |
| | Sem sincronização ao fecho | $1,5 \times IN_{BatC}$ | 200 |
| | | lop (A) | top (ms) |
| MIH | Com sincronização ao fecho | $0,8 \times IN_{BatC}$ | 50 |
| | Sem sincronização ao fecho | $0,8 \times IN_{BatC}$ | 150 |
| MAXU | Uop (kV) (Composta e primária) | | top (s) |
| | | 69 | 5 |
| Sobrecarga | lop (A) | | top (s) |
| | | $1,2 \times IN_{BatC}$ | ≥ 5 |

Em que:

- IN_{BatC} é a corrente nominal da bateria de condensadores;
- Uop é a tensão de operação.

⁹ Sensível ao valor eficaz da corrente.

¹⁰ Função própria da bateria de condensadores. A sua regulação é dada pelo fornecedor da bateria.

2.6.6 - Painel de Reactância *Shunt*

O painel de reactância *shunt* é constituído por dois sistemas de protecção de painel SPT1 e SPT2 (SPT2.1 e SPT2.2), e pelo SPT3. Na Tabela 2.11 apresenta-se a constituição dos sistemas de protecção de painel.

Tabela 2.11 - Constituição dos sistemas SPT1 e SPT2 no painel de reactância *shunt*.

| Função de Protecção | SPT1 | SPT2 (SPT2.1 e SPT2.2) |
|---------------------|------|------------------------|
| DIF | X | X |
| DIST | – | X |
| REF | X | X |
| MIH (Neutro) | X | X |
| DIRT | – | X |
| MAXU | – | X |

Legenda: X - possui função

Atualmente na RNT existem apenas duas reactâncias *shunt*, uma na subestação de Castelo Branco e outra na subestação de Tábua. A existência deste elemento na RNT é um evento recente porque apenas muito recentemente, ao contrário do que se verificava nos últimos anos, a carga tem diminuído. Consequentemente, existem certas situações na rede em que as tensões aumentam demasiado e como a energia reativa aumenta com o quadrado da tensão (para linhas em que a reactância é muito superior à resistência) [14] é necessária a instalação de reactâncias *shunt* para compensar a energia reativa presente na rede.

Uma vez que existem apenas duas reactâncias *shunt* instaladas na RNT e cada uma possui regulações próprias, ainda não existem critérios gerais de coordenação, desta forma, não se apresentam os critérios das funções de protecção deste painel.

2.6.7 - Painel de Barramento

O painel de barramento é constituído apenas pelos sistemas de protecção ao nível da subestação, SPT3 e SPB.

2.6.8 - Painel Inter-Barras

O painel inter-barras (IB) é constituído apenas pelo sistema de protecção geral SPT3, à excepção do nível de 60 kV, que, para além do sistema SPT3, também possui uma função de máxima intensidade. Na Tabela 2.12 representa-se o critério da função de MI.

Tabela 2.12 - Critério da função MI no painel inter-barras.

| | |
|---------|----------------|
| lop | 1,5 x In |
| Curva | Tempo Definido |
| top (s) | 2,2 |

2.6.9 - Painel Inter-Barras/*By-Pass*

O painel inter-barras/*by-pass* (IBBP) é constituído por dois sistemas de proteção de painel e por um sistema de proteção de barramento SPT3. Ambos os sistemas de proteção de painel são equipados com a função principal de proteção DIST.

No painel IBBP as regulações dos sistemas de proteção de painel são realizadas por grupos de linhas a proteger, isto é, os painéis de linhas existentes na instalação são agrupados porque só são permitidos no máximo 4 grupos de regulações por sistema de proteção (os mais recentes permitem até 6).

Este painel possui dois tipos de configuração:

- Barra fixa - *By-Pass* permitido só numa das barras:
Nesta configuração os dois sistemas de proteção de painel estão associados à mesma barra, desta forma existem 8 grupos de regulação para a mesma barra;
- Barra dupla - *By-Pass* permitido nas duas barras:
Nesta configuração cada sistema de proteção de painel está associado a uma barra, de modo que existem 4 grupos de regulação por barra.

No painel Inter-Barras/*By-Pass*, para além do próprio sistema de proteção, quando uma linha se encontra em *By-Pass*, o sistema de proteção dessa linha também está ativo (apesar da aparelhagem AT dessa linha estar desativada). Nesta situação, se ocorrer um disparo do sistema de proteção da linha em *By-Pass*, é enviado um sinal de aceleração ao sistema de proteção do IBBP, o qual vê este sinal na forma de uma teleproteção. Para este tipo de acontecimentos existem as funções de proteção:

- Weak End Infeed:
Elabora disparo se receber o sinal de aceleração e se a tensão da linha for inferior a 60% da tensão nominal;
- Função Máxima Intensidade de Teleproteção:
 - Característica de tempo definido;
 - $lop = 1,5 \times ln$;
 - $top = 0$ segundos (disparo condicionado à receção do sinal de aceleração).

2.7 - Arquitetura do Sistema de Controlo e Proteção da Rede Nacional de Transporte [15]

A arquitetura do sistema de controlo e proteção seguida nas subestações da Rede Nacional de Transporte foi projetada de modo a garantir um alto nível de disponibilidade do sistema global, de tal forma que a falha de um componente não afete outras partes do sistema. Por este motivo, a arquitetura é suportada em configurações do tipo “*multi-computer system*”. Assim, a arquitetura é organizada em quatro níveis hierárquicos, interligados entre si, sendo três para a subestação e um para o centro de controlo remoto:

- Nível 0: Aparelhagem de MAT, AT e BT;
- Nível 1: Comando e Controlo Local, Proteção e Oscilografia (ao nível dos armários de painel - *Bay level*);
- Nível 2: Comando e Controlo Local, Proteção e Oscilografia (ao nível dos armários centrais da subestação - *Station level*);
- Nível 3: Comando e Controlo Remotos, Acesso Remoto.

A subestação é comandada e controlada a partir do nível 2, sendo que os painéis individuais ou módulos (mais do que um elemento de rede, por exemplo, no caso de configurações de disjuntor e meio) são também comandados e controlados pelo equipamento de nível 1, no entanto, não é permitido comandar um painel ao mesmo tempo a partir do nível 3, do nível 2 e do nível 1. A arquitetura está ainda projetada para que o equipamento de cada painel seja independente do equipamento dos outros painéis e o seu funcionamento não seja afetado pela indisponibilidade de outras unidades de painel da subestação.

Nas subestações RNT é adotada a filosofia de unidades autónomas de controlo e proteção por painel, residindo estas duas entidades em armários separados. Por convenção, os armários de comando e controlo são designados por “G1” e os armários de proteção são designados por “H1”. Na Figura 2.17 apresenta-se um esquema simplificado da arquitetura do sistema de controlo e proteção, seguida nas subestações da RNT.

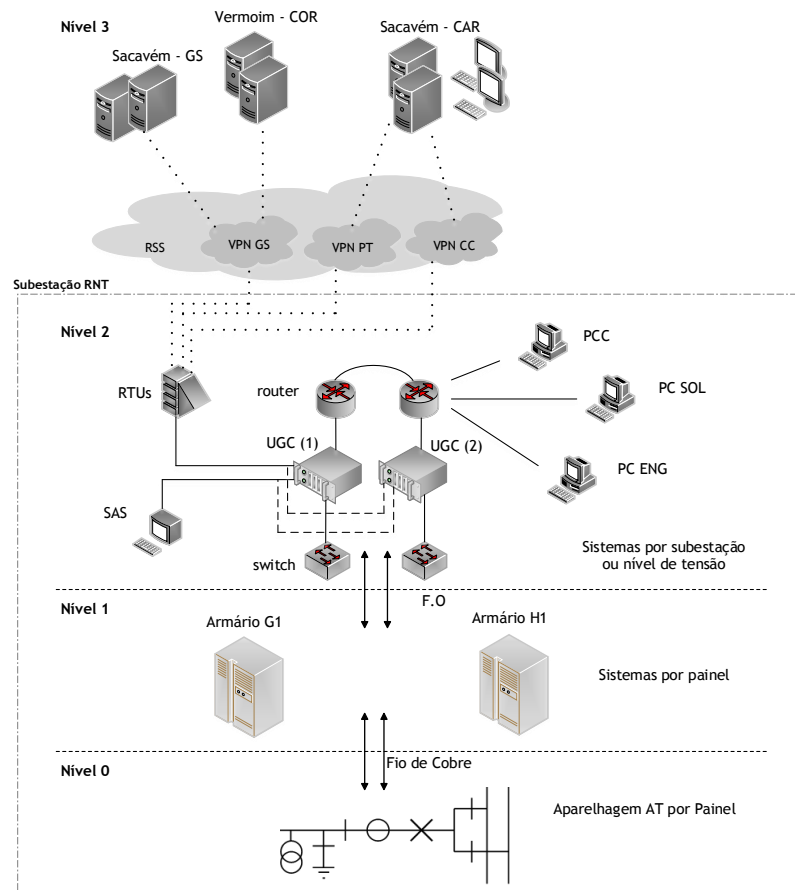


Figura 2.17 - Esquema da arquitetura do sistema de controlo e proteção das subestações RNT.

Segue-se a descrição dos quatro níveis da arquitetura do sistema de controlo e proteção das subestações RNT:

Nível 0:

No nível 0 encontram-se os equipamentos primários de uma subestação, tais como disjuntores, seccionadores, transformadores de intensidade e de tensão e transformadores de potência. Neste nível são efetuadas as medidas das grandezas elétricas.

Nível 1:

No Nível 1 encontram-se os equipamentos e sistemas próximos do processo. Por cada painel ou módulo são instalados armários de comando e controlo (G1) e armários de proteção (H1).

Nos armários G1 encontram-se, genericamente, funções de comando e controlo como: Unidade de Formação e Polaridades, Sinóptico de Comando Local (medidas de tensão e corrente do painel, indicação do estado e comando individual de todos os aparelhos do painel) e Automatismo de Serviços Auxiliares. Além destas funções, nestes armários existe uma Unidade de Gestão de Painel (UGP) que gere todas as funções de comando e controlo associadas ao painel, designada também por IED (*Intelligent Electronic Device*). Na Unidade de Gestão de Painel é realizada a aquisição, via rede LAN¹¹, das informações de defeitos de sistema, falhas de alimentação e corte de interruptores de polaridades dos painéis, bem como outras informações e alarmes.

Nos armários H1, existem, geralmente, os sistemas de proteção SPT1, SPT2 e SPT3 (apenas a parte da unidade de painel no sistema SPT3). Além destes sistemas, existe ainda o Sistema de Oscilografia e Localização de Defeitos (Sistema SOL).

Nível 2:

No Nível 2 encontram-se fundamentalmente os equipamentos que permitem o comando, controlo e proteção da subestação de modo centralizado, assim como os sistemas que estabelecem as comunicações entre os sistemas do nível 2 e do nível 3. Os equipamentos existentes neste nível são:

- Unidade de Gestão Central (UGC): As UGC's são a sede das bases de dados globais do sistema e são as entidades responsáveis pelo estabelecimento das comunicações com o SCADA (*Supervisory Control And Data Acquisition*) da operadora da RNT e com o SAS¹² (Sistema de Armazenamento Seletivo). Por norma, existe apenas um armário UGC por subestação ou posto de corte, no entanto, também podem existir armários UGC's por nível de tensão. Por questões de redundância existem sempre duas unidades de gestão central em paralelo, ambas recebem os dados, mas apenas uma comunica com o nível superior, se uma avaria, a comunicação passa a ser efetuada pela outra (Figura 2.17);
- Posto de Comando Central (PCC): O PCC possui a configuração elétrica de toda a subestação, incluindo o estado atual de todos os órgãos e aparelhagem e permite executar manobras e comandos da aparelhagem (e.g. manobras aos disjuntores). É muitas vezes designado por SCADA Central;
- IED Central da Proteção de Barramento e Falha de Disjuntor - SPB e SPT3, por cada nível de tensão;
- PC de Engenharia (ENG) para acesso remoto aos sistemas de controlo e proteção, por cada nível de tensão;
- Sistema de Sincronização e referência de tempo;

¹¹ *Local Area Network* - Rede de área local, é uma rede de computadores utilizada na interligação de equipamentos processadores com a finalidade de troca de dados.

¹² Sistema que realiza a aquisição cronológica de toda a informação espontânea ocorrida numa Subestação ou Posto de Corte, através de um *software* que interligará com todas as Unidades de Gestão Central do Sistema de Comando e Controlo (SCC).

- PC do Sistema de Oscilografia (SOL): O PC SOL permite efetuar, a pedido, a aquisição dos registos de oscilografia gerados pelas proteções da subestação;
- RTU (*Remote Terminal Unit*) Server: Sistema que tem a seu cargo a receção de comandos e envio de informação local digital e analógica (estado de toda a aparelhagem AT da instalação, alarmes, regulação de tensão e medidas dos painéis AT e serviços auxiliares) para o SCADA do Despacho/COR.

Nível 3:

No nível 3 encontram-se os sistemas que permitem realizar o comando e controlo remoto da subestação:

- SCADA, em Vermoim (COR - Centro de Operação de Rede) e em Sacavém (GS - Gestor de Sistema);
- Centro de Acesso Remoto - CAR, em Sacavém.

2.7.1 - Rede de Comunicações

Ao nível da subestação existe uma rede local designada por rede LAN, em conformidade com o protocolo IEC61850, associada de forma independente a cada nível de tensão. Esta rede é o meio físico pelo qual é assegurada a interconexão entre os equipamentos processadores: UGP, UGC, SAS e SCADA Central. Nesta rede estão ligados o PC de Engenharia, o coletor de Oscilografias, os servidores de tempo e o PC do Posto de Comando Central. As redes LAN são construídas em anel.

A interligação entre os níveis hierárquicos 2 e 3 é feita por uma rede de comunicação WAN¹³ segundo o protocolo IEC 60870-5-104, designada por Rede de Sistemas de Segurança da REN (RSS). Esta rede suporta um conjunto de redes VPN, independentes entre si, sendo cada uma associada a um “cliente” dos Sistemas de Proteção, Comando e Controlo das Instalações da RNT: VPN GS (Gestor de Sistema), VPN PT (Proteções), VPN CC (Comando e Controlo).

O acesso remoto às subestações/postos de corte é possível pelos sistemas PC SOL, PCC e PC de Engenharia e é feito preferencialmente via RSS, sendo em alternativa feito via *modem*¹⁴, através das linhas telefónicas internas.

2.8 - Sumário

Neste Capítulo apresentou-se a filosofia de proteção dos elementos de rede seguida pela operadora da Rede Nacional de Transporte. Descreveram-se os sistemas de proteção e a sua constituição, os princípios de funcionamento das funções de proteção e os critérios de coordenação utilizados pela operadora.

Os sistemas de proteção da RNT são constituídos por diversas funções de proteção e são completamente redundantes. Todos os elementos de rede possuem sistemas de proteção a

¹³ *Wide Area Network* - Rede de longa distância, é uma rede de computadores que abrange uma grande área geográfica.

¹⁴ Um *modem* é um equipamento que faz a modulação de um sinal digital para um sinal analógico e faz a demodulação do sinal analógico reconvertendo-o num sinal digital. Este equipamento é geralmente utilizado para garantir o acesso remoto às instalações.

operar como concorrentes, devido à sua importância e à necessidade de elevada fiabilidade da RNT.

Capítulo 3

Avaliação do Desempenho dos Sistemas de Proteção a partir de Registos de Oscilografia

Este Capítulo tem como objetivo apresentar os principais aspetos da análise do desempenho dos sistemas de proteção, através de registos de oscilografia, aquando da ocorrência de uma perturbação¹⁵. Na Secção 3.2 será introduzido o conceito de registos de oscilografia. Na Secção 3.3 será descrita a arquitetura de aquisição de registos de oscilografia seguida pela operadora da Rede Nacional de Transporte. Por fim, na Secção 3.4 serão descritas as informações que podem ser retiradas de registos de oscilografia para a análise do estado dos sistemas de proteção.

3.1 - Introdução

Os registos de oscilografia, segundo John R. Boyle [16], são uma ferramenta essencial para a análise do funcionamento dos sistemas de proteção durante a ocorrência de incidentes: “A proteção do Sistema Elétrico de Energia, nos dias de hoje, é realizada por um sistema complexo de relés extremamente sensíveis que funcionam apenas durante a ocorrência de um defeito no sistema elétrico. Porque os relés são extremamente rápidos e automáticos, os sistemas de registo de oscilografia instalados em locais apropriados podem ser usados para determinar o desempenho do sistema de proteção durante condições anormais do sistema”¹⁶.

A partir de registos de oscilografia pode-se verificar o correto ou indevido comportamento dos sistemas de proteção e, desta forma, no caso de uma atuação ser indevida, os registos de oscilografia podem ser utilizados para investigar essa atuação e promover medidas corretivas,

¹⁵ Qualquer anomalia no sistema de potência que requeira a abertura automática de disjuntores.

¹⁶ Tradução para Português da frase original em Inglês.

como por exemplo o reajuste dos relés de proteção, resultando num melhor desempenho e fiabilidade dos sistemas de proteção [17].

3.2 - Registos de Oscilografia: Descrição

Oscilografia significa o registo das oscilações de grandezas elétricas do sistema de energia, como tensões e correntes, durante uma perturbação elétrica, por outras palavras, um oscilograma é um ficheiro com um conjunto de grandezas com uma duração temporal pré-determinada, originado em consequência da identificação de uma perturbação elétrica [17].

Inicialmente, por volta da década de 50, a oscilografia era feita por equipamentos eletrónicos que através de uma agulha móvel registavam as oscilações num rolo de papel em movimento. A partir dos anos 70, o registo passou a ser realizado em papel fotográfico por aparelhos analógicos. Só em meados dos anos 80 surgiram os primeiros oscilógrafos digitais, os quais geravam arquivos que permitiam desenhar os oscilogramas [17].

Um registo de oscilografia, no caso de um defeito, divide-se em três períodos, o pré-defeito (*pre-fault*), a duração do defeito (*event duration*) e o pós-defeito (*post-fault*). O pré-defeito é identificado por todas as tensões, correntes e sequência de eventos que existem durante as condições de estado estacionário antes do início do defeito. No estado estacionário as tensões e as correntes devem refletir um sistema equilibrado, exceto para desequilíbrios normais causados por mudanças de carga. Este período estabelece o instante em que ocorreu o defeito. O pós-defeito indica a duração do defeito, este período é desencadeado imediatamente após a atuação do sistema de proteção. Entre o período pós-defeito e o pré-defeito verifica-se o período que o defeito permanece na rede. Estes três períodos, assim como a amplitude das tensões e correntes, são cruciais para analisar o que acontece durante um defeito [18]. A Figura 3.1 apresenta um registo de oscilografia onde se podem identificar os três períodos descritos.

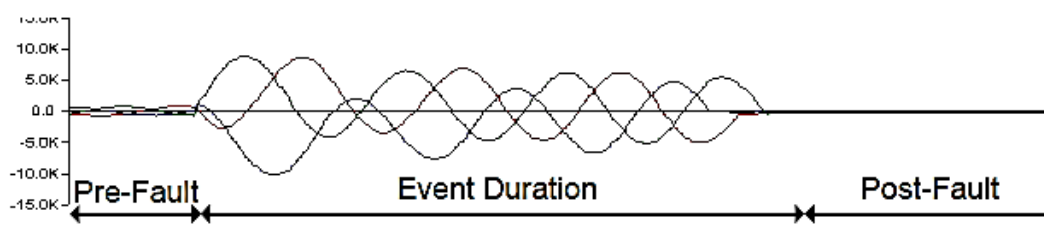


Figura 3.1 - Características de um registo de oscilografia [18].

A oscilografia pode ainda classificar-se em duas formas [19]:

- Oscilografia de curta duração ou transitória: utilizada para a monitorização de fenómenos transitórios de origem eletromagnética, em geral, para o estudo e manutenção de sistema de proteção, para detetar um mau funcionamento de equipamentos e para realizar a localização do defeito. Além disso, pode ser utilizada também para a análise harmónica e para outros procedimentos envolvendo processamento de sinais para a análise do sistema e avaliação da qualidade de energia;
- Oscilografia de longa duração: responsável pela monitorização de oscilações de baixa frequência, de transitórios lentos de origem eletromecânica, em geral; é

utilizada com o propósito de avaliar o comportamento dinâmico dos sistemas elétricos interligados de grande porte (e.g. máquinas síncronas). Esta forma de oscilografia não é tratada nesta dissertação.

A constituição dos registos de oscilografia com as formas de onda da corrente e da tensão permite verificar a ocorrência de um defeito e caracterizar o defeito, como será explicado na Secção 3.4. Antes dessa Secção, na Secção 3.3, apresenta-se uma pequena descrição do processo de aquisição dos registos de oscilografia efetuado pela operadora da Rede Nacional de Transporte.

3.3 - Arquitetura de Aquisição de Registos de Oscilografia na Rede Nacional de Transporte

Na Rede Nacional de Transporte os registos de oscilografia são produzidos nos próprios sistemas de proteção da RNT (nos sistemas mais recentes), aquando da ocorrência de um incidente na rede. Em algumas instalações (subestações/postos de corte) existem sistemas de oscilografia externos (TPE), que registam as correntes, as tensões e as entradas digitais provenientes do sistema de proteção.

3.3.1 - Gravação de um Oscilograma [20]

Um oscilograma, tal como já foi referido na Secção 3.2, é um ficheiro com um registo temporal de um conjunto de grandezas. Estas grandezas (canais) podem ser analógicas e/ou digitais. Os canais analógicos correspondem às tensões e correntes fornecidas pelos transformadores de medida (Transformadores de Tensão (TT) e Transformadores de Intensidade (TI)) e os canais digitais correspondem às entradas e saídas físicas dos sistemas de proteção, tais como o estado dos contactos dos disjuntores, os disparos e os arranques das proteções.

O registo de um oscilograma é desencadeado por condições lógicas pré-determinadas, existindo duas possibilidades para o estabelecimento da janela de registo:

- 1) Enquanto uma variável lógica se encontra num determinado estado, o oscilograma é registado (a variável lógica referida reflete um determinado nível de uma grandeza analógica);
- 2) Após a transição de uma variável lógica de um determinado estado para outro, o oscilograma é registado durante um tempo parametrizado.

A janela de registo é acrescentada de um tempo de pré-defeito, antes do surgimento da condição de registo, e de um tempo de pós-defeito, após a extinção da condição de registo (mudança da variável lógica (primeira possibilidade) ou esgotamento do tempo parametrizado (segunda possibilidade)). Independentemente do tipo de registo, a janela de registo tem uma duração máxima especificada.

3.3.2 - Acesso aos Oscilogramas: Processo Atual na Operadora da Rede Nacional de Transporte

Atualmente, o acesso aos registos de oscilografia é realizado manualmente, ou seja, sempre que seja realizada a análise de um oscilograma de um incidente, é necessário aceder remotamente aos armários das proteções ou ao computador de oscilografia da subestação (PC SOL) para recolher o oscilograma. O acesso remoto pode ser efetuado por dois tipos de “percursos”: via rede WAN - Rede Privada RSS (Rede de Sistemas de Segurança REN) ou via *modem*, através das linhas telefónicas internas. Na Figura 3.2 está representado um esquema ilustrativo da arquitetura atual de acesso remoto aos registos de oscilografia.

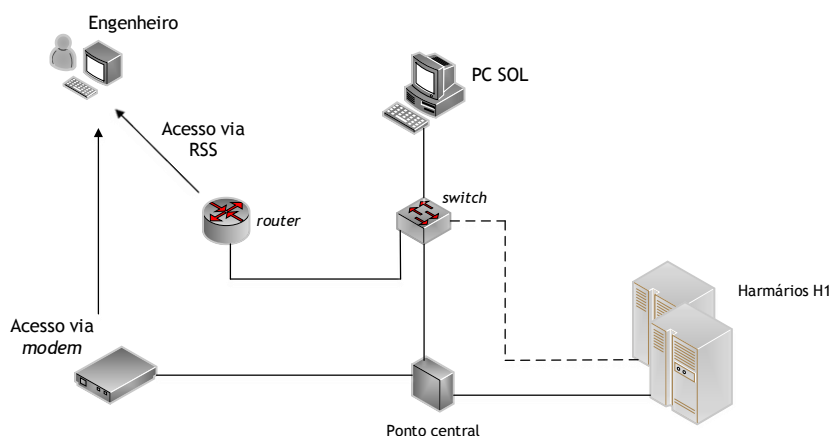


Figura 3.2 - Arquitetura atual de acesso remoto aos registos de oscilografia na RNT.

Os registos de oscilografia são exportados em formato COMTRADE (*Common Format for Transient Data Exchange*)¹⁷ [21] com extensão CFG.

3.4 - A importância dos Registos de Oscilografia na Análise do estado dos Sistemas de Proteção

Quando ocorre um defeito na rede, para caracterizar o defeito e avaliar o comportamento do sistema de proteção, há interesse em responder a questões como:

- Qual foi o elemento de rede sede de defeito?
- Qual foi o tipo de defeito?
- Que linhas foram afetadas?
- Onde está localizado o defeito?
- Quanto tempo durou o defeito?
- O defeito foi eliminado?
- Será que a atuação do sistema de proteção foi correta?
- Alguma das funções de proteção atuou quando não devia?
- Que função de proteção eliminou o defeito?
- O tempo de atuação do sistema de proteção foi o esperado?
- Houve religação? Foi bem ou mal sucedida?

¹⁷ É um formato comum para arquivos de dados necessários para a troca de vários tipos de dados de perturbações, ensaios e simulações.

Os registos de oscilografia são um dos elementos mais relevantes que os engenheiros de proteções podem ter durante a investigação de incidentes no sistema elétrico de energia e são eles que permitem responder às questões colocadas no parágrafo anterior [18]. Segundo John R. Boyle [16] as oscilografias podem fornecer informação que pode ser usada para detetar:

- A presença de um defeito;
- A severidade e duração de um defeito;
- A natureza de um defeito (fases afetadas);
- Localização de um defeito numa linha;
- O desempenho apropriado das funções de proteção;
- O desempenho eficaz dos disjuntores;
- A persistência do defeito;
- O tempo morto necessário para dissipar os gases ionizados;
- A causa e possível resolução de um problema no sistema de proteção.

Segundo Stanley Horowitz e Arun Phadke [22], a análise detalhada de vários registos de oscilografia permite ainda identificar informação e problemas como:

- Disparos incorretos dos sistemas de proteção para defeitos em zonas externas à zona a proteger;
- Insucesso da operação das funções de proteção;
- Possível causa do defeito;
- Desvio entre as correntes reais de defeito e as correntes calculadas.

Os registos de oscilografia mais recentes, gerados durante um defeito, são constituídos por dois conjuntos de sinais, nos quais a análise do incidente e do desempenho dos sistemas de proteção deve ser baseada: sinais analógicos e sinais digitais [21, 23]. Os sinais analógicos correspondem às formas de onda da tensão e da corrente e são geralmente usados para a deteção do defeito, a classificação do tipo de defeito e para determinar a duração do defeito e o cálculo da distância ao defeito. Os sinais digitais (ou sequência de eventos) correspondem a um conjunto de sinais lógicos do estado de determinados equipamentos, como aberturas e fechos de disjuntores e ações das funções de proteção e das funções de controlo associadas aos sistemas de proteção. Estes sinais permitem capturar a sequência de eventos (ordenados cronologicamente) durante um defeito e são usados para a análise do funcionamento do sistema de proteção [21, 23]. Além dos sinais analógicos e digitais, podem também ser utilizados diagramas vetoriais para auxiliar a análise do defeito (e.g. na classificação do tipo de defeito) [18]. Um registo de oscilografia produzido pelos sistemas de proteção mais recentes pode ser visto no Anexo A.

É importante salientar que a análise de registos de oscilografia não é um processo intuitivo, exige experiência e boa compreensão do funcionamento dos sistemas de proteção, assim como o conhecimento de conceitos de eletrotecnia. Determinados conceitos de eletrotecnia sobre comportamentos e características de elementos como transformadores, disjuntores e baterias de condensadores, podem auxiliar a explicação por de trás de certos incidentes que ocorrem no sistema [18]. A falta de compreensão da operação dos sistemas de proteção e das características dos defeitos pode causar um atraso no tempo de restabelecimento de energia aos consumidores [24].

Da Secção 3.4.1 até à Secção 3.4.8 apresentam-se e descrevem-se os principais aspetos que se podem retirar, através de uma interpretação e estudo adequados, de registos de oscilografia para a análise do estado dos sistemas de proteção.

3.4.1 - Identificação das Fases Afetadas num Defeito - Tipo de Defeito [18, 25]

Geralmente os defeitos que ocorrem na rede elétrica são curto-circuitos. Assim sendo, é importante saber quais as fases que foram afetadas, isto é, se o curto-circuito foi do tipo fase-terra, fase-fase, fase-fase-terra ou trifásico. Pela visualização das formas de onda da tensão e da corrente consegue-se identificar as fases afetadas. Esta informação pode ser útil para saber a causa do defeito.

Curto-circuito fase-terra:

Num curto-circuito fase-terra a corrente na fase de defeito é elevada e muito baixa nas restantes. A tensão, na fase de defeito, é nula ou baixa (dependendo da impedância de defeito). Assim, espera-se observar na oscilografia uma depressão da tensão e um aumento da corrente na fase em defeito. Na Figura 3.3 apresenta-se uma oscilografia de um defeito fase-terra.

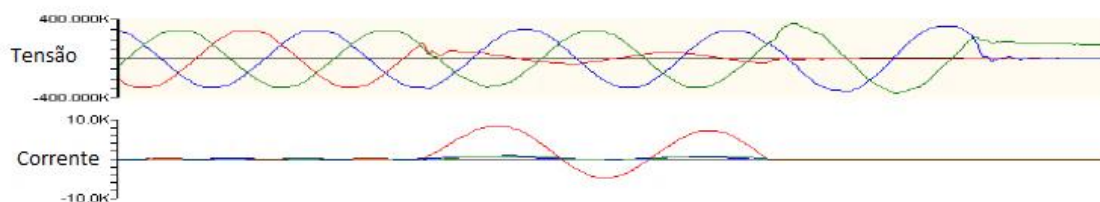


Figura 3.3 - Oscilografia de um defeito fase-terra, sendo a fase em defeito representada a vermelho (Figura a cores) [18].

Curto-circuito fase-fase:

Num curto-circuito fase-fase, a corrente nas duas fases em defeito é elevada e é nula na fase não afetada. A tensão nas fases afetadas diminui. Assim, espera-se observar na oscilografia um aumento de corrente e uma depressão da tensão nas duas fases em defeito. Neste tipo de defeito a componente homopolar é nula. Na Figura 3.4 apresenta-se uma oscilografia de um defeito fase-fase.

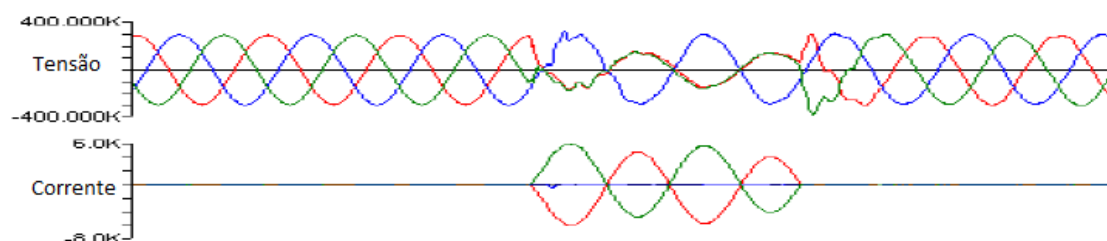


Figura 3.4 - Oscilografia de um defeito fase-fase, sendo as fases em defeito representadas a vermelho e verde (Figura a cores) [18].

Curto-circuito fase-fase-terra:

As oscilografias de um curto-circuito fase-fase-terra são semelhantes às oscilografias de um curto-circuito fase-fase, ou seja, espera-se observar um aumento da corrente e uma

diminuição da tensão nas fases envolvidas no defeito. A diferença é que neste defeito a componente homopolar está presente, assim, neste caso, é importante a visualização do diagrama vetorial. Na Figura 3.5 apresenta-se uma oscilografia de um defeito fase-fase-terra.

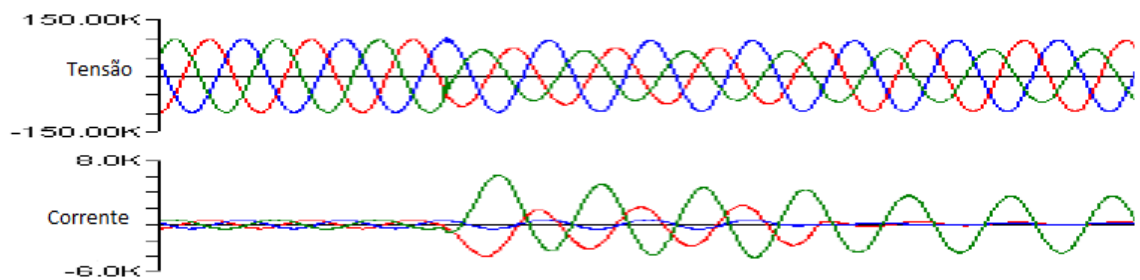


Figura 3.5 - Oscilografia de um defeito fase-fase-terra, sendo as fases em defeito representadas a vermelho e verde (Figura a cores) [18].

Curto-circuito trifásico:

Um curto-circuito trifásico é refletido por um aumento acentuado da corrente e um colapso de tensão nas três fases. Se for considerado simétrico, não há presença da componente inversa nem da componente homopolar. Na Figura 3.6 apresenta-se uma oscilografia de um defeito trifásico.

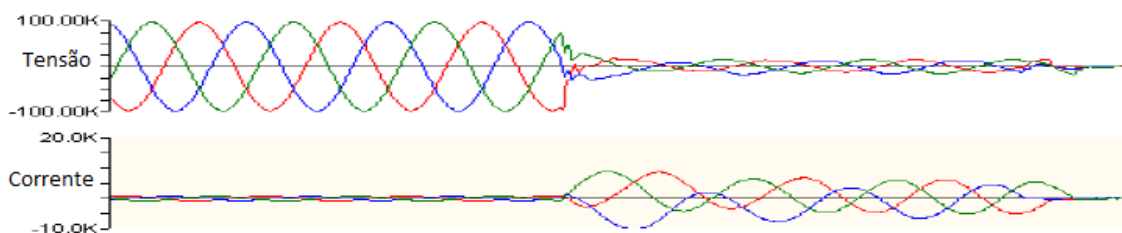


Figura 3.6 - Oscilografia de um defeito trifásico (Figura a cores) [18].

A informação das fases afetadas é essencial para verificar se o disparo e/ou religação (no caso das linhas) do sistema de proteção foi bem sucedido, isto é, quando é afetada só uma fase, apenas o polo do disjuntor que isola o defeito deve disparar - disparo monofásico (caso exista religação deve igualmente ser iniciado o ciclo de religação monofásico) e quando são afetadas duas ou três fases, os três pólos do disjuntor devem disparar - disparo trifásico (caso exista religação deve igualmente ser iniciado o ciclo de religação trifásico).

3.4.2 - Corrente de Defeito

A amplitude da corrente de defeito pode ser obtida pela forma de onda da corrente durante o defeito. Na Figura 3.7 representa-se a forma de onda da corrente de um registo de oscilografia de um defeito fase-terra.

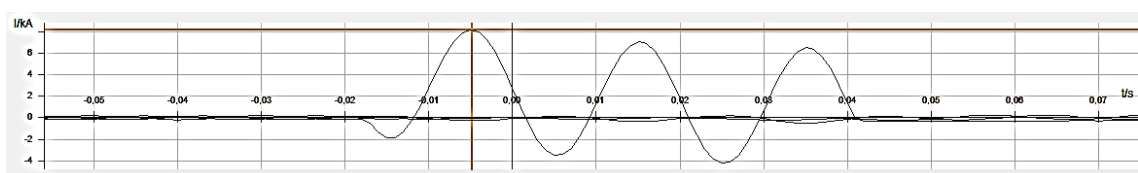


Figura 3.7 - Forma da corrente de um registo de oscilografia de um defeito fase-terra.

É de notar que, no caso dos defeitos em linhas, com o registo de oscilografia de apenas um dos extremos da linha, unicamente se verifica a contribuição desse extremo para a corrente de defeito, assim, só com os registos de oscilografia de ambos os extremos da linha se consegue obter a amplitude da corrente total de defeito.

O valor da corrente de defeito é uma informação essencial para a manutenção dos disjuntores (e.g. quanto mais elevada é a corrente de defeito que o disjuntor tem de interromper, maior é o seu desgaste). Além da corrente de defeito, a partir das oscilografias pode ser calculada a corrente de carga. Estes valores podem ser posteriormente comparados com os estudos de curto-circuitos e verificar se os valores que têm sido utilizados são os mais adequados ou se devem ser alterados [22].

3.4.3 - Impedância de Defeito

Nos registos de oscilografia, produzidos por sistemas de proteção mais recentes, uma das ferramentas para avaliar o comportamento da função de proteção de distância é o diagrama de impedância. As impedâncias de defeito são calculadas com base nos vetores de tensão e de corrente e são representadas num diagrama R-X. Estas impedâncias ao serem sobrepostas com as características de operação reguladas para as funções de distância permitem determinar se o comportamento de arranque das funções de distância ocorreu na zona correta, tanto para situações de perturbações como para situações de funcionamento normal (impedância de carga) [18]. Na Figura 3.8 mostra-se a sobreposição das impedâncias de um defeito com as respetivas zonas de operação de uma função de distância.

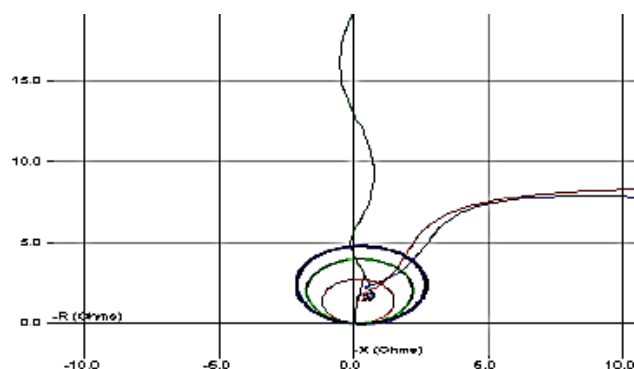


Figura 3.8 - Representação das impedâncias de um defeito sobrepostas com as características de operação de uma função de distância, num diagrama R-X [18].

3.4.4 - Tempo de Eliminação do Defeito

Os registos de oscilografia permitem identificar o tempo de eliminação do defeito [18]. Este tempo vai desde a identificação do defeito pelas funções de proteção até à atuação do disjuntor e extinção do arco elétrico aos seus terminais. Na Figura 3.9 apresenta-se um registo de oscilografia em que se pode identificar que o tempo de eliminação do defeito foi aproximadamente 0,04 segundos.

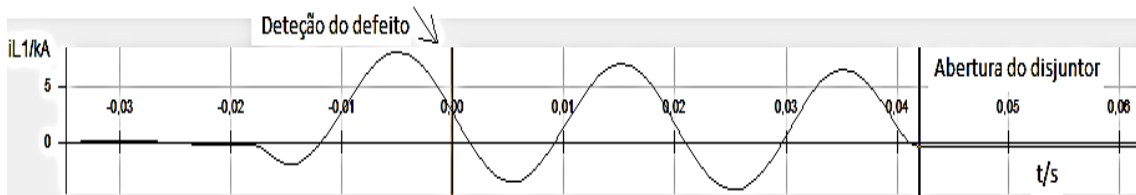


Figura 3.9 - Registo de Oscilografia de um defeito monofásico com tempo de eliminação de 0,04 s.

Esta informação é necessária para saber o tempo que os equipamentos estiveram expostos à corrente de defeito e para verificar se os sistemas de proteção conseguiram eliminar o defeito dentro do intervalo de tempo limite definido para a eliminação de um defeito. Qualquer tempo de eliminação do defeito mais longo do que o tempo esperado deve alertar os engenheiros de proteções para inspecionar tanto as funções de proteção como os disjuntores [22].

3.4.5 - Localização do Defeito numa Linha Aérea de Transmissão

Uma das utilizações mais conhecidas e antigas dos registos de oscilografia é a localização de defeitos que consiste na determinação da distância do ponto onde ocorreu o defeito na linha em relação a um dos seus extremos (subestação/posto de corte) [17]. Os sistemas de proteção mais recentes possuem uma saída lógica com a indicação da localização do defeito, sem qualquer análise manual, no entanto, este resultado, devido por exemplo à não homogeneidade da impedância da linha e aos erros dos TI's e dos TT's, é apenas uma estimativa, ou seja, tem um grau de precisão associado [21].

Existem muitos trabalhos publicados propondo diversos algoritmos de localização de defeitos utilizando dados de registos de oscilografia, como: [22, 26, 27].

A informação sobre a localização do defeito, além de ser essencial para as equipas de manutenção das linhas, é uma informação necessária para avaliar a operação da função de distância, isto é, sabendo a localização do defeito e averiguando a zona em que as funções de distância dos extremos da linha “viram” o defeito, pode-se verificar se efetivamente estas funções arrancaram na zona correta ou não. Assim sendo, essa informação serve de indicação para a reavaliação das regulações das zonas da função de distância, caso seja necessário.

3.4.6 - Sequência de Eventos

A sequência de eventos pode ser constituída pelos acontecimentos que ocorreram antes, durante e depois do defeito. Um exemplo de uma sequência de eventos do sistema de proteção é o seguinte: ocorre um defeito monofásico, causado por exemplo por uma descarga elétrica a meio de uma linha, o defeito é visto em zona 1 pelas funções de proteção de distância de ambos os extremos da linha, estas disparam e ocorre a abertura dos disjuntores dos dois extremos da linha. Depois de 900 milissegundos é iniciado o ciclo de religação, os disjuntores fecham e a linha fica novamente em tensão.

A sequência descrita é o exemplo de uma correta operação do sistema de proteção. Mas, o que aconteceria se um dos disjuntores não abrisse, se não religasse ou se demorasse demasiado tempo a religar? E se a função de distância não tivesse arrancado em zona 1 ou não tivesse disparado? Este tipo de questões é importante ser levantado para que os engenheiros de proteções possam tomar medidas no caso da sua ocorrência ou programar

ações de prevenção que evitem tais acontecimentos. É crucial, então, possuir elementos que indiquem as ações dos sistemas de proteção durante uma perturbação ou um incidente, para melhor resolver ou evitar tais episódios no futuro [18].

O tipo de ações indicadas nos sinais lógicos dos registos de oscilografia são [23]:

- Arranques de funções de proteção;
- Disparos das funções de proteção;
- Ordem de disparos aos disjuntores;
- Arranque e ordem de fecho da função de religação.

Estes sinais lógicos, juntamente com os sinais analógicos (formas de onda da tensão e da corrente), permitem determinar tempos fundamentais para a análise do desempenho dos sistemas de proteção:

- Tempo de arranque da função de proteção: Obtido pela diferença entre o instante em que ocorreu o arranque (a proteção sinalizou o arranque) da função de proteção e o início do defeito;
- Tempo de atuação da função de proteção: Obtido pela diferença entre o instante em que ocorreu o disparo (a proteção sinalizou o disparo) da função de proteção e o início do defeito;
- Tempo de atuação do sistema de proteção: Obtido pela diferença entre o instante em que o disjuntor abriu e o início do defeito;
- Tempo de abertura elétrica do disjuntor: Obtido pela diferença entre o instante do desaparecimento de corrente aos terminais do disjuntor e o instante de colocação da ordem de disparo aos seus terminais;
- Tempo de fecho do disjuntor: Obtido pela diferença entre o instante em que é reposta a tensão aos terminais do disjuntor e o instante de colocação da ordem de fecho aos seus terminais.

A partir destes dados é possível avaliar a rapidez dos sistemas de proteção. Além disso, é possível verificar os arranques e os disparos das funções de proteção e a atuação dos disjuntores, permitindo, assim, averiguar a falta de fiabilidade do sistema de proteção através das seguintes verificações:

- Se é detetada a operação do sistema de proteção e não é identificada a presença de nenhum defeito, é indicação de um disparo intempestivo - falta de segurança [28];
- Se um defeito é detetado e não é verificada nenhuma operação do sistema de proteção, é indicação de uma falha do sistema de proteção - falta de dependabilidade [28].

A sequência de eventos torna-se assim uma ferramenta indispensável para monitorizar e descobrir problemas com o desempenho dos sistemas de proteção [18].

3.4.7 - Falhas em Disjuntores

Os registos de oscilografia permitem detetar vários tipos de problemas em disjuntores, bem como informações sobre o seu funcionamento. Segundo Stanley Horowitz e Arun Phadke [22] podem-se identificar os seguintes tipos de problemas e informações:

- Reacendimento do arco elétrico aos terminais do disjuntor (da literatura anglo-saxónica: *Circuit Breaker Restrike*):

Na Figura 3.10 apresenta-se uma oscilografia onde se pode reconhecer o reacendimento do arco elétrico aos terminais do disjuntor, ou seja, o meio isolante foi degradado ou os contactos estão fora do ajuste e o fluxo de corrente é restabelecido, embora os contactos se separem. Esta informação determina que o disjuntor requer manutenção. Outra indicação deste problema, não representada na Figura 3.10, pode ser a presença de alta frequência quando os contactos começam a fechar ou a abrir, indicando que um arco está a ser estabelecido por meio do isolamento;



Figura 3.10 - Exemplo de uma oscilografia de um reacendimento do disjuntor (forma de onda da corrente de defeito) [22].

- Fecho desigual dos pólos do disjuntor:

A Figura 3.11 representa uma oscilografia das três tensões fase-neutro e a corrente de terra. Existe sempre um pequeno desfasamento entre o fecho dos pólos do disjuntor, que é normalmente da ordem de milissegundos, mas se num dos pólos esse desfasamento for elevado, pode fluir corrente para a terra e a proteção que “vê” essa corrente pode operar;

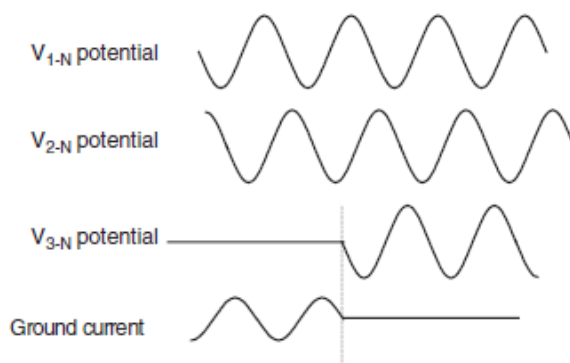


Figura 3.11 - Exemplo de oscilografia com fecho desigual dos pólos do disjuntor [22].

- Sequência de operação dos disjuntores para um defeito numa linha:

Uma vez que, para um defeito numa linha, os disjuntores não abrem nem fecham simultaneamente, a partir da comparação dos registos de oscilografia de ambos os extremos da linha pode-se verificar a sequência de operação dos disjuntores, e.g. verificar qual foi o disjuntor que abriu primeiro e, no caso de haver religação, verificar qual o disjuntor que fechou primeiro.

3.4.8 - Outras Informações e Aplicações

Segundo John R. Boyle [16] e Stanley Horowitz e Arun Phadke [22] as oscilografias ainda são amplamente utilizadas para identificar problemas como falhas nos disjuntores e problemas em transformadores (e.g. saturação dos transformadores de intensidade). Podem também, na sua opinião, ser usadas para verificar se a religação foi executada com ou sem sucesso (e.g. identificar se o defeito na linha foi transitório ou permanente). Para além disso, podem ajudar a determinar o tempo morto de religação e a causa de religações mal sucedidas. Na Figura 3.12 apresenta-se a oscilografia de um transformador de intensidade muito saturado.

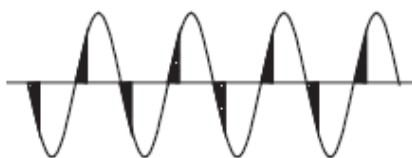


Figura 3.12 - Exemplo de oscilografia com saturação do transformador de intensidade (forma de onda da corrente secundária, a parte a sombreado é a corrente fornecida ao relé e a restante parcela é a corrente desviada para o ramo de magnetização do TI) [22].

A análise de oscilografias também pode ser usada como uma ferramenta de manutenção para evitar defeitos em equipamentos, pois um importante aspeto da análise de oscilografias é a recolha de dados para análises estatísticas. Dito de outro modo, através de uma revisão de todas as oscilografias geradas em cada defeito é possível detetar problemas prematuros em equipamentos, possibilitando, assim, a sua correção antes que eles se tornem problemas sérios causando várias interrupções na continuidade de serviço ou danos graves em equipamentos.

Vários desenvolvimentos têm sido efetuados no âmbito da análise de registos de oscilografia para avaliar o desempenho dos sistemas de proteção. Segundo Abdullah Zin e Sazali Karim [24] foi desenvolvido na rede de transporte de *Tenaga Nasional Berhad*¹⁸ um método que permite detetar defeitos precoces nos sistemas de proteção. O método demonstrou ser capaz de identificar falhas ocultas do sistema de proteção, que não sendo detetadas podiam dar origem a uma grande interrupção no fornecimento de energia [24].

3.5 - Sumário

Neste Capítulo destacou-se a utilidade dos registos de oscilografia na análise dos incidentes que ocorrem na rede e, por sua vez, na análise do desempenho dos sistemas de proteção. Apresentou-se o conceito de oscilografia e descreveram-se as informações que se podem retirar dos registos de oscilografia no âmbito da avaliação do funcionamento dos sistemas de proteção. Verificou-se que os registos de oscilografia têm sido usados há varias décadas e são geralmente utilizados com duas principais finalidades [18]:

¹⁸ A *Tenaga Nasional Berhad* é a maior empresa do setor elétrico na Malásia e também a maior empresa de energia do sudoeste Asiático.

- Registo de Eventos do Sistema: Registos de curta ou longa duração, com as formas de onda da corrente e da tensão durante uma perturbação ou incidente;
- Monitorização do equipamento AT (e.g. disjuntores);
- Monitorização do desempenho do sistema de proteção.

Os registos de oscilografia oferecem a oportunidade de estudar e compreender determinadas ocorrências no sistema elétrico de energia, bem como analisar se o sistema de proteção foi ajustado de forma satisfatória. É de salientar que para a realização de uma interpretação adequada dos registos de oscilografia são indispensáveis: experiência com sistemas de proteção, conhecimentos das características destes sistemas e conceitos de eletrotécnica.

Capítulo 4

Requisitos para um Sistema Automático de Aquisição e Tratamento de Oscilografia

Este Capítulo tem como objetivo especificar a arquitetura e os requisitos necessários ao desenvolvimento de um sistema automático de aquisição e tratamento de oscilografia, no âmbito da análise automática de incidentes e do desempenho dos sistemas de proteção. O procedimento passa, primeiramente, por identificar, na Secção 4.2, as necessidades sentidas pelas operadoras da rede elétrica face a um sistema como este. Em seguida, na Secção 4.3, a arquitetura e os requisitos deste tipo de sistemas são especificados. Em particular, serão apresentadas as necessidades e os requisitos próprios da operadora da Rede Nacional de Transporte. Por último, na Secção 4.4, serão especificadas as principais funcionalidades pretendidas pela operadora e os benefícios esperados com a implementação do sistema.

4.1 - Introdução

No passado, um engenheiro de proteções tinha muitas vezes dificuldades quando tentava analisar problemas nos sistemas de energia devido aos poucos dados que estavam disponíveis. Atualmente, com os níveis mais elevados de tecnologia e o aumento da complexidade do funcionamento do sistema elétrico de energia, aumentam a necessidade de análise de incidentes e o número de dados disponíveis [29].

A grande quantidade de dados fornecida em cada incidente torna-se assim um desafio para os engenheiros de proteções, que nestas condições não têm tempo suficiente para que todos os dados sejam verificados. Por este motivo torna-se evidente a aplicação de ferramentas computacionais para a análise automática de oscilografias [17].

A história da análise automática de incidentes remonta ao final dos anos oitenta, quando os primeiros sistemas inteligentes (da literatura anglo-saxónica: *Expert Systems*) foram introduzidos para a análise automática de incidentes [30]. Nas últimas décadas várias

aplicações para análise de incidentes, utilizando registos de oscilografia, têm sido retratadas na literatura [30-35].

4.2 - Principais Necessidades de um Sistema Automático de Aquisição e Tratamento de Oscilografia

O elevado número de dados gerados, quando ocorre um incidente, torna inviável, em tempo útil, a sua análise plena e detalhada pelo engenheiro de proteções. Desta forma, surge a necessidade de um sistema automático de análise de oscilografias.

A análise automática de oscilografia visa contribuir para uma avaliação mais fiável e mais rápida dos incidentes, o que é fundamental para melhorar o desempenho do sistema elétrico de energia. A adoção de um sistema automático de aquisição e tratamento de oscilografia é motivada pelas seguintes necessidades [29]:

- **Utilização eficiente de todos os dados disponíveis:**
Um dos principais objetivos do sistema automático é utilizar todos os dados gerados num incidente, para proporcionar o resultado de diversas informações na análise do incidente. Estas informações podem, assim, ser usadas por utilizadores da aplicação de diferentes áreas, e.g. operação, manutenção e proteção;
- **Minimizar o tempo de interrupção no fornecimento de energia:**
Um critério muito importante nos dias de hoje é a capacidade de manter a continuidade do fornecimento de energia com o mínimo de interrupções. Assim, uma das principais necessidades do sistema automático é fornecer rapidamente informações sobre os incidentes que proporcionem aos utilizadores do sistema automático uma melhor compreensão das razões da interrupção do fornecimento de energia. Isso ir-lhes-á permitir realizar, o mais rapidamente possível, as ações para restabelecer o fornecimento de energia;
- **Aumento da automação:**
Um grande objetivo da análise automática de registos de oscilografia é minimizar o tempo gasto em tarefas manuais rotineiras (e.g. adquirir e pré-analisar as oscilografias de defeitos transitórios) e possibilitar aos engenheiros passarem mais tempo com a análise de casos complexos (oscilografias de incidentes mais graves). Assim, há a necessidade de automação na aquisição e no processamento dos registos de oscilografia;
- **Monitorização dos equipamentos dos sistemas de proteção:**
O desempenho operacional e o estado dos equipamentos dos sistemas de proteção são motivo de preocupação por parte dos operadores da rede, pois um mau desempenho dos equipamentos pode conduzir a condições de funcionamento indesejáveis (e.g. a manobra lenta de um disjuntor pode afetar a estabilidade do sistema). Há, deste modo, a necessidade de uma monitorização e vigilância automáticas destes equipamentos, para detetar rapidamente possíveis problemas.

4.2.1 - Necessidades Particulares da Operadora da Rede Nacional de Transporte

O intuito da operadora da Rede Nacional de Transporte (RNT) de adquirir um sistema automático de aquisição e tratamento de oscilografia é impulsionado pelas seguintes necessidades:

- Possuir automatismo na aquisição dos registos de oscilografia: Como foi mencionado na Secção 3.3.2, o processo de aquisição dos registos de oscilografia é realizado manualmente;
- Realizar automaticamente uma análise prévia do incidente a partir dos registos de oscilografia (sem intervenção humana): Indicar automaticamente informações como a identificação do elemento de rede sede de defeito, a localização do defeito, as fases afetadas e se o defeito foi eliminado com ou sem sucesso;
- Libertar recursos humanos: Libertar os engenheiros de tarefas como a aquisição e análise prévia dos registos de oscilografia, permitindo que estes disponham e dediquem mais tempo às ocorrências mais graves e a outro tipo de funcionalidades que sejam necessárias;
- Possibilitar a transmissão de informação, em “tempo real”, sobre os incidentes que ocorrem na RNT, entre o departamento de proteções e os restantes operadores da rede (e.g. indicação, em “tempo real”, da localização de um defeito numa linha de transmissão ao pessoal responsável pela manutenção das linhas);
- Aplicar manutenção preditiva¹⁹: Pretende uma inspeção sistemática das condições dos equipamentos, com o objetivo de determinar antecipadamente a necessidade de serviços de manutenção num equipamento e evitar manutenções desnecessárias, minimizando assim os custos em manutenções (e.g. receber um alerta quando os sistemas SPT1 e SPT2 tiverem um comportamento distinto e identificar funções de proteção que não arranquem há um determinado período de tempo especificado);
- Possuir um sistema flexível que se adapte à topologia e características da Rede Nacional de Transporte e aos critérios e sistemas próprios utilizados pela operadora desta rede (e.g. sistemas de proteção e suas regulações);
- Realizar uma análise comportamental mais completa dos sistemas de proteção: obter indicações sobre o funcionamento de todos os sistemas de proteção e seus constituintes (e.g. bons e maus funcionamentos das funções de proteção);

¹⁹ É uma manutenção baseada no conhecimento do estado real de conservação dos equipamentos presentes numa instalação e posterior intervenção aquando da eminência de uma falha.

- Integrar num só sistema a aquisição e análise automática de registos de oscilografia.

Um dos grandes objetivos que a operadora da RNT pretende alcançar com um sistema automático de aquisição e tratamento de oscilografia é, também, englobar num só sistema aplicações que permitam apoiar a manutenção preditiva, adaptativa²⁰ e corretiva²¹ dos sistemas de proteção, e introduzir o conceito de manutenção baseada em condição (da literatura anglo-saxónica: *Condition-Based-Maintenance*).

O conceito de *Condition-Based-Maintenance* consiste no uso de indicadores e dados em “tempo real” que indiquem o desempenho de um equipamento e informem quando este estiver a ser deteriorado. O objetivo é executar a manutenção apenas quando for realmente necessário, otimizando assim os recursos de manutenção: minimizar custos em manutenção, tempo de inatividade dos equipamentos devido a manutenções e tempo gasto em manutenção.

Um sistema automático de aquisição e tratamento de oscilografia, para satisfazer as várias necessidades referidas nesta secção, precisa de atender aos diversos requisitos e soluções de arquitetura apresentados na Secção 4.3.

4.3 - Arquitetura e Requisitos de um Sistema Automático de Aquisição e Tratamento de Oscilografia

A solução para um sistema automático de aquisição e tratamento de oscilografia é baseada numa arquitetura do tipo cliente/servidor. Esta arquitetura, aplicada ao sistema elétrico de energia, consiste em subsistemas nas várias subestações/postos de corte e num sistema central (servidor), com várias áreas de trabalho e utilizadores, interligados por uma rede própria de comunicações [31]. O servidor será responsável pelo armazenamento, processamento e análise dos dados e pela divulgação dos resultados. O cliente neste tipo de arquitetura funciona como fontes de dados (subsistemas). Na Figura 4.1 representa-se um esquema simplificado da possível arquitetura de um sistema automático de aquisição e tratamento de oscilografia.

²⁰ Manutenção realizada aos sistemas de proteção pela operadora da RNT depois de analisados incidentes considerados mais graves que possam ter colocado estes sistemas sob condições críticas ou que indiquem um mau funcionamento ou más regulações dos sistemas de proteção.

²¹ Manutenção realizada sempre que ocorram maus funcionamentos e más atuações dos sistemas de proteção.

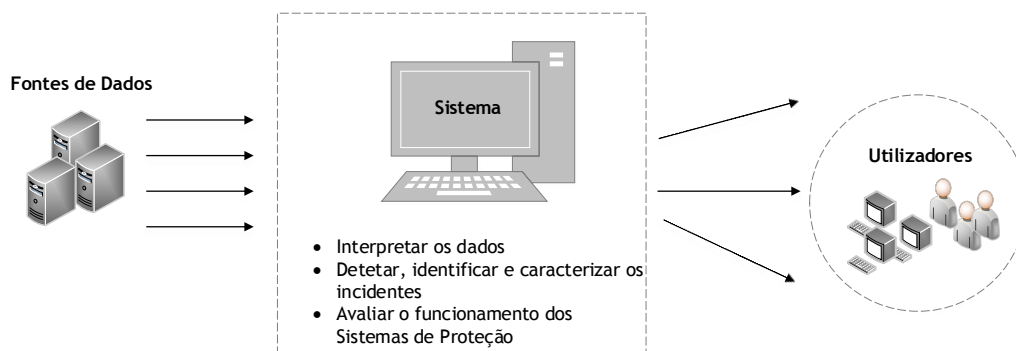


Figura 4.1 - Esquema simplificado da arquitetura de um sistema automático de aquisição e tratamento de oscilografia.

O sistema deve receber e processar os dados das diversas fontes, executar um conjunto de funcionalidades e transmitir os resultados aos utilizadores consoante as suas necessidades. Da Secção 4.3.1 até à Secção 4.3.4 apresenta-se a caracterização das fontes de dados, dos utilizadores, da lógica de análise e dos requisitos do sistema automático.

4.3.1 - Fontes de Dados

A disponibilidade de dados é o “motor” principal de um sistema automático de análise de incidentes e do desempenho dos sistemas de proteção [29]. Os dados para a execução da análise, tal como se referiu na Secção 3.4, podem ser analógicos e digitais. O sistema deve possuir algoritmos capazes de interpretar cada tipo de dados.

Na análise, os sinais analógicos devem ser divididos em três períodos, o pré-defeito, o defeito e o pós-defeito e devem ser utilizados dados como:

- Correntes no elemento de rede sede de defeito (três fases e neutro);
- Tensões no elemento de rede sede de defeito (três fases e neutro);
- Arranques das funções de proteção;
- Disparos das funções de proteção;
- Posição dos pólos do disjuntor (abertos ou fechados);
- Alarmes ocasionados nas subestações/postos de corte.

Estes dados podem ser provenientes de sistemas como IEDs (*Intelligent Electronic Device*), sistemas de registo de oscilografia e sistemas de sequência de eventos existentes em cada subestação/posto de corte da rede elétrica. Alguns dos dados podem ser provenientes do sistema SCADA, como será mostrado na Secção 4.3.5, contudo, esses dados não são, necessariamente, fornecidos durante a ocorrência do incidente.

4.3.2 - Utilizadores

Os utilizadores principais de um sistema automático de aquisição e tratamento de oscilografia, por norma, devem pertencer às seguintes áreas [29]:

- Operação da rede;
- Manutenção da rede;
- Proteção da rede.

O pessoal de operação da rede está interessado em informações como a localização do defeito, o elemento de rede sede de defeito e o sucesso ou insucesso da eliminação do defeito, e.g. no caso de um defeito não ser eliminado por falha dos sistemas de proteção, os operadores devem imediatamente ser informados para proceder ao isolamento da zona em defeito.

Os responsáveis da manutenção da rede necessitam de informações sobre os equipamentos que estão danificados, os equipamentos que mostrem sinais de deterioração e/ou os equipamentos que funcionem fora do normal, para que possam corrigir ou evitar os problemas graves nos equipamentos (e.g. disjuntores e transformadores).

O pessoal de proteções está interessado em saber se os sistemas de proteção e seus constituintes tiveram um comportamento correto ou incorreto, cabendo-lhes retirar os pressupostos para os comportamentos incorretos e efetuar as ações necessárias para corrigir o problema no sistema de proteção que causou uma “resposta errada”.

4.3.3 - Configuração e Lógica de Análise

Segundo Mladen Kezunovic e Igor Rikalo [35] podem existir dois tipos de soluções para a arquitetura deste sistema:

- (1) Dados dos vários subsistemas locais adquiridos e analisados num local central;
- (2) Dados analisados localmente e resultados transferidos para o local central para processamento posteriori.

A vantagem da solução (1) sobre a solução (2) é o menor custo de *hardware* (apenas é necessário um sistema central de análise e processamento), no entanto a velocidade de análise e processamento da solução (2) é superior.

Independentemente da configuração mencionada no parágrafo anterior, a tarefa de análise de um sistema automático de aquisição e tratamento de oscilografia é responder a questões como:

- Qual o sistema que gravou os registos de oscilografia durante uma perturbação no sistema elétrico de energia?
- Qual foi o tipo de perturbação (defeito transitório ou permanente)?
- Que elementos de rede foram afetados? E onde está localizado o defeito (no caso de defeitos em linhas)?
- O sistema de proteção funcionou corretamente?

A lógica de análise desse sistema deve, então, ser composta pelas seguintes etapas:

- Detetar o incidente;
- Identificar o elemento de rede sede de defeito;
- Identificar todos os registos de oscilografia e sequência de eventos referentes ao mesmo incidente ou originados no mesmo instante;
- Correlacionar e analisar todos os dados identificados na etapa anterior;
- Determinar os resultados pretendidos pelos utilizadores, tais como tipo de defeito e localização do defeito (no caso de defeitos em linhas).

Relativamente à verificação do comportamento dos sistemas de proteção, a análise automática pode ser baseada em critérios comportamentais específicos da operação dos

sistemas de proteção. Por outras palavras, a validação do comportamento dos sistemas de proteção pode ser fundamentada no cumprimento ou não cumprimento dos critérios definidos. Assim sendo, depois de definidos os critérios para o comportamento esperado dos sistemas de proteção, a lógica de análise automática deve seguir os seguintes passos:

- Extrair, dos dados, a operação real dos sistemas de proteção no incidente;
- Comparar a operação real com a operação esperada dos sistemas de proteção;
- Avaliar o desempenho dos sistemas de proteção através dos resultados da comparação.

A utilização de análise baseada em critérios pode, todavia, trazer alguns inconvenientes. Um sistema complexo de proteções requer um elevado número de critérios, pelo que, a análise pode tornar-se demasiado lenta (a velocidade de diagnóstico é inversamente proporcional à quantidade de critérios).

4.3.4 - Requisitos Especificados na Literatura Técnica

Segundo [23], os requisitos para a construção de um sistema automático de análise e tratamento de oscilografia, no âmbito da análise automática de incidentes e do desempenho dos sistemas de proteção, são:

1) Extensão da Análise:

A análise do incidente deve ser abrangente sobre o sistema, isto é, devem ser considerados na análise os dados provenientes de todas as subestações/postos de corte. A análise deve fornecer uma descrição detalhada do incidente num período muito curto de tempo após o incidente ter ocorrido. A descrição deve conter informações tais como a classificação do defeito, a verificação da regularidade da operação dos sistemas de proteção, a localização do defeito e outros parâmetros importantes (e.g. resistência de defeito e tempo de eliminação do defeito).

A análise deve ser desencadeada sempre que haja a ocorrência de um novo incidente e baseada nos dois conjuntos de sinais (analógicos e digitais). Para os sinais analógicos é recomendado monitorizar as formas de onda das três fases e o neutro e para os sinais digitais é recomendado a monitorização do maior número possível de sinais relacionados com as operações dos sistemas de proteção;

2) Integração de dados e troca de informações:

Cada subestação/posto de corte deve ser equipada com um ou mais IEDs para gerir os sinais gerados num incidente e com uma rede de comunicações que permita o fácil acesso aos dados. A comunicação deve fornecer a capacidade de consulta aos IEDs na presença de novos dados, bem como permitir a transferência rápida de dados para um local central onde é realizada a análise. Essa transferência é normalmente desencadeada de forma automática pela ocorrência de novos dados recebidos nos IEDs (ocorrência de novos incidentes). Todos os dados dos IEDs necessitam de ser convertidos para o formato de arquivo COMTRADE, devendo cada arquivo gerado ser corretamente nomeado;

3) Organização da base de dados:

Recomenda-se utilizar um sistema de base de dados centralizados.

O sistema de base de dados deve conter dois principais tipos de informação: (1) Informação sobre os componentes do sistema e configuração elétrica da rede (deve ser permitida a manipulação desta informação, por exemplo deve ser permitido alterar os parâmetros das linhas de transmissão e os parâmetros dos sistemas de proteção); (2) Dados dos incidentes e resultados e relatórios da análise. Estes dados, juntamente com a informação adicional disponível, devem ser automaticamente armazenados na base de dados.

A base de dados deve permitir um fácil acesso e recuperação dos dados, bem como recursos avançados de pesquisa;

4) Divulgação dos resultados da análise:

O sistema deve fornecer meios para a divulgação automática dos resultados da análise do incidente e de informações adicionais relevantes, tais como alarmes originados durante o incidente nas subestações/postos de corte. Assim, deve ser capaz de enviar notificações e relatórios de análise usando meios como *e-mail*, serviço de mensagens curtas (SMS) e/ou serviços de impressão;

5) Interfaces com o utilizador:

O sistema precisa de fornecer ferramentas de pesquisa, acesso e visualização dos dados dos registos de oscilografia, dos relatórios de análise, bem como dos dados da configuração elétrica da rede. Devem ser disponibilizadas aplicações que permitam aos utilizadores localizar rapidamente os dados sobre incidentes de interesse e ter acesso detalhado às formas de onda dos registos de oscilografia;

6) Opções de implementação:

O sistema deve fornecer a possibilidade de diferentes formas de configuração, tendo em conta os requisitos da rede e as necessidades dos diversos utilizadores, por exemplo, o sistema deve ser capaz de suportar diferentes regimes de proteção. Desta forma, o sistema deve ser flexível em termos de configuração.

Outros requisitos que devem ser considerados, para além dos que foram já mencionados, são:

- Elevada velocidade de processamento da análise e divulgação dos resultados;
- Sincronização temporal dos dados:
Todos os dados originados num incidente, quer digitais quer analógicos, devem ser previamente datados na mesma base de tempo, ou seja, as várias fontes de dados dos diversos subsistemas (subestações/postos de corte) devem estar sincronizadas. Deste modo, é possível obter uma imagem completa do que sucedeu no incidente e permitir uma análise mais reforçada.

4.3.5 - Arquitetura e Requisitos Particulares da Operadora da Rede Nacional de Transporte

Na Rede Nacional de Transporte, a implementação de um sistema automático de aquisição e tratamento de oscilografia, no âmbito da análise automática de incidentes e do desempenho dos sistemas de proteção, para atingir os objetivos pretendidos, deve possuir a arquitetura representada na Figura 4.2.

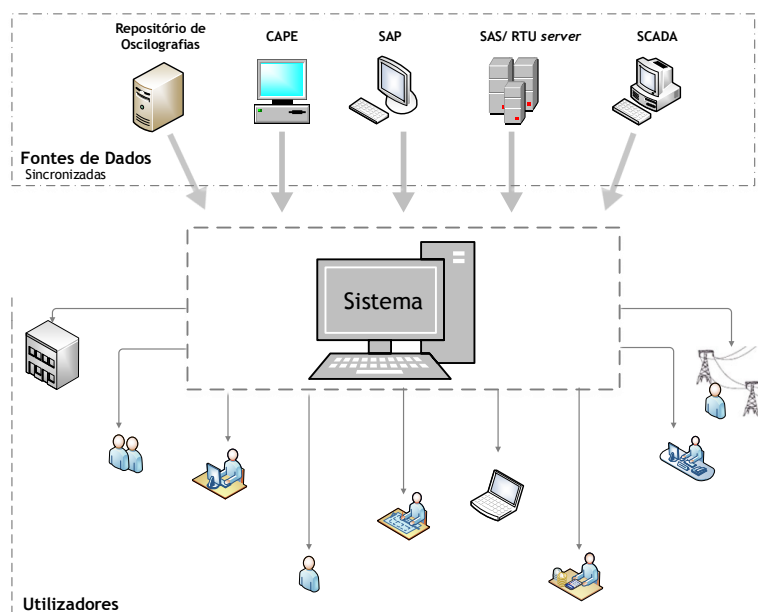


Figura 4.2 - Esquema ilustrativo da arquitetura particular da operadora da RNT para um sistema automático de aquisição e tratamento de oscilografia.

Na arquitetura acima representada verifica-se que o sistema de análise automática requer como fontes de dados os sistemas:

- **Repositório de registos de oscilografia:**
É necessária a existência de um repositório central para o armazenamento automático de todos os registos de oscilografia gerados localmente em cada instalação (subestação/posto de corte) da RNT. O sistema de análise automática deve ter livre acesso ao repositório e deve ser notificado sempre que surjam novos registos de oscilografia;
- **CAPE (*Computer Aided Protection Engineering*)²²:**
O CAPE fornece as características elétricas e as regulações dos sistemas de proteção da RNT. Por outras palavras, o CAPE fornece a configuração elétrica da RNT. Estes dados só necessitam de ser enviados para o sistema de análise automática quando ocorre uma mudança de configuração, quer da rede, quer dos sistemas de proteção;

²² É um *software* construído para os engenheiros de proteções, quer de transporte quer de distribuição, do sistema elétrico de energia. É um suporte de análise e simulação para resolver problemas de gestão de dados, para estudos de coordenação das funções de proteção e para descobrir potenciais problemas nos equipamentos de proteção e avaliar alternativas.

- SAP (Sistemas Aplicativos e Produtos para Processamento de Dados)²³:
O SAP disponibiliza dados particulares dos equipamentos da RNT, tais como o código identificativo das linhas de transmissão e o número de série dos (auto)transformadores, das baterias de condensadores e das reactâncias *shunt*. Estes dados serão úteis para os utilizadores identificarem o elemento de rede sede de defeito. Tal como acontece com o CAPE, estes dados precisam apenas de ser atualizados quando ocorre alguma alteração num equipamento;
- SAS (Sistema de Armazenamento Seletivo)/RTU *server*:
O SAS fornece a sequência de eventos dos incidentes. Nesta sequência são englobadas as informações relativas aos arranques das funções de proteção, manobras dos disjuntores e alarmes e sinalizações gerados nas subestações/postos de corte da RNT. Dependendo da subestação/posto de corte, estes dados são facultados pelo SAS ou pelo RTU *server*. Estes dados, sempre que são originados, devem ser automaticamente enviados para o sistema de análise automática;
- SCADA (*Supervisory Control And Data Acquisition*):
O SCADA cede informação do estado da RNT, isto é, o estado (aberto ou fechado) da aparelhagem de alta tensão das subestações/postos de corte da RNT (e.g. seccionadores e disjuntores). Esta informação é essencial para o sistema de análise automática identificar as linhas e os equipamentos que estão em serviço. Além disso, disponibiliza a identificação dos painéis por tipo de equipamento e a numeração dos equipamentos de acordo com a instalação de toda a RNT (informação igualmente útil para os utilizadores identificarem o elemento de rede sede de defeito). Estes dados não são necessariamente enviados quando ocorre um incidente mas sim quando ocorrem alterações do estado da aparelhagem de alta tensão.

Um sistema automático de aquisição e tratamento de oscilografia deve, assim, ser capaz de receber a informação disponibilizada pelas fontes de dados apresentadas, para executar as suas funcionalidades. Simultaneamente, deve transmitir os resultados da análise aos utilizadores, de acordo com as especificações próprias de cada um. É de salientar que neste sistema, para uma análise precisa, é fundamental a sincronização temporal das fontes de dados. As principais funcionalidades pretendidas pela operadora da RNT para este sistema apresentam-se na Secção 4.4.

²³ É um *software* de gestão empresarial.

4.4 - Sistema Automático de Aquisição e Tratamento de Oscilografia para a Operadora da Rede Nacional de Transporte: Funcionalidades

Um sistema automático de aquisição e tratamento de oscilografia, tendo em conta as necessidades da operadora da Rede Nacional de Transporte referidas na Secção 4.2.1, deve possuir as seguintes funcionalidades:

(1) Recolha Automática de Oscilografia

O sistema deve ser capaz de recolher para o repositório todos os registos de oscilografia produzidos pelos sistemas de proteção aquando da ocorrência de incidentes;

(2) Análise e Caracterização de Incidentes

O sistema deve realizar apenas a análise dos reais incidentes, isto é, deve excluir da análise todos os incidentes originados por ensaios ou comissionamentos. Para cada incidente devem ser identificados elementos como: o elemento de rede sede de defeito, a corrente cortada, as fases afetadas, a impedância de defeito, o tempo de operação dos sistemas de proteção, o tempo de eliminação do defeito e a função de proteção que disparou;

(3) Localização de Defeitos nas Linhas de Transmissão

O sistema deve disponibilizar com um elevado grau de precisão o valor da distância de um ou dos dois extremos da linha ao defeito, consoante estejam disponíveis registos de oscilografia de um ou dos dois extremos da linha;

(4) Geolocalização dos Defeitos

O sistema deve fornecer informação geográfica em “tempo real” do defeito. Deve disponibilizar as três coordenadas espaciais: latitude e longitude (coordenadas geográficas) e altitude (nível médio do mar) do(s) apoio(s) mais próximo(s) do defeito. Esta funcionalidade deve permitir a visualização de mapas ou imagens de satélite do local do defeito;

(5) Agrupamento de Dados

Os registos de oscilografia adquiridos no mesmo instante de tempo e/ou correspondentes à mesma linha/cabo de transmissão da RNT devem ser agrupados na mesma análise para permitir a realização de uma análise mais fiável do incidente. Juntamente devem também ser agrupados os dados recebidos no mesmo instante do sistema SAS e do sistema SCADA;

(6) Análise Comportamental dos Sistemas de Proteção

O sistema deve possuir algoritmos que permitam realizar uma análise do desempenho dos sistemas de proteção da RNT perante a ocorrência de incidentes. Estes algoritmos devem ter por base a verificação dos critérios comportamentais definidos pela operadora da RNT para os sistemas de proteção. Grande parte dos critérios encontram-se descritos na Secção 2.6;

(7) Indicadores de Performance/Manutenção

O sistema deve calcular índices de performance dos sistemas de proteção. Estes indicadores devem ser estatísticos e fornecer informação relevante para a manutenção dos sistemas de proteção (e.g. quantidade de disparos intempestivos, quantidade de disparos não seletivos, funções de proteção que não arranquem há um determinado tempo, nível de corrente cortada e acumulada por pólo do disjuntor, quantidade de manobras dos disjuntores, entre outros). Além disso, os indicadores devem ser desagregados, isto é, devem ser indicadores por função de proteção, por painel e tipo de elemento de rede a proteger e, por tipo de modelo/fornecedor de sistema de proteção;

(8) Modificação da Configuração da RNT

O sistema deve possuir uma interface específica que permita ao utilizador alterar a configuração da topologia da RNT, isto é, para além de o sistema receber do CAPE a atualização das características elétricas da rede, deve ser possível alterar, na própria aplicação do sistema, as características elétricas dos elementos de rede;

(9) Modificação da Configuração dos Sistemas de Proteção da RNT

O sistema para além de receber do CAPE a atualização das regulações dos sistemas de proteção da RNT deve possuir uma interface específica que permita ao utilizador efetuar alterações das regulações e parametrizações dos sistemas de proteção da RNT, na própria aplicação;

(10) Histórico dos Incidentes

Deve existir um histórico dos incidentes que ocorrem na RNT ao longo do tempo. Este histórico permitirá observar o panorama das fragilidades da rede (e.g. identificar que linhas de transmissão estão mais propensas a defeitos). A partir destes dados históricos poder-se-á obter um conjunto de dados estatísticos (dados referidos na funcionalidade (7)). Um histórico dos incidentes será, assim, importante para a realização da manutenção preditiva e para a indicação de substituição de equipamentos. Além disso, o histórico pode ser útil para o sistema determinar a possível causa do incidente;

(11) Histórico das Regulações dos Sistemas de Proteção (funcionalidade opcional)

Deve existir igualmente um histórico das regulações dos sistemas de proteção da RNT. Neste histórico devem ser guardadas todas as regulações efetuadas nos sistemas de proteção desde o início da utilização do sistema. Além disso, no histórico devem ficar registadas as mudanças de configuração e parametrizações efetuadas nos sistemas de proteção, bem como o utilizador que realizou essa mudança;

(12) Informação em “tempo real” via E-mail e/ou SMS

Dependendo das especificações dos utilizadores, os resultados da análise devem ser divulgados automaticamente, em “tempo real”, via SMS e/ou e-mail. O

sistema deve possuir algoritmos de análise com elevada velocidade de processamento.

Nas Secções 4.3.5 e 4.4 apresentou-se uma compilação das funcionalidades e dos requisitos especificados para o sistema automático de aquisição e tratamento de oscilografia para apoio à manutenção dos sistemas de proteção da Rede Nacional de Transporte. A especificação integral, da arquitetura e das funcionalidades, pode ser visualizada no Anexo B e no Anexo C. Os principais benefícios esperados pela operadora da RNT com o sistema automático serão analisados na Secção 4.4.1.

4.4.1 - Possíveis Benefícios do Sistema Automático de Aquisição e Tratamento de Oscilografia para a Operadora da Rede Nacional de Transporte

A operadora da Rede Nacional de Transporte espera que a utilização de um sistema automático de aquisição e tratamento de oscilografia melhore a fiabilidade da operação da rede nacional de transporte. Tal melhoria provirá de uma melhor avaliação do desempenho dos sistemas de proteção e de uma melhor análise de incidentes que o sistema automático possibilitará. Particularmente, a operadora da Rede Nacional de Transporte espera os seguintes benefícios:

- Aumentar a produtividade dos funcionários e libertá-los da realização de tarefas como a aquisição de registos de oscilografia, a análise prévia do incidente e a transmissão dos resultados da análise aos interessados. Este sistema irá ajudar os engenheiros a concentrarem-se nos incidentes mais relevantes e a não despenderem tempo excessivo em análises repetitivas. A análise estará menos propensa a falhas causadas por erros humanos;
- Alcançar um tempo de resposta de análise mais rápida (rápido diagnóstico do incidente), ou seja, obter rapidamente as características de um incidente, a possível causa e a sua localização, possibilitando aos operadores da rede darem uma resposta rápida ao problema e, assim, contribuir para a redução do tempo de interrupção do fornecimento de energia aos consumidores;
- Conseguir uma análise mais precisa e consistente quer do incidente, quer do desempenho dos sistemas de proteção, devido à possibilidade de recolha, organização, processamento e correlação de todos os dados disponíveis pelas fontes de dados, o que em tempo útil seria impossível a uma pessoa;
- Disponibilizar informação relevante, sobre a análise do incidente, aos vários departamentos interessados da operadora da Rede Nacional de Transporte.

Outro dos grandes objetivos que operadora da RNT pretende alcançar com o sistema automático de aquisição e tratamento de oscilografia é obter, em situações de catástrofe, uma caracterização imediata dos incidentes e transmitir, em “tempo real”, essa informação a todos os interessados. Dois exemplos que comprovam a aplicação essencial deste sistema são os acontecimentos dos dias de 19 de janeiro de 2013 e 9 de fevereiro de 2014, dias

assinalados por chuva intensa e ventos muito fortes. Estes dias ficaram marcados na operadora da RNT pela quantidade de incidentes que ocorreram num curto espaço de tempo²⁴. Nestas situações, a existência de um sistema automático de aquisição e tratamento de oscilografia poderia ter auxiliado os operadores na reposição mais rápida de linhas ao serviço. Com o sistema automático, informações como a distância ao defeito e o tipo de defeito seriam enviadas automaticamente em “tempo real” para os Departamentos de Operação e de Linhas da operadora da RNT. Não sendo necessário a presença de pessoas, nesse momento, no Departamento de Operação e Manutenção da Engenharia de Sistemas da Direção de Exploração, para transmitir essa informação.

4.5 - Sumário

Neste capítulo especificaram-se os requisitos e a arquitetura para o desenvolvimento de um sistema automático de aquisição e tratamento de oscilografia, no âmbito da análise automática de incidentes e do desempenho dos sistemas de proteção.

No desenvolvimento deste capítulo constatou-se que existe um elevado interesse das operadoras do sistema elétrico de energia num sistema automático de aquisição e tratamento de oscilografia por várias razões, destacando-se a necessidade de uma rápida avaliação do funcionamento dos sistemas de proteção e de uma caracterização e localização ágil do incidente para restaurar o sistema elétrico logo que possível após a ocorrência de um defeito.

Nesta especificação verificou-se que o desenvolvimento de um sistema automático de aquisição e tratamento de oscilografia será um processo complexo, pois terá de ter em consideração um conjunto de requisitos próprios da operadora da rede elétrica e possuir um conjunto de aplicações que executem várias funcionalidades ao mesmo tempo. Salienta-se a importância das fontes de dados para a realização das funcionalidades pretendidas neste sistema.

Um sistema automático de aquisição e tratamento de oscilografia permitirá aos engenheiros de proteções uma rápida análise do comportamento dos sistemas de proteção e a identificação dos seus problemas, contribuindo, assim, para melhorar o desempenho destes sistemas e aumentar a segurança e fiabilidade do sistema elétrico de energia.

²⁴ No dia 19 de janeiro de 2013 ocorreram mais de 50 incidentes.

Capítulo 5

Análise de Registos de Oscilografia

Este Capítulo tem como objetivo demonstrar o procedimento de análise de registos de oscilografia gerados num incidente, no âmbito da avaliação do comportamento dos sistemas de proteção. A análise dos registos de oscilografia será realizada, na Secção 5.1, para dois incidentes reais na Rede Nacional de Transporte, um com comportamento incorreto e outro com comportamento correto dos sistemas de proteção. Para finalizar, na Secção 5.2 serão apresentadas algumas análises que poderão ser efetuadas com o sistema automático de aquisição e tratamento de oscilografia.

5.1 - Incidentes na Rede Nacional de Transporte: Análise

Os sistemas de proteção mais recentes da Rede Nacional de Transporte (RNT) quando detetam um incidente, geram um registo de oscilografia e um registo designado por “TRIPLOG”. O registo TRIPLOG²⁵ contém todas as ações do sistema de proteção durante a ocorrência do incidente, tais como os arranques das funções de proteção. Estes registos são gerados pelo sistema de proteção de painel, ou seja, num painel de linha são originados dois registos, um pelo sistema de proteção SP1 e outro pelo sistema de proteção SP2.

Os registos de oscilografia, como se mencionou na Secção 3.3.2, são ficheiros com extensão CFG. Para editar este tipo de ficheiros utilizou-se um programa específico desenvolvido pela Siemens²⁶, designado por SIGRA 4 (*Fault Record Evaluation*)²⁷.

²⁵ Dito de outra forma, é uma sequência de sinalizações que o sistema de proteção recebe e envia (*inputs e outputs*) durante o incidente.

²⁶ Empresa multinacional Alemã de engenharia.

²⁷ Um dos programas de edição de ficheiros com extensão CFG que operadora da RNT dispõem (existem outros).

Nas Secções 5.1.1 e 5.1.2 demonstrar-se-á como se pode analisar o comportamento dos sistemas de proteção a partir de registos de oscilografia, observando dois exemplos práticos

5.5.1 - Incidente com Comportamento Incorreto dos Sistemas de Proteção

O incidente que se analisou foi uma descarga elétrica atmosférica que atingiu uma linha aérea de transmissão de 400 kV. Esta linha interliga o posto de corte do Ribatejo (PCRJ) e a subestação de Fernão Ferro (SFF). Na Figura 5.1 representa-se um esquema unifilar da linha de transmissão e da localização onde ocorreu a descarga atmosférica. Na Figura 5.2 apresenta-se o registo TRIPLOG gerado pelo sistema de proteção SP1 do posto de corte do Ribatejo. Neste registo pode-se observar a função de proteção que deu a ordem de disparo ao disjuntor, a contribuição do extremo para a corrente de defeito, a distância do extremo ao defeito e a resistência e a reactância de defeito “vistas” pelo extremo.

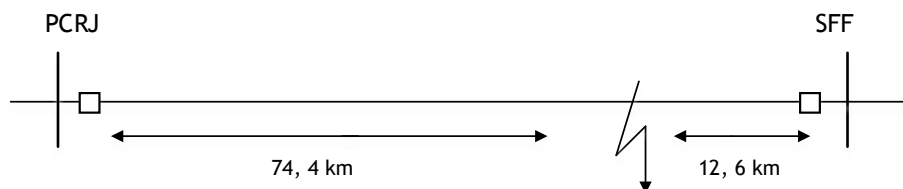


Figura 5.1 - Esquema unifilar da linha de transmissão que sofreu a descarga elétrica (as distâncias apresentadas na figura foram obtidas pelos registos TRIPLOG dos dois extremos da linha).

| Number | Indication | Value | Date and time | Initiator | Cause | State | Add. Cause |
|--------|---|-----------|-------------------------|-----------|-------|-------|------------|
| 00301 | Power System fault | 10 - ON | 17.01.2014 10:19:26.886 | | | | |
| 00302 | Fault Event | 10 - ON | 17.01.2014 10:19:26.886 | | | | |
| 03132 | Diff: Fault detection | ON | 0 ms | | | | |
| 03135 | Diff: Fault detection in phase L3 | ON | 0 ms | | | | |
| 03137 | Diff: Fault detection of I-Diff>> | ON | 0 ms | | | | |
| 03144 | Diff: TRIP - Only L3 | ON | 0 ms | | | | |
| 03146 | Diff: TRIP 1pole | ON | 0 ms | | | | |
| 03141 | Diff: General TRIP | ON | 0 ms | | | | |
| 02844 | AR: 1st cycle running | ON | 4 ms | | | | |
| 02801 | AR: Auto-reclose in progress | ON | 4 ms | | | | |
| 04006 | >Dis: Tele. Carrier RECEPTION Channel 1 | ON | 12 ms | | | | |
| 00535 | <u>Primary fault current L3</u> | 4,03 kA | 16 ms | | | | |
| 03136 | Diff: Earth fault detection | ON | 21 ms | | | | |
| 03139 | Diff: Fault detection of I-Diff> | ON | 21 ms | | | | |
| 00593 | Single pole open detected in L3 | ON | 52 ms | | | | |
| 03136 | Diff: Earth fault detection | OFF | 53 ms | | | | |
| 03139 | Diff: Fault detection of I-Diff> | OFF | 56 ms | | | | |
| 03135 | Diff: Fault detection in phase L3 | OFF | 70 ms | | | | |
| 03132 | Diff: Fault detection | OFF | 70 ms | | | | |
| 03137 | Diff: Fault detection of I-Diff>> | OFF | 70 ms | | | | |
| 02716 | >AR: External 3pole trip for AR start | ON | 79 ms | | | | |
| 00302 | Fault Event | 11 - ON | 17.01.2014 10:19:26.957 | | | | |
| 00536 | Relay Definitive TRIP | ON | 83 ms | | | | |
| 02794 | AR: Auto-reclose is not ready | ON | 84 ms | | | | |
| 03144 | Diff: TRIP - Only L3 | OFF | 98 ms | | | | |
| 03141 | Diff: General TRIP | OFF | 98 ms | | | | |
| 03146 | Diff: TRIP 1pole | OFF | 98 ms | | | | |
| 00511 | Relay GENERAL TRIP command | OFF | 98 ms | | | | |
| 02716 | >AR: External 3pole trip for AR start | OFF | 109 ms | | | | |
| 01125 | Fault Locator Loop L3E | ON | 18 ms | | | | |
| 01117 | Flt Locator: secondary RESISTANCE | 0,62 Ohm | 18 ms | | | | |
| 01118 | Flt Locator: secondary REACTANCE | 12,05 Ohm | 18 ms | | | | |
| 01114 | <u>Flt Locator: primary RESISTANCE</u> | 1,23 Ohm | 18 ms | | | | |
| 01115 | <u>Flt Locator: primary REACTANCE</u> | 24,10 Ohm | 18 ms | | | | |
| 01119 | <u>Flt Locator: Distance to fault</u> | 74,4 km | 18 ms | | | | |
| 01120 | <u>Flt Locator: Distance [%] to fault</u> | 88,5 % | 18 ms | | | | |

Figura 5.2 - Registo TRIPLOG gerado pelo sistema de proteção SP1 do posto de corte do Ribatejo.

As formas de onda das correntes na linha, disponíveis nos registos de oscilografia gerados pelos sistemas de proteção dos dois extremos da linha, apresentam-se na Figura 5.3. Nesta figura pode-se verificar que apenas foi afetada a fase 3 (L3), tratando-se, portanto, de um defeito monofásico.

Pela Figura 5.3, constata-se a existência de um problema no sistema de proteção, pois observa-se, para um defeito monofásico, a abertura dos três pólos do disjuntor com disparo

definitivo. Visualizando o registo TRIPLOG do sistema SPT1 do Posto de Corte do Ribatejo (Figura 5.2), verifica-se que a ordem de disparo foi apenas dada a um pólo do disjuntor (números 03144 e 03146 da Figura 5.2). Contudo, também se verifica a receção de um sinal externo para o disparo trifásico (número 02716 da Figura 5.2). Este sinal foi enviado erradamente pelo sistema SPT2 do mesmo extremo. Consequentemente, deu-se o disparo trifásico do disjuntor. Além disso, o ciclo de religação monofásico que tinha sido iniciado comutou para trifásico, e como neste sistema estava definido o modo de religação monofásico, a religação foi bloqueada e o disparo foi definitivo. Apesar deste comportamento incorreto, as funções de proteção atuaram corretamente, como se demonstra nos pontos seguintes.

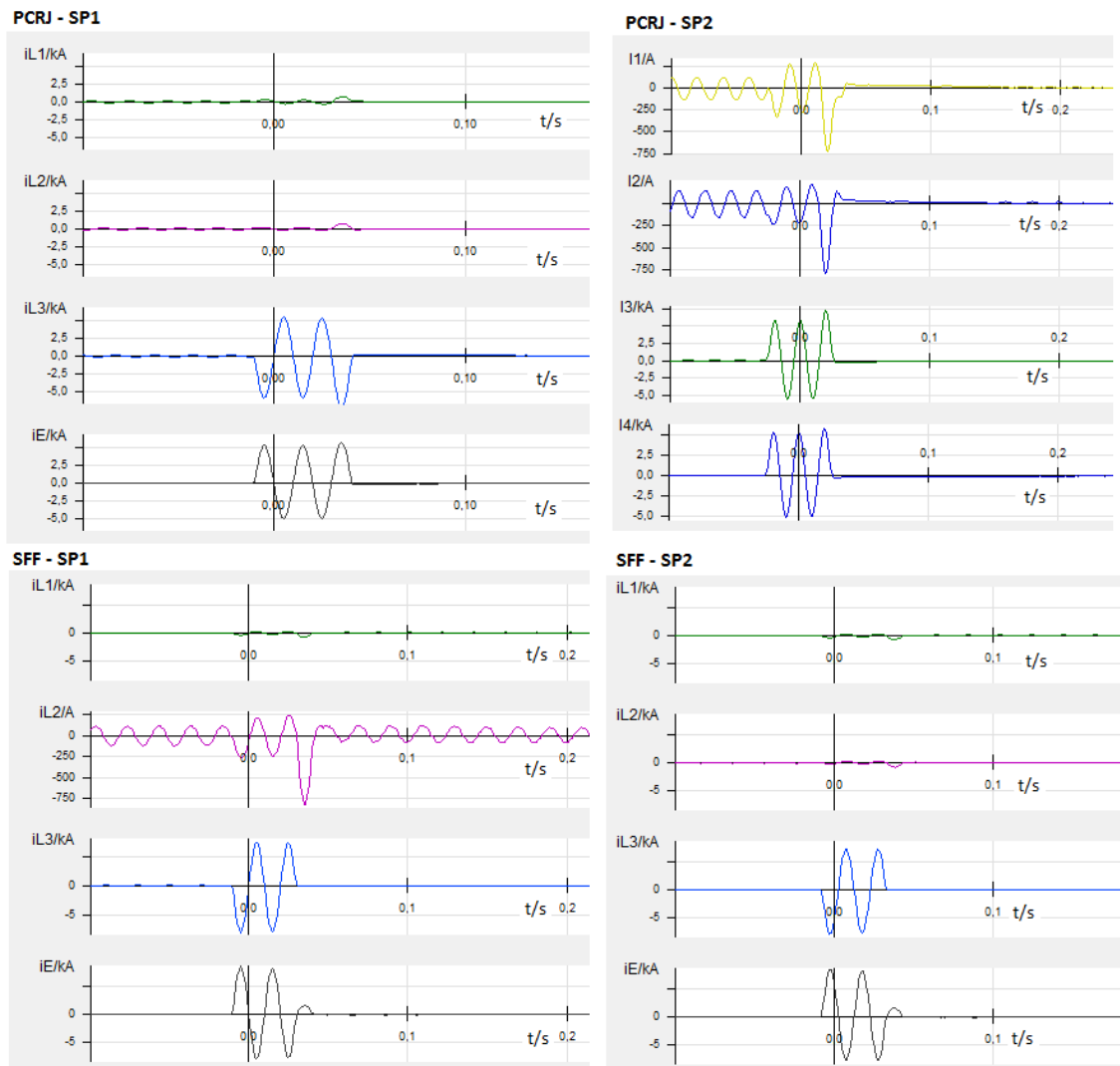


Figura 5.3 - Formas de onda da corrente, nas três fases da linha (L1, L2, L3) e no neutro (E ou L4), registadas durante o incidente pelos sistemas de proteção SP1 e SP2 dos dois extremos da linha.

Em primeiro lugar analisou-se o sistema de proteção SP1 dos dois extremos da linha. Como se descreveu na Secção 2.6.1, a função de proteção principal do sistema SP1 é, por norma, a função diferencial. Esta função no painel de linha MAT é regulada com um tempo de operação²⁸ de zero segundos (critério descrito na Tabela 2.4 da Secção 2.6.1). Pelo registo

²⁸ Tempo entre o instante do arranque da função de proteção e o instante do envio da ordem de disparo.

TRIPLOG (Figura 5.2) e pela Figura 5.4 verifica-se que o critério foi respeitado. Nos registos de oscilografia averigua-se que em ambos os extremos a função diferencial demorou apenas meio ciclo (10 milissegundos) para detetar o defeito. Assim que foi detetado, ocorreu o disparo imediato da função diferencial.

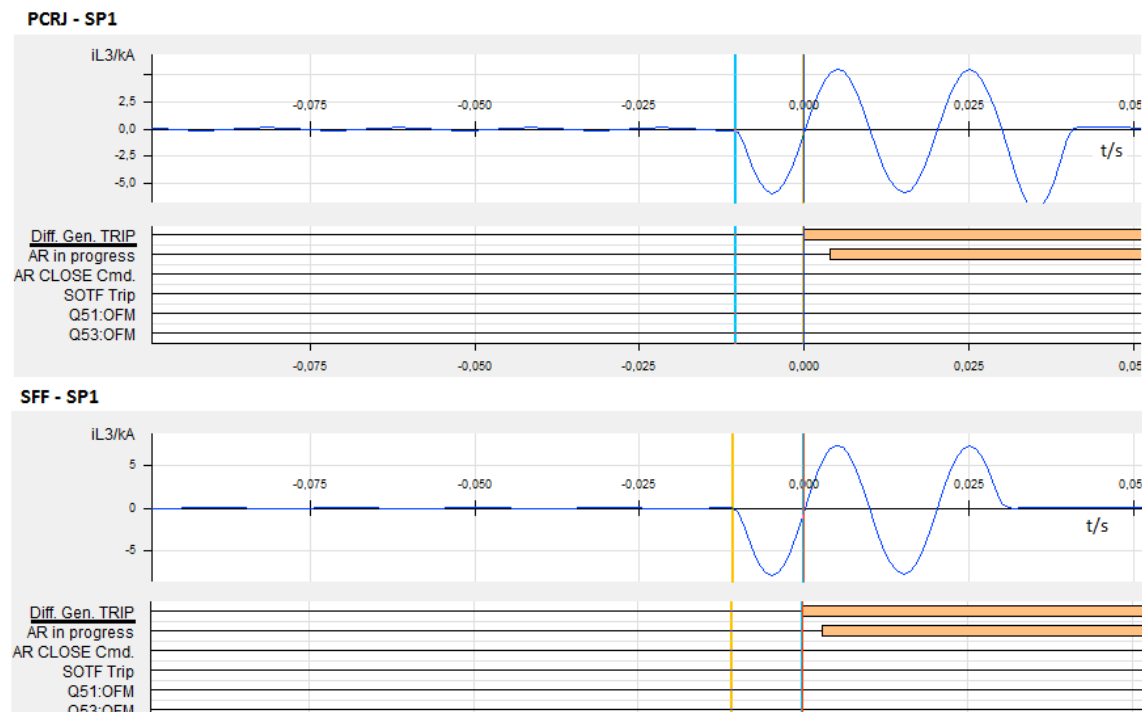


Figura 5.4 - Parte dos registos de oscilografia do sistema de proteção SP1 dos dois extremos da linha, posto de corte do Ribatejo e subestação de Fernão Ferro.

Na figura:

- Diff refere-se à função de proteção diferencial;
- TRIP significa a ordem de disparo dada pela função de proteção, por outras palavras, significa o disparo da função de proteção.

Passando para a análise da operação do sistema de proteção SP2. A função de distância é a função de proteção principal do sistema SP2. Na Tabela 2.4 apresentada na Secção 2.6.1 encontra-se discriminada a zona 1 da função da função de distância para 80% da impedância da linha com tempo de operação de zero segundos.

Considerando o comprimento da linha igual a 87 km, a zona 1 cobre, aproximadamente, 70 km ($0,8 \times 87 = 69,6$ km)²⁹. Pela Figura 5.1 deduz-se, assim, que a função de distância do posto de corte do Ribatejo irá arrancar em zona 2 e a função de distância da subestação de Fernão Ferro irá arrancar em zona 1.

Na Figura 5.5 comprova-se a correta operação da função de distância em ambos os extremos. A função de distância da subestação de Fernão Ferro teve disparo imediato, assim que detetou o defeito (disparo em menos de meio ciclo, aproximadamente 8,5 milissegundos). Ao mesmo tempo que disparou enviou sinal de teleproteção (sinal de TP) para o outro extremo. No posto de corte do Ribatejo a função arrancou corretamente em zona 2.

²⁹ Calculo baseado na proporcionalidade existente entre a impedância e a distância (Ω/km) de uma linha.

Verifica-se a recepção do sinal de TP e o disparo da função de distância depois de confirmar as duas condições: recepção de TP e arranque em zona 2. Pode-se também concluir um bom comportamento da função de teleproteção.

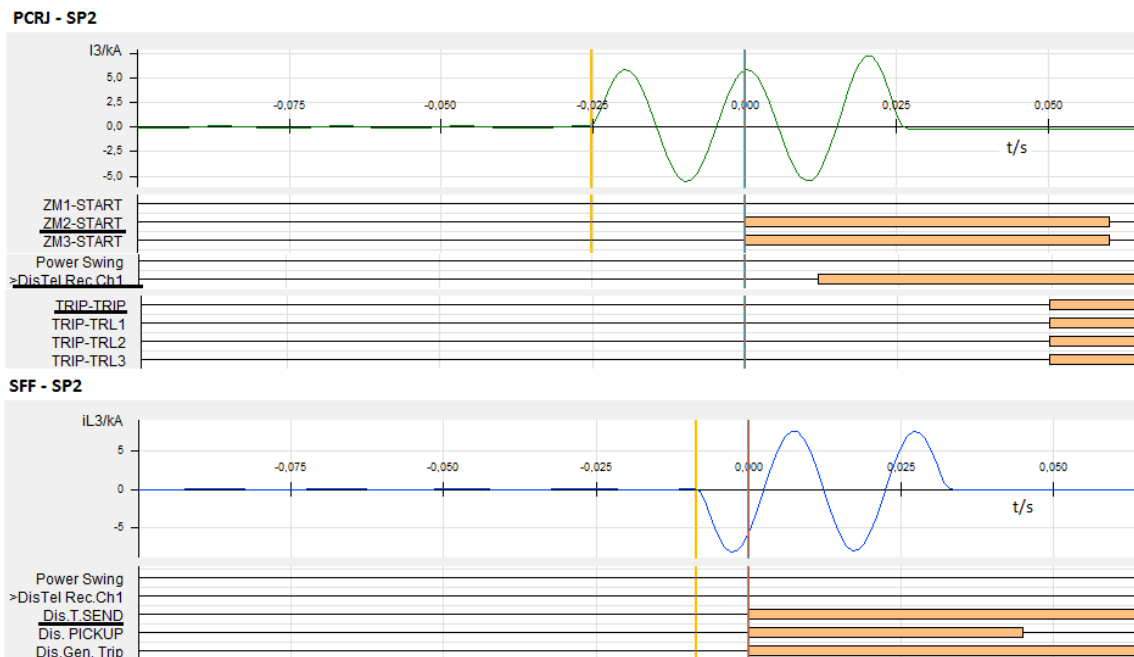


Figura 5.5 - Parte dos registos de oscilografia do sistema de proteção SP2 dos dois extremos da linha, posto de corte do Ribatejo e subestação de Fernão Ferro.

Na figura:

- ZM2 - START significa o arranque da função de distância em zona 2;
- DisTel.Rec.Ch1 indica a recepção do sinal de TP pelo canal 1 na função de distância;
- Dis.T.SEND indica o envio do sinal de TP da função de distância;
- Dis.Gen.Trip significa o disparo da função de distância.

Neste incidente, o disjuntor do painel da linha situado no extremo do posto de corte do Ribatejo recebeu ordem de disparo pela função diferencial e o disjuntor do painel da linha situado no extremo da subestação de Fernão Ferro recebeu ordem de disparo pela função de distância, porque neste extremo o tempo de atuação da função de distância foi inferior ao tempo de atuação da função diferencial (8,5 < 10 milissegundos). Na Figura 5.6 apresenta-se o registo TRIPLOG do sistema de proteção SP2 da subestação de Fernão Ferro, no qual se pode observar, entre outros, a contribuição deste extremo para a corrente de defeito e a distância da subestação ao defeito. Apesar do correto funcionamento das funções de proteção, no global, os sistemas de proteção tiveram um comportamento incorreto, pois o disparo em ambos os extremos deveria ter sido monofásico e com religação.

| Number | Indication | Value | Date and time | Initiator | Cause | State | Add Cause |
|--------|--|----------|-------------------------|-----------|-------|-------|-----------|
| 00301 | Power System fault | 2 - ON | 17.01.2014 10:13:26.862 | | | | |
| 00302 | Fault event | 2 - ON | 17.01.2014 10:13:26.882 | | | | |
| 00501 | Relay PICKUP | ON | 0 ms | | | | |
| 00505 | Relay PICKUP Phase L3 | ON | 0 ms | | | | |
| 00506 | Relay PICKUP Earth | ON | 0 ms | | | | |
| 00690 | Distance Pickup L3E | ON | 0 ms | | | | |
| 00703 | Distance Loop L3E selected forward | ON | 0 ms | | | | |
| 00804 | Distance TRIP command - Only Phase L3 | ON | 0 ms | | | | |
| 00514 | Relay TRIP command - Only Phase L3 | ON | 0 ms | | | | |
| 04056 | Dis. Teles. Carrier SEND signal | ON | 0 ms | | | | |
| 02848 | AR cycle is running in ADT mode | ON | 1 ms | | | | |
| 02801 | AR: Autoreclose in progress | ON | 1 ms | | | | |
| 00535 | Primary fault current I _{L3} | 540 kA | 1 ms | | | | |
| 01338 | E/F picked up FORWARD | ON | 15 ms | | | | |
| 01338 | E/F phase selector L3 selected | ON | 15 ms | | | | |
| 01357 | E/F 3IP PICKED UP | ON | 15 ms | | | | |
| 02715 | >AR: External Trip signal for AR start | ON | 36 ms | | | | |
| 00593 | Single pole open detected in L3 | ON | 44 ms | | | | |
| 14093 | E/F 3IP is blocked | ON | 44 ms | | | | |
| 01332 | Earth fault protection is BLOCKED | ON | 44 ms | | | | |
| 00671 | Distance PICKED UP | OFF | 45 ms | | | | |
| 00703 | Distance Loop L3E selected forward | OFF | 45 ms | | | | |
| 01338 | E/F phase selector L3 selected | OFF | 45 ms | | | | |
| 01345 | Earth fault protection PICKED UP | OFF | 45 ms | | | | |
| 01125 | Fault Locator Loop L3E | ON | 21 ms | | | | |
| 01117 | RL Locator: secondary RESISTANCE | 0,16 Ohm | 21 ms | | | | |
| 01118 | RL Locator: secondary REACTANCE | 2,04 Ohm | 21 ms | | | | |
| 01114 | RL Locator: primary RESISTANCE | 0,21 Ohm | 21 ms | | | | |
| 01115 | RL Locator: primary REACTANCE | 4,08 Ohm | 21 ms | | | | |
| 01119 | RL Locator: Distance to fault | 12,6 km | 21 ms | | | | |
| 01120 | RL Locator: Distance [%] to fault | 15,0 % | 21 ms | | | | |
| 00511 | Relay GENERAL TRIP command | OFF | 55 ms | | | | |
| 00593 | Single pole open detected in L3 | OFF | 593 ms | | | | |
| 14093 | E/F 3IP is blocked | OFF | 573 ms | | | | |
| 01332 | Earth fault protection is BLOCKED | OFF | 573 ms | | | | |
| 02851 | AR: Close command | ON | 1227 ms | | | | |
| 02727 | >AR: Remote Close signal | ON | 1282 ms | | | | |
| 00410 | >CD1 aux. 3p Closed (for AR, CD-Test) | ON | 1364 ms | | | | |
| 02794 | AR: Autoreclose is not ready | ON | 6228 ms | | | | |

Figura 5.6 - Registo TRIPLOG gerado pelo sistema de proteção SP2 da subestação de Fernão Ferro.

5.5.2 - Incidente com Comportamento Correto dos Sistemas de Proteção

O incidente que se analisou foi um curto-circuito fase-terra provocado por cegonhas na linha aérea de transmissão de 400 kV que interliga a subestação de Alqueva (SAV) e a subestação de Ferreira do Alentejo (SFA). Na Figura 5.7 representa-se um esquema unifilar da linha de transmissão e da localização onde ocorreu o curto-circuito.

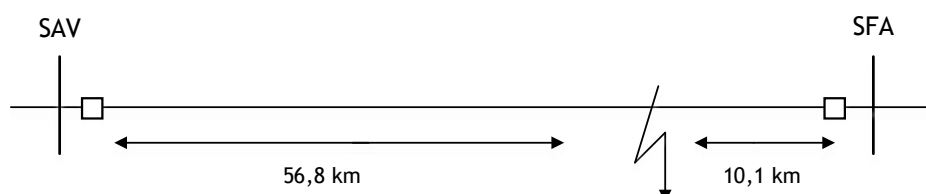


Figura 5.7 - Esquema unifilar da linha de transmissão onde ocorreu o curto-circuito fase-terra (as distâncias apresentadas na figura foram obtidas pelos registos TRIPLOG dos dois extremos da linha).

A fase afetada foi a fase 1 (L1). Tratando-se de um defeito monofásico, tal como se abordou na secção anterior, apenas o pólo do disjuntor da fase afetada deve abrir (disparo monofásico). Nas formas de onda das correntes na linha, disponíveis nos registos de oscilografia gerados pelos sistemas de proteção dos dois extremos da linha, representadas na Figura 5.8, pode-se verificar que apenas o pólo do disjuntor da fase 1 foi aberto. Na Figura 5.8, pelas formas de onda da corrente na fase afetada (L1) e no neutro (E), pode-se averiguar que o transformador de intensidade está ligado corretamente, uma vez que a forma de onda da corrente na fase em defeito é igual à de neutro mas em oposição de fase.

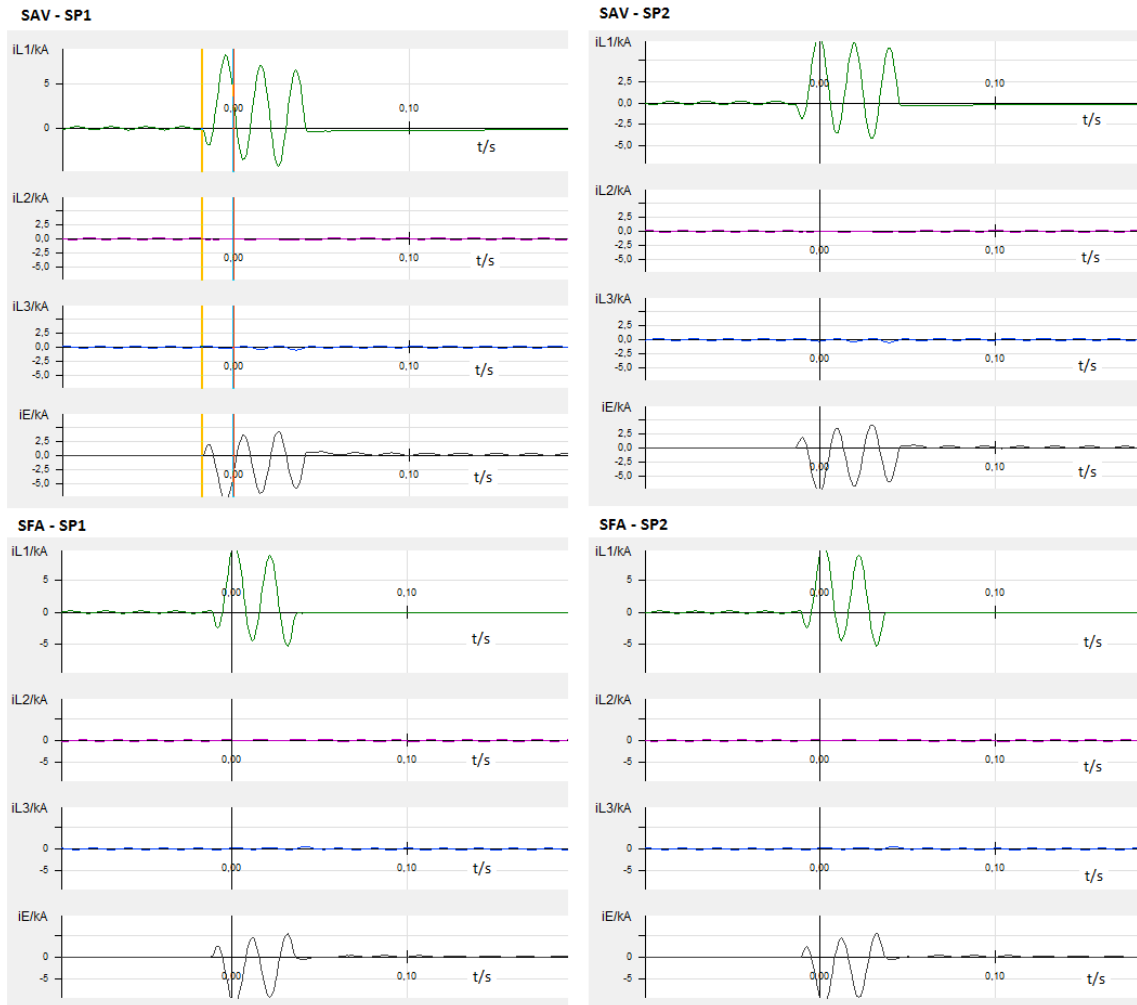


Figura 5.8 - Formas de onda da corrente, nas três fases da linha (L1, L2, L3) e no neutro (E), registadas durante o incidente pelos sistemas de proteção SP1 e SP2 dos dois extremos da linha.

A atuação do sistema de proteção SP1 nos dois extremos da linha apresenta-se na Figura 5.9. Constata-se o disparo da função diferencial e o arranque desta função apenas na fase afetada, em ambos os extremos da linha. Nota-se que a atuação da função diferencial foi ligeiramente mais rápida na subestação de Alqueva. Neste extremo a função dispara ao fim de 17 milissegundos, desde o início do defeito, e na subestação de Ferreiro do Alentejo dispara ao fim de 20 milissegundos. O tempo de operação da função diferencial em ambas as subestações foi de zero segundos. O comportamento da função diferencial foi correto.

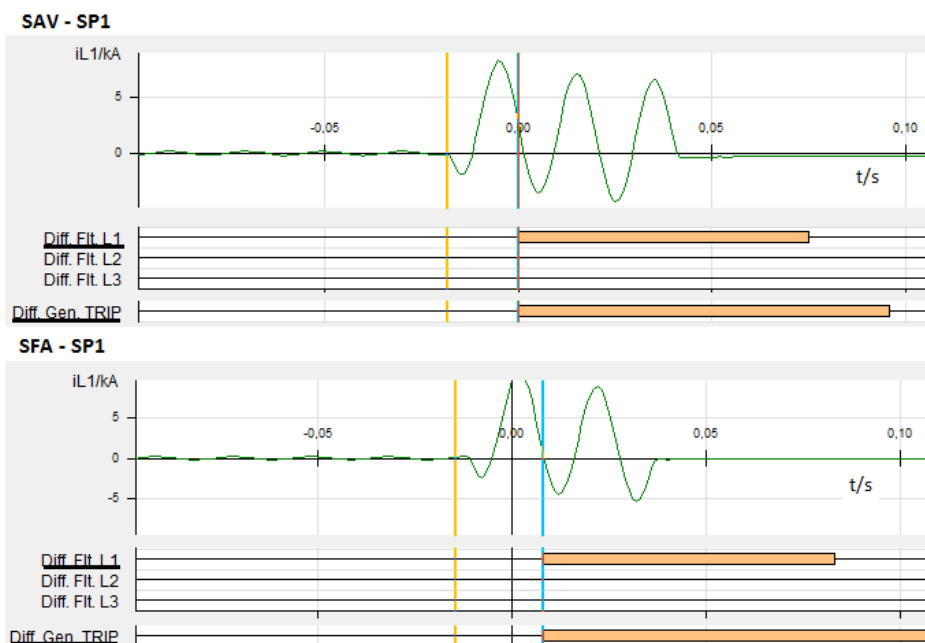


Figura 5.9 - Parte dos registos de oscilografia do sistema de proteção SP1 dos dois extremos da linha, subestação de Alqueva e subestação de Ferreira do Alentejo.

A atuação do sistema de proteção SP2 nos dois extremos da linha apresenta-se na Figura 5.10. Considerando o comprimento da linha igual a 66,9 km, a zona 1 da função de distância cobre cerca de 54 km da linha ($0,8 \times 66,9 = 53,52$). Pela Figura 5.7 deduz-se que, para um comportamento correto, a função de distância na subestação de Alqueva deve arrancar em zona 2 e na subestação de Ferreira do Alentejo deve arrancar em zona 1. Na Figura 5.10, comprova-se tal comportamento.

Verifica-se, na Figura 5.10, o disparo imediato (tempo de operação de zero segundos) da função de distância na subestação de Ferreira do Alentejo (disparo ao mesmo tempo do arranque). O tempo de atuação foi cerca de 12 milissegundos. Na subestação de Alqueva verifica-se o arranque da função de distância em zona 2 e o seu disparo após cerca de 14 milissegundos (tempo de operação). O tempo de atuação neste extremo foi cerca de 30 milissegundos.

O comportamento da função de teleproteção também pode ser averiguado na Figura 5.10. Na subestação de Ferreira do Alentejo verifica-se o envio do sinal de TP ao mesmo tempo que ocorre o disparo da função de distância. Na subestação de Alqueva confirma-se a receção do sinal de TP e o disparo da função de distância após o seu arranque em zona 2 e a receção do sinal de TP. Tendo em consideração o que se descreveu sobre esquemas de teleproteção na Secção 2.4.3, certifica-se o comportamento correto da função de teleproteção.

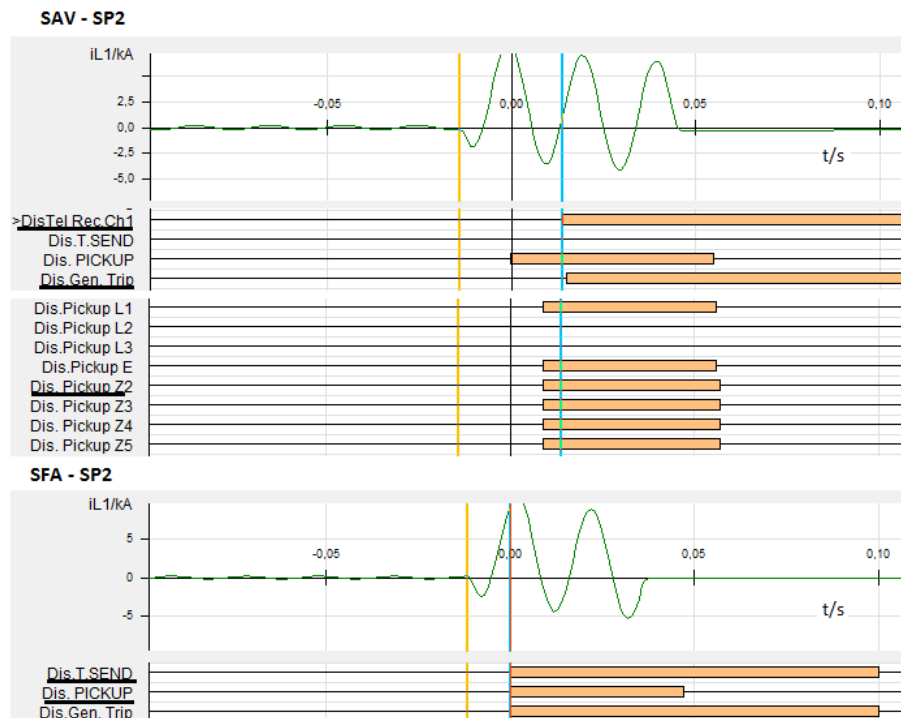


Figura 5.10 - Parte dos registos de oscilografia do sistema de proteção SP2 dos dois extremos da linha, subestação de Alqueva e subestação de Ferreira do Alentejo. O termo *Pickup* indica o arranque da função de proteção.

Neste incidente, pode-se afirmar que a ordem de disparo ao disjuntor na subestação de Alqueva foi dada pelo sistema de proteção SP1 e na subestação de Ferreira do Alentejo foi dada pelo sistema de proteção SP2. Na subestação de Alqueva o tempo de atuação da função diferencial (17 milissegundos) foi menor do que o tempo de atuação da função de distância (30 milissegundos), no entanto na subestação de Ferreira do Alentejo a função de distância teve um tempo de atuação inferior à função diferencial (12 milissegundos < 20 milissegundos).

Nos registos de oscilografia é disponibilizado o diagrama de impedância, também designado por diagrama R-X. Na Figura 5.11 apresentam-se os diagramas R-X produzidos pelos sistemas de proteção SP2 dos dois extremos da linha. Novamente se pode averiguar o correto arranque da função de proteção de distância nos dois extremos. Na subestação de Alqueva observa-se a impedância de defeito no interior da característica operacional da zona 2³⁰ e na subestação de Ferreira do Alentejo no interior da característica operacional da zona 1.

³⁰ Encontra-se quase na fronteira entre a zona 2 e a zona 1, pois a distância do extremo SAV ao defeito é próxima da distância coberta pela zona 1.

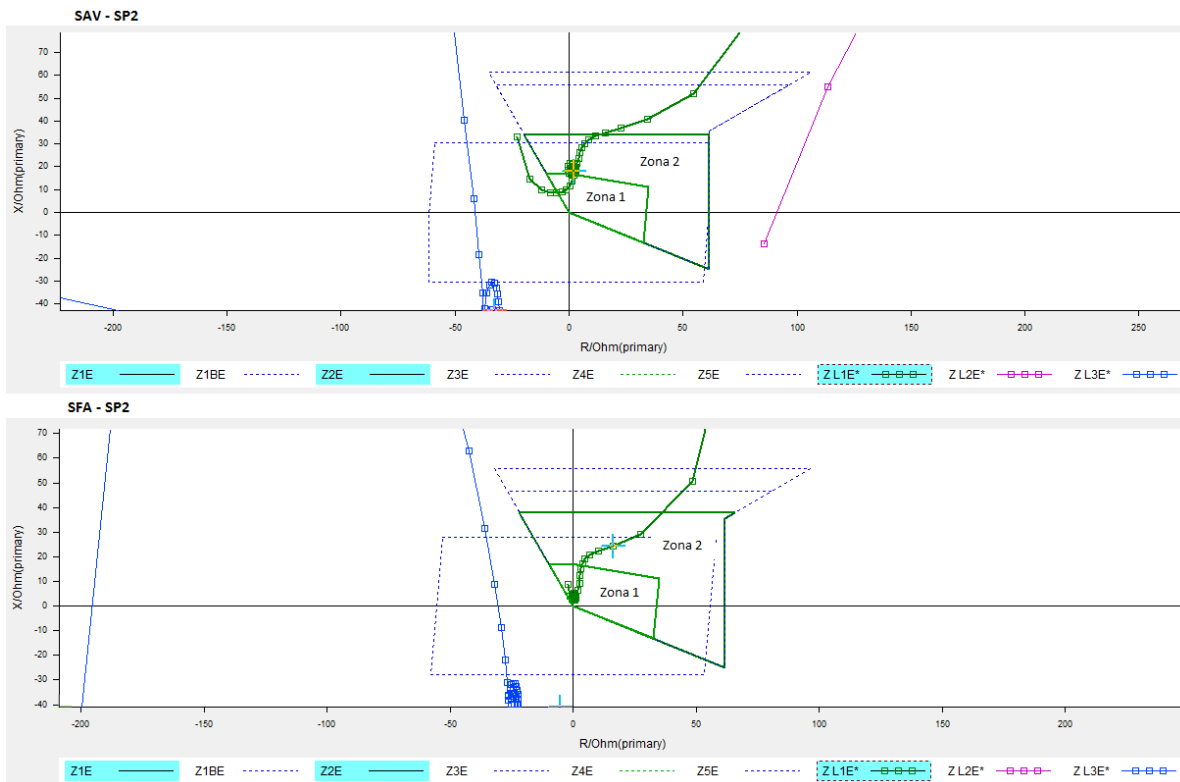


Figura 5.11 - Diagramas R-X disponibilizados pelos sistemas de proteção SP2 dos dois extremos da linha.

No incidente em análise houve religação, tratando-se, assim, de um defeito transitório. Na Figura 5.12 representa-se a forma de onda da corrente na fase afetada, disponibilizada nos registos de oscilografia gerados pelo sistema SP1 dos dois extremos da linha. Na Figura 5.12 pode-se verificar a ocorrência da religação dos disjuntores que protegem a linha. Na subestação de Alqueva a função de religação enviou ordem de fecho ao disjuntor após cerca de 775 milissegundos da abertura do disjuntor e após cerca de 726 milissegundos na subestação de Ferreira do Alentejo. O tempo morto foi de aproximadamente 930 milissegundos. Segundo o que se descreveu na Secção 2.5.1, certifica-se que a função de religação teve um comportamento correto.

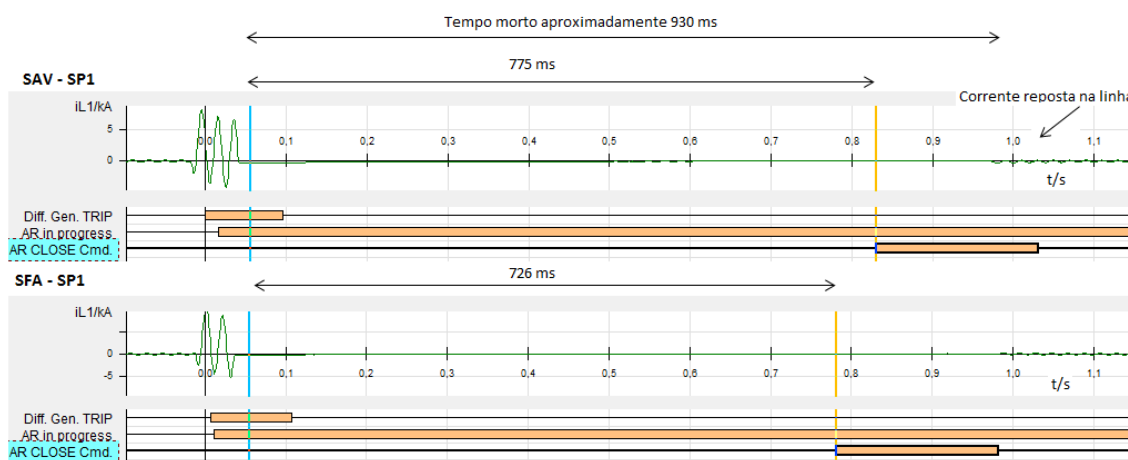


Figura 5.12 - Formas de onda da corrente na fase em defeito dos registos do sistema SP1 dos dois extremos da linha, com o sinal de atuação da função de religação.

Na figura o termo AR. CLOSE. Cmd indica o sinal da ordem de fecho da função de religação ao disjuntor.

O tempo de abertura elétrica do disjuntor também pode ser averiguado nos registos de oscilografia. Na Figura 5.13 representa-se parte do registo de oscilografia gerado pelo sistema de proteção SP1 da subestação de Alqueva, com o sinal digital da receção da ordem de disparo aos terminais do disjuntor. Segundo o que se descreveu na Secção 3.4.6 sobre o tempo de abertura do disjuntor, observando a Figura 5.13, o tempo foi aproximadamente 25 milissegundos. Por consulta do Anexo C verifica-se que este tempo foi inferior ao limite máximo definido para a abertura de um disjuntor pela operadora da Rede Nacional de Transporte (100 milissegundos). Assim, comprova-se que o disjuntor da subestação de Alqueva abriu num tempo dentro do esperado.

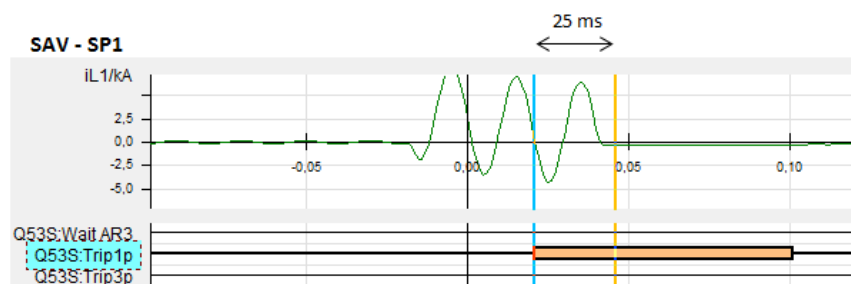


Figura 5.13 - Parte do registo de oscilografia gerado pelo sistema de proteção SP1 do extremo SAV com o sinal de receção da ordem de disparo aos terminais do disjuntor (Q53S: Trip1p).

O tempo de eliminação do defeito pelos sistemas de proteção, considerando o que se descreveu na Secção 3.4.4, na subestação de Alqueva foi cerca de 44 milissegundos e na subestação de Ferreira do Alentejo foi cerca de 39 milissegundos. Na Figura 5.14 apresenta-se as formas de onda da corrente da fase afetada dos dois extremos da linha, onde se pode confirmar o tempo de eliminação do defeito. É de notar que na figura o instante zero indica o instante em que foi detetado o defeito pelas funções de proteção.

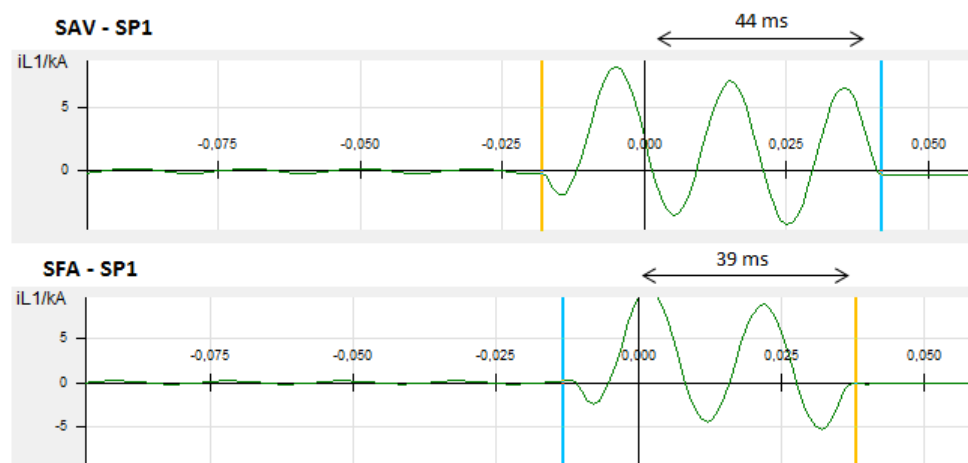


Figura 5.14 - Formas de onda da corrente na fase afetada dos dois extremos da linha, onde se pode confirmar o tempo de eliminação do defeito.

Ao longo das análises efetuadas, nesta Secção, aos registos de oscilografia gerados no incidente em estudo, verificou-se o comportamento correto dos sistemas de proteção (funções de proteção e função de religação). É de salientar que neste incidente, devido ao comportamento preciso dos sistemas de proteção, com tempos de atuação tão curtos e uma religação bem-sucedida, a restante rede do sistema elétrico de energia não sofreu nenhuma perturbação.

Num sistema automático de aquisição e tratamento de oscilografia pretende-se a realização deste tipo de análises e a avaliação do comportamento de cada sistema constituinte do sistema de proteção em separado. Demonstrou-se que a análise manual de registos de oscilografias leva algum tempo, pelo que, para incidentes em que seja necessária uma resposta imediata da sua análise, um sistema automático será de grande utilidade. Na Secção 5.2 referem-se algumas análises que poderiam ser efetuadas com o sistema automático de aquisição e tratamento de oscilografia.

5.2 - Melhorias da Análise com um Sistema Automático de Aquisição e Tratamento de Oscilografia

Um sistema automático de aquisição e tratamento de oscilografia, como se tem vindo a referir ao longo do Capítulo 4 e do Capítulo 5, tornará a análise de incidentes e a análise do comportamento dos sistemas de proteção muito mais rápidas. Além disso, terá a capacidade de efetuar conjuntamente a análise de todos os registos de dados gerados durante um incidente.

A capacidade de abranger um elevado conjunto de dados na análise permite ao sistema ser capaz de verificar alguns problemas no funcionamento dos sistemas de proteção, como falta a seletividade e disparos intempestivos dos sistemas de proteção. Essa verificação pode ser conseguida através do tratamento dos dados disponíveis pelo sistema SCADA e pela sequência de eventos, relativos às posições dos pólos dos disjuntores e às ações das funções de proteção, com a comparação dos registos de oscilografia. Os disparos intempestivos podem facilmente ser detetados, e.g. quando, numa linha de transmissão, é recebido o sinal de disparo do disjuntor de apenas um dos extremos da linha, é uma forte indicação de um possível disparo intempestivo, pois um defeito tem de ser “visto” pelos sistemas de proteção dos dois extremos da linha.

Um sistema automático de aquisição e tratamento de oscilografia, atendendo à possibilidade de receber informações sobre as ações dos sistemas de proteção e o estado dos disjuntores e seccionadores de todas as instalações (subestações/postos de corte) da rede de transporte, poderá realizar uma análise do comportamento dos sistemas de proteção a montante e a jusante do elemento de rede sede de defeito. Isto é, poderá fornecer uma análise comportamental mais abrangente, não limitando a análise aos sistemas de proteção do elemento de rede sede de defeito, e.g. na ocorrência de um defeito numa linha, o sistema conseguirá analisar se as proteções das linhas que se encontram ligadas ao mesmo barramento da linha em defeito arrancaram ou não, e alertar no caso de não ter verificado o seu arranque (nas linhas em serviço).

Este sistema poderá fornecer, mesmo em situações com a ocorrência de vários incidentes num curto período de tempo, uma análise precisa e muito mais rápida, quer da caracterização do incidente quer do comportamento dos sistemas de proteção.

5.3 - Sumário

Neste capítulo foi apresentada a avaliação do comportamento dos sistemas de proteção através da análise dos registos de oscilografia originados por estes sistemas num incidente. No caso de estudo foram utilizados dois incidentes reais que ocorreram na Rede Nacional de Transporte, um com comportamento incorreto e outro com comportamento correto dos sistemas de proteção. Para a realização da análise foi utilizado um programa específico de edição de registos de oscilografia em formato COMTRADE, designado por SIGRA 4.

Nesta análise é de destacar a rapidez dos sistemas de proteção da atualidade. Em menos de um ciclo (menos de 10 milissegundos), como se verificou na Secção 5.1.1 para a função de distância de um dos extremos da linha, a proteção detetou o defeito, tomou a decisão de disparo e enviou a ordem de disparo ao disjuntor.

Com esta análise também se constatou que a análise manual de oscilografias leva algum tempo e que pode estar sempre sujeita a erros humanos, pelo que, um sistema automático de aquisição e tratamento de oscilografia irá proporcionar uma análise muito mais rápida e mais precisa, tendo em conta a quantidade de dados que o sistema será capaz de analisar. É de salientar que mesmo com a existência de um sistema automático de aquisição e tratamento de oscilografia, o acompanhamento da análise manual deve continuar a existir.

Capítulo 6

Conclusões e Possíveis Trabalhos Futuros

Neste Capítulo serão descritas as principais conclusões do trabalho desenvolvido na Secção 6.1, as limitações encontradas na especificação dos requisitos na Secção 6.2 e as contribuições da dissertação para o desenvolvimento de um sistema automático de aquisição e tratamento de oscilografia para apoio à manutenção dos sistemas de proteção da Rede Nacional de Transporte, na Secção 6.3. Por fim, na Secção 6.4, serão apresentadas sugestões para possíveis trabalhos futuros.

6.1 - Conclusões

Os sistemas de proteção desempenham um papel fundamental na integridade e na estabilidade do sistema elétrico de energia. Tendo em conta a descrição dos sistemas de proteção da Rede Nacional de Transporte e as análises efetuadas a estes sistemas pode-se, dizer que são sistemas completamente redundantes, não apenas ao nível dos sistemas, mas também ao nível do projeto e das alimentações (e.g. alimentação por polaridades distintas, canais duplos de teleproteção, cabos duplos de fibra ótica, acoplamentos a diferentes núcleos do TI e ligações a diferentes enrolamentos do TT), o que contribui para uma elevada fiabilidade da Rede Nacional de Transporte. No entanto, os sistemas de proteção podem estar sempre sujeitos a falhas, por isso, além da redundância dos sistemas de proteção, para garantir este nível de fiabilidade, é essencial uma manutenção adequada destes sistemas, não só para corrigir as falhas, mas sobretudo para evitar que as falhas possam ocorrer.

Determinadas falhas nos sistemas de proteção podem ser evitadas através do conhecimento do estado real de conservação destes sistemas, por outras palavras, certas falhas podem ser previstas pela degradação de características, as quais podem ser detetadas por medição, observação e análise de grandezas elétricas. Verificou-se que pela análise de registos de oscilografia, gerados durante incidentes, é possível identificar atuações incorretas

dos sistemas de proteção e degradações das características dos equipamentos destes sistemas.

Atualmente, na Rede Nacional de Transporte, as tarefas de aquisição e análise de registos de oscilografia são realizadas manualmente. Confirmou-se que a operadora da Rede Nacional de Transporte claramente necessita de um sistema automático de aquisição e tratamento de oscilografia, destacando-se as necessidades de libertar recursos humanos, de uma rápida resposta da análise de incidentes e de obter indicadores sobre o estado e o funcionamento dos sistemas de proteção (manutenção preditiva).

Na especificação dos requisitos para um sistema automático de aquisição e tratamento de oscilografia, verificou-se que a arquitetura deste sistema deve ser do tipo cliente/servidor, com subsistemas distribuídos pelas instalações da rede (subestações/postos de corte) para a recolha de dados e com um sistema central para o armazenamento, processamento, análise e divulgação dos resultados aos vários utilizadores, todos interligados por uma rede própria de comunicações.

Dos requisitos especificados para um sistema automático de aquisição e tratamento de oscilografia, destacam-se a importância das fontes de dados com informação das características elétricas da rede e dos sistemas de proteção e das ações destes sistemas durante os incidentes, a base de dados centralizada e a sincronização dos diversos subsistemas/fontes de dados.

O desenvolvimento de um sistema automático de aquisição e tratamento de oscilografia será um processo complexo, dada a quantidade de sistemas que envolve, a quantidade de requisitos a verificar e a quantidade de funcionalidades pretendidas.

Um sistema automático de aquisição e tratamento de oscilografia será uma ferramenta de apoio à manutenção dos sistemas de proteção, pois irá permitir uma análise e avaliação contínua do comportamento destes sistemas, bem como uma ferramenta fundamental para auxiliar os operadores da rede a repor mais rapidamente a continuidade de serviço, aquando da ocorrência de incidentes e principalmente em situações de catástrofe.

6.2 - Limitações nos Requisitos Especificados

Os requisitos especificados para um sistema automático de aquisição e tratamento de oscilografia encontram algumas limitações na Rede Nacional de Transporte. Na Rede Nacional de Transporte nem todas as instalações (subestações/postos de corte) estão equipadas com sistemas de proteção digitais, em algumas instalações ainda existem em funcionamento sistemas de proteção eletromecânicos e estáticos, pelo que a geração de registos de oscilografia em formato COMTRADE não pode ser efetuada em todas as instalações da rede.

A diversidade de sistemas de proteção, de funções de proteção e de regulações utilizadas nestes sistemas, na Rede Nacional de Transporte, pode também ser uma limitação para um sistema automático de aquisição e tratamento de oscilografia, pois esta diversidade implica uma elevada quantidade de critérios a implementar num sistema automático. Esta quantidade de critérios pode dificultar a velocidade de análise que é exigida a um sistema automático.

Por último, a inexistência de uma rede de Ethernet³¹ em todas as instalações (subestações/postos de corte) da Rede Nacional de Transporte pode limitar a aquisição dos registos de oscilografia e a sincronização temporal dos sistemas/fontes de dados.

³¹ É uma arquitetura de interconexão para redes locais (LAN).

6.3 - Contribuições da Dissertação

O trabalho desenvolvido ao longo da dissertação permite dar a conhecer os sistemas de proteção utilizados na Rede Nacional de Transporte e as informações que podem ser obtidas pela análise de registos de oscilografia no âmbito da avaliação do comportamento dos sistemas de proteção, aquando da ocorrência de incidentes.

Esta dissertação contribui para a confirmação da necessidade de um sistema automático de aquisição e tratamento de oscilografia na análise de incidentes. O levantamento das necessidades sentidas pelo sistema elétrico de energia em relação a um sistema como o descrito e, em especial, das necessidades particulares sentidas pela operadora da Rede Nacional de Transporte, realizado neste trabalho, contribui significativamente para o reconhecimento da falta que um sistema automático faz.

O estudo realizado sobre sistemas de proteção, registos de oscilografia e sistemas automáticos de análise de registos de oscilografia coloca ao dispor a arquitetura e os principais requisitos que devem ser considerados no desenvolvimento de um sistema automático de aquisição e tratamento de oscilografia. Em particular, embora com algumas limitações, a operadora da Rede Nacional de Transporte tem à sua disposição a especificação da arquitetura e dos requisitos necessários ao desenvolvimento de um sistema automático de aquisição e tratamento de oscilografia, adaptado às características da sua rede.

6.4 - Possíveis Trabalhos Futuros

As formas de onda das grandezas elétricas como a tensão e a corrente contêm informações importantes sobre o estado dos equipamentos e as falhas que ocorrem nos equipamentos do sistema elétrico de energia. Atualmente, com as exigências da continuidade do fornecimento de energia elétrica, existe um grande interesse por parte das operadoras da rede elétrica em obter informações sobre o estado dos equipamentos da rede, que lhes permita realizar uma manutenção baseada na condição. Tendo em conta esta necessidade, hoje é dado ênfase às investigações de registos de oscilografia.

Em trabalhos futuros seria útil aprofundar a investigação sobre mais tipos de informações que podem ser retirados a partir de registos de oscilografia, que permitam detetar o início de problemas em equipamentos (da literatura anglo-saxónica: *incipiente faults*).

Em conjunto com as conclusões alcançadas com esta investigação, sugere-se, a fim de se obterem as informações de forma automática, a aplicação de técnicas de processamento de sinais para a extração das características das formas de onda (e.g. Transformada de Fourier e a Transformada Wavelet) e a aplicação de algoritmos de tomada de decisão baseados em técnicas de inteligência artificial (e.g. Redes Neurais) para obter uma conclusão a respeito das características extraídas.

Referências

- [1] M. Delgado, "Protecção das redes eléctricas de distribuição, transporte e interligação, Fundamentos e aplicações práticas", ed: Publindústria, Edições Técnicas, 2011.
- [2] REN, "Redes Energéticas Nacionais. O setor Elétrico. Transporte.", ed. Disponível em <http://www.ren.pt>, 2012.
- [3] REN, "Arquitetura particular do Sistema de Protecção", in *Especificação Técnica e Funcional*, ed. Documentos Internos, 2007.
- [4] REN, "Funções de Protecção", in *Especificação Técnica e Funcional*, ed. Documentos Internos, 2008.
- [5] REN, "Requisitos Fundamentais do Sistema de Protecção", in *Especificação Técnica e Funcional*, ed. Documentos Internos, 2007.
- [6] H. Leite, "Introdução aos Sistemas de Protecção". Documento da Unidade Curricular "Sistemas de Protecção", em FEUP. 2013.
- [7] REN, "Função Diferencial de Linha", in *Protecção de linhas MAT*, ed. Documentos Internos, 2009.
- [8] REN, "Função de Distância", in *Protecção de linhas MAT*, ed. Documentos Internos, 2009.
- [9] G. B. Damir Novosel, Gene Henneberg, Pratap Mysore, Demetrios Tziouvaras and Solveig Ward, "Report on Performance of Relaying During Wide-Area Stressed Conditions", *IEEE PSRC*, vol. 25, 2010.
- [10] REN, "Esquemas de Teleprotecção", in *Protecção de linhas MAT*, ed. Documentos Internos, 2009.
- [11] REN, "Função de Protecção de Máxima Intensidade, Direcional de Terra e SOTF", in *Protecção de linhas MAT*, ed. Documentos Internos, 2009.
- [12] REN, "Função de Religação", in *Protecção de linhas MAT*, ed. Documentos Internos, 2009.
- [13] REN, "Coordenação de Funções de Protecção", in *Departamento de Sistemas*, ed. Documentos Internos, 2009-2012.
- [14] C. Moreira, "Introdução à Estabilidade de Tensão", ed. Documento da Unidade Curricular "Regimes Estacionários do SEE", em FEUP. 2010.
- [15] REN, "Arquitetura, Funcionalidades, e Requisitos dos Sistemas de Comando e Protecção das Subestações REN", in *Especificação Técnica e Funcional*, ed. Documentos Internos, 2013.
- [16] L. L. Grigsby, "Power System Stability and Control. Part I Power System Protection. John R. Boyle", Third ed: CRC Press, 2012, p. 360.
- [17] M. M. e. J. G. Rolim, "Análise Automática de Oscilografia em Sistemas Elétricos de Potência", vol. 21, ed. Universidade Federal de Santa Catarina: Revista Controle e Automação, 2010, p. 16.
- [18] J. Perez, "A guide to digital fault recording event analysis", in *Protective Relay Engineers, 63rd Annual Conference*, 2010, pp. 1-17.

- [19] M. P. Tcheou, "Análise e Representação de Sinais de Oscilografia Usando Decomposições Adaptativas Redundantes", Pós-Graduação, Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2005.
- [20] REN, "Oscilografia", in *Especificação Técnica e Funcional*, ed. Documentos Internos, 2009.
- [21] J. P. William Strang, et al, "Considerations for Use of Disturbance Recorders", ed. IEEE Power Engineering Society, 2006, p. 35.
- [22] S. H. H. a. A. G. Phadke, "Power System Relaying", Third ed: John Wiley & Sons, Ltd, 2008, p. 332.
- [23] T. P. Mladen Kezunovic, Donald R. Sevcik and Aniruddha Chitambar, "Requirements for Automated Fault and Disturbance Data Analysis", Texas A&M University, College Station, 2003.
- [24] A. A. M. Zin and S. P. Abdul Karim, "The Utilization of Digital Fault Recorders in Protection System Analysis on Tenaga Nasional Berhad Transmission System", *Power Delivery, IEEE Transactions on*, vol. 22, pp. 2040-2046, 2007.
- [25] C. Moreira, "Análise de Curto-Circuitos Assimétricos". Documento da Unidade Curricular "Regimes Estacionários do SEE", em FEUP. 2011.
- [26] A. A. Girgis and C. M. Fallon, "Fault location techniques for radial and loop transmission systems using digital fault recorded data", *Power Delivery, IEEE Transactions on*, vol. 7, pp. 1936-1945, 1992.
- [27] M. Kezunovic and B. Perunicic, "Synchronized sampling improves fault location", *Computer Applications in Power, IEEE*, vol. 8, pp. 30-33, 1995.
- [28] M. Kezunovic, "Practical applications of automated fault analysis", in *Power System Technology, 2000. Proceedings. PowerCon 2000. International Conference on*, 2000, pp. 819-824 vol.2.
- [29] C.-C. L. Mladen Kezunovic, J. R. McDonald and Larry Smith, "Tutorial on Automated Fault Analysis", ed. IEEE, 2001, p. 53.
- [30] X. Luo and M. Kezunovic, "Fault analysis based on integration of digital relay and DFR data", in *Power Engineering Society General Meeting, 2005. IEEE*, 2005, pp. 746-751 Vol. 1.
- [31] R. B. L. D. R. Sevcik, M. Kezunovic, Z. Galijasevic, S. Banu, T. Popovic, "Automated Analysis of Fault Records and Dissemination of Event Reports", ed, 2000, p. 7.
- [32] I. R. M. Kezunovic, C. W. Fromen, D. R. Sevcik, "New Automated Fault Analysis Approaches Using Intelligent System Technologies", ed. Texas A&M University and Houston Lighting & Power Company, 1994, p. 5.
- [33] I. R. M. Kezunovic, C. W. Fromen, D. R. Sevcik, "Automated Fault Analysis Using Intelligent Techniques and Synchronized Sampling", ed. Texas A&M University and Houston Lighting & Power Company, 1998, p. 6.
- [34] D. G. Esp and A. O. Ekwue, "Real-time fault diagnosis for transmission systems", in *Control '96, UKACC International Conference on (Conf. Publ. No. 427)*, 1996, pp. 1413-1417 vol.2.
- [35] I. R. M. Kezunovic, "Advanced System Solutions for Automated Fault Analysis Using DFR Files ", ed. Test Laboratories International, Inc. and Texas A&M University, 1996, p. 6.
- [36] S. Europe, "FACES: Fault Analysis Classifying Expert System", ed. Disponível em <http://www.systemseurope.be/faces/index.en.php>, 2013.
- [37] Siemens, "SIMEAS SAFIR - The network quality system", ed. Disponível em http://www.energy.siemens.com/us/pool/hq/automation/eneas/simeas_safir_network_quality_system_en.pdf, 2009.
- [38] ECIL, "eSIP - Process Integrated System", ed. Disponível em <http://www.ecilenergia.com.br/english/download/eSIP.pdf>, 2013.
- [39] IPS, "IPS - Energy: Technical Asset and Maintenance data Management", ed. Disponível em <http://www.ips-energy.com/products/energy/>, 2013.

Anexo A

Registo de Oscilografia

Neste Anexo apresenta-se um registo de oscilografia completo gerado por um sistema de proteção, da operadora nacional de transporte, num incidente.

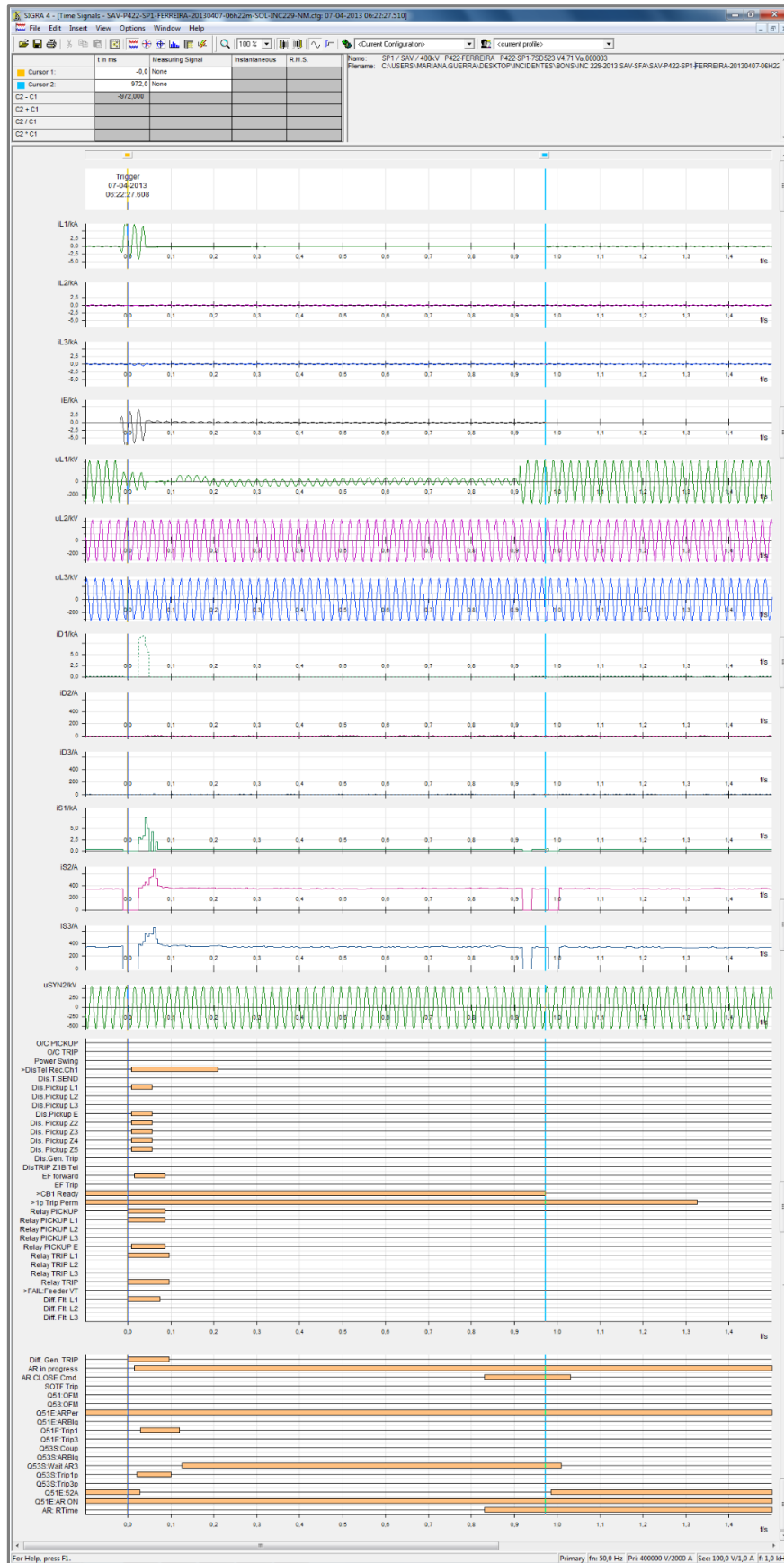


Figura A.1 - Registro de oscilografia de um incidente, editado pelo programa SIGRA 4.

Anexo B

Modelo de Dados e Arquitetura da Aplicação Central de Análise de Incidentes para a Operadora da Rede Nacional de Transporte

Neste Anexo apresenta-se o modelo de dados suportado e a especificação da arquitetura do sistema automático de aquisição e tratamento de oscilografia (Aplicação Central de Análise de Incidentes) para a operadora da Rede Nacional de Transporte.

Modelo de dados suportado

Características Elétricas das Linhas

A caracterização das linhas RNT é efetuada por troços, de acordo com o tipo construtivo dos apoios.

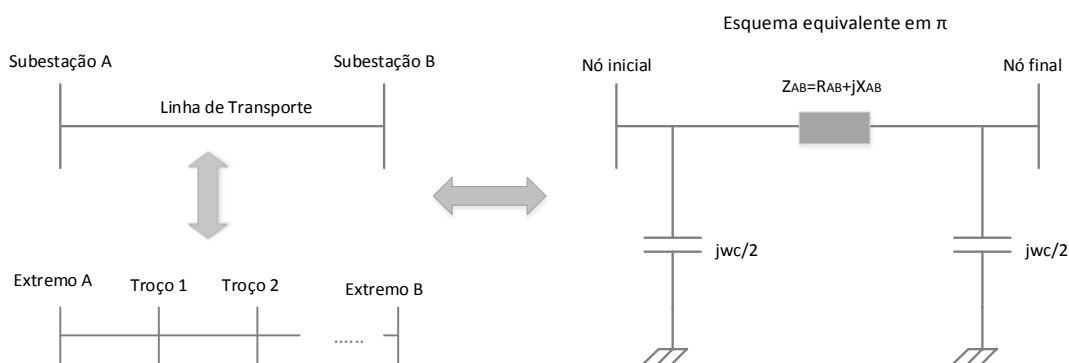


Figura B.1 - Esquema unifilar de uma linha.

Cada troço é especificado com a seguinte informação:

- Identificação do troço de circuito trifásico: número do painel, linha suporte a que pertence, código da linha, designação do troço, nó inicial, nó final, tensão (kV) e comprimento (km);
- Capacidade de transporte do troço: valores máximos de projeto para a corrente (A) e potência aparente (MVA), para verão e inverno;
- Esquema monofásico equivalente (modelo em PI equivalente): resistência (Ohm), reactância (Ohm), susceptância (mS) e capacidade elétrica (nF);
- Impedância direta e homopolar em valores quilométricos: resistência (Ohm/km) e reactância (Ohm/km), ou em valores por unidade (p.u. com potência de base de 100 MVA);
- Disposição dos condutores nos apoios: para cada condutor indicar a fase, o terno, o tipo de condutor, o diâmetro externo (mm), o número de condutores por fase, o diâmetro Gemi (cm), a resistência (Ohm/km), a distância entre fases (x, y (m)), a flecha média (m) e o d.cat (m);

Além destas informações, está disponível a georeferenciação dos apoios de todas as linhas da RNT com base na plataforma SIG que a REN dispõe (<http://geoportal.ren.pt/GeoPortal/map.aspx?WMID=12>).

Características Elétricas dos (Auto)Transformadores

A caracterização dos (Auto)Transformadores da RNT é efetuada pelas seguintes categorias:

- Identificação da máquina: número do painel, número de série e numeração de acordo com a instalação;
- Características construtivas e nominais: é especificado para cada enrolamento o tipo de ligações, a potência de base e nominal (MVA), a tensão de base e nominal (kV), o tipo de regulação, o número de tomadas, a amplitude de escalão, a gama de regulação em carga e a situação do neutro;
- Impedância de curto-circuito: é especificada a impedância de curto-circuito direta e homopolar entre os enrolamentos para três tomadas (tomada mínima, tomada próxima da nominal e tomada máxima);
- Esquema equivalente: é especificada a impedância equivalente direta e homopolar para cada enrolamento e para três tomadas (tomada mínima, tomada próxima da nominal e tomada máxima).

Características Elétricas das Baterias de Condensadores

A caracterização das Baterias de Condensadores é efetuada pelas seguintes categorias:

- Identificação da bateria: número do painel, número de série e numeração de acordo com a instalação;
- Características construtivas e nominais: potência nominal (MVA) e tensão nominal (kV).

Características Elétricas das Reactâncias *Shunt*

A caracterização das Reactâncias *Shunt* é efetuada pelas seguintes categorias:

- Identificação da reactância: número do painel, número de série e numeração de acordo com a instalação;
- Características construtivas e nominais: especificado do tipo de ligações, a potência nominal (MVA), tensão nominal (kV) e o número de tomadas com indicação da tensão e corrente para cada posição.

Transformadores de Medida

Os TI (Transformadores de Intensidade) afetos à RNT têm, pelo menos, um núcleo dedicado ao Sistema de Proteção de Classe 5P20, 30VA (1A secundário) ou, Classe 5P20, 100VA (5A secundário). A informação da relação de transformação será indicada painel a painel.

Os TT (Transformadores de Tensão) afetos à RNT têm, pelo menos, um enrolamento dedicado ao Sistema de Proteção de Classe 3P, 50VA (100V secundário). A relação de transformação é, dependendo do nível de tensão, 400/0.1 (kV/kV), 220/0.1 (kV/kV), 150/0.1 (kV/kV) ou 60/0.1 (kV/kV).

Esquemas Unifilares da Rede

Estão disponíveis esquemas unifilares detalhados com o número e nome do painel, potência e tensão nominal das máquinas, baterias e reactâncias e, topologia de todas as instalações da RNT.

Sistemas de Proteção

Os dados relativos ao Sistema de Proteção serão fornecidos painel a painel, de acordo com as funções ativas em cada um dos painéis.

Arquitetura

O Aplicação Central de Análise de Incidentes deve ser capaz de receber todos os dados necessários à execução das suas funcionalidades, provenientes de sistemas existentes na REN. Simultaneamente deverá transmitir toda a informação pretendida aos vários utilizadores/clientes.

A arquitetura desejada é a seguinte:

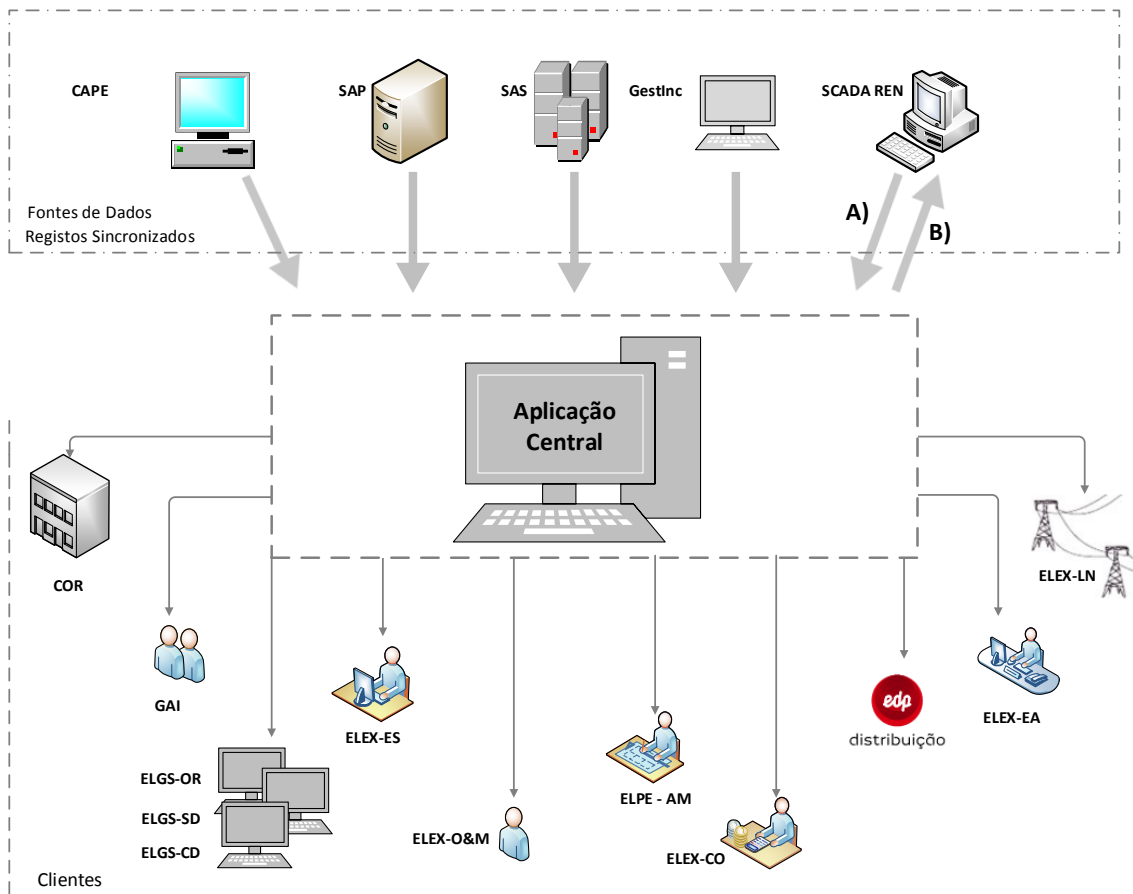


Figura B.2 - Diagrama da arquitetura da Aplicação Central.

Interligações:

- **Interligação com o CAPE (*Computer- Aided Protection Engineering*):**

O CAPE fornece as características elétricas da RNT e as regulações dos Sistemas de Proteção da REN.

Os dados devem ser exportados do CAPE para a Aplicação Central em ficheiros .xls, sempre que ocorra uma mudança de configuração, quer da rede quer dos sistemas de proteção.

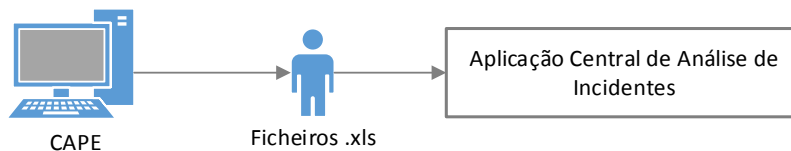


Figura B.3 - Esquema ilustrativo da exportação de dados a partir do CAPE.

O ficheiro .xls relativo às linhas possui a seguinte ordem de campos por troço:

- Tensão (kV);
- Nome;
- Comprimento (km);
- Subestação de partida;
- Subestação de chegada;

- Número de circuitos (1,2,3,4, ou 5);
- Corrente máxima (A);
- Resistência direta (Ohm);
- Reactância direta (Ohm);
- Capacidade direta (uF);
- Resistência homopolar (Ohm);
- Reactância homopolar (Ohm);
- Capacidade homopolar (uF);
- Resistência de acoplamento (Ohm);
- Reactância de acoplamento;
- Linha de acoplamento.

O ficheiro .xls relativo aos (Auto)Transformadores possui a seguinte ordem de campos:

- Nome;
- Subestação;
- Potência nominal (MVA)
- Tensão por enrolamento (kV);
- Tipo de ligações por enrolamento;
- Impedância de curto-circuito direta;
- Impedância de curto-circuito homopolar;

O ficheiro .xls relativo aos Sistemas de Proteção possui a seguinte ordem de campos, por elemento de rede, de acordo com as funções activas:

- Instalação: nome e sigla da subestação;
- Painel: nome e constituição do painel;
- Razão de transformação do TI - CTR (*Current Transfer Rate*);
- Razão de transformação do TT - VTR (*Voltage Transfor Rate*);
- Função Diferencial: corrente diferencial (A) e tempo de operação (s);
- Função de Distância: corrente de arranque de fase (A), corrente de arranque homopolar (A), reactância (Ohm) e tempo de atuação (s) da zona 1,2,3, 4 e *reverse*;
- Esquema de Teleproteção: modo, tipo, escalão de permissão e escalão de receção.
- Função Religação: modo ON /OFF, MONONOFÁSICA, TRIFÁSICA ou MONOFÁSICA + TRIFÁSICA;
- Função Direcional de Terra: curva (tempo definido ou tempo inverso), corrente de operação (A) e tempo de operação (s);
- Função Máxima Intensidade de Fase: curva (tempo definido ou tempo inverso), modo (paralelo ou emergência), corrente (A) da característica de tempo definido.

- **Interligação com SAP:**

O interface com o SAP deve prever a recolha de informação relativa à identificação dos elementos de rede da RNT: nome da linha; código da linha, número

série dos (Auto)Transformadores, número de série das Baterias de Condensadores e das Reactâncias *Shunt* da RNT e, o número SAP de todos os elementos de rede.

A informação disponibilizada pelo SAP deve ser exportada para a Aplicação Central através de um mecanismo automático, em ficheiros .xls e, a atualização destes dados na aplicação deve ocorrer sempre que seja alterado, removido ou adicionado algum elemento de rede.

O ficheiro .xls com os dados referentes às linhas possui a seguinte ordem de campos:

- Número SAP da linha;
- Nome da linha;
- Código da linha.

O ficheiro .xls com o número serie dos (Auto)Transformadores, das Baterias de Condensadores e das Reactâncias *Shunt* possui a seguinte ordem de campos:

- Número SAP do equipamento;
- Denominação do equipamento;
- Número série do equipamento.

- **Interligação com SAS (Sistema de Armazenamento Seletivo):**

O SAS fornece informação de todos os incidentes que ocorrem numa subestação, englobando informações relativas a arranques das funções de proteção, manobras dos disjuntores, distância ao defeito, valor da corrente de curto-circuito, alarmes e sinalizações.

Os dados que chegam ao SAS são primeiramente datados pelo Registador Cronológico de Acontecimentos (RCA) e enviados (automaticamente) para uma Aplicação Central do SAS no CAR. Nesta Aplicação Central os dados são arquivados e podem ser enviados, em ficheiros com formato .txt, para a Aplicação Central de Análise de Incidentes.

A estrutura de fluxo de dados, dependendo da subestação, pode ser a seguinte:

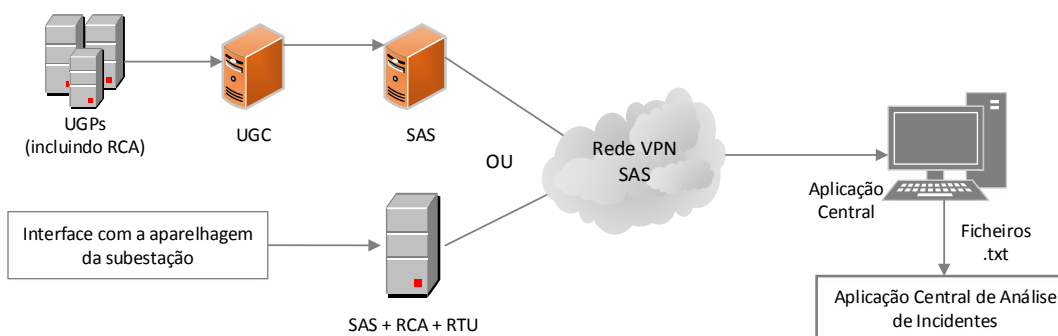


Figura B.4 - Esquema ilustrativo do fluxo de dados no SAS.

Os ficheiros .txt transmitidos pelo SAS são nomeados com o formato: sigla da Subestação, tipo de informação, ano, mês, dia e hora.

Apresenta-se o seguinte exemplo:



Figura B.5 - Exemplo da nomeação dos ficheiros .txt do SAS.

Caso sejam gerados ficheiros durante a mesma hora é acrescentado o minuto ao nome dos ficheiros.

A ordem de campos dos ficheiros .txt do SAS é a seguinte:

- Sigla da subestação;
- Código da linha;
- Elemento de rede;
- Data;
- Hora;
- Código das entradas digitais do sistema;
- Identificação do painel;
- Descritivo do evento;
- Estado de transição.

O Sistema SAS pode ser sincronizado pelo RTU *server* ou por ele próprio através do protocolo NTP (*Network Time Protocol*), nos casos em que este esteja implementado.

Deve ser prevista a possibilidade de solicitação, através da Aplicação Central de Análise de Incidentes, de registos de oscilografia das instalações sede de defeito, à Aplicação Central do SAS.

- **Interligação com GestInc:**

O GestInc fornece o número de incidente, para a identificação do incidente. O GestInc é uma base de dados em *Acess* com todos os incidentes da rede preenchida em tempo real pelos operadores de rede.

- **Interligação com o SCADA REN:**

A) Comunicação no sentido SCADA REN - Aplicação Central de Análise de Incidentes

O SCADA REN fornece informação do estado da RNT. Além disso, disponibiliza a identificação dos painéis por tipo de equipamento e a numeração dos equipamentos de acordo com a instalação, de toda a RNT.

O acesso aos dados do SCADA REN, relativos ao estado da rede, pode ser realizado através de duas formas:

- 1ª Hipótese:

Extrair da base de dados SCADA REN a Lista Geral de Eventos, em formato .txt.

A Lista Geral de Eventos contém, em forma de pequenas mensagens de texto, todas as ações que ocorrem nas instalações da RNT e nas instalações ligadas à RNT (subestações, postos de corte, centrais, parques eólicos e interligações com Espanha) durante um dia, ou seja, mudanças de estado dos disjuntores e dos seccionadores, alarmes, mudanças de tomadas dos transformadores, etc.

Esta lista é preenchida de forma ordenada ao longo do dia à medida que as ações ocorrem e, pode ser enviada para a Aplicação Central em períodos de tempo especificados ou simplesmente no final de cada dia.

Os sinais gerados pelas ações que ocorrem nas subestações são adquiridos pelas UGC's e enviados para uma base de dados proprietária *Oracle*. Nesta base de dados, são identificados os equipamentos correspondentes aos sinais recebidos das UGC's através dos seus endereços. De seguida os dados identificados são enviados para a base de dados SCADA REN e são criadas mensagens na Lista Geral de Eventos.

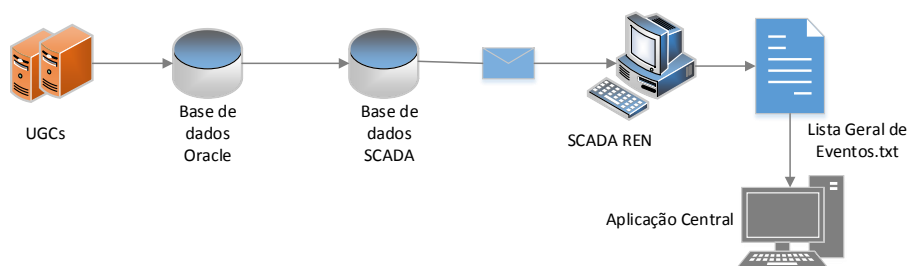


Figura B.6 - Esquema ilustrativo do fluxo de dados da Lista G. E.

De todas as informações que a Lista Geral de eventos disponibiliza, a Aplicação Central deve filtrar apenas os dados que permitam identificar o estado da rede, isto é, dados relativos a disjuntores e a seccionadores.

A Lista Geral de Eventos é nomeada com a designação “mess_data_mensagens” e, a informação relativa ao estado de disjuntores e seccionadores possui a seguinte ordem de campos :

- Data;
- Identificação da instalação;
- Número e tipo de painel, e ainda o número do grupo no caso de centrais;
- Descrição do elemento (Disjuntor ou SIL (seccionador));
- Estado (Fechado ou Aberto).

– 2ª Hipótese:

Extrair informações detalhadas sobre a topologia da rede (ex: informação topológica detalhada por disjuntor) em ficheiros formato XML.

Estes dados podem ser disponibilizados por um sistema do Despacho segundo a diretiva ENTSOe - Modelo CGMES (*Common Grid Model Exchange Standard*).

Os ficheiros XML são sempre da mesma forma e podem ser copiados de 30 em 30 minutos para uma zona de rede privada, onde a Aplicação Central pode ter acesso.

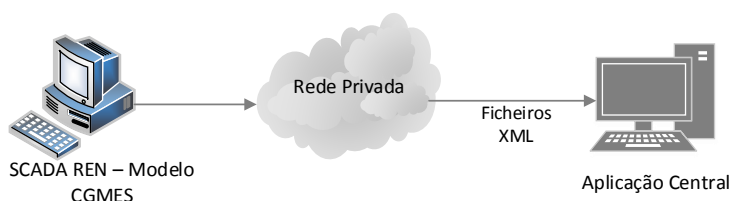


Figura B.7 - Esquema ilustrativo do fluxo de dados do ficheiro XML.

O acesso aos dados do SCADA REN, relativos à identificação dos painéis por tipo de equipamento e à numeração dos equipamentos de acordo com a instalação, é realizado através de um processo semelhante ao acesso à Lista Geral de Eventos.

O ficheiro com estes dados é em formato .xls e possui a seguinte ordem de campos:

- Identificação do tipo de instalação a que pertence o equipamento na forma de sigla (central, subestação, parque eólico, etc);
- Nível de tensão do equipamento (kV);
- Identificação do tipo de painel na forma de sigla (em alguns casos pode também conter o número do painel);
- Número e pequena descrição do painel (exemplo do painel de linha: “216 LAM.SS2”, indica o número do painel da linha e os seus extremos, neste caso é: linha 2 entre Alto Mira e Sete Rios, painel 216).

A identificação dos diversos painéis, neste ficheiro .xls, encontra-se agrupada por instalação.

Estes dados apenas necessitam de ser atualizados na Aplicação Central quando ocorram alterações na designação do painel ou sejam removidos ou adicionados painéis.

B) Comunicação no sentido Aplicação Central de Análise de Incidentes - SCADA REN

A Aplicação Central deve transmitir informação em tempo-real ao SCADA REN. O SCADA REN disponibiliza, atualmente, os protocolos IEC 60870-5-104 e IEC 60870-6-503 TASE.2 (ICCP), para comunicação em tempo-real podendo, no entanto, ser desenvolvido outro tipo de comunicação específica para este fim.

A finalidade desta interligação é transmitir informação em tempo-real ao SCADA do cliente EDP Distribuição com as características do incidente. Atualmente, já existe comunicação em tempo real entre o SCADA REN e o SCADA EDP, através do protocolo ICCP.

- **Interligação com os Clientes:**

Os clientes da ELEX-ES-O&M necessitam que a Aplicação Central disponibilize informações de acordo com as especificações próprias de cada cliente. Especificações obtidas através de inquéritos divulgados.

Na Figura B.2 os clientes são:

- COR: Centro de Operação da Rede;
- ELEX-EA: Direção de Exploração, Engenharia de Ativos;
- ELEX-CO: Direção de Exploração, Controlo Operacional;
- ELEX-ES: Direção de Exploração, Engenharia de Sistemas;
- ELEX-O&M: Direção de Exploração, Operação e Manutenção;
- ELEX-LN: Direção de Exploração, Linhas;
- ELGS-OR: Direção Gestão de Sistema, Operação da Rede;
- ELGS-SD: Direção Gestão de Sistema, Sistemas e Desenvolvimento;
- ELGS-CD: Direção Gestão de Sistema, Centro de Despacho;
- ELPE-AM: Direção de Planeamento, *Asset Management*;
- GAI: Grupo de Análise de Incidentes;
- EDP Distribuição: Operadora da Rede Nacional de Distribuição.

Anexo C

Funcionalidades da Aplicação Central de Análise de Incidentes para a Operadora da Rede Nacional de Transporte

Neste Anexo apresenta-se a especificação das funcionalidades pretendidas na Aplicação Central de Análise de Incidentes pela operadora da Rede Nacional de Transporte.

Funcionalidades:

As funcionalidades foram especificadas com base nas referências: [36-39].

C.1 - Configuração da Aplicação

A Aplicação Central deve ser passível de ser configurada pelo utilizador ao nível das especificidades/ particularidades do projeto REN para os Sistemas de Proteção, isto é, deve permitir especificar regulações, escalões, critérios e bloqueios dos sistemas e funções de proteção da RNT na sua configuração base.

Esta funcionalidade deve ser apenas autorizada aos utilizadores administradores.

C.2 - Análise de Incidentes

A Aplicação Central de Análise de Incidentes deve realizar apenas a análise dos incidentes reais, isto é, deve ser capaz de excluir da análise todos os incidentes originados por ensaios ou comissionamentos. Além disso, deve ser capaz de identificar os registos de oscilografia produzidos manualmente (*Manual Trigger*), e excluí-los igualmente da análise. Nos pontos seguintes encontram-se descritas as funcionalidades que a Aplicação Central deve possuir para análise de incidentes.

Caracterização do Incidente:

A Aplicação Central de Análise de Incidentes deve ser capaz, através dos registos de oscilografia e das informações fornecidas pelas fontes de dados, de identificar para cada incidente, pelo menos, os seguintes elementos:

- Corrente cortada;
- Tempo de operação dos sistemas de proteção;
- Tempo de eliminação do defeito;
- Que função de proteção originou o disparo;
- O elemento de rede sede de defeito;
- Tipo de defeito (fugitivo ou permanente no caso das linhas e interno ou externo no caso dos restantes elementos de rede sede de defeito);
- Distância ao defeito (km e Ohm) (no casos das linhas);
- Possível causa do defeito.

É de notar que, para além destes elementos, a Aplicação Central deve igualmente ser capaz de fornecer todos os elementos especificados ao longo do anexo como resultados da análise do incidente.

Fiabilidade da Análise do Incidente:

A todas as análises de incidentes efetuadas pela Aplicação Central de Análise de Incidentes deve ser atribuído um grau de fiabilidade. A definição do grau de fiabilidade deve ter por base a quantidade de dados recebidos e utilizados por análise de incidente, ou seja, as análises de incidentes com maior número de registos de oscilografia devem possuir um grau de fiabilidade superior às análises de incidentes com um número reduzido de registos de oscilografia.

O grau de fiabilidade deve ser apresentado em percentagem.

Com esta aplicação pretende-se ter uma perspetiva do grau de confiança dos resultados da análise da Aplicação Central.

Grau de Severidade dos Incidentes - Violação de Critérios REN:

Os incidentes analisados pela Aplicação Central devem ser avaliados ao nível da criticidade do desempenho dos sistemas de proteção perante o incidente. A avaliação deve ter por base o cumprimento ou o não cumprimento dos critérios comportamentais dos sistemas de proteção da RNT e, deve ser realizada através da atribuição de níveis de criticidade aos incidentes. A atribuição dos níveis de criticidade aos incidentes deve ser efetuada consoante o grau de importância conferido a cada critério, devendo a atribuição do grau de importância a cada critério ser realizada, posteriormente, pelo cliente ELEX-ES O&M (como já foi referido anteriormente).

Sugestão para 4 níveis de criticidade:

Tabela C. 1 - Sugestão para níveis de criticidade.

| Nível de Criticidade | Designação |
|----------------------|---------------|
| 0 | Desprezável |
| 1 | Considerável |
| 2 | Alarmante |
| 3 | Crítico |
| 4 | Muito crítico |

Esta funcionalidade deve servir de complementaridade à funcionalidade descrita na Secção C.14.

Priorização/ Classificação de Defeitos:

Os defeitos analisados pela Aplicação Central devem ser classificados quanto ao seu nível de gravidade, ou seja, tendo em conta os possíveis impactos técnicos e económicos causados pelo defeito na rede. A classificação pode ser realizada através da atribuição de níveis de gravidade aos defeitos.

A atribuição dos níveis de gravidade deve ser efetuada com base no tipo de defeito (fugitivo ou permanente no caso de defeitos em linhas) e no tipo de elemento de rede sede de defeito (ex: defeitos que provoquem a saída de serviço de um barramento ou de um (auto)transformador devem se considerados muito graves, enquanto que defeitos fugitivos em linhas devem ser classificados como insignificantes).

A ordem de gravidade do defeito (do mais grave até ao menos grave), por tipo de elemento de rede sede de defeito, deve ser considerada a seguinte: barramento, máquina (autotransformador ou transformador), linhas de 60 kV, linhas MAT, reactância *shunt* e bateria de condensadores.

Apresenta-se a seguinte sugestão para a classificação do nível gravidade dos defeitos:

Tabela C. 2 - Sugestão para níveis de gravidade.

| Nível de Gravidade | Designação | Exemplo de defeito |
|--------------------|----------------|---|
| I | Insignificante | Defeito fugitivo em linhas |
| II | Grave | Defeito permanente em linhas |
| II | Muito Grave | Defeito no barramento ou em (Auto)Transformadores |

A Aplicação Central deve possuir um algoritmo que permita efetuar esta classificação e possibilitar a alteração da configuração de classificação ao utilizador administrador, por exemplo adicionar novos níveis de gravidade, alterar a sua designação, etc.

Com esta funcionalidade pretende-se uma maior concentração nos registos de incidentes mais graves, enquanto os casos irrelevantes nem sequer precisam da análise manual. Além disso, pretende-se que no caso de ocorrerem defeitos no mesmo instante, ou algumas dezenas de incidentes em poucas horas, deva ser dada prioridade de análise aos defeitos com nível de gravidade superior (ex: registos relativos a incidentes com a saída de serviço de barramentos ou (auto)transformadores devem ser analisados em primeira instância).

Alertas e Alarmes:

A Aplicação Central deve ser capaz de elaborar um conjunto de alarmes e alertas e enviá-los para os seus clientes. A elaboração dos alarmes e alertas deve ter por base os critérios REN e as análises realizadas, quer aos sistemas de proteção, quer aos incidentes na rede.

Além dos alarmes referidos ao longo do documento, devem existir alarmes, pelos menos, para as seguintes situações:

- Comportamentos distintos do SP1 e do SP2, isto é, deteção do defeito apenas por um dos sistemas de proteção;
- Tempo de eliminação de defeitos superior ao definido;
- Falta de seletividade;
- Disparo intempestivo;
- Falha de atuação;
- Ativação da função DIST de emergência;
- Ativação da função MI de emergência;
- Falha de receção das sinalizações das teleproteções;
- Religação mal sucedida;
- Falha de fecho do disjuntor após ordem de religação;
- Disparos após religação, durante o tempo morto;
- Falha de religação em casos de defeitos evolutivos;
- Tempo de abertura do disjuntor superior ao definido;
- Surgimento de incidentes com grau de severidade de nível 4 e/ou nível 3;
- Surgimento de incidentes com nível III de gravidade de defeito;
- Ausência de arranque de uma função de proteção à mais de 3 anos (período passível de ser modificado pelo utilizador);
- Corrente máxima de defeito exceder 400% da corrente nominal;
- Queda de tensão exceder 60% da tensão nominal;
- Mudança das fases afetadas durante o incidente;
- Disparos em múltiplas linhas durante o mesmo incidente;
- Falha de receção das sinalizações do SAS;
- Falha de receção dos dados do SCADA.

Todos os alarmes e alertas devem ser enviados automaticamente para o cliente ELEX-ES O&M. Os restantes clientes devem receber apenas os alarmes que solicitarem.

Interfaces e Relatórios:

A Aplicação Central depois de realizar a análise do incidente, para além de apresentar os resultados da análise na própria interface, deve enviar os resultados da análise do incidente aos clientes, através de relatórios. Estes relatórios devem seguir os *templates* disponíveis (Anexo D). Para os clientes que solicitem o envio do resultado da análise via sms e/ou e-mail devem também ser seguidos *templates* (Anexo D).

É de notar que os relatórios e/ou e-mail's e/ou sms's, para além da informação especificada nos *templates* devem obrigatoriamente conter as informações exigidas, em particular, por cada cliente (de acordo com as respostas aos inquéritos realizados pela REN).

Os *templates* mencionados devem, posteriormente, ser passíveis de ser alterados pelo administrador da Aplicação Central.

Terminal Cliente da Aplicação:

Deve existir a possibilidade de instalar um terminal da Aplicação Central de Análise de Incidentes nos departamentos dos clientes que assim o pretendem.

Esta aplicação deve, inicialmente, ser apenas de visualização.

Oscilogramas:

A Aplicação Central de Análise de Incidentes deve possuir um repositório próprio para o armazenamento dos registos de oscilografias dos sistemas de proteção da RNT. Este repositório pode estar localizado num servidor próprio da Aplicação Central ou numa pasta *share* na rede interna da REN e, deve permitir o acesso aos registos de Oscilografia por outras aplicações/ utilizadores da REN, isto é, deve ser um repositório com uma base de dados aberta.

Os registos de oscilografia possuem o formato CFG e devem ser nomeados da seguinte forma: Sigla da Subestação, nome e número do painel, tipo de sistema de proteção (SP1 ou SP2), data (ano/mês/dia), hora, tipo do ficheiro (neste caso será SOL), número do incidente e nome da linha.

É de notar que, o número do incidente só pode ser obtido através de uma ligação à aplicação Gestinc.

C.3 - Sincronização de Registos

A funcionalidade de Sincronização de registos deve possuir algoritmos internos que permitam sincronizar os sistemas de proteção envolvidos num incidente, ou seja, os registos de oscilografia originados num incidente pelos diferentes sistemas de proteção (da mesma subestação ou subestações diferentes) devem ser datados (data, hora, minuto e segundo) de forma exatamente igual.

Esta funcionalidade deve ainda sincronizar os registos de oscilografia (entradas analógicas) com os registos de alarmes e sinalizações do incidente (entradas digitais externas provenientes do SAS).

C.4 - Localização de Defeitos

A funcionalidade de Localização de defeitos deve disponibilizar o valor da distância (em km) ao defeito. No caso de existir informação disponível de um extremo da linha ou informação disponível dos dois extremos da linha, deve indicar respetivamente, a distância de um extremo ao defeito ou a distância dos dois extremos ao defeito. Além disso, deve fornecer o valor da impedância (Ohm) de defeito.

Esta funcionalidade deve possuir algoritmos que garantam a fiabilidade da localização do defeito. O nível de confiança dos resultados deve ser passível de parametrizar de acordo com as exigências do cliente.

Por regra, a precisão da localização de defeitos deve ser superior quando possui informação disponível pelos dois extremos do que apenas com informação disponível por um dos extremos da linha.

Deve ser possível de definir o grau de precisão a partir do qual é permitido enviar informação para os diversos clientes da Aplicação Central.

C.5 - Geolocalização dos Defeitos

A funcionalidade de Geolocalização de defeitos deve fornecer informação geográfica em “tempo real” do defeito. Deve disponibilizar as três coordenadas espaciais: latitude e longitude (coordenadas geográficas) e altitude (nível médio do mar) do(s) poste(s) mais próximo(s) do defeito.

Esta funcionalidade deve permitir a visualização de mapas ou imagens de satélite do local de defeito.

C.6 - Recolha Automática de Oscilografia

O sistema de Aquisição, a implementar, deve ser capaz de recolher todos os registos de oscilografia produzidos pelos sistemas de proteção aquando da ocorrência de incidentes.

Nota: Esta funcionalidade faz parte de outro projeto a decorrer em paralelo.

C.7 - Armazenamento de Dados/Eventos

Todos os ficheiros CFG enviados pelos sistemas de proteção e os ficheiros provenientes das fontes de dados (CAPE, SAP, SAS e SCADA) devem ser armazenados numa base de dados própria do servidor da Aplicação Central ou numa pasta *share* da rede interna REN.

A Aplicação Central deve possuir repositórios diferentes para cada tipo de fontes de dados. O repositório dos ficheiros CFG encontra-se especificado na Secção C.2.

O armazenamento deve ser efetuado por um longo período de tempo e segundo o método FIFO (*First In, First Out*). Com esta funcionalidade pretende-se que seja possível identificar se o incidente que ocorreu é um incidente recorrente ou é um incidente novo.

É de notar que o sistema de armazenamento deve estar apto para receber elevada quantidade de dados num curto espaço de tempo, o que pode suceder, por exemplo, quando ocorram vários incidentes em poucas horas.

C.8 - Agrupamento de Eventos

Os ficheiros CFG adquiridos no mesmo instante de tempo e/ou correspondentes à mesma linha da RNT devem se agrupados na mesma análise, de forma a permitir a realização de uma análise mais fiável do incidente. Permitir uma análise alargada dos SPT, a análise deve incluir todos os painéis nas instalações do painel sede de defeito.

Juntamente com os ficheiros CFG também devem ser agrupados os dados recebidos no mesmo instante do sistema SAS e do sistema SCADA.

C.9 - Interface Intuitiva para os Utilizadores

A Aplicação Central de Análise de Incidentes deve possuir uma interface simples e objetiva, de forma à que seja intuitivo para o utilizador interpretar os dados e funcionalidades apresentados pela Aplicação Central, ou seja, uma interface que não obrigue o utilizador a examinar de forma aprofundada manuais ou guias da Aplicação Central.

Deste modo, através de uma interface intuitiva, pretende-se uma rápida análise dos dados que satisfazem as necessidades dos utilizadores.

C.10 - Visualização de Configurações

A Aplicação Central de Análise de Incidentes deve possuir uma interface que apresente a configuração (esquema unifilar) da RNT, isto é, uma interface onde o utilizador consiga visualizar as características dos elementos da RNT. Além disso, esta funcionalidade deve possuir interfaces que permitam visualizar com detalhe cada subestação da RNT, para que seja viável observar o esquema unifilar da subestação e as regulações e parametrização dos sistemas de proteção pertencentes à subestação.

Os utilizadores que possuam o direito de “Visualizar configurações” devem ter acesso a esta funcionalidade.

C.11 - Visualização dos Critérios Comportamentais dos SPT

A Aplicação Central de Análise de Incidentes deve possuir uma interface que apresente, discriminados, todos os critérios definidos pela REN para a análise do desempenho dos sistemas de proteção da RNT perante a ocorrência de incidentes.

Nesta interface deve estar explícito o grau de importância atribuído a cada critério comportamental e deve ser permitida a alteração do grau de importância em cada critério.

C.12 - Visualização de Informação da Análise dos Incidentes

A Aplicação Central de Análise de Incidentes deve possuir diferentes tipos de interfaces para apresentar aos utilizadores a informação relativa à análise dos incidentes, devendo à partida possuir interfaces para os seguintes tipos de *templates* de informação: Lista de incidentes, Sumário do incidente e Relatório do incidente.

- **Lista de Incidentes**

Os incidentes depois de analisados devem ser organizados numa lista geral de incidentes. Nessa lista, cada incidente deve ser caracterizado, pelo menos, com as seguintes informações:

- Data (dia/mês/ano) e hora (hora: minutos: segundos);
- Elemento de rede (designação);

- Número de disparos (*trips*): número de disjuntores que abriram durante um evento;
 - Quantidade de subestações que foram envolvidas (todas as instalações com arranque);
 - Tipo de defeito: fugitivo ou permanente (no caso de linhas);
 - Defeito repetitivo: defeitos que já ocorreram na mesma linha durante um período de tempo especificado;
 - Fases afetadas: fase “0”, “4” ou “8” caso o defeito seja monofásico, conjunto de fases afetadas caso o defeito seja bifásico (ex:0-4 defeito entre a fase 0 e a fase 4), “3ph” caso o defeito seja trifásico ou “*evolving*” caso as fases afetadas mudem ao longo de um defeito;
 - Corrente de defeito (kA);
 - Tempo de eliminação do defeito: tempo desde o arranque da função de proteção até à abertura do disjuntor;
 - Tempo de restabelecimento: tempo desde o início do evento até ao restabelecimento de energia;
 - Gravidade do incidente: cada incidente deve ser classificado com um grau de gravidade;
 - Severidade do incidente: cada incidente deve ser classificado com um grau de severidade;
 - Sugestão da causa do defeito: por exemplo, se foi devido a um incêndio, proximidade de um objeto, etc;
 - Estado da análise do incidente: indicar de se o incidente é novo, se está pendente ou arquivado e se a análise está em progresso ou completa;
 - Quantidade de registos adquiridos por evento;
 - Fiabilidade da análise.
- **Sumário do Incidente**

Para cada análise de incidente, deve existir um sumário com informações relativas ao incidente. Este sumário deve exibir as informações principais do incidente, tais como: data e hora, grau de severidade, tipo de defeito, elemento de rede sede de defeito, a sua localização no caso de linhas, tempo de eliminação do defeito, comportamento da proteção e do disjuntor (ex: “*Ok*” no caso de bom comportamento e “*Not Ok*” no caso de mau comportamento) e fiabilidade da análise. Além destas informações, a interface do Sumário do Incidente deve incluir a evolução dos sinais digitais dos sistemas envolvidos no incidente (ex: arranques e disparos dos sistemas de proteção).
 - **Relatório do Incidente**

Em cada análise de incidente deve ser criado um relatório com informações detelhadas sobre o incidente. As especificações deste relatório encontram-se na Secção C.2.

Além destas interfaces, os dados da análise de incidentes devem permitir o seu acesso através de diferentes modos de visualização, devendo existir, pelo menos, os seguintes modos:

- Visualização dos incidentes mais recentes em termos de horas, dias, semanas ou meses (passível de ser especificado pelo utilizador);
- Visualização dos incidentes existentes num determinado intervalo de tempo especificado pelo utilizador;
- Sequência temporal das ações ocorridas durante o incidente;
- Visualização gráfica do incidente: entradas analógicas das três fases, sinais digitais da proteção e sinal digital do estado do disjuntor.

As interfaces referidas neste ponto devem ser visualizadas pelo utilizador que possua o direito de “Visualizar dados”.

C.13 - Análise Comportamental dos Sistemas de Proteção - Critérios

A Aplicação Central deve possuir algoritmos que permitam realizar uma análise do desempenho dos Sistemas de Proteção da RNT perante a ocorrência de incidentes.

Os algoritmos de análise devem ter por base a verificação dos critérios comportamentais definidos pela REN para os Sistemas de Proteção (critérios definidos na Secção 2.6).

A título de exemplo definem-se um conjunto de critérios que poderão ser utilizados para validação dos SPT:

- Critérios relativos à operação dos disjuntores:
 - Tempo máximo de abertura: 100 ms;
 - Tempo máximo de operação: 60 ms;
 - Tempo máximo de fecho: 120 ms;
 - Diferença máxima de tempo entre polos: 25 ms;
 - Para a topologia de disjuntor e meio: Diferença mínima de tempo entre o fecho do disjuntor principal (disjuntor junto à barra) e o fecho do disjuntor auxiliar: 1000 ms (*overlap time*);
 - Tempo mínimo de religação: 300 ms (religação trifásica);
 - Tempo morto máximo: 1200 ms.
- Critérios relativos à operação das proteções:
 - Tempo máximo de operação: 20 ms;
 - Tempo máximo de desoperação (*drop-off*): 50 ms;
 - Tempo máximo de atuação em zona 1: 20 ms;
 - Tempo máximo de eliminação do defeito em zona 1: 80 ms;
 - Tempo máximo de atuação em zona 2: 400 ms;
 - Tempo máximo de eliminação do defeito em zona 2: 700 - 800 ms;
 - Tempo máximo de operação da teleproteção: 10 ms;
 - Tempo máximo de desoperação da teleproteção (*drop-off*): 10 ms;

- Critérios gerais:
 - Registo das posições dos disjuntores;
 - Localização do defeito com precisão (localização fornecida pelas proteções);
 - Diferença máxima de datação entre os registos de oscilografia vindos do SP1 e do SP2 : 0 s (sincronização de registos);
 - Tempo máximo de eliminação de defeitos para funções não temporizadas: 200 ms;
 - Receber registos de oscilografia de todos os extremos da linha;
 - Restabelecimento de energia no final do incidente;
 - Disparos apenas com defeitos detetados;
 - Disparo na fase coincidente com a fase afetada;
 - Arranque das proteções de *backup* quando a proteção principal dispara;
 - Disparo da função DIST em zona 1 sempre que o defeito seja em zona 1.

A todos os critérios mencionados neste documento deve ser atribuído um grau de importância pelo cliente ELEX-ES O&M.

A análise comportamental dos sistemas de proteção deve ser realizada por função e por painel.

C.14 - Indicadores de Performance/Manutenção

A Aplicação Central deve possuir algoritmos internos que calculem indicadores de performance dos sistemas de proteção.

Os indicadores de performance devem ser indicadores estatísticos que forneçam informações relevantes para a manutenção dos sistemas de proteção. Estes indicadores devem ser desagregados, isto é, devem ser indicadores por função de proteção, por painel, por tipo de elemento de rede a proteger e, por tipo de modelo/fornecedor de sistema de proteção.

O tipo de informações que se pretendem com estes indicadores são as seguintes:

- Disparos intempestivos;
- Disparos não seletivos;
- Falhas de atuação dos sistemas de proteção (em essencial por tipo de modelo/fornecedor);
- Falhas de atuação dos sistemas de proteção durante um período de tempo especificado (em essencial por tipo de modelo/ fornecedor);
- Funções de proteção que nunca arrancaram durante um período especificado (ex: 3 anos);
- Disparos corretos, ou seja, disparos não intempestivos, seletivos e dentro dos limites de tempo definidos;
- Número de vezes que a função DIST de emergência ficou ativa;

- Número de vezes que a função MI de emergência ficou ativa;
- Quantidade de defeitos eliminados por DIF;
- Quantidade de defeitos eliminados por DIST;
- Disparos com religação mal sucedida;
- Quantidade de religações bem sucedidas;
- Quantidade de falhas de fecho dos disjuntores após ordem de religação;
- Número de vezes que a função SOTF disparou;
- Número de vezes que a função falha de disjuntor disparou;
- Quantidade de manobras dos disjuntores;
- Disparos de disjuntores na passagem por zero da forma de onda da corrente de defeito;
- Disparos de disjuntores no valor máximo da forma de onda da corrente de defeito;
- Nível de corrente cortada por pólo do disjuntor;
- Nível de corrente cortada acumulada por pólo do disjuntor;
- Nível corrente de defeito em (auto)transformadores;
- Nível de corrente de defeito em linhas;
- Número de vezes que a função vigilância dos circuitos secundários do TI (VSTI) originou alarme;
- Número de vezes que a função vigilância dos circuitos secundários do TT (VSTT) originou alarme;
- Número de vezes que a função vigilância dos circuitos de disparo (VSCD) originou alarme;
- Número de vezes que a função vigilância daimagem dos seccionadores (VSSC) originou alarme;
- Quantidade de defeitos fugitivos em linhas;
- Quantidade de defeitos permanentes em linhas;
- Quantidade de defeitos com origem em (auto)transformadores;
- Quantidade de defeitos com origem em barramentos;
- Quantidade de defeitos com origem em baterias de condensadores;
- Quantidade de defeitos com origem em reactâncias shunt;
- Quantidade de defeitos por elemento de rede sede de defeito, por exemplo num ano (período de tempo passível de ser especificado pelo utilizador);
- Falhas de receção das sinalizações do SAS/RCA.

C.15 - Permitir Copiar/Exportar Dados para Ficheiros xls e Exportar Ficheiros COMTRADE e PDF

A Aplicação Central de Análise de Incidentes deve permitir extrair para ficheiros .xls todos os sinais digitais armazenados na base de dados do sistema referentes a um determinado incidente (fontes de dados: SAS e SCADA).

Além dos sinais digitais, deve ser permitida a extração dos sinais analógicos (oscilogramas) em ficheiros com formato COMTRADE ou PDF (opção passível de ser escolhida pelo utilizador).

Deve ainda ser possível mandar executar a impressão destes ficheiros, caso o utilizador pretenda.

C.16 - Utilizadores

A Aplicação Central de Análise de Incidentes deve admitir a existência de vários utilizadores. Além disso, deve permitir adicionar novos utilizadores ao sistema e possibilitar a existência de utilizadores com diferentes privilégios de acesso aos dados da Aplicação Central.

Os utilizadores podem ser individuais ou organizados por grupos, isto é, podem ser definidas categorias de utilizadores com o mesmo tipo de acesso, sendo os direitos de acesso definidos por tipo de grupo. Além disso, poderá existir a possibilidade de organizar os utilizadores por subestações, ou seja, agrupar utilizadores por subestações que pretendam particularmente ver ou modificar a sua configuração (característica opcional).

Na criação de um novo utilizador ou de um grupo, devem ser definidos previamente os seus direitos de acesso, de acordo com os seguintes tipos de privilégios:

- Visualizar dados: Direito mínimo necessário para ter acesso à visualização de informação dos incidentes; ver o resultado da análise do incidente e receber alertas/ alarmes;
- Editar resultados: Direito de acesso para editar a divulgação da informação ou modificar os resultados da análise de determinado incidente, por exemplo, modificar a classificação do grau de severidade e gravidade do incidente; re-processar alguns ficheiros, isto é, voltar a solicitar a análise de um determinado incidente (pode suceder nos casos da chegada de novos registos relativos ao incidente), etc;
- Visualizar configurações: Direito de acesso, apenas de leitura, à configuração de subestações e linhas, aos *settings* das proteções, aos critérios comportamentais dos SPT e à base de dados do sistema;
- Alterar configurações: Direito necessário para criar novas subestações, linhas e proteções na base de dados da Aplicação Central. Deve permitir ainda editar os dados das linhas, adicionar novos equipamentos, editar os critérios de análise e editar os *templates* dos relatórios;
- Alterar notificações: Direito de gerir os alertas/ alarmes que cada utilizador deve receber;
- Manutenção: Direito de eliminar dados (eliminar incidentes e registos), acesso ao repositório onde estão armazenados os registos de oscilografia, possibilidade de solicitar nova análise de incidentes após alterações nas respetivas proteções, possibilidade de repor a zero os contadores dos indicadores de performance e possibilidade de exportar as configurações das proteções;
- Administração: Direito de criar/apagar utilizadores ou alterar os seus direitos de acesso, de criar/apagar *templates* de apresentação da análise do incidente e alterar os *settings* utilizados nas proteções.

Os privilégios devem ser, posteriormente, passíveis de ser alterados pelo utilizador administrador.

É de notar que, o utilizador qualificado com o privilégio “Administração”, por defeito, deve possuir automaticamente os restantes privilégios de acesso especificados.

Todos os clientes especificados na Arquitetura da Aplicação Central devem ser considerados como utilizadores. Estes utilizadores devem possuir, pelo menos, o direito de “Visualizar dados”, para que possam receber os alarmes e os relatórios dos incidentes.

C.17 - Informação Automática via E-mail e SMS

Dependendo das especificações dos clientes, a informação deve ser divulgada automaticamente por meio de sms e/ou e-mail.

C.18 - Informação em “Tempo Real”

O resultado da análise dos incidentes deve ser apresentada em “tempo real” aos utilizadores/clientes da Aplicação Central. Deste modo, a Aplicação Central deve possuir algoritmos de análise de incidentes com elevada velocidade de processamento.

C. 19 - Merge SAS - Registos de Oscilografia (opcional)

A funcionalidade *Merge SAS - Registos de Oscilografia* deve ser capaz de identificar os sinais digitais relativos aos arranques e disparos das funções de proteção enviados pelo SAS e os sinais digitais provenientes dos registos de Oscilografia referentes ao mesmo incidente. Depois de identificar os sinais digitais de ambas as origens, deve comparar os dados desses sinais e averiguar se existe concordância entre eles.

Na ausência de concordância, esta funcionalidade deve identificar essa falha e transmitir um alerta ao cliente ELEX-ES O&M.

O alerta pode ser enviado na forma de uma mensagem (via sms) ou na forma de um relatório, devendo conter informação passível de ser especificada pelo utilizador (ELEX-ES O&M).

Esta funcionalidade deve ainda possibilitar o envio de registos do SAS, quando seja solicitado pelo utilizador da Aplicação Central. Na solicitação o registo deve ser identificado pela data e hora.

C.20 - Configuração de Rede *Online* através do SCADA

A Aplicação Central de Análise de Incidentes deve possuir uma interface *online* com o SCADA REN, isto é, a Aplicação Central deve estar sempre disponível para receber informação vinda do SCADA. Como já foi referido na Arquitetura, o SCADA REN fornece o estado da aparelhagem AT de toda a RNT. Deste modo, a Aplicação Central deve ser capaz de decifrar os dados fornecidos pelo SCADA REN e atualizar a sua topologia interna da RNT.

Com esta funcionalidade pretende-se ter uma perspetiva do estado real da RNT, com o objetivo de alcançar uma análise correta do comportamento dos sistemas de proteção. Por

exemplo, pretende-se saber que linhas se encontram em by-pass, que linhas se encontram fora de serviço, que máquinas se encontram fora de serviço, etc.

C.21 - Modificação de Configuração da RNT

A Aplicação Central de Análise de Incidentes deve possuir uma interface específica que permita ao utilizador alterar a configuração da topologia da RNT, isto é, para além de a Aplicação Central receber do CAPE a atualização das características elétricas da rede, deve ser possível alterar na própria Aplicação as características elétricas dos elementos de rede.

C.22 - Modificação de Configuração dos Sistemas de Proteção da RNT

A Aplicação Central de Análise de Incidentes, para além de receber do CAPE a atualização das regulações dos sistemas de proteção da RNT, deve possuir uma interface específica que permita ao utilizador efetuar alterações das regulações e parametrizações dos sistemas de proteção da RNT, na própria aplicação.

C.23 - Monitorização do Equipamento AT (Opcional)

Tendo em conta o resultado de alguns dos indicadores de performance dos sistemas de proteção da RNT (indicadores discriminados no ponto C.3), em concreto dos indicadores: quantidade de manobras dos disjuntores; nível de corrente cortada por pólo do disjuntor; nível de corrente cortada acumulada por pólo do disjuntor; disparos de disjuntores na passagem por zero da forma de onda da corrente de defeito; disparos de disjuntores no valor máximo da forma de onda da corrente de defeito; nível de corrente de defeito em (auto)transformadores; nível de corrente de defeito em linhas e quantidade de defeitos por elemento de rede sede de defeito, A Aplicação Central de Análise de Incidentes deve possuir algoritmos capazes de inspecionar e avaliar os resultados desses indicadores e, alertar os clientes ELEX-ES O&M e ELEX-EA quando algum dos indicadores apresentar um valor crítico. Desta forma, pretende-se com esta funcionalidade obter indicações úteis para a monitorização do estado dos equipamentos AT da RNT.

Exemplos de possíveis indicações:

- Quando as manobras de um disjuntor ultrapassarem ou atingirem um valor limite estipulado de manobras, deve ser enviado um aviso para os clientes ELEX-ES O&M e ELEX-EA;
- Quando o nível de corrente cortada acumulada por pólo do disjuntor atingir um valor estipulado como crítico, deve ser enviado um aviso para os clientes ELEX-ES O&M e ELEX-EA;
- Quando o disparo do disjuntor ocorrer no valor máximo da forma de onda da corrente de defeito, deve ser enviado um aviso para os clientes ELEX-ES O&M e ELEX-EA;
- Quando o número de defeitos por elemento de rede sede de defeito (barramentos, (auto)transformadores, linhas, baterias de condensadores e reactâncias *shunt*) atingir um valor estabelecido como crítico, deve ser enviado um aviso para os clientes ELEX-ES O&M e ELEX-EA;

- Quando o nível de corrente de defeito em linhas e (auto)transformadores atingir um valor estabelecido como crítico, deve ser enviado um aviso para os clientes ELEX-ES O&M e ELEX-EA;
- No caso de defeitos em linhas e em (auto)transformadores, mesmo que o defeito tenha sido eliminado dentro dos limites de tempo exigidos, a Aplicação Central deve enviar um alerta aos clientes ELEX-ES O&M e ELEX-EA quando estes elementos de rede fiquem expostos a níveis de corrente de defeito durante um período de tempo estabelecido como crítico (período de tempo acumulado ao longo dos defeitos).

Os valores mencionados anteriormente como “estipulados” e “estabelecidos” devem ser especificados pelos clientes ELEX-ES O&M e ELEX-EA.

Anexo D

Templates dos Relatórios da Aplicação Central de Análise de Incidentes para a Operadora da Rede Nacional de Transporte

Neste Anexo apresentam-se os *templates* dos relatórios, a enviar para os diversos utilizadores da Aplicação Central, com os resultados da análise dos incidentes. Encontra-se definido um *template* para cada elemento de rede sede de defeito, bem como o *template* para os resultados da análise enviados via e-mail e sms.

D.1 - *Template* para Linhas

| Descrição Resumida do Incidente | |
|-----------------------------------|--|
| Data | Dia-mês-ano |
| Hora | Hora-minuto-segundo |
| Linha sede de defeito | Identificar a linha (nome, código, número do painel dos extremos da linha) |
| Localização | Distância dos extremos ao defeito e geolocalização |
| Tipo de defeito | Transitório ou permanente |
| Fases afetadas | Entre que fases ocorreu o defeito |
| Tempo de eliminação | Tempo de eliminação do defeito |
| Religação | Religação bem ou mal sucedida. No caso de bem-sucedida indicar ao fim de quanto tempo se deu a religação |
| Corrente cortada | Corrente máxima de defeito em kA |
| Resistência de defeito | Resistência de defeito em Ohm |
| Fiabilidade da análise (%) | Grau de confiança em % da análise do incidente |
| Severidade do incidente | Indicação do grau de gravidade do incidente (classificar o defeito desde pouco crítico (nível 0) até muito severo (nível 4)) |
| Seguimento do incidente | Incidente novo ou reincidente |

1. Extremo 1 da linha (sigla)

| Correntes e Tensões de Linha (Valores RMS 50 Hz) | | | |
|--|--|-------------------|-------------|
| Painel | Número do painel da linha no respetivo extremo | | |
| Valor | Pré-Defeito | Defeito | Pós-Defeito |
| I0 (kA) | Valores | Valores durante o | Valores |
| I4 (kA) | Pré-defeito | defeito | Pós-defeito |
| I8 (kA) | | | |
| In (kA) | | | |
| V0 (kV) | | | |
| V4 (kV) | | | |
| V8 (kV) | | | |

| Análise do Sistema de Proteção | |
|--------------------------------|---|
| Sistema SP1 | |
| Arranque | Todas as funções que arrancaram |
| Disparo | Função da Proteção que deu ordem de disparo ao disjuntor |
| Tempo de arranque | Tempo de arranque das funções de proteção |
| Tempo de atuação | Tempo em ms. Alertar caso os tempos excedam os limites definidos |
| Função de Controlo | Identificação da função de controlo, caso haja atuação (e.g. Religação Lenta) |
| Sistema SP2 | |
| Arranque | Todas as funções que arrancaram |
| Disparo | Função da Proteção que deu ordem de disparo ao disjuntor |
| Tempo de arranque | Tempo de arranque das funções de proteção |
| Tempo de atuação | Tempo em ms. Alertar caso os tempos excedam os limites definidos |
| Função de Controlo | Identificação da função de controlo, caso haja atuação (e.g. Religação Lenta) |
| Sistema SP3 | |
| Disparo PB | Identificar se houve disparo da função proteção de barras |
| Disparo FDisj | Identificar se houve disparo da função falha de disjuntor |
| Disjuntor | Caso haja arranque de FDisj indicar o nº do painel do disjuntor em falha |
| Tipo de Disparo | Disparo com religação (DR), Disparo simples (DS) e Disparo definitivo (DD) |
| Número de registos | Número de registos oscilográficos utilizados na análise |

2. Extremo 2 da linha (sigla)

| Correntes e Tensões de Linha (Valores RMS 50 Hz) | | | |
|--|--|-------------------|-------------|
| Painel | Número do painel da linha no respetivo extremo | | |
| Valor | Pré-Defeito | Defeito | Pós-Defeito |
| I0 (kA) | Valores | Valores durante o | Valores |
| I4 (kA) | Pré-defeito | defeito | Pós-defeito |
| I8 (kA) | | | |
| In (kA) | | | |
| V0 (kV) | | | |
| V4 (kV) | | | |
| V8 (kV) | | | |

| Análise do Sistema de Proteção | | |
|--------------------------------|---|-----------------|
| Sistema SP1 | | |
| Arranque | Todas as funções que arrancaram | |
| Disparo | Função da Proteção que deu ordem de disparo ao disjuntor | |
| Tempo de arranque | Tempo de arranque das funções de proteção | Limite de tempo |
| Tempo de atuação | Tempo em ms. Alertar caso os tempos excedam os limites definidos | Limite de tempo |
| Função de Controlo | Identificação da função de controlo, caso haja atuação (e.g. Religação Lenta) | |
| Sistema SP2 | | |
| Arranque | Todas as funções que arrancaram | |
| Disparo | Função da Proteção que deu ordem de disparo ao disjuntor | |
| Tempo de arranque | Tempo de arranque das funções de proteção | Limite de tempo |
| Tempo de atuação | Tempo em ms. Alertar caso os tempos excedam os limites definidos | Limite de tempo |
| Função de Controlo | Identificação da função de controlo, caso haja atuação (e.g. Religação Lenta) | |
| Sistema SP3 | | |
| Disparo PB | Identificar se houve disparo da função proteção de barras | |
| Disparo FDisj | Identificar se houve disparo da função falha de disjuntor | |
| Disjuntor | Caso haja arranque de FDisj indicar o nº do painel do disjuntor em falha | |
| Tipo de Disparo | Disparo com religação (DR), Disparo simples (DS) e Disparo definitivo (DD) | |
| Número de registos | Número de registos utilizados na análise | |

3. Arranques em outros painéis devido ao incidente (caso existam)

| Arranques de Funções de Proteção e, Correntes e Tensões medidas no painel (Valores RMS 50 Hz) | | |
|---|---|--------------------|
| Instalação | Sigla da instalação | |
| Painel | Número do painel, ao qual pertencem as funções de proteção que arrancaram | |
| Arranque | Todas as funções que arrancaram | |
| Valor | Pré-Defeito | Pós-Defeito |
| I0 (kA) | Valores | Valores |
| I4 (kA) | Pré-defeito | Pós-defeito |
| I8 (kA) | | |
| In (kA) | | |
| V0 (kV) | | |
| V4 (kV) | | |
| V8 (kV) | | |

4. Informação adicional para Gestão de Ativos

| Disjuntores Manobrados | |
|-----------------------------------|--|
| Instalação | Sigla da instalação do disjuntor manobrado |
| Número de série | Número de série do disjuntor |
| Número de manobras | Número de manobras por polo do disjuntor |
| Corrente cortada | Corrente cortada por polo do disjuntor |
| Corrente cortada acumulada | Corrente cortada acumulada por polo do disjuntor |

5. Análise Comportamental

| Regras REN não respeitadas (Critérios) | |
|---|--------------------------------------|
| Critério | Descrição do critério não respeitado |
| | |
| Indicadores de Performance dos Sistemas de Proteção | |
| Indicador | Resultado do indicador |

6. Anexos (Exemplos de anexos possíveis)

| Registos | | |
|----------|--|--------------------------------|
| Anexo 1 | Registos Oscilográficos com as grandezas analógicas e digitais | Formato COMTRADE ou PDF |
| Anexo 2 | Registo Cronológico de Acontecimentos (RCA) | Formato XLS |
| Anexo 3 | Registos Oscilográficos das manobras automáticas e manuais de disjuntores | Formato COMTRADE, PDF ou outro |
| Anexo 4 | Registos Oscilográficos das manobras automáticas e manuais de reguladores em carga | Formato COMTRADE, PDF ou outro |

D.2 - Template para Transformadores

| Descrição Resumida do Incidente | |
|---------------------------------|--|
| Data | Dia-mês-ano |
| Hora | Hora-minuto-segundo |
| Transformador sede de defeito | Nº da máquina conforme numeração na instalação, nº série e nº do painel |
| Instalação | Sigla ou nome da instalação a que pertence o transformador |
| Tipo de defeito | Interno ou externo |
| Fases afetadas | Entre que fases ocorreu o defeito |
| Tempo de eliminação | Tempo de eliminação do defeito |
| Corrente cortada | Corrente máxima de defeito em kA |
| Resistência de defeito | Resistência de defeito em Ohm |
| Fiabilidade da análise (%) | Grau de confiança em % da análise do incidente |
| Severidade do incidente | Indicação do grau de gravidade do incidente (classificar o defeito desde pouco crítico (nível 0) até muito severo (nível 4)) |
| Seguimento do incidente | Incidente novo ou recorrente |

1. Grandezas Digitais do Transformador

| Correntes e Tensões do Transformador (Valores RMS 50 Hz) | | | |
|--|-------------|-------------------|-------------|
| Valor | Pré-Defeito | Defeito | Pós-Defeito |
| I0 (kA) | Valores | Valores durante o | Valores |
| I4 (kA) | Pré-defeito | defeito | Pós-defeito |
| I8 (kA) | | | |
| In (kA) | | | |
| V0 (kV) | | | |
| V4 (kV) | | | |
| V8 (kV) | | | |

| Análise do Sistema de Proteção | | |
|--------------------------------|--|-----------------|
| Sistema SP1 | | |
| Arranque | Todas as funções que arrancaram | |
| Disparo | Função da Proteção que deu ordem de disparo ao disjuntor | |
| Tempo de arranque | Tempo de arranque das funções de proteção | Limite de tempo |
| Tempo de atuação | Tempo em ms. Alertar caso os tempos excedam os limites definidos | Limite de tempo |
| Função de Controlo | Identificação da função de controlo, caso haja atuação | |
| Sistema SP2.1 | | |
| Arranque | Todas as funções que arrancaram | |
| Disparo | Função da Proteção que deu ordem de disparo ao disjuntor | |
| Tempo de arranque | Tempo de arranque das funções de proteção | Limite de tempo |
| Tempo de atuação | Tempo em ms. Alertar caso os tempos excedam os limites definidos | Limite de tempo |
| Função de Controlo | Identificação da função de controlo, caso haja atuação | |
| Sistema SP2.2 | | |
| Arranque | Todas as funções que arrancaram | |
| Disparo | Função da Proteção que deu ordem de disparo ao disjuntor | |
| Tempo de arranque | Tempo de arranque das funções de proteção | Limite de tempo |
| Tempo de atuação | Tempo em ms. Alertar caso os tempos excedam os limites definidos | Limite de tempo |
| Função de Controlo | Identificação da função de controlo, caso haja atuação | |
| Sistema SP3.Q51 | | |
| Disparo PB | Identificar se houve disparo da função proteção de barras | |
| Disparo FDisj | Identificar se houve disparo da função falha de disjuntor | |
| Disjuntor | Caso haja arranque de FDisj indicar o nº do painel do disjuntor em falha | |
| Sistema SP3.Q50 | | |
| Disparo PB | Identificar se houve disparo da função proteção de barras | |
| Disparo FDisj | Identificar se houve disparo da função falha de disjuntor | |
| Disjuntor | Caso haja arranque de FDisj indicar o nº do painel do disjuntor em falha | |
| Número de registos | Número de registos oscilográficos utilizados na análise | |

2. Arranques em outros painéis devido ao incidente (caso existam)

| Arranques de Funções de Proteção e, Correntes e Tensões medidas no painel (Valores RMS 50 Hz) | | |
|---|---|--------------------|
| Instalação | Sigla da instalação | |
| Painel | Número do painel, ao qual pertencem as funções de proteção que arrancaram | |
| Arranque | Todas as funções que arrancaram | |
| Valor | Pré-Defeito | Pós-Defeito |
| I0 (kA) | Valores | Valores |
| I4 (kA) | Pré-defeito | Pós-defeito |
| I8 (kA) | | |
| In (kA) | | |
| V0 (kV) | | |
| V4 (kV) | | |
| V8 (kV) | | |

3. Informação adicional para Gestão de Ativos

| Disjuntores Manobrados | |
|----------------------------|--|
| Instalação | Sigla da instalação do disjuntor manobrado |
| Número de série | Número de série do disjuntor |
| Número de manobras | Número de manobras por polo do disjuntor |
| Corrente cortada | Corrente cortada por polo do disjuntor |
| Corrente cortada acumulada | Corrente cortada acumulada por polo do disjuntor |

4. Análise Comportamental

| Regras REN não respeitadas (Critérios) | |
|--|--------------------------------------|
| Critério | Descrição do critério não respeitado |

| Indicadores de Performance dos Sistemas de Proteção | |
|---|------------------------|
| Indicador | Resultado do indicador |

5. Anexos (Exemplos de anexos possíveis)

| Registos | | |
|----------|--|--------------------------------|
| Anexo 1 | Registos Oscilográficos com as grandezas analógicas e digitais | Formato COMTRADE ou PDF |
| Anexo 2 | Registo Cronológico de Acontecimentos (RCA) | Formato XLS |
| Anexo 3 | Registos Oscilográficos das manobras automáticas e manuais de disjuntores | Formato COMTRADE, PDF ou outro |
| Anexo 4 | Registos Oscilográficos das manobras automáticas e manuais de reguladores em carga | Formato COMTRADE, PDF ou outro |

D.3 - Template para Autotransformadores

| Descrição Resumida do Incidente | |
|-----------------------------------|--|
| Data | Dia-mês-ano |
| Hora | Hora-minuto-segundo |
| Autotransformador sede de defeito | Nº da máquina conforme numeração na instalação, nº série e nº do painel |
| Instalação | Sigla ou nome da instalação a que pertence o Autotransformador |
| Tipo de defeito | Interno e externo |
| Fases afetadas | Entre que fases ocorreu o defeito |
| Tempo de eliminação | Tempo de eliminação do defeito |
| Corrente cortada | Corrente máxima de defeito em kA |
| Resistência de defeito | Resistência de defeito em Ohm |
| Fiabilidade da análise (%) | Grau de confiança em % da análise do incidente |
| Severidade do incidente | Indicação do grau de gravidade do incidente (classificar o defeito desde pouco crítico (nível 0) até muito severo (nível 4)) |
| Seguimento do incidente | Incidente novo ou recorrente |

1. Grandezas digitais do Autotransformador

| Correntes e Tensões do AutoTransformador (Valores RMS 50 Hz) | | | |
|--|-------------|-------------------|-------------|
| Valor | Pré-Defeito | Defeito | Pós-Defeito |
| I0 (kA) | Valores | Valores durante o | Valores |
| I4 (kA) | Pré-defeito | defeito | Pós-defeito |
| I8 (kA) | | | |
| In (kA) | | | |
| V0 (kV) | | | |
| V4 (kV) | | | |
| V8 (kV) | | | |

| Análise do Sistema de Proteção | | |
|--------------------------------|--|-----------------|
| Sistema SP1/H | | |
| Arranque | Todas as funções que arrancaram | |
| Disparo | Função da Proteção que deu ordem de disparo ao disjuntor | |
| Tempo de arranque | Tempo de arranque das funções de proteção | Limite de tempo |
| Tempo de atuação | Tempo em ms. Alertar caso os tempos excedam os limites definidos | Limite de tempo |
| Função de Controle | Identificação da função de controlo, caso haja atuação | |
| Sistema SP1/L | | |
| Arranque | Todas as funções que arrancaram | |
| Disparo | Função da Proteção que deu ordem de disparo ao disjuntor | |
| Tempo de arranque | Tempo de arranque das funções de proteção | Limite de tempo |
| Tempo de atuação | Tempo em ms. Alertar caso os tempos excedam os limites definidos | Limite de tempo |
| Função de Controle | Identificação da função de controlo, caso haja atuação | |
| Sistema SP2/H | | |
| Arranque | Todas as funções que arrancaram | |
| Disparo | Função da Proteção que deu ordem de disparo ao disjuntor | |
| Tempo de arranque | Tempo de arranque das funções de proteção | Limite de tempo |
| Tempo de atuação | Tempo em ms. Alertar caso os tempos excedam os limites definidos | Limite de tempo |
| Função de Controle | Identificação da função de controlo, caso haja atuação | |
| Sistema SP2/L | | |
| Arranque | Todas as funções que arrancaram | |
| Disparo | Função da Proteção que deu ordem de disparo ao disjuntor | |
| Tempo de arranque | Tempo de arranque das funções de proteção | Limite de tempo |
| Tempo de atuação | Tempo em ms. Alertar caso os tempos excedam os limites definidos | Limite de tempo |
| Função de Controle | Identificação da função de controlo, caso haja atuação | |
| Sistema SP3.Q51/H | | |
| Disparo PB | Identificar se houve disparo da função proteção de barras | |
| Disparo FDisj | Identificar se houve disparo da função falha de disjuntor | |
| Disjuntor | Caso haja arranque de FDisj indicar o nº do painel do disjuntor em falha | |
| Sistema SP3.Q51/L | | |
| Disparo PB | Identificar se houve disparo da função proteção de barras | |
| Disparo FDisj | Identificar se houve disparo da função falha de disjuntor | |
| Disjuntor | Caso haja arranque de FDisj indicar o nº do painel do disjuntor em falha | |
| Sistema SP3.Q53/H | | |
| Disparo PB | Identificar se houve disparo da função proteção de barras | |
| Disparo FDisj | Identificar se houve disparo da função falha de disjuntor | |

| | |
|---------------------------|--|
| Disjuntor | Caso haja arranque de FDisj indicar o nº do painel do disjuntor em falha |
| Número de registos | Número de registos oscilográficos utilizados na análise |

2. Arranques em outros painéis devido ao incidente (caso existam)

| Arranques de Funções de Proteção e, Correntes e Tensões medidas no painel (Valores RMS 50 Hz) | | |
|---|---|--------------------|
| Instalação | Sigla da instalação | |
| Painel | Número do painel, ao qual pertencem as funções de proteção que arrancaram | |
| Arranque | Todas as funções que arrancaram | |
| Valor | Pré-Defeito | Pós-Defeito |
| I0 (kA) | Valores | Valores |
| I4 (kA) | Pré-defeito | Pós-defeito |
| I8 (kA) | | |
| In (kA) | | |
| V0 (kV) | | |
| V4 (kV) | | |
| V8 (kV) | | |

3. Informação adicional para Gestão de Ativos

| Disjuntores Manobrados | |
|-----------------------------------|--|
| Instalação | Sigla da instalação do disjuntor manobrado |
| Número de série | Número de série do disjuntor |
| Número de manobras | Número de manobras por polo do disjuntor |
| Corrente cortada | Corrente cortada por polo do disjuntor |
| Corrente cortada acumulada | Corrente cortada acumulada por polo do disjuntor |

4. Análise Comportamental

| Regras REN não respeitadas (Critérios) | |
|--|--------------------------------------|
| Critério | Descrição do critério não respeitado |

| Indicadores de Performance dos Sistemas de Proteção | |
|---|------------------------|
| Indicador | Resultado do indicador |

5. Anexos (Exemplos de anexos possíveis)

| Registos | | |
|----------------|--|--------------------------------|
| Anexo 1 | Registos Oscilográficos com as grandezas analógicas e digitais | Formato COMTRADE ou PDF |
| Anexo 2 | Registo Cronológico de Acontecimentos (RCA) | Formato XLS |
| Anexo 3 | Registos Oscilográficos das manobras automáticas e manuais de disjuntores | Formato COMTRADE, PDF ou outro |
| Anexo 4 | Registos Oscilográficos das manobras automáticas e manuais de reguladores em carga | Formato COMTRADE, PDF ou outro |

D.4 - *Template* para Baterias de Condensadores

| Descrição Resumida do Incidente | |
|---|--|
| Data | Dia-mês-ano |
| Hora | Hora-minuto-segundo |
| Bateria de Condensadores sede de defeito | Nº da bateria conforme numeração na instalação, nº série e nº do painel |
| Instalação | Sigla ou nome da instalação a que pertence a bateria |
| Tipo de defeito | Interno ou externo |
| Fases afetadas | Entre que fases ocorreu o defeito |
| Tempo de eliminação | Tempo de eliminação do defeito |
| Corrente cortada | Corrente máxima de defeito em kA |
| Resistência de defeito | Resistência de defeito em Ohm |
| Fiabilidade da análise (%) | Grau de confiança em % da análise do incidente |
| Severidade do incidente | Indicação do grau de gravidade do incidente (classificar o defeito desde pouco critico (nível 0) até muito severo (nível 4)) |
| Seguimento do incidente | Incidente novo ou recorrente |

1. Grandezas Digitais da Bateria de Condensadores

| Correntes e Tensões da Bateria de Condensadores (Valores RMS 50 Hz) | | | |
|---|-------------|-------------------|-------------|
| Valor | Pré-Defeito | Defeito | Pós-Defeito |
| I0 (kA) | Valores | Valores durante o | Valores |
| I4 (kA) | Pré-defeito | defeito | Pós-defeito |
| I8 (kA) | | | |
| In (kA) | | | |
| V0 (kV) | | | |
| V4 (kV) | | | |
| V8 (kV) | | | |

| Análise do Sistema de Proteção | | |
|--------------------------------|--|-----------------|
| Sistema SP1 | | |
| Arranque | Todas as funções que arrancaram | |
| Disparo | Função da Proteção que deu ordem de disparo ao disjuntor | |
| Tempo de arranque | Tempo de arranque das funções de proteção | Limite de tempo |
| Tempo de atuação | Tempo em ms. Alertar caso os tempos excedam os limites definidos | Limite de tempo |
| Função de Controlo | Identificação da função de controlo, caso haja atuação | |
| Sistema SP2 | | |
| Arranque | Todas as funções que arrancaram | |
| Disparo | Função da Proteção que deu ordem de disparo ao disjuntor | |
| Tempo de arranque | Tempo de arranque das funções de proteção | Limite de tempo |
| Tempo de atuação | Tempo em ms. Alertar caso os tempos excedam os limites definidos | Limite de tempo |
| Função de Controlo | Identificação da função de controlo, caso haja atuação | |
| Sistema SP3 | | |
| Disparo PB | Identificar se houve disparo da função proteção de barras | |
| Disparo FDisj | Identificar se houve disparo da função falha de disjuntor | |
| Disjuntor | Caso haja arranque de FDisj indicar o nº do painel do disjuntor em falha | |
| Número de registos | Número de registos oscilográficos utilizados na análise | |

2. Arranques em outros painéis devido ao incidente (caso existam)

| Arranques de Funções de Proteção e Correntes e Tensões medidas no painel (Valores RMS 50 Hz) | | |
|--|---|--------------------|
| Instalação | Sigla da instalação | |
| Painel | Número do painel, ao qual pertencem as funções de proteção que arrancaram | |
| Arranque | Todas as funções que arrancaram | |
| Valor | Pré-Defeito | Pós-Defeito |
| I0 (kA) | Valores | Valores |
| I4 (kA) | Pré-defeito | Pós-defeito |
| I8 (kA) | | |
| In (kA) | | |
| V0 (kV) | | |
| V4 (kV) | | |
| V8 (kV) | | |

3. Informação adicional para Gestão de Ativos

| Disjuntores Manobrados | |
|-----------------------------------|--|
| Instalação | Sigla da instalação do disjuntor manobrado |
| Número de série | Número de série do disjuntor |
| Número de manobras | Número de manobras por polo do disjuntor |
| Corrente cortada | Corrente cortada por polo do disjuntor |
| Corrente cortada acumulada | Corrente cortada acumulada por polo do disjuntor |

4. Análise Comportamental

| Regras REN não respeitadas (Critérios) | |
|--|--------------------------------------|
| Critério | Descrição do critério não respeitado |

| Indicadores de Performance dos Sistemas de Proteção | |
|---|------------------------|
| Indicador | Resultado do indicador |

5. Anexos (Exemplos de anexos possíveis)

| Registos | | |
|----------------|--|--------------------------------|
| Anexo 1 | Registos Oscilográficos com as grandezas analógicas e digitais | Formato COMTRADE ou PDF |
| Anexo 2 | Registo Cronológico de Acontecimentos (RCA) | Formato XLS |
| Anexo 3 | Registos Oscilográficos das manobras automáticas e manuais de disjuntores | Formato COMTRADE, PDF ou outro |
| Anexo 4 | Registos Oscilográficos das manobras automáticas e manuais de reguladores em carga | Formato COMTRADE, PDF ou outro |

D.5 - *Template* para Reactâncias *Shunt*

| Descrição Resumida do Incidente | |
|--|--|
| Data | Dia-mês-ano |
| Hora | Hora-minuto-segundo |
| Reactância <i>Shunt</i> sede de defeito | Nº da reactância conforme numeração na instalação, nº série e nº do painel |
| Instalação | Sigla ou nome da instalação a que pertence a reactância |
| Tipo de defeito | Interno ou externo |
| Fases afetadas | Entre que fases ocorreu o defeito |
| Tempo de eliminação | Tempo de eliminação do defeito |
| Corrente cortada | Corrente máxima de defeito em kA |
| Resistência de defeito | Resistência de defeito em Ohm |
| Fiabilidade da análise (%) | Grau de confiança em % da análise do incidente |
| Severidade do incidente | Indicação do grau de gravidade do incidente (classificar o defeito desde pouco critico (nível 0) até muito severo (nível 4)) |
| Seguimento do incidente | Incidente novo ou recorrente |

1. Grandezas digitais da Reactância *Shunt*

| Correntes e Tensões da Reactância <i>Shunt</i> (Valores RMS 50 Hz) | | | |
|--|-------------|-------------------|-------------|
| Valor | Pré-Defeito | Defeito | Pós-Defeito |
| I0 (kA) | Valores | Valores durante o | Valores |
| I4 (kA) | Pré-defeito | defeito | Pós-defeito |
| I8 (kA) | | | |
| In (kA) | | | |
| V0 (kV) | | | |
| V4 (kV) | | | |
| V8 (kV) | | | |

| Análise do Sistema de Proteção | | |
|--------------------------------|--|-----------------|
| Sistema SP1 | | |
| Arranque | Todas as funções que arrancaram | |
| Disparo | Função da Proteção que deu ordem de disparo ao disjuntor | |
| Tempo de arranque | Tempo de arranque das funções de proteção | Limite de tempo |
| Tempo de atuação | Tempo em ms. Alertar caso os tempos excedam os limites definidos | Limite de tempo |
| Função de Controlo | Identificação da função de controlo, caso haja atuação | |
| Sistema SP2.1 | | |
| Arranque | Todas as funções que arrancaram | |
| Disparo | Função da Proteção que deu ordem de disparo ao disjuntor | |
| Tempo de arranque | Tempo de arranque das funções de proteção | Limite de tempo |
| Tempo de atuação | Tempo em ms. Alertar caso os tempos excedam os limites definidos | Limite de tempo |
| Função de Controlo | Identificação da função de controlo | |
| Sistema SP2.2 | | |
| Arranque | Todas as funções que arrancaram | |
| Disparo | Função da Proteção que deu ordem de disparo ao disjuntor | |
| Tempo de arranque | Tempo de arranque das funções de proteção | Limite de tempo |
| Tempo de atuação | Tempo em ms. Alertar caso os tempos excedam os limites definidos | Limite de tempo |
| Função de Controlo | Identificação da função de controlo, caso haja atuação | |

| Sistema SP3 | |
|---------------------------|--|
| Disparo PB | Identificar se houve disparo da função proteção de barras |
| Disparo FDisj | Identificar se houve disparo da função falha de disjuntor |
| Disjuntor | Caso haja arranque de FDisj indicar o nº do painel do disjuntor em falha |
| Número de registos | Número de registos oscilográficos utilizados na análise |

2. Arranques em outros painéis devido ao incidente (caso existam)

| Arranques de Funções de Proteção e, Correntes e Tensões medidas no painel (Valores RMS 50 Hz) | | |
|---|---|--------------------|
| Instalação | Sigla da instalação | |
| Painel | Número do painel, ao qual pertencem as funções de proteção que arrancaram | |
| Arranque | Todas as funções que arrancaram | |
| Valor | Pré-Defeito | Pós-Defeito |
| I0 (kA) | Valores | Valores |
| I4 (kA) | Pré-defeito | Pós-defeito |
| I8 (kA) | | |
| In (kA) | | |
| V0 (kV) | | |
| V4 (kV) | | |
| V8 (kV) | | |

3. Informação adicional para Gestão de Ativos

| Disjuntores Manobrados | |
|-----------------------------------|--|
| Instalação | Sigla da instalação do disjuntor manobrado |
| Número de série | Número de série do disjuntor |
| Número de manobras | Número de manobras por polo do disjuntor |
| Corrente cortada | Corrente cortada por polo do disjuntor |
| Corrente cortada acumulada | Corrente cortada acumulada por polo do disjuntor |

4. Análise Comportamental

| Regras REN não respeitadas (Critérios) | |
|--|--------------------------------------|
| Critério | Descrição do critério não respeitado |

| Indicadores de Performance dos Sistemas de Proteção | |
|---|------------------------|
| Indicador | Resultado do indicador |

5. Anexos (Exemplos de anexos possíveis)

| Registos | | |
|----------------|--|--------------------------------|
| Anexo 1 | Registos Oscilográficos com as grandezas analógicas e digitais | Formato COMTRADE ou PDF |
| Anexo 2 | Registo Cronológico de Acontecimentos (RCA) | Formato XLS |
| Anexo 3 | Registos Oscilográficos das manobras automáticas e manuais de disjuntores | Formato COMTRADE, PDF ou outro |
| Anexo 4 | Registos Oscilográficos das manobras automáticas e manuais de reguladores em carga | Formato COMTRADE, PDF ou outro |

D.6 - *Template* para Barramentos

| Descrição Resumida do Incidente | |
|-----------------------------------|--|
| Data | Dia-mês-ano |
| Hora | Hora-minuto-segundo |
| Elemento sede de defeito | Tipo de elemento sede de defeito (defeito na barra ou num painel) e nº o do painel |
| Instalação | Sigla ou nome da instalação a que pertence o elemento |
| Fases afetadas | Entre que fases ocorreu o defeito |
| Tempo de eliminação | Tempo de eliminação do defeito |
| Corrente cortada | Corrente máxima de defeito em kA |
| Resistência de defeito | Resistência de defeito em Ohm |
| Fiabilidade da análise (%) | Grau de confiança em % da análise do incidente |
| Severidade do incidente | Indicação do grau de gravidade do incidente (classificar o defeito desde pouco critico (nível 0) até muito severo (nível 4)) |
| Seguimento do incidente | Incidente novo ou recorrente |

1. Grandezas digitais de Barramento

| Correntes e Tensões do Barramento (Valores RMS 50 Hz) | | | |
|---|-------------|-------------------|-------------|
| Valor | Pré-Defeito | Defeito | Pós-Defeito |
| I0 (kA) | Valores | Valores durante o | Valores |
| I4 (kA) | Pré-defeito | defeito | Pós-defeito |
| I8 (kA) | | | |
| In (kA) | | | |
| V0 (kV) | | | |
| V4 (kV) | | | |
| V8 (kV) | | | |

| Análise do Sistema de Proteção | |
|--------------------------------|--|
| Sistema SP3 | |
| Disparo PB | Identificar se houve disparo da função proteção de barras |
| Disparo FDisj | Identificar se houve disparo da função falha de disjuntor |
| Disjuntor | Caso haja arranque de FDisj indicar o nº do painel do disjuntor em falha |
| Sistema SPB | |
| Disparo PB | Identificar se houve disparo da função proteção de barras |
| Número de registos | Número de registos oscilográficos utilizados na análise |

2. Arranques em outros painéis devido ao incidente (caso existam)

| Arranques de Funções de Proteção e, Correntes e Tensões medidas no painel (Valores RMS 50 Hz) | | |
|---|---|--------------------|
| Instalação | Sigla da instalação | |
| Painel | Número do painel, ao qual pertencem as funções de proteção que arrancaram | |
| Arranque | Todas as funções que arrancaram | |
| Valor | Pré-Defeito | Pós-Defeito |
| I0 (kA) | Valores | Valores |
| I4 (kA) | Pré-defeito | Pós-defeito |
| I8 (kA) | | |

| | | |
|---------|--|--|
| In (kA) | | |
| V0 (kV) | | |
| V4 (kV) | | |
| V8 (kV) | | |

3. Informação adicional para Gestão de Ativos

| Disjuntores Manobrados | |
|----------------------------|--|
| Instalação | Sigla da instalação do disjuntor manobrado |
| Número de série | Número de série do disjuntor |
| Número de manobras | Número de manobras por polo do disjuntor |
| Corrente cortada | Corrente cortada por polo do disjuntor |
| Corrente cortada acumulada | Corrente cortada acumulada por polo do disjuntor |

4. Análise Comportamental

| Regras REN não respeitadas (Critérios) | |
|--|--------------------------------------|
| Critério | Descrição do critério não respeitado |

| Indicadores de Performance dos Sistemas de Proteção | |
|---|------------------------|
| Indicador | Resultado do indicador |

5. Anexos (Exemplos de anexos possíveis)

| Registos | | |
|----------|--|--------------------------------|
| Anexo 1 | Registos Oscilográficos com as grandezas analógicas e digitais | Formato COMTRADE ou PDF |
| Anexo 2 | Registo Cronológico de Acontecimentos (RCA) | Formato XLS |
| Anexo 3 | Registos Oscilográficos das manobras automáticas e manuais de disjuntores | Formato COMTRADE, PDF ou outro |
| Anexo 4 | Registos Oscilográficos das manobras automáticas e manuais de reguladores em carga | Formato COMTRADE, PDF ou outro |

D.7 - Template para Inter-Barras

| Descrição Resumida do Incidente | |
|---------------------------------|--|
| Data | Dia-mês-ano |
| Hora | Hora-minuto-segundo |
| Elemento sede de defeito | Tipo de elemento sede de defeito (defeito na barra ou num painel) e nº o do painel |
| Instalação | Sigla ou nome da instalação a que pertence o elemento |
| Fases afetadas | Entre que fases ocorreu o defeito |
| Tempo de eliminação | Tempo de eliminação do defeito |
| Corrente cortada | Corrente máxima de defeito em kA |
| Resistência de defeito | Resistência de defeito em Ohm |
| Fiabilidade da análise (%) | Grau de confiança em % da análise do incidente |
| Severidade do incidente | Indicação do grau de gravidade do incidente (classificar o defeito desde pouco crítico (nível 0) até muito severo (nível 4)) |
| Seguimento do incidente | Incidente novo ou recorrente |

1. Grandezas digitais de Inter-Barras

| Correntes e Tensões de IB (Valores RMS 50 Hz) | | | |
|---|-------------|-------------------|-------------|
| Valor | Pré-Defeito | Defeito | Pós-Defeito |
| I0 (kA) | Valores | Valores durante o | Valores |
| I4 (kA) | Pré-defeito | defeito | Pós-defeito |
| I8 (kA) | | | |
| In (kA) | | | |
| V0 (kV) | | | |
| V4 (kV) | | | |
| V8 (kV) | | | |

| Análise do Sistema de Proteção | |
|--------------------------------|--|
| Sistema SP3 | |
| Disparo PB | Identificar se houve disparo da função proteção de barras |
| Disparo FDisj | Identificar se houve disparo da função falha de disjuntor |
| Disjuntor | Caso haja arranque de FDisj indicar o nº do painel do disjuntor em falha |
| Número de registos | Número de registos oscilográficos utilizados na análise |

2. Arranques em outros painéis devido ao incidente (caso existam)

| Arranques de Funções de Proteção e, Correntes e Tensões medidas no painel (Valores RMS 50 Hz) | | |
|---|---|-------------|
| Instalação | Sigla da instalação | |
| Painel | Número do painel, ao qual pertencem as funções de proteção que arrancaram | |
| Arranque | Todas as funções que arrancaram | |
| Valor | Pré-Defeito | Pós-Defeito |
| I0 (kA) | Valores | Valores |
| I4 (kA) | Pré-defeito | Pós-defeito |
| I8 (kA) | | |
| In (kA) | | |
| V0 (kV) | | |
| V4 (kV) | | |
| V8 (kV) | | |

3. Informação adicional para Gestão de Ativos

| Disjuntores Manobrados | |
|----------------------------|--|
| Instalação | Sigla da instalação do disjuntor manobrado |
| Número de série | Número de série do disjuntor |
| Número de manobras | Número de manobras por polo do disjuntor |
| Corrente cortada | Corrente cortada por polo do disjuntor |
| Corrente cortada acumulada | Corrente cortada acumulada por polo do disjuntor |

4. Análise Comportamental

| Regras REN não respeitadas (Critérios) | |
|--|--------------------------------------|
| Critério | Descrição do critério não respeitado |

| Indicadores de Performance dos Sistemas de Proteção | |
|---|------------------------|
| Indicador | Resultado do indicador |

5. Anexos (Exemplos de anexos possíveis)

| Registos | | |
|----------------|--|--------------------------------|
| Anexo 1 | Registos Oscilográficos com as grandezas analógicas e digitais | Formato COMTRADE ou PDF |
| Anexo 2 | Registo Cronológico de Acontecimentos (RCA) | Formato XLS |
| Anexo 3 | Registos Oscilográficos das manobras automáticas e manuais de disjuntores | Formato COMTRADE, PDF ou outro |
| Anexo 4 | Registos Oscilográficos das manobras automáticas e manuais de reguladores em carga | Formato COMTRADE, PDF ou outro |

D.8 - Template para Inter-Barras/By-Pass

| Descrição Resumida do Incidente | |
|-----------------------------------|--|
| Data | Dia-mês-ano |
| Hora | Hora-minuto-segundo |
| Elemento sede de defeito | Tipo de elemento sede de defeito (defeito na barra ou num painel) e nº o do painel |
| Instalação | Sigla ou nome da instalação a que pertence o elemento |
| Fases afetadas | Entre que fases ocorreu o defeito |
| Tempo de eliminação | Tempo de eliminação do defeito |
| Corrente cortada | Corrente máxima de defeito em kA |
| Resistência de defeito | Resistência de defeito em Ohm |
| Fiabilidade da análise (%) | Grau de confiança em % da análise do incidente |
| Severidade do incidente | Indicação do grau de gravidade do incidente (classificar o defeito desde pouco crítico (nível 0) até muito severo (nível 4)) |
| Seguimento do incidente | Incidente novo ou recorrente |

1. Grandezas digitais do Inter-Barras/By-Pass

| Correntes e Tensões do IBBP (Valores RMS 50 Hz) | | | |
|---|-------------|-------------------|-------------|
| Valor | Pré-Defeito | Defeito | Pós-Defeito |
| I0 (kA) | Valores | Valores durante o | Valores |
| I4 (kA) | Pré-defeito | defeito | Pós-defeito |
| I8 (kA) | | | |
| In (kA) | | | |
| V0 (kV) | | | |
| V4 (kV) | | | |
| V8 (kV) | | | |

| Análise do Sistema de Proteção | | |
|--------------------------------|--|-----------------|
| Sistema SP1 | | |
| Arranque | Todas as funções que arrancaram | |
| Disparo | Função da Proteção que deu ordem de disparo ao disjuntor | |
| Tempo de arranque | Tempo de arranque das funções de proteção | Limite de tempo |
| Tempo de atuação | Tempo em ms. Alertar caso os tempos excedam os limites definidos | Limite de tempo |
| Função de Controlo | Identificação da função de controlo, caso haja atuação | |
| Sistema SP2 | | |
| Arranque | Todas as funções que arrancaram | |
| Disparo | Função da Proteção que deu ordem de disparo ao disjuntor | |
| Tempo de arranque | Tempo de arranque das funções de proteção | Limite de tempo |
| Tempo de atuação | Tempo em ms. Alertar caso os tempos excedam os limites definidos | Limite de tempo |
| Função de Controlo | Identificação da função de controlo, caso haja atuação | |
| Sistema SP3 | | |
| Disparo PB | Identificar se houve disparo da função proteção de barras | |
| Disparo FDisj | Identificar se houve disparo da função falha de disjuntor | |
| Disjuntor | Caso haja arranque de FDisj indicar o nº do painel do disjuntor em falha | |
| Número de registos | Número de registos oscilográficos utilizados na análise | |

2. Arranques em outros painéis devido ao incidente (caso existam)

| Arranques de Funções de Proteção e, Correntes e Tensões medidas no painel (Valores RMS 50 Hz) | | |
|---|---|--------------------|
| Instalação | Sigla da instalação | |
| Painel | Número do painel, ao qual pertencem as funções de proteção que arrancaram | |
| Arranque | Todas as funções que arrancaram | |
| Valor | Pré-Defeito | Pós-Defeito |
| I0 (kA) | Valores | Valores |
| I4 (kA) | Pré-defeito | Pós-defeito |
| I8 (kA) | | |
| In (kA) | | |
| V0 (kV) | | |
| V4 (kV) | | |
| V8 (kV) | | |

3. Informação adicional para Gestão de Ativos

| Disjuntores Manobrados | |
|-----------------------------------|--|
| Instalação | Sigla da instalação do disjuntor manobrado |
| Número de série | Número de série do disjuntor |
| Número de manobras | Número de manobras por polo do disjuntor |
| Corrente cortada | Corrente cortada por polo do disjuntor |
| Corrente cortada acumulada | Corrente cortada acumulada por polo do disjuntor |

4. Análise Comportamental

| Regras REN não respeitadas (Critérios) | |
|--|--------------------------------------|
| Critério | Descrição do critério não respeitado |

| Indicadores de Performance dos Sistemas de Proteção | |
|---|------------------------|
| Indicador | Resultado do indicador |

5. Anexos (Exemplos de anexos possíveis)

| Registos | | |
|----------------|--|--------------------------------|
| Anexo 1 | Registos Oscilográficos com as grandezas analógicas e digitais | Formato COMTRADE ou PDF |
| Anexo 2 | Registo Cronológico de Acontecimentos (RCA) | Formato XLS |
| Anexo 3 | Registos Oscilográficos das manobras automáticas e manuais de disjuntores | Formato COMTRADE, PDF ou outro |
| Anexo 4 | Registos Oscilográficos das manobras automáticas e manuais de reguladores em carga | Formato COMTRADE, PDF ou outro |

D.9 - Template para E-mail

| INCIDENTE | |
|----------------------------------|--|
| Elemento sede de defeito: | Sigla com o tipo de elemento |
| Instalação: | Sigla da instalação a que pertence ou no caso de linhas, os seus extremos |
| Elemento: | Nome, código, nº da máquina, nº série (no caso de equipamentos AT) e nº de painel |
| Data: | Dia-mês-ano |
| Hora: | Hora-minuto-segundo |
| Fases afetadas: | Entre que fases ocorreu o defeito |
| Tipo de disparo: | Disparo com religação (DR), Disparo simples (DS) e Disparo definitivo (DD) (no caso de linhas) |
| Tipo de defeito: | Interno ou externo (no caso de (Auto)Transformadores, Baterias de Condensadores e Reactâncias <i>Shunt</i>) |
| Tempo de eliminação: | Tempo de eliminação do defeito |
| Corrente Cortada: | Corrente máxima de defeito em kA |
| Distância ao defeito: | No caso de linhas distância dos extremos ao defeito |
| Severidade do incidente: | Indicação do grau de gravidade do incidente (classificar o defeito desde pouco crítico (nível 0) até muito severo (nível 4)) |
| Fiabilidade: | Grau de confiança em % dos resultados |

Anexos (Exemplos de anexos possíveis a enviar por E-mail)

| Relatório e Registos | | |
|----------------------|--|--------------------------------|
| Anexo 1 | Relatório do Incidente | Formato PDF |
| Anexo 2 | Registos Oscilográficos com as grandezas analógicas e digitais | Formato COMTRADE ou PDF |
| Anexo 3 | Registo Cronológico de Acontecimentos (RCA) | Formato XLS |
| Anexo 4 | Registos Oscilográficos das manobras automáticas e manuais de disjuntores | Formato COMTRADE, PDF ou outro |
| Anexo 5 | Registos Oscilográficos das manobras automáticas e manuais de reguladores em carga | Formato COMTRADE, PDF ou outro |

D.10 - *Template* para SMS

| INCIDENTE | |
|----------------------------------|--|
| Elemento sede de defeito: | Sigla com o tipo de elemento |
| Instalação: | Sigla da instalação a que pertence ou no caso de linhas, os seus extremos |
| Elemento: | Nome, código, nº da máquina, nº série (no caso de equipamentos AT) e nº de painel |
| Data: | Dia-mês-ano |
| Hora: | Hora-minuto-segundo |
| Fases afetadas: | Entre que fases ocorreu o defeito |
| Tipo de disparo: | Disparo com religação (DR), Disparo simples (DS) e Disparo definitivo (DD) (no caso de linhas) |
| Tipo de defeito: | Interno ou externo (no caso de (Auto)Transformadores, Baterias de Condensadores e Reactâncias <i>Shunt</i>) |
| Distância ao defeito: | No caso de linhas distância dos extremos ao defeito |
| Severidade do incidente | Indicação do grau de gravidade do incidente (classificar o defeito desde pouco crítico (nível 0) até muito severo (nível 4)) |