



Sistema de Monitorização de Temperatura em Quadros de Média Tensão

HUGO MIGUEL LIMA FERREIRA

novembro de 2021

SISTEMA DE MONITORIZAÇÃO DE TEMPERATURA EM QUADROS DE MÉDIA TENSÃO

Hugo Miguel Lima Ferreira



Departamento de Engenharia Eletrotécnica
Mestrado em Engenharia Eletrotécnica – Sistemas Eléctricos de Energia

2021

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

Candidato: Hugo Miguel Lima Ferreira, Nº 1150798, 1150798@isep.ipp.pt

Orientação científica: António Avelino Marques, aav@isep.ipp.pt

Empresa: EFACEC

Supervisão: João Pedro Gonçalves, jpedrog@efacec.com



Departamento de Engenharia Eletrotécnica
Mestrado em Engenharia Eletrotécnica – Sistemas Elétricos de Energia

2021

Agradecimentos

A entrega deste projeto simboliza um marco histórico no percurso da minha formação acadêmica. Deste modo, gostaria de manifestar os meus agradecimentos:

Em especial, à minha família, pelo constante encorajamento, apoio e ajuda, tendo sido parte integrante ao atingir esta etapa;

Ao professor Avelino Marques, por aceitar esta proposta de tema, bem como pelo auxílio constante, disponibilidade e dedicação demonstrados ao longo deste trabalho.

À Efacec, nomeadamente ao Eng. João Pedro Gonçalves e ao Eng. Fernando Vítor, agradeço pela oportunidade que me deram. Aos mesmos agradeço, a boa disposição, orientação e a ajuda constante. Ao resto da equipa onde estive inserido e que me acompanhou, nomeadamente o Eng. Octavio Ferreira e o Eng. Pedro Lourenço pela partilha de experiência e conhecimento e por todo o auxílio que deram. A todos os restantes colaboradores da empresa, que sempre se mostraram bastante prestáveis, o que permitiu uma integração rápida e natural e facilitou a execução do meu trabalho.

Aos meus colegas, com os quais partilhei várias experiências, tanto a nível académico como de lazer;

Aos meus amigos, por estarem sempre presentes e por sempre acreditarem em mim;

Aos meus professores, por tudo o que me ensinaram.

Resumo

A monitorização da temperatura nos quadros de distribuição de alta e média tensão tem um papel cada vez mais importante para a proteção contra danos de falha catastrófica, para a prevenção de interrupções dispendiosas e para a segurança dos técnicos e responsáveis pela manutenção dos equipamentos. Além disso, monitorizar a temperatura de partes críticas dos quadros de distribuição pode aumentar a eficiência de transmissão da energia. Este tipo de quadros distribui correntes elétricas que atingem valores bastante elevados e, assim, é suscetível que haja um sobreaquecimento dos barramentos do quadro.

O trabalho descrito no presente relatório descreve, concentra-se e utiliza sensores sem fios, passivos, usando a tecnologia de ondas acústicas de superfície (SAW). Esta é uma solução inovadora que permite a monitorização e diagnóstico em ambientes críticos, sem as desvantagens das soluções tradicionais. Uma das principais vantagens da leitura sem fio é a sua operação totalmente passiva, ou seja, não requerem baterias ou outra fonte de alimentação. Isto resulta na redução dos custos de manutenção, do peso e das dimensões do sensor, aspetos importantes para equipamentos a serem integrados nestes quadros. A solução proposta permite a monitorização da temperatura nos quadros de média tensão Normacel, uma gama de produtos da Efacec, e extensível e aplicável a outras gamas de quadros elétricos.

Palavras-Chave

Quadro de Média Tensão, Sensores de temperatura SAW, Sensores passivos Wireless, Sistema de Monitorização.

Abstract

Monitoring the temperature of medium and high voltage switchgear is proving to be a very important diagnostic for the protection of switchgear from catastrophic failure damage, for the prevention of expensive outages, and for the safety of switchgear technicians & maintenance personnel. In addition, monitoring the temperature of critical parts of the switchgear can increase the energy transmission efficiency. Switchgear distributes electrical current which can rise to a few thousand amperes and thus heat up the switchgear busbars.

The work described in this report describes, focuses on, and utilizes wireless, passive, sensors using surface acoustic wave (SAW) technology. This is an innovative solution that allows monitoring and diagnosis in critical environments and allows the replacement of traditional solutions. One key advantage of wirelessly read SAW sensors is their completely passive operation, meaning that, it does not require batteries or other power supply. This results in reduced maintenance costs, weight and dimensions of the sensor, important aspects for equipment to be integrated in these switchgears. This solution enables temperature monitoring in Normacel medium voltage switchgears, a range of Efacec products, and is extensible and applicable to other types of switchgears.

Keywords

MV Switchgear, SAW Temperature sensors, Passive Wireless sensors, Monitoring System.

Índice

AGRADECIMENTOS	I
RESUMO	III
ABSTRACT	V
ÍNDICE	VII
ÍNDICE DE FIGURAS	IX
ÍNDICE DE TABELAS	XV
ACRÓNIMOS	XVII
1. INTRODUÇÃO	1
1.1.CONTEXTUALIZAÇÃO	2
1.2.OBJETIVOS	3
1.3.CALENDARIZAÇÃO	3
1.4.ORGANIZAÇÃO DO DOCUMENTO.....	4
2. TECNOLOGIAS DE CELAS DE ALTA E MÉDIA TENSÃO	7
2.1.GRUPO EFACEC	7
2.2.APARELHAGEM DE ALTA E MÉDIA TENSÃO	9
2.3.CELAS DE MÉDIA TENSÃO E RESPECTIVA CONSTITUIÇÃO	11
2.4.APRESENTAÇÃO DOS PRODUTOS EFACEC	14
2.4.1.1.GAMA DE QUADROS NORMACEL	15
2.4.1.2.GAMA DE QUADROS QBN7	18
2.5.PROCESSO DE CARREGAMENTO TÉCNICO DE ENCOMENDAS	22
3. MONITORIZAÇÃO DE QUADROS DE MÉDIA TENSÃO	26
3.1.MONITORIZAÇÃO DE QUADROS DE MÉDIA TENSÃO	26
3.2.ARQUITETURA DO SISTEMA A IMPLEMENTAR	32
3.3.TECNOLOGIA A APLICAR: SENSORES BASEADOS EM ONDAS ACÚSTICAS	36
3.4.REDES DE COMUNICAÇÃO INDUSTRIAIS	42
3.5.ESTRUTURA DE COMUNICAÇÃO DO PROJETO	51
4. IMPLEMENTAÇÃO E TESTES	55
4.1.CARACTERÍSTICAS DO HARDWARE UTILIZADO	55
4.2.SOFTWARE UTILIZADO PARA O SISTEMA DE MONITORIZAÇÃO	59

4.3.LOCAL DE MONTAGEM.....	61
4.4.TESTES REALIZADOS.....	66
5. CONCLUSÕES E DESENVOLVIMENTOS FUTUROS	82
5.1.CONCLUSÕES	82
5.2.DESENVOLVIMENTOS FUTUROS	84
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	86
ANEXO A. ARQUITETURA GERAL DO SISTEMA DE MONITORIZAÇÃO PARA COMUNICAÇÃO COM O SCADA DA KAHRAMAA.....	93
ANEXO B. ESPECIFICAÇÕES DO SENSOR TSA-EV11.....	94
ANEXO C. ESPECIFICAÇÕES DA ANTENA AN-F1.....	95
ANEXO D. LAYOUT DO MATERIAL DO COMPARTIMENTO DE BAIXA TENSÃO.....	96

Índice de Figuras

Figura 1 - Visão geral de um sistema de distribuição de energia elétrica [1].	1
Figura 2 - Logotipo e slogan da empresa [5].	8
Figura 3 – Presença da EFACEC no Mundo [6].	8
Figura 4 - Estrutura da empresa [7].	9
Figura 5 - Exemplo de uma cela Normacel [12].	15
Figura 6 - Elementos de uma cela Normacel [13].	17
Figura 7 - Exemplo de um QBN7 [14].	19
Figura 8 - Exemplo do produto Fluofix [16].	21
Figura 9 - Exemplo de uma cela da gama Normafix [17].	21
Figura 10 - Fluxo de estados de uma encomenda.	22
Figura 11 - Vista interior de um QMT com sensorização (adaptado de [18]).	27
Figura 12 – Aumento de temperatura devido à passagem de corrente elétrica [3].	28
Figura 13 - Imagem térmica de isoladores defeituosos [19].	30
Figura 14 - Consequência das DP's nos isolamentos elétricos [22].	31
Figura 15 - Arquitetura geral do sistema.	33
Figura 16 - Componentes de um sensor SAW [33].	37
Figura 17 - Propagação de uma onda de superfície e deslocamento das partículas num sólido [34].	38
Figura 18 - Efeito piezoelétrico direto [57].	39

Figura 19 - Efeito piezoelétrico inverso [57].	39
Figura 20 - Estrutura de um IDT [35].	40
Figura 21 - Esquema de uma unidade de leitura com amostragem no domínio do tempo [34].	41
Figura 22 - Esquema de uma unidade de leitura com amostragem no domínio da frequência [34].	42
Figura 23 - Pirâmide CIM [37].	43
Figura 24 - Composição de uma mensagem tipo do protocolo Modbus [43].	46
Figura 25 - Conexão multiponto de dispositivos em rede RS485 [45].	47
Figura 26 - Comparação entre os modelos OSI e EPA [50].	49
Figura 27 - Pilha de comunicação do protocolo IEC 60870-5-104 [53].	50
Figura 28 - Esquema tipo para comunicação entre dispositivos.	51
Figura 29 - Esquema elétrico da comunicação entre dispositivos para cela do tipo 2.	52
Figura 30 - Diagrama de blocos genérico do sistema de monitorização.	53
Figura 31 - Vista de topo do TSA-EV11 [54].	56
Figura 32 - Vista de baixo do TSA-EV11 [54].	56
Figura 33 - Modos de montagem dos sensores [54].	57
Figura 34 - Antena AN-F1 [55].	58
Figura 35 - Modo de alimentação do transceptor [56].	58
Figura 36 - Conexão Ethernet.	59
Figura 37 - Exemplo de configuração dos sensores.	60
Figura 38 - Display mostrado no fim de comissionamento de um sensor.	61

Figura 39 - Disposição dos dispositivos de medição.	62
Figura 40 – Localização dos sensores no Compartimento de Barramento (Vista lateral e frontal).	63
Figura 41 - Ligação das antenas do Compartimento de Barramento ao transceptor.	63
Figura 42 - Localização dos sensores na cloche inferior (Vista lateral e frontal).	64
Figura 43 - Localização dos sensores nos cabos (Vista lateral e frontal).	64
Figura 44 - Posição das antenas no Compartimento de Cabos.	64
Figura 45 - Ligação das antenas do Compartimento de Cabos ao transceptor.	65
Figura 46 - Esquema elétrico do sistema de monitorização.	66
Figura 47 - Configuração para testes.	67
Figura 48 - Transceptor HTR02-6AWS colocado no interior do CBT.	68
Figura 49 - Sensores ref 02, 04 e 06	69
Figura 50 - Antenas no Compartimento de barramento.	69
Figura 51 - Comissionamento do sensor “ref 04” no Compartimento de barramento.	70
Figura 52 - Sensores "ref " 07, 09 e 11.	71
Figura 53 - Sensores "ref" 01, 03 e 05.	71
Figura 54 - Disposição das antenas no Compartimento de cabos.	72
Figura 55 - Transceptor alimentado com 30 Vdc.	73
Figura 56 - Alimentação do transceptor com aterramento em calha DIN.	74
Figura 57 - Descarga elétrica para a terra.	74
Figura 58 - Fonte externa para alimentação do HTR02.	75

Figura 59 - Desenho exemplificativo da localização geral dos instrumentos de medida.	76
Figura 60 - Termopares utilizados junto à cloche superior.	77
Figura 61 - Localização dos sensores e termopares no Grupo D.	79
Figura 62 - Temperatura registada para o Grupo A.	80
Figura 63 - Temperatura registada para o Grupo D.	80

Índice de Tabelas

Tabela 1 - Calendarização do projeto.	4
Tabela 2 - Características técnicas do Normacel [13].	16
Tabela 3 - Integração do Estado com o Dept. Responsável de uma encomenda.	23
Tabela 4 - Dados dos sensores pesquisados, consultado em [26-31]. O sensor marcado a verde foi o escolhido.	35
Tabela 5 - Temperaturas registadas pelos sensores SENSEOR.	78
Tabela 6 - Temperaturas registadas pelos termopares.	78
Tabela 7 - Diferença dos valores lidos entre sensores SENSEOR e termopares.	79

Acrónimos

AMT	–	Aparelhagem de Alta e Média Tensão
ASCII	–	<i>American Standard Code for Information Interchange</i>
CIM	–	<i>Computer Integrated Manufacturing</i>
CRC	–	<i>Cyclic-Redundant Checksum</i>
DP	–	Descarga Parcial
EFACEC	–	Empresa Fabril de Ateliers de Componentes Elétricos de <i>Charleroi</i>
ET	–	Especificação Técnica
EPA	–	<i>Enhanced Performance Architecture</i>
IDT	–	<i>Interdigital Transducer</i>
IEC	–	<i>International Electrotechnical Commission</i>
IED	–	<i>Intelligent Electronic Device</i>
LRC	–	<i>Longitudinal Redundancy Check</i>
OSI	–	<i>Open System Interconnection</i>
PLC	–	<i>Programmable Logic Controller</i>
QMMT	–	Quadro Metálico de Média Tensão
QMT	–	Quadro de Média Tensão
RF	–	Radiofrequência
RTU	–	<i>Remote Terminal Unit</i>

- SAW – *Surface Acoustic Wave*
- SCADA – *Supervisory Control and Data Aquisition*
- SEE – *Sistema Eléctrico de Energia*

1. INTRODUÇÃO

As redes de distribuição de energia elétrica são constituídas por um sistema complexo de elementos que têm como objetivo transportar a energia desde o local onde foi produzida até ao local onde é consumida. Estas redes integram unidades geradoras, linhas de transmissão, canais de distribuição e consumidores finais, tal como representado na Figura 1 [1].

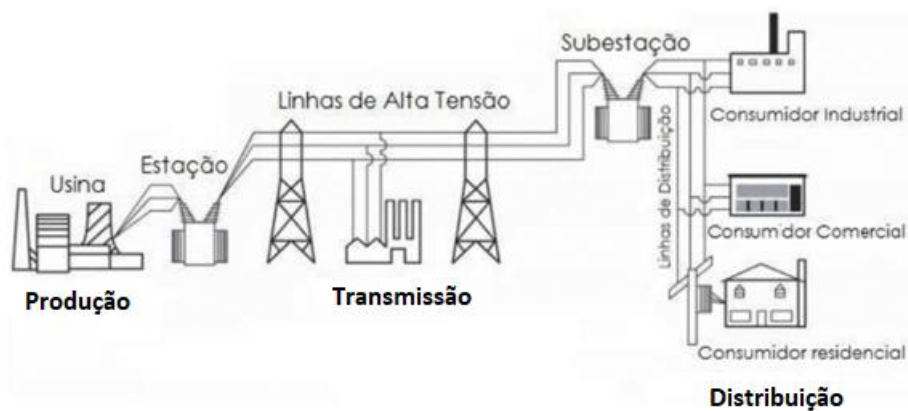


Figura 1 - Visão geral de um sistema de distribuição de energia elétrica [1].

A evolução tecnológica bem como a procura de uma melhor qualidade de vida, conduziram a um rápido crescimento do consumo energético a nível mundial. Sendo a eletricidade um fator fundamental, é necessário proteger o Sistema Elétrico de Energia (SEE) de diversas falhas que possam ocorrer, garantindo ao máximo o fornecimento contínuo da mesma. Desta forma, foram criados equipamentos que permitem proteger geradores, linhas de transmissão,

transformadores e outros equipamentos durante falhas do sistema. Durante o funcionamento normal, os Quadros Metálicos de Média Tensão (QMMT's), também designados na gíria por “celas”, permitem ligar e desligar geradores ou linhas. Por outro lado, em caso de ocorrência de falhas do sistema, por exemplo de curto circuitos, os equipamentos estariam sujeitos a elevadas correntes, que danificariam os mesmos e, conseqüentemente levaria à interrupção do fornecimento de energia. No entanto, as celas conseguem detetar essas falhas e desligar e proteger os equipamentos. Tendo em conta a importância no sistema elétrico deste tipo de equipamentos é vital que a taxa de avarias seja mínima. Torna-se então imperativo que exista um controlo efetivo no fabrico e dimensionamento deste tipo de equipamento, assim como durante a sua utilização ao longo dos tempos [2].

1.1. CONTEXTUALIZAÇÃO

O desenvolvimento de energias renováveis e mobilidade inteligente impactou profundamente o futuro das redes de distribuição. Um crescente fluxo de energia bidirecional sobrecarrega os ativos da rede de distribuição, especialmente os quadros de distribuição de média tensão. Assim, isto exige que sejam aplicadas estratégias de manutenção aprimoradas para evitar falhas críticas. A manutenção preditiva, uma estratégia de manutenção baseada nos dados de condição atual dos ativos, serve como uma diretriz. Sensores novos que cobrem aspetos térmicos, mecânicos e de descarga parcial dos quadros de distribuição, permitem a monitorização contínua das condições dos componentes mais críticos [3].

Este projeto surge da intenção por parte de uma *utility* do Médio Oriente, com um elevado grau de exigência, solicitar a implementação de um sistema que permita monitorizar a temperatura no interior das celas fornecidas pela Efacec. Em projetos anteriores já tinham sido aprovoadas celas para este cliente, contudo este pedido nunca havia sido executado pela empresa. Desta forma, trata-se de um projeto totalmente inovador, que permite identificar pontos de aquecimento nas celas. O cliente pediu que este sistema fosse executado com duas tecnologias diferentes. Com isto, pretende-se estudar e implementar soluções que possibilitem a realização do pedido de forma fiável. A realização será feita em celas protótipo que, posteriormente, serão avaliadas pelo cliente. Caso satisfaça as necessidades pedidas, serão fornecidas várias celas com o sistema de monitorização integrado.

1.2. OBJETIVOS

O estágio teve como finalidade o aprofundamento da formação em contexto de trabalho através da integração nas atividades da empresa.

Com este projeto pretende-se encontrar uma solução capaz de realizar a monitorização da temperatura, assim como o controlo já habitual da humidade e das descargas parciais, das celas que integram os Quadros de Média Tensão (QMT). Como tal, este trabalho consiste no estudo e aplicação de sensores com tecnologia de ondas acústicas de superfície para aquisição de dados em tempo real. Durante o estágio, perante o objetivo principal, foram realizadas múltiplas tarefas para um conhecimento do que era pretendido, tais como:

- A integração no departamento de AMT, compreendendo a estrutura e as suas principais relações com outros departamentos;
- Tomada de conhecimento de projetos de quadros de distribuição e controlo de Média Tensão;
- Apreensão das dimensões e ratings dos diversos equipamentos;
- Interpretação do habitual *workflow* no âmbito de projeto de AMT na Efacec;
- Carregamento técnico de encomendas ligadas à distribuição primária e secundária;
- Estudo dos sensores com tecnologia SAW;
- Estudo da comunicação Wireless e seus protocolos;
- Acompanhamento da instalação e configuração dos sensores;
- Acompanhamento de ensaios de teste em Laboratório Interno.

1.3. CALENDARIZAÇÃO

Uma vez que todo o projeto implicaria vários estudos e testes foi elaborada uma calendarização. O projeto encontrou-se dividido em várias fases, estando elas representadas na Tabela 1.

Tabela 1 - Calendarização do projeto.

	março		abril		maio		junho		julho		agosto	
	1-15	16-31	1-15	16-30	1-15	16-31	1-15	16-30	1-15	16-31	1-15	16-31
Formação Efacec – Produtos e Softwares												
Carregamento técnico de encomendas												
Estudo da tecnologia a usar												
Sensores SAW e Comunicação												
Implementação e ensaios												
Relatório												

1.4. ORGANIZAÇÃO DO DOCUMENTO

O presente relatório encontra-se repartido em cinco capítulos organizados pela seguinte ordem e abordando os seguintes temas:

Capítulo 1 – **Introdução**, é feita uma introdução ao trabalho, assim como a sua contextualização e objetivos. Também está presente a calendarização e organização do relatório.

Capítulo 2 – **Apresentação da Empresa**, é feita uma apresentação da empresa e do grupo em que esteve inserido. Igualmente, é feita uma apresentação dos produtos que a empresa fornece e com os quais esteve responsável pelo seu carregamento técnico durante o estágio. Este processo é explicado de forma sucinta no final deste capítulo.

Capítulo 3 – **Monitorização de Quadros de Média Tensão**, é feita uma descrição sobre a importância da monitorização de alguns fatores, nomeadamente a temperatura, humidade e as descargas parciais no interior das celas para evitar falhas críticas. É identificada a

tecnologia a aplicar, assim como a arquitetura do sistema a implementar. No fim, são abordados alguns fundamentos teóricos sobre a solução a executar, particularmente a tecnologia de sensores baseados em ondas acústicas de superfície e os protocolos para comunicação entre dispositivos.

Capítulo 4 – **Implementação e Testes**, é feita uma descrição das características do hardware e software utilizados, assim como o local de montagem de todo o material. São apresentados os ensaios realizados para a verificação do correto funcionamento do sistema. Por fim, são demonstrados alguns resultados e valores que permitem avaliar a leitura do sistema.

Capítulo 5 – **Conclusões e Desenvolvimentos Futuros**, são apresentadas as principais conclusões do trabalho, sugestões de melhoria e progresso para os projetos futuros.

2. TECNOLOGIAS DE CELAS DE ALTA E MÉDIA TENSÃO

Neste capítulo, é feita uma apresentação da empresa onde ocorreu o estágio, assim como da unidade de negócio em que fui inserido. Também será feita uma abordagem teórica às celas de média tensão e à sua respetiva constituição. Igualmente, são apresentados alguns produtos que a empresa fornece aos seus clientes e com os quais tive maior contacto. Por fim, irá ser explicado o modo como se procede para executar o carregamento técnico destes produtos.

2.1. GRUPO EFACEC

A Efacec representa o conjunto das empresas que hoje constituem a *Efacec Power Solutions*. Criada em 1948, esta é uma empresa portuguesa que opera nos setores da energia, da engenharia e da mobilidade, tendo como foco basear todas as suas decisões e atividades em valores corporativos sólidos e numa cultura de empresa em que a reputação, a confiança, a transparência e o rigor assumem importância fundamental [4]. Estes fatores são os pilares do posicionamento forte da Efacec nos setores em que opera e do desenvolvimento

sustentado da empresa que conta com mais de 2400 colaboradores, perante os clientes e parceiros espalhados por mais de 90 países. Na Figura 2 está representado o conhecido logotipo da empresa, acompanhado pelo seu mais atual slogan [5].



Figura 2 - Logotipo e slogan da empresa [5].

Desta forma, esta é uma empresa caracterizada pela sua forte presença internacional, como é possível observar na Figura 3, e uma elevada propensão exportadora. A sua atividade mundial conta com projetos em dezenas de países, transformando a empresa numa das maiores multinacionais portuguesas de capital estrangeiro, com frentes tecnológicas e geográficas muito diversificadas que assumem um carácter decisivo na complexidade do atual contexto da economia mundial [6].



Figura 3 – Presença da EFACEC no Mundo [6].

Com mais de cinquenta anos de existência, a sua atividade teve início com a *Electro-Moderna*, uma pequena empresa de produção de pequenos motores elétricos e de transformadores de distribuição. Posteriormente, visando constituir uma empresa sólida financeiramente e tecnicamente com capacidade de estar visível no mercado nacional e capaz de conseguir acompanhar a concorrência, a *Electro-Moderna* associou-se aos ACEC,

à Cuf e ainda a pequenos acionistas, surgindo então a EFME, EFA e por último EFACEC em 1962 [4].

De modo a fornecer uma visão global da empresa, a sua estrutura está representada na Figura 4. Esta é dividida em três áreas de negócio: Energia, Engenharia, Ambiente e Serviços e Transportes e Logística [7].

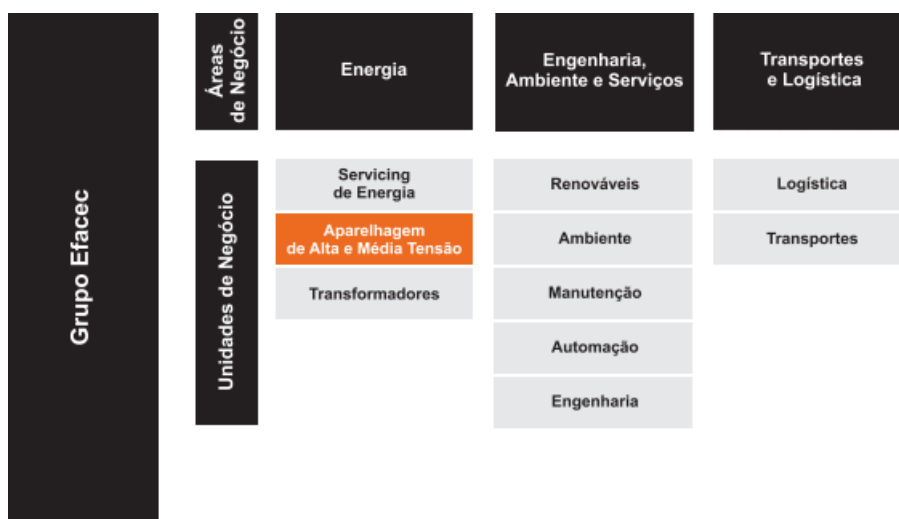


Figura 4 - Estrutura da empresa [7].

Dentro de cada área estão associadas diferentes unidades de negócio. A presente dissertação foi realizada no departamento de Engenharia Industrial da Unidade de Negócio de Aparelhagem de Alta e Média Tensão (AMT), que se insere na área de atividade de Energia. Esta unidade lidera o mercado português e é, neste momento, uma referência a nível mundial no desenvolvimento de soluções para produção, transmissão, distribuição e utilização de energia elétrica em alta e média tensão.

A Efacec atualmente é constituída por três polos em Portugal. Os polos situados na zona Norte do país, estão subdivididos em departamentos com desenvolvimento tecnológico distinto. O estágio foi realizado no Pólo da Arroiteia, nomeadamente no departamento de AMT, como referido anteriormente.

2.2. APARELHAGEM DE ALTA E MÉDIA TENSÃO

A unidade de AMT apresenta um vasto e completo portefólio de produtos para alta e média tensão, sendo a diferenciação a sua estratégia competitiva. Esta é uma unidade reconhecida em Portugal e internacionalmente pela qualidade das soluções e produtos e pela capacidade

de entender os requisitos de cada um dos seus clientes. Assim, consegue apresentar soluções personalizadas que são desenvolvidas de acordo com os pedidos. Estas competências distintas são traduzidas através dos serviços de valor acrescentado das equipas de Engenharia de Produto e de Operações bem como na relação comercial de proximidade estabelecida entre a Efacec Aparelhagem e o cliente [8]. No que diz respeito ao portefólio de clientes, este é bastante diversificado, estando incluídos desde construtores de pequenos edifícios, a hospitais, metros, e sobretudo grandes distribuidores de energia elétrica de toda a parte do mundo. Quanto aos seus concorrentes, a Efacec AMT distingue-se não só, por apresentar soluções económicas, mas também pelas soluções disruptivas de mercado e de forte inovação tecnológica face à concorrência, assim como pelo atendimento ao cliente e por toda a customização e flexibilidade que possibilita aos seus clientes.

A empresa oferece um serviço integral do tipo chave-na-mão que vai desde o fabrico da solução proposta até à sua montagem e assistência pós-venda. Este serviço é realizado por técnicos competentes e de acordo com indicações provenientes da equipa de engenharia da Efacec Aparelhagem. De seguida, apresentam-se algumas vantagens deste serviço que permitem a distinção da empresa:

- Maior benefício económico para o cliente;
- Rápida colocação ao serviço;
- Integração de trabalhos de engenharia específicos;
- Customização total.

A unidade conta ainda com equipas experientes no desenvolvimento de equipamento de média e alta tensão, com recurso a avançados softwares de modelização 3D e de simulação do comportamento do equipamento nas condições limite de funcionamento. Tem implementado um rigoroso sistema de qualidade com ênfase na melhoria contínua dos equipamentos e dos processos de fabrico. Para responder aos mais exigentes padrões de produção industrial, a Efacec Aparelhagem apresenta:

- Linhas de fabrico flexíveis com integração de tecnologia avançada para aumentar a eficiência e garantir elevados padrões de qualidade;
- Laboratório interno para ensaios de desenvolvimento e ensaios tipo;

- Processos de planeamento, produção e logística rigorosos para elevar a capacidade de resposta;
- Flexibilidade em adaptar as suas gamas de produto às mais diversas e exigentes necessidades dos mercados;
- Equipamentos certificados em laboratórios internacionais independentes.

Os produtos da unidade são auditados e certificados pelos mais exigentes padrões de qualidade e de gestão: ISO 9001, ISO 14001, OHSAS 18001, sendo também certificados segundo o referencial de Investigação, Desenvolvimento e Inovação NP 4457. Estas certificações são parte integrante de uma política de melhoria contínua, que visa a satisfação dos clientes e o reconhecimento enquanto parceiros preferenciais.

2.3. CELAS DE MÉDIA TENSÃO E RESPECTIVA CONSTITUIÇÃO

O sistema elétrico moderno trabalha com uma enorme rede e um elevado número de equipamentos. É necessário que existam equipamentos que meçam, regulem e controlem toda a atividade da rede.

As celas de média tensão permitem uma grande variedade de funções e serviços, como é exigido em sistemas de distribuição de potência modernos. Procura-se aliar a simplicidade de operações com a funcionalidade, conseguindo grandes períodos sem manutenção. Tenta-se assegurar que estes quadros de média tensão tenham a máxima segurança durante as manobras e que tenham uma boa proteção contra a propagação de incêndios. Também é necessário que exista uma boa facilidade nas manobras. Estas manobras são efetuadas na parte frontal do quadro, através de dispositivos simples e funcionais que são acompanhados por uma sinalização mecânica da posição dos vários componentes. Existiu uma grande evolução tecnológica ao longo dos anos. Com a evolução do sistema elétrico de energia, houve um requisito para que as celas se tornassem cada vez mais flexíveis e com maior automatismo remoto e que a rede tivesse um maior número de pontos de medição. Existiu também um requisito para tornar as celas de média tensão cada vez mais livres de manutenção e que fossem possíveis de serem usadas em qualquer tipo de ambiente. Os componentes que a compõem também tiveram uma grande evolução tecnológica. O sistema elétrico moderno relaciona-se com uma enorme rede e um elevado número de equipamentos. É assim necessário que existam equipamentos que meçam, regulem e controlem toda a

atividade da rede, pelo que os dispositivos de proteção de manobra sejam de vital importância. Do mesmo modo que podemos utilizar um interruptor das nossas casas para abrir ou fechar um circuito elétrico, também aí existem fusíveis para proteger o circuito elétrico de fenómenos transitórios, intempestivos e de curto-circuitos. Da mesma forma todo o sistema elétrico desde alta até à baixa tensão necessita de dispositivos para interromper e proteger os diferentes elementos que compõem o sistema elétrico de energia. Assim, as celas são necessárias para as seguintes ações [9]:

- Isolar equipamentos em falha;
- Para dividir grandes redes em secções, para facilitar reparações;
- Para reconfigurar redes de forma a restaurar o fornecimento de energia;
- Para controlar outros equipamentos.

As celas dividem-se, pelo menos, em quatro compartimentos [10]:

- Compartimento de barramento;
- Compartimento da parte móvel;
- Compartimento de cabos;
- Compartimento de baixa tensão.

Compartimento de barramento

Este compartimento é composto pelo barramento de MT. Este deve ser robusto e não pode conter nenhuma parte frágil ou que exija a sua manutenção.

O barramento deve ser efetuado em cobre eletrolítico ou alumínio, com forma e secção adequadas e constantes ao longo de todo o quadro metálico de MT. Os contactos fixos do sistema de extração devem estar separados do compartimento barramento propriamente dito por câmaras completamente fechadas para evitar que haja propagação do arco em caso de defeito interno.

O interior deste compartimento deve ser inacessível no decurso das operações de exploração normal. As tampas e divisórias deste compartimento devem ser fixas e a sua desmontagem só pode ser possível com o auxílio de ferramentas apropriadas.

Compartimento da parte móvel

Este é o compartimento que recebe a parte móvel de cada cela. Deve ser delimitado por divisórias metálicas que assegurem uma separação perfeita em relação aos compartimentos e celas adjacentes. A parte móvel de cada cela deve ser acionada por um sistema de inserção e ocupando as posições necessárias para assegurar as seguintes posições funcionais:

- **Introduzido**

Parte móvel completamente introduzida, por forma a ficarem ligados os circuitos principais e os circuitos de comando e controlo;

- **Extraído**

Parte móvel completamente extraída, estando assegurada uma distância de seccionamento, com interposição de obturadores metálicos ou isolantes, entre as partes fixas e as partes móveis dos contactos do circuito principal. Quando na posição de extraída, deve ser garantida a ligação à terra da parte móvel. Nesta posição devem existir dois tipos de operação: “Ensaio” quando permanecem ligados os circuitos de comando e controlo, permitindo o ensaio do aparelho de corte e das proteções. “Seccionado” com as ligações dos circuitos de comando e controlo obrigatoriamente retiradas;

Na posição de "Introduzido" as manobras do disjuntor são normalmente efetuadas por intermédio de comando elétrico. No entanto, deve existir um comando mecânico de recurso que permita manobrar o disjuntor em caso de avaria nos circuitos elétricos de baixa tensão. Devem ser tomadas precauções de modo a impedir manobras intempestivas por acionamento involuntário deste dispositivo manual ou por desmontagem da tampa frontal do comando. As posições funcionais de “Introduzido” e “Extraído” devem ser definidas sem ambiguidade, devendo o operador poder ter a certeza que estas manobras estão completamente realizadas.

Deste modo, as sinalizações indicadoras da posição de introduzido e extraído (ensaio/seccionamento) são obtidas por detetores de posição que só são atuados quando a parte móvel se encontra nas respetivas posições extremas.

Compartimento de cabos

Este compartimento destina-se a receber os cabos de MT ligados à cela. Neste compartimento devem ser instalados:

- Os dispositivos de fixação e de ligação dos cabos;
- Os divisores capacitivos do sistema indicador de presença de tensão nos cabos MT;
- Os contactos fixos do sistema de extração;
- Os transformadores de corrente;
- O seccionador tripolar para ligação à terra, nas celas em que tal seja exigido.

Compartimento de baixa tensão

Este compartimento do quadro metálico deve ser acessível pela face anterior durante a exploração normal e deve ser concebido de modo a receber as unidades de painel MT, em *rack*, do Sistema de Comando e Controlo Integrado, correspondente ao tipo de cela e o equipamento de BT necessário à sua correta implementação. Devem ser tomadas medidas construtivas que assegurem o isolamento deste compartimento relativamente aos outros compartimentos das celas, de modo a evitar a passagem de gases, vapores ou chamas decorrentes de eventuais defeitos que afetem os compartimentos de média tensão do quadro metálico.

2.4. APRESENTAÇÃO DOS PRODUTOS EFACEC

A Efacec Aparelhagem coloca à disposição dos seus clientes um portefólio alargado de soluções de média tensão. Os produtos fabricados dividem-se em dois tipos de distribuição: a distribuição primária e a distribuição secundária.

2.4.1. DISTRIBUIÇÃO PRIMÁRIA

Para aplicações críticas, a gama de distribuição primária corresponde às necessidades mais exigentes do cliente. Essas soluções compreendem quadros isolados a ar equipados com disjuntores extraíveis e ainda soluções de exterior (intempérie). Para a distribuição primária existem duas gamas de produtos: Normacel e QBN7. Estas duas soluções apresentam as seguintes características [8]:

- Capacidade de curto-circuito até 50 kA, correntes nominais até 4000 A;
- Construção modular e compartimentada;
- Disjuntor de corte no vácuo de manutenção reduzida e extraível;

- A segurança do operador e da instalação é garantida pelo ensaio de arco interno, classes de acessibilidade AFLR com duração até 1s;
- A continuidade de serviço está presente no desenho do equipamento com várias hipóteses de supervisão do estado;
- As soluções podem ser customizadas de acordo com normas e regulamentos particulares de cada cliente bem como de acordo com especificidades de cada mercado geográfico.

Em seguida, irão ser apresentadas com maior minúcia estas duas gamas de produtos referentes à distribuição primária.

2.4.1.1. GAMA DE QUADROS NORMACEL

Os Quadros de Média Tensão da gama Normacel, como representado na Figura 5, são blindados e compartimentados, de isolamento no ar, construção modular e facilmente extensível. No que diz respeito à sua área de instalação ocupada é bastante reduzida, no entanto este fator não compromete a sua acessibilidade para manutenção e a sua exploração de maneira simples [11][12].



Figura 5 - Exemplo de uma cela Normacel [12].

A operação dos equipamentos é feita exclusivamente pela parte frontal, o que permite que os QMT's possam ser instalados encostados à parede, reduzindo ainda mais a área necessária. A sua construção é resistente ao arco interno conforme a IEC (*International Electrotechnical Commission*) 62271-200. As celas estão equipadas com disjuntores

extraíveis de corte no vácuo do tipo DIVAC, de elevadas prestações elétricas e mecânicas segundo IEC 62271-200. Para a manobra de motores, podem também ser utilizados contactores extraíveis. O desenvolvimento contínuo desta gama de produtos permite atingir elevadas prestações, com correntes nominais até 4000 A e capacidades de curto-circuito até 50 kA. Na Tabela 2 estão identificadas com mais pormenor, as características que esta gama apresenta [13].

Tabela 2 - Características técnicas do Normacel [13].

Características Elétricas			
Tensão nominal	12 kV	17.5 kV	24 kV
Nível de isolamento ao choque (1,2 / 50µs)	75 kVp (95 kVp)	95 kVp	125 kVp
Frequência industrial	28 kV/min	38 kV/min	50 kV/min
Frequência	50 Hz/60 Hz		
Corrente nominal	630 até 4000 A		
Poder de fecho	até 63 kAp	até 100 kAp ou 125 kAp	até 63 kAp
Corrente nominal de curta duração	até 25 kA (3s)	até 40 kA (3s) ou 50 kA (1s)	até 25 kA (3s)
Características Mecânicas			
Grau de proteção	IP3X (IP41 sob pedido)		
Cor <i>standard</i>	RAL 7035		

Condições normais de serviço			
Temperatura ambiente	Básico -5°C / +40°C	Opção -10°C / +55°C	
Dimensões (mm)			
Altura	2175	2175	2500
Profundidade	1570	1750	1730
Largura			
< 1250 A; <25 kA	600	700	800
< 1250 A; <50 kA	n/a	750	n/a
2500 A	750	850	900
3500 A / 4000 A	n/a	1000	n/a

No que toca ao seu interior, na Figura 6 estão identificados os elementos base que constituem uma cela Normacel [13].

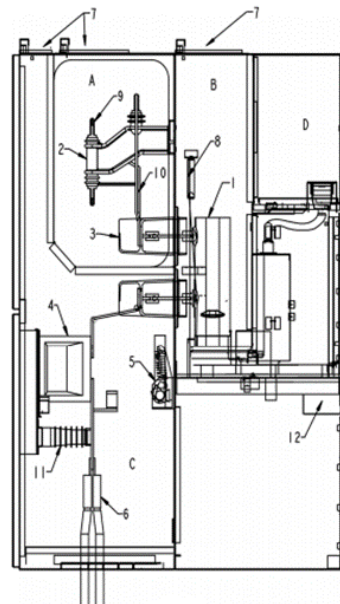


Figura 6 - Elementos de uma cela Normacel [13].

Sendo,

A – Compartimento de Barras	5 – Seccionador de terra
B – Compartimento do Disjuntor	6 – Cabos
C – Compartimento de Cabos	7 – Tampa de arco interno
D – Compartimento de Baixa Tensão	8 – Cortina
1 – Disjuntor	9 – Barramento Geral
2 – Suporte do barramento	10 – Derivações
3 – Travessia	11 – Isolador Condensador
4 – Transformador de Corrente	12 – Comando do S. Terra

2.4.1.2. GAMA DE QUADROS QBN7

Os quadros de média tensão da gama QBN7, como o representado na Figura 7, são de isolamento no ar, de construção modular, compartimentada do tipo *metalclad* e facilmente extensível. A operação normal dos equipamentos é feita exclusivamente pela parte frontal, sendo apenas necessário o acesso traseiro para montagem dos cabos MT. As celas estão equipadas com disjuntores extraíveis de corte no vácuo do tipo DIVAC, de elevadas prestações elétricas e mecânicas. O desenvolvimento contínuo desta gama de produtos permite alcançar altos níveis de desempenho, com ratings standard de correntes nominais até 2500 A e correntes de curto-circuito até 31.5 kA [14][15].



Figura 7 - Exemplo de um QBN7 [14].

2.4.2. DISTRIBUIÇÃO SECUNDÁRIA

Considerando as tendências futuras bem como a procura por soluções eficientes e modulares, a gama de distribuição secundária tem vindo a acompanhar esta tendência na procura de soluções adequadas às necessidades do cliente em qualquer parte do mundo, bem como às exigências ambientais. A gama de produtos que a distribuição secundária envolve são: Fluofix e Normafix. Estas soluções apresentam as seguintes características [8]:

- Capacidade de curto-circuito até 20 kA, correntes nominais até 1250 A;
- Construção modular e compartimentada;
- Disjuntor de corte no vácuo de manutenção reduzida e montagem fixa ou extraível;
- A segurança do operador e da instalação é garantida pelo ensaio de arco interno, classes de acessibilidade AFL e/ou AFLR com duração até 1 s;
- A continuidade de serviço está presente no desenho do equipamento, com várias hipóteses de supervisão do estado;
- A gama Normafix utiliza disjuntores de corte no vácuo e barramento com isolamento no ar;
- A gama Fluofix utiliza disjuntores de corte no vácuo e isolamento integral em SF6;

- As soluções podem ser customizadas de acordo com as normas e regulamentos particulares de cada cliente, bem como de acordo com as especificidades de cada merda geográfico.

Em seguida, irão ser apresentadas com maior minúcia estas duas gamas de produtos referentes à distribuição secundária.

2.4.2.1. GAMA DE QUADROS FLUOFIX

A unidade Fluofix, representada na Figura 8, faz parte da gama de quadros de quadros modulares e compactos, de interior, com isolamento integral em SF₆ para colocação em redes de média tensão até 36 kV. A sua aplicação na distribuição secundária vai desde a produção de energia (Eólica, Fotovoltaica, entre outras) até à distribuição de energia elétrica para as variadas indústrias e aplicações [16].

As suas aplicações típicas são:

- Postos de transformação;
- Postos de seccionamento;
- Postos de distribuição pública e privada.

A cuba da cela Fluofix é construída em aço inoxidável e enchida com gás SF₆ à pressão relativa de 0,3 bar. A sua construção e estanquidade das soluções asseguram a segurança de operação que é garantida com os ensaios realizados em conformidade com as normas.

Este é um equipamento de fácil instalação e devido às suas dimensões e peso, permite o acoplamento de unidades extensíveis, no local da instalação, sem qualquer manuseamento de gás. As celas mantêm o seu funcionamento normal e para a qual foram concebidas face a condições ambientais agressivas, sendo que possuem uma vida útil prevista de 30 anos com ausência de manutenção das partes ativas proporcionadas pelo isolamento integral a gás.

Desta forma, a segurança, facilidade de operação e as dimensões reduzidas são fundamentos que caracterizam as celas Fluofix como sendo um produto de alta qualidade.



Figura 8 - Exemplo do produto Fluofix [16].

2.4.2.2. GAMA DE QUADROS NORMAFIX

Os quadros da gama Normafix, como apresentado na Figura 9, são modulares, com isolamento no ar para colocação em redes de média tensão, bem como nas mais variadas indústrias e aplicações, que lhe conferem uma elevada versatilidade no momento da configuração personalizada em função do projeto. As celas são totalmente concebidas em chapa de aço, estruturadas em unidades modulares e equipadas com diversas funções tais como a inclusão de interruptores e disjuntores e a sua construção modular, que permite a incorporação de várias opções e esquema elétrico. Este produto, tal como o Fluofix, está disponível para tensões até 36 kV, adaptado aos mercados de qualquer área geográfica [17].



Figura 9 - Exemplo de uma cela da gama Normafix [17].

2.5. PROCESSO DE CARREGAMENTO TÉCNICO DE ENCOMENDAS

Dada a complexidade e extensão de produtos que a Efacec tem de desenvolver, obviamente que tem de ter um sistema de gestão e logística capaz, face a uma encomenda, de conseguir fazer o carregamento de todos os componentes técnicos que são necessários para conseguir responder às solicitações dos clientes. Desta forma, o procedimento que está associado à distribuição de QMT's, é feito a partir de uma ferramenta interna.

Ao longo do estágio fui o responsável técnico de várias encomendas. O foco, inicialmente, passava por acompanhar as encomendas da distribuição primária, no entanto, dado o enorme número de encomendas que foram surgindo de distribuição secundária, acabei por ficar responsável por algumas encomendas ligadas à distribuição secundária, principalmente encomendas *standard*. Para realizar este processo de carregamento técnico foi usado um *software* interno. Esta é a principal ferramenta da empresa para processar e efetuar todos os passos de uma encomenda. É nela que todos os componentes integrantes de um QMT são adicionados e é feita toda a gestão de uma proposta, desde o Departamento Comercial até à sua produção, como representado na Figura 10. Todos os intervenientes têm de estar alinhados para que haja uma boa gestão. Para além deste, existem outros *softwares* internos que a Efacec tem ao dispor e que estão interligados entre si. O seu âmbito vai desde o registo do pedido de consulta até à etapa de faturação. A cada instante é possível saber em que departamento está o dossier de cada proposta ou encomenda, ou seja, qual o seu estado, bem como quais as tarefas de engenharia associadas que estão pendentes.

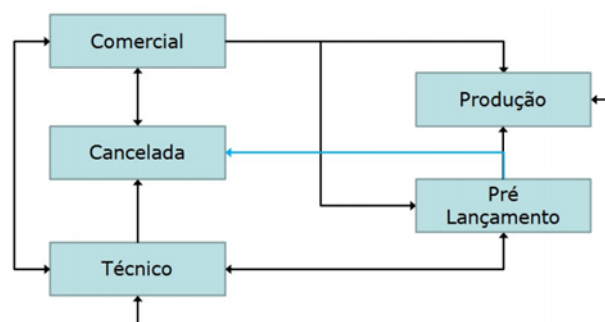


Figura 10 - Fluxo de estados de uma encomenda.

Entre os vários estados, como responsável pela engenharia associada às encomendas e à gestão das mesmas, a responsabilidade passava pelo estado técnico até ao lançamento para produção. Na Tabela 3, é possível verificar qual o departamento responsável em cada um dos estados em que a encomenda se encontra. No entanto, há sempre comunicação e

acompanhamento constante de todos os departamentos, independentemente do estado em que a encomenda se encontra.

Tabela 3 - Integração do Estado com o Dept. Responsável de uma encomenda.

Estado	Dept. Responsável	Descrição
Comercial	Comerciais	A definir a parte comercial da proposta
Técnico	Engenharia ou Gestão de Encomendas	A definir a parte técnica da proposta
Pré-Lançamento	Engenharia	Validação da solução a lançar em fabrico
Produção	Tratado	A encomenda está em produção
Cancelado	Tratado	A proposta foi cancelada (ver motivo)

O processo do carregamento técnico de uma encomenda inicia-se com uma comunicação que informa e detalha os pormenores que deverão ser considerados para uma encomenda – Especificação Técnica (ET).

A ET é uma ficha ou documento informativo, criada pela equipa da *Tendering*, onde constam todas as características do quadro a construir, tais como a cor, índice de proteção, ratings de tensão e correntes e as características dos diversos equipamentos do quadro (disjuntores, transformadores de tensão/corrente, etc). Em resumo, a ET detalha:

- Especificações Elétricas;
- Esquema unifilar;
- Descrição de cada cela;
- Peças de Reserva (Optativo);

- Pontos de exclusão no fornecimento;
- Comentários/Observações (Optativo).

A ET deve ser sempre aprovada pelo cliente antes de se iniciar o processo de carregamento técnico.

É importante que haja logo de início a definição clara da encomenda. Como tal, numa fase inicial existe uma das principais ocorrências: a reunião de “*Kick-Off*”. Esta é promovida por todos os intervenientes do processo de encomenda. É nesta reunião que deve tornar-se claro, entre todas as partes, o âmbito da oferta.

É, muitas vezes, a partir de uma boa concretização desta fase, que nasce o sucesso do projeto. No caso de um fornecimento para um mercado específico e/ou ampliação de um quadro já existente, fotografias e referências de projetos anteriores são muito relevantes, para que seja possível o fornecimento dentro da mesma lógica/coerência.

3. MONITORIZAÇÃO DE QUADROS DE MÉDIA TENSÃO

Neste capítulo é feito o estudo que permitiu chegar à solução final. Primeiramente, é demonstrada a importância de monitorizar os QMT's. Em seguida, é demonstrada a arquitetura do sistema a implementar, com o uso de sensores. Os vários tipos de sensores que existem no mercado para controlo da temperatura são apresentados e é feita a escolha da tecnologia a utilizar. Posteriormente, é feito um estudo sobre a tecnologia SAW para entender o modo de funcionamento deste tipo de sensores. Por fim, é feito o estudo de redes de comunicação industriais com a integração do sistema SCADA e a sua comunicação os aparelhos no terreno que medem variáveis do processo. Também são estudados os diferentes protocolos e meios de comunicação utilizados para este projeto.

3.1. MONITORIZAÇÃO DE QUADROS DE MÉDIA TENSÃO

Os quadros de média tensão são bastante importantes, na medida em que permitem regular, alterar e proteger equipamentos elétricos e circuitos em redes de transmissão e distribuição de energia. A crescente procura por energia elétrica e as crescentes fontes de

energia renovável exigem a proteção dos sistemas contra grandes falhas que podem levar a uma prolongada falta de fornecimento de energia.

Para garantir um fornecimento contínuo, a monitorização das condições no interior dos quadros torna-se extremamente importante. Uma avaliação precisa das condições são a chave para uma estratégia de manutenção preventiva eficaz.

Os métodos convencionais de monitorização são caros e não garantem total eficácia. Desta forma, foi pensado no uso de sensores no interior dos quadros, tal como representado na Figura 11, que permitissem a monitorização de forma a obter os primeiros sinais de alerta de falha iminente do sistema. A ideia passa por colocar sensores que permitam monitorizar grandezas não elétricas, como a temperatura, humidade e descargas parciais.

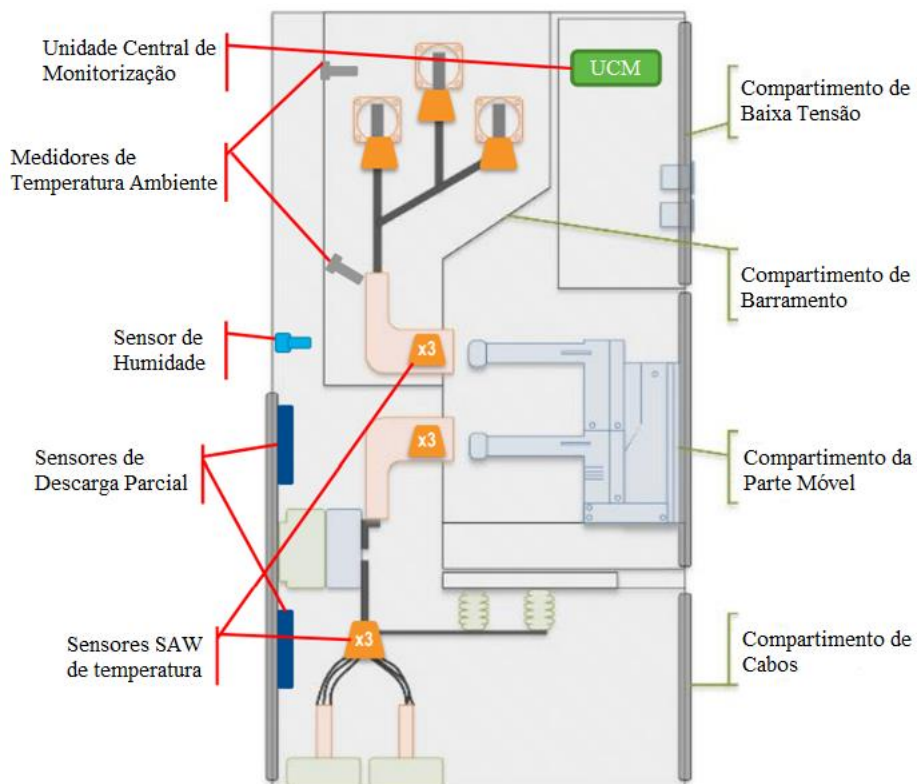


Figura 11 - Vista interior de um QMT com sensorização (adaptado de [18]).

3.1.1. MONITORIZAÇÃO DA TEMPERATURA

A passagem de corrente elétrica por um condutor gera calor, um fenómeno conhecido e denominado por Efeito de Joule (Figura 12). De acordo com a primeira Lei de Joule, tanto a corrente quanto a resistência influenciam a quantidade de calor que é gerada. A energia elétrica transformada em energia térmica, ao fim de um determinado intervalo de tempo é dada por:

$$E_{el} = R * I^2 * \Delta t$$

Onde:

- E_{el} é a energia elétrica resultado do calor gerado
- R é a resistência elétrica do condutor
- I é a corrente elétrica que percorre o condutor
- Δt é a quantidade de tempo em que a corrente elétrica percorreu o condutor

Uma vez que muitas falhas (por exemplo, deterioração, perda de conexões ou corrosão) aumentam a resistência dos contactos elétricos, a presença de calor pode ser detetada por meio da monitorização da temperatura. Além disto, um aumento da corrente também produz mais calor, o que pode acelerar a deterioração e reduzir a vida útil dos equipamentos elétricos.

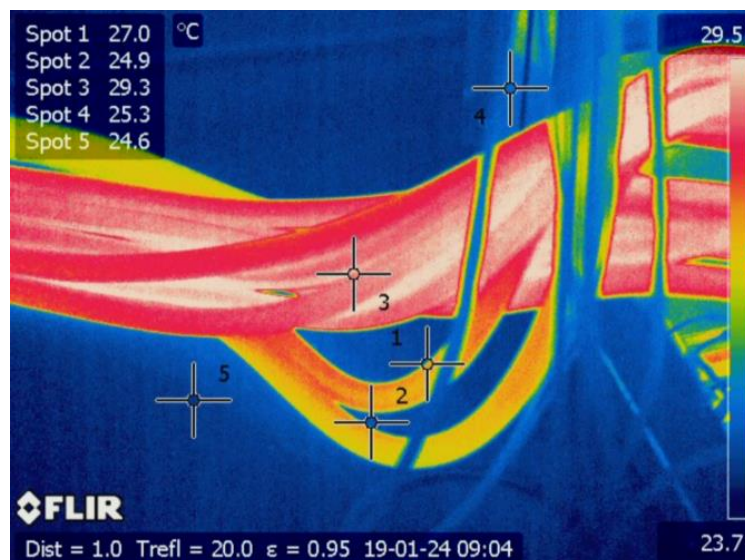


Figura 12 – Aumento de temperatura devido à passagem de corrente elétrica [3].

Nos QMT's várias conexões elétricas são estabelecidas aparafusando condutores de metal, como é o caso dos barramentos. Estas conexões podem-se soltar devido à vibração do ambiente, por exemplo, quando são colocadas em embarcações náuticas ou próximas a instalações de produção de serviço pesado.

Desta forma, monitorizar a temperatura no interior dos quadros elétricos é uma das variáveis mais importantes que influenciam a vida útil dos mesmos. Consequentemente, a procura por melhores sistemas de monitorização de temperatura para reconhecimento de pré-falhas tem vindo a aumentar constantemente. Há uma procura cada vez maior pelo registo de perturbações, provenientes da temperatura, em sistemas de distribuição de energia. Existem duas abordagens principais para este problema que têm sido usadas na indústria até agora.

A primeira abordagem consiste em fazer inspeções periódicas ao quadro, através da termografia, como representado na Figura 13. Câmaras infravermelhas de alta resolução e com preço elevado, são usadas para monitorizar os quadros por profissionais, normalmente uma vez por ano. Esta abordagem, no entanto, mede o quadro de distribuição apenas num momento do dia. Nesse momento em que é feita a avaliação, o conjunto de manobra pode não estar sob cargas tão elevadas quanto em outras ocasiões, ou então pode não apresentar conexões ou situações defeituosas. Para além disso, a inspeção em si nem sempre é fácil, pois alguns quadros apresentam designs muito compactos e os pontos críticos podem não ser visíveis para a câmara infravermelha.

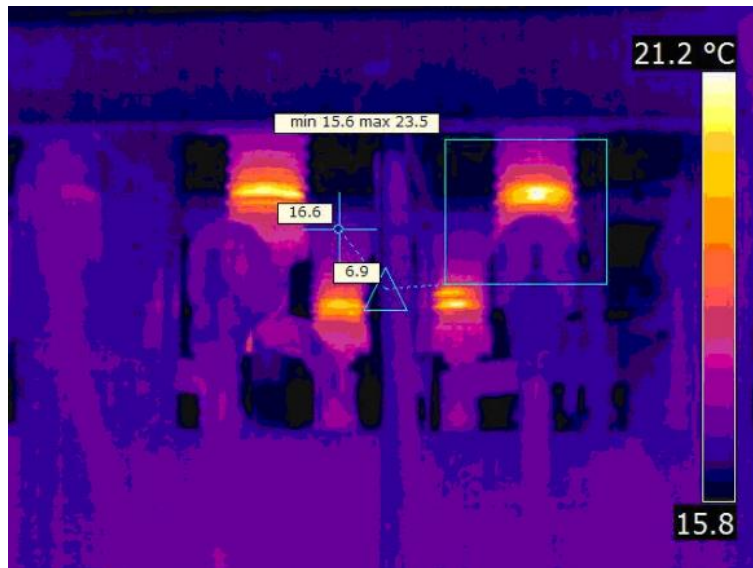


Figura 13 - Imagem térmica de isoladores defeituosos [19].

A segunda abordagem é instalar um sistema que seja permanente e que monitorize constantemente as temperaturas em pontos críticos. Isso requer o uso de sensores de temperatura com fio. Como resultado, o sistema completo geralmente requer bastante cabeamento, o que torna a instalação cara. Esses sistemas também tendem a ser mais perigosos, pois o aumento de cabos próximos ou presos aos barramentos aumenta significativamente a probabilidade de ocorrência de arco elétrico. Além disso, sensores alimentados por baterias representam um novo desafio: a substituição das mesmas em intervalos regulares. A manutenção das baterias em grandes instalações é insustentável.

3.1.2. MONITORIZAÇÃO DA HUMIDADE

A humidade é um aspeto que está intrinsecamente ligado à temperatura, uma vez que grandes diferenças de temperatura podem originar a condensação da humidade no interior de uma cela. Quando esta apresenta valores contínuos de elevada humidade, o comportamento dos equipamentos do ponto de vista funcional é afetado, assim como a sua durabilidade e qualidade de serviço prestado.

As falhas de funcionamento inerentes a estas situações causam interrupções indesejáveis no fornecimento de energia elétrica que no final culminam com a necessidade de substituição do equipamento.

Os elementos isolantes das celas de média tensão são revestidos em resina *epoxy*, no entanto, os níveis de humidade podem reduzir as propriedades mecânicas e elétricas dos componentes e, possivelmente, originar o aparecimento de descargas parciais e efeitos de coroa nos isoladores [20]. Os valores da humidade variam e podem ser influenciados pela chuva, infiltrações de água pela cobertura, canais de entrada e saída de cabos subterrâneos ou através de outros aspetos que estejam a circundar a área em que estão inseridas as celas. Desta forma, a monitorização contínua da humidade dentro de um QMT é extremamente importante. Idealmente é desejável atingir um equilíbrio entre a temperatura e a humidade, onde a influência dos fatores climatéricos externos seja mínima nas condições do interior.

3.1.3. MONITORIZAÇÃO DAS DESCARGAS PARCIAIS

De acordo com a IEC 60270, “a descarga parcial é uma descarga elétrica localizada que liga apenas parcialmente o isolamento entre os condutores e que pode ou não ocorrer adjacente a um condutor” [21].

As Descargas Parciais (DP) são entendidas como pequenos arcos elétricos que ocorrem dentro de isolamentos de média e alta tensão. A ocorrência de DP's tem efeitos nocivos para o material isolante. Embora as descargas individuais tenham baixo teor de energia, estas provocam uma deterioração gradual do dielétrico ou, eventualmente, a perfuração do mesmo, como demonstrado na Figura 14.

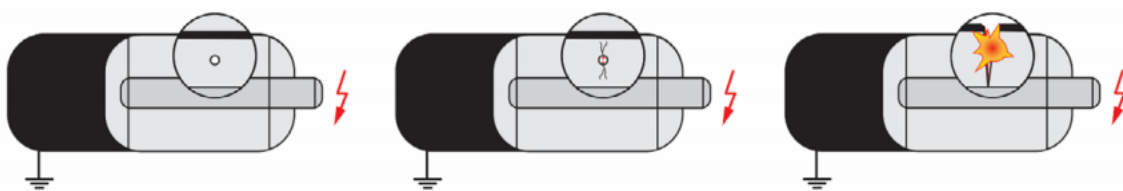


Figura 14 - Consequência das DP's nos isolamentos elétricos [22].

Estas situações ocorrem devido à concentração local de campos elétricos e devido às suas características repetitivas, alterando as propriedades do material isolante. O aumento do campo elétrico pode ser devido a mudanças bruscas da natureza do isolante, as quais podem ser causadas por vários fatores como a tensão, carga, temperatura, humidade, vibração ou pressão.

Desta forma, torna-se importante realizar a medição e monitorização das DP's. Isto permite diagnosticar a qualquer momento as condições de isolamento de um ativo elétrico.

Efetuar medições regulares de DP's e a monitorização contínua das mesmas permitem que sejam apresentadas informações para detetar efetivamente os pontos fracos no sistema de isolamento. Como as DP's estão presentes antes da falha efetiva de isolamento, o controlo constante permite que seja feita uma avaliação ao longo do tempo e tomar decisões estratégicas e informadas sobre o reparo ou substituição oportuna do equipamento antes que ocorra uma interrupção inesperada. A deteção de DPs é, portanto, essencial para garantir a operação confiável e de longo prazo dos QMT's [23].

3.2. ARQUITETURA DO SISTEMA A IMPLEMENTAR

De forma a cumprir os objetivos definidos para este projeto foi estruturado um modelo que será detalhado daqui para a frente. O sistema apresentado na Figura 15 foi concebido tendo em conta a necessidade de ter um sistema de monitorização com capacidade de comunicação sem fios (Wi-Fi), baixo custo, confiável e com adaptabilidade para desenvolvimentos futuros.

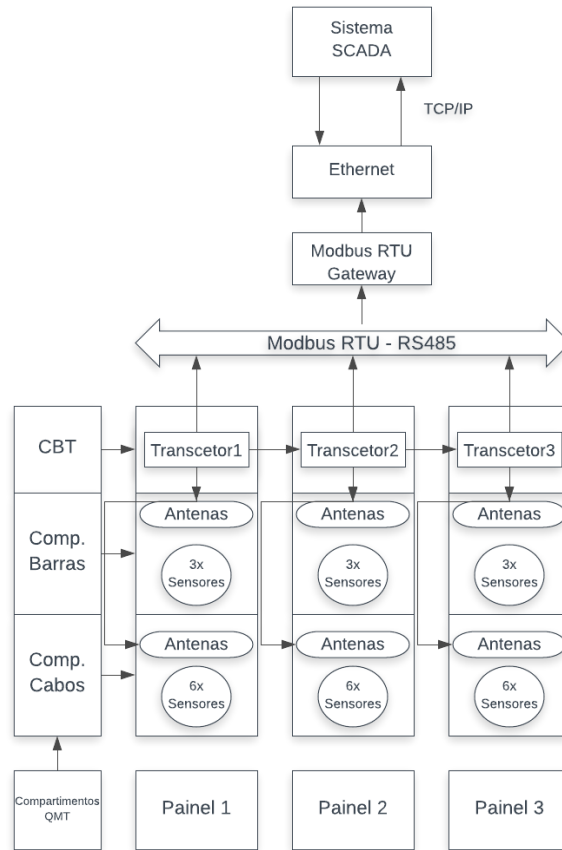


Figura 15 - Arquitetura geral do sistema.

No diagrama de blocos, apresentado na Figura 15, é demonstrada uma componente de hardware baseada no uso de sensores. Esses dados são enviados para um sistema de supervisão e aquisição de dados SCADA (*Supervisory Control and Data Acquisition*) onde podem ser lidos e apresentados graficamente.

Sensores

O pedido para dotar as celas de média tensão com sensores, irá permitir ao cliente ter:

- Custo operacional reduzido: Não há necessidade de ir à sala de comutação para regular a temperatura;
- Maior segurança: Os operadores podem monitorizar as temperaturas internas a partir de um local remoto e seguro;
- Maior disponibilidade: Não há necessidade de desligar as cargas para fazer a verificação da temperatura;

- Previsibilidade: Problemas de conexão elétrica podem ser detetados antes que ocorra uma falha, sabendo a localização detalhada dos pontos em que houve variação da temperatura;
- Sem avaliação manual de dados: a monitorização online considera a correlação entre a temperatura real e as condições de carga reais.

Seguindo esta lógica, teria de ser escolhida a melhor tecnologia que pudesse satisfazer as necessidades do cliente e ao mesmo tempo que permitisse uma implementação exequível.

Existem várias soluções para monitorizar a temperatura dos componentes do painel. Algumas dessas soluções permitem a recolha online da temperatura, enquanto outras requerem a inspeção manual, mas cada solução exige que, após o quadro ser alimentado, a medição deve ser feita sem abrir as portas. Entre as soluções tem-se [3][19][24][25]:

- Sensores de Infravermelhos (IV): Estes calculam a temperatura com base na quantidade de radiação infravermelha que é emitida pelos componentes. A solução é relativamente barata mas existem algumas desvantagens. Em primeiro, o sensor deve ser direcionado para o componente com muita precisão e na maioria dos casos não há possibilidade de instalar o sistema nos quadros. Em segundo, uma vez que os componentes a serem medidos são normalmente revestidos com isolamento, a leitura da temperatura não é muito precisa.
- Sensores de fibra ótica: Estes fornecem isolamento galvânico entre o sensor e a caixa de controlo. Esta instalação deve ser realizada durante a fase de montagem, pois as fibras óticas devem ser fixadas e organizadas no quadro e direcionadas para uma única caixa de controlo, geralmente montada no Compartimento de Baixa Tensão (CBT). A solução é mais cara mas na maioria das aplicações, críticas, este é o tipo de medição mais confiável.
- Sensores SAW (*Surface Acoustic Wave*): Estes são baseados em ondas acústicas de superfície e aproveitam o efeito piezoelétrico. A deteção da temperatura baseada nesta tecnologia, que é descrita mais à frente, envolve induzir eletricamente uma onda acústica de superfície num material piezoelétrico e, em seguida, reverter a energia da onda (influenciada pela temperatura à qual o

elemento de detecção é exposto) de volta num sinal elétrico para medição da temperatura.

Entre as soluções capazes de efetuar as medições necessárias a este projeto, para tornar mais fácil a escolha, foi feita a Tabela 4, com algumas informações relevantes dos sensores pesquisados e o selecionado.

Tabela 4 - Dados dos sensores pesquisados, consultado em [26-31]. O sensor marcado a verde foi o escolhido.

Tecnologia	Sensor	Intervalo	Precisão	Resolução	Frequência	Proteção Internacional (IEC 60529)
SAW	SENSeOR TSA-EV11	-25 a 150 °C	± 2°C de -25 a 125°C, ± 3°C de 125 a 150°C	-	430 a 450 MHz	IP67
SAW	IntelliSAW – Temperature Sensor	-25 a 125 °C	± 2°C de 0 a 80°C ± 4°C full range	± 0.2°C	425 MHz a 442 MHz	IP30
IV	Exertherm - IR.06-EM.SC Temperature Sensor	0 a 70°C	± 5% em ΔT 40°C	0.0001°C	-	IP67
IV	CALEX – PyroMiniBus Temperature Sensor	-20 a 1000 °C	±1°C	0.1°C	-	IP65

Fibra Ótica	OSENSA - PRB-110	-40 a 120 °C	$\pm 1^{\circ}\text{C}$	0.1°C	-	-
Fibra Ótica	TEMPSENS – TQ12 Type	-20 a 200 °C	$\pm 1^{\circ}\text{C}$	0.1°C	-	-

A tecnologia escolhida foram os sensores SAW, pois são facilmente aplicados em zonas de difícil acesso, onde o uso de sensores convencionais é impossível, dispendioso ou perigoso. Para além disso, eles são interrogados remotamente sem fios e não requerem qualquer tipo de alimentação elétrica uma vez que estes dispositivos respondem, reenviando uma fração de energia com que foram irradiados, modulada segundo a variação do parâmetro físico a medir.

3.3. TECNOLOGIA A APLICAR: SENSORES BASEADOS EM ONDAS ACÚSTICAS

Entre as hipóteses possíveis, optou-se pela utilização de sensores passivos que podem ser interrogados remotamente por um feixe de radiofrequência (RF) e que são baseados em ondas acústicas de superfície. Perante os avanços da eletrónica e com o amadurecimento da tecnologia SAW, a sua aplicação com sensores sem fios tem ganho o interesse de grandes indústrias. Com estes sensores o objetivo é conseguir monitorizar de forma eficiente as celas dos QMT's, de modo a poder fornecer uma segurança aprimorada e reduzir os custos de manutenção. Com as medições em tempo real, podem ser retidas informações diretas sobre os componentes mais críticos que operam dentro do QMT.

Os dispositivos SAW são compostos por um substrato piezoelétrico no qual é depositado um transdutor interdigital (IDT) – sob a forma de elétrodos metálicos interdigitais – responsável pela conversão dos sinais elétricos, captados por uma antena apropriada, em ondas acústicas, que se propagam através da superfície do substrato e que vão ser moduladas de acordo com o seu estado funcional [32]. Na Figura 16 estão apresentados os componentes de um sensor SAW.



Figura 16 - Componentes de um sensor SAW [33].

Antes de avançar para a realização prática das atividades propostas para este trabalho, foi importante fazer um levantamento sobre a tecnologia aplicada e a ser utilizada.

3.3.1. ONDAS NUM SÓLIDO

As ondas de superfície num meio sólido propagam-se a velocidades consideravelmente mais baixas do que as ondas eletromagnéticas, tipicamente entre os 1500 m/s e os 4000 m/s. Sendo estas velocidades de propagação mais baixas, implicam que os comprimentos de onda das ondas de superfície sejam igualmente menores que os das ondas eletromagnéticas que lhes deram origem. Devido às baixas velocidades de propagação das ondas de superfície, quando se colocam refletores na superfície do material piezoelétrico o dispositivo emite ecos do sinal com que foi irradiado, com tempos de atraso entre os micro e os milissegundos. Este é o princípio utilizado para a leitura de etiquetas de identificação ou medição de grandezas físicas de forma remota utilizando os dispositivos SAW [34].

Quando uma onda de superfície se propaga num material sólido, a frente de onda força as partículas que o constituem a mover-se em círculo ou elipse, na direção de propagação da frente de onda, como é visível na Figura 17. Chamam-se ondas de superfície, porque a amplitude do movimento das partículas diminui com a profundidade do material, sendo o seu movimento desprezável para profundidades superiores a um comprimento de onda.

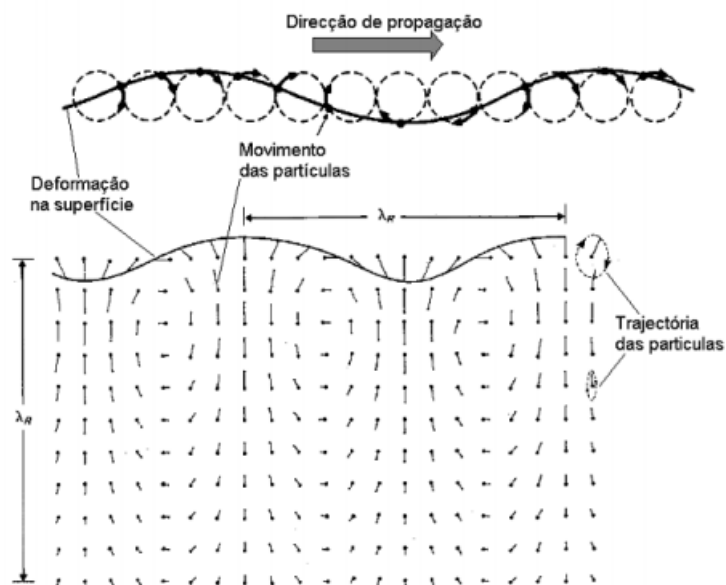


Figura 17 - Propagação de uma onda de superfície e deslocamento das partículas num sólido [34].

3.3.2. EFEITO PIEZOELÉTRICO

Alguns materiais têm a capacidade de desenvolver uma carga elétrica proporcional a uma força e à consequente deformação mecânica e vice-versa. Este comportamento que os materiais têm é definido como efeito piezoelétrico. Este efeito é um processo reversível, ou seja, os materiais tanto exibem este efeito de forma direta (conseguem gerar internamente carga elétrica proveniente de uma força mecânica aplicada), como de forma indireta (geram internamente uma tensão mecânica resultante de um campo elétrico aplicado).

No caso do método direto, o material piezoelétrico é colocado entre duas placas de metal e para que a piezoelectricidade seja gerada, é necessário que este material comprima ou seja apertado. Isto resulta a partir de um esforço mecânico aplicado ao material, que provoca a produção de eletricidade. Como apresentado na Figura 18, há uma diferença de potencial à volta do material. Assim, as duas placas de metal comprimem o cristal piezoelétrico. As placas ‘recolhem’ as cargas, o que cria ou produz tensão, ou seja, piezoelectricidade [57].

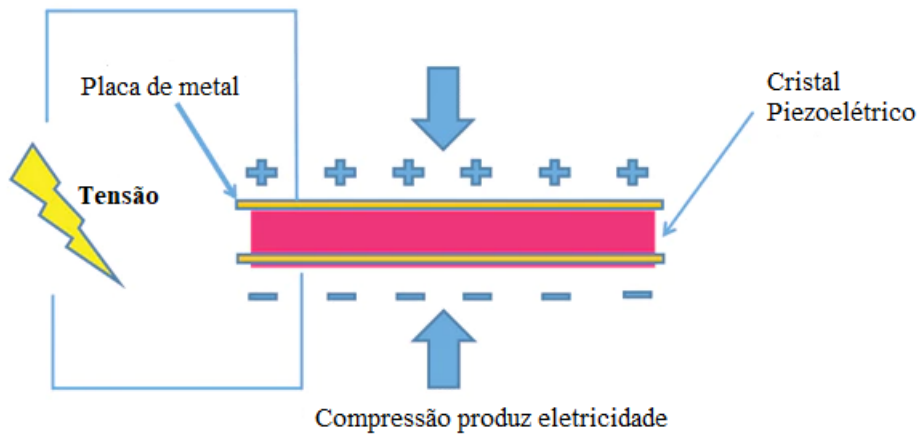


Figura 18 - Efeito piezoelétrico direto [57].

Já o efeito inverso, ocorre quando é aplicado um sinal elétrico, tal como representado na Figura 19 para expandir um material piezoelétrico. Este método ajuda a desenvolver dispositivos que geram e produzem ondas sonoras acústicas, como o caso dos sensores SAW.

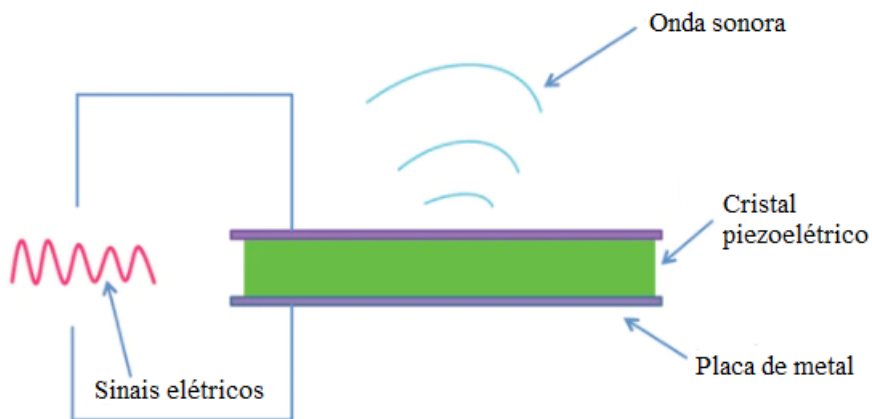


Figura 19 - Efeito piezoelétrico inverso [57].

3.3.3. CONVERSÃO ELETRO-MECÂNICA: TRANSDUTORES DIGITAIS

O funcionamento de um dispositivo SAW está intimamente associado com a capacidade de conversão de um sinal elétrico, com uma dada frequência, na onda de superfície que se irá propagar ao longo do substrato piezoelétrico. Esta conversão é assegurada por eléctrodos metálicos compostos por franjas metálicas de geometria apropriada, o IDT.

A função do IDT é a de converter parte da potência recebida por uma antena numa onda acústica de superfície, que se propaga no cristal perpendicularmente às franjas paralelas

do IDT. Desta forma, as ondas eletromagnéticas são transformadas em ondas acústicas e vice-versa. Fisicamente, como referido anteriormente, são compostos por elétrodos dispostos de forma ordenada ao longo do substrato como franjas com polaridade alternada, como representado na Figura 20. Para converter a potência tanto quanto possível em potência acústica, numa primeira fase a frequência transmitida, e recebida por ele, deve corresponder à frequência média do conversor interdigital. Posteriormente, o número de franjas paralelas deve estar matematicamente ligado ao coeficiente de acoplamento eletroacústico [35][36].

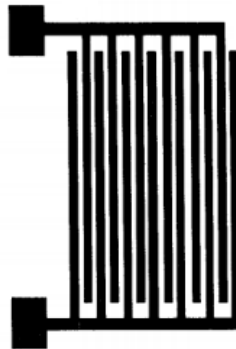


Figura 20 - Estrutura de um IDT [35].

3.3.4. UNIDADE DE LEITURA

Qualquer que seja a aplicação, a resposta de um dispositivo SAW é uma versão distorcida, em amplitude ou fase, do sinal com que foi interrogado. As unidades de leitura destes dispositivos utilizam técnicas similares às dos sistemas de radar. São constituídas por um transmissor e um recetor, geralmente montados no mesmo circuito, o que permite a partilha do oscilador por ambos e a implementação de deteção coerente. A amostragem do sinal recebido pode ser feita nos domínios do tempo ou da frequência [34].

Amostragem no domínio do tempo

Quando a amostragem é feita no domínio do tempo a unidade de leitura transmite um impulso de curta duração e o sensor envia um impulso de resposta com um certo tempo de atraso, que contém a informação relativa à grandeza a medir. Na Figura 21 está esquematizada uma unidade de leitura com amostragem no domínio do tempo.

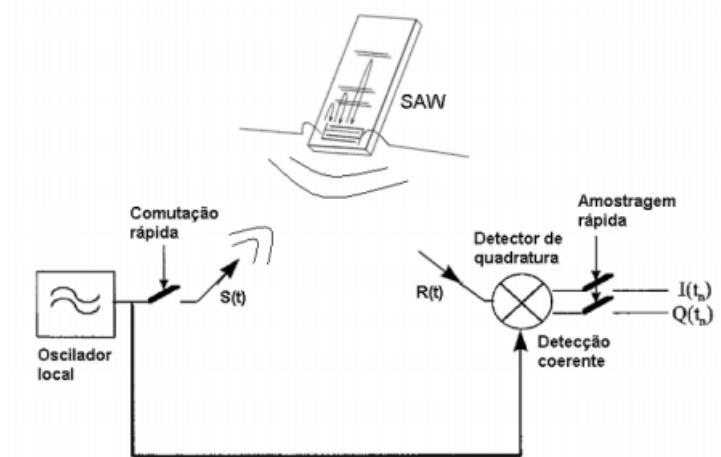


Figura 21 - Esquema de uma unidade de leitura com amostragem no domínio do tempo [34].

A detecção coerente é assegurada pela desmodulação em quadratura do sinal recebido, $R(t)$ tendo por referência o oscilador local do circuito de transmissão. O sinal em banda-base é amostrado em instantes temporais, t_n . Os valores obtidos para o sinal em fase, $I(t_n)$, e em quadratura de fase, $Q(t_n)$, são usados para o cálculo da amplitude e da fase do sinal emitido pelo dispositivo SAW e este processo é repetido para a obtenção das medidas diferenciais de amplitude e fase para cada um dos refletores, caso seja necessário. Neste tipo de amostragem o impulso usado para interrogar o dispositivo tem uma largura de banda elevada e uma duração temporal bastante limitada, o que pode limitar a distância de leitura.

Amostragem no domínio da frequência

A deformação resultante da aplicação do campo elétrico ao substrato provoca a alteração da velocidade de propagação das ondas de superfície, o que faz variar a frequência dos ecos do sinal. Tirando partido desta característica, na amostragem no domínio da frequência são usados impulsos temporalmente longos e com frequência variável. O sensor irá responder com um eco à frequência para a qual o seu IDT de excitação se encontra “sintonizado” como consequência da deformação imposta ao substrato. Na Figura 22 está esquematizada uma unidade de leitura com amostragem no domínio da frequência.

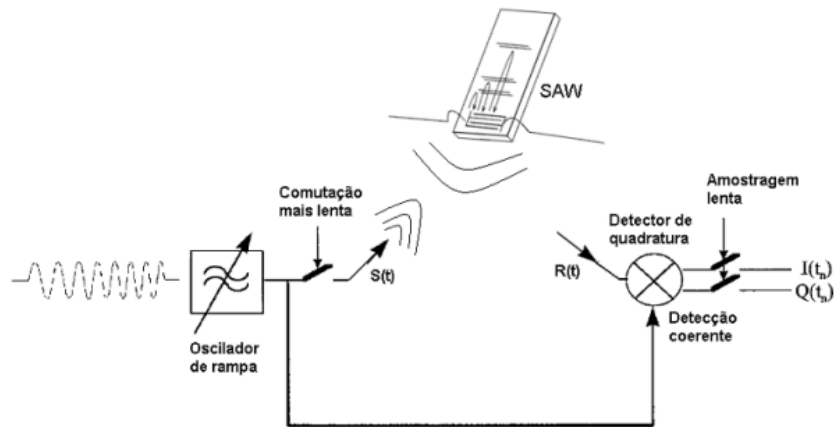


Figura 22 - Esquema de uma unidade de leitura com amostragem no domínio da frequência [34].

Neste tipo de amostragem, a resposta do dispositivo SAW é medida para cada uma das frequências presentes no sinal $S(t)$. Tal como no caso da amostragem no domínio do tempo, a frequência do oscilador local do circuito de transmissão assegura a detecção coerente do sinal no recetor. Como o processo tem de ser repetido para cada uma das frequências, o ciclo de leitura é mais longo, pelo que esta técnica só pode ser usada para medidas relativamente lentas. Contudo, a distância de interrogação aumenta e a relação sinal ruído é superior ao caso anterior.

3.4. REDES DE COMUNICAÇÃO INDUSTRIAIS

A evolução tecnológica possibilitou a automatização de um conjunto de funções efetuadas em ambientes industriais através da instalação de sensores e atuadores e de sistemas de controlo.

As arquiteturas distribuídas ou descentralizadas apresentam-se como uma solução alternativa onde dispositivos eletrónicos inteligentes (IED's), tais como os relés de proteção e unidades terminais remotas, encontram-se interligados entre si através de redes, trocando informações por meio de protocolos de comunicação. No Anexo A, é demonstrada a arquitetura do sistema a implementar neste projeto para controlo de todo o processo produtivo a partir dos escritórios do cliente.

Estes sistemas baseados em protocolos abertos permitem a transmissão de dados e a ligação de equipamentos de diversos fabricantes. Assim, o utilizador fica livre para

escolher o fabricante, e com a flexibilidade de expandir ou modificar facilmente o sistema.

O suporte de comunicação de um ambiente industrial típico é formado por diversos níveis hierárquicos, constituindo uma estrutura que envolve, desde as tarefas administrativas, até ao controlo da operação das máquinas e equipamentos de produção. Numa unidade de produção podem existir diferentes redes de comunicação, com a finalidade de otimizar a inclusão de todos os seus equipamentos. A pirâmide CIM (*Computer Integrated Manufacturing*) é uma tentativa para diferenciar as diversas funções, requisitos e equipamentos existentes, definindo para tal um conjunto de níveis hierárquicos, como demonstra a Figura 23. Neste modelo, as redes de comunicação de acordo com a exigência requerida ao sistema de comunicação poderão ser divididas nos seguintes níveis hierárquicos [37]:

- Nível de gestão;
- Nível de controlo;
- Nível de campo/processo;
- Nível de entradas/saídas.



Figura 23 - Pirâmide CIM [37].

3.4.1. SISTEMAS SCADA

A supervisão na indústria normalmente está associada à monitorização dos processos produtivos. Esta monitorização dos processos é feita na maioria dos casos por *software* SCADA (*Supervisory Control and Data Acquisition*). É usado para controlar, monitorizar e analisar um processo produtivo, variáveis de uma subestação ou outro tipo de processo. Estes sistemas utilizam telemetria, para fazer a recolha de dados dos dispositivos que se encontram dispersos e medem variáveis associadas ao processo de monitorização [38].

O sistema SCADA reúne dados que podem ser processados e guardados em centrais de controlo. Nestas centrais os operadores podem acompanhar o processo através de informação tratada em forma de gráficos, tabelas, etc. Também é comum, através destas centrais, os operadores acionarem algum tipo de controlo sobre o processo, tomando decisões resultantes da análise que fazem dessa informação. Um sistema SCADA começa pela comunicação, em tempo real, com os aparelhos no terreno que medem variáveis do processo. Tipicamente estes aparelhos tratam-se de PLC's (*Programmable Logic Controller*) ou RTU's (*Remote Terminal Units*). O sistema reúne a informação destes aparelhos em tempo real para o SCADA onde depois é visualizada através de uma interface gráfica controlada pelos operadores responsáveis do processo. Estes operadores podem assim responder às informações e alarmes mostrados pela interface, intervindo de imediato no processo e ajustando definições. Este tipo de software normalmente também produz históricos de informação através de bases de dados associadas, permitindo a criação de gráficos, ou fornecimento de relatórios. Assim, os operadores para além de acompanharem a evolução do processo em tempo real, podem avaliar esta informação acumulado ao longo do tempo permitindo fazer uma previsão do comportamento do sistema no futuro [38].

3.4.2. PLC E RTU

Como já referido, os sistemas SCADA não se cingem apenas ao *software* que permite a visualização das várias variáveis do processo. Para essa informação chegar às interfaces gráficas, é necessário que as variáveis de interesse sejam medidas no processo em questão e que essa informação seja transposta para um protocolo conhecido pela rede para poder chegar ao *software*. Esse trabalho é feito pelos RTU's ou PLC's.

RTU é um dispositivo eletrônico que mede grandezas analógicas ou digitais de um dado processo ou fenómeno e que transmite essa informação para a estação central de monitorização. Este tipo de dispositivo contém *software* que permite converter a informação de entrada em informação de saída segundo o protocolo da rede. Estes dispositivos podem também desempenhar o papel de atuadores locais através de um possível relé que contenham e que seja ativado remotamente para executar qualquer função. Noutros casos podem também conter saídas analógicas [39].

O PLC ou autómato, é um “computador” especializado usado para controlar processos ou máquinas. Contém memória programável para armazenar instruções e executar funções específicas como controlo *on/off*, temporização, contagem, sequenciamento, aritmética e manipulação de dados. Projetados para tomar decisões lógicas e fornecer os outputs, os PLC’s são usados na sua maioria para controlo de maquinaria ou processos industriais. São fáceis de programar pois a grande maioria pode ser programada recorrendo à linguagem de contactos *Ladder*, que simula a programação de um conjunto de relés, método que era utilizado antes do aparecimento dos PLC’s [40].

3.4.3. PROTOCOLOS E MEIOS DE COMUNICAÇÃO

Em vários sistemas, como é o caso dos sistemas SCADA, é necessário que os diferentes aparelhos comuniquem entre si. Para que haja esta comunicação é necessário existir regras comuns. Estas regras que permitem a troca de mensagens e a sua sincronização constitui um protocolo de comunicação.

Em seguida, serão abordados os protocolos estudados durante este trabalho.

3.4.3.1. MODBUS

O protocolo *Modbus* é uma estrutura de mensagens desenvolvida pela *Modicon* em 1979. Este protocolo é utilizado para estabelecer ligações do tipo *master/slave* ou cliente/servidor entre dispositivos. É um dos protocolos mais utilizados em automação industrial e encontra-se na camada de aplicação do modelo OSI (*Open System Interconnection*). Pode utilizar diversos padrões de meio físico (camada 1 do modelo OSI) como: RS232, RS485 ou Ethernet [41].

Para além destes padrões, existem dois tipos de *Modbus*: o *Modbus Serial* e o *Modbus TCP/IP*.

MODBUS SERIAL

Este protocolo utiliza comunicação série (RS232 e/ou RS485), propõe uma arquitetura *master/slave* e um conjunto de mensagens que todos os equipamentos conseguem interpretar.

Apresenta dois modos de transmissão: ASCII (*American Standard Code for Information Interchange*) e RTU. Além da estrutura das mensagens estar em caracteres ou binário, os dois modos diferem também no método de deteção de erro, já que no ASCII é utilizado o LRC (*Longitudinal Redundancy Check*) enquanto que no modo binário é utilizado o CRC (*Cyclical Redundancy Check*). Quanto ao número de bits de dados para transmissão série, no modo ASCII são usados 7 bits de dados por caractere, ao passo que no modo RTU são utilizados 8 bits de dados por caractere [42].

As mensagens são compostas por uma sequência de quatro campos: endereço do equipamento remoto a que se destina a mensagem, função (ler entrada digital, ler saída digital, ler posição de memória, por exemplo), dados e controlo de erros de transmissão (bytes CRC ou LRC). Usando o modo RTU como exemplo, para detetar os erros de transmissão este protocolo propõe o cálculo e transmissão do CRC no final de cada mensagem. O CRC consiste no envio de dois bytes, que são calculados em função da mensagem enviada e de acordo com o algoritmo CRC16. Os equipamentos que recebem esta mensagem calculam localmente o CRC16 da mensagem recebida. Se o CRC16 calculado localmente for igual ao enviado na mensagem, o aparelho assume que a transmissão ocorreu sem erros. A Figura 24 ilustra a composição típica de uma mensagem Modbus com comunicação série [44].

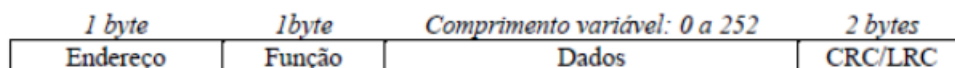


Figura 24 - Composição de uma mensagem tipo do protocolo Modbus [43].

Este protocolo impõe uma estrutura às mensagens trocadas entre dois ou mais aparelhos constituintes de uma rede. Um desses aparelhos terá de ser o *master*, e todos os outros

aparelhos serão os *slaves*. O *master* é o aparelho responsável por realizar pedidos aos *slaves* e estes apenas respondem aos pedidos que lhes são feitos. A comunicação é série, RS232 e RS485 [44].

Algumas vantagens deste protocolo são a sua fácil implementação comparando com protocolos atuais e a pouca memória necessária para a sua implementação num aparelho programável. No entanto, também existem algumas desvantagens como por exemplo o número de *slaves* que está limitado a menos de 255 (alguns valores são reservados para o sistema), apenas pode ser implementado em redes de comunicação série o que limita a distância de comunicação e mesmo o número de nós e todos os aparelhos têm de ser configurados com o mesmo tipo de comunicação (*baud rate*, paridade, etc..).

RS485

Este padrão é bastante útil nos sistemas de automação de subestações e foi utilizado durante o projeto formando dois barramentos, um para os transdutores e outro para os relés de proteção. O motivo principal é a possibilidade de conectar-se um número maior de dispositivos (quando comparado com o RS232) a um mesmo canal de dados. Outra vantagem é a sua distância máxima de comunicação e a sua taxa de transmissão. Com este padrão, os dispositivos podem ser distribuídos por toda a instalação e uma grande quantidade de dados pode ser transmitida rapidamente. Necessita apenas de uma simples conexão de par trançado, como exemplificado na Figura 25, sendo mais utilizados os conectores do tipo DB9 e RJ45 [46].

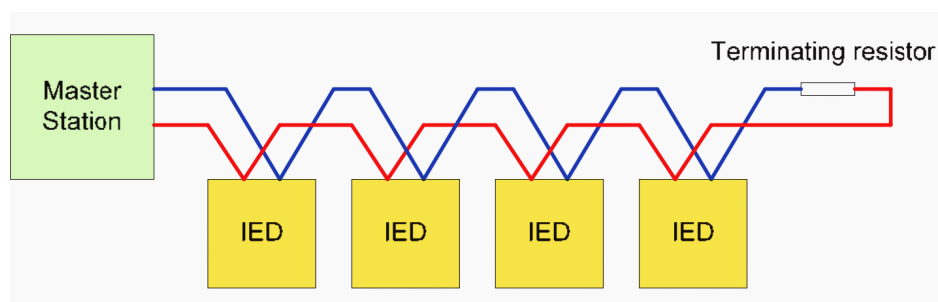


Figura 25 - Conexão multiponto de dispositivos em rede RS485 [45].

O principal problema é o facto de tratar-se de um sistema de comunicação unidirecional (*half-duplex*). Como referido anteriormente, a comunicação entre dispositivos numa estrutura *master/slave*, implica a utilização de uma técnica de pergunta e resposta

denominada por *polling*. Assim, o equipamento que solicita os dados (*master*) deve pedir a cada dispositivo (*slave*) o dado desejado e esperar que este responda e só depois de obter a resposta é que segue para o próximo dispositivo [46].

MODBUS TCP/IP

O *Modbus* TCP/IP tem como meio de comunicação redes de *Ethernet*. Consiste também num modelo de camadas (modelo OSI), cada uma responsável por um conjunto de tarefas, fornecendo serviços à camada superior. Este protocolo proporciona uma comunicação do tipo cliente/servidor entre dispositivos. Através de uma rede de internet e utilizando o protocolo TCP/IP é possível enviar e receber mensagens deste protocolo. A sua conexão é facilmente reconhecida ao nível do protocolo e uma única conexão pode operar várias transações. No entanto, este protocolo permite fazer várias conexões ao mesmo tempo, por isso na maioria dos casos é escolhida a opção de conectar consecutivamente ou recusar a mesma conexão. Este protocolo utiliza a porta 502 do protocolo TCP/IP. Feita uma conexão entre cliente e servidor, o servidor responde aos pedidos do cliente até que o mesmo encerre a ligação. A grande vantagem de utilizar o *Modbus* TCP/IP, é o aproveitamento das redes de *Ethernet* que normalmente já existem em meio industrial. Sendo mais imune ao ruído o TCP/IP *Ethernet*, permite aumentar a distância em relação à comunicação série RS485 [47].

3.4.3.2. IEC 60870-5

A IEC 60870-5 é uma norma internacional usada para a comunicação entre sistemas de controlo. Por outras palavras, esta solução é principalmente usada para a interligação entre sistemas SCADA com dispositivos inteligentes, como é o caso dos RTU's. Baseia-se nos conceitos do modelo OSI, implementando três das camadas do modelo que formam uma arquitetura de performance aprimorada, EPA (*Enhanced Performance Architecture*). A comparação entre as duas arquiteturas está representada na Figura 26 [48][49].

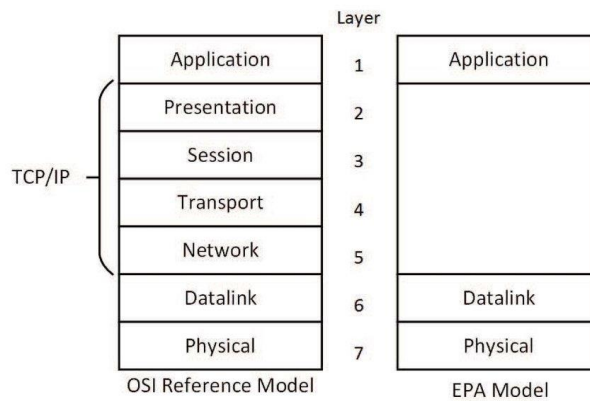


Figura 26 - Comparação entre os modelos OSI e EPA [50].

Esta norma encontra-se subdividida em diversas especificações, das quais as mais importantes para o projeto são:

- IEC 60870-5-101: Protocolo de transmissão, norma para controlo de sistemas de comunicação básico;
- IEC 60870-5-103: Protocolo de transmissão, usada para a interface informativa da proteção dos equipamentos;
- IEC 60870-5-104: Protocolo de transmissão para acesso à rede.

IEC 60870-5-101

Este é um protocolo de comunicação série aberto, que utiliza normas RS232 e RS485. Foi normalizado pela IEC e é predominante no mercado europeu. É destinado para aplicações SCADA, mas também pode ser utilizado noutros sistemas. Este protocolo implementa três das camadas do modelo OSI: Física, Ligação Lógica e Aplicação. É uma solução que permite velocidades de transmissão até 64 Kbps e métodos de comunicação do tipo *master/slave* e *multi-master*. Admite um ou dois bytes para endereçamento, sendo 255 e 65535, respetivamente, os endereços de *Broadcast* em cada um dos casos [51].

A camada de Ligação Lógica especifica dois tipos de transmissão de dados:

- Transmissão não-equilibrada: A estação que controla (*master*), ou seja, a estação de monitorização e supervisão, como o sistema SCADA, gera o fluxo de dados

fazendo *polling* às estações controladas (*slaves*). Neste caso, as estações remotas apenas podem transmitir no momento em que são interrogadas.

- Transmissão equilibrada: São transmissões balanceadas, ou seja, são limitadas a configurações ponto a ponto, operando em *duplex*. Neste tipo de conexão todas as estações têm o mesmo direito de transmissão, não existindo uma estação *master*.

IEC 60870-5-103

Este protocolo é destinado à comunicação entre uma estação mestre e dispositivos de proteção. Nele, tanto fibra ótica ou um canal RS485 podem ser utilizados com taxas de transmissão de 9600 ou 19200 Kbps. Há, neste caso, distância máxima de 1000 m com fibra ótica. A comunicação funciona no esquema *master/slave*, com a estação mestre a interrogar continuamente os dispositivos escravos (relés de proteção) se há alguma informação a ser enviada [44].

IEC 60870-5-104

Este protocolo é uma extensão do protocolo IEC 60870-5-101, referido anteriormente. Caracteriza-se por modificações realizadas nos serviços das camadas Física, Ligação Lógica, Transporte e Rede. Estas modificações têm o objetivo de proporcionar a utilização do padrão TCP/IP pelo protocolo IEC 60870-5-101. Na Figura 27, é possível verificar a pilha de comunicação utilizada por este protocolo [52].

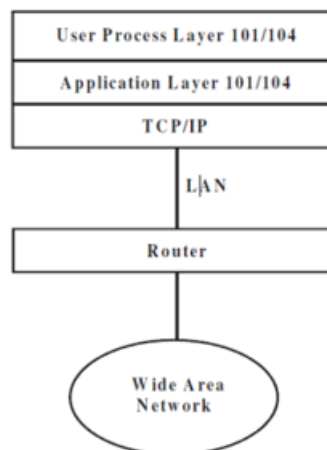


Figura 27 - Pilha de comunicação do protocolo IEC 60870-5-104 [53].

3.5. ESTRUTURA DE COMUNICAÇÃO DO PROJETO

Para possibilitar a comunicação entre os diversos equipamentos, com diferentes protocolos de comunicação, é necessária a utilização de um conversor de protocolos. Cada cela pode ter três ou quatro equipamentos de controle. Tipicamente, as que têm mais equipamentos são as celas, representadas na Figura 28, do tipo 2 (à esquerda) e tipo 4 (à direita). Estas têm para além dos relés diferenciais, também relés direcionais.

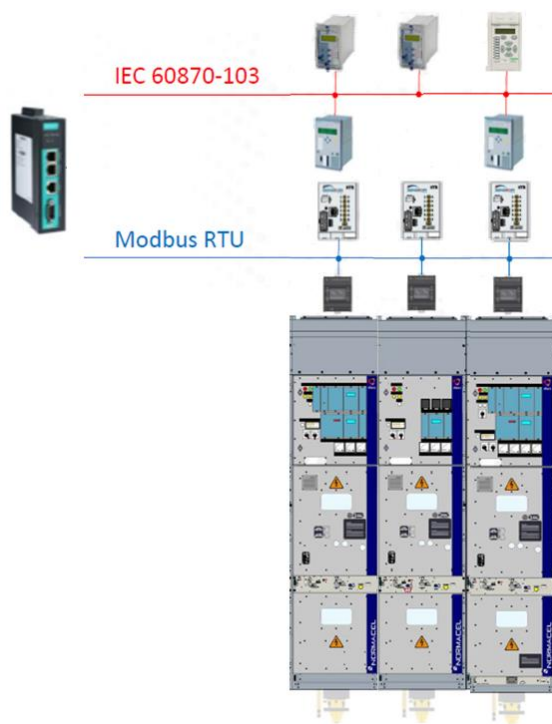


Figura 28 - Esquema tipo para comunicação entre dispositivos.

Para que haja a comunicação entre dispositivos, existem dois barramentos que são formados, sendo que os relés não se misturam com os sensores. No barramento formado pelos relés, o relé diferencial ‘repica’ para o direcional, fazendo primeiro a ligação entre eles. Depois disso, é feita a ligação do barramento formado entre relés a uma *Rear Box* colocada atrás da cela. No Anexo D, é possível observar o *layout* de todo o material integrado no CBT do painel, assim como a disposição 3D da *Rear Box*. O barramento de comunicações formado pelos relés de proteção funciona segundo o protocolo de transmissão IEC 60870-5-103, usado para a interface informativa da proteção dos equipamentos.

Seguindo a Figura 28, o barramento formado em baixo, é feito pela ligação entre os higro-termostatos e os transctores que estão ‘shuntados’ e formam um barramento de comunicação onde são aplicadas regras *Modbus*. Cada unidade tem um endereço que permite aceder ao barramento. Usando como exemplo a cela do tipo 2, na Figura 29, está representado o esquema elétrico da comunicação entre dispositivos.

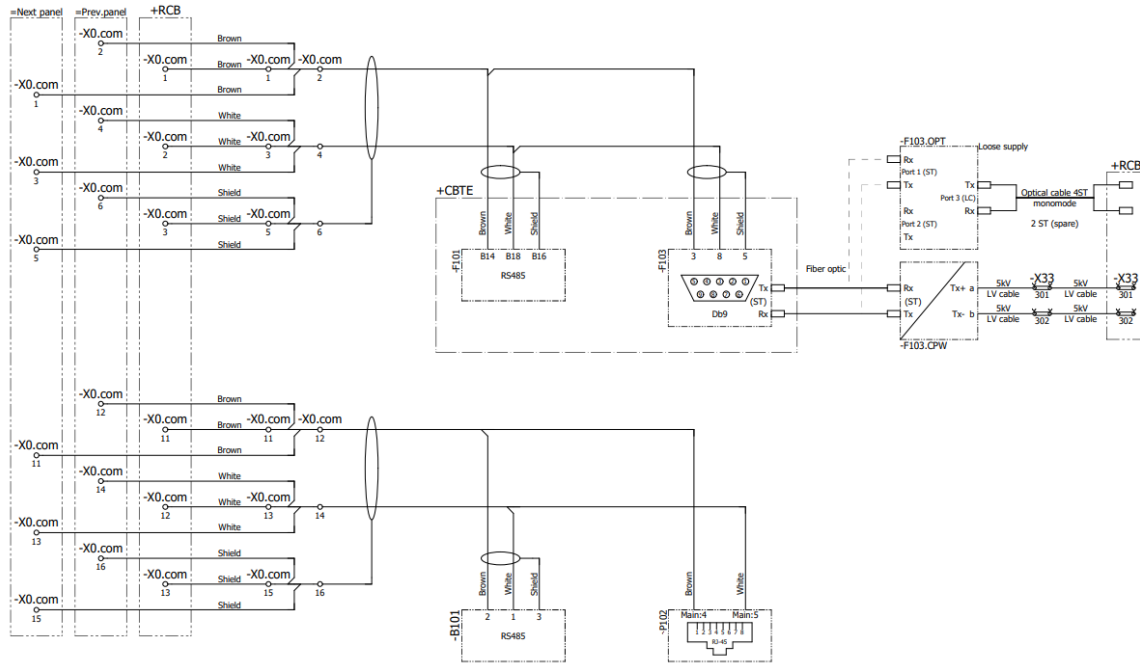


Figura 29 - Esquema elétrico da comunicação entre dispositivos para cela do tipo 2.

Para o caso da ligação formada pelos relés de proteção, em cima na Figura 29, imaginando que esta seria a última cela da cadeia, a ficha DB9 deve ser terminada de forma a garantir que está presente uma resistência terminal de 120 Ohm (Ω).

No caso dos sensores, os transctores têm duas portas cada um, sendo que é possível fazer a terminação na segunda porta, com a colocação de uma ficha RJ45 que possui na ponta a resistência. No entanto, a resistência de terminação só é necessária quando há grandes comprimentos. Como a comunicação irá ter no máximo 4 celas por Posto de Transformação (PT), não será necessária a colocação de resistência de terminação. Os dois barramentos formados pelos dispositivos de cada cela, posteriormente são ligados a um conversor Moxa. Como o protocolo *Modbus* baseado em *Ethernet* é diferente dos protocolos em série (RS232 e RS485) é necessário um *gateway* de comunicação como

ponte de integração de protocolos. Desta forma, o conversor Moxa torna-se útil na medida em que inclui portas *Ethernet* e portas série que suportam comunicação RS485. O conversor faz a tradução de forma automática e inteligente entre os protocolos *Modbus* TCP (*Ethernet*) e *Modbus* RTU (série), permitindo que o RTU baseado em *Ethernet* controle equipamentos sobre RS485 sem programação adicional.

Para uma melhor percepção, o diagrama da Figura 30, esboça a implementação do sistema de monitorização que garante a aquisição dos dados enviados pelo sistema de leitura com base em protocolos de comunicação. O centro de controlo permite verificar todos os outros equipamentos, sendo capaz de determinar os dispositivos que têm de agir perante as diferentes condições a que são expostos.

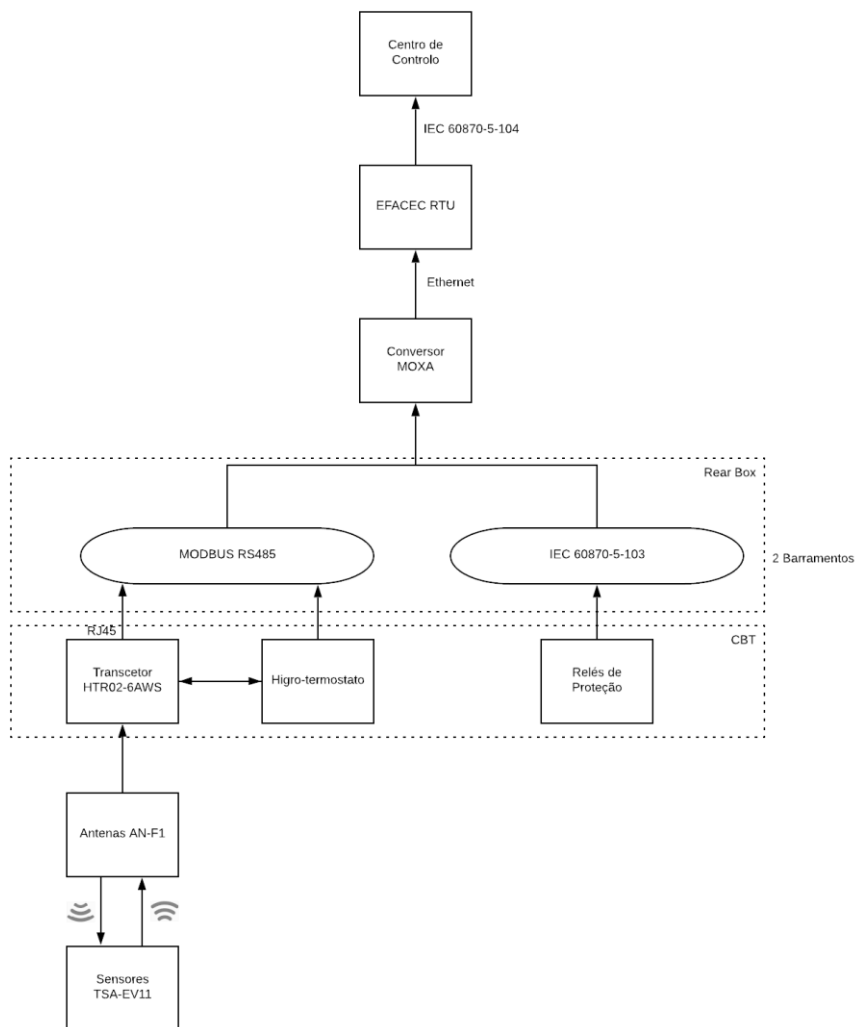


Figura 30 - Diagrama de blocos genérico do sistema de monitorização.

4. IMPLEMENTAÇÃO E TESTES

Neste capítulo irá ser abordado o hardware e software utilizado para a monitorização da temperatura das celas. Em seguida, é descrito o local de montagem de todo o equipamento necessário para a leitura da temperatura. Por último, são mostrados alguns ensaios que foram realizados para a validação da tecnologia. Esta implementação foi realizada em celas da gama Normacel.

4.1. CARACTERÍSTICAS DO HARDWARE UTILIZADO

O hardware utilizado foi desenvolvido e fornecido pela SENSEOR. Esta é uma empresa de alta tecnologia, localizada em França, que possui competências únicas no campo da sensorização. Baseada na tecnologia SAW, a empresa projeta e vende soluções para medir temperatura, pressão, tensões e análises químicas. Os sensores desenvolvidos pela SENSEOR podem ser interrogados remotamente, pois operam sem fios e não requerem baterias ou qualquer outra fonte de alimentação. Para isso, cada solução de medição compreende uma unidade de leitura (transcetor) e o sensor montado com uma antena associada [54].

Sensor SAW TSA-EV11

Utilizado e configurado por um transcetor, este sensor de última geração foi projetado especificamente para fazer medições dentro de QMT's e operar sob a influência de altas tensões e correntes.

Algumas das suas especificações já foram mencionadas na Tabela 4, no entanto podem ser visualizadas no Anexo B. Cada sensor tem associado um número para poder ser identificado. Na Figura 31, está apresentada a vista de topo do sensor, onde os caracteres

“XX” são o número referido anteriormente e que serve de referência. Para além disso, cada sensor tem um número de série dependente colocado por baixo, como representado na Figura 32, que deve ser registado antes da sua montagem no interior da cela. Isto deve-se ao facto de haver um ficheiro de calibração associado a este número de série, que tem de ser utilizado no processo de configuração [54]. Mais à frente será abordado este assunto.

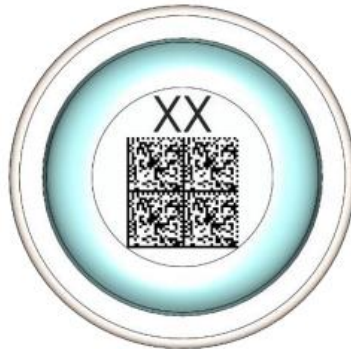


Figura 31 - Vista de topo do TSA-EV11 [54].



Figura 32 - Vista de baixo do TSA-EV11 [54].

Os sensores podem ser montados de duas formas, como representado na Figura 33. Com um parafuso na superfície de um suporte metálico (configuração à esquerda), ou com duas amarras inseridas num anel de plástico (configuração à direita). Para este projeto os sensores foram montados segundo a configuração à esquerda.



Figura 33 - Modos de montagem dos sensores [54].

Antena AN-F1

Embora a antena não seja parte do sensor SAW, é nela que se iniciam os processos que compõem a cadeia de medição.

A faixa de frequência de medição da temperatura está compreendida entre 430 a 450 MHz. O envio e recepção de sinais para o transceptor é feito a partir da ligação de um cabo coaxial. O comprimento do cabo obviamente difere do local onde as antenas são colocadas. Para o caso, serão utilizadas antenas AN-F1-295 (com um cabo de 295 cm de comprimento localizadas no compartimento de barras) e antenas AN-F1-455 (com um cabo de 455 cm de comprimento localizadas no compartimento de cabos). No Anexo C, podem ser visualizadas as especificações que esta antena apresenta. As antenas são colocadas aos pares no compartimento que se deseja fazer a medição. Cada par de antenas é capaz de fazer a leitura no máximo de seis sensores. Na Figura 34, está representado um exemplo de uma das antenas utilizadas. A antena pode ser montada com dois parafusos na superfície de uma parede metálica ou com dois ímãs que estão integrados na base das antenas [55].



Figura 34 - Antena AN-F1 [55].

Transcetor HTR02-6AWS

Esta é a unidade de leitura dedicada para monitorizar equipamentos elétricos como é o caso dos QMT's. O transcetor não se destina para instalação em compartimentos de média e alta tensão, portanto ele é colocado dentro do CBT.

O transcetor opera com uma tensão típica de alimentação de 24 V, no entanto pode operar entre os 12 V e os 36 V. Apresenta um consumo total de energia de 6 W. O recomendado é utilizar uma fonte de alimentação no mesmo compartimento que o transcetor. O diagrama da Figura 35, mostra como é recomendada a alimentação do transcetor com um disjuntor de dois polos e uma fonte de alimentação AC/DC [56].

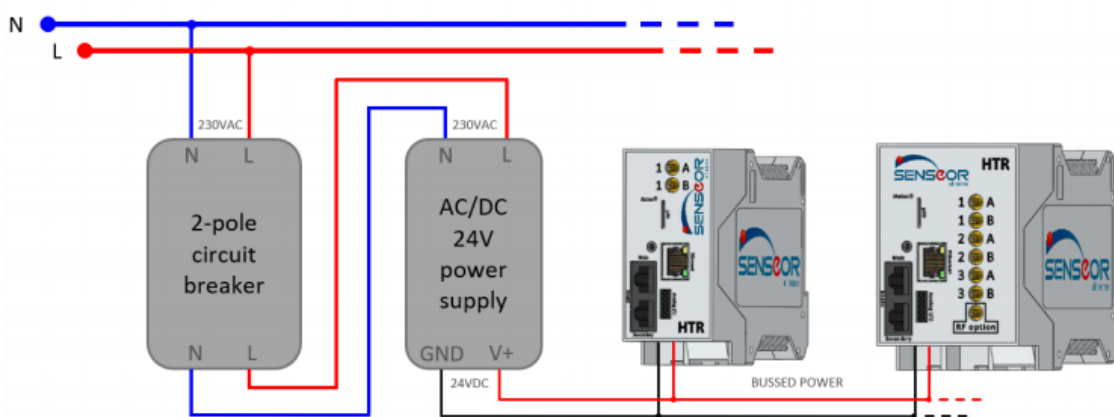


Figura 35 - Modo de alimentação do transcetor [56].

O transceptor possui uma bateria interna não recarregável de 3 V, para manter a configuração da data e hora em caso de falha de energia. Pode ser conectado à rede usando RS485 Modbus-RTU ou Ethernet Modbus-TCP.

4.2. SOFTWARE UTILIZADO PARA O SISTEMA DE MONITORIZAÇÃO

Para que seja feita uma leitura dos sensores, é utilizado o software fornecido pelo mesmo fabricante. A ferramenta de configuração da SENSEOR permite configurar o transceptor HTR02-6AWS, para adicionar e configurar os sensores SAW, configurar descargas parciais e para executar tarefas relacionadas ao comissionamento do sistema de monitorização.

No primeiro uso de verificar transceptores, o programa verifica e lista os adaptadores de rede disponíveis e ativos. Por padrão, a placa de rede selecionada tem o tipo de *Ethernet*.

A conexão Ethernet pode ser feita por conexão direta entre o computador e um transceptor, como demonstrado na Figura 36, ou com vários transceptores conectados a um switch Ethernet. Para o caso, os ensaios foram realizados com conexão direta.

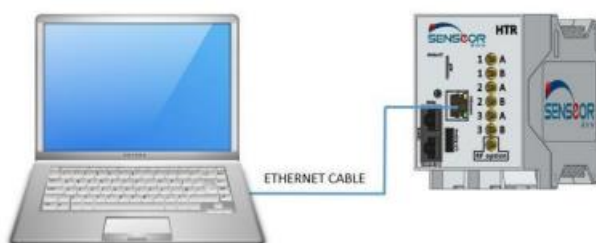


Figura 36 - Conexão Ethernet.

Após configurar o transceptor é efetuada a configuração dos sensores por grupos. No lado esquerdo da Figura 37, são colocados os sensores com o respetivo ficheiro de calibração, fornecido pela SENSEOR. Em seguida, adicionam-se os sensores ao grupo respetivo, sendo que cada grupo representa três sensores e está associado a um par de antenas. Os grupos são organizados para refletir a instalação dos sensores SAW no quadro.

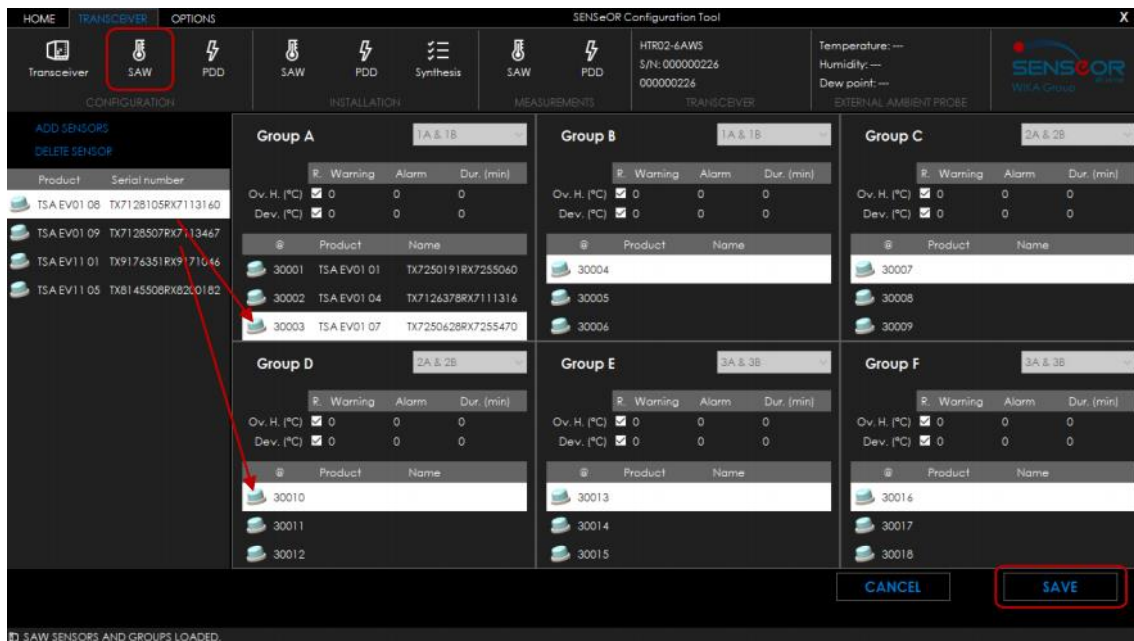


Figura 37 - Exemplo de configuração dos sensores.

Em seguida, depois de guardar a configuração, deve ser feito o comissionamento para cada um dos sensores. Neste processo de comissionamento, é feito um diagnóstico avançado para cada sensor. No fim, é apresentado um gráfico que representa o sinal de RF da resposta do sensor para oito ‘*working points*’ (uma cor por ponto de trabalho, de ‘A’ a ‘H’). O eixo xx representa a frequência (Hz), enquanto o eixo yy representa o nível do sinal (amplitude). O sistema apresenta três pontos a serem validados:

- O valor ‘mMFR’ representa a qualidade do fator de forma de comunicação do sensor. Este valor deve ser maior do que o valor 10.
- ‘Desvio padrão de frequência define o desvio em Hz, em comparação com a frequência de referência do produto. Este valor deve ser abaixo de 1500.
- O valor ‘Power Tx’ mostra a potência de RF emitida em dBm, enviada pelo transceptor para interrogar o ressonador.

Por fim, é apresentado o estado do sensor, o ‘*working point*’ recomendado e a temperatura estimada. O cálculo do ponto de trabalho recomendado é fornecido automaticamente pelo software, sendo que o utilizador apenas fica encarregue de selecionar o ponto, tendo sempre em consideração os três pontos mencionados acima. Este processo de comissionamento está representado na Figura 38, como exemplo.

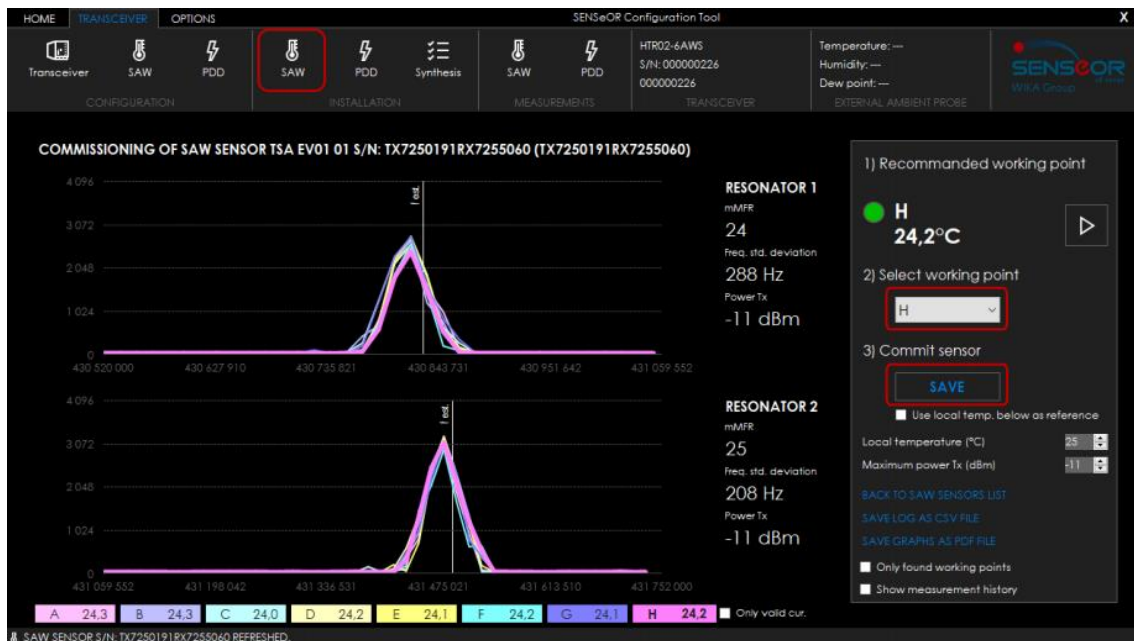


Figura 38 - Display mostrado no fim de comissionamento de um sensor.

Todo este processo, desde a configuração do transceptor até ao fim do comissionamento de todos os sensores, veio a revelar-se ser bastante demoroso. Tal processo não seria exequível, quando são desenvolvidas centenas de celas com vários sensores. Para isso, foi imediatamente discutido métodos e desenvolvimentos futuros que permitissem minimizar o tempo de intervenção para o comissionamento.

4.3. LOCAL DE MONTAGEM

Antes de se efetuar a montagem de todo o hardware, foi necessário prever qual o melhor local e a melhor posição para colocar os sensores e antenas. Para tal, em conjunto com a equipa foram realizados os estudos e desenhos em 3D, para melhor perceção do local dos equipamentos, assim como, por onde iriam passar os cabos das antenas. Para a medição da temperatura de cada cela foram previstos o uso de 9 sensores e 2 pares de antenas, segundo a tabela da Figura 39.














SENSeOR Components			PANEL A			
Low Voltage compartment	Platform	Type HTR02	GAWS			
		Part Number	SN ABC-WXYZ			
		IP address	10.200.X.YZ			
	HMI	Type				
BUSBAR	Probe Antennas	Type AN-F1	295	295		
		Connexion Ports [Platform]	 1A - 1B 			
	MainBus	SAW Temp Sensor	Type TSA EV11			
			Reference			
			Part Number			
	Upper Bushings	SAW Temp Sensor	Type			
			Reference	2	4	6
			Part Number			
	CABLE	Probe Antennas	Type AN-F1	455	455	
			Connexion Ports [Platform]	 2A - 2B 		
Lower Bushings		SAW Temp Sensor	Type TSA EV11			
			Reference	7	9	11
			Part Number			
Cable Junctions		SAW Temp Sensor	Type TSA EV11			
			Reference	1	3	5
			Part Number			

Figura 39 - Disposição dos dispositivos de medição.

Como é possível verificar na Figura 39, os sensores ficaram localizados da seguinte forma:

- 3 sensores no Compartimento de barramento + 1 par de antenas;
- 6 sensores no Compartimento de cabos + 1 par de antenas.

Para o caso dos sensores que ficam localizados no Compartimento de Barramento, a sua posição pode ser visualizada, segundo a Figura 40. Como é possível verificar, os três sensores serão colocados na cloche superior.

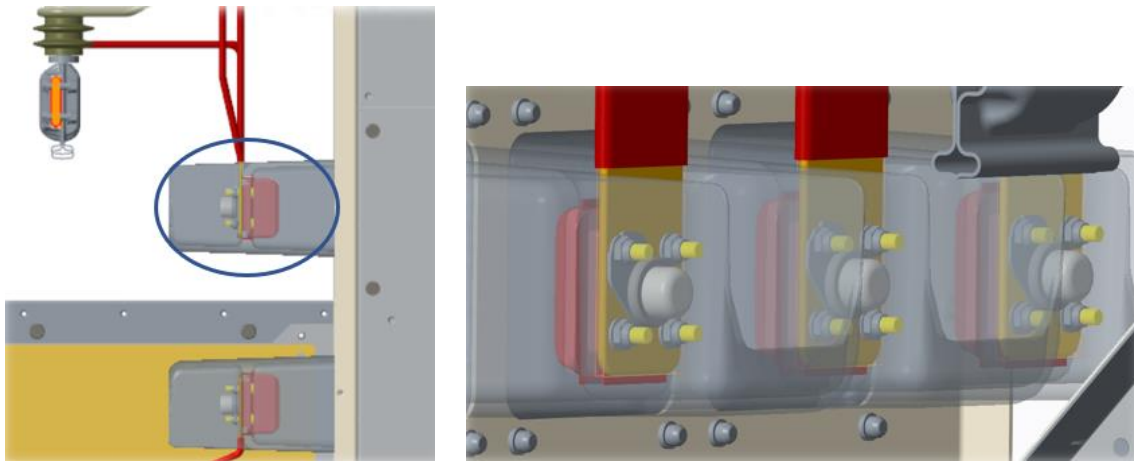


Figura 40 – Localização dos sensores no Compartimento de Barramento (Vista lateral e frontal).

Neste compartimento também fica localizado um par de antenas. A ligação das antenas ao transceptor, que fica localizado dentro do CBT, é feita segundo traçado a azul da Figura 41. O cabo das antenas passa por uma conduta de escape e gases e liga ao transceptor.

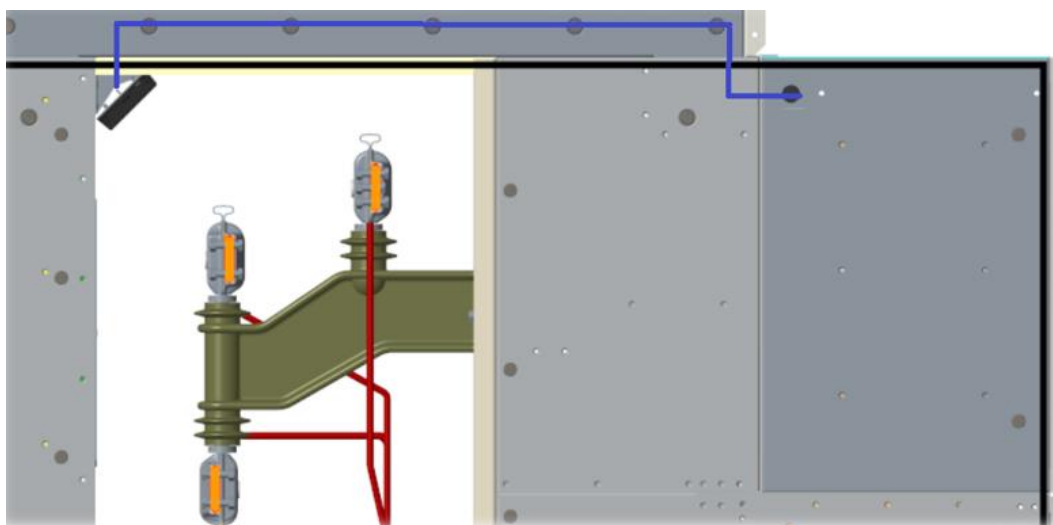


Figura 41 - Ligação das antenas do Compartimento de Barramento ao transceptor.

Para os restantes sensores que ficam localizados no Compartimento de Cabos são colocados três na cloche inferior (Figura 42) e os outros três na junção onde o cliente aperta os cabos (Figura 43).

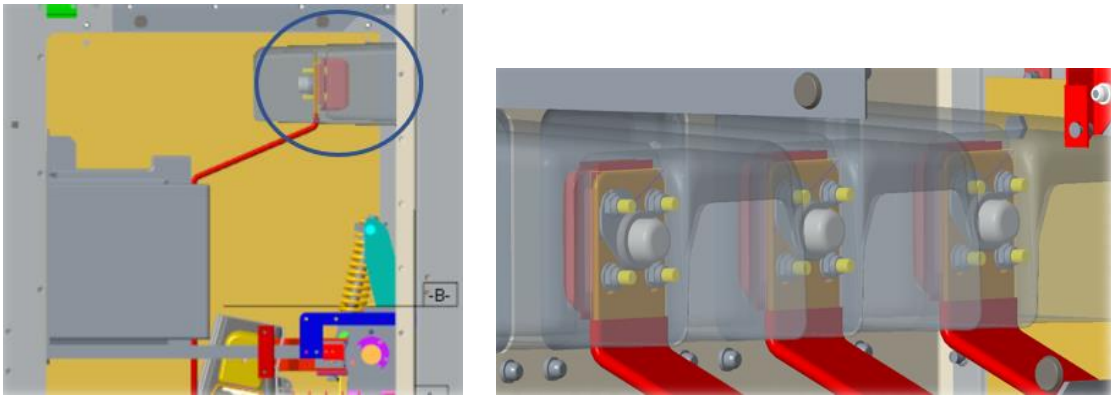


Figura 42 - Localização dos sensores na cloche inferior (Vista lateral e frontal).

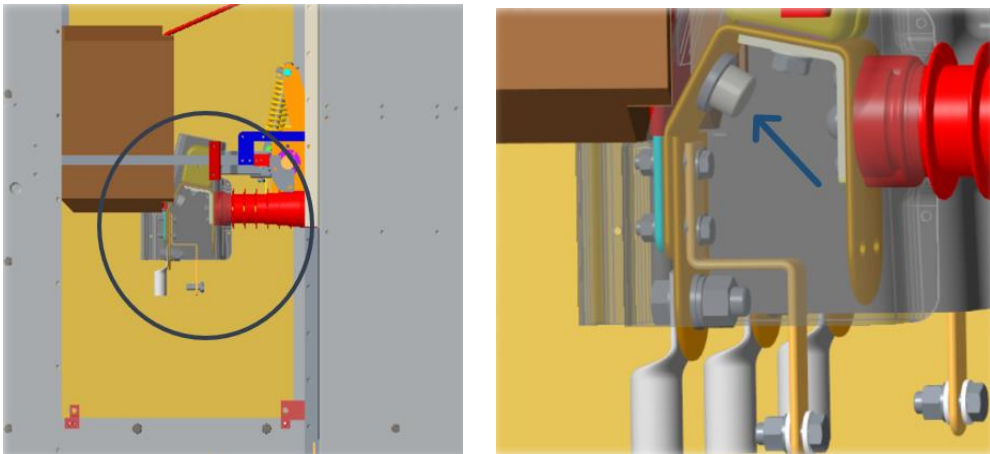


Figura 43 - Localização dos sensores nos cabos (Vista lateral e frontal).

O segundo par de antenas fica localizado por baixo do Barramentos de Cabos, uma antena em cada um dos lados, como demonstrado na Figura 44.

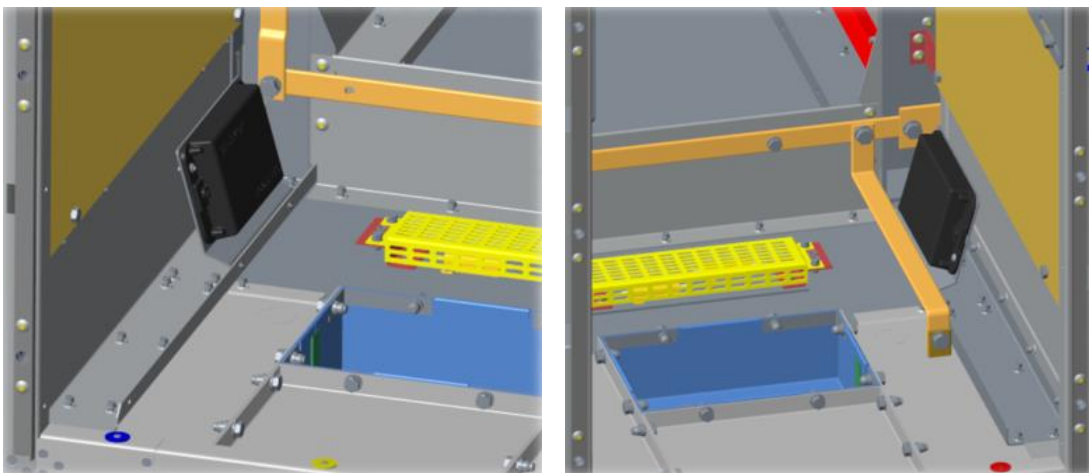


Figura 44 - Posição das antenas no Compartimento de Cabos.

No caso destas antenas, como a sua localização é mais distante que as anteriores, o comprimento do cabo é maior e irá passar por trás da cela até ao CBT, tal como representado pela seta da Figura 45.

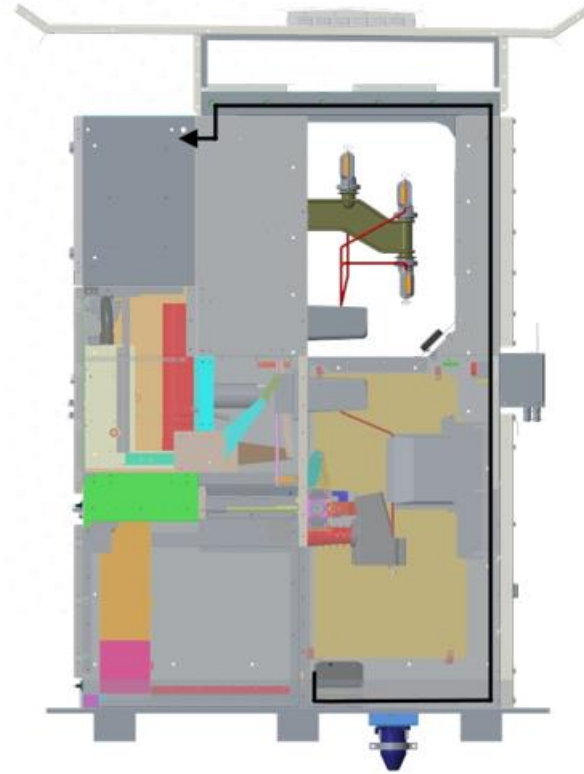


Figura 45 - Ligação das antenas do Compartimento de Cabos ao transceptor.

Na Figura 46 é apresentado o esquema elétrico relativo à sensorização e deteção dos pontos de aquecimento da cela. As antenas do Compartimento de Barramento ligam aos terminais 1A e 1B do transceptor (P102) e as antenas do Compartimento de Cabos ligam aos terminais 2A e 2B.

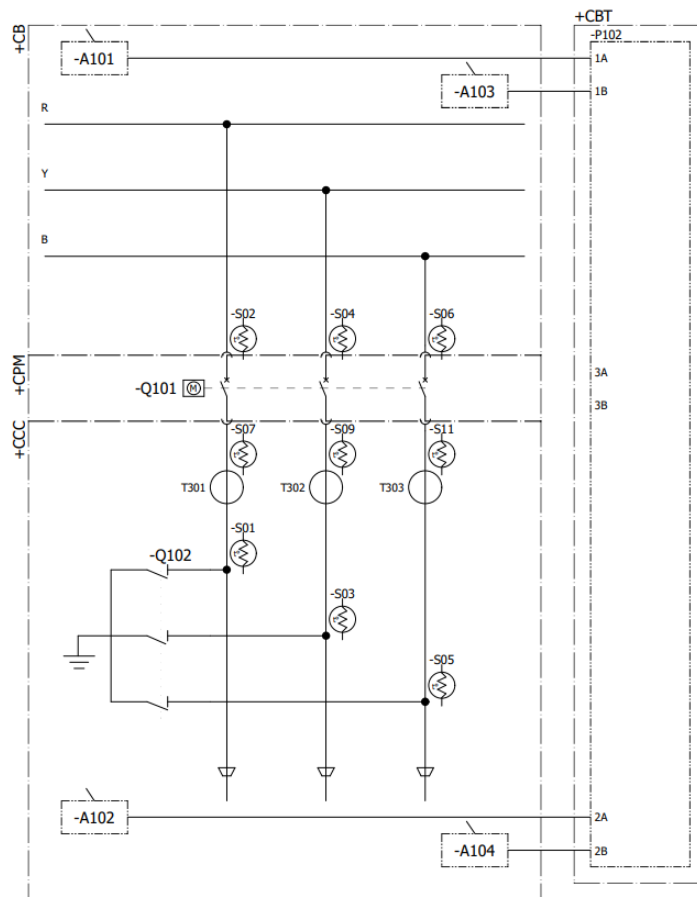


Figura 46 - Esquema elétrico do sistema de monitorização.

4.4. TESTES REALIZADOS

O primeiro ensaio realizado foi em fábrica na Efacec, com o suporte técnico remoto dos fornecedores dos sensores, a SENSEOR. O objetivo desta primeira sessão de testes passou por rever a instalação dos sensores de temperatura SAW e antenas dentro das celas, assim como comissionar os sistemas com a ferramenta de configuração SENSEOR. A configuração utilizada para os testes pode ser visualizada na Figura 47. A partir desta sessão, foram propostas algumas recomendações para os próximos testes e para a instalação final.

EFACEC
KAHRAMAA
CD200

TESTSPORTO

		PANELS REFERENCES		PANEL A	PANEL B	PANEL C
Low Voltage compartment	Platform	Type HTR02		6AWS	6AWS	6AWS
		Part Number		10000374	10000329	10000337
BUSBAR	Upper Bushings	Probe Antennas	Type AN-F1	295	295	295
			Connexion Ports [Platform]	1A - 1B	1A - 1B	1A - 1B
		SAW Temp Sensor	Type TSA EV11			
			Reference	02	04	06
CABLE	Lower Bushings	Probe Antennas	Type AN-F1	295	455	295
			Connexion Ports [Platform]	2A - 2B	2A - 2B	2A - 2B
	SAW Temp Sensor	Type TSA EV11				
		Reference	07	09	11	
	Cable Junctions	SAW Temp Sensor	Type TSA EV11			
			Reference	01	03	05

Figura 47 - Configuração para testes.

Verificação da configuração do *hardware*

- **Transcetor HTR02-6AWS**

Um dos transdutores SAW (ref. HTR02-6AWS SN10000337) não estava a funcionar depois de ligado: antes dos testes para a sessão, esta plataforma SAW foi alimentada por uma fonte de alimentação de 48 Vdc que está acima do máximo aceitável (36 Vdc), o que provocou a danificação do equipamento.

Para a instalação final, a alimentação das plataformas SAW será de 30 Vdc, sendo que devemos confirmar sempre que a alimentação não excede os 36 Vdc. Os testes foram realizados com as restantes 2 plataformas SAW no painel A e painel B. Na Figura 48, é demonstrada a instalação do transcetor no interior do painel A.

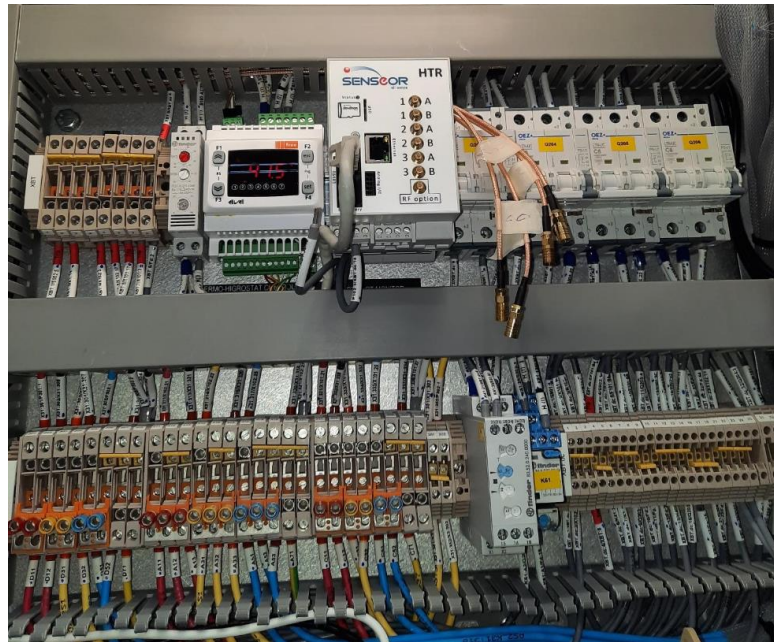


Figura 48 - Transcetor HTR02-6AWS colocado no interior do CBT.

- **Antenas AN-F1**

Durante os testes, alguns sensores não foram detetados pela ferramenta de configuração SENSEOR. O motivo foi que algumas antenas não estariam conectadas nas portas corretas do transcetor. A verificação das conexões das antenas foi posteriormente realizada e corrigida.

- **Sensores de temperatura SAW TSA-EV11**

Em cada painel, os sensores de temperatura SAW foram instalados de acordo com as referências (02, 04, 06, ...) mostrado na Figura 47. Os sensores colocados no terminal de cabos (referências 01, 03 e 05) são fixados diretamente com um parafuso no condutor: durante os testes, os sensores “01” e “05” no painel A não estavam a responder. Substituindo-os por novos sensores, foram obtidas respostas. Para a instalação final, ficamos alertados que a fixação dos sensores deve ser anotada no procedimento de instalação. Além disso, antes da instalação no painel, os números de série dos sensores devem ser recolhidos e registados: este número de série, como referido anteriormente, é usado para identificar o ficheiro de calibração para cada sensor (o que permite obter a medição de temperatura).

Para os testes, como os números de série dos sensores não eram conhecidos, usamos ficheiros de calibração considerando apenas a referência do sensor (02, 04, 06 ...). A consequência foi que a temperatura dada pelos sensores não estava correta.

Compartimento de Barramento

Para o compartimento de barramento os sensores e antenas foram instalados de acordo com a Figura 49 e a Figura 50.



Figura 49 - Sensores ref02, 04 e 06



Figura 50 - Antenas no Compartimento de barramento.

Como as mesmas referências de sensores são instaladas no compartimento de barramentos de cada painel, sem separação entre os painéis, as interferências entre os sensores foram visíveis. No entanto, a ferramenta de configuração SENSEOR pode detectar o sinal correto e sugerir-lo durante o comissionamento. Como é possível verificar abaixo, na Figura 51, o exemplo do sensor “ref 04” no painel A (a temperatura não está correta porque o número de série não era conhecido).



Figura 51 - Comissionamento do sensor “ref 04” no Compartimento de barramento.

Compartimento de cabos

Para o compartimento de cabos os sensores foram instalados de acordo com a Figura 52 e a Figura 53. As antenas que suportam os 6 sensores que estão instalados no compartimento de cabos podem ser visualizadas na Figura 54.

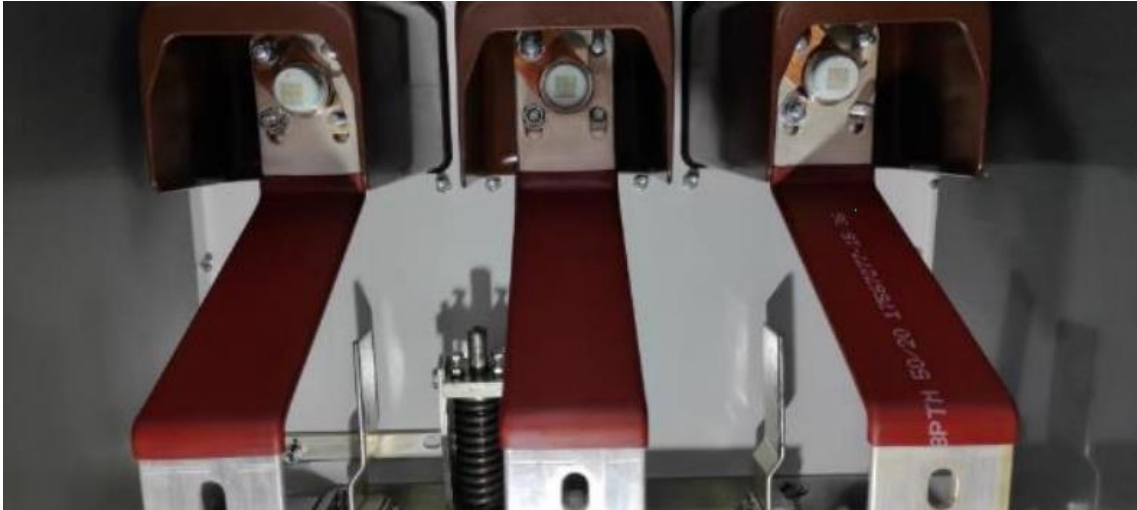


Figura 52 - Sensores "ref" 07, 09 e 11.



Figura 53 - Sensores "ref" 01, 03 e 05.



Figura 54 - Disposição das antenas no Compartimento de cabos.

Depois de verificar as conexões das antenas e substituir os sensores que haviam sido danificados no início do ensaio do painel A (sensores “ref” 01 e 05), os sinais eram bons para todos os sensores no compartimento de cabos.

Após terminar o ensaio com o suporte remoto dos fornecedores e seguindo algumas recomendações que nos foram dadas, retiraram-se os sensores para obter o número de série correspondente a cada um. Além disso, substituiu-se os sensores que estariam danificados (01 e 05).

Em relação ao transceptor danificado, acabamos por ter problemas nos restantes. Mesmo o que estava a funcionar corretamente durante o teste, acabou por ficar danificado. Na Figura 55, é possível verificar que o transceptor sendo alimentado por 30 Vdc, tensão recomendada pela SENSEOR, não ligava.



Figura 55 - Transcetor alimentado com 30 Vdc.

Desta forma, foram realizados alguns testes para perceber qual o problema que ocorreu nos transcetores que deixaram de funcionar. No painel A (cela à esquerda) não houve problemas no transcetor, isto porque não ocorria descarga elétrica para a terra, pois esta cela estava isolada da terra. No entanto, no painel A, ao conectar as antenas que estavam colocadas no Painel B (cela do meio), ocorria descarga para a terra, isto porque a cela foi conectada à terra e as antenas estavam conectadas à cela.

Nesta cela do meio, ocorre a descarga para a terra, pois este painel foi conectado à terra e o transcetor HTR02 estaria conectado à cela por aterramento em calha DIN, como representado na Figura 56, quando inserido nesta estrutura sobre a qual é fixado o transcetor e outros componentes elétricos neste tipo de instalações.

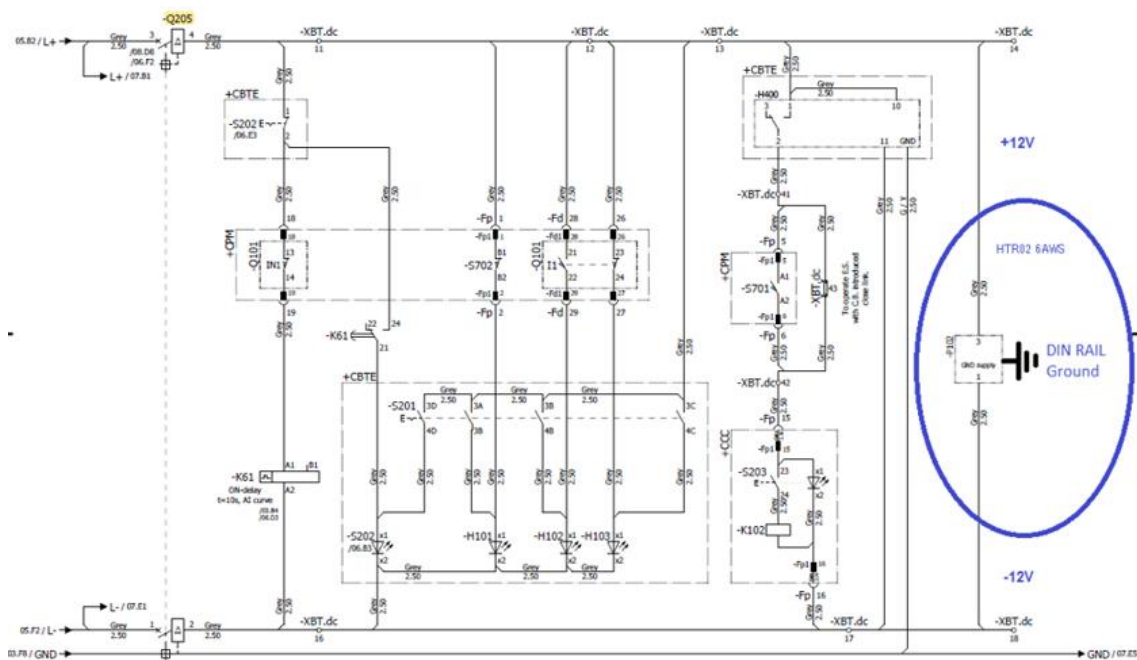


Figura 56 - Alimentação do transceptor com aterramento em calha DIN.

Retirando o HTR02 da cela e alimentando-o diretamente pela frente, concluímos que o transceptor está a introduzir tensão na terra dos painéis, como é possível verificar na Figura 57. Isto acontece precisamente pelo seu aterramento em calha DIN e/ou pela conexão das antenas. E, uma vez que as fontes de alimentação existentes nas subestações possuem regimes de terra com tensões simétricas e ponto média à terra, a alimentação do aparelho foi efetuada de acordo com este pressuposto, ou seja, +100 Vdc (polo negativo) e +130 Vdc (polo positivo). Isto provocou um defeito interno no dispositivo, provavelmente exacerbado por falha de isolamento do aparelho quando se ligou o condutor de terra (provocando a injeção de duas tensões de ~130 V no seu interior).

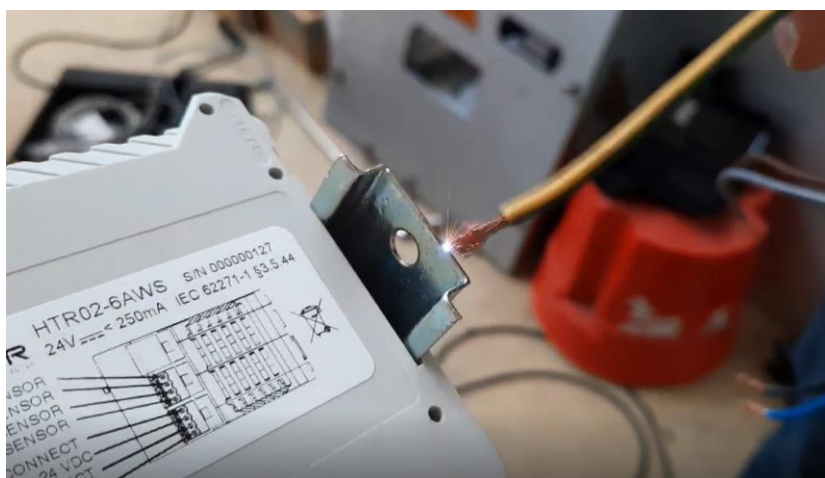


Figura 57 - Descarga elétrica para a terra.

Para resolver este problema, colocou-se uma fonte auxiliar externa, demonstrada na Figura 58, para alimentar o transceptor. Esta fonte externa permitia atender às especificações dos transceptores (0 Vdc, +U Vdc) e não, -U Vdc, +U Vdc.



Figura 58 - Fonte externa para alimentação do HTR02.

Para os sensores com defeito, não encontramos nenhum dano que eventualmente podia ter sido causado pelos parafusos de fixação.

Esta primeira fase de testes foi importante para avaliar se o sistema seria exequível. Numa primeira abordagem, verificou-se que a fase de comissionamento era bastante demorada. Desta forma, devia ser encontrada uma solução para minimizar o tempo de intervenção para o comissionamento. Nesta primeira sessão de testes, apenas utilizamos a temperatura ambiente como referência que nos permitia certificar que a leitura que os sensores estavam a fazer estava de acordo com a realidade. Numa fase seguinte, que irá ser demonstrada em seguida, foram realizados ensaios de aquecimento em laboratório para podermos avaliar a evolução da temperatura e a correta leitura que os sensores faziam.

Nesta segunda fase de testes fez-se o ensaio de aquecimento ao Normacel 12 kV a 630 Aac com monitorização da temperatura através dos sensores SENSEOR. Esta sessão visa a comparação direta dos valores medidos pelos sensores incorporados com os termopares que foram colocados. Foram realizadas as seguintes iterações:

- 1ª iteração – Terminais de cabos com caixas isolantes;

- 2ª iteração – Terminais de cabos sem caixas isolantes.

Na Figura 59, estão identificados os pontos de leitura de temperatura com a localização dos sensores e dos termopares.

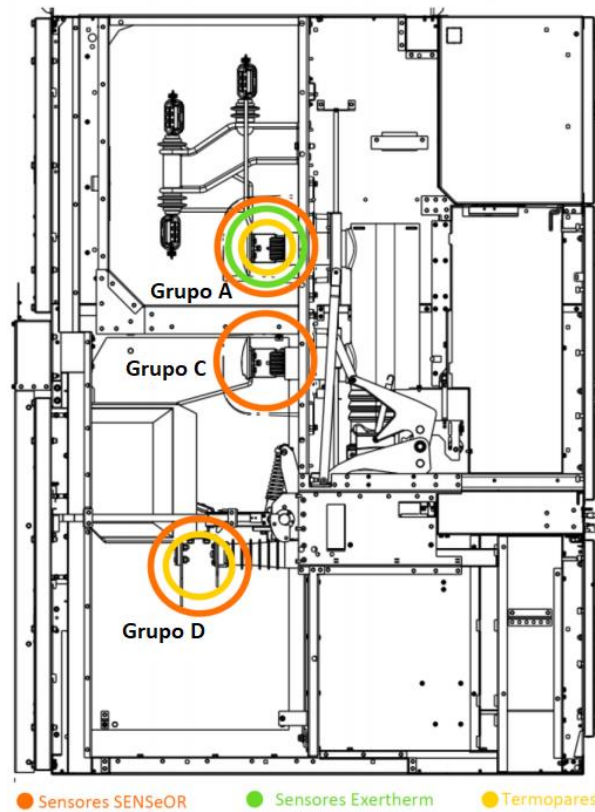


Figura 59 - Desenho exemplificativo da localização geral dos instrumentos de medida.

Os termopares são sensores de temperatura simples e amplamente utilizados nos mais variados processos de medição de temperatura. São constituídos por dois metais distintos unidos numa das extremidades. Quando há uma diferença de temperatura entre a extremidade unida e as extremidades livres, verifica-se o surgimento de uma diferença de potencial que pode ser medida por um voltímetro. Nos testes realizados foram utilizados termopares na cloche superior (Grupo A) e nos cabos (Grupo D). Na Figura 60, é possível verificar o uso dos termopares, neste caso para o Grupo A.



Figura 60 - Termopares utilizados junto à cloche superior.

Resultados

Para a obtenção dos resultados foram registados os valores da temperatura lida por cada sensor e termopar de 30 em 30 minutos. A meio do ensaio realizou-se a segunda iteração para verificar se havia diferenças. Os valores lidos pelos sensores da SENSEOR e pelos termopares podem ser visualizados na Tabela 5 e na Tabela 6, respetivamente.

Tabela 5 - Temperaturas registradas pelos sensores SENSEOR.

Set up: (1ª Iteração) Terminais de cabos com caixas isolantes	SENSeOR		09h22	09h52	10h22	10h52	11h22	Set up: (2ª It.) Remoção das caixas isolantes dos terminais de cabos	14h44	15h14	15h44	16h14
	Grupo A Cloche Superior	L1		26,2	32,4	36,2	39,9		42,7		33,8	39,9
L2			26,0	32,4	37,3	38,9	44,1		34,1	39,6	43,3	46,5
L3			24,3	30,6	35,6	38,8	42,0		32,8	38,3	41,9	44,8
Grupo C Cloche Inferior	L1		25,8	32,2	37,9	41,2	44,4		34,5	41,1	45,1	47,8
	L2		25,5	33,2	38,2	41,9	45,3		35,0	41,8	46,0	48,6
	L3		25,7	32,5	37,7	41,1	44,2		34,4	40,8	44,7	47,5
Grupo D Cabos	L1		26,0	32,6	37,7	39,9	41,8		31,3	37,5	40,7	42,5
	L2		25,8	32,9	37,8	40,0	42,1		31,5	37,4	41,0	42,7
	L3		24,6	31,2	35,8	38,0	39,8		29,3	34,3	37,6	39,2

Tabela 6 - Temperaturas registradas pelos termopares.

Termopares		SENSeOR	09h22	09h52	10h22	10h52	11h22	Set up: (2ª It.) Remoção das caixas isolantes dos terminais de cabos	14h44	15h14	15h44	16h14
Cloche superior	L1	A	28,0	33,7	38,0	41,2	43,8			35,5	41,1	44,4
	L2		27,8	33,4	37,5	40,6	43,4		35,5	40,8	43,9	46,6
	L3		27,1	32,5	36,6	39,8	42,6		35,1	39,8	43,0	45,5
Cabos	L1	D	24,2	30,4	34,4	36,8	38,6		29,4	34,2	37,0	39,1
	L2		24,3	30,4	34,2	36,5	38,2		29,3	34,1	36,6	38,6
	L3		24,0	29,8	33,7	35,9	37,5		28,3	32,5	35,0	36,6
Temp. Amb. Compartimento BG			22,2	24,9	27,6	29,6	31,8		28,9	31,0	32,6	34,4
Temp. Amb. Compartimento Cabos			-	-	-	-	-		23,1	23,6	24,0	24,6
Temp. ambiente externa			20,1	20,2	20,4	20,5	20,6		21,3	21,3	21,3	21,6
			20,3	20,4	20,5	20,6	20,7		21,4	21,4	21,4	21,6
			20,1	20,2	20,4	20,5	20,5		21,0	21,0	21,0	21,4

Por fim, de forma a obter uma comparação direta, na Tabela 7, está representada a diferença de temperatura lida entre os sensores SENSEOR e os termopares, em graus.

Tabela 7 - Diferença dos valores lidos entre sensores SENSEOR e termopares.

Termopares	SENSeOR	09h22	09h52	10h22	10h52	11h22	14h44	15h14	15h44	16h14
Cloche Superior	A	1,8	1,3	1,8	1,3	1,1	1,7	1,2	1,5	1,4
		1,8	1,0	0,2	1,7	-0,7	1,4	1,2	0,6	0,1
		2,8	1,9	1,0	1,0	0,6	2,3	1,5	1,1	0,7
Cabos	D	-1,8	-2,2	-3,3	-3,1	-3,2	-1,9	-3,3	-3,7	-3,4
		-1,5	-2,5	-3,6	-3,5	-3,9	-2,2	-3,3	-4,4	-4,1
		-0,6	-1,4	-2,1	-2,1	-2,3	-1,0	-1,8	-2,6	-2,6

Para o Grupo A, a diferença de temperatura registada é em média de 1,2 graus, enquanto que no Grupo D a diferença é de -2,6 graus. Esta discrepância que se verifica principalmente no Grupo D, deve-se à posição mais distante dos termopares em relação aos sensores, como é demonstrado na Figura 61.

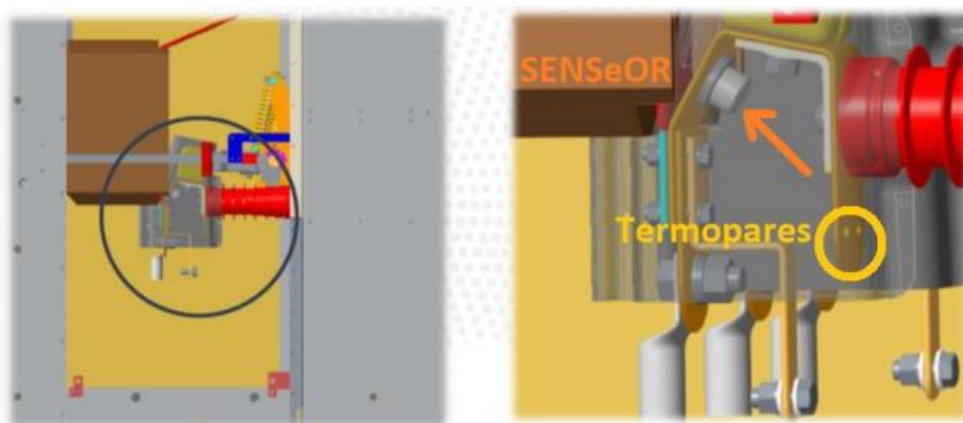


Figura 61 - Localização dos sensores e termopares no Grupo D.

Para uma melhor perceção dos valores obtidos, nos gráficos da Figura 62 e Figura 63, pode ser visualizada a temperatura lida pelos instrumentos de medida para o Grupo A e

Grupo D, respetivamente, para uma das fases. Também é visível a evolução da diferença de temperatura registada entre os sensores e os termopares.

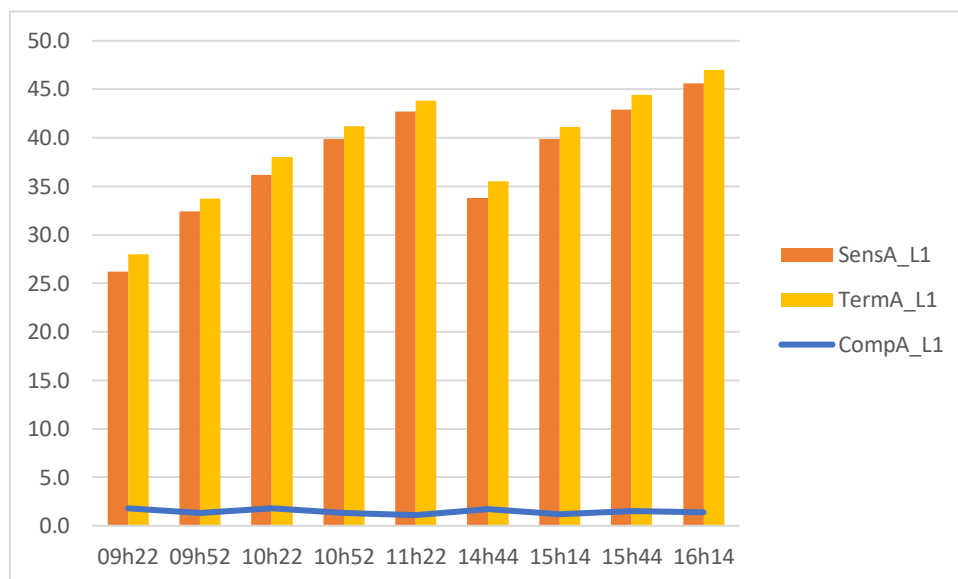


Figura 62 - Temperatura registada para o Grupo A.

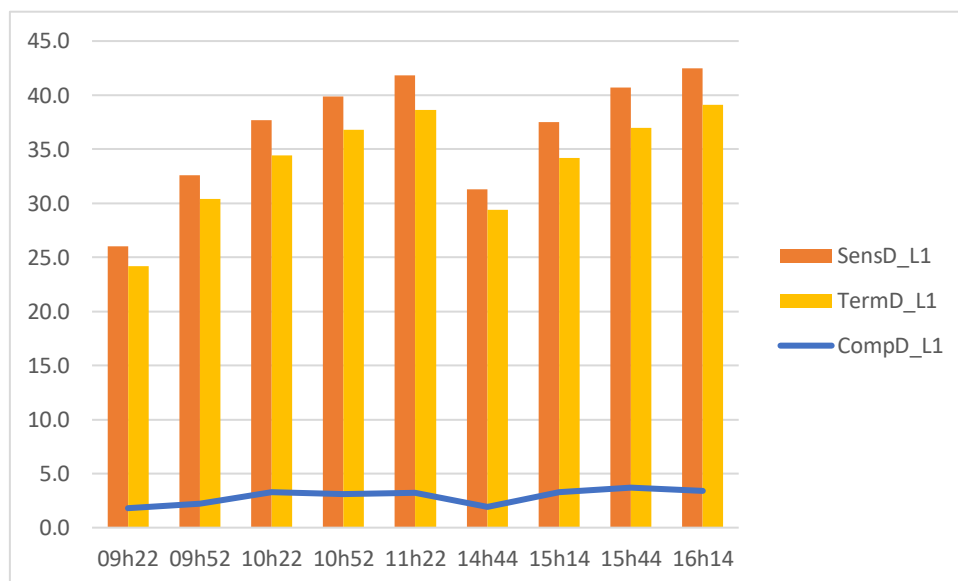


Figura 63 - Temperatura registada para o Grupo D.

Este ensaio permitiu concluir que a conexão dos sensores foi realizada corretamente e a sua leitura está em concordância com os valores lidos pelos termopares. Também foi importante para verificar o comportamento dos sensores durante aproximadamente 7 horas, submetidos a uma corrente de 630 A. Tendo em conta que este ensaio fica mais próximo do que virá ser a realidade com estes sensores de temperatura, o resultado final

revelou ser positivo com o objetivo principal a ser alcançado, a correta leitura dos sensores sem variações indesejadas.

5. CONCLUSÕES E DESENVOLVIMENTOS FUTUROS

5.1. CONCLUSÕES

Os Painéis de Distribuição de Média Tensão são essenciais para uma eficaz e segura distribuição de energia elétrica, permitindo que esta chegue a todos os pontos geográficos. Com o avanço da tecnologia, existem soluções inteligentes com a capacidade de recolher dados, enviá-los para qualquer entidade capaz de os analisar e tomar as medidas necessárias.

A realização do estágio foi fundamental para uma aprendizagem mais sólida do que já tinha sido adquirido na teoria ao longo do percurso académico, tendo um impacto crucial para o início do percurso profissional.

Numa primeira fase do projeto, foram estudados os produtos que existem atualmente na Efacec. Para isso, foram assimiladas as várias noções sobre a sua estrutura, o modo como opera, as suas características técnicas e elétricas e os equipamentos que fazem parte de

uma cela tipo. Com este estudo feito, foi iniciada a pesquisa relativamente à importância de monitorizar a temperatura no interior das celas e que sensores se enquadravam melhor para a identificação de *hot-spots*.

Na segunda fase do projeto, definiu-se a arquitetura do sistema sendo as principais preocupações os pontos em que iriam ficar localizados os sensores e antenas, a aquisição de dados e o envio dos mesmos para o sistema SCADA. Foi assim, desenhado como habitual o esquemático do projeto, com a comunicação da unidade de leitura de temperatura, higró-termostatos e dispositivos de proteção com o sistema de supervisão e aquisição de dados.

Relativamente ao *hardware* (sensores, antenas e transceptor) e *software* utilizado, este foi adquirido à SENSEOR que acompanhou os ensaios e o projeto desde o início. Ao longo dos ensaios foram surgindo algumas dificuldades que acabaram por ser ultrapassadas.

Cada sensor tem um número de série. Para cada número de série existe um ficheiro de calibração que permite fazer a configuração de cada sensor no *software*. No primeiro ensaio, não eram conhecidos os números de série pelo que usou-se os ficheiros de calibração tendo em consideração a referência do sensor. Como consequência, a temperatura lida pelos sensores não era a correta. Para além disto, estes ensaios revelaram ser bastante demorosos no que toca à fase de comissionamento dos sensores. Em conjunto com a SENSEOR, conseguiu-se obter novas unidades de leitura já com os ficheiros de calibração importados para cada sensor o que permitiu minimizar bastante o tempo de comissionamento.

Conclui-se também que teria de ser usada uma fonte externa para a alimentação do sistema de monitorização para conseguir o isolamento entre o transceptor e os restantes equipamentos da componente ativa das celas. Numa fase posterior, já nos ensaios de aquecimento com uma corrente de 630 A, e fazendo os testes para diferentes iterações, a resposta e leitura dos sensores foi bastante positiva, indo ao encontro do que era pretendido.

Para além de seguir este projeto, inicializei as funções de responsável técnico de várias encomendas ligadas à distribuição primária e secundária. Isto permitiu aprofundar

conhecimentos em vários campos, tais como: na distribuição primária/secundária, desenvolver capacidades de interpretação e cálculo recorrendo ao PTC Creo e AutoCAD; conhecimento de ferramentas internas da Efacec; alargar conhecimento a nível laboratorial; interação com clientes e fornecedores. Desta forma, foi possível perceber como funciona uma empresa de grande importância nacional.

5.2. DESENVOLVIMENTOS FUTUROS

Com o objetivo prioritário conseguido deste projeto, a monitorização da temperatura das celas de média tensão passa a ser uma mais valia a incluir em projetos futuros. Neste momento, inclusive, já foi testado e fornecido este sistema no Normafix, gama de produtos ligada à distribuição secundária e mencionada no trabalho. Uma vez que estes protótipos foram desenvolvidos para um parceiro no Qatar, espera-se que a comunicação com a estação de trabalho deles seja conseguida e que a inspeção dos protótipos apresente os mesmos resultados ensaiados em fábrica.

Quanto ao sistema em si, apesar de obtermos uma melhoria no tempo de comissionamento dos sensores, espera-se automatizar ainda mais esta tarefa, permitindo que a fase de comissionamento seja feita sem intervenção dos operadores quer na fase de testes, quer no local da instalação.

Relativamente às tarefas ligadas à Efacec, espera-se dar continuidade às funções técnicas, neste início de percurso profissional, tendo em vista o acompanhamento de perto de novos projetos e ensaios que tiveram um papel fundamental para uma melhor aprendizagem e perceção dos conceitos.

Referências Bibliográficas

- [1] R. F. Silva, “Trilhamento Elétrico sobre Materiais Poliméricos pela Análise da Energia Absorvida devido a Descargas Elétricas Superficiais,” Universidade Federal do Paraná, 2014.
- [2] R. Brito, “Análise Dielétrica de Celas de Média Tensão,” Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, 2014.
- [3] M. W. Hoffmann *et al.*, “Integration of novel sensors and machine learning for predictive maintenance in medium voltage switchgear to enable the energy and mobility revolutions,” *Sensors (Switzerland)*, vol. 20, no. 7, pp. 1–24, 2020.
- [4] Efacec, “Quem Somos,” 2021. [Online]. Available: <https://www.efacec.pt/quem-somos/>. [Accessed: 16-Mar-2021].
- [5] Efacec, “Press Kit,” 2021. [Online]. Available: <https://www.efacec.pt/press-kit-comunicados-imprensa/>. [Accessed: 16-Mar-2021].
- [6] P. C. Garrido, “Desenvolvimento e Conceção de Painel de Distribuição de Média Tensão,” Instituto Superior de Engenharia de Coimbra, 2017.
- [7] Efacec, “Aparelhagem,” *Prod. e Soluções Aparelhagem*, 2021.
- [8] Efacec, “Aparelhagem de Alta e Média Tensão,” *Portefólio de Soluções*, 2021.
- [9] B. Pereira, “Otimização e formalização dos procedimentos de ensaio dielétrico de produtos de média tensão,” Instituto Superior de Engenharia do Porto, 2018.
- [10] DIT – Direção de Inovação e Desenvolvimento Tecnológico, “Materiais Para Redes – Aparelhagem AT/MT,” *EDP Distribuição*, pp. 100–102, 2020.
- [11] E. Rocha, “Aparelhagem de Distribuição Primária,” *Efacec*, 2010.
- [12] Efacec, “Normacel Barramento Simples,” 2021. [Online]. Available: <https://www.efacec.pt/produtos/normacel-barramento-simples/>. [Accessed: 24-Mar-2021].

- [13] Efacec, “Normacel - Manual de Instruções,” 2021.
- [14] Efacec, “QBN7 Quadros Blindados Compartimentados,” 2021. [Online]. Available: <https://www.efacec.pt/produtos/qbn7-quadros-blindados-compartimentados-efacec/?portfolioCats=52>. [Accessed: 25-Mar-2021].
- [15] Efacec, “QBN7 - Manual de Instruções,” 2021.
- [16] Efacec, “FLUOFIX Quadros Compactos,” 2021. [Online]. Available: <https://www.efacec.pt/produtos/fluofix-quadros-compactos/?portfolioCats=53>. [Accessed: 26-Mar-2021].
- [17] Efacec, “NORMAFIX Quadros Compactos,” 2021. [Online]. Available: <https://www.efacec.pt/produtos/normafix-quadros-modulares/?portfolioCats=53>. [Accessed: 26-Mar-2021].
- [18] EMERSON Process Management, “IntelliSAW - Temp, Partial Discharge and Humidity Monitoring solutions.” [Online]. Available: <https://www.neci.com/CMS/getattachment/757719b4-05cf-4f0f-9f0f-9167e20b0251/intellisaw-monitoring-solutions-overview.pdf>. [Accessed: 02-Apr-2021].
- [19] Vectron International, “Surface Acoustic Wave Technology based Temperature Monitoring of Rotating Machine Components,” *SENGENUITY – Sensor Engine Technology*, pp. 1–5, 2009.
- [20] F. Barroso, “Análise do comportamento do equipamento de MT em postos de transformação, sob condições de temperatura e humidade desfavoráveis,” Instituto Superior de Engenharia de Coimbra, 2014.
- [21] IEC. IEC 60270, High-voltage test techniques—Partial discharge measurement, Version 2000, 3rd ed.; Geneva, Switzerland, 2000.
- [22] O. Kessler, “The importance of partial discharge measurement and monitoring,” *OMICRON, Energy Solution*, 2019.

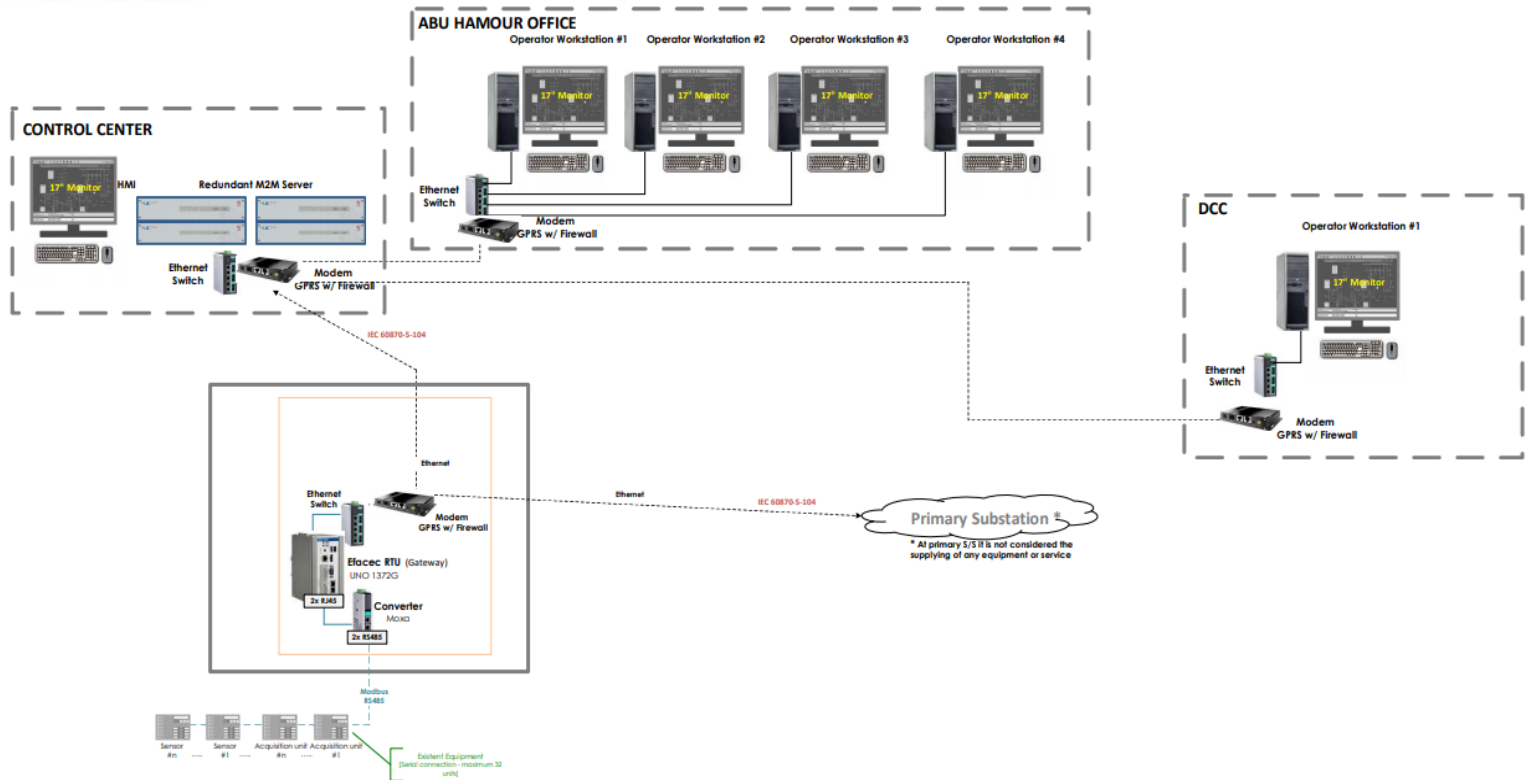
- [23] C. Kane, I. Blokhintsev, S. Carney, and J. Pozonsky, “Advantages of continuous monitoring of partial discharges in rotating equipment and switchgear,” *IEEE Conference Record of Annual Pulp and Paper Industry Technical Conference.*, pp. 117–122, 2003.
- [24] SenGenuity, “Wireless Temperature Sensing Solution for Switchgear,” 2010. [Online]. Available: <https://www.utilityproducts.com/home/article/16003042/wireless-temperature-sensing-solution-for-switchgear>. [Accessed: 13-Apr-2021].
- [25] Feature Electrical Substations, “Protecting critical assets with wireless monitoring,” 2016.
- [26] SENSEOR, “TSA-EV11 SPECIFICATIONS,” France, 2021.
- [27] EMERSON Process Management, “IntelliSAW Installation Manual,” 2016. [Online]. Available: <https://www.abmicro.pl/pdf/IntelliSAW-Sensor-Installation-Manual>. [Accessed: 27-Apr-2021].
- [28] L. John-Kennedy and J. Hope, “Exertherm 24x7 Thermal Monitoring,” *Exertherm*, 2020.
- [29] Calex Electronics Limited, “PyroMiniBus - Infrared Temperature Sensors with RS485 Modbus for Multi-Channel Installations,” 2020. [Online]. Available: <https://www.calex.co.uk/product/temperature-measurement/infrared-temperature-sensors/pyrominibus/>. [Accessed: 27-Apr-2021].
- [30] OSENSA Innovations Corp, “PRB-110 Fiber Optic Temperature Probe,” 2019. [Online]. Available: https://www.osensa.com/pdf/DATASHEET-DMK-0087A-1_PRB-110.pdf. [Accessed: 28-Apr-2021].
- [31] Tempsens Instrument, “Fiber Optic Temperature Sensor for Switchgear Busbar,” 2020. [Online]. Available: <https://tempsens.com/tq-12-type-fluorescence-fiber-optic-temperature-monitoring-system.html>. [Accessed: 28-Apr-2021].
- [32] R. Stoney, B. Donohoe, D. Geraghty, and G. E. O’Donnell, “The Development of Surface Acoustic Wave Sensors (SAWs) for Process Monitoring,” *Procedia CIRP*, vol. 1, pp. 569–574, 2012.

- [33] C. B. Medeiros, “Avaliação de sensor saw de temperatura,” Univ. Fed. St. CATARINA, p. 157, 2009.
- [34] J. C. Mendes, D. Mukherjee, S. Rotter, and F. Figueiras, “Sensores e identificadores RF para ambientes hostis,” Universidade de Aveiro, 2010.
- [35] D. Macário, “Utilização de Dispositivos de Onda Superficial como Sensores e Identificadores,” Universidade de Aveiro, 2007.
- [36] D. Silva, “Validação e Instrumentação de Sensores SAW para Medição de Binário e Temperatura,” Universidade de Aveiro, 2016.
- [37] D. Rocha, “Sistemas de Supervisão e Controlo de Autómatos: Soluções baseadas em OPC e IEC 60870-5-104,” Instituto Superior de Engenharia do Porto, 2013.
- [38] C. Gould, “What is SCADA? SCADA systems are the backbone of modern industry,” 2015. [Online]. Available: <https://inductiveautomation.com/what-is-scada>. [Accessed: 11-May-2021].
- [39] Wikipedia, “Remote terminal unit,” *Wikipedia The Free Encyclopedia*, 2021. [Online]. Available: https://en.wikipedia.org/wiki/Remote_terminal_unit. [Accessed: 11-May-2021].
- [40] F. Petruzella, *Programmable Logic Controllers*, 5th Edition, New York, Glencoe/McGraw-Hill, 2017.
- [41] Modbus Organization, “Modbus FAQ,” 2021. [Online]. Available: <http://www.modbus.org/faq.php>. [Accessed: 14-May-2021].
- [42] Wikipedia, “Modbus,” 2021. [Online]. Available: <https://pt.wikipedia.org/wiki/Modbus>. [Accessed: 14-May-2021].
- [43] J. J. V. Viveiros, “CIP – Controlo Integrado de Produção,” Universidade de Aveiro, 2014.

- [44] E. Bertazini, “Análise de Funções de um Conversor de Protocolos de Comunicação para Automação Elétrica, baseado na utilização da linguagem de Modelagem Unificada,” Universidade de São Paulo, 2006.
- [45] E. Csanyi, “What is the digital substation and what makes it digital?,” 2018. [Online]. Available: <https://electrical-engineering-portal.com/digital-substation>. [Accessed: 18-May-2021].
- [46] G. F. Rodrigues, “Benefícios da Utilização da Norma IEC 61850 no Sistema de Automação de Subestações e Proteção de Sistemas Elétricos,” Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2013.
- [47] RTA Automation, “An Introduction to MODBUS TCP/IP,” 2021. [Online]. Available: <http://www.rtautomation.com/technologies/modbus-tcpip/>. [Accessed: 19-May-2021].
- [48] Brodersen, “IEC60870-5-101/103/104,” 2020. [Online]. Available: <https://brodersen.com/pt/iec60870-101-3/>. [Accessed: 20-May-2021].
- [49] IEC 60870-5-3, *Telecontrol Equipment Systems*, “Part 5: Transmission Protocols - Section 3: General Structure of application data”, IEC, 1992.
- [50] A. Bani-Ahmed, L. Weber, A. Nasiri, and H. Hosseini, “Microgrid communications: State of the art and future trends,” *3rd Int. Conf. Renew. Energy Res. Appl. ICRERA 2014*, pp. 780–785, 2014.
- [51] IEC, “Telecontrol equipment and systems – Part 5-101: Transmission protocols – Companion standard for basic telecontrol tasks”, 2nd Edition, *Internacional Standard IEC 60870-5-101*, 2003.
- [52] IEC, “Telecontrol equipment and systems – Part 5-104: Transmission protocols – Network access for IEC 60870-5-101 using standard transport profiles”, 2nd Edition, *Internacional Standard IEC 60870-5-104*, 2006.

- [53] L. Silva, “Metodologia para Aquisição e Implantação de Sistema Digital de Automação com a Utilização da Norma IEC 61850 – Estudo de Caso: Subestação Parambu (69 - 13,8 kV),” Universidade Federal do Ceará, 2013.
- [54] SENSEOR, “TSA-EV11 SPECIFICATIONS,” pp. 1–4, France, 2020.
- [55] SENSEOR, “AN-F1 SPECIFICATIONS,” pp. 1–4, France, 2020.
- [56] SENSEOR, “HTR02 USER MANUAL,” pp. 1–27, France, 2020.
- [57] C. Yang, “What is Piezoelectric Effect),” Electronic Design, 2021. [Online]. Available: <https://www.electronicdesign.com/power-management/article/21801833/what-is-the-piezoelectric-effect>. [Accessed: 04-May-2021].

Anexo A. Arquitetura geral do sistema de monitorização para comunicação com o SCADA da KAHRAMAA



Anexo B. Especificações do sensor TSA-EV11

SPECIFICATIONS

TSA-EV11 SENSOR

Product references	TSA-EV11-01	TSA-EV11-06	TSA-EV11-11
	TSA-EV11-02	TSA-EV11-07	TSA-EV11-12
	TSA-EV11-03	TSA-EV11-08	TSA-EV11-13
	TSA-EV11-04	TSA-EV11-09	TSA-EV11-14
	TSA-EV11-05	TSA-EV11-10	TSA-EV11-15
Measurement temperature range	From -25 to +150°C		
Accuracy	± 2°C from -25 to +125°C, ± 3°C from +125 to 150°C		
Operating frequency range	From 430 to 450 MHz (depending on sensor reference)		
Radiation pattern	Omnidirectional		
Polarization	Vertical		
Operating temperature range	From -30 to +160°C		
LV/MV/HV operation	With stand dielectric, short-circuit, lightning tests > 545 kV – no current limitation		
Ingress protection code	IP67 as per IEC 60529		
Dimensions	Ø 34 x 21 mm		
Weight	44 g		
Fixation modes	One screw (M5 x 4 mm –included) with a metallic carrier (copper, references <i>FORK-M14-TSA-EV</i> or <i>FORK-M10-TSA-EV</i>) Plastic ring (PTFE, reference <i>RING-TSA-EV</i>) with two tie wraps (extra H.T. cable tie up to +150°C, reference <i>TIE-WRAPPS</i>)		
Certifications	RoHS 2011/65/EU and 2015/863/EU IEC 62271-1: Switchgear – lightning impulse voltage, power frequency voltage, partial discharge measurement tests IEC 60068-2-1, IEC 60068-2-2, IEC 60068-2-6, IEC 60068-2-30 IEC 60068-2-6, IEC 60068-2-78 IEC 60255-21-1, IEC 60255-21-3 CEPRI-EETC06-2019-0023 / CCAM19LP1860T6		

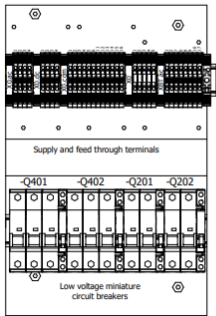
Anexo C. Especificações da antena AN-F1

SPECIFICATIONS

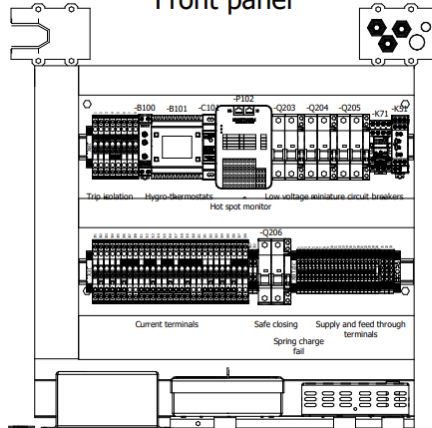
AN-F1 ANTENNA	
Product references	AN-F1-295 (standard model) AN-F1-455 (specific model) AN-F1-500 (specific model) AN-F1-620 (specific model) AN-F1-800 (specific model only for temperature monitoring)
Temperature measurements frequency range	From 430 to 450 MHz
Partial discharge selectable channels (center frequency)	LFB (360 MHz), MFB (576 MHz), HFB (1 199 MHz)
Nominal impedance	50 Ohms
Radiation pattern	Omnidirectional
Polarization	Vertical
Recommended environments	Medium voltage panel Metallic ground plane No metallic parts or planes within 10 cm of the antenna
Operating temperature range	From -25 to +85°C
Ingress protection code	IP54
Dimensions	177 x 97 x 26 mm
Weight	215 g (without the cable)
Fixation modes	Two magnets inserted in the basis Two screws (M5 x 16 mm minimum – not included – stable position on long term only guaranteed with the screws)
Cable RF connector	Female SMB
Cable length	295 cm for AN-F1-295 455 cm for AN-F1-455 504 cm for AN-F1-500 620 cm for AN-F1-620 800 cm for AN-F1-800
Certifications	RoHS 2011/65/EU and 2015/863/EU IEC 62271-1: Switchgear – lightning impulse voltage, power frequency voltage, partial discharge measurement tests IEC 60068-2-1, IEC 60068-2-2, IEC 60068-2-6, IEC 60068-2-30 IEC 60068-2-6, IEC 60068-2-78 IEC 60255-21-1, IEC 60255-21-3 CEPRI-EETC06-2019-0023 / CCAM19LP1860T6

Anexo D. Layout do Material do Compartimento de Baixa Tensão

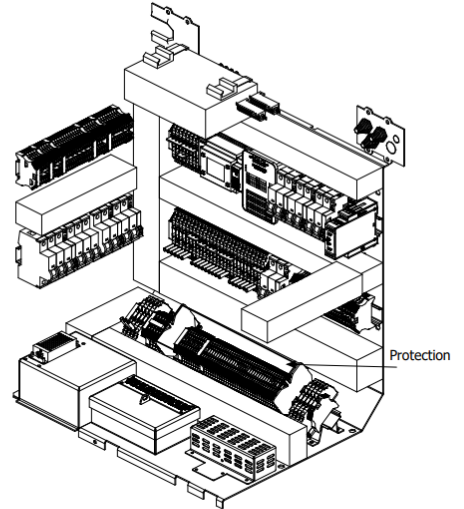
Left panel



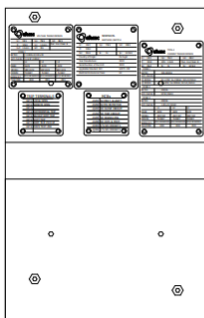
Front panel



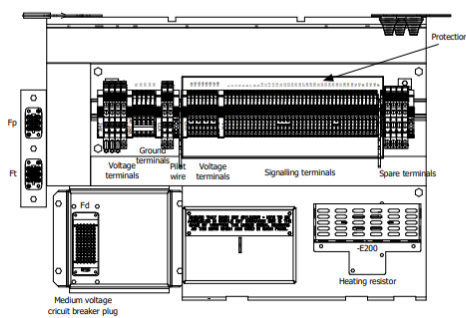
Iso view



Right panel



Bottom panel



Rear control box

