

Produção Sustentável em BT- Análise de Características de Contadores Inteligentes

Jorge Miguel Bandeira

Dissertação submetida para a obtenção do grau de Mestre em
Energias Sustentáveis

Instituto Superior de Engenharia do Porto
Departamento de Engenharia Mecânica

2 de dezembro de 2015

Relatório da Unidade Curricular de Dissertação/Projeto/Estágio do 2º ano do Mestrado em
Energias Sustentáveis

Candidato: Jorge Miguel Bandeira, N° 1080486, 1080486@isep.ipp.pt

Orientação Científica: Doutor Manuel Carlos Felgueiras, mcf@isep.ipp.pt

Empresa: EDP Distribuição.

Mestrado em Energias Sustentáveis
Departamento de Engenharia Mecânica



2 de dezembro de 2015

Resumo

A crescente necessidade de reduzir a dependência energética e a emissão de gases de efeito de estufa levou à adoção de uma série de políticas a nível europeu com vista a aumentar a eficiência energética e nível de controlo de equipamentos, reduzir o consumo e aumentar a percentagem de energia produzida a partir de fontes renováveis. Estas medidas levaram ao desenvolvimento de duas situações críticas para o setor elétrico: a substituição das cargas lineares tradicionais, pouco eficientes, por cargas não-lineares mais eficientes e o aparecimento da produção distribuída de energia a partir de fontes renováveis. Embora apresentem vantagens bem documentadas, ambas as situações podem afetar negativamente a qualidade de energia elétrica na rede de distribuição, principalmente na rede de baixa tensão onde é feita a ligação com a maior parte dos clientes e onde se encontram as cargas não-lineares e a ligação às fontes de energia descentralizadas. Isto significa que a monitorização da qualidade de energia tem, atualmente, uma importância acrescida devido aos custos relacionados com perdas inerentes à falta de qualidade de energia elétrica na rede e à necessidade de verificar que determinados parâmetros relacionados com a qualidade de energia elétrica se encontram dentro dos limites previstos nas normas e nos contratos com clientes de forma a evitar disputas ou reclamações. Neste sentido, a rede de distribuição tem vindo a sofrer alterações a nível das subestações e dos postos de transformação que visam aumentar a visibilidade da qualidade de energia na rede em tempo real. No entanto, estas medidas só permitem monitorizar a qualidade de energia até aos postos de transformação de média para baixa tensão, não revelando o estado real da qualidade de energia nos pontos de entrega ao cliente. A monitorização nestes pontos é feita periodicamente e não em tempo real, ficando aquém do necessário para assegurar a deteção correta de problemas de qualidade de energia no lado do consumidor. De facto, a metodologia de monitorização utilizada atualmente envolve o envio de técnicos ao local onde surgiu uma reclamação ou a um ponto de medição previsto para instalar um analisador de energia que permanece na instalação durante um determinado período de tempo. Este tipo de monitorização *à posteriori* impossibilita desde logo a deteção do problema de qualidade de energia que levou à reclamação, caso não se trate de um problema contínuo. Na melhor situação, o aparelho poderá detetar uma réplica do evento, mas a larga percentagem de anomalias ficam fora deste processo por serem extemporâneas. De facto, para detetar o evento que deu origem ao problema é necessário monitorizar permanentemente a qualidade de energia. No entanto este método de monitorização implica a instalação permanente de equipamentos e não é viável

do ponto de vista das empresas de distribuição de energia já que os equipamentos têm custos demasiado elevados e implicam a necessidade de espaços maiores nos pontos de entrega para conter os equipamentos e o contador elétrico. Uma alternativa possível que pode tornar viável a monitorização permanente da qualidade de energia consiste na introdução de uma funcionalidade de monitorização nos contadores de energia de determinados pontos da rede de distribuição. Os contadores são obrigatórios em todas as instalações ligadas à rede, para efeitos de faturação. Tradicionalmente estes contadores são eletromecânicos e recentemente começaram a ser substituídos por contadores inteligentes (*smart meters*), de natureza eletrónica, que para além de fazer a contagem de energia permitem a recolha de informação sobre outros parâmetros e aplicação de uma serie de funcionalidades pelo operador de rede de distribuição devido às suas capacidades de comunicação. A reutilização deste equipamento com finalidade de analisar a qualidade da energia junto dos pontos de entrega surge assim como uma forma privilegiada dado que se trata essencialmente de explorar algumas das suas características adicionais.

Este trabalho tem como objetivo analisar a possibilidade descrita de monitorizar a qualidade de energia elétrica de forma permanente no ponto de entrega ao cliente através da utilização do contador elétrico do mesmo e elaborar um conjunto de requisitos para o contador tendo em conta a normalização aplicável, as características dos equipamentos utilizados atualmente pelo operador de rede e as necessidades do sistema elétrico relativamente à monitorização de qualidade de energia.

Palavras-Chave

Cargas não-lineares; Contadores inteligentes; Distorção harmónica; Produção distribuída; Qualidade de energia;

Abstract

The growing need to decrease energy dependency and bring down the emission of greenhouse gasses led to the adoption of several policies by European countries with aim to increase energy efficiency and equipment control, decrease energy consumption and increase the percentage of energy generated by renewable sources. This led to the development of two situations: the replacement of traditional low-efficiency linear loads by more efficient non-linear loads and the spread of distributed generation. Although both situations bring well known advantages, they also have a negative effect on the grid's power quality, in particular, the low voltage grid where the connection with most non-linear loads and distributed generation is done. This means that power quality monitoring has, nowadays, an increased importance due to the costs related with the losses associated with the lack of power quality and the need to monitor certain power quality parameters to ensure they are within the regulated limits and avoid customer complaints and contractual disputes. In this regard, the distribution grid has suffered a number of changes at the substations and distribution transformers which aim to increase the grid's real-time visualization in terms of power quality state. However, these measures only allow power quality monitoring up to the distribution transformer, not revealing the true state of power quality on the energy delivery connections with customers. The monitoring at these connections is done periodically, not in real-time, falling short of the necessary level of monitoring required to ensure the correct detection of power quality problems. In fact, the monitoring methods currently used, involve sending technicians to the site where a complaint occurred or to a pre-defined monitoring point to install a portable equipment which stays in the customer's premises for a time period. This kind of post-occurrence monitoring doesn't allow the correct detection of a power quality problem that is not continuous in time. At best, the device will detect a reoccurrence of a similar problem but most events are not continuous. To assure the detection of the real power quality problem which gave way to the event it's necessary to permanently monitor power quality at the site. This method implies the permanent installation of a power quality analyzer at the customer's premises which is not viable from the distribution company's perspective as these devices have very high costs and would have more space requirements at the delivery point to accommodate both the device and the customer's power meter. One

possible alternative that could enable the permanent monitoring of power quality is the introduction of a monitoring function in the customer's power meter. The power meters are mandatory and even though they were traditionally electro mechanic, they are being replaced with new electronic smart meters which can measure additional parameters and enable the implementation of an array of functionalities by the utility due to the meter's communication capabilities. The re-utilization of these equipment to monitor power quality at the connection points with customers surges therefore as a privileged method, since it essentially requires exploring some additional capabilities of the equipment.

This paper's aim is to study the mentioned possibility of monitoring power quality in a permanent way at the delivery point to the customer through the use of his own power meter and to establish a set of requirements for the meter having in mind the applicable norms and regulations, the characteristics of the equipment being used by the utility and the needs of the electric system in regard to power quality monitoring.

Keywords

Distributed Generation, Harmonics, Non-linear loads, Power Quality, Smart Meters, Total Harmonic Distortion.

Índice

RESUMO	V
ABSTRACT	VII
ÍNDICE	IX
ÍNDICE DE FIGURAS	XI
ÍNDICE DE TABELAS	XIII
ACRÓNIMOS	XV
GLOSSÁRIO	XVII
1. INTRODUÇÃO	1
1.1. CONTEXTUALIZAÇÃO	1
1.2. ORGANIZAÇÃO DA DISSERTAÇÃO	4
2. ESTADO DA ARTE	7
2.1. EQUIPAMENTOS PORTÁTEIS.....	7
2.2. EQUIPAMENTOS FIXOS	11
2.3. CIRCUITOS INTEGRADOS	13
2.4. MONITORIZAÇÃO DA QUALIDADE DE ENERGIA ELÉTRICA	15
2.5. CONTADORES INTELIGENTES (<i>SMART METERS</i>).....	17
2.6. TECNOLOGIAS DE COMUNICAÇÃO.....	24
3. CONCEITOS FUNDAMENTAIS	33
3.1. QUALIDADE DA ENERGIA ELÉTRICA.....	33
3.2. CARGAS NÃO-LINEARES.....	41
3.3. PRODUÇÃO DISTRIBUÍDA.....	46
3.4. ENQUADRAMENTO LEGAL E REGULAMENTAÇÃO	50
4. CARACTERIZAÇÃO DO PROBLEMA	67
4.1. REDE DE DISTRIBUIÇÃO	67
4.2. MONITORIZAÇÃO DA QUALIDADE DE ENERGIA ELÉTRICA POR PARTE DA EDP	69
4.3. PROPOSTA DE MODELO DE MONITORIZAÇÃO	73
5. PROPOSTA DE SOLUÇÃO	75
5.1. ANÁLISE DO FUNCIONAMENTO ATUAL DOS <i>SMART METERS</i>	76
5.2. ENQUADRAMENTO DO MÓDULO PROPOSTO NO FUNCIONAMENTO DO <i>SMART METER</i>	81
5.3. ESTRATÉGIA DE MONITORIZAÇÃO	85
5.4. REQUISITO ESPECÍFICOS DE MONITORIZAÇÃO DE QUALIDADE DE ENERGIA ELÉTRICA.....	87

6. VALIDAÇÃO	91
7. CONCLUSÕES	93
REFERÊNCIAS DOCUMENTAIS.....	95

Índice de Figuras

Figura 1 – Uso do termo Qualidade de Energia, 1968 – 2004, [1].	2
Figura 2 - Analisador de tensão Electrocoder EC-164.	8
Figura 3 – Analisador de energia Fluke 434 [8].	9
Figura 4 – G4430 BLACKBOX [11].	12
Figura 5 – Diagrama de blocos do circuito CS5463 [12].	13
Figura 6 – Diagrama de blocos do circuito MAXQ3183 [15].	15
Figura 7 – Metodologias de monitorização de QEE	16
Figura 8 – Contador Atlas da EDMÍ.	20
Figura 9 – Situação dos projetos de <i>roll-out</i> de <i>smart meters</i> nos países da União Europeia [21].	21
Figura 10 – Principais custos e benefícios associados ao <i>roll-out</i> de <i>smart meters</i> em Portugal [26].	23
Figura 11 – Níveis de comunicação da AMI [29].	25
Figura 12 - Alocação de frequência segundo CENELEC [31].	27
Figura 13 – Classificação de problemas de QEE consoante a percentagem de variação de tensão e duração do problema [34].	34
Figura 14 – Cava de tensão [37].	35
Figura 15 – Sobretensão [37].	36
Figura 16 - Representação de uma onda de tensão fundamental e respetivos 2º (a), 3º (b), 4º (c) e 5º (d) harmónico.	37
Figura 17 - Decomposição de uma onda de tensão nos respetivos harmónicos.	37
Figura 18 – Flutuação de tensão [37].	39
Figura 19 – Desequilíbrio de tensões.	40
Figura 20 – Transitórios.	41
Figura 21 – Forma de onda da tensão aplicada e corrente resultante numa carga linear.	42
Figura 22 – Forma de onda da tensão aplicada e corrente resultante numa carga não-linear.	42
Figura 23 - Característica linear (i) e não-linear (ii).	43
Figura 24 – Formas de onda de diferentes tipos de iluminação. (a) Lâmpada eficiente, (b) lâmpada fluorescente com balastro convencional, (c) uma lâmpada fluorescente com balastro eletrónico [43].	44
Figura 25 - Corrente e tensão emitidas por uma lâmpada LED de 7 W [45].	45
Figura 26 – Circuito elétrico simplificado de um inversor.	47
Figura 27 – Técnica de modulação PWM [50].	48
Figura 28 – Perdas de comutação de um inversor.	48
Figura 29 – Variação da distorção harmónica e das perdas de comutação com a frequência de comutação, [52].	49

Figura 30 – THD de tensão e corrente de um inversor de 230 kVA [55].	50
Figura 31 – Representação de um subgrupo harmónico [58].	56
Figura 32 - Distribution Transformer Controller (centro), Modulo de comunicação GPRS (direita), Interface (topo) e Barramento (parte inferior)	68
Figura 33 – <i>Advanced Metering Infrastructure</i> EDP, [29].	69
Figura 34 – Ocorrência de problemas de QEE em relação a pontos da rede de distribuição.	71
Figura 35 – Modelo de monitorização.	74
Figura 36 - Diagrama de rede representante da importância da monitorização do THDi em determinados pontos da rede de distribuição.	83
Figura 37 – Diagrama representativo dos fatores relevantes à proposta	85
Figura 38 – Distribuição dos três equipamentos referidos por diferentes pontos de entrega.	87

Índice de Tabelas

Tabela 1 – Principais características do analisador de tensão ElectroCorder EC-164.....	9
Tabela 2 – Características do analisador de energia Fluke 434 relacionadas com monitorização de QEE.....	10
Tabela 3 – Características do analisador DPA 503 relacionadas com monitorização de QEE.....	10
Tabela 4 - Características da série de analisadores de energia PowerLogic CM4000 relacionadas com monitorização de QEE.....	11
Tabela 5 – Comparação de características de <i>smart meters</i>	18
Tabela 6 – Características dos perfis PLC [30]	27
Tabela 7 - Características dos perfis <i>wireless point-to-point</i> [30].	29
Tabela 8 - Características dos perfis <i>wireless RF mesh e point-to-multipoint</i> [30].	30
Tabela 9 – Impactos da distorção harmónica por tipo de equipamento, [38].	38
Tabela 10 – THD e perdas de comutação para inversores de 2, 3 e 5 estágios [52].	49
Tabela 11 – Limites de conformidade da norma EN 50160.....	52
Tabela 12 – Valores máximos das tensões harmónicas de acordo com a EN 50160 [36].....	53
Tabela 13 – Limites de corrente harmónica para equipamentos de classe A (IEC 61000-3-2).....	54
Tabela 14 - Limites de corrente harmónica para equipamentos de classe C (IEC 61000-3-2).....	54
Tabela 15 - Limites de corrente harmónica para equipamentos de classe D (IEC 61000-3-2)	55
Tabela 16 – Requisitos de precisão para medição de harmónicos de tensão.....	55
Tabela 17 – Limites de harmónicos de corrente IEC 61727	58
Tabela 18 - Limites de emissão de corrente harmónica MPQS.....	61
Tabela 19 - Percentagem de erro máxima adicional permitida dependendo da classe de precisão para equipamentos com ligação direta.	63
Tabela 20 - Percentagem de erro máxima adicional permitida dependendo da classe de precisão para equipamentos com ligação com transformador.....	63
Tabela 21 – Consumo dos circuitos de tensão.....	63
Tabela 22 – Consumo dos circuitos de corrente.	63
Tabela 23 - Limites de erro percentual (Contadores monofásicos e polifásicos)	64
Tabela 24 – Requisitos dos <i>smart meters</i> da EDP.	77
Tabela 25 – Requisitos de monitorização de QEE.....	88
Tabela 26 – Requisitos funcionais de monitorização de QEE.....	89

Acrónimos

AC	– <i>Alternating Current</i>
ADC	– <i>Analog-to-Digital Converter</i>
AMI	– <i>Advanced Metering Infrastructure</i>
AMR	– <i>Automated Meter Reading</i>
AT	– <i>Alta Tensão</i>
BT	– <i>Baixa Tensão</i>
DC	– <i>Direct Current</i>
DTC	– <i>Distribution Transformer Controller</i>
EDP	– <i>Energias de Portugal</i>
EDP-D	– <i>Energias de Portugal Distribuição</i>
EN	– <i>European Norm</i>
ERSE	– <i>Entidade Reguladora de Serviços Energéticos</i>
GPRS	– <i>General Packet Radio Service</i>
GSM	– <i>Global System for Mobile communication</i>
ICP	– <i>Interruptor de Controlo de Potência</i>
IEC	– <i>International Electrotechnical Commission</i>
IHD	– <i>In-Home Display</i>

ISEP	– Instituto Superior de Engenharia do Porto
MAT	– Muito Alta Tensão
MT	– Média Tensão
ORD	– Operador da Rede de Distribuição
PdE	– Ponto de Entrega
PIB	– Produto Interno Bruto
PWM	– <i>Pulse Width Modulation</i>
QEE	– Qualidade da Energia Elétrica
RESP	– Rede Elétrica de Serviço Público
RQS	– Regulamento de Qualidade de Serviço
RND	– Rede Nacional de Distribuição
SCADA	– <i>Supervisory Control And Data Acquisition</i>
SEN	– Sistema Elétrico Nacional
THD	– <i>Total Harmonic Distortion</i>
THDi	– <i>Total Harmonic Distortion</i> (corrente)
THDv	– <i>Total Harmonic Distortion</i> (tensão)
VE	– Veículo Elétrico

Glossário

Cava de tensão: Queda do valor eficaz de tensão para 90% ou menos do valor de tensão declarado, até 1%, seguida da retoma da tensão original.

Clientes com necessidades especiais de qualidade de energia: Clientes cujos contratos com o fornecedor de energia definem limites sob parâmetros de qualidade de energia elétrica mais exigentes que os previstos no regulamento de qualidade de serviço.

Contador eletromecânico: Contador de energia elétrica tradicional que funciona a partir do princípio de indução eletromagnética. Um disco metálico roda a uma velocidade proporcional à energia consumida pelo que esta pode ser estimada com base no número de rotações do disco.

Contador eletrónico: Também referido como contador estático devido ao facto de não ter partes móveis em contraste com os contadores eletromecânicos. Os contadores eletrónicos utilizam conversores de sinal analógico-digital, microcontroladores e outros componentes eletrónicos para fazer a contagem de energia.

Contador Inteligente (*Smart Meter*): Contador eletrónico de energia elétrica que permite contagem em tempo real e comunicação bidirecional com os sistemas centrais do operador da rede de distribuição.

Conteúdo harmónico total (*Total Harmonic Distortion – THD*): Parâmetro que quantifica o nível de distorção harmónica presente numa onda de tensão ou corrente por comparação à ideal.

Continuidade de serviço: Capacidade de garantir o fornecimento de energia elétrica de forma contínua. Depende do número e duração de interrupções.

Deteção: Operação que pretende identificar um problema de qualidade de energia elétrica num sinal de tensão ou corrente com base na análise de parâmetros da mesma.

Gestão da procura: Conjunto de medidas que visam persuadir os consumidores a alterar os seus hábitos de consumo de energia elétrica. Por exemplo tarifas de energia com diferentes preços para diferentes períodos horários.

Tremulação (*flicker*): Percepção de alteração na intensidade de iluminação devido à ocorrência de uma flutuação de tensão.

Harmónico: Componente de um sinal AC com frequência múltiplo inteiro da frequência fundamental.

Largura de banda: A largura de banda indica a quantidade máxima de dados que pode ser transmitida de um ponto para outro numa unidade de tempo.

Latência: Atraso de tempo desde o início de uma transmissão no remetente até ao tempo de recessão no recetor.

Percepção: Entendimento da ocorrência de uma anomalia relacionada com qualidade de energia elétrica com base num ou vários eventos específicos e perceptíveis ao cliente como a falha de equipamentos elétricos ou ocorrência de tremulação.

Pontos sensíveis da rede: Pontos da rede de distribuição estipulados como mais suscetíveis à ocorrência de problemas de falta de qualidade de energia elétrica e podem ser agrupados em três categorias distintas: (i) interfaces com produtores descentralizados de energia, (ii) clientes com necessidades especiais de qualidade de energia e (iii) locais com grande concentração de cargas não-lineares.

Problema de qualidade de energia: Variação de determinado parâmetro elétrico que ultrapassa os limites previstos.

Qualidade de energia elétrica: Afastamento da onda de tensão ou corrente em relação à ideal, podendo o afastamento ser causado por variações em um ou mais parâmetros da onda.

Regulamento de qualidade de serviço: O regulamento de qualidade de serviço estabelece as obrigações de qualidade de serviço a nível técnico e comercial a que devem obedecer os serviços prestados no sistema elétrico nacional.

Robustez: No âmbito das comunicações significa a capacidade em manter a transmissão de dados, sem interrupções ou perdas, independentemente de interferências ou ruído externas.

Valor eficaz (*Root Mean Square - RMS*): Valor de tensão ou corrente de um sinal AC calculado através de três operações matemáticas: (i) Determinação do quadrado da forma de onda; (ii) Cálculo da média da função resultante do primeiro passo ao longo do tempo; (iii) Determinação da raiz quadrada da função resultante.

Velocidade (*data rate*): Velocidade a que os dados são transmitidos entre dois pontos.

1. Introdução

O presente documento insere-se na Dissertação/Projeto/Estágio do segundo ano do mestrado de Energias Sustentáveis do Instituto Superior de Engenharia do Porto (ISEP). O trabalho foi realizado durante um estágio curricular na empresa Energias de Portugal Distribuição (EDP-D), e teve como principal objetivo a elaboração de uma lista de requisitos de um equipamento de contagem elétrica inteligente que incorpore funcionalidades de monitorização de qualidade de energia e que possa ser utilizado como ponto de partida para uma eventual seleção de equipamentos por parte da EDP. Um objetivo secundário seria um estudo de viabilidade económica da proposta.

1.1. Contextualização

O conceito de Qualidade de Energia Elétrica (QEE) deve ser entendido como uma forma de qualificar a energia dentro de valores limite para vários parâmetros que garantem a operação de sistemas elétricos ligados à rede de distribuição sem que existam perdas de performance ou dano de equipamentos. A legislação em vigor divide o conceito de qualidade de energia em *continuidade de serviço* e *qualidade da onda de tensão*. A continuidade de serviço refere-se à garantia do fornecimento de energia e é afetada essencialmente pelo número e duração de interrupções. A qualidade da onda de tensão está relacionada com o cumprimento dos limites estabelecidos para determinados parâmetros da onda de tensão no ponto de entrega ao cliente, por exemplo frequência de 50 Hz e tensão eficaz de 230 V. Este trabalho incidirá principalmente nos problemas relacionados com a qualidade da onda de tensão já que os equipamentos utilizados atualmente pela EDP já estão preparados para efeitos de monitorização de continuidade de serviço.

A qualidade de energia elétrica tem vindo a ganhar cada vez mais importância não só para a indústria mas também para os Operadores da Rede de Distribuição (ORD) e até para pequenos consumidores comerciais e residências [1]. A Figura 1 ilustra a evolução do número de documentos publicados com referência ao termo qualidade de energia entre 1968 e 2004.

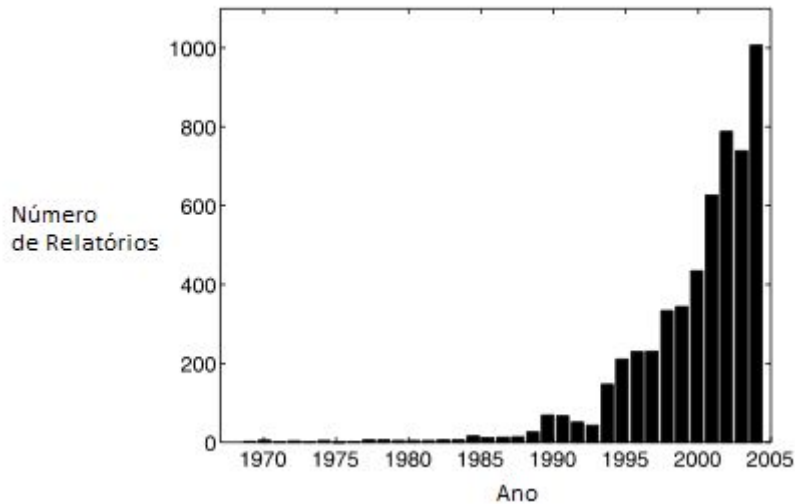


Figura 1 – Uso do termo Qualidade de Energia, 1968 – 2004, [1].

A maior importância dada à qualidade de energia elétrica deve-se principalmente às perdas associadas a estes problemas que podem atingir 1,5 % do Produto Interno Bruto (PIB) [2].

O agravamento dos problemas de QEE está relacionado essencialmente com duas situações:

- Aumento exponencial da utilização de cargas não-lineares
- Produção distribuída de energia

A primeira situação decorre da necessidade de aumentar a eficiência energética e nível de controlo em vários tipos de equipamentos desde máquinas industriais a novos tipos de iluminação ou fontes de alimentação. Este aumento de eficiência é normalmente conseguido recorrendo à utilização de componentes de eletrónica de potência que são não-lineares por natureza e por consequência introduzem distorção harmónica na onda de tensão. Em casos de grande concentração deste tipo de cargas, a distorção referida passa para a rede de distribuição e para instalações vizinhas podendo ultrapassar os limites previstos [3], [4].

A produção distribuída constitui também uma fonte de introdução de perturbações na qualidade de energia elétrica devido à utilização de inversores. Os inversores são necessários

para transformar a corrente contínua produzida pela tecnologia de produção utilizada em corrente alternada para que esta possa ser introduzida na rede, mas que produzem uma forma de onda aproximada de uma sinusoidal que pode ou não ultrapassar os limites de QEE, dependendo da qualidade do equipamento. A interação entre vários inversores ligados na mesma rede tem também efeitos negativos na qualidade de energia [4].

É previsível que ambos os problemas tenham tendência a aumentar devido ao esforço em aumentar a eficiência energética e reduzir os níveis de emissões de carbono através de medidas que incentivam a maior integração de produção distribuída e utilização de cargas não-lineares como exemplificado pelos objetivos 2020 da Comissão Europeia (CE) [5]. A falta de qualidade de energia leva geralmente à ocorrência de problemas complexos, que embora possam ser perceptíveis, a deteção correta do problema de qualidade de energia em questão é difícil, principalmente quando se trata de eventos singulares [6]. Atualmente, a monitorização da qualidade de energia na rede de Baixa Tensão (BT) é feita de forma periódica em alguns pontos da rede ou de forma esporádica em resposta a reclamações ou avarias. Este tipo de monitorização com recurso à instalação de analisadores de energia portáteis não permite identificar o exato problema de qualidade de energia que levou à anomalia, principalmente quando não se trata de um problema contínuo, podendo apenas ser detetada uma réplica do problema original. Posto isto, a possibilidade de monitorizar permanentemente parâmetros relacionados com a qualidade de energia em pontos de especial importância na rede, como interfaces com produtores descentralizados, edifícios com grande concentração de cargas não lineares e clientes com necessidades especiais de QEE tem vindo a ganhar relevância nos últimos anos devido à necessidade de verificar preventivamente que determinados parâmetros relacionados com a qualidade de energia elétrica se encontram dentro dos limites previstos nas normas e nos contratos com clientes de forma a evitar disputas ou reclamações resultantes da ocorrência de anomalias normalmente de modo recorrente.

A introdução de contadores inteligentes de energia (*smart meters*) no sistema elétrico é encarada pela EDP como uma excelente oportunidade para resolver o problema da monitorização nos pontos de entrega devido às capacidades de alguns *smart meters* para analisar parâmetros relacionados com QEE e à comunicação bidirecional entre o *smart meter* e os sistemas centrais do ORD. A utilização dos *smart meters* evita ainda a necessidade de equipamentos adicionais para monitorizar a QEE, apresentando-se como uma vantagem a

nível económico. Parte da dificuldade inerente à realização de um trabalho desta natureza prende-se com o facto de não existir normalização a nível europeu que defina as características de um equipamento deste tipo. A elaboração de uma lista de requisitos tem, por um lado, de contemplar um conjunto de normas existentes e referentes a vários aspetos específicos relacionados a exatidão da medição de energia, parâmetros de QEE, protocolos e perfis de comunicação, entre outros. Por outro lado, tem que dar resposta a requisitos específicos de cada operador da rede distribuição, sendo portanto necessário estudar um conjunto alargado de conceitos multidisciplinares relacionados com a qualidade de energia elétrica, contadores inteligentes, cargas não-lineares, produção distribuída e perfis de comunicação.

1.2. Organização da dissertação

A presente dissertação encontra-se dividida em sete capítulos.

O capítulo 1 faz uma contextualização do tema qualidade de energia elétrica e a importância atual que tem a sua monitorização para a rede de distribuição e os consumidores.

No capítulo 2 é feito um levantamento do estado da arte de um conjunto de equipamentos essenciais à compreensão dos diferentes métodos possíveis de monitorização de qualidade de energia. É também feita uma análise do estado atual da implementação de *smart meters* a nível europeu e das características destes equipamentos.

O capítulo 3 agrega um conjunto de conceitos fundamentais relacionados com a qualidade de energia e as duas principais causas da redução da qualidade de energia analisadas neste relatório, cargas não-lineares e produção distribuída. Neste capítulo é também feito um levantamento e análise de um conjunto de normas e regulamentos relevantes ao problema em questão.

O capítulo 4 faz uma caracterização detalhada do problema em análise no âmbito da EDP Distribuição.

O capítulo 5 apresenta uma proposta de solução de monitorização de qualidade de energia que pretende dar resposta aos problemas avançados no capítulo 4. Este capítulo culmina com uma lista de requisitos para os equipamentos a utilizar na solução proposta.

O capítulo 6 faz uma validação do trabalho contra os objetivos propostos e define procedimentos futuros necessários a uma validação efetiva.

O capítulo 7 descreve as conclusões tiradas desta dissertação e propõe desenvolvimentos futuros.

2. Estado da Arte

Neste capítulo são apresentadas as características de uma seleção de equipamentos utilizados para monitorizar qualidade de energia assim como alguns *smart meters* disponíveis no mercado atualmente. Os equipamentos analisados foram divididos em:

- Equipamentos portáteis;
- Equipamentos fixos;
- Circuitos Integrados;
- *Smart meters*.

Foi também realizada uma análise da situação de *smart metering* a nível Europeu e uma análise das tecnologias de comunicação disponíveis.

2.1. Equipamentos portáteis

Os analisadores de energia portáteis constituem uma das formas de monitorização mais utilizadas pelos ORD. Estes equipamentos são instalados por uma equipa técnica no local em questão, que pode ser a instalação de um cliente ou um ponto de monitorização periódica, como um posto de transformação. O equipamento permanece instalado durante um

determinado período de tempo até voltar a ser recolhido para que a informação obtida seja posteriormente analisada.

De seguida são analisados alguns destes equipamentos.

Acksen Electrorecorder

A gama Electrorecorder da Acksen contém uma serie de produtos analisadores de energia, entre eles o equipamento monofásico EC164, representado na Figura 2 e o trifásico EC364-V. Estes equipamentos são utilizados pela EDPD para diagnosticar problemas de falta de qualidade de energia. O analisador é pré-programado para registar parâmetros de acordo com a norma EN50160 e é instalado durante um determinado período de tempo nas instalações do cliente.



Figura 2 - Analisador de tensão Electrorecorder EC-164.

Estes equipamentos permitem o registo de valores de tensão eficaz True RMS e valores de tensão média, máxima e mínima. A Tabela 1 refere algumas das principais características deste equipamento assim como os respetivos benefícios [7].

Tabela 1 – Principais características do analisador de tensão Electroorder EC-164.

Características	Benefícios
Unidade pequena e leve.	Fácil de instalar
Integração fácil no sistema operativo <i>Windows</i> .	Pode ser utilizado por pessoal não técnico
Electrosoft contém base de dados interna.	Permite a gestão eficaz dos Electroorders.
Verdadeiro valor eficaz (true RMS) da tensão.	Compatível com a EN50160.
Pode ser imediatamente instalado ou remetido ao cliente.	Atuação rápida após queixa de eventuais anomalias.

Fluke 434 Series II Energy Analyzer

Para além de monitorizar parâmetros de QEE como harmónicos até ao 50º e THD de tensão e corrente de acordo com a norma IEC 61000-4-7 (ver 3.4.2), o Fluke 434, ilustrado na Figura 3 utiliza um calculador de perdas para medir os custos ligados diretamente à fraca qualidade de energia elétrica.



Figura 3 – Analisador de energia Fluke 434 [8].

A Tabela 2 apresenta os principais parâmetros referentes a qualidade de energia medidos por este equipamento [8].

Tabela 2 – Características do analisador de energia Fluke 434 relacionadas com monitorização de QEE.

	Intervalo de medição	Resolução	Precisão
Fator de potência (Cos j/DPF)	0 a 1	0.001	± 0.1%
Perdas	Variável		± 1% ± 10
Harmónicos (n)	1 a 50 de acordo com a norma IEC 61000-4-7		
Interharmónicos (n)	1 a 50, de acordo com a norma IEC 61000-4-7		
Tensão	0.0 % a 100 %	0.1 %	± 0.1% ± n x 0.1 %
Corrente	0.0 % a 100 %	0.1 %	± 0.1% ± n x 0.1%
Energia	0.0 % a 100 %	0.1 %	± n x 2%
Angulo de fase	-360° a +0°	1°	± n x 1°
Tremulação (<i>flicker</i>)			
Plt, Pst, Pst(1min) Pinst	0.00 a 20.00	0.01	± 5 %
Desequilíbrio de tensões			
Tensão	0.0 % a 20.0 %	0.1 %	± 0.1 %
Corrente	0.0 % a 20.0 %	0.1%	± 1 %

Plt: Severidade da perturbação de *flicker* de longa duração;

Pst: Severidade da perturbação de *flicker* de curta duração.

Emtest DPA 503

Este analisador de qualidade de energia foca-se na monitorização de conteúdo harmónico e *flicker*, aplicasse em ligação monofásica ou trifásica e garante aquisição de dados em tempo real e memória de armazenamento interno até aproximadamente 30 horas de medição. A Tabela 3 ilustra os principais parâmetros de qualidade de energia monitorizados pelo DPA 503 [9].

Tabela 3 – Características do analisador DPA 503 relacionadas com monitorização de QEE.

Equipamento de acordo com:	IEC 61000-4-7
Harmónicos	1° a 50°
Algoritmo	FFT
Parâmetros analisados	Potência ativa, reativa e aparente
	Fator de potência
	Interharmónicos
	THD _v
	THD _i
Análise de <i>flicker</i>	IEC 61000-4-15
Precisão Plt e Pst	Melhor que 5%

2.2. Equipamentos fixos

Neste subcapítulo são analisadas as capacidades de alguns equipamentos de monitorização de QEE que são colocados permanentemente num ponto da rede de distribuição, não necessitando de deslocação de técnicos quando é necessário monitorizar um ou vários parâmetros de qualidade de energia. Comparativamente aos equipamentos portáteis, estes equipamentos apresentam capacidades superiores de análise da qualidade de energia, nomeadamente a nível da distorção harmónica, mas têm custos superiores.

PowerLogic CM4000

O equipamento CM4000 faz a monitorização de energia de acordo com as normas mais recentes e é capaz de monitorização True RMS. Para além de monitorizar a qualidade de energia, este produto permite contar com precisão a energia usada. O CM4000 tem várias aplicações, desde a monitorização de perdas, emissão de avisos relacionados com problemas de falta de qualidade de energia e deteção e isolamento das causas de problemas de falta de qualidade de energia. A Tabela 4 apresenta os parâmetros medidos pelo equipamento em tempo real [10].

Tabela 4 - Características da série de analisadores de energia PowerLogic CM4000 relacionadas com monitorização de QEE.

Parâmetro de qualidade de energia	Modelo	
	CM4250	CM4000T
Interharmónicos	●	○
Distorção harmónica (tensão e corrente)	●	●
Harmónicos Individuais	Via monitor 63	63
	Via sms 255	255
Captura de forma de onda	●	●
Deteção de sobretensões/subtensões	●	●
Deteção de transitórios	○	●
<i>Flicker</i>	○	●
Verificação de cumprimento da EN50160	●	●

Janitza UMG 512

O UMG-512 é capaz de medição true RMS, de acordo com a norma IEC 61000-4-30 e permite a análise dos seguintes parâmetros relacionados com QEE:

- Análise de harmônicos até ao 63°;
- Inter-harmônicos;
- THD-U / THD-I / TDD;
- Desequilíbrio de fases;
- Detecção de campo girante;
- Medição de *flickers* de acordo com a norma DIN EN 61000-4-15;
- Microcortes (desde 10 ms);
- Valores eficazes de tensão, corrente, potência ativa/reactiva, e frequência.

Elspec G4430 BLACKBOX

Este equipamento, ilustrado na Figura 4 permite a monitorização de harmônicos até ao 511° de acordo com a classe A da norma IEC 61000-4-30, tem 16 GB de memória interna e permite gravar todos os parâmetros medidos até um ano [11].



Figura 4 – G4430 BLACKBOX [11].

Os parâmetros analisados por este equipamento são os seguintes:

- Harmônicos de tensão até 511°

- Valores RMS (tensão e corrente)
- THD (tensão e corrente)
- Desequilíbrio de tensões
- Variações de tensão

2.3. Circuitos integrados

Os circuitos integrados têm custos bastante reduzidos em comparação com os equipamentos analisados anteriormente e podem ser associados a diferentes componentes, incluindo *smart meters*, com o objetivo de dar a esses componentes novas funções de monitorização de qualidade de energia. De seguida são analisados três exemplos deste tipo de circuitos.

Cirrus Logic CS5463

O circuito integrado CS5463 da Cirrus Logic consiste em dois conversores *analog-to-digital* (ADC), um componente de cálculo de potência, um conversor energia-frequência e uma interface série como se pode verificar no diagrama de blocos do circuito apresentado na Figura 5.

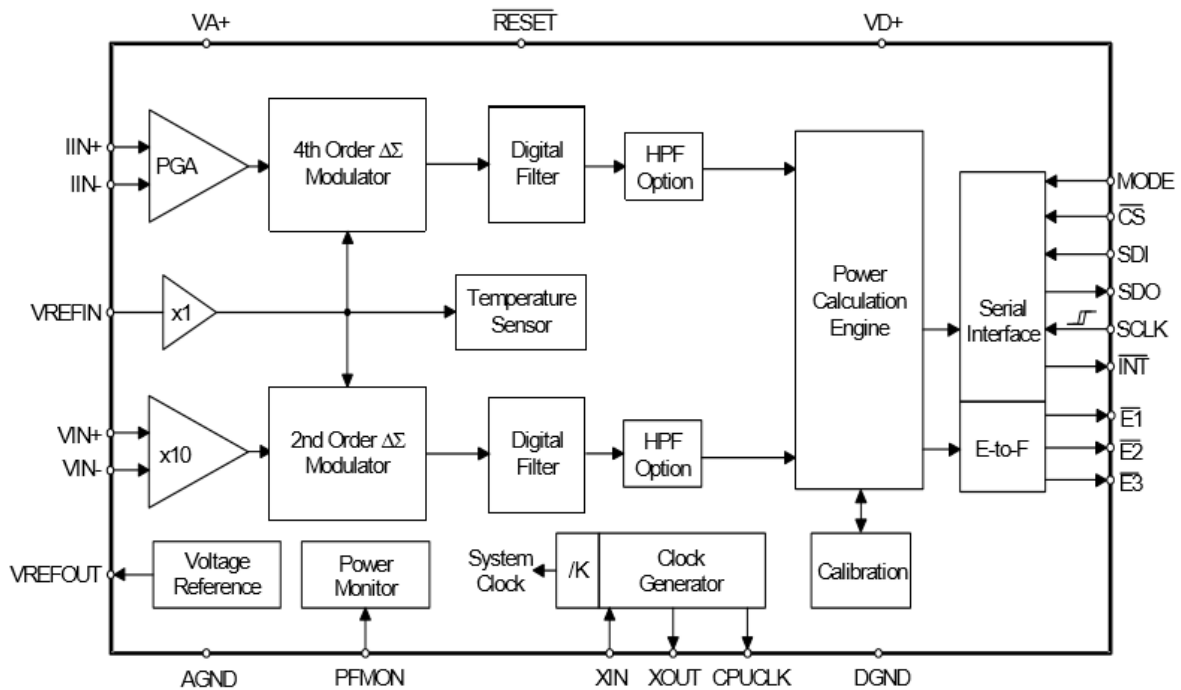


Figura 5 – Diagrama de blocos do circuito CS5463 [12].

É uma solução para medições avançadas de energia desenvolvido com o intuito de ser utilizado em contadores de eletricidade residenciais monofásicos assim como em contadores trifásicos de âmbito industrial. Este circuito mede correntes e tensões instantâneas e calcula corrente eficaz, tensão eficaz, potência ativa, reativa e aparente, conteúdo harmônico, frequência e fator de potência [12].

Analog Devices ADE7880

O ADE7880 é um circuito integrado medidor de energia, de alta precisão, que permite obter medições de energia ativa, reativa e aparente, calcular de valores rms, conteúdo harmônico nas correntes de fase e neutro e nas tensões de fase até ao 63º harmônico e *Total Harmonic Distortion* (THD) de todas as correntes e tensões. Este circuito integrado cumpre os requisitos da Classe I e Classe II de acordo com a norma IEC 61000-4-7 [13]. O ADE7880 utiliza um algoritmo denominado *Adaptive Realtime Monitoring* (ARTM) que faz uma estimativa contínua da frequência fundamental e compara-a à frequência real presente na linha de tensão e utiliza o erro resultante como *feedback* para acertar a frequência estimada. Isto permite que o analisador siga qualquer alteração que ocorra ao longo do tempo na frequência presente na rede elétrica. As formas de onda são extraídas através de um procedimento *real-time* aplicado na tensão e corrente da fase selecionada de acordo com a frequência estimada ou um múltiplo inteiro. O múltiplo utilizado determina o harmônico a monitorizar permitindo que os recursos computacionais do *digital signal processor* (DSP) sejam inteiramente dirigidos a um conjunto de harmônicos selecionados ao contrário do que acontece com outros algoritmos, como o *Fast Fourier Transform* (FFT) em que todos os harmônicos são monitorizados simultaneamente. Os valores resultantes desta operação são processados de forma a obter as potências e valores RMS da componente fundamental e dos harmônicos em *real-time*. Este método tem todas as vantagens inerentes à utilização de um processo de monitorização e controlo em *real-time* e obtém melhor performance e eficiência em relação aos outros métodos já que os recursos do DSP são alocados apenas para os harmônicos de interesse [14].

Maxim Integrated MAXQ3183

O MAXQ3183 é um circuito integrado aplicável a *smart meters* que para além da medição de energia, potência, tensões e correntes permite medir uma série de outros parâmetros relacionados com QEE, destacando-se a capacidade de isolar um harmônico em qualquer

canal de tensão ou corrente e medir a sua amplitude. A Figura 6 representa o diagrama de blocos do circuito.

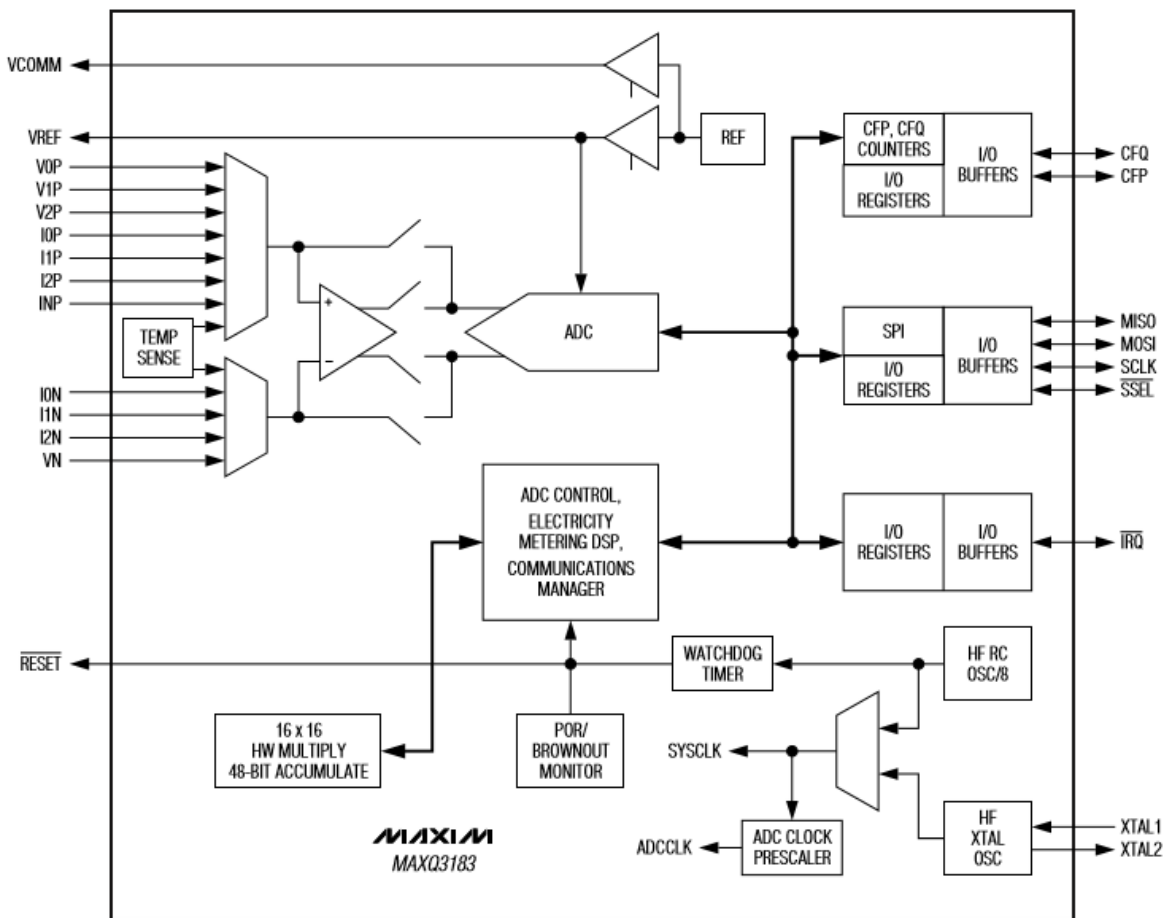


Figura 6 – Diagrama de blocos do circuito MAXQ3183 [15].

As medições de tensões e correntes são feitas através de um ADC integrado. O MAXQ3183 calcula também um parâmetro denominado *Current Total Harmonic Distortion plus Noise* (THDN) que para além de indicar o conteúdo harmónico de uma forma de onda, mede também o ruído sobre a componente fundamental [15].

2.4. Monitorização da qualidade de energia elétrica

No âmbito deste trabalho a monitorização da qualidade de energia foi dividida em três métodos: monitorização permanente, monitorização periódica e monitorização esporádica como representado na Figura 7.

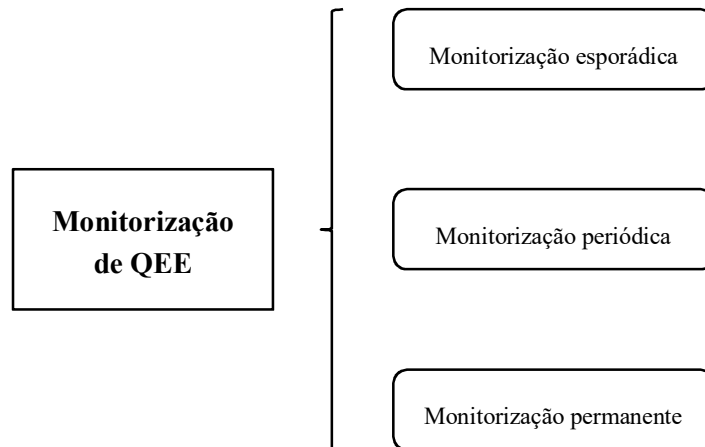


Figura 7 – Metodologias de monitorização de QEE

Monitorização permanente

A monitorização permanente é feita através da colocação de equipamentos fixos em determinados pontos da rede de distribuição ou através da instalação de equipamentos portáteis durante longos períodos de tempo. Este tipo de monitorização é utilizado pelos operadores de rede de distribuição de modo a ter informação sobre o estado da rede para análise própria e disponibilização aos clientes. A principal vantagem deste tipo de monitorização é a dispensa de medições adicionais quando ocorre um problema já que os equipamentos registam a variação de parâmetros em tempo real, detetando automaticamente o evento exato que deu origem ao problema [1]. A geração de alarmes quando determinados parâmetros estão acima dos respetivos limites pode até prevenir a ocorrência de problemas, como a falha de equipamentos.

Monitorização periódica

A monitorização periódica é realizada recorrendo à utilização de equipamentos portáteis. A monitorização periódica implica a deslocação de uma equipa ao local para instalar o analisador de energia portátil. O analisador fica instalado no local durante um determinado período de tempo, após o qual é retirado para análise dos resultados. As campanhas de monitorização periódica são realizadas pelos operadores da rede de distribuição com objetivos de recolha de informação estatística e complementar da monitorização permanente.

Monitorização esporádica

A monitorização esporádica refere-se à monitorização feita após a perceção de um problema de qualidade de energia, normalmente derivada da reclamação de um cliente, ou seja, da ocorrência de uma anomalia relacionada com qualidade de energia elétrica com base num ou vários eventos específicos e perceptíveis ao cliente como a falha de equipamentos elétricos ou ocorrência de *flicker*. Sendo o equipamento instalado *à posteriori* do acontecimento, não é possível detetar a origem do problema caso esta se trate de um evento e não de uma variação de tensão. Na melhor hipótese poderá ser detetada uma réplica do evento original. Este tipo de monitorização é realizado com o intuito de apurar se a perturbação teve origem na instalação do cliente ou na rede de distribuição.

2.5. Contadores inteligentes (*smart meters*)

A definição de *smart meter* não é consensual na bibliografia estudada pelo que no âmbito restrito deste trabalho foi adotada uma definição que conjuga os pontos mais vezes referidos pelos vários autores. Posto isto, um *smart meter* é definido como um contador eletrónico de energia elétrica que permite, no mínimo, a contagem em tempo real e comunicação bidirecional com os sistemas centrais do ORD. São várias as vantagens inerentes à utilização de contadores elétricos com estas características devido à possibilidade de os ORD implementarem uma série de funcionalidades que não são de outra maneira possíveis. Dentro das várias funcionalidades disponibilizadas por este tipo de contadores destacam-se as seguintes [16]:

- As faturas de energia passam a basear-se em consumos reais, lidos remotamente, em vez de estimados eliminando a necessidade de ajustes e deslocação ao local para leitura;
- Aplicação de medidas de gestão da procura como a disponibilização de tarifas de energia com diferentes preços para diferentes períodos horários acessíveis;
- Fornecimento de diagramas de consumo ao cliente;
- Capacidade de controlo *On/Off* do fluxo de potência.

Prevê-se que o nível de funcionalidades venha a aumentar consideravelmente no futuro, principalmente no que diz respeito à comunicação com equipamentos nas instalações dos

cliente, permitindo ligar e desligar cargas de forma a gerir a alocação do consumo entre diferentes períodos horários. Outro aspeto que pode vir a ser implementado é a identificação de consumos de cargas individuais na instalação através da análise e identificação de assinaturas de carga nos diagramas de consumo.

Em termos de análise de QEE, verifica-se que a maioria dos *smart meters* permite detetar problemas relacionados com a tensão, quando esta ultrapassa determinados limites pré-definidos, por exemplo, subtensões ou sobretensões. Uma parte menor dos *smart meters* permite calcular THDv e muito poucos permitem calcular THDi. De facto, não é ainda comum a utilização de *smart meters* para monitorização de THD salvo alguns casos como a Nova Zelândia [17] e alguns projetos nos Estados Unidos [18]. A Tabela 5 compara as principais características de alguns *smart meters*.

Tabela 5 – Comparação de características de *smart meters*

Fabricante	Modelo	Alimentação	Precisão	Protocolo/Modo de dados	Comunicação	Parâmetros analisados
General Electric	SGM1100 Monofásico	230 V 50 Hz	Energia ativa: Classe A/B EN 50470-3 Energia reativa: Classe 2/3 EN 62052-23	DLMS/COSEM	PLC; GPRS;	Energia Ativa/Reativa/Aparente importada e exportada; Cavas de tensão; Sobretensão; Frequência; Fator de potência;
	SGM3000 Monofásico/ Trifásico	220/230/240 V 50/60 Hz	Energia ativa: Classe 1 IEC 62053-21 Energia reativa: Classe 2 IEC 62053-23	DLMS/COSEM; ANSI C12.18/19	RF Mesh; GSM/GPRS;	Energia Ativa/Reativa/Aparente importada e exportada; Cavas de tensão; Sobretensão; Frequência; Fator de potência; THD;
Echelon	MTR1000 Monofásico	220 a 240 V 50 Hz	Energia ativa: Classe 1 IEC 62053-21 Energia reativa: Classe 2 IEC 62053-23	ANSI C12.19	PLC	Energia Ativa/Reativa; Fator de Potência; Tensão; Corrente; Frequência; Falhas de energia; Cavas de tensão; Sobretensão; THD;
Landis Gyr	E550 Trifásico	220-240 V 50/60 Hz	Energia ativa: Classe 1 IEC 62053-21 Energia reativa: Classe 2 IEC 62053-23	DLMS/COSEM	GSM/GPRS	Energia Ativa/Reativa/Aparente; Tensão e corrente instantânea; Fator de potência; Angulo de fase; Cálculo de perdas e nível de distorção harmónica
	E650 Trifásico	220-240 V 50/60 Hz	Energia ativa: Classe 1 IEC 62053-21 Energia reativa: Classe 2 IEC 62053-23	DLMS/COSEM		Energia Ativa/Reativa/Aparente; Tensão e corrente instantânea; Fator de potência; Angulo de fase; Calculo de perdas e THD

Tabela 5 – Comparação de características de *smart meters*

	ACE 6000 Trifásico	100 a 277 V 50/60 Hz	Energia ativa: Classe B Energia reativa: Classe 2 ou C	DLMS/COSEM	PSTN; GSM/GPRS;	Energia ativa/reactiva; Fator de Potência; Tensão; Corrente;
Itron	ACE 8000 Trifásico	100 a 190 V 50/60 Hz	Energia ativa: <0,1% IEC 62053-22	DLMS/COSEM	RS232; RS485;	Corrente de fase RMS; Tensão de fase RMS; Frequência; Angulo de fase; Falhas de energia; Cavas de tensão; Sobretensão; THD;
Iskraemeco	Mx382 Monofásico/ Trifásico	240 V 50/60 Hz	Energia ativa: Classe A ou B EN 50470-3 Energia reativa: Classe 3 ou Classe 2	DLMS/COSEM	GSM/GPRS	Energia Ativa/Reativa; Fator de Potência; Tensão; Corrente; Frequência; Falhas de energia; Cavas de tensão; Sobretensão; Picos e mínimos diários; desequilíbrio de corrente e tensão;
Sensus	iCon APX Monofásico/ Trifásico	120 a 480 V 50/60 Hz	Class 0.2 (ANSI C12.20-2010)	ANSI C12.19	RF Mesh	Energia Ativa/Reativa/Aparente importada e exportada; Cavas de tensão; Sobretensão; Frequência; Fator de potência; THD(corrente e tensão);
EDMI	Atlas Monofásico/ Trifásico	220-240 V 45-65 Hz	Energia ativa: Classe 1 ou 2 IEC 62053-21 Energia reativa: Classe 2 ou 3 IEC 62053-23	DLMS/COSEM	GPRS;	Energia Ativa/Reativa/Aparente; Fator de potência; Frequência; Angulo de fase; Tensão eficaz; Corrente eficaz; THD(corrente e tensão); Sobretensões; Subtensões;

Analisando a Tabela 5 verifica-se que muitos *smart meters* já têm capacidade de monitorização da distorção harmónica de tensão. No entanto, apenas dois dos *smart meters* analisados têm capacidades para monitorizar a distorção harmónica de corrente. Destacam-se os contadores da série Atlas da EDMI (Figura 8) que apresenta excelentes capacidades de monitorização de QEE [17].



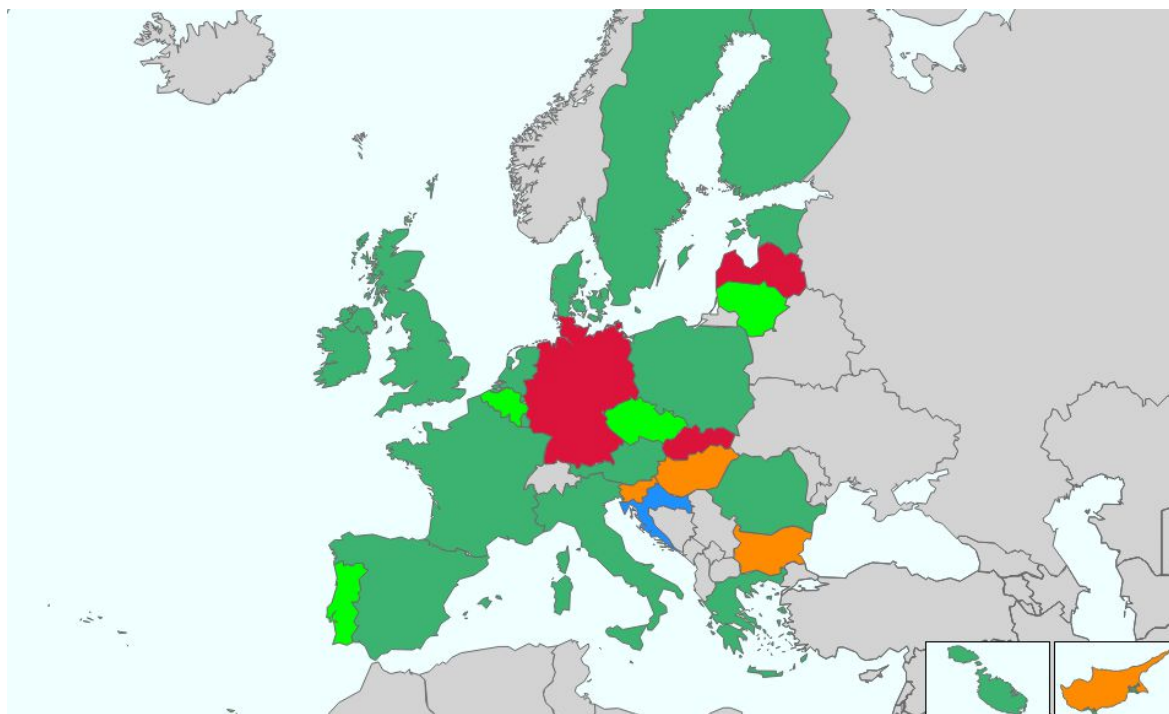
Figura 8 – Contador Atlas da EDM I.

As capacidades dos *smart meters* em apresentar diagramas de carga e permitir a gestão da procura através de alterações tarifárias permite integrar os consumidores finais no processo de aumento da eficiência energética, complementando uma série de medidas que têm vindo a ser implementadas a nível nacional e europeu como o uso de etiquetas referentes à eficiência de determinados equipamentos, a disponibilização de mais informação nas faturas energéticas ou em *websites*, assim como o lançamento de campanhas de sensibilização através de métodos indiretos, como panfletos ou entrando em contacto diretamente com o consumidor. Em alguns casos os consumos são divulgados através de *In-Home Displays* (IHD). Estes casos de estudo provam que a consulta da informação disponibilizada resultou em reduções de consumo por parte dos clientes na ordem dos 5% a 15% [19].

Do ponto de vista dos produtores descentralizados, os *smart meters* facilitam a identificação do estado produtor/consumidor, através da consulta de balanços energéticos da instalação, por outro lado, a capacidade dos *smart meters* em contar tanto a energia importada como exportada dispensa a necessidade de utilizar um contador exclusivo para contar a energia vendida à rede. Isto significa que qualquer instalação fica desde logo preparada para a produção distribuída.

A comissão europeia estabeleceu para 2020 uma meta de 80% dos consumidores de eletricidade equipados com *smart meters*. Portugal em particular foi um dos três primeiros países europeus a iniciar projetos de demonstração em 2007, sendo os outros dois a Alemanha, também em 2007 e a Grécia em 2006 [20]. Até 2014, 16 dos 27 estados membros, incluindo Áustria, Dinamarca, Espanha, Estónia, Finlândia, França, Grécia, Irlanda, Itália, Luxemburgo, Malta, Países Baixos, Polónia, Reino Unido, Roménia e Suécia,

comprometeram-se em avançar com a implementação de *smart meters* em grande escala até 2020. A Figura 9 resume a situação dos projetos de *roll-out* de *smart meters* na União Europeia.



■ Sem *roll-out* de grande escala (<80%) até 2020 ■ *Roll-out* em grande escala (≥80%) até 2020
■ *Roll-out* seletivo até 2020 ■ Sem informação ■ Novo membro

Figura 9 – Situação dos projetos de *roll-out* de *smart meters* nos países da União Europeia [21].

Entre os países mencionados, destacam-se a Itália, a Suécia e a Finlândia que já concluíram o processo, tendo instalado 45 milhões de contadores inteligentes [22].

Em Itália, depois da liberalização do mercado de energia elétrica em 2007, a entidade reguladora emitiu uma resolução que tornou obrigatória a implementação de infraestrutura para *smart metering*. O modelo de *smart metering* utilizado pela Entidade Nacional para a Energia Elétrica (ENEL), principal operador de distribuição em Itália responsável por cerca de 80% dos clientes em BT, consiste na comunicação entre os *smart meters* nas instalações dos clientes e um concentrador localizado perto do posto de transformação. Por sua vez, o concentrador comunica com um centro de aquisição de dados denominado *Automatic Meter Management* (AMM), através de um servidor de acesso, que alimenta o *Customer Information System* (CIS). A comunicação entre os *smart meters* e o concentrador é feita através de uma tecnologia de *Power Line Communication* (PLC) denominada *Distribution*

Line Carrier (DLC) enquanto a comunicação entre o concentrador e o AMM é feita através de tecnologias de comunicação como GSM, PSTN ou satélite. As principais funcionalidades do sistema concentram-se essencialmente em leituras remotas, alteração de tarifário e interrupção/ligação do cliente à rede, [23].

Na Suécia, o governo aprovou em 2003 uma legislação que previa a mudança do sistema de leitura dos contadores de eletricidade até 2009, passando esta a ser feita mensalmente e proibindo a extrapolação de valores em casos de falha de leitura com o objetivo de dar aos clientes informação sobre os consumos reais em vez de estimados. A operadora elétrica Vattenfall implementou um projeto de *Automated Meter Reading* (AMR) que consiste na distribuição de *smart meters* com capacidade de comunicação PLC e *Radio Frequency* (RF), a implementação da infraestrutura de comunicação e o sistema de recolha de dados. O projeto terminou em 2008, resultando na troca de 98% dos contadores da Vattenfall por *smart meters* com funções avançadas como deteção de falhas e comunicação de problemas de qualidade de energia para além das funcionalidades básicas previstas para um projeto deste tipo. Tipicamente, o sistema funciona através da comunicação PLC entre os *smart meters* e um concentrador que por sua vez comunica com um sistema central através de GPRS. A gestão dos dados provenientes dos *smart meters* é feita através de um centro de controlo desenvolvido por um conjunto de empresas suecas [23].

Na Finlândia, o governo realizou, em 2008 uma análise custo-benefício em relação à distribuição geral de *smart meters* que resultou numa decisão em iniciar o *roll-out* em 2009. O *roll-out* foi levado a cabo pelo operador da rede de distribuição que também é responsável pela leitura e disponibilização dos dados recolhidos pelos *smart meters*, devendo os dados relativos ao consumo horário estar disponíveis no dia seguinte para o consumidor, o fornecedor de energia e uma terceira parte caso autorizada pelo consumidor. Os requisitos definidos para os *smart meters* foram os seguintes: contagem cumulativa em quatro quadrantes, leitura remota de dados diariamente e disponível para visualização por parte do operador de rede e do cliente no dia seguinte, interrupção/retoma remota, monitorização de consumos em tempo real, capacidade de controlo de carga e registo de eventos e emissão de alarmes relacionados com qualidade de energia e falhas [24].

Em Portugal, a contagem de energia elétrica é regulada e da responsabilidade do operador da rede de distribuição, neste sentido, a EDPD é a entidade responsável pela implementação dos *smart meters*. A EDPD seguiu uma estratégia de distribuição de *smart meters* que

consiste em vários projetos de larga escala, destacando-se o projeto inicial InovGrid em Évora onde foram instalados 31 000 *smart meters*. Novos projetos em seis zonas diferentes do país elevaram o número de *smart meters* para 100 000 em 2014 estando previsto um *roll-out* que garanta a instalação de 6 milhões de *smart meters* em todo o país até 2022 [25]. A Figura 10 demonstra a distribuição dos principais custos e benefícios inerentes ao *roll-out* de *smart meters* em Portugal [26].



Figura 10 – Principais custos e benefícios associados ao *roll-out* de *smart meters* em Portugal [26].

O funcionamento do sistema AMI em implementação em Portugal é analisado mais à frente nesta dissertação, no capítulo 4.

Quanto às capacidades dos *smart meters*, a comissão europeia publicou em 2012 uma recomendação de funcionalidades mínimas para os equipamentos. Esta listagem inclui, a possibilidade do contador fornecer leituras diretamente ao consumidor ou a terceiros, atualizar referidas leituras em períodos não superiores a 15 minutos de forma a estas poderem ser utilizadas eficazmente pelos consumidores para poupar energia, a possibilidade de leitura remota dos contadores pelo operador de rede e a comunicação bidirecional entre o contador e os sistemas externos de manutenção e controlo. No que diz respeito ao nível comercial do fornecimento de energia, os *smart meters* devem apoiar a aplicação de sistemas tarifários avançados e permitir a regulação à distância do fluxo energético ou da potência fornecida. A comissão europeia dá grande importância à segurança e proteção de dados, exigindo que as comunicações por parte dos contadores sejam seguras e que sejam implementadas funcionalidades de deteção e prevenção de fraudes. É ainda referida na recomendação a funcionalidade prevista de o *smart meter* proporcionar contagem de energia importada/exportada no âmbito da produção distribuída.

2.6. Tecnologias de comunicação

A mudança para um ambiente de *smart grid* exige a troca de informação remotamente e de forma rápida sobre vários aspetos desde leituras de consumos, avaria de equipamentos, análise de qualidade de energia, limites de capacidade da rede, entre outros, para que a monitorização e controlo da rede funcione o mais aproximadamente possível do tempo real. O tipo de comunicação utilizado pelo operador é um problema bastante complexo já que o uso de tecnologias como os DTC e *smart meters* implica a transmissão de grandes quantidades de dados entre as instalações dos clientes, os equipamentos de contagem e os sistemas centrais do operador da rede de distribuição. O carácter sensível e confidencial destes dados implica que a segurança a todos os níveis do sistema seja de máxima importância assim como o impedimento de manipulação de dados ou falhas de cálculos. A tecnologia usada para a comunicação deve ainda ser eficiente a nível de custos, ter o alcance e largura de banda adequados, e pouca influência na qualidade de energia elétrica [27].

Um ponto essencial para garantir o sucesso da implementação e operação em massa dos *smart meters* é a normalização da tecnologia. Atualmente, o nível ideal de normalização ainda não existe. Na Europa existem 17 tipos diferentes de perfis de comunicação para *smart meters*. Este facto associado à mudança do funcionamento da rede com vista a integrar as fontes de energia renovável cria dificuldades na escolha de um perfil para *smart meters* por parte dos operadores de rede. Por outro lado, [28] defende que algum grau de competição entre perfis não causará grandes danos em termos de fragmentação do mercado e pode levar inclusivamente a maior inovação. Este é um dos tópicos que confere um nível de complexidade elevado ao trabalho de selecionar um conjunto de requisitos para um equipamento devido à necessidade de garantir a compatibilidade com várias normas relativas a diferentes aspetos do equipamento, não só a nível da comunicação mas também das classes de precisão, monitorização de QEE, compatibilidade eletromagnética, entre outros.

A comunicação em ambiente AMI pode ser dividida essencialmente em três níveis como ilustrado na Figura 11.



Figura 11 – Níveis de comunicação da AMI [29].

- *Wide Area Network* (WAN) associada à comunicação entre os concentradores DTC e uma base de dados central;
- *Local Area Network* (LAN) que compreende a comunicação entre os *smart meters* e os DTC;
- *Home Area Network* (HAN) referente à comunicação entre os *smart meters* e equipamentos nas instalações do consumidor.

Os três níveis de comunicação referidos têm requisitos bastante diferentes o que pode levar à necessidade de utilizar mais do que uma tecnologia de comunicação para funcionar já que nenhuma solução consegue fazer face por si só a todos os requisitos necessários. Para cada fase de comunicação existe uma variedade de tecnologias e perfis, cada uma com vantagens e desvantagens. A comparação entre os vários perfis de comunicação exige a compreensão de alguns parâmetros relativos à performance da comunicação, nomeadamente, *velocidade* (i), *largura de banda* (ii), *latência* (iii) e *robustez* (iv).

- Velocidade a que os dados são transmitidos entre dois pontos.
- A largura de banda indica a quantidade máxima de dados que pode ser transmitida de um ponto para outro numa unidade de tempo.
- Latência é o atraso desde o tempo de início de uma transmissão no remetente até ao tempo de recessão no recetor.
- O conceito de robustez no âmbito das comunicações significa a capacidade em manter a transmissão de dados, sem interrupções ou perdas, independentemente de interferências ou ruído externas.

As normas sobre as tecnologias e protocolos de comunicação utilizados pelos *smart meters* definem regras referentes à sintaxe, semântica e protocolos para a transmissão de informação

entre estes e outros equipamentos ligados à rede. Os protocolos são normalmente estruturados em diferentes *layers*. A norma ISO/IEC 7498-1 refere um modelo muito utilizado na estruturação de protocolos denominado *Open Systems Intercommunication* (OSI). Este modelo consiste em sete *layers*: *Application, Presentation, Session, Transport, Network, Data Link e Physical*. As primeiras três determinam a funcionalidade enquanto as duas últimas especificam a modelização do sinal consoante o tipo físico de tecnologia utilizado (PLC, GPRS, WiFi, etc.). As restantes *layers* referem-se ao transporte de dados. Todas as *layers* têm de ser especificadas para que seja possível a comunicação entre dois equipamentos [30].

As tecnologias mais utilizadas podem ser divididas em tecnologia PLC e tecnologias *wireless*.

Power Line Communication

A tecnologia de comunicação PLC utiliza a rede elétrica existente para transmitir dados a grande velocidade entre equipamentos. Esta solução foi das primeiras a ser utilizada devido à possibilidade de ligação direta com o contador elétrico e à implementação com sucesso de AMI em área urbana. As tecnologias PLC podem ser divididas em *broadband* ou *narrowband*. As tecnologias *broadband* permitem atingir maiores velocidades de transmissão de dados mas são limitadas em termos de distância, o que implica a instalação de mais repetidores de sinal e por consequência aumento de custo. Por outro lado, a utilização de PLC *narrowband* permite comunicação ao longo de grandes distâncias mas com velocidades de transmissão reduzidas. A maioria das ligações PLC na Europa utiliza este tipo de tecnologia.

Existem vários perfis em comunicação PLC, nomeadamente, P-LAN, LON/OSGP, *Meters&More* e mais recentemente PRIME, G3, AMIS, g.9902 e 1901.2. Todos estes perfis funcionam na frequência de banda CENELEC A (3-95kHz) como representado na Figura 12 [31].

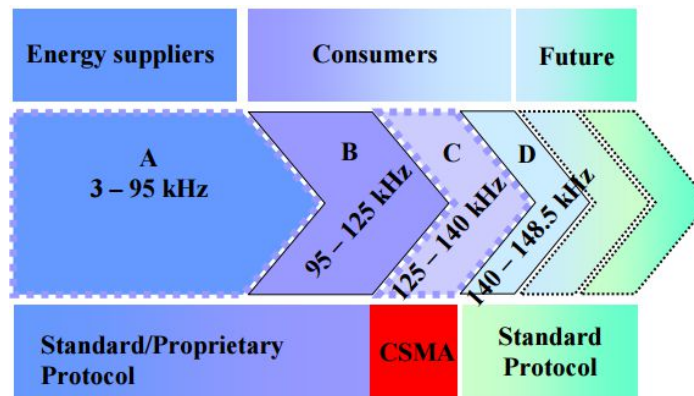


Figura 12 - Alocação de frequência segundo CENELEC [31].

A diferenciação entre os vários perfis prende-se com as técnicas de modulação utilizadas que podem favorecer velocidade ou *robustez*. As técnicas de modulação *Spatial Frequency Shift Keying* (S-FSK) e *Differential Code Shifting Keying* (DCSK) usadas pelos perfis P-LAN e AMIS respetivamente atingem velocidades relativamente baixas mas tem bons níveis de robustez. Os perfis LON e *Meters&More* utilizam modulação *Binary Phase Shift Key* (B-PSK) que permite atingir maiores velocidades. A modulação *Orthogonal Frequency Division Multiplexing* (OFDM) utilizada pelos restantes perfis é mais robusta e mais rápida mas é mais complexa de implementar. Verifica-se também que os perfis mais recentes (PRIME, 1901.2 e G.9902) alcançam velocidades superiores em relação às mais antigas e menores tempos de latência (aproximadamente 10 segundos em comparação com aproximadamente 20 segundos do P-LAN). O perfil G3 embora seja recente sacrifica velocidade e tempo de latência em favor de maior robustez.

A Tabela 6 compara os diferentes perfis de comunicação PLC relativamente ao tipo de modulação utilizado e às velocidades obtidas dentro da frequência CENELEC A.

Tabela 6 – Características dos perfis PLC [30]

Perfil	Modulação	Velocidade
P-LAN	S-FSK	200 bit/s - 2,4 kbps
AMIS	DCSK	600 bit/s - 3 kbs
LON	B-PSK	3,6-57,6 kbps
Meters&More	B-PSK	4,8-57,6 kbps
PRIME	OFDM	21,4-128,6 kbps
G3	OFDM	2,4-33,4 kbps
1901.2	OFDM	Aprox. 80 kbps
G.9902	OFDM	Aprox. 80 kbps

A utilização de PLC é vantajosa já que a infraestrutura de rede já existente reduz os custos de instalação da tecnologia. Esta facilidade de instalação e utilização em ambiente urbano em conjunto com a crescente tendência para a normalização da tecnologia representam as principais causas para a popularidade da PLC. A rede de distribuição já existente que representa a principal vantagem da tecnologia PLC pode no entanto ser também uma desvantagem devido à natureza ruidosa do meio em termos de comunicação o que dificulta a modelização dos canais. Outra desvantagem é a largura de banda limitada que impossibilita a sua utilização com aplicações que precisem de uma largura de banda superior. Existe ainda o problema da qualidade do sinal que é afetada pelo comprimento das linhas e os vários equipamentos a elas ligados. Por estas razões, a tecnologia PLC não deve ser utilizada sozinha mas em conjunto com outras tecnologias como por exemplo GPRS [32].

Tecnologias *wireless*

As tecnologias *wireless* permitem obter melhor performance ao ar livre do que em ambientes fechados devido à dificuldade dos sinais em penetrar paredes e outros obstáculos. Este facto é desde logo uma desvantagem em relação ao PLC no que toca à sua aplicação na comunicação entre *smart meters* e o concentrador já que ambos os equipamentos se encontram tipicamente em ambientes fechados, as instalações do cliente no caso dos *smart meters* e as cabines dos postos de transformação onde se encontram os concentradores que podem até ser subterrâneas. No entanto, a utilização de redes de telecomunicações já existentes com perfis como GPRS ou GSM evita a necessidade de construção de novas infraestruturas. Este facto associado à grande cobertura já existente torna este método de comunicação uma opção viável para a comunicação entre módulos mais avançados na cadeia de comunicação, como entre o concentrador e os sistemas centrais do ORD. A boa largura de banda e segurança são também vantagens desta tecnologia, assim como a boa cobertura que facilita a comunicação em zonas rurais. A principal desvantagem do uso de redes de telecomunicações é o facto das mesmas redes serem partilhadas por outros mercados o que pode causar o congestionamento da rede. Isto vai contra a necessidade das operadoras da rede elétrica em ter o serviço de comunicação a funcionar de forma contínua e permanente. Com este tipo de comunicação o operador da rede de distribuição fica também impedido de ser dono da rede de comunicação [32]. Existem três tipos de redes de comunicação *wireless*: *point-to-point*, *RF mesh* e *point-to-multipoint*. As redes *point-to-point* incluem os principais

perfis de comunicação móvel, nomeadamente GSM, GPRS, UMTS e LTE. A denominação *point-to-point* significa que a informação viaja apenas entre dois pontos, ao contrário da comunicação *point-to-multipoint* em que a informação parte de um ponto para vários outros pontos ao mesmo tempo em estilo *broadcast*. Todos estes perfis são utilizados globalmente e as respetivas bandas de frequência são reservadas exclusivamente aos operadores de rede de comunicações móveis que as podem utilizar para qualquer tipo de comunicação. Esta tecnologia de comunicação atinge velocidades superiores à comunicação PLC assim como tempos de latência significativamente mais curtos. A Tabela 7 compara os perfis *wireless point-to-point* entre si.

Tabela 7 - Características dos perfis *wireless point-to-point* [30].

Perfil	Modulação	Velocidade	Banda de frequência
GSM/GPRS	GMSK/TDMA	Até 270 kbps	900 - 1800 MHz
UMTS	CDMA	14.4 - 84 Mbps down 5.75 - 22 Mbps up	2110 - 2170 MHz downlink 1920 - 1980 MHz uplink
LTE	OFDM	326 - 1000 Mbps down 86 - 500 Mbps up	800 - 2600 MHz

Quanto à robustez neste tipo de comunicações, prende-se com a cobertura de rede disponível e com o número de obstruções encontradas. Também neste caso, as tecnologias com menor velocidade, como GPRS, têm maior robustez em comparação com UMTS e LTE que alcançam velocidades mais elevadas. A robustez da comunicação é também afetada pela frequência. Redes que operam a baixas frequências apresentam maior robustez e obtêm melhor propagação de sinal e penetração de obstáculos. Em termos de alcance, comparativamente à PLC, a comunicação *point-to-point* cobre maiores distâncias.

Os perfis *RF mesh* como *Kamstrup RF*, *Meshnet3* ou *802.15.4g-e* diferem essencialmente na banda de frequência e potência utilizada. Quanto às velocidades de transmissão de dados, os perfis *RF mesh* e *Kamstrup RF* atingem apenas 9.6 kbps enquanto o *802.15.4g-e* atinge até 500 kbps. No entanto, os primeiros dois têm maior alcance (cerca de 10 km) que o *802.15.4g-e* (até 1 km). A robustez destes perfis depende do número de pontos de comunicação ativos na rede, quanto maior o número de *smart meters* presente, maior a

robustez, já que é possibilitada a utilização de diferentes caminhos de comunicação em caso de problemas de ligação ou congestionamento. Posto isto, a utilização de *RF Mesh* em zonas rurais pode ser problemática caso não existam *smart meters* suficientes.

Flexnet é um perfil de comunicação *point-to-multipoint* que através de elevada utilização de potência consegue alcances até 30 km assim como boa robustez, atingindo velocidades até 172 kbps. A Tabela 8 resume as características dos perfis *RF mesh* e *Flexnet*.

Tabela 8 - Características dos perfis *wireless RF mesh* e *point-to-multipoint* [30].

Perfil	Velocidade	Potência de transmissão
Kamstrup RF	Aprox. 4 kbps	10 mW em 433 MHz, 500 mW em 444 MHz
MeshNet3	9.6 kbps	50 mW em 869 MHz
802.15.4	10 a 800 kbps dependendo da modulação utilizada	25 mW em 863-870 MHz
Flexnet	Até 172 kbps	2 W em 412 e 422 MHz

Application standards

As principais alternativas em termos de perfis para a *application layer* são o DLMS/COSEM, *oneM2M*, AMIS, *Meters&More*, LON/OSGP, *MeshNet3* e *Kamsrtup RF*. Os dois primeiros *standards* mencionados são utilizados exclusivamente para a camada de aplicação e podem ser utilizados em conjunto com quaisquer outros perfis que especifiquem as restantes camadas e utilizem os protocolos IPv4 ou IPv6 na camada de rede. Os outros são aplicados especificamente com as respetivas camadas inferiores *física* e *data link*. IPv4 e IPv6 correspondem respetivamente à versão 4 e 6 do *Internet Protocol* que especifica o formato dos pacotes de dados assim como o esquema de “moradas” que possibilita a comunicação entre diferentes máquinas na rede.

O DLMS/COSEM é utilizado como *application standard* com vários perfis de comunicação PLC, entre eles, PLAN, PRIME e G3 e perfis de comunicações móveis como GSM/GPRS. Os perfis aplicacionais têm normalmente problemas de interoperabilidade já que cada

implementação particular pode incluir diferentes classes, objetos ou atributos pelo que é necessário estabelecer parâmetros base obrigatórios para todas as implementações.

Comparação entre perfis

Analisando as principais tecnologias disponíveis para a comunicação numa *smart grid wireless* ou PLC, verifica-se que todos os perfis apresentam vantagens e desvantagens não existindo um que possa ser considerado incontestavelmente melhor. A seleção dos perfis a aplicar pelo operador da rede de distribuição irá depender das necessidades específicas de cada caso. Por exemplo, os perfis *point-to-point* têm uma velocidade de transmissão de dados maior do que as outras tecnologias, no entanto não permitem que o operador tenha exclusividade na utilização da banda de frequência e têm dificuldades em chegar a *smart meters* dentro de edifícios, especialmente em locais subterrâneos. Por outro lado os perfis PLC não têm problemas de ligação com *smart meters* dentro de edifícios e o operador pode utilizar bandas de frequência exclusivas. Estes perfis têm, no entanto, velocidades de transmissão reduzidas. Outro ponto que é importante comparar entre os diferentes perfis de comunicação é a interoperabilidade, ou seja, a capacidade de um perfil ser compatível com versões anteriores do mesmo perfil e com outros perfis diferentes. Isto representa uma vantagem das comunicações *point-to-point* em relação ao PLC. O operador de rede tem também de decidir se é vantajoso implementar uma rede de raiz e ter exclusividade na sua operação, possível em redes PLC ou *RF mesh*, ou utilizar redes já existentes sujeitando-se à partilha da rede com outro tipo de serviços como por exemplo as comunicações móveis no caso do GSM/GPRS.

3. Conceitos Fundamentais

Neste capítulo são expostos conceitos e normas considerados fundamentais à compreensão da proposta de monitorização de qualidade de energia apresentada nesta dissertação.

3.1. Qualidade da energia elétrica

O termo qualidade de energia elétrica refere-se ao afastamento da forma de onda de tensão ou corrente no ponto medido em relação à ideal. A degradação da forma de onda pode estar relacionada com um ou vários parâmetros, entre eles, frequência, amplitude, tensão eficaz, forma, simetria, harmónicos, etc. [33]. A variação de alguns dos parâmetros mencionados pode apresentar-se de várias formas como conteúdo harmónico, subtensões ou sobretensões, flutuações de tensão, sobretensões transitórias, variações de frequência, entre outras.

Quando as variações ultrapassam os limites impostos são consideradas problemas de qualidade de energia elétrica. Estes problemas podem ter variadas consequências tanto para a empresa de produção/distribuição como para o consumidor. Exemplos dessas consequências são: aquecimento excessivo de transformadores de distribuição, aumento das necessidades de arrefecimento em edifícios, aquecimento excessivo em motores e geradores, aquecimento excessivo em cabos de distribuição, falhas em equipamentos de telecomunicações e processamento de dados, custos elétricos elevados, perdas de produção, aumento do custo de manutenção, paragens do processo de produção, aumento do risco da segurança pessoal, falhas de equipamentos, entre outros. É normal assumir que os problemas de QEE originam no produtor ou no sistema de distribuição. Embora seja verdade que alguns problemas são originados pelo fornecedor de energia, muitos outros problemas,

principalmente em termos de distorção harmónica são causados por equipamentos dos consumidores podendo manifestar-se não só na localização do cliente mas também em instalações vizinhas que estejam ligadas na mesma rede.

A identificação de alguns problemas de QEE pode ser feita analisando apenas a percentagem de variação da tensão eficaz e a duração da variação como ilustrado na Figura 13 [34].

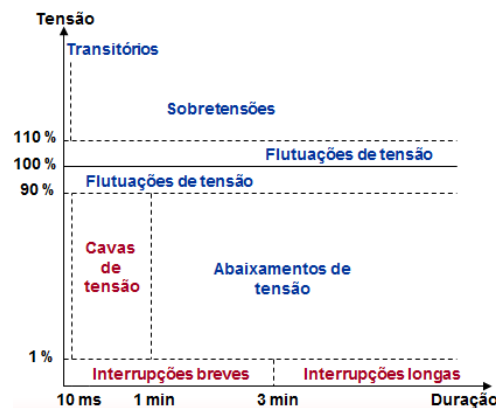


Figura 13 – Classificação de problemas de QEE consoante a percentagem de variação de tensão e duração do problema [34].

Outros problemas como a distorção harmónica ou *flicker* necessitam de uma análise mais detalhada da onda de tensão ou corrente para que possam ser devidamente classificados. De seguida são caracterizados os principais problemas de QEE.

Interrupções

Uma interrupção dá-se quando a tensão de alimentação é inferior a 1% da tensão declarada. As interrupções são consideradas breves ou longas consoante a sua duração for inferior ou superior a três minutos. As principais causas da ocorrência de interrupções com origem na instalação do consumidor são: falhas no isolamento de equipamentos, avarias em equipamentos e proteções dos equipamentos eléctricos mal dimensionadas. As consequências da ocorrência de interrupções variam consoante a duração da interrupção e o tipo de equipamento afetado. As consequências agravam-se em equipamentos de tecnologia de informação e sistemas de controlo baseados em microprocessadores [35].

Cavas de tensão

De acordo com a norma EN 50160 uma cava de tensão é definida como uma queda do valor eficaz de tensão para 90% ou menos do valor de tensão declarado, até 1%, seguida da retoma

quase imediata da tensão original. Uma queda acima de 90% é considerada como funcionamento normal e uma queda abaixo de 1% é considerada como uma interrupção [36]. A Figura 14 ilustra a representação gráfica de uma cava de tensão.

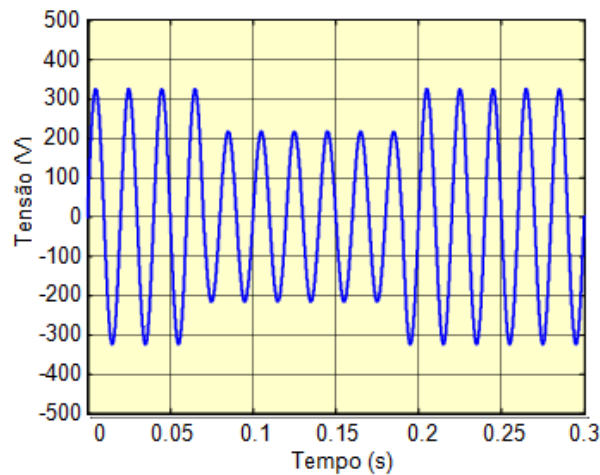


Figura 14 – Cava de tensão [37].

As causas para a ocorrência de cavas de tensão são, falhas na rede de distribuição, falhas nas instalações do consumidor ou ligação de cargas ou motores de elevada potência. As cavas de tensão podem levar ao mau funcionamento de equipamentos de tecnologia de informação, nomeadamente sistemas de controlo com base em microprocessadores, pode causar o disparo de contactos e relés eletromecânicos, pode levar à redução de eficiência ou paragem de máquinas de rotação elétrica, falha de sistemas PLC, relés e conversores de frequência. As cavas de tensão podem resultar em custos elevados, principalmente quando são afetados processos contínuos.

Sobretensão

Uma sobretensão consiste num aumento da tensão, normalmente durante alguns segundos, como representado na Figura 15.

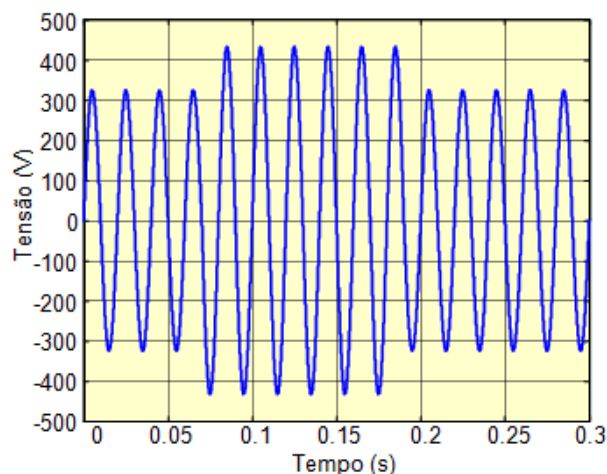


Figura 15 – Sobretensão [37].

As sobretensões são causadas pela paragem/arranque de cargas com necessidade de potências elevadas, mau dimensionamento de fontes de potência e mau regulamento de transformadores. Este tipo de problema pode no entanto ter origem em fatores externos como descargas atmosféricas ou por efeito de campos eletromagnéticos. As consequências das sobretensões incluem perda de dados, *flickering* e paragem ou danificação de equipamentos quando são atingidos valores de tensão muito elevados.

Distorção harmónica

Um harmónico é definido por uma componente com frequência que é um múltiplo inteiro da frequência fundamental. O múltiplo inteiro designa o número do harmónico, a partir do qual é possível identificar a sua frequência. Por exemplo, considerando a frequência fundamental como 50 Hz, o 5º harmónico de uma onda terá uma frequência cinco vezes superior a 50 Hz, ou seja 250 Hz. Por outro lado, a amplitude varia inversamente, ou seja, a amplitude do 5º harmónico será cinco vezes inferior à amplitude da onda fundamental [2]. A Figura 16 mostra a variação de frequência e amplitude para o segundo, terceiro, quarto e quinto harmónicos.

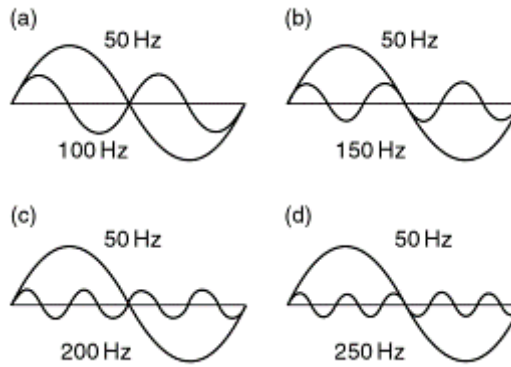


Figura 16 - Representação de uma onda de tensão fundamental e respetivos 2º (a), 3º (b), 4º (c) e 5º (d) harmónico.

A sobreposição de vários harmónicos com forma sinusoidal resulta numa forma de onda distorcida. Pelo mesmo princípio, uma forma de onda pode ser decomposta na onda fundamental e os respetivos harmónicos como representado na Figura 17.

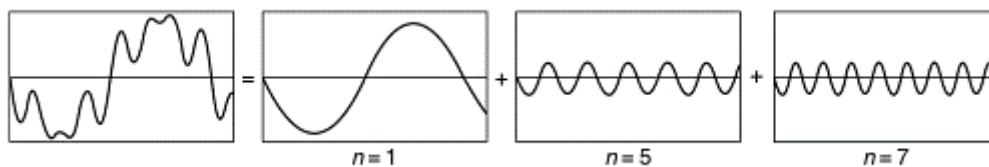


Figura 17 - Decomposição de uma onda de tensão nos respetivos harmónicos.

Para efeito de medição e análise da distorção harmónica no âmbito da QEE é utilizado o THD (*Total Harmonic Distortion*), um parâmetro que quantifica o afastamento de uma forma de onda em relação à ideal. O THD deve ser calculado pela seguinte equação.

$$THD = \sqrt{\sum_{k=2}^{50} \left(\frac{G_k}{G_1}\right)^2}$$

Em que G_k representa a tensão ou corrente eficaz do harmónico de ordem k e G_1 representa a tensão ou corrente eficaz da onda fundamental. O THD permite quantificar a distorção de uma forma de onda através do rácio entre os valores eficazes de todos os harmónicos e o valor eficaz da fundamental. O THD pode ser aplicado à distorção de tensão (THDv) e distorção de corrente (THDi).

A presença de harmónicos na rede pode ter consequências a vários níveis e prejudicar seriamente a QEE na rede de distribuição. A gravidade da interferência causada pelo conteúdo harmónico depende da amplitude dos harmónicos, da distância dos dispositivos à fonte causadora de harmónicos e da qualidade da própria rede. A Tabela 9 identifica problemas para casos específicos.

Tabela 9 – Impactos da distorção harmónica por tipo de equipamento, [38].

Tipo de equipamento afetado	Impactos da distorção harmónica
Condutores	Aumento de perdas por efeito de joule Aumento de perdas por efeito peculiar
Transformadores	Aumento da vibração e ruído Aumento das perdas por efeito de joule e do núcleo Redução do tempo de vida
Condutor de neutro	Num Sistema não linear (com componente harmónica) a corrente no neutro aumenta
Motores de indução	Aumento da vibração e ruído Aumento das perdas internas do núcleo Diminuição do binário
Eletrrodomésticos	Mau funcionamento ou falhas de operação em equipamentos eletrónicos ligados à rede elétrica Disparo indevido dos semicondutores de potência em retificadores controlados e reguladores de tensão
Aparelhos de medição	Diminuição da precisão
Condensadores	Aumento considerável da dissipação térmica Deterioração do dielétrico
Disjuntores	Problemas na operação de relés de proteção, disjuntores e fusíveis
Sistemas de comunicação	Interferências eletromagnéticas

As causas do aumento do conteúdo harmônico na rede estão normalmente relacionadas ou com cargas não-lineares ou com a produção distribuída. Ambos os temas são discutidos mais à frente nos subcapítulos 3.2 e 3.3.

Flutuações de tensão e tremulação (*Flicker*)

A ligação de cargas com grandes alterações de valores de potência pode causar variações na onda de tensão na rede, como ilustrado na Figura 18. As flutuações de tensão quando se notam, especialmente em variações no funcionamento da iluminação tomam a denominação de *flicker* [39].

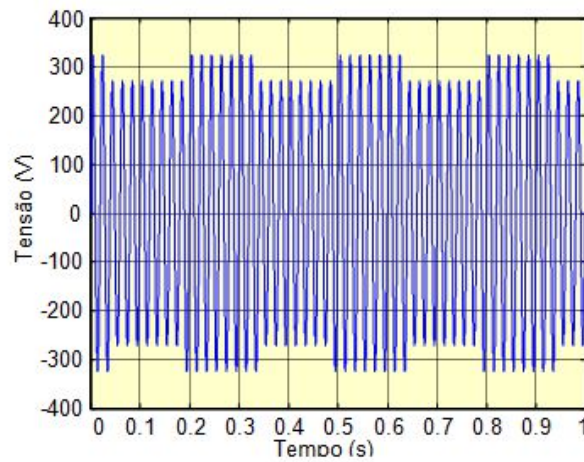


Figura 18 – Flutuação de tensão [37].

Estes problemas têm normalmente origem em cargas de grande potência e com regimes de funcionamento instáveis como fornos de arco, bombas de calor, máquinas de lavar, entre outros. A presença de distorção harmônica na rede também está relacionada com a ocorrência destes problemas.

Para além da tremulação causada na iluminação, as flutuações de tensão podem causar perdas de rendimento em máquinas elétricas assim como instabilidade de potência e binário.

Desequilíbrio de sistemas trifásicos

O desequilíbrio de tensão em sistemas trifásicos consiste na ocorrência de um desfasamento entre os ângulos de fase e amplitudes das tensões de cada fase, como representado na Figura 19. Em condições ideais ou de equilíbrio, as fases de tensão e corrente têm a mesma amplitude e estão desfasadas 120°. Este problema de qualidade de energia é causado pela

ligação de grandes cargas monofásicas em média e alta tensão ou pela má distribuição de cargas monofásicas pelas três fases da rede de baixa tensão. As instalações de produção de energia descentralizada também podem causar desequilíbrio nos sistemas trifásicos.

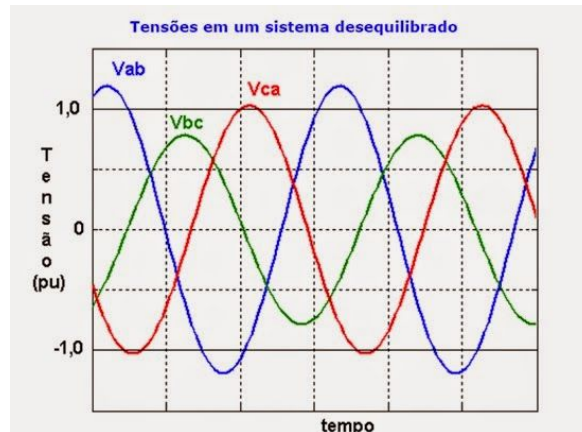


Figura 19 – Desequilíbrio de tensões.

Este fenómeno pode ser quantificado como o quociente entre o desvio máximo entre as 3 fases de tensão e a média das tensões das três fases, expresso em percentagem.

$$Desiquilibrio = \frac{Desvio\ máximo\ entre\ as\ tensões}{\frac{\sum\ três\ tensões}{3}} \times 100$$

Segundo a IEC, o desequilíbrio de tensões pode ser definido como o rácio de sequência de tensão negativa sobre a sequência de tensão positiva.

$$Desiquilibrio = \frac{V^-}{V^+}$$

O desequilíbrio de tensões tem efeitos negativos na performance de equipamentos trifásicos como motores de indução e transformadores causando perdas e vibrações. Equipamentos eletrónicos como retificadores ou inversores produzem elevado conteúdo harmónico na presença de desequilíbrio de tensões [40].

Fenómenos transitórios

Os fenómenos transitórios são perturbações elétricas que ocorrem durante um curto espaço de tempo e caracterizam-se normalmente por oscilações de elevada frequência num espaço temporal entre nano e milissegundos. Os transitórios podem ser classificados como impulsivos (i) ou oscilatórios (ii) como representado na Figura 20.

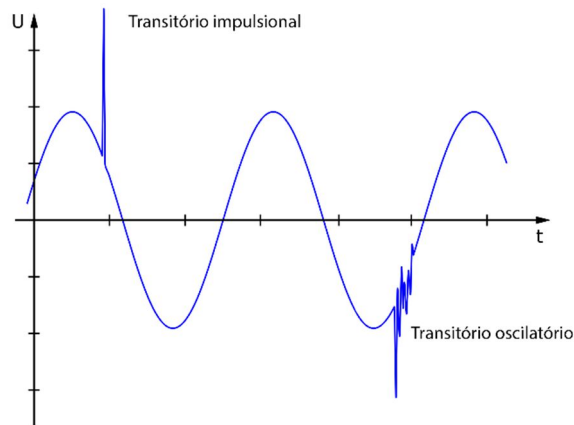


Figura 20 – Transitórios.

Os transitórios impulsivos caracterizam-se por valores com polaridade unidirecional na forma de onda, ou seja, com valores exclusivamente positivos ou exclusivamente negativos. Os transitórios oscilatórios incluem valores com duas polaridades, negativos ou positivos [41].

3.2. Cargas não-lineares

A utilização de cargas não-lineares em detrimento das cargas lineares permite maior rendimento e maior controlo sobre os processos particulares de cada equipamento. No entanto, estas cargas apresentam também desvantagens que não são tão conhecidas e divulgadas. As cargas lineares caracterizam-se pelo facto de a sua utilização com uma determinada forma de onda de tensão resultar numa forma de onda de corrente equivalente como ilustrado na Figura 21. Assim, este tipo de cargas nunca aumenta o conteúdo harmónico. A não-linearidade das cargas significa que a aplicação de uma tensão sinusoidal não resulta numa forma de onda de corrente sinusoidal, como acontece nas cargas lineares (Figura 22) [42].

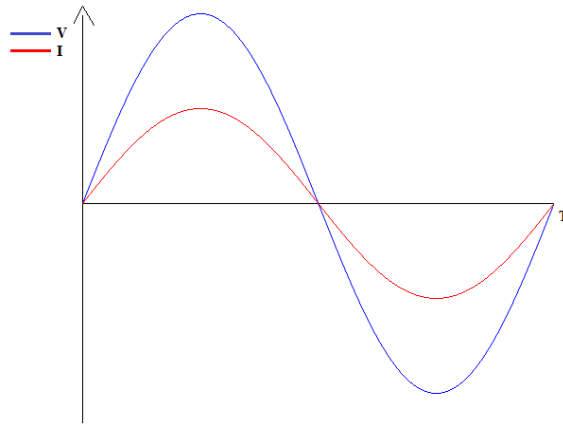


Figura 21 – Forma de onda da tensão aplicada e corrente resultante numa carga linear.

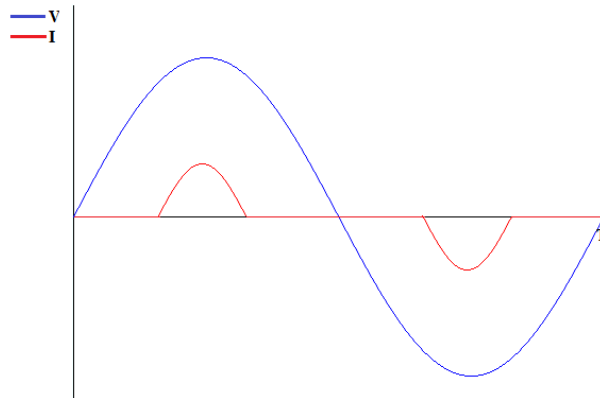


Figura 22 – Forma de onda da tensão aplicada e corrente resultante numa carga não-linear.

Isto significa que a forma de onda de tensão de saída também se afastará do ideal, criando problemas na QEE sob a forma de distorção harmónica. A diferenciação entre a forma de onda de tensão aplicada e a forma de onda de corrente acontece devido à constituição deste tipo de cargas relativamente aos componentes utilizados, especificamente à característica tensão-corrente dos componentes. Componentes como resistências, capacitâncias e indutâncias têm característica linear (i) e componentes como díodos e transístores têm característica não-linear (ii), como representado na Figura 23.

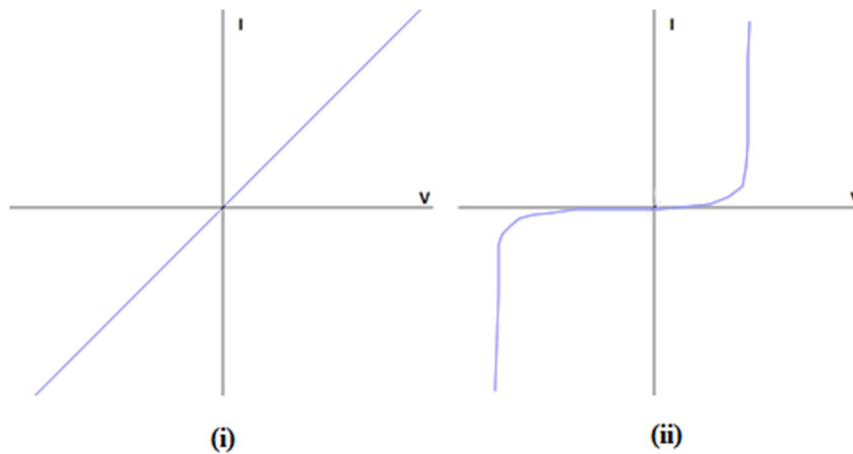


Figura 23 - Característica linear (i) e não-linear (ii).

Uma carga não-linear pode então ser definida como qualquer carga que utilize pelo menos um componente com característica corrente-tensão não-linear. Como referido anteriormente, o afastamento de uma forma de onda em relação à ideal é quantificado pelo THD. Neste sentido, a normalização existente relativa à emissão de conteúdo harmónico por equipamentos estabelece limites de THD e harmónicos individuais. No entanto, as normas exigem limites diferentes consoante o tipo de equipamento (ver IEC 61000-3-2 em 3.4.2). Isto deve-se ao impacto no custo de fabrico de um equipamento que tem a inclusão de um estágio de correção de onda. Tendo como exemplo os casos de uma fonte de alimentação e uma lâmpada LED, o primeiro dota-se de um nível de complexidade avançado em que a inclusão de um estágio de correção de onda não terá um grande impacto no custo do equipamento. O segundo, no entanto, é relativamente simples e a adição de um estágio de correção de onda é suficiente para inviabilizar o fabrico do equipamento. Ainda assim, mesmo os equipamentos que à partida cumprem os limites impostos pelas normas têm tendência a ter as fontes de alimentação substituídas, quando estas avariarem, por outras de menor preço mas que causam maior distorção da forma de onda [42].

A substituição de iluminação incandescente convencional por iluminação eficiente constitui uma das principais fontes de preocupação no que diz respeito à diminuição da QEE na rede de distribuição. As lâmpadas eficientes não consomem corrente de forma contínua, ligando e desligando de acordo com intervalos definidos através de componentes de eletrónica de potência dentro da lâmpada. O tipo de balastro utilizado em lâmpadas fluorescentes (convencional ou eletrónico) tem também influência na forma de onda da corrente, [43]. Na Figura 24 são comparadas as formas de onda de corrente entre uma lâmpada eficiente (liga

e desliga num intervalo de tempo constante), uma lâmpada fluorescente com balastro convencional e uma lâmpada fluorescente com balastro eletrônico.

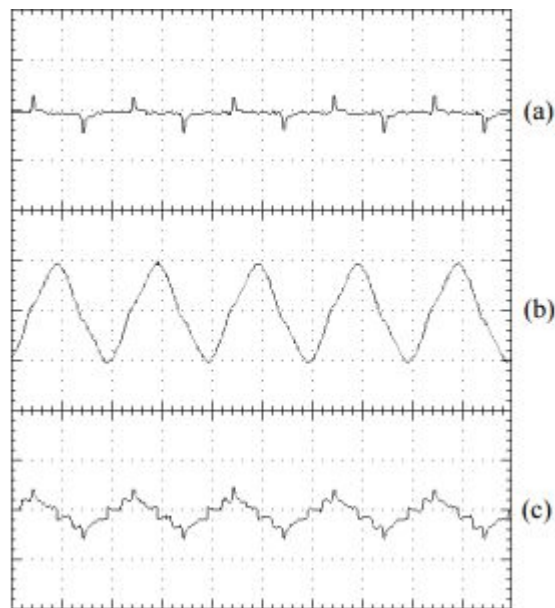


Figura 24 – Formas de onda de diferentes tipos de iluminação. (a) Lâmpada eficiente, (b) lâmpada fluorescente com balastro convencional, (c) uma lâmpada fluorescente com balastro eletrônico [43].

Verifica-se que embora se tratem de equipamentos do mesmo tipo, o conteúdo harmónico presente nas formas de onda de corrente produzida é bastante diferente. Mais recentemente, a iluminação LED tem vindo a ganhar cada vez mais importância devido à sua grande eficiência energética, duas vezes superior à iluminação fluorescente e oito a dez vezes superior à iluminação incandescente, assim como à maior vida útil em comparação com os outros tipos de iluminação referidos. As lâmpadas LED funcionam com corrente DC pelo que, tal como as lâmpadas fluorescentes, necessitam de um retificador para fazer a conversão AC/DC. Como referido anteriormente, a presença do retificador introduz não linearidade no sistema e por consequência, grandes níveis de distorção na forma de onda da corrente produzida como se verifica na Figura 25 [44].

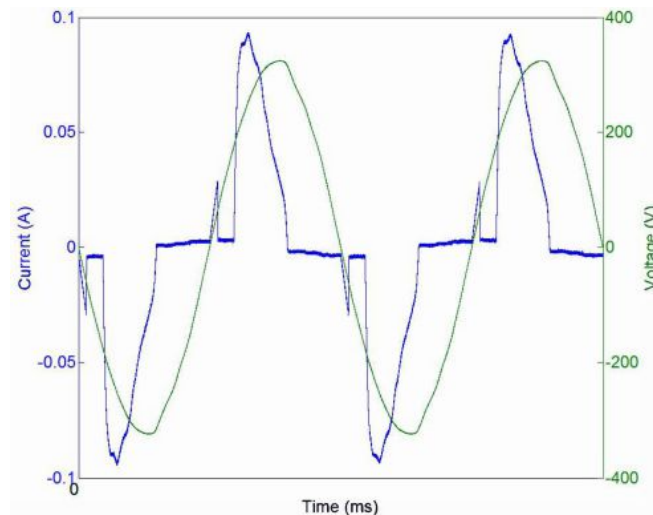


Figura 25 - Corrente e tensão emitidas por uma lâmpada LED de 7 W [45].

Os problemas relacionados com cargas não-lineares poderão vir a agravar-se com a massificação do veículo elétrico e introdução acrescida de conteúdo harmónico e outros problemas de QEE pelos processos de carregamento. Os diferentes padrões de carregamento aplicados pelos utilizadores, nomeadamente o momento em que os veículos são carregados, em horas de pico ou horas de vazio e o método de carregamento, lento ou rápido podem também agravar a degradação da qualidade de energia causada pelo veículo elétrico. Os veículos elétricos usam controladores de eletrónica de potência que interagem com a rede de distribuição durante o processo de carregamento. Estes controladores contêm normalmente retificadores que convertem corrente alternada em corrente contínua. Tipicamente, um carregador de um veículo elétrico contém uma forma de onda de corrente distorcida com THDi de aproximadamente 30%. O estudo realizado em [46] conclui que o carregamento rápido dos VE poderá originar não só problemas de elevado THDv e perdas mas também o sobre carregamento dos transformadores na rede BT quando os VE estão ligados em horas de ponta [46], [47].

Individualmente, as cargas não-lineares geralmente não causam distorção harmónica suficiente para causar problemas na rede. No entanto, a interação de vários tipos de cargas, desde iluminação eficiente a inversores e veículos elétricos em várias instalações ligadas à mesma rede é a maior fonte de preocupação em termos de qualidade de energia elétrica.

3.3. Produção distribuída

Desde o início da década de 90 que tanto os países desenvolvidos como os países em desenvolvimento têm vindo a aumentar o seu interesse na produção de energia proveniente de fontes renováveis e no melhoramento das tecnologias relacionadas com este tipo de produção de energia. A principal razão por trás da aposta em energias renováveis, para além do eventual declínio dos combustíveis fósseis, é a crescente preocupação com problemas ambientais, principalmente a emissão de CO₂. A necessidade da descentralização da produção de energia e integração de mais energia de fonte renovável em Portugal e na Europa levou ao surgimento da produção distribuída, inicialmente concentrada na perspectiva de venda de energia elétrica produzida maioritariamente, mas não necessariamente através de fontes renováveis, à rede, normalmente em pequena escala. Este tipo de produção em micro e mini produção foi incentivado pela atribuição de remuneração bonificada. Recentemente, a diminuição dos benefícios remuneratórios oferecidos pelo estado e a redução dos valores de investimento em equipamentos de produção e, por consequência, dos períodos de retorno para os produtores, causada fundamentalmente pelo avanço tecnológico dos equipamentos levou a que o autoconsumo passasse a ser uma atividade viável. O autoconsumo consiste no aproveitamento da energia produzida pelo cliente para uso na própria instalação, existindo a possibilidade de continuar a vender à rede a produção excedente.

O uso de sistemas fotovoltaicos em particular é cada vez mais encarado como uma forma simples e fiável de produção de energia renovável e a sua utilização tem aumentado rapidamente nos últimos anos tendo tendência para continuar a aumentar. De acordo com dados da DGEG, entre 2008 e 2014, a potência instalada em micro e mini produção fotovoltaica em Portugal aumentou de 10 390 kW para 169 850 kW [48]. Estando a maior parte destas instalações ligadas à rede, cerca de 95% em Portugal e 98,7% no total da potência fotovoltaica instalada na Europa [49].

O impacto da produção distribuída na qualidade da energia elétrica, especificamente na distorção harmónica, prende-se com três aspetos:

- Topologia do inversor
- Condições de funcionamento

- Interação entre vários inversores

O inversor é utilizado para fazer a conversão da corrente contínua produzida em corrente alternada que pode ser vendida à rede de distribuição. A maioria dos inversores utiliza uma técnica *Pulse-Width-Modulation* (PWM) para controlar a qualidade da onda produzida. O circuito de um inversor deste tipo pode ser simplificado como ilustrado na Figura 26.

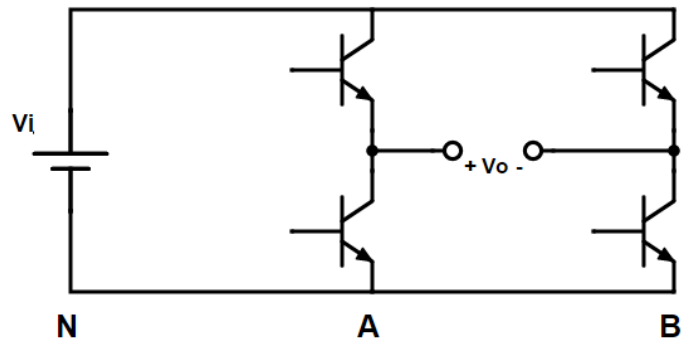


Figura 26 – Circuito elétrico simplificado de um inversor.

O objetivo da técnica PWM é controlar o conteúdo harmônico da onda formada, aumentar a magnitude da tensão e controlar as perdas de comutação [50]. Esta técnica consiste na geração de um sinal digital cujo ciclo de funcionamento é modulado de modo à forma de onda produzida se aproximar de uma sinusoidal. A geração do sinal de tensão é conseguida através da comparação entre uma forma de onda triangular e uma forma de onda sinusoidal de referência com a mesma frequência da forma de onda desejada. A frequência da forma de onda triangular estabelece a frequência de comutação do inversor. A comutação do inversor é feita através de transístores que permitem ou impedem a passagem de corrente modulando assim o sinal de tensão produzido e aproximando a forma de onda de corrente de uma sinusoidal como ilustrado na Figura 27 [51].

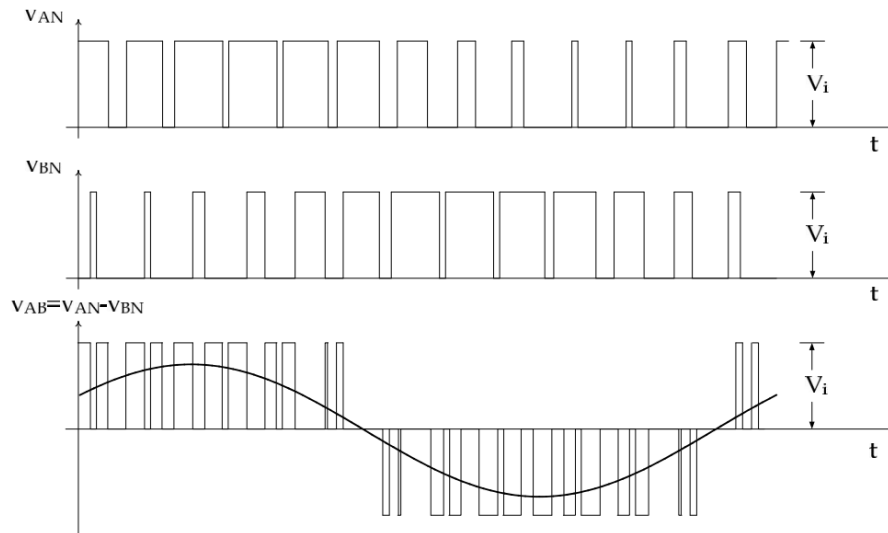


Figura 27 – Técnica de modulação PWM [51].

A transição entre estados de comutação pode ser comparada à abertura e fecho de um interruptor. Quando o interruptor está aberto a tensão (V) é elevada e a corrente (I) é zero. Quando o interruptor fecha, a corrente aumenta mas a tensão baixa significativamente. Durante a transição de estados tanto a corrente como a tensão têm valores consideráveis e produzem potência (P) como ilustrado na Figura 28. Estas dissipações de potência não são aproveitadas, sendo simplesmente libertadas sob a forma de calor e traduzem-se nas perdas de comutação [51].

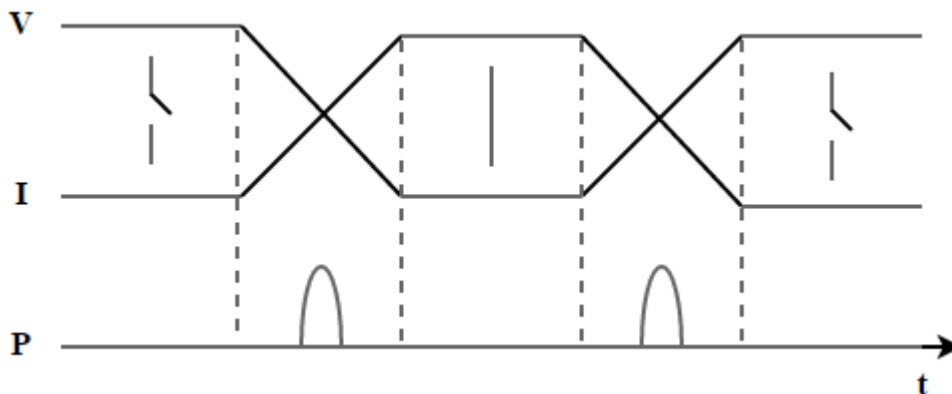


Figura 28 – Perdas de comutação de um inversor.

Quanto maior for o número de comutações maiores serão as perdas. No entanto, com o aumento do número de comutações, a forma de onda produzida aproxima-se mais de uma sinusoidal, diminuindo distorção harmónica da corrente produzida como se verifica na Figura 29 [52].

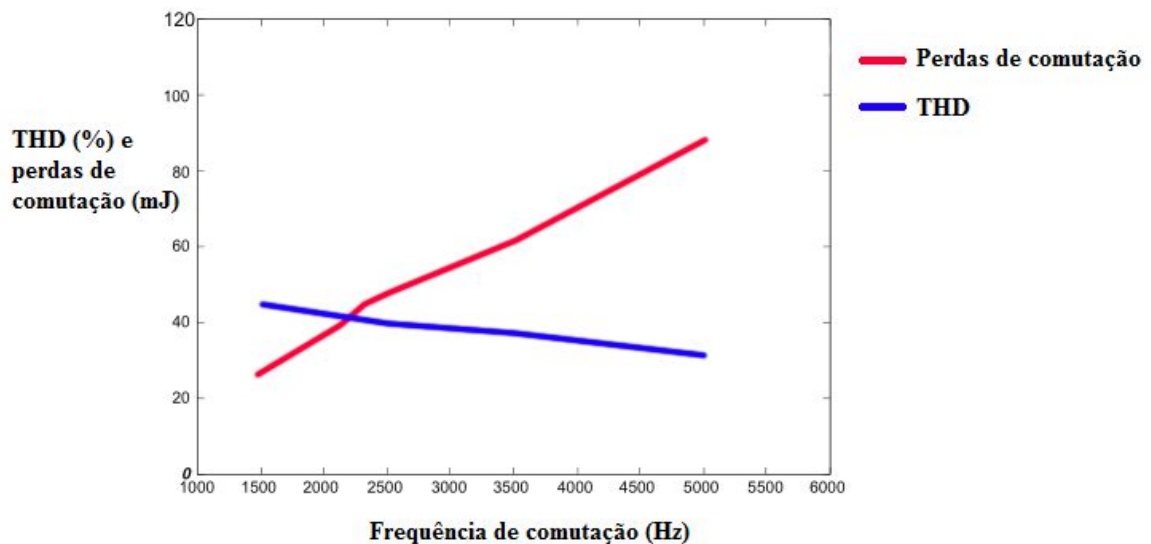


Figura 29 – Variação da distorção harmônica e das perdas de comutação com a frequência de comutação, [53].

O número de estágios de modulação também influencia o nível de distorção harmônica na corrente produzida e o número de perdas Tabela 10 [53].

Tabela 10 – THD e perdas de comutação para inversores de 2, 3 e 5 estágios [53].

Nº de estágios	% THD			Perdas de comutação (mJ)
	Fase A	Fase B	Fase C	
2	40,48	40,73	40,63	47,68
3	22,05	22,39	22,52	31,86
5	19,18	19,64	20,21	19,47

O funcionamento do inversor abaixo da potência nominal é também um aspecto importante na introdução de distorção harmônica na rede. Nos casos estudados em [54] e [55], relacionados com produção fotovoltaica, a distorção harmônica na corrente aumenta consideravelmente quando o inversor funciona abaixo da sua potência nominal como representado na Figura 30.

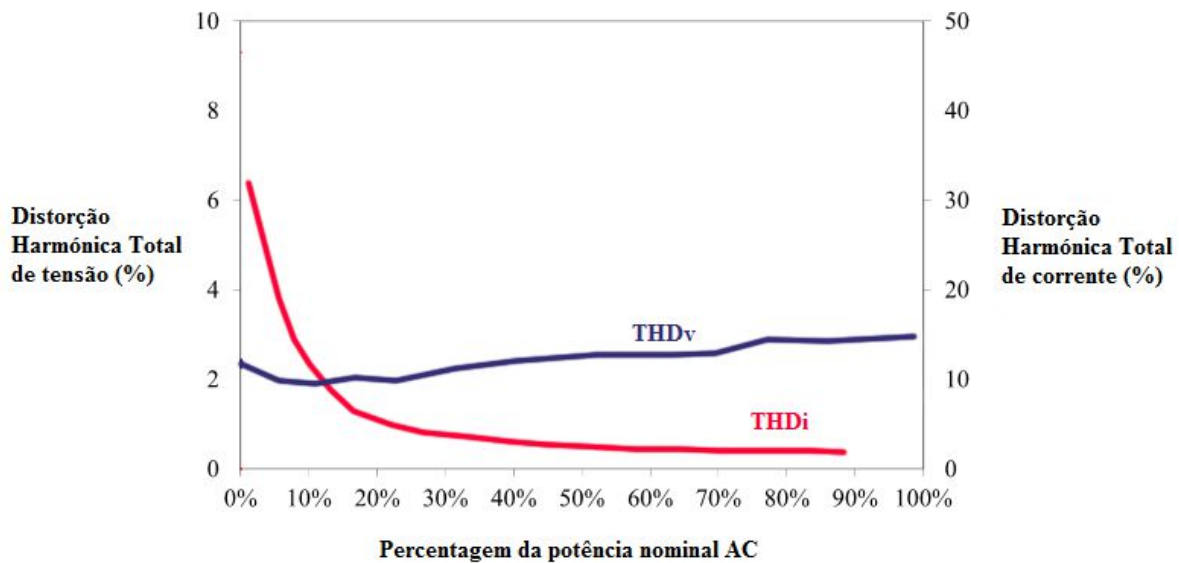


Figura 30 – THD de tensão e corrente de um inversor de 230 kVA [56].

Verifica-se na mesma figura que embora o THDv se mantenha baixo independentemente do estado de funcionamento do inversor, o THDi aumenta consideravelmente quando o inversor funciona a menos de 30% da potência nominal, situação que acontece quando a irradiação solar diminui devido a encobrimentos. Este problema ganha importância durante o inverno e quando estão ligados vários produtores próximos, como analisado de seguida.

A ligação de vários inversores na mesma rede pode resultar num efeito de ressonância com a indutância da rede e a capacitância das instalações residenciais, dependendo da configuração da rede em questão. A frequência de ressonância pode ser calculada através da seguinte equação,

$$f_r = \frac{I}{2\pi\sqrt{LC}}$$

em que f_r é a frequência de ressonância, I é a corrente gerada no inversor e L e C são respetivamente a reactância e capacitância da rede. Quando um dos harmónicos produzidos no inversor é equivalente à frequência de ressonância, é gerado um grande nível de distorção harmónica na rede, atenuado apenas pela resistência associada à rede e cargas presentes [57].

3.4. Enquadramento legal e regulamentação

As normas e regulamentação têm como objetivo estabelecer soluções consensuais para problemas de ocorrência frequente e alargados a um ou vários mercados, assim como facilitar a comparação de determinados bens ou serviços por parte do consumidor e aumentar

a compatibilidade entre equipamentos. As normas visam também ajudar na legislação de áreas específicas.

3.4.1. Entidades reguladoras

Comité Europeu de Normalização Eletrotécnica (CENELEC)

O CENELEC é responsável pela estruturação e normalização no campo da engenharia eletrotécnica na Europa, encorajando o desenvolvimento tecnológico e garantindo a interoperabilidade e segurança dos consumidores através da publicação de normas que têm como base os interesses comerciais e sociais dos 33 países membros desta organização.

International Electrotechnical Commission (IEC)

A IEC é uma organização mundial de normalização de tecnologia elétrica ou eletrónica e garante que milhões de equipamentos e sistemas funcionem em conjunto sem problemas de compatibilidade.

Entidade Reguladora de Serviços Energéticos (ERSE)

A ERSE é responsável pela regulação dos setores elétrico e de gás em Portugal. O objetivo desta entidade é garantir os interesses dos consumidores no que toca a preços, qualidade de serviço, acesso à informação e segurança de abastecimento. Por outro lado, a ERSE visa promover a concorrência nos mercados e melhorar as condições económicas e ambientais através da garantia às empresas intervenientes nos mercados de energia de equilíbrio económico-financeiro. A ERSE é responsável pela elaboração do Regulamento de Qualidade de Serviço no âmbito do setor elétrico.

3.4.2. Normas relacionadas com a qualidade de energia

Existe uma variedade de normas internacionais que visam definir limites de parâmetros de QEE e métodos de medição dos mesmos. De seguida são analisadas algumas das principais normas neste campo.

EN 50160

A norma europeia EN 50160 tem como objetivo definir e caracterizar parâmetros da onda de tensão de alimentação no ponto de entrega ao cliente por parte da rede de distribuição. A Tabela 11 resume os principais limites impostos à variação das características da tensão.

Tabela 11 – Limites de conformidade da norma EN 50160.

Características da tensão de alimentação	Medição	Avaliação	Limites
Frequência	Média da frequência de cada ciclo durante 10 s	95% do tempo em 1 semana	50 Hz \pm 1%
		100% do tempo em 1 semana	50 Hz + 4% a - 6%
Variação da tensão	Média da tensão AC de cada ciclo durante 10 min.	95% do tempo em 1 semana	$U_c \pm 10\%$
Flutuações de tensão e <i>flicker</i>	Número de eventos tipo escalão de tensão até 10% de U_n	95% do tempo em 1 semana	$Plt \leq 1$
Cavas de tensão	Número de eventos (com $U < 0,9U_n$)	1 Ano	Valor indicativo 1
Interrupções curtas	Número de eventos (com $U < 3$ min.)	1 Ano	Valor indicativo 2
Interrupções longas	Número de eventos (com $U > 3$ min.)	1 Ano	Valor indicativo 3
Sobretensões	Número de eventos (com $U > 1,1U_n$ e $t > 10$ ms)	1 Ano	Valor indicativo 4
Sobretensões (transitórios)	Número de eventos (com $U > 1,1U_n$ e $t < 20$ ms)	1 Ano	Valor indicativo 5
Desequilíbrio de tensões	Média de U_{inv}/U_{dir} de cada ciclo durante 10 min.	95% do tempo em 1 semana	$< 2\%$
Harmônicos de tensão	Para cada harmônico i , média da U_i/U_n em cada ciclo durante 10 min.	95% do tempo em 1 semana	Ver tabela
	Média do THD da tensão referenciada a U_n em cada ciclo durante 10 min.	95% do tempo em 1 semana	THD $< 8\%$
Transmissão de sinais (<i>Mains signaling voltage</i>)	Tensão eficaz do sinal transmitido médio em 3 s	99% do tempo em 1 dia	9% @ 100 Hz 1% @ 100 kHz

Valor indicativo 1 - De 10 a 1 000. A maioria duram menos de 1 segundo e têm uma profundidade inferior a 60% de U_n .

Valor indicativo 2 - De 10 a 1 000. 70% das interrupções duram menos de 1 segundo.

Valor indicativo 3 - De 10 a 50.

Valor indicativo 4 - Normalmente não ultrapassam 1,5 kV AC.

Valor indicativo 5 - Normalmente não ultrapassam 6 kV de crista.

No que refere à distorção harmónica, a norma impõe um limite de 8% para o THD, medido até ao 40º harmónico em ciclos de dez minutos. A mesma norma indica que 95% dos valores eficazes de cada tensão harmónica, medidos num período de uma semana, não devem ultrapassar os valores indicados na Tabela 12.

Tabela 12 – Valores máximos das tensões harmónicas de acordo com a EN 50160 [36].

Harmónicos ímpares				Harmónicos pares	
Não múltiplos de 3		Múltiplos de 3			
Harmónico	U _h (%)	Harmónico	U _h (%)	Harmónico	U _h (%)
5	6	3	5	2	2
7	5	9	1,5	4	1
11	3,5	15	0,5	6 – 24	0,5
13	3	21	0,5		
17	2				
19	1,5				
23	1,5				
25	1,5				

IEC 61000-3-2

A norma europeia IEC 61000-3-2 aplica-se a equipamentos elétricos com correntes até 16A por fase que sejam ligados à rede pública de distribuição e tem como objetivo definir limites de corrente harmónica injetada na rede pelos mesmos. A necessidade deste tipo de legislação surgiu com o crescente uso de equipamentos eletrónicos, nomeadamente cargas não lineares que causam perturbações na rede. Os equipamentos abrangidos pela norma são divididos em quatro classes.

Classe A – Equipamentos trifásicos não desfasados, equipamentos de uso domestico (excluindo os abrangidos pela classe D) e outros equipamentos desde que não especificados nas outras classes;

Classe B – Ferramentas portáteis, equipamento de soldadura não profissional;

Classe C – Equipamento de iluminação;

Classe D – Computadores, monitores, radio, TV. Potências menores ou iguais a 600W.

Os limites em termos de perturbação harmónica para equipamentos de classe A estão apresentados na Tabela 13.

Tabela 13 – Limites de corrente harmónica para equipamentos de classe A (IEC 61000-3-2)

Ordem do harmónico n	Máxima corrente harmónica permitida A
Harmónicos ímpares	
3	2,3
5	1,4
7	0,77
9	0,4
11	0,33
13	0,21
$15 \leq n \leq 39$	$0,15 \cdot 8/n$
Harmónicos pares	
2	1,08
4	0,43
6	0,3
$8 \leq n \leq 40$	$0,23 \cdot 8/n$

Os limites para equipamentos de classe B são obtidos multiplicando os valores da tabela para a classe A por um fator de 1.5. Os limites referentes à classe C e D são apresentados na Tabela 14 e Tabela 15 respetivamente.

Tabela 14 - Limites de corrente harmónica para equipamentos de classe C (IEC 61000-3-2)

Ordem do harmónico n	Máxima corrente harmónica permitida, expressa em % da corrente da frequência fundamental
2	2
3	$30 - \lambda^*$
5	10
7	7
9	5
$11 \leq n \leq 39$ (apenas referente a harmónicos ímpares)	3

* λ – Fator de potência do circuito.

Tabela 15 - Limites de corrente harmónica para equipamentos de classe D (IEC 61000-3-2)

Ordem do harmónico n	Máxima corrente harmónica permitida (corrente por watt mA/W)	Máxima corrente harmónica permitida A
3	3,4	2,3
5	1,9	1,14
7	1	0,77
9	0,5	0,4
11	0,35	0,33
11 ≤ n ≤ 39 (apenas referente a harmónicos ímpares)	3,85/n	Ver tabela 1

A Tabela 14 aplica-se a equipamentos de classe C com potência ativa superior a 25W. Quanto a equipamentos de classe C com potência ativa menor ou igual a 25W são aplicados os limites da Tabela 15 (segunda coluna) ou então a corrente do terceiro harmónico não deve ultrapassar 86% da fundamental e a corrente do quinto harmónico não deve exceder 61%.

IEC 61000-4-7

A norma IEC 61000-4-7 define um modelo geral de instrumentação para medição de harmónicos baseado num algoritmo *Discrete Fourier Transform* (DFT), permitindo no entanto a utilização de outros algoritmos com o mesmo efeito. Esta norma inclui os requisitos de precisão dos equipamentos para medir conteúdo harmónico. Os requisitos baseiam-se na relação entre a magnitude dos harmónicos medidos (U_h), até ao 50º, e a tensão nominal (U_{nom}). A norma especifica duas classes de precisão, classe I (correspondente à classe A da norma IEC 61000-4-30) e classe II (correspondente à classe S da norma IEC 61000-4-30). Os requisitos de cada classe em termos de precisão de medição de harmónicos de tensão estão representados na Tabela 16 [58].

Tabela 16 – Requisitos de precisão para medição de harmónicos de tensão.

Classe	Condição	Erro máximo
Classe I	$U_h \geq 1\% U_{nom}$	$\pm 5\% U_h$
	$U_h < 1\% U_{nom}$	$\pm 0,05\% U_{nom}$
Classe II	$U_h \geq 3\% U_{nom}$	$\pm 5\% U_h$
	$U_h < 3\% U_{nom}$	$\pm 0,15\% U_{nom}$

Segundo a norma, os harmónicos até à frequência de 9 kHz devem ser analisados sob a forma de subgrupos como ilustrado na Figura 31.

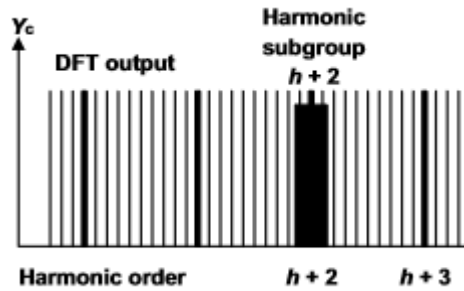


Figura 31 – Representação de um subgrupo harmônico [59].

Para a frequência de 50 Hz o intervalo de medição de harmônicos deve ser de 10 ciclos, equivalente a 200 ms. A aplicação do algoritmo DFT resulta num espectro de frequência com passo de 5 Hz. Cada subgrupo é caracterizado por um valor rms determinado através do cálculo da raiz quadrada da soma dos valores rms de cada componente harmônica ao quadrado.

IEC 61000-4-15

A norma 61000-4-15 especifica um *design* e funcionalidades para equipamentos medidores de *flicker* de modo a indicarem uma percepção correta de *flicker* para todas flutuações de tensão. Segundo a norma, a severidade do efeito de *flicker* deve ser avaliada para curta (Pst) e longa duração (Plt). A medição da severidade de curta duração é realizada durante um período de 10 minutos e segue a seguinte equação,

$$P_{st} = \sqrt{0,0314P_{0,1} + 0,0525P_{1s} + 0,0657P_{3s} + 0,28P_{10s} + 0,08P_{50s}}$$

em que, os valores percentuais $P_{0,1}$, P_{1s} , P_{3s} , P_{10s} e P_{50s} representam os níveis de *flicker* ultrapassados em 0,1; 1; 3; 10 e 50 % do tempo de medição, sendo os valores percentuais obtidos da seguinte forma,

$$P_{50s} = \frac{P_{30} + P_{50} + P_{80}}{3}$$

$$P_{10s} = \frac{P_6 + P_8 + P_{10} + P_{13} + P_{17}}{5}$$

$$P_{3s} = \frac{P_{2,2} + P_3 + P_4}{3}$$

$$P_{1s} = \frac{P_{0,7} + P_1 + P_{1,3}}{3}$$

A avaliação de *flicker* a longa duração deriva dos valores obtidos para curta duração seguindo a próxima equação,

$$Plt = \sqrt[3]{\frac{\sum_{i=1}^N Psti^3}{N}}$$

Em que N representa o número de medições de curta duração efetuadas [60].

IEC 61000-4-30

Esta norma estabelece métodos de medição e interpretação de parâmetros de qualidade de energia a utilizar pelos equipamentos de medição e tem como objetivo eliminar as diferenças de resultados obtidos por equipamentos diferentes. Os parâmetros de QEE abrangidos pela norma são, amplitude da onda de tensão, interrupções de tensão, tremulações (*flickers*), cavas de tensão, transitórios de tensões, desequilíbrios de tensão, harmônicos de tensão e corrente, e interharmônicos. A norma distingue entre três classes de desempenho de medição, classe A, classe S e classe B.

- A classe A aplica-se a equipamentos destinados à verificação de cumprimento de normas e à resolução de disputas entre clientes e o operador de rede. Estes equipamentos têm de cumprir requisitos de precisão elevados e diferentes equipamentos de fabricantes distintos que cumpram esta classe de desempenho têm de obter resultados iguais.
- A classe S aplica-se essencialmente a levantamentos qualitativos e resolução de problemas que não precisam de uma classe de precisão elevada. Os equipamentos desta classe cumprem requisitos menos exigentes em relação aos equipamentos de classe A embora se apliquem os mesmos intervalos de medição.
- Os equipamentos de classe B cumprem requisitos menos exigentes e aplicam-se essencialmente a levantamentos estatísticos e aplicações contratuais em que não está em análise qualquer tipo de disputa [61].

Quanto à medição de harmônicos, esta norma refere que para equipamentos de classe A, deve ser usado o método definido na norma IEC 61000-4-7 (Classe 1) para determinar o subgrupo de medição harmônica. Em termos de períodos de medição, a classe A da norma exige que sejam utilizados 10 ciclos para a frequência de 50 Hz e 12 ciclos para 60 Hz. A agregação dos períodos de medição pode ser feita em três intervalos de tempo:

- Intervalo de 3 s (150 ciclos à frequência de 50 Hz ou 180 ciclos à frequência de 60 Hz);
- Intervalo de 10 min;
- Intervalo de 2 h.

A classe B não tem restrições sobre os períodos e intervalos de agregação, sendo estes indicados pelo fabricante.

IEC 61727

A norma IEC 61727 referente aos requisitos na interface entre sistemas fotovoltaicos e a rede de distribuição em BT e com potências até 10 kVA impõe um limite de 5% para o THD e os limites apresentados na Tabela 17 para cada harmónico [62].

Tabela 17 – Limites de harmónicos de corrente IEC 61727

Harmónico	3 – 9*	11 – 15*	17 – 21*	23 – 33*	33+*	Pares
% da fundamental	<4.0%	<2.0%	<1.5%	<0.6%	<0.3%	25% dos harmónicos ímpares

*Ímpares

3.4.3. Regulamento de qualidade de serviço (ERSE)

O regulamento de qualidade de serviço estabelece as obrigações técnicas sobre continuidade de serviço e qualidade da onda de tensão e obrigações comerciais sobre comunicação e serviços pelas quais se devem reger os serviços prestados no Sistema Elétrico Nacional (SEN). O regulamento tem no seu âmbito de aplicação o fornecimento de energia elétrica, os serviços de transporte e distribuição de energia, a produção de energia por entidades com instalações ligadas ao SEN e a utilização de energia elétrica. Existe uma generalidade de entidades abrangidas pelo documento, desde os operadores das redes até aos clientes e produtores descentralizados.

O RQS do sector eléctrico de 2013 publicado pela ERSE prevê, no artigo 26º do capítulo III referente à qualidade da energia eléctrica, que o operador de rede deve medir as seguintes características:

- Frequência
- Valor eficaz da tensão
- Cavas de tensão
- Sobretensões
- Tremulação (*flicker*)
- Desequilíbrio do sistema trifásico de tensões
- Distorção harmónica

Os limites destes parâmetros nos pontos de entrega constam na norma EN 50160 referida anteriormente. Quanto à metodologia de verificação da qualidade de energia elétrica, o artigo 27º prevê a utilização dos métodos de medição e cálculo indicados no Manual de Procedimentos de Qualidade de Serviço (MPQS).

O ponto 1 do artigo 4º do RQS refere que para além dos níveis de qualidade de serviço estabelecidos pelo documento em questão, devem ser tidos em conta os contratos realizados entre o cliente e o comercializador (estes casos foram definidos nesta dissertação como clientes com necessidades especiais de QEE), estando previstas compensações em caso de incumprimento.

Segundo o artigo 10º do RQS, os operadores de rede, grupo no qual está incluído a EDPD, têm responsabilidade pela qualidade de serviço técnica perante os clientes assim como o dever de monitorizar a evolução das perturbações na rede. Os artigos 11º e 13º referentes às obrigações dos clientes e entidades com instalações elétricas ligadas à rede define que estes são responsáveis pelas perturbações que causam na rede ou em instalações vizinhas podendo o operador de rede interromper o serviço prestado quando o cliente não cumpra os requisitos de QEE durante um determinado período de tempo.

O ponto 1 do artigo 11º indica as entidades com instalações elétricas ligadas à rede como responsáveis pelas perturbações por si introduzidas na rede ou equipamentos de outras instalações.

O ponto 3 do artigo 12º referente às obrigações dos produtores indica que o operador de rede pode desconectar estas instalações da rede quando o nível de perturbações introduzidas o justifique. No caso de perturbações menos graves, o operador deve indicar um prazo ao cliente para a resolução do problema.

3.4.4. Manual de Procedimentos de Qualidade de Serviço (ERSE)

O MPQS tem como objetivo estabelecer procedimentos relativos a vários pontos, entre eles: (i) planos de monitorização de qualidade de energia, (ii) medição da qualidade de energia na sequência de reclamações dos clientes e (iii) metodologia do cálculo de limites máximos das perturbações emitidas para a rede por instalações fisicamente ligadas ao SEN.

(i) Planos de monitorização de qualidade de energia

Segundo o MPQS, o operador de rede deve fazer a monitorização da qualidade de energia nos barramentos MT das subestações AT/MT de forma permanente ou através da realização de campanhas periódicas. A monitorização em regime permanente foi indicada como obrigatória em 1 em cada 40 subestações até Janeiro de 2014, com um crescimento anual mínimo de 7 subestações a partir dessa data. A monitorização em subestações sem monitorização permanente deve ser feita através de campanhas periódicas com uma duração mínima de medição de um ano. O total de subestações AT/MT monitorizadas foi indicado em 70, no mínimo até Janeiro de 2014, devendo este número crescer a partir dessa data também num mínimo de 7 subestações por ano.

Na rede BT, a monitorização deve ser feita através de campanhas periódicas com duração mínima de três meses, nos barramentos BT de pelo menos dois postos de transformação por conselho.

(ii) Medição da qualidade de energia na sequência de reclamações dos clientes

O ponto 4 do 10º procedimento do MPQS descreve os procedimentos que devem ser seguidos na sequência de reclamações de clientes relativas à qualidade de energia. Recebida e analisada uma reclamação, o operador da rede de distribuição pode decidir ser necessário a monitorização da qualidade de energia com um equipamento de medição no ponto de entrega ao cliente em questão, devendo neste caso comunicar esta intenção por escrito ao cliente. A monitorização deve ter a duração mínima de uma semana e ser feita por uma equipa constituída por profissionais qualificados e habilitados para o efeito. O equipamento

utilizado deve ser de classe A ou S, de acordo com a norma IEC 61000-4-30. No caso de se verificar que a tensão está de acordo com o previsto no RQS ou em que a tensão não está de acordo mas por razões imputáveis ao cliente, o operador de rede pode exigir o reembolso dos custos com a monitorização.

- (iii) Metodologia do cálculo de limites máximos das perturbações emitidas para a rede por instalações fisicamente ligadas ao SEN

De forma a garantir que os valores limite impostos no RQS são cumpridos, os operadores da rede de distribuição definem limites próprios mais exigentes para cada uma das perturbações. Este procedimento tem como objetivo reduzir a probabilidade de ocorrência de perturbações que ultrapassem os limites máximos.

O MPQS não prevê, no entanto, valores limite para BT. Posto isto, no âmbito deste trabalho serão adaptados os limites definidos para MT. O regulamento indica que uma instalação com cargas não-lineares pode ser ligada à rede quando é respeitada a seguinte equação.

$$\frac{Si}{SccMT} \leq 0,1\%$$

Si – Potência aparente contratada pela instalação.

SccMT – Potência de curto-circuito mínima no ponto de interligação.

Caso este requisito não se verifique, a instalação pode ainda ser ligada à rede caso cumpra os limites previstos na Tabela 18. Esta metodologia não se aplica a instalações com *Si* > 2 MVA ou quando *Si/SccMT* > 2%. A metodologia também não se aplica quando a instalação estiver equipada com baterias de condensadores para correção do fator de potência ou filtros harmónicos.

Tabela 18 - Limites de emissão de corrente harmónica MPQS.

Limites de emissão de correntes harmónicas a considerar na Etapa 1 (em percentagem da corrente nominal da instalação Ii)					
Ordem harmónica h	5	7	11	13	$\sqrt{\sum_h ih^2}$
ih = Ih/Ii (%)	6	4	3	2,5	8

I_h – intensidade de corrente harmónica de ordem h causada pela instalação (A).

I_i – intensidade nominal da instalação i (A).

Quando uma instalação se enquadra nas exceções definidas acima, a ligação da mesma à rede é aceite quando o nível de corrente de emissão de cada harmónico considerado não ultrapasse o respetivo limite $E_{i h_i}$ obtido pela seguinte equação.

$$E_{i h_i} \leq \frac{E_{u h_i}}{Z_h}$$

Z_h – impedância harmónica de ordem h .

$E_{u h_i}$ – limite individual de emissão de tensão harmónica.

A instalação deve ainda cumprir um nível de THD de tensão verificado pela equação seguinte.

$$THD_{ui} \leq LTHD_{mt} \times \frac{S_i}{S_{mt}}$$

THD_{ui} – limite da distorção harmónica total de tensão para a instalação i (percentagem).

$LTHD_{mt}$ – nível de planeamento da distorção harmónica total de tensão no ponto de interligação MT (percentagem).

3.4.5. Normas relacionadas com precisão de medição de contadores de energia elétrica

As normas analisadas neste subcapítulo estabelecem o grau de precisão da medição de energia ativa e reativa para contadores de energia elétrica eletrónicos ou estáticos.

EN 50570

A norma europeia EN 50570 aplica-se a contadores de energia elétrica estáticos destinados a aplicações residenciais, comerciais e algumas industriais. A norma especifica os requisitos particulares e métodos de teste para equipamentos de contagem de energia em corrente alternada de frequência 50 Hz, distinguindo três classes de equipamento: Classe A, Classe B e Classe C. A Tabela 19 e a Tabela 20 apresentam os requisitos de exatidão para a contagem de energia ativa por classe de equipamento.

Tabela 19 - Percentagem de erro máxima adicional permitida dependendo da classe de precisão para equipamentos com ligação direta.

Frequência	Valor da corrente de perturbação	Corrente 50 Hz	Fator de potência	Percentagem de erro máxima adicional permitida para equipamentos de classe:		
				A	B	C
2 kHz a 30 kHz	2 A	Iref	> 0,9	± 6 %	± 4 %	± 2 %
30 kHz a 150 kHz	1 A	Iref	> 0,9	± 6 %	± 4 %	± 2 %

Tabela 20 - Percentagem de erro máxima adicional permitida dependendo da classe de precisão para equipamentos com ligação com transformador.

Frequência	Valor da corrente de perturbação	Corrente 50 Hz	Fator de potência	Percentagem de erro máxima adicional permitida para equipamentos de classe:		
				A	B	C
2 kHz a 30 kHz	2 % * I _{max}	Iref	> 0,9	± 6 %	± 4 %	± 2 %
30 kHz a 150 kHz	1 % * I _{max}	Iref	> 0,9	± 6 %	± 4 %	± 2 %

A Tabela 21 e a Tabela 22 apresentam os requisitos em termos de consumo dos circuitos de tensão e corrente respetivamente.

Tabela 21 – Consumo dos circuitos de tensão.

Contadores (monofásicos e polifásicos)	Potência da alimentação ligada aos circuitos de tensão	Potência da alimentação não ligada aos circuitos de tensão
Consumo no circuito de tensão	2 W e 10 VA	0,5 VA
Consumo da fonte de tensão auxiliar	-	10 VA

Tabela 22 – Consumo dos circuitos de corrente.

Contadores (monofásicos e polifásicos)	Corrente de teste	Classe		
		A	B	C
Ligação direta	I _{ref} = 10 I _{tr}	2,5 VA	4,0 VA	4,0 VA
Ligação com transformador	I _n	1,0 VA	1,0 VA	1,0 VA

EN 62053-23

A norma EN 62053-23 aplica-se à medição de energia reativa em redes de 50 ou 60 Hz por contadores de energia elétrica estáticos de classe 2 ou 3. A Tabela 23 apresenta os requisitos de exatidão para a contagem de energia reativa por classe de equipamento.

Tabela 23 - Limites de erro percentual (Contadores monofásicos e polifásicos)

Valor de corrente		sin ϕ (indutivo ou capacitivo)	Limites da percentagem de erro para contadores de classe:	
Contadores com ligação direta	Contadores ligados com transformador		2	3
$0,05 I_b \leq I < 0,1 I_b$	$0,02 I_n \leq I < 0,05 I_n$	1	$\pm 2,5$	$\pm 4,0$
$0,1 I_b \leq I \leq I_{max}$	$0,05 I_n \leq I \leq I_{max}$	1	$\pm 2,0$	$\pm 3,0$
$0,1 I_b \leq I < 0,2 I_b$	$0,05 I_n \leq I < 0,1 I_n$	0,5	$\pm 2,5$	$\pm 4,0$
$0,2 I_b \leq I \leq I_{max}$	$0,1 I_n \leq I \leq I_{max}$	0,5	$\pm 2,0$	$\pm 3,0$
$0,2 I_b \leq I \leq I_{max}$	$0,1 I_n \leq I \leq I_{max}$	0,25	$\pm 2,5$	$\pm 4,0$

3.4.6. Legislação relacionada com a produção distribuída

A evolução para um entendimento da produção distribuída que engloba o autoconsumo, a venda a terceiros e a venda de energia à rede levou à publicação do Decreto-Lei n.º 153/2014 que concentra a legislação referente aos regimes de mini-produção e microprodução assim como o autoconsumo com ou sem ligação à rede elétrica de serviço público (RESP). Do ponto de vista governamental, e de acordo com o Decreto-Lei n.º 153/2014 a atividade de produção em autoconsumo é encarada como uma política energética que visa a introdução de comportamentos de eficiência energética a nível dos consumidores, já que estes passam a ter acesso ao seu perfil de consumo, assim como a otimização dos recursos endógenos, e a redução de perdas na RESP. As Unidades de Produção para Autoconsumo (UPAC) com potência inferior a 200 W estão isentas de controlo, no entanto não podem vender energia (Ponto 8 do cap. II do Decreto-Lei n.º 153/2014). O artigo 22º do cap. III define que as UPAC com ligação à RESP têm obrigatoriedade de fazer a contagem total da energia produzida quando a potencia instalada é superior a 1,5 kW. É permitida a utilização de um único equipamento para contar a energia produzida e a energia comprada ao

comercializador. No que diz respeito à certificação dos equipamentos, o artigo 20º do decreto de lei em questão refere que a certificação dos equipamentos deve ser feita por um organismo de certificação acreditado nos termos do regulamento (CE) nº765/2008. Sendo que os equipamentos devem satisfazer os requisitos das normas publicadas pelo CEN/CENELEC ou ISO/IEC caso não existam regulamentos europeus publicados [63].

4. Caracterização do Problema

No presente capítulo é feita uma análise do funcionamento atual da rede de distribuição e da monitorização da qualidade de energia por parte da EDP Distribuição.

4.1. Rede de distribuição

A EDP Distribuição é o principal responsável pela operação da rede nacional de distribuição, tendo sido atribuída pelo estado em 2009, uma concessão com duração de 35 anos para as redes de alta e média tensão. A rede de baixa tensão é também maioritariamente da responsabilidade da EDP-D, sendo as concessões atribuídas pelos municípios. A EDP-D tem como função assegurar aos consumidores o acesso à rede de distribuição de forma segura e permanente. A operação da rede é regulada pela Entidade Reguladora de Serviços Energéticos (ERSE) que define as remunerações dos operadores, tarifas de acesso à rede e o regulamento de qualidade de serviço.

O modo de funcionamento da distribuição de energia tem vindo a sofrer mudanças em resposta à integração da produção distribuída, previsão da massificação do veículo elétrico e à necessidade de aumentar a eficiência energética. Algumas destas mudanças implicam a contagem remota e em tempo real da energia elétrica. Para fazer face a esta mudança, a EDP já deu início a projetos que incluem o investimento em *Distribution Transformer Controllers* (DTC), ilustrado na Figura 32, equipamentos de telecontagem em todas as subestações secundárias e circuitos de iluminação pública, instalação de *smart meters*, aumento do

número de pontos da rede MT controlados remotamente e remodelação de sistemas de proteção, comando e controlo numa parte significativa das subestações, implementando tecnologias inovadoras em áreas como a deteção de falhas, monitorização da qualidade de energia, entre outros. Todos estes investimentos têm como objetivo aumentar a observabilidade e controlo da rede por parte da EDP-D e são parte integral de uma AMI.

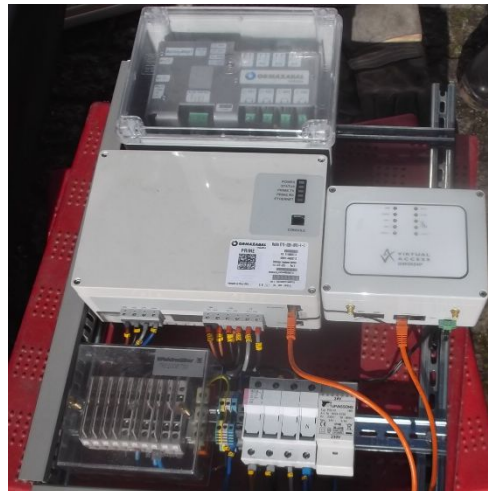


Figura 32 - Distribution Transformer Controller (centro), Modulo de comunicação GPRS (direita), Interface (topo) e Barramento (parte inferior)

A AMI consiste num conjunto de equipamentos, sistemas computacionais, redes de comunicação, protocolos e processos organizacionais, com o objetivo de recolher informação exata acerca de contagem de eletricidade e outros aspetos que podem ser utilizados tanto pelo operador da rede de distribuição como pelos consumidores, sendo a comunicação o principio base. A AMI pode ser expandida até à instalação do consumidor através de tecnologias de comunicação HAN, permitindo a utilização de equipamentos IHD e ligação e desligação de cargas. Os sistemas AMI são uma evolução dos sistemas de *Automatic Meter Reading* (AMR) que consistem na comunicação apenas num sentido e permitem fazer a contagem automática dos contadores. Ao contrário do AMR, o sistema AMI permite a comunicação bidirecional entre o contador e o operador da rede, possibilitando a implementação funcionalidades avançadas como a monitorização de falhas de energia, interrupção remota, entre outras que permitem melhor planeamento, melhor gestão de recursos e menor tempo de interrupções [64], [65].

Atualmente, cerca de 60% da energia que passa na rede de distribuição é monitorizada e lida remotamente através de módulos de comunicação já instalados. Incorporados nos 60% estão os pontos de contacto entre a rede de transporte e a rede de distribuição, produção de energia

renovável centralizada, como parques eólicos, clientes comerciais e industriais ligados em MT, entre outros. Os 40% restantes representam a maioria dos consumidores BT, que representam aproximadamente 6 milhões, e são o próximo alvo da EDP em termos de monitorização remota. O processo de implementar leitura e controlo remoto passará pela instalação de *smart meters* nas instalações dos consumidores, tendo este processo já sido iniciado. A Figura 33 esquematiza a visão de funcionamento da AMI.

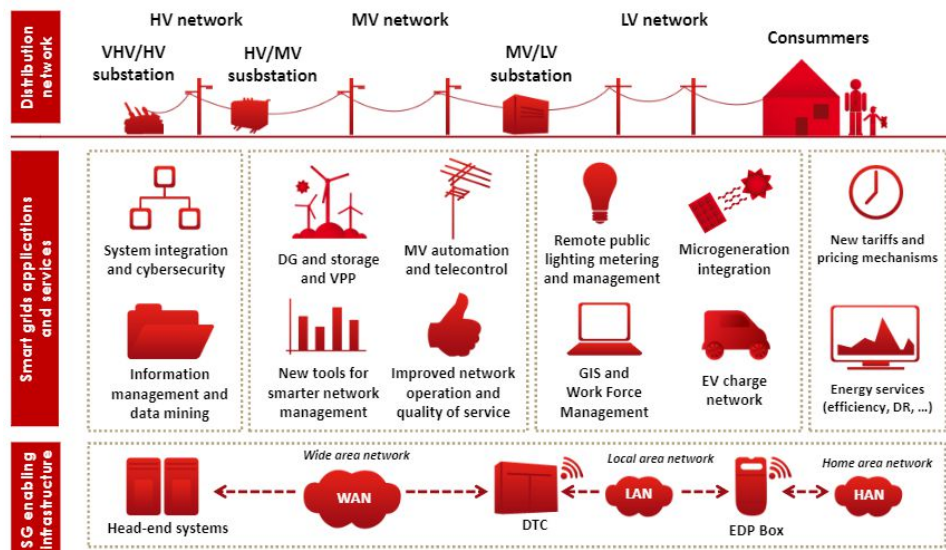


Figura 33 –Advanced Metering Infrastructure EDP, [29].

A organização da AMI segue o modelo da rede de distribuição. Os *smart meter* recolhem a informação no ponto de entrega aos clientes e comunicam-na por PLC até ao DTC localizado nos postos de transformação MT/BT da rede de distribuição. O DTC concentra a informação proveniente de vários *smart meters* e transmite-a por GPRS até aos sistemas centrais [25].

4.2. Monitorização da qualidade de energia elétrica por parte da EDP

O crescente uso de cargas não-lineares em conjunto com o aparecimento e generalização da produção distribuída, devido às razões já analisadas, levaram recentemente a uma preocupação com a qualidade da energia elétrica na rede por parte da EDP. O não cumprimento do RQS ou dos contratos realizados entre o fornecedor de energia e o consumidor pode levar a que a parte lesada apresente uma reclamação alegando os problemas de falta de qualidade de energia como causa de prejuízos. De acordo com o relatório de qualidade de serviço de 2013, a EDP Distribuição recebeu 49 309 reclamações 17% das quais foram referentes à qualidade da onda de tensão. Esta percentagem tem o mesmo valor para o ano de 2012 sendo no entanto menor do que a percentagem de 26% em

2011. A diminuição entre 2011 e 2012 está relacionada com a execução de um plano de melhoramento de qualidade de serviço [66]. No entanto, prevê-se que os problemas relacionados com falta de qualidade de energia aumentem num futuro próximo devido ao contínuo aumento da utilização de cargas não-lineares, acentuado pela massificação do veículo elétrico e utilização de iluminação eficiente, assim como a cada vez maior integração de produtores descentralizados com ligação à rede de distribuição.

Em termos de melhoramento de qualidade de energia, a EDPD aplica uma série de medidas:

- Analisa a frequência de ressonância nos barramentos MT das subestações AT/MT;
- Promove uma gestão otimizada das baterias de condensadores das subestações AT/MT em função do binómio distorção harmónica / energia reativa;
- Utiliza transformadores MT/BT ligados em triângulo (que bloqueia a passagem das harmónicas homopolares para montante);
- Incrementa a potência de curto-circuito na rede de modo a diminuir a influencia na QEE pela produção distribuída.

As medidas referidas são acompanhadas de processos de monitorização, feita de forma remota através de equipamentos integrados na AMI, desde a produção até aos postos de transformação, ou com a realização de campanhas periódicas de monitorização, [38]. Estas medidas não têm, no entanto, influência no controlo ou monitorização da introdução de distorção harmónica na rede de baixa tensão por parte dos clientes e produtores descentralizados. De facto, a introdução de conteúdo harmónico na rede aumenta exponencialmente com a aproximação ao consumidor, conforme na Figura 34.

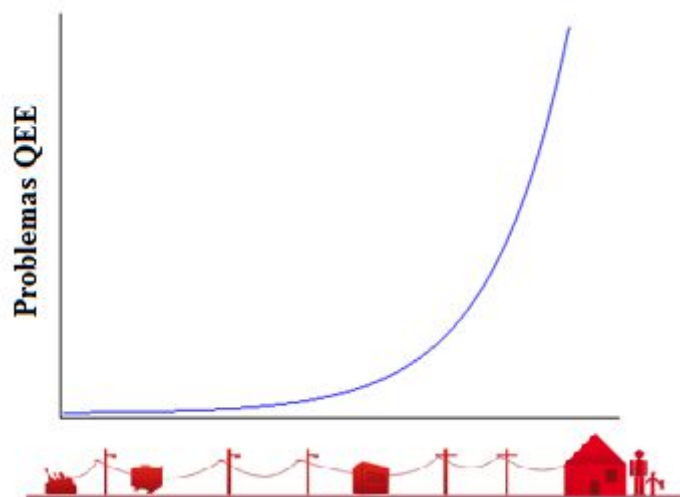


Figura 34 – Ocorrência de problemas de QEE em relação a pontos da rede de distribuição.

É menos provável que a qualidade de energia seja perturbada nos locais de produção central ou na rede de transporte em comparação com a rede de distribuição e pontos de entrega aos consumidores já que as situações referidas da generalização do uso de cargas não-lineares e produção descentralizada de energia estão presentes no fim da cadeia de distribuição. Para além disso, em zonas onde existe produção distribuída e os produtores se encontram afastados do posto de transformação, a qualidade da energia na rede vai ser imposta pelo micro-produtor e não pela tensão entregue ao posto de transformação. O mesmo pode acontecer na presença de grandes concentrações de cargas não-lineares como grandes edifícios comerciais. Assim, a monitorização da qualidade de energia no posto de transformação não revelará o conteúdo harmónico real na rede de distribuição depois do posto de transformação e nas instalações dos clientes. A monitorização nos postos de transformação não é, portanto, indicativa do verdadeiro estado da rede BT em termos de qualidade de energia já que não estão suficientemente próximos da generalidade dos pontos de entrega aos clientes. De facto, verifica-se em [66] que a conformidade da onda de tensão em termos de distorção harmónica nos barramentos BT dos postos de transformação foi de 98.82% em 2013 e 98.98% em 2014. Torna-se assim necessário monitorizar a QEE mais perto das instalações dos consumidores e produtores descentralizados, preferencialmente no seu ponto de entrega.

A monitorização adequada da QEE é determinante já que, por um lado, fornece dados suficientes para a decisão quanto ao tipo de medidas de mitigação que é necessário implementar, permitindo assim assegurar o funcionamento e tempo de vida de equipamentos sensíveis a problemas de QEE, reduzir perdas e reduzir custos de operação. Por outro lado,

permite maior visibilidade por parte da EDP sobre os parâmetros de QEE que estão limitados por via legal ou contratualmente e que podem levar reclamações de clientes.

Atualmente, a monitorização da qualidade de energia nas instalações dos clientes é feita de forma esporádica, seguindo o método descrito no capítulo 2, em resposta a uma reclamação com origem na perceção de um problema e consiste na instalação temporária de um analisador de energia, por parte de uma equipa técnica, na instalação do consumidor. Para além dos custos incorporados na deslocação da equipa ao local para colocar e retirar o equipamento, em casos de eventos singulares este método não permite identificar o evento real que originou a reclamação, podendo no máximo detetar uma réplica do evento ou um evento de natureza diferente, o que compromete a identificação correta do problema original. A única forma de detetar o evento efetivamente responsável por uma avaria é a monitorização permanente através da utilização de um analisador de energia fixo, embebido na instalação ou instalando permanentemente um equipamento portátil. Estes tipos de monitorização não são, no entanto, economicamente viáveis na maioria dos casos.

A generalização do uso de *smart meters* em substituição dos contadores tradicionais abre efetivamente novas perspetivas ao nível da possibilidade de monitorização permanente através da exploração de funcionalidades disponíveis em alguns destes equipamentos. Este sistema permite a ligação permanente do analisador na instalação, evitando os custos muito elevados normalmente associados à instalação permanente de um analisador fixo tradicional. A integração de um analisador de energia nos contadores elétricos das instalações dos consumidores permite a monitorização em tempo real da qualidade de energia de acordo com as normas internacionais assim como a comunicação de alarmes e informação relevante quando ocorre um problema. Para além disso, os contadores elétricos estão colocados no ponto de entrega que, como referido anteriormente, é o local ideal para monitorizar a qualidade de energia. Por outro lado, os contadores elétricos são propriedade do ORD e são instalados nas instalações dos clientes sem qualquer tipo de encargo para os mesmos, facto que facilita a distribuição dos *smart meters*.

A monitorização em permanente permite detetar o evento quando este acontece garantindo que é identificado corretamente, ao contrário do que acontece no método utilizado atualmente pela EDP. Este método é especialmente interessante para pontos sensíveis da rede como interfaces com produtores descentralizados de energia, clientes com necessidades especiais de qualidade de energia e locais com grande concentração de cargas não-lineares.

Na verdade, a ERSE indica que a seleção dos locais de monitorização obrigatória da qualidade da onda de tensão devem assegurar uma distribuição geográfica equilibrada e incidir sobre áreas com clientes mais propícios a terem problemas de qualidade de energia. Estes mesmos princípios podem ser aplicados à seleção de clientes cujos contadores teriam integradas funcionalidades de monitorização de QEE.

Tendo em conta a situação atual da monitorização da qualidade de energia, a legislação em vigor e a metodologia de monitorização proposta é possível elaborar uma lista de requisitos gerais do método de monitorização proposto, como se segue:

- A monitorização deve ser feita o mais perto possível das instalações dos clientes, preferencialmente no ponto de entrega;
- O equipamento utilizado deve permitir a deteção de anomalias em tempo real;
- Deve ter características que permitam a comunicação bidirecional com o sistema central;
- Deve ter funcionalidades de analisador de energia, especificamente o cálculo do THD e harmónicos individuais até ao 40º para tensão e corrente;
- As capacidades de monitorização de QEE devem adaptar-se ao tipo de cliente em questão;
- A implementação deste método tem de ser sustentável a nível financeiro.

Verificando-se que os três primeiros pontos já são cumpridos pelos *smart meters* utilizados pela EDP.

4.3. Proposta de modelo de monitorização

O modelo de monitorização proposto, ilustrado na Figura 35, é constituído por três tipos de operações, operações elementares, operações avançadas e operações de utilização. As operações elementares incluem a monitorização básica de tensão e corrente e uma operação de controlo relativa à regulação de controlo de potência. As operações avançadas incluem a monitorização em tempo real (*real time*), monitorização por condição (*watch-point*) ou por quebra (*break-point*) e uma operação composta entre a monitorização em tempo real e a monitorização *watch-point* ou *break-point* que consiste na monitorização contínua de

determinados parâmetros (*real time*) mas cujos respectivos dados apenas são armazenados e comunicados quando o parâmetro medido ultrapassa um valor limite pré-definido (*watch-point* ou *break-point*). O terceiro conjunto de operações diz respeito à visualização da informação por parte do ORD e do cliente.

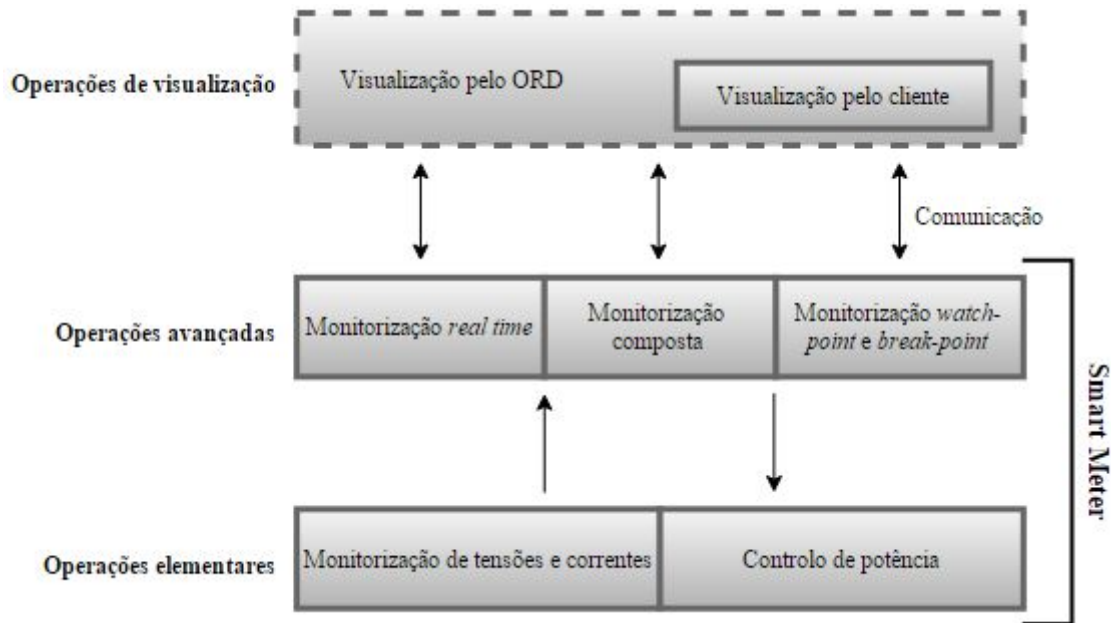


Figura 35 – Modelo de monitorização.

O capítulo seguinte analisa os requisitos específicos dos *smart meters* utilizados pela EDP, as funcionalidades disponíveis atualmente e enquadra a função de analisador de energia.

5. Proposta de Solução

Neste capítulo é analisada a possibilidade da integração de funcionalidades de análise de qualidade de energia no contador de determinados clientes especialmente sensíveis a problemas de QEE que permita, para além das funções de continuidade de serviço já existentes, obter e transmitir leituras de parâmetros relacionados com a qualidade de energia diretamente no ponto de entrega às instalações dos clientes. Esta proposta decorre da crescente necessidade do operador da rede de distribuição em ter informação mais específica acerca do estado da qualidade de energia em toda a rede. A evolução nos equipamentos mencionados permite detetar anomalias na rede e transmiti-las para um sistema central através de módulos de comunicação incluídos nos equipamentos. O armazenamento e análise dos dados podem ter importância na identificação da origem do problema, do lado da rede de distribuição ou do lado do consumidor, na escolha de eventuais medidas de mitigação para problemas de QEE e na aplicação de cortes remotos. Este método de monitorização de qualidade de energia é mais eficiente a nível de custos para o operador de rede quando contraposto com outras alternativas de monitorização permanente de qualidade de energia como a utilização de equipamentos fixos ou equipamentos portáteis instalados permanentemente. Os benefícios da monitorização permanente da qualidade de energia através de um *smart meter* não se limitam no entanto à operadora de distribuição. Consumidores industriais com necessidades especiais de QEE podem recorrer ao operador da rede de distribuição para monitorizar o conteúdo harmónico na sua instalação sem necessidade de recorrer a serviços de terceiros. A integração de um módulo analisador de energia nos *smart meters* significa que serão utilizados componentes comuns ao analisador

e ao *smart meter* como a mesma fonte de alimentação, o mesmo módulo de comunicação e o condicionador do sinal analógico [67].

5.1. Análise do funcionamento atual dos *smart meters*.

Os *smart meters* constituem uma forma avançada de contar energia elétrica que substitui a contagem tradicional, já que, para além de fazer a leitura dos consumos de energias em *real time* têm a possibilidade de fornecer um conjunto de funcionalidades avançadas tanto para o operador como para o consumidor. Outro aspeto importante na evolução dos *smart meters* em relação aos contadores tradicionais é a possibilidade de contagem e análise de energia fornecida pelo cliente à rede e comunicação bidirecional entre o *smart meter* e o sistema central permitindo o envio de informação para o contador e abrindo diversas possibilidades, desde a desligação do contador, a alterações de tarifário e *updates* de *software*. A utilização de *smart meters* enquadra-se na parte final de um sistema estratégico de gestão e comunicação de rede que está em desenvolvimento com o objetivo de fazer face à mudança de paradigma de produção e distribuição centralizada para produção distribuída e operação em *smart grid*.

A EDP tem um conjunto de especificações que definem os requisitos dos *smart meters* utilizados atualmente. Estes requisitos têm obrigatoriamente de ser cumpridos pelo equipamento, pelo que são um ponto de partida para o estudo e eventual proposta de um equipamento que integre funções de analisador de energia sendo ao mesmo tempo compatível com os requisitos da EDP. A Tabela 24 resume os requisitos principais.

Tabela 24 – Requisitos dos *smart meters* da EDP.

Ligação	Monofásico	Trifásico
Tensão de referência	230V	3x230/400V
Corrente de referência/Corrente máxima	10(Iref)/60(Imax) A	10(Iref)/80(Imax) A
Dimensões máximas (altura x largura x perfil expresso em mm)	235 x 145 x 100	330 x 190 x 130
Frequência	50 Hz	
Tarifa	Múltipla	
Classe de exatidão	Energia Ativa: B (EN 50470-1/MID); Energia Reativa: 2 (EN 62053-23)	
Consumo dos circuitos	EN 50470-3	
Fiabilidade Metrológica	EN 50470-3	
Compatibilidade eletromagnética (EMC) *1	EN 50470-1	
Vida Útil	15 anos (IEC 62059-31-1)	
Interruptor de controlo de potência (ICP)	IEC 62055-31:2005(E)	
Modelo de dados	DLMS/COSEM	
Comunicação	PLC/GPRS	
Parâmetros medidos *2	Energia Ativa Importada e Exportada	
	Energia Reativa nos quatro quadrantes	
	Potência Ativa Importada e Exportada	
	Potência Reativa nos quatro quadrantes	
Grandezas instantâneas	Potência Ativa Importada e Exportada	
	Tensão eficaz	
	Corrente eficaz	
	Fator de potência	
	Frequência	

*1 O equipamento deve ser desenvolvido de modo a que a interferência eletromagnética não provoque danos no equipamento nem influencie as medições. As perturbações tidas em conta para este tipo de equipamento e ambiente eletromagnético são:

- cavas e interrupções de tensão de curta duração;
- descargas eletrostáticas;
- campos eletromagnéticos radiados de RF;
- transitórios elétricos rápidos;
- perturbações conduzidas, induzidas por campos de RF;
- ondas de choque;
- campos magnéticos à frequência da rede elétrica, de origem externa;

- campos magnéticos permanentes de origem externa;
- perturbações radioelétricas.

*² Em equipamentos trifásicos os parâmetros são medidos por fase para além do valor total. O período de integração da potência deve ser configurável para intervalos de tempo de 5, 10, 15, 20, 30 e 60 minutos.

Para além da medição dos parâmetros e grandezas instantâneos mencionados na Tabela 24, os *smart meters* utilizados pela EDP devem ter capacidades para desempenhar as seguintes funções:

- Configuração tarifária

Deve ser possível a existência de um mínimo de dois tarifários ativos em simultâneo. Por cada tarifário ativo deve existir um tarifário passivo referente apenas ao armazenamento de alterações de configuração. O equipamento deve também prever a existência de pelo menos duas estações tarifárias por cada tarifário, podendo fazer a alteração da estação consoante a mudança da hora legal.

- Diagramas de carga

O equipamento deve possuir pelo menos seis canais de registo de diagrama de cargas programáveis para intervalos de 5, 10, 25, 20, 30 e 60 minutos.

- Gestão da procura

Os requisitos de gestão da procura visam facilitar a redução de consumos em determinados períodos de tempo, definidos no equipamento, através de uma redução na potência. Os períodos podem ser críticos e não críticos. Os períodos não críticos são utilizados para regular o consumo à potência residual, previamente definida através do interruptor de controlo de potência (ver ponto seguinte). Os períodos críticos limitam o consumo a um valor de potência indicado quando o período crítico é definido. A definição de um período de gestão de procura requiere a configuração da data/hora de início e fim do período, e caso se trate de um período crítico, a configuração do valor da potência limite.

- Regulação do controlo de potência

O *smart meter* deve permitir ao operador interromper e retomar o fornecimento de energia através de um interruptor de controlo de potência (ICP), de modo a limitar a potência contratada/permitida e aplicar medidas de gestão contratual do fornecimento de energia. O ICP deve cumprir os requisitos da norma IEC 62055-31:2005 (E) referentes à interrupção do fornecimento de energia. Deve ser possível a abertura automática do ICP por excesso de potência. A abertura do interruptor por excesso de potência deve ser feita tendo em conta o valor de corrente por fase associado à potência limite. A potência limite é igual à potência contratada para o período tarifário em curso. Deve ser possível a configuração de um valor de potência residual para efeitos de gestão de procura como referido no ponto anterior. O funcionamento do equipamento num período não crítico implica que a potência limite passe a ser igual à potência residual configurada para esse período.

- Eventos

Os eventos surgem das operações avançadas de monitorização e devem ser registados em memória pelo equipamento, identificados com a data e hora de ocorrência. Os eventos registados podem ser referentes a vários aspetos, desde alterações da potência contratada, configurações do equipamento, configurações do ICP, falhas de energia, qualidade de serviço, deteção de fraude, gestão da procura e comunicações.

- Alarmes e erros

A ocorrência de determinados eventos provoca a geração de um alarme pelo equipamento. Os alarmes podem ser considerados críticos ou não críticos. Os alarmes críticos são comunicados imediatamente após a sua ocorrência. Os alarmes não-críticos são armazenados e recolhidos periodicamente para análise.

- Qualidade de serviço

Em termos de qualidade de serviço, o equipamento deve registar eventos relacionados com interrupções e variações na tensão de referência. A tensão de referência (U_r) a ser usada na análise de parâmetros de qualidade de serviço deve ser configurável, e o equipamento deve registar o número de períodos e duração total de variações da tensão

de referência superiores a $\pm \Delta\%$ de U_r durante um determinado período de tempo (T), sendo os limites Δ e T configuráveis. Em equipamentos trifásicos, os registos devem ser feitos para a média das três fases mas também discriminados por cada fase individualmente.

- Comunicações

- (i) Comunicação local

A comunicação local entre o contador e um equipamento externo deve ser permitida através de uma porta ótica. Este tipo de comunicação visa possibilitar a configuração de alguns parâmetros mencionados anteriormente assim como a recolha de dados do contador.

- (ii) Comunicação remota

A comunicação remota é conseguida através de um módulo de comunicação PLC ou GPRS, devendo ser possível realizar através da comunicação remota tudo aquilo que pode ser executado através da comunicação local.

- (iii) Comunicação HAN

O equipamento deve ter a possibilidade de integrar um módulo de comunicação HAN que permite a comunicação com equipamentos dentro da instalação do cliente como *in-home displays*.

- (iv) Interoperabilidade

Quando o contador utiliza a tecnologia de comunicação PLC, este tem de ser compatível com o DTC com o qual comunica.

Verifica-se que os requisitos previstos para os *smart meters* da EDP em termos de qualidade de energia focam-se essencialmente em aspetos relevantes para a continuidade de serviço mas não para a real qualidade da onda de tensão. O registo de variação das tensões de referência permite identificar subtensões e sobretensões mas não permite uma análise detalhada que possa levar à deteção de outros problemas de QEE. Com a incorporação de um analisador de energia no *smart meter* que permita, para além do registo das variações na

tensão de referência, a medição e registo do conteúdo harmónico em cada fase é possível ter um melhor entendimento do problema.

O subcapítulo seguinte visa enquadrar o módulo de análise de qualidade de energia no funcionamento do *smart meter*.

5.2. Enquadramento do módulo proposto no funcionamento do *smart meter*

O analisador de energia incorporado no *smart meter* deverá fazer uma leitura permanente do conteúdo harmónico e outros parâmetros. No entanto, os dados só deverão ser guardados e comunicados quando os parâmetros ultrapassem limites previstos seguindo a operação avançada de monitorização composta referida no subcapítulo 4.3 ou quando assim requisitado pelo operador de rede. Os dados guardados são transmitidos por PLC ao longo da cadeia de informação da *smart grid* através do DTC e até à base central de dados através de GPRS. Quando não existe DTC no posto de transformação os dados são transmitidos diretamente até ao sistema central através de GPRS. O momento em que o alerta é gerado deve ser representado sob a forma de um relatório com a informação acerca dos parâmetros de QEE no momento do evento, dando relevância aos que ultrapassam os limites definidos. O relatório deve constar também no registo do respetivo cliente nos sistemas de gestão do operador de rede.

Parâmetros analisados

O módulo de análise de qualidade de energia do contador deverá medir as seguintes características da onda de tensão, selecionadas de acordo com a norma EN 50160 e excluindo os parâmetros já previstos nos contadores, como o registo dos valores RMS, interrupções ou variações de tensão.

- Tremulação (*flicker*)

O contador deve permitir a avaliação de *flicker* de acordo com a norma IEC 61000-4-15, calculando o indicador de severidade de longa duração (P_{it}) através da agregação de 12 valores de severidade de curta duração calculado a cada 10 minutos o que corresponde a uma duração de duas horas. Deve ser gerado um alarme quando o valor P_{it} ultrapasse 1 durante 95% do período de tempo considerado.

- Desequilíbrio de tensões

A análise de desequilíbrio de tensões deve ser feita de acordo com a classe A da norma IEC 61000-4-30.

- Distorção harmónica

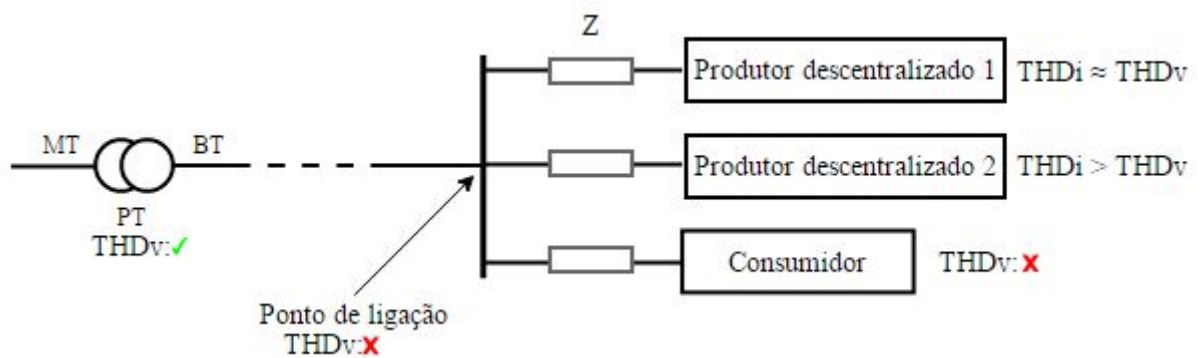
O contador deve permitir obter a componente de cada harmónico até ao 40º e o cálculo da distorção harmónica total (THD) de acordo com a norma IEC 61000-4-7. Ambos os parâmetros devem ser calculados não só para a onda de tensão mas também para a onda de corrente. O cálculo da distorção harmónica na corrente é fundamental já que este parâmetro é o mais afetado tanto por cargas não-lineares como pela produção distribuída e é normalmente a causa da distorção harmónica de tensão na rede. Isto acontece devido à interação da corrente distorcida proveniente de cargas não-lineares ou produtores descentralizados e a impedância associada à própria rede de distribuição [68]. Em [3], verifica-se que o THD_v na rede aumenta quando estão ligadas várias instalações com cargas não-lineares ao mesmo ponto de ligação e apresentará valores semelhantes nos vários pontos de entrega. O mesmo acontece quando estão ligados vários produtores distribuídos ao mesmo ponto de rede [69]. Assim, a monitorização do THD_v embora permita tirar conclusões sobre o estado da QEE na rede de distribuição, não permite identificar, por si só, os pontos que atuam como principais causas da perda de qualidade de energia. É então necessário avaliar a distorção na onda de corrente, THD_i. De facto, este parâmetro permite tirar conclusões sobre as origens da distorção harmónica na rede devido à sua relação com o comportamento linear ou não-linear das cargas. Como referido em 3.2, a forma de onda de corrente produzida por uma carga linear será igual à forma de onda de tensão de alimentação, quer esta tenha conteúdo harmónico ou não. Contrariamente, uma carga não-linear aumenta sempre o conteúdo harmónico da forma de onda de corrente em relação à forma de onda de alimentação. O mesmo princípio pode ser aplicado às instalações dos clientes, sendo possível desta forma localizar o ponto da rede onde a QEE está a ser mais afetada através da comparação do THD_i no ponto de entrega ao cliente com o respetivo THD_v. Desta comparação podem surgir os seguintes resultados: (i) THD_i ≈ THD_v ou (ii) THD_i > THD_v.

O primeiro significa que a instalação em questão tem um comportamento equivalente ao de uma carga linear pelo que não pode ser considerada prejudicial à QEE na rede. Repare-se que isto não significa que a distorção harmónica neste ponto não esteja fora dos limites

regulamentados porque a forma de onda de tensão já chega ao cliente com um THD_v elevado. Simplesmente a distorção de corrente monitorizada não aumentará.

O segundo significa que a instalação tem um comportamento equivalente ao de uma carga não-linear, sendo seguro assumir que está a prejudicar a QEE da rede já que a distorção da forma de onda de corrente aumenta independentemente da forma de onda de tensão de alimentação.

A mesma situação aplica-se à produção distribuída. A Figura 36 representa um ponto de ligação de um ramal consideravelmente afastado do posto de transformação, que alimenta dois produtores descentralizados e um cliente tradicional.



Z – Impedância da rede

Figura 36 - Diagrama de rede representante da importância da monitorização do THD_i em determinados pontos da rede de distribuição.

Verificando-se que o THD_v no ramal em questão não está em conformidade com os limites definidos na norma EN 50160, deve ser possível identificar a origem ou origens da distorção. A monitorização do THD_i nos dois pontos sensíveis da rede (ambos os produtores descentralizados neste caso) permite excluir automaticamente o primeiro produtor como origem da redução da qualidade de energia já que embora exista distorção da forma de onda de corrente devido ao elevado THD_v na rede, o THD_i terá valores muito próximos do THD_v enquanto no segundo caso o THD_i atingirá valores consideravelmente superiores ao THD_v. Isto deve-se ao facto de o funcionamento do inversor do primeiro caso se aproximar mais de um comportamento linear e o funcionamento do segundo inversor se aproximar ao de um comportamento não-linear. O comportamento dos produtores distribuídos depende essencialmente da qualidade do inversor. Note-se que pode suceder o caso de um produtor

descentralizado ter um inversor com um nível de correção de onda tal que contribui para melhorar a qualidade de energia elétrica na rede, também estes casos podem ser identificados já que a distorção harmónica de corrente no ponto de entrega será inferior à distorção harmónica de tensão no ramal em questão ($THDi < THDv$).

Modelo de dados e protocolos de comunicação

O modelo de dados e protocolos de comunicação dos *smart meters* utilizados atualmente pela EDPD baseia-se no perfil de aplicação DLMS/COSEM. A *Device Language Message Specification* (DLMS) é um protocolo de *application layer* que especifica conceitos gerais sobre modelação de objetos no âmbito dos serviços, entidades de comunicação e protocolos. A *Companion Specification for Energy Metering* (COSEM) estabelece objetos específicos à contagem de energia. O perfil aplicacional DLMS/COSEM especifica um modelo de dados e perfis de comunicação para troca de informação entre equipamentos de contagem.

Hoje em dia, devido à evolução do sistema elétrico descrita em capítulos anteriores, as capacidades de comunicação do contador, assim como a sua integração num sistema e a interoperabilidade com outros equipamentos, são características vistas como críticas para a definição do valor comercial de um contador. O COSEM vê o contador como parte integrada do processo comercial do operador da rede de distribuição que vai desde a medição da energia entregue até à receção das tarifas de pagamento.

Um contador é especificado pelo seu comportamento, que é definido com base em técnicas de *object modelling* que se baseia na utilização de *objetos* e *interface classes*. Cada equipamento é modelizado de acordo com a utilização de um conjunto de *interface classes standard*. Este conceito permite que cada fabricante possa seleccionar um conjunto de classes que sirva os objetivos do seu equipamento sem comprometer a interoperabilidade com outros. A técnica *object modelling* define um *objeto* como um conjunto de *atributos* e *métodos* em que os *atributos* representam as características do *objeto*, sendo que o comportamento deste pode variar consoante o valor de um dos seus *atributos*. Os *métodos* representam formas de ver ou modificar os valores dos *atributos*. Uma *interface class* (IC) representa um conjunto de *objetos* com características semelhantes. A IC engloba *atributos* e *métodos* aplicáveis a todos os *objetos* contidos na classe [70].

Os *smart meters* têm *objetos* DLMS associados a vários registos de *eventos*. Os *eventos* estão divididos em grupos e cada grupo contém um ou mais subgrupos. No âmbito da QEE, os

grupos referidos compreendem ocorrências de subtensões e sobretensões identificadas a partir da variação dos valores médios de tensão geral ou de cada fase (equipamentos trifásicos) em +/- $\Delta\%$ da tensão nominal num ou mais períodos de T minutos. São também registadas ocorrências de falha de energia quando existe uma interrupção longa no fornecimento geral ou em cada fase (equipamentos trifásicos). Quando um dos parâmetros referidos não está de acordo com os limites previstos na norma EN 50160 durante 5% do período de tempo considerado deve ser gerado um alarme. Existe uma série de *eventos* reservados para utilização futura onde seriam registados os eventos relacionados com qualidade de energia elétrica resultantes da integração do módulo proposto. A informação acerca do evento gerado é comunicada através da LAN até ao DTC e a partir daí comunicada pela WAN até ao sistema de controlo central onde é gerada uma ordem de serviço devidamente identificada de acordo com o evento em questão. A informação transmitida até ao sistema central deve também ser anexada ao registo do cliente em questão.

5.3. Estratégia de monitorização

Atendendo à caracterização do problema realizada nesta dissertação, à normalização em vigor e aos requisitos impostos pela EDP, é possível elaborar uma estratégia de monitorização fazendo a distinção entre dois tipos de *smart meters* (SM1 e SM2 - Figura 37) com capacidades diferentes em termos de monitorização de parâmetros relacionados com a qualidade de energia consoante o cliente ou instalação seja considerado um ponto sensível da rede ou não. Esta distinção prende-se com a necessidade de garantir a sustentabilidade financeira da implementação do método de monitorização proposto.

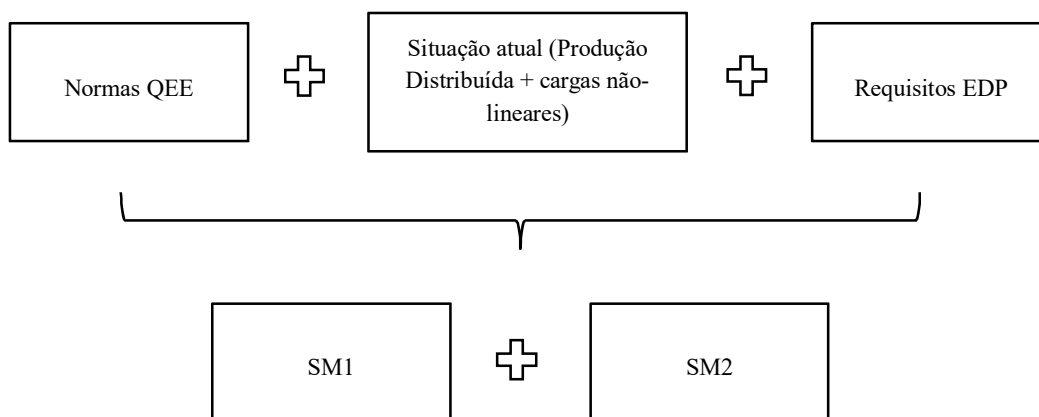


Figura 37 – Diagrama representativo dos fatores relevantes à proposta

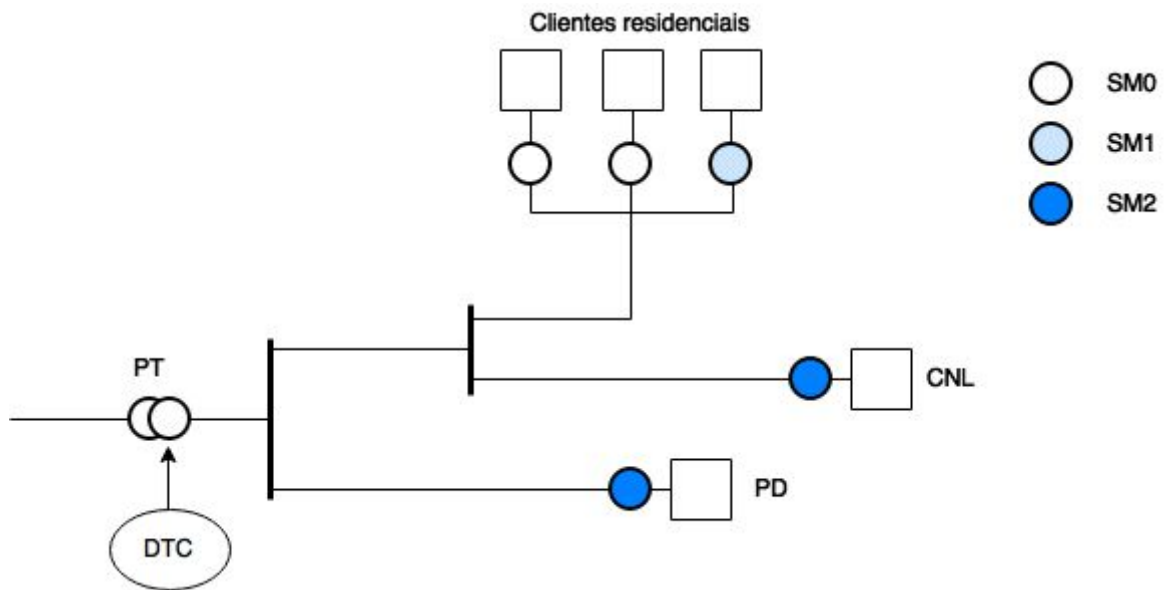
São também integrados na proposta de monitorização os *smart meters* utilizados atualmente pela EDP (SM0), descritos no subcapítulo 5.1., sem funções avançadas de monitorização de qualidade de energia. De facto, não só do ponto de vista económico-financeiro, como de um ponto de vista funcional, não se justifica a instalação de *smart meters* com as capacidades de monitorização referidas em todas as instalações devido a problemas de gestão de dados e à irrelevância de alguma da informação que seria recolhida [71]. Os diferentes tipos de equipamentos propostos foram definidos da seguinte forma:

SM0: O equipamento SM0 já é utilizado na rede de distribuição e continua a integrar a proposta de monitorização desta dissertação já que apresenta um custo inferior aos equipamentos SM1 e SM2 tendo no entanto boas funcionalidades de monitorização de continuidade de serviço e de alguns parâmetros relacionados com qualidade de energia, nomeadamente interrupções, sobretensões e cavas de tensão. Este equipamento representa a maioria dos *smart meters* na rede sendo destinados à maior parte dos clientes residenciais.

SM1: O equipamento SM1 deve integrar todas as funcionalidades do SM0 e acrescentar a possibilidade de monitorização de parâmetros de qualidade de energia, especificamente desequilíbrio de tensões, *flicker* e distorção harmónica de tensão, sem obrigatoriedade de cumprir com os requisitos da classe A da norma 61000-4-30. Este tipo de equipamento deve ser aplicado numa proporção a determinar, em relação ao número de equipamentos SM0 presentes num determinado ramal da rede de distribuição. Devido à grande variedade de morfologias de rede existentes, o número de equipamentos SM1 deve ser decidido caso a caso de modo a garantir que a distorção harmónica da tensão é devidamente caracterizada.

SM2: O equipamento SM2 integra todas as funcionalidades do SM1 e acrescenta a possibilidade de monitorização da distorção harmónica de corrente, *flicker* e desequilíbrio de tensões. Este equipamento deve medir parâmetros de qualidade de energia de acordo com a classe A da norma 61000-4-30. As capacidades deste equipamento têm especial interesse para aplicação nos pontos sensíveis da rede onde é importante monitorizar a distorção na onda de corrente.

Deve ser encontrado um equilíbrio ideal na distribuição dos três tipos de equipamentos. O diagrama da Figura 38 pretende representar a distribuição dos diferentes tipos de equipamentos pela rede de distribuição.



PD – Produtor Descentralizado; CNL – Concentração de cargas não-lineares.

Figura 38 – Distribuição dos três equipamentos referidos por diferentes pontos de entrega.

Os clientes cujos pontos de entrega são considerados pontos sensíveis da rede, nomeadamente o edifício com grande quantidade de cargas não-lineares (CNL) e o produtor descentralizado (PD) devem ser equipados com o equipamento de contagem SM2 devido à necessidade de monitorização da distorção na onda de corrente como referido anteriormente. Por outro lado, os clientes residências sem necessidades especiais de qualidade de energia devem ser equipados com equipamentos SM0 sem funções de qualidade de energia à exceção de um mínimo de um cliente por ramal que deve ser equipado com um equipamento do tipo SM1 o que permite caracterizar de forma menos precisa a distorção da onda de tensão no ramal em questão. Idealmente, o ponto de monitorização neste último caso seria no ponto de ligação do ramal com a restante parte da rede, no entanto, isto implicaria a implementação de um equipamento adicional de monitorização de qualidade de energia aumentando consideravelmente os custos.

5.4. Requisito específicos de monitorização de qualidade de energia elétrica

De seguida é apresentada uma lista de requisitos e de funcionalidades propostas que os *smart meters* devem cumprir de modo a possibilitar a monitorização de pontos específicos na rede de distribuição. Estes requisitos complementam os requisitos e funcionalidades já incorporadas nos *smart meters* utilizados pela EDP e descritos no subcapítulo 5.1. Cada equipamento deve incorporar todas as funcionalidades dos equipamentos de nível inferior,

ou seja, o equipamento SM2 deve ter todas as funcionalidades dos equipamentos SM1 e SM0. A Tabela 25 resume os requisitos de monitorização de qualidade de energia elétrica de cada equipamento.

Tabela 25 – Requisitos de monitorização de QEE

QEE	SM0	SM1	SM2
IEC 61000-4-30	○	Classe B	Classe A
Distorção harmónica individual de tensão e corrente (até 40º harmónico)	○	○	●
THDv	○	●	●
THDi	○	○	●
Tremulação (<i>flicker</i>)	○	○	●
Desequilíbrio de tensões	○	○	●
Sobretensões	●	●	●
Subtensões	●	●	●
Interrupções	●	●	●

A Tabela 26 apresenta os requisitos dos *smart meters* em termos de funcionalidades disponibilizadas, excluindo o equipamento SM0 que já é utilizado e cujas funcionalidades já foram analisadas previamente nesta dissertação.

Tabela 26 – Requisitos funcionais de monitorização de QEE.

Funcionalidade	SM1	SM2
1. O equipamento deve permitir a deteção de Eventos/Emissão de alertas quando THD ou harmónicos individuais superam os valores máximos de acordo com as normas aplicáveis.	●	●
2. O equipamento deve permitir a deteção de Eventos/Emissão de alertas quando os parâmetros de medição de <i>flicker</i> superam os valores máximos de acordo com as normas aplicáveis.	○	●
3. O equipamento deve permitir a deteção de Eventos/Emissão de alertas quando é detetada uma situação de desequilíbrio de tensões.	○	●
4. O ICP deve passar a atuar automaticamente tendo em conta não só a potência limite mas também os parâmetros de QEE considerados.	○	●
5. Deve permitir o corte do cliente/microprodutor da rede quando parâmetros QEE não estão em cumprimento utilizando as funcionalidades do ICP.	○	●
6. Deve permitir alterar remuneração/tarifa de clientes quando limites THD são ultrapassados.	○	●
7. Deve permitir a alteração de valores limite p/clientes c/necessidades especiais de QEE.	●	●
8. Opção custo adicional visualização qualidade tensão em IHD p/clientes c/necessidades especiais de QEE.	●	●

O conjunto de requisitos apresentados nesta dissertação serve como um ponto de partida para uma eventual seleção de equipamentos pela EDP com o intuito de adicionar funções de monitorização de qualidade de energia elétrica aos *smart meters*. Este conjunto de requisitos aplica-se ao caso específico da rede de distribuição em Portugal. No entanto, é possível verificar que outros sistemas AMI, nomeadamente os sistemas implementados em Itália e França apresentam características gerais de organização semelhantes ao sistema português [23]. Por outro lado, outros sistemas, como os dos países nórdicos têm uma organização relativamente diferente. De facto, a comparação entre os vários sistemas implementados a nível europeu está limitada pela falta de conhecimento no que diz respeito aos requisitos de base que levaram à definição dos vários sistemas e que podem ter diferenças significativas consoante a situação de cada país. A introdução de requisitos de monitorização de qualidade de energia elétrica nos requisitos dos contadores inteligentes pode não fazer sentido, por exemplo, num país em que não exista uma quantidade considerável de produção descentralizada.

6. Validação

A validação efetiva do trabalho apresentado ao longo desta dissertação necessitaria de um conjunto de outros trabalhos e atividades cuja complexidade não permite a sua realização no tempo previsto para a realização desta dissertação. De facto, a validação deste trabalho teria de englobar dois pontos essenciais, a *validação técnica* e a *validação económica*.

A *validação técnica* deve passar pela utilização de equipamentos com características correspondentes aos requisitos propostos nesta dissertação em determinados pontos da rede de distribuição de modo a testar o modelo de monitorização proposto em todas as suas vertentes, desde a medição dos parâmetros de QEE à comunicação da informação. Sendo essencial verificar se a estratégia de monitorização implementada e os equipamentos seleccionados de acordo com os requisitos propostos permitem de facto que a EDP-D possa passar a agir sobre problemas de QEE na rede BT antes da ocorrência de uma reclamação.

A *validação económica* consiste na realização de uma análise custo-benefício da implementação dos equipamentos e modelo de monitorização propostos contrapondo os todos os benefícios para a EDP com os custos implícitos à aquisição dos equipamentos. Esta análise necessita desde logo de um conhecimento alargado do mercado dos contadores inteligentes e de um conjunto de informações sobre os custos de aquisição de equipamentos com as características propostas. Esse estudo, no entanto, afigura-se muito sensível e difícil

devido essencialmente ao caráter confidencial das informações trocadas entre os fabricantes e os operadores de rede. Repare-se que, trata-se de quantidades muito significativas de equipamentos, cujas condições contratuais de aquisição podem fazer inverter os valores de venda anunciados para quantidades baixas. Mesmo para unidades individuais foi constatado que a grande maioria dos fabricantes não está disponível a revelar preços.

Uma validação mais restrita do trabalho contra o conjunto de objetivos que foi proposto pela EDP é a única que pode realmente ser feita. Com efeito, o objetivo principal do trabalho em elaborar um conjunto de requisitos foi efetivamente cumprido, como é demonstrado nesta dissertação. O objetivo secundário de fazer uma avaliação económica não foi cumprido pelas razões descritas anteriormente.

7. Conclusões

Esta dissertação foi desenvolvida de acordo com um conjunto de necessidades e preocupações da EDP-D em aumentar o nível de monitorização de QEE na rede BT possibilitando a monitorização de forma preditiva em vez de em resposta a reclamações. Estas preocupações vêm de encontro a uma atitude dentro da empresa e de modo geral a nível europeu em aumentar a sustentabilidade a vários níveis dentro dos quais se pode incorporar a rede de distribuição.

O trabalho teve como objetivo estudar a possibilidade de utilizar *smart meters* como resposta à crescente necessidade monitorizar permanentemente a qualidade de energia elétrica em determinados pontos da rede de distribuição devido aos problemas causados pelas cargas não-lineares e a pela produção distribuída e propor um conjunto de requisitos para um equipamento com capacidades de realizar esse efeito. Esta possibilidade advém da mudança já em curso no modo de funcionamento do sector elétrico em Portugal face às crescentes necessidades de gestão energética a nível dos consumos de energia e a nível da qualidade de energia, assim como à maior integração de produção distribuída e potencial massificação do veículo elétrico e da iluminação eficiente.

A integração de funções de análise de distorção harmónica num *smart meter* apresenta grande potencial face às soluções tradicionais de monitorização de qualidade de energia, não só porque evita a deslocação de uma equipa técnica ao local mas também porque permite observar e localizar as zonas de maiores desvios. Deste modo a real causa dos problemas verificados, ao contrário do que acontece com a colocação temporária de um analisador na instalação *à posteriori*, que apenas permite observar possíveis replicas do distúrbio original

não se verificando quais as alterações dos parâmetros de energia que causaram a anomalia. A monitorização permanente permite ainda que a EDP proceda de forma preditiva, detetando um problema de QEE numa fase inicial e atuando sobre a mitigação do mesmo antecipando uma eventual reclamação de um cliente, já que as reclamações surgem normalmente devido à recorrência de um problema e não na primeira vez em que se dá um evento.

Foi também concluído que a análise da distorção harmónica na corrente apresenta grandes vantagens em termos de monitorização de qualidade de energia eléctrica em relação à monitorização apenas da distorção harmónica da tensão, particularmente em pontos sensíveis da rede de distribuição já que pode em alguns casos localizar o local onde está a ser introduzida a distorção da tensão. No entanto, esta função aumenta o custo dos equipamentos pelo que a sua integração no sistema de monitorização deve ser limitada a pontos sensíveis da rede.

A proposta de monitorização presente nesta dissertação agrupa os *smart meters* em três grupos com diferentes níveis de capacidades em termos de monitorização de energia de modo a facilitar a sua sustentabilidade a nível económico.

O desenvolvimento deste trabalho assentou em várias fases, entre elas, um estágio na empresa EDP Distribuição que facilitou em grande parte a compreensão do estado atual da monitorização de qualidade de energia em Portugal e do *roll-out* de contadores inteligentes através da análise de documentos particulares da empresa e de deslocações ao terreno que permitiram visualizar e obter uma melhor compreensão do funcionamento da rede e dos equipamentos associados.

Em termos de desenvolvimentos futuros sugere-se a realização de uma análise custo-benefício detalhada que permita validar, ou não, o método de monitorização proposto nesta dissertação e a realização de uma validação técnica que permita verificar a eficácia do método proposto numa situação real.

De acordo com as informações fornecidas pelo orientador da EDP, este trabalho servirá de base para a equipa responsável pela próxima seleção e aquisição de contadores.

Referências Documentais

- [1] M. H. J. Bollen and I. Y. H. Gu, “Signal processing of power quality disturbances,” *Wiley-Interscience*, pp. 1 – 89, 2006.
- [2] J. Iglesias and G. Bartak, “Power Quality in European Electricity Supply Networks,” 2004.
- [3] H. Farooq, C. Zhou, and M. Emad, “Analyzing the Harmonic Distortion in a Distribution System Caused by the Non-Linear Residential Loads,” 2012.
- [4] S. Rönnberg, M. Bollen, and A. Gil-de-Castro, “Harmonic Distortion from Energy-Efficient Equipment and Production in the Low-Voltage Network,” 2014.
- [5] C. Europeaia, “Europe 2020: a strategy for smart, sustainable and inclusive growth,” *Brussels Eur. Comm.*, 2010.
- [6] A. Baghini, *Handbook of Power Quality*. 2008.
- [7] ElectroCorder, “Electrocorder EC-1V, EC-2V, EC132, EC164, EC264 User Manual.”
- [8] Fluke, “Fluke 434 / 435 User Manual,” no. April. 2008.
- [9] Emtest, “DPA 503N User Manual.” 2011.
- [10] PowerLogic, “CM 4000 Circuit monitor,” 2008. [Online]. Available: http://www.powerlogic.com/product.cfm/c_id/1/sc_id/2/p_id/3#. [Accessed: 01-Jan-2015].
- [11] Elspec, “G4430 BLACKBOX PQA.” [Online]. Available: <http://www.elspec-ltd.com/G4430BLACKBOX>. [Accessed: 01-Jan-2015].
- [12] Cirrus Logic Inc., “Single Phase , Bi-directional Power / Energy IC,” vol. 2011, no. DS678F3, p. 46, 2011.

- [13] Analog Devices, “Polyphase Multifunction Energy Metering IC with Serial Port,” *Estados Unidos (NORWOOD)*, p. 44, 2003.
- [14] P. Minciunescu and G. Antonesei, “MS-2223 Novel Harmonic Analysis Method Improves Accuracy Reduces Computation Overhead in Smart Meters,” no. August, pp. 1–4, 2011.
- [15] MAXIM, “Low Power, Multifunction, Polyphase AFE with Harmonics and Tamper Detect,” pp. 1–102, 2009.
- [16] KEMA, “Estudo sobre contadores inteligentes de electricidade e de gás natural Relatório 3E / G : Análise Custo-Benefício para os sectores da electricidade e do gás natural,” 2012.
- [17] M. Campbell, N. Watson, and A. Miller, “Smart Meters to Monitor Power Quality at Consumer Premises,” *epecentre.ac.nz*, pp. 24–26, 2015.
- [18] U. S. D. of Energy, “Operations and Maintenance Savings from Advanced Metering Infrastructure - Initial Results,” Mar. 2012.
- [19] T. Hargreaves, M. Nye, and J. Burgess, “Making energy visible: A qualitative field study of how householders interact with feedback from smart energy monitors,” *Energy Policy*, vol. 38, no. 10, pp. 6111–6119, 2010.
- [20] I. Colak, G. Fulli, S. Sagiroglu, M. Yesilbudak, and C.-F. Covrig, “Smart grid projects in Europe: Current status, maturity and future scenarios,” *Appl. Energy*, vol. 152, pp. 58–70, 2015.
- [21] C. Europeia, “Smart Metering deployment in the European Union,” 2014. [Online]. Available: <http://ses.jrc.ec.europa.eu/smart-metering-deployment-european-union>.
- [22] C. Europeia, “Análise comparativa da implantação de contadores inteligentes na UE-27, com ênfase na eletricidade,” 2014.
- [23] J. Hiscock and D.-J. Kang, *Spotlight On Advanced Metering Infrastructure*. 2014.
- [24] USmartConsumer, “European Smart Metering Landscape Report Edition May 2014 ‘ Utilities and Consumers ,” 2014.
- [25] EDP, “Évora : InovCity,” 2014.

- [26] C. Europeia, “Country fiches for electricity smart metering,” 2014.
- [27] S. Depuru, L. Wang, V. Devabhaktuni, and N. Gudi, “Smart Meters for Power Grid - Challenges, Issues, Advantages and Status,” *2011 IEEE/PES Power Syst. Conf. Expo.*, pp. 1–7, 2011.
- [28] T. Ryberg, “Smart Metering in Europe,” p. 280, 2012.
- [29] EDP, “Projecto Inovgrid e o papel das TIC na gestão de uma Rede Inteligente,” 2014.
- [30] S. Erlinghagen, B. Lichtensteiger, and J. Markard, “Smart meter communication standards in Europe – a comparison,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 43, p. 37, 2014.
- [31] D. Shaver, “Low Frequency, Narrowband PLC Standards for Smart Grid-The PLC Standards Gap!,” in *Global Communications Conference (GLOBECOM)*, 2009.
- [32] V. C. Gungor, D. Sahin, T. Kocak, S. Ergut, C. Buccella, C. Cecati, and G. P. Hancke, “Smart Grid Technologies: Communication Technologies and Standards,” *IEEE Trans. Ind. Informatics*, vol. 7, no. 4, pp. 529–539, 2011.
- [33] D. Coll-Mayor, J. Pardo, and M. Perez-Donsion, “Methodology based on the value of lost load for evaluating economical losses due to disturbances in the power quality,” *Energy Policy*, vol. 50, pp. 407–418, 2012.
- [34] EDP, “Qualidade de Energia Elétrica Experiencia EDP como operador de rede.” 2007.
- [35] A. De Almeida, L. Moreira, and J. Delgado, “Power quality problems and new solutions.” Department of Electrical and Computer Engineering University of Coimbra, pp. 1–9, 2003.
- [36] H. (Cooper D. A. Markiewicz and A. (Wroclaw U. of T. Klajn, “Voltage Disturbances,” *Power Qual. Appl. Guid.*, vol. 5.4.2, pp. 4–11, 2004.
- [37] J. Afonso and J. Martins, “Qualidade da energia eléctrica,” *Rev. o Eletr. no. 9*, pp. 66–71, 2004.

- [38] EDP, “Distorção harmónica na rede de distribuição,” 2012.
- [39] R. M. G. Castro, “PRODUÇÃO EM REGIME ESPECIAL RENOVÁVEL,” vol. 2003, no. edição 2, 2003.
- [40] P. Pillay and M. Manyage, “Definitions of voltage unbalance,” *IEEE Power Eng. Rev.*, vol. 22, no. 11, pp. 49–50, 2002.
- [41] S. Perera, “Transient Overvoltages On The Electricity Supply Network – Classification, Causes And Propagation,” *Integr. Energy Power Qual. Reliab. Cent.*, no. Technical Note No. 8, 2005.
- [42] C. Felgueiras, A. Fidalgo, C. Viegas, and C. Petry, “High order experimental skills ’ gap identification – need for reshape electronics teaching,” *Tecnol. Apl. a la Ensen. la Electron. (Technologies Appl. to Electron. Teaching)*, pp. 1 – 6, 2014.
- [43] W. K. Lee, G. S. K. Fung, H. Y. Lam, F. H. Y. Chan, and M. Lucente, “Exploration on Load Signatures,” *Electr. Eng.*, no. 725, p. 5, 2004.
- [44] S. Uddin, H. Shareef, A. Mohamed, and M. A. Hannan, “Investigation of harmonic generation from low wattage led lamps,” *J. Appl. Sci. Res.*, vol. 8, no. 8, pp. 4215–4221, 2012.
- [45] S. K. Ronnberg and M. H. J. Bollen, “Emission from four types of LED lamps at frequencies up to 150 kHz,” *Proc. Int. Conf. Harmon. Qual. Power, ICHQP*, pp. 451–456, 2012.
- [46] P. S. Moses, S. Deilami, A. S. Masoum, and M. A. S. Masoum, “Power quality of smart grids with plug-in electric vehicles considering battery charging profile,” in *IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe, ISGT Europe*, 2010, pp. 1–7.
- [47] G. Putrus, A. Suwanapingkarl, D. Johnston, E. Bentley, and M. Narayana, “Impact of Electric Vehicles on Power Distribution Networks,” no. September, pp. 7–11, 2009.
- [48] DGEG, “Renováveis,” *Estat. rápidas*, no. nº131, 2015.
- [49] L. Hassaine, E. Olias, J. Quintero, and V. Salas, “Overview of power inverter topologies and control structures for grid connected photovoltaic systems,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 30, pp. 796–807, 2014.

- [50] S. Çdmen, Hasan YUMURTACI, MEHMET NEŞE, SEÇDL ÜSTÜN, “Comparison of Output Current Harmonics of Voltage Source Inverter used Different PWM Control Techniques,” vol. 3, no. 11, pp. 695–704, 2008.
- [51] M. Gericota and R. Brito, “Sistemas Elétricos de Controlo de Potência.” Slides de Sistemas de Conversão de Energia - Mestrado em Energias Sustentáveis - ISEP, 2014.
- [52] G. Bhuvaneswari and Nagaraju, “Multi-Level Inverters—A Comparative Study,” *IETE J. Res.*, vol. 51, no. 2, pp. 141–153, 2005.
- [53] P. Chaturvedi, S. Jain, P. Agrawal, R. Nema, and K. Sao, “Switching losses and harmonic investigations in multilevel inverters,” *IETE J. Res.*, vol. 54, no. 4, p. 297, 2008.
- [54] V. Hengsitawat, T. Tayjasant, and N. Nimpitiwan, “Electrical Power and Energy Systems Optimal sizing of photovoltaic distributed generators in a distribution system with consideration of solar radiation and harmonic distortion,” *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 39, no. 1, pp. 36–47, 2012.
- [55] K. P. Kontogiannis, G. A. Vokas, S. Nanou, and S. Papathanassiou, “Power Quality Field Measurements on PV Inverters,” pp. 5301–5314, 2013.
- [56] F. Spertino, P. Di Leo, F. Corona, and F. Papandrea, “Inverters for grid connection of photovoltaic systems and power quality: Case studies,” *2012 3rd IEEE Int. Symp. Power Electron. Distrib. Gener. Syst.*, pp. 564–569, 2012.
- [57] J. H. R. Enslin, W. T. J. Hulshorst, A. M. S. Atmadji, P. J. M. Heskes, A. Kotsopoulos, J. F. G. Cobben, and P. Van Der Sluijs, “Harmonic interaction between large numbers of photovoltaic inverters and the distribution network,” in *2003 IEEE Bologna PowerTech - Conference Proceedings*, 2003, vol. 3, pp. 75–80.
- [58] T. Radil and P. M. Ramos, “Methods for Estimation of Voltage Harmonic Components,” in *Power Quality*, M. A. Eberhard, Ed. InTech, 2011, pp. 255 – 270.
- [59] P. Bilik, “Measurement of voltage and current harmonics for frequencies up to 9 kHz according to IEC61000-4-7,” *2009 10th Int. Conf. Electr. Power Qual. Util. EPQU'09*, pp. 7–11, 2009.
- [60] Z. Hanzelka and A. Bien, “Voltage Disturbances - Flicker Measurement,” *Power Qual. Appl. Guid.*, p. 12, 2005.

- [61] R. Neumann, “The importance of IEC 61000-4-30 Class A for the coordination of power quality levels: Is it important?,” *2007 9th Int. Conf. Electr. Power Qual. Util. EPQU*, 2007.
- [62] D. S.-M. Luke Schwartfeger, “Review of Distributed Generation Interconnection Standards,” p. 13, 2014.
- [63] *Decreto-Lei nº 153/2014*. Ministério do Ambiente Ordenamento do Território e Energia, 2014.
- [64] R. R. Mohassel, A. S. Fung, F. Mohammadi, and K. Raahemifar, “A Survey on Advanced Metering Infrastructure and its Application in Smart Grids,” no. JANUARY 2014, 2015.
- [65] A. G. Van Engelen and J. S. Collins, “Choices for smart grid implementation,” *Proc. Annu. Hawaii Int. Conf. Syst. Sci.*, pp. 1–8, 2010.
- [66] EDP Distribuição, “Relatório da Qualidade de Serviço,” pp. 1–91, 2014.
- [67] J. M. R. Gordon, J. Meyer, and P. Schegner, “Design aspects for large PQ monitoring systems in future smart grids,” *IEEE Power Energy Soc. Gen. Meet.*, pp. 1–8, 2011.
- [68] A. Kamenka, “Six tough topics about harmonic distortion and Power Quality indices in electric power systems.” 2014.
- [69] X. Zhou, J. Liang, and W. Zhou, “Harmonic impacts of inverter-based distributed generations in low voltage distribution network,” *2012 3rd IEEE Int. Symp. Power Electron. Distrib. Gener. Syst.*, pp. 615–620, Jun. 2012.
- [70] DLMS User Association, *COSEM Identification System and Interface Classes*. 2010.
- [71] N. R. Browne, T. J. Browne, and S. Elphick, “Monitoring Intelligent Distribution Power Systems – a Power Quality Plan,” in *2010 14th International Conference on Harmonics and Quality of Power (ICHQP)*, 2010, pp. 1 – 7.