Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto

FEUP

Custo das interrupções de serviço num mercado liberalizado

Fábio Marcelo da Silva Robalinho

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

Orientador: Prof. Doutor Fernando Maciel Barbosa

Junho de 2010

© Fábio Marcelo da Silva Robalinho, 2010

Resumo

Uma boa qualidade do serviço oferecida pelo Sistema Eléctrico de Energia é um factor essencial ao desenvolvimento de um país. Nesta dissertação são definidos indicadores e respectivos padrões de qualidade de serviço de modo a manter um nível de qualidade de serviço elevado.

Os indicadores de qualidade de serviço são muito importantes, na medida em que permitem avaliar a qualidade do serviço prestado pelos operadores das redes.

A definição de indicadores de qualidade de serviço e a aplicação de padrões de qualidade (indicadores da QS) permite uma melhor qualidade de fornecimento de energia por parte das empresas e obriga-as a desenvolverem esforços no sentido de melhorar o seu desempenho. O não cumprimento dos padrões estabelecidos obriga ao pagamento de determinadas compensações aos clientes, dependendo da situação registada. Essas compensações funcionam como incentivo à melhoria da qualidade de serviço.

Este trabalho analisa os indicadores e padrões aplicados em Portugal Continental referentes ao ano de 2008. É também feita uma análise comparativa com os padrões de qualidade de outros países da UE.

Palavras Chave: Compensações de energia não fornecida; Custo das interrupções; Indicadores e padrões da qualidade de serviço; Qualidade de serviço em SEE.

Abstract

A good quality of supply offered by the Electrical System is an essential factor for the developing of a country. In this thesis the quality indexes are analyzed regarding a higher level of quality of supply.

The quality indicators are very important because they permit an evaluation of the supply provided by the utilities.

The definition of indexes allow to reach a better quality of supply by companies and oblige them to increase efforts in the sense of a higher level of performance. When the patterns are not succeed the companies need to pay some compensations to the costumers. This compensation serve as incentive to improve the quality of service.

This work analyze the quality indexes applied to Portugal Mainland referring to 2008. Beside this part, in this thesis is made an comparing analyze with the different quality patterns of other countries in the EU.

Keywords: *Compensation for energy not supplied; Cost of interruptions; Indexes of quality of supply; Quality of supply in Electrical Power Systems.*

Agradecimentos

Agradeço especialmente aos meus pais que possibilitaram a concretização deste trabalho, bem como o apoio e motivação ao longo do percurso académico.

Ao meu orientador, o Prof. Doutor Fernando Maciel Barbosa, pela disponibilidade, motivação e orientação indispensável para a realização desta dissertação.

Aos meus amigos que sempre me apoiaram e incentivaram, um grande abraço para todos eles.

Agradeço a todas as pessoas que participaram activa ou passivamente na realização desta dissertação.

Índice

Resumo ..... **iii**

Abstract ..... **v**

Agradecimentos ..... **vii**

Índice ..... **ix**

Lista de figuras ..... **xii**

Lista de tabelas ..... **xiv**

Abreviaturas e Símbolos ..... **xvi**

Capítulo 1 ..... **1**

Introdução 1
1.1 Enquadramento 1
1.2 Objectivos 3
1.3 Estrutura da dissertação 3

Capítulo 2 ..... **5**

Estrutura do Sistema Eléctrico de Energia 5
2.1 Organização do Sistema Eléctrico Nacional 5
2.1.1 Produção 6
2.1.2 Transporte 8
2.1.3 Distribuição 9
2.1.4 Comercialização 10
2.1.5 Operação dos mercados organizados de electricidade 11
2.1.6 Regulação e Segurança do Abastecimento 11
2.1.7 Níveis de tensão 12
2.1.8 Zonas Geográficas de Qualidade de Serviço 13
2.2 Qualidade de serviço 14
2.2.1 Qualidade de serviço de natureza técnica 15
2.2.1.1 Continuidade de Serviço 16

2.2.1.2 Qualidade da Onda de Tensão 18
2.2.2 Qualidade de serviço de natureza comercial 21
2.2.2.1 Indicadores e padrões de qualidade de serviço comercial 22
2.2.2.2 Informação a prestar aos clientes 24
2.3 Compensações 24
2.3.1 Valor das compensações relativas à qualidade de serviço técnica – continuidade de serviço 25
2.3.2 Valor das compensações relativas à qualidade de serviço comercial 27
2.4 Conclusões 28

Capítulo 3 29

Interrupções de serviço 29
3.1 Motivos da interrupção – Interrupções permitidas 29
3.1.1 Casos fortuitos ou de força maior 30
3.1.2 Razões de interesse público 30
3.1.3 Razões de serviço 30
3.1.4 Razões de segurança 31
3.1.5 Facto imputável ao cliente 31
3.1.6 Acordo com o cliente 33
3.2 Classificação das interrupções e suas origens 33
3.3 Indicadores e padrões gerais 34
3.3.1 Redes de transportes 34
3.3.2 Redes de distribuição 34
3.4 Indicadores e padrões individuais 36
3.5 Procedimentos a observar no método de cálculo dos indicadores de continuidade de serviço 39
3.5.1 Redes de transportes 39
3.5.1.1 ENF 39
3.5.1.2 TIE - Tempo de Interrupção Equivalente 41
3.5.1.3 SAIFI - Frequência Média das Interrupções do Sistema 41
3.5.1.4 SAIDI - Duração Média das Interrupções do Sistema 42
3.5.1.5 SARI - Tempo Médio de Reposição de Serviço do Sistema 42
3.5.2 Redes de distribuição 43
3.5.2.1 END - Energia Não Distribuída 43
3.5.2.2 TIEPI - Tempo de Interrupção Equivalente da Potência Instalada 44
3.5.2.3 SAIFI - Frequência Média das Interrupções do Sistema 44
3.5.2.4 SAIDI - Duração Média das Interrupções do Sistema 45
3.6 Conclusões 46

Capítulo 4 47

Caso Português 47
4.1 Análise dos indicadores de continuidade de serviço 47
4.1.1 Continuidade de Serviço da Rede de Transporte 48
4.1.1.1 Indicadores Gerais 50
4.1.1.2 Indicadores Individuais 57
4.1.1.3 Causas das Interrupções 60

4.1.2 Continuidade de Serviço da Rede de Distribuição 62
4.1.2.1 Indicadores Gerais 63
4.1.2.2 Número e Causas das Interrupções 78
4.2 Compensações 81
4.3 Conclusões 85

Capítulo 5 87

Caso Europeu 87
5.1 Análise comparativa 87
5.1.1 Comparação geral 87
5.1.2 Comparação por zonas (geográficas) 91
5.2 Conclusões 95

Capítulo 6 97

Conclusões 97
6.1 Conclusões e perspectivas de trabalhos futuros 97

Anexo A 101

Casos fortuitos ou de força maior 101

Próprias 103

Anexo B 105

Interrupções no serviço essencial de energia eléctrica na região oeste na véspera de natal 105

Anexo C 107

Pontos de Entrega da Rede de Transporte no ano de 2008 107

Anexo D 109

Siglas dos Pontos de Entrega da REN, em 2008 109

Anexo E 111

Interrupções nos Pontos de Entrega da Rede de Transporte e sua Duração no ano de 2008 111

Anexo F 115

Disposição das Direcções de Rede e Clientes da EDP Distribuição 115

Referências 117

Lista de figuras

Figura 1.1 – Variação dos custos em função da fiabilidade. 2

Figura 2.1 - Agentes do sector eléctrico. 6

Figura 2.2 – Organização do mercado - Mercado regulado e mercado liberalizado. 12

Figura 3.1 – Esquema do modo de cálculo das diferentes parcelas de ENF numa interrupção com reposição escalonada. 40

Figura 4.1 – Evolução da Energia Não Fornecida na rede de transporte, de 1999 a 2008. 50

Figura 4.2 – Evolução do Tempo de Interrupção Equivalente na rede de transporte, de 1999 a 2008. 51

Figura 4.3 – Evolução da Frequência Média de Interrupções Longas do Sistema na rede de transporte, de 1999 a 2008. 52

Figura 4.4 – Evolução da Duração Média de Interrupções do Sistema na rede de transporte, de 1999 a 2008. 53

Figura 4.5 – Evolução do Tempo Médio de Reposição do Serviço do Sistema na rede de transporte, de 1999 a 2008. 54

Figura 4.6 – Evolução dos indicadores gerais de continuidade de serviço da rede de transporte, de 2004 a 2008. 55

Figura 4.7 – Frequência das interrupções, por ponto de entrega em 2008. 57

Figura 4.8 – Duração total das interrupções, por ponto de entrega, em 2008. 59

Figura 4.9 – Distribuição percentual das causas das interrupções em 2008. 61

Figura 4.10 – Distribuição do número total de consumidores de electricidade. 63

Figura 4.11 – Distribuição de clientes das redes da EDP Distribuição por zonas geográficas de qualidade de serviço. 63

Figura 4.12 – Variação de END de 2007 para 2008, por direcção de Rede e Clientes. 65

Figura 4.13 – Variação de END de 2007 para 2008, por distrito. 66

Figura 4.14 – Variação de TIEPI de 2007 para 2008, por direcção de Rede e Clientes. 66

Figura 4.15 – Variação do TIEPI de 2007 para 2008, por distrito. 67

Figura 4.16 – Variação de SAIFI, para a rede de MT, de 2007 para 2008, por direcção de Rede e Clientes. 68

Figura 4.17 – Variação de SAIFI, para a rede de MT, de 2007 para 2008, por distrito. 69

Figura 4.18 – Variação de SAIDI, para a rede de MT, de 2007 para 2008, por direcção de Rede e Clientes. 70

Figura 4.19 – Variação de SAIDI, para a rede de MT, de 2007 para 2008, por distrito. 71

Figura 4.20 – Variação de SAIFI, para a rede de BT, de 2007 para 2008, por direcção de Rede e Clientes. 74

Figura 4.21 – Variação de SAIFI, para a rede de BT, de 2007 para 2008, por distrito. 74

Figura 4.22 – Variação de SAIDI, para a rede de BT, de 2007 para 2008, por direcção de Rede e Clientes. 76

Figura 4.23 – Variação de SAIDI, para a rede de BT, de 2007 para 2008, por distrito. 76

Figura 4.24 – Percentagem de cada tipo de causa de interrupção na rede de MT. 79

Figura 4.25 – Percentagem de cada tipo de causa de interrupção na rede de BT. 80

Figura 4.26 – Padrões e valores registados dos indicadores, na rede de MT. 82

Figura 4.27 – Padrões e valores registados dos indicadores, na rede de BT. 83

Figura 5.1 – Evolução da duração das interrupções por cliente, na Europa, de 1999 a 2007, não considerando os eventos excepcionais. 88

Figura 5.2 – Evolução do número de interrupções por cliente, na Europa, de 1999 a 2007, não considerando os eventos excepcionais. 90

Figura 5.3 – Evolução da duração das interrupções, por zona geográfica de QS, de 1999 a 2007. 92

Figura 5.4 – Evolução do número de interrupções, por zona geográfica de QS, de 1999 a 2007. 94

Lista de tabelas

Tabela 2.1 – Zonas geográficas de Qualidade de Serviço.. 13

Tabela 2.2 – Indicadores gerais de continuidade de serviço. 17

Tabela 2.3 – Indicadores individuais de continuidade de serviço. 18

Tabela 2.4 - Valores definidos para a distorção harmónica para BT. 20

Tabela 2.5 - Valores definidos para a distorção harmónica para MT. 20

Tabela 2.6 - Indicadores e padrões gerais de qualidade de serviço comercial. 22

Tabela 2.7 - Indicadores e padrões individuais de qualidade de serviço comercial. 23

Tabela 3.1 - Quadro geral de classificação das interrupções. 33

Tabela 3.2 - Padrões para as redes de MT e BT. 36

Tabela 3.3 – Valores máximos do número e duração das interrupções. 37

Tabela 3.4 - Valores máximos do número de interrupções. 37

Tabela 3.5 - Valores máximos da duração das interrupções. 38

Tabela 4.1 – Incidentes graves ocorridos na RNT em 2008. 49

Tabela 4.2 - Valor dos indicadores gerais de continuidade de serviço da rede transporte, das interrupções com duração inferior ou igual a 3 minutos. 56

Tabela 4.3 – Impacto das interrupções com duração inferior ou igual a 3 minutos no valor dos indicadores gerais de continuidade de serviço da rede transporte. 56

Tabela 4.4 – Totalidade das interrupções na rede de transporte, por ponto de entrega, em 2008. 58

Tabela 4.5 – Duração total das interrupções, por ponto de entrega, em 2008. 60

Tabela 4.6 – Distribuição das causas das interrupções por número, duração e ENF1, em 2008. 61

Tabela 4.7 – Variação de END de 2007 para 2008, considerando as interrupções previstas acidentais..... 64

Tabela 4.8 – Valores dos indicadores de continuidade de serviço da rede MT, de 2006 a 2008, e a sua variação entre 2007 e 2008. 72

Tabela 4.9 – Valores dos indicadores de continuidade de serviço da rede MT, por zona geográfica, discriminados por interrupções acidentais e previstas. 73

Tabela 4.10 – Valores dos indicadores de continuidade de serviço da rede BT de 2006 a 2008, e a sua variação entre 2007 e 2008. 77

Tabela 4.11 – Valores dos indicadores de continuidade de serviço da rede BT, por zona geográfica, discriminados por interrupções acidentais e previstas. 78

Tabela 4.12 – Número e causas das interrupções na rede de BT. 78

Tabela 4.13 – Origens das interrupções da rede de BT. 80

Tabela 4.14 – Padrões dos indicadores individuais, por zona e nível de tensão. 83

Tabela 4.15 – Número de incumprimentos dos padrões individuais de continuidade de serviço verificados no ano de 2008 e valor das respectivas compensações. 84

Tabela 5.1 – Duração das interrupções por cliente, na Europa, de 1999 a 2007, não considerando os eventos excepcionais. 89

Tabela 5.2 – Número de interrupções por cliente, na Europa, de 1999 a 2007, não considerando os eventos excepcionais. 91

Tabela 5.3 – Definição das zonas geográficas em 6 países europeus. 92

Tabela 5.4 – Duração das interrupções, por zona geográfica de QS, de 1999 a 2007. 93

Tabela 5.5 – Número de interrupções, por zona geográfica de QS, de 1999 a 2007 [1]. 94

Abreviaturas e Símbolos

Lista de abreviaturas

Art	Artigo
AT	Alta Tensão
BT	Baixa Tensão
BTE	Baixa Tensão Especial
BTN	Baixa Tensão Normal
CAIDI	*Customer Average Interruption Duration Index*
c.f.f.m	causa fortuita ou de força maior
CUR	Comercializador de Último Recurso
DI	Duração das Interrupções
DRC	Direcção de Rede e Clientes
EDP	Energias De Portugal
END	Energia Não Distribuída
ENF	Energia Não Fornecida
ERSE	Entidade Reguladora dos Serviço Energéticos
FEUP	Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto
INE	Instituto Nacional de Estatística
MAIFI	*Momentary Average Interruption Frequency Index*
	Frequência Média de Interrupções Curtas do Sistema
MAT	Muito Alta Tensão
MIBEL	Mercado Ibérico de Electricidade
MT	Média Tensão
NI	Número de Interrupções
NP	*Portuguese Norm*
	Norma Portuguesa
NP EN	*Portuguese Version of the European Norm*
	Versão Portuguesa da Norma Europeia
EN	*European Norm*
	Norma Europeia

PdE	Ponto de Entrega
PRE	Produção em Regime Especial
PRO	Produção em Regime Ordinário
PTC	Posto de Transformação de Serviço Público
PTD	Posto de Transformação Particular
QS	Qualidade de Serviço
REN	Redes Energéticas Nacionais
RND	Rede Nacional de Distribuição
RNT	Rede Nacional de Transporte
RQS	Regulamento de Qualidade de Serviço
RRC	Regulamento de Relações Comerciais
SAIDI	*System Average Interruption Duration Index*
	Duração média das Interrupções do Sistema
SAIFI	*System Average Interruption Frequency Index*
	Frequência média de Interrupções do Sistema
SARI	Tempo médio de reposição de serviço do sistema
SEE	Sistema Eléctrico de Energia
SEN	Sistema Eléctrico Nacional
SENV	Sistema Eléctrico Não Vinculado
SEP	Sistema Eléctrico Público
THD	*Total Harmonic Distortion*
	Distorção Harmónica Total
TIE	Tempo de interrupção equivalente
TIEPI	Tempo de Interrupção Equivalente da Potência Instalada
EU	União Europeia

Lista de símbolos

Hz	Hertz
kV	Kilo-Volt
kVA	Kilo-Volt-Ampere
MWh	Mega Watts Hora
Uc	Tensão Declarada/Composta
Un	Tensão Nominal
V	Volt
€	Euro

Capítulo 1

Introdução

1.1 Enquadramento

Num "cenário perfeito", o fornecimento de electricidade estaria sempre disponível, a amplitude e frequência da tensão seriam iguais aos seus valores nominais e a onda de tensão não teria distorção da sua forma sinusoidal. No entanto, na realidade isso não acontece, ou seja, o fornecimento de electricidade não está sempre disponível, a amplitude e frequência da tensão desviam-se continuamente do seu valor ideal e a forma de onda da tensão é muitas vezes distorcida [1].

Alguns clientes de empresas de energia sofrem significativas perdas económicas quando o fornecimento de energia é interrompido, ou quando ocorrem problemas de qualidade de energia. Esses clientes precisam e esperam a mais alta qualidade e fiabilidade do serviço que as empresas podem fornecer. No entanto, a maioria dos clientes sofre custos relativamente pouco significantes e não estão dispostos a pagar para melhorar significativamente a fiabilidade e a qualidade de energia.

Cada vez mais, as empresas estão a ser pressionadas entre objectivos conflituosos de clientes que exigem serviço de qualidade superior (e mais caros) e outros que exigem preços mais baixos [2].

Dada esta situação, para competir efectivamente, é importante para as empresas distribuidoras estabelecer um equilíbrio entre os custos de melhoria de fiabilidade e a qualidade do serviço e os benefícios económicos que estas melhorias trazem aos clientes.

A procura de um compromisso entre "custos" e "confiança" tem sido e será nos próximos anos, tema de discussão. Os custos de fornecimento de uma qualidade aceitável devem ser equilibrados contra o valor da qualidade [3]. Assim, a concepção e funcionamento do sistema

de energia deve ser tal que o número e a duração das interrupções são aceitáveis para a maioria dos clientes, sem incorrer em altos custos inaceitáveis.

Do ponto de vista social, os custos totais do serviço eléctrico são dados por (1.1) [4].

$$C_{TOTAL} = C_S + C_O \tag{1.1}$$

O termo C_S representa os custos associados ao serviço de carga, tais com despesas de capital de investimento e custos de produção para o fornecimento de energia. Estes custos incluem os custos fixos e variáveis para a procura e oferta da produção.

O termo C_O representa os custos incorridos pelos clientes quando as empresas são incapazes de satisfazer a procura. Como exemplos incluem-se a deterioração de alimentos, perda de actividades de lazer para os clientes residenciais ou perda de produção para os clientes industriais [4].

A figura 1.1 ilustra a natureza dos custos C_S e C_O em função da fiabilidade.

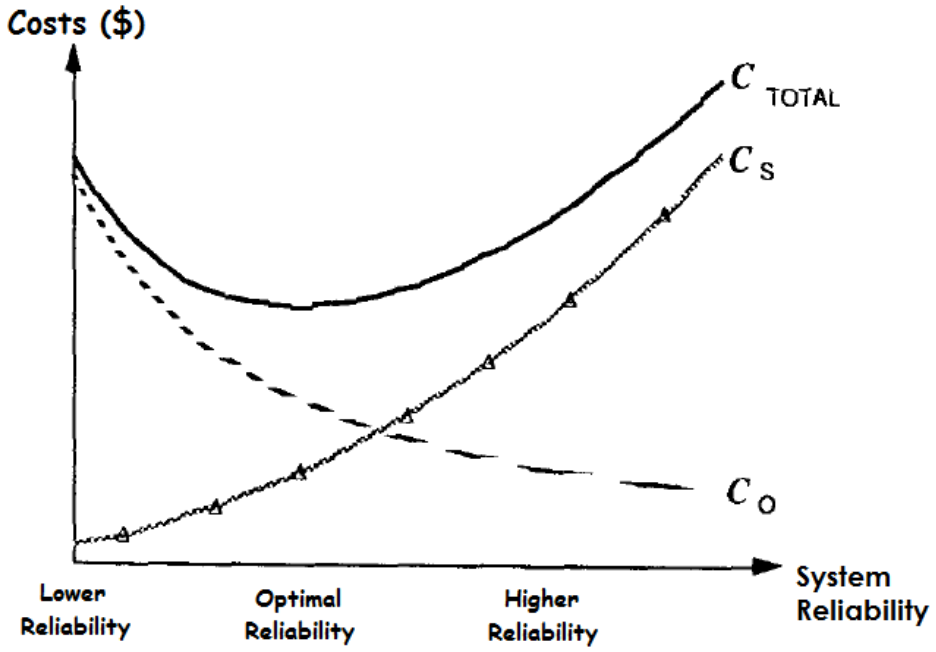


Figura 1.1 – Variação dos custos em função da fiabilidade [4].

Uma empresa pode aumentar a fiabilidade e reduzir os custos de interrupção de serviço aos clientes. No entanto, essa melhoria exige investimentos o que aumenta o C_S. Por outro lado, pode reduzir os seus custos de fornecimento, reduzindo a sua fiabilidade, mas aumenta os custos de interrupção.

Os custos de interrupção do cliente são as perdas económicas sofridas pelos clientes, como resultado de interrupções do serviço eléctrico ou problemas de qualidade de energia.

Estes custos variam de cliente para cliente, em função de uma série de factores tais como dependência do cliente da electricidade, a natureza e o calendário da perturbação do fornecimento eléctrico e o valor económico da actividade a ser interrompida.

No entanto, avaliar os custos reais é um processo complexo visto que os impactos são diferentes para as diversas classes de consumidores, sejam residenciais, comerciais e industriais. Os custos associados a empresas ou a clientes não residenciais são, em principio, mais simples de estimar do que os custos sofridos por clientes residenciais. As categorias de contabilidade básica para clientes comerciais, como o trabalho e os custos materiais e perdas de receitas, são simples (embora não necessariamente fácil de usar) para aplicar na determinação do custo de interrupções de trabalho causado por perdas de energia. Relativamente aos custos do sector residencial, incluem-se elementos como o custo dos bens de consumo (por exemplo, lanternas e velas) e despesas inconvenientes (por exemplo, redefinir relógios, mudar os planos, e lidar com o transtorno, medo, ansiedade, etc) [5].

1.2 Objectivos

O objectivo primordial da dissertação é apresentar uma caracterização da qualidade de serviço em Portugal Continental, através da avaliação das interrupções de fornecimento de energia eléctrica, assim como analisar os custos associados.

Numa fase inicial apresentam-se e definem-se os diversos indicadores que avaliam a qualidade de serviço técnica, bem como os padrões associados a cada um deles.

Posteriormente são analisados os valores registados, neste caso durante o decorrer do ano de 2008, e verificado se esses mesmos padrões foram respeitados.

Numa fase final pretende-se comparar, da melhor forma possível, a qualidade de serviço dos países da Europa e confrontar o cenário verificado em Portugal com esses mesmos países.

1.3 Estrutura da dissertação

A presente dissertação é composta por seis capítulos.

No primeiro, e presente capítulo, é efectuada a introdução ao trabalho, o seu enquadramento e os correspondentes objectivos.

No capítulo 2 apresenta-se uma descrição do sistema eléctrico nacional, sua evolução e funcionamento actual. De seguida é caracterizada a qualidade de serviço, definindo as suas diferentes naturezas e os seus diversos indicadores.

No capítulo 3 são descritas as situações apelidadas de interrupção de serviço e apresentados os padrões respectivos a cada indicador, bem como expostos os métodos de cálculo de cada indicador. São também demonstradas as formas como são determinadas as penalizações aplicadas aos operadores das redes por incumprimento do serviço obrigatório.

No capítulo 4 é exposta a situação vivida em Portugal referente à continuidade de serviço, mostrando os valores registados para os diversos indicadores de qualidade de serviço técnica. É feita uma análise aos custos impostos aos operadores das redes por não cumprimento dos padrões de qualidade de serviço.

No capítulo 5 é comparada a qualidade de serviço entre países da Europa, relativamente à continuidade de serviço, relacionando a duração e número das interrupções de fornecimento eléctrico.

Por fim, no capítulo 6 são apresentadas as conclusões mais relevantes que foram alcançadas com a realização deste trabalho de dissertação e são referidas algumas sugestões para futuramente melhorar a qualidade de serviço.

Capítulo 2

Estrutura do Sistema Eléctrico de Energia

2.1 Organização do Sistema Eléctrico Nacional

A primeira grande reestruturação do sector eléctrico ocorreu em 1995 tendo sido deliberada, no quadro do Sistema Eléctrico Nacional (SEN), a coexistência de um Sistema Eléctrico de serviço Público (SEP) e de um sistema eléctrico independente. O Sistema Eléctrico de serviço Público é organizado em termos de prestação de um serviço público e o Sistema Eléctrico não Vinculado (SENV) (ou sistema eléctrico independente) é organizado segundo princípios de uma lógica de mercado [6-7].

No entanto, como descrito mais adiante, o novo quadro veio estabelecer um sistema eléctrico integrado, onde as actividades de transporte e distribuição são exercidas mediante a atribuição de concessões de serviço público, e as actividades de produção e comercialização são exercidas em regime de livre concorrência, através da atribuição de licença.

A produção de energia em Portugal Continental nas centrais electroprodutoras, ou seja, nas centrais térmicas hídricas e associadas a fontes renováveis é suficiente para satisfazer o consumo. No entanto, estas actividades são exercidas tendo em conta a racionalidade dos meios a utilizar e a protecção do ambiente, nomeadamente através da eficiência energética e da promoção das energias renováveis de modo a não provocarem prejuízo das obrigações de serviço público.

Foi separada a actividade de distribuição da actividade de comercialização de energia eléctrica, de modo a manter as actividades do sector eléctrico abertas à entrada de novos operadores em regime de mercado. Enquanto a distribuição veicula a energia nas condições

técnicas adequadas através das redes, a comercialização garante os procedimentos comerciais inerentes à venda a grosso e a retalho de energia eléctrica [8].

O SEN pode ser dividido nas seguintes actividades: produção, transporte, distribuição, comercialização e operação dos mercados organizados de electricidade que são geralmente desenvolvidas de forma independente.

A figura 2.1 mostra os diversos agentes envolvidos nas principais actividades do SEN.

Figura 2.1 - Agentes do sector eléctrico [9].

Para uma melhor compreensão do funcionamento do SEN, será efectuada uma definição mais detalhada de cada uma das actividades referidas anteriormente.

2.1.1 Produção

A produção de electricidade integra a classificação de Produção em Regime Ordinário (PRO) e Produção em Regime Especial (PRE). A primeira refere-se à produção de electricidade com base em fontes tradicionais não renováveis e em grandes centros

electroprodutores hídricos e a segundo é relativa à co-geração e à produção eléctrica a partir da utilização de fontes de energia renováveis.

Ao exercício desta actividade está subjacente a garantia do abastecimento, no âmbito do funcionamento de um mercado liberalizado sendo o acesso à actividade livre, deixado a cargo dos interessados na respectiva iniciativa.

Enquadramento legal

A nível do enquadramento legal, actualmente, a lógica do planeamento centralizado de produção de electricidade é substituída por uma lógica de mercado e de iniciativa privada. A intervenção do operador do sistema só se verifica para efeitos de segurança do abastecimento de energia eléctrica no SEN quando se perspectivem situações de escassez energética [10].

Abandona-se, assim, a lógica do planeamento centralizado dos centros electroprodutores, assente numa optimização baseada nos custos variáveis de produção de cada centro electroprodutor, relativa ao anterior enquadramento legal, introduzindo-se então uma optimização que resultará de uma lógica de mercado.

A criação de condições adequadas ao desenvolvimento do referido mercado de electricidade é da responsabilidade do Estado, que fica também incumbido de suprir as falhas de mercado, assumindo uma posição que garante o abastecimento de electricidade, através da monitorização permanente do sector eléctrico. Neste sentido, caso se observe que a iniciativa privada não está a assegurar as capacidades de produção necessárias ao abastecimento, cabe ao Estado, accionar as condições para que tal abastecimento seja garantido através de concurso público [6].

Os produtores em regime ordinário têm a possibilidade de vender a electricidade produzida mediante a celebração de contratos bilaterais com comercializadores de electricidade e com os clientes finais ou através da participação nos mercados organizados, nomeadamente o MIBEL[1]. Já os produtores em regime especial usufruem do direito de vender a electricidade que produzem ao comercializador de último recurso. Contudo, ambos os tipos de produtores podem fornecer serviços de sistema, tanto com a celebração de contratos com o operador de sistema, como através da participação em mercados organizados para este efeito.

[1] O Mercado Ibérico de Electricidade (MIBEL), constitui uma iniciativa conjunta dos Governos de Portugal e Espanha, sendo um passo importante na construção do mercado interno de electricidade. Com a concretização do MIBEL, passa a ser possível, a qualquer consumidor no espaço ibérico, adquirir energia eléctrica, num regime de livre concorrência, a qualquer produtor ou comercializador que actue em Portugal ou Espanha.

Nível ambiental

A nível ambiental a produção de electricidade também está, de certo modo, limitada. A produção de energia eléctrica em Portugal Continental é de origem predominantemente térmica, no entanto, mais recentemente tem vindo a aumentar a produção de energia a partir de fontes de energia renovável, designadamente, centrais mini-hídricas, aproveitamentos eólicos, aproveitamentos solares fotovoltaicos, bem como centrais térmicas a partir da combustão de biomassa e biogás.

Estes empreendimentos integram a PRE, a actividade licenciada ao abrigo de regimes jurídicos especiais, no âmbito da adopção de políticas destinadas a incentivar a produção de electricidade, nomeadamente através da utilização de recursos endógenos renováveis ou de tecnologias de produção combinada de calor e electricidade.

Existem actualmente incentivos à produção de energia eléctrica a partir de fontes renováveis no sentido de diminuir os impactos ambientais do sector eléctrico. Assim, as centrais designadas convencionais devem igualmente cumprir os limites estabelecidos ao nível ambiental, quer na fase de exploração, quer na fase de construção dependo do tipo de centro electroprodutor. A título de exemplo, as centrais térmicas têm de cumprir programas rigorosos em termos de controlo de emissões. Por outro lado, às centrais hídricas são impostos requisitos mínimos a nível de caudais ecológicos e das variações de caudal a jusante dos aproveitamentos, designadamente das albufeiras [11].

Depois de produzida nas centrais, a energia eléctrica é entregue à rede de transporte que a encaminha para as redes de distribuição, que por seu turno, a conduzem até às instalações dos consumidores. Uma parte da energia produzida, nomeadamente a proveniente de energias renováveis, é injectada directamente nas redes de distribuição de média e alta tensão em função da tecnologia de produção associada.

2.1.2 Transporte

A actividade de transporte de electricidade é efectuada através da exploração da Rede Nacional de Transporte (RNT), mediante uma única concessão exercida em exclusivo e em regime de serviço público, atribuída pelo Estado Português. A concessionária da RNT é a REN, Redes Energéticas Nacionais [6].

A exploração da RNT integra a função de gestão técnica global do sistema, assegurando a coordenação sistémica das instalações de produção e de distribuição, tendo em vista a continuidade e a segurança do abastecimento, bem como o funcionamento integrado e eficiente do sistema, sendo essa a função do operador do sistema.

A Rede Nacional de Transporte (RNT) permite a canalização da energia eléctrica produzida nos centros electroprodutores até às redes de distribuição, as quais conduzem essa energia até às instalações dos consumidores finais. Porém, existem alguns casos em que, por

questões técnicas e económicas, estes consumidores, principalmente os grandes consumidores, estão ligados directamente à rede de transporte.

A concessionária da RNT relaciona-se comercialmente com os utilizadores das respectivas redes, tendo direito a receber uma retribuição por aplicação de tarifas reguladas, pela utilização das redes e pela prestação dos serviços inerentes.

A rede de transporte é uma infra-estrutura em evolução constante, que se vai reconfigurando ao longo do tempo, em termos de capacidade e de cobertura do território, em função da localização das instalações produtoras e consumidoras no território nacional [12].

Com o aumento e dispersão dos consumos é necessária a ligação de novos centros electroprodutores, especialmente produtores em regime especial, novas subestações de entrega à distribuição e novas ligações a grandes consumidores ligados directamente à RNT. Portanto, no sentido de dar a melhor resposta às solicitações que lhe são impostas pela produção e consumo, a rede de transporte deve evoluir integrando novos elementos ou modernizando os existentes.

2.1.3 Distribuição

A distribuição de electricidade processa-se através da exploração da rede nacional de distribuição (RND) constituída por infra-estruturas ao nível da alta e média tensão, assim como da exploração das redes de distribuição de baixa tensão. Essas redes de distribuição permitem a veiculação da energia eléctrica recebida da rede de transporte, através das subestações, até às instalações consumidoras dos clientes.

A rede nacional de distribuição é operada mediante uma concessão exclusiva, atribuída pelo Estado Português, exercida em exclusivo e em regime de serviço público. Actualmente, a concessionária exclusiva para a actividade de distribuição de electricidade em alta e média tensão pertence à EDP Distribuição. No que respeita às redes de distribuição de baixa tensão, continuam a ser operadas no âmbito de contratos de concessão estabelecidos entre os municípios e os distribuidores, actualmente concentrados na EDP Distribuição [6].

As principais competências da entidade concessionária da RND consistem em assegurar a exploração e a manutenção da rede de distribuição em condições de segurança, fiabilidade e qualidade de serviço, bem como gerir os fluxos de electricidade na rede, assegurando a sua interoperacionalidade (opera ou funciona entre vários sistemas) com as redes a que esteja ligada e com as instalações dos clientes, no quadro da gestão técnica global do sistema, sendo essa a função do operador da rede de distribuição [13-14].

Também a concessionária da RND se relaciona comercialmente com os utilizadores das respectivas redes, tendo direito a receber uma retribuição por aplicação de tarifas reguladas. O operador de rede de distribuição não pode adquirir electricidade para comercialização [6].

À semelhança da rede de transporte, as redes de distribuição, vão evoluindo ao longo do tempo, sendo necessário proceder ao seu reforço e modernização, nomeadamente no que respeita à capacidade de satisfação dos consumos com os necessários níveis de qualidade e minimizando as perdas nas redes. As redes devem também adaptar-se à evolução geográfica dos consumos e das novas centrais electroprodutoras.

2.1.4 Comercialização

A comercialização de energia eléctrica tem sido uma actividade atribuída aos distribuidores. No entanto com a liberalização do sector procedeu-se à separação da actividade de comercialização da actividade de distribuição, permitindo assim a entrada de novos agentes. Assim, a comercialização de electricidade encontra-se inteiramente aberta à concorrência tornando susceptível o aumento da eficiência das empresas e gerando benefícios para os consumidores. O fornecimento de energia eléctrica foi, deste modo, juridicamente separado da actividade de distribuição. Contudo a execução de comercialização de electricidade fica sujeita à atribuição de licença onde se define o elenco dos direitos e dos deveres na perspectiva de um exercício transparente da actividade [15].

No exercício da sua actividade, os comercializadores podem comprar e vender electricidade livremente e são titulares do direito de acesso às redes, de transporte e de distribuição mediante o pagamento de tarifas de acesso estabelecidas pela ERSE. Os consumidores podem, nas condições de mercado, escolher o seu comercializador e trocar de comercializador, não sendo a mudança onerada, do ponto de vista contratual. Com o objectivo de simplificar e efectivar a mudança de comercializador, foi criada recentemente, a figura do operador logístico de mudança de comercializador.

Os comercializadores estão sujeitos a certas obrigações de serviço público no que respeita à qualidade e ao abastecimento contínuo de electricidade, bem como fornecer acesso à informação em termos simples e compreensíveis [16].

Neste contexto os clientes passaram a relacionar-se directamente com os comercializadores no que se refere a questões de natureza comercial. O contacto com o distribuidor ficou reservado para matérias relacionadas com as ligações à rede, medição e outros aspectos de qualidade de serviço técnica [17].

Deste modo, a actividade de comercialização de energia eléctrica, aberta aos agentes de mercado que preencham os necessários requisitos, constitui-se como a última actividade da cadeia de fornecimento.

Para protecção dos consumidores, define-se também um serviço universal, caracterizado pela garantia do fornecimento em condições de qualidade e continuidade de serviço e de protecção quanto a tarifas e preços. Consagra-se assim a figura do comercializador de último

recurso (CUR), ou comercializador regulado, cuja finalidade é servir de garantia do fornecimento de electricidade aos consumidores, particularmente os mais frágeis [17].

2.1.5 Operação dos mercados organizados de electricidade

Os mercados organizados de electricidade operam num regime livre e têm a sua actividade sujeita a autorizações concedidas pelo Ministro responsável pelo sector de energia conjuntamente com o ministro das Finanças. A operação do mercado de electricidade deve ser integrada no âmbito do funcionamento de quaisquer mercados organizados de electricidade estabelecidos entre o Estado Português e outros Estados membros da UE. Os produtores que operem sob o regime ordinário e os comercializadores, entre outros, podem tornar-se membros do mercado [16].

O mercado organizado corresponde a um sistema com diferentes métodos de contratação que proporcionam o encontro de oferta e procura, compreendendo os mercados a prazo, diário e intra-diário [15]. Cada um deles indicando em cada oferta o dia e a hora a que se reporta e o preço e quantidade de energia correspondentes [18]. O mercado diário funciona através do cruzamento de ofertas de venda e de compra por parte dos variados agentes registados para actuar naquele mercado.

2.1.6 Regulação e Segurança do Abastecimento

As actividades de transporte, distribuição, comercialização de electricidade de último recurso e de operação logística de mudança de comercializador estão sujeitas a regulação, exercida pelo Regulador Energético[2]. Relativamente à segurança do abastecimento, é garantida pelo Estado, a quem compete a monitorização da segurança do abastecimento, através da adopção de medidas adequadas ao equilíbrio entre a oferta e a procura [6].

O Sistema Eléctrico Nacional consiste numa organização de coexistência de um mercado liberalizado e de um mercado regulado como se mostra na figura 2.2. Os agentes económicos têm a opção de estabelecer relações contratuais com o comercializador regulado, ao abrigo das condições aprovadas pela entidade reguladora, ERSE, ou negociar outras condições directamente com os comercializadores que actuam no mercado liberalizado.

[2] O regulador energético é a ERSE.

Figura 2.2 – Organização do mercado - Mercado regulado e mercado liberalizado [19].

2.1.7 Níveis de tensão

O sistema eléctrico é constituído por diferentes níveis de tensão. Em Portugal estão definidos os seguintes 4 níveis de tensão:

- Baixa tensão, BT – Valores de tensão inferiores ou iguais a 1 kV.
- Média tensão, MT – Valores de tensão superiores a 1 kV e inferiores ou iguais a 45 kV.
- Alta tensão, AT – Valores de tensão superiores a 45 kV e inferiores ou iguais a 110 kV.
- Muito alta tensão, MAT – Valores de tensão superiores a 110 kV.

2.1.8 Zonas Geográficas de Qualidade de Serviço

Os regulamentos da qualidade de serviço estabelecem zonas geográficas para as quais é diferenciada a qualidade de serviço prestada. São definidas três zonas geográficas, designadas por Zona A, Zona B e Zona C, que são definidas da forma que se apresenta na tabela 2.1.

Tabela 2.1 – Zonas geográficas de Qualidade de Serviço [20].

Zonas	Portugal Continental	Madeira	Açores
Zona A	Capitais de distrito e localidades com mais de 25 000 clientes.	Localidades com importância administrativa específica e/ou com alta densidade populacional.	Cidades de Ponta Delgada, Angra do Heroísmo e Horta e localidades com mais de 25 000 clientes.
Zona B	Localidades com um número de clientes compreendido entre 2 500 e 25 000 clientes.	Núcleos sede de concelhos e locais compreendidos entre as zonas A e C.	Localidades com um número de clientes compreendido entre 2 500 e 25 000.
Zona C	Restantes localidades.	Restantes locais.	Restantes locais.

A classificação de uma localidade numa zona geográfica mantém-se durante um período mínimo de 4 anos, independentemente da alteração do número de clientes.

Os diferentes padrões de qualidade de serviço são estabelecidos de acordo com as zonas geográficas, correspondendo à Zona A os padrões mais exigentes e à Zona C os padrões menos exigentes.

Em caso de dúvida, a delimitação das localidades será obtida junto das respectivas autarquias.

2.2 Qualidade de serviço

A qualidade da energia eléctrica entregue aos consumidores pelas empresas distribuidoras sempre foi objecto de interesse. Contudo, essa qualidade estava restrita principalmente à continuidade dos serviços, ou seja, que não houvesse interrupções de energia, e que as tensões e frequência fossem mantidas dentro de certos limites aceitáveis.

A melhoria dos níveis de qualidade de serviço, ao nível do sector eléctrico, é uma condição fundamental não apenas para o bem-estar e satisfação das necessidades das populações, como também ao desenvolvimento da actividade económica, em condições de operação próximas das existentes em outros países. Só assim é possível garantir um ambiente mais favorável ao funcionamento das empresas instaladas e que se desejem instalar no país, de modo a que a sua competitividade e produtividade não sejam afectadas negativamente por uma qualidade inferior do serviço eléctrico [21].

A qualidade de serviço no sector eléctrico, fornecida aos utilizadores finais ou consumidores, resulta de um conjunto de características da mesma e pode ser analisada nas suas duas componentes:

- Qualidade de serviço de natureza técnica.
- Qualidade de serviço de natureza comercial.

A avaliação da qualidade de serviço efectua-se através de indicadores e padrões de qualidade. Quanto aos indicadores, permitem caracterizar e aferir num determinado período de tempo, geralmente um ano, o nível de desempenho técnico e comercial das empresas de transporte e distribuição de energia eléctrica. Os padrões de qualidade de serviço definem o nível mínimo de qualidade de fornecimento que deverá ser assegurado pelas empresas de transporte e distribuição de energia, associado a uma determinada vertente técnica ou de relacionamento comercial.

Os indicadores e padrões de qualidade de serviço podem ser de dois caracteres:

- Geral, quando descrevem o nível de desempenho calculado para a totalidade dos clientes abrangidos.
- Individual, quando se referem ao nível de desempenho calculado para o ponto de entrega (PdE) de energia eléctrica a cada cliente.

Em ambas as situações, geral ou individual, os indicadores e padrões de qualidade de serviço são aplicados tanto nos aspectos de carácter técnico como na vertente de relacionamento comercial.

Os indicadores e os padrões de qualidade de serviço variam de acordo com o nível de tensão da rede à qual está ligado o cliente. No entanto, os padrões de qualidade variam não só com o nível de tensão, mas também com a zona geográfica em que a instalação do cliente está localizada. Posteriormente, serão apresentadas as tabelas com os valores máximos dos indicadores e respectivos padrões de qualidade de serviço.

2.2.1 Qualidade de serviço de natureza técnica

A qualidade de serviço de natureza técnica no sector eléctrico, também conhecida como qualidade de energia, está associada à análise de:

- Continuidade de serviço, isto é, fiabilidade do fornecimento da energia eléctrica.
- Qualidade da onda de tensão, ou seja, características da forma da onda da tensão alternada.

Ao nível da continuidade de serviço, a qualidade de serviço técnica é caracterizada pelo número e duração das interrupções de fornecimento. Estes valores podem ser avaliados individualmente (por cliente) ou inseridos em padrões gerais perfeitamente definidos.

A caracterização da continuidade de serviço, nas redes de transporte e nas redes de distribuição, é realizada com base em indicadores gerais estabelecidos no RQS Portugal Continental.

Para além dos indicadores gerais aplicáveis às redes de transporte e de distribuição, são ainda estabelecidos indicadores e padrões individuais de continuidade de serviço, cujo incumprimento dará lugar ao pagamento automático de compensações por parte dos operadores das redes em causa. Estas compensações são penalizações que funcionam como um incentivo à procura de melhoria da qualidade de serviço.

A qualidade de serviço técnica ao nível das características da onda de tensão está a revelar-se um aspecto muito importante para distribuidores e clientes finais, principalmente os que possuem equipamentos sensíveis, o que advém do facto de para além do número de equipamentos vulneráveis às distorções da tensão estar a aumentar, também o número de utilizadores finais dotados de equipamentos sensíveis está a crescer. Os parâmetros usados para definir a qualidade da forma de onda estão caracterizados na norma portuguesa NP EN 50160, para a média e baixa tensão.

Assim, em condições normais de exploração, as características da onda de tensão de alimentação no ponto de entrega ao cliente devem respeitar [22]:

- O disposto na norma NP EN 50 160, em MT e BT.
- O disposto no anexo IV do RQS Portugal continental, em Muito Alta Tensão (MAT) e Alta Tensão (AT).

Para uma melhor compreensão das duas componentes de qualidade de serviço de natureza técnica, descrevem-se de seguida quais as principais características e índices de avaliação.

2.2.1.1 Continuidade de Serviço

As principais características na continuidade de serviço são:

Tipo de interrupção

A interrupção pode ser planeada (prevista) ou não (acidental). As interrupções planeadas não contribuem para os valores mínimos a cumprir na continuidade de serviço, porém as interrupções planeadas que não tenham sido correctamente anunciadas e avisadas devem ser tratadas como não planeadas.

Duração das interrupções

A duração da interrupção é dividida em duas situações, longas ou curtas. O regulamento nacional considera as interrupções longas, aquelas com duração superior a 1 (um) minuto, no entanto para a norma EN 50160 somente as interrupções com duração superior a 3 (três) minutos se incluem nas interrupções longas.

Nível de tensão

O nível de tensão associado à interrupção pode ser, como já referido anteriormente, de baixa, média, alta e muito alta tensão. Como tal existem padrões diferentes para cada nível de tensão. (Existem países na EU onde apenas a baixa tensão (inferior a 1kV) é regulada, como se mostra no capítulo 5.)

Indicadores de continuidade de serviço

Os indicadores gerais relativos à qualidade da continuidade de serviço para os operadores das redes de transporte e de distribuição são apresentados na tabela 2.2.

Tabela 2.2 – Indicadores gerais de continuidade de serviço.

Rede		Indicador Geral		
		Sigla	Nome	Unidades
Transporte		ENF	Energia não fornecida	MWh
		TIE	Tempo de interrupção equivalente	minutos
		SAIFI	Frequência média de interrupções do sistema	
		SAIDI	Duração média das interrupções do sistema	minutos
		SAIRI	Tempo médio de reposição de serviço do sistema	minutos
Distribuição	Média Tensão	END	Energia Não Distribuída	MWh
		TIEPI	Tempo de Interrupção Equivalente da Potência Instalada	minutos
		SAIFI	Frequência média de interrupções do sistema	
		SAIDI	Duração média das interrupções do sistema	minutos
	Baixa Tensão	SAIFI	Frequência média de interrupções do sistema	
		SAIDI	Duração média das interrupções do sistema	minutos

O operador da rede de transporte deverá publicar anualmente os valores dos indicadores gerais de continuidade de serviço referidos na tabela.

No caso dos operadores das redes de distribuição, para proceder à caracterização da continuidade de serviço das respectivas redes, de média e baixa tensão, deverão determinar, a cada ano civil, os indicadores gerais de continuidade de serviço referidos na tabela 2.2. Tanto para as redes de média tensão como para as de baixa tensão, os indicadores gerais são agrupados segundo a classificação da zona geográfica e com distinção dos índices por interrupções previstas e imprevistas (acidentais).

Existem também indicadores individuais de continuidade de serviço (apresentados na tabela 2.3) que os operadores das redes deverão determinar, a cada ano civil, para todos os pontos de entrega.

Tabela 2.3 – Indicadores individuais de continuidade de serviço.

Rede	Indicador Individual		
	Sigla	Nome	Unidades
Transporte	NI	Número das interrupções	
	DI	Duração total das interrupções	minutos

No capítulo 4 são novamente referidos os indicadores relativos à continuidade de serviço, sendo descritos mais detalhadamente e apresentados os métodos para os calcular.

2.2.1.2 Qualidade da Onda de Tensão

A Qualidade da Onda de Tensão prende-se com uma variedade de perturbações que podem ocorrer na onda de tensão.

Existe um conjunto de índices para qualificar a onda de tensão, no entanto, a qualidade da onda de tensão depende fortemente dos equipamentos do consumidor. Como os consumidores têm necessidades diferentes, a qualidade da onda será avaliada de maneira diferente por cada um deles.

A qualidade da energia entregue ao consumidor é muito difícil de definir e de quantificar. É definida pela forma de onda da tensão sendo, no entanto, impossível controlar as correntes existentes nas cargas do consumidor. Esta qualidade não é apenas responsabilidade da rede de distribuição e transporte, dependendo também dos produtores e dos consumidores finais [23].

De modo a assegurar uma boa qualidade da Onda de Tensão, os operadores das redes de transporte e das redes de distribuição deverão medir e monitorizar as características das tensões num conjunto de pontos seleccionados das respectivas redes. A selecção do conjunto de pontos é feita segundo o Artigo 20.º do RQS [21]. A caracterização da tensão das redes é realizada mediante as medições das seguintes características da tensão:

- Frequência
- Valor eficaz da tensão
- Cavas de tensão
- Flicker (Tremulação)3 [24]
- Desequilíbrio do sistema trifásico de tensões
- Distorção harmónica

A frequência deve ser igual a 50 Hz e o valor médio medido, em condições normais, em intervalos de 10 (dez) minutos deve estar entre 49,5 e 50,5 Hz durante 95% de uma semana e entre 47 e 52 Hz durante 100% da semana [25].

A tensão nominal deve ser Un = 230 V entre fase e neutro, em BT.

Sem considerar as interrupções, a variação da tensão de alimentação deve ter 95% dos valores eficazes médios de 10 minutos para cada período de uma semana situados na gama Un $\pm$ 10 %.

A tremulação (flicker) deve apresentar uma severidade de longa duração, para qualquer período de uma semana, um valor inferior a 1, $P_{lt} < 1$, durante 95 % do tempo. O valor da severidade de longa duração da tremulação é dado pela equação 2.1.

$$\boldsymbol{P_{lt}} = \sqrt[3]{\sum_{\boldsymbol{i=1}}^{\boldsymbol{12}} \frac{\boldsymbol{P_{st}^3}}{\boldsymbol{12}}} \tag{2.1}$$

P_{st}é a severidade de curta duração medida num período de 10 minutos.

No que se refere ao desequilíbrio do sistema trifásico de tensões, 95% dos valores eficazes médios de 10 minutos da componente inversa das tensões não devem ultrapassar 2% da correspondente componente directa, para cada período de uma semana.

A distorção harmónica deve respeitar os valores presentes na Norma EN 50 160 e apresentados nas tabelas 2.4 e 2.5. A tabela 2.4 refere-se a valores para baixa tensão e a tabela 2.5 a valores para média tensão.

[3] A tremulação resulta das flutuações na amplitude do sinal, continuas periódicas ou alternadas da tensão, em torno do valor nominal, que são percebidas pelo ser humano como variação das intensidades do fluxo luminoso produzido por lâmpadas.

Baixa Tensão (THD < 8%)

Tabela 2.4 - Valores definidos para a distorção harmónica para BT.

Harmónicos ímpares				Harmónicos pares	
Não múltiplos de 3		Múltiplos de 3			
Ordem h	Tensão relativa (%)	Ordem h	Tensão relativa (%)	Ordem h	Tensão relativa (%)
5	6,0	3	5,0	2	2,0
7	5,0	9	1,5	4	1,0
11	3,5	15	0,5	6…24	0,5
13	3,0	21	0,5		
17	2,0				
19	1,5				
23	1,5				
25	1,5				
Nota: Não são indicados valores para harmónicos de ordem superior a 25, por serem geralmente de pequena amplitude, mas muito imprevisíveis devido a efeitos de ressonância.					

Média Tensão (THD < 8%)

Tabela 2.5 - Valores definidos para a distorção harmónica para MT.

Harmónicos ímpares				Harmónicos pares	
Não múltiplos de 3		Múltiplos de 3			
Ordem h	Tensão relativa (%)	Ordem h	Tensão relativa (%)	Ordem h	Tensão relativa (%)
5	6,0	3	5,0*	2	2,0
7	5,0	9	1,5	4	1,0
11	3,5	15	0,5	6…24	0,5
13	3,0	21	0,5		
17	2,0				
19	1,5				
23	1,5				
25	1,5				
* Conforme a concepção da rede. O valor do harmónico de ordem 3 pode ser muito inferior.					
Nota: Não são indicados valores para harmónicos de ordem superior a 25, por serem geralmente de pequena amplitude, mas muito imprevisíveis devido a efeitos de ressonância.					

Uma qualidade inferior da forma de onda implica custos em certos consumidores, principalmente industriais, sendo então necessária e importante a sua regulação.

A qualidade de algumas características da onda de tensão pode ser melhorada, ou mantida, com a colaboração dos clientes, visto que algumas das principais perturbações são causadas pelas instalações dos consumidores. O incumprimento dos níveis de qualidade da onda de tensão indicados nas normas não é sancionado, nem para consumidores que provoquem perturbações na onda da tensão. Fica ao cargo do regulador garantir os níveis mínimos de qualidade, usando incentivos económicos, visto que o potencial impacto de uma fraca qualidade da onda de tensão está a crescer e que os equipamentos actuais tendem a diminuir ainda mais este tipo de qualidade, com consequências financeiras elevadas. A verificação e o controlo dos limites estabelecidos são realizados com base em planos de monitorização [23].

2.2.2 Qualidade de serviço de natureza comercial

A qualidade de serviço de natureza comercial tem como objectivo garantir a defesa do consumidor na sua relação com as empresas fornecedoras de energia eléctrica, envolvendo aspectos ligados ao relacionamento comercial e ao atendimento dos clientes. Prende-se directamente com o relacionamento entre os operadores de rede ou comercializadores e os seus clientes.

A relação entre clientes e operadores das redes não se resume apenas à venda de energia eléctrica, incluindo também certos indicadores. A qualidade de serviço comercial depende da qualidade de atendimento e da prontidão e capacidade de resposta às solicitações dos clientes, englobando diversos aspectos do relacionamento comercial, nomeadamente:

- Atendimento
- Informação aos clientes
- Assistência técnica
- Indicadores gerais e avaliação da satisfação dos clientes
- Clientes com necessidades especiais
- Qualidade individual

Alguns destes indicadores são perfeitamente mensuráveis e estão definidos valores mínimos de qualidade comercial. Como descrito posteriormente, o incumprimento dos factores de qualidade pode levar a penalizações do distribuidor e/ou comercializador ao cliente.

Todos estes indicadores dependem directamente ou indirectamente dos clientes e da sua participação. Portanto, é necessário que as empresas coloquem à disposição dos clientes

meios suficientes e diversificados para estes poderem fazer as suas solicitações, sugestões, opiniões e reclamações.

2.2.2.1 Indicadores e padrões de qualidade de serviço comercial

Os indicadores gerais e individuais permitem avaliar a qualidade de serviço comercial.

Os indicadores gerais destinam-se essencialmente a permitir a monitorização da qualidade de serviço comercial, não estando reservado aos clientes o direito a receber qualquer compensação no caso de se verificar o incumprimento dos padrões.

Os indicadores gerais de qualidade de serviço comercial e os respectivos padrões são apresentados na tabela 2.6.

Tabela 2.6 - Indicadores e padrões gerais de qualidade de serviço comercial [21].

Indicadores gerais de qualidade de serviço	**Padrão (%)**
Percentagem de orçamentos de ramais de BT elaborados no prazo máximo de 20 dias úteis.	**95%**
Percentagem de ramais de BT elaborados no prazo máximo de 20 dias úteis.	**95%**
Percentagem de activações de fornecimento de instalações de baixa tensão, executadas no prazo máximo de dois dias úteis após a celebração do contrato de fornecimento de energia eléctrica	**90%**
Percentagem de atendimentos, nos centros de atendimento presencial, com tempos de espera até 20 minutos.	**90%**
Percentagem de atendimentos, no atendimento telefónico centralizado, com tempos de espera até 60 segundos.	**85%**
Percentagem de pedidos de informação respondidos até 15 dias úteis	**90%**
Percentagem de clientes com tempo de reposição de serviço até quatro horas, na sequência de interrupções de fornecimento acidentais	**90%**
Tempo médio do procedimento de mudança de fornecedor	**Não definido**

Ao contrário dos indicadores gerais, os indicadores individuais de qualidade de serviço e respectivos padrões cobrem os serviços para os quais existe a obrigação de assegurar individualmente a cada cliente níveis mínimos de qualidade de serviço comercial. Estes têm

subjacente o pagamento de compensações pelo não cumprimento dos respectivos padrões estabelecidos.

Os indicadores individuais de qualidade de serviço e os respectivos padrões são apresentados na tabela 2.7.

Tabela 2.7 - Indicadores e padrões individuais de qualidade de serviço comercial [26].

Indicadores individuais	**Padrões**
Visitas às instalações dos clientes	Cumprimento do intervalo de 3 horas combinado para a realização da visita
Assistência técnica após comunicação, pelo cliente, de avaria na sua alimentação individual de energia eléctrica.	Início da intervenção nos seguintes prazos máximos: • Clientes de baixa tensão (BT) - Zonas A e B - quatro horas e Zonas C - cinco horas. • Clientes com necessidades especiais dependentes de equipamento médico eléctrico indispensável à sua sobrevivência e clientes prioritários – 3 horas. • Restantes clientes – quarto horas.
Restabelecimento do fornecimento de energia eléctrica após interrupção por facto imputável ao cliente	Restabelecimento do fornecimento nos seguintes prazos máximos: • Até às 17 horas do útil dia seguinte àquele em que se verificou a regularização da situação, no caso dos clientes de BT. • No período de 8 horas, a contar do momento de regularização da situação, para os restantes clientes.
Leitura dos equipamentos de medição	Intervalo inferior a seis meses entre duas leituras, para equipamentos de clientes em BT normal, que estejam acessíveis ao operador da rede de distribuição.
Pedidos de informação e reclamações	Resposta no prazo máximo de 15 dias úteis após a data da sua recepção. No caso de não ser possível dar resposta dentro do prazo, o interessado deve ser informado dos factos que motivam o atraso e das diligências tomadas. Sempre que possível devem ser fornecidos referências para futuros contactos e um prazo expectável de resposta.

2.2.2.2 Informação a prestar aos clientes

Com a finalidade de manter os clientes actualizados, os operadores das redes de distribuição devem publicar folhetos informativos actualizados contendo matérias relativas a:

- Frequência
- Valor eficaz da tensão
- Segurança na utilização de electricidade
- Compensação do factor de potência
- Actuação em caso de falha do fornecimento de energia eléctrica
- Padrões individuais de qualidade de serviço e compensações associadas ao seu incumprimento
- Clientes com necessidades especiais
- Leitura de contadores pelos clientes

Também os comercializadores devem apresentar folhetos informativos junto dos seus clientes. No caso dos comercializadores, os folhetos devem conter as mesmas matérias que os dos operadores das redes de distribuição em conjunto com matérias relativas a:

- Utilização eficiente de electricidade
- Contratação do fornecimento de energia eléctrica, incluindo as condições contratuais específicas relativas aos clientes com necessidades especiais
- Apresentação e tratamento de reclamações
- Modalidades de facturação e pagamento.
- Utilização de estimativas de consumo para efeitos de facturação.

Todas as publicações referidas são de distribuição gratuita e devem estar acessíveis a todos os clientes, incluindo na Internet [26].

2.3 Compensações

Os custos associados às perturbações da qualidade de serviço podem ser separados em custos directos, indirectos e prejuízos não materiais. Nos custos directos inserem-se os custos directamente atribuídos a uma perturbação da Qualidade da Energia e que incluem por exemplo, danos no equipamento, perda de produção, perda de matéria-prima.

Os custos indirectos resultam da perda de clientes, ou seja, o cancelamento de encomendas futuras devido a paragens na produção das empresas, que não cumpriram os prazos de entrega dum produto.

Os prejuízos não materiais são os custos não expressos em dinheiro, mas sim em incómodo. Como exemplo, o facto de um cliente não poder usufruir de um determinado equipamento que possui em casa [27].

De modo a penalizar as empresas pela falha de serviço são definidas compensações a ser pagas aos consumidores. O pagamento de compensações pelo incumprimento dos respectivos padrões definidos serve como incentivo aos operadores das redes e comercializadores para melhorar continuamente a qualidade dos seus serviços.

Os consumidores têm o direito a receber compensações, por parte dos operadores das redes e/ou dos comercializadores vinculados, sempre que verifiquem que os padrões individuais de qualidade relativos à continuidade de serviço ou os padrões individuais de qualidade de serviço de natureza comercial não sejam devidamente cumpridos.

Os padrões de qualidade de serviço a observar e as suas respectivas compensações a pagar por incumprimentos pelos distribuidores vinculados variam de acordo com a zona geográfica onde está localizada a instalação afectada [23].

Sempre que se verifique uma situação em que existe direito a uma compensação ao cliente, o distribuidor vinculado (o comercializador de último recurso, o comercializador regulado, o comercializador ou agente externo) devem transmitir essa informação ao cliente em causa e efectuar o crédito de modo automático do valor da compensação conforme definido para cada situação.

2.3.1 Valor das compensações relativas à qualidade de serviço técnica – continuidade de serviço

As compensações por não cumprimento dos padrões individuais de qualidade de serviço relativos à continuidade de serviço, devem ser informadas e pagas na facturação do primeiro trimestre seguinte ao do ano civil em que se verificou o direito a compensação.

O valor dessas compensações é determinado de forma diferente para os dois casos de não cumprimento possíveis, número e duração das interrupções.

Número de interrupções

No caso de ser ultrapassado o número de interrupções, o valor de CN_n é calculado através de (2.2).

$$\boldsymbol{CN_n = [NI - NIP] \times FC_n} \tag{2.2}$$

onde:

CN_n é o valor da compensação, no ano *n*, expressa em euros.

NI é o número de interrupções longas, à excepção das interrupções permitidas, no ponto de entrega a clientes, relativas ao ano *n*.

NIP é o valor padrão do número de interrupções longas, exceptuando as interrupções permitidas.

FC_n é o valor unitário de compensação do número de interrupções, referentes ao ano *n*, em euros.

FC_n apresenta os seguinte valores, para o ano de 2005.

- € 1, no caso de clientes de baixa tensão, com uma potência contratada inferior ou igual a 20,7 kVA;
- € 5, para os restantes clientes de baixa tensão;
- € 20, para os clientes de média tensão;
- € 100, para os clientes de alta e muito alta tensão.

Os valores unitários de FC_n serão actualizados todos os anos segundo (2.3).

$$\boldsymbol{FC_{n+1} = FC_n \times [1 + (IPC/100)]} \tag{2.3}$$

em que:

IPC é a variação média anual do índice de preços no consumidor sem habitação em Portugal continental verificada em Junho do ano *n*, em percentagem, publicada pelo INE [28].

Duração total das interrupções

No caso de verificar violação da duração total das interrupções, o valor de CD_n é calculado através de (2.4).

$$\boldsymbol{CD_n = [DI - DIP] \times PC_n \times KC_n} \tag{2.4}$$

em que:

CD_n é o valor da compensação, no ano *n*, em euros.

DI é a duração total, em horas, das interrupções longas, à excepção das interrupções permitidas, no ponto de entrega a clientes, reportada ao ano *n*.

DIP é o valor padrão, em horas, da duração das interrupções acidentais longas, exceptuando as interrupções permitidas.

PC_n é o valor médio da potência contratada durante o ano *n*, em kilowatts.

KC_n é o valor unitário de compensação da duração das interrupções, relativo ao ano *n*, em euros por kilowatts-hora.

Os valores de *KCn* para o ano de 2005 são os seguintes:

- € 0,365/kWh, para clientes em BTN;
- € 0,313/kWh, para clientes em BTE;
- € 0,293/kWh, para clientes em MT;
- € 0,167/kWh, para clientes em AT e MAT.

O valor unitário de KC_n será actualizado todos os anos segundo (2.5).

$$\boldsymbol{KC_{n+1} = KC_n \times [1 + (IPC/100)]} \quad (2.5)$$

onde:

KC_{n+1} é o valor unitário de compensação da duração das interrupções a utilizar no ano *n*+1;

KC_n é o valor unitário de compensação da duração das interrupções do ano *n;*

IPC é a variação média anual do índice de preços no consumidor sem habitação em Portugal Continental verificada em Junho do ano *n*, em percentagem, publicada pelo INE [28].

2.3.2 Valor das compensações relativas à qualidade de serviço comercial

O pagamento das compensações por incumprimento dos padrões individuais da qualidade de relacionamento comercial é efectuado automaticamente na primeira factura emitida após terem decorridos 45 dias úteis contados da data em que ocorreu o facto que motivou o direito a compensação.

Os montantes a pagar a cada um dos clientes afectados pelo não cumprimento dos padrões individuais de qualidade de serviço comercial são [21]:

- 18 € no caso de clientes de baixa tensão com uma potência contratada inferior ou igual a 20,7 kVA.
- 30 € para os restantes clientes de baixa tensão.
- 92 € para os restantes clientes.

De referir que no caso de o montante do pagamento das compensações individuais ser inferior a 0.50 €, não é efectuado pagamento aos clientes, sendo este transferido para um fundo de reforço dos investimentos para melhoria de qualidade de serviço das zonas afectadas.

As penalizações descritas acima não se aplicam nas situações enumeradas de seguida. Os operadores das redes de distribuição não são obrigados a pagar compensações aos consumidores nas seguintes situações [21]:

- Casos fortuitos ou de força maior;
- Impossibilidade de aceder às instalações do cliente por parte do operador da rede, caso o acesso se revele indispensável ao cumprimento dos padrões individuais de qualidade;
- Não disponibilização pelo cliente da informação indispensável ao tratamento das reclamações, nomeadamente a identificação, a morada do local de consumo, o número de cliente e a descrição dos motivos da reclamação;
- Impossibilidade de o operador da rede de distribuição efectuar a leitura de contadores acessíveis, apesar de ter diligenciado nesse sentido e ter dado cumprimento ao disposto no anexo VI do RQS;
- Inobservância, pelo cliente, dos procedimentos definidos regulamentarmente para solicitação de serviços ou apresentação de reclamações;
- No caso de instalações de utilização classificadas de eventuais.

2.4 Conclusões

Com a reestruturação do sector eléctrico, estabelece-se a coexistência de dois sistemas, um Sistema Eléctrico Público e um Sistema Independente. As actividades de transporte e distribuição passam a ser exercidas mediante a atribuição de concessões de serviço público, e as actividades de produção e comercialização exercidas em regime de livre concorrência, através da atribuição de licença.

Relativamente à qualidade de serviço, esta pode ser dividida em qualidade de natureza técnica e natureza comercial. A qualidade de serviço de natureza técnica é subdividida em continuidade de serviço e qualidade da onda de tensão. Ambas têm associadas a si próprias um conjuntos de indicadores que permitem qualificar a qualidade de serviço global.

Capítulo 3

Interrupções de serviço

Manter a continuidade e a qualidade do fornecimento de energia eléctrica é a prioridade dos operadores das redes. No entanto, devido a factores e circunstâncias próprios das redes eléctricas, as interrupções de energia são fenómenos sempre possíveis.

Assim as concessionárias dos sistemas eléctricos de energia confrontam-se diariamente com perturbações e anomalias nas suas redes. São classificadas como incidentes os casos que se enquadram na seguinte definição:

> *"O incidente é qualquer acontecimento ou fenómeno de carácter imprevisto que provoque a desconexão, momentânea ou prolongada, de um ou mais elementos da rede, podendo originar uma ou mais interrupções de serviço, quer do elemento inicialmente afectado, quer de outros elementos da rede"* [29].

Segundo a Norma NP EN 50160, define-se fornecimento de energia eléctrica como a situação em que a tensão de alimentação no ponto de entrega é inferior a 1% da tensão nominal (U_n) ou declarada (U_c).

3.1 Motivos da interrupção – Interrupções permitidas

Nem todas as situações de perda de abastecimento de energia são consideradas interrupções de serviço, pois em diversos casos, os motivos ou supressão dessa perda não está ao alcance das entidades responsáveis. Ou seja, o fornecimento de energia eléctrica, tal como a prestação dos serviços de transporte e distribuição podem ser interrompidos devido a:

- Casos fortuitos ou de força maior
- Razões de interesse público
- Razões de serviço
- Razões de segurança
- Facto imputável ao cliente
- Acordo com o cliente

Estas situações estão estabelecidas no Regulamento de Relações Comerciais (RRC) [30]. As situações acima referidas serão descritas, de seguida, mais detalhadamente

3.1.1 Casos fortuitos ou de força maior

São considerados casos fortuitos ou de força maior, c.f.f.m., as interrupções derivadas da ocorrência das situações referidas e explicadas no Anexo A.

Os incidentes nas redes de transporte e de distribuição só podem ser registados como tendo sido originados por casos fortuitos ou de força maior quando esteja claramente identificada, justificada e comprovada a sua causa [21]. Como é exemplo a situação ocorrida recentemente em Portugal, no oeste, nas vésperas de Natal e descrita com mais detalhe no anexo B.

3.1.2 Razões de interesse público

São consideradas interrupções por razões de interesse público as situações que resultem de execução de planos nacionais de emergência energética, declarada ao abrigo de legislação específica. Nestas situações, os clientes que puderam vir a ser afectados pela interrupção, devem ser avisados com antecedência mínima de 36 (trinta e seis) horas, pela entidade responsável pela rede.

3.1.3 Razões de serviço

As situações consideradas como interrupções por razões de serviço são as que decorrem da necessidade imperativa de realizar manobras, trabalhos de ligação, reparação ou conservação da rede. No entanto estas interrupções só podem ser realizadas após esgotadas todas as possibilidades de alimentação alternativa a partir de instalações existentes. Este tipo de situações estão sujeitas a limites, sendo o número máximo de interrupções no SEP 5 (cinco), por ano e por cliente afectado e a duração de cada interrupção não ser superior a 8 (oito) horas.

Tendo o dever de minimizar o impacto das interrupções sofridas pelos clientes, a entidade responsável pela rede deve adoptar certos procedimentos.

A entidade responsável pela rede deve então:

- Colocar em prática procedimentos e métodos de trabalho que, sem colocar em risco a segurança de pessoas e bens, minimizem a duração da interrupção.
- Estabelecer a ocasião da interrupção de acordo com os clientes a afectar, sempre que a razão da interrupção e o número de clientes a afectar o possibilite.
- Comunicar a interrupção aos clientes a afectar, por aviso individual, ou por intermédio de meios de comunicação social de grande audiência na zona ou ainda por outros meios ao seu alcance que proporcionem uma adequada divulgação, com a antecedência mínima de trinta e seis horas, devendo ainda, o meio de comunicação ter em conta a natureza das instalações consumidoras [31].

As interrupções por razões de serviço estão sujeitas a pré-aviso através de meios de comunicação de grande audiência na região, com a antecedência mínima de 36 horas.

Não sendo possível acordar com os clientes o período das interrupções, essas devem ser efectuadas, de preferência ao Domingo, entre as (5) cinco e as (15) quinze horas.

Nota: As situações de excepção que não permitam o cumprimento das regras aplicáveis deverão ser comunicadas à ERSE e, sempre que possível, antes da sua ocorrência [31].

3.1.4 Razões de segurança

As interrupções por razões de segurança efectuam-se quando a continuação do fornecimento de energia eléctrica possa colocar em risco a segurança de pessoas e bens. São consideradas interrupções por razões de segurança os deslastres de cargas, automáticos ou manuais, operados para garantir a estabilidade ou segurança do sistema eléctrico.

Por solicitação do cliente, a entidade concessionária da Rede Nacional Transporte (RNT) e os distribuidores vinculados do SEP, consoante o caso, devem apresentar justificação das medidas tomadas, incluindo, se aplicável, o plano de deslastre em vigor no momento da ocorrência [31].

3.1.5 Facto imputável ao cliente

As interrupções de fornecimento de energia permitidas por facto imputável ao cliente são as que resultam de situações referidas a seguir [30].

- Não pagamento, no prazo estipulado, dos montantes devidos à:
  - Consumo fraudulento de energia eléctrica (Art.º 112º do RRC).
  - Mora no pagamento (Art.º 167º do RRC).
  - Acerto de facturação (Art.º 168º do RRC).
- Alteração da instalação de utilização não aprovada pela entidade competente.
- Impedimento de instalação de equipamento de controlo de potência (Art.º 145º e 177º do RRC).
- A instalação abastecida seja causa de perturbações que afectem a qualidade técnica do fornecimento a outros utilizadores da rede.

- Incumprimento das disposições legais e regulamentares relativas às instalações eléctricas, no que respeita à segurança de pessoas e bens.
- Falta de celebração de contrato de fornecimento de energia eléctrica.
- Impedimento do acesso aos equipamentos de medição e controlo.

- Falta de prestação ou de actualização da caução.
- Cedência de energia eléctrica a terceiros.
- Impossibilidade de acordar data para recolha de indicações dos equipamentos de medição.

No entanto, a interrupção do abastecimento de energia só pode ocorrer após um pré-aviso. Esse pré-aviso de interrupção deverá ter uma antecedência mínima de oito (8) dias em relação à data em que irá ocorrer, nas três (3) primeiras situações indicadas anteriormente, nomeadamente:

- Não pagamento, no prazo estipulado, dos montantes devidos à:
  - Consumo fraudulento de energia eléctrica (Art.º 112º do RRC).
  - Mora no pagamento (Art.º 167º do RRC).
  - Acerto de facturação (Art.º 168º do RRC).
- Alteração da instalação de utilização não aprovada pela entidade competente.
- Impedimento de instalação de equipamento de controlo de potência (Art.º 145º e 177º do RRC).

Porém nas situações em que se verifique incumprimento das disposições legais e regulamentares relativas às instalações eléctricas, no que respeita à segurança de pessoas e

bens, na falta de celebração de contrato de fornecimento de energia eléctrica e no impedimento do acesso aos equipamentos de medição e controlo, a interrupção de fornecimento pode ser efectuada de imediato, ou seja, sem pré-aviso.

Na situação em que a instalação abastecida seja causa de perturbações que afectem a qualidade técnica do fornecimento a outros utilizadores, essa antecedência mínima deve ter em atenção as perturbações causadas e as acções necessárias para as eliminar.

Nas notificações de pré-aviso de interrupção devem apresentar-se:

- O(s) motivo(s) da interrupção do fornecimento.
- Os meios ao dispor do cliente para evitar a interrupção.
- As condições de restabelecimento.
- Os preços dos serviços de interrupção e de restabelecimento do fornecimento.

3.1.6 Acordo com o cliente

Nas interrupções por acordo com o cliente incluem-se as interrupções à instalação do cliente por iniciativa deste.

3.2 Classificação das interrupções e suas origens

As interrupções de serviço podem classificadas tendo em consideração a sua origem, tipo e causas, como demonstra a tabela 3.1.

Tabela 3.1 - Quadro geral de classificação das interrupções [21].

Origem	Tipo	Causas
Produção, transporte e distribuição	Previstas (programadas)	Razões de serviço. Razões de interesse público. Facto imputável ao cliente. Acordo com o cliente.
	Acidentais (imprevistas)	Casos fortuitos ou força maior: Razões de segurança.
		Próprias: Outras redes ou instalações.

No que respeita à origem das interrupções do fornecimento ou entrega de energia, considera-se na Produção as interrupções com origem em centros produtores, no Transporte

as interrupções com origem nas redes de transporte e na Distribuição as interrupções com origem nas redes de distribuição.

Quanto ao tipo, as interrupções são divididas em, interrupções programadas ou previstas, onde se inserem as interrupções descritas anteriormente e são geralmente precedidas de aviso, à excepção das interrupções devidas às situações referidas no anexo A que se denominam interrupções acidentais ou imprevistas.

3.3 Indicadores e padrões gerais

Para efeitos da determinação dos indicadores gerais e individuais de continuidade de serviço apenas são consideradas as interrupções longas, isto é, interrupções com duração superior a três minutos.

3.3.1 Redes de transportes

Os indicadores gerais para a caracterização da continuidade de serviço das redes de transportes são:

- ENF, Energia não fornecida, em MWh;
- TIE, Tempo de interrupção equivalente, em minutos;
- SAIFI, Frequência média de interrupções do sistema;
- SAIDI, Duração média das interrupções do sistema, em minutos;
- SAIRI, Tempo médio de reposição de serviço do sistema, em minutos.

3.3.2 Redes de distribuição

Os indicadores gerais para a caracterização da continuidade de serviço das redes de distribuição divergem de Média Tensão e Baixa Tensão. A caracterização é feita para as redes agrupadas de acordo com a classificação da zona geográfica e com distinção dos índices de interrupções previstas e não previstas (acidentais).

Para as redes de média tensão os indicadores gerais são então:

- END, Energia Não Distribuída, em MWh mega watts hora.
- TIEPI, Tempo de Interrupção Equivalente da Potência Instalada, em horas ou minuto, por ano.
- SAIFI, Frequência média de interrupções do sistema.
- SAIDI, Duração média das interrupções do sistema, em minutos.

Para redes de baixa tensão os indicadores gerais são:

- SAIFI, Frequência média de interrupções do sistema.
- SAIDI, Duração média das interrupções do sistema, em minutos.

À excepção do indicador de END, que é calculado globalmente, todos os outros indicadores são calculados por zona geográfica.

Tanto o operador da rede de transporte como o operador de rede de distribuição procederão anualmente à determinação dos indicadores referidos, para a caracterização da continuidade de serviço.

Os procedimentos a observar no método de cálculo dos indicadores de continuidade de serviço são descritos no subcapítulo 3.5.

Padrões para as redes de média e de baixa tensão

Os padrões para as redes de média e de baixa tensão previstos anteriormente, com excepção do indicador END, referentes a interrupções longas, não abrangendo as interrupções permitidas, não deverão exceder os seguintes valores anuais. Como é possível verificar na tabela 3.2, esses valores máximos variam, como era de esperar, consoante o nível de tensão e a zona geográfica.

Tabela 3.2 - Padrões para as redes de MT e BT [21].

Indicadores	Tensão	Zonas Geográficas	Valores máximos
TEIPI (horas)	MT	A	2
		B	4
		C	10
SAIFI (número)	MT	A	3
		B	6
		C	8
	BT	A	3
		B	6
		C	8
SAIDI (horas)	MT	A	3
		B	5
		C	10
	BT	A	4
		B	7
		C	12

3.4 Indicadores e padrões individuais

O operador da rede de transporte e da rede de distribuição determinam, a cada ano civil, os indicadores individuais de continuidade de serviço, para todos os pontos de entrega e todos os clientes, respectivamente.

- Número de interrupções, NI

  Este indicador representa o número total de interrupções acidentais longas num ponto de entrega, num determinado período estabelecido.

  Assim determina-se a frequência das interrupções dada pelo número de interrupções superiores a 3 minutos num determinado período *T*, num ponto de entrega *j* (3.1) [32].

$$FI_j = \frac{NI_j}{T} \tag{3.1}$$

- Duração total das interrupções, DI, em minutos

  Este indicador representa o tempo total das interrupções acidentais longas verificadas num ponto de entrega num determinado período estabelecido. Calcula-se pela soma dos tempos de interrupção DI, para todas as interrupções acidentais longas *i*, no ponto de entrega *j*, durante um período *T* (3.2) [32].

$$DI_j = \frac{\sum^x NI_j}{T} \tag{3.2}$$

Mais adiante são demonstrados os procedimentos a observar no cálculo dos indicadores individuais.

No que se refere aos padrões individuais nas redes de MAT, AT, MT e BT, as interrupções longas não poderão exceder os valores apresentados nas tabelas 3.3, 3.4 e 3.5, por cliente e por ano.

Os padrões individuais para redes MAT são os indicados na tabela 3.3:

Tabela 3.3 – Valores máximos do número e duração das interrupções [21].

Número e duração das interrupções por ano	MAT
Número de interrupções	3
Duração total das interrupções (minutos)	45

Quanto aos padrões individuais para redes AT, MT e BT, são os indicados na tabela 3.4:

Número de interrupções por ano

Tabela 3.4 - Valores máximos do número de interrupções [21].

Zonas geográficas	AT	MT	BT
A	8	8	12
B		16	21
C		25	30

Duração total das interrupções por ano (horas)

Tabela 3.5 - Valores máximos da duração das interrupções [21].

Zonas geográficas	AT	MT	BT
A	4	4	6
B		8	10
C		16	20

A determinação da duração e do número das interrupções adopta os seguintes critérios.

No que se refere à duração de uma interrupção de serviço num determinado ponto de entrega, considera-se o início da interrupção no instante em que a tensão de alimentação nesse PdE desce abaixo de um determinado limiar em pelo menos uma fase. O limiar considerado é de 1 % do valor da tensão declarada U_c. O fim da interrupção é considerado o instante em que a tensão de alimentação é colocada novamente acima do mesmo limiar em todas as fases, ou em que a alimentação dos consumos afectados é reposta a partir de outro PdE [21].

O critério para determinar o número de interrupções tem em consideração que um incidente pode afectar diversas instalações e ser composto por uma sucessão de ocorrências de corte e de tentativa de reposição do serviço, automática ou manual. Portanto, nessas situações, existe uma relação eléctrica e temporal entre as várias interrupções ligadas ao incidente.

Assim, desde que não ocorra qualquer período de continuidade do fornecimento de energia de todos os pontos afectados com uma duração superior a dez (10) minutos, considera-se um só incidente qualquer sucessão de ocorrências de corte e de reposição de consumos correlacionados eléctrica e temporalmente, afectando um ou mais PdE [21].

Para efeitos de contagem do número de interrupções, o incidente é a unidade básica ao agregar todas as interrupções eléctricas e temporalmente relacionadas.

A reposição do serviço, na sequência de uma interrupção do fornecimento ou da entrega de energia eléctrica num PdE do operador da rede de transporte que afecte vários clientes, ligados directamente à rede de transporte ou através da rede de distribuição, pode ser feita escalonadamente no tempo. Nesses casos determina-se uma duração equivalente da interrupção através da média aritmética ponderada dos tempos parciais de reposição. Para o cálculo desta média toma-se como factor de ponderação a potência reposta em cada um dos escalões referidos [21].

3.5 Procedimentos a observar no método de cálculo dos indicadores de continuidade de serviço

Para efeitos de determinação dos indicadores de continuidade de serviço são consideradas, como já referido anteriormente, apenas as interrupções de longa duração (superior a três minutos).

Os indicadores gerais para determinar o desempenho das redes quanto à continuidade de serviço são calculados para a rede de transporte e para a rede de distribuição. Os métodos de cálculo divergem ligeiramente visto tratarem-se de funções diferentes.

3.5.1 Redes de transportes

No que se refere à rede de transporte, a cada interrupção de fornecimento é permissível associar uma estimativa de energia não fornecida, sendo efectuada com base na potência cortada no inicio da interrupção e na duração da mesma.

3.5.1.1 ENF

A energia não fornecida associada a uma interrupção num PdE pode ser dividida em três parcelas [21].

A primeira parcela de energia não fornecida corresponde ao intervalo de tempo que decorre desde o inicio da interrupção até a reposição da tensão no PdE, devendo ser considerado no cálculo, a possibilidade de transferência de cargas de um PdE afectado para outro não afectado. Uma interrupção num PdE do operador da rede de transporte só acaba quando é feita a restituição da tensão nesse ponto, sem limitação de potência para a reposição dos consumos cortados.

Esta energia e o correspondente tempo de interrupção são utilizados no cálculo dos diversos indicadores de continuidade de serviço e são directamente imputáveis aos operadores das redes de transporte.

A segunda parcela representa o intervalo de tempo necessário à reposição de serviço nas redes de distribuição pelo operador da rede de transporte, após a colocação em tensão do PdE, estando este intervalo de tempo sujeito a limites máximos acordados entre os operadores das redes de transporte e de distribuição.

Por razões técnicas, a reposição do serviço junto dos clientes com instalações não ligadas directamente ao ponto de entrega afectado do operador de rede de transporte, não pode ser feita instantaneamente. O tempo da interrupção é acrescido de uma duração que depende das particularidades das próprias redes e do grau de automatização das subestações do

operador de rede de distribuição em AT e MT. Esta segunda parcela de energia não fornecida é indirectamente imputável ao operador da rede de transporte.

Esta fase de energia não fornecida pode ser subdividida em outras duas parcelas. Uma corresponde a uma reposição do serviço dentro de determinados limites de tempo considerados normais (tempo convencionado de reposição) e outra corresponde à restante energia que se estima não ter sido fornecida.

A parcela restante da ENF, corresponde à diferença entre o tempo real e o tempo convencionado de reposição das redes de distribuição, nos casos em que este é ultrapassado. Esta energia é imputável ao operador da rede de distribuição em AT e MT.

Quando a reposição do serviço é feita escalonadamente no tempo e envolve a operação de múltiplos órgãos de corte, a estimativa da energia não fornecida é feita através do somatório do produto dos vários escalões de potência de reposição pelas respectivas durações de interrupção.

O modo de cálculo das diversas parcelas de energia não fornecida numa interrupção com reposição escalonada do serviço é ilustrado esquematicamente na figura 3.1.

O método detalhado de cálculo do valor da ENF (e das suas diferentes parcelas) às redes de distribuição é efectuado de acordo com um protocolo estabelecido entre o operador da rede de transporte e o operador da rede de distribuição em AT e MT [21].

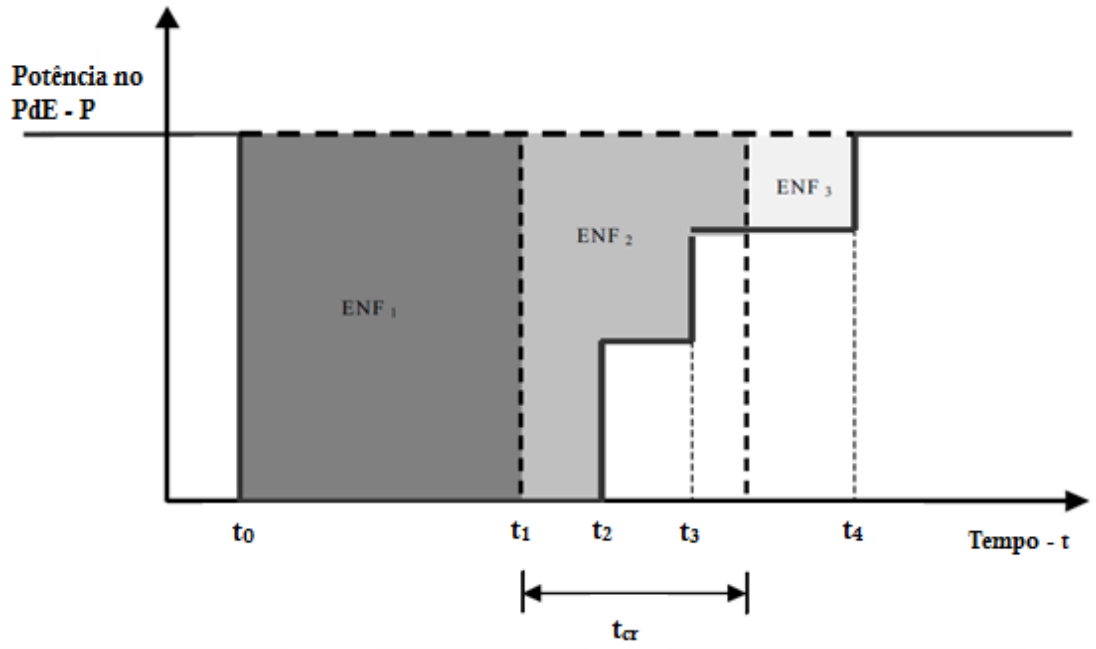


Figura 3.1 – Esquema do modo de cálculo das diferentes parcelas de ENF numa interrupção com reposição escalonada [21].

ENF $_1$ – responsabilidade do operador da rede de transporte;

ENF $_2$ – responsabilidade indirecta do operador da rede de transporte;

ENF $_3$ – responsabilidade do operador da rede de distribuição de AT e MT;

t_0 – início da interrupção;

t_1 – reposição da tensão no PdE pelo operador da rede de transporte;

t_2 a t_4 – reposição escalonada de alimentação dos consumos;

t_{cr} – tempo convencionado de reposição pelo operador da rede de distribuição em AT e MT;

3.5.1.2 TIE - Tempo de Interrupção Equivalente

O **TIE**, **Tempo de Interrupção Equivalente**, é o indicador que representa o tempo de interrupção da potência média fornecida expectável, caso não surgisse interrupção, num determinado período de tempo estabelecido, que pode ser trimestral ou anual (ano civil). Este indicador é determinado pela expressão (3.3), em minutos:

$$TIE = \frac{ENF}{P_{me}} \tag{3.3}$$

onde:

ENF é a energia não fornecida ,em MegaWatts-hora;

P_{me} é a potência média expectável, caso não se registem interrupções, em MegaWatts-hora por minuto e é dada por (3.4):

$$P_{me} = \frac{EF + ENF}{T} \tag{3.4}$$

onde:

EF é a energia fornecida, em MegaWatts-hora;

T é p período de tempo considerado, em minutos;

3.5.1.3 SAIFI - Frequência Média das Interrupções do Sistema

O **SAIFI**, ***System Average Interruption Frequency Index*** ou Frequência Média das Interrupções do Sistema é o indicador que representa o número médio de interrupções verificadas nos pontos de entrega num determinado período de tempo estabelecido, trimestre ou ano civil [21].

O SAIFI é dado por (3.5) e (3.6).

$$SAIDI = \frac{Soma\ de\ todas\ as\ interrupção\ do\ cliente\ ou\ pontos\ de\ entrega}{Número\ total\ de\ clientes\ ou\ pontos\ de\ entrega} \tag{3.5}$$

$$SAIFI = \frac{\sum_{j=1}^{k} FI_j}{k} \quad (3.6)$$

onde:

FI_j é o número total de interrupções no ponto de entrega *j* no período considerado;

k é a quantidade total de pontos de entrega do operador da rede de transporte.

3.5.1.4 SAIDI - Duração Média das Interrupções do Sistema

O **SAIDI**, ***System Average Interruption Duration Index*** ou Duração Média das Interrupções do Sistema, é o indicador que representa a duração média das interrupções verificadas nos pontos de entrega num determinado período de tempo estabelecido, trimestre ou ano civil [21].

É medido em minutos e é dado pelas equações (3.7) e (3.8).

$$SAIDI = \frac{Soma\ de\ todas\ as\ durações\ das\ interrupção\ do\ cliente\ ou\ pontos\ de\ entrega}{Número\ total\ de\ clientes\ ou\ pontos\ de\ entrega} \quad (3.7)$$

$$SAIDI = \frac{\sum_{j=1}^{k} \sum_{i=1}^{x} DI_{ij}}{k} \quad (3.8)$$

onde:

DI_{ij} é a duração da interrupção *i* no ponto de entrega *j*, em minutos;

k é a quantidade total de pontos de entrega do operador da rede de transporte;

x é o número de interrupções do ponto de entrega *j*, no período considerado.

3.5.1.5 SARI - Tempo Médio de Reposição de Serviço do Sistema

O **SARI**, **Tempo Médio de Reposição de Serviço do Sistema**, é o indicador que representa o tempo médio de reposição de serviço num determinado período de tempo estabelecido, trimestre ou ano civil [21].

É dado, em minutos, pelas equações (3.9) e (3.10).

$$SARI = \frac{Soma\ das\ durações\ das\ interrupção\ num\ ponto\ de\ entrega}{Soma\ das\ interrupção\ no\ ponto\ de\ entrega} \quad (3.9)$$

$$SARI = \frac{\sum_{j=1}^{k} \sum_{i=1}^{x} DI_{ij}}{\sum_{j=1}^{k} FI_j} \quad (3.10)$$

onde:

DI_{ij} é duração da interrupção *i* no ponto de entrega *j*, em minutos;

k é a quantidade total de pontos de entrega;

x é o número de interrupções do ponto de entrega *j*;

FI_j é o número de interrupções no ponto de entrega j, no período considerado.

Este indicador é também designado por CAIDI, nomeadamente pela EDP Distribuição.

3.5.2 Redes de distribuição

No que se refere às redes de distribuição, os indicadores gerais utilizados para determinar o seu desempenho no que respeita à continuidade de serviço são referidos e descritos de seguida.

Com excepção do indicador de energia não distribuída, todos os outros indicadores são calculados por zona geográfica, A, B e C, como definido no Regulamento de Qualidade de Serviço, RQS. São consideradas todas as interrupções com origem nas redes dos operadores da distribuição em AT, MT, BT, sendo excluídas as que tendo origem em instalação de cliente não interrompem outros clientes.

3.5.2.1 END - Energia Não Distribuída

A **END**, **Energia Não Distribuída**, para a rede MT, é o indicador que representa o valor estimado da energia não distribuída devido a interrupções de fornecimento, nos pontos de entrega. É expressa por (3.11), em megawatts-hora.

$$END = \frac{TIEPI_{MT} \times EF}{T} \tag{3.11}$$

em que:

$$TIEPI_{MT} = \frac{\sum_{j=1}^{k} \sum_{i=1}^{x} DI_{ij} \times PI_j}{\sum_{j=1}^{k} PI_j} \tag{3.12}$$

onde:

$TIEPI_{MT}$ é o Tempo de Interrupção Equivalente da Potência Instalada na rede MT do distribuidor vinculado, em horas;

EF é a Energia Fornecida à rede de MT do operador da rede de distribuição, em megawatts-hora, calculada a partir da energia entregue pelo operador da rede de transporte e pelos produtores ligados às redes de distribuição, deduzida dos consumos dos clientes ligados à rede de AT;

T é o período de tempo considerado, em horas.

3.5.2.2 TIEPI - Tempo de Interrupção Equivalente da Potência Instalada

O **TIEPI**, **Tempo de Interrupção Equivalente da Potência Instalada**, para a rede de MT, isto é $TIEPI_{MT}$, por zona geográfica A, B ou C, é o indicador que representa o tempo de interrupção equivalente da potência instalada por zona geográfica (A, B e C) do operador da rede de distribuição, num determinado período de tempo estabelecido, trimestre ou ano civil [21].

$$TIEPI_{MTZona} = \frac{\sum_{j=1}^{k} \sum_{i=1}^{x} DI_{ij} \times PI_j}{\sum_{j=1}^{k} PI_j} \tag{3.13}$$

em que:

DI_{ij} é a duração da interrupção *i* no ponto de entrega *j*, em horas;

PI_j é a potência instalada no ponto de entrega j — Posto de Transformação de serviço público (PTD) ou particular (PTC), na zona geográfica considerada, em kilovolt-amperes;

k é a quantidade total de pontos de entrega (PTC e PTD), na zona geográfica considerada;

x é o número de interrupções no ponto de entrega j.

3.5.2.3 SAIFI - Frequência Média das Interrupções do Sistema

O **SAIFI**, **Frequência Média das Interrupções do Sistema**, referente a redes de distribuição é calculado separadamente para a rede MT e rede BT.

Rede MT:

$\boldsymbol{SAIFI_{MT}}$, calculado por zona A, B ou C, é o indicador que representa o número médio de interrupções verificadas por zona geográfica (A, B e C) do distribuidor vinculado, nos pontos de entrega (PTD ou PTC), num determinado período de tempo estabelecido, trimestre ou ano civil [21].

É calculado por (3.14).

$$SAIFI_{MT} = \frac{\sum_{j=1}^{k} FI_{j\,MT}}{k} \tag{3.14}$$

onde:

$FI_{j\,MT}$ é o número de interrupções em PTD e PTC, no período considerado;

k é a quantidade total de pontos de entrega (PTC e PTD), na zona geográfica considerada.

Rede BT:

$\boldsymbol{SAIFI_{BT}}$, calculado por zona A, B ou C, é o indicador que representa o número médio de interrupções verificadas por zona geográfica (A, B e C) do operador de rede de distribuição

nos pontos de entrega (Clientes BT), num determinado período de tempo estabelecido, trimestre ou ano civil [21].

É calculado por (3.15).

$$SAIFI_{BT} = \frac{\sum_{j=1}^{k} FI_{j\,BT}}{k} \tag{3.15}$$

em que:

$FI_{j\,BT}$ é o número de interrupções nos pontos de entrega (clientes BT), no período considerado;

k é a quantidade total de pontos de entrega (clientes BT), na zona geográfica considerada.

3.5.2.4 SAIDI - Duração Média das Interrupções do Sistema

O **SAIDI**, **Duração Média das Interrupções do Sistema**, referente a redes de distribuição é, tal como o SAIFI, calculado separadamente para a rede MT e rede BT.

Rede MT:

$\boldsymbol{SAIDI_{MT}}$, calculado por zona A, B ou C, é o indicador que representa a duração média das interrupções verificadas por zona geográfica (A, B e C) do operador de rede de distribuição nos pontos de entrega (PTD ou PTC), num determinado período de tempo estabelecido, trimestre ou ano civil [21].

É calculado por (3.16), e expresso em minutos.

$$SAIDI_{MT} = \frac{\sum_{j=1}^{k} \sum_{i=1}^{x} DI_{ij}}{k} \tag{3.16}$$

em que:

DI_{ij} é a duração da interrupção *i* no ponto de entrega *j* (PTD ou PTC), em minutos;

k é a quantidade total de pontos de entrega (PTC e PTD), na zona geográfica considerada;

x é o número de interrupções no ponto de entrega j, no período considerado;

Rede BT:

$\boldsymbol{SAIDI_{BT}}$, calculado por zona A, B ou C, é o indicador que representa a duração média das interrupções verificadas por zona geográfica (A, B e C) do operador de rede de distribuição nos pontos de entrega (clientes BT), num determinado período de tempo estabelecido, trimestre ou ano civil [21].

É calculado por (3.17), e expresso em minutos.

$$SAIDI_{BT} = \frac{\sum_{j=1}^{k} \sum_{i=1}^{x} DI_{ij}}{k} \tag{3.17}$$

em que:

DI_{ij} é a duração da interrupção *i* no ponto de entrega *j* (clientes BT), em minutos;

k é a quantidade total de pontos de entrega (clientes BT), na zona geográfica considerada;
x é o número de interrupções no ponto de entrega j, no período considerado.

3.6 Conclusões

Neste capítulo foi apresentada a definição das situações de interrupção permitidas, e apresentados os procedimentos a observar no cálculo dos indicadores, gerais e individuais, de continuidade de serviço torna-se mais fácil qualificar a respectiva qualidade de serviço de natureza técnica.

Assim, conhecendo os padrões associados a cada indicador, os clientes podem saber se estão servidos de um serviço com a qualidade a que têm direito e receber compensações caso se verifique que existiu incumprimento dos padrões referidos.

Capítulo 4

Caso Português

4.1 Análise dos indicadores de continuidade de serviço

O regulamento para a qualidade de serviço estabelece os padrões mínimos de qualidade de natureza técnica, que o serviço prestado pelas entidades do sistema eléctrico de serviço público (SEP) deve cumprir.

Assim, os operadores das redes de transporte e de distribuição devem elaborar um relatório anual, designado Relatório da Qualidade de Serviço, que caracterize a qualidade de serviço, referente ao ano anterior, prestada pelas suas próprias redes. O relatório deverá será publicado até final do mês de Maio e conter informação relativas a matérias tais como [33]:

- Indicadores de qualidade de serviço
- Número e caracterização das reclamações apresentadas
- Número e montante das compensações pagas
- Número de clientes registados com necessidades especiais
- Descrição das acções desenvolvidas para melhoria da qualidade de serviço
- Relato do progresso de eventuais planos de melhoria.

Quando se referem à rede explorada pela concessionária da RNT, à rede ou zona de rede explorada por um distribuidor vinculado ou à totalidade dos clientes, os padrões de qualidade de serviço são de carácter geral. Quando se referem a um ponto de entrega a um cliente ou a um ponto de ligação de um produtor são de natureza individual.

A análise efectuada incidiu nos indicadores de qualidade de serviço de ordem técnica relativos à continuidade de serviço. Estes indicadores estimam melhor as interrupções de serviço sofridas pelos consumidores.

Para efeito do cálculo dos indicadores SAIFI e SAIDI é considerado o número de PdE no final de cada ano. Visto que em 2008, entraram em funcionamento 3 novos PdE a 60 kV, correspondentes às subestações de Carrapatelo, de Carvoeira e de Vila Pouca de Aguiar, existem no total de 72 PdE, sendo 18 PdE a clientes em MAT e 54 PdE à rede de distribuição.

No anexo C é ilustrada a distribuição dos Pontos de Entrega da REN.

De referir que todos os dados analisados são referentes apenas a Portugal Continental.

4.1.1 Continuidade de Serviço da Rede de Transporte

Como referido anteriormente a única operadora da rede de transporte é a REN, Rede Eléctrica Nacional S.A., logo os serviço prestados aos consumidores são responsabilidade da mesma. Por essa razão a REN, na qualidade de operador da rede de transporte de energia eléctrica no território do continente, deve elaborar anualmente um relatório com informação e caracterização sobre a qualidade do serviço prestado.

No ano de 2008 a qualidade de serviço na rede de transporte, prestada pela REN e segundo a mesma manteve-se num patamar elevado, com o conjunto de indicadores gerais de continuidade de serviço a situarem-se em níveis semelhantes aos das melhores empresas congéneres europeias [34].

Em conformidade com o RQS, o desempenho da Rede Nacional de Transporte (RNT), é caracterizado por um conjunto de indicadores de carácter geral, relativos ao desempenho global da rede de transporte e por um conjunto de indicadores de natureza individual, referentes ao desempenho da rede de transporte em cada ponto de entrega (PdE).

Os indicadores gerais e individuais de continuidade de serviço são calculados com base exclusivamente nas interrupções com duração superior a 3 minutos (interrupções longas). No entanto será feita uma análise a dados que englobem as interrupções com duração inferior a 1 minuto e as interrupções entre 1 e 3 minutos.

Segundo o relatório da qualidade de serviço publicado pela REN, ocorreram em 2008 dois incidentes graves. No entanto, a ERSE refere que ocorreram mais dois para além dos publicados pela REN. Uma interrupção de fornecimento é classificada, pela REN, como "incidente grave" quando resulta num valor de energia não fornecida igual ou superior a 10 MWh.

Os 4 incidentes graves verificados em 2008 na rede de transporte estão descritos na tabela 4.1:

Tabela 4.1 – Incidentes graves ocorridos na RNT em 2008.

Data	Ponto de Entrega / Subestação	Motivos e Consequências	
		Causas	Energia Não Fornecida
3 de Março	Na Subestação de Riba d'Ave	Após ordem de disparo incorrecta emitida pela protecção diferencial de barras de 60 kV, foram retirados de serviço todos os painéis ligados ao barramento 2, com excepção do transformador 7.	Deste incidente resultaram 12,1 MWh de ENF1.
11 de Julho	Na Subestação de Sines	Uma manobra incorrecta provocou a actuação da protecção diferencial de barras no nível de 150 kV. Na sequência do disparo geral em Sines, a linha Ferreira do Alentejo-Ourique ficou com toda a carga das subestações a sul de Sines e Ferreira do Alentejo, entrando em sobrecarga e disparando, por actuação da respectiva protecção de distância, conduzindo ao colapso de tensão nas instalações de Neves Corvo, Estói, Tunes, Portimão e Luzianes.	Deste incidente resultaram 46,7 MWh de ENF1. (50,76 MWh caso se considerem também as interrupções inferiores a 3 minutos)
17 de Outubro	Na Subestação do Torrão	Devido ao disparo indevido da protecção de reactância do neutro do transformador 2, registou-se a saída de serviço dessa máquina.	Deste incidente resultaram 10,6 MWh de ENF1.
17 de Outubro	Na Subestação de Vermoim	Uma manobra incorrecta provocou um curto-circuito bifásico à terra no barramento 2, seguido de actuação da protecção diferencial de barras e consequente tensão zero no escalão de 60 kV.	Esta ocorrência resultou em 38,4 MWh de ENF1.

Os 4 incidentes graves mencionados acima foram responsáveis por 87 % do total da energia não fornecida nas interrupções longas (com duração superior a três (3) minutos).

4.1.1.1 Indicadores Gerais

Os indicadores gerais de continuidade de serviço (para as redes de transporte), regulamentados no RQS são, como referido anteriormente, a ENF, o TIE, o SAIFI, o SAIDI e o SARI. Complementarmente aos indicadores referidos no RQS, a REN determina ainda o indicador MAIFI que diz respeito às interrupções de duração superior ou igual a 1 segundo e inferior ou igual a 3 minutos consideradas interrupções curtas, conforme recomendação do CEER (*Council of European Energy Regulators*).

Energia Não Fornecida - ENF

A figura 4.1 mostra a evolução, desde o ano de 1999, do valor do indicador de Energia Não Fornecida.

São apresentados na figura 4.1 os valores das interrupções por casos fortuitos ou de força maior e razões de segurança, interrupções por incidentes de Carácter Excepcional e das restantes (de todas à excepção das referidas).

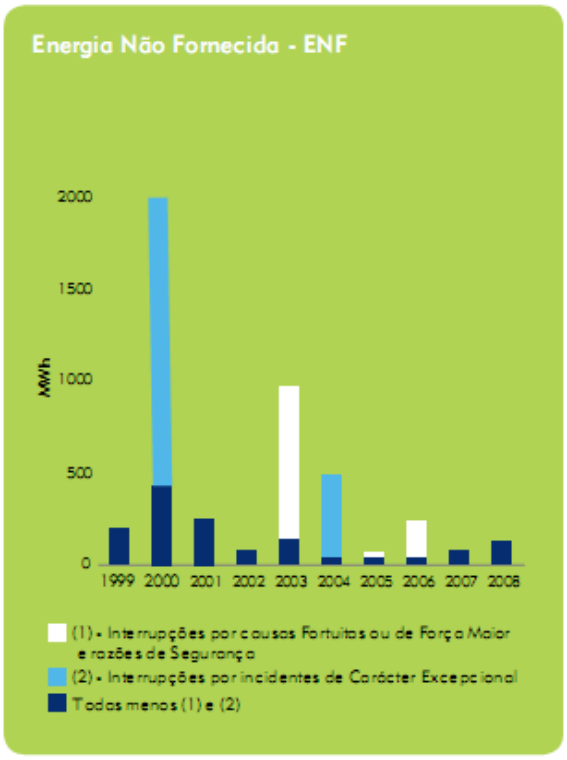


Figura 4.1 – Evolução da Energia Não Fornecida na rede de transporte, de 1999 a 2008 [34].

Considerando apenas as interrupções longas, a Energia Não Fornecida no ano de 2008 foi estimada em 124,4 MWh, sendo que se registaram um total de 13 interrupções. Os incidentes ocorridos nas subestações de Sines e Vermoim (os dois incidentes mais significativos em 2008) representam 68 % do valor total da ENF.

A Energia Não Fornecida total, considerando todas as interrupções, apresentou um valor de 130,2 MWh em 2008. Comparativamente ao ano anterior (de 2007), verificou-se um aumento de Energia Não Fornecida, tendo esta se mantido com valores inferiores a 300 MWh nos últimos 4 anos.

Tempo de Interrupção Equivalente - TIE

A figura 4.2 mostra a evolução, desde o ano de 1999, do valor do indicador do Tempo de Interrupção Equivalente.

São apresentados na figura 4.2 os valores das interrupções por casos fortuitos ou de força maior e razões de segurança, interrupções por incidentes de Carácter Excepcional e das restantes (de todas à excepção das referidas).

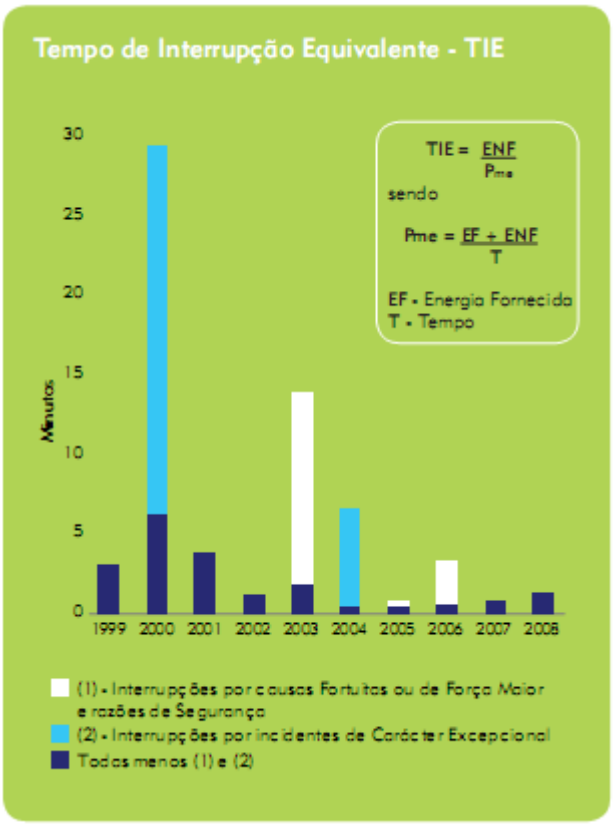


Figura 4.2 – Evolução do Tempo de Interrupção Equivalente na rede de transporte, de 1999 a 2008 [34].

O Tempo de Interrupção Equivalente (TIE), registado em 2008, foi de 1,29 minutos, que equivale à interrupção de 9 segundos por 1.000 horas de serviço. Comparativamente a 2007, este valor é ligeiramente superior, 0,74 minutos.

Considerando a totalidade das interrupções, o valor do indicador TIE em 2008, foi de 1,35 minutos. Este valor representa um aumento do indicador, em relação ao ano de 2007, em

cerca de 66 %, tendo se registado 0,87 minutos. Nos últimos 4 anos e considerando todas as interrupções, o valor do TIE manteve-se inferior a 4 minutos.

Frequência Média de Interrupções Longas do Sistema - SAIFI

De referir que, para efeito do cálculo dos indicadores SAIFI e SAIDI é considerado o número de PdE no final de cada ano. Como indicado no final de 2008, existiam 72 PdE.

A figura 4.3 mostra a evolução, desde o ano de 1999, do valor do indicador de Frequência Média de Interrupções Longas do Sistema.

São apresentados na figura 4.3 os valores das interrupções por casos fortuitos ou de força maior e razões de segurança, interrupções por incidentes de Carácter Excepcional e das restantes.

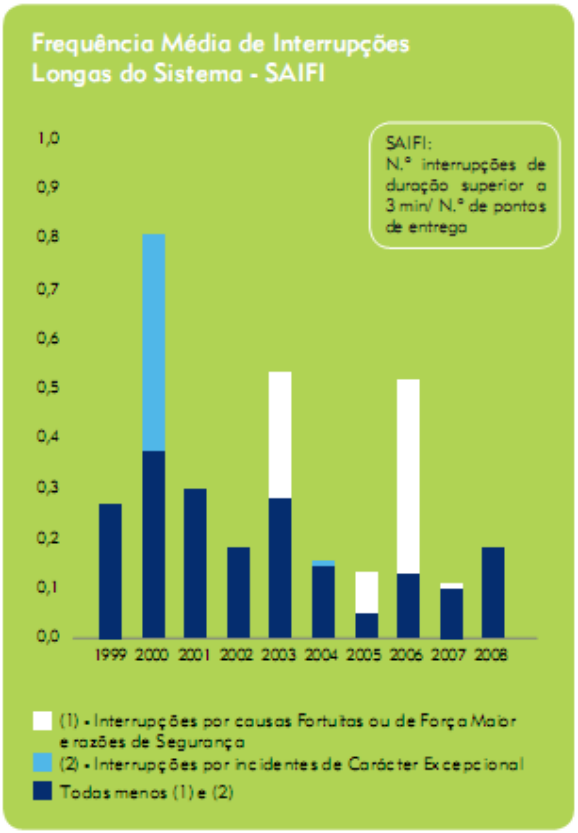


Figura 4.3 – Evolução da Frequência Média de Interrupções Longas do Sistema na rede de transporte, de 1999 a 2008 [34].

Analisando a figura 4.3, verifica-se que o valor de SAIFI sofreu um agravamento relativamente a 2007 cerca de 25 %, registando-se 0,18 interrupções/PdE.

Considerando as interrupções com duração superior ou igual a um minuto (todas as interrupções) o valor do SAIFI, no ano de 2008, foi de 0,22 interrupções/PdE, para um total de 16 interrupções.

Nos últimos 8 anos, excluindo as interrupções devidas a c.f.f.m. e a razões de segurança, valor de SAIFI foi inferior a 0,4 interrupções/PdE.

Duração Média das Interrupções do Sistema - SAIDI

A figura 4.4 mostra a evolução, desde o ano de 1999, do valor do indicador da Duração Média das Interrupções do Sistema.

O valor do SAIDI traduz a duração média anual das interrupções por ponto de entrega. São apresentados na figura 4.4 os valores das interrupções por casos fortuitos ou de força maior e razões de segurança, interrupções por incidentes de Carácter Excepcional e das restantes.

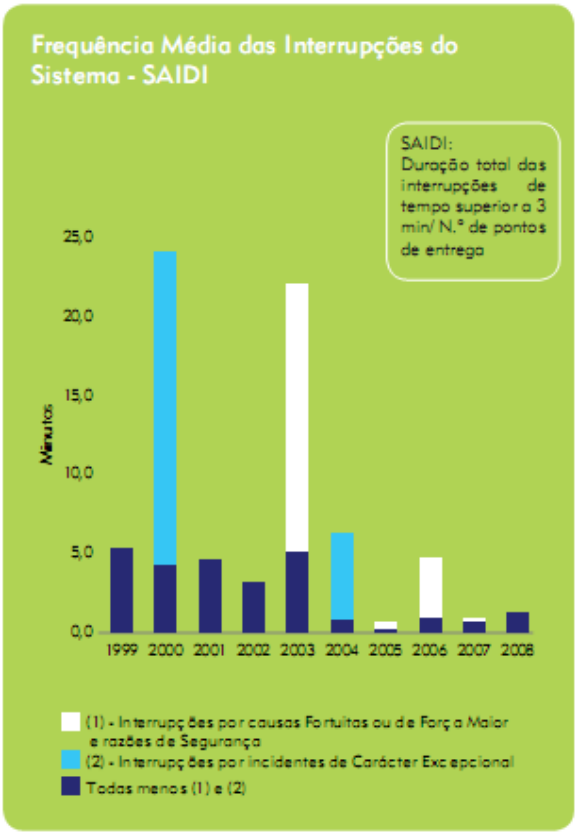


Figura 4.4 – Evolução da Duração Média de Interrupções do Sistema na rede de transporte, de 1999 a 2008 [34].

O valor registado em 2008 do SAIDI foi de 1,19 minutos. Relativamente ao ano anterior, de 2007, esse valor é superior.

Considerando todas as interrupções com duração superior ou igual a 1 minuto, em 2008, o valor do SAIDI foi de 1,26 minutos/PdE. Nos últimos 4 anos, exceptuando as interrupções devidas a c.f.f.m. e a razões de segurança, o valor de SAIDI foi inferior a 2 minutos/PdE.

Tempo Médio de Reposição do Serviço do Sistema - SARI

A figura 4.5 mostra a evolução, desde o ano de 1999, do valor do indicador do Tempo Médio de Reposição do Serviço do Sistema.

O SARI indica o tempo médio de reposição de serviço na sequência das interrupções ocorridas nos pontos de entrega.

São apresentados na figura 4.5 os valores das interrupções por casos fortuitos ou de força maior e razões de segurança, interrupções por incidentes de Carácter Excepcional e das restantes (de todas à excepção das referidas).

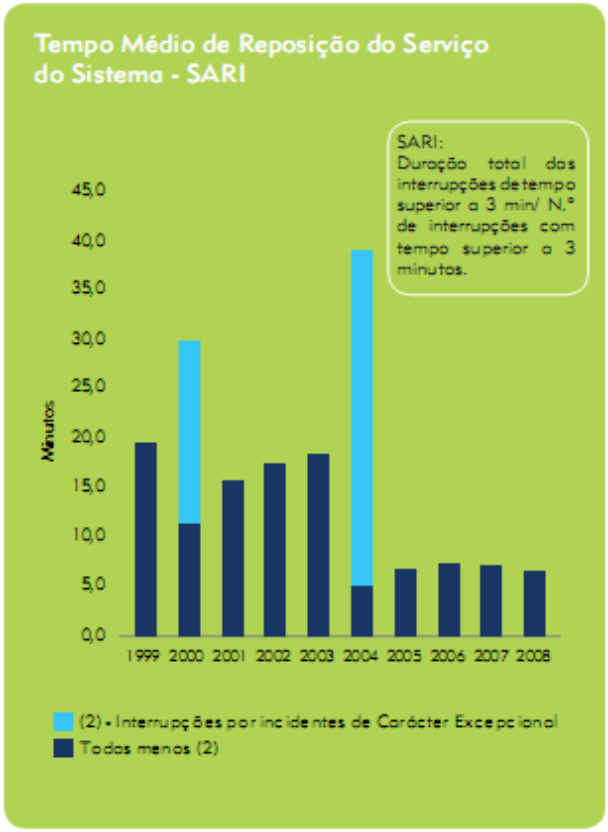


Figura 4.5 – Evolução do Tempo Médio de Reposição do Serviço do Sistema na rede de transporte, de 1999 a 2008 [34].

O SARI foi o único dos indicadores gerais que apresentou, em 2008, um valor ligeiramente inferior face ao registado em 2007. Em 2008, o valor do SARI foi de 6,58 minutos contra 7,16 minutos em 2007.

Considerando todas as interrupções com duração superior ou igual a 1 minuto, o valor do SARI, em 2008, foi de 5,65 minutos/interrupção, valor ligeiramente superior ao do ano anterior, em que se registou um SARI de 5,37 minutos/interrupção.

Análise conjunta/global dos indicadores gerais

Depois de analisar individualmente cada um dos indicadores gerais, o gráfico da figura 4.6 apresenta a evolução dos indicadores gerais de continuidade de serviço nos últimos cinco (5) anos. No cálculo destes indicadores não foram incluídos os incidentes devidos a causa fortuita ou de força maior, c.f.f.m, e razões de segurança, como refere o RQS.

Os valores apresentados estão normalizados relativamente aos registados no ano de 2004. Deste modo, o ano de 2004 é representado por um hexágono (visto que a REN inclui o indicador MAIFI no seu relatório) cuja distância do centro a cada um dos vértices é a unidade. Assim para os restantes anos, a distância de cada vértice ao centro corresponde ao factor de grandeza do indicador em causa relativamente ao valor registado em 2004.

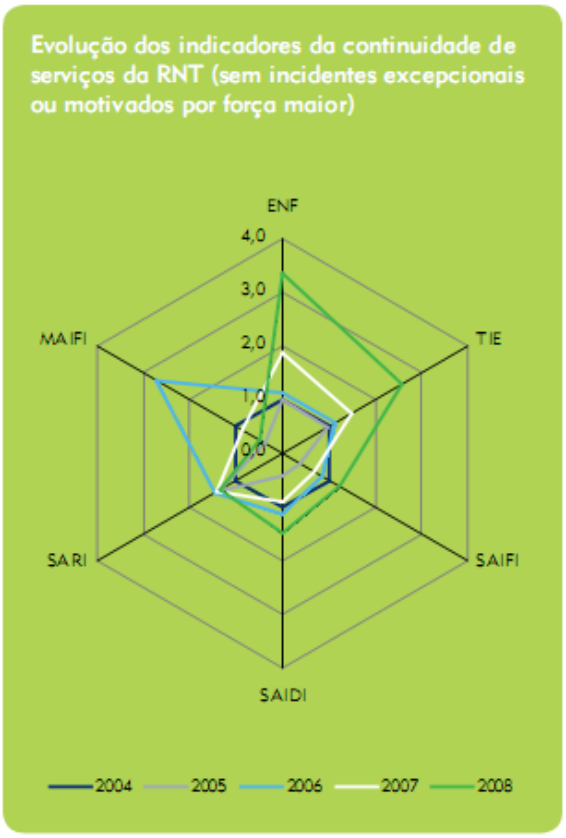


Figura 4.6 – Evolução dos indicadores gerais de continuidade de serviço da rede de transporte, de 2004 a 2008 [34].

Comparando os valores de 2007 com os de 2008 verifica-se um agravamento em praticamente todos os indicadores, à excepção do SARI que praticamente se mantém igual e do MAIFI que diminui, no entanto o indicador MAIFI não está previsto no RQS. Os agravamentos dos valores registados têm mais destaque para a ENF e o TIE, que registaram um aumento em cerca de 35 % comparativamente ao ano anterior.

De notar que o ano de 2005 registou, globalmente, o melhor desempenho dos anos em análise, sendo apenas o SARI melhor no ano de 2004/2006.

No entanto, atendendo aos quarto casos de incidentes de alguma dimensão ocorridos em 2008, apesar dos ligeiros agravamentos registados, os indicadores mantiveram-se em valores absolutos muito baixos, denotando uma boa capacidade de reposição rápida do serviço.

Em resumo, a tabela 4.2 apresenta os valores globais para os cinco (5) indicadores gerais de continuidade de serviço para 2008, considerando apenas as interrupções com duração superior a três minutos, ou seja, interrupções longas.

Tabela 4.2 - Valor dos indicadores gerais de continuidade de serviço da rede transporte, das interrupções com duração inferior ou igual a 3 minutos [35].

Indicadores gerais de continuidade de serviço	Total
ENF (MWh)	124,360
TIE (minutos)	1,292
SAIFI (interrupções/PdE)	0,181
SAIDI (minutos/PdE)	1,188
SARI (minutos/interrupção)	6,577

Na tabela 4.3 é mostrado o impacto no valor dos indicadores gerais de continuidade de serviço da rede transporte das interrupções com duração inferior ou igual a 3 minutos em 2008.

Tabela 4.3 – Impacto das interrupções com duração inferior ou igual a 3 minutos no valor dos indicadores gerais de continuidade de serviço da rede transporte [35].

Indicadores gerais de continuidade de serviço	Total		
	Interrupções		%
	t≤3 min (1)	Todas (2)	(1)*100/(2)
ENF (MWh)	5,80	130,16	4%
TIE (minutos)	0,06	1,35	4%
SAIFI (interrupções/PdE)	0,04	0,22	19%
SAIDI (minutos/PdE)	0,07	1,26	5%
SARI (minutos/interrupção)	1,63	5,65	29%

4.1.1.2 Indicadores Individuais

Os indicadores individuais são, como já referido anteriormente o número/frequência e duração das interrupções em cada PdE.

Frequência das interrupções por ponto de entrega

A figura 4.7 mostra a frequência das interrupções, por ponto de entrega, em 2008, considerando as interrupções longas.

As siglas representativas dos PdE e o seu significado podem ser verificados no anexo D.

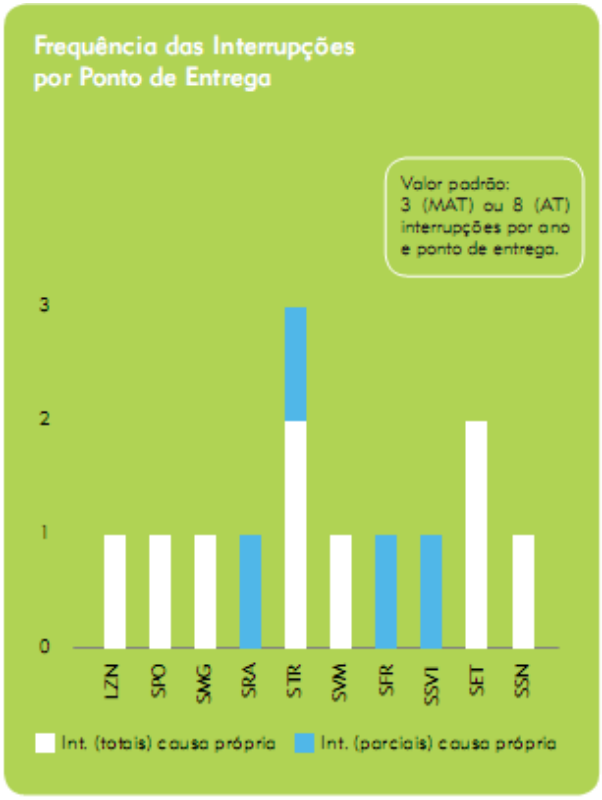


Figura 4.7 – Frequência das interrupções, por ponto de entrega em 2008 [34].

Em 2008 registaram-se 13 interrupções de serviço com duração superior a 3 minutos no fornecimento de energia eléctrica, as quais afectaram 10 dos 72 pontos de entrega (PdE) da REN. No anexo E pode-se observar, mais detalhadamente, as interrupções nos pontos de entrega ocorridas em 2008.

Do conjunto das 13 interrupções de serviço, nove (9) foram interrupções totais do ponto de entrega, ou seja, a tensão no ponto de entrega foi interrompida e quatro foram interrupções parciais, isto é, a tensão foi interrompida em uma ou várias saídas no ponto de entrega.

Com excepção da interrupção do PdE Luzianes (LZN), as restantes interrupções afectaram os escalões de entrega em AT (30kV e 60kV) [34].

Considerando todas as interrupções, no ano de 2008, foram afectados 12 PdE por falha no fornecimento de energia, incluindo todo o tipo de interrupções, correspondendo a um total de cerca de 17% dos 72 PdE existentes. Nos PdE afectados registaram-se um total 16 interrupções, divididas por treze (13) interrupções superiores a três (3) minutos (interrupções longas), três (3) interrupções superiores a um (1) minuto e inferior a três (3) minutos e nenhuma interrupção inferior a um (1) minuto. A tabela 4.4 apresenta os valores referidos, relativos à frequência das interrupções na rede de transporte, por ponto de entrega, em 2008, com discriminação das interrupções por duração.

Tabela 4.4 – Totalidade das interrupções na rede de transporte, por ponto de entrega, em 2008 [35].

Pontos de Entrega			Frequência das Interrupções			
Instalação	Nível de tensão (kV)		t<1min	1min=<t=<3min	t>3min	Total
	Un	Uc				
Luzianes	150	158			1	1
Portimão	60	63,0			1	1
Mogadouro	60	63,0			1	1
Riba d'Ave	60	64,2			1	1
Falagueira	60	63,0			1	1
Sacavém	30	31,4			1	1
Sines	60	61,7			1	1
Tunes	60	63,0		1		1
Neves Corvo	150	156,0		1		1
Vermoim	60	64,0		1	1	2
Estói	60	63,5			2	2
Torrão	60	64,2			3	3
Total			0	3	13	16

Un – Tensão de alimentação nominal

Uc – Tensão de alimentação declarada

O ponto de entrega mais afectado foi a subestação do Torrão, com 3 interrupções de serviço, consequência directa, de sobretensões de origem atmosférica que atingiram a instalação, em 2 dos 3 casos. Os PdE das subestações de Estói e Vermoim registaram um total

de 2 interrupções cada um e os outros 9 PdE afectados sofreram apenas 1 interrupção de serviço.

Duração total das interrupções por ponto de entrega

A figura 4.8 mostra a duração total das interrupções, por ponto de entrega em 2008, considerando as interrupções longas.

As siglas representativas dos PdE e o seu significado podem ser verificados no anexo D.

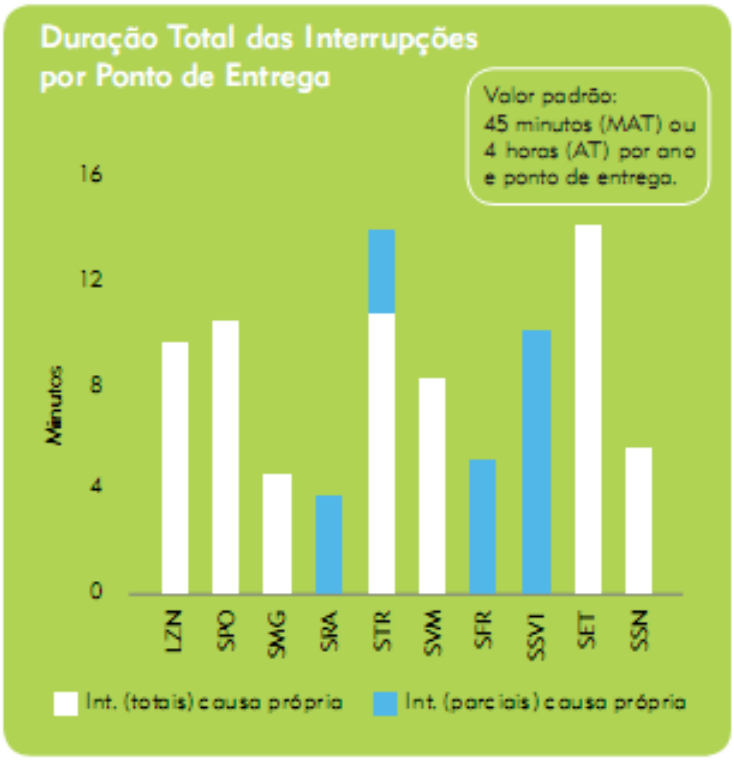


Figura 4.8 – Duração total das interrupções, por ponto de entrega, em 2008 [34].

A tabela 4.5 mostra que, considerando todas as interrupções, o PdE da subestação de Estoí apresentou em 2008 o maior tempo de interrupção, com uma ligeira diferença em relação a subestação do Torrão, 14,1 e 14,0 minutos respectivamente. Curiosamente, já em 2007, a subestação de Estoí tinha apresentado o valor de tempo de interrupção mais elevado.

Tabela 4.5 – Duração total das interrupções, por ponto de entrega, em 2008 [35].

Pontos de Entrega			Duração Total das Interrupções (min)			
Instalação	Nível de tensão (kV)		t<1min	1min=<t=<3min	t>3min	Total
	Un	Uc				
Tunes	60	63,0		1,1		1,1
Neves Corvo	150	156,0		1,1		1,1
Riba d'Ave	60	64,2			3,7	3,7
Mogadouro	60	63,0			4,6	4,6
Falagueira	60	63,0			5,1	5,1
Sines	60	61,7			5,6	5,6
Luzianes	150	158,0			9,6	9,6
Sacavém	30	31,4			10,1	10,1
Portimão	60	63,0			10,4	10,4
Vermoim	60	64,0		2,7	8,3	11,0
Torrão	60	64,2			14,0	14,0
Estói	60	63,5			14,1	14,1
Total			0	4,9	85,5	90,4

Como é visível nas figuras 4.7 e 4.8 e tabelas 4.4 e 4.5, a totalidade dos pontos de entrega cumpriu os valores limite estabelecidos no RQS.

4.1.1.3 Causas das Interrupções

0 histograma da figura 4.9 mostra a distribuição percentual das causas das interrupções em relação ao valor total do número de interrupções ocorridas, para a duração total das interrupções e para o valor da energia não fornecida directamente da responsabilidade da rede transporte (ENF1).

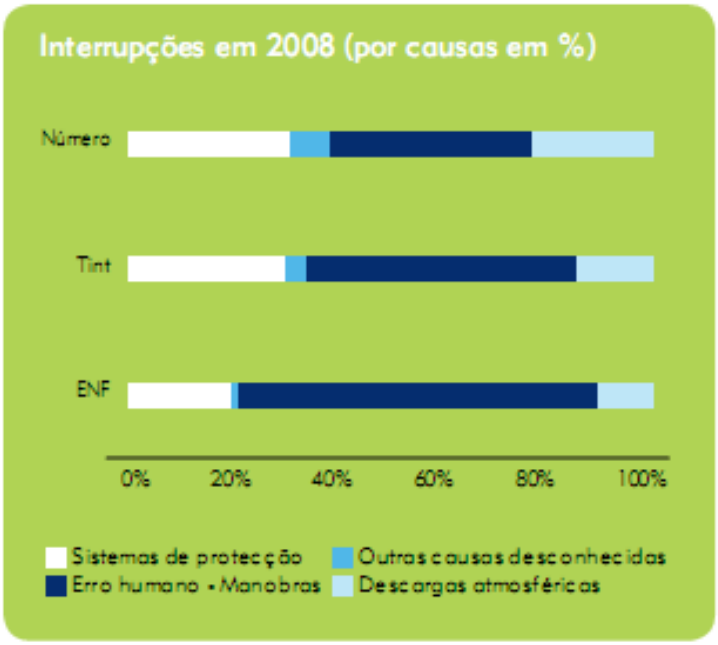


Figura 4.9 – Distribuição percentual das causas das interrupções em 2008 [34].

A tabela 4.6 indica os valores absolutos/totais e respectivas percentagens relativamente ao número e tempo total de interrupção e de energia não fornecida.

Tabela 4.6 – Distribuição das causas das interrupções por número, duração e ENF1, em 2008.

Descrição do motivo/causa	Número		Tempo de Interrup. 1 (min)		ENF 1 (MWh)	
Erro humano - Manobras	7	(43,75%)	46,5	(51,44%)	89,16	(68,50%)
Sistemas de protecção	4	(25,00%)	25,7	(28,43%)	24	(18,44%)
Descargas atmosféricas	3	(18,75%)	12,3	(13,61%)	13,2	(10,14%)
Outras causas conhecidas (sobrecargas, etc)	1	(6,25%)	2,7	(2,99%)	1,7	(1,31%)
Outras causas desconhecidas	1	(6,25%)	3,2	(3,54%)	2,1	(1,61%)
Total	16		90,4		130,16	

O erro humano é a causa de interrupção mais frequente, sendo responsável pelo maior número de interrupções, um total de 7 e pela duração total de interrupção mais elevada, 46,5 minutos, causando assim, o maior valor de ENF, 89,16 MWh.

Os sistemas de protecção são a segunda causa mais frequente, com 4 interrupções, uma duração total de 25,7 minutos e uma ENF de 24 MWh.

As descargas atmosféricas contribuíram com 3 interrupções com uma duração total de 12,3 minutos e uma ENF 13,2 MWh.

Registaram-se ainda mais duas interrupções, uma devida a outras causas conhecidas e outra relativa a causa desconhecida.

4.1.2 Continuidade de Serviço da Rede de Distribuição

A actividade da operação da rede de distribuição é, na sua grande maioria, exercício da EDP Distribuição. Esta é responsável por 99,05 % da energia fornecida aos consumidores em BT, portanto apenas os índices apresentados pela EDP Distribuição serão estudados, uma vez que este permitirem caracterizar totalmente a qualidade de serviço em Portugal Continental.

De referir que outros operadores das redes de distribuição, Cooperativa Eléctrica S. Simão de Novais, C.R.L. e A CELER - Cooperativa Eléctrica de Rebordosa, C.R.L também forneceram dados a caracterizar a sua qualidade de serviço. Os outros oito operadores das redes de distribuição não apresentaram essa informação.

De seguida, são apresentados os indicadores de Qualidade de Serviço de natureza técnica relativos à continuidade de serviço, verificados no ano de 2008, o que permite caracterizar a qualidade de serviço das redes de distribuição de energia eléctrica.

No final do ano de 2008, a EDP registou a existência de 15 726 MVA instalados em 397 subestações, o que corresponde a um crescimento de cerca de 4% em relação ao ano anterior. Já a potência instalada nos postos de transformação de distribuição era de 18 170 MVA (crescimento de 3,8%), instalados em 61 157 postos de transformação [29].

No que se refere ao número de consumidores, no final do ano de 2008, a EDP Distribuição tinha cerca de 6,1 milhões de utilizadores das suas redes, tendo aumentando esse valor em 0,8 % relativamente a 2007. A figura 4.10 representa a distribuição estrutural do número total de consumidores de electricidade, sendo 99,6 % consumidores de baixa tensão e o restante de Muito Alta, Alta e Média Tensão.

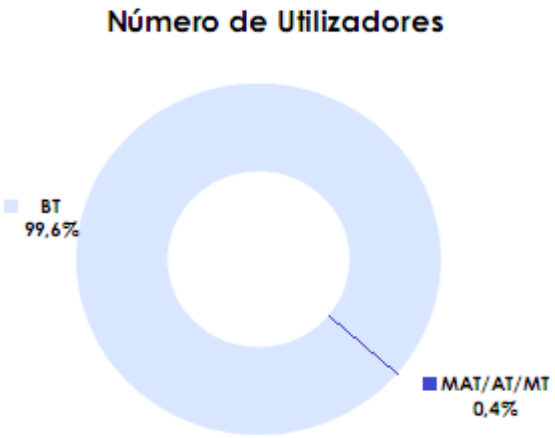


Figura 4.10 – Distribuição do número total de consumidores de electricidade [29].

A figura 4.11 mostra, em termos percentuais, a distribuição dos clientes finais das redes da EDP Distribuição pelas diferentes zonas geográficas de qualidade de serviço, conforme estabelecido no RQS.

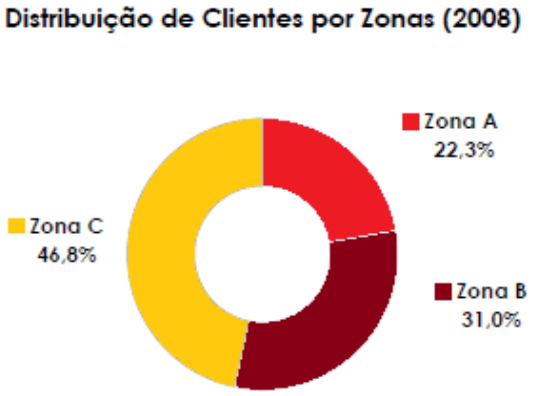


Figura 4.11 – Distribuição de clientes das redes da EDP Distribuição por zonas geográficas de qualidade de serviço [29].

De referir que, em 2008, a EDP Distribuição alterou a sua organização territorial, passando de 14 Áreas de Rede (AR) para seis Direcções de Rede e Clientes (DRC).

Atendendo a esta reestruturação, durante o ano de 2008 a EDP Distribuição passou a elaborar o RQS com informação por DRC e também por distrito, mas sem discriminação por interrupções previstas e acidentais.

4.1.2.1 Indicadores Gerais

Os indicadores gerais e individuais, na rede de distribuição, são determinados para cada nível de tensão, AT, MT e BT, como foi referido no capítulo 3. A caracterização dos

indicadores é realizada para as redes agrupadas de acordo com a classificação da zona geográfica e com distinção dos índices de interrupções previstas e não previstas (acidentais).

Serão apresentados gráficos com os valores dos indicadores, fazendo comparações relativamente a ano(s) anterior(es), e para os diferentes níveis de tensão, desagregados pelas 6 direcções de rede e Clientes da EDP Distribuição e pelos distritos de Portugal Continental.

As repartições de Direcções de Rede e Clientes da EDP Distribuição são ilustradas no anexo F.

Rede Média Tensão

Os indicadores gerais de continuidade de serviço para a rede MT são END $_{MT}$, TIEPI $_{MT}$, SAIFI$_{MT}$ e SAIDI $_{MT}$. De seguida são apresentados os valores registados, no ano de 2008, para cada um dos indicadores.

END $_{MT}$

A tabela 4.7 apresenta a variação do valor de END de 2007 para 2008, considerando a componente devida às interrupções previstas e às interrupções acidentais.

No ano de 2008, para a rede MT, o valor de END foi de 8 987,71 MWh. Comparando com o valor registado em 2007, que foi de 550,54 MWh, representa um aumento de 6,53 %.

Tabela 4.7 – Variação de END de 2007 para 2008, considerando as interrupções previstas acidentais [36].

Interrupções consideradas	2007 (MWh)	2008 (MWh)	Variação (%) (2008-2007)*100/2007
Previstas	295,34	22,97	-92,22
Acidentais	8 141,83	8 964,74	10,11
Total	8 437,17	8 987,71	6,53

Em 2008, relativamente a 2007, as interrupções acidentais aumentaram, cerca de 10 %, enquanto as interrupções previstas tiveram comportamento contrário, diminuíram aproximadamente 92 %. O aumento de ENF deve-se, então, ao aumento das interrupções acidentais.

A figura 4.12 mostra as variações, por direcção de Rede e Clientes, de 2007 para 2008, dos valores registados para o indicador END, na rede MT.

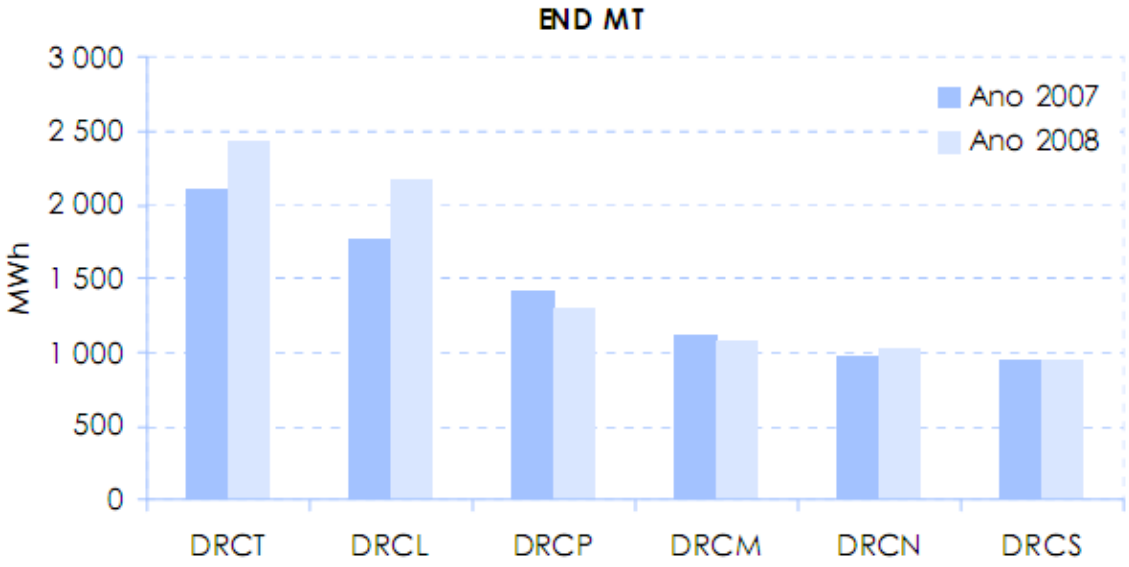


Figura 4.12 – Variação de END de 2007 para 2008, por direcção de Rede e Clientes [29].

As Direcções de Rede e Clientes Tejo, Lisboa e Norte registaram agravamentos de END entre 6,9% na DRCN e 23,1% na DRCL, comparativamente aos valores obtidos em 2007. As Direcções de Rede e Clientes Porto, Mondego e Sul apresentaram desvios favoráveis com diminuição dos valores, relativamente a 2007, entre 0,3% e 7,9%.

No que diz respeito à variação de ENF analisada por distrito, por análise da figura 4.13, verifica-se que metade dos distritos registaram um agravamento e outra metade uma melhoria do indicador.

Os distritos que apresentam melhor evolução, de 2007 para 2008, são Portalegre e Santarém. Contrariamente, os distritos de Leiria e Lisboa destacaram-se com uma evolução mais desfavorável.

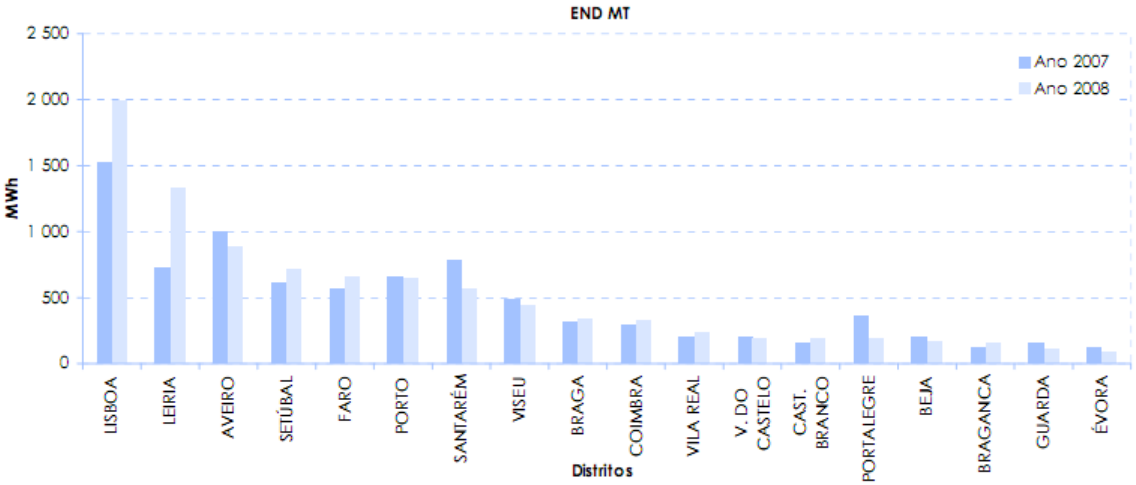


Figura 4.13 – Variação de END de 2007 para 2008, por distrito [29].

TIEPI $_{MT}$

O indicador TIEPI permite avaliar o impacto da END ponderada com base na potência afectada e instalada em cada um dos distritos de Portugal continental [21].

A figura 4.14 mostra as variações, por direcção de Rede e Clientes, de 2007 para 2008, dos valores registados para o indicador TIEPI $_{MT}$.

Observando a figura, comparativamente a 2007, as Direcções de Rede e Clientes Mondego, Sul e Porto diminuíram os seus tempos de interrupção, com diminuições entre os 3,8 % e 10,2 %. Já as DRC Tejo, Lisboa e Norte registaram agravamentos compreendidos entre os 1,7 % de 18,4 %.

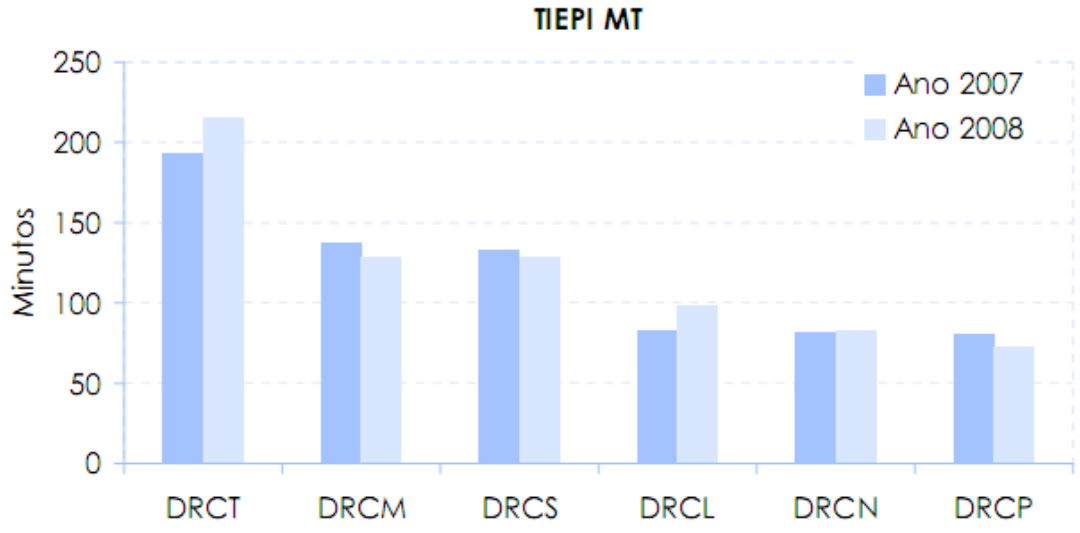


Figura 4.14 – Variação de TIEPI de 2007 para 2008, por direcção de Rede e Clientes [29].

A figura 4.15 apresenta os valores registados para o TIEPI, no ano de 2008 e sua variação relativamente a 2007, para todos os distritos, considerando a totalidade das interrupções.

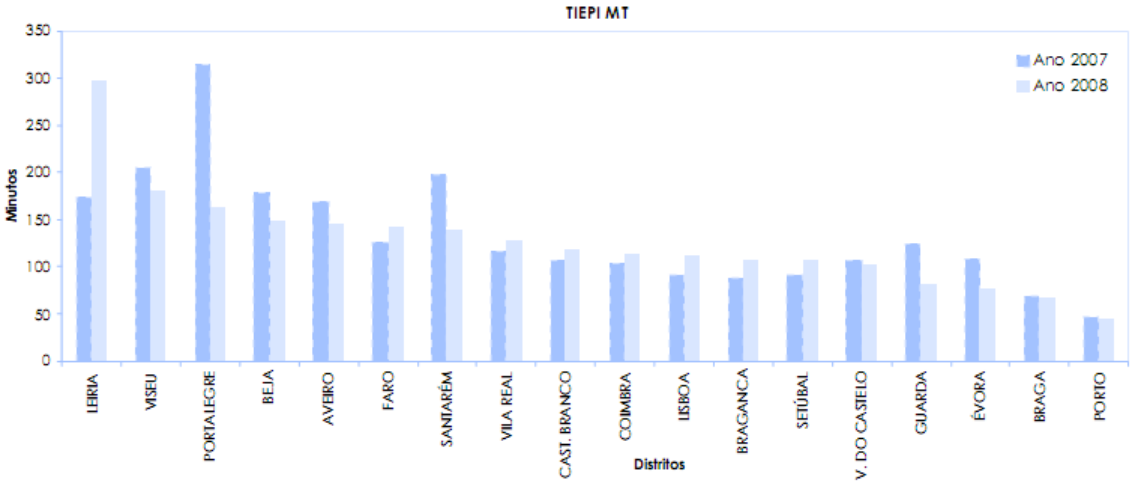


Figura 4.15 – Variação do TIEPI de 2007 para 2008, por distrito [29].

Relativamente ao valor de TIEPI, considerando o total das interrupções ocorridas em cada distrito, verifica-se que 44 % dos distritos registaram valores de TIEPI inferiores ao valor registado para a totalidade da rede de MT da EDP Distribuição (112,15 minutos).

Verificou-se que na totalidade da rede da EDP Distribuição o TIEPI aumentou de 2007 (108,29 minutos) para 2008 (112,15 minutos), apesar de 10 distritos apresentarem uma evolução favorável do TIEPI.

As principais evoluções positivas verificaram-se nos distritos de Portalegre, Guarda, Santarém e Évora, apresentando diminuição do TIEPI face a 2007, de 48 %, 35 %, 29 % e 29 %, respectivamente. O distrito do Porto manteve praticamente o mesmo valor que em 2007 (-5 % em 2008), registando 45,27 minutos, continuando a ser o distrito com melhor valor de TIEPI e o único com um TIEPI inferior a uma hora.

Contrariamente, nas evoluções negativas destaca-se o distrito de Leiria que registou um agravamento de 71 % em 2008 face a 2007, passando de 173,7 minutos em 2007 para 296,6 minutos em 2008, tornando-se o distrito com pior TIEPI.

Em 2008 todos os distritos registaram valores de TIEPI inferiores a 5 horas.

A diferença entre os valores do TIEPI relativos às interrupções previstas, comparativamente às interrupções acidentais, é muito elevada. Em 2008, na rede de distribuição da EDP Distribuição, a contribuição das interrupções previstas para o valor do TIEPI registou uma grande diminuição relativamente a 2007, passando de 3,82 minutos em 2007 para 0,30 minutos em 2008.

Com excepção dos distritos de Portalegre, de Évora e de Santarém que registaram respectivamente, 3,30, 1,20 e 1,07 minutos, o TIEPI relativo às interrupções previstas registou valores inferiores a 1 minuto em todos os outros distritos.

SAIFI $_{MT}$

A figura 4.16 mostra os valores registados para o SAIFI $_{MT}$, verificando-se que apenas as Direcções de Rede e Clientes Norte e Tejo sofreram um agravamento dos seus valores em 2008, de 6,1 % e 7,3 % respectivamente. As restantes DRC atingiram desvios favoráveis, com diminuições do SAIFI entre 5,0 % e 18,3 %, relativamente aos valores obtidos em 2007.

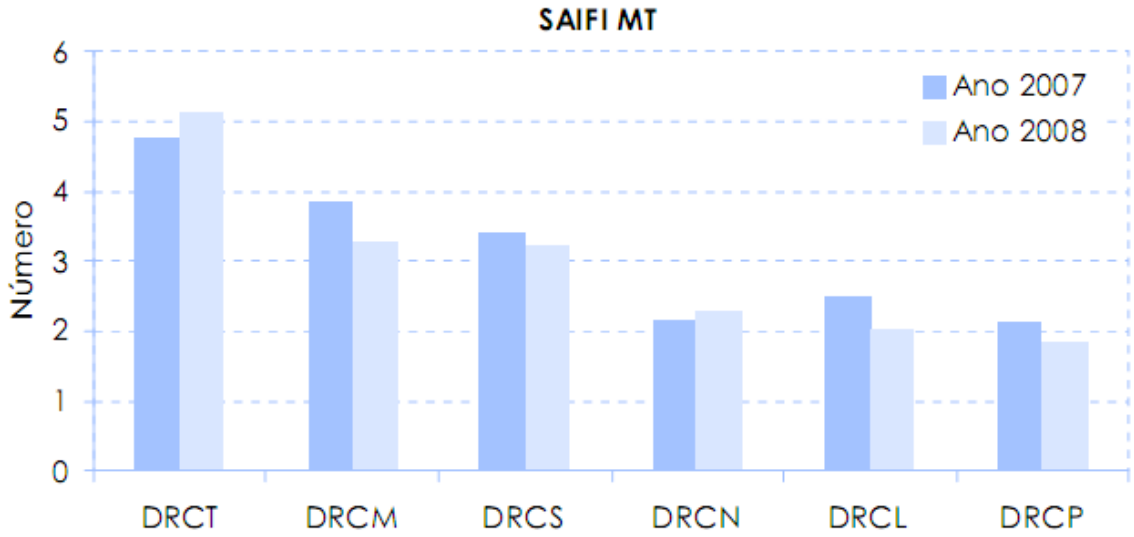


Figura 4.16 – Variação de SAIFI, para a rede de MT, de 2007 para 2008, por direcção de Rede e Clientes [29].

A figura 4.17 apresenta os valores registados para o SAIFI $_{MT}$, no ano de 2008 e sua variação relativamente a 2007, para todos os distritos, considerando a totalidade das interrupções.

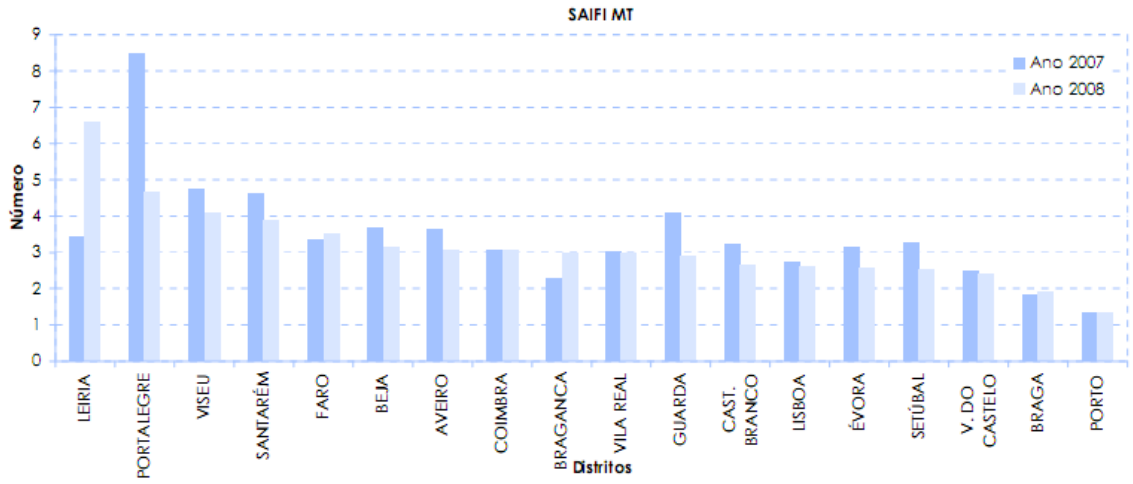


Figura 4.17 – Variação de SAIFI, para a rede de MT, de 2007 para 2008, por distrito [29].

Relativamente ao valor do SAIFI $_{MT}$, considerando o total das interrupções ocorridas em cada distrito, verifica-se que 44 % dos distritos registaram valores de SAIFI $_{MT}$ inferiores ao valor registado para a totalidade da rede de MT da EDP Distribuição (2,89 interrupções/PdE).

A rede da EDP Distribuição apresentou uma melhoria de 6 %, de 3,06 interrupções/PdE em 2007, para 2,89 interrupções/PdE em 2008, consequente da evolução positiva do SAIFI $_{MT}$ registada em 72% dos distritos.

Apenas 4 distritos apresentaram uma evolução negativa, destacando-se (novamente) o distrito de Leiria, com um aumento do valor de SAIFI $_{MT}$ de 91 %, passando de 3,44 interrupções/PdE em 2007, para 6,58 interrupções/PdE em 2008, tornando-se no distrito com valor mais elevado de SAIFI $_{MT}$. O distrito de Bragança também apresentou um agravamento significativo, 30 %.

Nos restantes distritos, as evoluções mais favoráveis registaram-se em Portalegre, Guarda e Setúbal, com melhoria dos valores de SAIFI $_{MT}$ de 45 %, 30 % e 22 %, respectivamente. O distrito de Portalegre destaca-se pela melhoria registada, passando de 8,47 interrupções/PdE em 2007, para 4,65 interrupções/PdE em 2008. O distrito do Porto, manteve praticamente o mesmo valor (-1 %), apresentou (novamente) o melhor valor de SAIFI $_{MT}$, registando 1,33 interrupções/PdE, o que corresponde a 46% do valor registado para a totalidade da rede da EDP Distribuição. Juntamente com o distrito de Braga, são os únicos com menos de 2 interrupções/PdE em 2007 e em 2008.

À excepção dos distritos de, Portalegre em 2007 e Leiria em 2008, todos os distritos registaram valores de SAIFI $_{MT}$ entre 1 interrupção/PdE e 5 interrupções/PdE.

De referir que a diferença entre os valores do indicador SAIFI $_{MT}$ considerando as interrupções previstas e considerando as interrupções acidentais, é muito grande. Na rede de distribuição da EDP Distribuição a contribuição das interrupções previstas para o valor do

SAIFI $_{MT}$ diminui em 2008, nomeadamente de 0,036 interrupções/PdE em 2007, para 0,010 interrupções/PdE em 2008.

Considerando apenas as interrupções previstas, registaram-se valores inferiores a 0,1 interrupções/PdE em todos os distritos.

SAIDI $_{MT}$

A figura 4.18 mostra os valores registados para o SAIDI $_{MT}$, verificando-se que as Direcções de Rede e Clientes Tejo, Lisboa e Norte sofreram um agravamento dos seus valores em 2008, entre 7,3 % e 20,9 %. As restantes DRC Sul, Mondego e Porto atingiram desvios favoráveis, com diminuições do SAIDI $_{MT}$ entre 6,7 % e 20,3 %, relativamente aos valores obtidos em 2007.

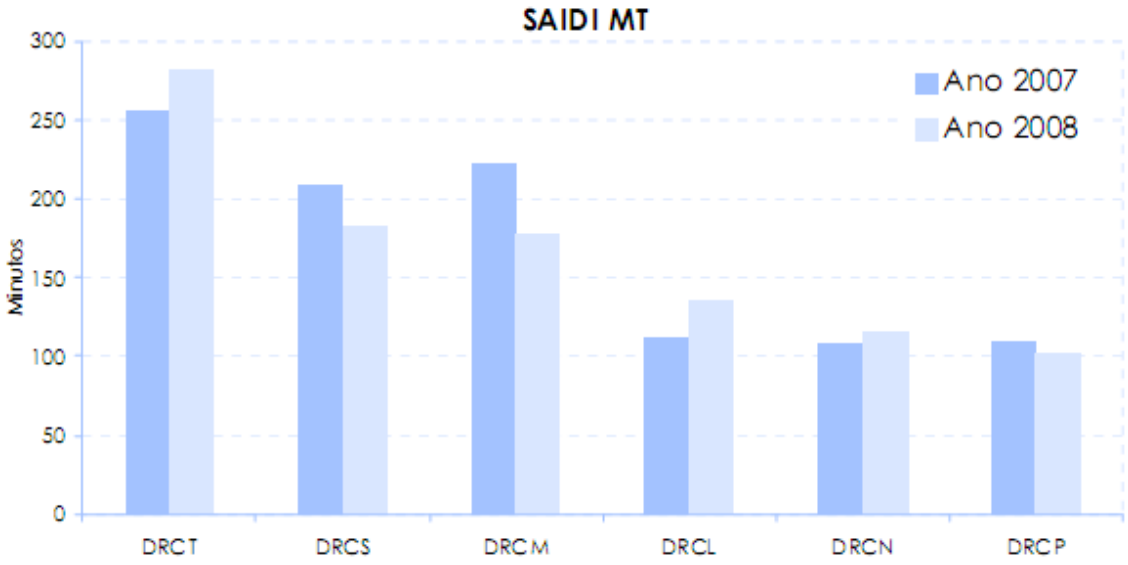


Figura 4.18 – Variação de SAIDI, para a rede de MT, de 2007 para 2008, por direcção de Rede e Clientes [29].

A figura 4.19 apresenta os valores registados para o SAIDI $_{MT}$ no ano de 2008 e sua variação relativamente a 2007, para todos os distritos, considerando a totalidade das interrupções.

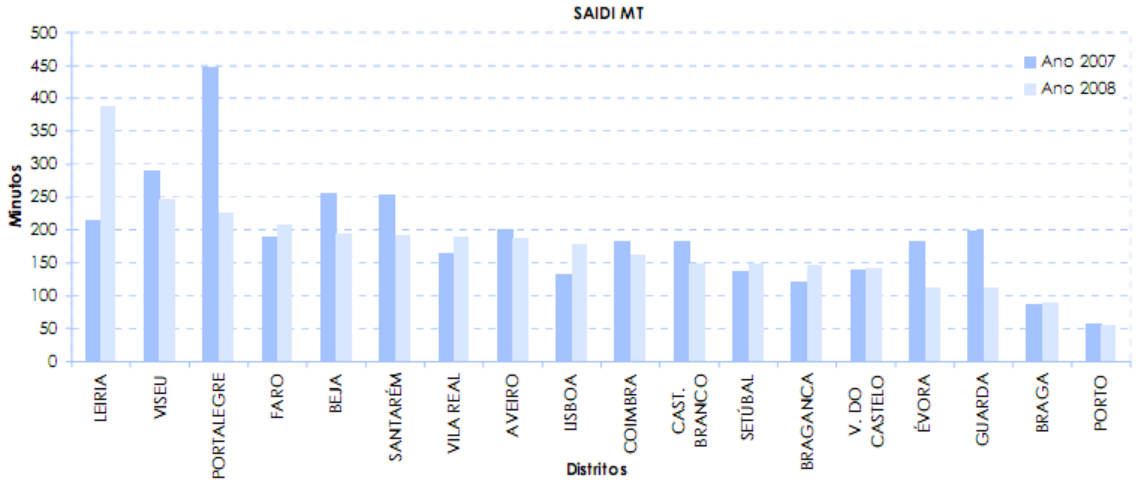


Figura 4.19 – Variação de SAIDI, para a rede de MT, de 2007 para 2008, por distrito [29].

Relativamente ao valor do SAIDI $_{MT}$, considerando o total das interrupções ocorridas em cada distrito, verifica-se que 50 % dos distritos registaram valores de SAIDI $_{MT}$ inferiores ao valor registado para a totalidade da rede de MT da EDP Distribuição (166,19 minutos/PdE).

A evolução positiva do SAIDI $_{MT}$ de 50% dos distritos reflectiu-se numa melhoria de 2% do valor de SAIDI $_{MT}$ para a totalidade da rede da EDP Distribuição, passando de 169,07 minutos/PdE em 2007 para 166,19 minutos/PdE em 2008.

Dos distritos que registaram evolução positiva, incluem-se os distritos do interior como Portalegre, Guarda, Évora e Beja e Santarém. O distrito de Portalegre destaca-se pela evolução mais favorável, com diminuição de 50 % do valor de SAIDI $_{MT}$, passando de 448,18 minutos/PdE em 2007, para 225,74 minutos /PdE em 2008. No entanto, em 2008 o distrito do Porto apresentou uma diminuição de 4 % e tal como em 2007, o melhor valor de SAIDI $_{MT}$, registando 55,16 minutos/PdE. Este valor corresponde a 33% do valor registado para a totalidade da rede da EDP Distribuição [35]. Sendo o único distrito com um SAIDI $_{MT}$ inferior a 1 hora nos dois anos em análise.

Por outro lado, dos distritos com evolução negativa, destacam-se Leiria e Lisboa, com agravamentos de 81 % e 34 %, respectivamente, do valor de SAIDI $_{MT}$ relativamente ao ano anterior. O distrito de Leiria apresentou o maior aumento do valor do SAIDI $_{MT}$, passando de 214,53 minutos/PdE em 2007, para 387,4158 minutos /PdE em 2008, tornando-se no distrito com valor mais elevado de SAIDI $_{MT}$, correspondendo a 233% do valor registado para a totalidade da rede da EDP Distribuição.

A diferença entre os valores do indicador SAIDI $_{MT}$, considerando as interrupções previstas e considerando as interrupções acidentais, é (também ela) muito elevada. A contribuição das interrupções previstas para o valor total do SAIDI $_{MT}$, na totalidade da rede da EDP Distribuição, diminuiu em 2008 passando de 6,86 minutos/PdE, em 2007 para 0,59

minutos/PdE em 2008. Considerando apenas as interrupções previstas, o SAIDI $_{MT}$ registou valores superiores a 1 minuto/PdE apenas nos distritos de Portalegre, de Beja, de Santarém e de Évora.

Resumindo, a tabela 4.8 mostra os valores registados dos quarto (4) indicadores de continuidade de serviço da rede MT, de 2006 a 2008 e a sua variação entre 2007 e 2008, considerando as interrupções com duração superior a 3 minutos e todos os incidentes, independentemente da sua origem.

Em 2008 verificou-se um agravamento dos valores relativamente aos indicadores associados à potência e à energia, do TIEPT MT e END, verificando uma melhoria dos valores dos indicadores associados ao número e à duração das interrupções, do SAIFI MT e SAIDI MT. Os indicadores TIEPT MT e END sofreram um aumento de 4,0 % e 6,5 % respectivamente, enquanto os indicadores SAIFI MT e SAIDI MT têm vindo a registar uma evolução favorável, apresentando uma diminuição de 5,1 % e 1,8 % respectivamente em 2008, relativamente a 2007.

Tabela 4.8 – Valores dos indicadores de continuidade de serviço da rede MT, de 2006 a 2008, e a sua variação entre 2007 e 2008 [29].

Indicadores	2006	2007	2008	Variação 08/07
TIEPIMT [min]	176,49	109,04	113,42	4,0%
END [MWh]	13 901,02	8 437,16	8 987,71	6,5%
SAIFI MT [nº]	4,22	3,15	2,99	-5,1%
SAIDI MT [min]	262,51	169,91	166,90	-1,8%

De modo geral e de acordo com o exposto, pode concluir-se que registaram-se menos interrupções, com duração total inferior, mas com maior impacto em termos de energia.

Fazendo uma análise dos indicadores da rede MT, discriminados por interrupções acidentais e previstas e por zonas A, B e C, verifica-se para todos os indicadores, uma diminuição dos seus valores no caso das ocorrências previstas. Esta tendência resulta da acção da EDP Distribuição em minimizar o impacto das intervenções previstas na rede, recorrendo a trabalhos em tensão e à utilização sistemática de geradores.

No cálculo destes indicadores consideram-se a totalidade das ocorrências, acidentais e previstas de longa duração, com origem nos vários níveis de tensão, incluindo as interrupções permitidas. A tabela 4.9 mostra os valores registados, em 2008.

Tabela 4.9 – Valores dos indicadores de continuidade de serviço da rede MT, por zona geográfica, discriminados por interrupções acidentais e previstas [29].

INDICADORES		ZONA A	ZONA B	ZONA C
TIEPIMT [min]	Acidentais	52,29	81,99	163,75
	Previstas	0,58	1,38	3,74
END [MWh]	Acidentais	957,08	2 235,71	5 753,24
	Previstas	7,33	38,06	138,35
SAIFI MT [nº]	Acidentais	1,31	1,89	3,48
	Previstas	0,03	0,06	0,18
SAIDI MT [min]	Acidentais	58,15	99,02	204,56
	Previstas	1,06	2,31	5,18

Rede Baixa Tensão

SAIFI $_{BT}$

A figura 4.20 mostra os valores registados para o SAIFI $_{BT}$, em 2007 e 2008, verificando-se que as DRC Mondego, Lisboa e Porto apresentam uma evolução favorável, com diminuições entre 3,7 % e 4,7 %. As restantes DRC Tejo, Sul e Norte sofreram um agravamento, verificando-se variações entre 12,9 % e 29,7 %.

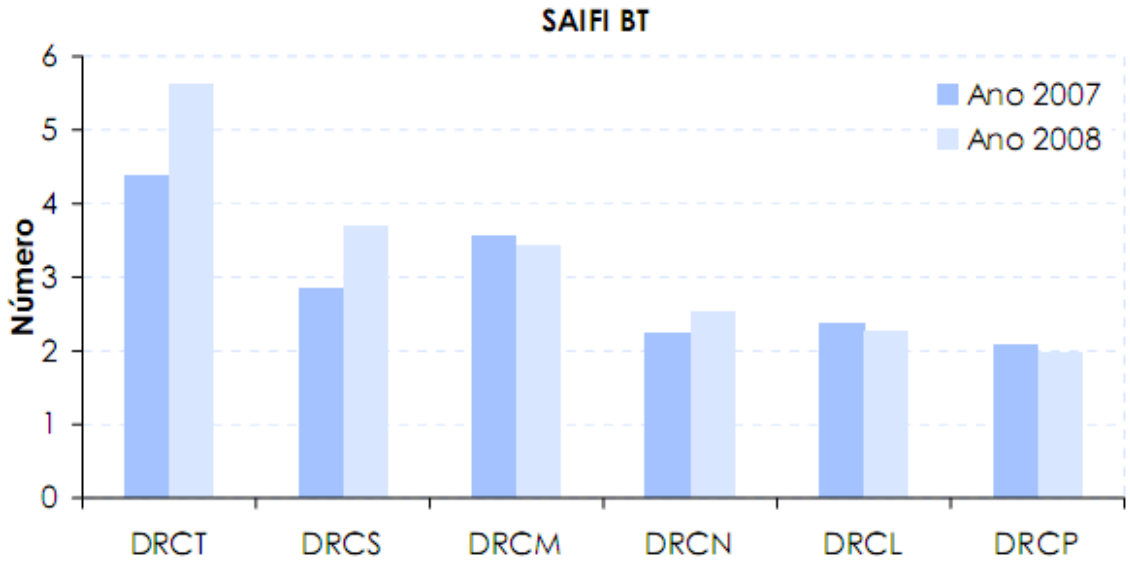


Figura 4.20 – Variação de SAIFI, para a rede de BT, de 2007 para 2008, por direcção de Rede e Clientes [29].

A figura 4.21 apresenta os valores registados para o SAIFI $_{BT}$, no ano de 2008 e sua variação relativamente a 2007, para todos os distritos, considerando a totalidade das interrupções.

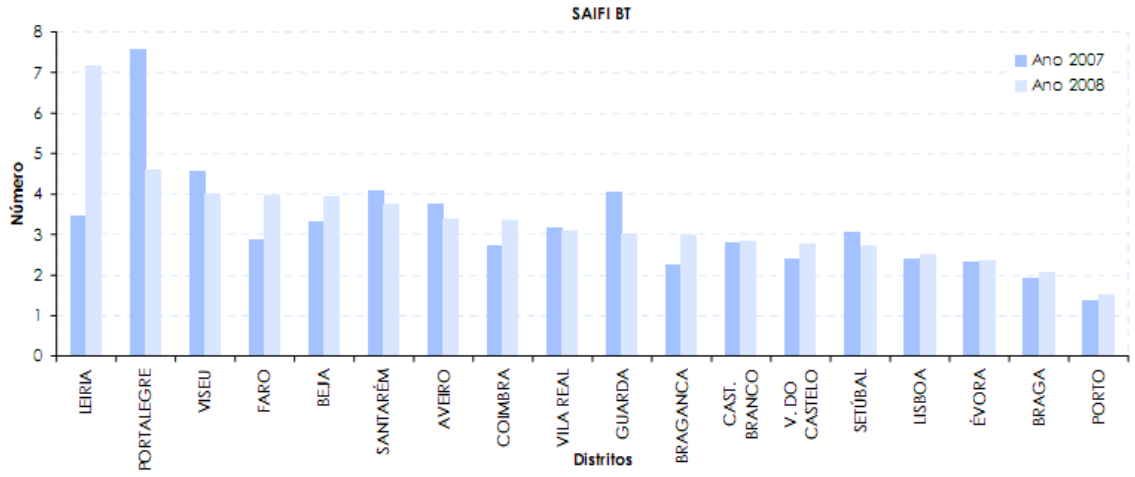


Figura 4.21 – Variação de SAIFI, para a rede de BT, de 2007 para 2008, por distrito [29].

Relativamente ao valor de SAIFI $_{BT}$, considerando o total das interrupções ocorridas em cada distrito, verifica-se que 33% dos distritos registaram valores de SAIFI $_{BT}$ inferiores ao valor registado para a totalidade da rede da EDP Distribuição (2,82 interrupções/cliente).

A evolução negativa do SAIFI $_{BT}$ registada em 12 distritos, reflecte-se no aumento de 6% do valor de SAIFI $_{BT}$ da totalidade da rede da EDP Distribuição, passando de 2,67 interrupções/cliente em 2007, para 2,82 interrupções/cliente em 2008.

Em relação ao ano de 2007, Leiria, Faro e Bragança destacam-se como os distritos que apresentam evolução negativa em 2008, com aumento do valor de SAIFI $_{BT}$ em 106 %, 39 % e 34 %, respectivamente. Consequente do maior aumento do valor de SAIFI $_{BT}$, o distrito de Leiria é o que registou o valor mais elevado de SAIFI BT, com 7,18 interrupções/cliente, correspondendo a 255% valor registado para a totalidade da rede da EDP Distribuição [35].

Nos distritos em que se verificou uma evolução positiva do valor do SAIFI $_{BT}$, destacam-se Portalegre e Guarda, com melhoria de 39 % e 25 % respectivamente, face a 2007. O distrito de Portalegre foi o que registou maior evolução positiva do valor do SAIFI $_{BT}$, passando de 7,58 interrupções/clientes em 2007, para 4,60 interrupções/cliente em 2008. O distrito do Porto, apesar do aumento de 10 % relativamente a 2007, continuou sendo o que registou o melhor valor de SAIFI $_{BT}$,1,54 interrupções/cliente, correspondendo a 55% do valor registado para a totalidade da rede da EDP Distribuição [36]. É o único distrito com menos de 2 interrupções/cliente em 2008.

Constata-se que diferença, entre os valores dos indicadores SAIFI $_{BT}$ relativo às interrupções previstas e relativo às interrupções acidentais, é grande. A contribuição das interrupções previstas para o valor do SAIFI $_{BT}$, registou uma grande diminuição, passando de 0,04 interrupções/cliente em 2007, para 0,02 interrupções/cliente em 2008.

Considerando apenas as interrupções previstas, o SAIFI $_{BT}$ registou valores inferiores a 0,1 interrupções/cliente em todos os distritos, com excepção do distrito de Santarém que registou o valor mais elevado de SAIFI $_{BT}$, 0,14 interrupções/cliente.

SAIDI $_{BT}$

A figura 4.22 mostra os valores registados para o SAIDI $_{BT}$, em 2007 e 2008, observando-se que a maioria das DRC apresentaram variações desfavoráveis, entre 12,3% e 49,2%. As excepções são as DRC Porto, que praticamente se manteve igual, diminuição de 0,1 % e DRC Mondego, que melhorou o SAIDI $_{BT}$ em 9.9 %.

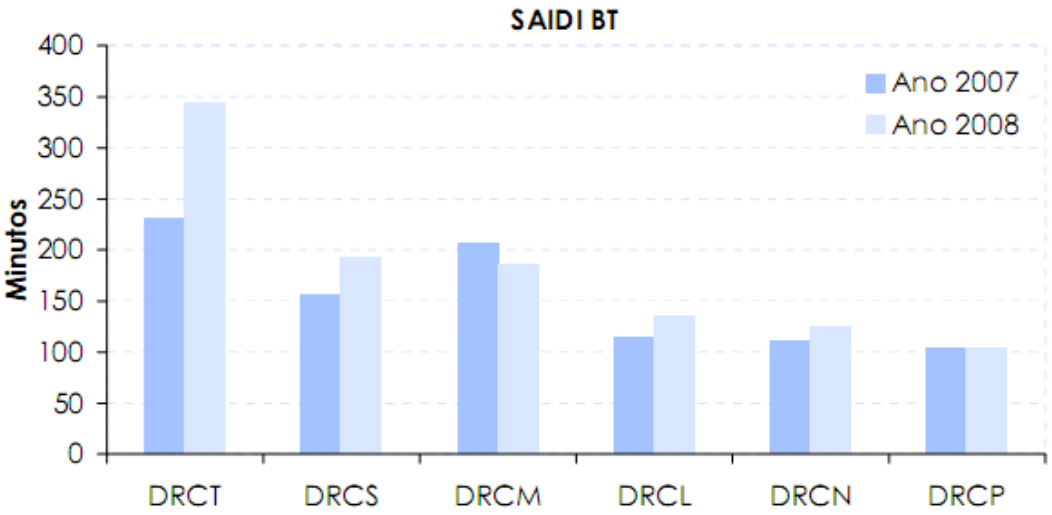


Figura 4.22 – Variação de SAIDI, para a rede de BT, de 2007 para 2008, por direcção de Rede e Clientes [29].

A figura 4.23 apresenta os valores registados para o SAIDI $_{BT}$, no ano de 2008 e sua variação relativamente a 2007, para todos os distritos, considerando a todas as interrupções.

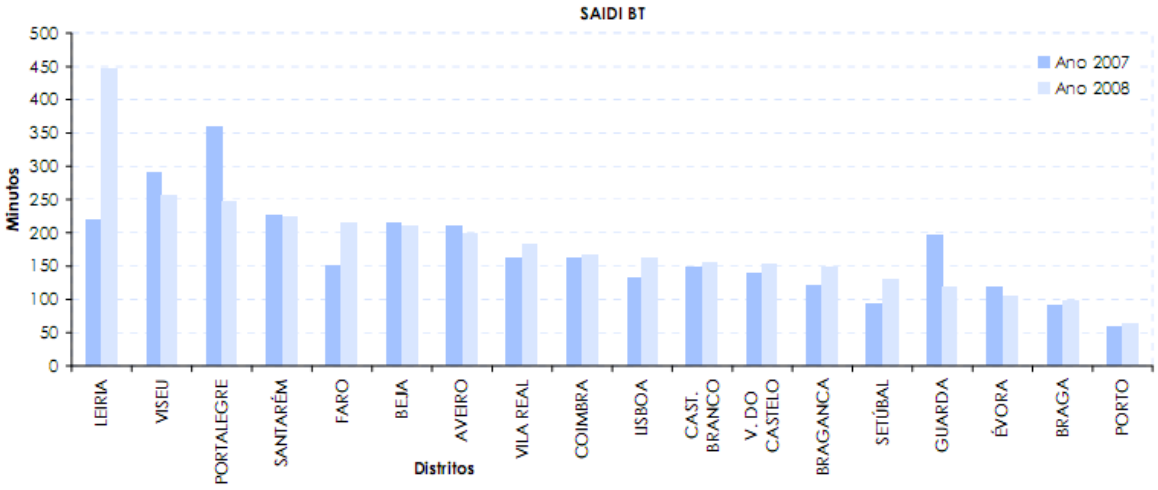


Figura 4.23 – Variação de SAIDI, para a rede de BT, de 2007 para 2008, por distrito [29].

Relativamente ao valor de SAIDI $_{BT}$, considerando a totalidade das interrupções ocorridas em cada distrito, verifica-se que 50% dos distritos registaram valores de SAIDI $_{BT}$ inferiores ao valor registado para a totalidade da rede da EDP Distribuição (164,74 minutos/cliente).

O facto de 11 dos distritos registarem uma evolução negativa do SAIDI $_{BT}$, traduziu-se num aumento do valor do SAIDI $_{BT}$ para a rede da EDP Distribuição em 15 %, passando de 143,31 minutos/cliente em 2007, para 164,74 minutos/cliente em 2008.

As maiores evoluções negativas registaram-se para os distritos de Leiria, Faro e Setúbal, com agravamentos do valor de SAIDI $_{BT}$ relativamente a 2007 de 104 %, 42 % e 39 %,

respectivamente. Devido ao grande aumento verificado, o valor de SAIDI $_{BT}$ foi mais elevado no distrito de Leiria, registando-se 446,30 minutos/cliente, correspondente a cerca 271% do valor registado para a totalidade da rede da EDP Distribuição.

Dos distritos que apresentaram uma evolução positiva do valor do SAIFI $_{BT}$, evidenciam-se Guarda e Portalegre, com melhorias de 40 % e 31 % respectivamente, face a 2007. O distrito da Guarda foi o que registou maior evolução positiva do valor do SAIDI $_{BT}$ passando de 197,04 minutos/cliente em 2007, para 119,10 minutos/cliente em 2008. No entanto, apesar de aumentar o valor de SAIDI $_{BT}$ em 9 %, o distrito do Porto manteve-se como melhor registo, 63,04 minutos/cliente, correspondente a 38% do valor registado para a totalidade da rede da EDP Distribuição. Todos os distritos apresentam, em 2008, valores de SAIDI $_{BT}$ superiores a 1 hora/cliente e inferiores a 5 horas/cliente, à excepção de Leiria que ultrapassa as a 7 horas/cliente.

De referir novamente que, a diferença entre os valores dos indicadores SAIDI $_{BT}$ relativo às interrupções previstas e relativo às interrupções acidentais, é muito grande.

Considerando apenas as interrupções previstas, o SAIDI $_{BT}$ registou valores inferiores a 0,1 minutos/cliente nos distritos do Porto, Viana do Castelo e Vila Real. Os distritos de Viseu, Faro e Portalegre são os distritos com os maiores valores de SAIDI BT considerando apenas as interrupções previstas, registando 12,26, 9,11 e 8,57 minutos/cliente, respectivamente [36].

A tabela 4.10 apresenta a evolução, de 2006 a 2008, dos indicadores "Frequência" e "Duração Média das Interrupções", SAIFI e SAIDI, para incidentes de duração superior a 3 minutos, independentemente da sua origem apresenta-se na tabela 4.10.

Tabela 4.10 – Valores dos indicadores de continuidade de serviço da rede BT, de 2006 a 2008 e a sua variação entre 2007 e 2008 [29].

INDICADORES	2006	2007	2008	Variação 08/07
SAIFI BT [nº]	3,74	2,77	2,99	7,8%
SAIDI BT [min]	235,52	144,25	166,08	15,1%

A evolução desfavorável do TIEPI e da END em 2008, relativamente a 2007, é essencialmente devida às interrupções causadas pelas condições atmosféricas. Sendo que estas influenciaram o valor global do TIEPI em 3,6% e em 13,7%, respectivamente nos anos de 2007 e 2008.

A tabela 4.11 apresenta os valores registados em 2008 para os mesmos indicadores, discriminados por interrupções acidentais e previstas para as zonas A, B e C.

No cálculo destes indicadores consideram-se a totalidade das ocorrências, acidentais e previstas, de longa duração, com origem nos vários níveis de tensão, incluindo as interrupções permitidas.

Tabela 4.11 – Valores dos indicadores de continuidade de serviço da rede BT, por zona geográfica, discriminados por interrupções acidentais e previstas [29].

INDICADORES		ZONA A	ZONA B	ZONA C
SAIFI BT [nº]	Acidentais	1,67	2,13	3,87
	Previstas	0,07	0,08	0,22
SAIDI BT [min]	Acidentais	69,52	110,24	237,56
	Previstas	3,49	3,85	7,57

4.1.2.2 Número e Causas das Interrupções

Rede de Média Tensão

As causas das interrupções com origem na própria rede MT podem agrupar-se, segundo o demonstrado na tabela 4.12, em causas externas e internas. Relativamente às causas externas, consideram-se as interrupções estranhas à rede MT e por razões de segurança. As interrupções previstas, por causas atmosféricas ou desconhecidas, incluem-se nas causas internas à rede MT.

A tabela 4.12 mostra também o número de interrupções registadas, associado a cada tipo de causa.

Tabela 4.12 – Número e causas das interrupções na rede de BT [29].

CAUSAS		N.º Ocorrências
Externas	Estranhas à Rede MT	2 181
	Razões de Segurança	13
Internas	Internas à Rede MT	2 821
	Causas Atmosféricas	962
	Causas Desconhecidas	524
	Previstas	2 437
	TOTAL	8 938

Através do gráfico da figura 4.24 evidenciam-se melhor as causas determinantes nos incidentes ocorridos durante o ano de 2008.

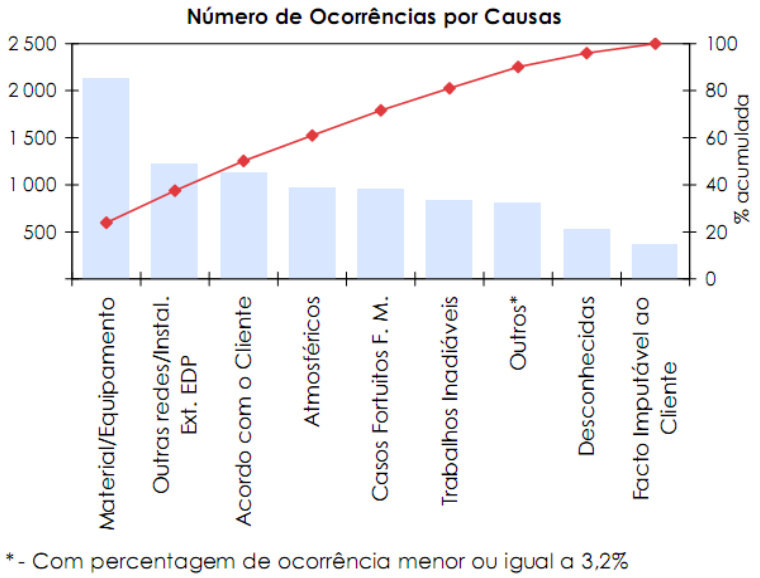


Figura 4.24 – Percentagem de cada tipo de causa de interrupção na rede de MT [29].

É possível verificar que a principal causa de interrupção resulta da falha no material/equipamento. Interrupções devidas a causas como: outras redes ou instalações exteriores à EDP, acordo com o cliente, condições atmosféricas e c.f.f.m apresentam aproximadamente a mesma influência.

Rede de Baixa Tensão

A tabela 4.13 apresenta, em forma de balanço global da qualidade de serviço da rede BT, um quadro com os valores associados às ocorrências verificadas naquela rede.

Comparativamente a 2007, considerando a totalidade das interrupções, registou-se uma diminuição nas ocorrências na rede BT e nas instalações de clientes de aproximadamente 6,0 % e 1,9 %, respectivamente.

Tabela 4.13 – Origens das interrupções da rede de BT [29].

Tipos de Ocorrências	Origens das Ocorrências	
	Rede BT	Instalação Cliente BT
Acidentais	29 614	159 540
Previstas	3 010	57
TOTAL	**32 624**	**159 597**

De referir que foram unicamente indicados na tabela as ocorrências com origem nas redes BT de EDP Distribuição e nas instalações dos clientes.

Observando os valores da tabela, destaca-se o elevado número de ocorrências nas instalações dos clientes relativamente às ocorridas nas redes da EDP Distribuição.

Através do gráfico da figura 4.25 distinguem-se melhor as causas dos incidentes ocorridos durante o ano de 2008, na rede BT.

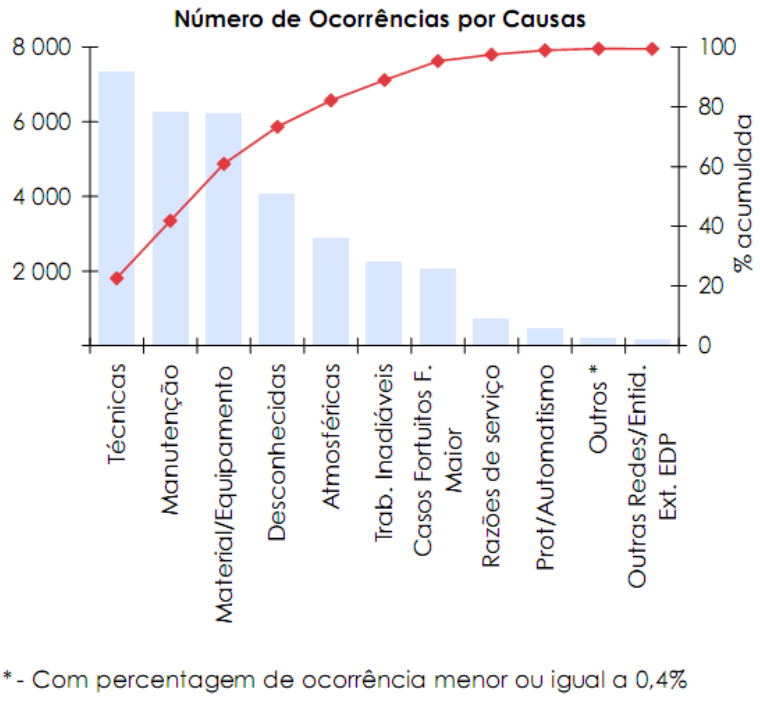


Figura 4.25 – Percentagem de cada tipo de causa de interrupção na rede de BT [29].

Através do histograma da figura 4.25 constata-se que as principais causas dos incidentes nas redes BT e instalações de clientes são causas técnicas, de manutenção, material/equipamento, desconhecidas e atmosféricos, representando 82,1 % dos incidentes.

4.2 Compensações

Como apresentado no capítulo 3, os operadores das redes devem cumprir padrões de qualidade de serviço sobre pena de serem obrigados a proceder ao pagamento de compensações caso não satisfaçam esses padrões.

Os padrões relativos a cada indicador, bem como os critérios de determinação e cálculo dos valores das compensações associadas ao incumprimento dos padrões, estão definidos no capítulo 2 e 3.

Relativamente à rede de transporte, as figuras apresentadas anteriormente, nomeadamente as figuras 4.1 a 4.8, demonstram o cumprimento de todos os padrões de qualidade de serviço por parte do operador da rede de transporte. Portanto, o operador da rede de transporte, nomeadamente a REN, não precisa proceder ao pagamento de qualquer compensação relativamente aos indicadores da continuidade de serviço.

No que se refere as redes de distribuição, os operadores das redes deverão, anualmente, caracterizar a sua própria rede, determinando os valores dos indicadores gerais para as redes de MT, END, TIEPI, SAIFI e SAIDI.

A figura 4.26 apresenta os padrões e valores reais dos respectivos indicadores registados me 2008 para a rede MT. A análise é feita por zona geográfica de qualidade de serviço e excluí-se da mesma o indicador END por não existir padrão associado.

Indicadores	Zonas					
	A		B		C	
	Padrão	Real	Padrão	Real	Padrão	Real
TIEPIMT [h]	2	0,72	4	1,17	10	2,23
SAIFI MT [nº]	3	1,07	6	1,60	8	2,97
SAIDI MT [h]	3	0,81	5	1,43	10	2,75

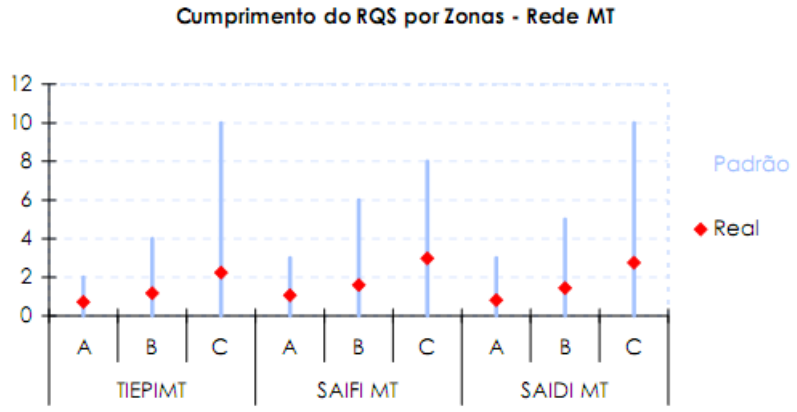


Figura 4.26 – Padrões e valores registados dos indicadores, na rede de MT [29].

Constata-se, pela tabela e sua representação gráfica, que foram integralmente cumpridos todos os padrões gerais de continuidade de serviço estabelecidos no RQS para as diferentes zonas geográficas. Assim, não se verificando nenhum tipo de incumprimento, não existe lugar ao pagamento de nenhuma compensação.

De forma análoga à rede MT, os operadores das redes de distribuição deverão, anualmente, caracterizar a sua própria rede, determinando os indicadores gerais para as redes de BT, o SAIFI e o SAIDI.

A figura 4.27 apresenta os padrões e valores reais dos respectivos indicadores registados em 2008. A análise é feita por zona geográfica de qualidade de serviço.

Indicadores	Zonas					
	A		B		C	
	Padrão	Real	Padrão	Real	Padrão	Real
SAIFI BT [nº]	3	1,39	6	1,69	8	3,26
SAIDI BT [h]	4	0,99	7	1,56	12	3,24

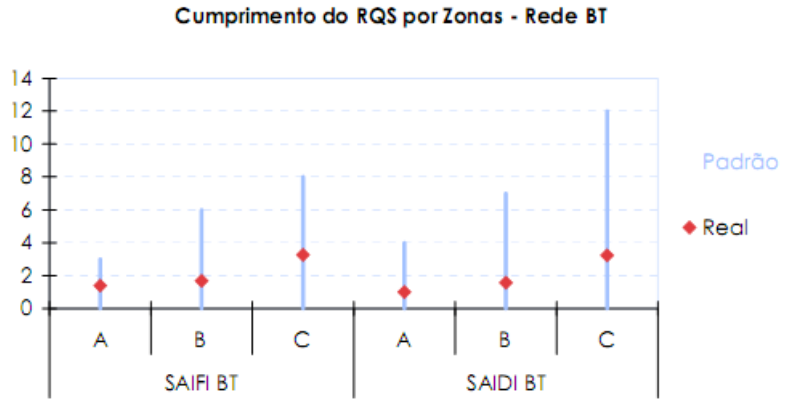


Figura 4.27 – Padrões e valores registados dos indicadores, na rede de BT [29].

Verifica-se, pela tabela e representação gráfica, que foram integralmente cumpridos todos os padrões gerais de continuidade de serviço estabelecidos no RQS para as diferentes zonas geográficas. Assim, tal como na rede MT, não se verifica nenhum tipo de incumprimento, não existindo lugar ao pagamento de nenhuma compensação para estes indicadores.

Compensações por incumprimento dos padrões individuais de continuidade de serviço

Os operadores das redes de distribuição devem respeitar os padrões dos indicadores de qualidade individual, de âmbito técnico, ou seja, para a duração e o número das interrupções, estabelecidos no RQS e mostrados na tabela 4.14.

Tabela 4.14 – Padrões dos indicadores individuais, por zona e nível de tensão [29].

Número de interrupções por ano			
	AT	MT	BT
Zona A	8	8	12
Zona B		18	21
Zona C		25	30

Duração total das interrupções (horas)			
	AT	MT	BT
Zona A	4	4	6
Zona B		8	10
Zona C		16	20

A tabela 4.15 apresenta o número de incumprimentos dos padrões individuais de continuidade de serviço verificados no ano de 2008, bem como o valor das compensações a pagar em 2009 e os valores que reverteram para o fundo de reforço dos investimentos. Os valores são discriminados por nível de tensão e por zona de qualidade de serviço.

Tabela 4.15 – Número de incumprimentos dos padrões individuais de continuidade de serviço verificados no ano de 2008 e valor das respectivas compensações [21].

Indicador	Nível de tensão	Zona geográfica	Número de incumprimentos	Valor das compensações pagas sod clientes(€)	Valor para o fundo de investimentos (€)
Duração total das interrupções /Número de interrupções	AT	A	-	-	-
		B	-	-	-
		C	-	-	-
		Total	-	-	-
	MT	A	144	18 680,9	737,9
		B	143	27 553,0	1 374,7
		C	162	26 946,3	1 213,3
		Total	449	70 180,2	3 325,9
	BTE	A	148	8 358,7	184,9
		B	44	3 414,0	14,6
		C	110	11 362,4	850,9
		Total	302	23 135,1	1 050,4
	BTN	A	23 487	103 356,4	8 373,8
		B	16 796	128 975,0	8 415,1
		C	14 924	136 713,9	5 510,5
		Total	55 207	369 045,2	22 299,4
Total			55 958	462 360,5	26 675,7

Registou-se, em 2008, incumprimento dos padrões individuais de continuidade de serviço associados aos respectivos indicadores (individuais), em 55 958 instalações de clientes. O número de incumprimentos em 2008 foi superior em 53,8 % relativamente ao registado em 2007, sendo que o montante de compensações foi superior em 61,4 % ao montante pago em 2007.

O montante a transferir para o fundo de investimentos também aumentou, entre 2007 e 2008, cerca de 9 900 euros. Relativamente ao padrão "número de interrupções", o número de incumprimentos por ultrapassagem deste indicador foi de 7, sendo que 4 foram em BTN e 3 em MT.

Apenas em duas situações se verificou incumprimento dos dois indicadores relativos à qualidade de serviço em simultâneo, sendo que, nos dois casos, as compensações foram pagas em resultado do incumprimento do padrão relativo à "duração da interrupção", que era superior.

De referir que, tal como estipulado no RQS e indicado anteriormente, sempre que o montante da compensação individual a atribuir aos clientes for inferior a 0,50 €, esse valor deve ser transferido para um fundo de reforço dos investimentos, para melhoria da qualidade de serviço nas zonas afectadas.

Assim, em 2008, a qualidade de serviço individual registou um pior desempenho, quer em termos do número de incumprimentos, quer dos montantes pagos em compensações. Esta situação deveu-se, segundo a EDP Distribuição, à contribuição das condições atmosféricas, que em 2008 foram menos favoráveis do que em 2007.

4.3 Conclusões

A qualidade de serviço na rede de transporte continua a apresentar um patamar elevado com o conjunto de indicadores gerais de continuidade de serviço a situarem-se em níveis semelhantes aos das melhores empresas congéneres europeias.

Os valores registados em 2008, na rede de transporte, foram globalmente muito positivos, com resultados na maioria dos indicadores melhores ou iguais à média dos últimos 5 anos, embora superiores aos de 2007. Os principais indicadores relativos à operação e manutenção da rede de transporte revelam um nível de desempenho que se pode considerar bom.

Relativamente à rede de distribuição, de 2007 para 2008, houve um decréscimo da qualidade de serviço avaliada com base nos indicadores gerais de continuidade de serviço, verificando-se uma melhoria nos indicadores SAIDI e SAIFI, associados ao número e à duração das interrupções, mas um agravamento dos indicadores TIEPI e END, associados à potência e à energia.

A qualidade de serviço individual registou um pior desempenho, quer em termos do número de incumprimentos, quer dos montantes pagos em compensações.

O abaixamento dos níveis de qualidade de serviço, na rede de distribuição, resulta das interrupções causadas pelas condições atmosféricas.

Capítulo 5

Caso Europeu

5.1 Análise comparativa

Um dos três principais factores que afectam a qualidade de serviço diz respeito à disponibilidade de electricidade.

Quando o fornecimento de electricidade não está disponível, este é descrito como uma "interrupção do fornecimento" ou simplesmente uma "interrupção". Do ponto de vista do cliente, quantos menos casos de interrupções existirem e mais curtas essas interrupções forem, melhor é a qualidade de serviço [1].

A concepção e funcionamento do sistema de energia deve ser realizada de tal modo que a duração e o número das interrupções seja admissível para a maioria dos clientes, sem no entanto implicar custos inaceitáveis. Portanto, encontrar uma solução de compromisso entre "confiança" e "custos" tem sido um assunto de discussão durante várias décadas e provavelmente continuará por muitos anos.

5.1.1 Comparação geral

Uma comparação da qualidade de serviço de todos os países da Europa é um desafio muito grande, pois diferentes países utilizam diferentes definições e regras diferentes. Assim essas diferenças tornam difícil efectuar uma comparação directa da continuidade de fornecimento/serviço de energia eléctrica em diversos países. Cada país tem os seus próprios indicadores, a sua própria metodologia para determinar o que constitui um acontecimento excepcional, entre outros. As interrupções consideradas devidas a eventos excepcionais não são considerados nas estatísticas ou então são tratados separadamente.

O uso de diferentes métodos de cálculo para os índices com o mesmo termo, tais como SAIDI e SAIFI, também dificulta a comparação entre os demais países. Recomenda-se reservar

os indicadores SAIDI e SAIFI para o cálculo com base no número de clientes. Outros indicadores devem ser usados quando outros métodos de cálculo forem usados.

A figura 5.1 mostra a duração das interrupções por cliente, de cada país, de 1999 a 2007, não considerando os eventos excepcionais.

Como mostra a figura 5.1, apenas um número limitado de países considera os incidentes em todos os níveis de tensão nas estatísticas continuidade de serviço. No entanto, a ausência dos incidentes ocorridos em BT é considerada uma grave limitação. Apesar das interrupções em MT compreenderem a principal entrada para os indicadores SAIDI e SAIFI, não podem ser esquecidas as interrupções ocorridas em BT, pois, muitas vezes duram mais do que interrupções devido a incidentes em níveis de tensão mais elevados. Assim, todos os países são encorajados a incluir os incidentes em BT nas estatísticas de continuidade de fornecimento/serviço.

Os países que não fazem uma monitorização dos incidentes ocorridos em BT são aconselhados a investigar no uso de medidores electrónicos de energia num esquema automatizado para registar interrupções [1].

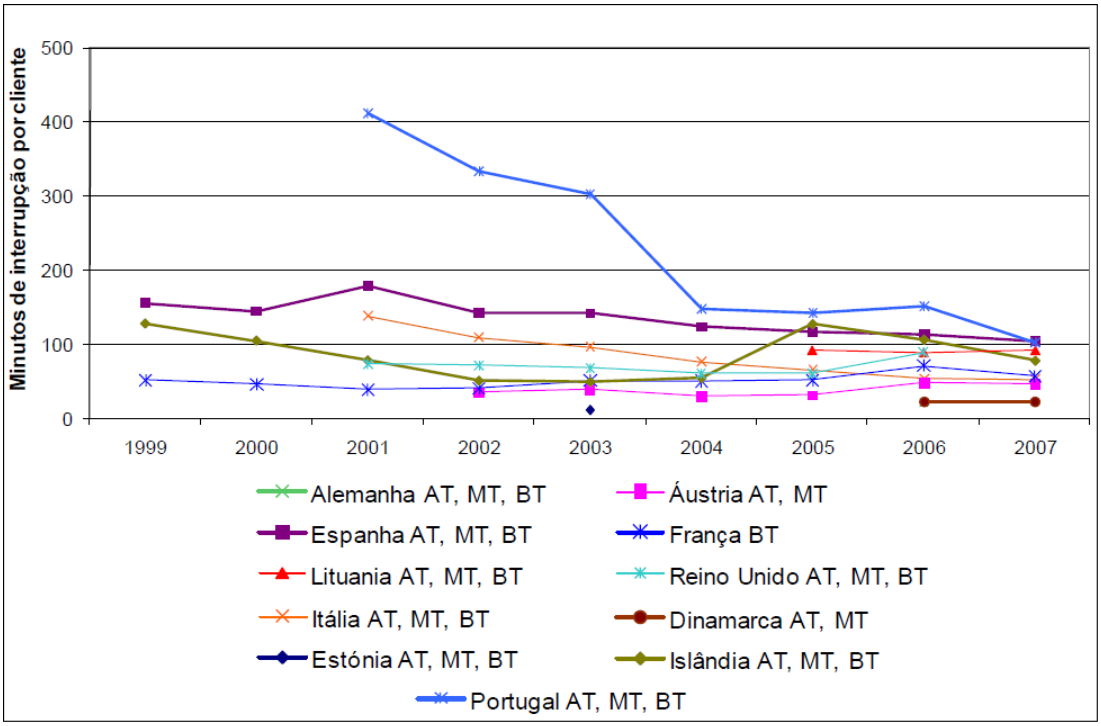


Figura 5.1 – Evolução da duração das interrupções por cliente, na Europa, de 1999 a 2007, não considerando os eventos excepcionais.

Pela análise da figura 5.1 verifica-se que as curvas de cada país apresentam uma tendência suave, geralmente decrescente ou constante, destacando-se Portugal por dois motivos distintos.

Se por um lado é visível que de 2001 a 2004 Portugal apresentava valores muito superiores aos restantes países, também se denota a sua grande evolução, nesse período, diminuindo de 412,86 minutos registados em 2001, para 148,81 minutos em 2004. Essa melhoria estabilizou nos últimos três anos situando-se, a partir de 2004, dentro do mesmo intervalo que os outros países, ainda que, com valores mais elevados.

No entanto, a tendência decrescente da duração das interrupções, significando um melhorar da qualidade de serviço, visível de 2001 a 2004 nos outros países, já não é tão notória. Pelo contrário, a partir de 2004, alguns países como Islândia, França, Reino Unido e Áustria, aumentaram os valores de duração das interrupções.

No intervalo dos anos de análise, à excepção de Portugal, todos os países indicados têm uma duração anual de interrupção inferior a 200 minutos. Portugal atinge valores inferiores aos 200 minutos perdidos apenas a partir de 2003/2004. Em 2007, o intervalo de valores para duração das interrupções entre os países indicados é entre 50 e 150 minutos por ano.

A tabela 5.1 apresenta os valores, quando fornecidos, para a duração das interrupções, registadas de 1999 até 2007, excluindo-se os eventos excepcionais. A informação presente na tabela é relativa à figura 5.1.

Tabela 5.1 – Duração das interrupções por cliente, na Europa, de 1999 a 2007, não considerando os eventos excepcionais [1].

UNPLANNED INTERRUPTIONS EXCLUDING EXCEPTIONAL EVENTS; MINUTES LOST PER YEAR (1999-2007)									
Country	**1999**	**2000**	**2001**	**2002**	**2003**	**2004**	**2005**	**2006**	**2007**
Austria HV, MV				35.23	38.44	30.33	31.35	48.07	45.50
Czech Republic									
Denmark HV, MV								22.20	21.70
Estonia HV, MV, LV					12.13				
Finland MV (20kV)									
France HV, MV, LV	52.00	46.00	39.00	40.00	51.00	50.70	52.20	71.50	57.70
Germany HV, MV, LV								21.53	
Hungary HV, MV, LV									
Iceland HV, MV, LV	127.98	105.05	78.57	51.09	49.69	54.71	127.18	106.17	77.93
Italy HV, MV, LV			138.57	108.88	96.88	76.52	65.74	53.84	52.47
Latvia HV, MV, LV									
Lithuania HV, MV, LV							92.39	89.28	92.21
the Netherlands HV, MV, LV									
Norway HV, MV									
Poland HV, MV, LV									
Portugal HV, MV, LV			412.86	334.54	303.75	148.81	142.82	152.08	102.54
Romania									
Slovak Republic									
Slovenia MV									
Spain HV, MV, LV	156.37	145.41	179.69	142.56	141.91	123.60	117.00	112.80	103.80
Sweden HV,MV, LV									
UK HV, MV, LV			73.80	72.24	68.16	61.43	61.04	89.43	

De referir que, como se verifica pela tabela anterior, muitos países não forneceram dados relativos a este indicador. Porem é espectável que tenham um sistema de monitorização instalado.

A figura 5.2 mostra a evolução do número de interrupções por cliente, de 1999 a 2007, não considerando os eventos excepcionais. Este indicador mostra as mesmas tendências que foram verificadas para a duração das interrupções.

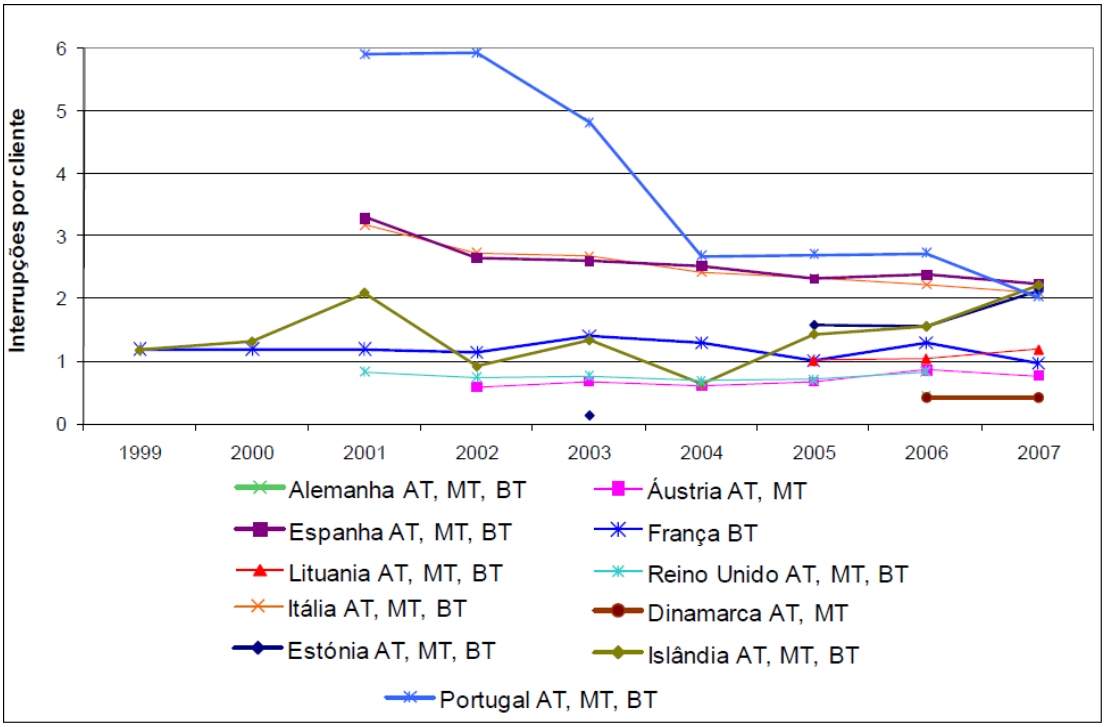


Figura 5.2 – Evolução do número de interrupções por cliente, na Europa, de 1999 a 2007, não considerando os eventos excepcionais.

Pela análise da figura 5.2 verifica-se que as curvas de cada país apresentam uma tendência suave, geralmente decrescente ou constante, a excepção de Portugal. Destaca-se novamente a grande evolução em Portugal, também deste indicador, que registava 5,90 interrupções/cliente em 2001 e em 2004 apresentou 2,69 interrupções/cliente. Essa melhoria estabilizou nos últimos três anos situando-se, a partir de 2004 dentro do mesmo intervalo que os outros países.

Tal como para a duração das interrupções, a partir de 2004/2005, alguns países como, Islândia, França, Reino Unido e Áustria, aumentaram os valores de número de interrupções, significando uma diminuição da qualidade de serviço

Em 2007, o intervalo de valores para o número de interrupções entre os países que contribuíram com dados situa-se entre 0,5 e 2,5 interrupções/cliente.

A tabela 5.2 apresenta os valores, quando fornecidos, para o número de interrupções, registadas de 1999 até 2007, excluindo-se os eventos excepcionais. A informação presente na tabela é relativa a figura 5.2, incluindo outros países.

Tabela 5.2 – Número de interrupções por cliente, na Europa, de 1999 a 2007, não considerando os eventos excepcionais [1].

UNPLANNED INTERRUPTIONS EXCLUDING EXCEPTIONAL EVENTS; NUMBER OF INTERRUPTIONS PER YEAR (1999-2007)

Country	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
Austria HV, MV				0.59	0.67	0.61	0.67	0.87	0.77
Czech Republic									
Denmark HV, MV								0.42	0.43
Estonia HV, MV, LV					0.15		1.58	1.56	2.12
Finland MV (20kV)									
France HV, MV, LV(1)	1.20	1.20	1.20	1.15	1.40	1.30	1.02	1.30	0.98
Germany HV, MV, LV								0.46	
Hungary HV, MV, LV									
Iceland HV, MV, LV	1.18	1.32	2.10	0.92	1.34	0.64	1.44	1.56	2.22
Italy HV, MV, LV			3.19	2.74	2.68	2.42	2.33	2.23	2.10
Latvia HV, MV, LV									
Lithuania HV, MV, LV							1.02	1.05	1.19
the Netherlands HV, MV, LV									
Norway HV, MV									
Poland HV, MV, LV									
Portugal HV, MV, LV			5.90	5.93	4.81	2.69	2.71	2.73	2.03
Romania									
Slovak Republic									
Slovenia MV									
Spain HV, MV, LV			3.30	2.65	2.60	2.52	2.31	2.38	2.23
Sweden HV,MV, LV									
UK HV, MV, LV			0.83	0.75	0.77	0.69	0.71	0.84	

(1) France: since 2004, SAIFI calculation is based on interruptions of MV/LV substations, instead of interruptions of feeders

Resumindo, em Portugal considerando as interrupções imprevistas e excluindo os incidentes classificados como casos fortuitos ou de força maior, registaram-se reduções para 1/3 no número e para 1/4 na duração das interrupções, que afectam anualmente os consumidores.

5.1.2 Comparação por zonas (geográficas)

Para alguns países, é possível ser feita uma comparação entre a continuidade do fornecimento nas zonas rurais, suburbanas e urbanas da rede.

Efectuando uma comparação da continuidade de serviço com países que, tal como Portugal, utilizam uma divisão do país em zonas geográficas de qualidade de serviço, obtém-se uma melhor noção da situação vivida em Portugal.

Existem dados disponíveis para cinco países, Bélgica, França, Itália, Lituânia e Espanha, que dividem o país em zonas geográficas. A divisão das zonas efectuada para cada um deles é apresentada na tabela 5.3.

Tabela 5.3 – Definição das zonas geográficas em 6 países europeus [1].

DEFINITIONS OF URBAN, SUBURBAN AND RURAL AREAS IN USE IN 6 EUROPEAN COUNTRIES

Country	Areas	Definitions
Belgium	urban	Brussels region
France	urban	towns with more than 100,000 inhabitants and Paris area
	suburban	towns and surroundings with more than 10,000 inhabitants
	rural	towns and villages with less than 10,000 inhabitants
Italy	urban	municipalities with more than 50,000 inhabitants
	suburban	municipalities with less than 50,000 and more than 5,000 inhabitants
	rural	municipalities with less than 5,000 inhabitants
Lithuania	urban	cities, small towns and all compact settlements that have more than 500 inhabitants or have described indication (according to the Law) of small town or township
	rural	all other areas, which can not be attributed to urban
Portugal	urban	Zone A: (2001-2002) locality with more than 25,000 of clients / (since 2003) main cities and localities with more than 25,000 of clients
	suburban	Zone B: (2001-2002) locality with less than 25,000 and more than 5,000 of clients / (since 2003) locality with less than 25,000 and more than 2,500 of clients
	rural	Zone C: (2001-2002) locality with less than 5,000 of clients (since 2003) locality with less than 2,500 of clients
Spain	urban	Supplies > 20,000 (capital cities included)
	suburban	2,000 < Supplies < 20,000
	rural	Supplies < 2,000

A figura 5.3 mostra a evolução, de 1999 até 2007, da duração das interrupções, em cada zona geográfica, de cada país.

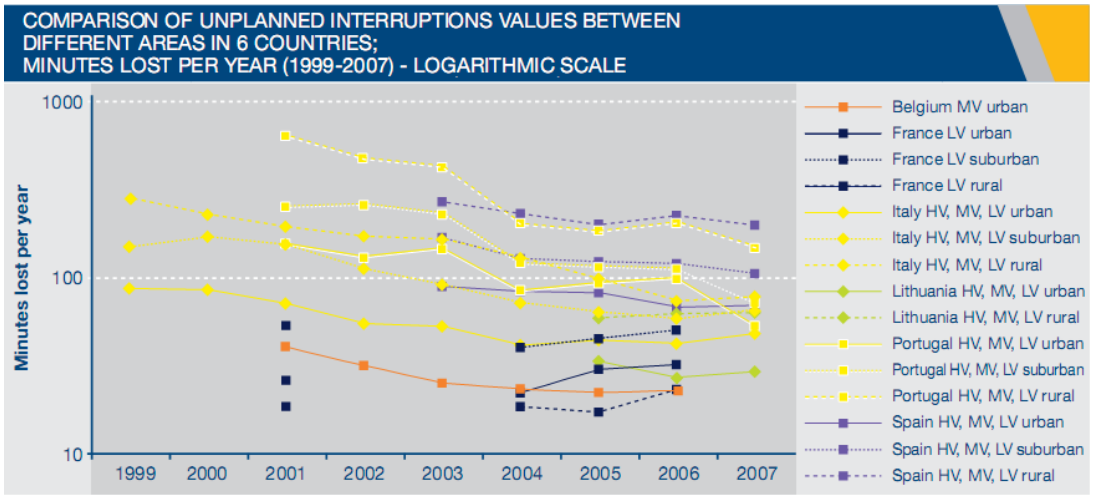


Figura 5.3 – Evolução da duração das interrupções, por zona geográfica de QS, de 1999 a 2007 [1].

O gráfico da figura 5.3, assim como posteriormente o da figura 5.4, estão representados numa escala logarítmica. Este tipo de representação torna-se útil devido à grande gama de valores, relativos à duração e ao número das interrupções, dos diferentes países e zonas, como se podem observar pelas tabelas 5.4 e 5.5 respectivamente. O logaritmo reduz a representação a uma escala mais fácil de ser visualizada e trabalhada [37-38].

O gráfico da figura mostra que, ao longo dos anos, todos os países têm apresentado melhorias, em todas as zonas, da duração das interrupções.

A tabela 5.4 mostra os valores de cada país, quando fornecidos, relativamente a duração das interrupções, discriminados por zona de qualidade de serviço.

Tabela 5.4 – Duração das interrupções, por zona geográfica de QS, de 1999 a 2007 [1].

COMPARISON OF UNPLANNED INTERRUPTIONS VALUES BETWEEN DIFFERENT AREAS IN 6 COUNTRIES; MINUTES LOST PER YEAR (1999-2007)									
Country	**1999**	**2000**	**2001**	**2002**	**2003**	**2004**	**2005**	**2006**	**2007**
Belgium MV urban			39.85	31.45	25.02	23.03	22.13	22.73	
France LV urban			26.00			22.00	30.00	32.00	
France LV suburban			53.00			40.00	45.00	50.00	
France LV rural			93.00			91.00	80.00	125.00	
Italy HV, MV, LV urban	86.71	84.33	71.23	54.66	53.01	41.31	43.70	42.40	48.28
Italy HV, MV, LV suburban	149.09	170.19	152.58	112.32	90.67	72.21	63.71	58.13	65.65
Italy HV, MV, LV rural	282.47	229.18	193.70	170.97	165.11	129.82	98.57	73.03	77.79
Lithuania HV, MV, LV urban							33.29	26.84	29.49
Lithuania HV, MV, LV rural							58.92	62.43	62.73
Portugal HV, MV, LV urban			154.98	130.86	145.23	82.73	92.99	98.08	52.00
Portugal HV, MV, LV suburban			256.19	260.23	231.29	120.52	115.68	112.17	72.18
Portugal HV, MV, LV rural			637.53	475.48	429.72	201.64	183.32	206.39	149.00
Spain HV, MV, LV urban					88.20	83.40	81.60	67.80	69.00
Spain HV, MV, LV suburban					166.20	126.60	123.00	119.40	105.00
Spain HV, MV, LV rural					264.60	228.55	197.52	222.16	196.97

Na tabela 5.4 destacam-se os valores elevados registados em Portugal, em 2001, principalmente na zona rural (zona C). Comparativamente com os outros países, atendendo ao facto que apenas Itália, França e Bélgica forneceram dados nesse ano, estes valores são da ordem de 3 a 15 vezes maiores.

No entanto, ao longo dos anos, essa discrepância de valores tem vindo a ser fortemente diminuída para valores que em 2007 se situaram dentro da gama dos registados pelos demais países.

Apenas nos anos de 2005 e 2006 todos os países em análise forneceram dados relativos à duração das interrupções. Neste dois anos verifica-se que os valores apresentados por Portugal são próximos e melhores do que os valores de Espanha, mas mantêm-se um pouco distantes dos restantes países.

Tal como era de esperar, a duração das interrupções registadas para cada tipo de zona é diferente, sendo maior nas zonas rurais, indicando uma menor qualidade de serviço nessas zonas.

A figura 5.4 mostra a evolução, de 1999 até 2007, do número de interrupções, em cada zona geográfica, de cada país.

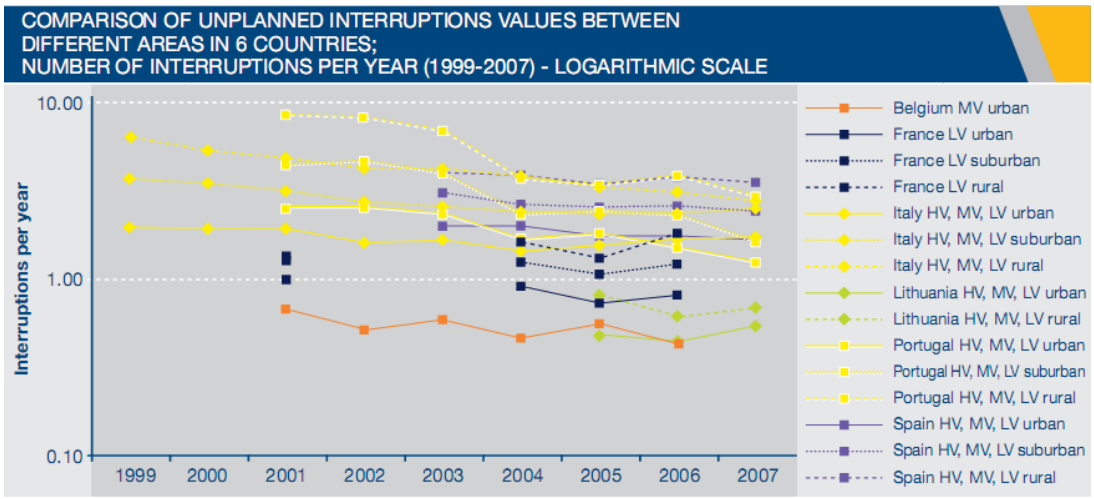


Figura 5.4 – Evolução do número de interrupções, por zona geográfica de QS, de 1999 a 2007 [1].

O gráfico da figura mostra que, ao longo dos anos, todos os países têm apresentado melhorias, do número de interrupções, em todas as zonas.

A tabela 5.5 mostra os valores de cada país, quando fornecidos, relativamente à duração das interrupções, discriminados por zona de qualidade de serviço.

Tabela 5.5 – Número de interrupções, por zona geográfica de QS, de 1999 a 2007 [1].

COMPARISON OF UNPLANNED INTERRUPTIONS VALUES BETWEEN DIFFERENT AREAS IN 6 COUNTRIES; NUMBER OF INTERRUPTIONS PER YEAR (1999-2007)

Country	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
Belgium MV urban			0.66	0.51	0.58	0.46	0.55	0.42	
France LV urban			0.99			0.90	0.72	0.80	
France LV suburban			1.28			1.23	1.05	1.20	
France LV rural			1.34			1.60	1.30	1.80	
Italy HV, MV, LV urban	1.95	1.92	1.91	1.59	1.65	1.42	1.55	1.68	1.71
Italy HV, MV, LV suburban	3.68	3.46	3.13	2.71	2.55	2.41	2.33	2.35	2.48
Italy HV, MV, LV rural	6.33	5.27	4.81	4.21	4.19	3.79	3.30	3.08	2.74
Lithuania HV, MV, LV urban							0.48	0.44	0.54
Lithuania HV, MV, LV rural							0.80	0.60	0.68
Portugal HV, MV, LV urban			2.53	2.53	2.33	1.66	1.79	1.48	1.23
Portugal HV, MV, LV suburban			4.41	4.67	3.98	2.32	2.43	2.28	1.60
Portugal HV, MV, LV rural			8.43	8.19	6.86	3.63	3.39	3.81	2.90
Spain HV, MV, LV urban					1.97	1.98	1.73	1.74	1.64
Spain HV, MV, LV suburban					3.04	2.62	2.51	2.56	2.40
Spain HV, MV, LV rural					3.96	3.81	3.40	3.76	3.50

Pela observação dos dados da tabela 5.5, Portugal em 2001 apresenta valores muito elevados relativamente ao número de interrupções comparando com os restantes países, em todas as zonas. Também o número de interrupções tem diminuído de forma muito satisfatória, situando-se em 2007 na gama de valores dos restantes países.

Em Itália, verifica-se também melhorias na continuidade do abastecimento em todas as áreas, principalmente das áreas urbanas e suburbanas.

Tal como era de prever, o número de interrupções registadas para cada tipo de zona é diferente, sendo menor nas zonas urbanas, indicando uma melhor qualidade de serviço nessas zonas.

A conclusão global que se verifica é que a qualidade de serviço, relativamente à continuidade de serviço, agrava-se bastante quando se deslocam das zonas urbanas para as zonas rurais. No entanto, a diferença da duração e do número das interrupções entre as áreas tem diminuído ao longo dos anos, o que demonstra uma tentativa de igualar a qualidade de serviço em todas as zonas.

5.2 Conclusões

A utilização de diferentes regras e definições por parte de diferentes países torna difícil fazer uma comparação directa da continuidade de serviço em diversos países. No entanto a utilização de definições comuns para SAIDI e SAIFI para todos os países, bem como regras comuns para a aquisição de dados, cálculo, entre outros, iria certamente permitir melhores comparações da continuidade de serviços dos diferentes países.

Relativamente à informação obtida sobre o nível de tensão em que um incidente ocorreu, apenas um número limitado de países considera os incidentes em todos os níveis de tensão nas estatísticas de continuidade do fornecimento.

Durante os últimos 10 anos, alguns países europeus têm demonstrado melhorias significativas na continuidade de serviço. A divulgação, através de um inventário, catálogos, dos métodos/meios utilizados para conseguir essa melhoria seria informação valiosa para outros países. A aplicação destas melhorias nos restantes países pode resultar na próxima melhoria global da continuidade do fornecimento.

Capítulo 6

Conclusões

6.1 Conclusões e perspectivas de trabalhos futuros

O trabalho realizado permitiu, analisar os indicadores e padrões, gerais e individuais, de continuidade de serviço que caracterizam a qualidade de serviço das redes de transporte e redes de distribuição para uma melhor persuasão do modo como é avaliado o serviço prestado pelos operadores das redes. Assim, conhecendo os padrões associados a cada indicador, os consumidores podem ter conhecimento se estão servidos de um serviço com a qualidade a que têm direito e receber compensações caso se verifique que exista incumprimento dos padrões de qualidade de serviço.

Relativamente a rede de transporte, verificou-se que o ano de 2008 registou valores mais elevados para os vários indicadores gerais de continuidade de serviço comparativamente a 2007. No entanto a tendência dos últimos anos era de constante melhoria. Assim, pode-se considerar que o desempenho prestado pelo operador da rede de transporte foi bom, em termos de continuidade de serviço, situando-se em níveis comparáveis aos das melhores empresas europeias.

Constatou-se o cumprimento dos padrões individuais de continuidade de serviço, em todos os pontos de entrega, não havendo direito a compensações para os clientes.

No que se refere às redes de distribuição, comparando o ano de 2008 com o de 2007, pode-se apreciar um decréscimo da qualidade de serviço avaliada com base nos indicadores gerais de continuidade de serviço. Verificou-se uma melhoria nos indicadores SAIDI e SAIFI, mas um agravamento dos indicadores TIEPI e END. Os indicadores gerais SAIDI e SAIFI estão associados ao número e à duração das interrupções, respectivamente, enquanto os indicadores gerais TIEPI e END, estão associados à potência e à energia, respectivamente. A EDP Distribuição passou a disponibilizar informação por distrito, possibilitando um melhor conhecimento da qualidade de serviço verificada em Portugal Continental.

A qualidade de serviço individual registou, também, um pior desempenho. Isto foi visível, quer em termos do número de incumprimentos, quer dos montantes pagos em compensações, que foram superiores face aos de 2007.

O abaixamento dos níveis de qualidade de serviço, relativos à continuidade de serviço na rede de distribuição, resulta das interrupções causadas pelas condições atmosféricas.

Posteriormente, foi comparada a situação vivida em Portugal com a da Europa relativamente à continuidade de serviço.

Na comparação da qualidade de serviço entres países europeus verificou-se que a utilização de diferentes regras e definições por parte de diferentes países tornam difícil fazer uma comparação directa da continuidade de serviço em diversos países. Assim, a utilização de definições comuns para SAIDI e SAIFI para todos os países, bem como regras comuns para a aquisição de dados, cálculo, entre outros, iria certamente permitir melhores comparações da continuidade de serviços dos diferentes países.

Durante os últimos 10 anos, alguns países europeus têm demonstrado significativas melhorias na continuidade de serviço, acreditando-se que divulgação, através de um inventário, catálogos dos métodos/meios utilizados para conseguir essa melhoria seria informação valiosa para outros países. A aplicação destas melhorias nos restantes países pode resultar na próxima melhoria global da continuidade do fornecimento.

Relativamente a Portugal, ao longo dos últimos anos, a melhoria na continuidade de serviço é evidente nos resultados apresentados. Considerando as interrupções não planeadas e excluindo os incidentes classificados como casos fortuitos ou de força maior, registaram-se reduções para 1/3 no número e para 1/4 na duração, das interrupções que afectam anualmente os consumidores portugueses.

Historicamente, os valores de 2007 são os melhores de sempre, pois apesar da contínua evolução positiva, verificou-se em 2008, um ligeiro agravamento da qualidade de serviço técnica, relativa à continuidade de serviço.

As melhorias apresentadas derivam principalmente da atenção que o assunto passou a ter em Portugal. A publicação do Regulamento da Qualidade de Serviço e introdução no Regulamento Tarifário da ERSE, assim como o incentivo à melhoria da qualidade serviço na rede de distribuição em média tensão foram factores, que conjugados com o empenho dos operadores das redes de transporte e de distribuição num planeamento adequado dos investimentos e das acções de manutenção realizadas, permitiram atingir os resultados positivos apresentados.

Porém, os esforços efectuados para reduzir o número e a duração das interrupções em Portugal devem continuar de modo a manter a tendência de melhoria, visto que, apesar das melhorias evidentes, os valores actualmente alcançados ainda continuam a ser dos piores em comparação com os seus equivalentes europeus.

De futuro, com o objectivo de aumentar ainda mais a qualidade de serviço, pode ser implementado o encurtamento dos padrões de qualidade, obrigando os operadores das redes a reforçar o serviço prestado. Como se verificou, os padrões gerais foram largamente conseguidos, no entanto, o mesmo não se verificou nos padrões individuais. Assim se os padrões gerais forem mais restritos, os padrões individuais serão influenciados de forma positiva, conduzindo a uma qualidade de serviço superior.

A restrição dos padrões de qualidade levaria a investimentos nas redes e no sistema eléctrico. Uma análise sobre a aplicação de padrões mais reduzidos e sua viabilidade pelos custos que isso acarreta, seria um bom estudo ao contínuo melhoramento da qualidade de serviço.

Um desafio interessante no futuro, seria realizar em Portugal, um estudo semelhante aos estudos efectuados na Noruega, nos anos de 2000 [3, 39-41]. Estes tipos de estudos consistem na recolha de dados através da realização de inquéritos aos clientes, de modo a avaliar a sua satisfação com a qualidade do serviço fornecida pelo SEN. No entanto, requerem elevados meios para possibilitar a recolha de dados suficientes para permitir uma adequada análise dos inquéritos e uma preparação cuidadosa na formulação dos mesmos.

Anexo A

Casos fortuitos ou de força maior

Consideram-se casos fortuitos ou de força maior os indicados no n.º 4 do artigo 2.º do RQS e detalhados a seguir:

Vento de intensidade excepcional	Incidente causado por tempestade com vento de intensidade superior à máxima prevista, para efeitos de projecto das instalações das redes eléctricas, nos regulamentos de segurança respectivos;
Inundações imprevisíveis	Incidente causado por inundações de carácter imprevisível sobre as redes eléctricas, quer sejam de índole natural ou derivadas da ruptura de canalizações de fluidos de entidades externas aos operadores das redes de transporte e de distribuição;
Descarga atmosférica directa	Incidente causado por descarga atmosférica directa quando esta, comprovadamente, danificar material ou equipamento das instalações;
Incêndio	Incidente causado por incêndio cuja origem seja exterior à rede eléctrica;
Terramoto	Incidente causado por terramotos com acção directa sobre a rede eléctrica;
Greve geral	Situação em que o País se encontra paralisado

	por uma greve geral;
Alteração da ordem pública	Situação que contempla os casos em que a alteração de ordem pública, local ou nacional, afecta a actividade dos operadores das redes de transporte e de distribuição. Por exemplo: manifestação que afecte o acesso a instalações para a reposição do serviço;
Sabotagem	Incidente causado por um acto humano, voluntário e consciente, nas infra-estruturas da rede eléctrica, com vista a causar um incidente;
Malfeitoria	Incidente causado por vandalismo imputável a acções humanas voluntariamente danosas. Por exemplo: furto de equipamentos ou materiais das instalações;
Intervenção de terceiros	Incidente causado, designadamente, por: Escavações ou movimentações voluntárias de terras de qualquer tipo realizadas por terceiros que afectem directamente a rede; Embate de veículos sobre equipamentos das instalações da rede; Trabalhos da responsabilidade de entidades não contratadas pelos operadores das redes de transporte e de distribuição que afectem acidentalmente as instalações da rede; Queda de árvores sobre a rede no decurso de trabalhos de abate;
Outros casos fortuitos ou de força maior	Outras causas que reúnam simultaneamente condições de exterioridade, imprevisibilidade e irresistibilidade. Por exemplo: movimentos de terras na sequência de fenómenos naturais, acção de aves ou outros animais, etc.

Próprias

Consideram-se interrupções próprias todas as não caracterizadas anteriormente podendo estas causas ser desagregadas do seguinte modo:

Acção atmosférica	Inclui as interrupções devidas a fenómenos atmosféricos, designadamente descargas atmosféricas indirectas, chuva, inundação, neve, gelo, granizo, nevoeiro, vento ou poluição, desde que não sejam passíveis de ser classificadas como causas de força maior;
Acção ambiental	Inclui as interrupções provocadas, designadamente, por animais, arvoredo, movimentos de terras ou interferências de corpos estranhos, desde que não sejam passíveis de ser classificadas como causas de força maior;
Origem interna	Inclui, designadamente, erros de projecto ou de montagem, falhas ou uso inadequado de equipamentos ou de materiais, actividades de manutenção, obras próprias ou erro humano;
Razões de serviço	Realização de trabalhos inadiáveis sem o cumprimento do disposto no Regulamento de Relações Comerciais;
Desconhecidas	Interrupções com causa desconhecida;
Outras causas	Todas as que não estão incluídas nos pontos

Anexo B

Interrupções no serviço essencial de energia eléctrica na região oeste na véspera de natal

A EDP Distribuição não vai ser obrigada a pagar compensações automáticas às populações da região do Oeste, pela interrupção do fornecimento de electricidade na madrugada do passado dia 23 de Dezembro, nem vai ver agravados os seus indicadores de qualidade de serviço. Estas são as consequências a retirar do teor do relatório do Governo, pedido à Direcção-Geral de Energia (DGEG) pelo ministro da Economia, conhecido ontem à tarde, e antecipado pelo PÚBLICO na sua edição online.

"Caso fortuito e de força maior", concluiu a DGEG sobre o que se passou naquela madrugada. Com esta expressão, EDP Distribuição é ilibada no que se refere às responsabilidades sobre a interrupção de fornecimento nas vésperas de Natal. Ainda assim, a DGEG recomenda à EDP Distribuição que "analise as reclamações derivadas desta ocorrência, caso a caso, e pondere a atribuição de apoios e ajudas para as situações mais críticas criadas pela tempestade e interrupção de serviço".

A DGEG considera que o "acontecimento natural, imprevisto e incontrolável" foi a "causa directa e imédiata da danificação de elementos importantes da rede de distribuição" de electricidade na região, "não dimensionada de raiz para suportar impactos com esta severidade". Acrescenta uma explicação técnica: como os postes da rede de distribuição estão instalados a menos de 30 metros de altura em relação ao solo, devem resistir a uma pressão de 750 Pascals, correspondentes a uma velocidade instantânea de 126 km/h. O relatório baseia-se em informação do Instituto de Meteorologia e da REN, que refere velocidades verificadas e estimadas entre 140 e 220 km/h.

O temporal afectou 424 mil consumidores no Algarve e Oeste, sendo que foi nesta última região que se verificaram mais problemas: 350 mil consumidores sem electricidade, 726

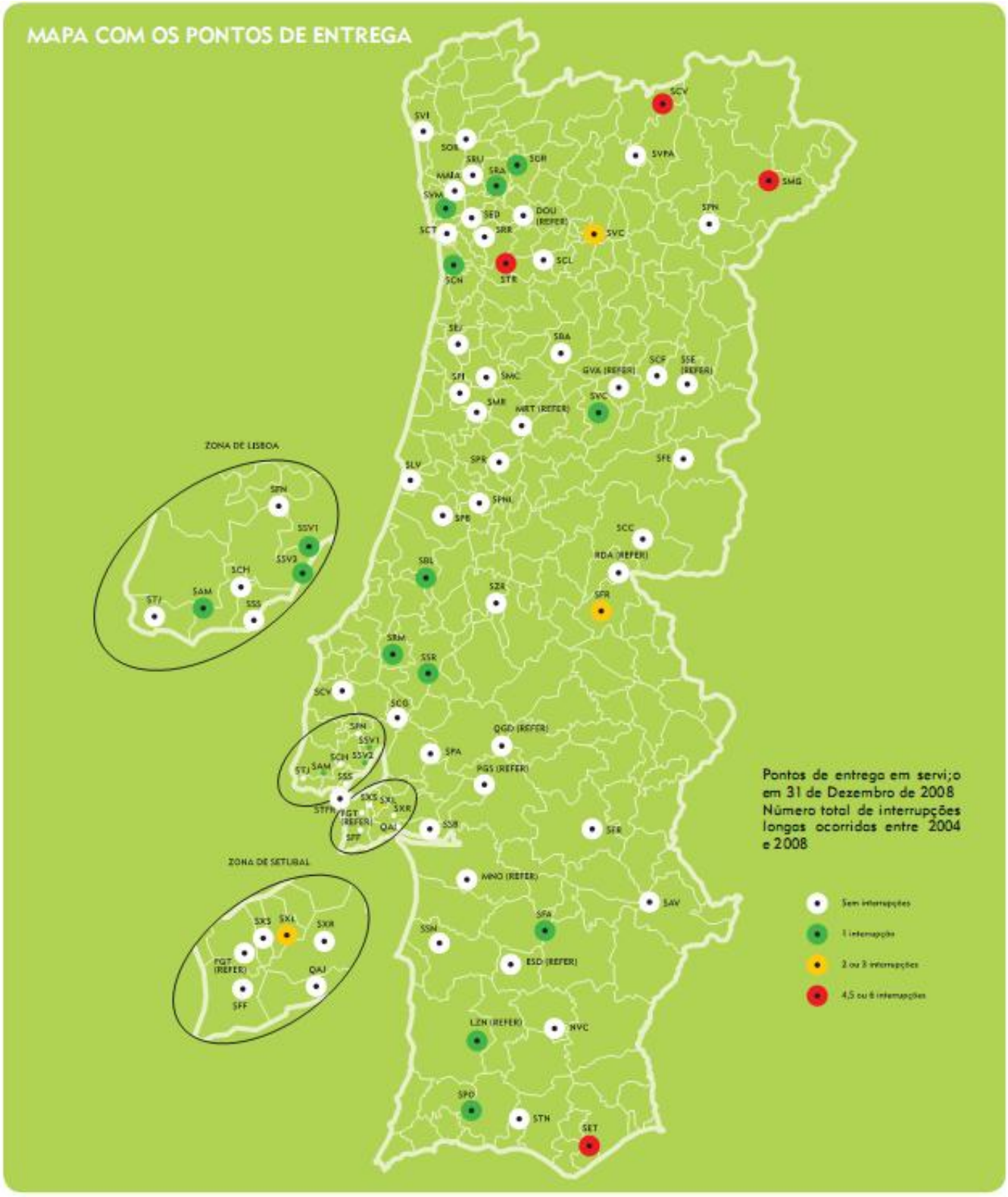
postes de alta, média e baixa tensão partidos e mais de 100 km de linhas e 20 postos de transformação danificados. A DGEG considera que os seis dias de reposição total do serviço foram uma "resposta adequada".

por: Lurdes Ferreira in "Público" - 12 Fevereiro 2010, sexta-feira

Anexo C

Pontos de Entrega da Rede de Transporte no ano de 2008

MAPA COM OS PONTOS DE ENTREGA



Anexo D

Siglas dos Pontos de Entrega da REN, em 2008

Código	Ponto de entrega	Tensão declarada (Uc)	Tensão (kV)	Código	Ponto de entrega	Tensão declarada (Uc)	Tensão (kV)
DOU	DOURO (REFER)	232	220	SFE	SUBESTAÇÃO DO FERRO	63	60
GVA	GOUVEIA (REFER)	234	220	SFF	SUBESTAÇÃO DE FERNÃO FERRO	62,7	60
MRT	MORTÁGUA (REFER)	231	220	SFN	SUBESTAÇÃO DE FANHÕES	63,5	60
SSE	SOBRAL DA SERRA (REFER)	233	220	SFR	SUBESTAÇÃO DA FALAGUEIRA	63	60
SXL	SIDERURGIA DO SEIXAL - LONGOS	231	220	SGR	SUBESTAÇÃO DE GUIMARÃES	64	60
ESD	ERMIDAS SADO (REFER)	159	150	SLV	SUBESTAÇÃO DE LAVOS	63	60
FGT	FOGUETEIRO (REFER)	156	150	SMC	SUBESTAÇÃO DE MOURISCA	64	60
LZN	LUZIANES (REFER)	156	150	SMG	SUBESTAÇÃO DO MOGADOURO	63	60
MAA	SIDERURGIA DA MAIA	156	150	SMR	SUBESTAÇÃO DE MOGOFORES	63	60
MNO	MONTE NOVO-PALMA (REFER)	158	150	SOR	SUBESTAÇÃO DE OLEIROS	64,2	60
NVC	NEVES CORVO (SOMINCOR)	156	150	SPA	SUBESTAÇÃO DE PORTO ALTO	64	60
PGS	PEGÕES (REFER)	157	150	SPB	SUBESTAÇÃO DE POMBAL	63	60
QAJ	QUINTA DO ANJO (AUTOEUROPA)	156	150	SPI	SUBESTAÇÃO DA PARAÍMO	63	60
QGD	QUINTA GRANDE (REFER)	156	150	SPN	SUBESTAÇÃO DO POCINHO	64,2	60
RDA	RODÃO (REFER)	159	150	SPNL	SUBESTAÇÃO DA PENELA	64	60
SXR	LUZOSIDER	154	150	SPO	SUBESTAÇÃO DA PORTIMÃO	63	60
SXS	SIDERURGIA DO SEIXAL - SERVIÇOS	156	150	SPR	SUBESTAÇÃO DE PEREIROS	64,2	60
SRU	SUBESTAÇÃO DE RUIVÃES	158	150	SRA	SUBESTAÇÃO DE RIBA D'AVE	64,2	60
SAM	SUBESTAÇÃO DE ALTO DE MIRA	62,9	60	SRM	SUBESTAÇÃO DE RIO MAIOR	63,5	60

Código	Ponto de entrega	Tensão declarada (Uc)	Tensão (kV)	Código	Ponto de entrega	Tensão declarada (Uc)	Tensão (kV)
SAV	SUBESTAÇÃO DO ALQUEVA	63	60	SRR	SUBESTAÇÃO DE RECAREI	64,2	60
SBA	SUBESTAÇÃO DA BODIOSA	63	60	SSB	SUBESTAÇÃO DE SETÚBAL	63	60
SBL	SUBESTAÇÃO DA BATALHA	63,5	60	SSN	SUBESTAÇÃO DE SINES	61,7	60
SCC	SUBESTAÇÃO DE CASTELO BRANCO	63	60	SSR	SUBESTAÇÃO DE SANTAREM	63	60
SCF	SUBESTAÇÃO DE CHAFARIZ	63	60	SSS	SUBESTAÇÃO DE SETE RIOS	62,4	60
SCG	SUBESTAÇÃO DO CARREGADO	64,2	60	SSV1	SUBESTAÇÃO DE SACAVÉM (30 kV)	31,4	30
SCH	SUBESTAÇÃO DE CARRICHE	62,4	60	SSV2	SUBESTAÇÃO DE SACAVÉM (60 kV)	63,8	60
SCL	SUBESTAÇÃO DE CARRAPATELO	64	60	STFR	SUBESTAÇÃO DE TRAFARIA	63	60
SCN	SUBESTAÇÃO DE CANELAS	64	60	STJ	SUBESTAÇÃO DE TRAJOUCE	62,8	60
SCT	SUBESTAÇÃO DE CUSTÓIAS	64,2	60	STN	SUBESTAÇÃO DE TUNES	63	60
SCV	SUBESTAÇÃO DE CHAVES	63,7	60	STR	SUBESTAÇÃO DO TORRÃO	64,2	60
SCVR	SUBESTAÇÃO DE CARVOEIRA	63,5	60	SVC	SUBESTAÇÃO DE VILA CHÃ	63	60
SED	SUBESTAÇÃO DE ERMESINDE	64,2	60	SVG	SUBESTAÇÃO DE VALDIGEM	64,2	60
SEJ	SUBESTAÇÃO DE ESTARREJA	63	60	SVI	SUBESTAÇÃO DE VILA FRIA	64	60
SER	SUBESTAÇÃO DE ÉVORA	63	60	SVM	SUBESTAÇÃO DE VERMOIM	64	60
SET	SUBESTAÇÃO DE ESTÓI	63,5	60	SVPA	SUBESTAÇÃO DE VILA POUCA DE AGUIAR	63	60
SFA	SUBESTAÇÃO DE F.DO ALENTEJO	63,3	60	SZR	SUBESTAÇÃO DO ZÊZERE	64	60

Anexo E

Interrupções nos Pontos de Entrega da Rede de Transporte e sua Duração no ano de 2008

Informação detalhada do número e da duração das interrupções registadas na Rede de Transporte.

Interrupções nos pontos de entrega ocorridas em 2008

Ponto de Entrega	Dia (dd/mm/aa)	Hora (hh/mm)	Equipamento	Causa		Interrup. Total / Parcial	Tempo de Interrup. 1 (min)	ENF 1 (MWh)
				Classif.	Descrição			
STR	2008-01-03	10:45	TR 2 220/60 STR	Próprias	Descargas atmosféricas	Total	4	6,9
SET	2008-02-24	14:56	LOQET1	Próprias	Descargas atmosféricas	Total	3,7	5,7
SRA	2008-03-03	15:32	B 2 N 60 SRA	Próprias	Sistemas de protecção	Parcial	3,7	12,1
SVM	2008-06-11	10:29	LVMPRELADA	Próprias	Outras causas conhecidas (sobrecargas, etc)	Parcial	2,7	1,7
SSV1	2008-06-25	20:47	REDE DIST S	Próprias	Sistemas de protecção	Parcial	10,1	0,1
SET	2008-07-11	10:51	B 1 150 SSN	Próprias	Erro humano - Manobras	Total	10,4	27,08
SSN	2008-07-11	10:51	B 1 150 SSN	Próprias	Erro humano - Manobras	Total	5,6	6,58
STN	2008-07-11	10:51	B 1 150 SSN	Próprias	Erro humano - Manobras	Total	1,1	2,5
NVC	2008-07-11	10:51	B 1 150 SSN	Próprias	Erro humano - Manobras	Total	1,1	1,6
LZN	2008-07-11	10:51	B 1 150 SSN	Próprias	Erro humano - Manobras	Total	9,6	0,2
SPO	2008-07-11	10:51	B 1 150 SSN	Próprias	Erro humano - Manobras	Total	10,4	12,8
SFR	2008-09-02	03:23	REDE DIST S	Próprias	Sistemas de protecção	Parcial	5,1	1,2
SMG	2008-09-21	21:43	LMGVR	Próprias	Descargas atmosféricas	Total	4,6	0,6
STR	2008-09-29	14:03	LTRENTREOSRIOS	Próprias	Outras causas desconhecidas	Parcial	3,2	2,1
STR	2008-10-17	09:53	REDE DIST N	Próprias	Sistemas de protecção	Total	6,8	10,6
SVM	2008-10-17	18:02	B 2 60 SVM	Próprias	Erro humano - Manobras	Total	8,3	38,4

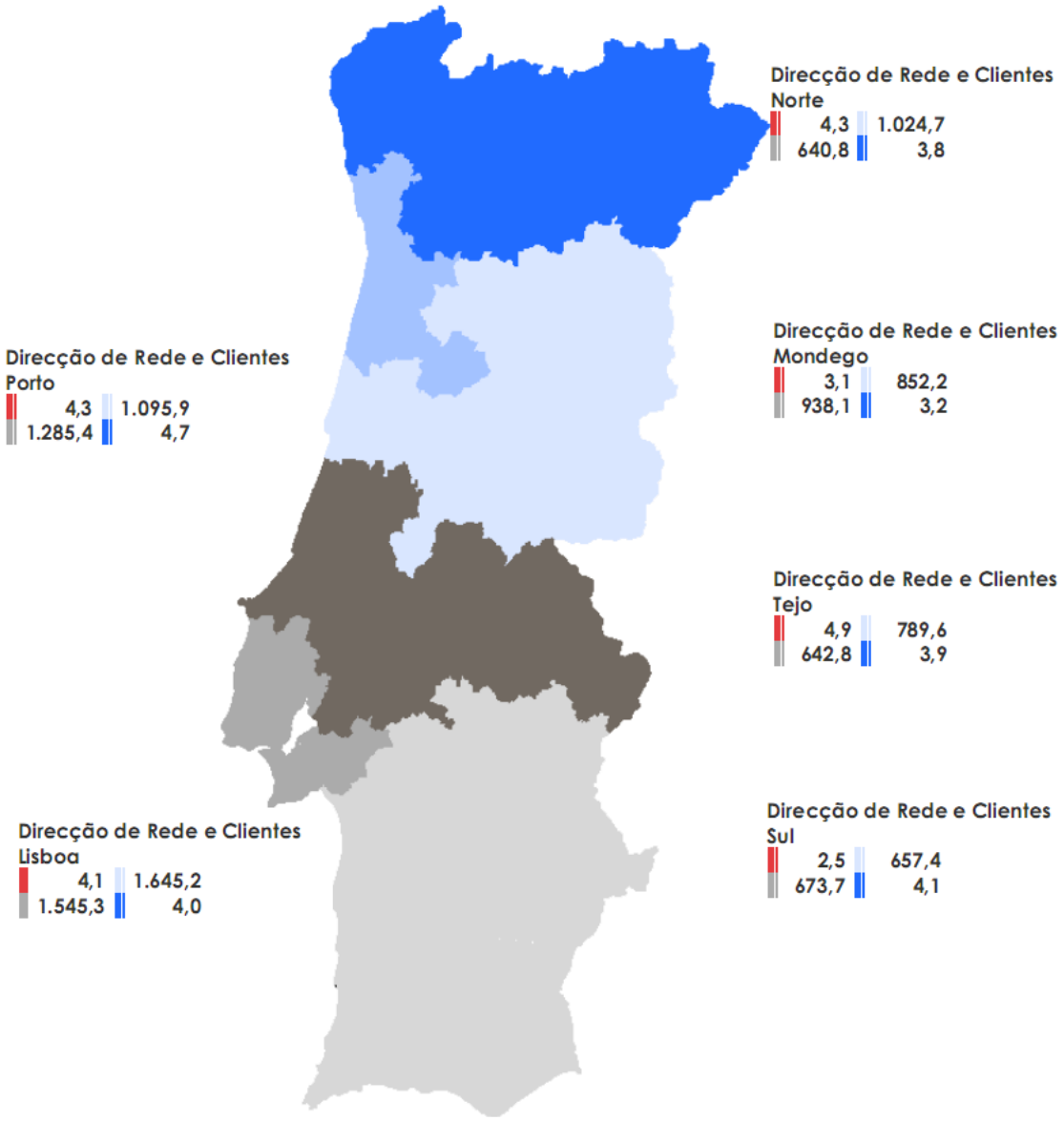
Nº de interrupções	Duração							
	1seg.<Ti =<3min.		3min. <Ti<10min.		Ti>=10min.		Totais	
	Próprias	F.F.M.	Próprias	F.F.M.	Próprias	F.F.M.	Próprias	F.F.M.
1998	45	a)	6	a)	11	a)	62	a)
1999	41	a)	5	a)	8	a)	54	a)
2000	9	a)	14	a)	29	a)	52	a)
2001	9	a)	10	a)	6	a)	25	a)
2002	5	a)	9	a)	3	a)	17	a)
2003	10	0	10	1	7	14	27	15
2004	5	0	9	0	1	0	15	0
2005	2	4	2	5	1	0	5	9
2006	13	2	6	7	2	18	21	27
2007	5	0	6	1	1	0	12	1
2008	3	0	10	0	3	0	16	0

F.F.M. – Fortuitas ou de força maior

a) - Não foram descriminadas.

Anexo F

Disposição das Direcções de Rede e Clientes da EDP Distribuição



Legenda:

- Milhares Clientes MAT/AT/MT
- Milhares Clientes BT
- MWh/Clientes MAT/AT/MT
- MWh/Clientes BT

Referências

[1] CEER Council of European Energy Regulators, "4th Benchmarking Report on Quality of Electricity Supply," Bruxelas, 10 Dezembro 2008. Available: http://qualite.cre.fr/media/documents/0812CEER4thBenchmarkingreportQualityofsupply.pdf, Maio 2010.

[2] Michael J. Sullivan; B. Noland Suddeth; Terry Vardell and Ali Vojdani, "Interruption Costs, Customer Satisfaction and Expectations for Service Reliability," *IEEE,* vol. 11, no. 2, pp. 989-995, 1996.

[3] K. Samdal; G. H. Kjolle; B. Singh e O. Kvitastein, "Interruption Costs and Consumer Valuation of Reliability of Service in a Liberalised Power Market," presented at the 9th International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems, Stockholm, 2006.

[4] Sandra Bums and George Gross, "Value of Service Reliability," *IEEE,* vol. 5, no. 3, pp. 825-834, 1990.

[5] Kristina Hamachi LaCommare; Joseph H. Eto, "Cost of power interruptions to electricity consumers in the United States (US)," 2005.

[6] Rui M.G. Castro. (2009, Fevereiro 2009). *Breve caracterização do Sistema Eléctrico Nacional*. Available: http://energia.ist.utl.pt/ruicastro/download/Caracterizacao_SEN_ed0.pdf, Fevereiro 2010.

[7] *Organização e funcionamento do Sistema Eléctrico Nacional,* Diário da República Decreto-Lei n.º 29/2006, 15 de Fevereiro de 2006.

[8] ERSE. *Actividades do Sector*. Available: http://www.erse.pt/pt/electricidade/actividadesdosector/Paginas/default.aspx, Abril 2010.

[9] REN, "Agentes do Sector Eléctrico,". Available: http://www.ren.pt/vPT/Electricidade/CadeiadeValor/Pages/electricidade_cadeia-valor.aspx, Abril 2010.

[10] REN. *Cadeia de valor*. Available: http://www.ren.pt/vPT/Electricidade/CadeiadeValor/Pages/electricidade_cadeia-valor.aspx, Abril 2010.

[11] ERSE. *Produção*. Available: http://www.erse.pt/pt/electricidade/actividadesdosector/producao/Paginas/default.aspx, Abril 2010.

[12] ERSE. *Transporte*. Available: http://www.erse.pt/pt/electricidade/actividadesdosector/transporte/Paginas/default.aspx, Abril 2010.

[13] ERSE, "Regulamento de Operação das Redes," 2007, Available: http://www.erse.pt/pt/electricidade/regulamentos/operacaodasredes/Documents/Regulamento%20de%20Opera%C3%A7%C3%A3o%20das%20Redes.pdf, Maio 2010.

[14] ERSE. *Regulamento da Rede de Distribuição* Available: http://www.erse.pt/pt/electricidade/regulamentos/rededistribuicao/Paginas/default.aspx, Maio 2010.

[15] EDP. *Sistema Eléctrico Português*. Available: http://www.edp.pt/pt/aedp/sectordeenergia/sistemaelectricoportugues/Pages/SistElectNacional.aspx, Abril 2010.

[16] REN. *Sistema Eléctrico Nacional*. Available: http://www.ren.pt/vPT/Electricidade/SistemaElectricoNacional/Pages/electricidade_sistema-electrico-nacional.aspx, Abril 2010.

[17] ERSE. *Comercialização* Available: http://www.erse.pt/pt/electricidade/actividadesdosector/comercializacao/Paginas/default.aspx, Abril 2010.

[18] ERSE. *Mercado Diário*. Available: http://www.erse.pt/pt/supervisaodemercados/mercadodeelectricidade/mercadodiario/Paginas/default.aspx, Abril 2010.

[19] EDP, "Organização do mercado," 2006, Available: http://www.edpsu.pt/pt/CUR/Pages/organizacaoDoMercado.aspx, Abril 2010.

[20] ERSE. *Zonas Geográficas de Qualidade de Serviço*. Available: http://www.erse.pt/pt/electricidade/qualidadedeservico/qualidadedeservicotecnica/Paginas/ZonasGeograficasdeQualidadedeServico.aspx, Abril 2010.

[21] *Regulamento da Qualidade de Serviço,* Diário da República Despacho n.º 5255/2006, 8 de Março 2006.

[22] ERSE. *Qualidade da onda de tensão*. Available: http://www.erse.pt/pt/electricidade/qualidadedeservico/qualidadedeservicotecnica/Paginas/Qualidadedaondadetensao.aspx, Abril 2010.

[23] D. Humberto Jorge. (2005 - 2006, *As obrigações dos distribuidores e comercializadores no abastecimento energético aos seus clientes*. Available: http://lge.deec.uc.pt/ensino/QE/Docs/IIR_Total_Energy_Hjorge.doc

[24] Pedro Rocha e Fernando Pimenta, "Perturbações em sistemas de energia," FEUP, Available: http://paginas.fe.up.pt/~jpl/textos/FEUP.pdf, Abril 2010.

[25] Humberto Jorge, "Qualidade de Energia," in *Regulamentação e Normalização*, ed. MEEC - Qualidade de Energia, Available: http://lge.deec.uc.pt/ensino/QE/Docs/QE_Regulamentacao.ppt, Abril 2010.

[26] ERSE. *Qualidade de Serviço Comercial* Available: http://www.erse.pt/pt/electricidade/qualidadedeservico/qualidadedeservicocomercial/Paginas/default.aspx, Maio 2010.

[27] Fernando Jorge dos Santos Barra Oliveira; Hélder Luís Ribeiro da Torre; Jorge Manuel Simões de Almeida, "Qualidade da Energia," in *Gestão de Energia Eléctrica*, ed. Trabalho Realizado no Âmbito da disciplina de Gestão de Energia Eléctrica: Universidade de Coimbra, Faculdade de Ciências e Tecnologia, 2004.

[28] Instituto Nacional de Estatística. (2008), *Índice de preços no consumidor*. Available: http://www.ine.pt/xportal/xmain?xpid=INE&xpgid=ine_indicadores&indOcorrCod=0003862&contexto=bd&selTab=tab2, Maio 2010

[29] EDP, "Relatório de Qualidade de Serviço 2008," Availabla: http://www.edpdistribuicao.pt/pt/qualidade/Relatrios%20de%20Qualidade%20de%20Servio/RelatoriodeQualidadedeServico2008_edpd.pdf, Maio 2010.

[30] *Regulamento de Relações Comerciais do Sector Eléctrico* 2008, ERSE, Available: http://www.mercado.ren.pt/DocReg/BibRegula/RRC_SE_Agosto2008.pdf, Maio 2010.

[31] Portal Empresa. (Abril 2010). *Interrupção de fornecimento de energia eléctrica*. Available: http://www.portaldocidadao.pt/NR/rdonlyres/9D58D123-4645-4199-9502-EA2F2F5C656F/0/ficha_InterrupForneci_Inf.doc, Maio 2010.

[32] Cláudio Monteiro, "Qualidade de serviço em redes de distribuição," Distribuição de Energia II, FEUP, Available: http://paginas.fe.up.pt/~cdm/DE2/DE2_A7.pdf, Abril 2010.

[33] ERSE. *Relatório da Qualidade de Serviço (normas)*. Available: http://www.erse.pt/pt/electricidade/qualidadedeservico/relatoriodaqualidadedeservico/Paginas/default.aspx, Maio 2010.

[34] REN, "Relatório de Qualidade de Serviço 2008," REN, Available: http://www.centrodeinformacao.ren.pt/PT/publicacoes/Paginas/RelQualidadeServico.aspx, Maio 2010.

[35] ERSE, "Relatório da Qualidade de Serviço do Sector Eléctrico 2008," ERSE, vailable: http://www.erse.pt/pt/electricidade/qualidadedeservico/relatoriodaqualidadedeservico/Documents/RQS%202008%20.pdf, Maio 2010.

[36] ERSE, "Relatório da Qualidade de Serviço do Sector Eléctrico 2008 - Anexo: Análise da Informação," Available: http://www.erse.pt/pt/electricidade/qualidadedeservico/relatoriodaqualidadedeservico/Documents/RQS%20ERSE%202008%20Anexo-An%C3%A1lise%20de%20Informa%C3%A7%C3%A3o.pdf, Maio 2010.

[37] *Escala logarítmica*. Available: http://pt.wikipedia.org/wiki/Escala_logar%C3%ADtmica, Junho 2010.

[38] *Distintos tipos de gráficos. Escalas logarítmicas*. Available: http://termodinamica.us.es/tecnicas/como/node20.html, Junho 2010.

[39] Gerd H. Kjølle; Knut Samdal; Balbir Singh and Olav A. Kvitastein, "Customer Costs Related to Interruptions and Voltage Problems: Methodology and Results," presented at the IEEE Transactions On Power Systems, Atlanta, 2008.

[40] T. Langset; F. Trengereid; K. Samdal; J. Heggset, "Quality Dependent Revenue Caps - A Model for Quality of Supply Regulation," *SINTEF Energy Research*.

[41] Gerd Kjolle; Knut Samdal; Karstein Brekke, "Incorporating Short Interruptions and Time Dependency of Interruption Costs in Continuity of Supply Regulation," presented at the 20th International Conference on Electricity Distribution, Prague, June 2009.