

Relatório da Qualidade de Serviço 2013



distribuição

Grupo EDP
EDP Distribuição
Maio 2014

EDP Distribuição – Energia, S.A.
Rua Camilo Castelo Branco, 43
1050-044 LISBOA
www.edpdistribuicao.pt

Este relatório foi escrito ao abrigo do novo Acordo Ortográfico



ÍNDICE

ÍNDICE.....	i
SIGLAS E ACRÓNIMOS	v
1. INTRODUÇÃO	1
2. CARACTERIZAÇÃO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO.....	3
2.1. Ativos de rede	3
2.2. Utilizadores das redes e entregas de energia a clientes finais	4
3. GRAU DE SATISFAÇÃO DOS CLIENTES	6
3.1 Clientes empresariais.....	6
3.1.1 Metodologia utilizada	6
3.1.2 Principais conclusões	6
3.1.3 Satisfação com o fornecimento de energia elétrica	7
3.1.4 Satisfação com os atributos ligados ao fornecimento de energia.....	8
3.1.5 Satisfação com o atendimento prestado aos clientes	10
3.1.6 Satisfação global com a EDP Distribuição	11
3.1.7 Principais dúvidas/ problemas dos clientes.....	12
3.2 Clientes residenciais.....	13
3.2.1 Metodologia utilizada	13
3.2.2 Indicadores globais de satisfação	14
3.2.3 Satisfação com os atributos relativos à relação da Empresa com os clientes	15
3.2.4 Satisfação com os atributos do fornecimento de energia elétrica.....	16
3.2.5 Satisfação com os atributos relativos ao atendimento prestado aos clientes	17



3.2.6 Avaliação dos diferentes canais de contacto.....	18
4. QUALIDADE DE SERVIÇO DE ÂMBITO COMERCIAL	20
4.1. Balanço da aplicação do Regulamento da Qualidade de Serviço	20
4.2. Relacionamento com os utilizadores das redes.....	20
4.3. Indicadores de qualidade do relacionamento comercial	20
4.3.1. Indicadores gerais de qualidade de serviço.....	21
4.3.2. Indicadores Individuais	26
4.4. Clientes com necessidades especiais.....	29
4.5. Clientes prioritários.....	30
4.6. Ações mais relevantes para melhoria da qualidade de serviço de âmbito comercial	30
5. QUALIDADE DE SERVIÇO DE ÂMBITO TÉCNICO	32
5.1. Eventos de caráter excepcional	33
5.2. Rede AT	40
5.2.1. Interrupções na rede AT	40
5.2.2. Interrupções relevantes na rede AT	43
5.2.3. Conclusões	43
5.3. Rede MT	43
5.3.1. Interrupções na Rede MT	44
5.3.2. Indicadores MT	47
5.3.2.1 Evolução dos indicadores MT	49
5.3.2.2 Evolução dos indicadores MT por zonas A, B e C	52
5.3.2.3 Evolução dos indicadores MT por Direção de Rede e Clientes e distritos .	54
5.3.3. Conclusões	62
5.4. Rede BT	63
5.4.1. Interrupções na rede BT	63
5.4.2. Indicadores BT	65



5.4.2.1 Evolução dos indicadores BT	65
5.4.2.2 Evolução dos indicadores BT por zonas A, B e C	66
5.4.2.3 Evolução dos indicadores BT por Direção de Rede e Clientes e distritos...	66
5.4.3. Conclusões	70
5.5. Cumprimento do RQS	71
5.5.1. Qualidade geral MT	71
5.5.2. Qualidade geral BT.....	72
5.6. Compensações por incumprimento dos padrões individuais de continuidade de serviço	72
5.7. Qualidade da Energia Elétrica	74
5.7.1. Definição e critérios das ações de monitorização da Qualidade da Energia Elétrica	74
5.7.2. Medições da QEE em 2013	75
5.7.3 Monitorizações da QEE de periodicidade trimestral.....	77
5.7.3.1 Não Conformidades em barramentos MT.....	77
5.7.3.2. Cavas de tensão em barramentos MT.....	78
5.7.3.3. Não Conformidades em postos de transformação.....	78
5.7.3.4. Cavas de tensão em postos de transformação.....	79
5.7.3.5 Evolução de alguns indicadores da QEE no período de 2010-2013	79
5.7.4 Monitorizações da QEE em modo permanente	80
5.7.4.1 Breve apreciação das ações de monitorização da QEE – Modo permanente	81
5.7.4.2 Cavas de tensão em barramentos MT	81
5.7.5. Ações de correção e mitigação das não conformidades detetadas	81
5.7.6. Acompanhamento e apoio técnico a clientes com exigências acrescidas de QEE.....	83



5.8. Ações mais relevantes para a melhoria da qualidade de serviço de âmbito técnico	84
6. AUDITORIAS.....	87
Anexos.....	88
Anexo 1 – Indicadores gerais de continuidade do serviço	
Anexo 2 – Direções de Rede e Clientes	
Anexo 3 – Definições e Siglas	



SIGLAS E ACRÓNIMOS

No presente documento são utilizadas as seguintes siglas e acrónimos:

AT – Alta Tensão;

BT – Baixa Tensão;

BTE - Baixa Tensão Especial;

BTN – Baixa Tensão Normal;

DRC – Direção de Rede e Clientes;

CFFM – Casos Fortuitos ou de Força Maior;

END – Energia não Distribuída;

IPMA – Instituto Português do Mar e da Atmosfera;

MT – Média Tensão;

ORD – Operador da Rede de Distribuição;

PT – Posto de Transformação;

PTC – PT propriedade de um cliente;

PTD – PT propriedade do ORD;

QEE – Qualidade de Energia Elétrica;

QS – Qualidade de Serviço;

RQS – Regulamento da Qualidade de Serviço;

SAIDI – Duração média das interrupções longas no sistema;

SAIFI – Frequência média das interrupções longas no sistema;

SEN – Sistema Elétrico Nacional;

TIEPI - Tempo de interrupção equivalente da potência instalada;

ZQS – Zona de Qualidade de Serviço (A, B ou C).



distribuição



1. INTRODUÇÃO

Neste relatório caracteriza-se a qualidade de serviço da EDP Distribuição nas vertentes comercial e técnica, nos termos do estabelecido no Regulamento da Qualidade de Serviço (RQS) do Sistema Elétrico Nacional (SEN) publicado em 2006 e que vigorou ainda no ano de 2013.

De referir que, em 2013, ocorreu o processo de revisão do quadro regulamentar relativo à qualidade de serviço aplicável aos vários intervenientes do SEN, tendo sido publicado, em 29 de novembro, um novo regulamento.

Em 2013, são de registar os níveis de qualidade alcançados nos serviços prestados aos utilizadores das redes de distribuição de energia elétrica, o que se traduz nos valores registados para os indicadores gerais de qualidade de serviço comercial que continuaram a exceder os padrões fixados regulamentarmente.

Salientam-se em 2013 as condições atmosféricas extremamente adversas, registadas nos meses de janeiro e de dezembro, que influenciaram negativamente a evolução de alguns dos principais indicadores finais da qualidade

de serviço das redes elétricas da EDP Distribuição.

Contudo, a tendência de melhoria verificada quando se comparam os indicadores relativos ao período compreendido entre fevereiro de 2013 e novembro de 2013, com igual período de 2012, permite afirmar que, globalmente, se manteve a tendência de melhoria esboçada nos últimos anos.

Esta tendência, todavia, foi alterada durante os meses marcados pelas referidas situações de forte perturbação meteorológica, em que ocorreram intempéries extraordinariamente violentas.

Daí que os resultados de 2013 se possam considerar tanto mais relevantes quanto se tenha em consideração as circunstâncias em que os mesmos foram alcançados, na realidade, num período em que a rede, na sua globalidade, esteve sob solicitação particularmente intensa.

Em 2013, a Qualidade de Serviço Técnica, medida pelo indicador Tempo de Interrupção Equivalente da Potência Instalada da Rede de Média Tensão (TIEPI



MT), registou o valor de 70 minutos. Este valor representa um acréscimo de cerca de 21 % relativamente ao registado em 2012 (58 minutos).

No valor do TIEPI MT referido não está incluída a parcela resultante do impacto direto das condições atmosféricas extraordinariamente anómalas ocorridas em Portugal Continental, caracterizadas por violentas rajadas de vento que chegaram a atingir intensidades superiores a 150 km/h, acompanhadas de chuvas intensas e fortes trovoadas, conforme registos do Instituto Português do Mar e da Atmosfera (IPMA).

O valor do TIEPI MT, por efeito direto destes fenómenos foi de 114,76 minutos, em janeiro (Tempestade Gong) e de 13,51 minutos em dezembro, num total de 128,27 minutos.

Durante o ano de 2013, a EDP Distribuição prosseguiu com a recolha de dados no âmbito da monitorização da Qualidade da Energia Elétrica (QEE) em conformidade com o disposto no RQS. Os resultados obtidos permitem concluir que a EDP Distribuição continua a garantir elevados padrões no fornecimento de energia.

À semelhança de anos anteriores foi realizada uma caracterização da satisfação dos utilizadores das redes em termos do serviço prestado pela EDP Distribuição e da qualidade da energia elétrica fornecida pelas suas redes.

Verificou-se, igualmente, um incremento do nível de telecomando e de automação da rede de média tensão, que envolveu a instalação de cerca de 670 novos pontos de telecomando.

Em 2013, foi realizada uma auditoria, por uma entidade independente, aos sistemas e procedimentos de recolha e registo da informação sobre qualidade de serviço, bem como às metodologias e critérios utilizados no cálculo dos indicadores de qualidade de serviço.

No decurso do ano continuou a ocorrer um número elevado de ações de furto de cobre na rede de distribuição, fundamentalmente ao nível da rede de baixa tensão, o que esteve na origem de várias interrupções do fornecimento de energia elétrica e implicou a necessidade da reposição dos ativos furtados ou danificados por parte do Operador da Rede de Distribuição (ORD).



2. CARACTERIZAÇÃO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO

2.1. Ativos de rede

Em 31 de dezembro de 2013, as instalações e os equipamentos em serviço,

na rede da EDP Distribuição, eram os indicados na Tabela 2.1.

	2012	2013
Subestações (¹)		
Nº de subestações	414	411
Nº de transformadores	726	719
Potência instalada (MVA)	17 047	17 094
Linhas (incluindo ramais, em km)	83 319	83 542
Aéreas	66 777	66 974
AT (60/132 kV)	8 625	8 779
MT (6/10/15/30 kV)	58 152	58 195
Cabos subterrâneos	16 542	16 568
AT (60/132 kV)	515	524
MT (6/10/15/30 kV)	16 027	16 044
Postos de Transformação		
Unidades	65 151	66 023
Potência instalada (MVA)	19 610	19 833
Redes BT (km)	140 415	141 324
Aéreas	107 516	108 197
Subterrâneas	32 899	33 127

Tabela 2.1 – Ativos de rede da EDP Distribuição

(1) Inclui subestações MT/MT

No final do ano de 2013 a potência instalada nas 411 subestações existentes era de 17 094 MVA, o que corresponde a um crescimento da potência instalada de 0,3% em relação ao ano de 2012. Os postos

de transformação de distribuição eram no final do ano 66 023 com uma potência instalada de 19 833 MVA, correspondendo a um crescimento de 1,1% da potência.

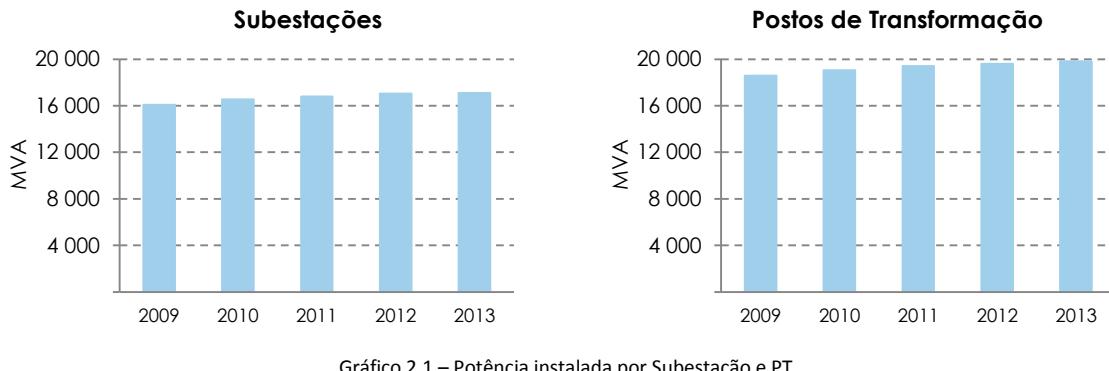


Gráfico 2.1 – Potência instalada por Subestação e PT

A rede AT tinha, no final de 2013, uma extensão de 9 303 km, sendo 8 779 km de rede aérea (94%). Quanto às redes MT e BT estavam em exploração, respetivamente, 74 239 km e 141 324 km

de rede, sendo que o peso da rede aérea no total da rede MT era de 78%, enquanto no caso da rede BT, a rede aérea representava 77%.

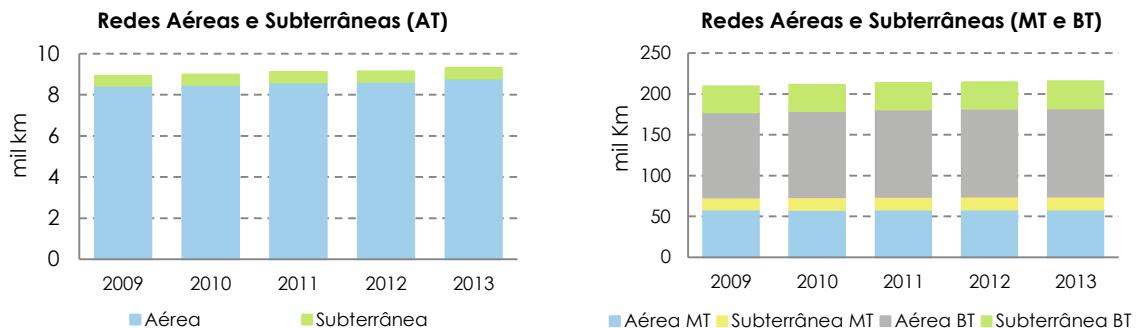


Gráfico 2.2 – Redes áreas e subterrâneas, por nível de tensão (mil km)

Em termos gerais verifica-se um crescimento global de 0,5% da rede relativamente a 2012.

Foi na rede AT que se verificou o maior aumento no comprimento da rede (cerca de 1,8%), tendo a rede MT registado um crescimento de 0,1% e a rede BT verificado um aumento de 0,6%.

2.2. Utilizadores das redes e entregas de energia a clientes finais

Em 31 de dezembro, a EDP Distribuição tinha cerca de 6,08 milhões de utilizadores das suas redes. Os consumidores de BT representavam 99,6% do número total de consumidores de eletricidade e pouco menos de metade do total da energia entregue pelas redes de distribuição a clientes finais.

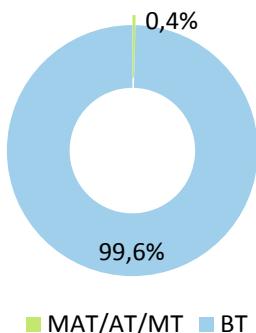


Gráfico 2.3 – Número de utilizadores de rede

No início do ano, o ORD estava organizado, em termos territoriais, em seis Direções de Rede e Clientes (Norte, Porto, Mondego, Tejo, Lisboa, Sul) e 22 Áreas de Operacionais. Em anexo (Anexo 2) apresenta-se a distribuição do número de clientes (mercado livre e mercado regulado) e respetivos consumos anuais por cliente final (“BT” e “Outros Níveis de Tensão”) em cada Direção de Rede e Clientes (DRC).

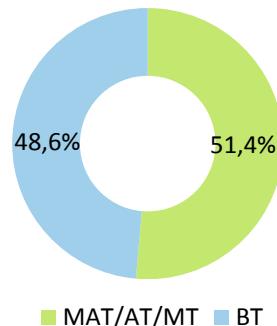


Gráfico 2.4 – Energia entregue

O RQS estabelece para Portugal continental três tipos de zonas geográficas (zonas A, B, C) às quais estão associados diferentes padrões de Qualidade de Serviço. O Artigo 8.º do referido Regulamento caracteriza as zonas, em função do número de clientes existente nas diversas localidades¹. Da totalidade dos utilizadores da rede, 22% encontram-se em zonas de qualidade de serviço A.

¹

Zona A: capitais de distrito e localidades com mais de 25 mil clientes;
Zona B: localidades com um número de clientes compreendido entre 2,5 e 25 mil;
Zona C: restantes localidades.



3. GRAU DE SATISFAÇÃO DOS CLIENTES

Em 2013, a EDP Distribuição continuou a monitorizar o grau de satisfação dos seus clientes com o objetivo de analisar a evolução da satisfação com a qualidade da energia elétrica e com o serviço prestado.

3.1 Clientes empresariais

3.1.1 Metodologia utilizada

O estudo de satisfação de clientes empresariais (MAT, AT, MT e BTE) foi realizado pela empresa de estudos de mercado Marktest com recurso a um questionário estruturado, enviado por correio eletrónico a uma amostra representativa do universo de clientes empresariais da EDP Distribuição (foram excluídos da análise os clientes com contratos referentes a instalações do Grupo EDP). A recolha da informação foi realizada via Internet através de um software da exclusiva responsabilidade da Marktest. Foram feitas 930 entrevistas correspondendo a uma amostra aleatória definida por quotas, proporcional ao universo em termos da variável nível de tensão (MAT, AT, MT e BTE). Para um intervalo de confiança de 95%, os

resultados foram projetados para o universo com um erro amostral em torno da média de $\pm 3,5\%$. Foi realizado um controlo de qualidade, tendo sido validada a consistência das respostas durante o processo de recolha de informação, uma vez que o *software* utilizado permitiu de imediato uma validação lógica.

Na análise foi feita uma estratificação dos clientes por nível de tensão e região (por zona de atuação das Direções de Rede e Clientes da EDP Distribuição).

3.1.2 Principais conclusões

Os valores dos macroindicadores de satisfação deste segmento de clientes empresariais da EDP Distribuição melhoraram face aos valores verificados no ano de 2012² – “Satisfação Global” 6,17 em 2013 face a 5,96 pontos em 2012, “Fornecimento de energia elétrica” atinge 6,12 em 2013 face a 6,05 em 2012 e

² Foi introduzida uma alteração nas escalas de avaliação por forma a ser possível estabelecer comparações com inquéritos de anos anteriores. Assim, a anterior escala de 1 a 10 (usada em 2009 e 2010) foi alterada para uma escala de 0 a 10.

“Atendimento” com 6,10 pontos em 2013 face a 6,06 em 2012.

Os clientes do segmento MAT/AT foram os mais satisfeitos. Em termos regionais, verifica-se que os clientes mais satisfeitos foram os das DRC Lisboa, Porto e Norte.

A “Informação disponibilizada na Internet”, a “Facilidade em contactar a

empresa” e a “Continuidade no fornecimento de energia” foram os atributos que reuniram maior satisfação.

3.1.3 Satisfação com o fornecimento de energia elétrica

A satisfação dos clientes empresariais com o fornecimento de energia elétrica manteve o bom resultado de 2012, com um nível médio de satisfação de 6,1 pontos.

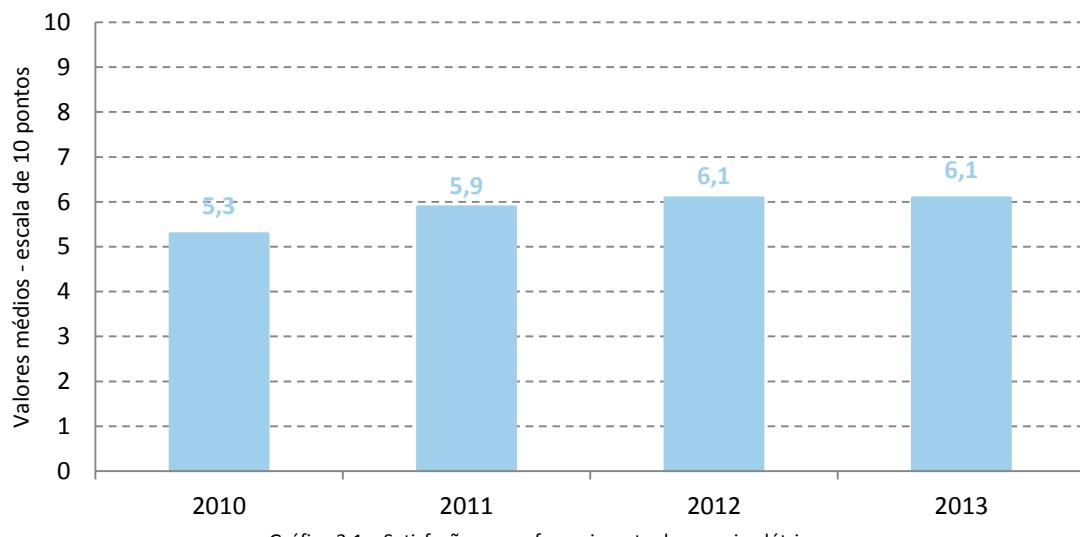


Gráfico 3.1 – Satisfação com o fornecimento de energia elétrica

Numa análise segmentada por nível de tensão, verifica-se que os clientes MAT/AT são os mais satisfeitos com o fornecimento de energia elétrica, embora a

sua satisfação tenha baixado de 7,9 em 2012 para 7,2 pontos em 2013. O nível de satisfação dos clientes BTE aumentou de 5,8 para 6,1 pontos, numa escala de 0 a 10.

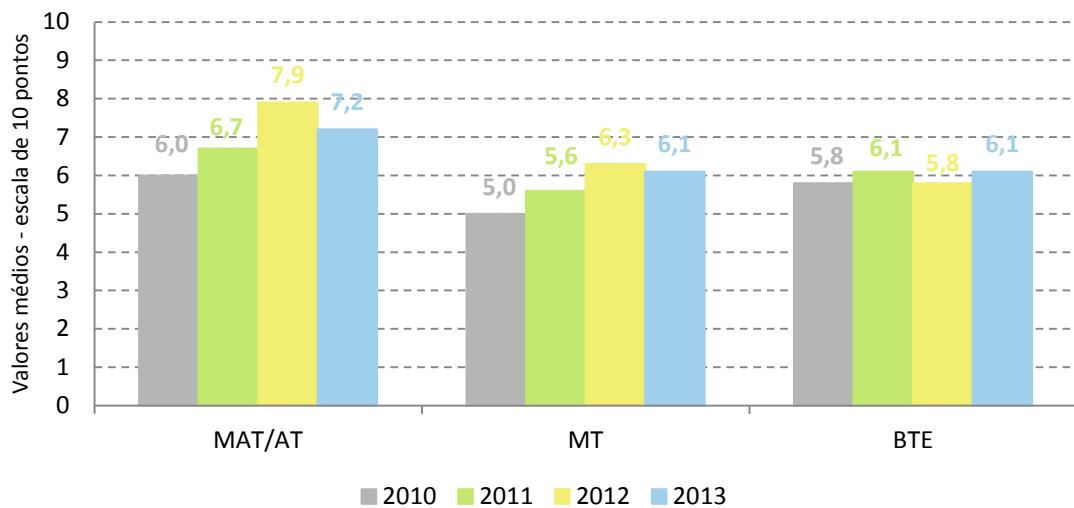


Gráfico 3.2 – Satisfação com o fornecimento de energia elétrica, segmentação por nível de tensão

Em termos de segmentação regional dos resultados obtidos, regista-se que os clientes das DRC Porto e Lisboa apresentaram níveis de satisfação mais

elevados sendo importante referir que em 2013 a satisfação aumentou também na DRC Sul.

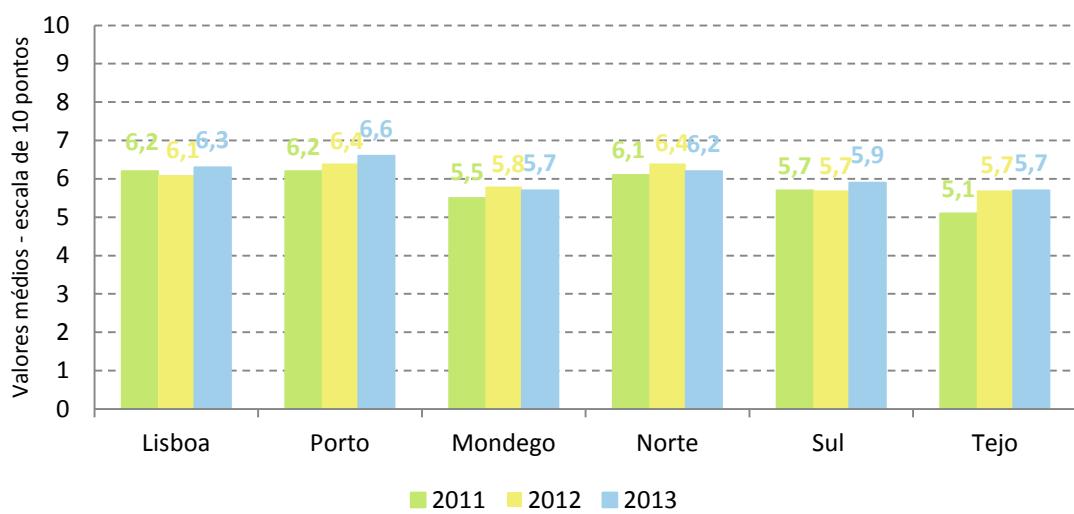


Gráfico 3.3 – Satisfação com o fornecimento de energia elétrica, segmentação por DRC

3.1.4 Satisfação com os atributos ligados ao fornecimento de energia

“Facilidade em contactar a empresa”, “Informação disponibilizada no sítio da EDP Distribuição”, “Continuidade no fornecimento” estão entre os atributos

com maior impacto na Satisfação com o fornecimento de energia elétrica e foram os atributos melhor avaliados pelos clientes. O “Tempo para atribuição de ligação/expansão/religação” e a “Informação prestada durante as

interrupções” foram os indicadores que registaram avaliações menos favoráveis.

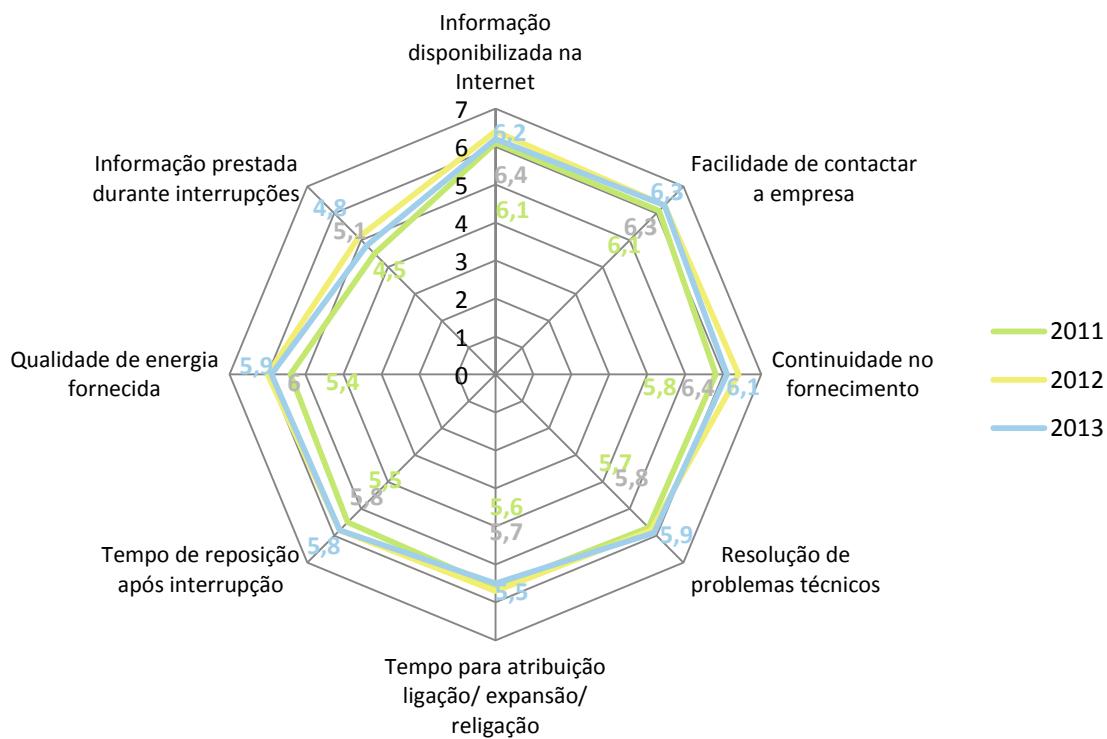


Gráfico 3.4 – Satisfação com os atributos relativos ao fornecimento de energia elétrica (escala de 0 a 10 pontos)

Numa análise segmentada dos clientes por nível de tensão, regista-se que os clientes MAT/AT foram os mais satisfeitos.

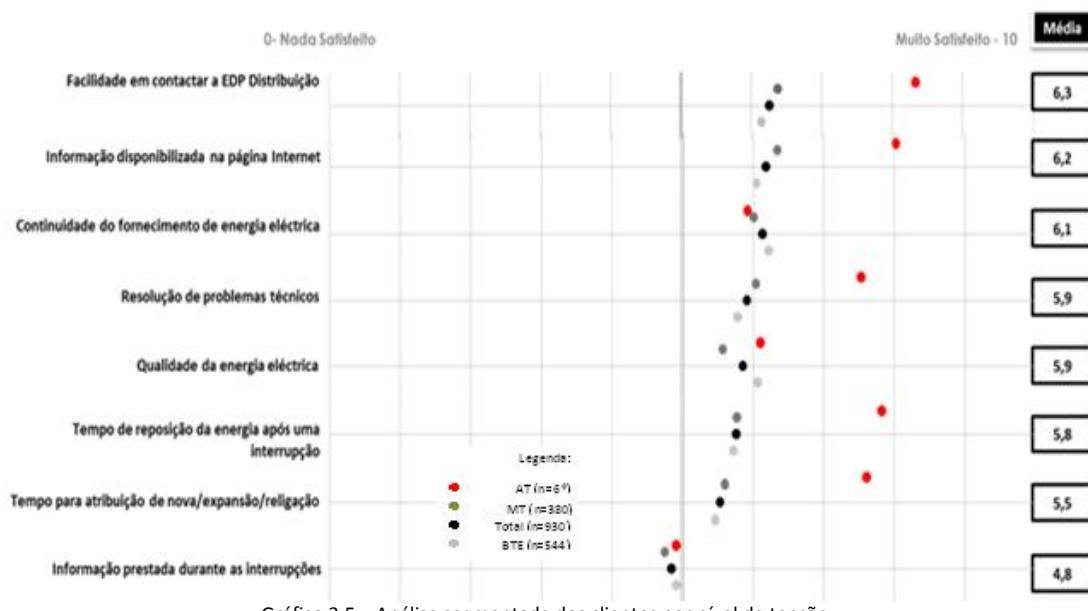


Gráfico 3.5 – Análise segmentada dos clientes por nível de tensão

3.1.5 Satisfação com o atendimento prestado aos clientes

pela EDP Distribuição, situando-se o nível médio de satisfação acima dos 6 pontos.

Em 2013 manteve-se o nível de satisfação com o atendimento prestado

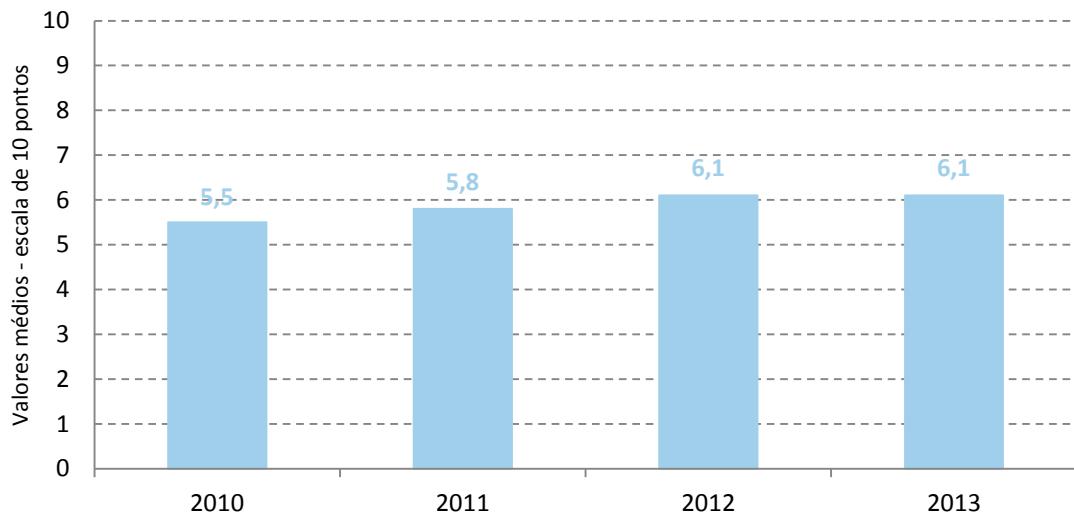


Gráfico 3.6 – Satisfação com Atendimento

Numa análise por nível de tensão, verificou-se um aumento do nível médio de satisfação no segmento BTE e uma estabilização nos segmentos MAT/AT e MT.

Os clientes MAT/AT continuaram a ser os mais satisfeitos, também ao nível do atendimento (7,7 pontos).

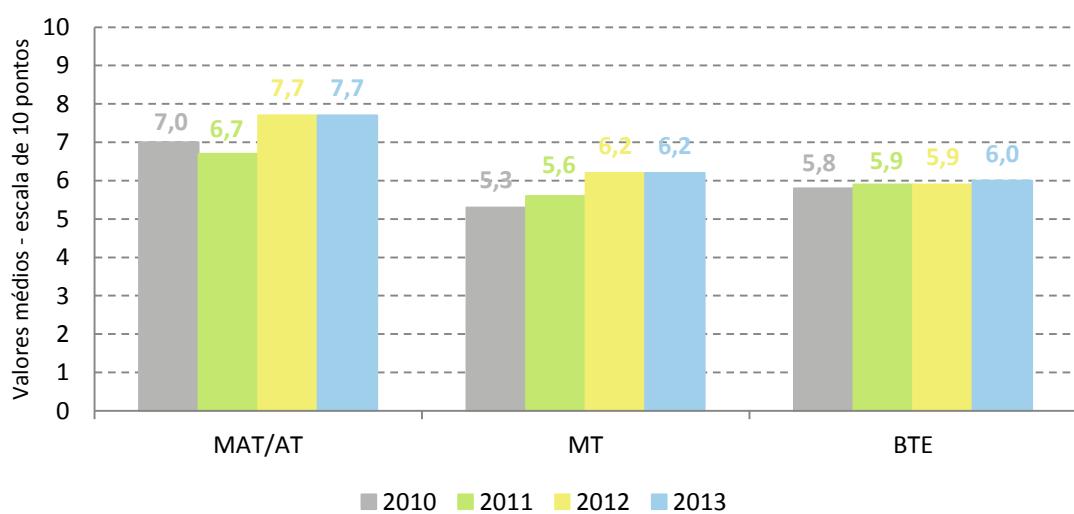


Gráfico 3.7 – Satisfação com o Atendimento, segmentação por nível de tensão

Em termos regionais, os clientes das DRC Porto, Lisboa e Norte foram, em

2013, os mais satisfeitos com o atendimento prestado pela EDP

Distribuição. Os clientes da DRC Mondego

são os menos satisfeitos.

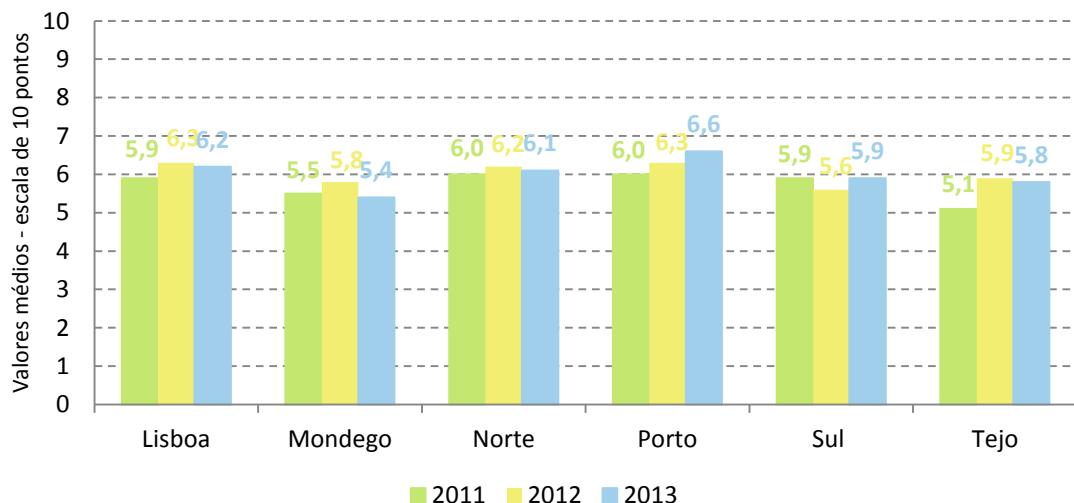


Gráfico 3.8 – Satisfação com o atendimento, segmentação por DRC

3.1.6 Satisfação global com a EDP Distribuição

2010, situando-se em 2013, nos 6,2 pontos.

A satisfação global dos clientes empresariais tem vindo a melhorar desde



Gráfico 3.9 – Satisfação global com a EDP Distribuição

Os clientes MAT/AT continuaram a ser os mais satisfeitos com a atuação da EDP Distribuição (7,5 pontos), apesar de em 2013 o nível de satisfação registado ter

reduzido ligeiramente. Os clientes MT e BTE registaram, em 2013, níveis de satisfação superiores aos verificados em 2012 (6,2 e 6,1 pontos, respetivamente).

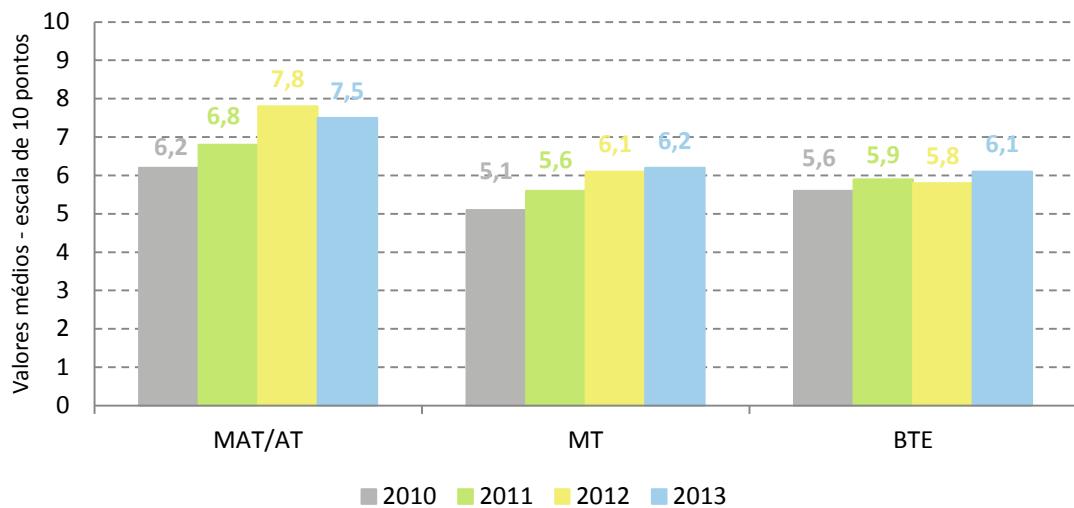


Gráfico 3.10 – Satisfação global com a EDP Distribuição, segmentação por nível de tensão

Em termos de segmentação regional, os clientes das DRC Porto, Lisboa e Norte foram os mais satisfeitos. Os

clientes da DRC Tejo foram os que afirmaram estar globalmente menos satisfeitos.

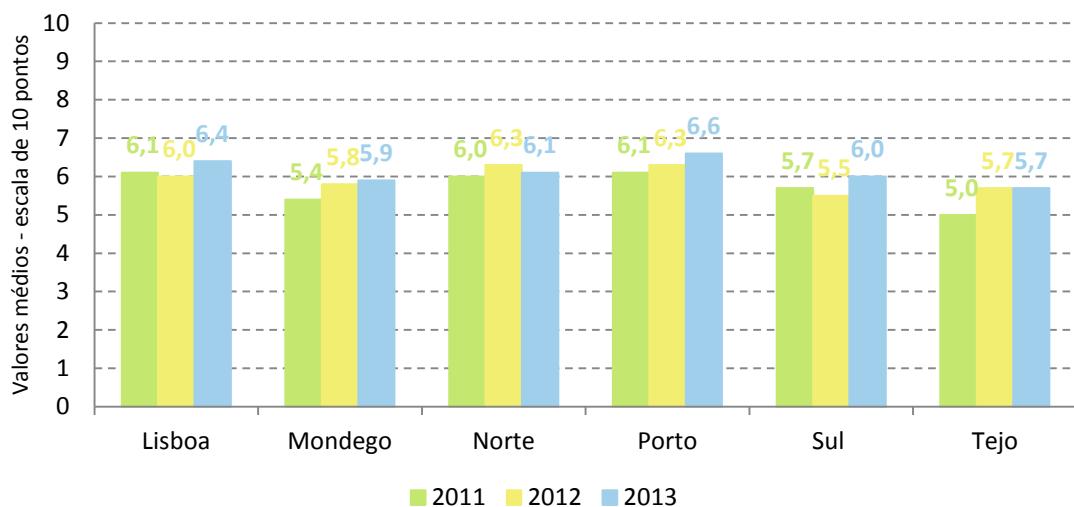


Gráfico 3.11 – Satisfação global com a EDP Distribuição, segmentação por DRC

3.1.7 Principais dúvidas/problems dos clientes

Cerca de 14% dos clientes empresariais afirmaram ter tido dúvidas/problems relacionados com a rede elétrica em 2013.

As principais dúvidas/problems prenderam-se com questões técnicas da rede (oscilações de tensão, número e duração das interrupções accidentais, e resolução de problemas técnicos).



Dos clientes que afirmaram ter tido dúvidas/problemas em 2013, 90% contactaram a Empresa. De todos os meios de contacto disponíveis, a linha telefónica, o correio eletrónico e o Gestor de Cliente foram os preferenciais e mais utilizados pelos utilizadores da rede. Outros meios utilizados foram a carta ou fax e o sítio da internet.

3.2 Clientes residenciais

3.2.1 Metodologia utilizada

Em 2013, a empresa de estudos de mercado Instituto de Marketing Research (IMR) realizou a monitorização da satisfação dos clientes residenciais da EDP Distribuição. A informação foi recolhida através de entrevista direta e pessoal.

O universo de estudo foi o dos indivíduos com 18 ou mais anos de idade, residentes em Portugal Continental, responsáveis no ponto de entrega pelos assuntos ligados com a contratação do fornecimento de energia elétrica.

A monitorização da satisfação dos clientes foi feita com base numa amostra onde os respondentes foram selecionados através do método de quotas, utilizando uma matriz que cruzou as variáveis “Número de pessoas com atividade económica”, “Região”, “Habitat/Dimensão” dos agregados populacionais e “Idade”. O

cruzamento destas variáveis garantiu uma distribuição proporcional da amostra em relação à população portuguesa em geral (projeções feitas pela IMR com base nos censos à população). A partir de uma matriz inicial de Região e Habitat, foi selecionado aleatoriamente um número significativo de pontos de amostragem, para a realização das entrevistas, através da aplicação das mencionadas quotas. Em cada localidade, foram selecionadas, aleatoriamente: uma zona, uma rua, prédios e apartamentos.

Foi realizado um controlo de qualidade, respeitando-se as seguintes etapas:

- Verificação do correto ajustamento entre os objetivos do projeto e o questionário;
- Formação prévia dos entrevistadores;
- Distribuição das entrevistas por diversos entrevistadores, como forma de evitar que uma percentagem significativa das mesmas fosse feita somente por um ou dois entrevistadores;
- Revisão imediata das respostas obtidas, com o objetivo de detetar eventuais erros de preenchimento ou ausência de informação. Caso a caso, foi feita

- uma avaliação dos procedimentos a adotar, que passaram por um novo contacto com o inquirido (obtenção da informação em falta) ou anulação da entrevista;
- Realização da supervisão de cerca de 30% do trabalho de cada entrevistador através de um novo contacto direto ou telefónico com o entrevistado;
 - Codificação dos questionários e realização de testes de consistência e articulação da informação obtida;
 - Gravação dos questionários em suporte informático e validação do respetivo ficheiro.

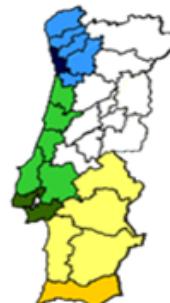
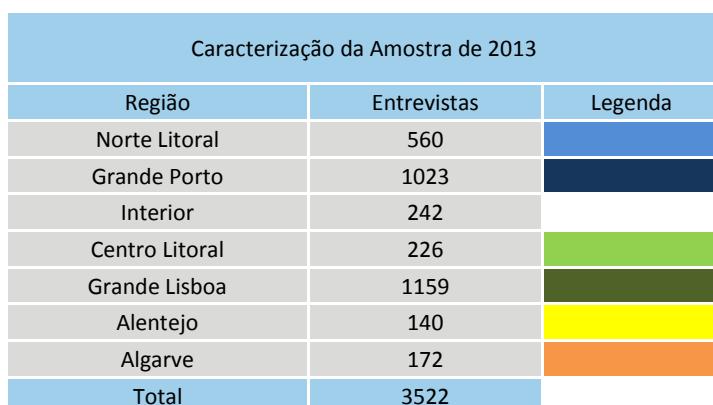


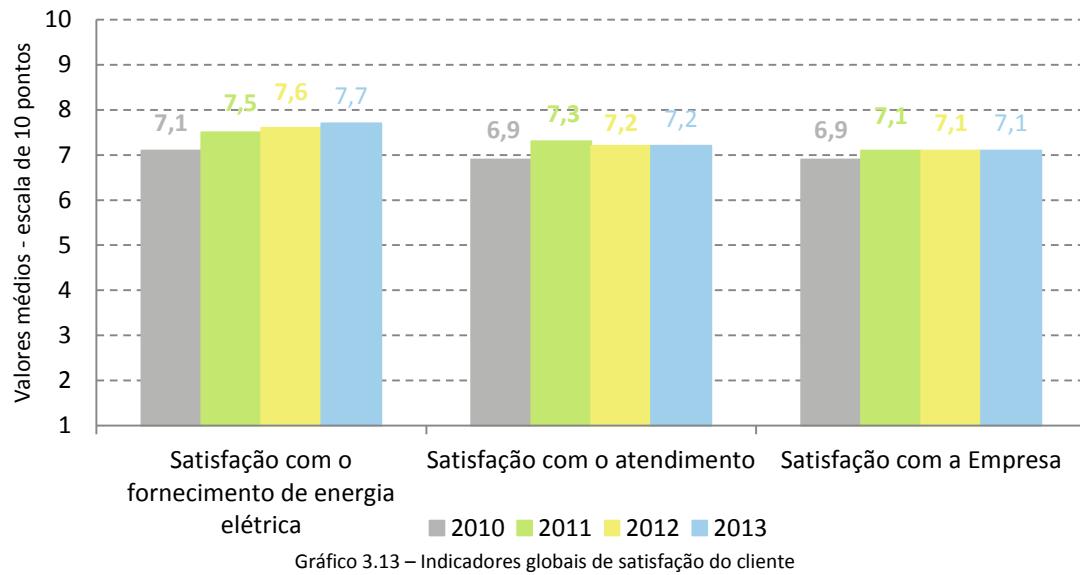
Gráfico 3.12 – Caracterização da amostra de 2013

O trabalho de campo foi realizado por uma equipa de cerca de 60 entrevistadores, recrutados e treinados pela IMR, que receberam formação adequada às especificidades deste estudo.

3.2.2 Indicadores globais de satisfação

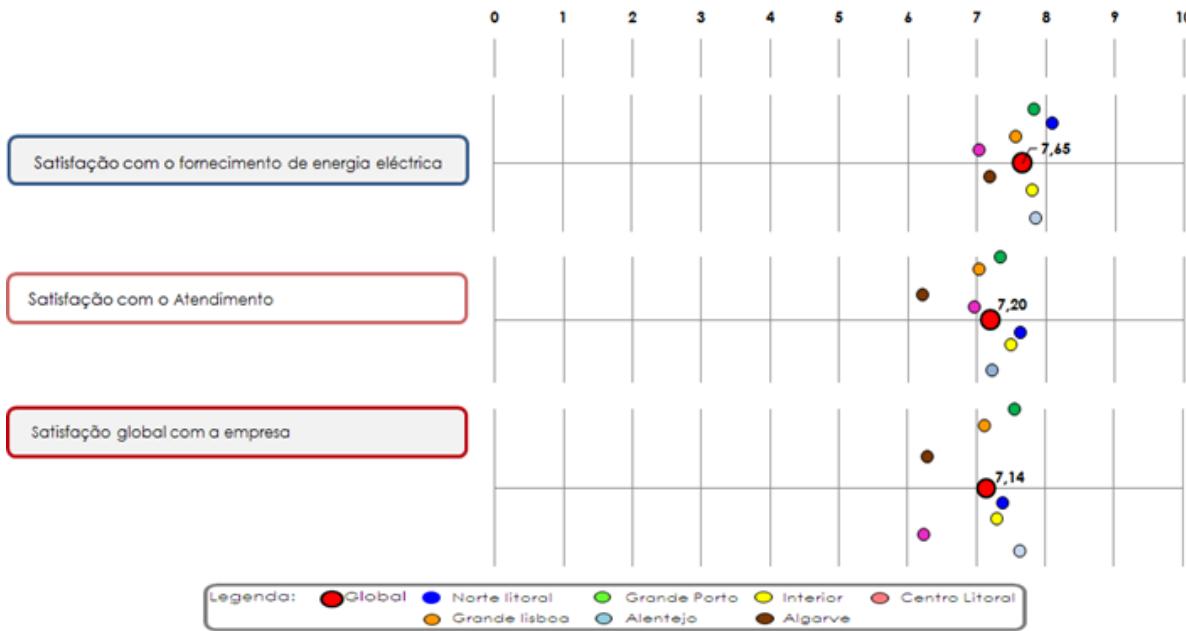
Em 2013, assistiu-se a uma evolução positiva dos valores dos macro

indicadores de satisfação dos clientes residenciais. A satisfação global com o fornecimento de energia elétrica subiu para 7,7, continuando a ser o indicador melhor avaliado. Tanto o indicador de satisfação global com o atendimento como o indicador de satisfação global com a empresa estão em linha com os bons resultados de 2011 e 2012, apresentando os valores de 7,2 e 7,1, respetivamente.



Em termos regionais verifica-se que os clientes residentes no Norte Litoral, Grande Porto e Interior são os mais

satisffeitos e os das regiões do Algarve e Centro Litoral os menos satisffeitos.



3.2.3 Satisfação com os atributos relativos à relação da Empresa com os clientes

Em 2013, e relativamente ao observado no ano anterior, aumentou a

satisfação dos clientes nos aspectos relativos ao relacionamento com a EDP Distribuição - Aconselhamento sobre poupança de energia, Criação de soluções

inovadoras e Relação próxima com os clientes.

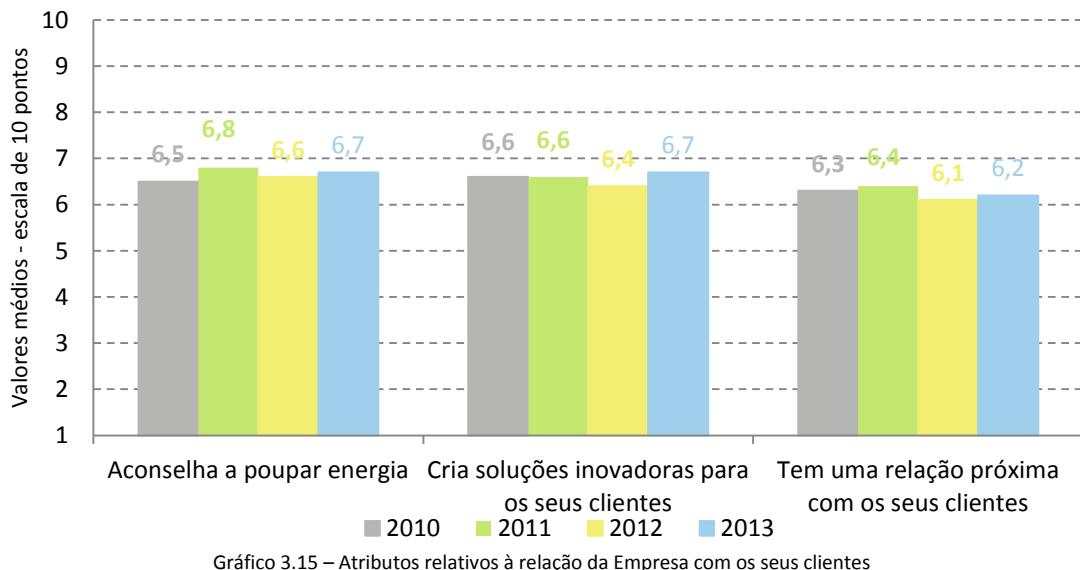


Gráfico 3.15 – Atributos relativos à relação da Empresa com os seus clientes

3.2.4 Satisfação com os atributos do fornecimento de energia elétrica

Os indicadores relacionados com o desempenho da distribuição de energia elétrica mantiveram os bons níveis de satisfação registados no ano anterior. Continuidade e Qualidade no fornecimento de energia continuam a ser os aspetos melhor avaliados – com

níveis médios de satisfação acima dos 8 pontos, o que indica que os clientes consideram que o desempenho foi excelente. A “Informação prestada durante as interrupções de fornecimento” foi o item com avaliação mais baixa; a “capacidade de resolução de problemas técnicos” registou, tal como em 2012, o melhor resultado.

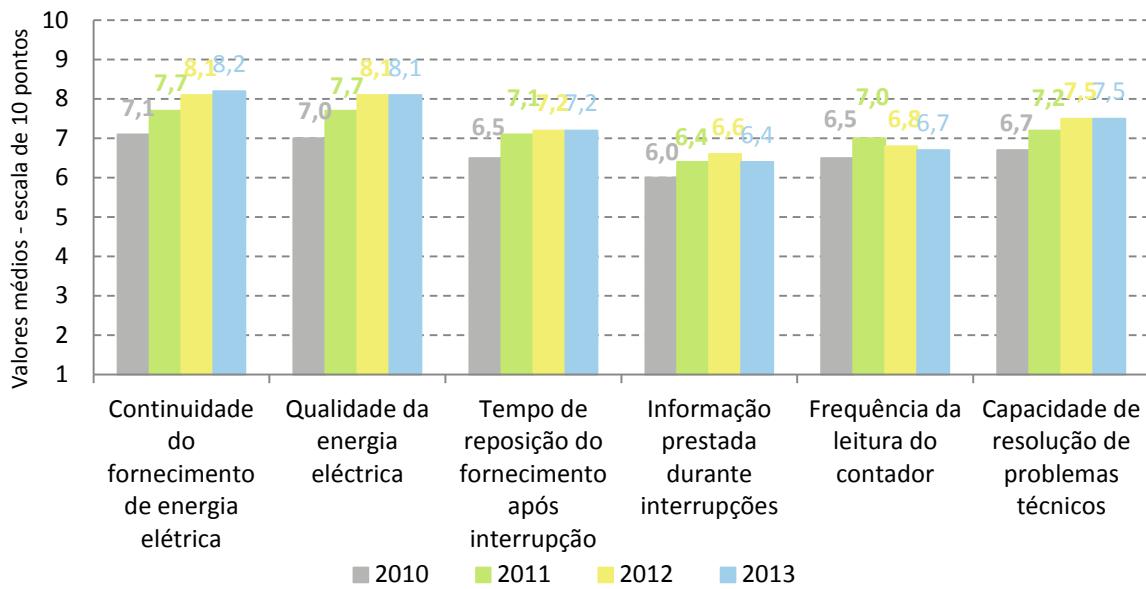


Gráfico 3.16 – Satisfação com os atributos relativos ao fornecimento de energia elétrica

3.2.5 Satisfação com os atributos relativos ao atendimento prestado aos clientes

Em 2013 verificou-se um aumento da satisfação dos clientes com o atendimento prestado - todos os atributos receberam uma avaliação igual ou superior

a 7 pontos. A Facilidade em contactar a empresa, a Cortesia, a Competência e a Prontidão de resposta aos problemas técnicos foram os atributos considerados pontos fortes do Atendimento. Os indicadores relativos a Capacidade de ouvir o cliente e a Resposta clara melhoraram face aos valores de 2012.

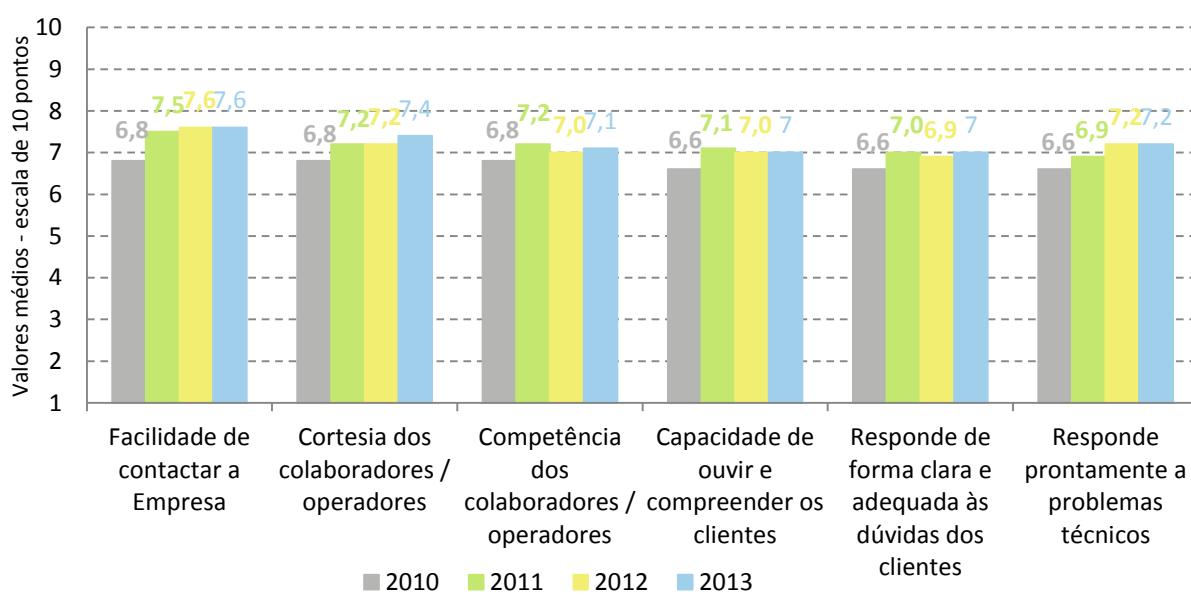


Gráfico 3.17 – Atributos ligados com o atendimento

3.2.6 Avaliação dos diferentes canais de contacto

Os canais de contacto da EDP Distribuição mantiveram, em 2013, elevados níveis de satisfação por parte dos

clientes residenciais, em particular no caso da “Visita do técnico ao local de consumo” cujo desempenho foi considerada excelente.

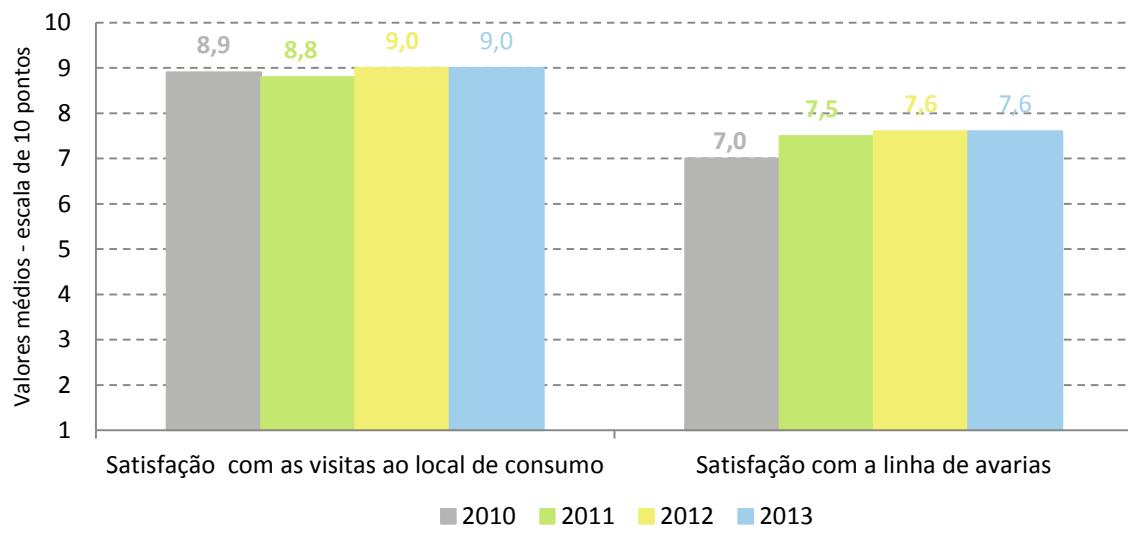


Gráfico 3.18 – Satisfação global com os pontos de contacto

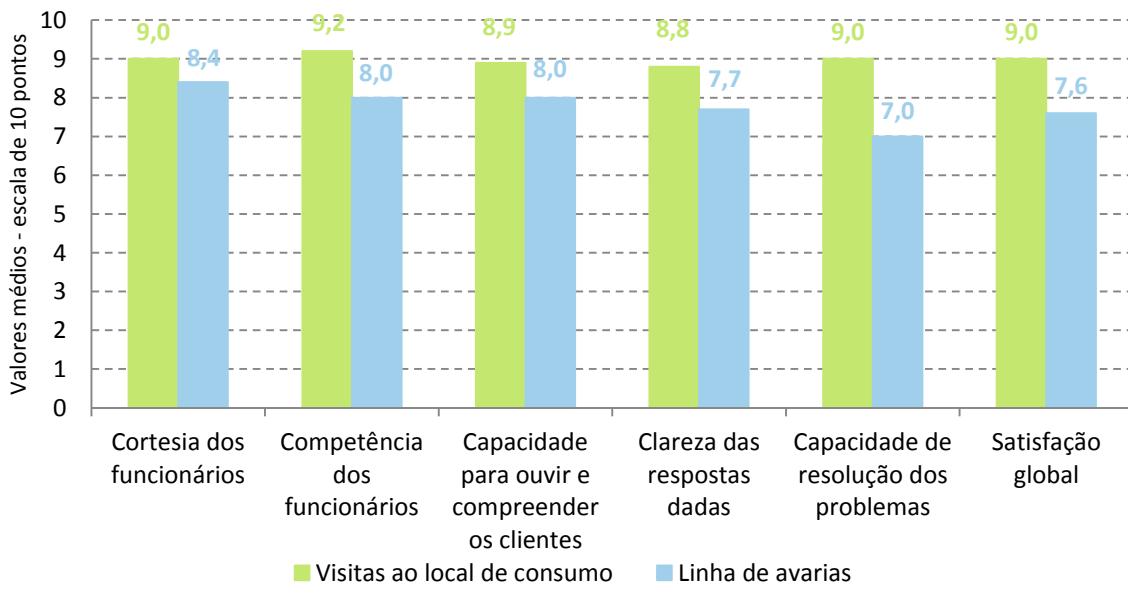


Gráfico 3.19 – Atributos relacionados com o atendimento



Analisando em detalhe os atributos relacionados com o atendimento em cada um dos pontos de contacto da Empresa, verificou-se que (numa escala de 0 a 10):

- Os clientes manifestaram-se muito satisfeitos com a visita do técnico ao local de consumo com os diferentes atributos a registarem níveis médios de satisfação igual ou próximo dos 9 pontos;
- Os clientes revelaram satisfação com o atendimento prestado através da linha telefónica para comunicação de avarias com os atributos a registarem níveis de satisfação entre os 7,0 e os 8,3 pontos;

- A cortesia e competência dos colaboradores/operadores, bem como a capacidade para ouvir e compreender os clientes, foram considerados os pontos fortes do atendimento. No caso particular das “Visitas ao Local de Consumo” é de destacar a elevada satisfação dos clientes com a capacidade de resolução de problemas e a satisfação global com a visita.



4. QUALIDADE DE SERVIÇO DE ÂMBITO COMERCIAL

4.1. Balanço da aplicação do Regulamento da Qualidade de Serviço

Os indicadores de qualidade de serviço objeto de análise neste relatório dizem respeito aos serviços comerciais prestados pela EDP Distribuição, incluindo os atendimentos, presencial e telefónico, e o tratamento de reclamações e de pedidos de informação.

São de registar os elevados níveis de desempenho da EDP Distribuição em termos da qualidade de serviço comercial.

4.2. Relacionamento com os utilizadores das redes

A EDP Distribuição tem presente, de forma permanente, o objetivo de melhorar o relacionamento com os utilizadores das redes, não só no que se refere à qualidade do fornecimento de energia elétrica, mas também nos aspetos considerados de âmbito comercial, como sejam as ligações à rede, as ativações de fornecimento e outros.

Continuaram a revelar-se de extraordinária importância os contactos estabelecidos pelas equipas de Gestores de

Clientes junto dos utilizadores das redes elétricas, nomeadamente na minimização dos impactos provocados por perturbações registadas nas referidas redes procurando soluções para diversos problemas.

4.3. Indicadores de qualidade do relacionamento comercial

O RQS estabelece padrões relativamente a diversos indicadores, que representam o nível de desempenho esperado na prestação de um determinado serviço. O RQS estabelece dois tipos de indicadores – gerais e individuais. Os indicadores gerais visam avaliar o desempenho global dos operadores das redes de distribuição relativamente a um determinado aspeto do relacionamento comercial. Os indicadores gerais, respetivos padrões e os valores obtidos em 2013 são apresentados na Tabela 4.1.



Indicador Geral e respetivo padrão	Padrão (%)	Valor 2013 (%)
Percentagem de orçamentos de ramais de baixa tensão, elaborados no prazo máximo de 20 dias úteis	95	100
Percentagem de ramais de baixa tensão, executados no prazo máximo de 20 dias úteis	95	97
Percentagem de ativações de fornecimento de instalações de BT, executadas no prazo máximo de 2 dias úteis após a celebração do contrato de fornecimento de energia elétrica	90	95
Percentagem de atendimentos, com tempos de espera até 20 minutos , nos centros de atendimento	90	93
Percentagem de atendimentos, com tempos de espera até 60 segundos , no atendimento telefónico	85	96
Percentagem de pedidos de informação respondidos até 15 dias úteis	90	94
Percentagem de clientes com tempo de reposição de serviço até 4 horas , na sequência de interrupções de fornecimento acidentais	90	95
Tempo médio do procedimento de mudança de fornecedor (dias úteis)	ND	2

Tabela 4.1 – Padrões dos indicadores gerais de qualidade de serviço de âmbito comercial

Os indicadores individuais correspondem ao desempenho dos operadores em face de cada utilizador individualmente considerado. O não cumprimento, nesse relacionamento, do estabelecido no RQS dá origem, se o incumprimento for da responsabilidade do operador, a que este pague uma compensação ao cliente. Em determinadas situações, se o incumprimento verificado for imputável ao cliente, haverá lugar ao pagamento, deste ao operador, de um montante nos termos definidos pelo RQS.

4.3.1. Indicadores gerais de qualidade de serviço

Nos parágrafos seguintes é feita uma análise da evolução, ao longo de 2013, dos valores registados para os diferentes indicadores gerais de qualidade de serviço, sendo possível concluir que o ORD continua a apresentar um elevado desempenho no âmbito da prestação de serviços. No cálculo dos diversos indicadores foram tidas em consideração as disposições constantes do Anexo VI do RQS.

Ramais BT

A evolução do indicador “Orçamentos de ramais de Baixa Tensão

elaborados no prazo máximo de 20 dias úteis” é apresentada no Gráfico 4.1.

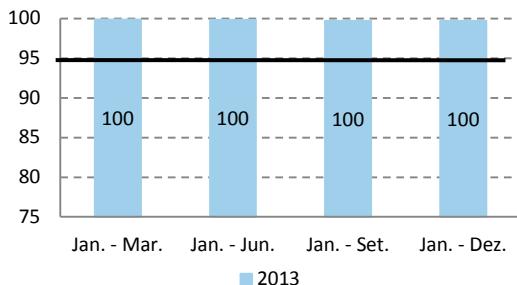


Gráfico 4.1 – Orçamentos de ramais de BT (%)

No cálculo deste indicador excluem-se os casos de inexistência de rede de distribuição no local onde se situa a instalação de utilização a alimentar. O desempenho obtido continuou a ser excelente, uma vez que dos cerca de 25 mil orçamentos elaborados em 2013, apenas 74 tiveram um prazo de elaboração superior a 20 dias úteis.

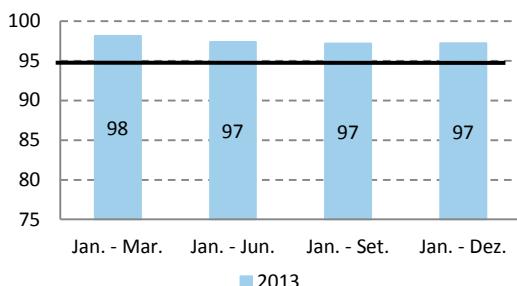


Gráfico 4.2 – Execução de ramais de BT (%)

O indicador “Ramais de Baixa Tensão executados no prazo máximo de 20 dias úteis” teve a evolução constante no Gráfico 4.2. Do total de 9 mil ramais solicitados, 263 tiveram um prazo de execução superior a 20 dias úteis.

Nos termos do RQS, para o cálculo deste indicador só devem ser considerados os tempos que decorrem desde a data em

que são acordadas as condições económicas de realização dos trabalhos até à sua conclusão, excluindo-se os casos de inexistência de rede de distribuição no local onde se situa a instalação de utilização a alimentar.

De referir que o atual quadro económico do país estará na génese da redução do número de novos pedidos de ligação à rede. De facto, entre 2007 e 2013, o número de novas ligações à rede BT reduziu mais de 50%, quer em termos de pedidos de orçamentos, quer na execução de ramais. De referir que o novo quadro regulamentar que entrou em vigor em 2013 referente à execução de ligações à rede estabeleceu que as ligações de uso exclusivo passassem a ser executadas pelos requisitantes.

Ativações de fornecimento de instalações Baixa Tensão

O indicador “Ativações de fornecimento de instalações de Baixa Tensão executadas no prazo máximo de 2 dias úteis após celebração do contrato de fornecimento de energia elétrica” procura caracterizar o desempenho do operador da rede em termos dos prazos em que são efetuadas as ativações de fornecimento.



Gráfico 4.3 – Ativações de fornecimento de instalações BT (%)

Em 2013 este indicador registou a evolução apresentada no Gráfico 4.3. Para o cálculo deste indicador são consideradas as situações sequentes à celebração de contrato em que o ramal já se encontra estabelecido e que envolvam somente a colocação ou operação de órgãos de corte ao nível da portinhola, ou caixa de coluna e a ligação ou montagem do contador de energia elétrica e do disjuntor de controlo de potência e ainda as situações em que o contador já esteja instalado. No cálculo não são consideradas as ativações em que o cliente solicite uma data posterior aos dois dias úteis regulamentarmente estabelecidos.

Da observação do Gráfico 4.3 constata-se que o padrão estabelecido no RQS (90% de ativações realizadas até 2 dias úteis) foi ultrapassado em cerca de 5 pontos percentuais, o que corresponde a que das cerca de 204 mil ativações de fornecimento verificadas em 2013, 194 mil foram realizadas num prazo até dois dias úteis.

Atendimento

Em termos do atendimento presencial o respetivo indicador, “Tempo de espera até vinte minutos nos centros de atendimento”, é determinado pelo tempo que medeia entre o instante de atribuição da senha que estabelece o número de ordem de atendimento e o início deste. O indicador é apurado para os dois centros de atendimento que no ano anterior (2012) tiveram maior número de utentes, de entre três conjuntos de distritos pré-fixados³. Os centros de atendimento que foram objeto de monitorização em 2013 foram Vila Real, Porto, Vila da Feira, Leiria, Lisboa e Loures, tendo sido monitorizados nestes centros cerca de 32,2 mil atendimentos.

Assim, durante o ano de 2013, o indicador registou a evolução apresentada no Gráfico 4.4.

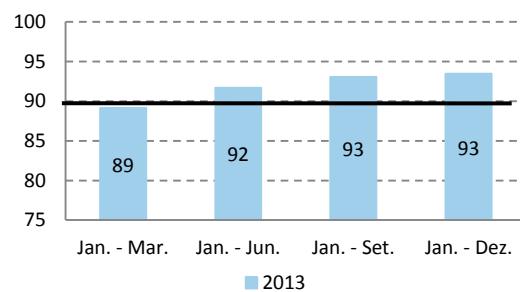


Gráfico 4.4 – Tempo de espera no atendimento presencial (%)

³

Viana do Castelo, Braga, Bragança; Vila Real e Porto;
Aveiro, Leiria, Coimbra, Castelo Branco,
Guarda e Viseu;
Santarém, Lisboa, Setúbal, Portalegre, Évora,
Beja e Faro.

Da leitura do gráfico constata-se o cumprimento, em 2013, do padrão definido no âmbito do RQS, o que correspondeu ao atendimento de 32 244 clientes, nos centros de atendimento monitorizados, dos quais 30 130 clientes num prazo inferior a 20 minutos.

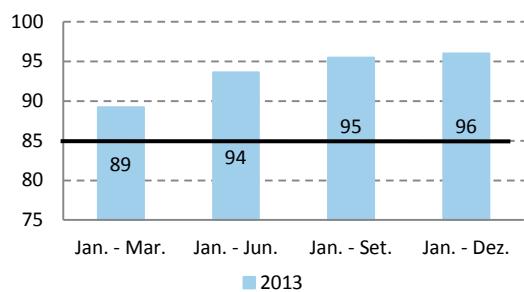


Gráfico 4.5 – Tempo de espera no atendimento telefónico centralizado (%)

Quanto ao atendimento telefónico, o indicador "Atendimentos com tempo de espera até sessenta segundos no atendimento telefónico centralizado" é calculado tendo em conta o tempo que decorre entre o primeiro sinal de chamada e o instante em que a chamada é atendida e registou, em 2013, a evolução constante do Gráfico 4.5.

No ano de 2013 e conforme se conclui da leitura dos dados relativos ao atendimento telefónico centralizado, o padrão definido pelo RQS (85% de atendimentos telefónicos até 60 segundos) foi ultrapassado em 11 pontos percentuais, o que correspondeu ao atendimento de mais de 11,6 milhões de chamadas num

tempo inferior a 60 segundos (incluindo o atendimento automático para comunicação de leituras).

O atendimento no primeiro trimestre de 2013 sofreu algumas perturbações em resultado do processo de extinção das tarifas reguladas a aplicar aos clientes BTN o que originou um maior recurso aos meios de atendimento disponibilizados pelo operador da rede de distribuição.

Pedidos de Informação

A evolução do indicador "percentagem de pedidos de informação apresentados, respondidos até 15 dias úteis" encontra-se representada no Gráfico 4.6.



Gráfico 4.6 – Pedidos de Informação (%)

O padrão fixado pelo RQS – 90% dos pedidos de informação recebidos pelo ORD respondidos até 15 dias úteis – foi ultrapassado em 4 pontos percentuais. Tal correspondeu a que os cerca de 211 mil

pedidos de informação⁴ recebidos no ORD, 199 mil foram respondidos até 15 dias úteis.

De referir que mais de 60% dos pedidos de informação apresentados dizem respeito a “leituras”, na sequência da campanha de “dunning” iniciada no 1º semestre de 2013 pelo ORD.

Reposição de serviço a clientes

No cálculo deste indicador, relacionado com a qualidade de serviço prestado pela EDP Distribuição aos vários utilizadores das redes, são considerados os registos das interrupções accidentais, longas, cuja responsabilidade seja imputável ao operador da rede.

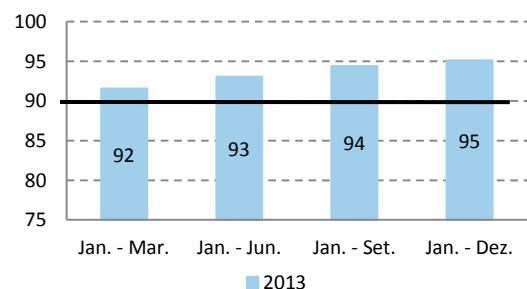


Gráfico 4.7 – Reposição de serviço após interrupções accidentais (%)

Assim durante o ano de 2013 o indicador “Percentagem de clientes com tempo de reposição de serviço até 4 horas, na sequência de interrupções de fornecimento accidentais” registou a

evolução constante do Gráfico 4.7. Da análise do mesmo é possível concluir, de forma clara, que o padrão estabelecido no RQS foi ultrapassado, em 5 pontos percentuais. O cumprimento do indicador correspondeu a que o restabelecimento do fornecimento de energia foi efetuado num prazo inferior a 4 horas em cerca de 19 milhões de situações (12 milhões em 2012 e 17 milhões em 2011) de clientes sujeitos a interrupções accidentais de fornecimento.

Este nível global de desempenho é resultado das políticas de investimento e de manutenção do ORD que visam garantir o fornecimento de energia com uma sustentada melhoria da qualidade de serviço.

De referir que no primeiro trimestre de 2013 o tempo de reposição foi afetado pelos efeitos da tempestade Gong, tendo o indicador registado no mês de janeiro o valor de 88%.

Mudança de Comercializador

A gestão do processo de mudança de comercializador é assegurada pela EDP Distribuição. Embora o RQS não estabeleça, para o indicador “Tempo médio do procedimento de mudança de fornecedor” qualquer padrão, é de referir que o tempo médio de mudança de

⁴ Pedidos de informação apresentados em qualquer dos canais de contacto do ORD



comercializador registou, em 2013, o valor de 2 dias úteis.

4.3.2. Indicadores Individuais

O RQS (n.º 2 do Artigo 49.º) consagra o direito dos clientes receberem uma compensação monetária, no caso de não serem cumpridos os níveis mínimos de qualidade no desempenho da prestação de um determinado serviço, que tenha associado um indicador individual.

O RQS fixa os seguintes valores para as compensações:

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

No RQS encontram-se também definidas as situações em que em caso de incumprimento, o cliente fica obrigado ao pagamento de quantias (visitas agendadas e avaria nas instalações dos clientes) que são de montante idêntico ao valor da compensação. Excetua-se o caso das avarias na instalação dos clientes em que se verifique que a avaria comunicada se situa na instalação de utilização do cliente e é da sua responsabilidade. Neste caso os clientes BT, com uma potência contratada inferior ou igual a 20,7 kVA, ficam

obrigados ao pagamento de uma quantia de valor igual a metade do valor da compensação. Nos pontos seguintes descrevem-se as situações em que pode haver lugar ao pagamento de uma compensação, por parte do ORD e por parte dos clientes e caracteriza-se a situação verificada em 2013.

Visitas combinadas

As visitas às instalações são efetuadas pelo operador da rede de distribuição, embora a marcação das mesmas seja acordada entre o cliente e o comercializador com quem o cliente tem contrato de fornecimento. Tratando-se de um indicador de qualidade de serviço individual, sempre que o operador da rede de distribuição não cumpra o intervalo de tempo de 2,5 horas (intervalo fixado regulamentarmente) acordado com o cliente para a visita, este tem direito a uma compensação. Como anteriormente referido, se o cliente não se encontrar na instalação para permitir a execução do serviço agendado, dentro do período acordado, fica obrigado ao pagamento de uma quantia de montante idêntico ao valor da compensação.

Em 2013, a EDP Distribuição agendou 929 766 visitas combinadas. O número de compensações referentes ao incumprimento do intervalo combinado foi



de 398, tendo o ORD pago o montante de 7 260,0 EUR.

Das visitas combinadas, 146 775 (15,8%) não se realizaram por ausência do cliente, tendo sido cobrado, aos clientes, o montante de 5 076,0 EUR.

Visitas Combinadas		
Número de compensações pagas pelos clientes por não cumprimento do intervalo combinado para visita	BT ≤ 20,7 kVA	282
	restante BT	0
	restantes clientes	0
Montante pago em compensações pelos clientes por não cumprimento do intervalo combinado para visita (€)	BT ≤ 20,7 kVA	5 076
	restante BT	0
	restantes clientes	0

Tabela 4.2 – Compensações pagas pelos clientes ao ORD, por não cumprimento do intervalo combinado para a visita

Assistência técnica a clientes

Segundo o RQS, os operadores das redes de distribuição, sempre que tenham conhecimento da ocorrência de avarias na alimentação individual de energia elétrica dos clientes, devem iniciar a reparação das mesmas nos prazos máximos seguintes:

- 5 horas para clientes de baixa tensão nas zonas tipo C;
- 3 horas para os clientes com necessidades especiais dependentes de equipamento médico elétrico indispensável à sua sobrevivência e para os clientes prioritários;
- 4 horas para os restantes clientes.

Em 2013, a EDP Distribuição registou 132 248 assistências técnicas a avarias na alimentação individual dos clientes. Foram pagas 330 compensações devido a intervenções realizadas fora dos prazos máximos definidos pelo RQS, no valor total de 6 476,0 EUR.

No caso da avaria se situar na instalação individual do cliente e ser da responsabilidade deste, o cliente deverá pagar uma compensação ao operador da rede. Em 2013 foram pagas à EDP Distribuição 36 501 compensações no valor de 378 418 EUR.

Avarias na alimentação individual dos clientes		
Número de compensações pagas pelos clientes por situações de avaria da sua responsabilidade	BT ≤ 20,7 kVA	34 342
	restante BT	2 085
	restantes clientes	74
Montante pago em compensações pelos clientes por situações de avaria da sua responsabilidade (€)	BT ≤ 20,7 kVA	309 060
	restante BT	62 550
	restantes clientes	6 808

Tabela 4.3 – Compensações pagas pelos clientes ao ORD, por situações de avaria da sua responsabilidade

Reposição do fornecimento por facto imputável ao cliente

O Regulamento de Relações Comerciais (RRC) define quais os factos imputáveis aos clientes que podem conduzir à interrupção do fornecimento. Quando a situação estiver resolvida e o comercializador solicite o restabelecimento o operador da rede de distribuição deve restabelecer o fornecimento cumprindo os seguintes prazos:

- Até às 17h do dia útil seguinte ao da regularização da situação, para clientes em BT;
- No período de 8 horas a contar do momento de regularização da situação, para os restantes clientes.

Se o operador da rede de distribuição não cumprir os prazos estabelecidos, o cliente tem direito a uma compensação com os valores anteriormente mencionados.

Em 2013, a EDP Distribuição pagou 1 046 compensações no valor global de 27 332,0 EUR relativas à não observação do prazo regulamentarmente estabelecido.

Reclamações

As reclamações recebidas pelo ORD devem ser respondidas no prazo de 15 dias úteis.

Em 2013, a EDP Distribuição recebeu 49 309 reclamações. No Gráfico 4.8 é feita uma análise dos motivos que estiveram na origem das diversas reclamações que foram apresentadas ao ORD, sendo de salientar que destas, 30% foram referentes a “redes” e 17% referentes às características técnicas da tensão.

Relativamente às reclamações respondidas fora do prazo, o ORD pagou 308 compensações, o que correspondeu a 6 906,0 EUR.

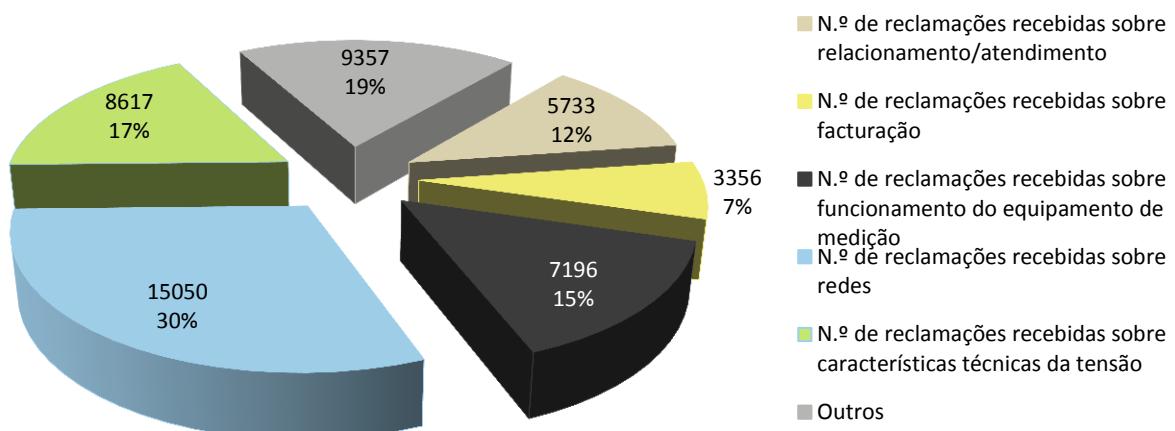


Gráfico 4.8 – Número de reclamações recebidas (Motivos)



Leitura dos equipamentos de medição

A leitura dos equipamentos de medição, instalados em clientes BTN constitui um indicador individual cujo incumprimento obriga ao pagamento de uma compensação ao cliente. Segundo o Regulamento de Relações Comerciais para os clientes BTN deve ser assegurado que o intervalo entre duas leituras não seja superior a 3 meses, e nos termos do RQS o intervalo entre duas leituras não pode ser superior a 6 meses, ficando neste último caso o operador da rede de distribuição sujeito ao pagamento de uma compensação ao cliente por incumprimento. Para o cálculo do indicador são considerados os equipamentos acessíveis, ou seja, situações em que a leitura do equipamento possa ser efetuada por acesso a partir de locais públicos.

Foram pagas pela EDP Distribuição 25 947 compensações por incumprimento do intervalo de tempo para realizar leituras num total de 468 576,0 EUR.

4.4. Clientes com necessidades especiais

No final do ano de 2013 encontravam-se registados 1 139 clientes

com necessidades especiais. O Gráfico 4.9 ilustra a distribuição destes clientes. No ano de 2013 verificou-se um aumento significativo do número de clientes com limitações no domínio da mobilidade, representando agora cerca de 33% do total de clientes com necessidades especiais (30% em 2012 e 23% em 2011). De referir ainda que 519 clientes (45% do total de clientes registados) dependiam de equipamentos médicos imprescindíveis à sua sobrevivência.

Os deveres para com estes clientes incluem a adoção de meios de comunicação adequados às suas especificidades. Devem ser informados individualmente e com uma antecedência mínima, estabelecida no RRC, antes de interrupções de fornecimento previstas. Aos clientes dependentes de equipamento médico elétrico indispensável à sua sobrevivência é necessário garantir um atendimento preferencial nas situações de avaria e de emergência.

Em 2013 foram mantidas práticas de anos anteriores no relacionamento com as associações de deficientes, não tendo sido desenvolvidas ações específicas dirigidas aos clientes com necessidades especiais.

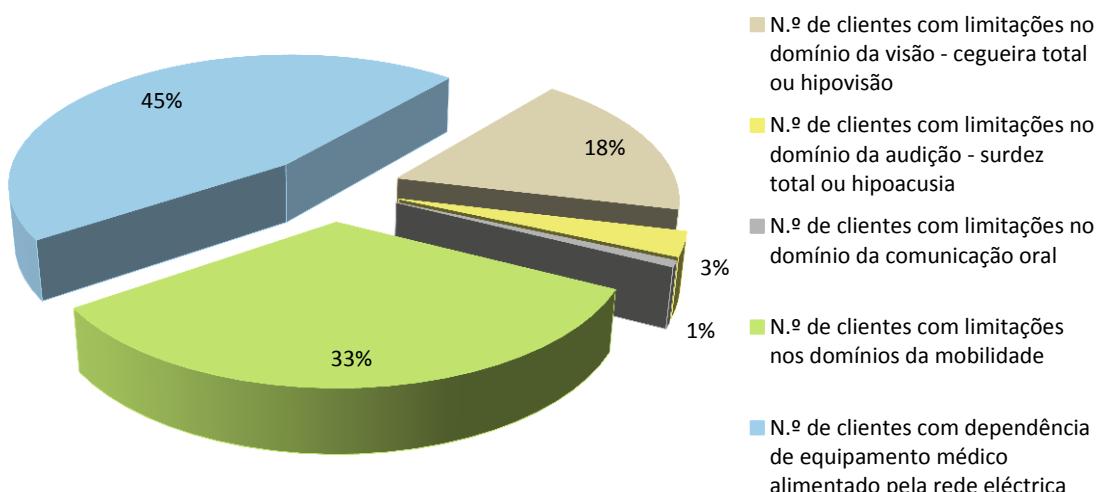


Gráfico 4.9 – Número de clientes com necessidades especiais

4.5. Clientes prioritários

O RQS consagra a existência de clientes prioritários – aqueles para os quais uma interrupção de fornecimento causa graves alterações ao normal funcionamento da instalação, tais como: instalações hospitalares e equiparadas, instalações de segurança nacional, bombeiros, proteção civil, etc.

Para estes clientes o ORD deve assegurar uma informação individualizada com a antecedência mínima, estabelecida no RRC, antes de interrupções previstas e um restabelecimento prioritário do fornecimento de energia eléctrica (desde que a interrupção não seja imputável ao próprio cliente). Tal como para os clientes com necessidades especiais, o registo deve ser efetuado junto do operador da rede de distribuição, por iniciativa do cliente.

Até à data não foi solicitado à EDP Distribuição qualquer registo de cliente prioritário, nos termos estabelecidos no RQS.

4.6. Ações mais relevantes para melhoria da qualidade de serviço de âmbito comercial

Tal como em anos anteriores, em 2013 a EDP Distribuição continuou a apostar numa prestação de serviços assente em rigorosos critérios de qualidade, com o objetivo de garantir a total satisfação dos utilizadores das redes. Assim, verificaram-se elevados níveis de desempenho em termos de qualidade de serviço prestado aos clientes pelo ORD, traduzido no facto de os Indicadores Gerais de Qualidade de Serviço Comercial do RQS terem superado de forma clara os padrões constantes do RQS.



Tendo como objetivo a melhoria do serviço prestado, a EDP Distribuição procedeu à análise de alguns dos seus processos, nomeadamente os referentes ao tratamento de reclamações. Os resultados obtidos permitiram a identificação da necessidade de introdução de algumas melhorias ao nível dos sistemas de tratamento das reclamações, designadamente ao nível da regularização de prejuízos causados em equipamentos elétricos.

A EDP Distribuição, na função de Gestora do Processo de Mudança de

Comercializador, introduziu melhorias nos modelos de gestão de dados com o objetivo de adequar o processo às alterações regulamentares publicadas em 2012. Estas alterações visaram dar resposta aos desafios colocados pela liberalização do mercado de eletricidade e refletir os resultados da experiência recolhida desde que se deu a liberalização total do mercado (setembro de 2006).



5. QUALIDADE DE SERVIÇO DE ÂMBITO TÉCNICO

Neste capítulo faz-se a caracterização da qualidade na prestação do serviço de distribuição de energia elétrica, em 2013, nas redes de distribuição em AT, MT e BT.

Sublinha-se que todos os valores apresentados neste relatório, relativamente à continuidade de serviço, foram obtidos através de sistemas informáticos de registo, gestão de ocorrências e de cálculo de indicadores, cumprindo o estipulado no RQS.

De salientar que a intervenção humana no carregamento de incidentes, nos sistemas técnicos de suporte à gestão da informação é mínima, em consequência da concretização dos projetos de interligação automática entre os 5 sistemas empresariais prioritários no processo de gestão de avarias: sistema de informação geográfica, sistema SCADA, sistema de gestão de incidentes, sistema de suporte ao Contact Center e sistema de tratamento da informação de Qualidade de Serviço Técnico.

Durante o ano de 2013 deu-se continuidade aos planos de melhoria da

qualidade de serviço técnico em regiões bem definidas, tendo como objetivo fundamental a redução de assimetrias entre regiões de Portugal Continental. Embora de forma global a continuidade de serviço esteja em níveis adequados face às exigências regulamentares, verifica-se que existem redes que se afastam dos valores médios. Assim, para além do investimento necessário para a manutenção dos atuais níveis de qualidade de serviço foram realizados, em 2013, investimentos por forma a diminuir as assimetrias entre regiões de Portugal Continental e melhorar os valores médios globais. Neste contexto, destaca-se o esforço de investimento que continuou a ser realizado no vetor “Investimento na melhoria da qualidade de serviço técnico” nos distritos de Leiria, Lisboa, Santarém, Setúbal e Vila Real.

Destaca-se, também, a elevada QEE fornecida pelas redes da EDP Distribuição, em 2013, evidenciadas nas medições efetuadas, cujos resultados são divulgados no presente relatório.



5.1. Eventos de caráter excepcional

Tempestade Gong

No dia 19 de janeiro de 2013

Portugal Continental esteve sujeito a condições meteorológicas de carácter excepcional – Tempestade Gong – que afetaram de forma muito significativa as redes de distribuição de energia elétrica em Alta, Média e Baixa Tensão.

Os distritos e respetivos concelhos, afetados de forma mais significativa, foram os seguintes:

- Distrito de Aveiro: Aveiro, Vagos, Oliveira do Bairro, Estarreja, Águeda e Ovar.
- Distrito de Coimbra: Cantanhede, Coimbra, Figueira da Foz, Mealhada, Montemor, Soure e Penacova.
- Distrito de Castelo Branco: Sertã, Castanheira de Pêra, Lousã e Miranda do Corvo.
- Distrito de Leiria: Leiria, Pombal, Batalha, Alcobaça, Marinha Grande, Alvaiázere, Ansião, Pedrógão Grande, Figueiró dos Vinhos e Porto de Mós.
- Distrito de Santarém: Ourém, Ferreira do Zêzere, Tomar, Santarém, Abrantes, Mação,

Constância, Entroncamento e Torres Novas.

- Distrito de Lisboa: Alenquer, Cadaval e Torres Vedras.

De acordo com informação divulgada pelo Instituto Português do Mar e da Atmosfera (IPMA), uma depressão localizada no litoral junto a Viana do Castelo na madrugada do dia 19 de janeiro, sofreu uma descida excepcional de pressão (28 hPa em 19 horas), característica de um processo de cavamento designado por “Ciclogénese Explosiva”.

Esta depressão atravessou Portugal continental ao longo do dia 19 e “... infletiu para sul para a região do Porto, atravessando a região Centro durante a manhã de sábado, vindo a centrar-se, às 12UTC, na região de Castelo Branco, ...”.

O IPMA mencionou também que tinham sido registados, em diferentes estações da sua rede, valores máximos de rajada de vento compreendidos entre 100 e 140 km/h.

Informação complementar disponibilizada por Parques Eólicos situados em diversas regiões do país, (fonte Rede Energéticas Nacionais e Empresas Produtoras de Energia Eólica), indicava que durante o dia 19 de janeiro foram registadas intensidades máximas de



rajadas de vento superiores a 150 km/h em várias zonas de norte a sul do país, e que nos distritos de Castelo Branco, Guarda e Leiria foram registados valores de intensidade máxima de rajada de vento superiores a 210 km/h.

Este evento meteorológico registou ventos médios de valores muito elevados, na ordem dos 90 km/h, foi de extensa cobertura territorial e prolongado no tempo. Esta caracterização explica também o número muito elevado de árvores de grande porte tombadas sobre as linhas aéreas das redes AT, MT e BT.

É importante referir que, de acordo com o sistema de supervisão em tempo real da rede AT e MT da EDP Distribuição, o registo de um número muito significativo de interrupções e de avarias nessas redes coincide, de forma inequívoca, com os tempos em que ocorreram as rajadas de vento de intensidade extraordinária.

Como consta no relatório preliminar do IPMA, este evento meteorológico caracterizou-se pela sua persistência no tempo, tendo sido detetadas, ao longo do dia 19 de janeiro, fortes perturbações na rede de distribuição em três momentos distintos:

- no período compreendido entre as 3h00 e 4h00 (intensidade forte): cerca de 70 linhas de média tensão ficaram fora de serviço;
- no período compreendido entre as 12h00 e 14h00 (intensidade fortíssima): ficaram fora de serviço 40 linhas de alta tensão, 20 subestações e cerca de 392 linhas de média tensão;
- no período compreendido entre as 16h00 e 17h00 (intensidade forte): estavam fora de serviço 30 linhas de alta tensão, 15 subestações e 300 linhas de média tensão.

A abrangência do território sujeita à tempestade e a sua persistência no tempo, dificultaram ao longo do dia 19 a reposição de serviço aos consumidores e produtores afetados, só permitindo a efetiva recuperação do fornecimento de energia elétrica à maioria dos consumidores a partir das 16h00 desse dia.

O pico do número de clientes sem energia elétrica foi atingido por volta das 13h00 do dia 19 de janeiro com cerca de 1,03 milhões, conforme indicado no Gráfico 5.1, e, naturalmente, foi coincidente com o número máximo de linhas aéreas de média tensão que se encontravam fora de serviço.

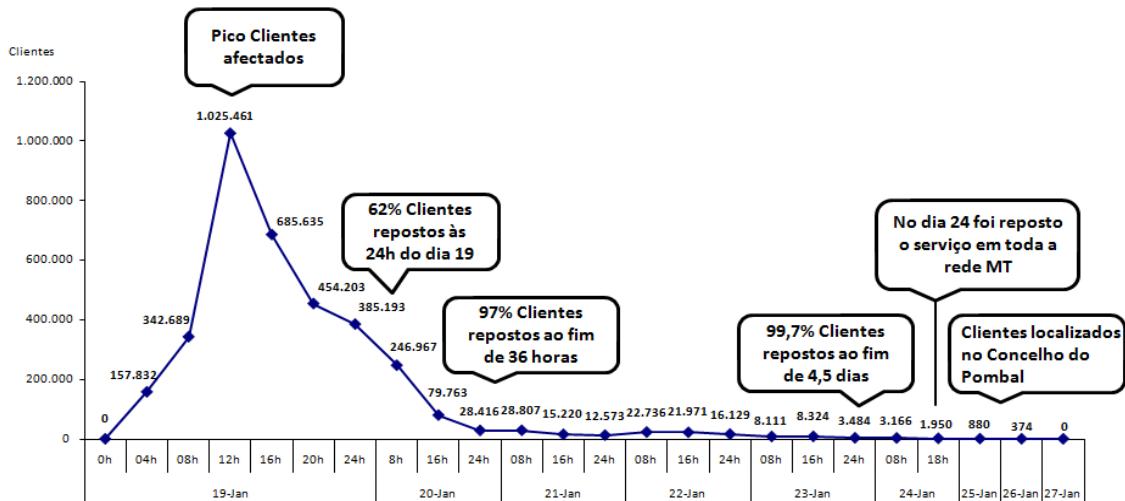


Gráfico 5.1 – Evolução do número de clientes afetados pela tempestade Gong

Com o objetivo de restringir o impacto da “Tempestade Gong” na rede de distribuição, evento meteorológico de carácter extraordinário pelo exposto anteriormente, e tendo em conta que todas as equipas e meios disponíveis da EDP Distribuição e prestadores de serviço estiveram envolvidos na recuperação da rede de distribuição, foram definidos os seguintes períodos de tempo para o cálculo dos indicadores de continuidade de serviço atribuídos à tempestade:

- DRC Norte e Sul: todos os incidentes ocorridos nas redes de distribuição com início no período compreendido entre as 0h00 e as 24h00 do dia 19 de janeiro;
- DRC Lisboa: todos os incidentes ocorridos nas redes de distribuição com início no período

compreendido entre as 0h00 do dia 19 de janeiro e as 24h00 do dia 20 de janeiro;

- DRC Porto: todos os incidentes ocorridos nas redes de distribuição com início no período compreendido entre as 0h00 do dia 19 de janeiro e as 24h00 do dia 21 de janeiro;
- DRC Mondego: todos os incidentes ocorridos nas redes de distribuição com início no período compreendido entre as 0h00 do dia 19 de janeiro e as 24h00 do dia 23 de janeiro;
- DRC Tejo: todos os incidentes ocorridos nas redes de distribuição com início no período compreendido entre as 0h00 do dia 19 de janeiro e as 24h00 do dia 24 de janeiro.



Como principal critério para a definição destes períodos de tempo, foi considerada a conclusão da recuperação da totalidade da rede AT e MT afetadas, e não a conclusão da reposição da totalidade da rede BT. Assumindo-se que, a partir do momento em que as redes AT e MT ficaram na sua totalidade em serviço, cada DRC da EDP Distribuição tinha os meios mínimos necessários para garantir a assistência à rede a todos os utilizadores da rede em conformidade com o estabelecido no Regulamento da Rede de Distribuição.

O valor de TIEPI MT atribuído ao impacto da “Tempestade Gong” representa aproximadamente o dobro do valor total obtido pela EDP Distribuição durante o ano de 2012 (cerca de 58 minutos), ou seja, cerca de 24 vezes o valor médio mensal registado em 2012 (4,8 min/mês).

Tendo em consideração os períodos anteriormente definidos, apresenta-se na Tabela 5.1 o número de incidentes de longa duração, os valores do TIEPI MT e da Energia Não Distribuída. Na Tabela 5.2 são apresentados os valores do SAIFI MT e BT e do SAIDI MT e BT.

Unidade Organizativa	N.º INCIDENTES MAT/AT/MT			TIEPI MT TOTAL (minutos)			END (MWh)		
				(BASE EDP)					
DRC NORTE	170	106	64	2,4	1,3	1,0	174,6	97,6	77,0
DRC PORTO	370	105	265	14,1	1,5	12,6	1 041,6	112,6	929,0
DRC MONDEGO	700	75	625	27,2	0,7	26,5	2 003,2	49,1	1 954,1
DRC TEJO	926	85	841	68,6	1,5	67,1	5 049,2	108,1	4 941,2
DRC LISBOA	266	97	169	5,2	1,0	4,2	382,1	73,8	308,3
DRC SUL	212	80	132	3,9	0,6	3,2	284,2	44,9	239,3
EDP DISTRIBUIÇÃO	2 644	548	2 096	121,4	6,6	114,8	8 934,9	486,0	8 448,9

Tabela 5.1 – Indicadores de qualidade de serviço resultantes da Tempestade Gong

Unidade Organizativa	SAIFI MT (número)			SAIDI MT (minutos)			SAIFI BT (número)			SAIDI BT (minutos)		
	(BASE EDP)			(BASE EDP)			(BASE EDP)			(BASE EDP)		
	TOTAL SEM EXCLUSÕES	TOTAL COM EXCLUSÕES	EXCLUSÕES	TOTAL SEM EXCLUSÕES	TOTAL COM EXCLUSÕES	EXCLUSÕES	TOTAL SEM EXCLUSÕES	TOTAL COM EXCLUSÕES	EXCLUSÕES	TOTAL SEM EXCLUSÕES	TOTAL COM EXCLUSÕES	EXCLUSÕES
DRC NORTE	0,07	0,04	0,03	4,46	2,49	1,97	0,07	0,04	0,02	4,00	2,31	1,69
DRC PORTO	0,14	0,03	0,11	14,54	1,45	13,10	0,15	0,04	0,11	14,69	1,99	12,69
DRC MONDEGO	0,32	0,02	0,30	49,33	1,47	47,86	0,28	0,03	0,25	43,61	1,52	42,09
DRC TEJO	0,54	0,03	0,51	95,92	2,37	93,55	0,38	0,03	0,36	72,99	2,07	70,92
DRC LISBOA	0,07	0,02	0,05	4,72	0,84	3,88	0,09	0,03	0,06	5,41	1,68	3,73
DRC SUL	0,09	0,03	0,07	9,10	1,53	7,56	0,05	0,01	0,03	4,24	1,16	3,08
EDP DISTRIBUIÇÃO	1,23	0,17	1,06	178,06	10,15	167,91	1,02	0,18	0,84	144,94	10,73	134,20

Tabela 5.2 – Indicadores de qualidade de serviço resultantes da Tempestade Gong



Temporal de Vento Natal 2013

No dia 24 de dezembro de 2013 (véspera de Natal) ocorreu um evento meteorológico de carácter excepcional, de elevada intensidade e que se prolongou no tempo até ao dia seguinte.

Neste dia registaram-se rajadas de vento com velocidade superior a 190 km/h.

A rajada máxima ocorreu no fluxo de sudoeste, atingindo os valores mais elevados entre as 06h00 e as 09h00 do dia 24, no Minho e no Litoral a norte do Cabo Mondego, com valores de, aproximadamente 195 km/h, bem como níveis de precipitação muito elevados, trovoadas fortes, neve e gelo principalmente no Norte e Centro interior.

Estas condições meteorológicas de carácter excepcional afetaram significativamente as redes de distribuição de energia elétrica em AT, MT e BT, tendo provocado danos e afetado a continuidade e qualidade de serviço aos consumidores.

As regiões mais afetadas pelo temporal foram as regiões Norte e Centro do país, tendo sido também atingido de forma significativa o Litoral Oeste do território.

A Tabela 5.3 lista os distritos e respetivos concelhos mais afetados.

Distrito	Concelho	Distrito	Concelho	Distrito	Concelho
Viana do Castelo	Ponte da Barca Ponte de Lima	Vila Real	Montalegre Vila Real	Viseu	Lamego Moimenta da Beira Tondela Viseu Vouzela
Braga	Barcelos Braga Celorico de Basto Fafe Guimarães Vila Nova de Famalicão	Porto	Felgueiras Amarante Paços de Ferreira Paredes Penafiel Santo Tirso Vila Nova de Gaia	Leiria	Leiria Pombal Alcobaça
Aveiro	Santa Maria da Feira Oliveira de Azeméis Águeda Ílhavo Oliveira do Bairro	Coimbra	Figueira da Foz Arganil Lousã Tábua	Santarém	Vila Nova de Ourém Salvaterra de Magos Santarém Abrantes Mação

Tabela 5.3 – Distritos e concelhos mais afetados



Durante este período de condições meteorológicas excepcionalmente adversas foram afetadas 9 subestações AT/MT, 12 linhas AT e 404 linhas MT. Foi necessário substituir 81 km incluindo 311 apoios.

Com o objetivo de limitar o impacto da tempestade do dia 24 de dezembro na rede de distribuição, evento meteorológico de carácter extraordinário pelo exposto anteriormente, e tendo em conta que todas as equipas e meios disponíveis da EDP Distribuição e prestadores de serviço estiveram envolvidos na recuperação da rede de distribuição, foram definidos os seguintes períodos de tempo para o cálculo dos indicadores de continuidade de serviço atribuídos à tempestade:

- DRC Norte: todos os incidentes ocorridos nas redes de distribuição no período compreendido entre as 3h00 e as 24h00 do dia 24 de dezembro;

- DRC Porto: todos os incidentes ocorridos nas redes de distribuição no período compreendido entre as 4h00 e as 24h00 do dia 24 de dezembro;
- DRC Mondego: todos os incidentes ocorridos nas redes de distribuição no período compreendido entre as 4h00 e as 24h00 do dia 24 de dezembro;
- DRC Tejo: todos os incidentes ocorridos nas redes de distribuição no período compreendido entre as 11h00 e as 24h00 do 24 de dezembro.

Tendo em consideração os períodos anteriormente definidos, apresenta-se na Tabela 5.4 o número de incidentes, os valores do TIEPI MT e da Energia Não Distribuída. Na Tabela 5.5 são apresentados os valores do SAIFI MT e BT e do SAIDI MT e BT.

Unidade Organizativa	N.º INCIDENTES MAT/AT/MT			TIEPI/MT TOTAL (minutos) (BASE EDP)			END (MWh)		
	TOTAL SEM EXCLUSÕES	TOTAL COM EXCLUSÕES	EXCLUSÕES	TOTAL SEM EXCLUSÕES	TOTAL COM EXCLUSÕES	EXCLUSÕES	TOTAL SEM EXCLUSÕES	TOTAL COM EXCLUSÕES	EXCLUSÕES
DRC NORTE	323	115	208	8,7	1,7	7,0	590,7	116,6	474,0
DRC PORTO	224	108	116	6,2	2,2	4,0	419,1	147,3	271,8
DRC MONDEGO	240	98	142	2,2	0,9	1,2	147,8	64,4	83,4
DRC TEJO	316	154	162	2,9	1,6	1,3	196,0	106,0	90,0
DRC LISBOA	99	99	0	0,9	0,9	0,0	61,6	61,1	0,5
DRC SUL	102	102	0	1,2	1,2	0,0	81,2	81,2	0,0
EDP DISTRIBUIÇÃO	1 304	676	628	22,0	8,5	13,5	1 496,3	576,6	919,8

Tabela 5.4 - Indicadores de qualidade de serviço resultantes da Tempestade de 24 de dezembro



Unidade Organizativa	SAIFI MT (número)			SAIDI MT (minutos)			SAIFI BT (número)			SAIDI BT (minutos)		
	(BASE EDP)			(BASE EDP)			(BASE EDP)			(BASE EDP)		
	TOTAL SEM EXCLUSÕES	TOTAL COM EXCLUSÕES	EXCLUSÕES	TOTAL SEM EXCLUSÕES	TOTAL COM EXCLUSÕES	EXCLUSÕES	TOTAL SEM EXCLUSÕES	TOTAL COM EXCLUSÕES	EXCLUSÕES	TOTAL SEM EXCLUSÕES	TOTAL COM EXCLUSÕES	EXCLUSÕES
DRC NORTE	0,16	0,05	0,11	14,32	2,60	11,73	0,15	0,05	0,10	12,79	3,16	9,64
DRC PORTO	0,08	0,03	0,04	6,15	2,05	4,10	0,08	0,04	0,05	5,95	2,42	3,54
DRC MONDEGO	0,09	0,03	0,06	4,77	1,88	2,88	0,08	0,02	0,05	3,96	1,62	2,34
DRC TEJO	0,15	0,06	0,08	4,06	2,09	1,97	0,12	0,06	0,06	4,06	2,08	1,99
DRC LISBOA	0,01	0,01	0,00	0,69	0,68	0,01	0,03	0,03	0,00	2,11	2,11	0,00
DRC SUL	0,04	0,04	0,00	2,18	2,18	0,00	0,03	0,03	0,00	1,50	1,50	0,00
EDP DISTRIBUIÇÃO	0,53	0,23	0,30	32,17	11,48	20,69	0,50	0,24	0,26	30,39	12,89	17,50

Tabela 5.5 - Indicadores de qualidade de serviço resultantes da Tempestade de 24 de dezembro

Avaliação final das exclusões com repercussão nos indicadores

Os valores finais dos indicadores de qualidade de serviço técnico, devido às condições atmosféricas extraordinárias

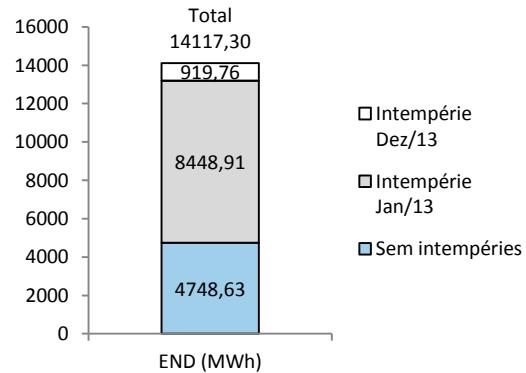
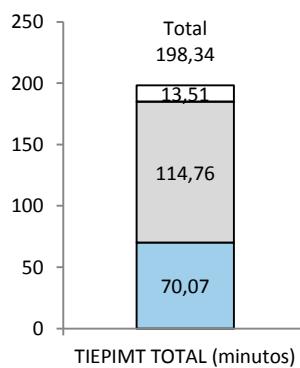
verificadas, tiveram alterações devidas às exclusões consideradas, conforme as tabelas síntese que se apresentam seguidamente:

	Total com exclusões	Exclusões		Total sem exclusões
		janeiro/13	dezembro/13	
TIEPI MT (minutos)	70,07	114,76	13,51	198,34
END (MWh)	4748,63	8448,91	919,76	14117,30
SAIFI MT (número)	2,00	1,06	0,30	3,36
SAIDI MT (minutos)	104,61	167,91	20,69	293,21
SAIFI BT (número)	2,01	0,84	0,26	3,11
SAIDI BT (minutps)	108,61	134,20	17,50	260,31

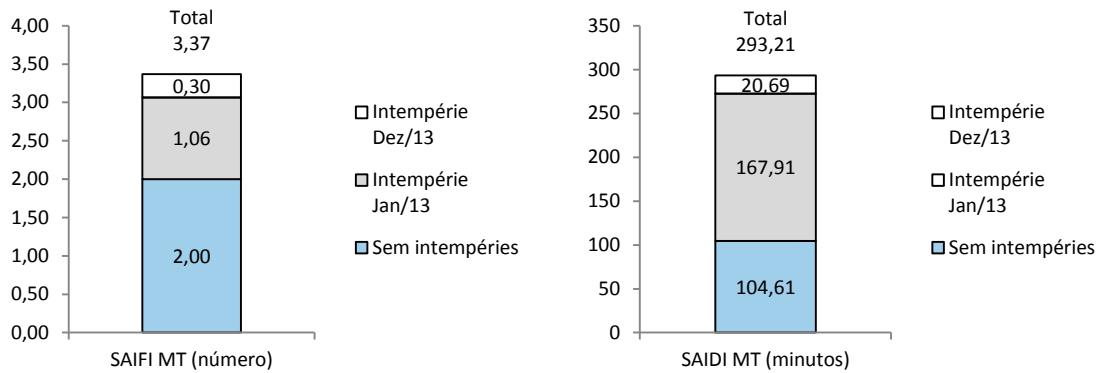
Tabela 5.6 - Indicadores de qualidade de serviço resultantes das tempestades de 2013

Graficamente, para cada um dos indicadores, os seus valores finais, o impacto de cada um dos temporais, bem como o resultado total sem excluir as

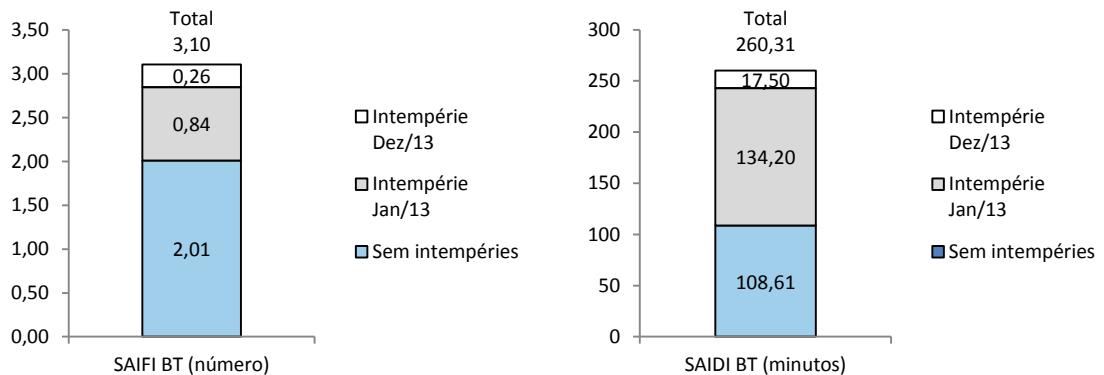
consequências dos eventos dos cálculos dos indicadores de continuidade de serviço, é o seguinte:



Gráficos 5.2 e 5.3 - Indicadores TIEPI MT e END



Gráficos 5.4 e 5.5 - Indicadores SAIFI MT e SAIDI MT



Gráficos 5.6 e 5.7 - Indicadores SAIFI BT e SAIDI BT

5.2. Rede AT

A análise efetuada nos pontos 5.2.1. a 5.2.3. exclui as parcelas resultantes do impacto direto das condições atmosféricas extremas ocorridas com as tempestades Gong e de 24 de dezembro.

5.2.1. Interrupções na rede AT

Como balanço global da qualidade de serviço da rede AT apresenta-se de seguida, na Tabela 5.7, os valores associados às interrupções verificados em 2013.

Interrupções Acidentais AT	Tempos [min]	Origens dos Interrupções		Total
		Rede AT	Outras	
Interrupções sem afetação de clientes		253	1	254
Interrupções Acidentais Curta Duração	$t \leq 3$	509	41	550
inferiores a 1 min. (religações automáticas)	$t < 1$	319	25	344
no intervalo de 1 a 3 min.	$1 \leq t \leq 3$	190	16	206
Interrupções Acidentais Longa Duração	$t > 3$	140	21	161
TOTAL		902	63	965

Tabela 5.7 – Balanço da qualidade de serviço da rede AT – Interrupções acidentais e previstas

Interrupções Previstas AT	Tempos [min]	Origens das Interrupções		Total
		Rede AT	Outras	
Interrupções Previstas Curta Duração	$t \leq 3$	4	5	9
Interrupções Previstas Longa Duração	$t > 3$	131	0	131
TOTAL		135	5	140

Tabela 5.7 – Balanço da qualidade de serviço da rede AT – Interrupções acidentais e previstas (continuação)

Notas:

- Nas "interrupções sem afetação de clientes", consideram-se todas as durações.
- Na coluna "Outras" estão contabilizadas todas as interrupções verificadas na rede AT, mas que tiveram origem noutras redes: RNT, rede MT da EDP Distribuição. De referir que não existiram interrupções com origem nas instalações de Clientes AT

As interrupções de curta duração (acidentais e previstas) correspondem a 51% do total das interrupções verificadas na rede AT, das quais 62% são resultantes de religações automáticas. O Gráfico 5.8

mostra a distribuição das interrupções acidentais e previstas na rede AT (curta duração e longa duração).

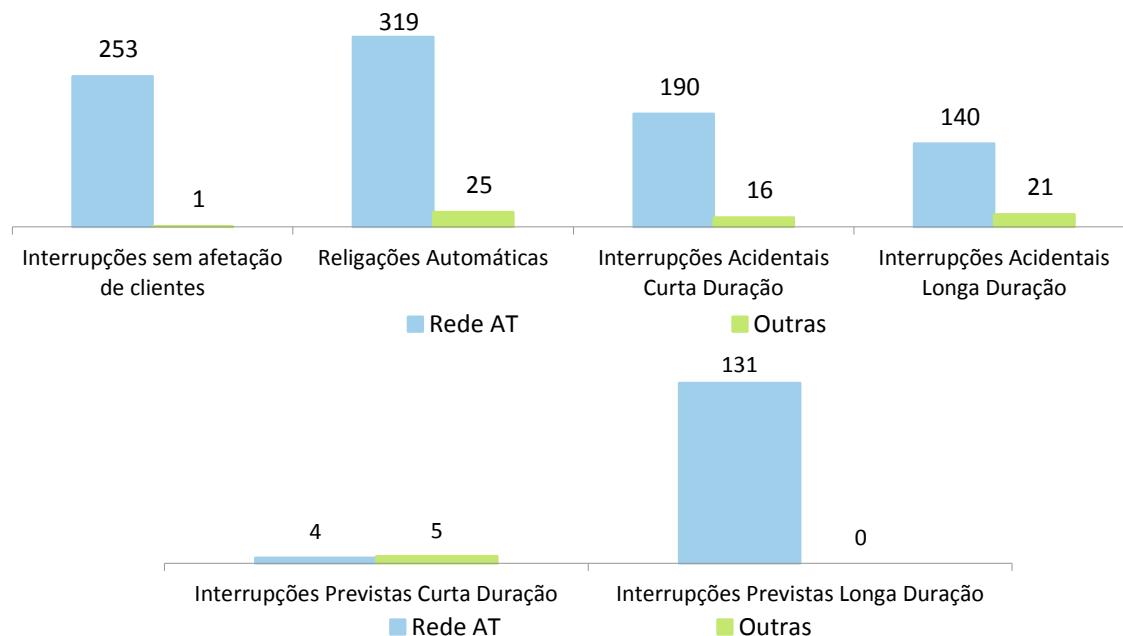


Gráfico 5.8 – Distribuição das interrupções na rede AT, acidentais e previstas (número)

Considerando as interrupções acidentais AT (com interrupção a clientes) de longa duração quanto à origem por nível de tensão, conclui-se que a rede de

AT contribuiu com 87% para o valor total das interrupções acidentais AT conforme indicado na Tabela 5.8 e no Gráfico 5.9.

Origem	Nº Interrupções Acidentais AT
RNT	2
Rede AT	140
Rede MT	19
TOTAL	161

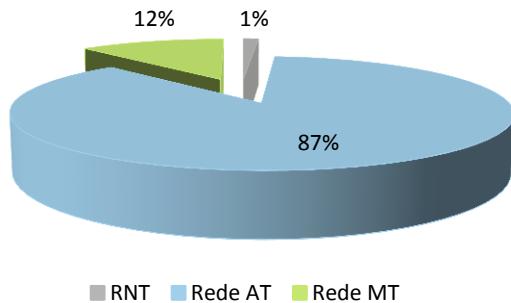


Tabela 5.8 & Gráfico 5.9 – Interrupções acidentais AT (longa duração) – Origem

Na Tabela 5.9 e no Gráfico 5.10 é feita a análise de todas as interrupções AT (acidentais e previstas) de longa duração que afetaram clientes, só com origem no

nível de tensão AT em termos de causas internas e externas à rede. Verifica-se que as causas internas contribuíram com 93% para o total das interrupções AT.

	CAUSAS	Nº Interrupções AT
Externas	Estranhas à Rede	20
	Razões de Segurança	0
Internas	Internas à Rede	74
	Causas Atmosféricas	30
	Causas Desconhecidas	16
	Trabalhos Inadiáveis	1
Previstas		131
TOTAL		271

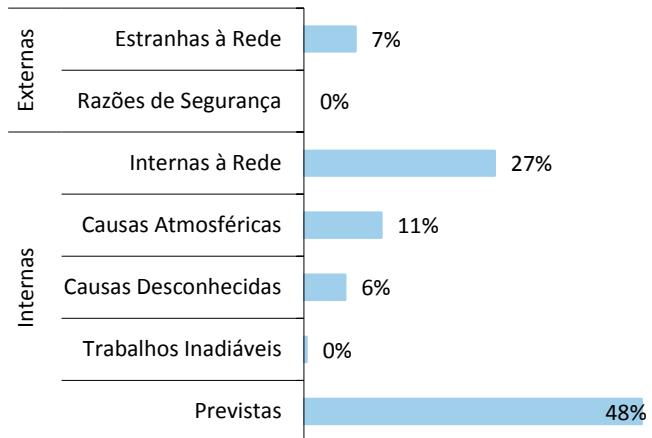


Tabela 5.9 & Gráfico 5.10 – Causas das interrupções acidentais e previstas AT (longa duração) – Origem AT

Uma análise à classificação das interrupções AT (acidentais e previstas), por grupo de causa, com origem em todos os níveis de tensão, verifica-se que cerca de 86% das interrupções AT correspondem a cinco grupos de causas, 48% (130)

Acordo com o Cliente, 17% (46) Material/Equipamento, 11% (30) Atmosféricas, 6% (16) Desconhecidos e 4% (12) Proteções/ Automatismos/ Teleação/ Telecomunicações (Gráfico 5.11).

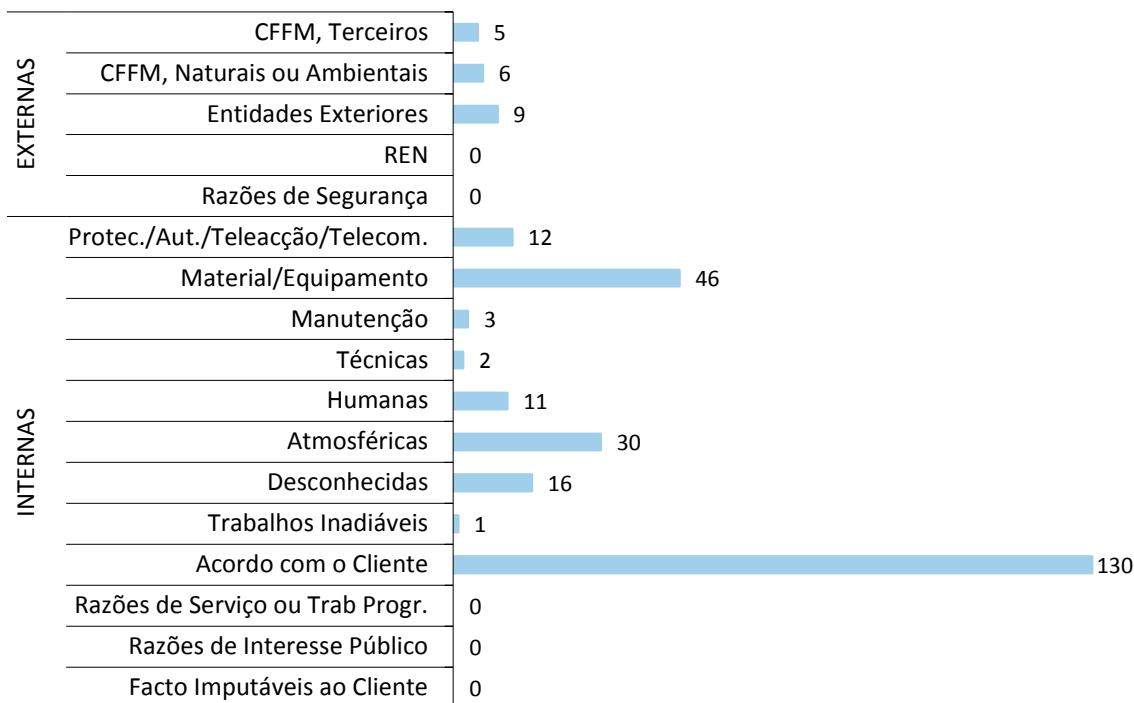


Gráfico 5.11 – N.º de interrupções accidentais e previstas AT – Grupo de causas

5.2.2. Interrupções relevantes na rede AT

Excluídos os eventos de caráter excepcional, em 2013 não se registaram na rede AT incidentes relevantes, o que demonstra o bom desempenho dos ativos de rede. Este desempenho é consequência da estratégia de gestão do investimento e da reabilitação e renovação dos ativos, tarefas que a EDP Distribuição tem vindo a realizar ao longo dos anos.

5.2.3. Conclusões

Comparativamente a 2013, regista-se um aumento de cerca de 11% do número de incidentes de curta e longa duração ocorridos na rede AT.

No essencial, este aumento do número de incidentes fica a dever-se às condições atmosféricas adversas que se fizeram sentir no início e no final do ano de 2013. O trabalho de análise sistemática dos incidentes ocorridos na rede AT, tem resultado na identificação de ações de melhoria ao projeto de otimização do desempenho dos sistemas de proteção e de automatismos da rede AT, ao investimento concretizado e à plena concretização do programa de manutenção dos ativos existentes.

5.3. Rede MT

A análise que é feita nos pontos 5.3.1. a 5.3.3. exclui as parcelas resultantes do impacto direto das condições



atmosféricas extremas ocorridas com as tempestades Gong e de 24 de dezembro.

5.3.1. Interrupções na Rede MT

Como balanço global da qualidade de serviço da rede MT apresenta-se de seguida, Tabela 5.10, os valores associados às interrupções verificados em 2013.

Interrupções Acidentais MT	Tempos [min]	Origens das Interrupções		Total
		Rede MT	Outras	
Interrupções Acidentais Curta Duração	$t < 3$	21 665	63	21 728
inferiores a 1 min (religações automáticas)	$t < 1$	12 811	18	12 829
no intervalo de 1 a 3 min	$1 \leq t \leq 3$	8 854	45	8 899
Interrupções Acidentais Longa Duração	$t > 3$	5 385	109	5 494
TOTAL		27 050	172	27 222

Interrupções Previstas MT	Tempos [min]	Origens dos Interrupções		Total
		Rede MT	Outras	
Interrupções Previstas Curta Duração	$t < 3$	896	30	926
Interrupções Previstas Longa Duração	$t > 3$	468	18	486
TOTAL		1 364	48	1 412

Tabela 5.10 – Balanço da qualidade de serviço da rede MT – Interrupções acidentais e previstas

Notas: na coluna “Outras” estão contabilizados todas as interrupções que tiveram origem noutras redes - RNT, rede AT, nas instalações da rede BT da EDP Distribuição e instalações de clientes MT.

No total das interrupções (acidentais e previstas) ocorridas na rede MT, o maior contributo teve origem nas interrupções acidentais de curta duração num total de 21 728 (76%). Neste número estão incluídas as religações automáticas, 12 829, que representam 59% das interrupções acidentais de curta duração e

45% do total das interrupções (acidentais e previstas).

Relativamente às interrupções previstas, conforme se pode verificar no Gráfico 5.12, 486 (34%) foram interrupções de longa duração e os restantes 66% (926) corresponderam a interrupções de curta duração.

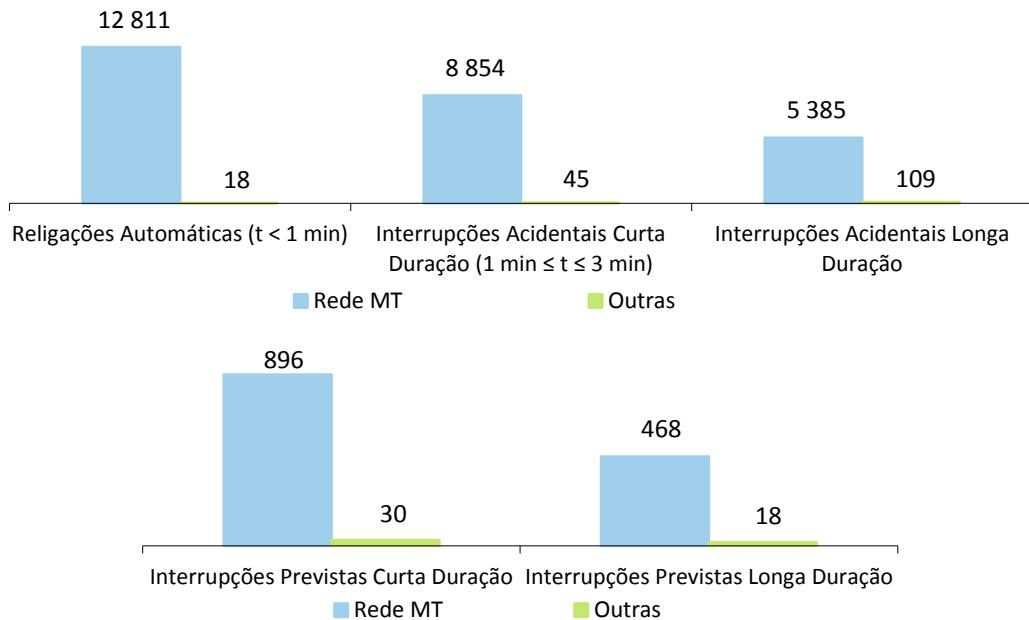


Gráfico 5.12 – Distribuição das Interrupções na rede MT, acidentais e previstas

De referir que 98% das interrupções acidentais (Tabela 5.11 e

Gráfico 5.13) tiveram origem na própria rede MT.

Origem	Nº. Interrupções Acidentais MT
RNT	0
Rede AT	36
Rede MT	5 385
Outros	73
TOTAL	5 494

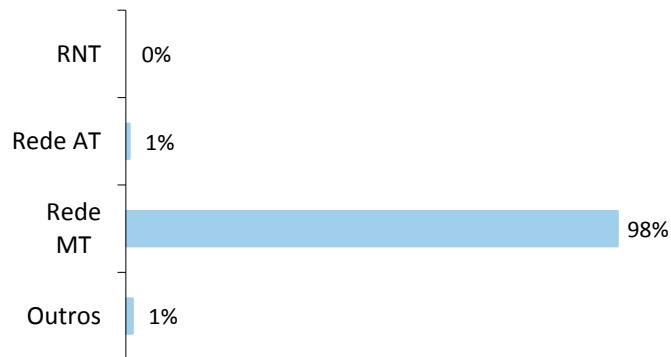


Tabela 5.11 & Gráfico 5.13 – Origem das interrupções acidentais MT (longa duração)

Considerando todas as interrupções MT (acidentais e previstas) de longa duração atribuídas a causas externas e internas que afetaram clientes, só com

origem MT, conclui-se que as causas internas contribuíram com 82% para o total das interrupções MT (Tabela 5.12 e Gráfico 5.14).

CAUSAS		N.º Interrupções MT
Externas	Estranhas à Rede	1 035
	Razões de Segurança	9
Internas	Internas à Rede	2 953
	Causas Atmosféricas	724
	Causas Desconhecidas	664
	Trabalhos Inadiáveis	428
	Previstas	40
	TOTAL	5 853

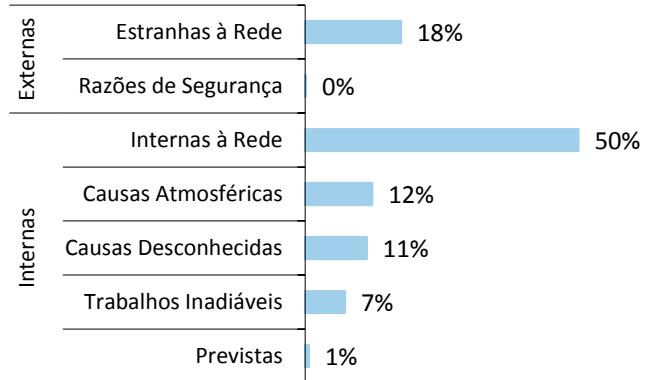


Tabela 5.12 & Gráfico 5.14 – Causas das interrupções acidentais e previstas MT (longa duração) – Origem MT

Fazendo uma análise à classificação das interrupções MT (acidentais e previstas) com origem em todos os níveis de tensão, por Grupo de Causa, verifica-se que cerca de 90% das interrupções corresponderam aos seguintes grupos de

causas: 38,2% (2 286) Material/Equipamento, 12,2% (727) Atmosféricos, 11,3% (673) Desconhecidas, 8,1% (486) FFM Naturais ou Ambientais, 7,4% (445) Trabalhos Inadiáveis, 6,5% (388) Manutenção e 5,9% (352) FFM Terceiros (Gráfico 5.15).

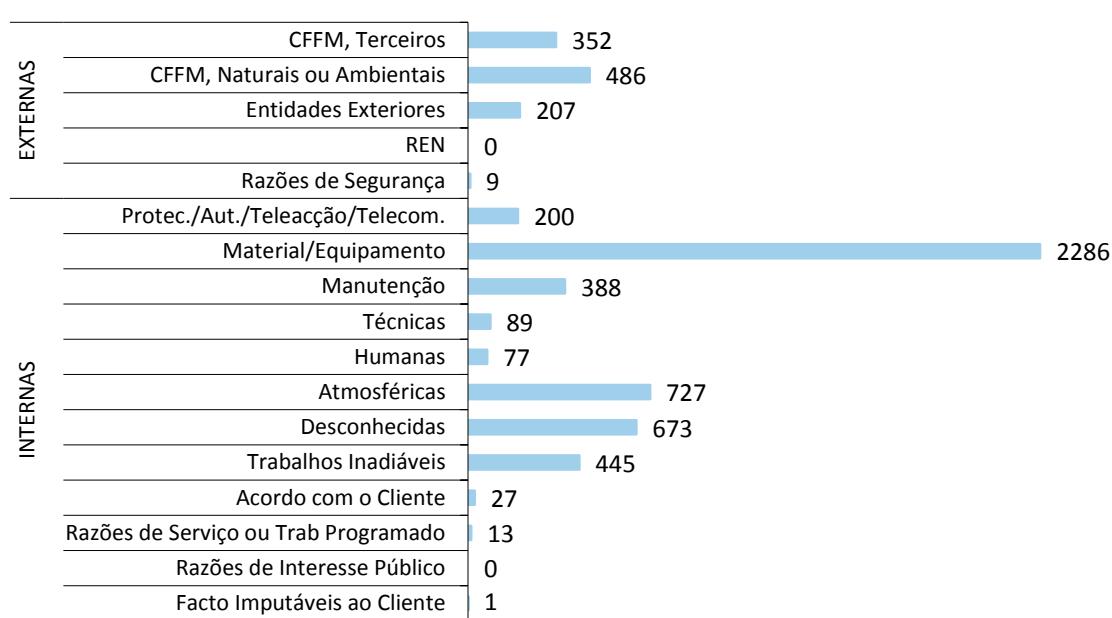


Gráfico 5.15 – N.º interrupções (acidentais e previstas) MT – Grupo de causas

Relativamente aos elementos avariados que estiveram na origem das interrupções acidentais MT, ou que por

eles foram particularmente afetados, o conjunto constituído pelos cabos subterrâneos de isolamento seco MT, condutores nus de Alumínio/Aço,

seccionador MT, fiador/arco e isolador rígido, descarregadores de sobretensão

(DST) – clássico, representaram 58% do total (Gráfico 5.16).

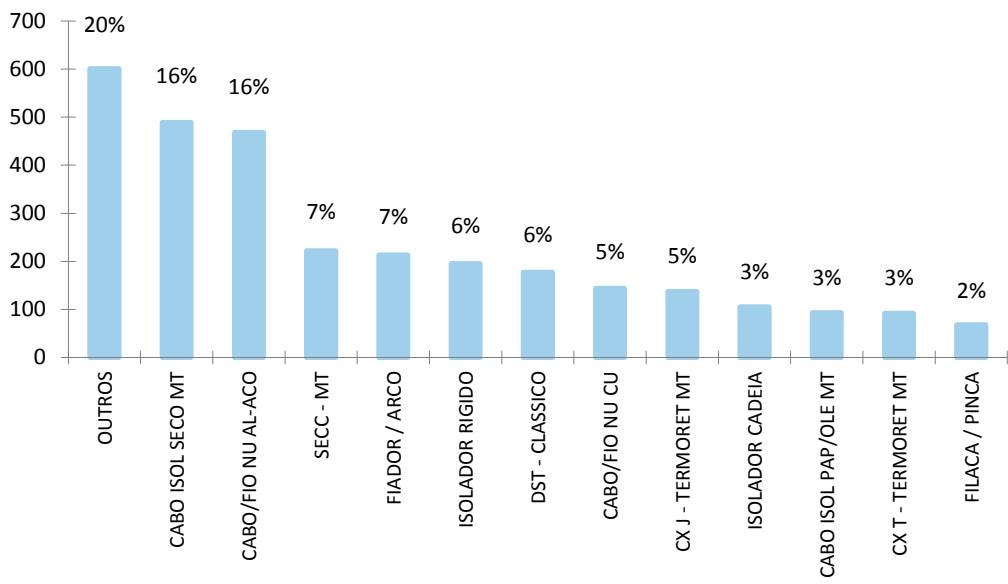


Gráfico 5.16 – N.º interrupções acidentais MT por elemento avariado

O agrupamento “Outros” representa um conjunto de elementos avariados (cerca de 55 tipos de elementos de rede) cuja percentagem individual de avaria é inferior a 1,5%. Este gráfico confirma a anterior conclusão de que é determinante a influência da própria rede MT no desempenho da sua qualidade de serviço.

Uma análise em termos de número de interrupções acidentais MT de longa duração por 100 km de rede (IKR) é apresentada na Tabela 5.7.

IKR	2011	2012	2013
Rede MT	9,21	6,11	7,25

Nota: Consideradas apenas as interrupções acidentais de longa duração MT com origem na mesma rede

Tabela 5.13 – N.º interrupções acidentais na rede MT por 100 km de linha

Da análise da Tabela 5.13 conclui-se que se registou um agravamento de 19% entre 2012 e 2013, refletindo assim as situações desfavoráveis registadas em 2013. Em 2012 não foram considerados, para efeitos de cálculo do IKR, os incidentes ocorridos em PTC.

5.3.2. Indicadores MT

No Gráfico 5.17 apresenta-se, a evolução mensal do TIEPI MT, para interrupções acidentais e previstas de longa duração nos últimos cinco anos (2009-2013). O valor do TIEPI MT registado

em 2013, apesar das condições atmosféricas desfavoráveis verificadas, pode ser considerado como representando uma melhoria considerável face ao período

de 2009-2011 (período durante o qual se registou uma estabilização deste indicador em torno dos 104 minutos).

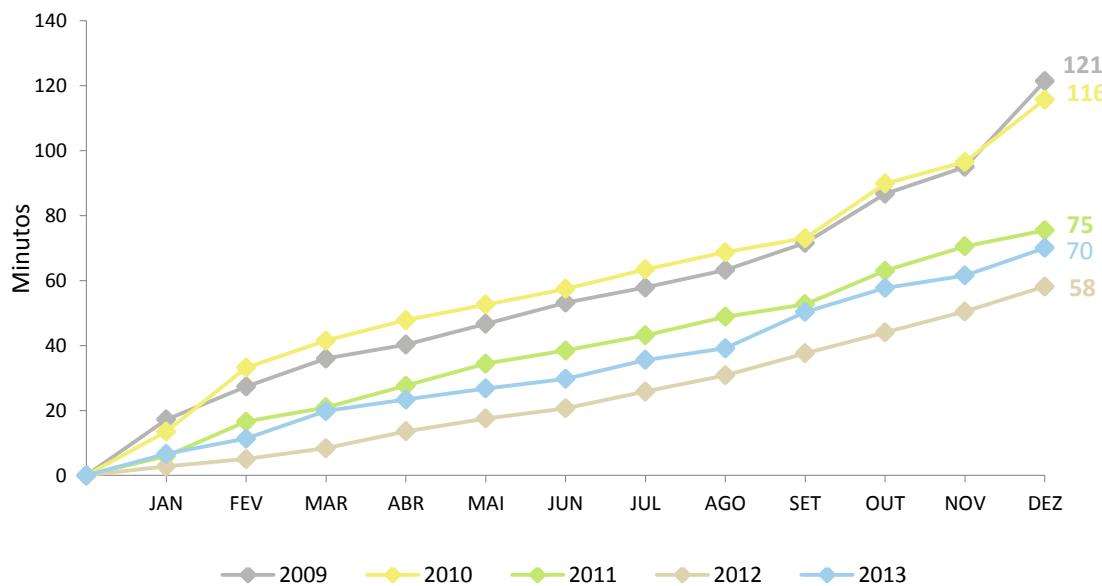


Gráfico 5.17 – Evolução mensal acumulada TIEPI MT (interrupções de longa duração)

No Gráfico 5.18 apresentam-se os valores do TIEPI MT, desagregados pela origem (RNT, AT ou MT) das interrupções (acidentais e previstas) que contribuíram para o seu cálculo. Regista-se que o TIEPI

MT resultante de interrupções com origem na Rede Nacional de Transporte é muito reduzido e o contributo da rede AT da EDP Distribuição é igualmente diminuto e com uma tendência de redução nos últimos cinco anos.

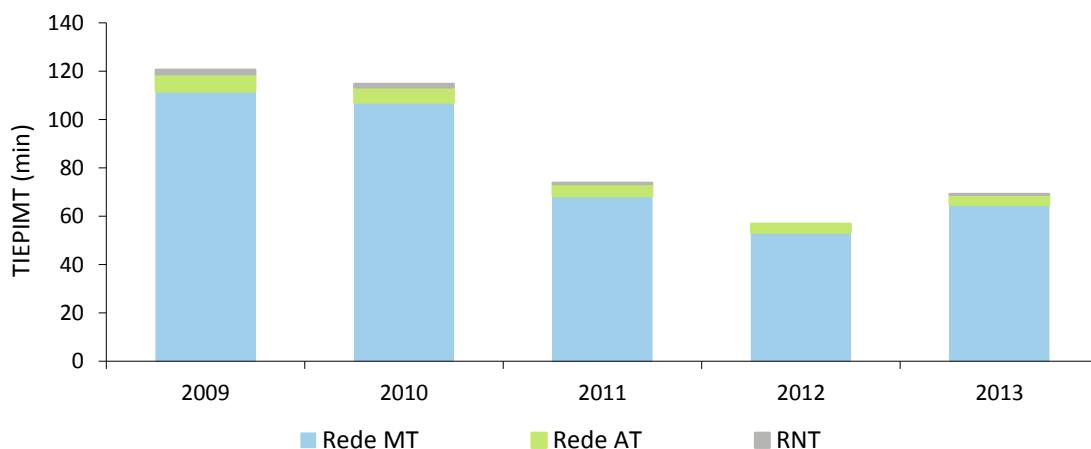


Gráfico 5.18 – Interrupções (acidentais e previstas) que contribuem para o TIEPI MT

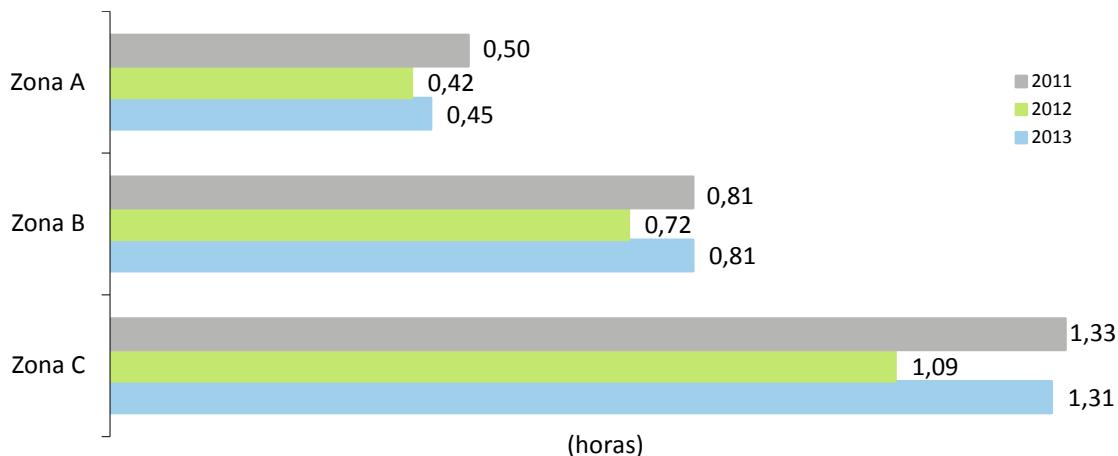


Gráfico 5.19 – Evolução do TIEPI MT por zonas A, B e C do RQS

O TIEPI MT de 2013, por zonas de qualidade de serviço do RQS (A, B e C), está indicado no Gráfico 5.19. Devido às condições atmosféricas adversas que se fizeram sentir durante o ano, com especial incidência em janeiro e em dezembro, registou-se em 2013, comparativamente a 2012, um aumento do valor do indicador TIEPI MT, em especial na Zona C.

Indicadores	Ano 2012	Ano 2013	Variação 13/12
TIEPIMT [min]	58,20	70,07	20,4%
END [MWh]	3 943,81	4 748,63	20,4%

Tabela 5.14 – Evolução dos indicadores

No período em análise constata-se um aumento de 20,4% no TIEPI MT e na END.

Para estes indicadores contribuíram as interrupções por origem apresentadas na Tabela 5.15.

5.3.2.1 Evolução dos indicadores MT

A evolução, nos últimos dois anos, dos indicadores TIEPI MT e Energia Não Distribuída (END), para as interrupções (acidentais e previstas) de duração superior a 3 minutos, independentemente da sua origem, é apresentada na Tabela 5.14.

Origem	Nº. Interrupções		TIEPI MT [min]		END [MWh]	
	Acidentais	Previstas	Acidentais	Previstas	Acidentais	Previstas
RNT	0	0	0,1	0,0	4,5	0,0
Rede AT	36	1	4,0	0,2	265,6	17,0
Rede MT	5 385	468	63,9	0,9	4 330,4	63,6
Outros	73	17	1,0	0,0	64,7	2,8
TOTAL	5 494	486	69,0	1,1	4 665,2	83,4

Tabela 5.15 – Interrupções por origem

Face aos valores do TIEPI e END obtidos no ano para as interrupções previstas, pode concluir-se que a quase

totalidade dos trabalhos previstos realizados na rede foram executados sem interrupção de serviço aos clientes.

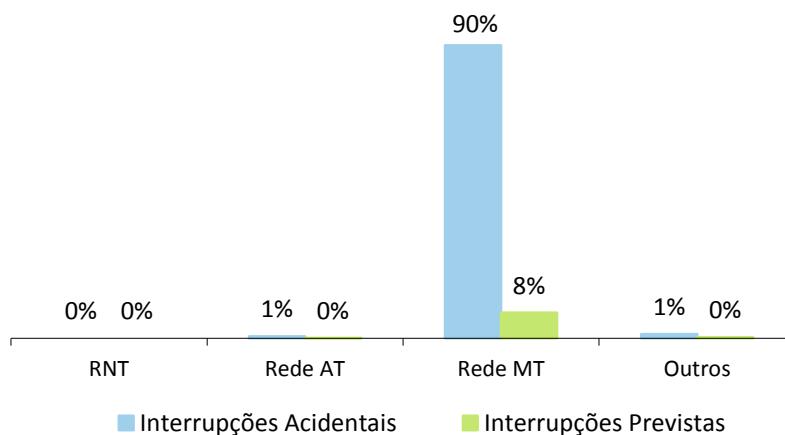
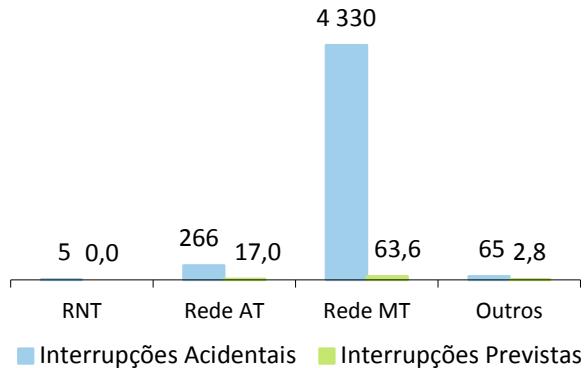
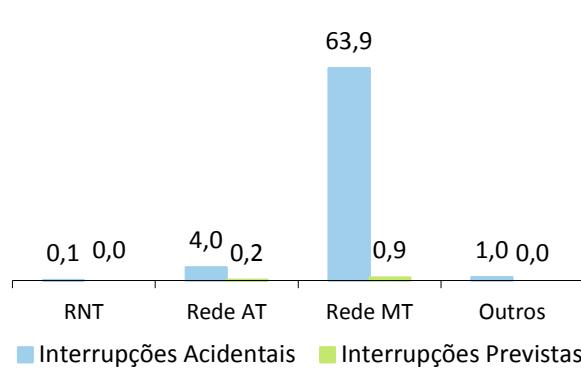


Gráfico 5.20 – Distribuição percentual do nº de interrupções MT por origem

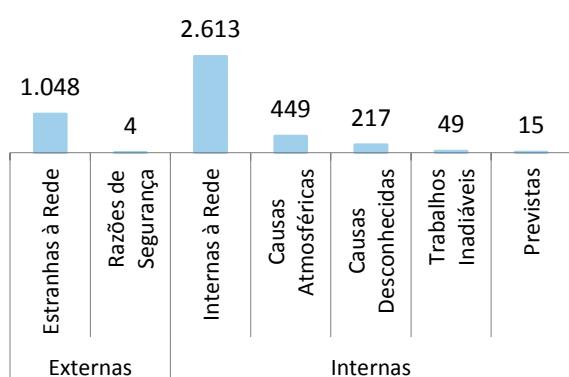
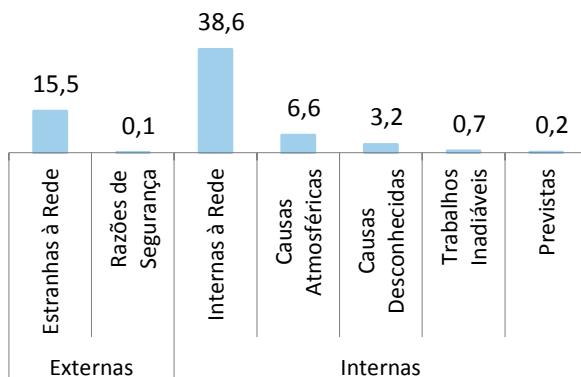
A distribuição percentual do número de interrupções acidentais e previstas em função da sua origem, constante do Gráfico 5.20, permite concluir que são as interrupções com origem na própria rede MT (acidentais - 90% e previstas - 8%), que têm o maior contributo para o número total de interrupções.

Na Tabela 5.16 e nos Gráficos 5.21 e 5.22 é feita a análise dos indicadores TIEPI MT e END, só com origem no nível de tensão MT, em termos de causas Internas e Externas à rede.



CAUSAS		TIEPI MT [min]	END [MWh]
Externas	Estranhas à Rede	15,5	1 047,8
	Razões de Segurança	0,1	4,1
Internas	Internas à Rede	38,6	2 612,6
	Causas Atmosféricas	6,6	449,3
	Causas Desconhecidas	3,2	216,6
	Trabalhos Inadiáveis	0,7	48,7
	Previstas	0,2	14,9
	TOTAL	64,8	4 394,0

Tabela 5.16 – Indicadores por tipo de causas – Origem MT



Os Gráficos 5.22 e 5.23 confirmam a anterior conclusão de que é determinante a influência da própria rede MT no desempenho da sua qualidade de serviço.

A evolução, nos últimos dois anos, dos indicadores Frequência e Duração Média das Interrupções (SAIFI e SAIDI), para as interrupções (acidentais e previstas) de duração superior a 3 minutos, independentemente da sua origem, é apresentada na Tabela 5.16.

Constata-se um aumento de 14,5% no indicador SAIFI MT e de 19,2% no indicador SAIDI MT, comparativamente a 2012.

Indicadores	Ano 2012	Ano 2013	Variação 13/12
SAIFI MT [nº]	1,75	2,00	14,5%
SAIDI MT [min]	87,77	104,61	19,2%

Tabela 5.16 – Evolução dos indicadores

Verifica-se a evolução desfavorável de todos os indicadores de continuidade de serviço da rede MT, ou seja, aumentos comparativamente a 2012 (Gráfico 5.23).

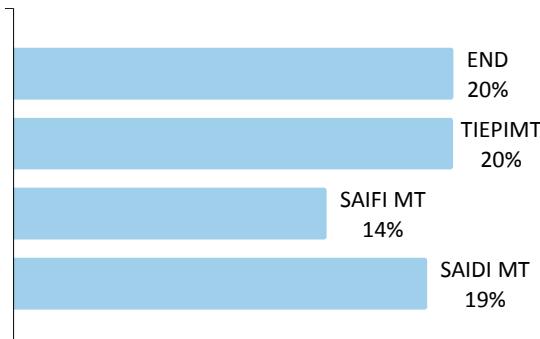


Gráfico 5.23 – Evolução dos indicadores, variação 2012-2013

Contudo, salienta-se que se estão a comparar os resultados de dois anos completamente diferentes em termos de condições externas, o que condiciona a análise dos resultados.

Se a comparação fosse efetuada com 2011, ano sem eventos atmosféricos de caráter excepcional, verificar-se-iam nos indicadores reduções superiores a 7% (Gráfico 5.24).

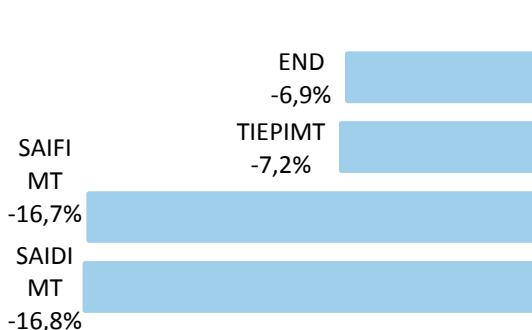


Gráfico 5.24 – Evolução dos indicadores, variação 2011-2013

5.3.2.2 Evolução dos indicadores MT por zonas A, B e C

Neste ponto é feita uma análise mais detalhada do desempenho das redes AT, MT e BT operadas pela EDP Distribuição em termos de zonas de qualidade de serviço.

		INDICADORES	ZONA A	ZONA B	ZONA C
2012	TIEPI MT [min]	Acidentais	28,30	49,25	80,00
		Previstas	0,09	0,38	0,88
	END [MWh]	Acidentais	446,67	1 029,07	2 431,13
		Previstas	1,49	8,29	27,15
	SAIFI MT [nº]	Acidentais	0,80	1,32	2,02
		Previstas	0,01	0,02	0,05
	SAIDI MT [min]	Acidentais	33,71	61,33	105,61
		Previstas	0,19	0,70	1,50
2013	TIEPI MT [min]	Acidentais	30,29	56,26	97,72
		Previstas	0,41	0,38	2,21
	END [MWh]	Acidentais	481,27	1 186,90	2 997,03
		Previstas	6,92	8,02	68,49
	SAIFI MT [nº]	Acidentais	0,86	1,46	2,32
		Previstas	0,01	0,03	0,08
	SAIDI MT [min]	Acidentais	35,71	70,28	126,64
		Previstas	0,36	0,92	2,70

Tabela 5.17 – Indicadores de qualidade de serviço, por zona

No cálculo dos indicadores, (Tabela 5.17) consideram-se todas as interrupções acidentais e previstas de longa duração, com origem nos vários níveis de tensão, incluindo aquelas que, de acordo com o estipulado no RQS, estão abrangidas pelo n.º 1 do seu Artigo 14.⁵.

À semelhança dos indicadores totais, também os indicadores por zona de Qualidade de Serviço refletem as condições atmosféricas adversas que se registaram durante o ano de 2013.

De facto, da análise da evolução dos quatro indicadores de continuidade de

serviço para as interrupções acidentais, por zona, conclui-se o seguinte:

- TIEPI MT: registou um aumento em todas as zonas A (8%), B (14%) e C (24%), sendo mais significativa nesta última;
- END: registou um aumento nas três zonas definidas no RQS, sendo que na zona C foi bastante significativa (cerca de 25%);
- SAIFI e SAIDI MT: registraram aumentos nas três zonas, sendo que, no caso do SAIDI MT, na zona C foram mais significativas (cerca de 21%).

Relativamente às interrupções previstas regista-se que se trata de valores muito reduzidos o que reflete o objetivo

⁵ Casos fortuitos ou de força maior, razões de interesse público, razões de segurança e facto imputável ao cliente

estratégico da EDP Distribuição de realizar a quase totalidade das intervenções programadas na rede de distribuição, essencialmente ações de manutenção preventiva e sistemática e ligação de novos utilizadores da rede, sem interromper o fornecimento de energia.

5.3.2.3 Evolução dos indicadores MT por Direção de Rede e Clientes e distritos

Neste ponto apresenta-se a desagregação dos valores destes indicadores pelas 6 DRC da EDP Distribuição e pelos 18 distritos de em Portugal continental (tendo como base de

referência os valores da potência total instalada na rede MT e da energia entrada na região respetiva).

Salienta-se que os valores obtidos em 2013 mantiveram-se significativamente abaixo dos padrões definidos no RQS.

Indicador TIEPI MT

As DRC Sul e Lisboa registaram indicadores favoráveis (com variações de -20% e -4%, respetivamente) relativamente aos valores obtidos em 2012. As restantes DRC obtiveram resultados desfavoráveis na comparação com 2012 (Gráficos 5.25 e 5.26).

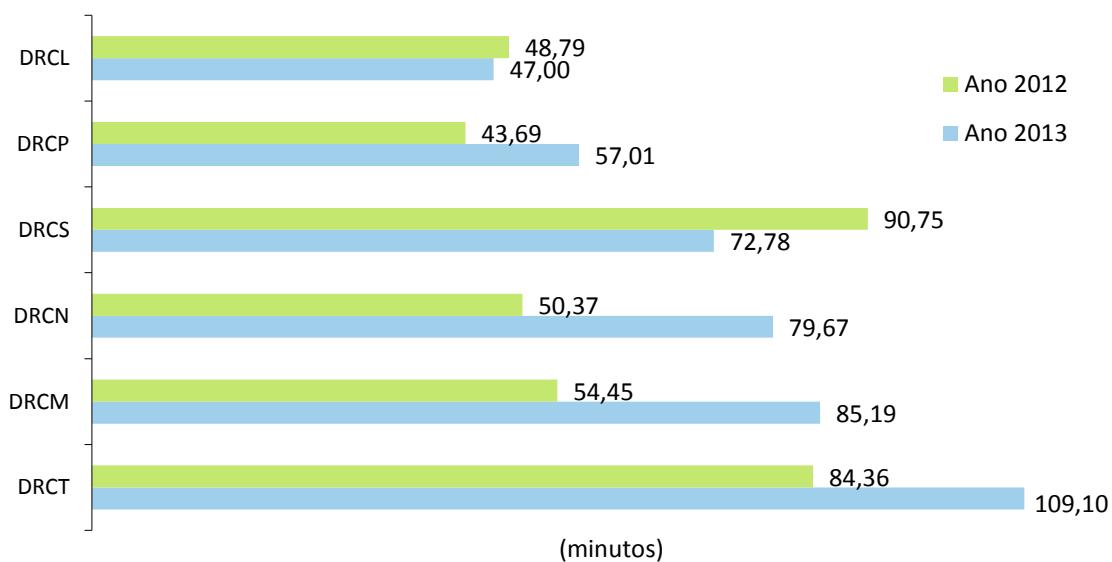


Gráfico 5.25 – TIEPI MT por DRC (min.)

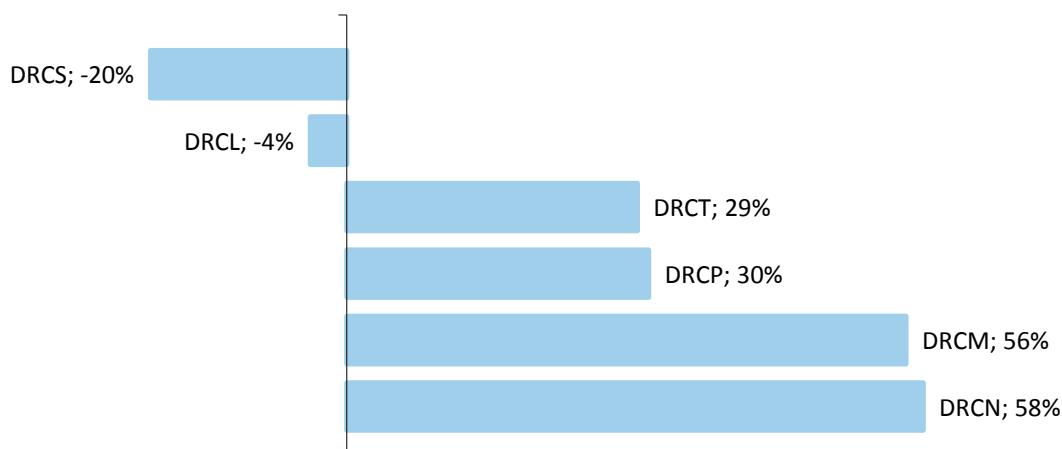


Gráfico 5.26 – TIEPI MT variação 2012-2013 por DRC

Para o mesmo indicador é apresentada, nos Gráficos 5.27 e 5.28, a análise por distrito (com segmentação por interrupções previstas, acidentais sem CFFM e CFFM) e a evolução registada face

a 2012. Todos os distritos apresentaram uma evolução desfavorável relativamente a 2012, com exceção dos distritos de Faro (-39%), e Évora (-14%).

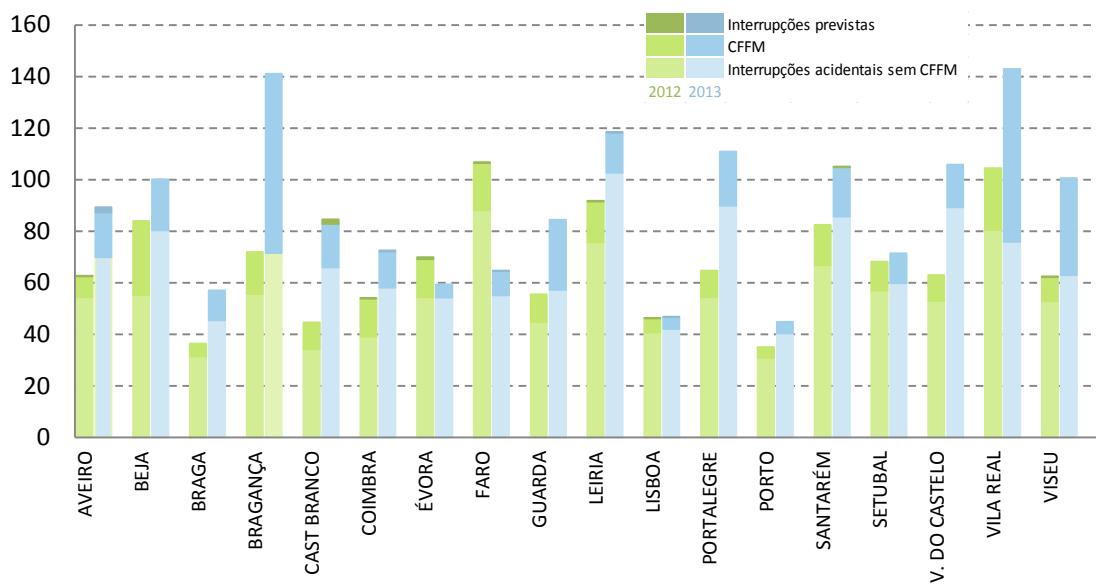


Gráfico 5.27 – TIEPI MT por distrito (min.)

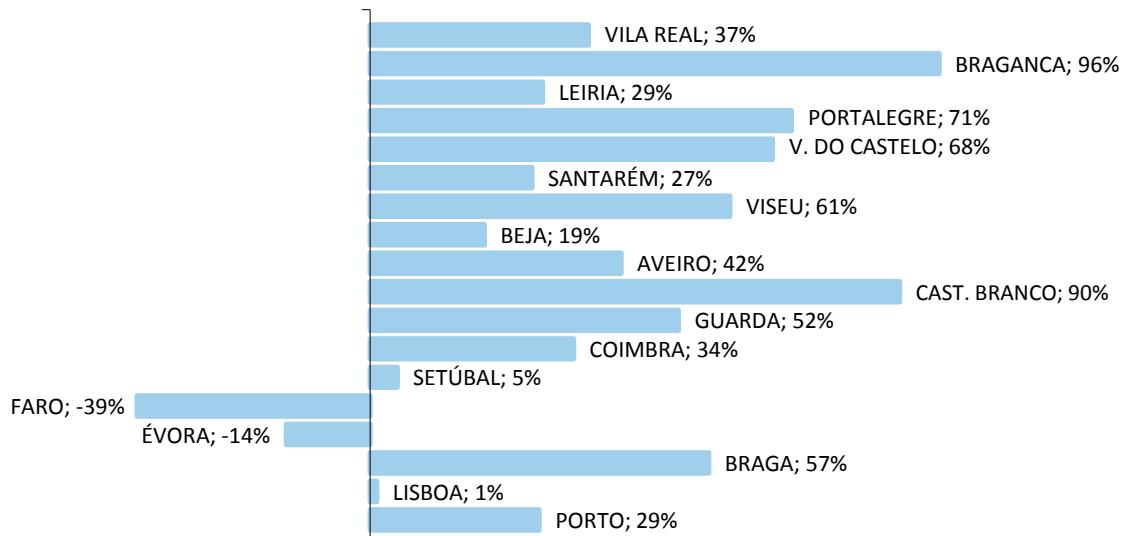


Gráfico 5.28 – TIEPI MT variação 2012-2013 por distrito

Indicador END MT
As DRC Sul e Lisboa registaram indicadores favoráveis (com variações de -20% e -4%, respetivamente) relativamente

aos valores obtidos em 2012. As restantes DRC obtiveram resultados desfavoráveis na comparação com 2012 (Gráficos 5.29 e 5.30).

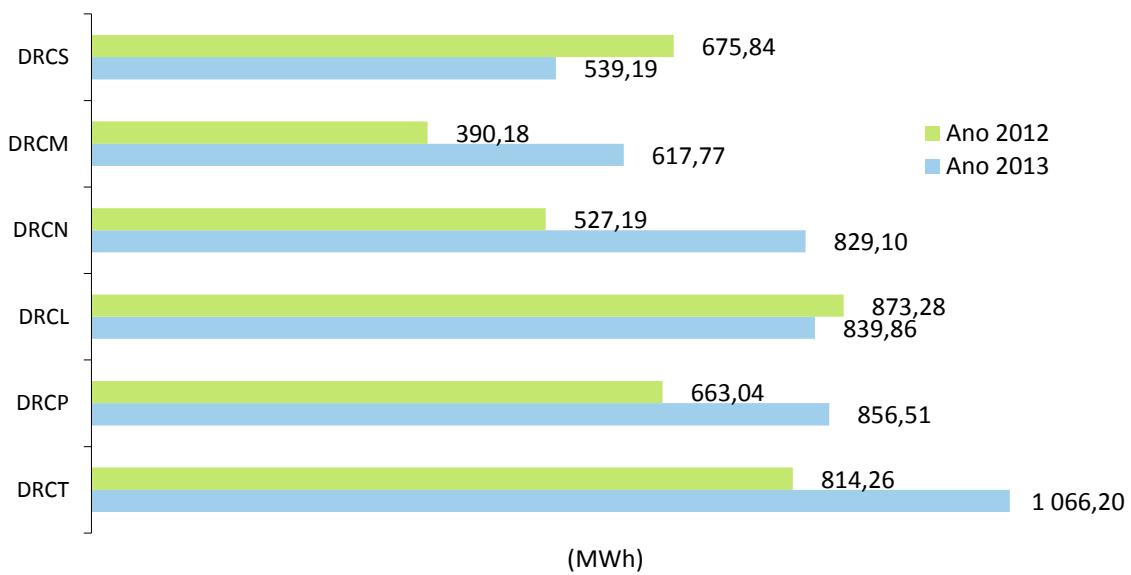


Gráfico 5.29 – END MT por DRC (MWh)

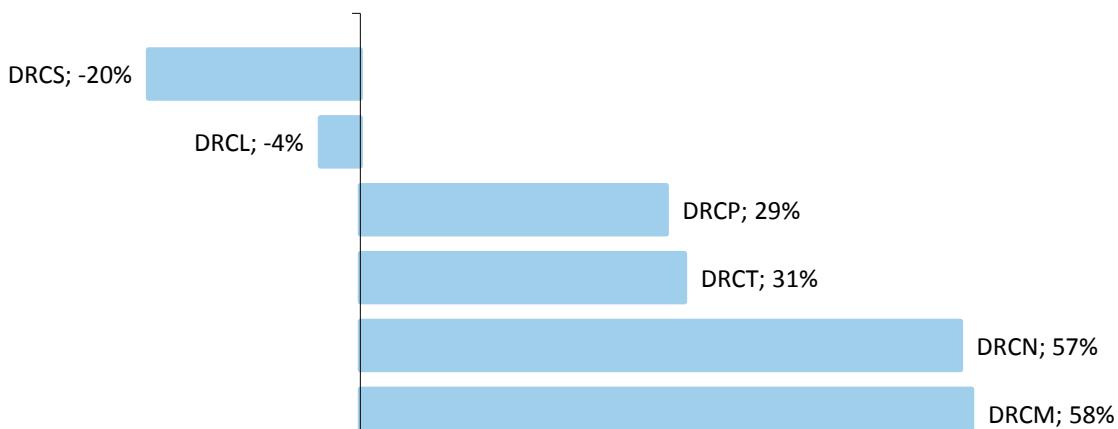


Gráfico 5.30 – END MT variação 2012-2013 por DRC

Para o mesmo indicador é apresentada, nos Gráficos 5.31 e 5.32, a análise por distrito (com segmentação por interrupções previstas, acidentais sem

CFFM e CFFM) e a evolução registada face a 2012. Todos os distritos apresentaram uma evolução desfavorável relativamente a 2012, com exceção dos distritos Faro (-40%) e Évora (-13%).

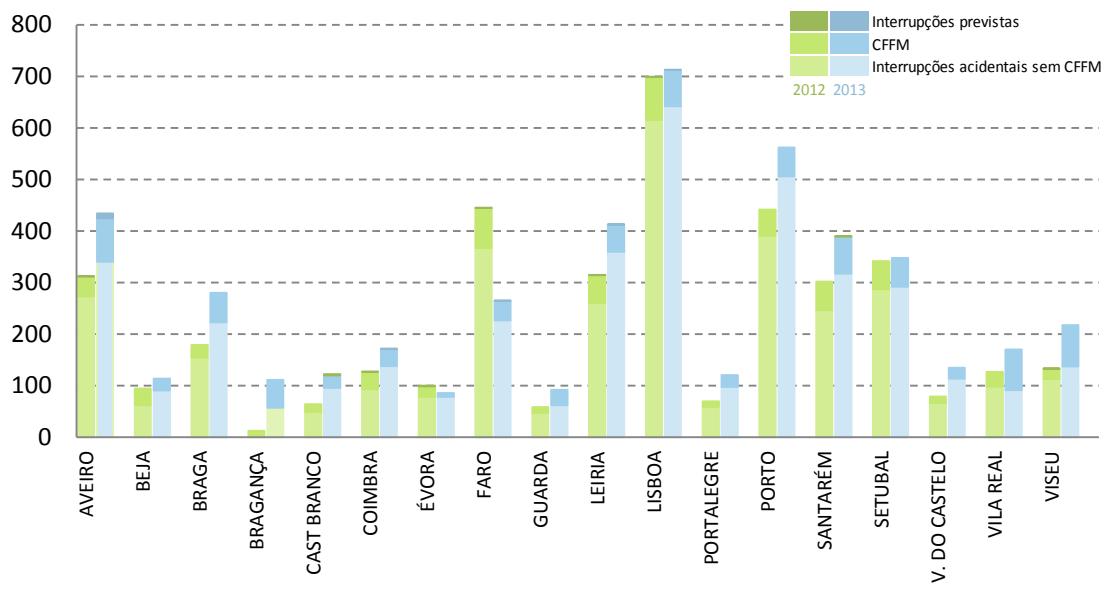
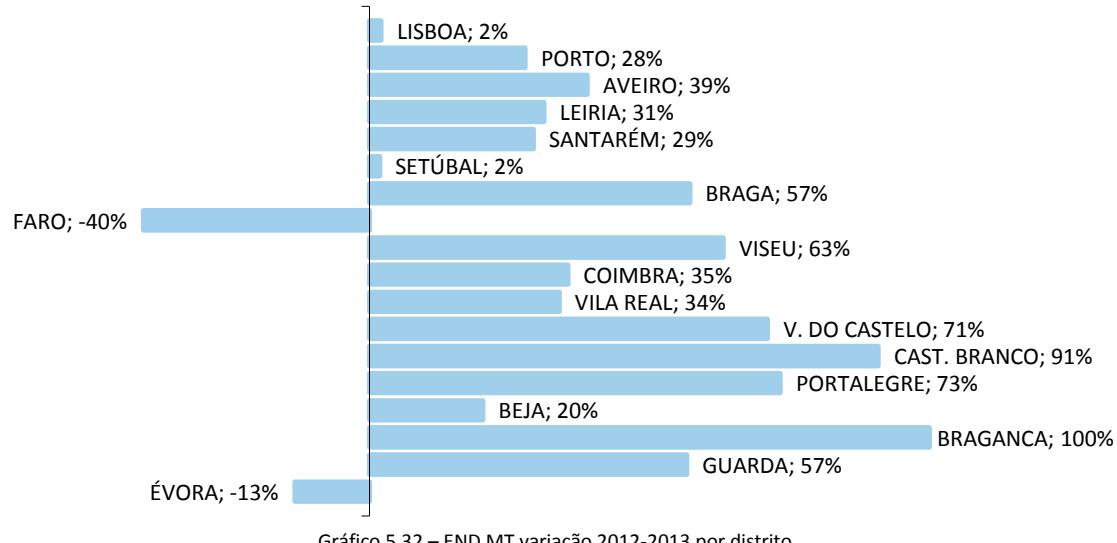
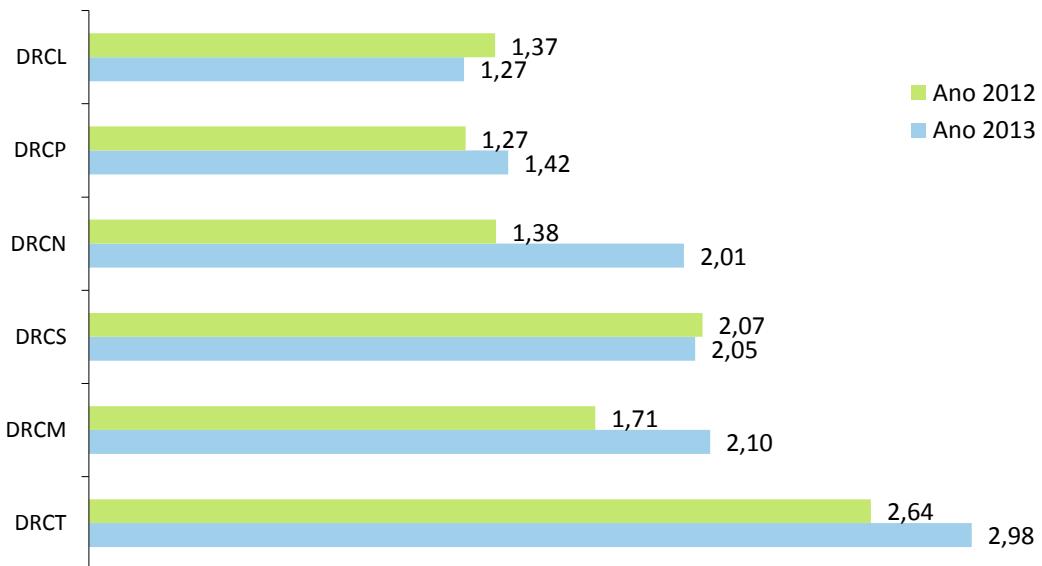


Gráfico 5.31 – END MT por distrito (MWh)



Indicador SAIFI MT
 Nas DRC Lisboa e Sul foram atingidos desvios favoráveis (com variações de -8% e -1%, respetivamente) relativamente aos valores obtidos em 2012 (Gráficos 5.33 e 5.34).



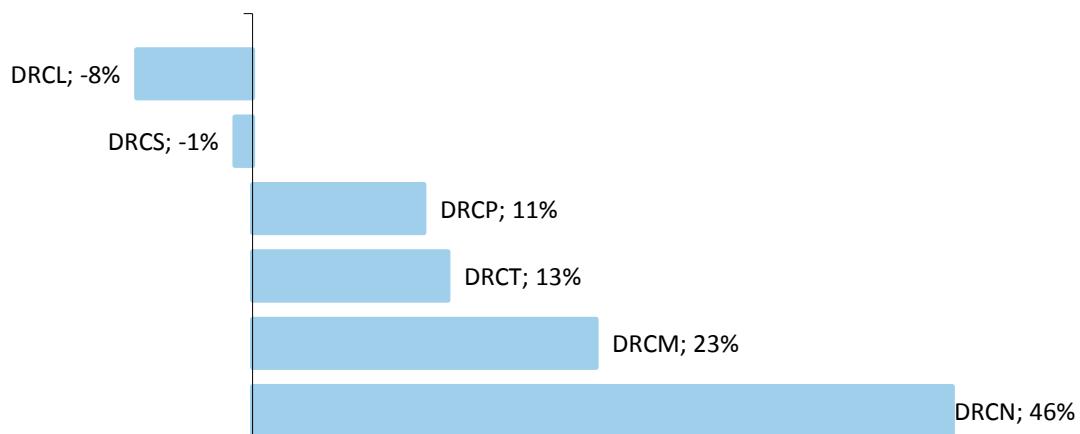


Gráfico 5.34 – SAIFI MT variação 2012-2013 por DRC

Para o mesmo indicador é apresentada, nos Gráficos 5.35 e 5.36, a análise por distrito (com segmentação por interrupções previstas, accidentais sem

CFFM e CFFM) e a evolução registada face a 2012. Todos os distritos apresentaram uma evolução desfavorável relativamente a 2012, com exceção dos distritos Faro (-30%), Évora (-3%) e Lisboa (-5%).

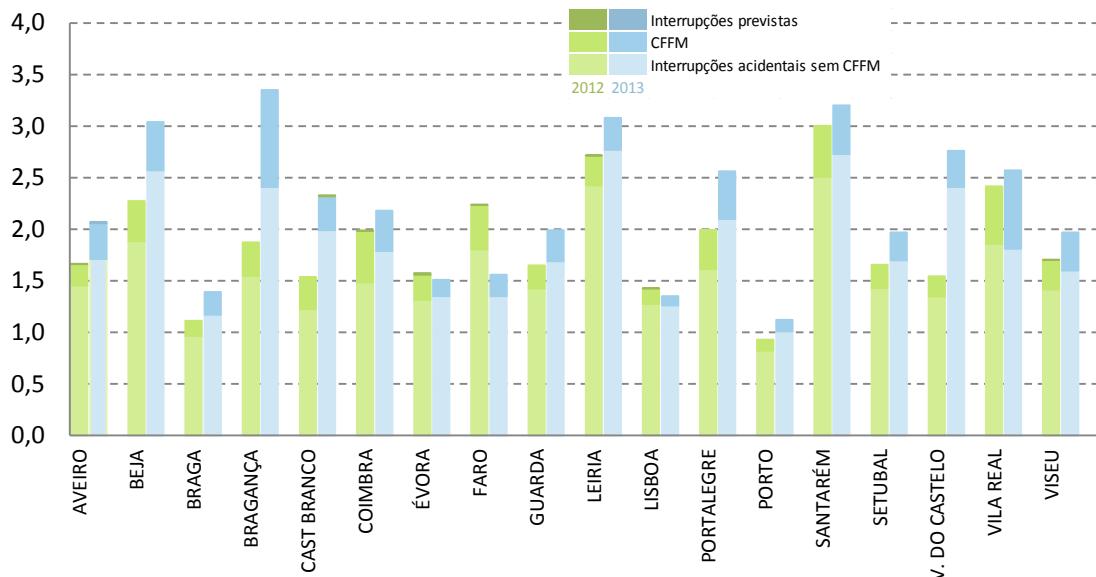
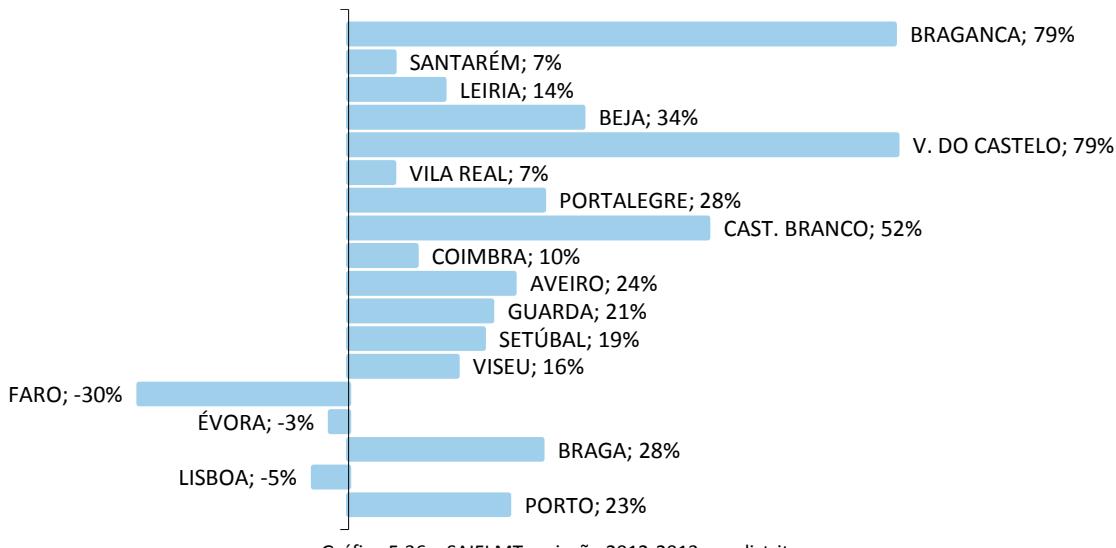
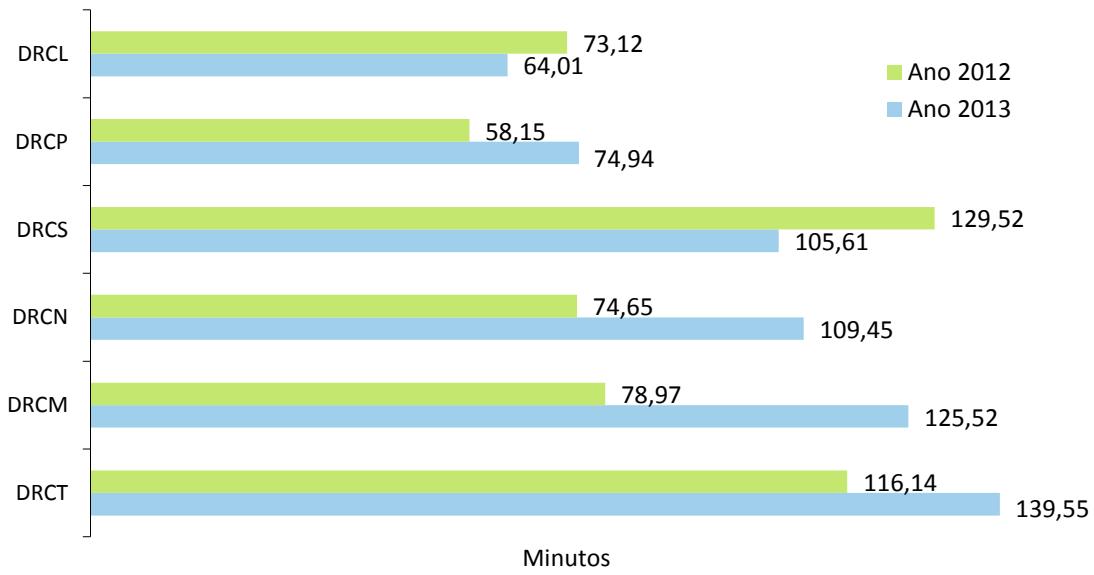


Gráfico 5.35 – SAIFI MT por distrito (número)



Indicador SAIDI MT
As DRC Sul e Lisboa atingiram desvios favoráveis (com variações de -18% e -12%, respetivamente) relativamente aos

valores obtidos em 2012. As restantes DRC obtiveram resultados desfavoráveis na comparação com 2012 (Gráficos 5.37 e 5.38).



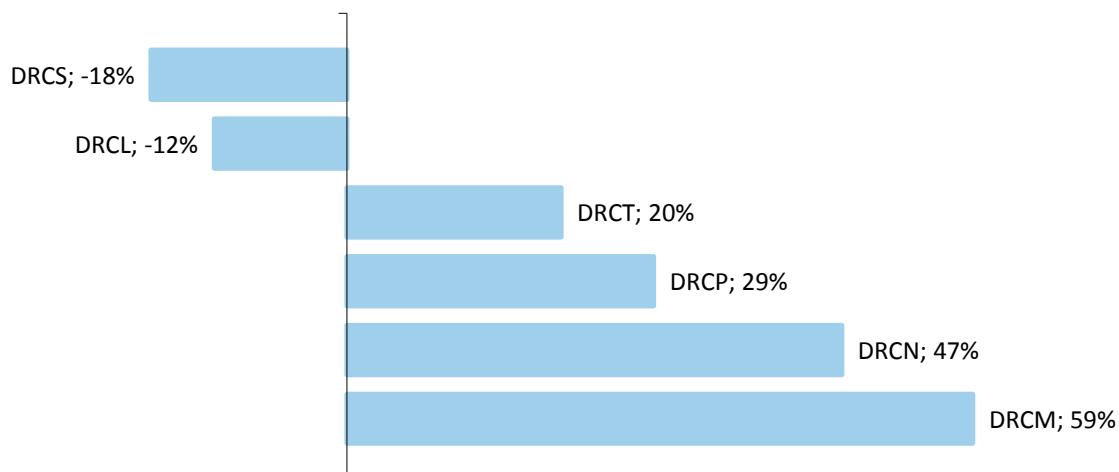


Gráfico 5.38 – SAIDI MT variação 2012-2013 por DRC

Para o mesmo indicador é apresentada, nos Gráficos 5.39 e 5.40, a análise por distrito (com segmentação por interrupções previstas, acidentais sem

CFFM e CFFM) e a evolução registada face a 2012. Todos os distritos apresentaram uma evolução desfavorável relativamente a 2012, com exceção dos distritos Évora (-20%), Faro (-41%) e Lisboa (-6%).

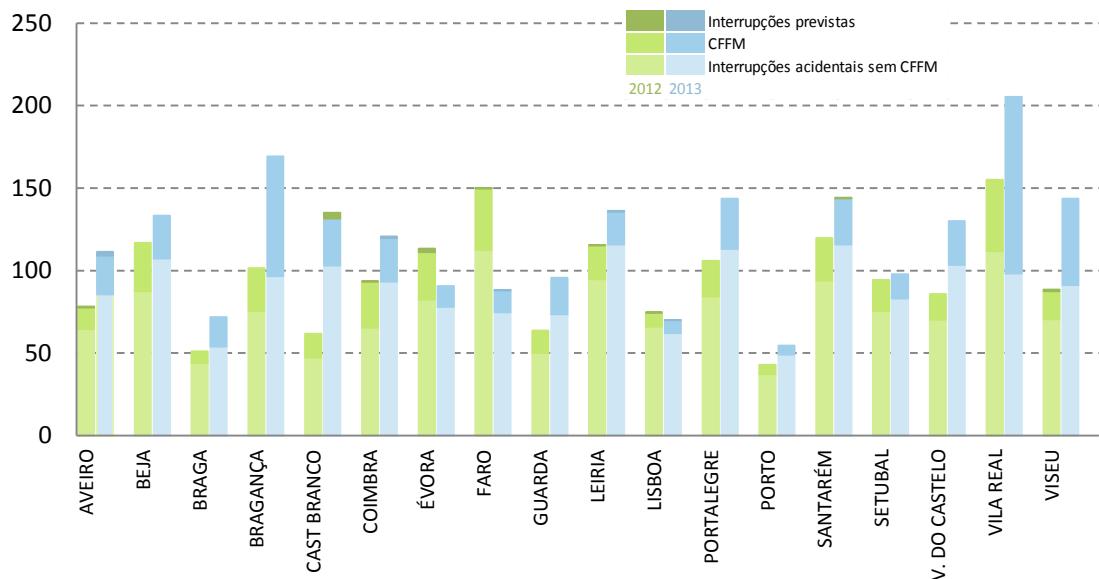
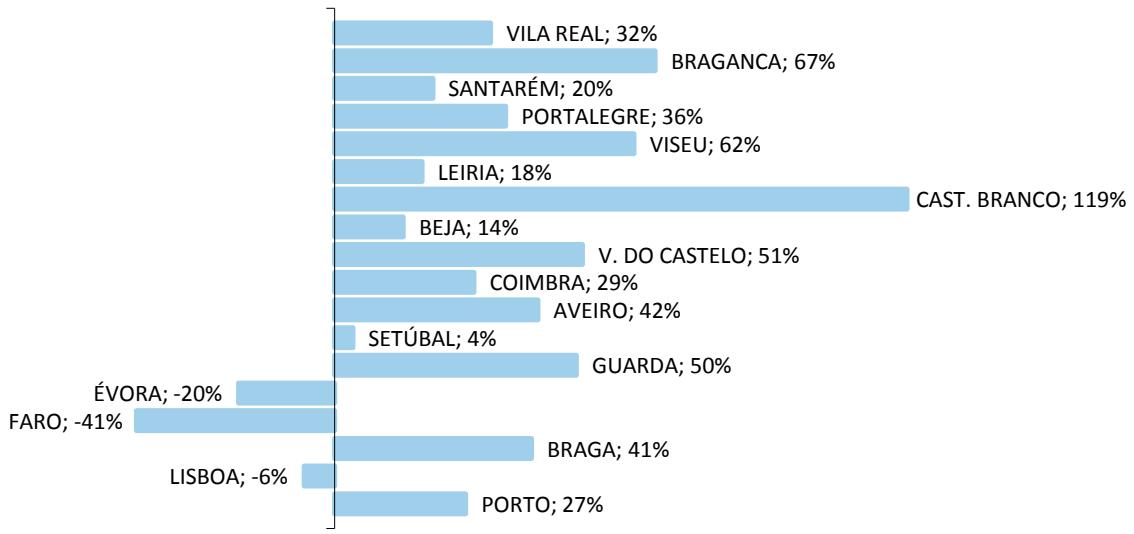


Gráfico 5.39 – SAIDI MT por distrito (min)



5.3.3. Conclusões

O aumento dos valores dos indicadores de continuidade de serviço registados, esteve diretamente relacionado com as condições atmosféricas adversas ocorridas em Portugal continental durante 2013, com especial destaque para as situações extraordinárias do início e fim do ano, caracterizadas por rajadas de vento que chegaram a atingir intensidade superior a 150 km/h, acompanhadas de chuva intensa e forte trovoada, conforme registo do IPMA. Estas condições atmosféricas, extremamente adversas, influenciaram a evolução, ligeiramente negativa, dos indicadores de Qualidade de Serviço de 2013.

No entanto, há a registar a evolução favorável nas DRC Lisboa e Sul,

precisamente as menos afetadas pelos temporais de janeiro e dezembro.

Em termos regionais, tomando por referência os distritos, regista-se igualmente esse aumento em todos indicadores em quase todos os distritos, com exceção dos distritos de Faro, de Évora e de Lisboa.

Evidencia-se que o impacto junto dos clientes, motivado pelas intervenções programadas na rede, foi residual pois as interrupções de longa duração representaram um valor TIEPI MT associado de apenas 0,9 minutos. Os valores registados nos últimos anos resultam da estratégia que tem vindo a ser seguida pela EDP Distribuição em minimizar o impacto das intervenções previstas na rede, por recurso a trabalhos

em tensão e utilização sistemática de geradores.

5.4. Rede BT

A análise que é feita nos pontos 5.4.1. a 5.4.3. exclui as parcelas resultantes do impacto direto das condições atmosféricas extremas ocorridas com as tempestades Gong e de 24 de dezembro.

Interrupções BT	Origens	
	Rede BT	Instalação Cliente BT
Interrupções Acidentais	24 829	142 889
Interrupções Previstas	4 174	10
TOTAL	29 003	142 899

Tabela 5.17 – Tipo de Interrupção BT por origem

De realçar o elevado número de interrupções registadas nas instalações dos clientes comparativamente com as ocorridas nas redes da EDP Distribuição (representaram 83% do total das interrupções).

Em relação ao ano de 2012, e no que diz respeito ao número total de interrupções, verificou-se um aumento de 9% na rede BT e de 7% nas instalações de clientes.

5.4.1. Interrupções na rede BT

Na Tabela 5.17 e Gráfico 5.41 apresentam-se os valores associados às interrupções verificadas ou que perturbaram a qualidade de serviço na rede BT (interrupções acidentais e previstas tiveram origem nas redes BT da EDP Distribuição e nas Instalações dos Clientes BT).

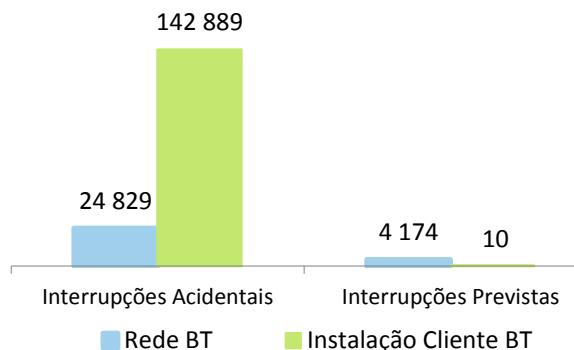


Gráfico 5.41 – Tipo de Interrupção BT por origem

Os grupos de causas das interrupções acidentais no nível de tensão BT (nas redes BT e instalações de utilização/cliente) estão expressas no Gráfico 5.42. Consta-se que 74% destas interrupções tiveram origem nas seguintes quatro causas: Manutenção, Material/Equipamento, Desconhecidas e Trabalhos Inadiáveis.

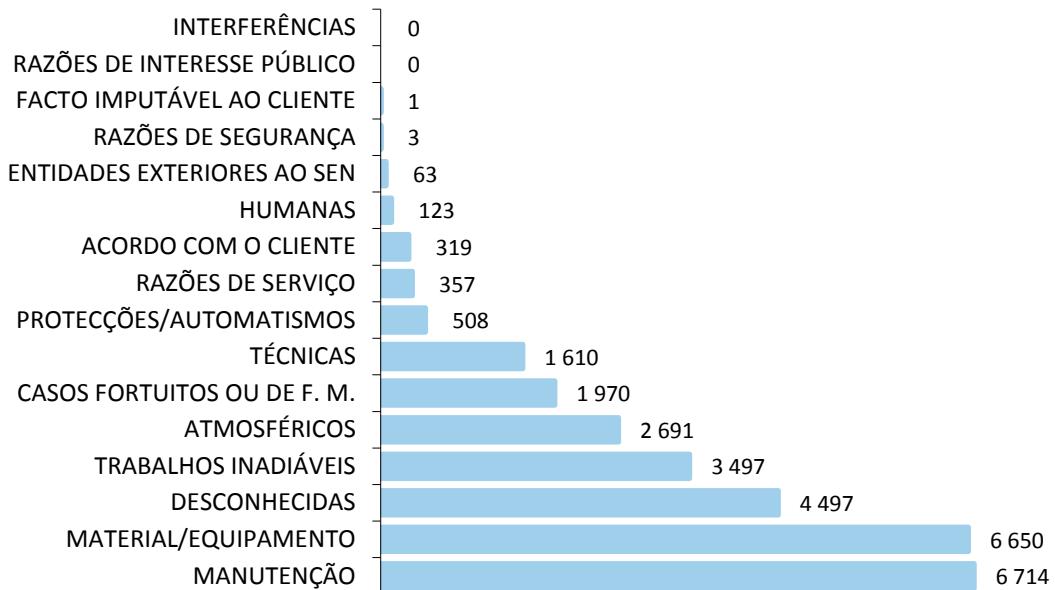


Gráfico 5.42 – N.º de interrupções accidentais BT, grupo de causas – origem BT

Os elementos com maior número de avarias nas redes BT e instalações de utilização/clientes estão expressos no Gráfico 5.43. As fusões de “Fusível BT”, que representam 35% dos registo dos elementos avariados, incluem fundamentalmente os fusíveis fundidos nas

portinholas, caixas de coluna e quadros de coluna, o que sublinha o enorme “peso” que tem este tipo de elemento avariado, nas instalações coletivas e individuais. Este elemento da rede BT determina o elevado peso da causa Manutenção, mencionada anteriormente.

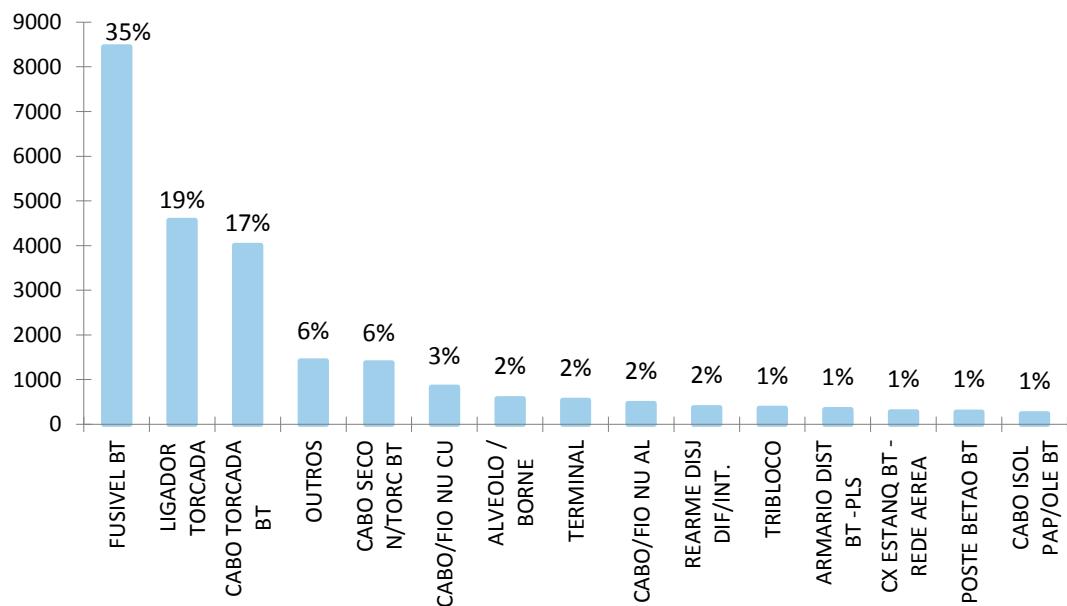


Gráfico 5.43 – N.º de interrupções accidentais BT, grupo de causas – origem BT

Nota: No agrupamento “Outros” estão incluídos os restantes elementos avariados cuja percentagem individual é inferior a 1%.

O indicador "Número de Interrupções Acidentais/1000 Clientes", por origem, e para o caso de interrupções de longa duração, teve, de 2010 a 2013, a evolução apresentada na Tabela 5.18

N.º interrupções acidentais/1000 Clientes	2010	2011	2012	2013
Rede BT	6,46	5,62	3,67	4,15
Instalação de utilização/cliente	32,57	28,89	21,93	23,90

Tabela 5.18 – N.º de interrupções acidentais por 1000 clientes

Para este indicador, e comparativamente a 2012, registaram-se aumentos de 13% ao nível da rede BT e de 9% ao nível da instalação de utilização/cliente.

5.4.2. Indicadores BT

5.4.2.1 Evolução dos indicadores BT

BT

A evolução dos indicadores Frequência e Duração Média das Interrupções (SAIFI e SAIDI), para incidentes de duração superior a 3 minutos, independentemente da sua origem, é apresentada na Tabela 5.19 e Gráfico 5.44.

Indicadores	Ano 2012	Ano 2013	Variação 13/12
SAIFI BT [nº]	1,88	2,01	6,6%
SAIDI BT [min]	95,83	108,61	13,3%

Tabela 5.19 – Evolução dos indicadores de Frequência e Duração BT

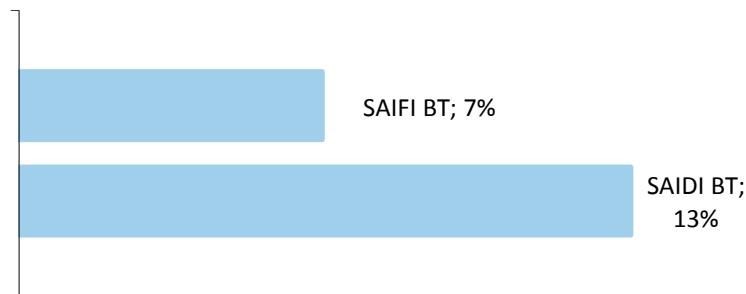


Gráfico 5.44 – Indicadores BT – Variação 2012-2013

5.4.2.2 Evolução dos indicadores

BT por zonas A, B e C

Na Tabela 5.20 apresentam-se os indicadores explicitados no ponto anterior,

	INDICADORES		ZONA A	ZONA B	ZONA C
2012	SAIFI BT [nº]	Accidentais	0,96	1,53	2,38
	SAIDI BT [min]	Previstas	0,06	0,08	0,13
2013	SAIFI BT [nº]	Accidentais	46,83	69,66	127,90
	SAIDI BT [min]	Previstas	3,63	4,10	4,14
	SAIFI BT [nº]	Accidentais	1,04	1,46	2,63
	SAIDI BT [min]	Previstas	0,05	0,07	0,10
	SAIFI BT [nº]	Accidentais	48,37	73,07	152,67
	SAIDI BT [min]	Previstas	2,33	3,20	4,84

Tabela 5.20 – SAIFI e SAIDI BT por zona

No cálculo destes indicadores foram consideradas todas as interrupções accidentais e previstas de longa duração, com origem nos vários níveis de tensão, incluindo aquelas que, de acordo com o estipulado no RQS, estão abrangidas pelo nº1 do seu Artigo 14º, nomeadamente: casos fortuitos ou de força maior, razões de interesse público, razões de segurança e facto imputável ao cliente.

Em 2013, e comparativamente a 2012, registou-se uma evolução desfavorável no indicador de frequência média (SAIDI BT) em todas as zonas. No indicador de frequência média (SAIFI BT) apenas se registou uma evolução favorável nas Zonas B.

discriminados por interrupções accidentais e previstas para as zonas A, B, C.

5.4.2.3 Evolução dos indicadores

BT por Direção de Rede e Clientes e distritos

Neste ponto apresenta-se a desagregação dos valores destes indicadores pelas 6 DRC da EDP Distribuição e pelos 18 distritos de Portugal Continental (tendo como base de referência os valores da potência total instalada na rede MT e da energia entrada na Região respetiva).

À semelhança do referido para a rede MT, também na rede BT os valores dos indicadores em análise por DRC e distrito em 2013 mantiveram-se significativamente abaixo dos padrões definidos no RQS.

Indicador SAIFI BT

As DRC Lisboa, Sul e Tejo atingiram desvios favoráveis (com variações entre -10% e -0,7%, respetivamente) relativamente aos

valores obtidos em 2012. As restantes DRC obtiveram resultados desfavoráveis na comparação com 2012 (Gráficos 5.45 e 5.46).

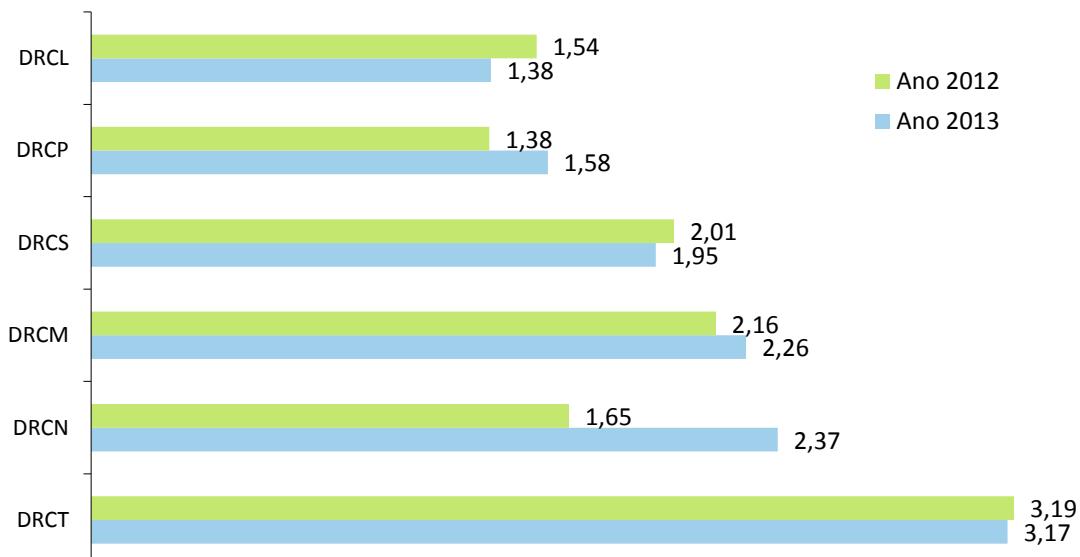


Gráfico 5.45 –SAIFI BT por DRC (número)

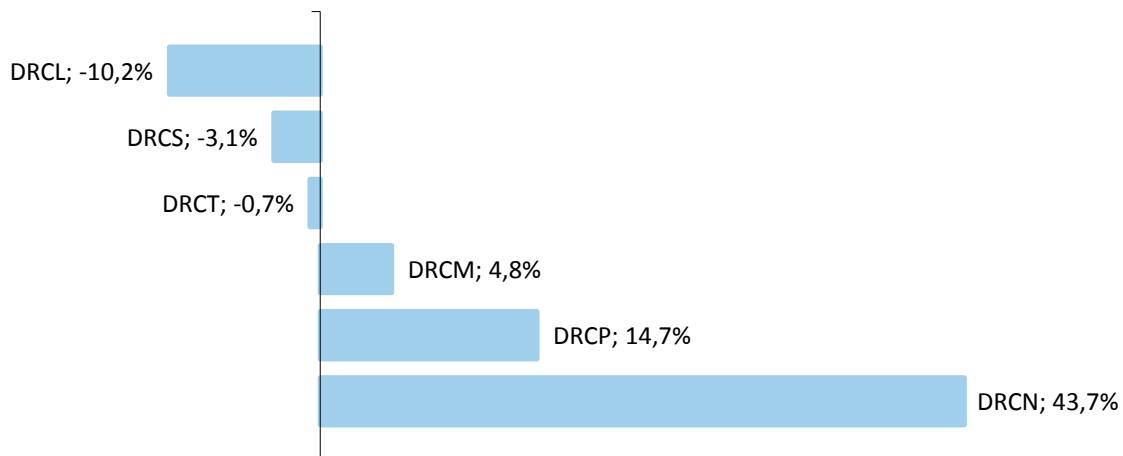


Gráfico 5.46 – SAIFI BT variação 2012-2013 por DRC

Para o mesmo indicador é apresentada, nos Gráficos 5.47 e 5.48, a análise por distrito (com segmentação por interrupções previstas, accidentais sem

CFFM e CFFM) e a evolução registada face a 2012. Em 7 dos 18 distritos registou-se uma evolução favorável.

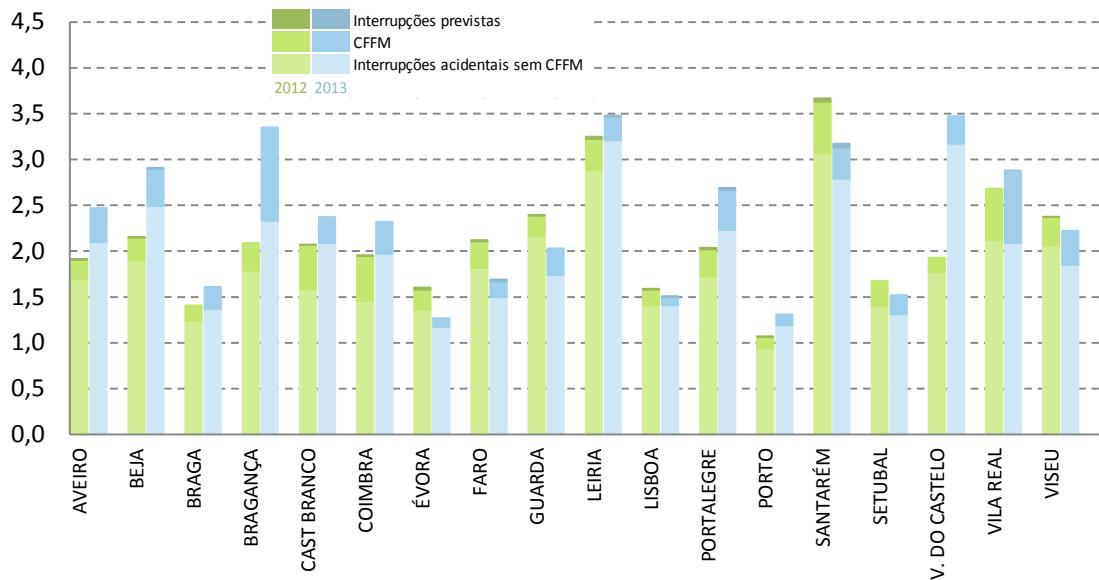


Gráfico 5.47 –SAIFI BT por distrito (número)

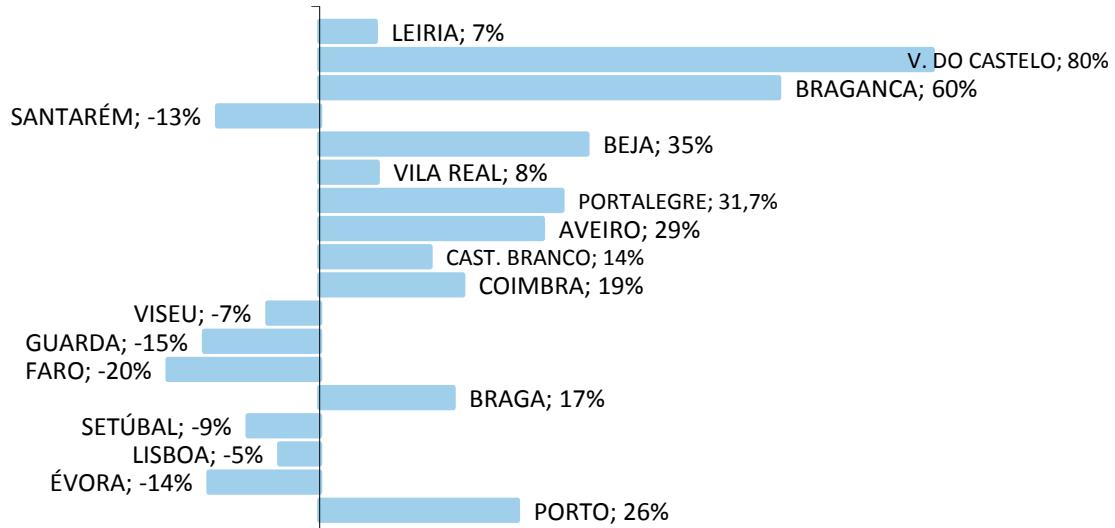
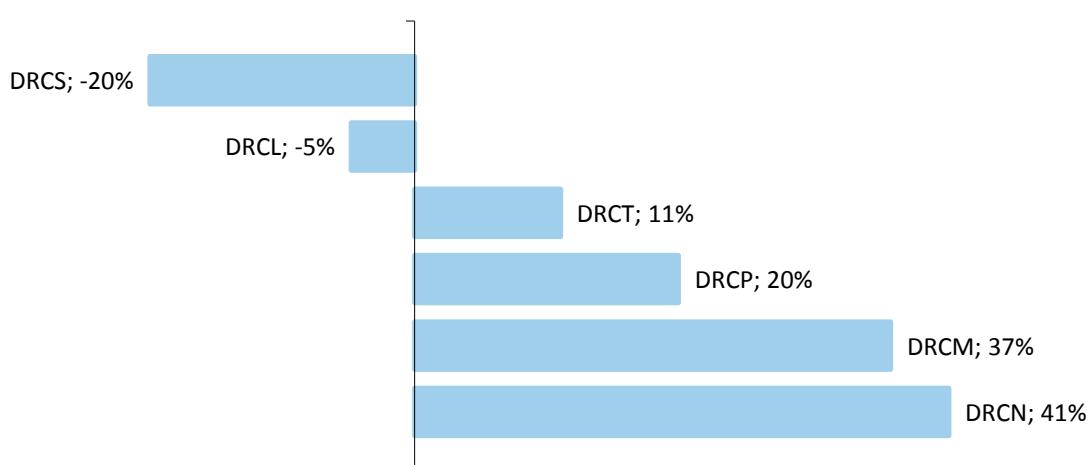
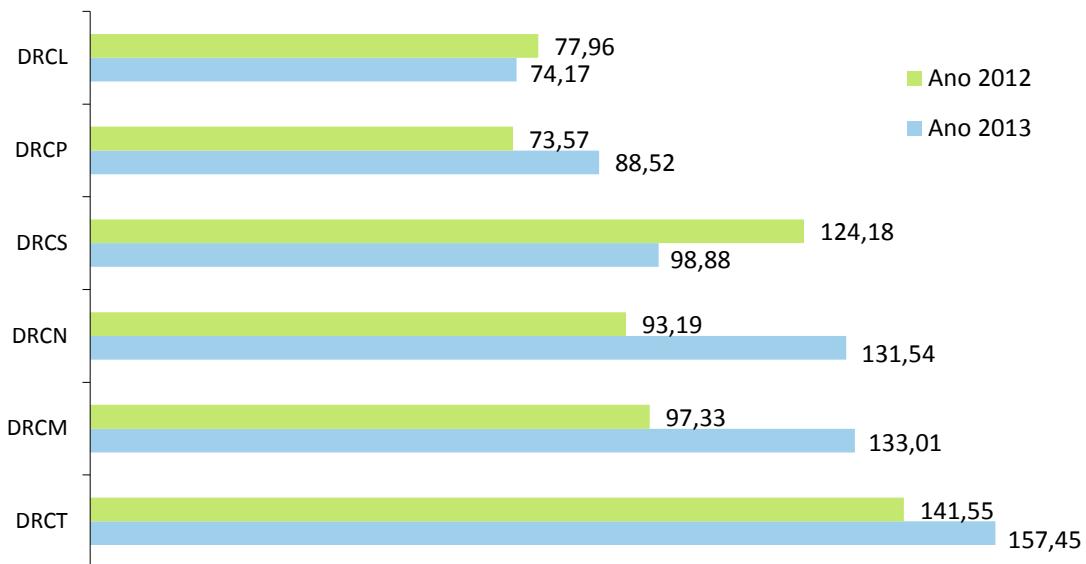


Gráfico 5.48 – SAIFI BT variação 2012-2013 por distrito

Indicador SAIDI BT

As DRC Lisboa e Sul atingiram desvios favoráveis (com variações de -20% e -5%, respetivamente) relativamente aos

valores obtidos em 2012. As restantes DRC obtiveram resultados desfavoráveis na comparação com 2012 (Gráficos 5.49 e 5.50).



Para o mesmo indicador é apresentada, nos Gráficos 5.51 e 5.52, a análise por distrito (com segmentação por interrupções previstas, acidentais sem

CFFM e CFFM) e a evolução registada face a 2012. Em 3 dos 18 distritos registou-se uma evolução favorável.

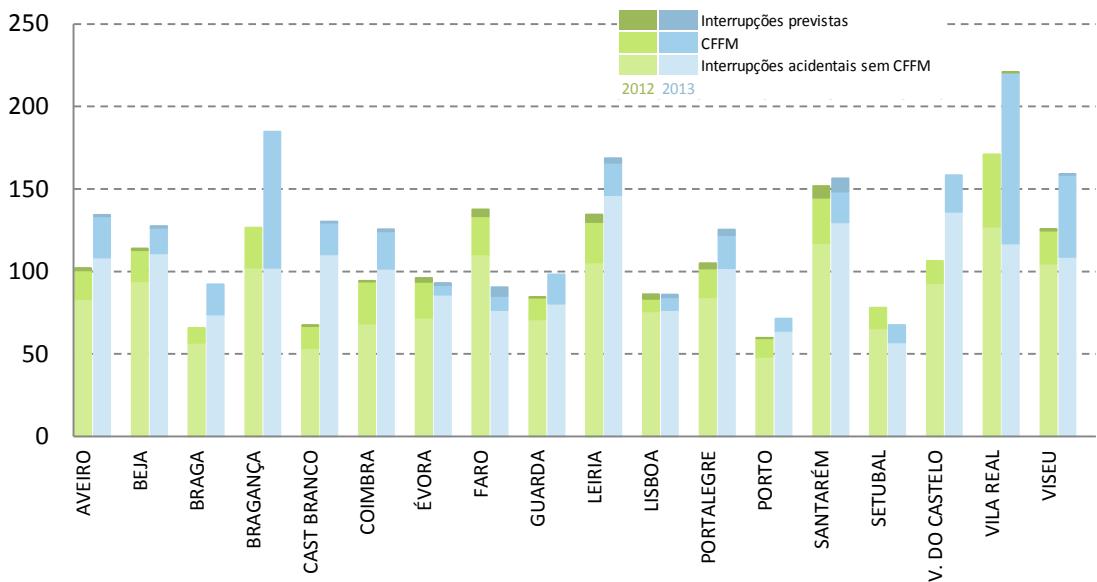


Gráfico 5.51 –SAIDI BT por distrito (min.)

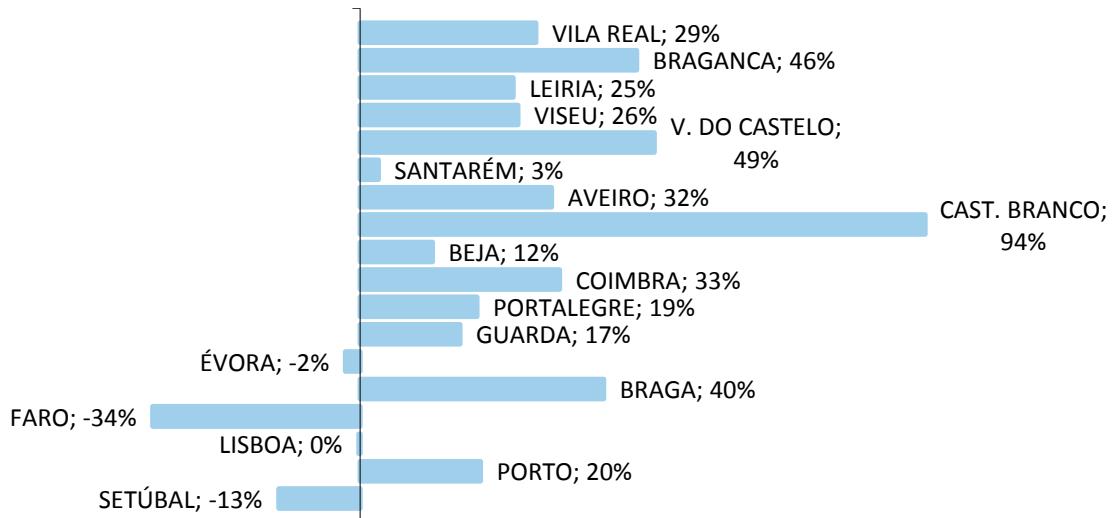


Gráfico 5.52 – SAIDI BT variação 2012-2013 por distrito

5.4.3. Conclusões

À semelhança do que foi referido, sobre o comportamento da rede MT, o aumento dos valores dos indicadores de continuidade de serviço verificados em 2013, esteve relacionado com as condições atmosféricas extraordinárias ocorridas em Portugal continental, e que influenciaram a

evolução, ligeiramente negativa, dos indicadores de continuidade de serviço acumulados de 2013.

Registou-se, no entanto, uma evolução favorável nas DRC Lisboa e Sul, precisamente as menos afetadas pelos temporais de janeiro e dezembro

Em termos regionais, dos 18 distritos, 7 apresentaram evoluções favoráveis no SAIFI e 3 no SAIDI.

5.5. Cumprimento do RQS

5.5.1. Qualidade geral MT

Acompanhamento dos Padrões para a Rede MT

O RQS estabelece no Art. 15.º que os distribuidores deverão caracterizar a rede que exploram, determinando anualmente os indicadores gerais, para as

redes de MT – TIEPI, SAIFI, SAIDI e END. Os procedimentos a observar no cálculo destes indicadores estão referidos no Anexo II do RQS.

Com exceção do indicador END, para o qual não existe padrão, apresentam-se de seguida, para os restantes indicadores, os padrões indicados no RQS (Artigo 16.º) e os valores obtidos na rede MT da EDP Distribuição.

Indicadores	Zonas					
	A		B		C	
	Padrão	Real	Padrão	Real	Padrão	Real
TIEPIMT [h]	2	0,41	4	0,69	10	1,17
SAIFI MT [nº]	3	0,68	6	1,08	8	1,70
SAIDI MT [h]	3	0,46	5	0,84	10	1,47

Tabela 5.21 – Indicadores Padrão / Valor real MT

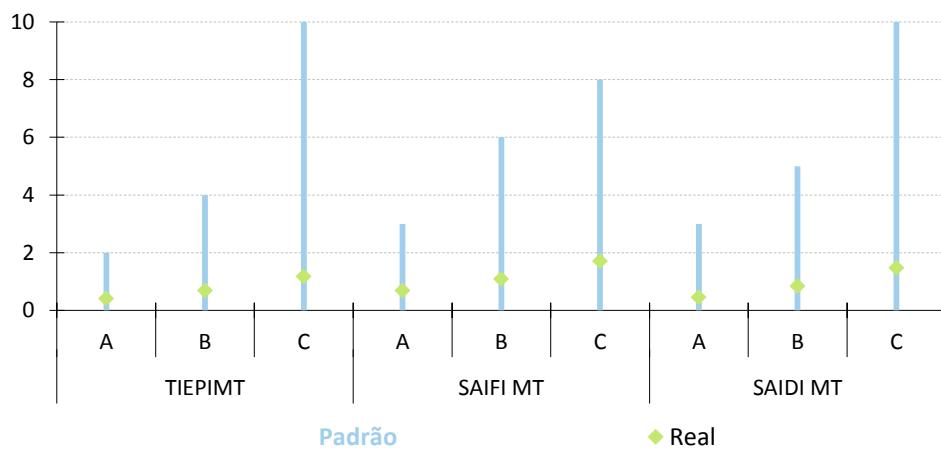


Gráfico 5.53 – Cumprimento do RQS por zona – rede MT

Da observação dos valores apresentados na Tabela 5.21 e no Gráfico 5.53, pode-se concluir que foram integralmente cumpridos todos os padrões gerais de continuidade de serviço

estabelecidos no RQS para as diferentes zonas geográficas.

A desagregação dos valores destes indicadores, por grupos de causas,

apresenta-se em anexo a este relatório (Anexo 1).

5.5.2. Qualidade geral BT

Acompanhamento dos Padrões para a Rede BT

O RQS estabelece no seu Art. 15.º que os distribuidores deverão caracterizar a rede que exploram, determinando

anualmente os indicadores gerais, para as redes de BT – SAIFI e SAIDI. Os procedimentos a observar no cálculo destes indicadores estão referidos no Anexo II do RQS.

Apresentam-se de seguida os padrões indicados no Artigo 16.º e os valores obtidos na rede BT da EDP Distribuição.

Indicadores	Zonas					
	A		B		C	
	Padrão	Real	Padrão	Real	Padrão	Real
SAIFI BT [nº]	3	0,88	6	1,13	8	1,95
SAIDI BT [h]	4	0,66	7	0,95	12	1,88

Tabela 5.22 – Indicadores padrão / Valor real BT

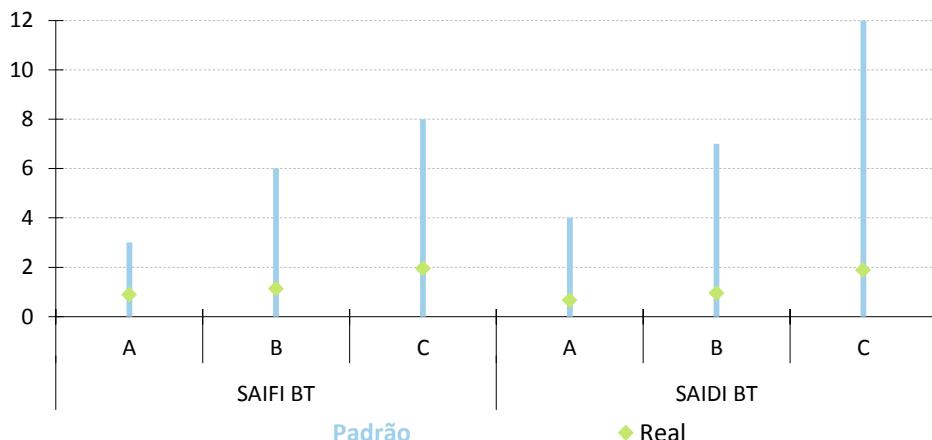


Gráfico 5.53 – Cumprimento do RQS por zona – rede BT

Da observação dos valores apresentados, na Tabela 5.22 e Gráfico 5.53, pode concluir-se que foram integralmente cumpridos todos os padrões gerais de continuidade de serviço estabelecidos no RQS para as diferentes zonas geográficas. A desagregação dos valores destes indicadores, por grupos de causas, apresenta-se em anexo (Anexo 1).

5.6. Compensações por incumprimento dos padrões individuais de continuidade de serviço

O RQS, no seu Artigo 18.º, estabelece os padrões dos indicadores de qualidade individual, de âmbito técnico, que os operadores das redes de distribuição devem respeitar (Tabela 5.19).

**Número de interrupções por ano**

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

Duração total das interrupções (horas)

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

Tabela 5.23 – Padrões dos indicadores de qualidade de serviço individual

No seu Artigo 17.º, o RQS estabelece, igualmente, que o operador da rede de distribuição deve determinar anualmente os indicadores individuais de continuidade de serviço nomeadamente a frequência e a duração total das

interrupções, de acordo com o disposto no RQS (Anexo II). A informação por zona de qualidade de serviço e por nível de tensão relativa aos incumprimentos no ano de 2013 é a que consta na Tabela 5.20.

Igualmente se apresentam na referida tabela, os montantes que reverteram para o fundo de reforço dos investimentos. Tal como estipulado no RQS (Artigo 52.º n.º5), sempre que o montante a atribuir aos clientes, a título de compensação individual for inferior a 0,50€, o mesmo deve ser transferido para um fundo de reforço dos investimentos para melhoria da qualidade de serviço nas zonas afetadas.

Indicador	Nível de Tensão	Zona Geográfica	Número de Incumprimentos	Valor das Compensações (€)	Valor do Fundo de Reforço de Investimentos (€)
Duração total das interrupções / Número total das Interrupções	MAT	A	-	-	-
		B	-	-	-
		C	-	-	-
		Total			0,0
	AT	A	-	-	-
		B	2	3 738,47	0,00
		C	6	5 435,47	0,00
		Total	8	9 173,94	0,00
	MT	A	90	21 028,12	731,40
		B	99	19 203,21	128,86
		C	33	5 979,54	0,00
		Total	222	46 210,87	860,26
	BTE	A	123	6 786,97	656,47
		B	52	4 851,63	328,56
		C	24	1 688,07	246,37
		Total	199	13 326,67	1 231,40
	BTN	A	11 396	66 642,94	4 110,18
		B	8 310	56 006,44	2 339,64
		C	3 834	35 507,74	1 051,68
		Total	23 540	158 157,12	7 501,50
TOTAL			23 969	226 868,60	9 593,16

Tabela 5.24 – Compensações pagas por incumprimento dos padrões individuais



Dos 23 969 incumprimentos, 23 968 foram relativos à duração das interrupções e apenas 1 foi relativo ao número de interrupções. O número de incumprimentos que originaram pagamento de compensações aos clientes foi de 23 969, tendo sido transferidos para o fundo de reforço dos investimentos os montantes referentes a 2 989 incumprimentos.

5.7. Qualidade da Energia Elétrica

Neste capítulo referente à Qualidade da Onda de Tensão ou, como também é genericamente designada, Qualidade da Energia Elétrica (QEE) são apresentados e comentados os resultados das medições efetuadas pela EDP Distribuição, em cumprimento do seu Plano Anual de Monitorização (PAM) da QEE e em conformidade com o disposto no RQS. Nesta rubrica, como resultado da apreciação global das ações de medição efetuadas, é de referir:

- Nível elevado da QEE fornecida pela EDP Distribuição aos seus clientes, em 2013;
- Cerca de 11% das subestações AT/MT da EDP Distribuição, tinham os seus barramentos MT em modo de monitorização permanente da QEE;

- Cerca de 38% das subestações AT/MT estiveram sob um dos modos de monitorização da QEE regularmente praticados pela EDP Distribuição: trimestral ou permanente (todo o ano).

Nos pontos seguintes, são apresentados os indicadores considerados mais representativos da QEE dando-se em relação aos mesmos algumas explicações de enquadramento.

5.7.1. Definição e critérios das ações de monitorização da Qualidade da Energia Elétrica

As ações de monitorização da QEE que a EDP Distribuição realiza seguem estritamente as recomendações da NP EN 50160, bem como o preceituado nos Artigos 19.º e 20.º do RQS em vigor, sendo que umas têm duração trimestral e outras decorrem de forma contínua, ao longo do ano, em instalações previamente selecionadas para cada uma destas modalidades de monitorização. Consistem estas ações em medições dos principais parâmetros definidores da QEE, nas instalações e equipamentos escolhidos segundo os critérios definidos nos citados artigos do RQS, incidindo em:

- Barramentos MT das Subestações de AT/MT;

- Barramentos dos quadros gerais de baixa tensão dos PTD.

As medições visam determinar a caracterização global da qualidade e continuidade da energia elétrica fornecida, com base na observação e registo dos parâmetros tecnicamente considerados como os mais representativos da QEE, que a seguir se indicam:

- Frequência da tensão;
- Valor eficaz da tensão;
- Tremulação/Flicker da tensão;
- Desequilíbrio do sistema trifásico de tensões;
- Distorção harmónica da tensão.

Em complemento, nos barramentos MT de cada instalação, registam-se também, por regra, as cavas de tensão, em número, profundidade e duração e as sobretensões à frequência industrial, em nível e respetiva duração, ocorridas durante os períodos de medição.

Os equipamentos de medição utilizados em todas as ações de monitorização da QEE mencionadas no

presente relatório respeitam integralmente os requisitos definidos no ponto 4, do Anexo IV, do RQS.

5.7.2. Medições da QEE em 2013

As ações de monitorização da QEE da EDP Distribuição incidem preferencialmente em instalações que cubram zonas consideradas como prioritárias, pela concentração de clientes previsivelmente mais sensíveis às perturbações da QEE, procurando-se, tanto quanto possível, coordená-las com as ações do mesmo tipo desenvolvidas a montante da rede da EDP Distribuição, nos escalões superiores de tensão pertencentes à Rede Nacional de Transporte (REN).

No mapa da Figura 5.1 encontra-se representada a distribuição geográfica das ações de monitorização da QEE, figurando a amarelo as zonas abrangidas pelo Plano Regular (periodicidade trimestral) e a vermelho as zonas cobertas pelas medições da QEE com carácter permanente (periodicidade anual).



distribuição

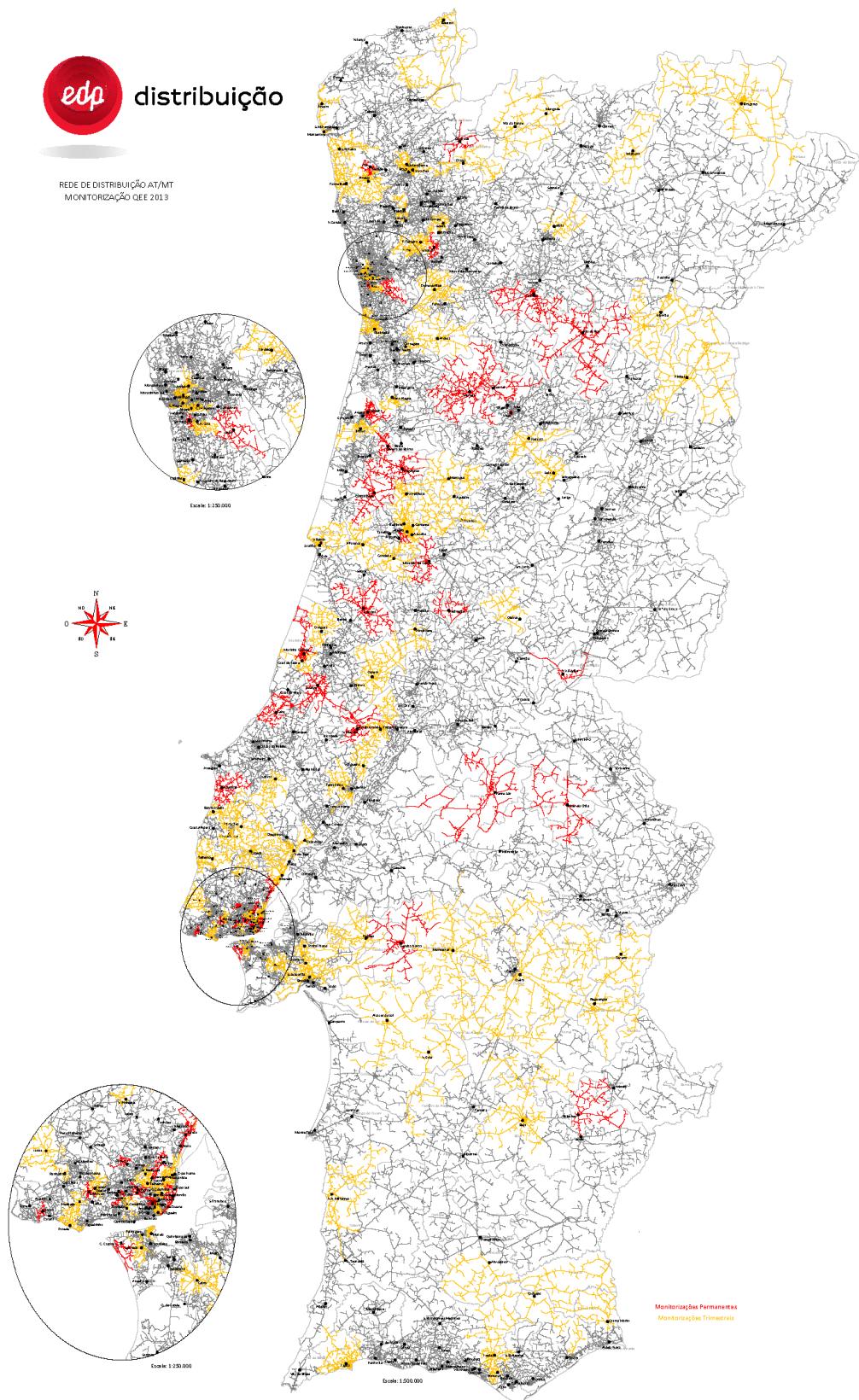
REDE DE DISTRIBUIÇÃO AT/MT
MONITORIZAÇÃO QEE 2013

Figura 5.1 – Distribuição geográfica das ações de monitorização da QEE.



5.7.3 Monitorizações da QEE de periodicidade trimestral

No que se refere a ações de monitorização da QEE, com duração trimestral, realizaram-se, em 2013, medições em:

- 103 Subestações AT/MT (158 Barramentos MT);
- 167 PTD, lado BT.

Na Tabela 5.25 apresenta-se uma síntese dos principais resultados das monitorizações realizadas nos últimos 3 anos.

Quadro-Resumo da Análise do Plano de Monitorização da QEE da EDP Distribuição no triénio 2011-2013																			
Nº de Monit. Efetuadas e n.º de Elementos em Não Conformidade (NC)							Perturbações em Reg. Transitório				Parâm. fora dos limites								
Ano	Nº SE AT/MT monit.	Nº Barr (MT)	Nº Barr (MT) Não Conf	Nº PTD Monit	Nº PTD Não Conf.	Cavas				Uef		Distorção Harm Tensão		Flic/Trem		Udes		F	
						Nº Barr MT c/ Cavas	Nº Cavas em Barr MT	Nº PTD c/ Cavas	Nº Cavas em PTD	Bar/SE	PTD	Bar/SE	PTD	Bar/SE	PTD	Bar/SE	PTD	Bar/SE	PTD
2013	103	158	10	167	60	158	5242	167	4924	1	34	7	4	2	32				
2012	112	183	3	167	66	163	3228	167	4031		30	2	7	1	36				
2011	110	169	19	167	60	169	7464	167	5193		31	13	7	9	34			1	

Tabela 5.25 – Resumo da monitorização da QEE da EDP Distribuição no triénio 2011-2013

5.7.3.1 Não Conformidades em barramentos MT

Como nota saliente, pode dizer-se que a qualidade da energia elétrica fornecida pela EDP Distribuição, em 2013, a partir dos barramentos de MT das suas instalações, continuou a situar-se num plano bastante elevado, tendo sido analisadas e posteriormente corrigidas ou atenuadas todas as situações de não conformidade (NC) regulamentar ou normativa detetadas no decurso das ações de monitorização da QEE empreendidas.

Em 2013, verificaram-se situações de NC em 10 (6,3%) barramentos MT, distribuídos por:

- Valor eficaz da tensão: 1 registo
- Distorção harmónica da tensão: 7 registos, 5 associados à 15ª harmónica, 1 às 6ª, 8ª e 10ª harmónicas e 1 à 5ª harmónica;
- Parâmetro da tremulação/flicker de longa duração da tensão (Plt): 2 registos.

Continua a poder considerar-se que, de um modo geral, as situações de NC detetadas não levantam preocupação significativa, em razão da reduzida magnitude com que, nos indicadores



correspondentes a tais situações de NC, foram excedidos os máximos regulamentares, bem como da sua diminuta influência na QEE fornecida aos Clientes.

5.7.3.2. Cavas de tensão em barramentos MT

Em 2013, registou-se um número total de 5 242 cavas de tensão, incluindo 1 357 registadas durante o período associado à tempestade Gong. Este valor é contabilizado segundo o método da agregação temporal a 1 minuto, como recomendado no Anexo IV do RQS.

As regiões do país que incluem maiores extensões de zonas rurais, onde predominam as redes aéreas, naturalmente mais expostas aos efeitos perturbadores das condições atmosféricas e demais fenómenos naturais, contribuem para que estas sejam as zonas mais afetadas pelos defeitos elétricos e, consequentemente, pelas cavas de tensão deles resultantes, na maioria, de muito curta duração, da ordem de algumas dezenas de milissegundos, mas que, em geral, não causam interrupções no fornecimento de energia.

Refira-se, no entanto, que a maioria destas cavas de tensão é de amplitude moderada, bem como de

duração bastante reduzida. Normalmente, uma parte significativa delas, extingue-se nos primeiros 100 ms, sem qualquer impacto ou percepção na maioria das instalações dos clientes.

5.7.3.3. Não Conformidades em postos de transformação

Neste nível de tensão, registaram-se, em 2013, 60 PTD em situação de NC. Nestes 60 PTD, registaram-se, um total de 70 situações de NC, com a seguinte distribuição:

- Valor eficaz da tensão com 34 (48,6%) registos;
- Tremulação/flicker da tensão: 32 (45,7%) registos;
- Distorção harmónica da tensão com 4 (5,7 %) registos;

Analogamente ao referido a propósito das NC registadas em barramentos MT, pode considerar-se não ser preocupante a situação das NC neste nível de tensão, dados os parâmetros específicos em que elas se registaram, bem como os níveis em que se situaram, uma vez que estas excederam os máximos regulamentares por uma margem muito reduzida.



5.7.3.4. Cavas de tensão em postos de transformação

Tal como se referiu no caso dos barramentos MT, o número de cavas registadas em PTD (lado BT) foi apurado considerando a agregação temporal a 1 minuto, como estipulado no Anexo IV Regulamento da Qualidade de Serviço.

No que se refere a este tipo de fenómeno, verificou-se, nos 167 PTD monitorizados, um total de 4 924 cavas de tensão, incluindo 945 registadas durante o período associado à tempestade Gong.

Refira-se igualmente que, neste nível de tensão, a maioria das cavas são de profundidade moderada e de curta duração, sem qualquer impacto ou percepção na maioria das instalações dos clientes.

5.7.3.5 Evolução de alguns indicadores da QEE no período de 2010-2013

Nos gráficos seguintes (5.54, 5.55 e 5.56) pode observar-se a evolução de

alguns dos indicadores mais representativos da QEE, no decurso do quadriénio 2010-2013.

De notar que as subestações AT/MT, a que pertencem os barramentos MT alvo das medições, nas monitorizações de duração trimestral, variam de ano para ano, localizando-se, em cada ano, em regiões diversas do país.

Os seus barramentos MT alimentam diferentes troços de rede, além de que as condições atmosféricas variam igualmente de ano para ano e, em cada ano, de região para região, podendo a referida tendência geral de melhoria dos indicadores de QEE não se verificar num indicador pontual, num determinado ano, não significando tal eventualidade diminuição de qualidade de serviço, nem do zelo na procura da melhoria, por parte do ORD.

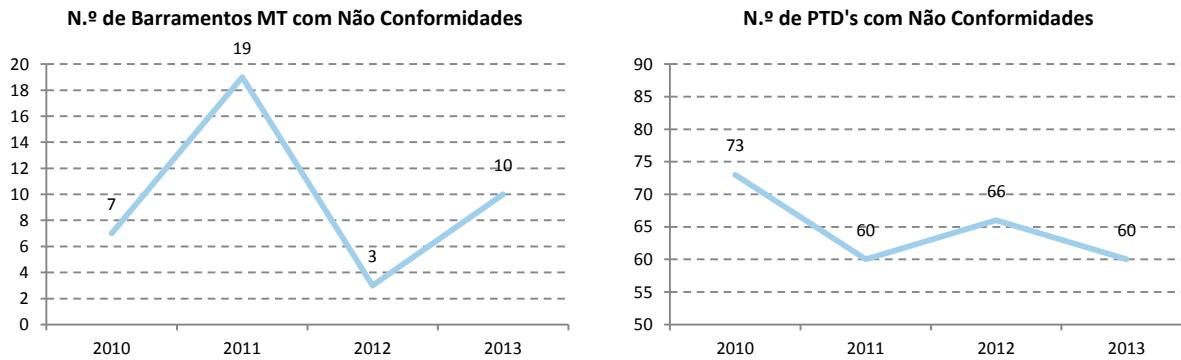


Gráfico 5.54 & 5.55 – Evolução do número de NC em barramentos MT e em PTD

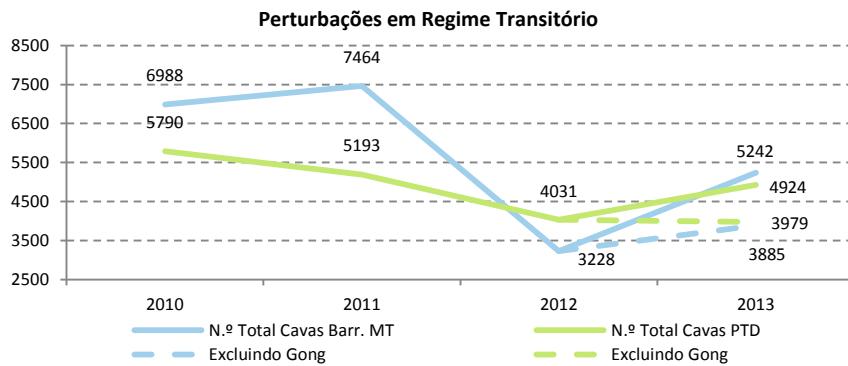


Gráfico 5.55 – Evolução do número de cavas em barramentos MT e em PTD

5.7.4 Monitorizações da QEE em modo permanente

Com duração anual, i.e., de modo permanente, efetuaram-se, em 2013,

ações de monitorização da QEE em 40 subestações AT/MT (59 barramentos MT).

Esta informação consta da Tabela 5.26.

Quadro-Resumo da Análise das Monitorizações da QEE da EDP Distribuição no triénio 2011-2013 em Modo Permanente										
Nº de Monit. Efect e n.º de Barr em NC				Perturbações em Reg. Transitório		Parâm. fora dos limites				
Ano	Nº SE AT/MT monit.	Nº Barr (MT) Monit	Nº Barr (MT) Não Conf	Cavas		Uef	Distorção Harm Tensão	Flic/Trem	Udes	F
				Nº Barr MT c/ Cavas	Nº Cavas em Barr MT					
2013	40	59	5	58	9230		4	2		
2012	29	42	8	42	3843		4	4		
2011	25	35	6	35	3894		3	11		

Tabela 5.26 – Resumo da análise das monitorizações da QEE da EDP Distribuição no triénio 2011-2013 em modo permanente

Saliente-se que, do universo de 375 subestações AT/MT da EDP Distribuição, em serviço em 2013, se acham presentemente, em modo de monitorização permanente, cerca de 11% daquelas instalações.

5.7.4.1 Breve apreciação das ações de monitorização da QEE – Modo permanente

Das 40 subestações AT/MT, com os seus 59 barramentos MT, monitorizados em 2013, de modo contínuo, podem destacar-se os seguintes indicadores globais da QEE:

- N.º de barramentos com registos de NC: 5;
- Tremulação/flicker da tensão: 2 registos de NC;
- Distorção harmónica da tensão: 4 registos de NC.

Estes dados permitem classificar globalmente como de nível elevado a QEE observada nos barramentos sujeitos a este tipo de monitorização (permanente, ao longo do ano).

5.7.4.2 Cavas de tensão em barramentos MT

No ano de 2013 atingiu-se um número total de 9 230 cavas de tensão, incluindo 1 985 registadas durante o

período associado a tempestade Gong. Estes valores foram contabilizados segundo o método da agregação temporal a 1 minuto, como recomendado no Anexo IV do RQS.

Tendo em conta o apuramento dos dados por trimestre, no 1.º trimestre registaram-se 3 305 cavas de tensão (1 985 no período da tempestade Gong), no 2.º trimestre 1 145, no 3.º trimestre 2 170 e no 4.º trimestre 2 610.

5.7.5. Ações de correção e mitigação das não conformidades detetadas

O desenvolvimento de soluções ou recomendações conducentes à anulação ou diminuição e atenuação da presença de NC na rede tem contribuído para uma melhoria do desempenho técnico da rede de distribuição, visando em especial os seguintes parâmetros da QEE:

Tremulação de tensão (Flicker de longa duração)

Na maioria dos PTD, esta situação de ligeira ultrapassagem dos valores máximo ($P_{lt}=1$) do parâmetro tremulação/flicker de longa duração da tensão ocorreu durante uma ou duas semanas de todo o período de monitorização. Nestes PTD verifica-se que, em condições normais, o flicker se situa



abaixo de 1 e os picos poderão estar associados a perturbações de tensão (incidentes) com origem na rede de distribuição.

Noutras situações, bastante localizadas, esta situação deve-se ao facto destes PTD serem alimentados por subestações AT/MT afetas a um Ponto de Entrega, na rede MAT, a montante já de si afetado neste parâmetro da QEE, procurando-se conjuntamente encontrar soluções possíveis de atenuação desta NC.

Existe também um conjunto de PTD em que a origem desta perturbação estará associada à atividade industrial dum conjunto de empresas, com cargas potencialmente poluidoras, localizadas nas proximidades. Nestes casos, este tipo de perturbação estará circunscrito a uma determinada zona industrial.

O incremento da Potência de curto-circuito associado ao constante reforço da rede AT/MT traduzir-se-á numa mitigação desta perturbação da tensão.

Valor Eficaz da Tensão

No que concerne aos valores eficazes de tensão registados nos PTD é de referir que a causa de valores não conformes em PTD é diversa, nomeadamente devido à regulação de tensão da subestação AT/MT a montante, à

ligação de baterias de condensadores na proximidade geográfica e elétrica de PRE, bem como ao desajuste da tomada do transformador de potência MT/BT respetivo.

Dos PTD em que se registaram não conformidades no parâmetro do valor eficaz de tensão, existe um conjunto deles em que esta situação foi ultrapassada através de um ajuste da tomada do transformador MT/BT dos PTD em causa.

Noutro conjunto de PTD, verificou-se que os valores eficazes de tensão não conformes registados tiveram origem na subestação AT/MT que os alimenta. Para estas situações, foi feita a aferição do correto funcionamento do regulador de tensão em carga dos TP da subestação AT/MT em causa.

Ainda assim, é de referir que tendo em considerarão que as monitorizações são realizadas no quadro geral de baixa tensão do PTD, não implica que a totalidade dos Clientes BT alimentados pelo PTD em causa tenham também valores não conformes neste parâmetro de tensão, atendendo à intrínseca queda de tensão da rede.

Distorção harmónica de tensão

Relativamente ao conjunto de subestações AT/MT e respetivos

barramentos MT monitorizados em 2013 verificou-se que sempre que a frequência de ressonância nos respetivos barramentos MT é próxima dos 250 Hz (a 5.^a harmónica de tensão é a harmónica predominante na rede de distribuição), foram realizadas algumas alterações no que concerne à gestão das baterias de condensadores, tendo em consideração o binómio distorção harmónica / energia reativa.

Do conjunto de PTD que apresentaram não conformidade ao nível da distorção harmónica esta foi devida principalmente à 5.^a harmónica de tensão. Tais casos foram devidos à existência na rede de uma frequência de ressonância próxima dos 250 Hz, sendo esta harmónica amplificada por efeito de ressonância em determinadas condições de rede. Em algumas situações, a 5.^a harmónica de tensão registada no PTD está relacionada com a 5.^a harmónica de tensão registada no barramento MT da subestação AT/MT que o alimenta.

Cavas de Tensão

No que concerne a cavas de tensão, foram propostas ações de manutenção específicas para determinadas redes, bem como foram realizadas, em algumas situações, novas análises da parametrização das proteções tendo em vista a diminuição de tempos de atuação,

salvaguardados nestas novas regulações os critérios globais de seletividade e coordenação dos sistemas de proteção da rede

5.7.6. Acompanhamento e apoio técnico a clientes com exigências acrescidas de QEE

De modo a garantir uma boa Qualidade de Serviço, a EDP Distribuição, nas suas relações com clientes com exigências acrescidas de QEE, visa sempre estabelecer relações de confiança técnica, procurando esclarecer, resolver ou pelo menos atenuar situações eventualmente anómalas ou de Qualidade de Serviço deficiente por si detetadas ou que lhe venham a ser comunicadas pelos clientes.

Com base nas monitorizações trimestrais da QEE, realizadas no âmbito do PAM, são acompanhados alguns clientes, tendo em consideração a expectável sensibilidade a perturbações da QEE das respetivas unidades industriais ou empresariais. São igualmente acompanhados alguns clientes com base em monitorizações complementares, realizadas no Ponto de Entrega (PdE) às instalações dos clientes (AT, MT ou BT) ou no respetivo barramento a montante. Em termos gerais, os trabalhos são desenvolvidos com os seguintes objetivos:



- caracterizar a QEE distribuída, tendo em consideração as disposições regulamentares;
- identificar o impacto de eventuais interrupções e perturbações de tensão nos processos de produção dos clientes potencialmente sensíveis;
- sustentar uma base de trabalho que contribua para a otimização da manutenção e das condições de exploração da rede de distribuição;
- apoiar os clientes sensíveis na possível adoção de soluções internas que lhes permitam aumentar o nível de imunidade a eventuais perturbações de tensão.

Durante as campanhas de monitorização (a nível da subestação, de postos de transformação ou de pontos de entrega), os clientes em acompanhamento são convidados a registar e reportar o comportamento dos processos e equipamentos críticos, na sequência da ocorrência de perturbações da QEE.

Após o período de monitorização, e posterior tratamento dos dados, é realizada uma análise da QEE onde é correlacionada toda a informação disponível – dados da monitorização, regtos dos clientes e informações dos sistemas de gestão e consulta de

incidentes das redes de Transporte e Distribuição.

Plano Anual Monitorização 2013

Com base nas monitorizações trimestrais e nas monitorizações permanentes da QEE, realizadas no âmbito do Plano de Monitorização, em 2013, foram acompanhados 93 Clientes alimentados em MT, dos mais diversos tipos de indústria ou atividade.

Monitorizações complementares

Em 2013, com base em monitorizações complementares realizadas no ponto de entrega às instalações dos clientes ou no respetivo barramento a montante, e com período de medição de aproximadamente um mês, foram acompanhados alguns clientes alimentados em AT, MT ou BT, de indústrias ou de atividades como alimentar, plásticos ou moldes.

5.8. Ações mais relevantes para a melhoria da qualidade de serviço de âmbito técnico

Assumindo o compromisso de orientação para os utilizadores das redes, deu-se cumprimento durante o ano de 2013 à execução de um plano de investimentos, conforme definido no PDIRD, que, no seu todo, deram um



contributo para a melhoria da qualidade de serviço técnico das redes de distribuição.

Com o objetivo de garantir a expansão da rede, a ligação de novos utilizadores às redes de distribuição e a melhoria da qualidade de serviço técnico das redes, a EDP Distribuição realizou em 2013 um investimento total na ordem dos 320 milhões de Euros.

Destacam-se pela sua relevância estruturante para a rede de distribuição os seguintes investimentos: a colocação em serviço de quatro novas subestações AT/MT (SE 60/10 kV Marvila, SE 60/30 kV Alter do Chão, SE 60/15 kV Nogueira da Regedoura e SE 60/15 kV Vilamoura B), e cerca de 1 131 km de novas redes AT, MT e BT e a instalação de mais 670 pontos de telecomando na rede MT, tendo-se atingido no final de 2013 cerca de 5 500 pontos de telecomando nas rede aérea e subterrânea MT.

Durante o ano de 2013, deu-se continuidade aos planos de melhoria da qualidade de serviço técnico em regiões bem definidas, tendo como objetivo fundamental a redução de assimetrias entre regiões de Portugal continental. Embora de forma global a qualidade de serviço técnico esteja em níveis adequados face às exigências regulamentares, subsistem redes cujos indicadores se

afastam dos valores médios. Assim, para além do investimento necessário para a manutenção dos atuais níveis de qualidade de serviço foi efetuado investimento, em 2013, por forma a diminuir as assimetrias entre regiões de Portugal (investimentos em algumas zonas dos distritos de Leiria, Lisboa, Santarém, Setúbal e Vila Real).

Em temos de manutenção dos ativos em serviço nas redes, realizou-se na íntegra o plano anual estabelecido:

- inspeção termográfica de linhas aéreas AT e MT;
- monitorização da distância a obstáculos;
- avaliação das condições técnicas dos ativos da rede;
- plano de limpeza das faixas de proteção das linhas aéreas AT e MT.

Proseguiu-se com a expansão do projeto de localização de defeitos em rede MT tendo sido atingidos, no final de 2013, 717 painéis MT (cerca de 15% do total). Este sistema de localização de defeitos tem-se revelado ser muito útil na localização de avarias e na deteção de anomalias de rede que provocam religações automáticas bem sucedidas nas subestações.



Iniciou-se um estudo de coordenação de proteções da rede MT com foco na garantia de seletividade e na redução de tempos de eliminação de defeitos, com o objetivo de redução da duração das cavas de tensão.

Concluiu-se o estudo de coordenação de todas as proteções direcionais de terra da rede AT com o objetivo de aumentar a seletividade da rede para defeitos resistivos.

Iniciou-se o projeto “novo Rede Ativa” que irá permitir modernizar a plataforma de registo de incidentes e permitir que o ORD melhor se adapte às disposições constantes do novo Regulamento da Qualidade de Serviço. O “novo Rede Ativa” possui novas

funcionalidades que irão permitir tratar a informação de forma mais rápida e precisa.

No que se refere à automatização da rede de distribuição AT e MT, prosseguiu-se em 2013 com a instalação de órgãos telecomandados da rede MT. Foram instalados cerca de 670 novos pontos de telecomando, aumentando-se assim a capacidade de supervisão comando e controlo sobre a rede MT. Esta maior automatização tem um impacto significativo na redução dos tempos de duração dos incidentes e no aumento da eficiência da rede.



6. AUDITORIAS

Dando cumprimento ao estabelecido regulamentarmente, a EDP Distribuição - Energia, S.A. promoveu a realização de uma auditoria que foi acompanhada pela ERSE nas suas diferentes fases de trabalho.

A auditoria teve como objetivo avaliar os sistemas e procedimentos de recolha e de registo da informação sobre qualidade de serviço, bem como as metodologias e critérios utilizados no cálculo dos indicadores de qualidade de serviço técnicos e comerciais aplicáveis ao ORD. A avaliação contemplou:

- A identificação dos procedimentos seguidos pela EDP Distribuição;
- A verificação da conformidade dos procedimentos seguidos com as normas e regulamentos aplicáveis;
- A avaliação do funcionamento e da robustez dos procedimentos de controlo, deteção e correção de erros/anomalias;
- A aferição do grau de confiança quanto à fiabilidade e integridade da informação sobre qualidade de serviço e sua divulgação através dos meios utilizados pelo ORD.

As conclusões da referida auditoria só ficaram disponíveis no início de 2014.



distribuição

ANEXOS



distribuição

ANEXO 1

Indicadores Gerais de Continuidade do Serviço



QUALIDADE DE SERVIÇO TÉCNICA

INDICADORES GERAIS

TIEPIMT (min)

Análise por DRC / EDP Distribuição

Ano: 2013

Período de análise: Total do Ano

Instalação de origem: Todas

Unidade Organizativa	PREVISTAS	ACIDENTAIS													TOTAL	
		TIN	FFM	RSE	FIC	ATM	P/A/T/C	M/E	MAN	TEC	HUM	EEX	INT	DES	Totais	
NORTE		0,56	21,42	0,01		11,51	1,43	29,91	7,60	0,52	0,91	4,15		1,65	79,67	79,67
PORTO	0,62	0,22	8,49	0,00		6,90	0,90	24,32	10,11	0,18	0,64	2,58		2,06	56,39	57,01
MONDEGO	0,47	1,25	23,74	0,01		11,44	2,11	28,19	8,74	0,35	2,52	3,20		3,17	84,72	85,19
TEJO	0,19	3,25	16,49	0,32		11,05	7,02	49,55	3,94	1,17	0,89	8,75		6,50	108,91	109,10
LISBOA	0,02	0,62	5,77	0,04		1,74	3,89	29,50	0,84	0,17	0,55	1,15		2,74	46,99	47,00
SUL	0,06	0,85	10,59	0,03		3,92	2,24	44,70	2,22	0,53	0,76	1,91		4,97	72,71	72,78
EDP Distribuição	0,22	0,99	12,76	0,06		6,99	2,93	32,83	5,37	0,43	0,91	3,32		3,25	69,84	70,07

OBSERVAÇÕES

Os critérios considerados foram:

- Apenas são consideradas as interrupções longas (>3 minutos);
- Não estão incluídas as interrupções:
 - Do grupo FIC as motivadas por Cliente MT na sua Instalação e que não afectaram outros Clientes;
 - Previstas com o Código 180 "Acordo c/ Cliente por Iniciativa do Cliente";
 - Com origem no PT Cliente;
- As previstas são o somatório dos grupos:
 - Razões de Serviço; Razões de Interesse Público e Acordo com o Cliente;
 - Valores DRC (base própria);
 - Valores EDP (base EDP).

Legenda

TIN	Trabalhos Inadiáveis
FFM	Casos Fortuitos ou de Força Maior
RSE	Razões de Segurança
FIC	Facto Imputável ao Cliente
ATM	Atmosféricos
P/A/T/C	Protecções/Automatismos/Teleacção/Comunicações
M/E	Material/Equipamento
MAN	Manutenção
TEC	Técnicas
HUM	Humanas
EEX	Entidades Exteriores
INT	Interferências
DES	Desconhecidas



QUALIDADE DE SERVIÇO TÉCNICA

INDICADORES GERAIS

END MT (MWh)

Análise por DRC / EDP Distribuição

Ano: 2013

Período de análise: Total do Ano

Instalação de origem: Todas

Unidade Organizativa	PREVISTAS	ACIDENTAIS													TOTAL	
		TIN	FFM	RSE	FIC	ATM	P/A/T/C	M/E	MAN	TEC	HUM	EEX	INT	DES	Totais	
NORTE		5,79	220,77	0,13		121,39	14,81	310,63	80,64	5,32	9,32	43,45		16,85	829,1	829,1
PORTO	9,07	3,22	126,88	0,05		105,16	13,76	362,97	152,70	2,80	9,46	39,01		31,45	847,44	856,51
MONDEGO	3,34	9,38	170,71	0,07		82,74	15,53	204,13	65,22	2,55	18,24	23,05		22,81	614,43	617,77
TEJO	1,81	32,70	160,39	2,89		108,93	69,08	482,35	37,94	10,98	8,59	85,70		64,83	1 064,39	1 066,2
LISBOA	0,26	11,15	103,21	0,68		31,26	67,43	528,92	15,03	2,89	9,66	20,50		48,87	839,6	839,86
SUL	0,45	6,25	77,94	0,24		29,59	16,52	330,83	16,58	3,95	5,56	14,23		37,04	538,73	539,19
EDP Distribuição	14,93	68,49	859,9	4,05		479,07	197,13	2 219,83	368,11	28,5	60,83	225,94		221,84	4 733,69	4 748,63

OBSERVAÇÕES

Os critérios considerados foram:

- Apenas são consideradas as interrupções longas (>3 minutos);
- Não estão incluídas as interrupções:
 - Do grupo FIC as motivadas por Cliente MT na sua Instalação e que não afectaram outros Clientes;
 - Previstas como Código 180 "Acordo c/ Cliente por Iniciativa do Cliente";
 - Com origem no PT Cliente;
- As previstas são o somatório dos grupos: Razões de Serviço; Razões de Interesse Público e Acordo com o Cliente;
- Valores DRC (base própria);
- Valores EDP (base EDP).

Legenda

TIN	Trabalhos Indiáveis
FFM	Casos Fortuitos ou de Força Maior
RSE	Razões de Segurança
FIC	Facto Imputável ao Cliente
ATM	Atmosféricos
P/A/T/C	Protecções/Automatismos/Teleacção/Comunicações
M/E	Material/Equipamento
MAN	Manutenção
TEC	Técnicas
HUM	Humanas
EEX	Entidades Exteriores
INT	Interferências
DES	Desconhecidas



QUALIDADE DE SERVIÇO TÉCNICA

INDICADORES GERAIS

SAIFI MT (nº)

Análise por DRC / EDP Distribuição

Ano: 2013**Período de análise:** Total do Ano**Instalação de origem:** Todas

Unidade Organizativa	PREVISTAS	ACIDENTAIS													TOTAL
		TIN	FFM	RSE	FIC	ATM	P/A/T/C	M/E	MAN	TEC	HUM	EEX	INT	DES	
NORTE		0,03	0,37	0,00		0,34	0,06	0,66	0,13	0,07	0,03	0,09		0,22	2,01 2,01
PORTO	0,00	0,02	0,21	0,00		0,26	0,04	0,47	0,20	0,03	0,05	0,05		0,10	1,41 1,42
MONDEGO	0,00	0,09	0,35	0,00		0,38	0,11	0,65	0,17	0,04	0,07	0,05		0,20	2,10 2,10
TEJO	0,00	0,12	0,37	0,01		0,51	0,25	0,81	0,11	0,05	0,05	0,14		0,58	2,98 2,98
LISBOA	0,00	0,04	0,10	0,00		0,10	0,09	0,66	0,02	0,03	0,02	0,03		0,16	1,27 1,27
SUL	0,00	0,05	0,31	0,00		0,15	0,12	0,86	0,04	0,09	0,04	0,05		0,33	2,05 2,05
EDP Distribuição	0,00	0,06	0,29	0,00		0,30	0,11	0,68	0,11	0,05	0,04	0,07		0,27	2,00 2,00

OBSERVAÇÕES

Os critérios considerados foram:

- Apenas são consideradas as interrupções longas (>3 minutos);
- Não estão incluídas as interrupções:
 - Do grupo FIC as motivadas por Cliente MT na sua Instalação e que não afectaram outros Clientes;
 - Previstas com o Código 180 "Acordo c/ Cliente por Iniciativa do Cliente";
 - Com origem no PT Cliente;
- As previstas são o somatório dos grupos:
 - Razões de Serviço; Razões de Interesse Público e Acordo com o Cliente;
 - Valores DRC (base própria);
 - Valores EDP (base EDP).

Legenda

TIN	Trabalhos Inadiáveis
FFM	Casos Fortuitos ou de Força Maior
RSE	Razões de Segurança
FIC	Facto Imputável ao Cliente
ATM	Atmosféricos
P/A/T/C	Protecções/Automaticismos/Teleacção/Comunicações
M/E	Material/Equipamento
MAN	Manutenção
TEC	Técnicas
HUM	Humanas
EEX	Entidades Exteriores
INT	Interferências
DES	Desconhecidas



QUALIDADE DE SERVIÇO TÉCNICA

INDICADORES GERAIS

SAIDI MT (min)

Análise por DRC / EDP Distribuição

Ano: 2013**Período de análise:** Total do Ano**Instalação de origem:** Todas

Unidade Organizativa	PREVISTAS	ACIDENTAIS													TOTAL
		TIN	FFM	RSE	FIC	ATM	P/A/T/C	M/E	MAN	TEC	HUM	EEX	INT	DES	
NORTE		0,60	35,18	0,03		15,42	1,04	39,01	9,49	0,50	0,80	4,89		2,49	109,45
PORTO	0,98	0,33	13,03	0,03		12,97	1,15	26,42	13,47	0,22	0,51	3,22		2,60	73,96
MONDEGO	1,01	2,63	34,05	0,02		19,32	3,35	41,20	12,72	0,54	1,76	4,12		4,81	124,51
TEJO	0,33	3,34	23,38	0,49		15,92	7,38	59,11	6,87	1,24	0,94	10,88		9,67	139,22
LISBOA	0,02	0,98	8,27	0,05		3,22	2,19	41,97	0,93	0,29	0,50	1,62		3,98	63,98
SUL	0,14	1,55	17,20	0,11		7,08	4,09	61,06	3,97	0,50	0,42	3,03		6,46	105,47
EDP Distribuição	0,41	1,60	22,58	0,13		12,71	3,22	44,63	8,09	0,57	0,84	4,84		5,01	104,20
															104,61

OBSERVAÇÕES

Os critérios considerados foram:

- Apenas são consideradas as interrupções longas (>3 minutos);
- Não estão incluídas as interrupções:
 - Do grupo FIC as motivadas por Cliente MT na sua instalação e que não afectaram outros Clientes;
 - Previstas como Código 180 "Acordo c/ Cliente por Iniciativa do Cliente";
 - Com origem no PT Cliente;
- As previstas são o somatório dos grupos:
 - Razões de Serviço; Razões de Interesse Público e Acordo com o Cliente;
 - Valores DRC (base própria);
 - Valores EDP (base EDP).

Legenda

TIN	Trabalhos Inadiáveis
FFM	Casos Fortuitos ou de Força Maior
RSE	Razões de Segurança
FIC	Facto Imputável ao Cliente
ATM	Atmosféricos
P/A/T/C	Protecções/Automatismos/Teleacção/Comunicações
M/E	Material/Equipamento
MAN	Manutenção
TEC	Técnicas
HUM	Humanas
EEX	Entidades Exteriores
INT	Interferências
DES	Desconhecidas



QUALIDADE DE SERVIÇO TÉCNICA

INDICADORES GERAIS

SAIFI BT (nº)

Análise por DRC / EDP Distribuição

Ano: 2013**Período de análise:** Total do Ano**Instalação de origem:** Todas

Unidade Organizativa	PREVISTAS	ACIDENTAIS													TOTAL
		TIN	FFM	RSE	FIC	ATM	P/A/T/C	M/E	MAN	TEC	HUM	EEX	INT	DES	
NORTE	0,00	0,04	0,39	0,00		0,39	0,10	0,73	0,22	0,09	0,04	0,10		0,26	2,37
PORTO	0,00	0,03	0,20	0,00		0,24	0,05	0,59	0,23	0,05	0,04	0,04		0,11	1,58
MONDEGO	0,00	0,10	0,33	0,00		0,37	0,11	0,70	0,25	0,04	0,11	0,05		0,21	2,26
TEJO	0,02	0,21	0,29	0,01		0,46	0,29	0,98	0,17	0,03	0,08	0,09		0,53	3,17
LISBOA	0,01	0,09	0,11	0,00		0,04	0,15	0,70	0,03	0,03	0,03	0,04		0,14	1,38
SUL	0,02	0,10	0,22	0,00		0,11	0,09	0,89	0,07	0,10	0,08	0,04		0,25	1,93
EDP Distribuição	0,01	0,09	0,24	0,00		0,25	0,13	0,74	0,15	0,05	0,06	0,06		0,23	2,00

OBSERVAÇÕES

Os critérios considerados foram:

- Apenas são consideradas as interrupções longas (>3 minutos);
- Não estão incluídas as interrupções:
 - Do grupo FIC as motivadas por Cliente MT na sua instalação e que não afectaram outros Clientes;
 - Previstas como Código 180 "Acordo c/ Cliente por Iniciativa do Cliente";
 - Com origem no PT Cliente;
- As previstas são o somatório dos grupos:
 - Razões de Serviço; Razões de Interesse Público e Acordo com o Cliente;
 - Valores DRC (base própria);
 - Valores EDP (base EDP).

Legenda

TIN	Trabalhos Inadiáveis
FFM	Casos Fortuitos ou de Força Maior
RSE	Razões de Segurança
FIC	Facto Imputável ao Cliente
ATM	Atmosféricos
P/A/T/C	Protecções/Automatismos/Teleacção/Comunicações
M/E	Material/Equipamento
MAN	Manutenção
TEC	Técnicas
HUM	Humanas
EEX	Entidades Exteriores
INT	Interferências
DES	Desconhecidas



QUALIDADE DE SERVIÇO TÉCNICA

INDICADORES GERAIS

SAIDI BT (min)

Análise por DRC / EDP Distribuição

Ano: 2013

Período de análise: Total do Ano

Instalação de origem: Todas

Unidade Organizativa	PREVISTAS	ACIDENTAIS													TOTAL	
		TIN	FFM	RSE	FIC	ATM	P/A/T/C	M/E	MAN	TEC	HUM	EEX	INT	DES	Totais	
NORTE	0,04	0,87	36,29	0,06		18,65	1,93	44,70	16,66	2,61	0,81	3,83		5,09	131,51	131,54
PORTO	0,28	0,49	12,86	0,00		10,52	1,40	35,70	16,00	2,72	0,53	2,61		5,41	88,23	88,52
MONDEGO	0,56	2,95	29,59	0,05		21,18	2,93	40,51	20,66	1,54	2,47	4,11		6,46	132,45	133,01
TEJO	4,76	5,92	18,28	0,38		16,53	7,27	68,03	13,67	1,43	1,26	6,62		13,30	152,69	157,45
LISBOA	1,08	2,29	7,91	0,10		2,62	3,80	44,23	3,07	0,58	0,89	2,04		5,56	73,09	74,17
SUL	3,57	2,62	9,60	0,07		5,52	2,70	55,27	6,96	0,67	0,86	1,47		9,57	95,31	98,88
EDP Distribuição	1,44	2,33	18,30	0,10		11,57	3,26	46,59	12,04	1,57	1,08	3,28		7,04	107,16	108,61

OBSERVAÇÕES

Os critérios considerados foram:

- Apenas são consideradas as interrupções longas (>3 minutos);
- Não estão incluídas as interrupções:
 - Do grupo FIC as motivadas por Cliente MT na sua Instalação e que não afectaram outros Clientes;
 - Previstas com o Código 180 "Acordo c/ Cliente por Iniciativa do Cliente";
 - Com origem no PT Cliente;
- As previstas são o somatório dos grupos:
- Razões de Serviço; Razões de Interesse Público e Acordo com o Cliente;
- Valores DRC (base própria);
- Valores EDP (base EDP).

Legenda

TIN	Trabalhos Inadiáveis
FFM	Casos Fortuitos ou de Força Maior
RSE	Razões de Segurança
FIC	Facto Imputável ao Cliente
ATM	Atmosféricos
P/A/T/C	Protecções/Automatismos/Teleacção/Comunicações
M/E	Material/Equipamento
MAN	Manutenção
TEC	Técnicas
HUM	Humanas
EEX	Entidades Exteriores
INT	Interferências
DES	Desconhecidas



QUALIDADE DE SERVIÇO TÉCNICA

INDICADORES GERAIS

Análise por Zonas A, B, C

Ano: 2013

Unidade Organizativa: EDP Distribuição – Energia, S.A.

Período de análise: Total do Ano

Instalação de origem: AT/MT/BT/OUTROS

INDICADORES	ZONAS	ACIDENTAIS										
		TIN	ATM	P/A/T/C	M/E	MAN	TEC	HUM	EEX	INT	DES	TOTAL
TIEPIMT (min)	A	0,41	0,68	2,78	18,43	1,38	0,16	0,64	0,45		1,83	26,75
	B	0,35	3,58	2,58	30,06	4,54	0,63	0,95	3,05		2,88	48,61
	C	1,74	12,64	3,26	42,29	8,03	0,43	1,01	4,85		4,25	78,50
SAIFI MT (nº)	A	0,01	0,07	0,07	0,42	0,03	0,02	0,03	0,02		0,09	0,76
	B	0,03	0,16	0,07	0,63	0,09	0,06	0,03	0,06		0,17	1,29
	C	0,08	0,40	0,13	0,75	0,14	0,06	0,05	0,08		0,34	2,02
SAIFI BT (nº)	A	0,04	0,05	0,13	0,52	0,05	0,03	0,04	0,02		0,10	0,99
	B	0,07	0,10	0,10	0,69	0,11	0,06	0,05	0,04		0,14	1,36
	C	0,13	0,44	0,15	0,89	0,23	0,06	0,07	0,07		0,35	2,37
SAIDI MT (min)	A	0,33	1,19	2,12	21,34	1,60	0,19	0,48	0,67		2,29	30,20
	B	0,84	4,90	2,24	36,76	5,02	0,79	0,68	4,30		4,23	59,74
	C	2,11	17,61	3,76	51,85	10,40	0,56	0,97	5,78		5,81	98,85
SAIDI BT (min)	A	0,33	1,19	2,12	21,34	1,60	0,19	0,48	0,67		2,29	30,20
	B	0,84	4,90	2,24	36,76	5,02	0,79	0,68	4,30		4,23	59,74
	C	2,11	17,61	3,76	51,85	10,40	0,56	0,97	5,78		5,81	98,85

OBSERVAÇÕES

Os critérios considerados foram:

- Apenas são consideradas as interrupções longas (>3 minutos), excluindo as interrupções do nº 1 do artigo 14º do RQS;
- Também não estão incluídas as interrupções motivadas por Cliente MT na sua instalação e que não afectaram outros Clientes;
- Valores AO e DRC (base própria);
- Valores EDP (base EDP).

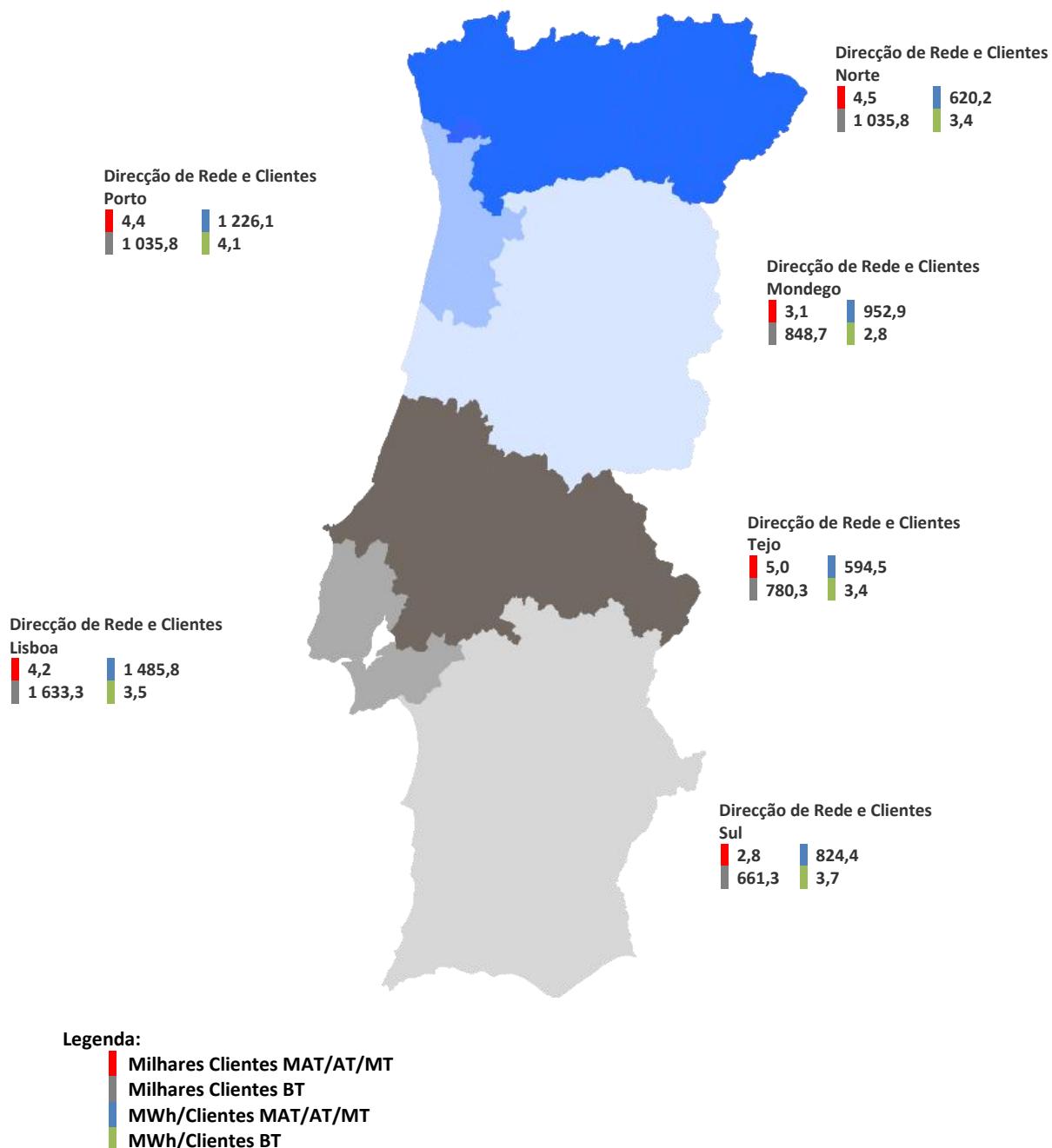
Legenda

TIN	Trabalhos Inadiáveis
ATM	Atmosféricos
P/A/T/C	Protecções/Automatismos/Teleacção/Comunicações
M/E	Material/Equipamento
MAN	Manutenção
TEC	Técnicas
HUM	Humanas
EEX	Entidades Exteriores
INT	Interferências
DES	Desconhecidas

ANEXO 2

Direções de rede e clientes

DIRECÇÕES DE REDE E CLIENTES
“NÚMERO DE CLIENTES” E “CONSUMO/CLIENTE”
MERCADO REGULADO + MERCADO LIBERALIZADO



ANEXO 3

Definições e siglas



DEFINIÇÕES E SIGLAS

Apresentam-se em seguida as definições adotadas neste relatório. Em geral, e sempre que possível, adotam-se as definições da NP EN 50 160 “Características da tensão fornecida pelas redes de distribuição pública de energia elétrica” e dos seguintes regulamentos publicados: Regulamento das Redes de Distribuição e Regulamento da Qualidade de Serviço.

A

Alta Tensão (AT) - tensão entre fases cujo valor eficaz é superior a 45 kV e igual ou inferior a 110 kV.

Avaria - condição do estado de um equipamento ou sistema de que resultem danos ou falhas no seu funcionamento.

B

Baixa Tensão (BT) - tensão entre fases cujo valor eficaz é igual ou inferior a 1 kV.

Baixa Tensão Especial (BTE) – fornecimentos em Baixa Tensão com a potência contratada superior a 41,4 kW.

Baixa Tensão Normal (BTN) – fornecimentos em Baixa Tensão com a potência contratada inferior ou igual a 41,4 kVA.

C

Carga - valor, num dado instante, da potência ativa fornecida em qualquer ponto de um sistema, determinada por uma medida instantânea ou por uma média obtida pela integração da potência durante um determinado intervalo de tempo. A carga pode referir-se a um consumidor, a um aparelho, a uma linha ou a uma rede.

Causa - todo o conjunto de situações que deram origem ao aparecimento de uma ocorrência.

Cava da tensão de alimentação - diminuição brusca da tensão de alimentação para um valor situado entre 90% e 1% da tensão declarada, Uc (ou da tensão de referência deslizante, Urd), seguida do restabelecimento da tensão depois de um curto lapso de tempo. Por convenção, uma cava de tensão dura de 10 ms a 1 min. O valor de uma cava de tensão é definido como sendo a diferença entre a tensão eficaz durante a cava de tensão e a tensão declarada.

Centro de Condução de uma rede - órgão encarregue da vigilância e da condução das instalações e equipamentos de uma rede.

Cliente - pessoa singular ou coletiva que compra energia elétrica.

Compatibilidade eletromagnética (CEM) - aptidão de um aparelho ou de um sistema para funcionar no seu ambiente eletromagnético de forma satisfatória e sem ele próprio produzir perturbações eletromagnéticas intoleráveis para tudo o que se encontre nesse ambiente.

Concessão da RND – contrato através do qual o Estado outorga a exploração da Rede Nacional de Distribuição exercida em regime de serviço público.

Condições normais de exploração - condições de uma rede que permitem corresponder à procura de energia elétrica, às manobras da rede e à eliminação de defeitos pelos sistemas automáticos de proteção, na ausência de condições excepcionais ligadas a influências externas ou a incidentes importantes.

Condução da rede - ações de vigilância, controlo e comando da rede ou de um conjunto de instalações elétricas asseguradas por um ou mais centros de condução.



DEFINIÇÕES E SIGLAS

Consumidor - cliente final de eletricidade.

Corrente de curto-circuito - corrente elétrica entre dois pontos de um circuito em que se estabeleceu um caminho condutor ocasional e de baixa impedância.

D

Defeito (elétrico) - anomalia numa rede elétrica resultante da perda de isolamento de um seu elemento, dando origem a uma corrente, normalmente elevada, que requer a abertura automática de disjuntores.

Desequilíbrio no sistema trifásico de tensões - estado no qual os valores eficazes das tensões das fases ou das desfasagens entre tensões de fases consecutivas, num sistema trifásico, não são iguais.

Despacho Nacional ou Regional de uma rede - órgão que exerce um controlo permanente sobre as condições de exploração e condução de uma rede no âmbito nacional ou regional.

DGEG - Direção Geral de Energia e Geologia.

Disparo - abertura automática de um disjuntor provocando a saída da rede de um elemento ou equipamento, por atuação de um sistema ou órgão de proteção da rede, normalmente em consequência de um defeito elétrico.

Duração média das interrupções do sistema (SAIDI - "System Average Interruption Duration Index") - quociente da soma das durações das interrupções nos pontos de entrega, durante determinado período, pelo número total dos pontos de entrega, nesse mesmo período.

E

Elemento avariado - todo o elemento da rede elétrica que apresente danos em consequência de uma avaria.

Emissão (eletromagnética) - processo pelo qual uma fonte fornece energia eletromagnética ao exterior.

Energia não distribuída (END) - valor estimado da energia não distribuída nos pontos de entrega dos operadores das redes de distribuição, devido a interrupções de fornecimento, durante um determinado intervalo de tempo (normalmente 1 ano civil).

Energia não fornecida (ENF) - valor estimado da energia não fornecida nos pontos de entrega do operador da rede de transporte, devido a interrupções de fornecimento, durante um determinado intervalo de tempo (normalmente 1 ano civil).

Entrada - canalização elétrica de Baixa Tensão compreendida entre uma caixa de colunas, um quadro de colunas ou uma portinhola e a origem de uma instalação de utilização.

ERSE - Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos.

Exploração - conjunto das atividades necessárias ao funcionamento de uma instalação elétrica, incluindo as manobras, o comando, o controlo, a manutenção, bem como os trabalhos elétricos e os não elétricos.

F

Flutuação de tensão - série de variações da tensão ou variação cíclica da envolvente de uma tensão.

Fornecedor - entidade com capacidade para efetuar fornecimentos de energia elétrica, correspondendo a uma das seguintes entidades; produtor em regime ordinário, cogerador, comercializador ou comercializador de último recurso.



DEFINIÇÕES E SIGLAS

Frequência da tensão de alimentação (f) - taxa de repetição da onda fundamental da tensão de alimentação, medida durante um dado intervalo de tempo (em regra 1 segundo).

Frequência média de interrupções do sistema (SAIFI - "System Average Interruption Frequency Index") - quociente do número total de interrupções nos pontos de entrega, num determinado período, pelo número total de pontos de entrega.

I

Imunidade (a uma perturbação) - aptidão dum dispositivo, dum aparelho ou dum sistema para funcionar sem degradação na presença duma perturbação eletromagnética.

Incidente - qualquer acontecimento ou fenómeno de caráter 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 afetado, quer de outros elementos da rede.

Indisponibilidade - situação em que um determinado elemento, como por exemplo um grupo, uma linha, um transformador, um painel, um barramento ou um aparelho, não se encontra apto a responder.

Instalação elétrica - conjunto de equipamentos elétricos utilizados na produção, no transporte, na conversão, na distribuição ou na utilização da energia elétrica, incluindo fontes de energia, bem como as baterias, os condensadores e outros equipamentos de armazenamento de energia elétrica.

Instalação elétrica eventual - instalação elétrica provisória, estabelecida com o fim de realizar, com

caráter temporário, um evento de natureza social, cultural ou desportiva.

Instalação de utilização - instalação elétrica destinada a permitir aos seus utilizadores a aplicação da energia elétrica pela sua transformação noutra forma de energia.

Interrupção accidental - interrupção do fornecimento ou da entrega de energia elétrica provocada por defeitos permanentes ou transitórios, na maior parte das vezes ligados a acontecimentos externos, a avarias ou a interferências.

Interrupção breve - interrupção com uma duração igual ou inferior a 3 min.

Interrupção do fornecimento ou da entrega - situação em que o valor eficaz da tensão de alimentação no ponto de entrega é inferior a 1 % da tensão declarada Uc, nas fases, dando origem, a cortes de consumo nos clientes.

Interrupção longa - interrupção com uma duração superior a 3 min.

Interrupção prevista - interrupção do fornecimento ou da entrega que ocorre quando os clientes são informados com antecedência, para permitir a execução de trabalhos programados na rede.

Isolamento - isolar um elemento de rede (ou uma instalação) consiste na abertura de todos os órgãos de corte visível (seccionadores, ligações amovíveis, disjuntores de proteção de todos os secundários dos transformadores de tensão, etc.) de modo a garantir, de forma eficaz, a ausência de alimentação proveniente de qualquer fonte de tensão.



DEFINIÇÕES E SIGLAS

L

Limite de emissão (duma fonte de perturbação) - valor máximo admissível do nível de emissão.

Limite de imunidade - valor mínimo requerido do nível de imunidade.

M

Manobras - ações destinadas a realizar mudanças de esquema de exploração de uma rede elétrica, ou a satisfazer, a cada momento, o equilíbrio entre a produção e o consumo ou o programa acordado para o conjunto das interligações internacionais, ou ainda a regular os níveis de tensão ou a produção de energia relativa nos valores mais convenientes, bem como as ações destinadas a colocar em serviço ou fora de serviço qualquer instalação elétrica ou elemento dessa rede.

Manutenção - combinação de ações técnicas e administrativas, compreendendo as operações de vigilância, destinadas a manter uma instalação elétrica num estado de operacionalidade que lhe permita cumprir a sua função.

Manutenção corretiva (reparação) - combinação de ações técnicas e administrativas realizadas depois da deteção de uma avaria e destinadas à reposição do funcionamento de uma instalação elétrica.

Manutenção preventiva (conservação) - combinação de ações técnicas e administrativas realizadas com o objetivo de reduzir a probabilidade de avaria ou degradação do funcionamento de uma instalação elétrica.

Média Tensão (MT) - tensão entre fases cujo valor eficaz é superior a 1 kV e igual ou inferior a 45 kV.

Muito Alta Tensão (MAT) - tensão entre fases cujo valor eficaz é superior a 110 kV.

N

Nível de compatibilidade (eletromagnética) - nível de perturbação especificado para o qual existe uma forte e aceitável probabilidade de compatibilidade eletromagnética.

Nível de emissão - nível duma dada perturbação eletromagnética, emitida por um dispositivo, aparelho ou sistema particular e medido duma maneira especificada.

Nível de imunidade - nível máximo duma perturbação eletromagnética de determinado tipo incidente sobre um dispositivo, aparelho ou sistema não suscetível de provocar qualquer degradação do seu funcionamento.

Nível de perturbação - nível de uma dada perturbação eletromagnética, medido de uma maneira especificada.

Nível (duma quantidade) - valor duma quantidade avaliada duma maneira especificada.

O

Ocorrência (evento) - acontecimento que afete as condições normais de funcionamento de uma rede elétrica.

Operador Automático (OPA) - dispositivo eletrónico programável destinado a executar automaticamente operações de ligação ou desligação de uma instalação ou a sua reposição em serviço na sequência de um disparo parcial ou total da instalação.

Operação - ação desencadeada localmente ou por telecomando que visa modificar o estado de um órgão ou sistema.

Operador da rede de distribuição - entidade titular de concessão ao abrigo da qual está



DEFINIÇÕES E SIGLAS

autorizada a exercer a atividade de distribuição de eletricidade.

Origem da ocorrência - localização da ocorrência na rede elétrica que provocou a respetiva ocorrência.

P

Padrão individual de qualidade de serviço - nível mínimo de qualidade de serviço, associado a uma determinada vertente técnica ou do relacionamento comercial, que deverá ser assegurado pelas entidades do SEN no relacionamento com cada um dos seus clientes.

Perturbação (eletromagnética) - fenômeno eletromagnético suscetível de degradar o funcionamento dum dispositivo, dum aparelho ou dum sistema.

Ponto de entrega (PdE) - ponto (da rede) onde se faz a entrega de energia elétrica à instalação do cliente ou a outra rede. Na Rede Nacional de Transporte o ponto de entrega é, normalmente, o barramento de uma subestação a partir do qual se alimenta a instalação do cliente. Podem também constituir pontos de entrega, os terminais dos secundários de transformadores de potência de ligação a uma instalação do cliente, ou a fronteira de ligação de uma linha à instalação do cliente.

Ponto de ligação - ponto da rede eletricamente identificável a que se liga uma carga, uma outra rede, um grupo gerador ou um conjunto de grupos geradores.

Ponto de interligação (de uma instalação elétrica à rede) - é o nó de uma rede do Sistema Elétrico Nacional (SEN) eletricamente mais próximo do ponto de ligação de uma instalação elétrica.

Ponto de medida - ponto da rede onde a energia ou a potência é medida.

Posto elétrico (de uma rede elétrica) - parte de uma rede elétrica, situada num mesmo local, englobando principalmente as extremidades de linhas de transporte ou de distribuição, a aparelhagem elétrica, edifícios e, eventualmente, transformadores.

Posto de corte - posto englobando aparelhagem de manobra (disjuntores ou interruptores) que permite estabelecer ou interromper linhas elétricas, no mesmo nível de tensão, e incluindo geralmente barramentos.

Posto de seccionamento - posto que permite estabelecer ou interromper, em vazio, linhas elétricas, por meio de seccionadores.

Posto de transformação - posto destinado à transformação da corrente elétrica por um ou mais transformadores estáticos cujo secundário é de baixa tensão.

Potência nominal - é a potência máxima que pode ser obtida em regime contínuo nas condições geralmente definidas na especificação do fabricante, e em condições climáticas precisas.

Potência de recurso - valor da potência que pode ser utilizada em situação de emergência para alimentar de forma alternativa um conjunto de cargas.

Produtor - pessoa singular ou coletiva que produz energia elétrica.

PTC - Posto de Transformação de serviço particular, propriedade de um cliente.

PTD - Posto de Transformação de serviço público, propriedade de um distribuidor de energia elétrica.

R

Ramal - canalização elétrica, sem qualquer derivação, que parte do quadro de um posto de



DEFINIÇÕES E SIGLAS

transformação ou de uma canalização principal e termina numa portinhola, quadro de colunas ou aparelho de corte de entrada de uma instalação de utilização.

Rede - conjunto de subestações, linhas, cabos e outros equipamentos elétricos ligados entre si com vista a transportar a energia elétrica produzida pelas centrais até aos consumidores.

Rede de distribuição - parte da rede utilizada para a transmissão da energia elétrica, dentro de uma zona de distribuição e consumo, para o consumidor final.

Rede de transporte - parte da rede utilizada para o transporte da energia elétrica, em geral e na maior parte dos casos, dos locais de produção para as zonas de distribuição e de consumo.

Rede Nacional de Distribuição (RND) – a rede nacional de distribuição em média e alta tensão.

Rede Nacional de Transporte (RNT) - rede que compreende a rede de muito alta tensão, rede de interligação, instalações do Gestor do Sistema e os respetivos bens e direitos conexos.

Regime Especial de Exploração - situação em que é colocado um elemento de rede (ou uma instalação) durante a realização de trabalhos em tensão, ou na vizinhança de tensão, de modo a diminuir o risco elétrico ou a minimizar os seus efeitos.

Religação - operação automática de disparo e fecho de disjuntor, para eliminar defeito transitório em rede aérea, originando uma interrupção inferior a 1 segundo.

Reposição de serviço – restabelecimento do fornecimento de energia elétrica na sequência de um defeito elétrico ou de uma interrupção na alimentação.

S

Severidade da tremulação - intensidade do desconforto provocado pela tremulação definida pelo método de medição UIE-CEI da tremulação e avaliada segundo os seguintes valores:

Severidade de curta duração (Pst) medida num período de 10 min;

Severidade de longa duração (Plt) calculada sobre uma sequência de 12 valores de Pst relativos a um intervalo de duas horas, segundo a expressão:

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

Sistema de comando – conjunto de equipamentos utilizados na operação e condução de uma rede ou de uma instalação elétrica.

Sistema de controlo – conjunto de equipamentos utilizado na vigilância local ou à distância de uma rede ou de uma instalação elétrica.

Sistema de proteção – sistema utilizado na proteção de uma rede, instalação ou circuito, que permite detetar e isolar qualquer defeito elétrico, promovendo a abertura automática dos disjuntores estritamente necessários para esse fim.

Sobretensão temporária à frequência industrial - sobretensão ocorrendo num dado local com uma duração relativamente longa.

Sobretensão transitória - sobretensão, oscilatória ou não, de curta duração, em geral fortemente amortecida e com uma duração máxima de alguns milissegundos.

Subestação - posto elétrico destinado a algum dos seguintes fins:

- Transformação da corrente elétrica por um ou mais transformadores estáticos, cujo secundário é de alta ou de média tensão;



DEFINIÇÕES E SIGLAS

- Compensação do fator de potência por compensadores síncronos ou condensadores, em alta ou média tensão.

T

Tempo de interrupção equivalente (TIE) - quociente entre a energia não fornecida (ENF) num dado período e a potência média do diagrama de cargas nesse período, calculada a partir da energia total fornecida e não fornecida no mesmo período.

Tempo de interrupção equivalente da potência instalada (TIEPI) - quociente entre o somatório do produto da potência instalada nos postos de transformação de serviço público e particular pelo tempo de interrupção de fornecimento daqueles postos e o somatório das potências instaladas em todos os postos de transformação, de serviço público e particular, da rede de distribuição.

Tempo de reposição de serviço – tempo de restabelecimento do fornecimento de energia elétrica na sequência de um defeito elétrico ou de uma interrupção na alimentação.

Tensão de alimentação - valor eficaz da tensão entre fases presente num dado momento no ponto de entrega, medido num dado intervalo de tempo.

Tensão de alimentação declarada (Uc) - tensão nominal Un entre fases da rede, salvo se, por acordo entre o fornecedor e o cliente, a tensão de alimentação aplicada no ponto de entrega diferir da tensão nominal, caso em que essa tensão é a tensão de alimentação declarada Uc.

Tensão harmónica - tensão sinusoidal cuja frequência é um múltiplo inteiro da frequência fundamental da tensão de alimentação. As tensões harmónicas podem ser avaliadas:

individualmente, segundo a sua amplitude relativa (Uh) em relação à fundamental (U1),

em que "h" representa a ordem da harmónica;

globalmente, ou seja, pelo valor da distorção harmónica total (DHT) calculado pela expressão seguinte:

$$DHT = \sqrt{\sum_{n=2}^{40} U_n^2}$$

Tensão inter-harmónica - tensão sinusoidal cuja frequência está compreendida entre as frequências harmónicas, ou seja, cuja frequência não é um múltiplo inteiro da frequência fundamental.

Tensão nominal de uma rede (Un) - tensão entre fases que caracteriza uma rede e em relação à qual são referidas certas características de funcionamento.

Trabalho programado (ocorrência programada) - toda a ocorrência que tenha origem numa causa voluntária. Tem geralmente um pedido de indisponibilidade associado e dá origem a uma ou mais interrupções previstas.

Tremulação (“flicker”) - impressão de instabilidade da sensação visual provocada por um estímulo luminoso, cuja luminância ou repartição espectral flutua no tempo.

U

Utilizador da rede – pessoa singular ou coletiva que entrega energia elétrica à rede ou que é abastecido através dela.

V

Variação de tensão - aumento ou diminuição do valor eficaz da tensão provocados pela variação da carga total da rede ou de parte desta.