

Relatório de Qualidade de Serviço 2008



Este documento está preparado para impressão em frente e verso

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

www.edpdistribuicao.pt

ÍNDICE

1. INTRODUÇÃO.....	2
2. CARACTERIZAÇÃO DA EMPRESA	4
2.1. Infraestruturas	4
2.2. Utilizadores das redes e entregas de energia a clientes finais	5
3. GRAU DE SATISFAÇÃO DOS CLIENTES	7
3.1 Clientes empresariais	7
3.2. Clientes residenciais	10
4. QUALIDADE DE SERVIÇO DE ÂMBITO COMERCIAL	15
4.1. Balanço da aplicação do Regulamento da Qualidade de Serviço	15
4.2. Relacionamento com os Utilizadores das Redes.....	15
4.3. Indicadores de qualidade do relacionamento comercial	16
4.3.1. Indicadores gerais de qualidade de serviço	16
4.3.2. Indicadores Individuais	22
4.4. Clientes com necessidades especiais.....	25
4.5. Clientes prioritários.....	26
4.6. Acções mais relevantes para melhoria da qualidade de serviço de âmbito comercial	27
5. QUALIDADE DE SERVIÇO TÉCNICO	28
5.1. Continuidade de serviço	28
5.1.1. Desempenho da Rede AT	30
5.1.2. Desempenho da Rede MT.....	34
5.1.3. Desempenho da Rede BT	45
5.2. Compensações por incumprimento dos padrões individuais de continuidade de serviço	52
5.3. Qualidade da onda de tensão	53
5.3.1. Critérios do Plano de Monitorização de 2008	53
5.3.2. Definição e tipo de Monitorizações da QEE desenvolvidas em 2008.....	54
5.3.3. Monitorizações em Barramentos de MT	55
5.3.4. Monitorizações em PTD (lado BT)	59
5.3.5. Outras Acções de Monitorização da QEE Complementares ao Plano Anual.....	61
5.3.6. Conclusões	62
5.4. Ocorrências mais significativas	63
5.4.1. Origem na Rede Nacional de Transporte.....	63
5.4.2. Origem na rede AT.....	64
5.4.3. Origem na rede MT	64
5.5. Acções relevantes para a melhoria da Qualidade de Serviço Técnico.....	65
5.5.1. Programa Distribuição 2010.....	65
5.5.2. Plano de Desenvolvimento e Investimento na Rede de Distribuição	66
5.5.3. Desenvolvimento dos Sistemas Técnicos de Suporte à Operação da Rede	66

ANEXOS

- 1– Indicadores Gerais de Continuidade do Serviço
- 2 – Direcções de Redes e Clientes
- 3 – Qualidade da Energia Eléctrica
- 4 – Definições e Siglas

1. INTRODUÇÃO

A qualidade do serviço prestado no âmbito da distribuição e da comercialização de energia eléctrica, bem como o respectivo acompanhamento, tem sido uma preocupação constante, tanto por parte das empresas prestadoras do serviço, como é o caso da EDP Distribuição, como por parte dos consumidores e respectivas associações, na busca do justo equilíbrio entre preço e qualidade.

Traduzindo essas preocupações, o Regulamento de Qualidade de Serviço (RQS) em vigor, publicado pelo Despacho n.º5255/2006, de 8 de Março, estabelece padrões, quer de natureza técnica, quer comercial, a que deve obedecer o serviço prestado, nomeadamente pelas entidades do Sistema Eléctrico Nacional (SEN).

Assim, no desenvolvimento das suas actividades, a EDP Distribuição faz um acompanhamento muito rigoroso dos níveis de desempenho obtidos, procurando atingir os padrões estabelecidos no RQS, bem assim como cumprir as obrigações que o mesmo lhe impõe. Conforme se poderá verificar no desenvolvimento do presente Relatório, os referidos padrões são genericamente atingidos e muitas vezes ultrapassados.

A presente publicação vem dar cumprimento ao disposto no RQS que estabelece que o operador da rede de distribuição deve elaborar e publicar, anualmente, um relatório do qual conste, nomeadamente, a caracterização do desempenho da Empresa em termos da qualidade de serviço, quer comercial, quer técnica prestada aos clientes.

Depois de, em 2007, a EDP Distribuição ter, na sequência da constituição da sociedade anónima EDP Serviço Universal, SA, (EDP SU), passado a exercer exclusivamente as actividades de distribuição de energia e de comercialização de redes como Operador da Rede de Distribuição (ORD) e enquanto titular da concessão da Rede Nacional de Distribuição e das concessões de Baixa Tensão, e de ter empreendido uma profunda alteração da sua organização, o ano de 2008 foi o da estabilização da nova estrutura organizativa.

Apesar da natural perturbação no funcionamento da Empresa que uma tão profunda reafecção de competências necessariamente acarretou, a EDP Distribuição manteve como principal objectivo a melhoria da qualidade do serviço prestado aos seus clientes, nestes se incluindo todos os consumidores e produtores ligados às suas redes.

Relativamente ao ano de 2008, é de salientar o bom desempenho da EDP Distribuição no que respeita à qualidade de serviço comercial prestado, que se traduz, nomeadamente, nos valores registados para os indicadores gerais de qualidade de serviço comercial que excederam os padrões fixados no RQS.

A evolução, nos últimos anos, dos valores dos principais indicadores de qualidade de serviço técnica evidencia uma melhoria sustentada. No entanto, em 2008 a continuidade de serviço técnica medida pelo Tempo de Interrupção Equivalente da Potência Instalada (TIEPI) atingiu, em termos globais, o valor

de 113 minutos, ligeiramente mais elevado do que o valor registado em 2007 (109 minutos). As condições atmosféricas particularmente favoráveis que se verificaram em 2007 e que não se repetiram em 2008 contribuíram para esta ligeira subida no valor do indicador.

De referir que em 2008 os sistemas técnicos, em uso na EDP Distribuição, reflectiam por completo a mudança de estrutura organizativa ocorrida em 2007 que visou preparar a Empresa para melhor responder aos desafios lançados pela regulamentação do SEN e pela generalização progressiva da produção distribuída.

Durante o ano de 2008, a Empresa continuou a recolher os dados resultantes das medições necessárias à análise e à avaliação da Qualidade da Energia Eléctrica. Estas acções visam executar o Plano Anual de Monitorização da Qualidade e Continuidade da Onda de Tensão. Os resultados permitem concluir que a EDP Distribuição garante elevados padrões de serviço no fornecimento aos seus clientes.

2. CARACTERIZAÇÃO DA EMPRESA

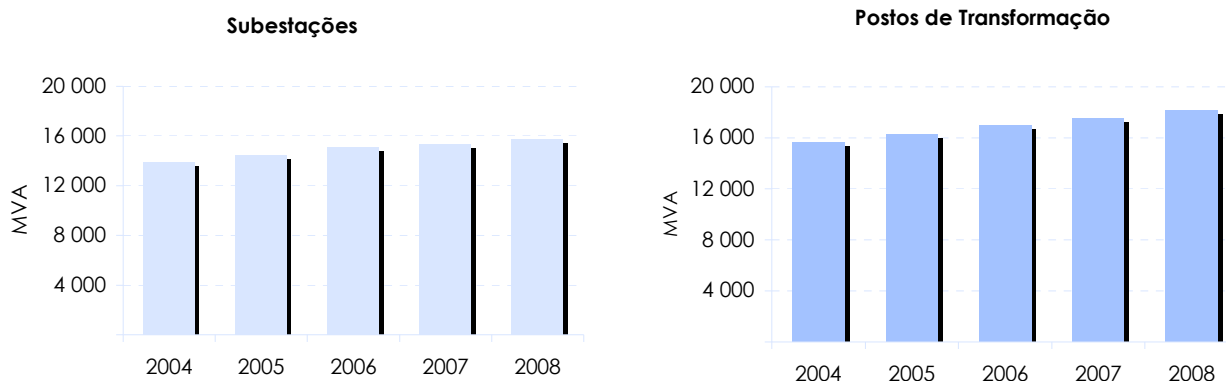
2.1. Infraestruturas

Em 31 de Dezembro de 2008, as instalações e equipamentos em serviço, na rede da EDP Distribuição, eram os seguintes:

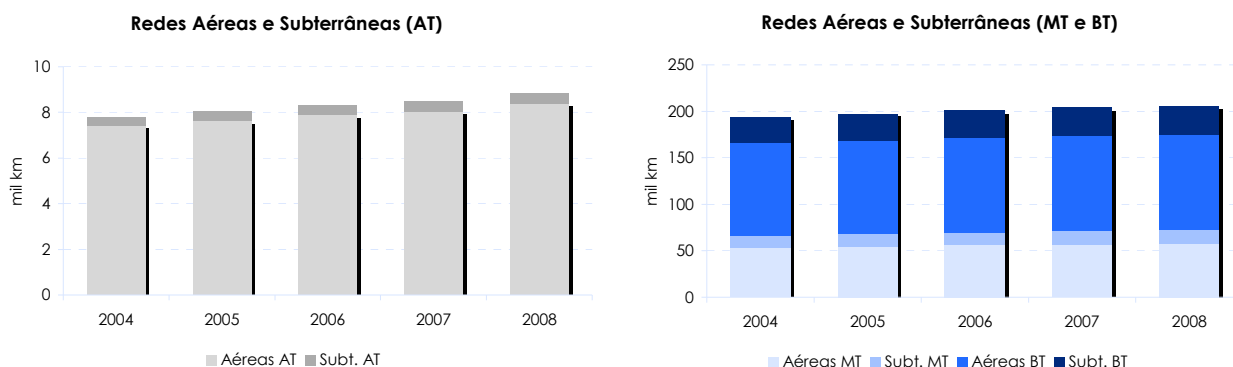
	2007	2008	Variação Δ 08/07
Subestações			
Nº de subestações	382	397	3,9%
Nº de transformadores	685	699	2,0%
Potência instalada (MVA)	15 352	15 726	2,4%
Linhas (incluindo ramais, em km)	79 710	81 155	1,8%
Aéreas	65 012	66 073	1,6%
AT (60/130 kV)	8 047	8 373	4,1%
MT (6/10/15/30 kV)	56 965	57 700	1,3%
Cabos subterrâneos	14 698	15 082	2,6%
AT (60/130 kV)	453	467	3,2%
MT (6/10/15/30 kV)	14 245	14 614	2,6%
Postos de Transformação			
Unidades	59 841	61 157	2,2%
Potência instalada (MVA)	17 500	18 170	3,8%
Redes BT (km)	132 607	133 702	0,8%
Aéreas	102 474	103 248	0,8%
Subterrâneas	30 133	30 453	1,1%
Contadores (Unidades)	6 276 491	6 320 352	0,7%
AT e MT	25 867	26 284	1,6%
BTN e BTE	6 250 624	6 294 068	0,7%

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

POTÊNCIA INSTALADA

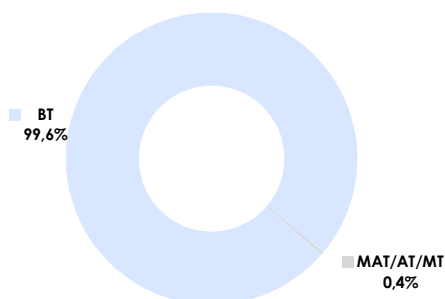
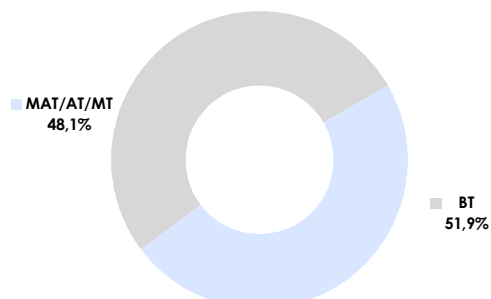


A rede de alta tensão tinha uma extensão de 8 840 km, sendo 8 373 km de rede aérea (95%). Quanto às redes de média e baixa tensão estavam em exploração, respectivamente, 72 315 km e 133 702 km de rede, sendo que o peso da rede aérea no total da rede de MT era de cerca de 80%, enquanto que no caso da rede BT, a rede aérea representava 77%.



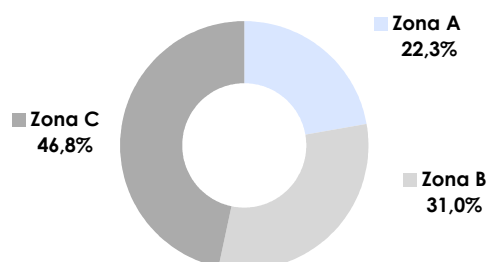
2.2. Utilizadores das redes e entregas de energia a clientes finais

Em 31 de Dezembro, a EDP Distribuição tinha cerca de 6,1 milhões de utilizadores das suas redes (mais 0,8% do que em 2007). Em termos de estrutura, os consumidores de baixa tensão representavam 99,6% do número total de consumidores de electricidade e 51,9% do total da energia entregue pelas redes de distribuição a clientes finais.

Número de Utilizadores

Energia Entregue


No início do ano, e no seguimento da reestruturação levada a cabo no ano anterior, a Empresa estava organizada, em termos territoriais, em seis Direcções de Rede e Clientes (Norte, Porto, Mondego, Tejo, Lisboa, Sul) e 25 Áreas de Operacionais. Em anexo (Anexo 2) apresenta-se a distribuição do número de clientes (mercado livre e mercado regulado) e respectivos consumos anuais por cliente final ("BT" e "Outros Níveis de Tensão") em cada Direcção de Rede e Clientes (DRC).

O RQS estabelece para Portugal continental três tipos de zonas geográficas (zonas A, B, C) às quais estão associadas padrões de Qualidade de Serviço. O Artigo 8.º do referido Regulamento caracteriza as zonas, em função do número de clientes existente nas diversas localidades⁽¹⁾. Em 2008 os clientes finais utilizadores das redes da EDP Distribuição estavam distribuídos, pelas diferentes zonas, da forma apresentada no gráfico seguinte, em termos percentuais.

Distribuição de Clientes por Zonas (2008)


⁽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 mil e quinhentos e 25 mil;
Zona C: restantes localidades.

3. GRAU DE SATISFAÇÃO DOS CLIENTES

Em 2008 a Empresa continuou a monitorizar o grau de satisfação dos clientes da EDP Distribuição, segmentados geograficamente. O objectivo dos estudos foi analisar a evolução da satisfação dos clientes com a qualidade da energia eléctrica e o serviço prestado, e identificar os factores determinantes da satisfação.

O estudo de satisfação dos clientes empresariais foi realizado com base num questionário auto-administrado (questionário em papel, enviado por correio para a morada de facturação do cliente que, após responder o envia para a empresa, em envelope RSF, sem qualquer identificação sua).

No que se refere aos clientes residenciais, o estudo de satisfação foi realizado por uma empresa de estudos de mercado certificada segundo a norma 2509001 BVQI, TNS-Euroteste, com a supervisão da EDP. Relativamente a anos anteriores foi alterada a metodologia de recolha de informação relativa aos clientes residenciais, tendo-se recorrido à realização de entrevistas telefónicas assistidas por computador.

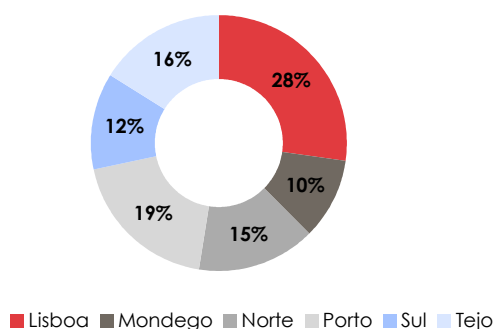
3.1 Clientes empresariais

Metodologia utilizada

Como referido o estudo foi realizado com recurso a um questionário auto-administrado, tendo sido excluídos da análise os clientes com contratos referentes a instalações do Grupo EDP.

Na análise foi feita uma estratificação de carácter regional – Norte, Porto, Mondego, Tejo, Lisboa e Sul (áreas de actuação das Direcções de Rede e Clientes da Empresa).

O universo em causa tem a caracterização constante do gráfico seguinte.



O trabalho de campo decorreu nos meses de Outubro e Novembro de 2008. Foram recebidas 7 076 respostas válidas, correspondentes a uma taxa de resposta de 13% do universo dos clientes inquiridos.

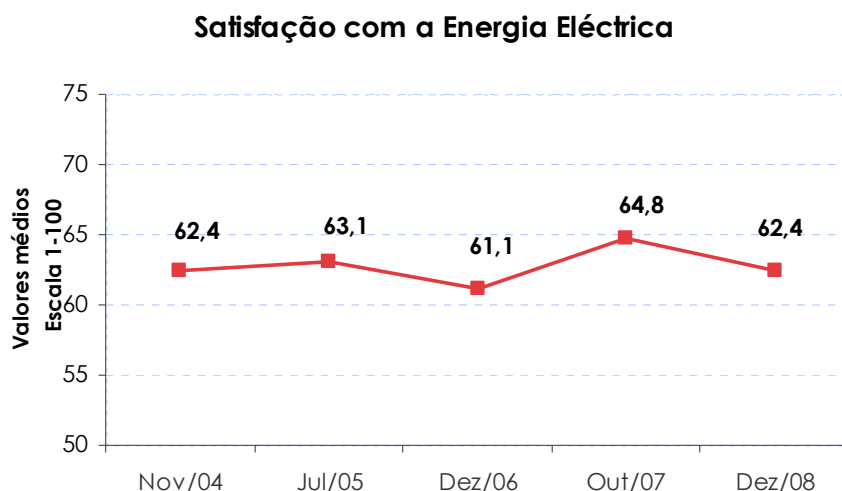
Os resultados obtidos foram agregados de acordo com os mesmos critérios definidos para o universo e validados recorrendo a uma ferramenta de análise de informação que permitiu a correcção de valores

omissos e de valores anormais. A qualidade geral dos dados é fiável permitindo efectuar a extrapolação dos valores da satisfação manifestada pelos clientes ao universo, com um nível de confiança de 95%. Analisando os dados amostrais verifica-se que as margens de erro em torno da média de cada um dos parâmetros de satisfação dos clientes variam entre um mínimo de $\pm 0,7\%$ para a variável "Informação disponibilizada na Internet" e um máximo de $\pm 1,7\%$, para a variável "Gestor de Cliente".

O estudo analisa a satisfação global dos clientes com a qualidade do fornecimento de energia eléctrica e a avaliação que fazem de um conjunto de atributos relacionados com a qualidade técnica do serviço prestado pela Empresa. De seguida, recorrendo a um modelo econométrico, identificam-se os atributos com maior impacto na explicação da satisfação global com o fornecimento de energia eléctrica.

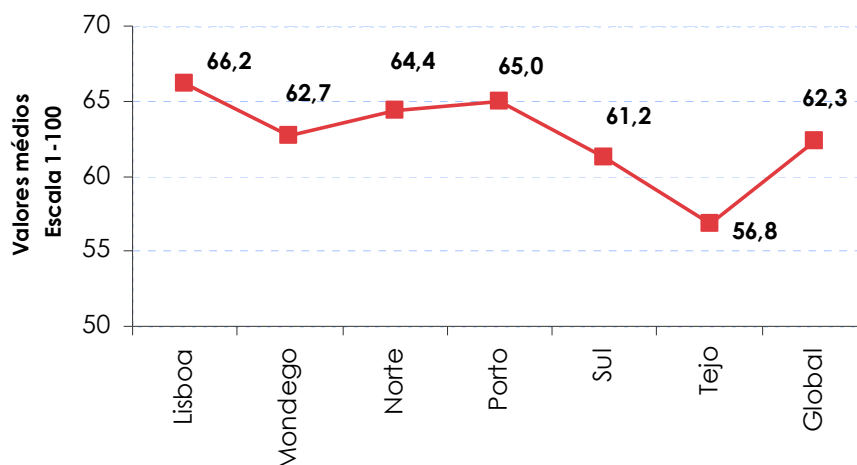
Principais conclusões

A satisfação com o fornecimento de energia eléctrica tem-se mantido relativamente estável desde 2004, com níveis médios acima dos 60 pontos, numa escala de 0 a 100. Após a subida de 4 pontos registada em 2007, em 2008 o nível médio de satisfação com o fornecimento de energia eléctrica reajusta-se nos 62 pontos.



Em termos de segmentação regional, os clientes das regiões Lisboa, Porto e Norte são os que, em média, manifestam estar mais satisfeitos com o fornecimento de energia eléctrica, enquanto que os da região Tejo são os que, em média, declaram estar menos satisfeitos.

Satisfação com a Energia Eléctrica (segmentação por Direcção de Redes e Clientes)



Factores chave de satisfação

Os factores chave "Continuidade do fornecimento de energia" e "Informação disponibilizada na página da Internet" são os melhor avaliados pelos clientes empresariais, com níveis de satisfação de 63 e 62 pontos, respectivamente, e que estão próximos dos valores registados em 2007; "Informação prestada aos clientes durante as interrupções de fornecimento de energia" é um dos factores cujo nível médio de satisfação baixa relativamente a 2007, situando-se nos 44 pontos numa escala de 0 a 100.

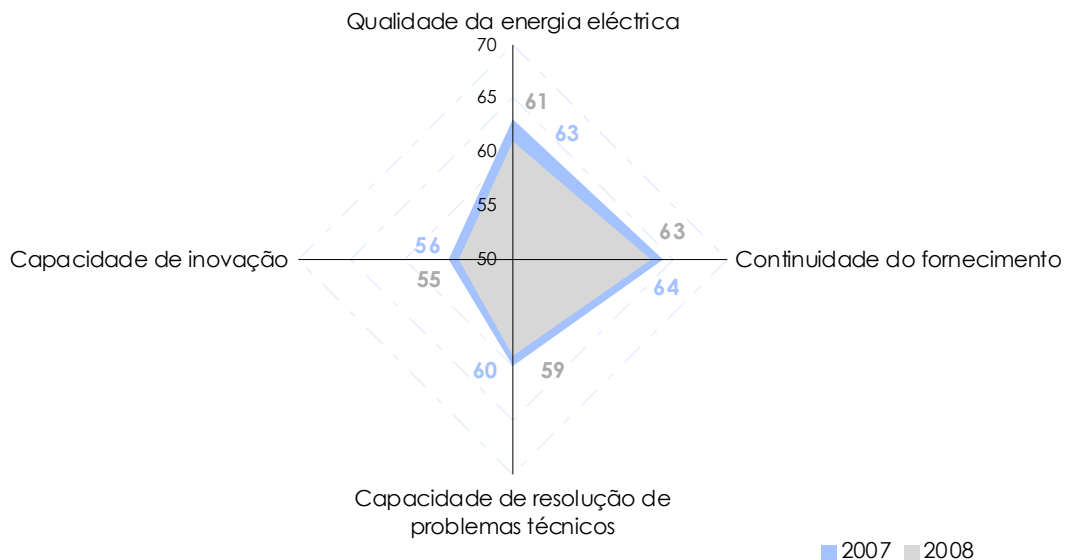
Não basta analisar o nível de satisfação dos clientes, sendo fundamental também entender quais os factores que melhor explicam a sua satisfação global com o fornecimento de energia eléctrica. Assim, recorrendo a uma análise de regressão linear múltipla chega-se a um modelo com uma boa qualidade de ajustamento, $R^2 = 0,63^{(2)}$, em que os factores com maior impacto na explicação da satisfação global com a energia eléctrica são: qualidade da energia eléctrica (ausência de perturbações na onda de tensão), continuidade do fornecimento de energia eléctrica (ausência de interrupções), capacidade de resolução de problemas técnicos e capacidade de inovação na Empresa.

Conclui-se que, para os clientes empresariais, as questões relacionadas com a qualidade técnica do serviço são as que têm maior impacto na satisfação global com o fornecimento de energia eléctrica.

De seguida apresenta-se a evolução de 2007 para 2008, dos níveis médios de satisfação dos clientes empresariais com cada dos atributos com impacto na explicação da satisfação global com o fornecimento de energia eléctrica.

⁽²⁾ - 63% da variação das respostas da satisfação global com o fornecimento de energia eléctrica (variável dependente) é explicada pelo modelo

valores médios
Escala 0-100



“Continuidade e Qualidade no fornecimento da energia eléctrica” são os atributos que registam maiores níveis de satisfação. Os resultados obtidos permitem afirmar que os factores “Capacidade de resolução dos problemas técnicos” e “Capacidade de Inovação” são estatisticamente idênticos aos níveis de satisfação obtidos em 2007.

3.2. Clientes residenciais

Metodologia utilizada

Em 2008, a empresa de estudos de mercado TNS-Euroteste realizou, em parceria com a Empresa, um estudo de satisfação relativo ao universo de clientes residenciais do mercado regulado. Este estudo foi utilizado para obter informação quanto à satisfação destes clientes com o serviço prestado pela EDP Distribuição. O universo foi estratificado geograficamente em 6 sub-populações que correspondem às regiões de actuação das Direcções de Rede e Clientes da EDP Distribuição. Para cada uma das sub-populações foi extraída uma amostra aleatória cuja dimensão manteve, na amostra total definida, o peso de cada uma das regiões no universo de clientes residenciais do mercado regulado.

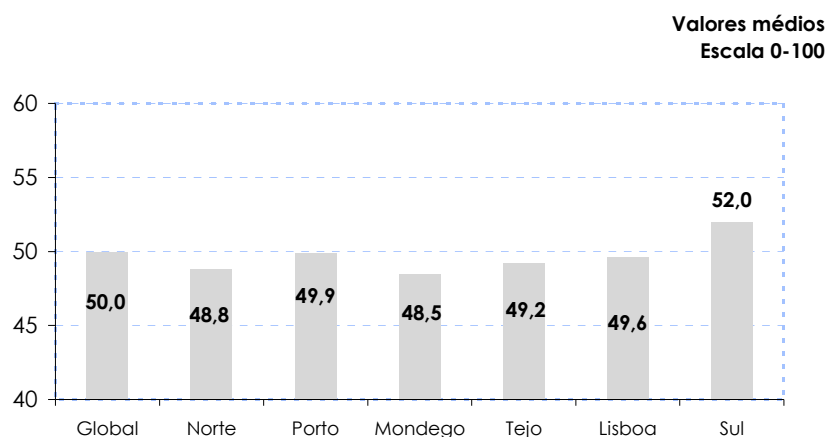
No total foram feitas 1 000 entrevistas, correspondendo a uma amostra aleatória estratificada regionalmente e, para um intervalo de confiança de 95%, os resultados podem ser projectados para o Universo com um erro amostral de $\pm 3,1\%$. Foram entrevistados apenas os clientes que no lar tratam dos assuntos relacionados com a Empresa.

Os objectivos específicos do estudo visaram: monitorizar a satisfação dos clientes relativamente ao desempenho global da Empresa, à qualidade do produto fornecido e ao serviço de atendimento ao cliente; encontrar os factores explicativos da satisfação do cliente e identificar quais são os pontos fortes e quais os que devem ser objecto de acções de melhoria. Neste relatório analisam-se os aspectos ligados com a actuação da EDP Distribuição ou seja avaliação do desempenho global e da satisfação com a qualidade da energia eléctrica fornecida.

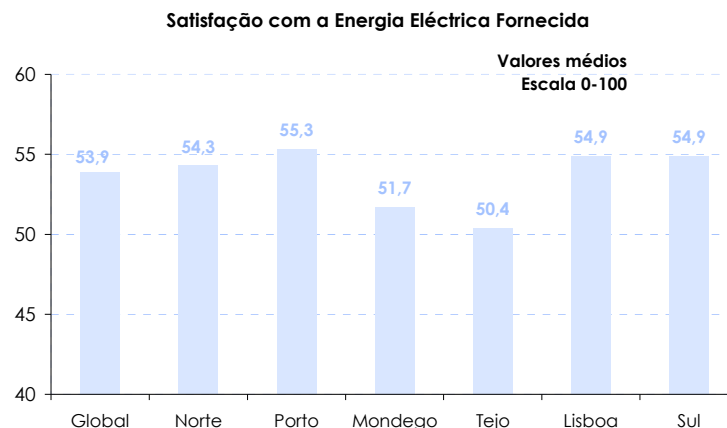
Principais conclusões

Para avaliar o “Desempenho” global da EDP Distribuição foram analisados vários indicadores sendo os principais, a “Satisfação global com a Empresa” e a “Satisfação com a Energia Eléctrica Fornecida”.

Satisfação Global com a Empresa



Em 2008, o nível médio de satisfação dos clientes com a Empresa situa-se nos 50 pontos, apresentando-se mais elevado no Sul. O nível médio de satisfação com a energia eléctrica é de 54 pontos. No que se refere à satisfação com a energia eléctrica fornecida em termos das regiões, os maiores índices de satisfação situam-se na DRC Sul e na DRC Porto (55 pontos numa escala de 0 a 100), enquanto na DRC Tejo se regista o valor de 50 pontos.



Factores chave de satisfação

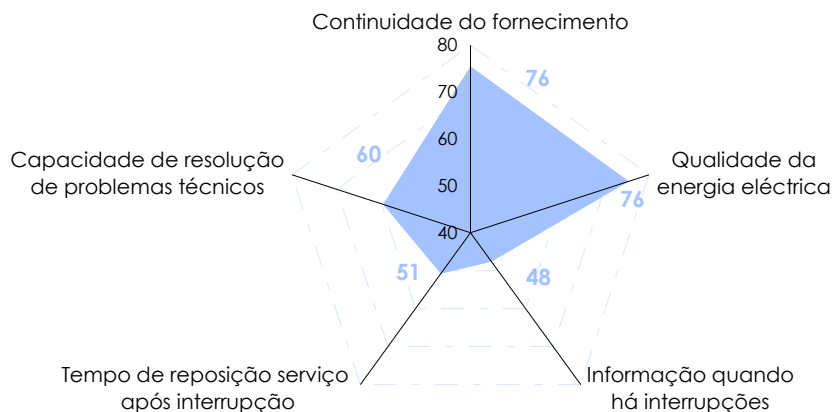
Para analisar a importância dos vários aspectos avaliados durante o estudo na explicação do desempenho global da Empresa, recorreu-se a técnicas estatísticas multivariadas, nomeadamente à análise factorial. O modelo obtido identifica quatro factores chave na explicação da avaliação do desempenho global da empresa, a "Relação com o Cliente", a "Imagem", a "Relação Comercial" e o "Fornecimento de Energia Eléctrica".

Analisam-se, de seguida os factores chave mais directamente relacionados com a actividade da EDP Distribuição – Fornecimento de Energia Eléctrica e Imagem.

No que diz respeito ao factor que integra os aspectos ligados com o fornecimento de energia eléctrica, os atributos que o cliente considera mais importantes são: "Continuidade do fornecimento", "Tempo de reposição após uma interrupção", "Capacidade de resolução de problemas técnicos", "Qualidade da energia fornecida" e "Informação prestada durante as interrupções".

Avaliação dos atributos ligados com o factor Energia Eléctrica

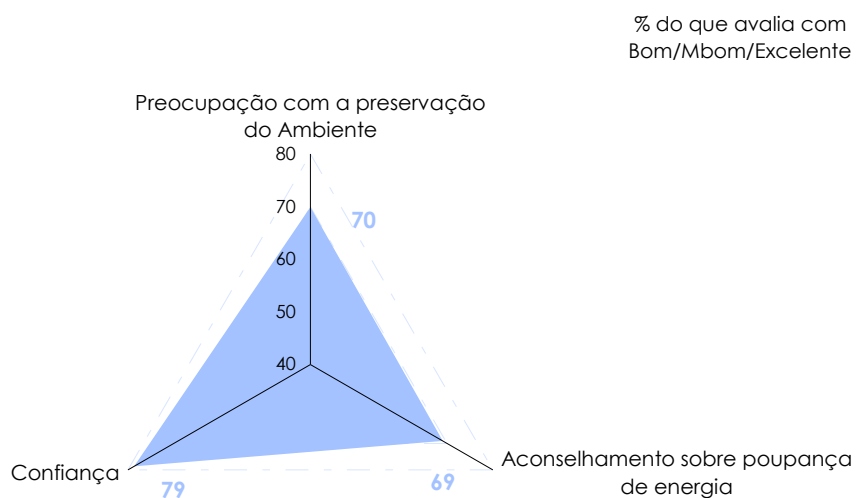
% do que avalia com
Bom/Mbom/Excelente



A "Continuidade do fornecimento de energia" é o aspecto considerado mais importante e conjuntamente com a "Qualidade da energia fornecida" são os melhor avaliados. A "Informação prestada aquando das interrupções" regista uma avaliação mais baixa mas é o aspecto considerado menos importante.

No que toca ao factor Imagem, os atributos que o Cliente considera mais importantes são: "Preocupação com a preservação do meio Ambiente", "Aconselhamento sobre poupança de energia" e "Confiança".

Avaliação dos atributos ligados com o Factor imagem



"Preocupação com a preservação do "Ambiente" e "Aconselhamento sobre poupança de energia" são para além da continuidade do fornecimento de energia, os aspectos que o cliente considera mais importantes na avaliação de um empresa fornecedora de energia eléctrica.

A "Confiança" na Empresa, atributo também considerado bastante importante é o melhor avaliado pelos clientes.

4. QUALIDADE DE SERVIÇO DE ÂMBITO COMERCIAL

4.1. Balanço da aplicação do Regulamento da Qualidade de Serviço

Com a criação, em Dezembro de 2006, da EDP Serviço Universal, algumas actividades de comercialização que até aí eram exercidas pela EDP Distribuição passaram a ser da responsabilidade da nova Empresa, pelo que em termos de alguns dos indicadores de qualidade de serviço, passou a ser necessário individualizar as actividades que caracterizam apenas os serviços comerciais prestados pela EDP Distribuição, empresa a quem continuou a estar atribuída a responsabilidade por alguns dos processos que visam a prestação de serviços de natureza comercial a clientes finais e a entidades com instalações cuja ligação à rede se pretende.

Os indicadores apresentados no presente Relatório, no caso dos atendimentos, presencial e telefónico, e do tratamento de reclamações e de pedidos de informação, dizem assim apenas respeito ao serviço prestado pelo operador da rede.

A EDP Distribuição, desde a sua constituição em 2000, tem registado uma melhoria sustentada da qualidade do serviço comercial, tendo em atenção as disposições regulamentares, mas sobretudo, procurando atingir o objectivo de cada vez mais melhorar na prestação do serviço. Salvaguardadas as alterações decorrentes da separação ocorrida em 2007, já referida, verificada entre a EDP Distribuição e a EDP SU, os sete indicadores fixados no RQS em vigor continuam a registar uma evolução positiva.

4.2. Relacionamento com os Utilizadores das Redes

Tendo permanentemente presente o objectivo de melhorar o relacionamento com os clientes, não só no que se refere à qualidade do fornecimento de energia eléctrica mas também nos aspectos considerados de âmbito comercial, como sejam as ligações à rede (orçamentação e realização das ligações), a instalação de contadores e outros, a EDP Distribuição lançou em 2008 um projecto específico de melhoria, enquadrado no âmbito do projecto Distribuição 2010, cujos resultados se esperam já em 2009.

Ainda em 2008, teve lugar a preparação do lançamento da página da EDP Distribuição na Internet, autónoma em relação à do Grupo EDP, cujo lançamento teve lugar no início de 2009, ano em que se espera introduzir significativas melhorias.

Em 2008, ficou praticamente concluído o projecto de informatização dos Agentes de Atendimento, permitindo o tratamento automatizado, logo mais eficiente, da maior parte das actividades desenvolvidas por este canal de atendimento.

O sítio edp “on-line” continuou a apresentar índices de tráfego que provam a importância crescente que o canal Internet assume na interacção dos clientes com a Empresa.

Continuam a ter extrema importância os contactos regulares estabelecidos de modo presencial, pelas equipas de Gestores de Clientes, que procuram apresentar as melhores soluções para diversos

problemas que, por vezes, se colocam aos utilizadores das redes, quer em termos das ligações a estas, quer da minimização dos impactos provocados por perturbações registadas nas redes eléctricas.

4.3. Indicadores de qualidade do relacionamento comercial

O RQS estabelece padrões relativamente a diversos indicadores, padrões que representam o nível de desempenho esperado na prestação de um determinado serviço.

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

4.3.1. Indicadores gerais de qualidade de serviço

Nos pontos seguintes é feita uma análise da evolução, ao longo de 2008, dos valores registados para os diferentes indicadores gerais de qualidade de serviço, sendo possível concluir o elevado desempenho que a Empresa conseguiu concretizar no âmbito da prestação de serviços, o qual se traduz no facto de se terem excedido, em todos os indicadores, os valores dos padrões de qualidade fixados pelo RQS.

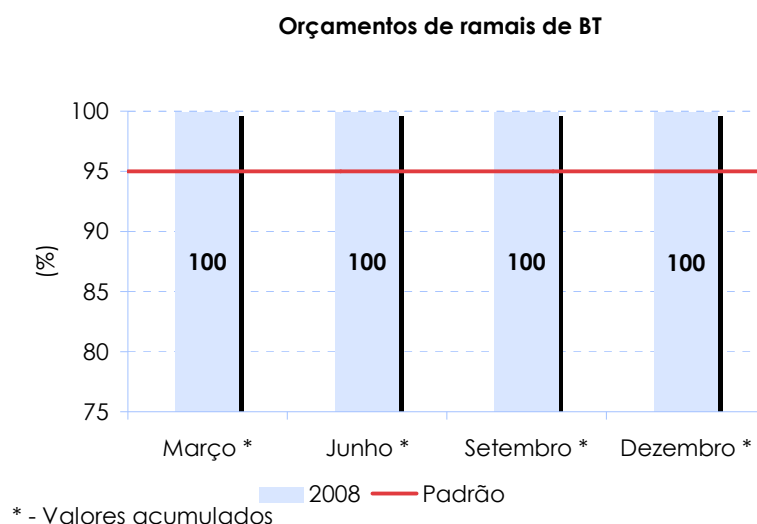
No cálculo dos diversos indicadores foram tidas em consideração as disposições constantes do Anexo VI do RQS⁽³⁾.

⁽³⁾ "Cálculo dos indicadores gerais e individuais de qualidade do relacionamento comercial".

Indicador Geral e respectivo padrão	Padrão (%)	Valor 2008 (%)
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	98
Percentagem de activações de fornecimento de instalações de BT, executadas no prazo máximo de 2 dias úteis após a celebração do contrato de fornecimento de energia eléctrica	90	99
Percentagem de atendimentos, com tempos de espera até 20 minutos , nos centros de atendimento	90	96
Percentagem de atendimentos, com tempos de espera até 60 segundos , no atendimento telefónico	85	97
Percentagem de pedidos de informação respondidos até 15 dias úteis	90	93
Percentagem de clientes com tempo de reposição de serviço até 4 horas , na sequência de interrupções de fornecimento acidentais	90	96
Tempo médio do procedimento de mudança de fornecedor (dias úteis)	ND	2

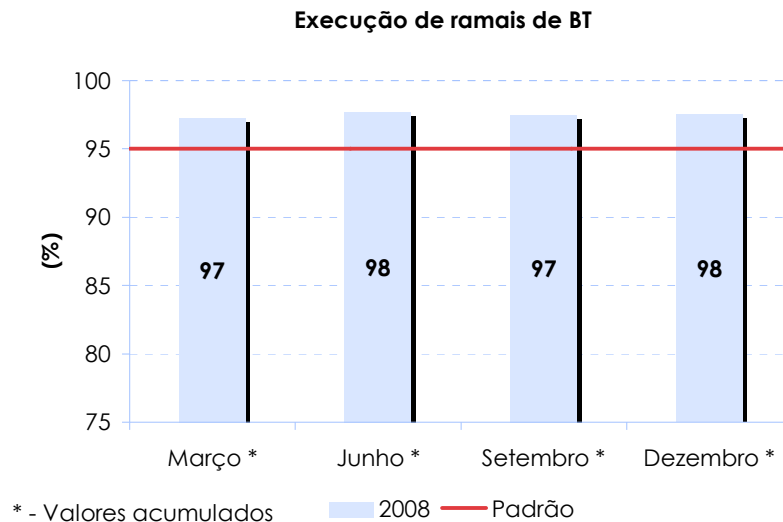
Ramais BT

A evolução do indicador “Orçamentos de ramais de Baixa Tensão elaborados no prazo máximo de 20 dias úteis” é apresentada no gráfico seguinte. 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, bem como os casos em que, existindo rede, seja necessário proceder ao seu reforço.



O desempenho obtido continuou a ser excelente, uma vez que dos cerca de 71 mil orçamentos elaborados em 2008, apenas 87 tiveram um prazo de elaboração superior a 20 dias úteis.

O indicador “Ramais de Baixa Tensão executados no prazo máximo de 20 dias úteis” teve a evolução constante no gráfico seguinte.



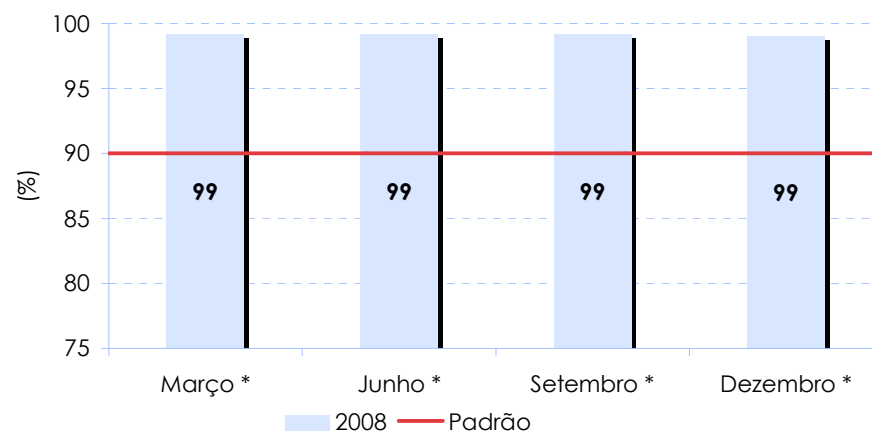
Nos termos do RQS, para o cálculo deste indicador só devem ser considerados os tempos que decorrem desde a data em que são acordadas as condições económicas de realização dos trabalhos até à sua conclusão, excluindo-se os casos de inexistência de rede de distribuição no local onde se situa a instalação de utilização a alimentar, bem como os casos em que, existindo rede, seja necessário proceder ao seu reforço.

Apesar de se ter registado um ligeiro decréscimo no valor do indicador relativamente ao verificado no ano de 2007 (decrécimo da ordem de 1 ponto percentual), foi mesmo assim possível ultrapassar o padrão regulamentarmente estabelecido, em cerca de 3 pontos percentuais, tendo sido executados mais dois mil ramais do que em 2007.

Activações de fornecimento de instalações de Baixa Tensão

O indicador “Activações de fornecimento de instalações de Baixa Tensão executadas no prazo máximo de 2 dias úteis após celebração do contrato de fornecimento de energia eléctrica” procura caracterizar o desempenho do operador da rede em termos dos prazos em que são efectuadas as activações de fornecimento. Em 2008 este indicador registou a evolução apresentada no gráfico seguinte.

Activações de Fornecimento de instalações BT



* - Valores acumulados

Para o cálculo deste indicador são consideradas as situações 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 eléctrica e do disjuntor de controlo de potência e ainda as situações em que o contador já esteja instalado. O cálculo do indicador em apreço não considera as ligações em que o cliente solicite uma data de ligação posterior aos dois dias úteis regulamentarmente estabelecidos.

Da observação do gráfico anterior constata-se que o padrão estabelecido no RQS (90% de activações realizadas até 2 dias úteis) foi ultrapassado em cerca de 9 pontos percentuais, o que corresponde a que das cerca de 209 mil activações de fornecimento verificadas em 2008, 207 mil foram realizadas num prazo até dois dias úteis.

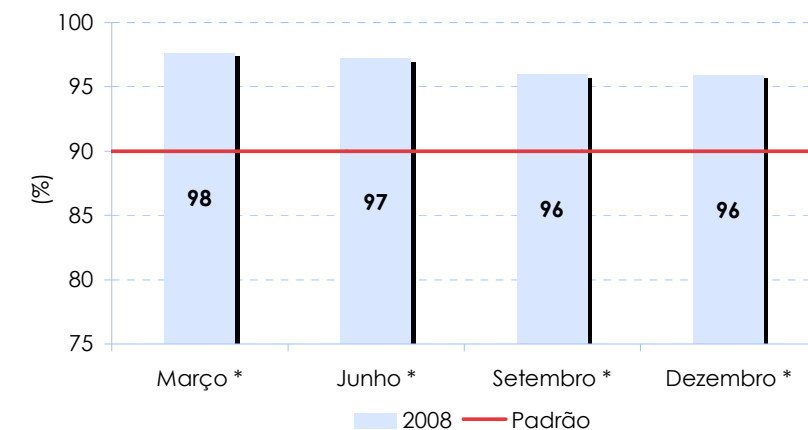
Atendimento

Em termos do atendimento presencial o respectivo 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 com maior número de utentes, de entre três conjuntos de Distritos pré fixados⁽⁴⁾. Os centros de atendimento que foram objecto de monitorização em 2008 foram Lisboa, Leiria, Amadora, Porto, Vila Nova de Gaia e Santa Maria da Feira, tendo sido monitorizados nestes centros cerca de 32,8 mil atendimentos.

Assim, durante o ano de 2008, o indicador registou a seguinte evolução:

⁽⁴⁾ - 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.

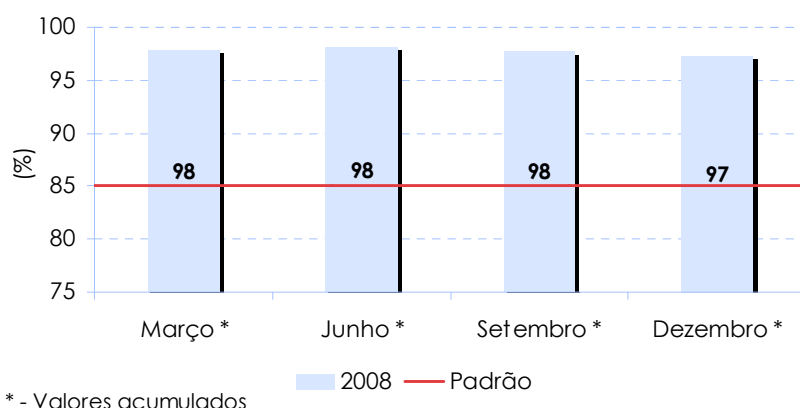
Tempo de espera no atendimento presencial



Da leitura do gráfico anterior constata-se o claro cumprimento, durante o período em análise, do padrão definido no âmbito do Regulamento da Qualidade de Serviço, que foi ultrapassado em cerca de 6 pontos percentuais.

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 2008, a evolução constante do gráfico seguinte.

Tempo de espera no atendimento telefónico centralizado



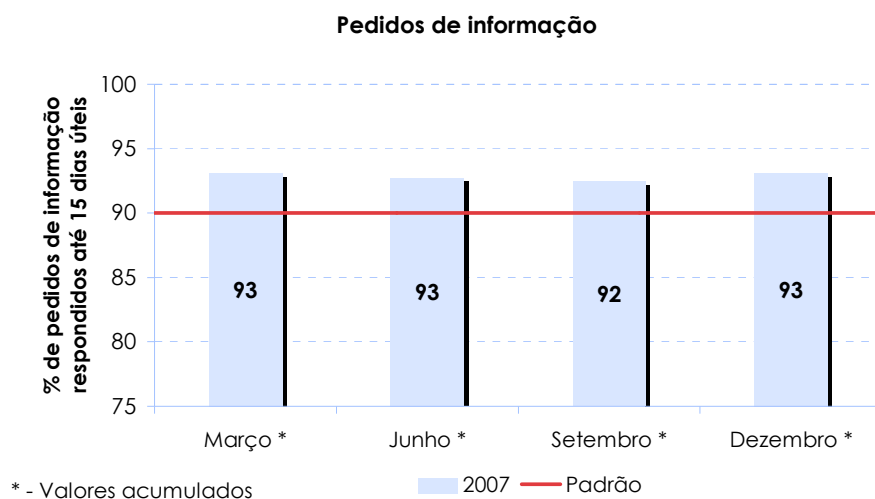
No ano de 2008 e conforme se conclui da leitura dos dados relativos ao atendimento telefónico centralizado, o padrão definido pelo RQS (85% de atendimentos telefónicos até 60 segundos) foi ultrapassado em cerca de 12 pontos percentuais, o que correspondeu ao atendimento de mais de 6 milhões de chamadas num tempo inferior a 60 segundos. De referir que em 2008, tal como já sucedeu

em 2007, foram consideradas no cálculo deste indicador as chamadas para o número de telefone dedicado à comunicação de leituras.

Apesar do indicador, em 2007, ter sido superior em meio ponto percentual ao valor verificado em 2008, o número de atendimentos, em 2008, aumentou 900 mil chamadas, pelo que o excelente nível de desempenho obtido, em 2008, foi resultado da entrada em funções do "Contact Center" de Seia.

Pedidos de Informação

A evolução do indicador "percentagem de pedidos de informação, apresentados por escrito, respondidos até 15 dias úteis" encontra-se representada no gráfico seguinte.



O padrão fixado pelo Regulamento da Qualidade de Serviço – 90% dos pedidos de informação recebidos pela Empresa respondidos até 15 dias úteis – foi ultrapassado em 3 pontos percentuais. Tal correspondeu a que dos cerca de 3 800 pedidos de informação recebidos na Empresa, mais de 3 500 foram respondidos até 15 dias úteis.

De referir que os assuntos que mais motivaram a apresentação de pedidos de informação dizem respeito a "leituras" e a "questões técnicas".

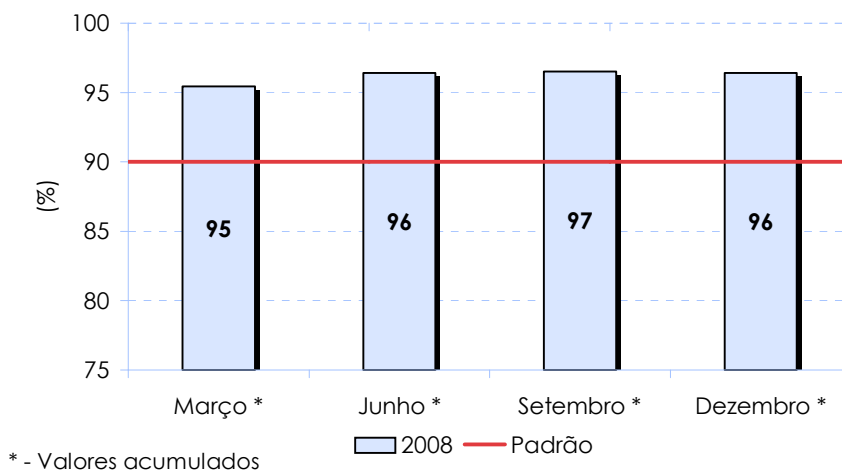
Reposição de serviço a clientes

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 acidentais, longas, cuja responsabilidade seja imputável ao operador da rede.

Assim durante o ano de 2008 o indicador "Percentagem de clientes com tempo de reposição de serviço até 4 horas, na sequência de interrupções de fornecimento acidentais" registou a evolução constante do gráfico seguinte. Da análise do mesmo é possível concluir, de forma clara, que o padrão do RQS foi ultrapassado, em pelo menos 6 pontos percentuais. Tal correspondeu a que o

restabelecimento do fornecimento de energia foi efectuado num prazo inferior a 4 horas em cerca de 18 milhões de situações de clientes sujeitos a interrupções acidentais de fornecimento.

Reposição de serviço após interrupções acidentais



Para alcançar este nível de desempenho é determinante a vontade expressa da Empresa em cumprir, rigorosamente, o objectivo que se propôs, o qual assenta numa prestação de serviços com um elevado rigor e qualidade.

Mudança de Comercializador

Os procedimentos de mudança de comercializador são geridos 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 comercializador registou, em 2008, o valor de 2,0 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, atribuída de forma automática, no caso de não serem cumpridos os níveis mínimos de qualidade do desempenho na prestação de um determinado serviço, pelos operadores, a cada cliente individualmente considerado.

O RQS fixa os seguintes valores para as compensações:

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

Nos pontos seguintes descrevem-se as situações em que pode haver lugar ao pagamento de uma compensação, por parte do ORD e caracteriza-se a situação verificada em 2008.

Visitas combinadas

As visitas às instalações são efectuadas 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 receber o operador, dentro do período acordado, fica obrigado ao pagamento de uma quantia (compensação).

Em 2008, a EDP Distribuição agendou cerca 738 mil visitas combinadas. Destas, em 334 casos (0,05%) a EDP Distribuição não cumpriu o intervalo combinado, tendo sido pagas compensações no montante de EUR 6 255,0 relativas a 341 incumprimentos.

Das visitas combinadas, 90 906 (12,3%) não se realizaram por ausência do cliente, o que correspondeu ao montante cobrado, aos clientes, de EUR 25 950,0.

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 eléctrica 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 eléctrico indispensáveis à sua sobrevivência e clientes prioritários;
- 4 horas para os restantes clientes.

Em 2008, a EDP Distribuição registou 152 430 assistências técnicas a avarias na alimentação individual do cliente. Destas, apenas 1 900 (1,2%) foram realizadas fora dos prazos máximos definidos pelo RQS, tendo sido pagas 213 compensações no valor total de EUR 3 858,0.

Reposição do fornecimento por facto imputável ao cliente

O Regulamento de Relações Comerciais define quais os factos imputáveis aos clientes que podem conduzir à interrupção do fornecimento, sendo um deles a “falta de pagamento ao comercializador de último recurso”.

Ultrapassada a situação que originou a interrupção e efectuados os pagamentos devidos, o operador da rede de distribuição deve restabelecer o fornecimento de energia eléctrica 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 2008, a EDP Distribuição realizou um total de 909 restabelecimentos de fornecimento fora dos prazos regulamentares, tendo pago 906 compensações no valor global de EUR 16 710,0

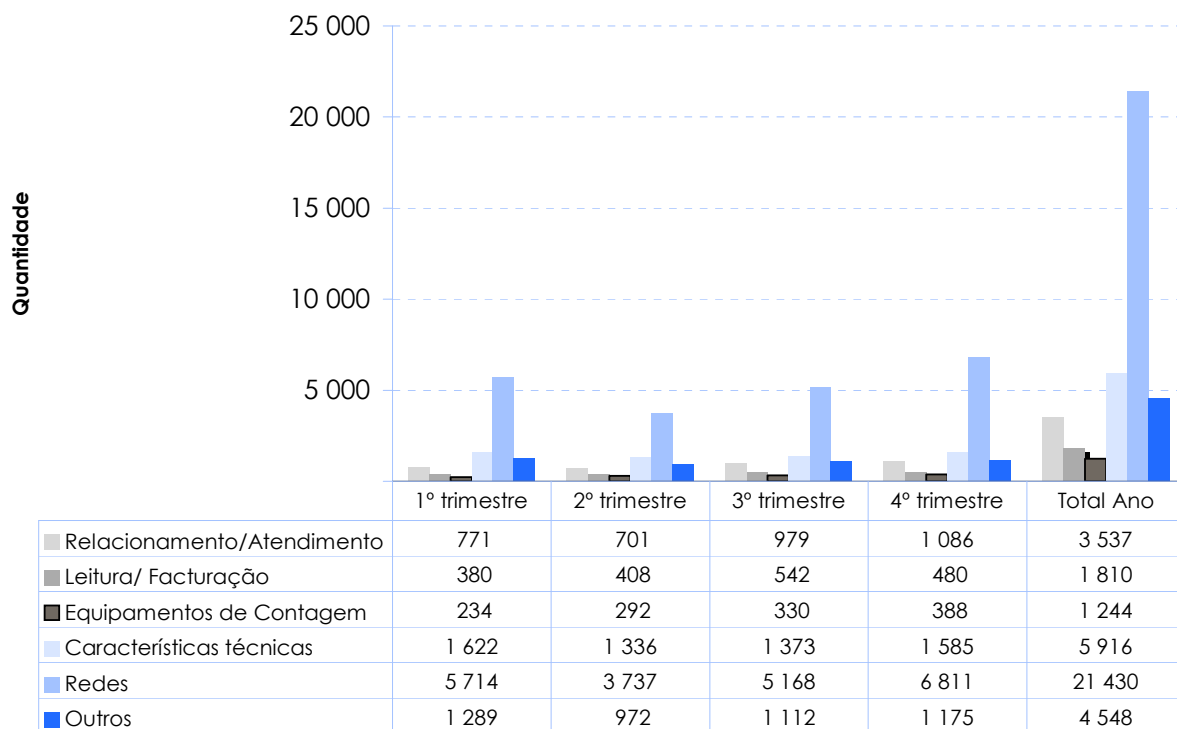
Reclamações

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

Em 2008, a EDP Distribuição recebeu um total de cerca de 38 500 reclamações. No gráfico da página seguinte é feita uma análise, por trimestre, dos motivos que estiveram na origem das diversas reclamações que foram apresentadas à Empresa, sendo de salientar que destas, cerca de 56% foram relativas a questões de "Redes".

Das reclamações recebidas, 740 foram respondidas fora do prazo, tendo a Empresa pago 447 compensações, o que correspondeu a Euros 10 398,0.

Número de reclamações recebidas no ano de 2008 (motivos)



Leitura dos equipamentos de medição

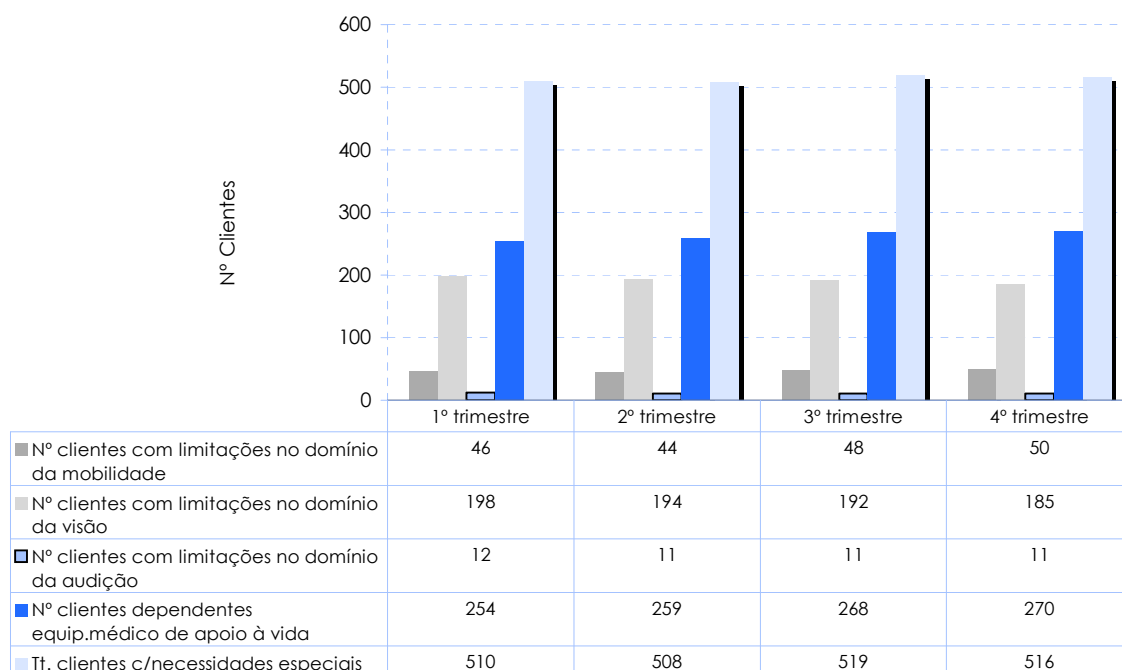
A leitura dos equipamentos de medição, instalados em clientes em BTN constitui um indicador individual cujo incumprimento confere direito ao pagamento de uma compensação ao cliente. Nos termos do RQS o operador da rede de distribuição deve garantir que o intervalo entre duas leituras não seja superior a 6 meses. Para o cálculo do indicador são considerados os equipamentos acessíveis, ou seja, nas situações em que a leitura do equipamento possa ser efectuada por acesso a partir de locais públicos.

A EDP Distribuição efectuou o pagamento de compensações por incumprimento do intervalo de tempo para efectuar leituras em 2 913 situações, num total de EUR 52 920,0.

4.4. Clientes com necessidades especiais

A evolução do "Número de clientes com necessidades especiais" encontra-se representada no gráfico da página seguinte. Da leitura do mesmo verifica-se que, ao longo do ano de 2008, o número de clientes com "necessidades especiais" aumentou em, praticamente, todos os grupos, em particular naquele em que, os clientes dependem de equipamento médico de apoio à vida.

Assim, dos 516 clientes registados no final do ano de 2008, 270 dependiam de equipamentos médicos imprescindíveis à sua sobrevivência, 50 tinham limitações ao nível da mobilidade, 185 eram invisuais e 11 tinham problemas no domínio da audição.



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, protecção civil, etc. Para estes clientes o ORD deve assegurar uma informação individualizada com a antecedência mínima de 36 horas 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 efectuado junto do operador da rede de distribuição, por iniciativa do cliente.

A EDP Distribuição não tem qualquer cliente que se tenha registado como prioritário, nos termos estabelecidos no RQS.

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

A nova Lei 12/2008, relativa à protecção dos utentes dos serviços públicos essenciais, e as consequentes alterações do Regulamento de Relações Comerciais, implicou a adaptação dos sistemas de informação de suporte às actividades desenvolvidas pela EDP Distribuição.

Assim, durante 2008 a Empresa, em colaboração com a EDP Soluções Comerciais, empresa que lhe presta serviço no âmbito das actividades comerciais, procedeu às adaptações decorrentes das alterações legislativas/regulamentares, nomeadamente as associadas com o processo de leitura de contadores instalados em clientes.

Merecem ainda destaque as seguintes medidas, adoptadas no sentido de melhorar a qualidade de serviço de âmbito comercial:

- Reforço do primeiro “Contact Center” existente em Odivelas, pela entrada em produtivo do segundo “Contact Center”, em Seia, reduzindo-se desta forma o risco operacional de eventual inoperacionalidade de um dos centros. A concretização deste investimento vem ainda dar resposta à necessidade de satisfazer a maior procura por parte dos clientes deste meio de contacto e de otimizar a qualidade e eficiência do serviço já existente;
- Melhoria do processo de resposta a reclamações, nomeadamente resposta por “e-mail” e gestão de reclamações em casos graves como incêndios e danos corporais;
- Criação de procedimentos para comunicação entre a EDP Distribuição, enquanto operador da rede com as funções de Gestora do Processo de Mudança de Comercializador, e os diversos comercializadores por forma a fazer face a eventuais indisponibilidades do sistema. De referir que o projecto de Mudança de Comercializador se encontra em pleno funcionamento, cumprindo a sua função de plataforma de comunicações “on-line” e sistema de mensagens devidamente estruturadas e integradas com os sistemas internos dos comercializadores;
- Renegociação de novos contratos com os Prestadores de Serviços de Leitura (PSL), tendo sido reformulada a rede nacional de PSL, o que conduziu a uma melhor gestão da actividade “leituras” e a melhorias na qualidade do serviço prestado.

5. QUALIDADE DE SERVIÇO TÉCNICO

Neste capítulo apresentam-se os indicadores de Qualidade de Serviço Técnico verificados no ano de 2008, o que permite caracterizar a qualidade de serviço das redes de distribuição de energia eléctrica, ao mesmo tempo que se procura contribuir para:

- Analisar o comportamento das redes, das instalações e dos equipamentos tendo em vista a sua melhoria;
- Analisar a resposta da Empresa às ocorrências da rede e às solicitações dos clientes;
- Identificar as regiões mais carenciadas no sentido de permitir tomar decisões concretas sobre as actuações que se traduzam numa melhoria da qualidade de serviço do abastecimento de energia eléctrica aos clientes servidos por elas;
- Caracterizar a qualidade da onda de tensão.

Os valores dos indicadores relativos à continuidade do serviço foram obtidos a partir dos sistemas informáticos de registo e gestão de ocorrências. De referir que se concluiu com êxito, na data prevista, 1 de Dezembro de 2008, a entrada em produtivo da aplicação Rede Activa em toda a EDP Distribuição e consequente desactivação do sistema SGI que assegurou, nos últimos 15 anos, a gestão de incidentes da rede de distribuição.

Este processo de substituição do SGI, por um novo, baseado na aplicação "PowerOn" e designado por Rede Activa, iniciou-se em 2007, e dele podemos salientar, como vantagens mais relevantes:

- Interligação às Bases de Dados do Sistema de Informação Geográfica da rede de distribuição (SIT) e a outros sistemas técnicos como sejam, o de aquisição de informação em tempo real (SCADA), o de Gestão de Mobilidade de Equipas (GME) e o comercial (SAP/I-SU);
- Tratamento simultâneo dos vários níveis de tensão numa única aplicação;
- Melhorar a qualidade da informação sobre as ocorrências.

No Anexo 4, do presente relatório constam as definições dos termos técnicos utilizados.

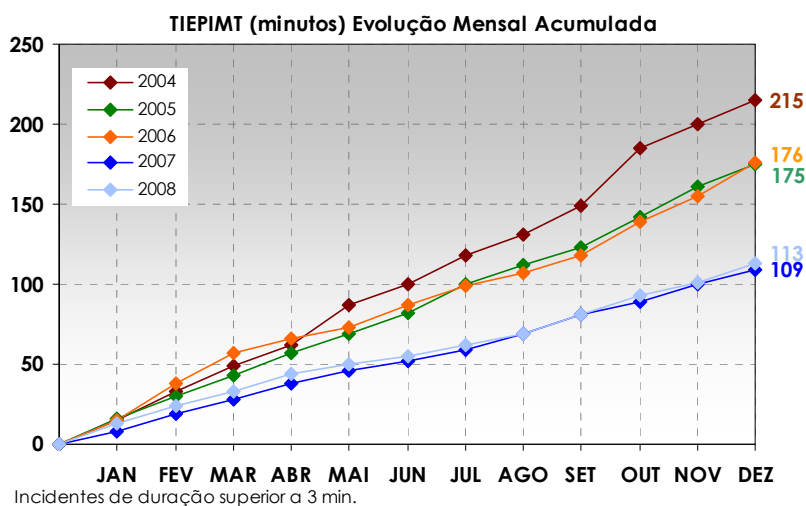
5.1. Continuidade de serviço

O desempenho apresentado pela rede de distribuição deve-se a um conjunto de iniciativas que têm sido desenvolvidas na Empresa, de onde se destacam os projectos Qualidade de Serviço Técnico (QST2010), LEAN Plus, Best Capex e M2M do Programa Distribuição 2010 lançado no início de 2008. Estes programas têm mobilizado um número significativo de colaboradores da área técnica da Empresa, na procura e implementação das melhores práticas e soluções para ultrapassar, com eficiência e eficácia, os principais problemas e estrangulamentos detectados, nas redes de distribuição AT, MT e BT.

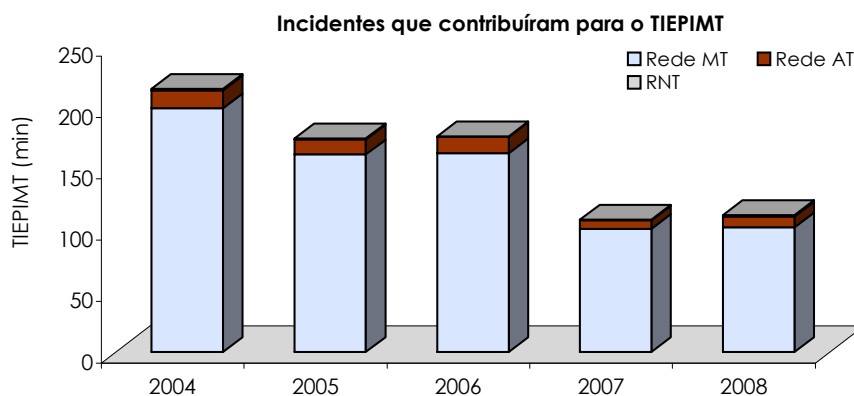
As regiões que ainda registam maior dispersão nos valores dos indicadores gerais de qualidade de serviço, comparativamente à média da EDP Distribuição, têm vindo a ser objecto de atenção especial, através de planos específicos de melhoria, direccionados para acções de remodelação e de manutenção das redes eléctricas.

Em 2008, o valor do indicador Tempo de Interrupção Equivalente da Potência Instalada em MT (TIEPI MT) anual da EDP Distribuição, para as interrupções referentes a incidentes de longa duração, atingiu o valor de 113,42 minutos, que representa um aumento de 4% em relação ao ano anterior.

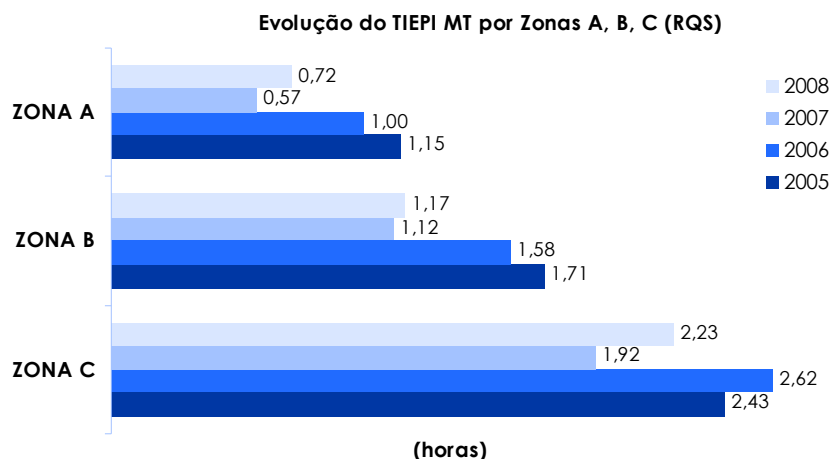
No gráfico seguinte apresenta-se, a evolução mensal do TIEPI MT ao longo do ano, para incidentes de longa duração, nos últimos cinco anos (2004-2008), onde se verifica uma clara tendência de melhoria.



No gráfico seguinte apresentam-se os valores do TIEPI MT, acumulados ao ano, mas desagregados pela origem (RNT, AT ou MT) dos incidentes que contribuíram para o seu cálculo.



O TIEPI MT global de 2008 foi superior ao de 2007 tendo-se constatado que, todas as zonas de qualidade de serviço do RQS, apresentam um aumento face a 2007, mais significativo na zona C, conforme indicado no gráfico seguinte.



Nos pontos seguintes é feita uma análise mais detalhada ao desempenho das redes AT, MT e BT operadas pela EDP Distribuição.

5.1.1. Desempenho da Rede AT

Qualidade Global

Como balanço global da qualidade de serviço da rede AT apresenta-se de seguida um quadro indicativo que sintetiza os valores associados às ocorrências (incidentes, interrupções previstas e religações) verificadas nesta rede, em 2008.

Tipos de Ocorrências	Tempos [min]	Origem das Ocorrências	
		Rede AT	Outras ⁽¹⁾
Acidentais que não originaram interrupções a clientes ⁽²⁾		338	30
Religações ⁽³⁾	$t < 1$	334	96
Acidentais curta duração ⁽³⁾	$1 \leq t \leq 3$	195	46
Acidentais longa duração ⁽³⁾	$t > 3$	151	71
Previstas curta duração ⁽³⁾	$1 \leq t \leq 3$	12	2
Previstas longa duração ⁽³⁾	$t > 3$	5	4
TOTAL		1 035	249

Notas:

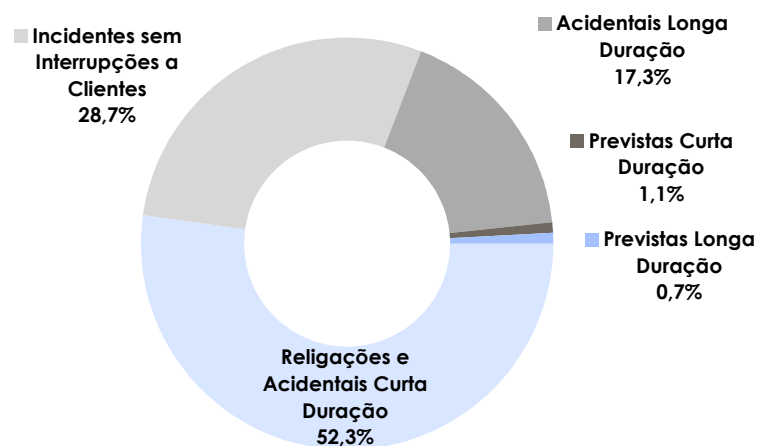
- 1) Na coluna "Outras" estão contabilizadas as ocorrências verificadas na rede AT, mas que tiveram origem noutras redes: RNT, rede MT da EDP Distribuição e instalações de clientes AT.
- 2) Incidentes ocorridos em linhas exploradas em paralelo ou em malha fechada e que não tiveram energia não distribuída.
- 3) Consideram-se todas as interrupções acidentais com valor de energia não distribuída não nulo.

As interrupções acidentais de muito curta duração (religações rápidas) e curta duração correspondem a cerca de 73,3% de todas as ocorrências com interrupção verificadas na rede AT. Comparativamente ao ano anterior, este valor traduz uma redução, uma vez que em 2007 se verificou o valor de 75,6%. O acompanhamento deste tipo de interrupções constitui uma preocupação por parte da EDP Distribuição, pelo facto de poderem estar na origem de cavas de tensão na rede.

O gráfico seguinte mostra a distribuição em percentagem das ocorrências na rede AT pelos diversos tipos.

Comparativamente a 2007, verificou-se um aumento na percentagem de ocorrências que não originaram interrupções a clientes, que passaram de 25% para 28,7%. Este valor traduz o esforço que a EDP Distribuição tem vindo a efectuar, no sentido de adaptar a rede AT ao funcionamento em malha.

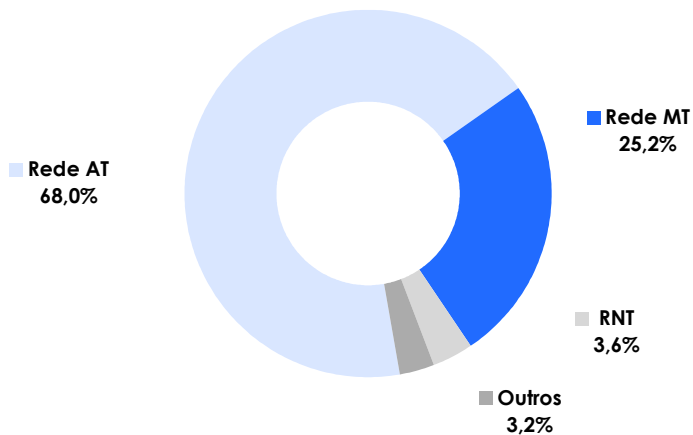
Distribuição das Ocorrências



Uma análise quanto às origens das ocorrências acidentais (com interrupção) de longa duração, permite concluir que foi a rede AT que mais contribuiu, com 68% do valor do total.

Número de ocorrências acidentais na rede AT - Origem

	N.º Ocorrências
Rede AT	151
Rede MT	56
RNT	8
Outros	7
Total	222



Nota:

Na origem "Outros" estão contabilizadas as ocorrências verificadas em instalações de clientes AT.

Relativamente aos grupos de causas das ocorrências (com interrupção) de longa duração com origem na rede AT, pode verificar-se o impacto que têm, tanto as 64 classificadas como "Internas à rede AT", representando 41% do total, como as 40 classificadas como "Causas Atmosféricas" (25,6%).

Causas		N.º Ocorrências
Externas	Estranhas à Rede AT	22
	Razões de Segurança	0
Internas	Internas à Rede AT	64
	Causas Atmosféricas	40
	Causas Desconhecidas	25
	Previstas	5
TOTAL		156

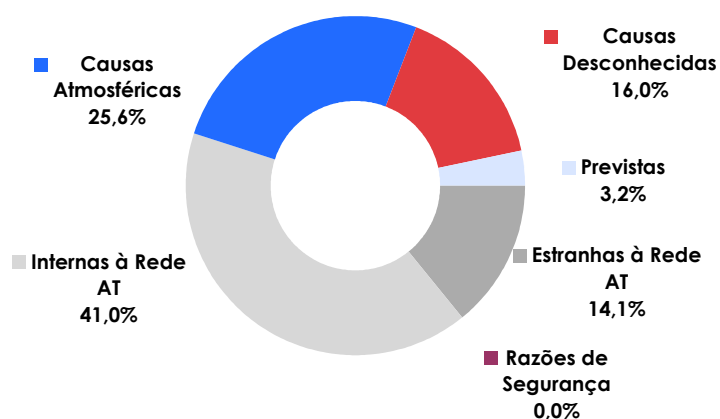
Causas **Estranhas à Rede** inclui os grupos:

- "Fortuitas ou Força maior – Terceiros"
- "Fortuitas ou Força maior – Naturais ou Ambientais"
- "Facto Imputável ao Cliente"
- "RNT"

Causas **Internas à Rede** inclui os grupos:

- "Protecções Automatismos"
- "Material Equipamento"
- "Manutenção"
- "Técnicas"
- "Humanas"

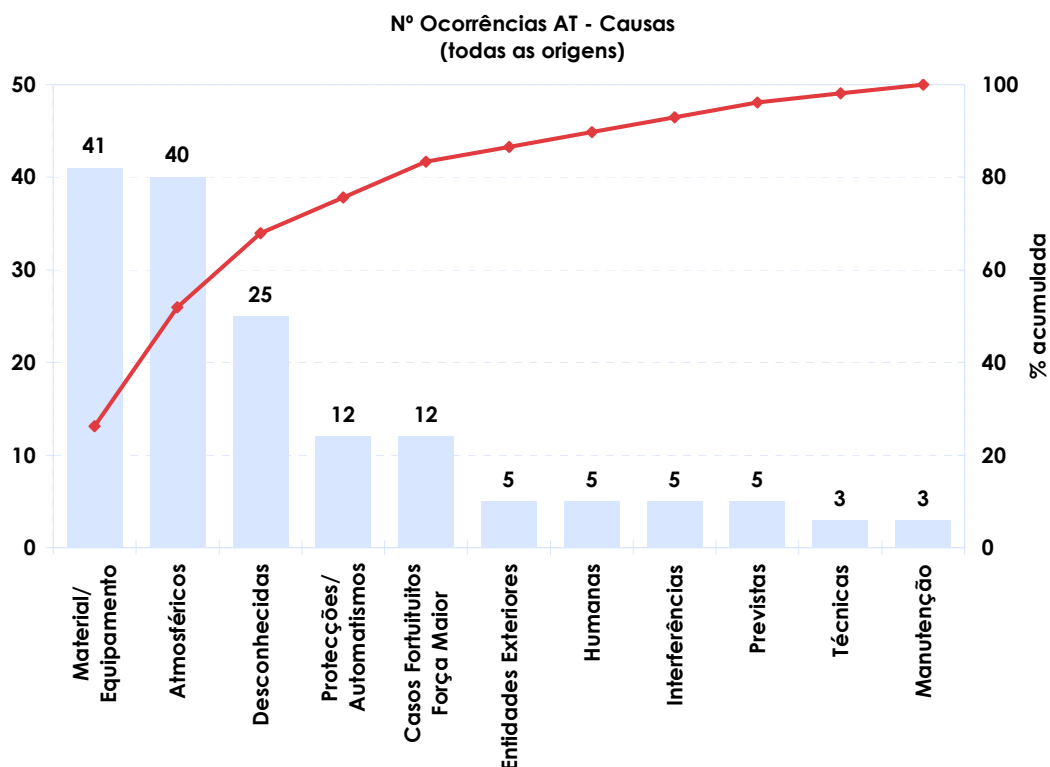
Número de Ocorrências rede AT (origem rede AT)



O gráfico da página seguinte apresenta a totalidade das ocorrências (com interrupção) de longa duração na rede AT, detalhando os vários grupos de causas.

Nos incidentes devido a "causas internas", destaca-se a redução dos incidentes classificados como "Material/Equipamento" (de 64 em 2007 para 41 em 2008) e "Protecção/Automatismos" (de 29 em 2007 para 12 em 2008). Das acções de melhoria desenvolvidas, convém destacar, no âmbito do programa Distribuição 2010 o projecto M2M que visa estruturar uma política de manutenção decisiva para consolidar a gestão de activos e a análise sistemática do desempenho do sistema de protecções da rede AT, utilizando para o efeito uma aplicação informática de análise de selectividade (CAPE).

Os incidentes classificados como "Causas Desconhecidas" representam 16% do total dos incidentes com origem na rede AT. Estes incidentes estão na sua grande maioria relacionados com interferências externas, nomeadamente por acção de aves (cegonhas), de toques de ramos projectados pelo vento e contornamentos das cadeias de isoladores devido a acumulação de poeiras.



5.1.2. Desempenho da Rede MT

Qualidade Global

Como balanço global da qualidade de serviço da rede MT apresentam-se nos pontos seguintes os valores dos indicadores de qualidade técnica definidos no Regulamento da Qualidade de Serviço.

Número de Ocorrências na Rede MT da EDP Distribuição

O quadro da página seguinte sintetiza os valores associados às ocorrências verificadas na rede MT ou que a perturbaram (incidentes, interrupções previstas e religações).

Tipos de Ocorrências	Tempos [min]	Origens das Ocorrências	
		Rede MT	Outras
Religações	$t < 1$	11 713	165
Acidentais Curta Duração	$1 \leq t \leq 3$	11 322	218
Acidentais Longa Duração	$t > 3$	6 501	256
Previstas Muito Curta Duração	$1 \leq t \leq 3$	298	6
Previstas Curta Duração	$t > 3$	838	35
Previstas Longa Duração	$t > 3$	2 437	30
TOTAL		33 109	710

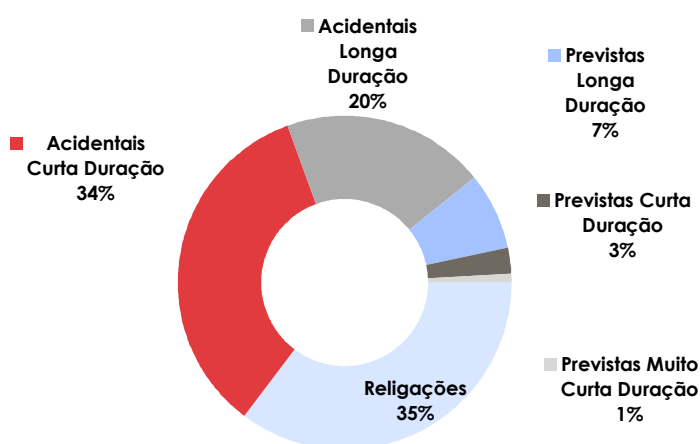
Nota: Na coluna "Outras" estão contabilizadas as ocorrências que tiveram origem na RNT, na rede AT, nas instalações rede BT da EDP Distribuição e dos clientes MT.

O número total de ocorrências com origem na rede MT reduziu, de 8,8% comparativamente a 2007 (passou de 36 290 para 33 109 ocorrências), tendo o maior contributo para esta redução, tido origem nas "Religações" e nas "Previstas". Para este último tipo, a redução foi de cerca de 35%.

Relativamente às ocorrências de longa duração na rede MT (acidentais e previstas), verifica-se uma redução de 15,9%, comparativamente a 2007 (evoluiu de 10 964 para 9 224 em 2008).

No gráfico seguinte representa-se a distribuição percentual das ocorrências registadas que tiveram origem na rede MT.

Distribuição das Ocorrências



A evolução, nos últimos três anos, dos indicadores TIEPIMT, Energia Não Distribuída (END), Frequência e de Duração Média das Interrupções (SAIFI e SAIDI), para os incidentes com duração superior a 3 minutos, considerando-se todos os incidentes, independente da sua origem, é apresentada no quadro seguinte.

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

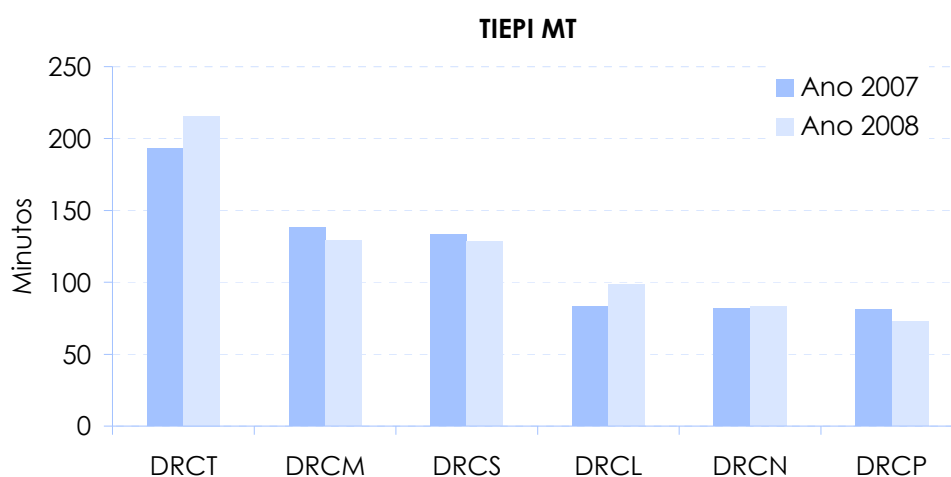
Constata-se assim um acréscimo ligeiro do TIEPIMT e da END, respectivamente de 4 e 6,5%. Relativamente aos indicadores SAIFI MT e do SAIDI MT, regista-se uma evolução favorável, comparativamente a 2007, de 5,1% e 1,8%.

Indicadores globais por Direcção de Rede e Clientes e por Distritos

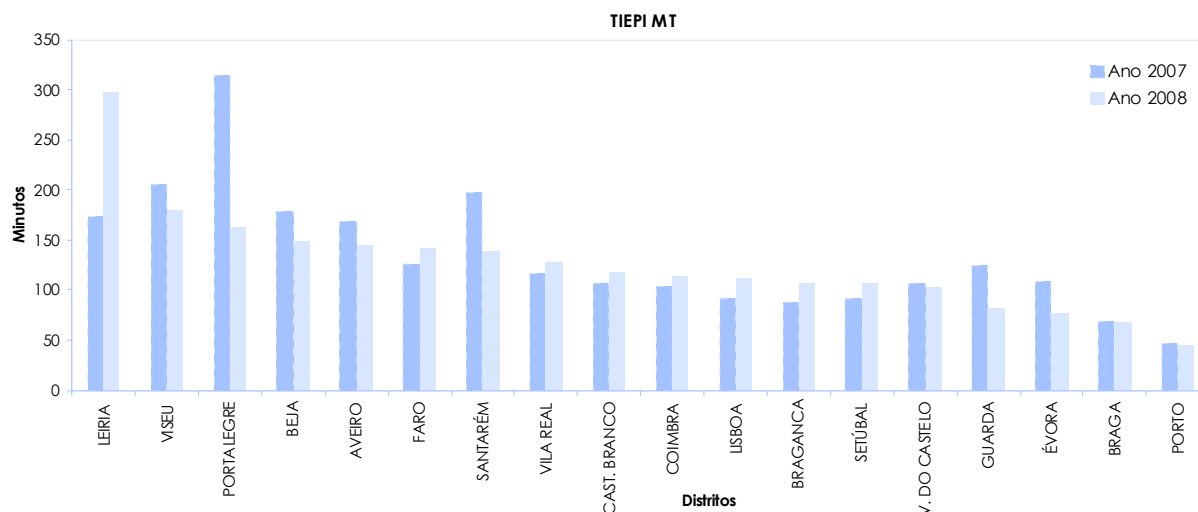
A desagregação dos valores destes indicadores pelas 6 Direcções de Rede e Clientes da EDP Distribuição e pelos 18 Distritos (tendo como base de referência os valores da potência total instalada na rede MT e da energia entrada na região respectiva) apresenta-se nos gráficos seguintes.

TIEPI MT

As Direcções de Rede e Clientes Mondego, Sul e Porto atingiram desvios favoráveis (variações entre -10,2% e -3,8%). No entanto, as DRC Tejo, Lisboa e Norte apresentaram desvios desfavoráveis compreendidos entre 1,7% de 18,4% relativamente aos valores obtidos em 2007.

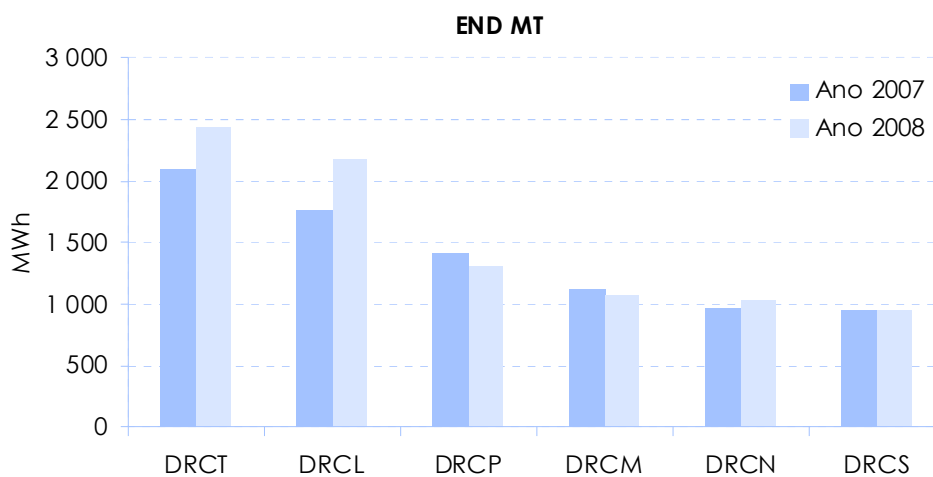


Para o mesmo indicador a análise por Distrito e comparativamente a 2007, indica desvios mais favoráveis em Portalegre, Santarém, Guarda e Évora, destacando-se com uma evolução mais desfavorável o Distrito de Leiria.

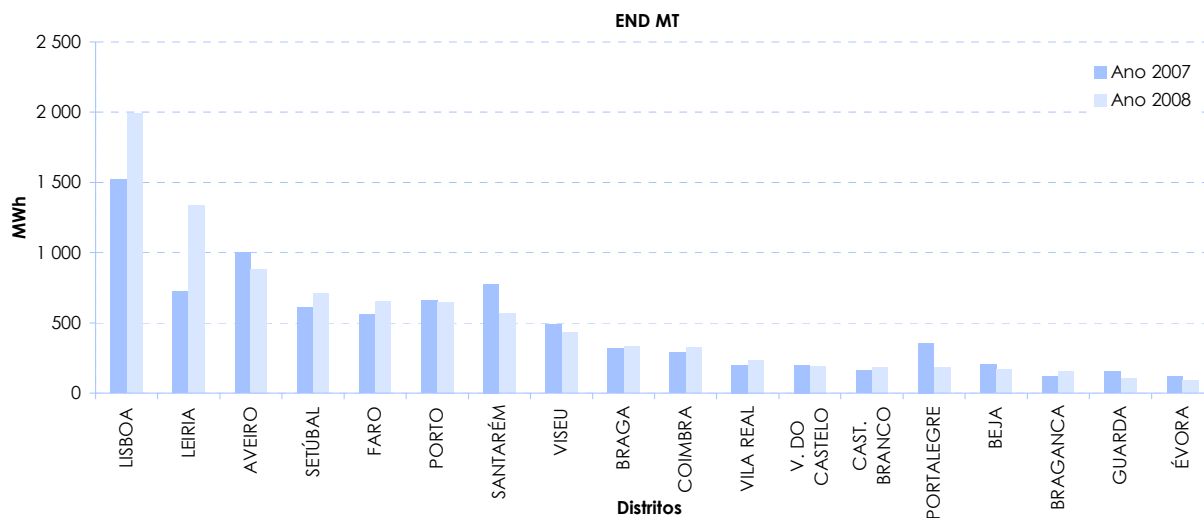


END MT

As Direcções de Rede e Clientes Porto, Mondego e Sul atingiram desvios favoráveis compreendidos entre -7,9% e -0,3%. Por sua vez, as DRC Tejo, Lisboa e Norte apresentaram desvios desfavoráveis que variaram entre 6,9% e 23,1% relativamente aos valores obtidos em 2007.

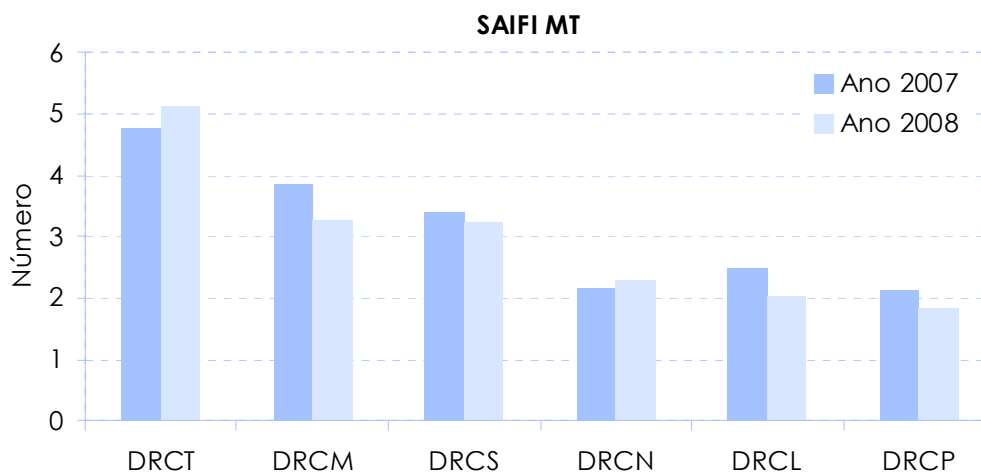


Para o mesmo indicador a análise por Distrito e comparativamente a 2007, apresenta desvios mais favoráveis em Portalegre e Santarém, destacando-se com uma evolução mais desfavorável os Distritos de Leiria e Lisboa.

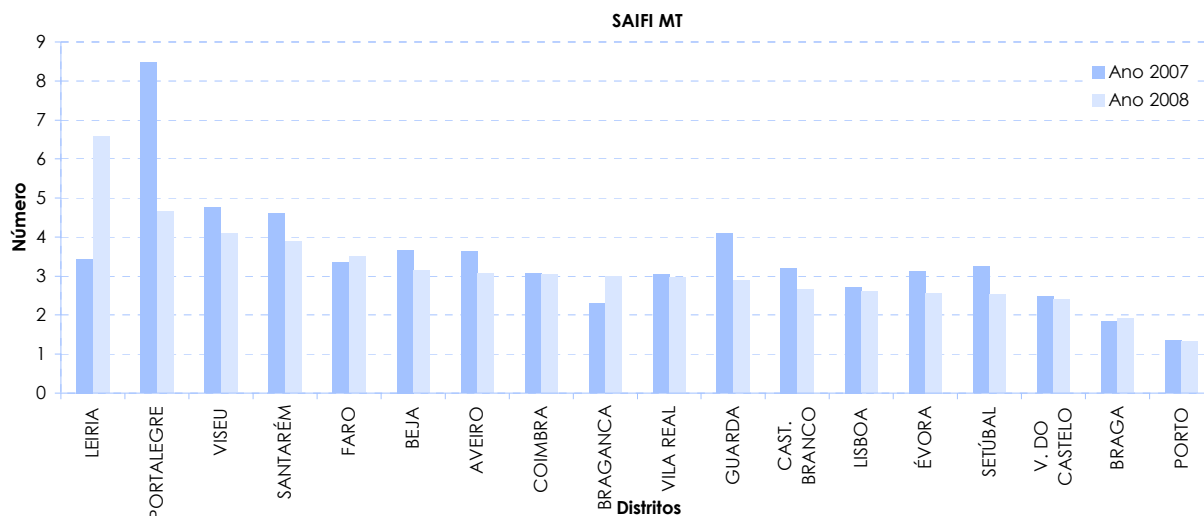


SAIFI MT

A maior parte das Direcções de Rede e Clientes atingiram desvios favoráveis (variações entre -18,3% e -5,0%) relativamente aos valores obtidos em 2007, com excepção das DRC Tejo e Norte que apresentaram desvios desfavoráveis (variações percentuais entre 6,1 e 7,3).

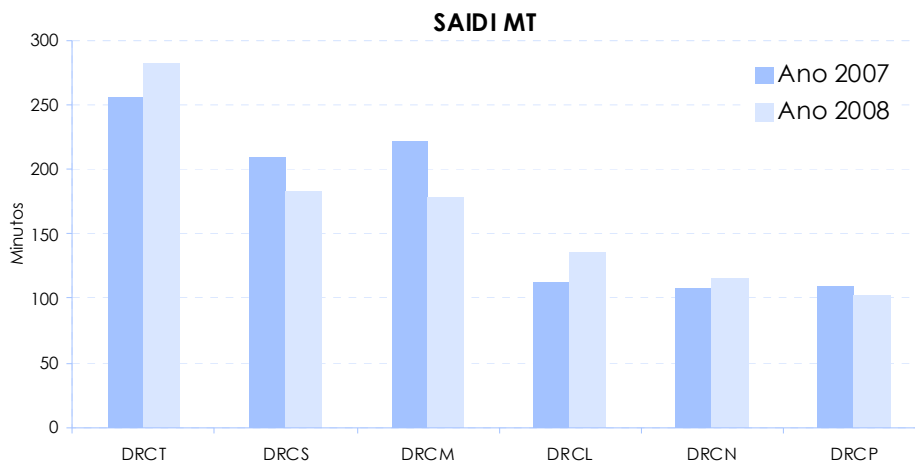


Para o mesmo indicador a análise por Distrito e comparativamente a 2007, apresenta desvios mais favoráveis em Portalegre, Guarda, Viseu, Santarém e Setúbal, destacando-se com uma evolução mais desfavorável os Distritos de Leiria e Bragança.

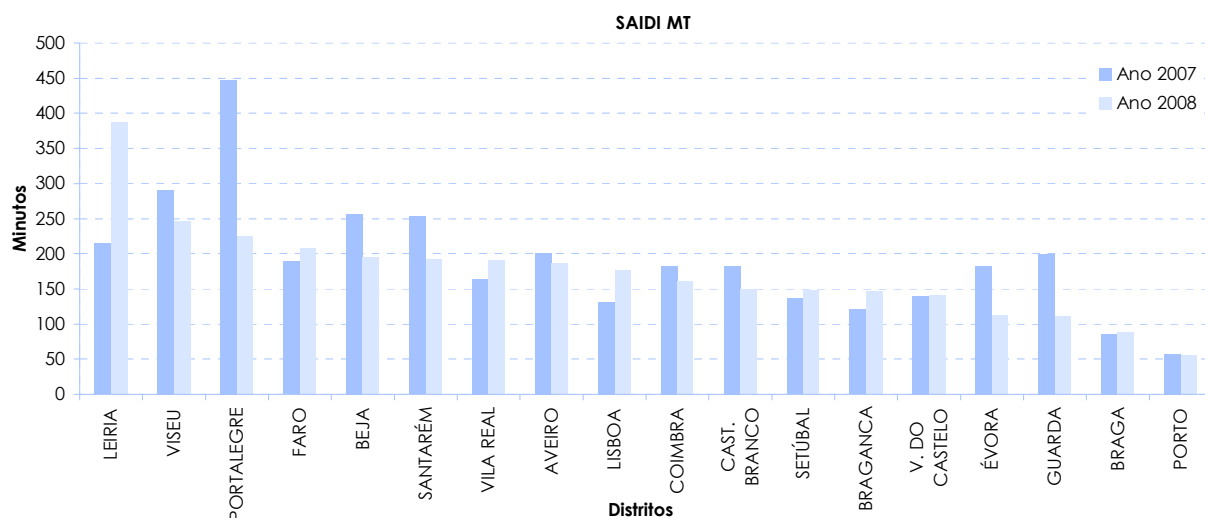


SAIDI MT

As Direções de Rede e Clientes Sul, Mondego e Porto atingiram desvios favoráveis (variações entre -20,3% e -6,7%). As DRC Tejo, Lisboa e Norte apresentaram um desvio desfavorável (variações entre 7,3% e 20,9%) relativamente aos valores obtidos em 2007.



Para o mesmo indicador a análise por Distrito e comparativamente a 2007, apresenta desvios mais favoráveis em Portalegre, Santarém, Beja, Guarda e Évora, destacando-se com uma evolução mais desfavorável os Distritos de Leiria e Lisboa.



A desagregação dos valores destes indicadores, por grupos de causas, apresenta-se em anexo a este relatório (Anexo1).

No quadro seguinte, apresentam-se os mesmos indicadores discriminados por interrupções acidentais e previstas e por zonas A, B, C.

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

No cálculo destes indicadores consideram-se todas as ocorrências 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.º⁽⁵⁾.

Salienta-se que, para todos os indicadores, se verifica a diminuição dos valores dos indicadores no caso das ocorrências previstas, sendo esta tendência resultante da acção da EDP Distribuição em minimizar o impacto das intervenções previstas na rede, por recurso a trabalhos em tensão e à utilização sistemática de geradores.

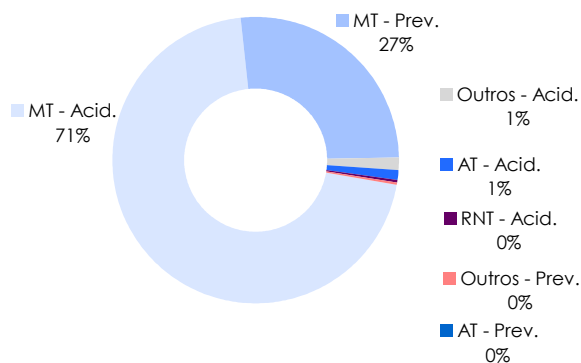
⁽⁵⁾ - Casos fortuitos ou de força maior; razões de interesse público; razões de serviço; razões de segurança; acordo com o cliente e facto imputável ao cliente.

A análise do quadro seguinte permite constatar a grande influência da própria rede MT na sua qualidade de serviço.

Origem	Nº. Ocorrências		TIEPIMT [min]		END [MWh]	
	Acidentais	Previstas	Acidentais	Previstas	Acidentais	Previstas
RNT	23	0	1,3	0	100,3	0
Rede AT	111	8	8,6	0,1	700,3	4,8
Rede MT	6 501	2 437	99,4	2,2	7 856,0	173,0
Outros	122	22	2,0	0,0	152,0	1,3
TOTAL	6 757	2 467	111,2	2,2	8 808,6	179,1

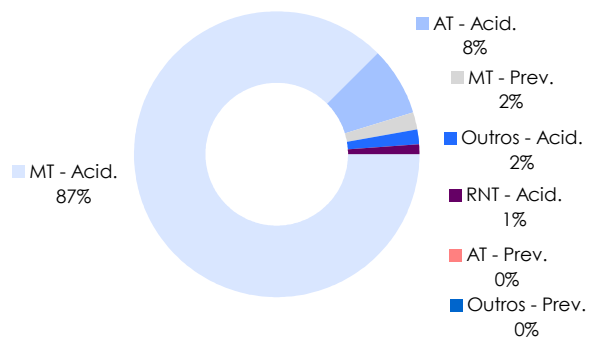
A representação gráfica da distribuição percentual do número de ocorrências em função da sua origem permite concluir que são as ocorrências “acidentais” (71%) e as “previstas” (27%), com origem na própria rede MT, que têm o maior peso no total de ocorrências.

Número de ocorrências - Origens

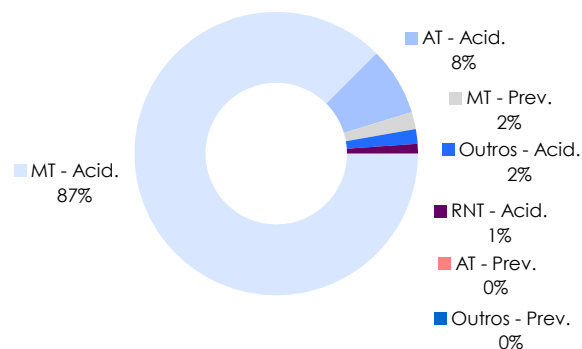


Os gráficos relativos aos indicadores TIEPI MT e END, que se apresentam seguidamente, confirmam a anterior conclusão de que é determinante a influência da própria rede MT no desempenho da sua qualidade de serviço.

TIEPI MT (min) - Origens



END (MWh) - Origens

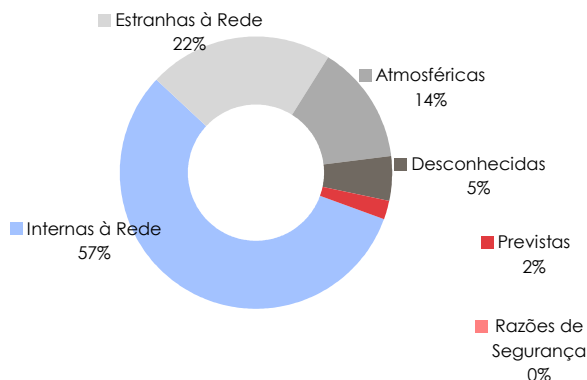


Causas das ocorrências só com origem na rede MT

A análise, por tipo de causas, das ocorrências de “longa duração” (com origem na própria rede MT) permite efectuar o seu agrupamento de acordo com o quadro seguinte.

CAUSAS		N.º Ocorrências	TIEPI MT [min]	END [MWh]
Externas	Estranhas à Rede MT	2 181	22,40	1 784,00
	Razões de Segurança	13	0,06	5,32
Internas	Internas à Rede MT	2 821	57,20	4 513,55
	Causas Atmosféricas	962	14,20	1 122,23
	Causas Desconhecidas	524	5,53	430,87
	Previstas	2 437	2,16	172,99
TOTAL		8 938	101,55	8 028,96

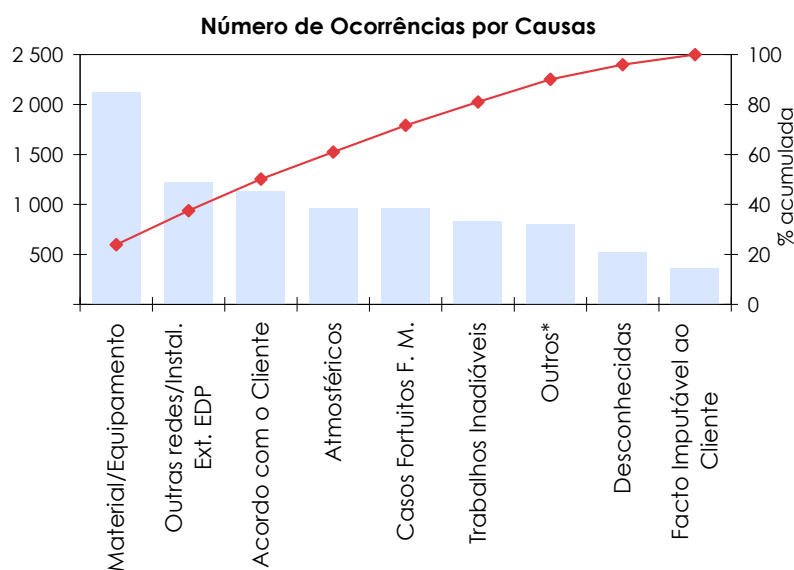
TIEPI MT - Causas



Os grupos de causas que contribuíram de forma mais significativa para o TIEPI MT foram as "Internas à rede MT" e as "Estranhas à rede MT", com os valores de 57% e 22% respectivamente.

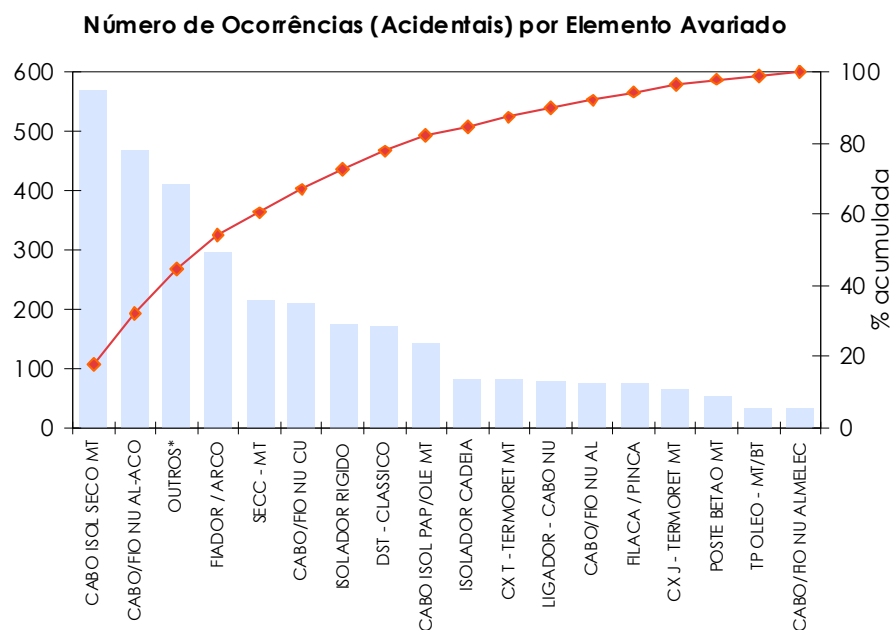
As causas "Previstas", com 2% do TIEPI MT, ilustram o esforço continuado de diminuição das interrupções para realização de trabalhos programados, em acções de manutenção e beneficiação da rede MT, tendo-se intensificado a utilização de trabalhos em tensão e o recurso a geradores, minimizando assim os tempos de interrupção a clientes.

O gráfico seguinte evidencia as causas determinantes nos incidentes ocorridos durante o ano de 2008.



* - Com percentagem de ocorrência menor ou igual a 3,2%

Relativamente aos elementos avariados que estiveram na origem de incidentes, ou que por eles foram particularmente afectados, o conjunto constituído pelos cabos subterrâneos de isolamento seco, condutores nus de Alumínio/Aço, condutores nus de cobre, fiadores/arcos, seccionadores MT, e isoladores rígidos, representa cerca de 59,8% do total, como se constata no gráfico seguinte.



* - Restantes elementos avariados (cerca de 53) com percentagem de ocorrência menor ou igual a 1%

Relativamente ao indicador “número de incidentes na rede MT por 100 km de linha” (IKR), registou-se uma diminuição de 5,1% em relação ao ano de 2007. No cálculo deste indicador, consideraram-se todas as ocorrências acidentais de longa duração MT com origem na mesma rede.

IKR	2006	2007	2008
Rede MT	11,74	9,47	8,99

Cumprimento do RQS

Qualidade Geral

Acompanhamento dos padrões relativos à rede MT (Artigo 16.º do RQS)

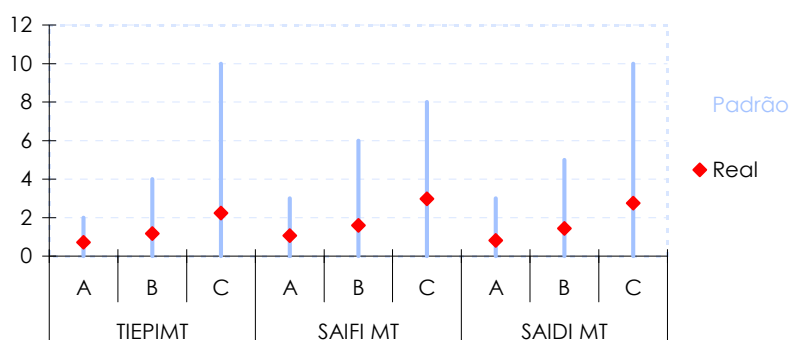
O RQS estabelece, no seu Artigo 15.º, que os operadores das redes de distribuição deverão, anualmente, caracterizar a rede que exploram, determinando os indicadores gerais, para as redes de

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

Com excepção do indicador END, para o qual não existe padrão, apresentam-se de seguida, para os restantes indicadores, os padrões indicados no Artigo 16.º do referido Regulamento e os valores obtidos, em 2008, para a rede MT da EDP Distribuição.

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

Cumprimento do RQS por Zonas - Rede MT



Da observação dos valores apresentados, na tabela e da sua representação gráfica, conclui-se que foram integralmente cumpridos todos os padrões gerais de continuidade de serviço estabelecidos no RQS para as diferentes zonas geográficas.

A desagregação destes indicadores, por grupos de causas, apresenta-se em anexo a este relatório (Anexo 1).

5.1.3. Desempenho da Rede BT

Qualidade Global

Como balanço global da qualidade de serviço da rede BT apresentam-se, no quadro seguinte, os valores associados às ocorrências verificadas naquela rede ou que a perturbaram (incidentes e interrupções previstas).

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

Nota:

Estão registadas unicamente as ocorrências que tiveram origem nas redes BT da EDP Distribuição e nas instalações dos clientes BT.

De realçar o elevado número de incidentes registados nas instalações dos clientes comparativamente com os ocorridos nas redes da EDP Distribuição (representam 83% do total de ocorrências).

Em relação ao ano de 2007, e no que diz respeito ao número total de ocorrências, verifica-se uma diminuição de cerca de 6,0% nas ocorrências na rede BT e de 1,9% nas instalações de clientes.

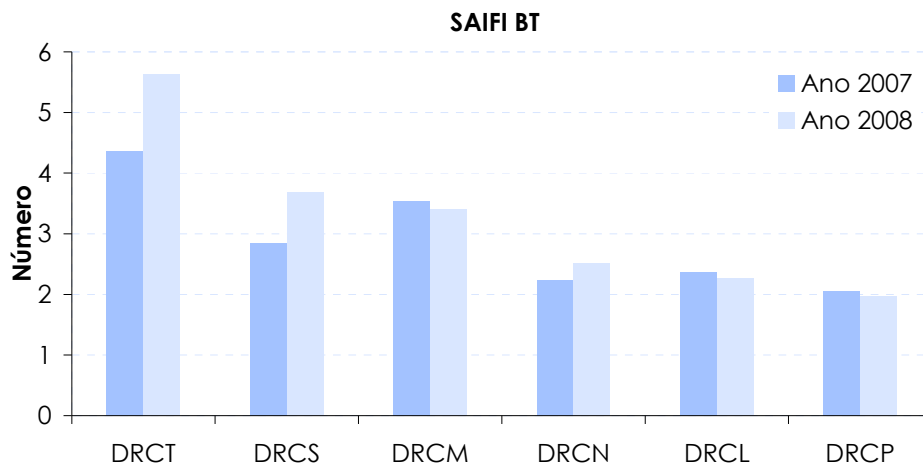
A evolução, nos últimos três anos, dos indicadores "Frequência" e "Duração Média das Interrupções" (SAIFI e SAIDI), para incidentes de duração superior a 3 minutos, independentemente da sua origem apresenta-se no quadro seguinte.

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

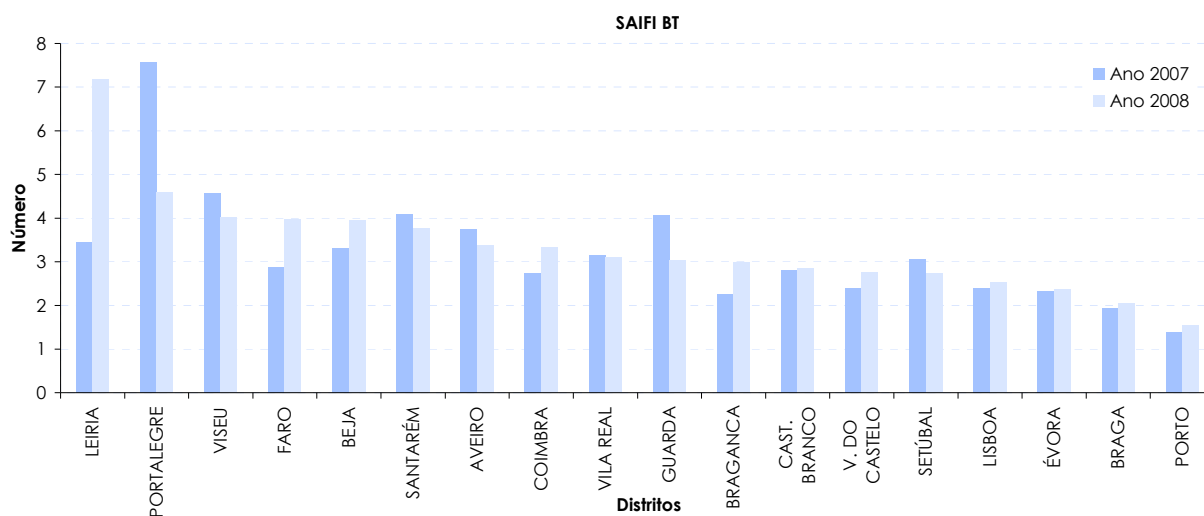
Constata-se, assim um aumento destes indicadores face a 2007, para o que contribuiu as condições atmosféricas desfavoráveis que se registaram durante o ano de 2008, comparativamente a 2007.

Indicadores globais por Direcção de Rede e Clientes e Distritos

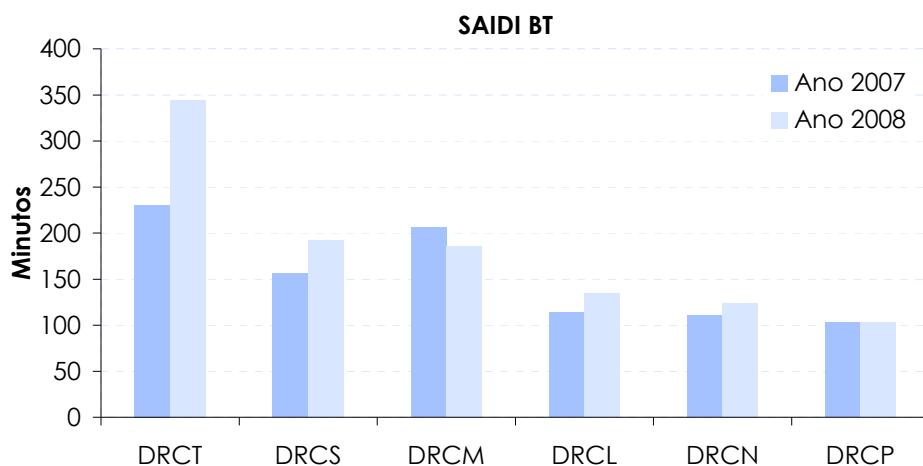
A desagregação dos valores destes indicadores pelas 6 Direcções de Rede e Clientes da EDP Distribuição e pelos 18 Distritos (tendo como base de referência os valores da potência instalada na rede MT e da energia entrada na região respectiva) apresenta-se nos gráficos seguintes.



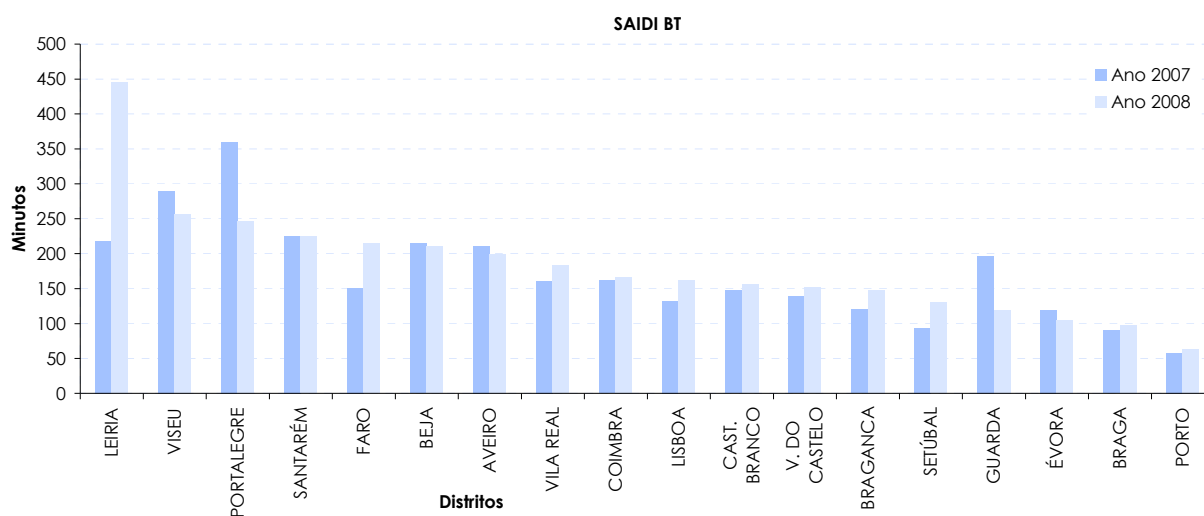
As DRC Mondego, Lisboa e Porto atingiram desvios favoráveis (variações entre -4,7% e -3,7%) relativamente aos valores obtidos em 2007. No entanto as DRC Tejo, Sul e Norte apresentaram desvios desfavoráveis, verificando-se variações percentuais entre 12,9% e 29,7%.



Para o mesmo indicador a análise por Distrito e comparativamente a 2007, apresenta desvios mais favoráveis em Portalegre e Guarda, destacando-se com uma evolução mais desfavorável os Distritos de Leiria e Faro.



Observando o gráfico anterior verifica-se que a maior parte das DRC atingiram desvios desfavoráveis (variações entre 12,3% e 49,2%), à excepção das DRC Mondego e Porto que apresentaram desvios favoráveis (variações de -9,9% e -0,1%) relativamente aos valores obtidos em 2007.



Para o mesmo indicador a análise por Distrito e comparativamente a 2007, indica desvios mais favoráveis em Portalegre e Guarda, destacando-se com uma evolução mais desfavorável os Distritos de Leiria e Faro.

No quadro seguinte apresentam-se os mesmos indicadores, discriminados por interrupções acidentais e previstas para as zonas A, B, C.

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

No cálculo destes indicadores foram consideradas todas as ocorrências acidentais e previstas de longa duração, com origem nos vários níveis de tensão, incluindo aquelas que estão abrangidas pelo n.º1 do Artigo 14.º do RQS⁽⁶⁾.

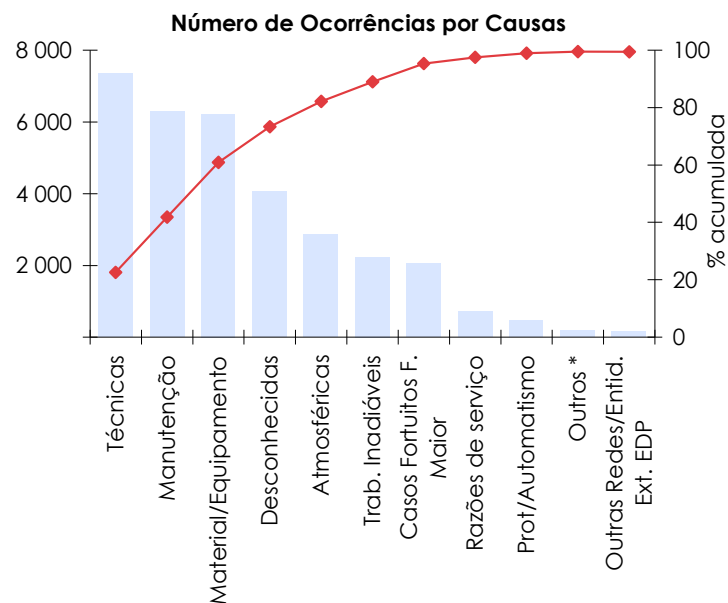
De 2006 a 2008, o indicador "Número de Incidentes/1000 clientes", por origem e para o caso das ocorrências acidentais de longa duração, teve os valores constantes do quadro seguinte.

Número de Incidentes/1000 Clientes	2006	2007	2008
Rede BT	6,44	4,94	5,12
Instalação de utilização/cliente	28,77	25,97	27,59

Relativamente a 2007, este indicador registou aumentos de 3,7% e de 6,3%, ao nível de rede BT e ao nível da instalação de utilização/cliente, respectivamente.

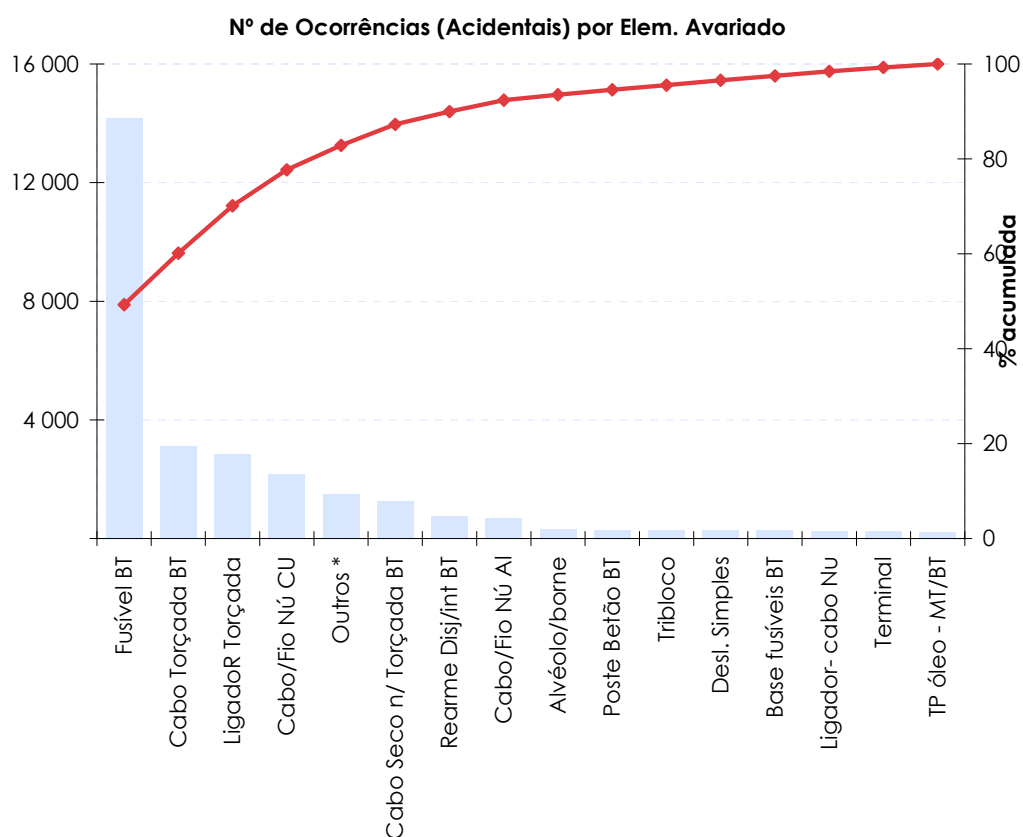
As causas dos incidentes no nível de tensão BT (nas redes BT e instalações de utilização/cliente) estão expressas no gráfico seguinte. Constata-se que 82,1% dos incidentes têm origem nas 5 causas mais atribuídas (Técnicas, Manutenção, Material/Equipamento, Desconhecidas e Atmosféricas).

⁽⁶⁾ - Casos fortuitos ou de força maior; razões de interesse público; razões de serviço; razões de segurança; acordo com o cliente e facto imputável ao cliente.



* - Com percentagem de ocorrência menor ou igual a 0,4%

Os elementos com maior número de avarias nas redes BT e instalações de utilização/clientes estão apresentados no gráfico seguinte. As fusões de fusíveis na rede de BT, representando 49,3% dos registos relativos a "Elementos Avariados", inclui fundamentalmente os fusíveis fundidos nas portinholas, caixas de coluna e quadros de coluna, o que sublinha o enorme "peso" das ocorrências verificadas nas instalações colectivas e individuais, alheias à rede de distribuição, no total das ocorrências acidentais.



* - Com percentagem de ocorrência menor ou igual a 0,7%

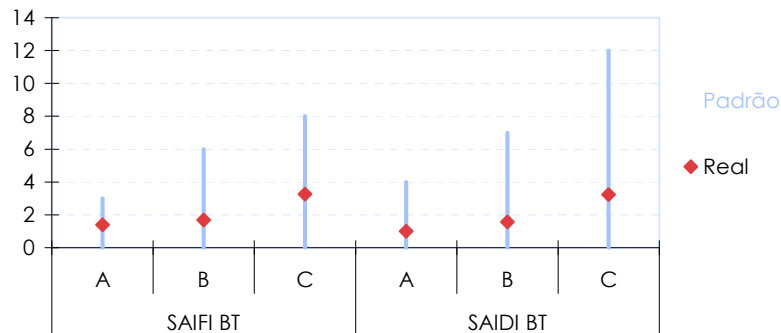
Cumprimento do RQS

O RQS estabelece no seu Artigo 15.º que os operadores das redes deverão caracterizar, anualmente, a rede que exploram determinando 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 do RQS 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	1,39	6	1,69	8	3,26
SAIDI BT [h]	4	0,99	7	1,56	12	3,24

Cumprimento do RQS por Zonas - Rede BT



Da observação dos valores apresentados e da sua observação gráfica, conclui-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 a este relatório (Anexo 1).

5.2. 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 e que são os seguintes:

Número de interrupções por ano				Duração total das interrupções (horas)			
	AT	MT	BT		AT	MT	BT
Zona A	8	8	12	Zona A	4	4	6
Zona B		18	21	Zona B		8	10
Zona C		25	30	Zona C		16	20

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).

No ano de 2008, não houve qualquer incumprimento dos padrões individuais de continuidade de serviço em clientes de MAT e AT.

Os incumprimentos relativos aos clientes MT e BT foram superiores aos verificados em 2007, resultado das condições atmosféricas adversas que condicionaram a existência de um maior número de incidentes

nas redes, mas a avaliação definitiva encontra-se ainda em fase de validação pelo que a correspondente informação será publicada em anexo a este relatório.

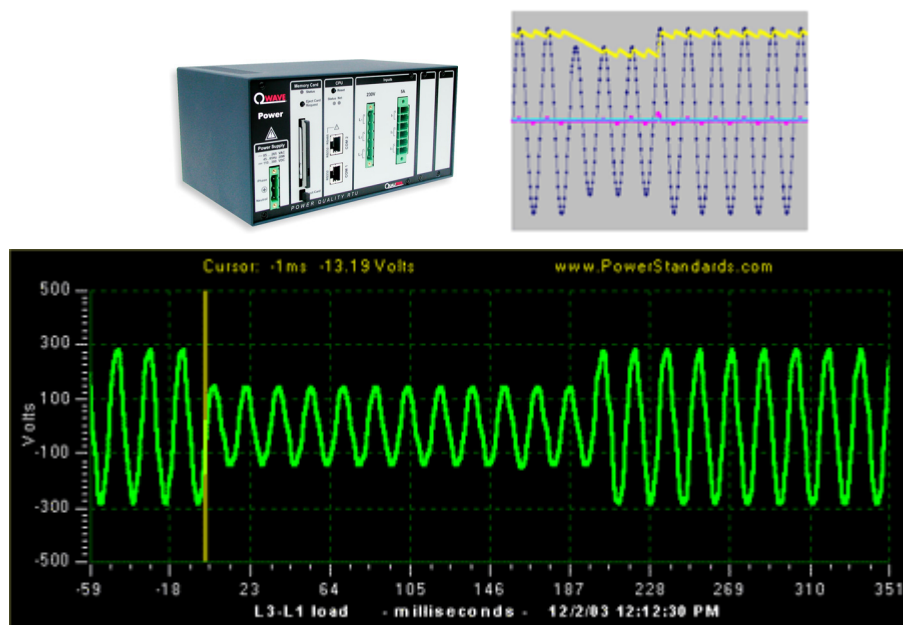
5.3. Qualidade da onda de tensão

A EDP Distribuição continuou em 2008 a desenvolver as suas tarefas de medição, análise e avaliação da Qualidade da Energia Eléctrica (QEE) disponibilizada a partir dos barramentos das suas instalações.

As medições efectuadas pela Empresa, no cumprimento do seu Plano de Monitorização da QEE, têm por base as obrigações decorrentes do Regulamento da Qualidade de Serviço.

A EDP Distribuição, dando sequência a uma das suas principais preocupações técnicas e sociais, tem vindo a vigiar a Qualidade Técnica de Serviço oferecida a partir das suas instalações, num esforço continuado e de uma forma sistemática, de acordo com os critérios divulgados nos seus relatórios anuais da Qualidade de Serviço.

Na figura seguinte, apresenta-se exemplo de oscilograma da grandeza "Tensão", evidenciando uma cava de tensão com uma profundidade de cerca de 50% da tensão nominal ($\Delta U = 0,50 U_n$) e uma duração aproximadamente igual a 230 ms ($t_d \sim 230$ ms, com $f = 50$ Hz).



5.3.1. Critérios do Plano de Monitorização de 2008

De uma forma geral, os critérios seguidos pela EDP Distribuição na execução do seu Plano de Monitorização da QEE para 2008 não sofreram alteração significativa em relação aos dos últimos anos, tendo-se mantido o esforço habitual no aumento progressivo do número anual de horas de monitorização da QEE, que em 2008 se cifrou em 780 546 horas (o que representa um crescimento de

cerca de 11,8%), incluindo-se aqui as monitorizações de carácter extraordinário, permanentes e temporárias, efectuadas fora do Plano Regular.

Manteve-se, assim, em 2008, a preferência por acções de monitorização de duração relativamente prolongada – trimestral –, concentradas em instalações que cobrem zonas consideradas como prioritárias na óptica da qualidade da energia, visando, tanto quanto possível, uma cobertura do País geograficamente equilibrada.

5.3.2. Definição e tipo de Monitorizações da QEE desenvolvidas em 2008

Como tem sido afirmado em relatórios anteriores, as acções de monitorização da Qualidade da Energia Eléctrica (QEE) que a EDP Distribuição tem vindo a realizar de uma forma regularmente planeada, são realizadas com base nas recomendações da NP EN 50160, bem como no estipulado nos Artigos 19.º e 20.º do Regulamento da Qualidade de Serviço em vigor, consistindo as referidas acções de duração trimestral em medições dos principais parâmetros definidores da QEE efectuadas em:

- Barramentos de MT das Subestações de AT/MT;
- Quadros Gerais de Baixa Tensão dos Postos de Transformação Públicos (PTD) alimentados a partir daqueles barramentos;

Estas medições visam determinar a caracterização global da Qualidade e Continuidade da Energia Eléctrica fornecida, pela 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, registam-se também, por regra, as cavas de tensão, em número, profundidade e duração, as sobretensões, bem como as interrupções de serviço, em número e duração, ocorridas durante os períodos de medição.

Os equipamentos de medição utilizados em todas as acções de monitorização da QEE mencionadas no presente relatório respeitam os requisitos definidos no ponto 4, do Anexo IV, do Regulamento da Qualidade de Serviço.

Acções de Monitorização da QEE Realizadas no Âmbito do Plano de 2008

As acções de monitorização de periodicidade trimestral desenvolvidas ao longo de 2008, incidiram em 106 Subestações (SE) de AT/MT, equilibradamente distribuídas pelas três grandes regiões do país, Norte, Centro e Sul, com medições nos seus 159 barramentos de MT.

Foram também efectuadas monitorizações de periodicidade trimestral nos Quadros Gerais de Baixa Tensão (QGBT) de 153 Postos de Transformação de Distribuição pertencentes a concelhos espalhados pelo País, tendo-se aqui igualmente procurado manter certo equilíbrio regional. Estes PTD são alimentados dos barramentos de SE de AT/MT, embora as suas monitorizações possam não coincidir com as dos barramentos de MT que os alimentam.

No quadro-resumo da Monitorização da QEE relativa a 2008, adiante apresentado, encontram-se reunidos e avaliados, de forma abreviada, os valores globais das acções realizadas em barramentos MT e nos PTD (lado BT). No Anexo 3, apresentam-se igualmente quadros mais pormenorizados das acções realizadas em cada trimestre, com os respectivos indicadores de qualidade apurados.

Resumo da Análise do Plano de Monitorização da QCT da EDP Distribuição de 2008 - Periodicidade Trimestral																							
Ano	Nº SE AT/MT monit.	Nº Barr (MT) Monit. SE AT/MT	Nº Barr (MT) Não Conf	Nº PTD Monit	Nº PTD Não Conf.	Perturbações em Reg. Transitório				Perturbações em Regime Permanente								Uef	Conteúdo Harm da Tensão	Flic/Tre m	Udes	F	Observ
						Cavas				U < 0,01 Un				Parâm. fora dos limites (perc. 95)									
										Int Serv													
						Nº Barr MT c/ Cavas	Nº Cavas em Barr MT	Nº PTD c/ Cavas	Nº Cavas em PTD	Nº Barr MT c/IS	Nº Total IS em Barr MT	Nº PTD c/ IS	Nº Total IS em PTD										
2008	106	159	7	153	11	159	5.527	153	5.646	42	118	64	661	1	10	6	1						

No presente relatório, consideram-se como não conformidades situações em que, nas medições efectuadas, um dos parâmetros da QEE sob observação exceda os níveis indicados no Regulamento da Qualidade de Serviço ou na NP EN 50160, ainda que a maior parte das situações de não conformidade aqui registadas, nas circunstâncias em que elas se verificaram, não tenham causado perturbação sensível nas instalações dos clientes, como referido adiante.

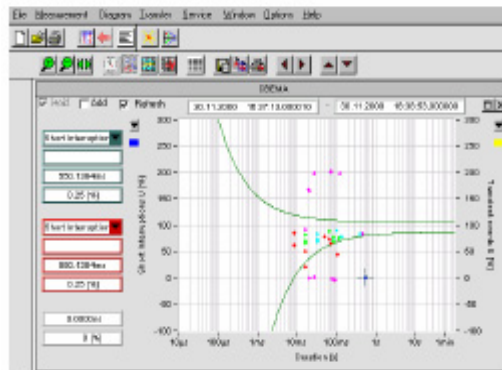
Nos pontos seguintes, estes indicadores principais da qualidade técnica de serviço serão objecto de comentários e esclarecimentos, dando-se explicações mais pormenorizadas quanto às situações de não conformidade verificadas.

5.3.3. Monitorizações em Barramentos de MT

Cavas de Tensão em Barramentos de MT

Neste relatório, à semelhança do que sucedeu nos anteriores, faz-se referência especial ao fenómeno das cavas de tensão que tem sido também amplamente tratado, comentado e esclarecido em diversas publicações da Empresa.

Considera-se, contudo, de pleno cabimento recapitular, neste ponto, alguma informação de carácter genérico sobre o fenómeno das cavas de tensão.



Na figura anterior apresenta-se um exemplo de registos e avaliação de cavas de tensão com curva CBMA.

A EDP Distribuição, à semelhança de outras empresas suas congéneres, mantém serviços especializados de aconselhamento técnico junto dos quais os clientes, com actividades industriais ou económicas particularmente sensíveis à manifestação deste tipo de perturbação, sempre admissível, convém lembrá-lo, no funcionamento e operação das redes eléctricas, podem obter informação adequada sobre as melhores maneiras de conviverem com o fenómeno, adoptando um conjunto de medidas e procedimentos tecnicamente exequíveis tendentes a minorar as suas eventuais consequências danosas.

O fenómeno das cavas de tensão está normalmente associado à ocorrência de defeitos eléctricos – curto-circuitos – inerentes à exploração de redes eléctricas, sendo as suas causas e origens de natureza muito diversa, em grande parte absolutamente imprevisíveis e inevitáveis.

Não obstante, a EDP Distribuição, investindo criteriosamente nas suas redes, pondo em execução programas de boas práticas de conservação e manutenção dos seus equipamentos, procura prevenir ou reduzir a ocorrência dessas perturbações, visando sempre a limitação dos seus possíveis efeitos nocivos.

No que concerne aos dados de 2008, deve referir-se que em praticamente todos os barramentos de MT das SE de AT/MT monitoradas se registaram cavas de tensão, durante os períodos – trimestrais – em que aqueles estiveram sob vigilância, tendo-se atingido um número total de 5 527 cavas de tensão, tendo este valor sido contabilizado, por adopção do método da agregação temporal de 1 minuto, como recomendado no Anexo IV Regulamento da Qualidade de Serviço.

Conforme se pode ver no quadro global, no Anexo 3, com apuramento dos dados por trimestre, o 4.º trimestre foi aquele em que ocorreu um número mais elevado de cavas de tensão (2 635) e as áreas operacionais com barramentos de MT mais afectados foram as de Évora, com 982 (37 %) cavas, seguida da de Beja, com 491 (19 %) e a das Caldas da Rainha com 377 (14 %). Para isso terá contribuído o período mais chuvoso do final do ano e o facto de grande parte destas áreas operacionais incluir

extensas zonas rurais, com predomínio de redes aéreas, naturalmente mais expostas aos efeitos perturbadores das condições climáticas.

Refira-se também que a maioria destas cavas de tensão são de amplitude moderada, com $0,10 \text{ Un} < U_d \leq 0,30 \text{ Un}$, bem como de duração bastante reduzida. Normalmente, uma parte significativa delas, cerca de 32%, extingue-se nos primeiros 100 ms, sem qualquer impacto ou percepção nas instalações dos clientes.

Nos quadros seguintes, apresenta-se uma distribuição das cavas de tensão: no primeiro, o universo tratado foi o das que tiveram uma profundidade moderada, i.e., até 30% da tensão nominal (U_n), por intervalos de tempo de duração de 250 ms, até à duração máxima de 1 s; no segundo, considerou-se a totalidade das cavas, quanto a profundidades, i.e., $0,01 \text{ Un} \leq U < 0,9 \text{ Un}$, mantendo-se a sua repartição por iguais intervalos de tempo de duração.

Cavas de Tensão com Profundidade até 30 % de U_n ($0,7 \text{ Un} \leq U < 0,9 \text{ Un}$) em Barr. MT										
	0 < t ≤ 0,1 s		0,1 < t ≤ 0,25 s		0,25 < t ≤ 0,5 s		0,5 < t ≤ 1 s		0 < t ≤ 1 s	
1º Trim	232	22,50%	178	17,26%	146	13,87%	98	9,50%	654	63,43%
2º Trim	371	54,64%	66	9,72%	46	6,77%	26	3,83%	509	74,96%
3º Trim	492	41,62%	251	21,24%	73	6,18%	36	3,05%	852	72,08%
4º Trim	650	24,67%	549	20,83%	364	13,81%	156	5,92%	1 719	65,24%
Totais	1 745	31,57%	1 044	18,89%	629	11,38%	316	5,72%	3 734	67,56%

Duração de Cavas de Tensão em Barr. MT										
	0 < t ≤ 0,1 s		0,1 < t ≤ 0,25 s		0,25 < t ≤ 0,5 s		0,5 < t ≤ 1 s		0 < t ≤ 1 s	
1º Trim	261	25,30%	298	28,90%	190	18,40%	146	14,16%	654	63,43%
2º Trim	264	38,88%	133	19,59%	92	13,54%	62	9,13%	551	81,15%
3º Trim	529	44,75%	323	27,33%	170	14,38%	76	6,43%	1 098	92,89%
4º Trim	715	27,13%	780	29,60%	546	20,72%	242	9,18%	2 283	86,64%
Totais	1 769	32,21%	1 534	27,75%	998	18,06%	526	9,52%	4 586	82,97%

Como referido atrás, a avaliação das cavas, em 2008, foi feita com base no método da agregação temporal a 1 minuto, em conformidade com o previsto no RQS, pelo que os valores apurados e constantes nos quadros anteriores não serão directamente comparáveis com os apresentados em 2007 – cerca de 98 % das cavas com duração inferior ou igual a 1 minuto –, contra o valor de cerca de 83 % apurado em 2008, consequência directa desta agregação.

De facto, tal não significa que os defeitos na rede tenham tido uma eliminação mais demorada, em consequência de actuações menos rápidas dos sistemas de protecção. Pelo contrário, dada a introdução de sistemas de protecção digitais, mais rápidos na sua operação interna e em

consequência da optimização de critérios e planos de coordenação destes sistemas, têm sido alcançados tempos de eliminação de defeitos, em geral, inferiores aos anteriormente registados.

Apurou-se, assim, em 2008, uma substancial redução, cerca de 71 %, no número total de cavas de tensão, com o consequente aumento do número de cavas de tensão com duração equivalente superior a 1 segundo.

Relembra-se, a propósito, o estipulado no Anexo IV do RQS em vigor quanto aos métodos de agregação de medidas e de eventos para a avaliação do fenómeno das cavas de tensão ocorridas na rede:

- Agregação de Medidas – Na contabilização deste tipo de perturbação das redes eléctricas – cavas de tensão – considera-se que as cavas que ocorram simultaneamente em mais do que uma fase definem um só evento e os seus efeitos podem ser representados por uma única cava – cava equivalente – caracterizada da seguinte forma: i) a sua profundidade será a da cava mais profunda (ΔU_{\max}) efectivamente ocorrida; ii) a sua duração será traduzida pelo valor de ΔT_{eq} – tempo

$$\Delta T_{eq} = \frac{\sum_{i=1}^n \Delta U_i \times \Delta T_i}{\Delta U_{\max}}$$

de duração equivalente – calculado pela fórmula: $\Delta T_{eq} = \frac{\sum_{i=1}^n \Delta U_i \times \Delta T_i}{\Delta U_{\max}}$, a qual visa fazer reflectir o efeito ponderado das múltiplas cavas eventualmente ocorridas;

- Agregação de Eventos – Neste tipo de agregação, considera-se um determinado intervalo de tempo, designado por período de agregação – no nosso caso, 1 minuto –, e nele apenas se contabiliza a cava de maior severidade (avaliada segundo o produto $\Delta U \times \Delta T$) registada nesse intervalo de tempo, quaisquer que sejam os tipos de defeito efectivamente ocorridos: monofásicos, polifásicos, com as fases simultaneamente afectadas ou defeitos de tipo evolutivo, os que se iniciam numa fase, depois passam para outra, podendo terminar por atingir as três fases.

As características predominantes das cavas de tensão, apuradas em 2008, apresentam, em geral, profundidades moderadas e durações temporais bastante curtas – fazem com que elas se revelem, genericamente, de consequências largamente suportáveis, do ponto de vista dos eventuais danos materiais susceptíveis de prejudicar o funcionamento de equipamentos ligados às redes.

Reitera-se a este propósito que, de acordo com normas e estudos internacionais, os equipamentos eléctricos e electrónicos, para além dos normais requisitos de compatibilidade electromagnética, devem também ser dimensionados de modo a suportar cavas de tensão de profundidade moderada, permanecendo em funcionamento em situações de perturbação moderada na rede.

A maioria dos equipamentos eléctricos consegue suportar cavas de tensão até 30 a 40 % da U_n , desde que a sua duração não ultrapasse os tempos de activação dos sistemas de protecção existentes na rede, situação que maioritariamente se verifica nas nossas redes de MT. Alguns equipamentos electrónicos, todavia, são sensíveis a cavas mesmo moderadas, quer em profundidade – a partir de 20% de U_n –, quer em duração, com $0,01 < t_d < 100$ ms.

Nestes casos, caberá aos clientes, industriais, em especial, avaliar bem as situações conhecidas ou previsíveis, podendo recorrer a algumas soluções tecnológicas já disponíveis no mercado, com graus de eficácia variáveis consoante o tipo de tecnologia e a potência em questão, nomeadamente pela utilização de equipamentos de alimentação ininterrupta.

Os encargos com a aquisição destas soluções devem naturalmente ser ponderados com o devido rigor, numa correcta avaliação custo/benefício, com base nas estimativas dos prejuízos decorrentes das perturbações efectivamente sofridas em casos semelhantes, dada a reconhecida inevitabilidade de grande parte dessas perturbações.

Interrupções de Fornecimento em Barramentos de MT

Deve desde logo referir-se que os tempos associados a estas interrupções têm vindo progressivamente a baixar, em consequência de uma melhor qualidade da rede quer por ocorrência, quer na sua totalidade, em resultado da rapidez de actuação na reposição do serviço.

No respeitante a interrupções de serviço efectivamente ocorridas, situação em que $U < 0,01 U_n$, foram afectados por esta perturbação 42 (26 %) barramentos de MT dos 159 monitorados, num total de 118 interrupções.

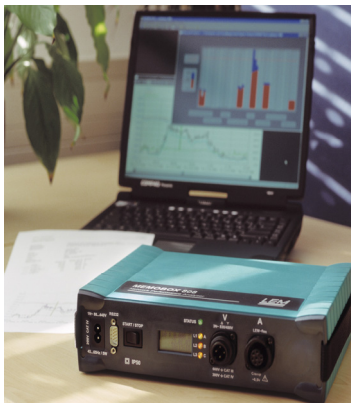
Outros Parâmetros Avaliados e Situações de não Conformidade com o Regulamento da Qualidade de Serviço em barramentos de MT

O indicador de não conformidade maioritário foi o do conteúdo harmónico da tensão, na sua componente U5h, como tem sido observado nos últimos anos.

Neste âmbito, verificaram-se 7 (4,4 %) barramentos de MT em situação de não conformidade regulamentar, sendo que 5 (71,4 %) delas, no parâmetro do conteúdo harmónico da tensão e as restantes 2 (28,6 %) nos seguintes parâmetros: 1 no da tremulação/flicker da tensão e 1 no desequilíbrio da tensão (U_d).

5.3.4. Monitorizações em PTD (lado BT)

Nos pontos seguintes, indicam-se e comentam-se também os valores dos parâmetros mais representativos da qualidade da energia eléctrica registada nos 153 PTD monitorados, segundo o plano seguido. Na imagem seguinte apresenta-se um exemplo de equipamento de monitorização da QEE.



Cavas de Tensão em PTD

Analogamente a 5.3.3, refere-se que o número de cavas registadas em PTD foi apurado considerando a agregação temporal de 1 minuto, como estipulado no Anexo IV Regulamento da Qualidade de Serviço.

No que se refere a este tipo de fenómeno, verificou-se um total de 5 646 cavas de tensão nos 153 PTD monitorados.

No que se refere aos PTD mais atingidos por esta perturbação, apontam-se os da Área Operacional de Viana do Castelo com 965 cavas, seguidos pelos da Área Operacional de Portalegre com 419 e dos da Área Operacional de Caldas da Rainha com 315, representando estas três situações cerca de 30 % do total das cavas registadas nos 153 PTD monitorados.

Refira-se que, igualmente, neste nível de tensão, a maioria das cavas são de profundidade moderada: $0,7 U_n \leq U < 0,9 U_n$, sem qualquer impacto ou percepção nas instalações dos clientes.

Analogamente ao efectuado a propósito das cavas em barramentos de MT, nos quadros seguintes, apresenta-se uma distribuição das cavas de tensão registadas em PTD: no primeiro, o universo tratado foi o das que tiveram uma profundidade moderada, i.e., até 30% da tensão nominal (U_n), por intervalos de tempo de duração de 250 ms, até à duração máxima de 1s; no segundo, considerou-se o universo das cavas, quanto a profundidades, i.e., $0,01 U_n \leq U < 0,9 U_n$, com a sua repartição por iguais intervalos de tempo de duração.

Cavas de Tensão com Profundidade até 30 % de U_n ($0,7 U_n \leq U < 0,9 U_n$) em PTD										
	0 < t ≤ 0,1 s		0,1 < t ≤ 0,25 s		0,25 < t ≤ 0,5 s		0,5 < t ≤ 1 s		0 < t ≤ 1 s	
1º Trim	246	19,69%	212	16,97%	143	11,45%	167	13,37%	768	61,49%
2º Trim	141	21,56%	128	19,57%	81	12,39%	60	9,17%	410	62,69%
3º Trim	256	11,53%	372	16,76%	212	9,55%	229	10,32%	1 069	48,15%
4º Trim	273	17,92%	542	35,59%	322	21,14%	147	9,65%	1 284	84,31%
Totais	916	16,22%	1 254	22,21%	758	13,43%	603	10,68%	3 531	62,54%

Duração de Cavas de Tensão em PTD										
	0 < t ≤ 0,1 s		0,1 < t ≤ 0,25 s		0,25 < t ≤ 0,5 s		0,5 < t ≤ 1 s		0 < t ≤ 1 s	
1º Trim	255	20,42%	301	24,10%	232	18,57%	212	16,97%	1 000	80,06%
2º Trim	157	24,00%	153	23,39%	126	19,27%	90	13,76%	526	80,43%
3º Trim	263	11,84%	482	21,71%	295	13,29%	285	12,84%	1 325	59,68%
4º Trim	261	17,14%	331	21,73%	174	11,42%	104	6,83%	870	57,12%
Totais	936	16,58%	1 267	22,44%	827	14,65%	691	12,24%	3 721	65,91%

Cabem aqui as mesmas explicações introduzidas no capítulo das cavas de tensão em barramentos de MT, no que respeita à comparação de dados sobre tempos de duração de cavas em PTD, em 2008, em confrontação com os de anos anteriores, tendo em conta que também aqui se adoptou o critério de agregação.

Interrupções de Serviço em PTD

Este tipo de perturbação verificou-se em 64 (42 %) PTD, num total de 661 interrupções, tendo sido os PTD da Área Operacional de Beja, com 166, os mais afectados, seguindo-se os da Área Operacional de Viseu, com 83 e os da Área Operacional de Coimbra com 77, de um modo geral, com as características referidas a propósito destas ocorrências em barramentos de MT, i.e., também de curta duração.

Outros Parâmetros Avaliados e Situações com Registo de não Conformidade com o RQS em PTD

Neste âmbito, foram registados 11 (7,2 %) PTD em situação de não conformidade, sendo que os parâmetros que mais contribuíram para esta situação foram em igual número – 5 (45,5 %) – o do conteúdo harmónico da tensão (U_{5h}) e o da tremulação/flicker da tensão e em 1 caso apenas e, por ligeiríssima margem (0,5 %), o da tensão eficaz de alimentação.

5.3.5. Outras Acções de Monitorização da QEE Complementares ao Plano Anual

Fora do âmbito deste Plano, realizaram-se ainda outras acções de monitorização da QEE:

- Nos barramentos de MT das SE de Póvoa, Jovim, Marinha Grande, Esgueira e Espadanal, num total de 87 600 horas de monitorização;

- No âmbito do Plano QST 2010, nos barramentos de MT das SE de Casal da Areia, São Martinho do Campo, Lousã, Soutelo e Mem Martins, num total de 13 632 horas;
- Duas acções de monitorização da QEE consideradas complementares de outras anteriormente efectuadas, nos barramentos de MT das SE de Lamações e S.M. de Dume, num total de 5 424 horas;

Computando, assim, todas as acções de monitorização da QEE identificadas no presente relatório, incluindo as do Plano Regular, o número total de horas de monitorização da QEE da EDP Distribuição atingido em 2008 foi de 780 546.

Contudo, há ainda que referir as acções de monitorização realizadas ao nível da baixa tensão em instalações de clientes, por iniciativa da Empresa ou na sequência de reclamações relativas às características da tensão. Em 2008, procedeu-se à instalação de equipamentos de monitorização (analísadores de rede) totalizando cerca de duas mil acções, lançadas e acompanhadas pelas DRC.

A EDP Distribuição mantém ainda um serviço de apoio permanente a clientes que, pelas características dos serviços ou processos de produção das suas actividades económicas, alegadamente muito sensíveis a perturbações de QEE, quer no que respeita à sua vertente técnica, quer quanto à continuidade do fornecimento da energia eléctrica, podem justificar a existência de acções complementares de Monitorização da QEE fornecida pela EDP Distribuição.

Estas acções são, em regra, objecto de análise cuidada por parte de Departamentos especializados da EDP Distribuição, que fazem, em seguida, o correspondente acompanhamento e aconselhamento desses mesmos clientes, de forma a encontrar as soluções técnica e economicamente mais adequadas a todas as anomalias comunicadas e posteriormente confirmadas pelos serviços técnicos da Empresa.

5.3.6. Conclusões

Numa avaliação global, podem considerar-se como bons os valores dos parâmetros e indicadores mais representativos da QEE das instalações da EDP Distribuição, todos eles aqui apresentados, acompanhados de breves comentários.

Pode, por conseguinte, concluir-se que, globalmente, a qualidade da energia eléctrica avaliada nas instalações sob monitorização, no ano de 2008, se situou num plano bastante elevado.

As situações de não conformidade detectadas, referidas e analisadas nos pontos anteriores, consideram-se de baixa ou moderada preocupação, dados os níveis atingidos.

Não obstante, a EDP Distribuição tem em curso acções de monitorização da QEE específicas para avaliar e confirmar tendências dos indicadores mais representativos da QEE, sendo previsível a ocorrência de algum acréscimo de perturbação nas suas redes, em consequência do aumento do número de produtores privados de energia eléctrica, sobretudo pela multiplicação da instalação de

Parques Eólicos, por todo o País, a que se somará, em breve, um número crescentemente significativo de micro-produtores directamente ligados nas redes de BT da EDP Distribuição.

Para além da avaliação da QEE obtida em cada medição, os indicadores apurados servem também para traçar um quadro da sua evolução temporal, de modo a despistar pontos da rede em situações próximas de níveis de alarme, a partir das quais os serviços especializados da Empresa podem desencadear intervenções de carácter preventivo e/ou correctivo nos pontos identificados nessas situações.

A EDP Distribuição, em conjunto com os clientes que lhe comunicam as suas preocupações, como tem sido sua prática corrente, continuará apostada em desenvolver todos os seus esforços, operacionais e de investimento, no sentido de tornar, globalmente, o funcionamento da rede mais fiável e mais harmonioso nas diferentes regiões do País, no que respeita aos indicadores típicos de qualidade.

Desta forma, estará certamente a EDP Distribuição a criar as condições favoráveis à existência de uma rede menos vulnerável ao grande número anual de incidentes a que qualquer rede eléctrica, naturalmente, se encontra sujeita, contingência a que, infalivelmente, a EDP Distribuição tem de continuar a enfrentar e a ultrapassar, sempre com o menor custo ou incómodo possível para todos os seus clientes.

5.4. Ocorrências mais significativas

Como ocorrências consideradas mais significativas, foram seleccionados nove incidentes, três por cada rede origem (RNT, rede AT e rede MT), seguindo o critério do valor de END, ou ENF (protocolo operação/condução REN/EDP) para incidentes de origem RNT, danos resultantes do incidente e perturbações a clientes.

5.4.1. Origem na Rede Nacional de Transporte

Incidente de 11/06/2008

Com início às 10h30, com o disparo da linha AT Vermoim – Prelada, na subestação Vermoim (REN), tendo originado uma ENF de 22,8 MWh e afectado 28 947 clientes. Foram afectadas as subestações EDP Distribuição: Lapa e Vitória.

Incidente de 11/07/2008

Ocorrido às 10h51, com actuação da protecção diferencial de barras na subestação Sines (REN), originando perda total dos Injectores: Estoi, Tunes, Sines e Portimão. O incidente contabilizou uma ENF de 55,6 MWh e afectou 442 519 clientes. Foram afectados todos os clientes AT ligados a estes Injectores e as subestações EDP Distribuição: Monte Feio, Comporta, V.N.Milfontes, Santiago, Tavira, Aldeia Nova, S.B.Alportel, Loulé, Cachopo, Braciais, Quarteira, Olhão, Torre Natal, Aljezur, Monchique, S.Teotónio, Lagos, Vila Bispo, Porto Lagos, Portimão, S.B.Messines, Silves, Lagoa, Albufeira, Armação Pêra, Montechoro, Vilamoura e Tunes.

Incidente de 17/10/2008

Ocorrido às 18h02, na subestação Vermoim (REN), com o disparo dos Transformadores de Potência (TP) MAT/AT. Este incidente originou uma ENF de 39,9 MWh e afectou 179 604 clientes. Foram afectados todos os clientes AT ligados a este Injector e as subestações EDP Distribuição: Muro, Lousado, Gueifães, Amieira, Maia, Mosteiró, Vila do Conde, Lapa e Vitória.

5.4.2. Origem na rede AT**Incidente de 18/02/2008**

Ocorrido às 3h49, com o disparo dos disjuntores de 60kV e 10kV dos TP's da subestação Abóboda devido a inundação, tendo originado uma END de 73,0 MWh e afectado 15 798 clientes. Na altura registavam-se condições climáticas bastante adversas (vento e chuva de forte intensidade), que estiveram na origem da inundação.

Incidente de 19/02/2008

Com início às 19h31, foi devido ao disparo do disjuntor da linha subterrânea AT LS6187 Carriche-Sta.Marta, na subestação Carriche. Foi afectada a subestação Sta. Marta. Este incidente ocorreu na sequência de um defeito numa saída MT. O incidente originou uma END de 56,8 MWh e afectou 6 188 clientes.

Incidente de 13/12/2008

Com início às 11h27, por disparo na subestação de S.Jorge dos disjuntores de 60 kV e 30 kV do TP1, nas sequência do disparo de duas linhas MT. Este incidente originou uma END de 42,0 MWh e afectou 22 705 clientes. Neste dia registaram-se condições atmosféricas bastante adversas (vento, trovoadas e chuva de forte intensidade).

5.4.3. Origem na rede MT**Incidente de 10/03/2008**

Com início às 13h41, por disparo do disjuntor de uma saída MT na subestação Carrascas, concelho de Palmela. Detectou-se um isolador de fase partido. O incidente originou uma END de 21,6 MWh e afectou 4 426 clientes. Neste dia registaram-se condições climáticas bastante adversas (vento, trovoadas e chuva de forte intensidade).

Incidente de 18/05/2008

Ocorrido às 14h33, por disparo do disjuntor de 10kV do TP1 na subestação Telheiro, concelho de Mafra. O disparo por protecção homopolar, foi devido a defeito numa saída MT provocado por dois arcos partidos. Originou uma END de 21,2 MWh e afectou 15 897 clientes.

Incidente de 13/12/2008

Ocorrido às 11h25, por disparo do disjuntor de uma saída MT na subestação Alhandra, concelho de Vila Franca de Xira. Detectado arco partido num apoio da linha e seccionador danificado em PTD, tendo originado uma END de 28,8 MWh e afectado 3 792 clientes. Neste dia registaram-se condições climatéricas bastante adversas (vento, trovoadas e chuva de forte intensidade).

5.5. Acções relevantes para a melhoria da Qualidade de Serviço Técnico

Assumindo o compromisso de orientação para o cliente, deu-se cumprimento a algumas importantes realizações que, no seu todo, deram um contributo para a melhoria da Qualidade de Serviço Técnica da rede de distribuição e, consequentemente, do serviço prestado ao cliente. Nos pontos seguintes, destacam-se as principais iniciativas que contribuíram durante o ano em análise para a melhoria da Qualidade de Serviço.

5.5.1. Programa Distribuição 2010

No final de 2007 foi lançado o Programa Distribuição 2010, em conformidade com o Plano de Negócios 2007-2010, com o objectivo de melhorar a performance e desempenho da empresa. Dos dez projectos que compõem o programa, destacam-se quatro direccionados para a melhoria da Qualidade de Serviço da rede: Projecto Best Capex (Investimento), Projecto Lean Plus (Processos e Sistemas), Projecto QST2010 (Qualidade de Serviço Técnico) e M2M (Manutenção).

No âmbito destes projectos, concretizaram-se, durante o ano de 2008, as seguintes principais acções:

- **Optimização do Ciclo de Planeamento Técnico**

Permitiu antecipar as principais datas-chave para a elaboração e aprovação dos planos de obras anuais e melhorar o processo de acompanhamento da sua execução.

- **Execução de planos especiais de melhoria da qualidade de serviço**

Deu-se continuidade à execução dos planos especiais de melhoria da Qualidade de Serviço em zonas onde os indicadores apresentavam maiores assimetrias face à média da EDP Distribuição ou o grau de exigência dos padrões de qualidade de serviço são mais elevados (ex: Zonas A e capitais de Distrito).

- **Melhoria do processo de gestão de ocorrências na rede**

Colocação em produtivo do sistema de gestão de Mobilidade de Equipas (GME) que veio permitir automatizar o fluxo de informação entre o momento em que ocorre uma ocorrência na rede e o momento em que fica solucionada, garantindo o fluxo de informação nos sistemas técnicos que suportam o processo de gestão de avarias com reduzida interferência humana.

- **Identificação de melhores práticas e normalização dos projectos**

Elaboração de guias técnicos orientadores de soluções a adoptar na rede de distribuição, nomeadamente: o Guia de Coordenação de Isolamento, o Guia de telecomando da Rede MT e o Guia de Regulação dos Sistemas de Protecção.

- **Melhorar a performance dos activos existentes na rede de distribuição**

Definição de uma estratégia de gestão de activos que optimize a decisão de recuperar versus substituir equipamentos e que garanta crescentes níveis de desempenho dos mesmos.

5.5.2. Plano de Desenvolvimento e Investimento na Rede de Distribuição

Em 2008, a EDP Distribuição enquanto titular da licença vinculada de distribuição de energia eléctrica em Média e Alta Tensão no território do Continente, procedeu também à elaboração do primeiro Plano de Desenvolvimento e Investimento na Rede de Distribuição (PDIRD), para vigorar a partir do ano de 2009. Este plano, contém a previsão dos principais desenvolvimentos futuros da expansão da rede de distribuição para o período 2009 a 2011.

5.5.3. Desenvolvimento dos Sistemas Técnicos de Suporte à Operação da Rede

Na área dos sistemas técnicos de suporte à supervisão e controlo da rede de distribuição, concretizou-se durante o ano de 2008 os seguintes projectos:

- Substituição do sistema de gestão de incidentes, designado por SGI, por um novo sistema que adoptou a designação Rede Activa. Este novo sistema, em produtivo em toda a EDP Distribuição desde Dezembro 2008, está interligado com base dados que contém o cadastro da rede eléctrica.
- Entrada em produtivo da aplicação Genesys como sistema único de supervisão e comando das redes de Alta e Média Tensão em todos os Despachos e Centros de Condução da empresa.

ANEXO 1

Indicadores Gerais de Continuidade do Serviço

QUALIDADE DE SERVIÇO TÉCNICA INDICADORES GERAIS

TIEPIMT (min)

Análise por DRC / EDP Distribuição

Ano: 2008

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	0,00	0,54	23,29	0,12		13,35	1,39	32,47	3,36	0,19	0,67	5,41		2,27	83,06	83,06
Porto	0,09	0,79	13,68	0,01		8,30	1,41	35,27	6,47	0,99	0,84	3,16		1,70	72,61	72,70
Mondego	0,47	4,61	24,79	0,01		30,59	13,69	36,89	7,34	1,36	1,17	3,63		4,61	128,68	129,15
Tejo	0,85	5,34	33,42	0,26		28,23	15,55	98,32	10,49	1,22	1,64	12,07		8,30	214,84	215,68
Lisboa	0,07	0,76	14,21	0,01		8,67	4,42	54,79	2,46	1,30	0,79	3,90		7,25	98,55	98,62
Sul	0,90	2,08	20,21	0,01		18,32	4,50	54,94	5,66	0,90	0,34	7,11		13,32	127,39	128,29
EDP Distribuição	0,30	1,93	19,99	0,06		15,41	5,87	51,28	5,49	1,01	0,90	5,44		5,74	113,12	113,42

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: 2008

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	0,01	7,18	290,51	1,68		169,66	18,45	402,43	41,04	2,39	8,51	67,88		27,76	1 037,47	1 037,48
PORTO	1,40	14,81	244,07	0,15		150,53	25,30	625,26	120,43	16,65	16,07	53,12		31,24	1 297,62	1 299,02
MONDEGO	3,80	41,06	207,66	0,10		253,36	120,84	303,74	60,45	10,57	10,61	28,82		35,55	1 072,75	1 076,56
TEJO	9,45	61,00	382,51	3,08		313,41	174,17	1 112,56	119,63	13,44	18,35	140,57		94,25	2 432,99	2 442,44
LISBOA	1,47	16,19	316,78	0,23		196,64	94,82	1 202,81	56,44	27,79	17,06	87,14		157,94	2 173,84	2 175,31
SUL	6,84	15,92	153,76	0,08		134,97	32,80	406,55	40,92	6,30	2,59	56,50		99,67	950,06	956,89
EDP Distribuição	22,97	156,16	1 595,29	5,32		1 218,57	466,37	4 053,35	438,89	77,14	73,19	434,02		446,42	8 964,74	8 987,71

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	Técnicos
HUM	Humanas
EEX	Entidades Exteriores
INT	Interferências
DES	Desconhecidas

QUALIDADE DE SERVIÇO TÉCNICA INDICADORES GERAIS

SAIFI MT (nº) Análise por DRC / EDP Distribuição

Ano: 2008
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	0,00	0,05	0,46	0,00		0,42	0,07	0,69	0,07	0,02	0,03	0,40		0,07	2,29	2,29
PORTO	0,00	0,05	0,33	0,00		0,16	0,10	0,75	0,18	0,04	0,05	0,11		0,08	1,85	1,85
MONDEGO	0,01	0,25	0,50	0,00		0,89	0,31	0,80	0,15	0,07	0,06	0,09		0,14	3,28	3,28
TEJO	0,04	0,27	0,68	0,01		0,85	0,56	1,62	0,16	0,03	0,10	0,26		0,54	5,07	5,11
LISBOA	0,00	0,03	0,20	0,00		0,25	0,16	0,90	0,04	0,08	0,06	0,06		0,25	2,02	2,02
SUL	0,02	0,09	0,44	0,00		0,54	0,26	1,12	0,07	0,02	0,01	0,24		0,43	3,23	3,25
EDP Distribuição	0,01	0,13	0,44	0,00		0,53	0,25	0,98	0,11	0,04	0,05	0,20		0,25	2,98	2,99

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	Atmosféricas
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 MT (min) Análise por DRC / EDP Distribuição

Ano: 2008
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	0,00	1,01	36,59	0,12		19,45	2,04	41,61	4,43	0,36	0,87	6,41		2,89	115,80	115,80
PORTO	0,32	1,16	21,86	0,01		13,99	2,34	46,88	7,96	1,41	0,87	3,38		2,62	102,48	102,80
MONDEGO	0,65	6,25	36,98	0,01		51,95	11,55	46,17	10,59	0,93	1,58	4,53		6,61	177,16	177,80
TEJO	1,23	7,23	49,21	0,28		38,02	18,59	128,46	12,86	0,76	1,61	14,81		10,24	282,07	283,30
LISBOA	0,07	1,09	15,43	0,02		15,89	4,23	73,91	3,32	2,58	1,18	5,64		12,06	135,35	135,42
SUL	1,45	3,51	30,16	0,01		34,66	6,94	74,14	6,69	0,33	0,50	4,58		19,86	181,38	182,82
EDP Distribuição	0,59	3,43	32,51	0,09		29,20	7,73	68,15	7,80	1,02	1,13	6,77		8,48	166,30	166,90

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	Atmosféricas
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: 2008
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	0,00	0,05	0,50	0,00		0,48	0,07	0,73	0,10	0,06	0,03	0,42		0,08	2,52	2,52
PORTO	0,00	0,04	0,35	0,00		0,14	0,10	0,72	0,18	0,08	0,09	0,19		0,08	1,97	1,97
MONDEGO	0,03	0,26	0,47	0,00		0,78	0,41	0,90	0,19	0,10	0,05	0,09		0,13	3,38	3,41
TEJO	0,06	0,31	0,65	0,01		0,79	0,69	1,88	0,21	0,06	0,14	0,25		0,57	5,57	5,63
LISBOA	0,00	0,07	0,35	0,00		0,21	0,21	1,04	0,07	0,05	0,04	0,03		0,18	2,26	2,26
SUL	0,05	0,12	0,46	0,00		0,41	0,22	1,11	0,11	0,06	0,02	0,73		0,40	3,64	3,69
EDP Distribuição	0,02	0,12	0,44	0,00		0,42	0,26	1,02	0,13	0,07	0,06	0,24		0,21	2,97	2,99

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	Atmosféricas
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: 2008
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	0,00	0,91	34,73	0,12		20,79	1,93	44,01	6,92	4,32	0,83	6,30		3,17	124,03	124,03
PORTO	0,04	1,01	21,16	0,02		10,99	2,77	46,13	8,35	5,57	0,95	2,87		3,13	102,92	102,96
MONDEGO	5,11	6,56	34,51	0,01		46,86	15,32	47,63	14,03	3,84	1,37	3,58		6,92	180,63	185,74
TEJO	3,55	8,68	53,31	0,31		39,74	20,36	155,57	21,34	2,69	2,36	12,43		23,34	340,12	343,67
LISBOA	0,30	1,85	19,83	0,05		9,09	5,13	74,03	4,22	2,46	1,09	3,24		12,89	133,88	134,18
SUL	7,69	5,22	25,77	0,02		23,73	7,08	76,32	12,50	2,85	0,34	8,98		21,16	183,97	191,65
EDP Distribuição	2,07	3,44	29,59	0,08		22,47	7,72	69,93	9,90	3,57	1,13	5,49		10,68	164,02	166,08

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 Inicialização 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: 2008

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

Período de análise: Total do Ano

Instalação de origem: Todas

INDICADORES	ZONAS	ACIDENTAIS										
		TIN	ATM	P/A/T/C	M/E	MAN	TEC	HUM	EEX	INT	DES	TOTAL
TIEPIMT (min)	A	0,48	2,70	1,94	30,76	2,53	0,64	0,62	1,32		2,04	43,04
	B	1,15	6,49	4,75	45,20	4,11	0,93	0,62	2,28		4,41	69,94
	C	3,28	28,58	8,79	66,70	8,06	1,27	1,24	7,03		8,68	133,64
SAIFI MT (nº)	A	0,03	0,10	0,09	0,61	0,07	0,03	0,03	0,04		0,07	1,07
	B	0,06	0,20	0,17	0,80	0,09	0,03	0,04	0,05		0,16	1,60
	C	0,17	0,72	0,30	1,11	0,13	0,05	0,06	0,13		0,31	2,97
SAIFI BT (nº)	A	0,05	0,09	0,14	0,82	0,10	0,04	0,04	0,03		0,08	1,39
	B	0,07	0,21	0,18	0,86	0,09	0,05	0,05	0,03		0,15	1,69
	C	0,19	0,72	0,36	1,21	0,18	0,09	0,07	0,12		0,30	3,26
SAIDI MT (min)	A	0,82	4,21	1,59	32,67	3,27	0,68	0,62	1,91		2,70	48,47
	B	1,90	9,02	4,82	53,94	5,54	0,94	0,70	3,56		5,66	86,08
	C	4,46	40,78	9,88	79,76	9,44	1,12	1,37	7,70		10,55	165,06
SAIDI BT (min)	A	1,80	3,33	2,79	39,42	4,07	1,92	0,76	1,43		3,98	59,51
	B	2,14	6,91	5,90	59,06	6,00	2,82	0,81	1,73		8,18	93,56
	C	5,10	41,93	11,28	91,69	15,26	4,86	1,52	7,03		15,60	194,25

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).

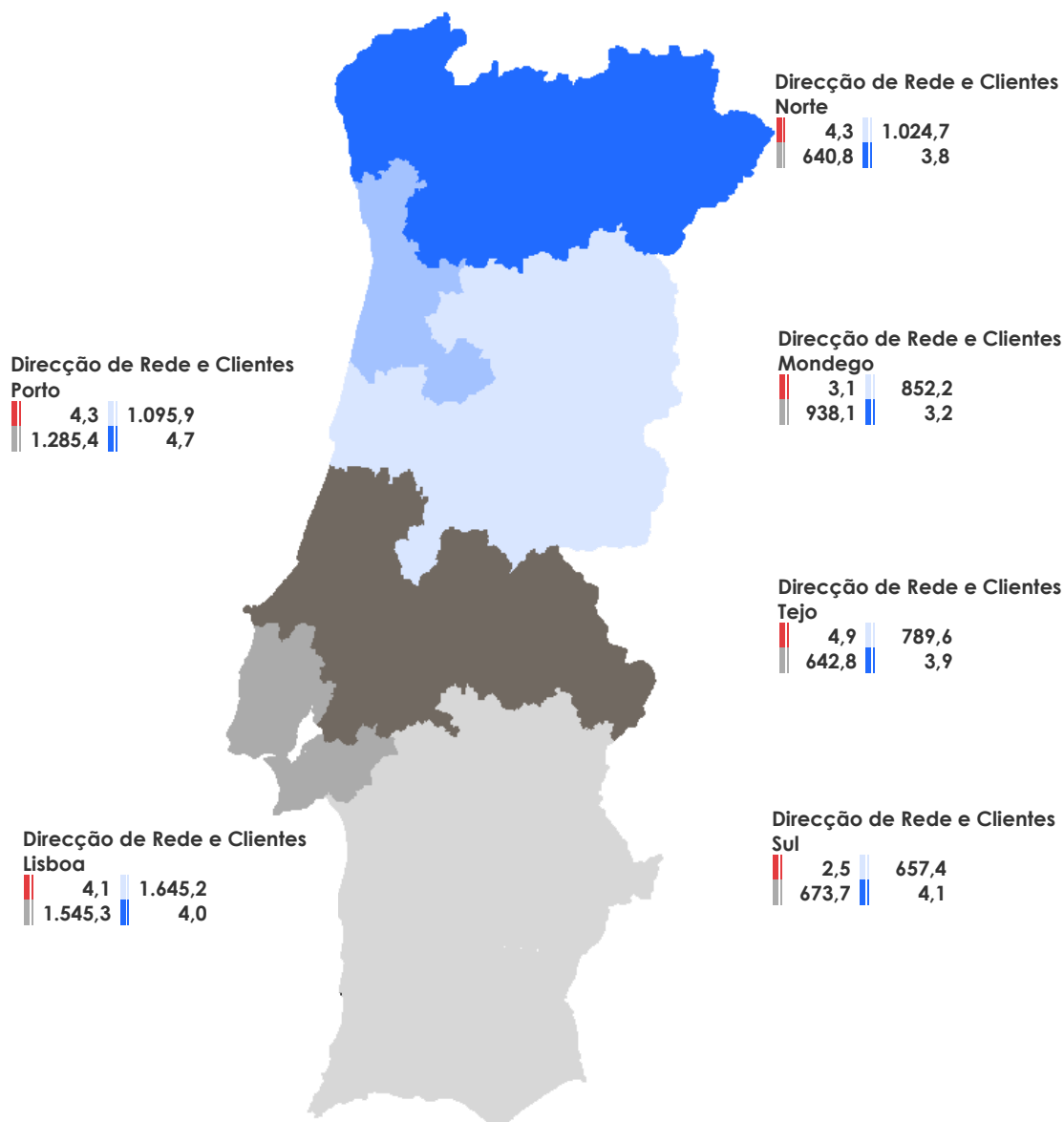
Legenda

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

ANEXO 2

Direcções de Rede e Clientes

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



Legenda:

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

ANEXO 3

Qualidade da Energia Eléctrica

QUALIDADE DA ENERGIA ELÉCTRICA

Resumo do Plano de Monitorização da QEE da EDP Distribuição de 2008 - Não Conformidades																	
DRC	AO	SE	1º Trimestre							Concelho	2º Trimestre						
			Nº SE	Nº Barr	NC Barr	Tipo NC	Nº PTD	NC PTD	Tipo NC		SE	Nº SE	Nº Barr	NC Barr	Tipo NC	Nº PTD	NC PTD
Norte	Braga	Penide	1	2							Barrosas	1	1				
	Bragança	Bragança	1	2			1										
	Guimarães	Mirandela	1	1											2		
	Penafiel						2								2		
	Viana do Castelo						3	1 PIt=1,77	Paredes Coura						2		
	Vila Real																
Porto	Aveiro	Bustos	1	1											2		
	Feira																
	Maia	Mosteiró	1	2			2				Inha	1	1				
	Porto	Lapa	1	2							Areias	1	2			2 U5h=6,4%	S. Tirso
							1				Matos. Sul	1	1			2	
Mondego	Castelo Branco						1				Pedroso	1	2			1	
	Coimbra						2				VNGaia	1	2				
	Guarda	Vale Serrão	1	1			2										
		Loriga	1	1													
		Mangualde	1	1													
		Marvão	1	1													
	Viseu	Sabugal	1	1			3								3		
							1				Viso	1	1				
Tejo	Caldas da Rainha	Cas. Alfaiata	1	2			2										
	Leiria	Lourinhã	1	1													
		Ourém	1	1													
	Portalegre	Olho de Boi	1	2		1 PIt=1,62											
		Ponte de Sôr	1	2			3										
		S. Vicente	1	2			1										
	Santarém	Almeirim	1	2		1 Udes=2,5%	2										
		Coruche	1	2		1 U5h=6,9%											
Lisboa	Lisboa	Aeroporto	1	2			1										
		Parede	1	2													
		Alhandra	1	3													
		Rio de Mouro	1	2													
	Loures	Telheiro	1	2													
	Setúbal	Aroeira	1	1			1										
Sul	Beja						2	1 PIt=1,27	Barrancos								
	Évora						2										
	Faro																
	Portimão																
Totais			25	41	3		34	4				28	38	2		37	5

QUALIDADE DA ENERGIA ELÉCTRICA

		Resumo do Plano de Monitorização da QEE da EDP Distribuição de 2008 - Não Conformidades																						
DRC	AO	3º Trimestre									4º Trimestre													
		SE	Nº SE	Nº Barr	NC Barr	Tipo NC	Nº PTD	NC PTD	Tipo NC	Concelho	SE	Nº SE	Nº Barr	NC Barr	Tipo NC	Nº PTD	NC PTD	Tipo NC	Concelho					
Norte	Braga	Fonte Boa	1	2		2	1 Pst=1,9	VNCerveira		Ruivães	1	1	1 U5h=6,4%	2										
	Bragança																							
	Guimarães																							
	Penafiel																							
	Viana do Castelo	France	1	1	2				Rebordosa	1	2	2												
	Vila Real	Morgade	1	1				Soutelo	1	1														
		Valpaços	1	1																				
	Vidago	1	2	1 U5h=6,4%																				
Porto	Aveiro	Gafanha	1	2		3			São J. Madeira	1	1		2	1 Pst=1,5										
	Feira		Arada	1						2														
			Ovar	1						1														
			Rio Meão	1						2														
	Maia										1													
	Porto				2				Campo Alegre	1	1	2												
								Vitória	1	2														
Mondego	Castelo Branco	Gala	1	1		3			Castelo branco	1	2		3											
	Coimbra																	2			Alfarelos	1	1	4
	Guarda																	3					3	
	Viseu																	3			Varosa	1	1	2
									Viseu	1	1													
Tejo	Caldas da Rainha	Cela	1	1		2			Caldas da Rainha	1	1		2											
										Santo Onofre	1					2	1							
	Leiria	Pinheiros	1	1		4					2													
	Portalegre															4								
	Santarém	Vale de Estacas I	1	1		2			Espadanal	1	1		2											
								Santa Cita	1	1														
Lisboa	Lisboa	Boavista	1	2		1				Capa Rota	1	2												
		Central Tejo	1	2																				
		São Ciro	1	1																				
		Telheiras	1	2																				
		Janas	1	2																				
	Loures	Pero Pinheiro	1	2									1											
Setúbal	Pegões	1	1		1			Quimiparque	1	2		1												
Sul	Beja				2			Aljustrel	1	2		2												
									Porteirinhos	1					2									
	Alcácer								1	1					2									
	Caeira								1	1														
	Évora								1	2														
	Montemor								1	2														
	Vale do Gaio								1	1														
	Faro	Vila Viçosa	1	2	1																			
		Aldeia Nova	1	2	3																			
		Loulé	1	2																				
	Portimão	Quarteira	1	2						Olhão	1	2												
		Albufeira	1	1																				
		Armação de Pêra	1	2																				
Lagos		1	2																					
Silves		1	1																					
	S. Bart. Messines	1	1																					
Totais			26	39	1	38	1			27	41	1	43	1										

QUALIDADE DA ENERGIA ELÉCTRICA

Resumo do Plano de Monitorização da QEE da EDP Distribuição de 2008 - Interrupções de Serviço e Cavas de Tensão																				
		1º Trimestre									2º Trimestre									
DRC	AO	SE	Nº Barr MT com IS	Nº Total IS em Barr MT	Nº PTD c/ IS	Nº Total IS em PTD	Nº Barr MT com Cavas	No Cavas em Barr MT	Nº PTD com Cavas	Nº Cavas em PTD	SE	Nº Barr MT com IS	Nº Total IS em Barr MT	Nº PTD c/ IS	Nº Total IS em PTD	Nº Barr MT com Cavas	No Cavas em Barr MT	Nº PTD com Cavas	No Cavas em PTD	
Norte	Braga	Penide					2	10			Barrosas									
	Bragança	Bragança	1	1	1	16	2	79						1	2				2	76
	Guimarães	Mirandela					1	6	1	31			1	1			1	42		
	Penafiel								2	26									2	12
	Viana do Castelo								3	42					1	1			2	22
	Vila Real																			
Porto	Aveiro	Bustos					1	24			Inha Aveias Matos. Sul Pedroso VNGaia			1	5			2	32	
	Feira											1	8			1	4			
	Maia	Mosteiró					2	8	2	3			1	1			2	8	2	22
	Porto	Lapa			1	7	2	4		1		3	2	2	2	2	28	1	7	
Mondego	Castelo Branco	Vale Serrão	1	2	1	21	1	38	3	35	Fronhas Aguieira Viso			1	1	1	41	3	38	
	Coimbra				2	18			2	38				2	7	1	19	2	4	
	Guarda	Loriga					1	14												
		Mangualde	1	1			1	22												
		Marvão					1	40												
	Sabugal					1	14		3	32								3	27	
Viseu	Candosa			1	7										1	54				
Tejo		Vila de Rua			2	22							3	61				3	83	
	Caldas da Rainha	Cas. Alfaiata					2	8	2	120	Cabeda Rio Maior Torres V. Sul Órtiga S.Jorge					2	53			
		Lourinhã					1	23								1	46			
			Ourém					1	42							1	31	2	21	
								2	43							1	43			
	Portalegre	Olho de Boi					2	211	4	255										
Santarém	Ponte de Sôr			1	3	2	23						3	5	1	31	4	164		
	Almeirim			1	5	2	112	2	121		1	1			1	36				
Lisboa		Coruche					2	179								1	27	2	35	
	Lisboa	Aeroporto					2	15	1	11	Casal S. Brás Ranholas Arroja Cacém Lousa Póvoa						1	6	1	6
			Parede	1	2			2	17											
		Alhandra			1	1	3	51	1	2							1	5		
		Rio de Mouro	2	2			2	13								2	20			
	Telheiro	2	4			2	21								2	12				
Setúbal	Aroeira					1	14	1	8	Montijo Santana S. Francisco		1	1			1	11			
Sul	Beja				2	87			2	352				2	18			2	41	
					2	29			2	146				2	12	2	16	2	45	
	Évora																			
	Faro																			
Sul	Portimão																			
Totais			8	12	15	216	41	1 031	35	1 249		7	14	18	115	38	679	37	654	

QUALIDADE DA ENERGIA ELÉCTRICA

Resumo do Plano de Monitorização da QEE da EDP Distribuição de 2008 - Interrupções de Serviço e Cavas de Tensão																					
		3º Trimestre									4º Trimestre										
DRC	AO	SE	Nº Barr MT com IS	Nº Total IS em Barr MT	Nº PTD c/ IS	Nº Total IS em PTD	Nº Barr MT com Cavas	No Cavas em Barr MT	Nº PTD com Cavas	Nº Cavas em PTD	SE	Nº Barr MT com IS	Nº Total IS em Barr MT	Nº PTD c/ IS	Nº Total IS em PTD	Nº Barr MT com Cavas	No Cavas em Barr MT	Nº PTD com Cavas	No Cavas em PTD		
Norte	Braga	Fonte Boa					2	62			Ruivães Rebordosa Soutelo										
	Bragança				1	18			2	81					1	40			2	105	
	Guimarães																1	16			
	Penafiel								2	41							2	41	2	60	
	Viana do Castelo	France	1	2	1	10	1	45	2	822				1	13				2	79	
		Morgade	1	10			1	121										1	88		
	Vila Real	Valpaços	1	4			1	71													
		Vidago	1	1			2	41													
Porto	Aveiro	Gafanha			2	17	2	66	4	506	São J. Madeira			2	5			2	33		
		Arada					2	36									1	15			
	Feira	Ovar					1	16													
		Rio Meão					2	48													
	Maia								2	20					2	30			2	18	
	Porto										Campo Alegre Vitória					1	10				
												2	2			2	34				
Mondego	Castelo Branco				1	25			3	83	Castelo Branco					2	93	3	47		
	Coimbra	Gala	1	7	2	28	1	42	2	47	Alfarelos			2	24	1	57	4	99		
	Guarda								3	75				2	2			3	80		
	Viseu								3	36	Varosa Viseu					1	74				
																1	32	2	37		
Tejo	Caldas da Rainha	Cela	1	2			1	84			Caldas da Rainha Santo Onofre	1	4			1	113	3	195		
									2	103		2	2	1	1	2	264				
	Leiria	Pinheiros					1	28	4	185								2	55		
	Portalegre				2	15												4	190		
	Santarém	Vale de Estacas I	1	1			1	35	2	72	Espadanal Santa Cita	1	1			1	16				
																1	32	2	29		
Lisboa	Lisboa	Boavista					2	37			Capa Rota										
		Central Tejo					2	38													
		São Ciro					1	20													
		Telheiras					2	29													
		Janas			1	1	2	22	1	4			1	1			2	36			
	Loures	Pero Pinheiro					2	30													
														1	6			1	18		
	Setúbal	Pegões					1	69	1	13	Quimiparque					2	33	1	14		
					1	7															
Sul	Beja				2	10			2	45	Ajustrel	1	5	2	51	2	286	2	148		
											Porteirinhos	2	12			2	205				
											Alcácer	1	1	2	8	1	112	2	169		
											Caeira					1	107				
											Évora					2	93				
	Évora				1	13			2	55	Montemor	2	4			2	235				
											Vale do Gaio	1	1			1	126				
									1		Vila Viçosa			1	6	2	309	1	67		
											Aldeia Nova	2	26			2	93	2	50		
	Faro										Loulé					2	73	1	30		
		Quarteira	1	1			2	51			Olhão					2	42				
		Albufeira	1	1			1	19													
	Portimão	Armação de Pêra	1	1			2	54													
		Lagos					2	49													
		Silves	1	3			1	30													
		S. Bart. Messines					1	39													
Totais			11	33	14	144	39	1 182	38	2 220		16	59	17	186	41	2 635	43	1 523		

QUALIDADE DA ENERGIA ELÉCTRICA

Resumo da Análise do Plano de Monitorização da QCT da EDP Distribuição de 2008 - Periodicidade Trimestral

						Perturbações em Reg. Transitório				Perturbações em Regime Permanente										Uef		Conteúdo Harm da Tensão		Flic/Tre m		Udes		F		Observ	
										U < 0,01 Un				Parâm. fora dos limites (perc. 95)																	
						Cavas				Int Serv																					
Ano	Nº SE AT/MT monit.	Nº Barr (MT) Monit. SE AT/MT	Nº Barr (MT) Não Conf	Nº PTD Monit	Nº PTD Não Conf.	Nº Barr MT c/ Cavas	Nº Cavas em Barr MT	Nº PTD c/ Cavas	Nº Cavas em PTD	Nº Barr MT c/IS	Total IS em Barr MT	Nº PTD c/ IS	Nº Total IS em PTD																		
2008	106	159	7	153	11	159	5 527	153	5 646	42	118	64	661	1	10	6	1														
2007	102	158	60	140	69	156	19 054	139	10 538	56	147	48	580	7	11	111															
2006	89	108	6	124	46	86	20 456	120	13 137	23	74	45	452	9	5	38															

QUALIDADE DA ENERGIA ELÉCTRICA

Balanço da QEE da EDPD em 2008 - Cavas de Tensão - Caracterização em Profundidade e Duração

Cavas de Tensão com Profundidade até 30 % de Un ($0,7 \text{ Un} \leq U < 0,9 \text{ Un}$) em Barr. MT										
	0 < t ≤ 0,1 s		0,1 < t ≤ 0,25 s		0,25 < t ≤ 0,5 s		0,5 < t ≤ 1 s		0 < t ≤ 1 s	
1º Trim	232	22,50%	178	17,26%	146	13,87%	98	9,50%	654	63,43%
2º Trim	371	54,64%	66	9,72%	46	6,77%	26	3,83%	509	74,96%
3º Trim	492	41,62%	251	21,24%	73	6,18%	36	3,05%	852	72,08%
4º Trim	650	24,67%	549	20,83%	364	13,81%	156	5,92%	1 719	65,24%
Totais	1 745	31,57%	1 044	18,89%	629	11,38%	316	5,72%	3 734	67,56%

Duração de Cavas de Tensão em Barr. MT										
	0 < t ≤ 0,1 s		0,1 < t ≤ 0,25 s		0,25 < t ≤ 0,5 s		0,5 < t ≤ 1 s		0 < t ≤ 1 s	
1º Trim	261	25,30%	298	28,90%	190	18,40%	146	14,16%	654	63,43%
2º Trim	264	38,88%	133	19,59%	92	13,54%	62	9,13%	551	81,15%
3º Trim	529	44,75%	323	27,33%	170	14,38%	76	6,43%	1 098	92,89%
4º Trim	715	27,13%	780	29,60%	546	20,72%	242	9,18%	2 283	86,64%
Totais	1 769	32,21%	1 534	27,75%	998	18,06%	526	9,52%	4 586	82,97%

Cavas de Tensão com Profundidade até 30 % de Un ($0,7 \text{ Un} \leq U < 0,9 \text{ Un}$) em PTD										
	0 < t ≤ 0,1 s		0,1 < t ≤ 0,25 s		0,25 < t ≤ 0,5 s		0,5 < t ≤ 1 s		0 < t ≤ 1 s	
1º Trim	246	19,69%	212	16,97%	143	11,45%	167	13,37%	768	61,49%
2º Trim	141	21,56%	128	19,57%	81	12,39%	60	9,17%	410	62,69%
3º Trim	256	11,53%	372	16,76%	212	9,55%	229	10,32%	1 069	48,15%
4º Trim	273	17,92%	542	35,59%	322	21,14%	147	9,65%	1 284	84,31%
Totais	916	16,22%	1 254	22,21%	758	13,43%	603	10,68%	3 531	62,54%

Duração de Cavas de Tensão em PTD										
	0 < t ≤ 0,1 s		0,1 < t ≤ 0,25 s		0,25 < t ≤ 0,5 s		0,5 < t ≤ 1 s		0 < t ≤ 1 s	
1º Trim	255	20,42%	301	24,10%	232	18,57%	212	16,97%	1 000	80,06%
2º Trim	157	24,00%	153	23,39%	126	19,27%	90	13,76%	526	80,43%
3º Trim	263	11,84%	482	21,71%	295	13,29%	285	12,84%	1 325	59,68%
4º Trim	261	17,14%	331	21,73%	174	11,42%	104	6,83%	870	57,12%
Totais	936	16,58%	1 267	22,44%	827	14,65%	691	12,24%	3 721	65,91%

ANEXO 4

Definições e Siglas

DEFINIÇÕES E SIGLAS

Apresentam-se em seguida as definições adoptadas neste relatório. Em geral, e sempre que possível, adoptam-se as definições da NP EN 50 160 “Características da tensão fornecida pelas redes de distribuição pública de energia eléctrica” 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.

C

Carga - valor, num dado instante, da potência activa 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, U_c (ou da tensão de referência deslizante, U_{rd}), 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 colectiva que compra energia eléctrica.

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

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

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

Consumidor - entidade que recebe energia eléctrica para utilização própria.

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

D

Defeito (eléctrico) - anomalia numa rede eléctrica 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 defasagens 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 - Direcção Geral de Energia e Geologia.

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

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 eléctrica que apresente danos em consequência de uma avaria.

Emissão (electromagnética) - processo pelo qual uma fonte fornece energia electromagnética 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 eléctrica 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 actividades necessárias ao funcionamento de uma instalação eléctrica, incluindo as manobras, o comando, o controlo, a manutenção, bem como os trabalhos eléctricos e os não eléctricos.

F

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

Fornecedor - entidade com capacidade para efectuar fornecimentos de energia eléctrica, correspondendo a uma das seguintes entidades; produtor em regime ordinário, co-gerador, comercializador ou comercializador de último recurso.

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 electromagnética.

Incidente - qualquer acontecimento ou fenómeno de carácter imprevisto que provoque a desconexão, momentânea ou prolongada, de um ou mais elementos da rede, podendo originar uma ou mais interrupções de serviço, quer do elemento inicialmente afectado, quer de outros elementos da rede.

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

Instalação eléctrica eventual - instalação eléctrica provisória, estabelecida com o fim de realizar, com carácter temporário, um evento de natureza social, cultural ou desportiva.

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

Interrupção accidental - interrupção do fornecimento ou da entrega de energia eléctrica 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 U_c , 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 protecção 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.

L

Licença vinculada - licença mediante a qual o titular assume o compromisso de alimentar o SEN ou ser por ele alimentado, dentro das regras de funcionamento daquele sistema.

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 - acções destinadas a realizar mudanças de esquema de exploração de uma rede eléctrica, 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 reactiva nos valores mais convenientes, bem como as acções destinadas a colocar em serviço ou fora de serviço qualquer instalação eléctrica ou elemento dessa rede.

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

Manutenção correctiva (reparação) - combinação de acções técnicas e administrativas realizadas depois da detecção de uma avaria e destinadas à reposição do funcionamento de uma instalação eléctrica.

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

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

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

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

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

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

O

Ocorrência (evento) - acontecimento que afecte as condições normais de funcionamento de uma rede eléctrica.

Operador Automático (OPA) - dispositivo electrónico 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 - acção desencadeada localmente ou por telecomando que visa modificar o estado de um órgão ou sistema.

Operador da rede de distribuição - são entidades concessionárias da Rede Nacional de Distribuição.

Origem da ocorrência - localização da ocorrência na rede eléctrica que provocou a respectiva 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 (electromagnética) - fenómeno electromagnético susceptível 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 eléctrica 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 electricamente 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 eléctrica à rede) - é o nó de uma rede do Sistema Eléctrico Nacional (SEN) electricamente mais próximo do ponto de ligação de uma instalação eléctrica.

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

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

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

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

Posto de transformação - posto destinado à transformação da corrente eléctrica 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 colectiva que produz energia eléctrica.

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

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

R

Ramal - canalização eléctrica, sem qualquer derivação, que parte do quadro de um posto de 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 eléctricos ligados entre si com vista a transportar a energia eléctrica produzida pelas centrais até aos consumidores.

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

Rede de transporte - parte da rede utilizada para o transporte da energia eléctrica, 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 respectivos 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 eléctrico 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 eléctrica na sequência de um defeito eléctrico 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:

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

Sistema de comando - conjunto de equipamentos utilizados na operação e condução de uma rede ou de uma instalação eléctrica.

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

Sistema de protecção - sistema utilizado na protecção de uma rede, instalação ou circuito, que permite detectar e isolar qualquer defeito eléctrico, 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 eléctrico destinado a algum dos seguintes fins:

- Transformação da corrente eléctrica por um ou mais transformadores estáticos, cujo secundário é de alta ou de média tensão;
- Compensação do factor 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 eléctrica na sequência de um defeito eléctrico 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 U_c .

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 (U_h) em relação à fundamental (U_1), em que "h" representa a ordem da harmónica; **globalmente**, ou seja, pelo valor da distorção harmónica total (DHT) calculado pela expressão seguinte:

$$DHT = \sqrt{\sum_{h=2}^{40} U_h^2}$$

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 (U_n) - 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 colectiva que entrega energia eléctrica 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.



ADENDA

ADENDA AO RELATÓRIO DE QUALIDADE DE SERVIÇO 2008

(Setembro de 2009)

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

À data da publicação do Relatório de Qualidade de Serviço da EDP Distribuição, Maio de 2009, a avaliação definitiva dos incumprimentos relativos aos clientes MT e BT encontrava-se ainda em fase de validação. Ultrapassadas as dificuldades, a informação correspondente ao ano de 2009 é a que consta do presente anexo.

No quadro seguinte apresenta-se, por zona de qualidade de serviço e por nível de tensão, o número de incumprimentos dos padrões individuais de continuidade de serviço verificados no ano de 2008, bem como o valor das compensações a pagar em 2009, e os valores que reverteram para o fundo de reforço dos investimentos.

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 afectadas.

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

O número de incumprimentos por ultrapassagem do indicador “número de interrupções” foi de 7 (4 em BTN e 3 em MT).

Em duas situações houve incumprimento dos dois indicadores relativos à qualidade de serviço, mas as compensações foram pagas em resultado do incumprimento do padrão relativo à “duração da interrupção”.

Em 2008, condições atmosféricas menos favoráveis do que as verificadas em 2007 contribuíram para que a qualidade de serviço individual tenha registado um pior desempenho, quer em termos do número de incumprimentos, quer dos montantes pagos em compensações.

Assim, em 2008 o número de incumprimentos foi superior em 53,8% ao verificado em 2007, enquanto que, em termos de montante pago em compensações, o mesmo foi superior em 61,4%, ao montante pago em 2007. Para o fundo de investimento foram transferidos mais cerca de 9,9 mil euros.