



GRUPO **EDP**

**EDP** **Distribuição**  
Energia, S.A.



**QUALIDADE DE SERVIÇO**

**RELATÓRIO SÍNTESE**

**2003**

# ÍNDICE

<b>1. INTRODUÇÃO .....</b>	<b>2</b>
<b>2. CARACTERIZAÇÃO DA EMPRESA.....</b>	<b>4</b>
2.1 INFRAESTRUTURAS .....	4
2.2. CLIENTES E CONSUMOS DE ELECTRICIDADE.....	5
<b>3. GRAU DE SATISFAÇÃO DOS CLIENTES.....</b>	<b>8</b>
3.1. CLIENTES EMPRESARIAIS.....	8
3.2. CLIENTES DOMÉSTICOS .....	12
3.2.1. Resultados do inquérito.....	12
3.2.2. Modelo de Satisfação do Cliente .....	16
<b>4. QUALIDADE DE SERVIÇO DE ÂMBITO COMERCIAL.....</b>	<b>20</b>
4.1. BALANÇO DA APLICAÇÃO DO REGULAMENTO DA QUALIDADE DE SERVIÇO .....	20
4.2. RELACIONAMENTO COM OS CLIENTES.....	20
4.3. INDICADORES GERAIS DE QUALIDADE DO RELACIONAMENTO COMERCIAL.....	21
4.4. COMPENSAÇÕES POR INCUMPRIMENTO DOS PADRÕES INDIVIDUAIS DE QUALIDADE DE SERVIÇO DE ÂMBITO COMERCIAL .....	31
4.5. CLIENTES COM NECESSIDADES ESPECIAIS .....	32
4.6. ACÇÕES MAIS RELEVANTES PARA MELHORIA DA QUALIDADE DE SERVIÇO DE ÂMBITO COMERCIAL.....	32
<b>5. QUALIDADE DE SERVIÇO TÉCNICO.....</b>	<b>35</b>
5.1. CONTINUIDADE DE SERVIÇO.....	35
5.1.1. Desempenho da Rede de AT .....	37
5.1.2. Desempenho da Rede MT.....	41
5.1.3. Desempenho da Rede BT .....	49
5.2. COMPENSAÇÕES POR INCUMPRIMENTO DOS PADRÕES INDIVIDUAIS DE CONTINUIDADE DE SERVIÇO .....	54
5.3. QUALIDADE DA ONDA DE TENSÃO .....	55
5.3.1. Acções de monitorização da qualidade e continuidade da onda de tensão desenvolvidas entre 2001 e 2003.....	55
5.3.2. Síntese de apreciação dos planos de monitorização de 2003 .....	57
5.3.3. Monitorizações a clientes .....	63
5.4. OCORRÊNCIAS MAIS SIGNIFICATIVAS .....	65
5.4.1. Origem na Rede MAT .....	65
5.4.2. Origem na rede AT .....	65
5.4.3. Origem na rede MT.....	66
5.5. ACÇÕES MAIS RELEVANTES PARA A MELHORIA DA QUALIDADE DE SERVIÇO DE ÂMBITO TÉCNICO .....	66
5.6. PLANOS DE MELHORIA DA QUALIDADE DE SERVIÇO DE NATUREZA TÉCNICA (QST) .....	67

## ANEXOS

1 – Continuidade do Serviço

2 – Definições

## 1. INTRODUÇÃO

O presente relatório pretende caracterizar a qualidade do serviço prestado pela EDP Distribuição no decurso de 2003, quer em termos técnicos quer em termos comerciais, ao mesmo tempo que são apresentados os resultados dos estudos de imagem ou satisfação dos clientes empresariais e dos clientes domésticos da Empresa.

Em Fevereiro de 2003, entrou em vigor um novo Regulamento da Qualidade de Serviço (RQS) que veio colocar à Empresa um conjunto de novas exigências, em termos da qualidade do fornecimento de energia eléctrica. Após a publicação do mesmo, foi cometida à EDP Distribuição a tarefa de elaborar uma proposta de Normas Complementares ao referido regulamento, com o objectivo de definir indicadores e estabelecer os respectivos métodos de cálculo e metodologia de recolha e arquivo dos dados. As Normas Complementares foram aprovadas em 18 de Novembro de 2003 e passaram a constituir parte integrante do regulamento

A necessidade de adaptação aos critérios definidos pelo novo regulamento, estabelecendo o normativo para a actuação dos diversos agentes num mercado que será totalmente liberalizado no decurso de 2004, deram novo impulso no esforço da Empresa de implementação de medidas tendentes a melhorar os seus níveis de qualidade do serviço.

Com a entrada em produtivo, em pleno, dos sistemas informáticos de índole comercial, foi possível medir e quantificar o desempenho da Empresa em termos dos padrões gerais de qualidade de serviço de âmbito comercial.

Em termos da qualidade de serviço técnico, e apesar das condições climatéricas adversas que persistiram em alguns períodos do ano, registou-se em 2003 uma melhoria significativa dos principais indicadores de qualidade de serviço das redes de distribuição de energia eléctrica, relativamente aos verificados nos últimos três anos. Tal facto está sem dúvida associado aos investimentos realizados no reforço das redes e nos sistemas de informação, com o objectivo de permitir por um lado diminuir o número de incidentes e por outro aumentar a rapidez da reposição do serviço.

Ainda no âmbito da qualidade de serviço técnica e, para de uma forma continuada, prosseguir com o objectivo de melhoria sensível dos níveis de qualidade de serviço, a EDP Distribuição lançou internamente, e nalguns casos com apoio de consultores

externos, um conjunto de programas que permitirão, durante os próximos anos, não só atingir este objectivo mas também responder com maior eficácia aos desafios colocados pela regulação e pela liberalização do mercado eléctrico em Portugal.

A focalização na Qualidade de Serviço é um dos “drivers” mais importantes da EDP Distribuição e nesse sentido deve ser referido o esforço de todos para, no mais curto espaço de tempo, serem repostos os serviços relativos ao fornecimento de energia eléctrica afectados pelos violentos incêndios ocorridos no Verão de 2003. Estes incêndios, que foram declarados calamidade nacional, danificaram troços importantes das redes de distribuição e respectivas instalações bem como obrigaram a interrupções de fornecimento, requeridas pelas entidades que combatiam os fogos

De referir que em termos dos indicadores de continuidade de serviço relativos ao ano de 2003 (capítulo 5) não são consideradas as interrupções de serviço directamente imputáveis a estas causas perfeitamente extraordinárias e exógenas à Empresa. Por exemplo, no indicador Tempo de Interrupção Equivalente da Potência Instalada (TIEPI MT) foram excluídos 29,54 minutos de interrupção devidos aos incêndios ocorridos no Verão.

Durante o ano de 2003, destaca-se também a execução do Plano Anual de Monitorização da Qualidade e Continuidade da Onda de Tensão nas redes da distribuição, que permitiu concluir o primeiro grande levantamento sistemático da qualidade da energia eléctrica, com cerca de 2 600 acções de monitorização, no triénio 2001-2003, em todos os concelhos do país. O plano relativo a 2004, foi presente à Direcção Geral de Geologia e Energia (DGGE), em Outubro, tendo-se introduzido uma mudança na metodologia e nos critérios até aqui implementados. A partir de agora dar-se-á prioridade a uma monitorização por períodos mais prolongados, concentrada em zonas seleccionadas, sendo assim consolidados os conhecimentos anteriormente adquiridos, com o objectivo de se continuar a melhorar as condições globais de fornecimento de energia eléctrica.

Continuaram-se a desenvolver, dentro dos calendários previstos, as obras incluídas nos Planos de Melhoria da Qualidade de Serviço.

Ainda em 2003, foi elaborado, publicado e disponibilizado na internet o Relatório Anual de 2002 com a síntese da Qualidade de Serviço da EDP Distribuição.

## 2.CARACTERIZAÇÃO DA EMPRESA

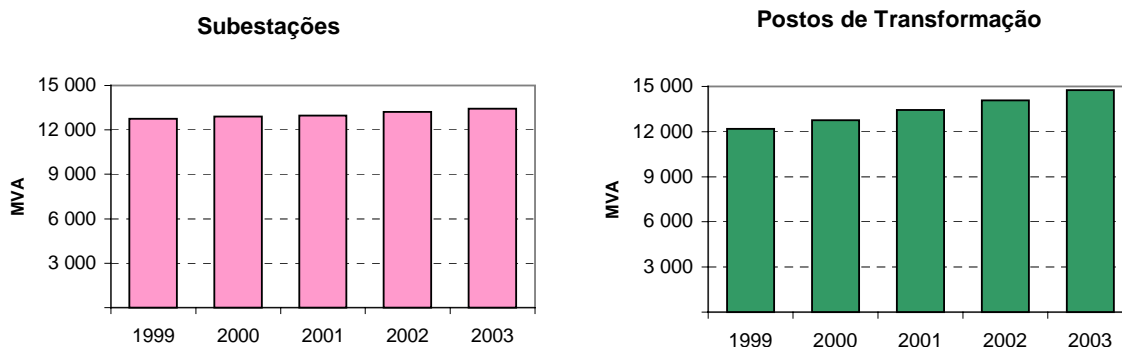
### 2.1 INFRAESTRUTURAS

As instalações e equipamentos em serviço, na rede da EDP Distribuição, no final do ano, eram os seguintes:

	2002	2003	Var. 2003/2002 %
<b>Subestações</b>			
Nº de subestações	373	377	1,1
Nº de transformadores	659	661	0,3
Potência instalada (MVA)	13 213	13 450	1,8
<b>Linhas AT/MT (incluindo ramais, em km)</b>			
Aéreas	58 556	60 009	2,5
AT (60/132 kV)	7 097	7 267	2,4
MT (6/10/15/30 kV)	51 460	52 742	2,5
Subterrâneas	11 352	11 874	4,6
AT (60/132 kV)	357	361	1,1
MT (6/10/15/30 kV)	10 995	11 513	4,7
<b>Postos de Transformação</b>			
Unidades	50 633	52 237	3,2
Potência instalada (MVA)	14 094	14 758	4,7
<b>Redes BT (km)</b>			
Aéreas	120 238	122 726	2,1
Subterrâneas	96 265	98 099	1,9
	23 973	24 627	2,7
<b>Contadores (Unidades)</b>			
AT e MT	5 902 787	6 010 366	1,8
BT e BTE	24 046	24 644	2,5
	5 878 741	5 985 722	1,8

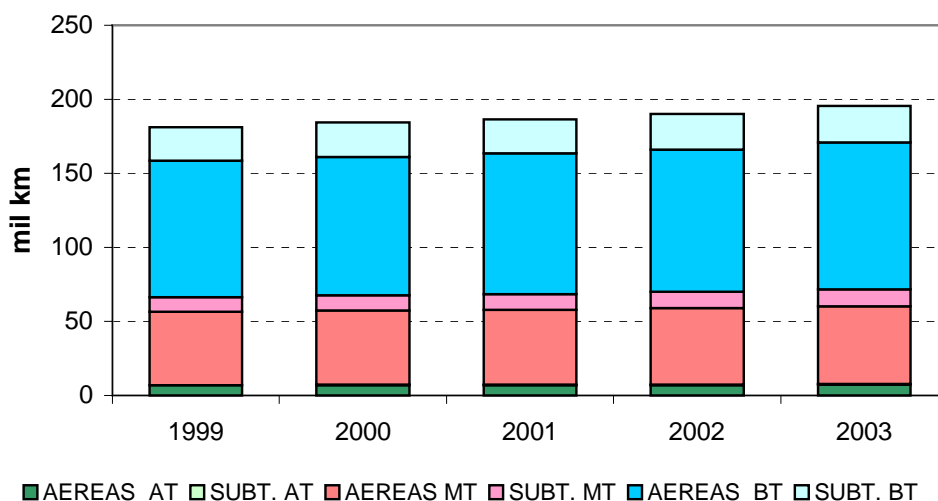
No final do ano de 2003 havia 13 450 MVA instalados em 377 subestações, enquanto que a potência instalada em postos de transformação era de 14 758 MVA, com 52 237 transformadores.

### CAPACIDADE INSTALADA



Em 31 de Dezembro de 2003, as linhas de alta e média tensão tinham uma extensão de 71 884 km, sendo 60 009 km aéreas (83,5%) e 11 874 km subterrâneas (16,5%). Nas redes de baixa tensão estavam em exploração 122 726 km de rede, dos quais 24 627 km (20,1%) eram cabos.

### Redes Aéreas e Subterrâneas

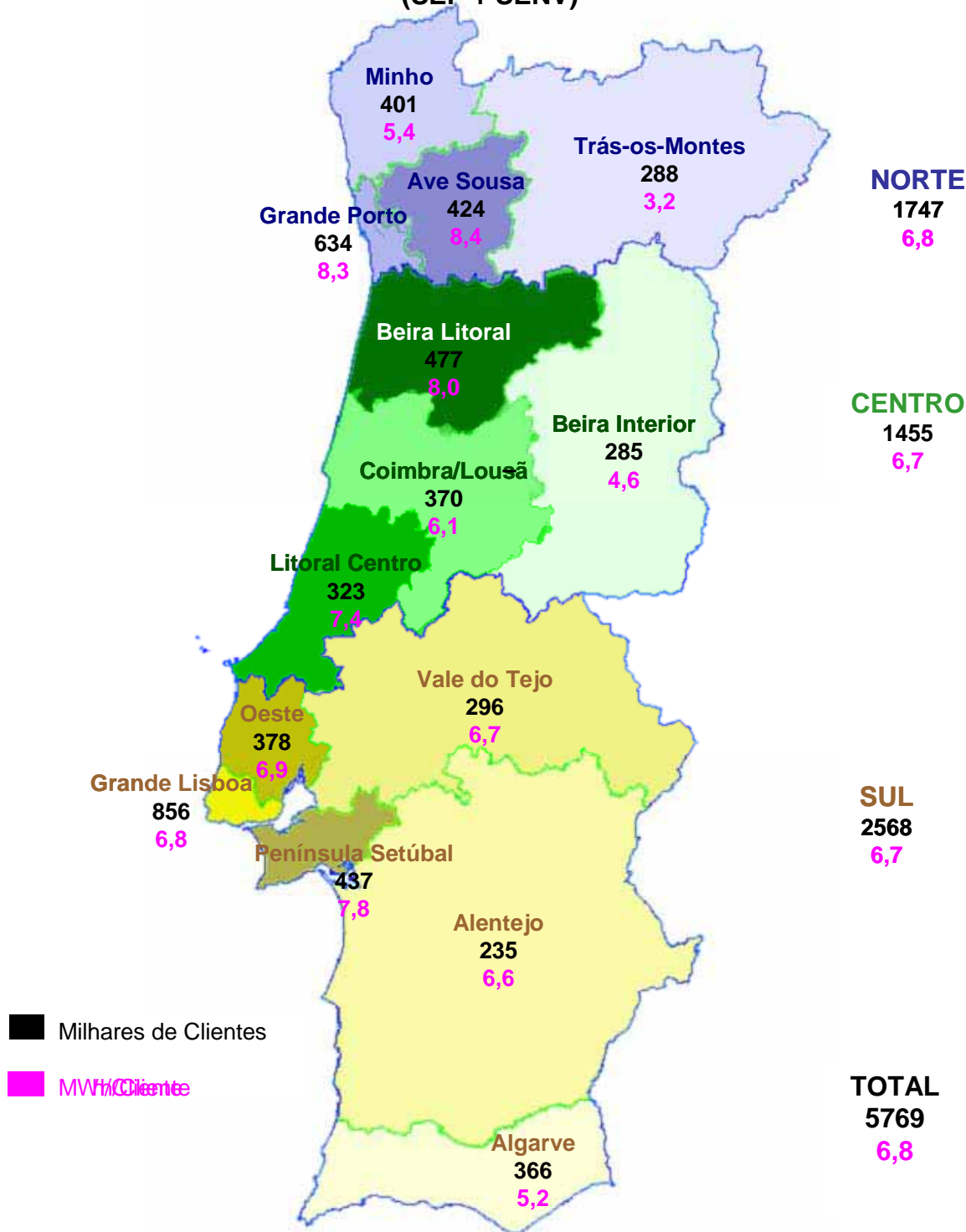


### 2.2. CLIENTES E CONSUMOS DE ELECTRICIDADE

Em 31 de Dezembro, a EDP Distribuição tinha cerca de 5 769 milhares de clientes utilizadores das suas redes dos quais 1 919 pertenciam ao Sistema Eléctrico não Vinculado.

Estando a Empresa organizada, em termos territoriais, em três Direcções de Serviços de Rede (Norte, Centro e Sul), 14 Áreas de Rede e 39 Unidades de Rede, apresenta-se de seguida a distribuição do número de clientes e respectivos consumos por Área de Rede.

**Áreas de Rede – Número de Clientes e Consumo/Cliente – 2003  
(SEP + SENV)**



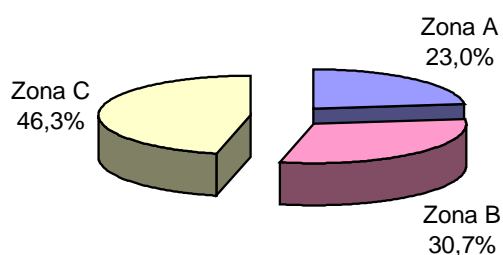
O RQS actualmente em vigor, à semelhança do anterior, estabelece para as localidades do País três zonas geográficas (zonas A,B,C) às quais estão associados diferentes padrões de Qualidade de Serviço. No entanto, os critérios de classificação das

localidades, estabelecidos em 2003, introduziram um aumento do número de localidades incluídas em zonas nas quais os padrões de Qualidade de Serviço são mais exigentes.

O artigo 8º do RQS para além de fazer a caracterização das zonas, em função do número de clientes existente nas localidades<sup>(1)</sup>, define a sua estabilização por um período não inferior a quatro anos. A distribuição de clientes pelas diversas zonas é a que se apresenta no gráfico seguinte

### Distribuição de Clientes por Zonas

(situação em 31 de Dezembro de 2003)



(1) - Zona A: capitais de distrito e localidades com mais de 25 mil clientes (anterior RQS – localidades com mais de 25 mil clientes);  
Zona B: localidades com um número de clientes compreendido entre 2 mil e quinhentos e 25 mil (anterior RQS – localidades com um número de clientes compreendido entre os 5 mil e os 25 clientes);  
Zona C: restantes localidades.



### 3. GRAU DE SATISFAÇÃO DOS CLIENTES

Com o objectivo de avaliar o grau de satisfação dos seus clientes, a EDP Distribuição realizou de novo, em 2003, inquéritos de satisfação à qualidade do fornecimento de energia eléctrica, assim como de alguns serviços conexos.

#### 3.1. CLIENTES EMPRESARIAIS

Em finais de 2003, a EDP Distribuição realizou um novo inquérito de imagem junto dos seus clientes empresariais, segmento que continua a manifestar especiais requisitos e atenção ao tema da qualidade de serviço.

A informação foi recolhida através de um questionário auto-administrado, enviado a 47 086 clientes BTE, MT, AT e MAT do SEP<sup>(2)</sup> e a 1 607 clientes do SENV, tendo sido recebidas, entre 1 de Novembro e 31 de Dezembro, 10 671 respostas consideradas válidas.

Em termos de questionário optou-se por dois modelos:

- para os clientes MT com consumos acima de 1 GWh/ano, recolheu-se apenas informação sobre o desempenho técnico da EDP Distribuição;
- para todos os demais, procurou-se, além dessa, obter igualmente informação sobre o desempenho comercial da EDP Distribuição.

Apesar do estudo não constituir um censo, não permitindo inferência estatística, e representando *apenas* a avaliação dos clientes que responderam ao inquérito, os clientes que responderam manifestaram em todos os itens uma apreciação positiva, uma vez que na escala utilizada a fronteira satisfação/insatisfação se situa nos 2,5.

As pontuações apresentadas representam as médias das respostas efectivas, na ordem crescente das escalas utilizadas. Por exemplo, numa escala de 1 a 5, o valor 1 corresponde a “Nada” e 5 a “Muito”.

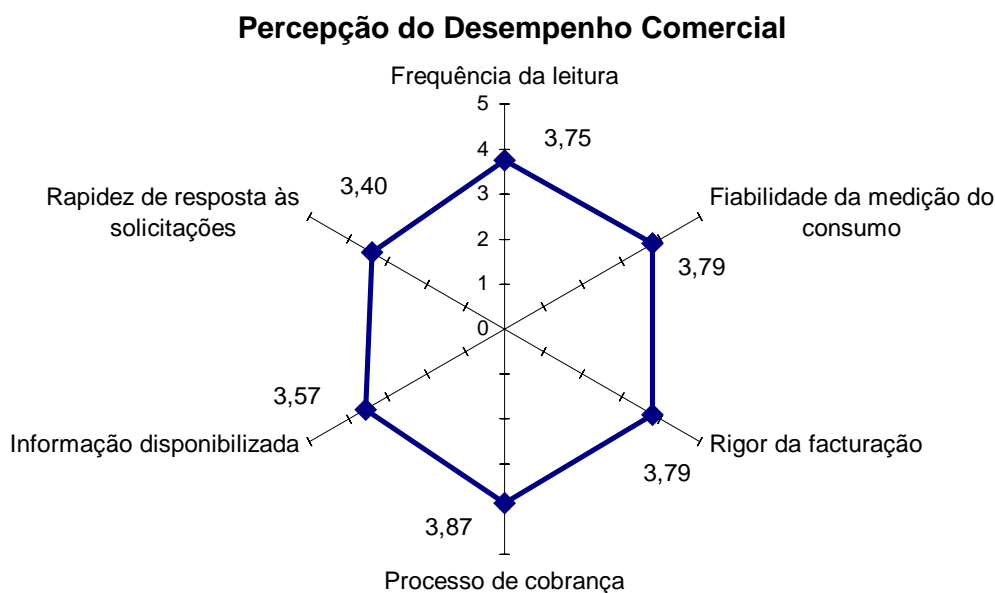
Por não ser possível esclarecer a significância estatística quanto a diferenças dos resultados deste inquérito com os obtidos em anos anteriores não é feita qualquer análise comparativa.

---

<sup>(2)</sup> – Foram excluídos os contratos referentes a instalações do Grupo EDP.

## Barómetro de Desempenho Comercial

A análise dos resultados obtidos permite uma vez mais concluir que, em termos globais, os clientes que responderam ao inquérito têm uma apreciação positiva do desempenho comercial da EDP Distribuição, apesar das empresas abrangidas serem apenas as pequenas e médias empresas<sup>(3)</sup>.



Nota: 1 nada satisfeito; 5 muito satisfeito

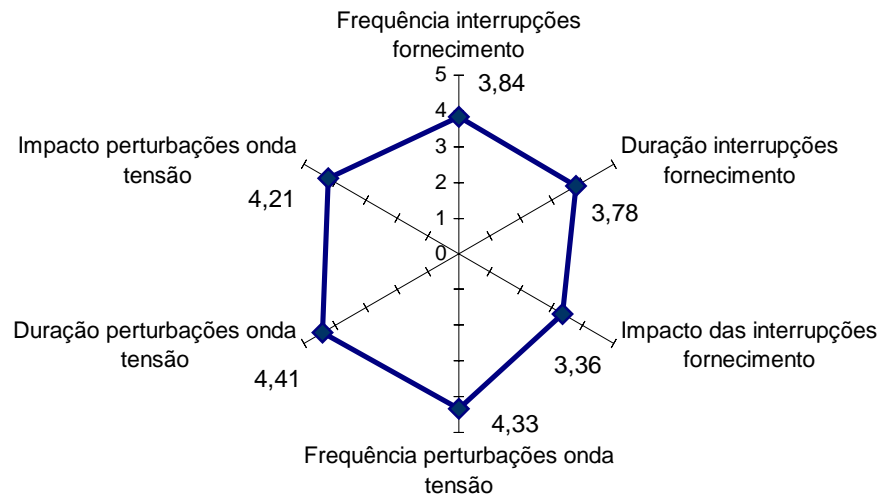
Os indicadores em relação aos quais os clientes revelaram menor grau de satisfação dizem respeito à “informação disponibilizada”, em que, ainda assim, 58% dos clientes manifestaram estar satisfeitos ou muito satisfeitos, e à “rapidez de resposta às solicitações”, em que apenas 14% dos clientes manifestaram estar pouco ou nada satisfeitos com a rapidez com que a Empresa responde às solicitações.

## Barómetro de Desempenho Técnico

A análise dos resultados obtidos permite concluir que, em termos globais, os clientes que responderam ao inquérito, continuam a ter uma apreciação positiva relativamente ao desempenho técnico da EDP Distribuição.

<sup>(3)</sup> - Em termos de “desempenho comercial” optou-se por inquirir apenas os clientes BTE e os clientes MT com consumos inferiores a 1 GWh/ano.

## Percepção do Desempenho Técnico

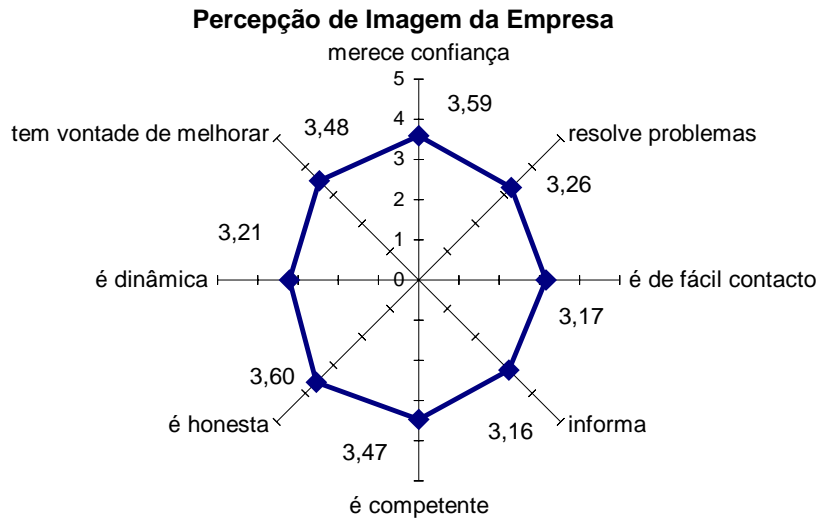


Nota: 1 muito grande; 5 não verificado

Dos clientes que responderam ao inquérito 39% referiram não ter registado interrupções de fornecimento, enquanto 64% manifestaram não ter registado a existência de perturbações da onda de tensão.

### Barómetro de Imagem

Dentro da escala utilizada a EDP Distribuição regista, junto destes clientes empresariais, uma apreciação claramente positiva, sendo o item “que informa” o que apresenta o valor mais desfavorável. Os indicadores mais favoráveis referem-se aos itens “é honesta” e “merece confiança”.



Nota: 1 totalmente em desacordo; totalmente de acordo

### Barómetro de Desempenho Global

Em termos de cumprimento das obrigações por parte da Empresa, 50% dos clientes que responderam ao inquérito manifestaram a opinião de que a Empresa tem cumprido totalmente. Quanto à qualidade da energia eléctrica 70% dos clientes consideraram estar a EDP Distribuição “perto ou muito perto do ideal” enquanto que 63% referiram estar, em termos globais, “satisfeito ou muito satisfeito” com os serviços prestados. Questionados relativamente ao posicionamento da EDP Distribuição face a uma empresa que considerassem ideal, mais de 50% dos clientes consideraram a Empresa “perto ou muito perto do ideal”.

Não é demais sublinhar de novo que as respostas obtidas não são necessariamente representativas do universo dos clientes empresariais da EDP Distribuição, uma vez que apenas se referem aos clientes que responderam a este inquérito. Por este facto, não se faz qualquer comparação com idênticos inquéritos realizados em 2001 e 2002. Por outro lado, é de referir que os resultados obtidos poderão dar uma imagem menos positiva do que a associada ao total da população de clientes, na medida em que seja legítimo considerar que os que efectivamente responderam correspondem aos clientes menos satisfeitos, isto é, àqueles que teriam maior motivação para apontar os aspectos menos positivos em termos do desempenho da EDP Distribuição.

É de realçar que, relativamente aos clientes que responderam aos inquéritos, se observa “genericamente” uma melhor percepção do desempenho da EDP Distribuição.

## 3.2. CLIENTES DOMÉSTICOS

No que se refere aos clientes domésticos realizou-se de novo, em 2003, um estudo de mercado no sentido de avaliar a satisfação dos clientes domésticos da EDP Distribuição, bem como a qualidade, por eles apercebida, quanto aos produtos e serviços oferecidos pela Empresa. Foi adoptada mais uma vez a metodologia do projecto ECSI – Portugal. Esta metodologia, recomendada pela EU, permite comparar o índice global de satisfação de diversos sectores de actividade, quer no mesmo País quer em Países diferentes.

A recolha dos dados ocorreu no decurso do 2º semestre de 2003, através de entrevistas telefónicas e a população abrangida foi a dos clientes domésticos da EDP Distribuição activos à data do início do trabalho de campo. A dimensão da amostra foi de cerca de 4 700, com intervalo de confiança de 95% e uma margem de erro máxima de 2,33. Procedeu-se a uma supervisão e controlo de qualidade das entrevistas através de reinquirição, parcial, de 20% da amostra.

### 3.2.1. Resultados do inquérito

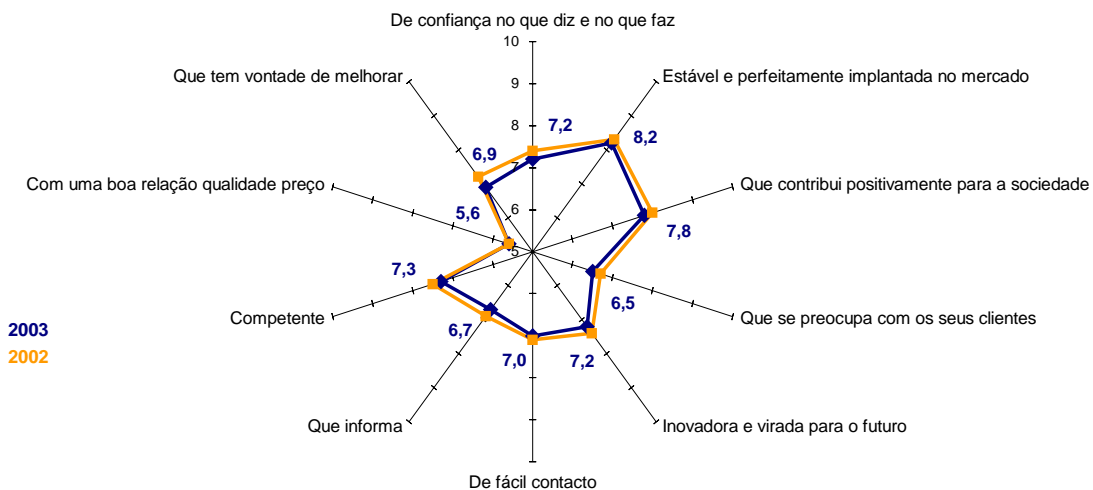
Os elementos obtidos nas respostas às entrevistas foram objecto das análises habituais de um estudo de mercado, apresentando-se de seguida os resultados obtidos com o inquérito. Ao mesmo tempo faz-se a comparação com os valores obtidos em idêntico estudo realizado em 2002.

De referir que, em termos práticos, em todas as comparações a efectuar, diferenças com valor absoluto igual ou inferior a 0,2 não têm significância estatística.

#### Imagem Institucional

A imagem institucional foi “medida” a partir dum conjunto de indicadores, que foram presentes aos entrevistados tendo-se-lhes pedido que, usando uma escala de 1 (discordo totalmente) a 10 (concordo totalmente), classificassem a EDP Distribuição. Os resultados obtidos, permitem concluir que os indicadores com maior valor médio continuam a ser os referentes a “empresa estável e perfeitamente implantada no mercado” e “que contribui positivamente para a sociedade”. O indicador com menor valorização média é de novo o de empresa “com uma boa relação qualidade/preço”.

## Imagem institucional da EDP



### Expectativas

As expectativas pretendem integrar a informação que os clientes têm do passado, baseada na sua própria experiência, na informação de terceiros ou ainda em campanhas publicitárias e de promoção. Pede-se, assim, ao cliente, para pensar nas expectativas globais que tinha sobre a EDP Distribuição há seis meses. O valor médio obtido para esta variável foi de 6,7 (6,6 em 2002).

### Qualidade Apercebida

A qualidade dos serviços prestados pela Empresa, que é apercebida pelos clientes, é baseada na sua experiência actual e é medida com base num conjunto de indicadores.

Os resultados obtidos em termos dos valores médios dos vários indicadores, sintetizam-se de seguida:

	Valor	Médio
	2003	2002
Qualidade Global	7,3	7,4
Qualidade dos Produtos e Serviços		
Qualidade do fornecimento de energia eléctrica	7,2	7,2
Qualidade do serviço associado	7,3	7,5
Qualidade do Atendimento		
Atendimento e capacidade de aconselhamento telefónico	7,0	7,1
Atendimento e capacidade de aconselhamento em lojas ou dependências	6,8	6,9
Acessibilidade		
Por via de novas tecnologias	7,3	7,5
Acessibilidade e disponibilidade das lojas e dependências	6,4	6,4
Qualidade da Informação Fornecida e Facturas		
Clareza e transparência da informação fornecida	7,0	7,2
Facilidade no entendimento das facturas	7,6	7,9
Qualidade da Leitura e Determinação do Consumo		
Forma como é facturado o consumo	6,7	7,5
Facilidade de utilização do serviço de comunicação telefónica da leitura	7,9	7,8
Confiança na forma como é facturado o consumo	7,3	7,6
Qualidade nas Formas de Pagamento		
Proporção de utilizadores da modalidade de pagamento por transferência bancária	59,8%	59,0%
Proporção de conhecedores da modalidade de pagamento "Conta Certa"	72,8%	66,3%
Proporção de conhecedores da modalidade de pagamento "Conta Certa" que utilizam a mesma	39,2%	39,7%
Qualidade do Piquete de Urgência		
Rapidez	6,6	6,1
Competência	7,3	7,2
Correcção	7,7	7,6
Relação Qualidade/Preço		
Valorização da qualidade dado o preço	6,0	5,9
Valorização do preço dada a qualidade	5,4	5,1
Variação de preços face à inflação	4,6	4,8*
Serviço telefónico para tratamento de assuntos comerciais		
Rapidez	7,5	
Atenção	8,1	
Eficácia	7,3	
Acessibilidade	7,9	
Serviço de Comunicação telefónica de falhas de corrente eléctrica		
Rapidez	7,0	6,3
Atenção	7,9	7,6
Eficácia	7,5	7,2

\* - Em 2002 a informação foi recolhida com a terminologia "valorização dos preços face a outros serviços essenciais".

De referir que, em 2003 e em termos de qualidade apercebida, foi introduzido um novo indicador com o objectivo de caracterizar o serviço telefónico para tratamento de assuntos comerciais.

Quanto à iluminação pública 64% dos clientes manifestaram-se satisfeitos com a qualidade da mesma. Dos clientes que manifestaram insatisfação quanto à qualidade da iluminação pública 79% fizeram-no pelo facto de a considerarem “insuficiente” e 37% por considerarem que “existiam muitas avarias”.

### Reclamações

Neste âmbito foi perguntado aos clientes da EDP Distribuição se apresentaram alguma reclamação à Empresa no último ano. Para os que responderam afirmativamente, foi então pedido para avaliarem a resolução da mais recente reclamação efectuada. Aos clientes que não efectuaram nenhuma reclamação foi pedido para pensar em que medida uma hipotética reclamação seria resolvida pela Empresa. Foi usada uma escala de 1 (muito mal resolvida) a 10 (muito bem resolvida) para a classificação.

Relativamente às reclamações apresentadas e à sua resolução, o valor médio que lhe foi atribuído (4,5) é significativamente inferior ao valor da forma como o cliente da EDP Distribuição pensa que seria resolvida uma reclamação (6,6), apesar da percentagem dos clientes que apresentaram uma reclamação ser de apenas 7,3%.

Relativamente aos clientes que apresentaram reclamações, os valores obtidos, registam uma ligeira diferença relativamente aos resultados do inquérito realizado em 2002 (passagem de um valor médio de 4,3 em 2002 para um valor médio de 4,5 em 2003). Este resultado é consequência das acções de melhoria entretanto introduzidas ao processo de tratamento de reclamações, processo este que continua a ser objecto de uma constante monitorização.

### Satisfação Global

A satisfação global é medida pelas seguintes variáveis:

- “Satisfação global” (grau de satisfação global tendo em conta toda a experiência como cliente da EDP Distribuição);
- “Concretização das expectativas” (o conjunto das expectativas a ser satisfeito, considerando a totalidade de produtos e serviços disponíveis);



- “Distância à empresa fornecedora de energia eléctrica ideal” (ou seja, a empresa perfeita em todos os aspectos).

### Satisfação Global do Cliente da EDP Distribuição

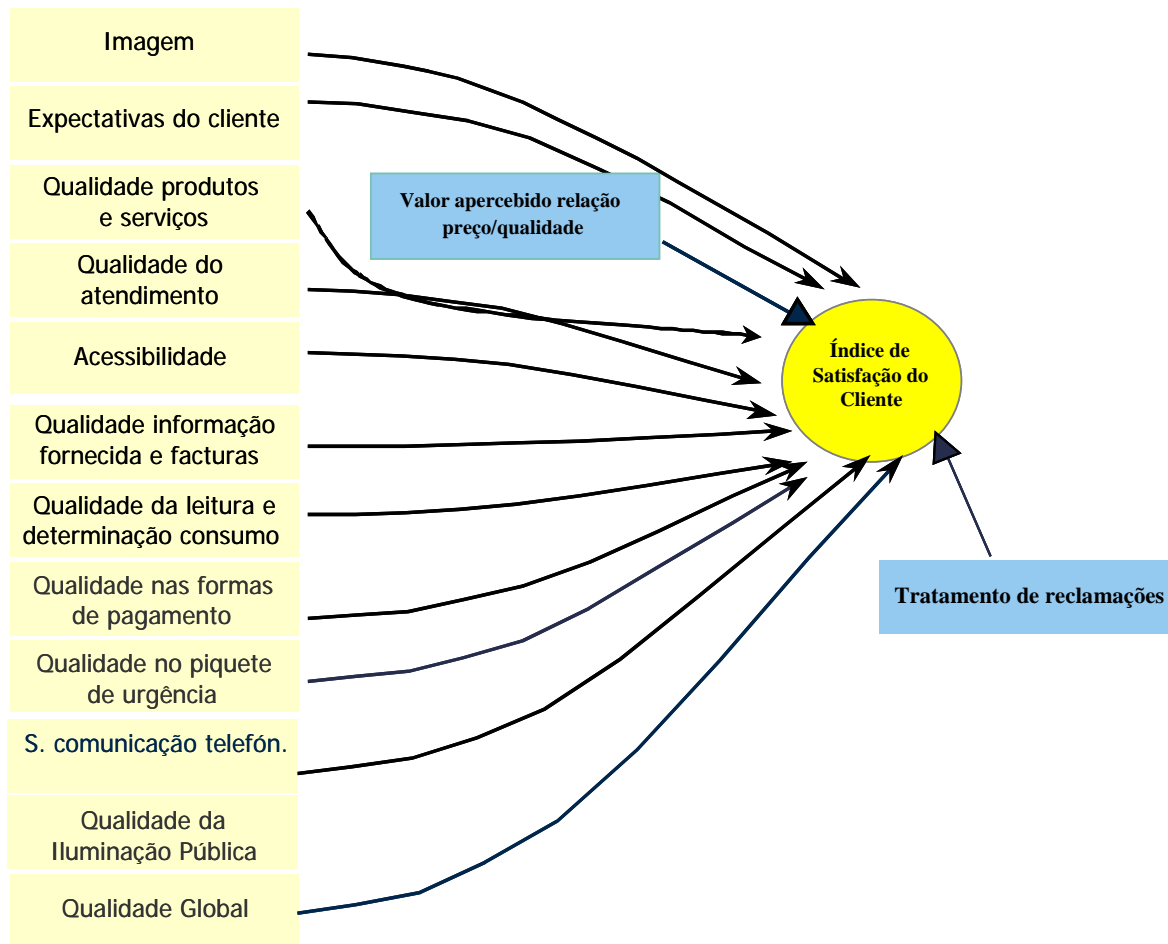


O indicador “satisfação global” registou o valor de 6,9 (7,0 em 2002), enquanto que em termos de “realização das expectativas” o indicador registou o valor de 6,4 em 2002 e 6,5 em 2003.

#### 3.2.2. Modelo de Satisfação do Cliente

O tratamento estatístico apresentado no ponto 3.2.1 não permite identificar ou quantificar relações de causalidade entre os diversos factores ou componentes identificados. Neste contexto, os dados disponibilizados pelas entrevistas foram também utilizados para estimar a satisfação do cliente através do modelo econométrico de equações simultâneas e variáveis latentes já utilizado em 2002. As variáveis que integram o modelo são as que se apresentam no esquema seguinte.

Por impossibilidade de apresentar graficamente a totalidade dos impactos do modelo, optou-se por apresentar no esquema, unicamente, os impactos sobre a satisfação e as reclamações. Em particular, foram considerados potenciais impactos directos da imagem, expectativas, qualidade apercebida, valor apercebido (relação preço/qualidade) e tratamento de reclamações sobre a satisfação.



O modelo é constituído por dois sub-modelos: o modelo estrutural<sup>(4)</sup>, que integra as relações entre as diversas variáveis (sendo a satisfação a variável central) e o modelo de medida<sup>(5)</sup>, que relaciona aquelas variáveis com as variáveis de medida. Uma vez

<sup>(4)</sup> - A forma geral do modelo **estrutural** é dada por:

$$\eta = \beta\eta + \gamma\xi + \nu$$

onde  $\eta' = (\eta_1, \eta_2, \dots, \eta_{15})$  representa o vector das variáveis latentes endógenas,  $\xi' = (\xi_1, \xi_2)$  o vector das variáveis latentes exógenas (imagem e tratamento de reclamações),  $\nu$  o erro aleatório,  $\beta = [\beta_{ij}]$  e  $\gamma = [\gamma_{ij}]$  são matrizes de parâmetros designados por coeficientes de impacto que estabelecem as relações entre as variáveis, permitindo estimar as alterações na variável latente  $i$  decorrentes de uma variação unitária do índice da variável  $j$ .

<sup>(5)</sup> - O modelo de **medida** que relaciona as variáveis latentes com as variáveis de medida pode-se escrever na forma seguinte:

$$y_{ij} = \lambda_{yij}\eta_i + \varepsilon_{ij}, \quad i = 1, \dots, 15; j = 1, \dots, H_i$$

$$x_{ij} = \lambda_{xij}\xi_i + \delta_{ij}, \quad j = 1, \dots, G_i$$

onde  $\mathbf{y}'_i = (y_{i1}, \dots, y_{iH_i})$  representa o vector das variáveis de medida associadas à variável latente endógena  $\eta_i$ , e  $\mathbf{x}'_i = (x_{i1}, \dots, x_{iG_i})$  o vector das variáveis de medida associadas às variáveis latentes exógenas  $\xi_i$ ;  $H_i$  e  $G_i$  representam o número de variáveis de medida associadas a  $\eta_i$  e a  $\xi_i$ , respectivamente. O parâmetro  $\lambda_{yij}$  representa o peso da variável de medida  $j$  no cálculo da variável latente  $i$ . A soma dos pesos associados ao índice de cada variável latente é igual à unidade.

De salientar que nos estudos de mercado tradicionais estes pesos são fixados arbitrariamente, o que conduz a um elevado grau de subjectividade nos resultados.

que as variáveis do modelo estrutural são variáveis latentes, não sendo portanto objecto de observação directa, cada uma destas variáveis tem de ser associada ao conjunto de indicadores obtidos através do questionário (designados por variáveis de medida).

O modelo a estimar é constituído pelas equações do modelo **estrutural** e do modelo de **medida**. Dadas as dificuldades de estimação deste modelo – a presença de variáveis latentes que não são observadas, a distribuição de frequências das variáveis de medida que não é habitualmente simétrica, a existência de multicolinearidade entre os valores das variáveis de medida e o facto das variáveis de medida não serem contínuas (assumindo apenas um número finito de valores), não é aconselhável a utilização dos métodos tradicionais de estimação, como é o método de máxima verosimilhança. Assim, foi adoptada neste estudo a metodologia do projecto ECSI – Portugal (Sistema de medida da qualidade dos bens e serviços disponíveis no mercado nacional, pela via satisfação do cliente), baseada na utilização do método dos mínimos quadrados parciais (PLS-Partial Least Squares) - método de estimação simultânea particularmente vocacionado para este tipo de modelos. É de referir que a utilização deste método é defendida pela União Europeia, para este tipo de estudos de opinião.

Os diversos índices são produzidos numa escala de 0 a 100, convencionando-se que os índices inferiores a 40 têm um carácter negativo e os índices iguais ou superiores a 60, um carácter positivo.

No gráfico seguinte apresentam-se os índices médios para as variáveis latentes analisadas<sup>(6)</sup>. As variáveis que apresentam maior índice (acima de 70) são referentes à qualidade apercebida no que se refere ao **serviço de comunicação telefónica** quer para o tratamento de assuntos comerciais quer para comunicação de falhas de corrente.

A variável que possui menor índice é a relação qualidade/preço ou **valor apercebido**, aliás o que vem confirmar o que já havia sido observado aquando da análise descritiva dos resultados dos inquéritos. De facto, os indicadores relativos a “qualidade/preço” em termos quer da “qualidade apercebida” quer da “imagem institucional” são os piores no conjunto de todos os indicadores.

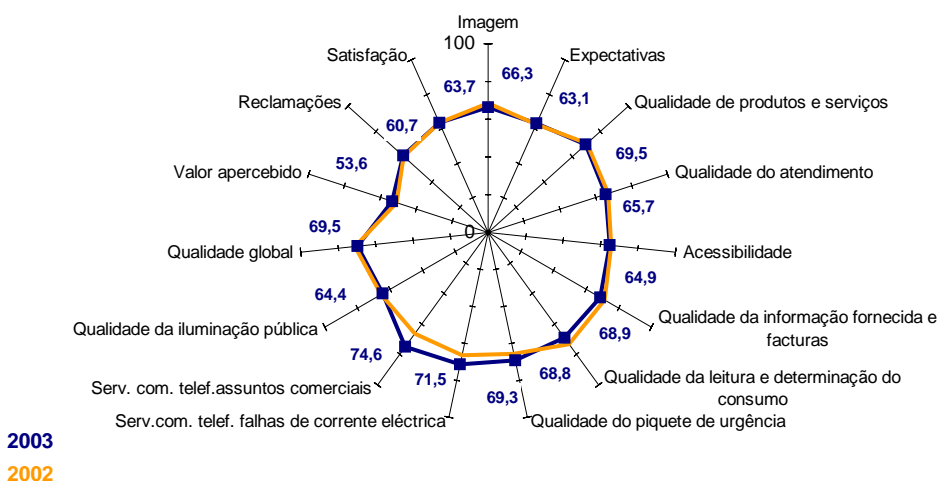
---

<sup>(6)</sup> – Optou-se por não representar as variáveis relativas à “qualidade nas formas de pagamento” (Utilização de Transferência Bancária e Utilização Conta Certa) devido ao seu carácter específico, ou seja, por representar uma proporção de utilizadores da ordem dos 60% e 39% respectivamente.

De referir que entre 2002 e 2003 se registou uma diminuição dos valores dos índices médios das variáveis relativas a facturação a saber “**qualidade da informação fornecida e facturas**” e “**qualidade da leitura e determinação do consumo**” o que estará associado à entrada em pleno, de todas as valências do sistema comercial, implicando nesse processo a rotura com os sistemas anteriores.

As restantes variáveis apresentam índices médios bastante homogéneos variando entre 60,7, para as **reclamações** e 69,5 para a **qualidade de produtos e serviços** e **qualidade global**.

### Índices médios



## 4. QUALIDADE DE SERVIÇO DE ÂMBITO COMERCIAL

### 4.1. BALANÇO DA APLICAÇÃO DO REGULAMENTO DA QUALIDADE DE SERVIÇO

As profundas alterações no mercado energético nas quais se enquadram a definição e publicação do Regulamento da Qualidade de Serviço, determinaram a necessidade de novos sistemas informáticos, pelo que a EDP em geral e a EDP Distribuição em particular realizaram, nos últimos anos e neste domínio, avultados investimentos.

Com a introdução dos novos sistemas procedeu-se ao levantamento e à análise exaustivas dos métodos e processos em uso até então, por forma a ser possível identificar e posteriormente ajustar ou substituir os que se revelassem inadequados face à nova realidade.

A introdução de todas estas alterações, indispensáveis para que fosse possível à EDP Distribuição alcançar os objectivos a que se propôs, que se consubstanciam *em mais e melhor serviço com os mais elevados padrões de qualidade*, estão na origem das dificuldades, de certo modo previsíveis, ainda sentidas durante 2003. De facto, a “juventude” dos sistemas informáticos associada à insegurança dos utilizadores, por ainda não dominarem por completo todo o processo, a par das “perturbações” inerentes aos novos métodos e processos, contribuíram para alguns resultados menos favoráveis, ocorridos em 2003, no âmbito do cumprimento de alguns dos padrões de qualidade de serviço estabelecidos no RQS .

Importa evidenciar a dimensão da tarefa que a Empresa decidiu encetar, em termos de alteração radical dos sistemas de informação e dos métodos e processos, com o objectivo de poder responder de um modo inequívoco a todas as solicitações e expectativas dos seus clientes, esperando-se que já no ano de 2004 seja possível alcançar e consolidar uma performance clara e generalizada em termos de satisfação, global, dos nossos clientes.

### 4.2. RELACIONAMENTO COM OS CLIENTES

No âmbito do relacionamento com os clientes continuou-se, durante o ano de 2003, a investir no melhoramento dos diferentes canais de acesso à Empresa, designadamente através da abertura, em Coimbra, de mais uma Loja do Cidadão, da implementação de 45 Postos de Atendimento ao Cidadão (PAC's), em parceria com as Autarquias e sob o

patrocínio da IGLC (Instituto para a Gestão das Lojas de Cidadão), para além do alargamento da rede de Pontos de Energia e de cobrança através da *PayShop*.

A dinamização do relacionamento com os clientes realizou-se, também, pela edição actualizada de folhetos de informação comercial com a explicação, generalizada, das alterações introduzidas na factura em sequência da implementação total do novo sistema comercial IS-U (*Industrial Solutions for Utilities*).

É igualmente de salientar a participação da Empresa em diversas Feiras e Exposições, bem como na organização das semanas EDP nas Lojas do Cidadão.

Por fim, é de referir o investimento realizado no acompanhamento e divulgação das novas tecnologias de informação, designadamente no site da EDP, na internet, através da publicação de novos conteúdos e funcionalidades, principalmente de natureza comercial, para o que se estabeleceram parcerias com outros “portais” tendo-se procedido à divulgação da Loja Virtual junto de um conjunto significativo de Municípios.

#### 4.3. INDICADORES GERAIS DE QUALIDADE DO RELACIONAMENTO COMERCIAL

Apesar de todo o trabalho levado a cabo e de todas as expectativas por nós alimentadas, ao longo de 2003, registaram-se ainda mais algumas “perturbações” sendo de sublinhar as que resultaram da publicação já em pleno 1º trimestre de 2003 de um novo Regulamento da Qualidade de Serviço, no qual foram definidos limiares mais exigentes para a maioria dos padrões relativos aos indicadores de Qualidade de Serviço. De referir que, quer aplicações, quer procedimentos, quer objectivos estavam costumizados para o anterior regulamento, pelo que todos os esforços que estavam sendo canalizados para ultrapassar as dificuldades experimentadas no final do ano de 2002, revelaram-se insuficientes ao terem sido fixados, pelo novo RQS, objectivos mais exigentes. Estas dificuldades foram acrescidas pelo facto do referido regulamento, apesar de ter sido publicado em Fevereiro, ter tido efeitos retroactivos a 1 de Janeiro, nomeadamente, em termos de verificação do cumprimento dos padrões de qualidade.

Por outro lado, nos finais do mês de Junho ocorreu a entrada, em pleno, de todas as valências do sistema comercial, implicando nesse processo a rotura total com os sistemas anteriores bem como com os respectivos métodos e processos.

Estes factos, aliados à “juventude” dos sistemas informáticos, e consequentes dificuldades na estabilização da informação de gestão obtida a partir dos mesmos, a par

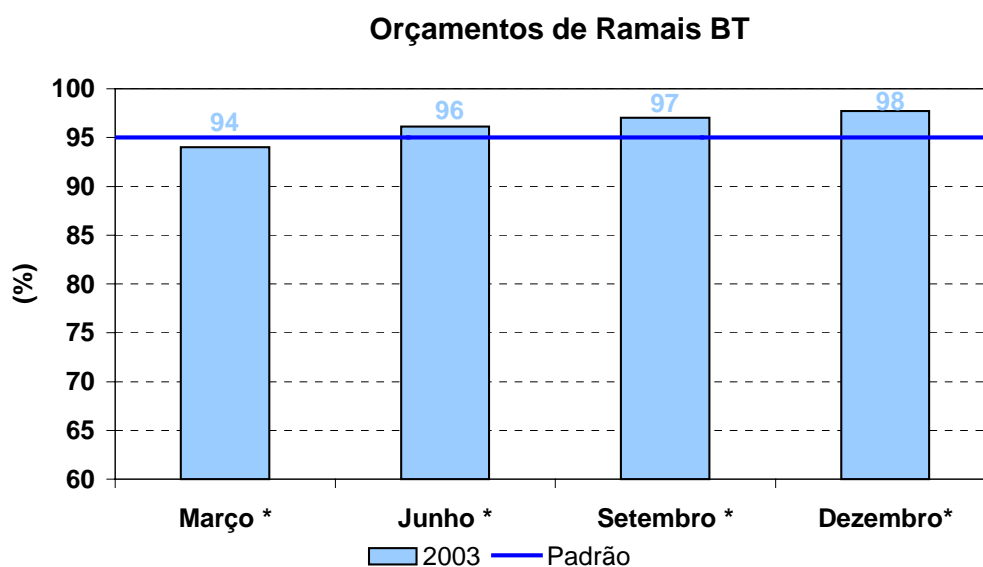
da insegurança dos utilizadores para além das dificuldades inerentes aos novos métodos e processos, contribuíram para que, em 2003, se verificassem ainda algumas insuficiências ao nível dos indicadores de desempenho relativos à qualidade de serviço de âmbito comercial.

Merecem igualmente referência as dificuldades que ainda foram sentidas em 2003, na estabilização e integração de repositórios de informação residentes em diferentes sistemas (casos do *IS-U* com o módulo SAP relativo à *Gestão de Projectos de Investimento*).

Todas estas dificuldades fizeram com que só muito perto do final do ano fosse possível perceber a evolução real de alguns dos indicadores relativos à qualidade de serviço, pelo que os ajustamentos entretanto implementados só deverão vir a surtir efeito, no decurso do ano de 2004.

#### Ramais e Chegadas BT

Através do gráfico seguinte apresenta-se a evolução do indicador “Orçamentos de Ramais e Chegadas de Baixa Tensão elaborados no prazo máximo de 20 dias úteis”.

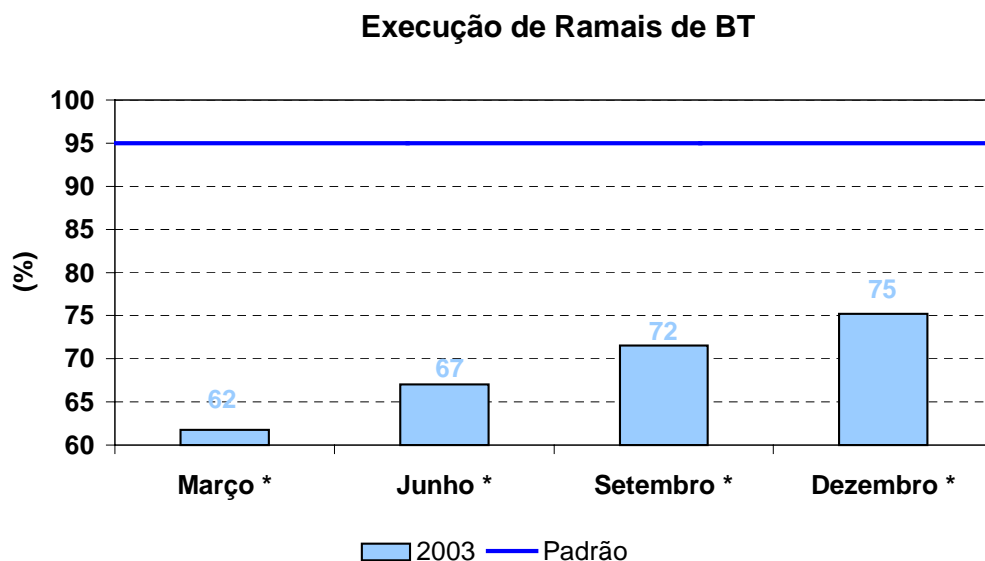


\* Valores acumulados.

Durante o ano de 2003 verificou-se uma evolução positiva, tendo-se logrado ultrapassar, em 3 p.p, o indicador definido pelo RQS.

O resultado alcançado é consequência de uma acção constante e concertada ao longo do ano.

No gráfico que se apresenta em seguida é efectuada a análise da execução dos Ramais e Chegadas de Baixa Tensão através do indicador “Ramais e Chegadas de Baixa Tensão executados no prazo máximo de 20 dias úteis”.



Da análise deste indicador constata-se as dificuldades sentidas durante 2003, as quais são consequência por um lado da alteração do padrão (em 2002 o prazo de execução considerado para o cálculo do padrão era de 30 dias úteis, tendo passado em 2003, com o novo RQS, para 20 dias úteis) e por outro das profundas alterações efectuadas ao nível dos sistemas informáticos, que necessitam de mais algum tempo para serem completamente ultrapassadas.

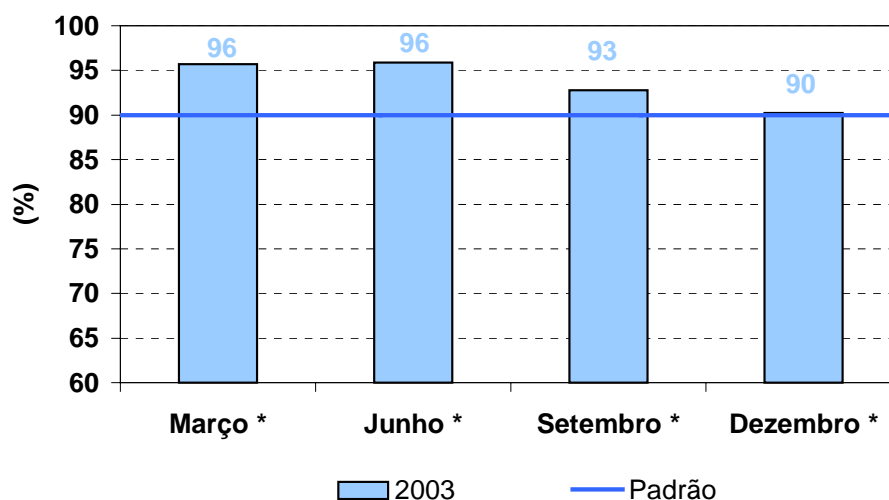
De referir a existência, durante o ano de 2003, de acções tendentes a sensibilizar todos os operadores e agentes no terreno, na generalidade prestadores de serviço, para a necessidade, fundamental, de todos os procedimentos serem cumpridos de forma rigorosa.

### Ligações à rede de Baixa Tensão

A evolução do indicador “Ligações à rede de Baixa Tensão executadas no prazo máximo de 2 dias úteis após celebração do contrato de fornecimento de energia eléctrica” encontra-se representada no gráfico seguinte.



## Ligação Clientes BT



\* Valores acumulados.

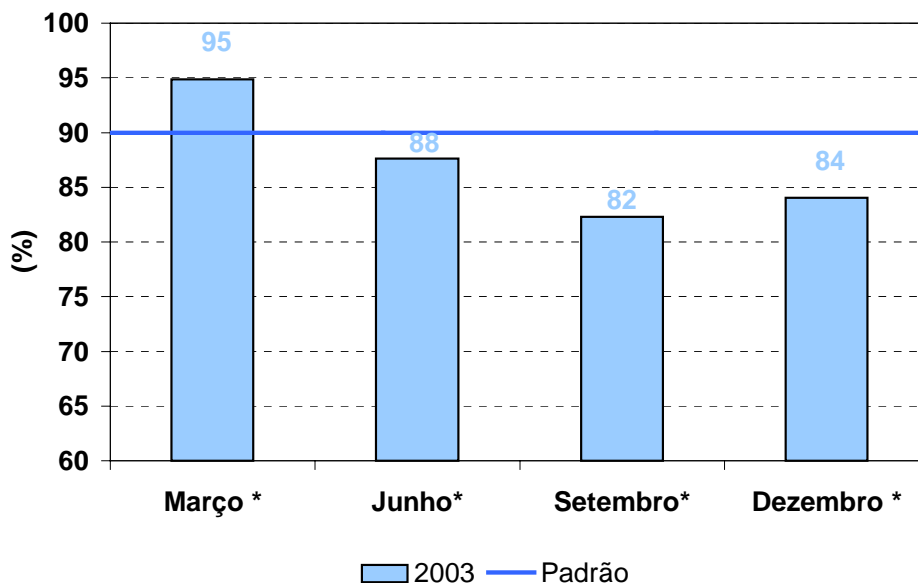
Com a entrada, no final do 2º trimestre, do segundo produtivo do *IS-U*, o indicador relativo às ligações à rede de BT, embora cumprindo o regulamento, registou uma evolução negativa, em resultado de, no novo sistema comercial, não ter sido possível expurgar as situações em que, por solicitação do cliente, o contador é instalado para além do prazo dos dois dias regulamentares. De referir ainda que no caso deste indicador as Normas Complementares publicadas em Novembro de 2003 vieram alterar de forma significativa a respectiva metodologia de cálculo, tendo sido necessário introduzir, de novo, ajustamentos à sua forma de cálculo.

Contudo, as situações de perturbação referidas anteriormente encontram-se ultrapassadas, o que permite perspectivar uma evolução mais positiva do indicador em 2004.

### Atendimento Presencial

Relativamente aos “Atendimentos com tempos de espera até vinte minutos nos centros de atendimento”, verificou-se durante 2003 a seguinte evolução:

### Atendimento Presencial



\* Valores acumulados.

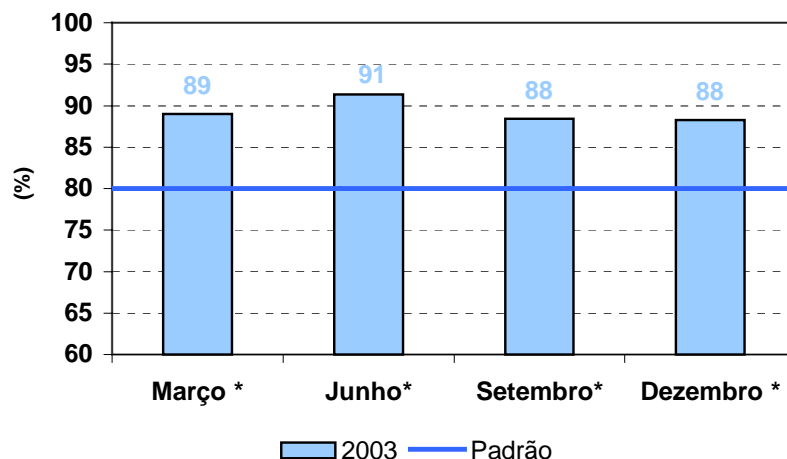
Da análise do gráfico acima constata-se que, em termos acumulados, não foi ainda possível cumprir o padrão definido pelo RQS. A evolução menos positiva resulta por um lado da entrada em vigor em Fevereiro de 2003 do novo RQS que implicou uma alteração do padrão (em 2002 o tempo de espera considerado para o cálculo do indicador era de 30 minutos tendo passado em 2003 para 20 minutos) e por outro da entrada em pleno, no decurso do 2º trimestre de 2003, do sistema comercial, com todas as perturbações que daí advieram, nomeadamente as associadas com a introdução de um novo tipo de factura.

Após este primeiro embate, foi possível começar a recuperação deste indicador. De salientar que no 4º trimestre a percentagem de atendimentos com tempo de espera até 20 minutos já foi de 90% o que permite perspectivar o cumprimento, integral, do padrão no decorrer de 2004.

### Atendimento Telefónico

A evolução, durante o ano de 2003, do indicador relativo aos “Atendimentos com tempo de espera até sessenta segundos no atendimento telefónico centralizado” encontra-se representada no gráfico seguinte:

## Atendimento Telefónico



\* Valores acumulados.

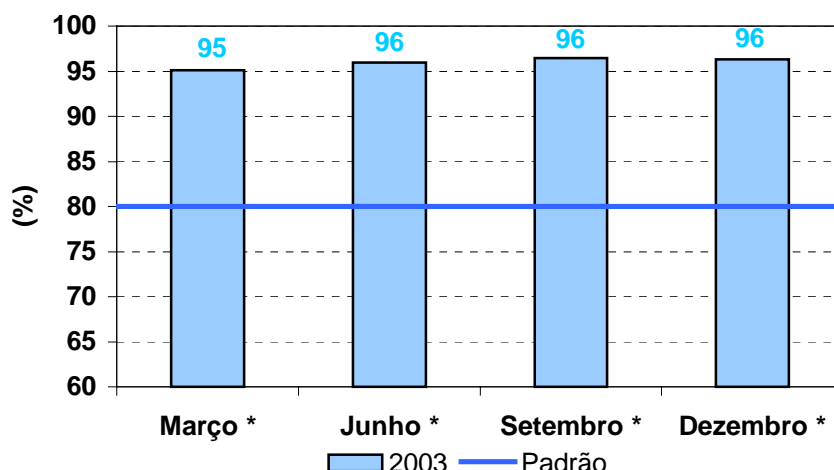
No que concerne ao atendimento telefónico centralizado constata-se que ao longo de 2003 o padrão definido pelo RQS foi sempre ultrapassado, tendo sido possível finalizar o ano com mais 8 p.p. acima do valor do padrão, isto apesar de ter ocorrido, entre 2002 e 2003, uma alteração do padrão (passagem de 75% para 80% do valor da percentagem de atendimentos com tempo de espera inferior a 1 minuto).

De referir que a política adoptada pela EDP Distribuição tem sido a de privilegiar o atendimento telefónico como o canal mais importante de contacto de e com a Empresa. Em coerência com este princípio a EDP Distribuição tem tido a preocupação de seguir as melhores práticas internacionais, o que se tem consubstanciado nos investimentos realizados em instalações e equipamentos bem como os levados a cabo em meios humanos e sua formação (mais de 19 500 horas de acções de formação durante o ano de 2003).

### Reposição de serviço a clientes

A evolução do indicador "Percentagem de clientes com tempo de reposição de serviço até 4 horas, na sequência de interrupções de fornecimento acidentais" foi a seguinte:

## Reposição Serviço a Clientes



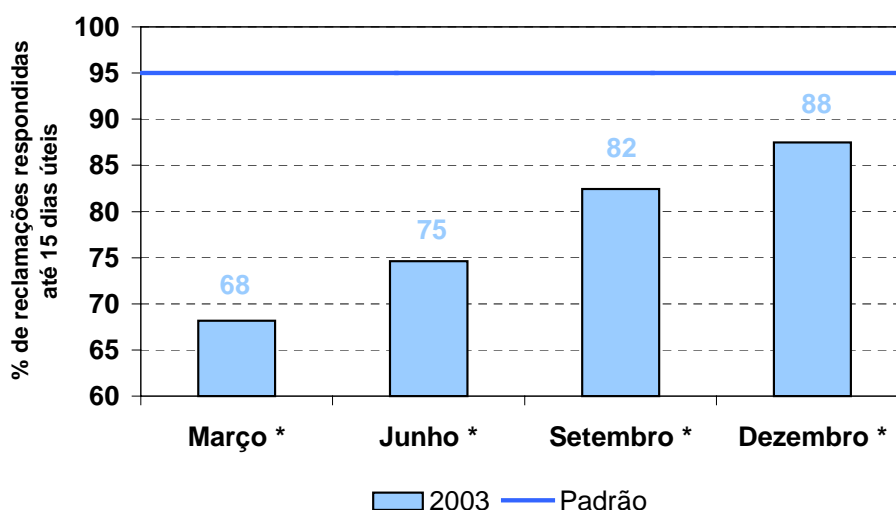
\* Valores acumulados

Através da leitura do gráfico anterior constata-se um desempenho de excelência, tendo sido possível ultrapassar o padrão do RQS em 16 p.p. em resultado das alterações implementadas que permitiram responder de modo célere às expectativas dos nossos clientes.

### Reclamações apreciadas e respondidas

A evolução do indicador relativo às “Reclamações apreciadas e respondidas até 15 dias úteis” encontra-se representada no gráfico seguinte:

## Tratamento de Reclamações



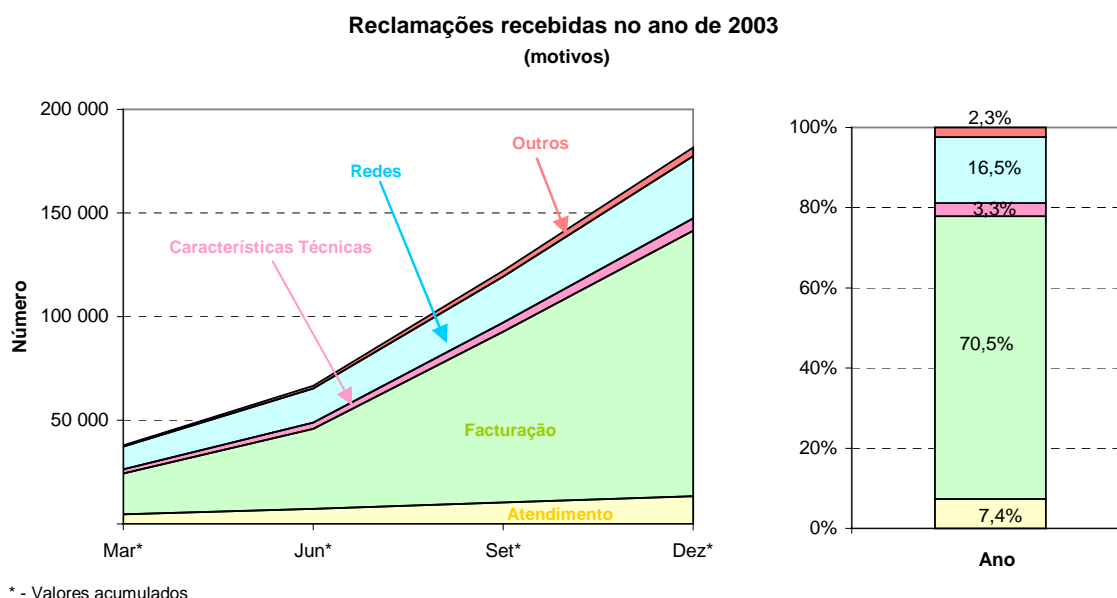
\* Valores Acumulados

O novo RQS veio alterar o valor do padrão em termos do tratamento das reclamações (o prazo considerado no cálculo do padrão era, em 2002, de 20 dias úteis tendo passado

para 15 dias úteis em 2003) o que acarretou alguma perturbação nas rotinas que vinham a ser implementadas e que levaram algum tempo a ser reajustadas à nova realidade. Contudo, e embora ainda não tenha sido possível alcançar o padrão definido pelo RQS constata-se, a partir da leitura dos elementos constantes no gráfico acima, que houve, no período em referência, uma evolução bastante positiva.

Se compararmos o valor do indicador em 2003 relativamente a 2002 (calculado com base nos normativos aplicáveis em cada um daqueles anos) regista-se uma evolução bastante positiva visível na percentagem de reclamações apreciadas e respondidas - cerca de mais 8 p.p do que em 2002.

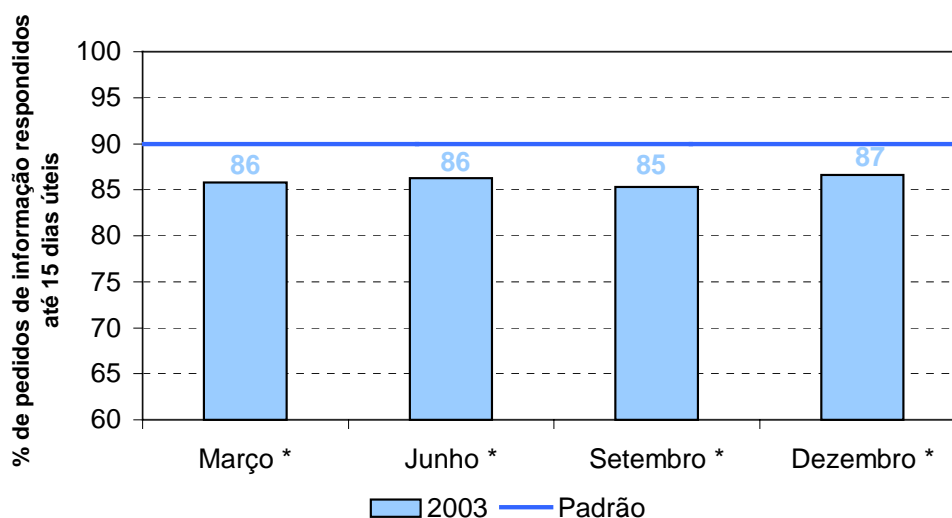
É importante observar a evolução do número de reclamações recebidas ao longo do ano de 2003. No gráfico seguinte é feita uma análise, por trimestre, dos motivos que estiveram na origem das reclamações. De referir que em 2003 foram recebidas um total de 181 680 reclamações das quais mais de 70% foram relativas a questões de “facturação”. O aumento do número de reclamações verificado entre o 2º e o 3º trimestre coincidiu com a entrada do 2º produto do *IS-U* e com o lançamento de um novo tipo de factura que apesar de ter sido objecto de explicação aos clientes, em virtude da sua complexidade, esteve na génese do acréscimo do número de reclamações por motivos relativos a “facturação”.



### Pedidos de informação

Os elementos referentes aos “Pedidos de informação, apresentados por escrito, respondidos até 15 dias úteis” encontram-se representados no gráfico seguinte:

## Pedidos de Informação



### \* Valores Acumulados

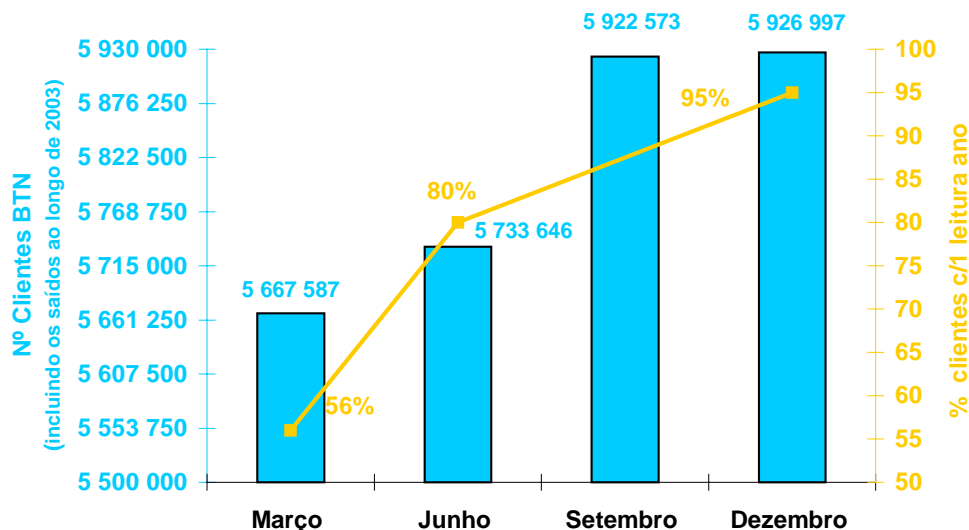
O tratamento dos dados relativos aos pedidos de informação esteve sujeito aos condicionalismos induzidos pela entrada em pleno do novo sistema comercial.

Acresce que o novo RQS alterou igualmente o valor do padrão em termos do prazo para resposta aos pedidos de informação (o prazo considerado no cálculo do padrão era, em 2002, de 20 dias úteis tendo passado para 15 dias úteis em 2003). Contudo, e embora ainda não tenha sido possível alcançar o padrão definido pelo RQS constata-se, quando se compara o valor do indicador em 2003 relativamente ao verificado em 2002 (calculado com base nos normativos aplicáveis em cada um daqueles anos), uma evolução bastante positiva visível na percentagem de pedidos de informação respondidos - cerca de mais 18 p.p. do que em 2002.

Assim, apesar de não ter sido possível atingir o padrão definido pelo RQS, a evolução positiva registada (89% para a percentagem de respostas dadas no prazo de 15 dias no decurso do 4º trimestre), permite perspectivar o total cumprimento do padrão durante o ano de 2004.

### Cientes Baixa Tensão cujo contador tenha sido lido durante o último ano civil

No gráfico seguinte apresenta-se a "Percentagem de Clientes de Baixa Tensão cujo contador foi lido durante o último ano civil".



\* Os valores relativos à percentagem de clientes com 1 leitura no ano são valores acumulados

Segundo o Regulamento de Qualidade de Serviço 98% dos clientes alimentados em baixa tensão deverão ser objecto de pelo menos uma leitura anual.

Contudo, e apesar do RQS estabelecer que na determinação deste padrão sejam consideradas conjuntamente, quer as leituras realizadas pela Empresa, quer as leituras transmitidas pelos clientes, as dificuldades para o cumprimento deste padrão sentem-se ao nível do acesso aos contadores. De facto, uma parte importante dos contadores ainda se encontra no interior das residências não sendo possível à EDP Distribuição efectuar a respectiva leitura dada a ausência dos clientes aquando da visita dos leitores o que sucede de uma forma continuada no caso de muitas segundas habitações ou em habitações cujo titular do contrato, por ser emigrante, só em períodos limitados de tempo se encontra presente na referida morada.

Acresce que a EDP Distribuição, nos termos do Regulamento de Relações Comerciais, só decorridos 18 meses consecutivos, em que por facto imputável ao cliente não tenha podido proceder à recolha de indicações do equipamento de medição, é que pode exigir ao cliente a marcação de uma data para efeitos da realização de uma leitura extraordinária.

Contudo, tendo em vista o cumprimento deste indicador, a EDP Distribuição deu início, já em 2004, a uma campanha de recolha de leituras que assenta nos seguintes meios:

- *Direct mail* a enviar, em conjunto com a factura, a todos os clientes de que não exista leitura do contador há mais de 12 meses. O *direct mail*, que é acompanhado de um envelope RSF, refere quer as implicações negativas da inexistência de

leitura em termos de rigor no cálculo da factura, quer os eventuais custos que podem advir para o cliente se não for possível obter a leitura por um período de 18 meses;

- Utilização da ferramenta *e-mail Marketing* solicitando a comunicação das leituras do contador através do site da EDP;
- Envio trimestralmente de alerta para solicitar a comunicação de leituras a todos os utilizadores do site EDP de que é conhecido *e-mail*;
- Após o registo das leituras obtidas na sequência das respostas ao *direct mail* e ao *e-mail marketing* será obtido um ficheiro dos clientes que continuem sem leitura há mais de 12 meses, havendo então lugar à planificação de uma campanha de *Telemarketing* junto dos mesmos.

#### 4.4. COMPENSAÇÕES POR INCUMPRIMENTO DOS PADRÕES INDIVIDUAIS DE QUALIDADE DE SERVIÇO DE ÂMBITO COMERCIAL

O RQS estabelece alguns indicadores e respectivos padrões a observar pela EDP Distribuição no relacionamento com cada um dos seus clientes e que se referem genericamente ao cumprimento de prazos (visitas a instalações dos clientes, retoma de fornecimento, assistência técnica e resposta a reclamações).

A publicação, durante o ano de 2003, de um novo Regulamento da Qualidade de Serviço induziu profundas alterações na tramitação das compensações a pagar aos clientes tendo ficado estabelecido que quando se verifica o incumprimento dos referidos padrões o cliente tem direito, de modo automático, ao pagamento da respectiva compensação.

O número e montante das compensações pagas durante o ano de 2003 encontra-se explicitado no quadro seguinte:

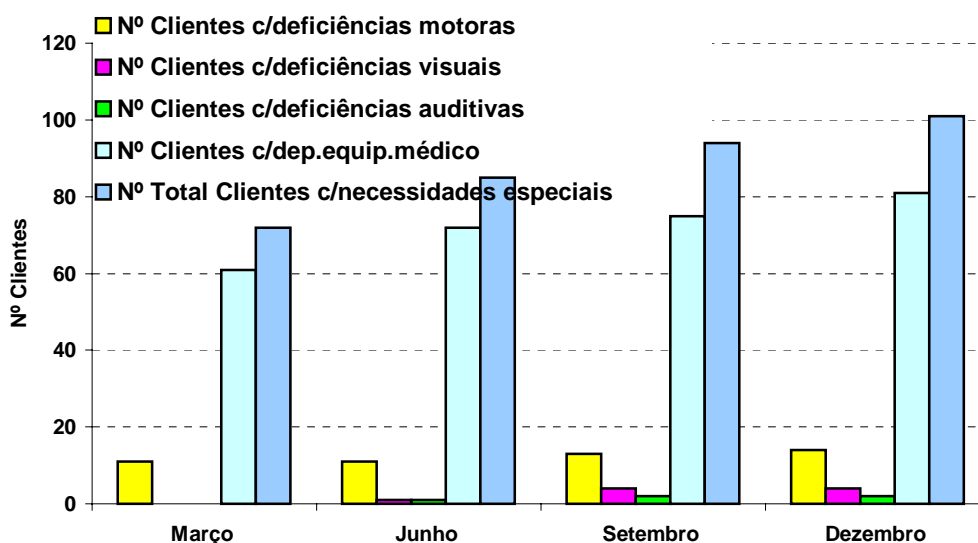
Designação da Compensação	Ano de 2003	
	Número	Montante (€)
Visitas	9 222	142 070,0
Assistências Técnicas	674	10 300,0
Retoma Fornecimento	2 393	39 725,0
Reclamações– Facturação/Cobrança	1	15,0
<b>Total</b>	<b>12 290</b>	<b>192 110,0</b>

Da leitura dos elementos constantes no quadro anterior, verifica-se que durante 2003 foram pagas 12 290 compensações a que corresponderam 192 110,0 Euros.



#### 4.5. CLIENTES COM NECESSIDADES ESPECIAIS

A evolução do “Número de clientes com necessidades especiais registado” encontra-se representada no gráfico seguinte:



Da análise da informação disponível conclui-se que dos 101 clientes existentes em Dezembro de 2003, 81 eram dependentes de equipamento médico, 14 tinham deficiências motoras, 4 eram invisuais e 2 tinham problemas auditivos.

De referir que durante o ano de 2003, novamente se contactou a Confederação dos Organismos de Deficientes (C.N.O.D), reafirmando a disponibilidade da Empresa para conjuntamente com aquela Confederação analisar as questões, que no âmbito considerado, tenham sido relevadas pelas associações por ela representadas.

#### 4.6. ACÇÕES MAIS RELEVANTES PARA MELHORIA DA QUALIDADE DE SERVIÇO DE ÂMBITO COMERCIAL

À semelhança dos anos anteriores, a política comercial estabelecida pela EDP Distribuição baseou-se na melhoria contínua na prestação de serviços com a introdução, sempre que necessário, das medidas tendentes a reforçar essa melhoria das quais se salientam, pelo seu impacto, as seguintes:

- Total implementação do novo sistema comercial – ClienteMais – tendo deixado de ser necessário o manuseamento em simultâneo de dois sistemas, o que veio permitir a vários canais de atendimento, designadamente ao *Contact Center* e às Lojas, uma melhor qualidade no atendimento.

Com a implementação do novo sistema comercial, foram introduzidas melhorias na forma de cálculo da energia a facturar aos clientes domésticos, com um melhor aproveitamento das leituras obtidas e com uma nova fórmula, mais rigorosa, de cálculo das estimativas de consumo. As alterações introduzidas foram objecto de prévia auscultação e aprovação por parte de entidades de defesa dos consumidores. Na sequência destas alterações procedeu-se à explicação generalizada aos clientes das principais alterações efectuadas na factura, tendo-se contado, igualmente, com a participação de associações de consumidores na respectiva definição.

- Descentralização dos recebimentos *On-Line* o que se traduziu num acentuado ganho na qualidade do serviço prestado aos clientes, um vez que se alargou o leque de locais onde os clientes podem pagar facturas fora de prazo, receber os montantes relativos a notas de crédito e proceder ao pagamento de facturas eventualmente extraviadas.
- Melhoria do grau de cumprimento dos horários acordados com os clientes em termos de visita às suas instalações através da expansão, significativa, do acesso *On-Line* por parte dos prestadores de serviço às “ordens de serviço”.
- Melhoria da qualidade de serviço em termos do atendimento presencial através do aumento da respectiva rede, com o incremento dos Postos de Atendimento ao Cidadão e dos Pontos de Energia.
- Implementação nas Lojas EDP dum sistema de triagem/atendimento rápido, o qual permitiu reduzir os tempos de espera com o correspondente aumento da eficácia nos centros de atendimento.
- Passagem das chamadas da linha 800 505 505 - atendimento comercial - para o IVR (Interactive Voice Response) do *Contact Center*, conseguindo-se assim fazer uma pré-selecção dos assuntos que os clientes pretendem tratar e, em consequência, encaminhá-los para grupos especializados de atendimento com o correspondente aumento da eficiência comercial.
- Criação e divulgação de uma linha telefónica destinada ao atendimento de clientes empresariais, tendo-se para tal investido na formação de um conjunto de atendedores por forma a torná-los mais competentes e eficazes na resposta a questões que se colocam, especificamente, a este segmento de clientes.
- Introdução de melhorias nos processos de ligação a clientes, com um maior rigor da informação em situações em que o fornecimento do orçamento ou a realização

da ligação se encontra condicionada por razões de responsabilidade do requisitante ou de terceiros.

O reforço da utilização do canal internet na interacção com os nossos clientes foi assumido como um objectivo prioritário, mencionando-se de seguida algumas das acções levadas a cabo:

- Envio mensal de mensagem de alerta de comunicação de leitura para clientes registados no site da EDP, possibilitando um melhor controlo por parte dos clientes dos seus consumos de electricidade.
- Reforço da “Loja Virtual”, a qual permite aos utilizadores da internet um atendimento personalizado 24 horas por dia, sem a necessidade de deslocação, física, a Lojas ou Pontos de Energia da EDP Distribuição. Divulgação desta funcionalidade a um conjunto significativo de Autarquias.
- Implementação do conteúdo “Serviços EDP” no Portal Oninet, no qual são divulgados os diferentes serviços que a EDP Distribuição coloca à disposição dos seus clientes.
- Implementação do “Canal Parceiros” para suporte do atendimento comercial da EDP Distribuição a efectuar nos Postos de Atendimento do Cidadão (PAC).
- Automatização integral da comunicação de leituras via internet.
- Criação e publicação, de formulários diversos, designadamente da “requisição de ligação às redes BT e MT”, do “pedido de orçamento”, das “potências de referência”, do “pedido de viabilidade de alimentação”, da “requisição ligação obras” e da “ligação à rede MT”.

## 5. QUALIDADE DE SERVIÇO TÉCNICO

Neste capítulo pretende-se apresentar os indicadores de Qualidade de Serviço Técnico verificados no ano de 2003 caracterizando desta forma a qualidade de serviço das redes de distribuição de energia eléctrica, ao mesmo tempo que se pretende 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 áreas 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 por elas servidos.

Os valores apresentados, relativamente à continuidade do serviço, foram obtidos através dos sistemas informáticos de registo e gestão de incidentes.

As definições dos termos técnicos utilizados encontram-se publicadas em anexo ao presente relatório.

### 5.1. CONTINUIDADE DE SERVIÇO

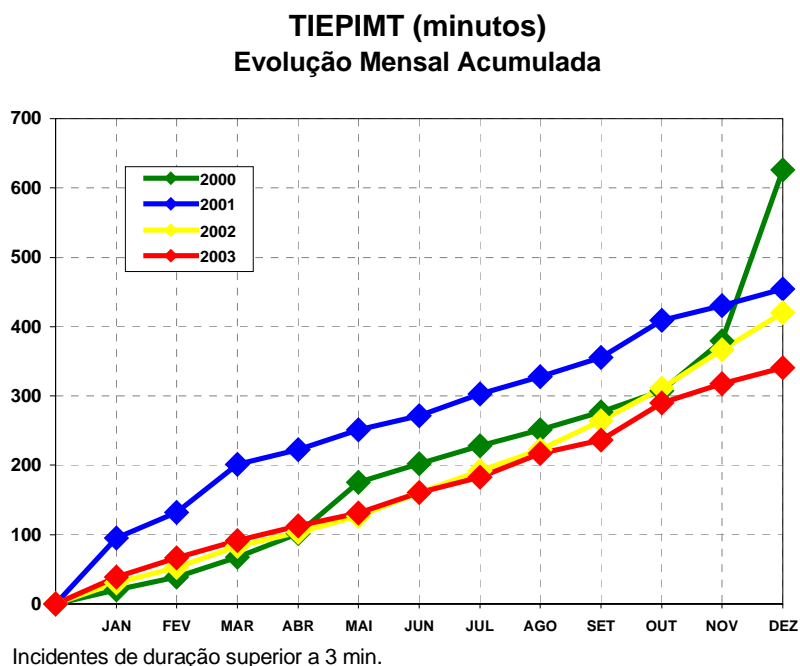
Os indicadores de 2003 apresentam uma melhoria significativa em relação aos registados no ano anterior. A este facto não foram alheios os esforços que continuaram a ser desenvolvidos no reforço das redes nas zonas mais carenciadas, na construção de novas subestações, na instalação e na beneficiação do telecomando da rede MT, na instalação de automatismos e na disponibilização de sistemas de informação no sentido de tornar possível uma maior rapidez na reposição do serviço.

Contudo, é de referir que por maiores que sejam os esforços desenvolvidos pela Empresa para melhorar a qualidade de serviço das suas redes, o seu desempenho pode ser sempre afectado por condições meteorológicas muito adversas. Foi o que sucedeu nos dias 30 e 31 de Outubro de 2003 em que pela circunstância de “ventos de intensidade excepcional” o TIEPI MT, foi afectado em 20,1 minutos.

O indicador Tempo de Interrupção Equivalente da Potência Instalada (TIEPI) da rede MT da EDP Distribuição, para as interrupções referentes a incidentes de longa duração, atingiu em 2003 o valor de 341 minutos, 19% abaixo do valor registado em 2002. Neste

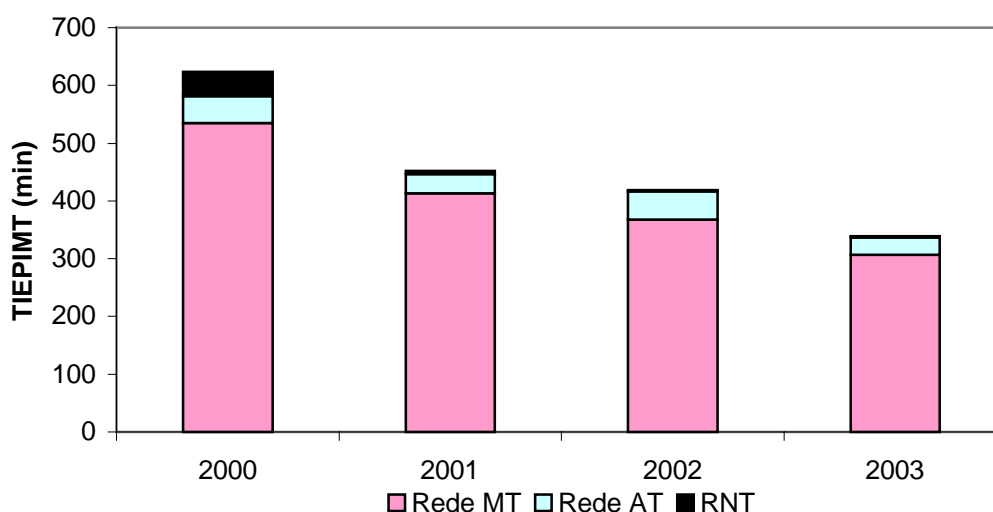
valor não foi considerada a componente devida aos incêndios registados durante o Verão do ano em referência (componente essa da ordem dos 30 minutos), pelo grau de excepcionalidade que os mesmos encerraram ao ponto de terem sido classificados como calamidade nacional.

No gráfico seguinte apresenta-se, para os últimos quatro anos, a evolução mensal do valor acumulado do TIEPIMT, para incidentes de longa duração, verificando-se uma clara tendência de melhoria.



Os valores do TIEPIMT, acumulados no ano e desagregados por origem dos incidentes que para ele contribuíram, constam do gráfico seguinte. Verifica-se assim uma redução acentuada na contribuição para o valor deste indicador dos incidentes com origem na rede MT, o que vem confirmar um acréscimo da fiabilidade da referida rede.

### Incidentes que contribuíram para o TIEPIMT



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 de AT

##### Qualidade Global

Como balanço global da qualidade de serviço da rede AT, apresenta-se o seguinte quadro indicativo que sintetiza os valores associados às ocorrências (incidentes, interrupções previstas e religações) verificadas nesta rede:

#### Número de ocorrências na rede AT da EDP Distribuição

TIPOS DE OCORRÊNCIAS	TEMPOS (min)	ORIGEM DAS OCORRÊNCIAS	
		REDE AT	OUTRAS
Incidentes que não originaram interrupções a clientes		312	25
Religações (com tempos inferiores a 1 segundo)	$t < 1$	356	0
Acidentais curta duração	$1 \leq t < 3$	290	105
Acidentais longa duração	$t > 3$	271	107
Previstas curta duração	$1 \leq t \leq 3$	12	0
Previstas longa duração	$t > 3$	10	3
<b>TOTAL</b>		<b>1 251</b>	<b>240</b>

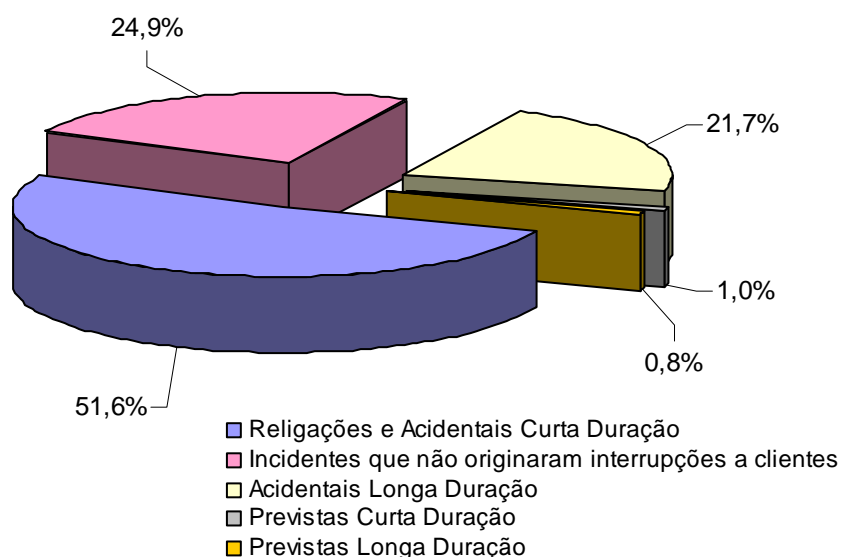
Nota: Os "incidentes que não originaram interrupções a clientes" ocorreram em linhas que têm outras em paralelo ou que estão em malha fechada.  
 Na coluna relativa a "Outras" estão contabilizadas as ocorrências que tiveram origem noutras redes — RNT, Rede MT da EDP Distribuição e instalações dos clientes AT e que provocaram perturbação na Rede AT da EDP Distribuição.  
 Não estão contabilizadas as interrupções de muito curta duração originadas por religações na Rede Nacional de Transporte.

O número total de ocorrências melhorou 9% em relação ao ano anterior, devido principalmente à diminuição das ocorrências “acidentais de curta e longa duração”.

As “relições” e as “ocorrências acidentais de curta duração” correspondem a pouco mais de metade (51,6%) de todas as ocorrências com origem na rede AT. A sua redução constitui uma preocupação cada vez maior por parte da EDP Distribuição, pelo impacto negativo que podem ter nos processos produtivos dos clientes que não estejam protegidos contra este tipo de perturbações.

O gráfico seguinte mostra a distribuição, percentual, das ocorrências com origem na rede AT pelos diversos tipos.

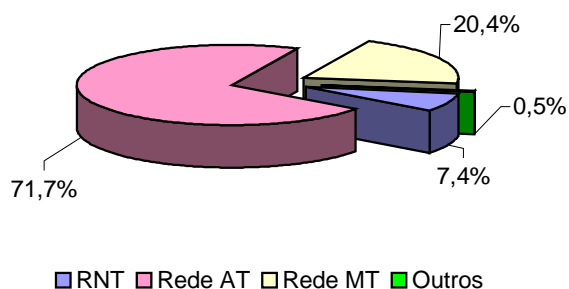
**Distribuição das ocorrências com origem só na Rede AT**



Uma análise quanto às origens das ocorrências acidentais de “longa duração” permite concluir que 72% das ocorrências deste tipo tiveram origem na própria rede AT.

### Número de ocorrências Rede AT - Origens

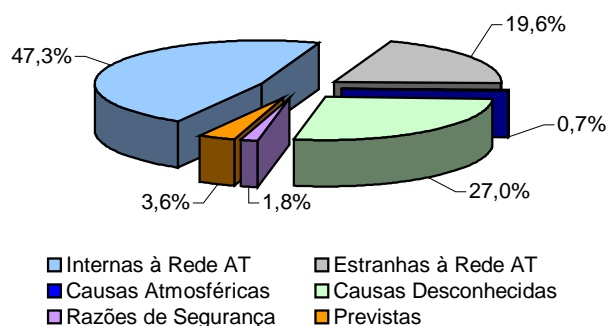
Origem	Nº Ocorrências
RNT	28
Rede AT	271
Rede MT	77
Outros	2
<b>Total</b>	<b>378</b>



Relativamente às causas das ocorrências de “longa duração” com origem na rede AT pode-se verificar, no gráfico seguinte, que para além do impacto provocado pela própria rede AT (47%), o peso que as causas “desconhecidas” (27%) têm neste tipo de ocorrências e que são devidas, principalmente, às condições climatéricas adversas ainda é significativo.

### Número de Ocorrências Rede AT - Causas

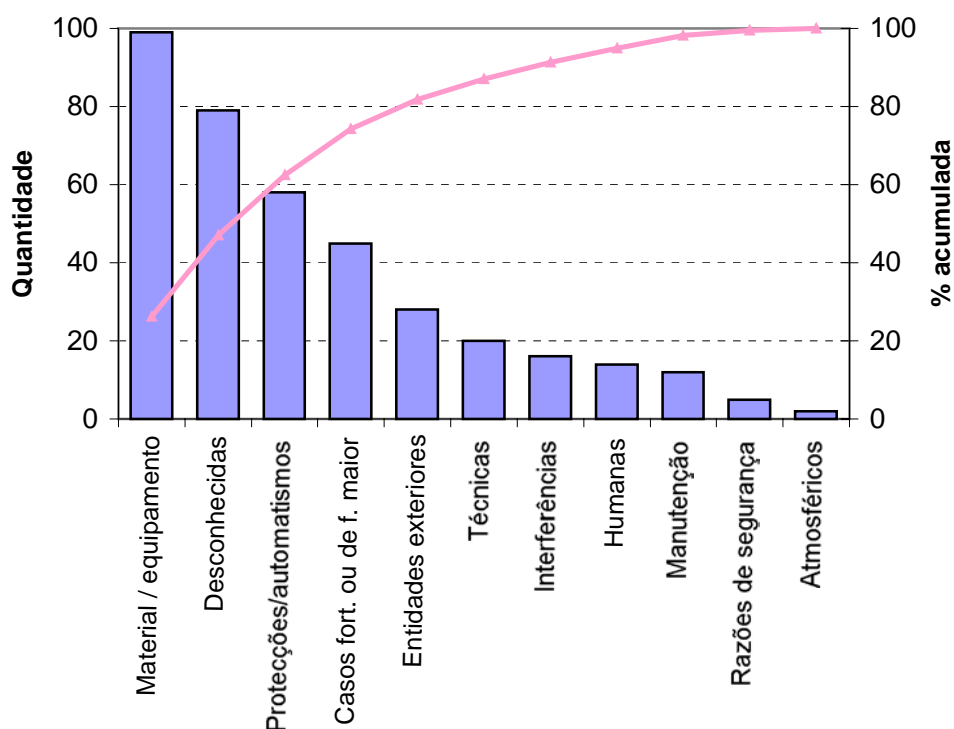
Causas	Nº Ocorrências
Internas à Rede AT	133
Estranhas à Rede AT	55
Causas Atmosféricas	2
Causas Desconhecidas	76
Razões de Segurança	5
Previstas	10
<b>Total</b>	<b>281</b>



O gráfico que se segue apresenta para a rede AT a totalidade das ocorrências acidentais de longa duração, detalhando as várias causas. Constata-se que as cinco primeiras causas originam 81,7% do total dos incidentes da rede AT. Destas cinco, apenas duas, “material/equipamento” com 26,2% e “protecções/automatismos” com 15,3%, são internas à própria rede AT.



## Número de Ocorrências por Causas



De referir, ainda, que os incidentes classificados como “causas desconhecidas”, à semelhança do que já tinha sucedido em 2002, tiveram um forte impacto já que representaram 21% do total das ocorrências. Estes incidentes estão na sua grande maioria relacionados com as intempéries, pois ocorreram quando se verificavam circunstâncias de “chuva, vento forte e trovoadas”. As interferências externas, nomeadamente por acção de aves (cegonhas) e de toques de árvores ou de ramos projectados pelo vento contribuem também para este tipo de incidente.

### Qualidade Individual (artigo 17º do RQS)

O n.º 2 do artigo 17º do RQS estabelece os padrões de qualidade individual que o distribuidor vinculado deve respeitar, por ponto de entrega, nas suas redes. Para a rede AT os referidos padrões são os seguintes:

Indicadores	Zonas
	A, B, C
Interrupções por ano [Nº.]	8
Duração total das interrupções [horas/ano]	4

No artigo 16º, o RQS também estabelece que o distribuidor vinculado deve determinar anualmente os indicadores individuais de continuidade de serviço, frequência e duração total das interrupções, nos termos do disposto nas Normas Complementares (ponto 4).

Analisando a qualidade individual da continuidade de serviço dos clientes de AT, no ano 2003, verifica-se que apenas em três clientes foram ultrapassados os limites impostos pelo RQS para o padrão relativo à duração total das interrupções.

O facto deveu-se a serem clientes alimentados por linhas AT de concepção radial e a reparação das avarias ter sido muito complexa e demorada. Acresce que para estes clientes não existia, na altura, qualquer hipótese de recurso alternativo de reposição do serviço.

Durante o ano de 2003, verificou-se o cumprimento integral dos padrões individuais de continuidade de serviço dos clientes de MAT.

#### 5.1.2. Desempenho da Rede MT

##### Qualidade Global

Como balanço global da qualidade de serviço da rede MT, apresenta-se abaixo um quadro que sintetiza os valores associados às ocorrências ou perturbações nela verificadas (incidentes, interrupções previstas e religações):

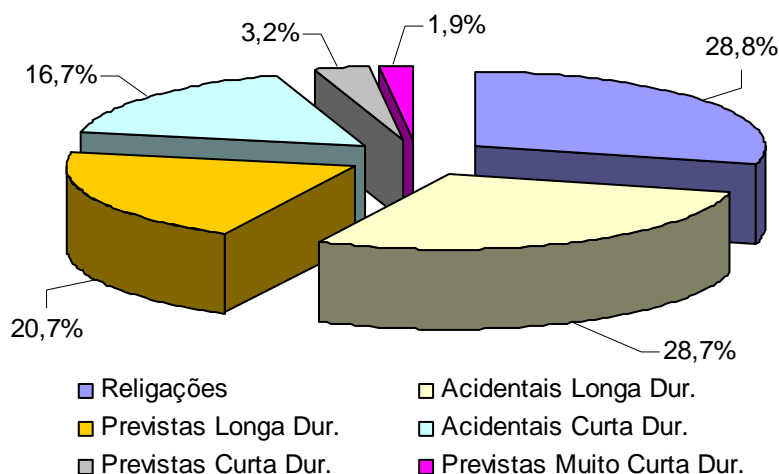
**Número de ocorrências na rede MT da EDP Distribuição**

TIPOS DE OCORRÊNCIAS	TEMPOS [min]	ORIGEM DAS OCORRÊNCIAS	
		REDE MT	OUTRAS
Religações (com tempos inferiores a 1 segundo)		10 199	127
Acidentais Curta Duração	$1 \leq t \leq 3$	5 936	415
Acidentais Longa Duração	$t > 3$	10 155	694
Previstas Muito Curta Duração	$t < 1$	681	16
Previstas Curta Duração	$1 \leq t \leq 3$	1 141	64
Previstas Longa Duração	$t > 3$	7 352	297
<b>TOTAIS</b>		<b>35 464</b>	<b>1 613</b>

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

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

### Distribuição das ocorrências com origem só na rede MT



A evolução, nos últimos dois anos, dos indicadores TIEPIMT, Energia Não Distribuída (END), Frequência e Duração Média das Interrupções (SAIFI e SAIDI), para os incidentes de duração superior a 3 minutos, considerando-se todas as origens das ocorrências, é apresentada na tabela seguinte:

**Rede MT – Indicadores**  
(incidentes de duração superior a 3 minutos)

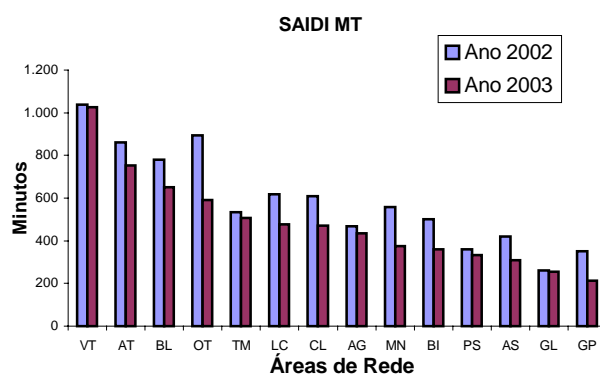
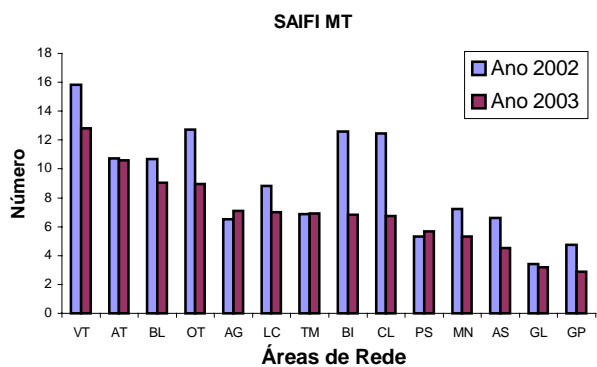
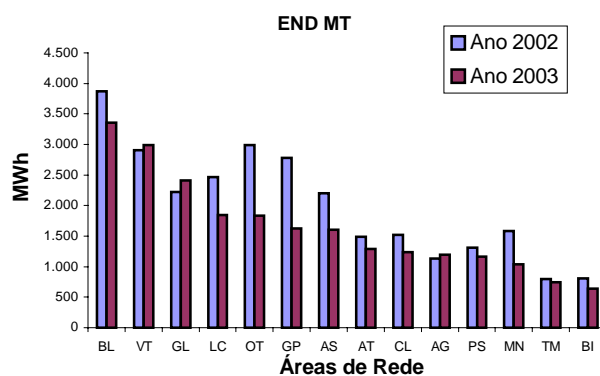
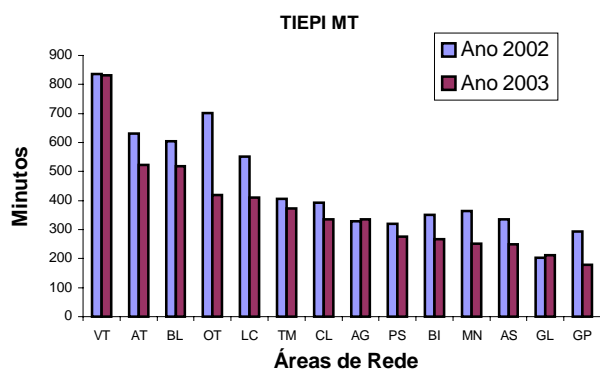
Indicadores	2002	2003	Variação
TIEPI MT [min]	419,87	340,51	-18,9%
END [MWh]	28 097,74	22 985,67	-18,2%
SAIFI MT[nº]	8,99	7,01	-22,0%
SAIDI MT [min]	595,72	489,98	-17,7%

Constata-se assim uma melhoria muito significativa destes indicadores globais, face aos valores registados em 2002, embora o número total de ocorrências na rede MT tenha aumentado ligeiramente (0,7%).

#### Indicadores globais por Área de Rede

A desagregação dos valores destes indicadores pelas 14 Áreas de Rede da EDP Distribuição<sup>(7)</sup> (tendo como base de referência os valores da Área de Rede respectiva) apresenta-se nos gráficos seguintes:

<sup>(7)</sup> - GP – Grande Porto; MN - Minho; AS – Ave Sousa; TM – Trás-os-Montes; BL – Beira Litoral; CL – Coimbra Lousã; BI – Beira Interior; LC – Litoral Centro; GL – Grande Lisboa; OT – Oeste; VT – Vale do Tejo; PS – Península de Setúbal; AT – Alentejo; AG – Algarve.



Verifica-se uma melhoria generalizada dos indicadores globais em quase todas as Áreas de Rede, à excepção das Áreas de Rede - Algarve, Grande Lisboa e Vale do Tejo e, mesmo nestas, apenas em alguns indicadores.

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

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
<b>TIEPIMT</b> [min]	Acidentais	92,43	228,53	409,91
	Previstas	15,89	76,26	83,76
<b>END</b> [MWh]	Acidentais	1 535,93	4 817,98	12 675,73
	Previstas	207,08	1 384,63	2 592,87
<b>SAIFI MT</b> [n.º]	Acidentais	2,19	4,98	7,77
	Previstas	0,18	0,54	0,69
<b>SAIDI MT</b> [min]	Acidentais	105,91	283,17	510,10
	Previstas	21,33	93,31	92,31

Foram consideradas 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 artigo 13º <sup>(8)</sup>.

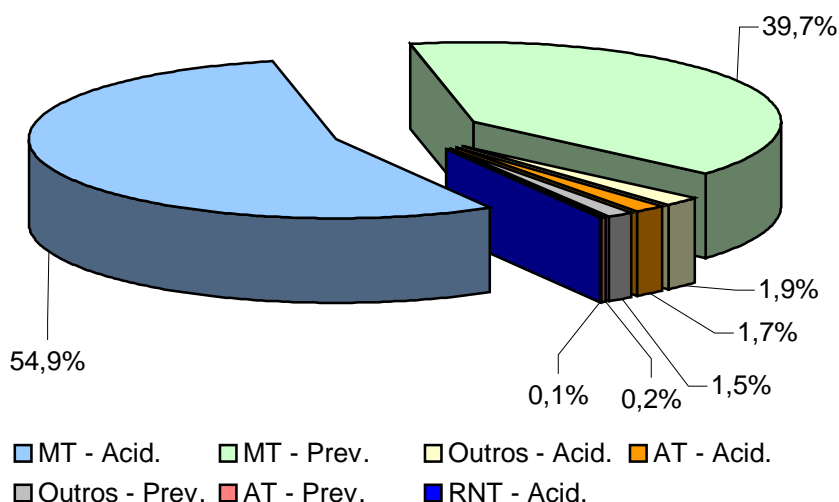
A análise detalhada quanto às origens de todas as ocorrências de longa duração que afectaram a rede de MT, independentemente da sua origem, permite constatar a grande influência da *própria rede MT* na sua qualidade de serviço.

### Rede MT – Origem das Ocorrências

Origem	N.º Ocorrências		TIEPI MT [min]		END [MWh]	
	Acidentais	Previstas	Acidentais	Previstas	Acidentais	Previstas
RNT	21	0	2,0	0,0	122,3	0,0
Rede AT	313	28	24,0	6,1	1 648,2	427,4
Rede MT	10 155	7 352	248,5	58,2	16 849,7	3 818,9
Outros	360	269	1,1	0,7	77,2	42,0
<b>TOTAL</b>	<b>10 849</b>	<b>7 649</b>	<b>275,6</b>	<b>65,0</b>	<b>18 697,4</b>	<b>4 288,3</b>

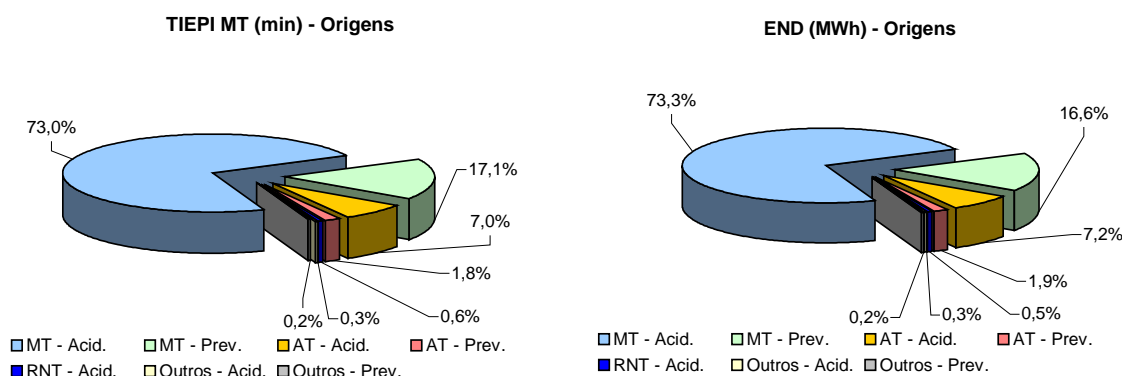
A representação gráfica da distribuição percentual do número de ocorrências em função da sua origem, permite concluir que são as ocorrências “acidentais” (55%) e as “previstas” (40%), com origem na própria rede MT, que têm o maior contributo para o valor total deste indicador.

### Número de Ocorrências - Origens



<sup>(8)</sup> - 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.

Os gráficos dos indicadores TIEPIMT e END reforçam a conclusão de que é determinante a influência da própria rede MT no desempenho da sua qualidade de serviço.

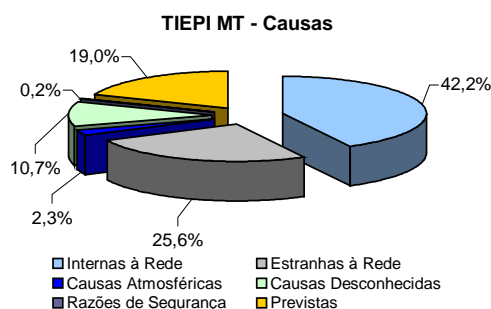


### Causas das ocorrências só com origem na rede MT

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:

**OCORRÊNCIAS NA REDE MT (Grupos de Causas)**

Tipo de causas	Nº Ocorrências	TIEPI MT (min)	END (MWh)
Internas à Rede	4 583	129,6	8 867,00
Estranhas à Rede	3 369	78,4	5 267,30
Causas Atmosféricas	213	7,2	508,00
Causas Desconhecidas	1 958	32,9	2 171,70
Razões de Segurança	32	0,5	35,70
Previstas	7 352	58,2	3 818,90
<b>TOTAL</b>	<b>17 507</b>	<b>306,7</b>	<b>20 668,60</b>



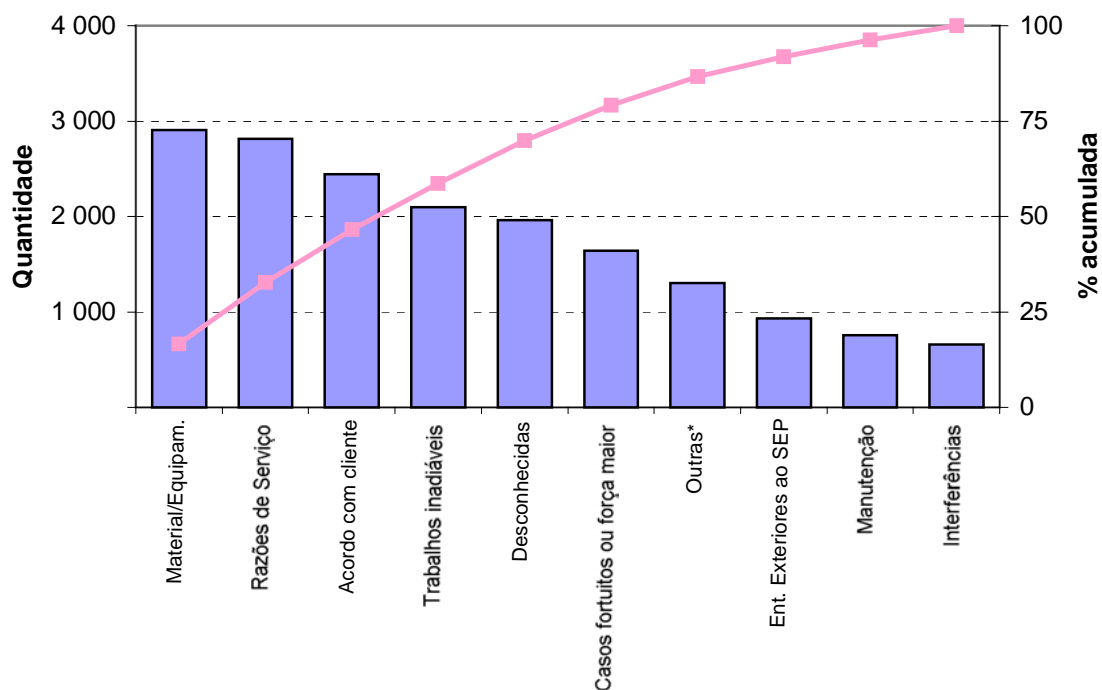
Os grupos de causas que contribuíram mais significativamente para o TIEPIMT foram, tal como em 2002, os relativos às “Internas à rede MT” e às “Estranhas à rede MT”, com os valores de 42,2% e 25,6%, respectivamente.

As causas “desconhecidas” tiveram também uma repercussão importante, com 10,7% do TIEPIMT, e estiveram fortemente relacionadas com as condições climatéricas, pois ocorreram quando se registavam condições de “chuva, vento forte e trovoadas” bem como com as interferências externas, nomeadamente aves (cegonhas), toques de árvores ou objectos projectados pelo vento.

As causas “previstas”, com 19% do TIEPIMT, evidenciam o esforço realizado em trabalhos programados para a conservação e beneficiação da rede MT.

O gráfico seguinte evidencia as causas dominantes nos incidentes ocorridos durante o ano, destacando-se o grupo “material/equipamento”:

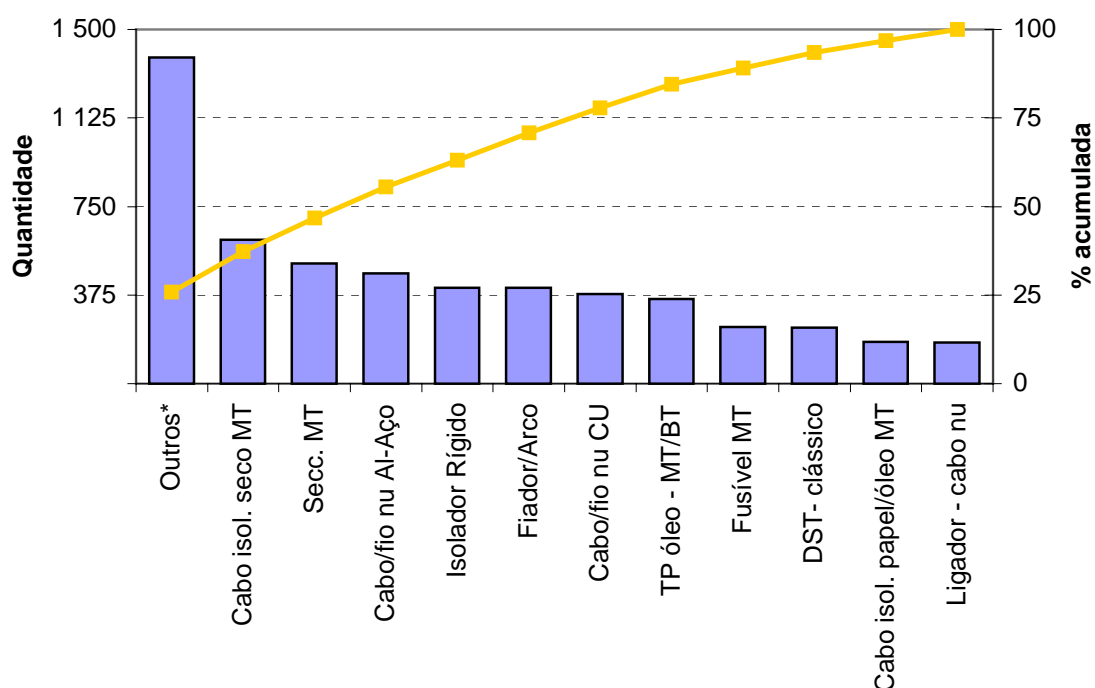
**Número de ocorrências por Causas**



\* - Com percentagem de ocorrência inferior aos 3%

Como se constata no gráfico seguinte, dos elementos avariados que estiveram na origem de ocorrências acidentais, ou que por elas foram particularmente afectados, destaca-se o conjunto constituído pelos “cabos subterrâneos de isolamento seco”, os “seccionadores MT”, os “condutores nus de Alumínio/Aço”, os “isoladores” e os “fiadores/arcos”, que representam 45% do total dos elementos avariados.

### Número de ocorrências (acidentais) por elemento avariado



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

Relativamente ao indicador “número de incidentes na rede MT por 100 km de linha” (IKR), registou-se uma melhoria de cerca de 14% em relação ao ano anterior

### Número de incidentes na rede MT por 100 km de linha (IKR)

	2002	2003
IKR	18,56	15,88

### Cumprimento do RQS

#### *Qualidade Geral*

Acompanhamento dos padrões relativos à rede MT (artigo 15º do RQS)

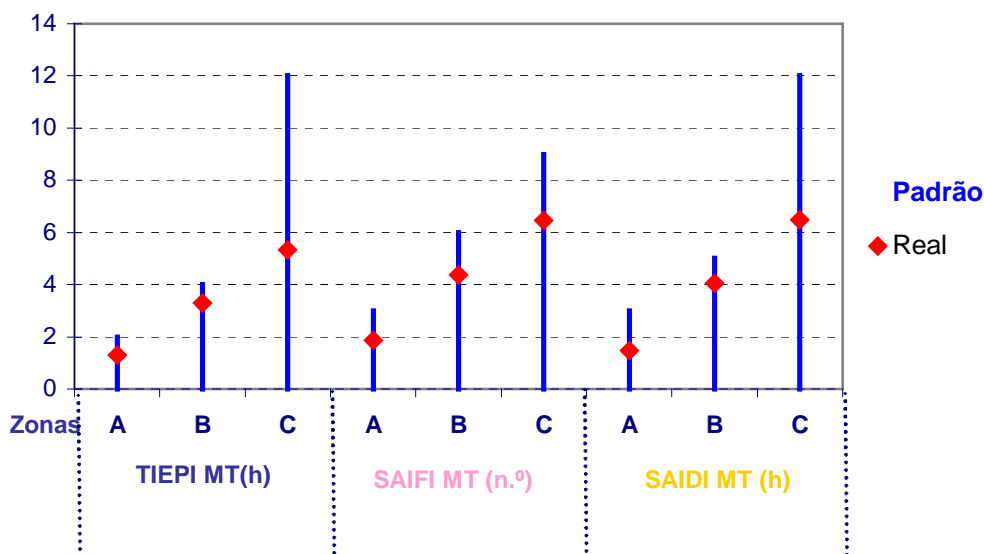
O RQS, entrado em vigor em Fevereiro de 2003, estabelece no seu artigo 14º que os distribuidores vinculados deverão caracterizar a rede que exploram determinando, anualmente, os indicadores gerais, para as redes de MT, a saber TIEPI, SAIFI, SAIDI e END. Os procedimentos a observar no cálculo destes indicadores estão referidos nas Normas Complementares (ponto 3.3.3).

Com excepção do indicador END, para o qual não existe padrão, apresentam-se de seguida, para os restantes indicadores, os padrões estabelecidos no referido artigo 15º e os valores obtidos na rede MT da EDP Distribuição:



	Zona A		Zona B		Zona C	
	Padrão	Real	Padrão	Real	Padrão	Real
TIEPI MT [h]	2	1,31	4	3,28	12	5,32
SAIFI MT [n°]	3	1,86	6	4,37	9	6,47
SAIDI MT[h]	3	1,47	5	4,05	12	6,49

### Cumprimento do RQS por zonas - rede MT



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

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

#### Qualidade individual

Acompanhamento dos padrões relativos à rede MT (artigo 17º do RQS)

O RQS, no artigo 17º, estabelece os padrões dos indicadores de qualidade individual de âmbito técnico que os distribuidores vinculados devem respeitar. Para a rede MT são os seguintes:

Indicadores	Zonas		
	A	B	C
Interrupções por ano [Nº]	8	18	30
Duração total das interrupções [horas/ano]	4	8	16

No seu artigo 16º, o RQS também estabelece que o distribuidor vinculado deve determinar anualmente os indicadores individuais de continuidade de serviço, nomeadamente, a frequência e a duração total das interrupções, de acordo com o estabelecido nas Normas Complementares (ponto 4).

Analisando a qualidade individual da continuidade de serviço dos clientes de MT, no ano 2003, verifica-se que foram ultrapassados os limites impostos pelo RQS, para pelo menos um dos padrões, em 1 900 clientes, com o detalhe indicado na tabela seguinte:

Indicadores	Nº. de clientes que ultrapassaram os padrões
Interrupções por ano [Nº.]	24
Duração total das interrupções [horas/ano]	1 876

### 5.1.3. Desempenho da Rede BT

#### Qualidade Global

Como balanço global da qualidade de serviço da rede BT, apresenta-se de seguida o quadro indicativo, que sintetiza os valores associados às ocorrências ou perturbações nela verificadas (incidentes e interrupções previstas).

#### Ocorrências na rede BT da EDP Distribuição

TIPOS	ORIGEM DAS OCORRÊNCIAS	
	REDE BT	INSTALAÇÃO CLIENTE BT
ACIDENTAIS	30 737	186 105
PREVISTAS	3 836	179
<b>TOTAL</b>	<b>34 573</b>	<b>186 284</b>

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

É evidente o elevado número de incidentes registados nas instalações dos clientes (84%) comparativamente aos ocorridos nas redes da EDP Distribuição.

Em relação ao ano de 2002, e no que diz respeito ao número total de ocorrências, verifica-se um aumento de 14,2% nas ocorrências com origem na rede BT e uma redução de 2,5% nas ocorrências com origem nas instalações de clientes.

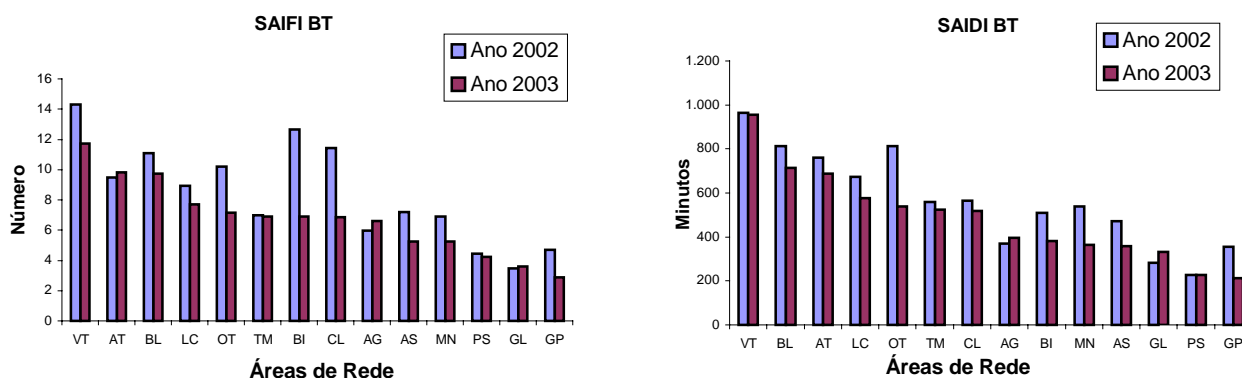
Apresenta-se na tabela seguinte a evolução, nos últimos dois anos, dos indicadores de Frequência e de Duração Média das Interrupções (SAIFI e SAIDI), para incidentes de duração superior a 3 minutos, considerando-se todas as origens:

Indicadores	Ano 2002	Ano 2003	Variação
SAIFI BT [Nº]	7,64	6,16	-19,4%
SAIDI BT [min]	520,19	448,09	-13,9%

Constata-se assim uma melhoria muito significativa nos valores destes indicadores face aos valores apurados para o ano de 2002. Desde 2000 que estes indicadores têm vindo a apresentar uma melhoria sustentada, tendo-se registado um redução de 31,3% no SAIFI BT e de 43,1% no SAIDI BT, o que evidencia a efectiva disposição da EDP Distribuição em aumentar a fiabilidade das suas redes a par do aumento da qualidade e da rapidez na resolução dos incidentes que afectam os seus clientes.

#### Indicadores globais por Área de Rede

A desagregação dos valores destes indicadores pelas 14 Áreas de Rede da EDP Distribuição<sup>(9)</sup> (tendo como base de referência os valores da Área de Rede respectiva) apresenta-se nos gráficos seguintes:



<sup>(9)</sup> - GP – Grande Porto; MN - Minho; AS – Ave Sousa; TM – Trás-os-Montes; BL – Beira Litoral; CL – Coimbra Lousã; BI – Beira Interior; LC – Litoral Centro; GL – Grande Lisboa; OT – Oeste; VT – Vale do Tejo; PS – Península de Setúbal; AT – Alentejo; AG – Algarve.

Verifica-se que, na generalidade das Áreas de Rede, houve uma melhoria, nalguns casos significativa, destes indicadores relativamente ao ano de 2002. Contudo, existem algumas excepções – casos da Área de Rede Alentejo, Algarve e Grande Lisboa para o SAIFI BT e das Áreas de Rede Algarve e Grande Lisboa para o SAIDI BT, em que se verificaram pequenos acréscimos.

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
<b>SAIFI BT</b> <b>[nº]</b>	Acidentais	2,58	4,39	7,91
	Previstas	0,21	0,47	0,76
<b>SAIDI BT</b> <b>[min]</b>	Acidentais	159,15	264,41	553,06
	Previstas	24,42	75,21	97,46

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 13º do RQS<sup>(10)</sup>.

Em 2003, o indicador "Número de Incidentes/1000 clientes", por origem e para ocorrências de longa duração acidentais, teve o seguinte valor:

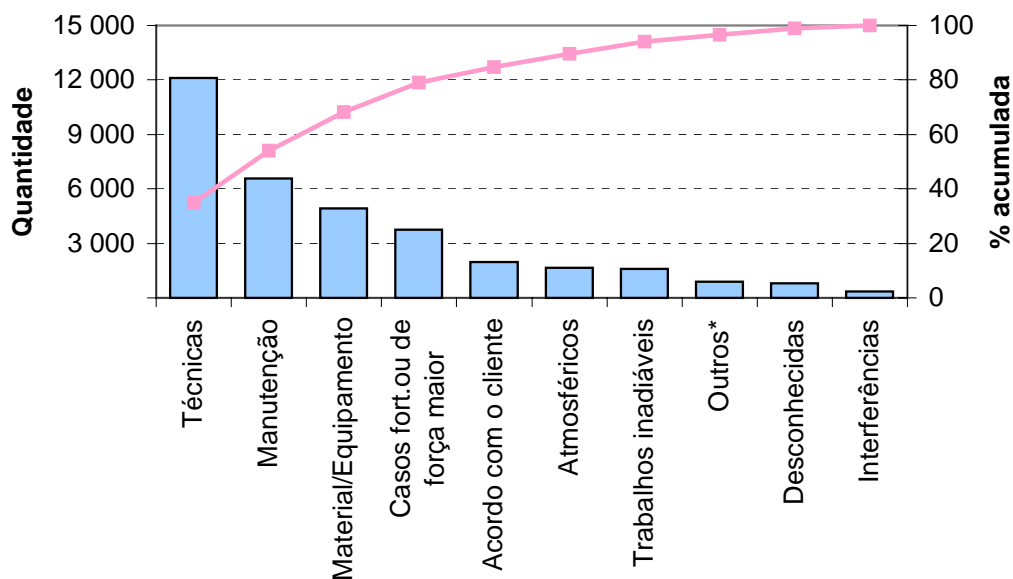
Número de Incidentes/1000 Clientes	
Rede BT	5,42
Instalação de utilização/cliente	32,81

Este indicador ao nível da rede BT e comparativamente a 2002, registou um aumento de 16,6%.

As causas dos incidentes nas redes BT estão expressas no gráfico seguinte. Constata-se que 85% dos incidentes tem origem nas 5 primeiras causas (técnicas, manutenção, material/equipamento, casos fortuitos ou de força maior, acordo com o cliente).

<sup>(10)</sup> - 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

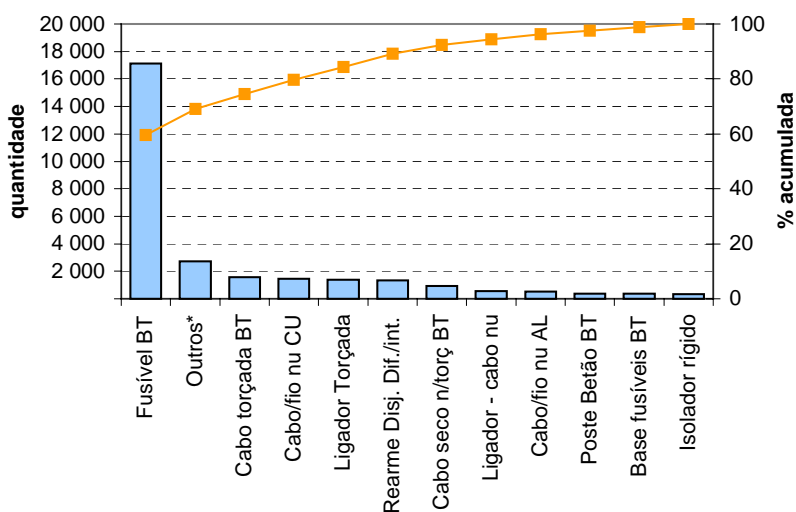
### Número de ocorrências por causas



\* - Com percentagem de ocorrência inferior aos 3%

Os elementos com maior número de avarias nas redes BT estão apresentados no gráfico seguinte. As fusões de fusíveis na rede de BT (nas portinholas, nos quadros de coluna) incluindo-se também as verificadas nas caixas de coluna, representam 60% dos registos dos “Elementos Avariados, o que sublinha o enorme “peso” que as ocorrências verificadas nas instalações colectivas e individuais têm no total das ocorrências acidentais.

### Número de ocorrências (acidentais) por elemento avariado



\* - Com percentagem de ocorrência inferior aos 1%

## Cumprimento do RQS

### Qualidade Geral

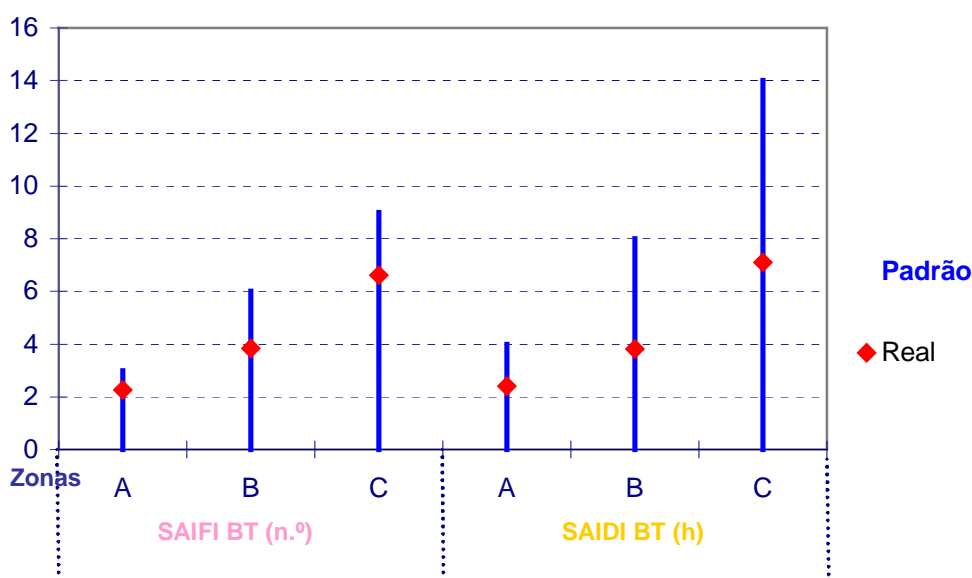
#### Acompanhamento dos padrões relativos à rede BT

O RQS entrado em vigor em Fevereiro de 2003 estabelece no seu artigo 14º que os distribuidores vinculados deverão caracterizar a rede que exploram, anualmente, determinando os indicadores gerais, para as redes de BT (SAIFI e SAIDI). Os procedimentos a observar no cálculo destes indicadores estão referidos nas Normas Complementares (ponto 3.3.3).

Apresentam-se de seguida os padrões indicados no artigo 15º do RQS e os valores obtidos na rede BT da EDP Distribuição:

	Zona A		Zona B		Zona C	
	Padrão	Ano 2003	Padrão	Ano 2003	Padrão	Ano 2003
SAIFI BT [nº]	3	2,27	6	3,84	9	6,61
SAIDI BT[h]	4	2,41	8	3,82	14	7,11

### Cumprimento do RQS por zonas - rede BT



Da observação dos valores apresentados, podemos concluir que foram integralmente cumpridos todos os padrões gerais de continuidade de serviço estabelecidos no RQS para as diferentes zonas geográficas.

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

### *Qualidade individual*

Acompanhamento dos padrões relativos à rede BT (artigo 17º do RQS)

O RQS, no seu artigo 17º, estabelece os padrões dos indicadores de qualidade individual de âmbito técnico que os distribuidores vinculados devem respeitar e que são para a rede BT os seguintes:

Indicadores	Zonas		
	A	B	C
Interrupções por ano [Nº]	12	23	36
Duração total das interrupções [horas/ano]	6	10	20

No seu artigo 16º, o RQS também estabelece que o distribuidor vinculado deve determinar anualmente os indicadores individuais de continuidade de serviço nomeadamente a frequência e a duração total das interrupções, de acordo com as Normas Complementares (ponto 4).

Analisando a qualidade individual em termos de continuidade de serviço dos clientes de BT, no ano 2003, verifica-se que foram ultrapassados os limites impostos pelo RQS, em 7,6% dos clientes. Em 99,9% dos clientes por causas relativas à duração total das interrupções e em 15 clientes por ultrapassagem do número de interrupções permitidas por ano.

## 5.2. COMPENSAÇÕES POR INCUMPRIMENTO DOS PADRÕES INDIVIDUAIS DE CONTINUIDADE DE SERVIÇO

No ano de 2003 e em termos de compensações técnicas pagas, elas resultaram da inobservância, no decurso de 2002, dos padrões fixados por ponto de entrega, quanto à continuidade de serviço – número de interrupções e duração das mesmas. O incumprimento destes padrões, nos termos do RQS então em vigor, implicaria o pagamento de compensações, na sequência de solicitação formulada pelos clientes, no prazo regulamentar<sup>(11)</sup>, e após validação por parte da Empresa.

<sup>(11)</sup> - 30 dias úteis subsequentes à data em que se verificaram os factos que a justificaram.

No ano de 2003 o montante pago por incumprimento dos padrões relativos à duração das interrupções foi de 242,30 euros, não tendo sido registado qualquer pagamento por incumprimento dos padrões referentes ao número de interrupções.

### 5.3. QUALIDADE DA ONDA DE TENSÃO

#### 5.3.1. Acções de monitorização da qualidade e continuidade da onda de tensão desenvolvidas entre 2001 e 2003

A EDP Distribuição, no seguimento de uma prática habitual de rastreio da Qualidade da Energia Eléctrica das redes sob sua responsabilidade, concluiu, no final de 2003, o primeiro triénio de uma campanha de monitorização sistemática das suas instalações principais.

Com este vasto conjunto de medições, visou-se obter uma avaliação geral da Qualidade e Continuidade da Onda de Tensão (QCT), disponibilizada a partir dos barramentos das diversas instalações, como estipula o Artigo 7.º do Regulamento da Qualidade de Serviço, numa cobertura que abrangeu o universo das subestações (SE) de AT/MT da EDP Distribuição, bem como um elevado número de Postos de Transformação da Distribuição (PTD) por elas alimentados.

Foram assim rastreadas, no âmbito dos Planos Principais da EDP Distribuição e nas condições definidas na NP EN 50160 e no RQS, 423 barramentos de MT e 1 270 PTD por eles alimentados, em coordenação com os injectores da REN, em malhas contínuas desde a MAT, da Rede de Transporte, até aos Quadros Gerais de Baixa Tensão dos postos de transformação da EDP Distribuição, que estabelecem a ligação com a generalidade dos seus clientes.

Em concomitância com a realização destes planos, foram também levadas a cabo acções de monitorização em PTD, seleccionados pelas situações de exploração mais severas, em todos os concelhos do país, no âmbito dos designados Planos Complementares de Monitorização da QCT da EDP Distribuição, num total de 884 PTD e em Parques Eólicos e Industriais, num total de 29 PTD.



## Balço dos Planos de Monitorização da QCT da EDP Distribuição no Período 2001 a 2003

	2001			2002			2003			Totais	
	Plano Principal		Plano Compl.	Plano Principal		Plano Compl.	Plano Principal		Plano Compl.		Parq. Eól. Ind. Equiv
	Barr. SE_AT/MT	PTD	PTD/Conc.	Barr. SE_AT/MT	PTD	PTD/Conc.	Barr. SE_AT/MT	PTD	PTD/Conc.		Instalações
Norte	45	135	77	63	186	120	31	115	50		822
Centro	23	69	85	42	126	136	27	89	56	19	672
Sul	60	174	105	66	198	224	66	178	31	10	1112
Totais	128	378	267	171	510	480	124	382	137	29	2606
	773			1161			672				

Como tem sido referido em anteriores relatórios, os Planos de Monitorização anuais da QCT da EDP Distribuição são apresentados à DGGE para aprovação em documentação própria, contendo os critérios, os meios e os programas de realização das acções a empreender. Compete à ERSE, a sua posterior fiscalização.

Em 2003, no âmbito do Plano Principal, foram alvo de monitorização 124 barramentos de MT de subestações de AT/MT e 382 PTD directamente alimentados desses barramentos, a que se acrescentam 137 outros PTD, rastreados ao abrigo do Plano Complementar, bem como mais 29 PTD localizados em áreas abrangidas por parques eólicos e industriais seleccionados para o efeito, num total de 672 monitorizações.

### Controlo do Plano Principal de Monitorização da QCT da EDP Distribuição para 2003

N	Período de Medição	Acções de Monitorização da QCT Efectuadas por Período de Medição											
		Norte				Centro				Sul			
		SE/Barr (AT/MT)		PT (BT)		SE/Barr (AT/MT)		PT (BT)		SE/Barr (AT/MT)		PT (BT)	
		Prev	Efect	Prev	Efect	Prev	Efect	Prev	Efect	Prev	Efect	Prev	Efect
1	03-02 a 16-02-03					3	3	10	10	2	1	4	4
2	24-02 a 23-03-03									19	19	47	43
3	31-03 a 27-04-03									14	14	38	36
4	06-05 a 01-06-03					3	3	11	10	14	14	48	42
5	10-06 a 06-07-03									18	18	54	53
6	14-07 a 10-08-03					7	7	25	25				
7	18-08 a 14-09-03	7	7	31	30								
8	22-09 a 19-10-03	12	12	46	44	3	3	10	10				
9	27-10 a 23-11-03	9	9	36	31	1	1	3	3				
10	01-12 a 28-12-03	3	3	12	10	10	10	31	31				
		31	31	125	115	27	27	90	89	67	66	191	178

Como nos anos anteriores, as acções foram levadas a cabo por equipas da EDP Distribuição constituídas por técnicos que, oportunamente, receberam formação adequada por parte da empresa de Laboratórios Labelec.

As acções de monitorização da QCT, de acordo com a NP EN 50160 e com o estipulado no Regulamento da Qualidade de Serviço, consistem em medições, nos barramentos das Subestações de AT/MT e nos Quadros Gerais de Baixa Tensão dos PTD deles

alimentados, durante o período estabelecido na Norma, e visam o registo dos seguintes parâmetros definidores da qualidade da energia eléctrica :

- Frequência da Tensão
- Valor Eficaz da Tensão
- Tremulação/*Flicker* da Tensão
- Desequilíbrio do Sistema Trifásico de Tensões
- Distorção Harmónica
- Cavas de Tensão

Em complemento, registam-se também, por regra, as sobretensões e as interrupções de serviço (em número e duração), que eventualmente tenham ocorrido durante o período de medição.

### 5.3.2. Síntese de apreciação dos planos de monitorização de 2003

Dado o volume de dados em presença, analogamente ao que tem sido feito em anos anteriores, apresentam-se de uma forma sintética os resultados das análises efectuadas, fazendo-se referências específicas aos parâmetros mais representativos da qualidade da energia eléctrica.

Destacam-se particularmente, nesta síntese, as cavas de tensão, em profundidade e duração, as interrupções de serviço, em número de PTD afectados e número total de interrupções, bem como as não conformidades detectadas, designadamente, quanto a variações da tensão eficaz, conteúdo harmónico da tensão, desequilíbrio do sistema trifásico de tensões e fenómenos de tremulação/*flicker* da tensão.

#### Plano de Monitorização Principal

#### **Resumo da Análise do Plano Principal de Monitorização da QCT da EDP Distribuição – 2003**

Nº Instalações Monit.		Não Conf.		Perturbações em Reg. Transitório			Perturbações em Regime Permanente						
							U < 0,01Un		Parâmetros fora dos limites (> 5 % valores medidos )				
Nº Barr_SE_AT/MT Monitor.	Nº PTD Monit	Nº Barr MT Não Conf.	Nº PTD Não Conf.	Cavas			Int. Serv		Uef	H	Flic/Trem	Udes	Fr
				Nº Barr c/ cavas	Nº PTD c/ cavas	Nº Cavas Reg.	Nº Barr_MT c/ IS	Nº PTD c/ IS					
124	382	11	84	45	237	5 182	14	84	26	7	48	4	-

#### *Cavas de Tensão*

Embora não estando sujeito a quantificação normativa, este fenómeno é um dos que está na génese de muitas das reclamações dos clientes e aquele que, para as empresas de distribuição de energia eléctrica, se afigura de mais difícil solução, pela

sua enorme dependência de factores externos, em grande parte fora do controlo directo dessas empresas.

Estas procuram, normalmente, com a capacidade limitada de que dispõem neste aspecto, reduzir a amplitude das repercussões dos defeitos eléctricos que estão na origem das cavas de tensão ocorridas nas suas redes e cuja existência é inerente ao seu próprio funcionamento, tanto maior quanto mais significativa for a componente aérea dessas redes.

No que concerne às cavas de tensão, deve sublinhar-se o carácter aleatório dos valores numéricos aqui apresentados, visto que eles se baseiam em medições realizadas durante um breve período de 7 dias, o qual, apesar de estar de acordo com a NP EN 50160, se sabe ser claramente insuficiente para caracterizar o fenómeno em causa. Para isto, basta apenas ter em conta que os valores registados podem ser influenciados por ocorrências fortuitas verificadas durante a semana em que se realizou a monitorização.

Por conseguinte, estes valores devem apenas ser encarados como uma espécie de fotografia de uma realidade numa certa data, que necessitaria de ser continuamente observada, por períodos temporais bastante mais prolongados, para que os resultados possam ser considerados como verdadeiramente representativos da presença deste fenómeno nas instalações sob monitorização.

Deste modo, nas condições regulamentares das medições efectuadas, a análise aos registos das monitorizações do Plano Principal de 2003, revelou que 45 (36%) barramentos de MT de SE de AT/MT e 237 (62%) dos PTD, ou seja, 56 % de todas as monitorizações efectuadas naqueles dois elementos de rede foram afectados por cavas de tensão, com um número total de 5 182 cavas.

Deve no entanto referir-se que a maioria destas cavas é de profundidade moderada, cerca de 30% da  $U_n$  e a sua duração bastante curta, na sua maioria abaixo dos 200 ms.

#### *Interrupções de Serviço*

Estas ocorrências verificaram-se em 14 (11%) barramentos de MT e em 84 (22%) dos PTD, ou seja, 19% das monitorizações efectuadas em barramentos de MT e PTD registaram esta perturbação, embora de facto tenham sido interrupções na sua maioria

de curta duração, acompanhando a tendência geral de diminuição, dos últimos anos, do indicador tempo de interrupção equivalente do fornecimento de energia eléctrica.

Apesar dos esforços desenvolvidos e dos meios alocados, para se obterem melhorias duradouras deste indicador, quer no número quer na duração das interrupções, há que ter presente que a prontidão de resposta, mesmo contando com equipas técnicas experientes e bem apetrechadas, está também dependente da gravidade das causas que determinam as interrupções, cuja complexidade pode dificultar a sua actuação e implicar tempos mais dilatados para o restabelecimento do serviço.

#### *Outros parâmetros avaliados e situações de não conformidades com o Regulamento de Qualidade de Serviço*

Inserem-se neste ponto as variações da tensão eficaz, conteúdo harmónico da tensão, desequilíbrio do sistema trifásico de tensões e fenómenos de tremulação/*flicker* da tensão, na sua confrontação com os limites regulamentares impostos pelos documentos normativos.

Também aqui a situação não se revela preocupante, antes se apresenta favorável, tendo-se registado um total de 85 casos de não conformidade, ou seja, 17% de todas as monitorizações efectuadas em barramentos de MT e em PTD, do lado BT, exibiram algum parâmetro fora dos limites regulamentares.

Destes casos, 48 (9,5% do total de monitorizações) foram devidos a fenómenos pontuais de tremulação/*flicker* da tensão, seguindo-se 26 (5,1%) casos de não conformidade por valores de  $U_{ef}$  registados fora da faixa de variação regulamentar, embora, em geral, muito próxima dela.

Em termos do conteúdo harmónico da tensão, registaram-se 7 (1,4%) casos de não conformidade, sendo a componente mais frequentemente responsável por esta situação de não conformidade, a 5ª harmónica e por último, o desequilíbrio do sistema trifásico de tensões, registou-se em 4 (0,8%) das monitorizações efectuadas.

#### Plano de Monitorização Complementar

Em regra os indicadores de qualidade relativos a este plano são menos favoráveis que os do Plano Principal, em consequência dos critérios de selecção dos PTD aqui prevaletentes, que assentam em condições de exploração previsivelmente mais

severas. Em todo o caso, podem considerar-se igualmente bastante satisfatórios em si mesmos e, ainda mais, se atendermos às condições de selecção dos PTD.

Com as considerações já anteriormente enunciadas a respeito dos indicadores do Plano Principal, reúnem-se neste ponto aqueles que maior repercussão têm na qualidade da energia eléctrica que a EDP Distribuição disponibiliza aos seus clientes a partir dos barramentos das suas Subestações e Postos de Transformação.

### Resumo da Análise do Plano Complementar de Monitorização da QCT da EDP Distribuição – 2003

Área de Rede	Nº PTD Monit	Nº PTD Não Conf.	Perturbações em Reg. Transitório		Perturbações em Regime Permanente					Observ		
			Cavas		U < 0,01 Un		Parâmetros fora dos limites ( > 5 % valores medidos )					
			Nº PTD c/ cavas	Nº Cavas Reg.	Int Serv		Uef	H	Flic/Trem		Udes	Fr
		Nº PTD c/ IS	Nº IS Reg.									
ARMN	14	2	9	183	1	1	1		1			
ARAS	6		4	60								
ARTM	30	3	16	317	8	15	3				Umin= 0,84 Un	
ARCL	20	1	15	297	3	26	1					
ARBL	18	5	13	96	4	19	2	1	2		5º H ( 6,19 % )	
ARBI	18	1	13	162	7	37	1				Umax= 1,13 Un	
ARVT	31	4	31	854	16	46	2		2		Umax= 1,12 Un	
<b>Totais</b>	<b>137</b>	<b>16</b>	<b>101</b>	<b>1969</b>	<b>39</b>	<b>144</b>	<b>10</b>	<b>1</b>	<b>5</b>			

De um universo de 137 monitorizações efectuadas em PTD pertencentes a 8 Áreas de Rede da EDP Distribuição, podem, concisamente, destacar-se os seguintes indicadores:

#### *Cavas de Tensão*

- 101 PTD (74%) registaram esta perturbação, não sujeita a quantificação normativa, como já referido, mas susceptível de perturbar o processo produtivo de certas indústrias.
- As Áreas de Rede mais afectadas foram: Área de Rede Coimbra/Lousã com 75% dos PTD , Área de Rede Beira Interior com 72%, Área de Rede Ave Sousa com 67% e Área de Rede Minho com 64%.

#### *Interrupções de Serviço*

- 39 PTD (28%) registaram interrupções de serviço (num total de 144), o que significa uma média 3,6 interrupções por PTD, valor algo excessivo, atendendo ao período de observação, embora em geral com interrupções de curta duração.
- As Áreas de Rede mais afectadas por este tipo de perturbação foram, Vale do Tejo, com 52% dos PTD, Beira Interior com 39%, Trás-os-Montes com 27% e Beira Litoral com 22%.

### *Não Conformidades :*

- 16 PTD (12%) registaram algum parâmetro fora dos limites regulamentares, embora por margens pouco significativas a maioria – 10 casos – respeitante a situações de ultrapassagem da faixa de variação regulamentar da  $U_{ef}$ . No restante, verificaram-se 5 casos em que o nível de tremulação/*flicker* de longa duração excedeu o máximo regulamentar, ainda que ligeiramente, e, em 1 PTD, ocorreu a ultrapassagem do nível máximo da 5ª harmónica da tensão que atingiu o valor de 6,19%.
- As Áreas de Rede onde se verificaram mais casos de “não conformidade” foram: Beira Litoral com 5, o que corresponde a 28% dos PTD observados nesta Área de Rede, Vale do Tejo com 4 (13%), Trás-os-Montes com 3 (10%) e Minho com 2, mas representando 14 % dos PTD monitorados.

Ressalte-se que, analogamente ao referido a propósito do Plano Principal, das 16 situações de não conformidade aqui verificadas, 10 (62,5 %) resultaram de ultrapassagens da faixa de variação regulamentar da  $U_{ef}$ , embora pontuais e pouco significativas e que normalmente não tiveram consequências para as cargas alimentadas. Se não considerássemos estas situações, o nível de não conformidades deste plano desceria para os 4%.

### Monitorizações efectuadas em PTD incluídos em zonas sob influência de Parques Eólicos e Industriais

Foram monitorados neste âmbito 29 PTD, distribuídos pela forma indicada no quadro seguinte, sendo de referir que, no caso dos Parque Eólicos, apenas no de Cadafaz foram registados valores fora dos limites regulamentares, não nos PTD, mas nos 60 kV do Posto de Corte, no que toca aos valores da  $U_{ef}$ , em que o limite superior chegou a ser ultrapassado em 35% e ao conteúdo harmónico da tensão – 3ªH, que atingiu 11,72% - e DHT, que chegou aos 14%.

## Resumo da Análise das Monitorizações da QCT efectuadas em Parques Eólicos e Industriais – 2003

	Perturbações em Reg. Transitório			Perturbações em Regime Permanente								Observ	
	Área de Rede	Nº PTD Monit	Nº PTD Não Conf.	Cavas		U < 0,01 Un		Parâmetros fora dos limites (> 5 % valores medidos)					
				Nº PTD c/ cavas	Nº Cavas Reg.	Int Serv		Uef	H	Flic/Trem	Udes		Fr
						Nº PTD c/ IS	Nº IS Reg.						
Parques Eólicos	ARCL	19		16	70	4	6						60 kV no PCS de Cadafaz com NC na Uef, harmónicas ( 3ª e DHT elevadas )
Parques Industriais	AROT	3		3	8	1	2						Registadas 7 sobretensões : U <sub>max</sub> =1,19 Un de t=10ms
	ARVT	2		2	22								
	ARPS	2	1	2	43				1				Barr. de 30 kV na SE de Sado com NC em Harm, Trem/Flic e Udes
	ARAT	3		3	37	3	3						
	<b>Totais</b>	<b>29</b>	<b>1</b>	<b>26</b>	<b>180</b>	<b>8</b>	<b>11</b>						

No caso dos Parques Industriais, é de referir apenas 1 PTD com 1 não conformidade, no conteúdo harmónico da tensão – 5ª e 7ª com limites excedidos, na Área de Rede Península de Setúbal.

Verificaram-se também nesta Área de Rede – subestação de Sado no Barramento de 30 kV – situações de não conformidade no conteúdo harmónico da tensão, no nível de tremulação/flicker e na U<sub>des</sub>. Este último parâmetro com valores significativamente excessivos U<sub>des</sub>=0,05 U<sub>d</sub> e U<sub>des</sub>=0,15 U<sub>d</sub>.

### Considerações finais

Como se pode avaliar pelos indicadores referidos e comentados nos pontos anteriores, ao fim deste período de 3 anos de monitorizações sistemáticas por todo o país, continua a confirmar-se a existência de uma realidade relativamente confortável, no que respeita à qualidade da energia eléctrica disponibilizada a partir dos barramentos das nossas instalações, tendo sido revelada uma situação, em geral melhor, do que empiricamente se admitira.

Atente-se, no quadro apresentado a seguir, nas tendências de alguns desses indicadores, para uma certa regularidade, nomeadamente, no que se refere a “não conformidades” nos parâmetros sob vigilância - variação da U<sub>ef</sub>, U<sub>h</sub>, Tremulação/*Flicker* da Tensão e Desequilíbrio do Sistema Trifásico de Tensões - e a outros índices caracterizadores da qualidade de serviço. Nestes últimos incluem-se os que traduzem a ocorrência de cavas de tensão, definidas em profundidade e duração, bem como as interrupções de serviço, contabilizadas em número e também em duração temporal.

Assim, no capítulo das “não conformidades”, o valor para que convergem os indicadores encontrados é o de 10 %, nas monitorizações efectuadas pelo Plano Principal e 11% no Complementar; no das cavas de tensão é de 59%, pelo Plano Principal, i.e., 59% das monitorizações deste plano registaram esta perturbação, e 74% no Complementar. Quanto à percentagem de PTD objecto de monitorização que sofreram alguma interrupção de serviço, obteve-se pelo Plano Principal o valor de 16% e pelo Complementar o de 33%.

**Planos de Monitorização da QCT da EDP Distribuição 2001 a 2003  
Tendências de Alguns Indicadores**

	Ano	Nº PTD Monit	NC		Tend NC	Nº PTD c/ Cavas		Tend Cavas	Nº PTD c/ Int.Serv.		Tend IS
			Nº	%		Nº	%		Nº	%	
Plano Princ.	2001	378	nd	5	10%	nd	48	59%	nd	10	16%
	2002	510	nd	9		nd	68		117	17	
	2003	382	84	17		237	62		84	22	
Plano Compl.	2001	267	26	11	11%	173	72	74%	83	34	33%
	2002	480	54	11		358	75		183	38	
	2003	137	16	12		101	74		39	28	

Algumas situações de maior preocupação têm sido identificadas por forma a merecerem uma atenção mais cuidada. Neste sentido, em conjunto com os diversos sectores da Empresa que reúnem elementos de avaliação análoga, tem sido feita uma apreciação global das situações mais prementes, para serem desencadeadas as acções correctivas mais adequadas.

### 5.3.3. Monitorizações a clientes

Para além dos Planos de Monitorização e de acordo com o RQS, realizaram-se monitorizações específicas a instalações de clientes, no âmbito de reclamações relacionadas com a qualidade da onda de tensão:

- AT - 6 análises/monitorizações
- MT - 48 análises/monitorizações

Com o desenvolvimento dos sistemas informáticos, de telecomunicações e dos sistemas electrónicos de controlo e potência, os processos industriais são cada vez mais sensíveis a perturbações de reduzida severidade. Esta transformação tecnológica associada às consequências económicas provocadas pela interrupção de alguns processos industriais de produção, está a fazer aumentar cada vez mais as exigências dos clientes.



Neste contexto, têm sido desenvolvidos vários estudos complementares, com monitorização de tensão no ponto de entrega aos clientes ou em subestações, de modo a caracterizar com rigor a Qualidade e Continuidade de Tensão fornecida pela EDP Distribuição. Durante o período de monitorização, os clientes são convidados a registar com rigor todas as perturbações que afectam os seus equipamentos mais críticos, do ponto de vista de produção. Com base nos resultados de monitorização e de acordo com o *feedback* dos clientes, pretende-se identificar exactamente os equipamentos mais susceptíveis a perturbações de tensão e estudar soluções que permitam a minimização da severidade dessas perturbações de tensão ao nível das redes de transporte e distribuição e, por outro lado, implementar as estratégias de imunização mais adequadas nas respectivas instalações.

Nesta área, é de referir o caso de sucesso obtido na zona industrial de Estarreja, durante 2002, em que, da acção conjunta da EDP Distribuição com três clientes AT resultou um número de zero de paragens no processo produtivo destes clientes durante 2003.

Ainda no decurso de 2003, e na sequência dos diversos trabalhos de reconfiguração das redes de AT e MT da zona da Marinha Grande, foi planeado e posto em prática um plano de monitorização destinado a abranger o barramento de MT da subestação, bem como vinte instalações de clientes, de diferentes sectores de actividade, nomeadamente vidro, moldes e madeiras, clientes estes que apresentam sensibilidades diversas a perturbações das características da onda de tensão.

Dessa acção, salientamos as conclusões mais marcantes do correspondente relatório:

- Em regime permanente, a tensão fornecida aos clientes pelos semi-barramentos MT 1 e 2, da subestação da Marinha Grande, cumpre todos os requisitos definidos na norma NP EN 50160.
- Durante o período de monitorização, os semi-barramentos MT 1 e 2, da referida subestação, apresentaram um nível de incidência de eventos (cavas de tensão e interrupções breves) muito inferior à média europeia.
- A configuração de exploração actual da referida subestação (rede AT em anel – semi-barramentos MT independentes) é a configuração óptima porque minimiza o “impacto” (amplitude) das cavas de tensão, no semi-barramento MT 1 e no barramento AT, com origem em defeitos MT.

#### 5.4. OCORRÊNCIAS MAIS SIGNIFICATIVAS

Como ocorrências consideradas mais significativas foram seleccionados nove incidentes, três por cada rede de origem (RNT, rede AT e rede MT), seguindo o critério do valor de Energia não Distribuída (END), danos resultantes do incidente e perturbações a clientes.

##### 5.4.1. Origem na Rede MAT

###### *Incidente de 14/01/2003*

Ocorrido às 17:25 h, com o disparo simultâneo dos transformadores 220/60 kV, na Subestação Vila Chã, devido a falha no sistema de protecções da REN, tendo originado a END de 32,447 MWh e afectado 184 446 clientes.

###### *Incidente de 13/05/2003*

Ocorrido às 20:52 h, com o disparo simultâneo dos transformadores 150/60 kV, na subestação Zêzere, devido a explosão de transformador intensidade (REN), no painel da linha 6546/49, tendo originado a END de 38,106 MWh e afectado 123 160 clientes.

###### *Incidente de 02/08/2003*

Teve início às 14:23 h, com o disparo de várias linhas de 150kV (REN) que afectaram os injectores das Subestações de Estói, Tunes, Ferreira do Alentejo, Sines e Évora, devido a incêndio florestal, tendo originado uma END imediata de 358,434 MWh.

Às 15:40 h, necessidade de proceder ao deslastre de carga manual da linha 60 – 56, devido ao alastramento do incêndio, tendo originado uma END adicional de 322,891 MWh. No total foram afectados 554 073 clientes.

##### 5.4.2. Origem na rede AT

###### *Incidente de 08/03/2003*

Ocorrido às 20:18 h, com o disparo simultâneo das três chegadas da REN e de todas as saídas que se encontravam ligadas ao barramento 1, do Posto de Seccionamento Moscavide, devido a deficiente concepção do *software* da protecção diferencial de barras, tendo originado a END de 164,339 MWh e afectado 30 932 clientes.

###### *Incidente de 12/06/2003*

Ocorrido às 14:55 h, com o disparo da linha 6005, no Posto de Seccionamento Carenque, devido a explosão de descarregador de sobretensão. Em simultâneo, dispararam as linhas 6008 e 6040, na subestação Alto Mira, devido a defeito de

barramento no Posto de Seccionamento Sabugo tendo originado uma END total de 112,534 MWh e afectado 121 947 clientes.

*Incidente de 24/08/2003*

Ocorrido às 02:17 h, com vários disparos das linhas 60-58 e 60-134, na Subestação Porto de Lagos, devido a defeito de isolamento, tendo originado a END de 119,532 MWh e afectado 57 876 clientes.

5.4.3. Origem na rede MT

*Incidente de 11/02/2003*

Ocorrido às 15:06 h, devido a curto circuito no descarregador de sobretensões do Posto de Transformação 5581, provocado por uma ave, que levou à destruição de um polo do disjuntor de 10 kV do transformador 1 da Subestação de Queluz. END de 32,98 MWh e afectou 25 664 clientes.

*Incidente de 26/02/2003*

Ocorrido às 02:04 h, disparo na Subestação de S. João da Madeira devido a defeito na linha MT Feira. Posteriormente vieram a verificar-se anomalias noutras saídas MT o que provocou um incêndio no quadro metálico de MT da Subestação, originando uma END total de 166,72 MWh e afectado 21 016 clientes.

*Incidente de 30/10/2003*

Ocorrido às 23:39 h, disparo da linha Penacova/Aguieira/Mortágua, no Posto de Corte Penacova, devido a defeito no disjuntor MT de Santa Comba Dão. END = 59,09 MWh e afectou 12 983 clientes.

5.5. ACÇÕES MAIS RELEVANTES PARA A MELHORIA DA QUALIDADE DE SERVIÇO DE ÂMBITO TÉCNICO

Com o objectivo de melhorar a qualidade de serviço prestada aos seus clientes a EDP Distribuição lançou, durante o ano de 2003, um Programa de Melhoria da Qualidade de Serviço Técnico (PMQST).

Este ambicioso programa, constituído por 17 projectos, tem vindo a ser implementado e irá prosseguir nos próximos anos, com a firme determinação de atingir em 2005 o valor de 240 minutos para o indicador global TIEPIMT.

As várias medidas em curso, incidem sobre:

- Soluções técnicas de concepção e de construção;
- Beneficiação de instalações e de sistemas de protecção, automatismos e telecomando;

- Diagnóstico de fragilidades nas redes;
- Manutenção das redes e dos equipamentos;
- Desenvolvimento dos recursos humanos envolvidos e dos processos de manutenção;
- Melhoria das operações no terreno com vista à redução dos tempos de interrupção.

Para além do PMQST, a EDP Distribuição continua a apostar na modernização dos sistemas de informação de apoio à actividade técnica. Durante 2003 verificou-se uma forte expansão de repositórios de informação de rede eléctrica, conseguida por levantamentos de informação no terreno, acompanhando os projectos de desenvolvimento aplicativos, nomeadamente: o Rede Activa (implementação de um novo sistema de gestão de incidentes); o GeoProjectar; a integração com sistemas da plataforma SAP; a integração com sistemas específicos da condução (Genesys) e do planeamento, bem como um sistema de planeamento e optimização em ambiente integrado (dPlan).

#### 5.6. PLANOS DE MELHORIA DA QUALIDADE DE SERVIÇO DE NATUREZA TÉCNICA (QST)

Conforme está previsto no artigo 20º do RQS, a EDP Distribuição submeteu à DGGE, para aprovação, um vasto conjunto de obras integradas nos 14 primeiros Planos de Melhoria da QST.

Todas as 61 obras inseridas nestes Planos incidem em zonas em que os indicadores de qualidade de serviço evidenciam existir as maiores necessidades de melhoria e têm calendários de execução que decorrem entre 2002 e 2004.

Estes Planos têm vindo a ser executados de acordo com o previsto, com excepção das obras assinaladas no quadro resumo que se apresenta e no qual se justifica a razão do atraso:

<b>Planos</b>	<b>Obras</b>	<b>Dificuldades</b>
Rede AT do Distrito de Viana do Castelo	Instalação do TP 132/60 kV na SE Lindoso Painel do TP 132/60 kV na SE Lindoso	Problemas surgidos com a aquisição de terrenos e com a obtenção de autorizações dos proprietários para a passagem das linhas.
Reforço da rede da subestação Telheiro	Conclusão da ampliação da SE Telheiro Saída Telheiro-Ericeira Remodelação da linha Casalinhos-Rodo	
Reforço da rede SE Casal São Brás	Últimos 5% do reforço da rede	
Bialimentação da SE Alegria	Troço subterrâneo da linha AT Pereiros-Alegria	Definição, quanto ao traçado, por parte do POLIS (Ponte Pedonal) e do IEP (Ponte Europa) e respectiva autorização para a colocação dos cabos na ponte que só foi concedida em Fevereiro de 2004.

Todas estas obras terão a sua conclusão até ao final do 1º semestre de 2004.

Em 2003 foi enviada nova proposta de Planos de Melhoria da QST à DGGE, em relação à qual se aguarda ainda a respectiva aprovação.

## **ANEXOS**

## **CONTINUIDADE DO SERVIÇO**

**QUALIDADE DE SERVIÇO TÉCNICA**  
**INDICADORES GERAIS**

Análise por Área de Rede / EDP Distribuição

TIEPIMT (min)

ANO: 2003  
PERÍODO DE ANÁLISE: Total do Ano  
INSTALAÇÃO DE ORIGEM: Todas

ÁREA DE REDE	PREVISTAS	ACIDENTAIS														TOTAL	
		TIN	FFM	RSE	FIC	ATM	P/A	M/E	MAN	TEC	HUM	EEX	INT	DES	EMA		Totais
AR AVE - SOUSA	47,70	18,15	40,61			2,89	8,69	68,22	9,74	12,24	1,82	2,73	3,90	33,65		202,64	<b>250,34</b>
AR GRANDE PORTO	45,05	4,44	18,56	1,73		1,64	2,27	25,39	39,69	18,57	1,94	2,66	5,11	12,24		134,25	<b>179,30</b>
AR MINHO	20,63	1,24	63,92	0,00	0,18	6,27	4,61	94,09	14,63	2,70	1,44	5,26	7,26	28,43		230,03	<b>250,66</b>
AR TRÁS-OS-MONTES	16,09	2,94	135,47	1,56	1,32	38,94	8,69	65,59	9,56	6,96	0,85	0,78	10,23	74,50		357,39	<b>373,48</b>
AR BEIRA INTERIOR	22,35	2,99	71,86	0,18		4,16	7,45	75,29	11,17	9,88	9,45	0,98	26,35	24,73		244,49	<b>266,84</b>
AR BEIRA LITORAL	64,55	12,99	143,29	0,18	0,22	20,24	36,19	117,43	34,84	14,64	12,29	3,65	5,02	52,67		453,63	<b>518,19</b>
AR COIMBRA	42,10	18,38	99,75	10,47	1,31	21,06	10,19	79,72	21,84	2,19	1,95	7,55	14,37	5,34		294,11	<b>336,21</b>
AR LITORAL CENTRO	73,92	19,93	63,54	0,00		24,46	8,77	120,55	55,32	6,91	3,38	10,43	6,81	16,36		336,47	<b>410,39</b>
AR ALENTEJO	123,72	5,25	29,44	0,01		1,59	1,27	161,22	17,83	19,43	1,32	13,06	74,28	74,37		399,05	<b>522,78</b>
AR ALGARVE	60,84	8,04	80,07	0,11			2,36	114,78	26,42	3,29	15,37	1,99	6,97	14,63		274,03	<b>334,87</b>
AR GRANDE LISBOA	11,49	2,40	18,78	0,64		0,46	6,32	113,12	14,40	10,61	2,21	3,21	4,75	22,75		199,64	<b>211,13</b>
AR OESTE	51,55	9,37	85,52	1,82			16,10	137,27	32,60	13,31	5,92	16,42	15,86	33,66		367,85	<b>419,40</b>
AR PENÍNSULA SETÚBAL	56,31	6,19	26,49	0,00			7,38	118,57	3,12	3,68	6,17	9,81	7,27	30,26		218,95	<b>275,25</b>
AR VALE DO TEJO	202,81	21,91	83,88	0,94	0,10	7,28	4,55	150,29	56,96	19,67	3,85	15,34	102,42	161,53		628,72	<b>831,53</b>
<b>EDP DISTRIBUIÇÃO</b>	<b>55,68</b>	<b>9,27</b>	<b>59,52</b>	<b>1,12</b>	<b>0,14</b>	<b>7,15</b>	<b>9,02</b>	<b>97,11</b>	<b>26,08</b>	<b>11,31</b>	<b>4,60</b>	<b>6,11</b>	<b>16,48</b>	<b>36,92</b>		<b>284,83</b>	<b>340,51</b>

**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";
- As previstas são o somatório dos grupos: Razões de Serviço; Razões de Interesse Público e Acordo com o Cliente;
- Valores com exclusão dos incêndios que afectaram as redes;
- Valores AR (base Área de Rede);
- Valores EDP (base EDP Distribuição).

<b>TIN</b>	TRABALHOS INADIÁVEIS
<b>FFM</b>	CASOS FORTUITOS OU DE FORÇA MAIOR
<b>RSE</b>	RAZÕES DE SEGURANÇA
<b>FIC</b>	FACTO IMPUTÁVEL AO CLIENTE
<b>ATM</b>	ATMOSFÉRICOS
<b>P/A</b>	PROTECÇÕES/AUTOMATISMOS
<b>M/E</b>	MATERIAL/EQUIPAMENTO
<b>MAN</b>	MANUTENÇÃO
<b>TEC</b>	TÉCNICAS
<b>HUM</b>	HUMANAS
<b>EEX</b>	ENTIDADES EXTERIORES
<b>INT</b>	INTERFERÊNCIAS
<b>DES</b>	DESCONHECIDAS
<b>EMA</b>	EM ANÁLISE



## QUALIDADE DE SERVIÇO TÉCNICA

### INDICADORES GERAIS

Análise por Área de Rede / EDP Distribuição

END MT (MWh)

ANO: 2003  
PERÍODO DE ANÁLISE: Total do Ano  
INSTALAÇÃO DE ORIGEM: Todas

ÁREA DE REDE	PREVISTAS	ACIDENTAIS														TOTAL	
		TIN	FFM	RSE	FIC	ATM	P/A	M/E	MAN	TEC	HUM	EEX	INT	DES	EMA		Totais
AR AVE - SOUSA	306,72	114,61	261,89			18,56	55,67	437,72	64,17	77,78	11,73	17,54	25,09	215,60		1.300,36	1.607,08
AR GRANDE PORTO	408,73	40,53	170,28	15,36		14,61	20,58	231,18	359,03	167,76	17,59	24,59	46,18	111,06		1.218,76	1.627,49
AR MINHO	86,17	5,16	264,14	0,00	0,75	26,33	18,49	387,92	60,25	10,98	5,97	21,61	30,16	116,89		948,62	1.034,79
AR TRÁS-OS-MONTES	31,92	5,85	266,20	3,29	2,81	82,55	17,19	129,05	18,76	13,72	1,71	1,59	20,02	145,73		708,49	740,41
AR BEIRA INTERIOR	54,39	7,48	173,84	0,46		10,18	18,22	181,66	26,86	23,61	22,59	2,32	64,38	59,01		590,61	645,00
AR BEIRA LITORAL	415,69	84,01	920,34	1,15	1,39	133,86	234,09	760,18	236,46	93,89	78,72	24,18	33,03	337,29		2.938,59	3.354,28
AR COIMBRA	156,30	66,14	364,23	37,82	4,69	76,68	37,22	291,95	80,41	8,43	7,07	27,67	54,61	19,89		1.076,80	1.233,10
AR LITORAL CENTRO	336,64	89,92	284,54	0,00		110,14	39,10	540,54	247,08	31,19	15,17	47,38	30,37	75,24		1.510,68	1.847,32
AR ALENTEJO	306,91	12,86	73,07	0,02		4,03	3,15	398,19	44,28	47,30	3,20	32,28	183,91	184,49		986,77	1.293,68
AR ALGARVE	220,81	28,65	286,64	0,41			8,94	406,22	92,43	11,46	55,67	7,21	24,54	52,29		974,47	1.195,28
AR GRANDE LISBOA	133,33	27,06	214,20	7,41		5,13	71,62	1.297,20	163,11	119,01	25,13	36,82	54,07	261,36		2.282,12	2.415,45
AR OESTE	226,21	41,53	375,03	8,23			69,80	599,69	141,84	58,36	25,55	72,25	69,40	147,27		1.608,94	1.835,15
AR PENÍNSULA SETÚBAL	240,61	26,92	110,74	0,00			30,70	501,25	13,59	15,36	25,80	41,56	30,80	127,62		924,33	1.164,93
AR VALE DO TEJO	734,00	79,12	299,21	3,39	0,37	25,91	16,04	540,51	202,39	69,88	13,69	56,00	372,01	579,17		2.257,70	2.991,70
<b>EDP DISTRIBUIÇÃO</b>	<b>3.658,43</b>	<b>629,82</b>	<b>4.064,33</b>	<b>77,53</b>	<b>10,00</b>	<b>508,00</b>	<b>640,80</b>	<b>6.703,25</b>	<b>1.750,68</b>	<b>748,74</b>	<b>309,60</b>	<b>413,01</b>	<b>1.038,57</b>	<b>2.432,91</b>		<b>19.327,23</b>	<b>22.985,67</b>

**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";
- As previstas são o somatório dos grupos: Razões de Serviço; Razões de Interesse Público e Acordo com o Cliente;
- Valores com exclusão dos incêndios que afectaram as redes;
- Valores AR (base Área de Rede);
- Valores EDP (base EDP Distribuição).

TIN	TRABALHOS INADIÁVEIS
FFM	CASOS FORTUITOS OU DE FORÇA MAIOR
RSE	RAZÕES DE SEGURANÇA
FIC	FACTO IMPUTÁVEL AO CLIENTE
ATM	ATMOSFÉRICOS
P/A	PROTECÇÕES/AUTOMATISMOS
M/E	MATERIAL/EQUIPAMENTO
MAN	MANUTENÇÃO
TEC	TÉCNICAS
HUM	HUMANAS
EEX	ENTIDADES EXTERIORES
INT	INTERFERÊNCIAS
DES	DESCONHECIDAS
EMA	EM ANÁLISE

## QUALIDADE DE SERVIÇO TÉCNICA

### INDICADORES GERAIS

Análise por Área de Rede / EDP Distribuição

SAIFI MT (nº)

ANO: 2003  
PERÍODO DE ANÁLISE: Total do Ano  
INSTALAÇÃO DE ORIGEM: Todas

ÁREA DE REDE	PREVISTAS	ACIDENTAIS														TOTAL	
		TIN	FFM	RSE	FIC	ATM	P/A	M/E	MAN	TEC	HUM	EEX	INT	DES	EMA		Totais
AR AVE - SOUSA	0,21	0,13	0,74			0,04	0,28	1,03	0,15	0,54	0,09	0,05	0,10	1,14		4,31	4,51
AR GRANDE PORTO	0,20	0,18	0,32	0,11		0,04	0,13	0,42	0,49	0,49	0,07	0,03	0,05	0,34		2,66	2,87
AR MINHO	0,11	0,07	1,10	0,00	0,01	0,15	0,17	1,84	0,27	0,17	0,11	0,09	0,17	1,04		5,20	5,31
AR TRÁS-OS-MONTES	0,13	0,12	1,94	0,10	0,01	0,44	0,55	0,88	0,21	0,36	0,02	0,02	0,20	1,93		6,79	6,93
AR BEIRA INTERIOR	0,19	0,09	1,34	0,00		0,04	0,34	1,59	0,24	0,38	1,03	0,04	0,52	1,02		6,64	6,83
AR BEIRA LITORAL	0,40	0,46	1,90	0,01	0,00	0,31	0,67	2,25	0,25	0,38	0,51	0,05	0,23	1,62		8,64	9,05
AR COIMBRA	0,36	0,50	1,68	0,11	0,01	0,39	0,52	1,75	0,25	0,30	0,08	0,16	0,27	0,36		6,37	6,73
AR LITORAL CENTRO	0,35	0,73	0,98	0,00		0,48	0,45	1,67	0,68	0,30	0,34	0,14	0,11	0,81		6,68	7,02
AR ALENTEJO	0,83	0,22	0,42	0,00		0,04	0,17	3,46	0,25	0,32	0,06	0,12	1,39	3,33		9,78	10,60
AR ALGARVE	0,31	0,22	1,29	0,00			0,11	1,97	0,82	0,14	1,04	0,03	0,18	0,99		6,79	7,10
AR GRANDE LISBOA	0,05	0,03	0,20	0,01		0,00	0,16	1,68	0,14	0,23	0,04	0,04	0,09	0,50		3,13	3,18
AR OESTE	0,19	0,32	1,36	0,06			0,36	2,58	0,83	0,51	0,18	0,25	0,40	1,90		8,75	8,94
AR PENÍNSULA SETÚBAL	0,19	0,35	0,54	0,00			0,44	1,92	0,08	0,19	0,19	0,09	0,27	1,41		5,49	5,68
AR VALE DO TEJO	0,85	0,25	0,89	0,01	0,02	0,11	0,24	2,38	0,81	0,68	0,18	0,20	1,71	4,49		11,98	12,83
<b>EDP DISTRIBUIÇÃO</b>	<b>0,33</b>	<b>0,26</b>	<b>1,03</b>	<b>0,03</b>	<b>0,00</b>	<b>0,15</b>	<b>0,33</b>	<b>1,80</b>	<b>0,39</b>	<b>0,37</b>	<b>0,28</b>	<b>0,09</b>	<b>0,42</b>	<b>1,52</b>		<b>6,68</b>	<b>7,01</b>

#### 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";
- As previstas são o somatório dos grupos: Razões de Serviço; Razões de Interesse Público e Acordo com o Cliente;
- Valores com exclusão dos incêndios que afectaram as redes;
- Valores AR (base Área de Rede);
- Valores EDP (base EDP Distribuição).

TIN	TRABALHOS INADIÁVEIS
FFM	CASOS FORTUITOS OU DE FORÇA MAIOR
RSE	RAZÕES DE SEGURANÇA
FIC	FACTO IMPUTÁVEL AO CLIENTE
ATM	ATMOSFÉRICOS
P/A	PROTECÇÕES/AUTOMATISMOS
M/E	MATERIAL/EQUIPAMENTO
MAN	MANUTENÇÃO
TEC	TÉCNICAS
HUM	HUMANAS
EEX	ENTIDADES EXTERIORES
INT	INTERFERÊNCIAS
DES	DESCONHECIDAS
EMA	EM ANÁLISE

## QUALIDADE DE SERVIÇO TÉCNICA

### INDICADORES GERAIS

#### Análise por Área de Rede / EDP Distribuição

SAIDI MT (min)

ANO: 2003  
PERÍODO DE ANÁLISE: Total do Ano  
INSTALAÇÃO DE ORIGEM: Todas

ÁREA DE REDE	PREVISTAS	ACIDENTAIS														TOTAL	
		TIN	FFM	RSE	FIC	ATM	P/A	M/E	MAN	TEC	HUM	EEX	INT	DES	EMA		Totais
AR AVE - SOUSA	55,42	14,83	53,80			4,06	11,59	82,43	14,05	17,92	1,80	2,85	4,46	46,56		254,34	309,76
AR GRANDE PORTO	56,44	5,57	21,17	1,80		2,99	2,95	30,91	44,50	21,84	1,82	2,82	6,10	15,35		157,81	214,25
AR MINHO	22,24	2,05	82,71	0,00	0,27	12,07	6,34	149,24	24,88	4,36	1,53	5,22	11,18	53,43		353,27	375,51
AR TRÁS-OS-MONTES	17,43	3,79	201,15	1,86	1,40	58,08	10,41	77,21	8,87	10,06	1,34	0,86	15,35	97,91		488,29	505,72
AR BEIRA INTERIOR	27,07	4,28	104,68	0,71		4,51	11,54	97,05	13,64	15,33	8,99	1,66	35,47	35,55		333,41	360,49
AR BEIRA LITORAL	67,15	16,97	197,59	0,32	0,12	29,35	41,67	148,56	28,72	18,97	15,66	3,78	5,55	75,11		582,39	649,54
AR COIMBRA	52,95	22,57	149,07	14,80	0,96	36,57	15,88	110,46	24,97	3,71	1,24	11,17	18,38	7,81		417,59	470,55
AR LITORAL CENTRO	70,28	23,06	81,47	0,00		37,38	9,31	138,15	64,88	7,39	2,87	10,65	8,64	22,55		406,35	476,63
AR ALENTEJO	185,19	5,56	41,75	0,00		2,13	1,56	230,97	28,14	28,63	1,25	13,63	107,36	106,94		567,92	753,11
AR ALGARVE	67,95	9,25	105,80	0,07			2,53	159,41	31,92	3,89	14,27	1,57	12,83	24,16		365,70	433,66
AR GRANDE LISBOA	15,02	2,93	20,84	0,78		0,82	6,01	133,74	16,47	11,18	3,11	3,36	5,75	33,63		238,62	253,64
AR OESTE	60,71	12,89	147,82	2,84				14,86	178,65	54,15	21,09	7,99	18,32	23,69		46,90	529,20
AR PENÍNSULA SETÚBAL	53,25	7,87	34,38	0,00				9,61	140,20	5,51	4,78	4,52	9,78	14,47		49,64	280,76
AR VALE DO TEJO	200,34	24,61	115,28	1,20	0,18	12,56	6,28	197,48	65,35	21,55	3,84	20,54	133,07	222,47		824,40	1.024,75
<b>EDP DISTRIBUIÇÃO</b>	<b>71,51</b>	<b>11,74</b>	<b>95,92</b>	<b>1,64</b>	<b>0,19</b>	<b>14,23</b>	<b>11,37</b>	<b>132,57</b>	<b>31,35</b>	<b>14,39</b>	<b>5,09</b>	<b>7,47</b>	<b>30,04</b>	<b>62,47</b>		<b>418,47</b>	<b>489,98</b>

#### 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";
- As previstas são o somatório dos grupos: Razões de Serviço; Razões de Interesse Público e Acordo com o Cliente;
- Valores com exclusão dos incêndios que afectaram as redes;
- Valores AR (base Área de Rede);
- Valores EDP (base EDP Distribuição).

TIN	TRABALHOS INADIÁVEIS
FFM	CASOS FORTUITOS OU DE FORÇA MAIOR
RSE	RAZÕES DE SEGURANÇA
FIC	FACTO IMPUTÁVEL AO CLIENTE
ATM	ATMOSFÉRICOS
P/A	PROTECÇÕES/AUTOMATISMOS
M/E	MATERIAL/EQUIPAMENTO
MAN	MANUTENÇÃO
TEC	TÉCNICAS
HUM	HUMANAS
EEX	ENTIDADES EXTERIORES
INT	INTERFERÊNCIAS
DES	DESCONHECIDAS
EMA	EM ANÁLISE

## QUALIDADE DE SERVIÇO TÉCNICA

### INDICADORES GERAIS

Análise por Área de Rede / EDP Distribuição

SAIFI BT (nº)

ANO: 2003  
PERÍODO DE ANÁLISE: Total do Ano  
INSTALAÇÃO DE ORIGEM: Todas

ÁREA DE REDE	PREVISTAS	ACIDENTAIS														TOTAL	
		TIN	FFM	RSE	FIC	ATM	P/A	M/E	MAN	TEC	HUM	EEX	INT	DES	EMA		Totais
AR AVE - SOUSA	0,24	0,12	0,78		0,00	0,05	0,28	1,11	0,24	0,81	0,11	0,05	0,13	1,32		5,00	5,23
AR GRANDE PORTO	0,20	0,15	0,34	0,10		0,03	0,15	0,45	0,49	0,55	0,08	0,02	0,05	0,27		2,68	2,87
AR MINHO	0,12	0,07	1,10	0,00	0,01	0,12	0,14	1,72	0,29	0,42	0,10	0,08	0,15	0,92		5,11	5,23
AR TRÁS-OS-MONTES	0,17	0,14	1,85	0,13	0,01	0,38	0,49	0,88	0,35	0,54	0,02	0,01	0,19	1,75		6,72	6,89
AR BEIRA INTERIOR	0,28	0,10	1,31	0,01		0,03	0,34	1,51	0,34	0,58	1,13	0,03	0,31	0,94		6,61	6,89
AR BEIRA LITORAL	0,49	0,53	1,85	0,02	0,00	0,31	0,70	2,29	0,37	0,75	0,55	0,06	0,28	1,55		9,25	9,74
AR COIMBRA	0,39	0,48	1,61	0,10	0,01	0,44	0,48	1,60	0,44	0,49	0,09	0,14	0,26	0,34		6,48	6,88
AR LITORAL CENTRO	0,45	0,69	0,92	0,00	0,00	0,49	0,54	1,72	0,94	0,55	0,38	0,12	0,12	0,78		7,24	7,70
AR ALENTEJO	0,76	0,30	0,38	0,00	0,00	0,04	0,16	3,11	0,20	0,65	0,04	0,12	1,20	2,84		9,05	9,81
AR ALGARVE	0,41	0,21	1,09	0,00	0,00	0,01	0,10	1,53	0,80	0,33	1,04	0,04	0,10	0,93		6,19	6,60
AR GRANDE LISBOA	0,08	0,04	0,19	0,01	0,00	0,01	0,16	2,04	0,14	0,26	0,09	0,03	0,07	0,44		3,50	3,58
AR OESTE	0,20	0,28	1,03	0,05	0,00	0,01	0,35	2,24	0,52	0,55	0,15	0,14	0,26	1,34		6,94	7,14
AR PENÍNSULA SETÚBAL	0,14	0,38	0,43	0,00	0,00	0,00	0,38	1,40	0,11	0,30	0,17	0,04	0,07	0,81		4,10	4,24
AR VALE DO TEJO	0,88	0,34	0,80	0,01	0,01	0,11	0,23	2,19	0,79	1,00	0,16	0,14	1,36	3,70		10,83	11,71
<b>EDP DISTRIBUIÇÃO</b>	<b>0,30</b>	<b>0,25</b>	<b>0,89</b>	<b>0,03</b>	<b>0,00</b>	<b>0,13</b>	<b>0,31</b>	<b>1,65</b>	<b>0,40</b>	<b>0,53</b>	<b>0,26</b>	<b>0,07</b>	<b>0,26</b>	<b>1,10</b>		<b>5,86</b>	<b>6,16</b>

**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";
- As previstas são o somatório dos grupos: Razões de Serviço; Razões de Interesse Público e Acordo com o Cliente;
- Valores com exclusão dos incêndios que afectaram as redes;
- Valores AR (base Área de Rede);
- Valores EDP (base EDP Distribuição).

TIN	TRABALHOS INADIÁVEIS
FFM	CASOS FORTUITOS OU DE FORÇA MAIOR
RSE	RAZÕES DE SEGURANÇA
FIC	FACTO IMPUTÁVEL AO CLIENTE
ATM	ATMOSFÉRICOS
P/A	PROTECÇÕES/AUTOMATISMOS
M/E	MATERIAL/EQUIPAMENTO
MAN	MANUTENÇÃO
TEC	TÉCNICAS
HUM	HUMANAS
EEX	ENTIDADES EXTERIORES
INT	INTERFERÊNCIAS
DES	DESCONHECIDAS
EMA	EM ANÁLISE

## QUALIDADE DE SERVIÇO TÉCNICA

### INDICADORES GERAIS

#### Análise por Área de Rede / EDP Distribuição

SAIDI BT (min)

ANO: 2003  
PERÍODO DE ANÁLISE: Total do Ano  
INSTALAÇÃO DE ORIGEM: Todas

ÁREA DE REDE	PREVISTAS	ACIDENTAIS														TOTAL	
		TIN	FFM	RSE	FIC	ATM	P/A	M/E	MAN	TEC	HUM	EEX	INT	DES	EMA		Totais
AR AVE - SOUSA	60,18	12,13	57,86		0,01	4,87	11,33	91,80	23,37	33,48	2,19	3,20	5,47	51,71		297,41	357,59
AR GRANDE PORTO	50,62	4,62	23,93	1,47		2,15	3,20	37,63	40,53	26,16	2,36	1,52	6,29	12,76		162,62	213,24
AR MINHO	21,63	2,00	78,39	0,00	0,21	9,38	5,29	129,95	29,98	24,91	1,35	4,60	10,60	45,64		342,30	363,94
AR TRÁS-OS-MONTES	24,38	3,74	200,04	2,40	0,88	47,19	9,73	76,37	25,26	28,08	1,19	0,59	14,30	89,26		499,02	523,40
AR BEIRA INTERIOR	36,16	4,55	99,21	0,66		3,22	13,67	96,79	24,35	39,82	9,68	0,77	19,05	33,38		345,15	381,31
AR BEIRA LITORAL	76,61	20,57	186,68	0,39	0,22	26,79	42,32	153,34	48,99	57,28	18,01	4,61	7,08	71,14		637,41	714,02
AR COIMBRA	56,26	21,86	159,13	12,75	0,98	41,39	14,07	104,88	43,88	28,72	1,29	9,31	15,93	8,64		462,83	519,09
AR LITORAL CENTRO	94,36	21,89	85,54	0,05	0,15	48,26	11,91	145,90	91,93	28,88	3,71	9,40	11,56	22,68		481,86	576,22
AR ALENTEJO	164,29	7,22	31,23	0,01	0,01	2,84	1,53	204,49	25,01	68,05	1,09	15,11	86,35	79,52		522,47	686,75
AR ALGARVE	89,42	10,26	85,41	0,02	0,00	1,27	2,05	117,44	28,89	21,55	15,33	1,92	7,99	15,38		307,50	396,92
AR GRANDE LISBOA	21,53	5,34	17,51	1,20	0,21	0,90	6,61	187,01	19,23	23,35	7,74	3,44	4,93	33,13		310,60	332,13
AR OESTE	57,27	10,80	101,58	1,93	0,00	1,68	17,06	200,56	42,38	35,45	7,82	11,39	13,17	36,85		480,67	537,94
AR PENÍNSULA SETÚBAL	38,21	8,92	23,69	0,01	0,17	0,22	7,32	88,26	6,57	20,04	3,98	3,27	4,33	22,77		189,55	227,77
AR VALE DO TEJO	206,66	41,45	101,52	0,57	0,17	12,19	5,55	168,77	66,03	56,51	3,64	14,30	93,98	184,17		748,84	955,49
<b>EDP DISTRIBUIÇÃO</b>	<b>62,39</b>	<b>11,48</b>	<b>80,35</b>	<b>1,51</b>	<b>0,20</b>	<b>12,40</b>	<b>10,90</b>	<b>128,19</b>	<b>35,03</b>	<b>33,01</b>	<b>5,95</b>	<b>5,28</b>	<b>16,56</b>	<b>44,82</b>		<b>385,70</b>	<b>448,09</b>

**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";
- As previstas são o somatório dos grupos: Razões de Serviço; Razões de Interesse Público e Acordo com o Cliente;
- Valores com exclusão dos incêndios que afectaram as redes;
- Valores AR (base Área de Rede);
- Valores EDP (base EDP Distribuição).

<b>TIN</b>	TRABALHOS INADIÁVEIS
<b>FFM</b>	CASOS FORTUITOS OU DE FORÇA MAIOR
<b>RSE</b>	RAZÕES DE SEGURANÇA
<b>FIC</b>	FACTO IMPUTÁVEL AO CLIENTE
<b>ATM</b>	ATMOSFÉRICOS
<b>P/A</b>	PROTECÇÕES/AUTOMATISMOS
<b>M/E</b>	MATERIAL/EQUIPAMENTO
<b>MAN</b>	MANUTENÇÃO
<b>TEC</b>	TÉCNICAS
<b>HUM</b>	HUMANAS
<b>EEX</b>	ENTIDADES EXTERIORES
<b>INT</b>	INTERFERÊNCIAS
<b>DES</b>	DESCONHECIDAS
<b>EMA</b>	EM ANÁLISE

## QUALIDADE DE SERVIÇO TÉCNICA

### INDICADORES GERAIS

Análise por Zonas A, B, C

ANO: 2003

PERÍODO DE ANÁLISE: Total do Ano  
UNIDADE ORGANIZATIVA: EDP DISTRIBUIÇÃO  
INSTALAÇÃO DE ORIGEM: AT/MT/BT/OUTROS

INDICADORES	ZONAS	ACIDENTAIS											
		TIN	ATM	P/A	M/E	MAN	TEC	HUM	EEX	INT	DES	EMA	TOTAL
TIEPIMT (min)	A	2,73	0,15	5,19	40,05	12,27	5,95	1,75	1,84	3,08	5,58		78,59
	B	11,10	1,73	7,35	82,72	30,79	12,50	3,93	5,73	13,52	27,49		196,86
	C	11,55	14,89	12,33	136,91	30,26	13,31	4,90	8,72	25,80	60,48		319,14
SAIFI MT (nº)	A	0,09	0,01	0,17	0,76	0,19	0,13	0,15	0,03	0,09	0,24		1,86
	B	0,21	0,04	0,26	1,34	0,44	0,43	0,19	0,09	0,32	1,04		4,37
	C	0,32	0,21	0,38	2,06	0,41	0,40	0,17	0,10	0,52	1,91		6,47
SAIFI BT (nº)	A	0,10	0,00	0,17	1,03	0,22	0,24	0,16	0,04	0,07	0,24		2,27
	B	0,19	0,03	0,26	1,33	0,37	0,53	0,17	0,05	0,17	0,74		3,84
	C	0,36	0,25	0,40	2,07	0,51	0,66	0,17	0,09	0,40	1,69		6,61
SAIDI MT (min)	A	3,42	0,28	5,00	44,73	12,81	6,03	2,33	2,09	4,24	7,51		88,45
	B	12,81	2,49	7,80	98,38	35,51	13,32	4,00	7,19	22,62	39,05		243,17
	C	13,05	21,10	13,88	159,70	33,66	16,31	4,34	8,66	37,57	81,19		389,47
SAIDI BT (min)	A	4,63	0,31	5,70	78,72	16,56	19,62	4,87	2,66	3,73	7,71		144,51
	B	9,92	2,23	7,98	102,45	29,66	27,90	4,65	4,18	10,88	29,38		229,22
	C	15,90	25,10	15,39	167,67	47,73	42,85	5,23	7,30	26,39	72,76		426,33

**OBSERVAÇÕES:** Os critérios considerados foram:

- Apenas são consideradas as interrupções longas (>3 minutos), excluindo as interrupções do nº 1 do artigo 13º do RQS;
- Também não estão incluídas as interrupções motivadas por Cliente MT na sua Instalação e que não afectaram outros Clientes;
- Valores AR (base Área de Rede);
- Valores EDP (base EDP Distribuição).

TIN	TRABALHOS INADIÁVEIS
ATM	ATMOSFÉRICOS
P/A	PROTECÇÕES/AUTOMATISMOS
M/E	MATERIAL/EQUIPAMENTO
MAN	MANUTENÇÃO
TEC	TÉCNICAS
HUM	HUMANAS
EEX	ENTIDADES EXTERIORES
INT	INTERFERÊNCIAS
DES	DESCONHECIDAS
EMA	EM ANÁLISE

## **DEFINIÇÕES**

## DEFINIÇÕES

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.

**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.

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

**Baixa Tensão Especial (BTE)** – baixa tensão com potência contratada superior a 41,1 kW.

**Baixa Tensão Normal (BTN)** – baixa tensão com potência contratada inferior ou igual a 41,1 kVA.

**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.

**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 com um contrato de fornecimento de energia eléctrica ou acordo de acesso e operação das redes.

**Cliente não vinculado** - entidade que obteve autorização de adesão ao Sistema Eléctrico Não Vinculado (SENV) concedida pela ERSE, nos termos do Regulamento de Relações Comerciais.

**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 encontra 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.

**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 de tensão** - 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.

**DGGE** - Direcção Geral de Geologia e Energia.

**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.

**Distribuidor vinculado** - entidade titular de uma licença vinculada de distribuição.

**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.

**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 distribuidores vinculados, 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, 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.

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

**Fornecedor** - entidade responsável pelo fornecimento de energia eléctrica, nos termos de um contrato.

**Fornecimento de energia eléctrica** - venda de energia eléctrica a qualquer entidade que é cliente do distribuidor ou da entidade concessionária da RNT.

**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, durante determinado período, pelo número total dos pontos de entrega, nesse mesmo período.

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

**Incidente** - acontecimento que provoca a desconexão (não programada) de um elemento da rede, podendo originar uma ou mais interrupções de serviço.

**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 acidental** - 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 (ou de curta duração)** - interrupção acidental 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 acidental 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.

**Licença vinculada** - licença mediante a qual o titular assume o compromisso de alimentar o SEP 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.

**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.

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

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

**Nível de imunidade** - nível máximo dum 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 (dum quantidade)** - valor dum quantidade avaliada dum maneira especificada.

**Ocorrência** - 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.

**Origem da ocorrência** - localização da ocorrência na rede eléctrica que provocou a respectiva ocorrência.

**Padrão individual de qualidade** - nível mínimo de qualidade de serviço, associado a uma determinada vertente técnica ou do relacionamento comercial, que deverá ser assegurado pelas entidades do sistema eléctrico de serviço público (SEP) 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.

**Nota:** 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.
- 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 de serviço público (SEP) 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 (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.

**Produtor** - entidade responsável pela ligação à rede e pela exploração de um ou mais grupos geradores.

**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 o transporte 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 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.

**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 ( $P_{st}$ )** medida num período de 10 min;
- **severidade de longa duração ( $P_{lt}$ )** calculada sobre uma sequência de 12 valores de  $P_{st}$  relativos a um intervalo de duas horas, segundo a expressão:

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

**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 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.

**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.

**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 ( $U_c$ )** - tensão nominal  $U_n$  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.

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