



## **RELATÓRIO DA QUALIDADE DE SERVIÇO – 2002**

TRANSPORTE E DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA

Rua D. Cristóvão da Gama nº 1 – 3.º  
1400-113 Lisboa  
Tel: 21303 32 00  
Fax: 21303 32 01  
*e-mail:* [erse@erse.pt](mailto:erse@erse.pt)  
[www.erse.pt](http://www.erse.pt)

## ÍNDICE

<b>SUMÁRIO .....</b>	<b>1</b>
<b>1 INTRODUÇÃO .....</b>	<b>7</b>
<b>2 TRANSPORTE DE ENERGIA ELÉCTRICA.....</b>	<b>11</b>
2.1 Caracterização da qualidade de serviço na rede de transporte.....	11
2.1.1 Continuidade de serviço.....	11
2.1.1.1 Indicadores gerais.....	11
2.1.1.2 Indicadores individuais.....	20
2.1.1.3 Incidentes mais significativos.....	21
2.1.2 Qualidade da onda de tensão.....	22
2.1.2.1 Resultados das acções de monitorização.....	24
2.2 Cumprimento do RQS pela REN.....	27
2.2.1 Continuidade de serviço.....	27
2.2.2 Qualidade da onda de tensão.....	28
2.2.3 Relatório da qualidade de serviço.....	28
2.2.4 Auditoria interna.....	31
<b>3 DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA.....</b>	<b>33</b>
3.1 Caracterização da qualidade de serviço da EDP Distribuição.....	33
3.1.1 Continuidade de serviço.....	34
3.1.1.1 Indicadores gerais.....	34
3.1.1.2 Indicadores individuais.....	64
3.1.1.3 Incidentes mais significativos.....	65
3.1.2 Qualidade da onda de tensão.....	67
3.1.3 Qualidade comercial.....	69
3.1.3.1 Indicadores gerais.....	69
3.1.3.2 Tempos médios de resposta na prestação de serviços solicitados pelos clientes.....	80
3.1.3.3 Indicadores individuais.....	81
3.1.3.4 Resultados de inquéritos e estudos de imagem.....	82
3.1.3.5 Clientes com necessidades especiais.....	87
3.2 Cumprimento do RQS pela EDP Distribuição.....	88
3.2.1 Continuidade de serviço.....	88
3.2.2 Qualidade da onda de tensão.....	90
3.2.3 Qualidade comercial.....	90

3.2.4	Avaliação do grau de satisfação dos clientes .....	92
3.2.5	Publicações .....	92
3.2.6	Relatório da qualidade de serviço.....	93
3.2.7	Auditoria interna .....	94
3.3	Cumprimento do RQS pelos pequenos distribuidores em BT.....	96
<b>4</b>	<b>ACTUAÇÃO DA ERSE NO ÂMBITO DA QUALIDADE DE SERVIÇO.....</b>	<b>97</b>
4.1	Resposta a pedidos de informação.....	97
4.2	Tratamento de reclamações .....	100
4.3	Fixação de preços previstos no Regulamento da Qualidade de Serviço .....	102
4.4	Fixação dos parâmetros de qualidade de serviço previstos no Regulamento Tarifário .....	103
4.5	Estudos de definição de metodologias para incentivos à melhoria da qualidade de serviço .....	105
4.6	Actividades no CEER.....	106
<b>5</b>	<b>CONCLUSÕES .....</b>	<b>107</b>
	<b>ANEXOS .....</b>	<b>109</b>
I.	Descrição sumária do Regulamento da Qualidade de Serviço em vigor durante 2002.....	111
II.	Indicadores e documentos de referência na análise da qualidade de serviço.....	127
III.	Informação base sobre qualidade de serviço.....	143
IV.	Caracterização sumária das redes .....	193
V.	Pontos de entrega da rede de transporte de energia eléctrica no ano 2002 .....	203
VI.	Zonas geográficas definidas para o período 2001-2003 .....	209
VII.	Áreas de Rede da EDP Distribuição .....	219
VIII.	Definições e siglas .....	235

**ÍNDICE DE FIGURAS**

Figura 2-1 - Evolução da ENF.....	13
Figura 2-2 - Evolução do TIE .....	14
Figura 2-3 - Evolução do SAIFI.....	15
Figura 2-4 - Evolução do SAIDI.....	16
Figura 2-5 - Evolução do SARI.....	17
Figura 2-6 - Análise conjunta dos indicadores gerais de continuidade de serviço em função dos valores de 2002 .....	19
Figura 3-1 - Valores trimestrais do TIEPI no ano 2002 devidos a interrupções previstas.....	38
Figura 3-2 - Valores trimestrais do TIEPI no ano 2002 devidos a interrupções acidentais .....	38
Figura 3-3 - Valores trimestrais do TIEPI no ano de 2002.....	38
Figura 3-4 - Valores anuais do TIEPI no ano de 2001 e 2002 discriminados por zona geográfica.....	39
Figura 3-5 - Valores trimestrais do SAIFI MT no ano 2002 devidos a interrupções previstas.....	41
Figura 3-6 - Valores trimestrais do SAIFI MT no ano 2002 devidos a interrupções acidentais.....	41
Figura 3-7 - Valores trimestrais do SAIFI MT no ano 2002.....	41
Figura 3-8 - Valores trimestrais do SAIFI BT no ano 2002 devidos a interrupções previstas .....	43
Figura 3-9 - Valores trimestrais do SAIFI BT no ano 2002 devidos a interrupções acidentais .....	43
Figura 3-10 - Valores trimestrais do SAIFI BT no ano 2002 .....	43
Figura 3-11 - Valores anuais do SAIFI no período de 2000 a 2002 discriminados por zona geográfica.....	44
Figura 3-12 - Valores trimestrais do SAIDI MT no ano 2002 devidos a interrupções previstas .....	46
Figura 3-13 - Valores trimestrais do SAIDI MT no ano 2002 devidos a interrupções acidentais.....	46
Figura 3-14 - Valores trimestrais do SAIDI MT no ano 2002 .....	46
Figura 3-15 - Valores trimestrais do SAIDI BT no ano 2002 devidos a interrupções previstas .....	48
Figura 3-16 - Valores trimestrais do SAIDI BT no ano 2002 devidos a interrupções acidentais.....	48
Figura 3-17 - Valores trimestrais do SAIDI BT no ano 2002.....	48
Figura 3-18 - Valores anuais do SAIDI no período de 2000 a 2002 discriminados por zona geográfica.....	49
Figura 3-19 - Valores do SARI MT no primeiro trimestre de 2002.....	51
Figura 3-20 - Valores do SARI MT no segundo trimestre de 2002.....	51
Figura 3-21 - Valores do SARI MT no terceiro trimestre de 2002.....	52
Figura 3-22 - Valores do SARI MT no quarto trimestre de 2002 .....	52
Figura 3-23 - Valores do SARI MT no ano 2002.....	53
Figura 3-24 - Valores do SARI BT no primeiro trimestre de 2002 .....	54

Figura 3-25 - Valores do SARI BT no segundo trimestre de 2002 .....	54
Figura 3-26 - Valores do SARI BT no terceiro trimestre de 2002 .....	55
Figura 3-27 - Valores do SARI BT no quarto trimestre de 2002 .....	55
Figura 3-28 - Valores do SARI BT no ano 2002 .....	56
Figura 3-29 - Valores da END MT no primeiro trimestre de 2002 .....	58
Figura 3-30 - Valores da END MT no segundo trimestre de 2002.....	58
Figura 3-31 - Valores da END MT no terceiro trimestre de 2002 .....	59
Figura 3-32 - Valores da END MT no quarto trimestre de 2002 .....	59
Figura 3-33 - Valores da END MT em 2002.....	60
Figura 3-34 - Orçamentos de ramais e chegadas de BT .....	71
Figura 3-35 - Execução de ramais e chegadas de BT .....	72
Figura 3-36 - Ligações de instalações à rede de BT .....	73
Figura 3-37 - Tempo espera no atendimento presencial .....	74
Figura 3-38 - Tempo espera no atendimento telefónico centralizado.....	75
Figura 3-39 - Reposição de serviço após interrupções acidentais .....	76
Figura 3-40 - Resposta a reclamações .....	77
Figura 3-41 - Resposta a pedidos de informação .....	78
Figura 3-42 - Leituras de clientes em BTN .....	79
Figura 3-43 - Percepção do desempenho comercial (clientes empresariais).....	83
Figura 3-44 - Percepção do desempenho técnico (clientes empresariais).....	83
Figura 3-45 - Percepção da imagem da EDP Distribuição (clientes empresariais).....	84
Figura 3-46 - Imagem institucional da EDP Distribuição (clientes domésticos) .....	85
Figura 3-47 - Satisfação global do cliente EDP Distribuição (clientes domésticos) .....	86
Figura 4-1 - Proveniência de pedidos de informação .....	98
Figura 4-2 - Temas mencionados nos pedidos de informação .....	99
Figura 4-3 - Evolução anual do número de reclamações apresentadas à ERSE .....	100
Figura 4-4 - Tipificação das reclamações apresentadas à ERSE .....	101
Figura 4-5 - Incentivo à melhoria da continuidade de serviço na rede de MT .....	104

**ÍNDICE DE QUADROS**

Quadro 2-1 - Caracterização dos incidentes com maior impacto na RNT em 2002 .....	21
Quadro 2-2 - Características da onda de tensão em pontos fixos.....	24
Quadro 2-3 - Características da onda de tensão monitorizadas com equipamentos móveis .....	25
Quadro 2-4 - Padrões individuais de continuidade de serviço para as redes de MAT .....	27
Quadro 2-5 - Relatório da Qualidade de Serviço da REN .....	29
Quadro 3-1 - Distribuição das localidades e clientes de energia eléctrica de Portugal Continental de acordo com as zonas geográficas estabelecidas no RQS .....	33
Quadro 3-2 - Interrupções consideradas no cálculo dos indicadores de continuidade de serviço .....	35
Quadro 3-3 - Indicadores de continuidade de serviço no período de 2000 a 2002.....	61
Quadro 3-4 - Variação dos indicadores de continuidade de serviço por Área de Rede no período de 2000 a 2002 .....	62
Quadro 3-5 - Indicadores de continuidade de serviço por zona geográfica .....	63
Quadro 3-6 - Percentagem e número de clientes em MT e BT para os quais os padrões de continuidade de serviço foram excedidos em 2002 .....	64
Quadro 3-7 - Incidentes mais significativos na rede de distribuição com origem na rede de RNT .....	66
Quadro 3-8 - Incidentes mais significativos na rede de distribuição com origem na rede de AT .....	66
Quadro 3-9 - Incidentes mais significativos na rede de distribuição com origem na rede de MT.....	66
Quadro 3-10 - Características a monitorizar nos planos de monitorização .....	67
Quadro 3-11 - Execução dos planos de monitorização da qualidade da onda de tensão .....	68
Quadro 3-12 - Tempos médios de resposta da EDP Distribuição para prestação de alguns serviços (2002) .....	80
Quadro 3-13 - Registo de clientes com necessidades especiais .....	87
Quadro 3-14 - Verificação do cumprimento dos padrões gerais de continuidade de serviço .....	89
Quadro 3-15 - Verificação do cumprimento dos padrões gerais de qualidade comercial .....	91
Quadro 3-16 - Relatório da Qualidade de Serviço da EDP Distribuição.....	93



## SUMÁRIO

O Regulamento da Qualidade de Serviço (RQS) estabelece a obrigatoriedade de publicação de um Relatório da Qualidade de Serviço por parte da Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE). A publicação do Relatório da Qualidade de Serviço - 2002 apresenta informação com a qual se pretende:

- Caracterizar a qualidade de serviço nas redes de transporte e distribuição de energia eléctrica pertencentes ao Sistema Eléctrico de Serviço Público (SEP).
- Avaliar o cumprimento do RQS pelas entidades que exploram as redes referidas no ponto anterior.
- Contribuir para a divulgação do RQS.
- Apresentar as principais actividades desenvolvidas pela ERSE no âmbito da qualidade de serviço.

### ACTIVIDADE DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELÉCTRICA

Durante o ano de 2002, a REN - Rede Eléctrica Nacional, S.A., entidade concessionária da Rede Nacional de Transporte (RNT), registou os seguintes valores para os cinco indicadores gerais de qualidade de serviço estabelecidos no RQS:

- ENF - Energia Não Fornecida: 91,4 MWh
- TIE - Tempo de Interrupção Equivalente: 1,35 min
- SAIFI - Frequência média de interrupções do sistema: 0,28
- SAIDI - Duração média das interrupções do sistema: 3,90 min
- SARI - Tempo médio de reposição do serviço: 13,75 min

No ano de 2002 os indicadores gerais de continuidade de serviço apresentaram os melhores valores registados nos últimos nove anos, com excepção do indicador SARI.

Em termos de continuidade de serviço individual, no ano de 2002, a REN registou 17 interrupções de serviço. As principais causas de interrupção tiveram origem em sistemas de comando e controlo, condições atmosféricas e ocorrência de incêndios.

Dos resultados das acções de monitorização da qualidade da onda de tensão realizadas pela REN, de acordo com o Plano de Monitorização aprovado para 2002, verificou-se o incumprimento, em alguns pontos de entrega, dos limites de variação regulamentares para o valor eficaz da tensão e para a tremulação ("flicker").

De acordo com o relatório da auditoria interna realizada pela REN aos seus sistemas e procedimentos de recolha e de registo da informação sobre qualidade de serviço, bem como às metodologias e critérios utilizados no cálculo dos indicadores de qualidade de serviço, conclui-se que a generalidade dos procedimentos auditados está em conformidade com o RQS.

O relatório da qualidade de serviço da REN relativo a 2002 cumpre o estabelecido no RQS e encontra-se disponível na sua página na internet ([www.ren.pt](http://www.ren.pt)).

#### **ACTIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA**

O desempenho em termos de qualidade geral de continuidade de serviço da EDP Distribuição - Energia S.A. (EDP Distribuição), principal distribuidor vinculado, caracteriza-se pelos seguintes valores dos indicadores de qualidade de serviço:

- Indicadores referentes à totalidade da rede da EDP Distribuição considerando todas as interrupções longas de fornecimento verificadas em 2002:
  - TIEPI - Tempo de interrupção equivalente da potência instalada em MT: 419,9 min
  - SAIFI MT - Frequência média de interrupções do sistema em MT: 9,0
  - SAIDI MT - Duração média das interrupções do sistema em MT: 595,7 min
  - SAIFI BT - Frequência média de interrupções do sistema em BT: 7,6
  - SAIDI BT - Duração média das interrupções do sistema em BT: 520,2 min
- Indicadores referentes às três zonas geográficas de qualidade de serviço estabelecidas no RQS, considerando as interrupções longas, com exclusão das situações em que é permitida a interrupção de fornecimento:

<b>Indicador</b>	<b>Zona A</b>	<b>Zona B</b>	<b>Zona C</b>
<b>TIEPI (min)</b>	91,63	228,22	376,73
<b>SAIFI MT</b>	2,36	5,40	8,37
<b>SAIDI MT (min)</b>	103,69	280,26	462,52
<b>SAIFI BT</b>	2,53	4,67	8,19
<b>SAIDI BT (min)</b>	130,86	260,34	475,48

No ano de 2002, foram respeitados os valores padrão estabelecidos no RQS para os indicadores gerais de continuidade de serviço para as diversas zonas geográficas de qualidade de serviço.

Das 14 Áreas de Rede da EDP Distribuição, a Área de Rede Grande Lisboa apresenta os melhores valores de indicadores gerais de continuidade de serviço e a Área de Rede Vale do Tejo os piores valores.

No ano de 2002, na EDP Distribuição verificou-se o incumprimento dos padrões individuais da qualidade de serviço em 4 clientes de AT (incumprimento relativo à duração total das interrupções) e na seguinte percentagem de clientes em MT e BT.

Padrões individuais de continuidade de serviço		Clientes para os quais se verificou o incumprimento dos padrões individuais de continuidade de serviço (%)			
		n.º interrupções		Duração das interrupções	
Nível de tensão		MT	BT	MT	BT
Zona geográfica	A	1,83	0,27	10,98	5,98
	B	1,53	0,02	16	9,84
	C	0,3	0,09	5,32	3,7

O montante total de compensações pagas pela EDP Distribuição aos clientes por incumprimento dos padrões individuais de continuidade de serviço relativos à duração das interrupções foi de 1156,58 € (a EDP Distribuição não efectuou qualquer pagamento de compensações por incumprimento dos padrões relativos ao número de interrupções).

O Plano de Monitorização da EDP Distribuição aprovado para 2002 (constituído por um Plano Principal e um Plano Complementar) apresentou um grau de realização, em relação ao número de acções previstas, de 94,85% no Plano Principal e 100% no Plano Complementar. Os incumprimentos dos limites regulamentares da qualidade de serviço verificados estão relacionados com os valores eficazes da tensão, tremulação e conteúdo harmónico de 3.<sup>a</sup> e 5.<sup>a</sup> ordens.

Em termos de qualidade comercial, verifica-se uma melhoria tanto ao nível da informação existente, como da sua qualidade, persistindo ainda dificuldades, nomeadamente no prazo de disponibilização da informação à ERSE e na especificação das metodologias utilizadas para apuramento dos indicadores.

No que respeita aos indicadores gerais de qualidade de serviço comercial, verifica-se que são cumpridos os padrões em quatro dos nove indicadores.

Em termos de qualidade individual, não foi disponibilizada informação que permita efectuar uma adequada caracterização da situação. Durante o ano de 2002 foram pagas duas compensações (uma por incumprimento do intervalo de três horas acordadas com o cliente e outra por incumprimento do prazo máximo de 20 dias úteis para resposta a uma reclamação de facturação ou cobrança). No entanto, não sendo em 2002 as compensações de pagamento automático, considera-se que esta informação é notoriamente insuficiente para efectuar a caracterização da qualidade individual.

Durante o ano de 2002 foram efectuados dois estudos de imagem ou satisfação do cliente a clientes empresariais e a clientes domésticos. Apesar de em 2002 ter sido fornecida mais informação sobre estes estudos, a ERSE considera que existe ainda margem de melhoria no que respeita à apresentação dos resultados destes estudos.

As auditorias internas realizadas pela EDP Distribuição aos seus sistemas e procedimentos de recolha e de registo da informação sobre qualidade de serviço técnica e comercial, bem como às metodologias e critérios utilizados no cálculo dos indicadores de qualidade de serviço permitem os seguintes comentários:

- Qualidade de serviço técnica: necessidade de uniformização de procedimentos e critérios utilizados no registo de incidentes.
- Qualidade de serviço comercial: falta de uniformização de procedimentos entre as diversas áreas de rede, a necessidade de uma melhor definição de conceitos e, para alguns indicadores, o risco de integridade/fiabilidade da informação não se encontra suficientemente mitigado.

O relatório da qualidade de serviço publicado pela EDP Distribuição em 2002 apresenta melhorias relativamente ao do ano transacto, sendo no entanto detectadas algumas áreas passíveis de melhoria. Este relatório encontra-se disponível na página da EDP Distribuição na internet ([www.edp.pt](http://www.edp.pt)).

#### **ACTIVIDADES DESENVOLVIDAS PELA ERSE**

Das actividades desenvolvidas pela ERSE no âmbito da qualidade de serviço destacam-se as seguintes:

- Resposta a pedidos de informação.
- Tratamento de reclamações.
- Solicitação e análise de folhetos informativos publicados pela EDP Distribuição.
- Fixação dos preços previstos no Regulamento da Qualidade de Serviço.

- Fixação dos parâmetros de qualidade de serviço previstos no Regulamento Tarifário.
- Estudo de definição de metodologias para incentivo à melhoria da qualidade de serviço.
- Actividades desenvolvidas no grupo de trabalho de qualidade de serviço do Conselho dos Reguladores Europeus de Energia (CEER).



## 1 INTRODUÇÃO

O RQS estabelece os padrões mínimos, de natureza técnica e comercial, a que deve obedecer o serviço prestado pelas entidades do Sistema Eléctrico de Serviço Público (SEP).

De 1 de Janeiro de 2001 a 5 de Fevereiro de 2003 esteve em vigor o RQS publicado através do Despacho n.º 12 917-A/2000, de 23 de Junho, da Direcção Geral de Energia (DGE). Em 6 de Fevereiro de 2003 entrou em vigor o RQS publicado através do Despacho n.º 2 410-A/2003, de 5 de Fevereiro, da DGE.

O n.º 2 do artigo 40.º do RQS publicado em 2000, disposição que se mantém no RQS publicado em 2003, estabelece que, no âmbito das actividades de verificação da aplicação do RQS, a Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) publicará, anualmente, um relatório da qualidade de serviço relativo às actividades de transporte e distribuição de energia eléctrica.

Este Relatório vem assim dar cumprimento ao estabelecido no RQS, sendo relativo a 2002.

Atendendo às competências atribuídas à ERSE em matéria de qualidade de serviço, que contemplam, nomeadamente a protecção dos interesses dos consumidores em relação à qualidade de abastecimento e a obrigação de informar os diferentes agentes do sector, o relatório apresenta informação com a qual se pretende atingir os seguintes objectivos:

- Caracterizar o desempenho das actividades de transporte e distribuição de energia eléctrica em matéria de qualidade de serviço.
- Avaliar o cumprimento do RQS por parte das entidades do SEP.
- Divulgar o RQS, contribuindo para uma melhor informação dos consumidores de energia eléctrica relativamente à qualidade de serviço.
- Descrever as actividades desenvolvidas pela ERSE no âmbito da qualidade de serviço.

O presente Relatório da Qualidade de Serviço foi elaborado com base na informação enviada à ERSE pela REN - Rede Eléctrica Nacional, S.A., EDP Distribuição-Energia, S.A e pelos pequenos distribuidores de energia eléctrica em Baixa Tensão. A informação enviada por estas entidades não foi objecto de acções de auditoria por parte da ERSE.

Os dados e a informação estatística utilizados na elaboração do presente documento foram verificados pela REN e pela EDP Distribuição.

Após o capítulo introdutório, o presente documento está organizado em quatro outros capítulos com os seguintes conteúdos:

- Análise da qualidade de serviço na rede de transporte em termos de continuidade de serviço e qualidade da onda de tensão, bem como do cumprimento do RQS por parte da REN (Capítulo 2).
- Análise da qualidade de serviço nas redes da EDP Distribuição nas vertentes de continuidade de serviço, qualidade da onda de tensão e qualidade comercial, bem como do cumprimento do RQS por parte da EDP Distribuição e dos pequenos distribuidores de BT (Capítulo 3).
- Descrição das acções desenvolvidas pela ERSE no âmbito da qualidade de serviço (Capítulo 4).
- Principais conclusões retiradas da análise da informação apresentada no documento (Capítulo 5).

O documento integra ainda um conjunto de anexos, dos quais constam informações relevantes para a avaliação da qualidade de serviço. A informação detalhada que consta dos anexos visa atingir os seguintes objectivos:

- Permitir aos consumidores de energia eléctrica uma melhor compreensão do conteúdo do RQS e do presente Relatório da Qualidade de Serviço.
- Apresentar informação que possa ser útil à generalidade dos interessados no sector eléctrico, designadamente a estudantes e investigadores com interesse no desenvolvimento de estudos sobre qualidade de serviço.

Os anexos que integram o documento tratam dos seguintes assuntos:

- Breve descrição do RQS.
- Identificação e descrição dos indicadores e documentos de referência fundamentais na análise da qualidade de serviço.
- Apresentação da informação sobre continuidade de serviço e qualidade da onda de tensão na rede de transporte e nas redes de distribuição.
- Caracterização das redes de transporte e de distribuição, incluindo as redes exploradas pelos pequenos distribuidores de BT.
- Identificação dos pontos de entrega da rede de transporte no ano 2001.
- Indicação das localidades que integram as zonas geográficas A e B, bem como o número de clientes considerado em cada localidade.

- Listagem dos concelhos abrangidos por cada uma das 14 áreas de rede da EDP Distribuição.
- Apresentação das principais definições e siglas utilizadas no RQS e no Relatório da Qualidade de Serviço.



## 2 TRANSPORTE DE ENERGIA ELÉCTRICA

A caracterização da qualidade de serviço na actividade de transporte de energia eléctrica é efectuada exclusivamente na vertente técnica (continuidade de serviço e qualidade da onda de tensão), pelo facto da REN não ter clientes finais com os quais estabeleça relacionamento comercial directo.

### 2.1 CARACTERIZAÇÃO DA QUALIDADE DE SERVIÇO NA REDE DE TRANSPORTE

#### 2.1.1 CONTINUIDADE DE SERVIÇO

De acordo com os artigos 14.º e 16.º do RQS, a caracterização da continuidade de serviço na rede de transporte é efectuada segundo duas perspectivas:

- Geral - relativa ao desempenho global da rede de transporte de energia eléctrica, com base em indicadores gerais de qualidade de serviço.
- Individual - relativa ao desempenho da rede de transporte por ponto de entrega (PdE) às redes do distribuidor vinculado ou às instalações de clientes em MAT, com base em indicadores individuais de qualidade de serviço.

Nos pontos seguintes é feita a análise da informação disponibilizada pela REN relativamente aos indicadores gerais e individuais de continuidade de serviço. O ponto 2.1.1.3 é dedicado à descrição dos incidentes com impacte mais significativo na continuidade de serviço.

##### 2.1.1.1 INDICADORES GERAIS

De acordo com o artigo 14.º do RQS, a entidade concessionária da RNT procederá, anualmente, à caracterização da continuidade de serviço da rede que explora, através da determinação dos seguintes indicadores gerais:

- Energia Não Fornecida – ENF (MWh).
- Tempo de Interrupção Equivalente – TIE (minutos).
- Frequência Média de Interrupções do Sistema – SAIFI.
- Duração Média das Interrupções do Sistema – SAIDI (minutos).
- Tempo Médio de Reposição de Serviço do Sistema – SARI (minutos).

A definição dos indicadores encontra-se no Anexo II.

Uma vez que o RQS não estabelece as condições de cálculo dos indicadores gerais de continuidade de serviço, optou-se por apresentar a informação dos indicadores calculados de acordo com os critérios já utilizados pela REN, por forma a manter uma série temporal coerente. Assim, os valores dos indicadores de continuidade de serviço apresentados neste relatório são calculados de acordo com os seguintes critérios:

- Consideração de todas as interrupções de serviço ocorridas na rede para o cálculo da ENF e do TIE.
- Consideração das interrupções com duração superior ou igual a 1 minuto para o cálculo do SAIFI, do SAIDI e do SARI.

Seguidamente é apresentada a evolução anual de cada um dos indicadores, incidindo em especial na análise dos valores de 2002. Nas figuras respeitantes aos indicadores ENF, TIE, SAIDI e SARI o ano de 2000 destaca-se pelos elevados valores registados. Este facto deve-se à ocorrência de um grande incidente a 9 de Maio<sup>1</sup>.

A informação utilizada no cálculo dos indicadores encontra-se no Anexo III e no Anexo IV.

---

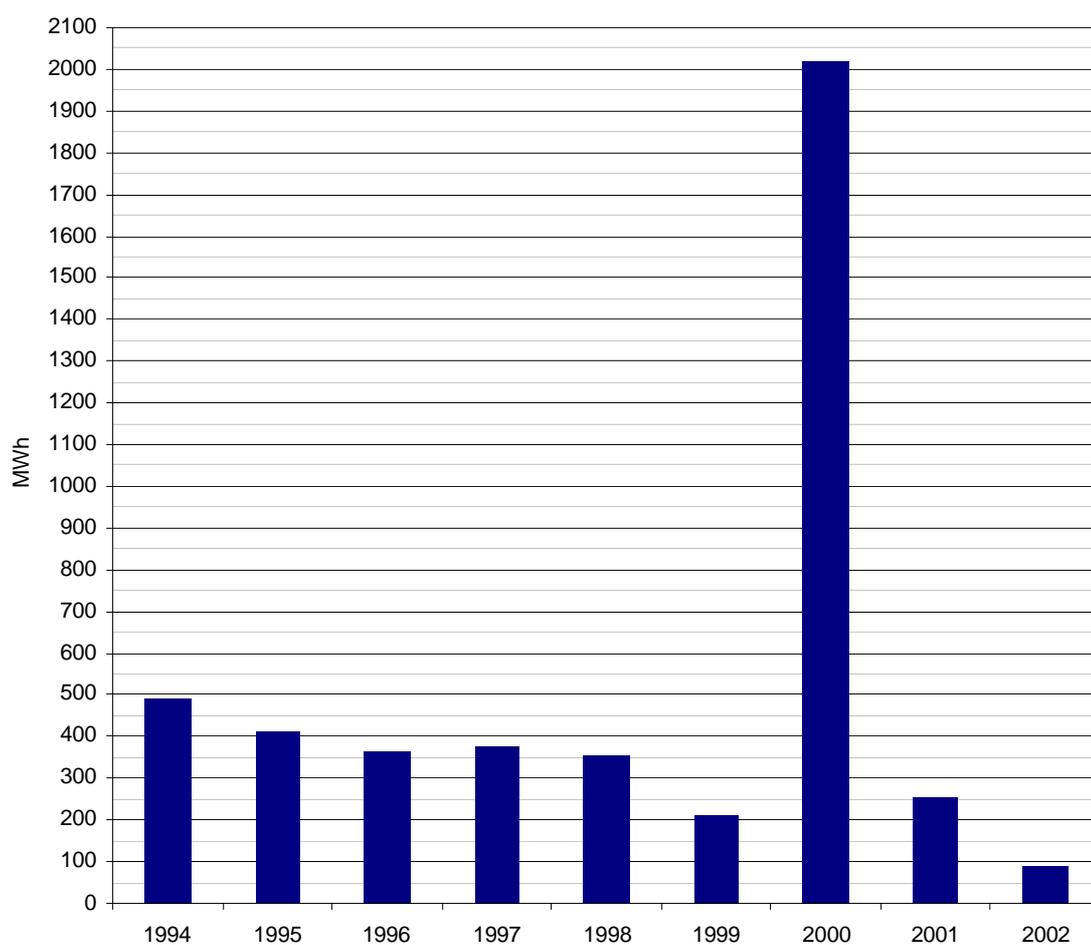
<sup>1</sup> A descrição e análise pormenorizada deste incidente é efectuada no Relatório da Qualidade de Serviço - 2000 disponível na página da ERSE na Internet ([www.erse.pt](http://www.erse.pt)).

### ENERGIA NÃO FORNECIDA - ENF

O valor da ENF na rede de transporte corresponde à soma do valor estimado da ENF em cada um dos pontos de entrega devido a interrupções de serviço verificadas durante um determinado ano.

Na Figura 2-1 apresenta-se a evolução deste indicador entre 1994 e 2002.

Figura 2-1 - Evolução da ENF



Fonte: REN

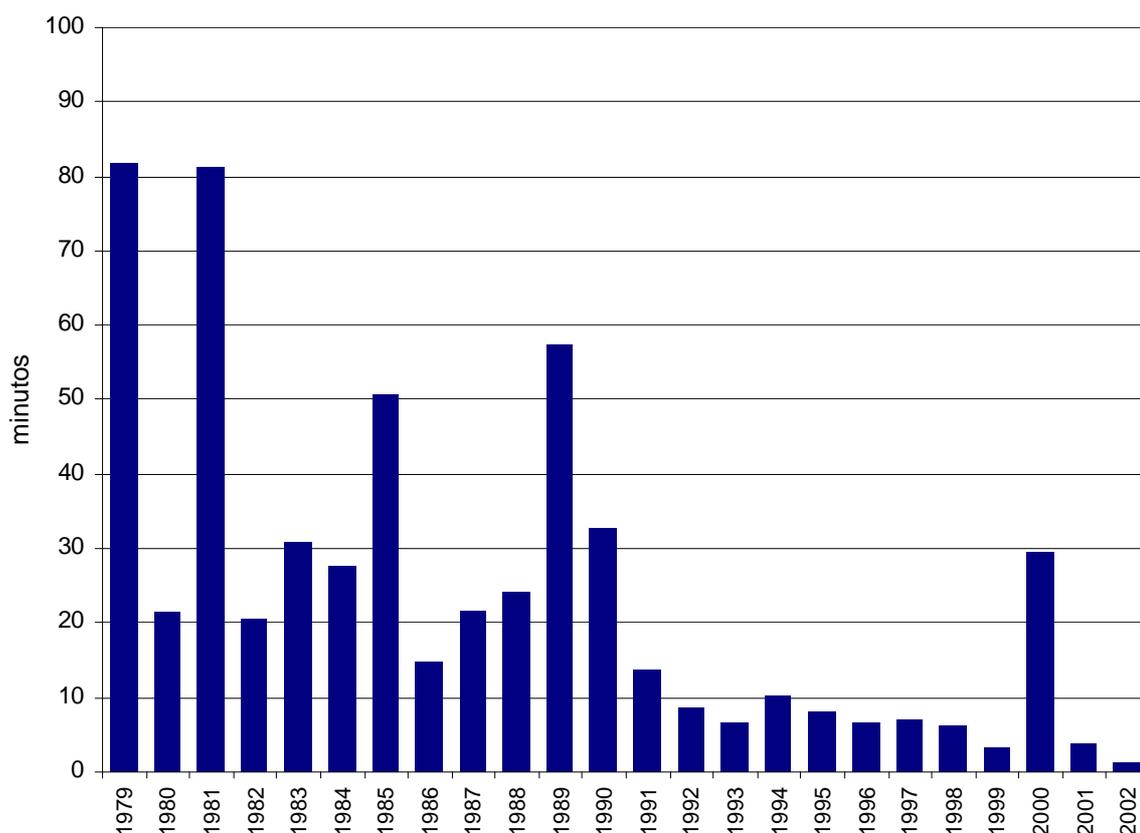
Em 2002, o indicador ENF apresenta o melhor valor registado nos últimos nove anos ( $ENF_{2002}=90,4$  MWh).

**TEMPO DE INTERRUÇÃO EQUIVALENTE - TIE**

O indicador TIE traduz o tempo de interrupção do sistema com base no valor médio da potência anual.

Na Figura 2-2 apresenta-se a evolução desse indicador desde 1979.

**Figura 2-2 - Evolução do TIE**



Fonte: REN

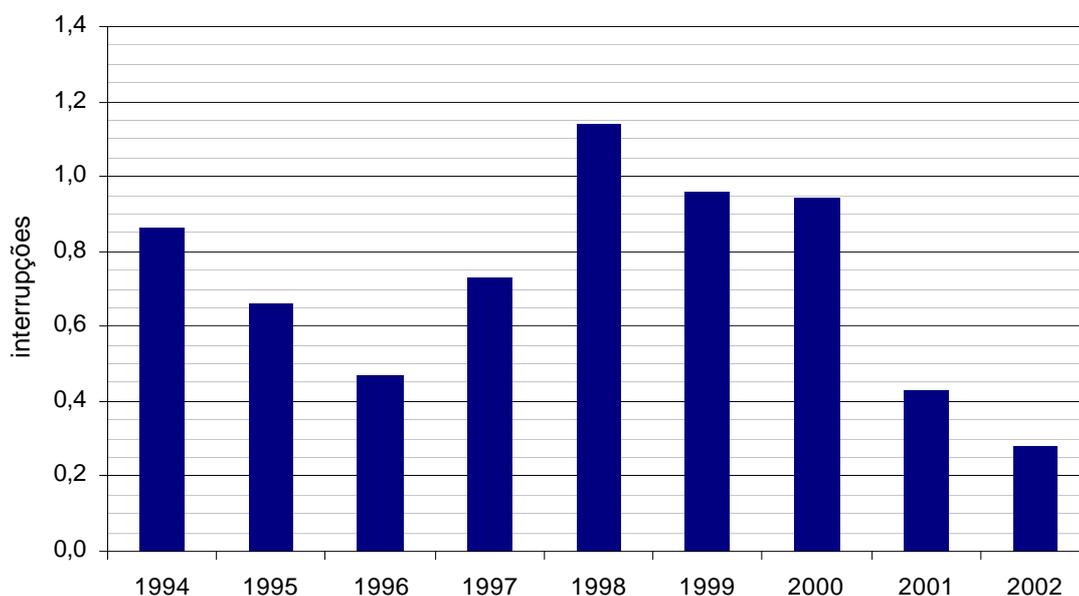
Tal como no caso da ENF, o TIE em 2002 registou o melhor valor na série em análise (TIE<sub>2002</sub>=1,35 minutos).

### FREQUÊNCIA MÉDIA DE INTERRUPÇÕES DO SISTEMA - SAIFI

O valor do SAIFI representa a frequência média anual das interrupções nos pontos de entrega, sendo calculado tendo por base o número de interrupções de duração igual ou superior a um minuto e o número total de pontos de entrega.

A Figura 2-3 apresenta a evolução do SAIFI desde 1994.

Figura 2-3 - Evolução do SAIFI



Fonte: REN

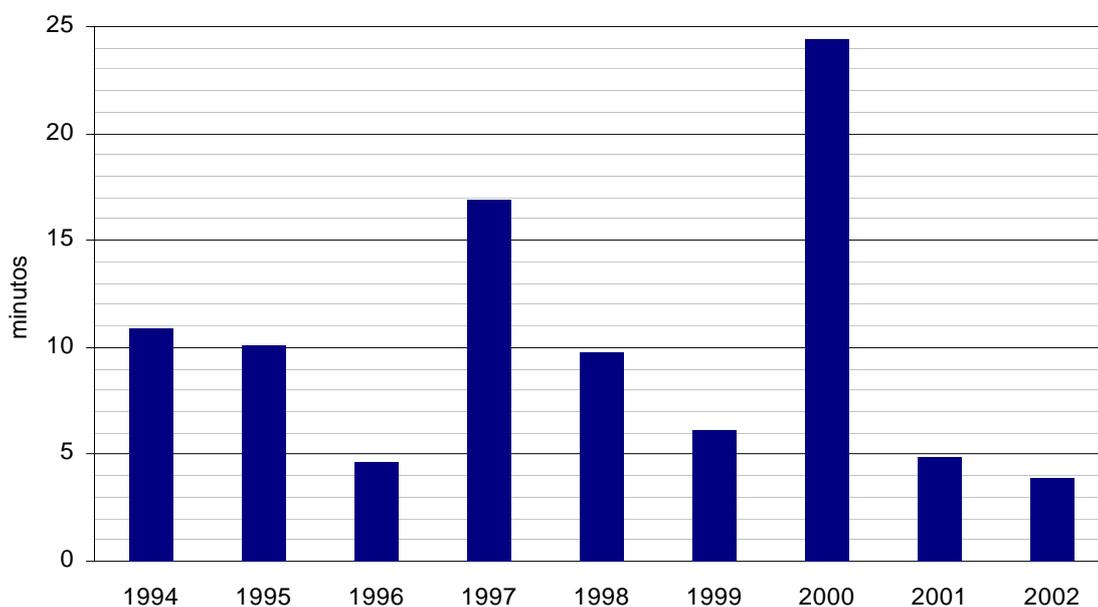
Em 2002, foi obtido para o indicador SAIFI o valor 0,28 interrupções, que constitui o melhor valor obtido desde 1994.

### DURAÇÃO MÉDIA DAS INTERRUPÇÕES DO SISTEMA - SAIDI

O valor do SAIDI traduz a duração média anual das interrupções por ponto de entrega. No seu cálculo é considerada a duração total das interrupções com duração igual ou superior a um minuto e o número total de pontos de entrega.

No período de 1994 a 2001, este indicador apresentou a evolução representada na Figura 2-4.

**Figura 2-4 - Evolução do SAIDI**



Fonte: REN

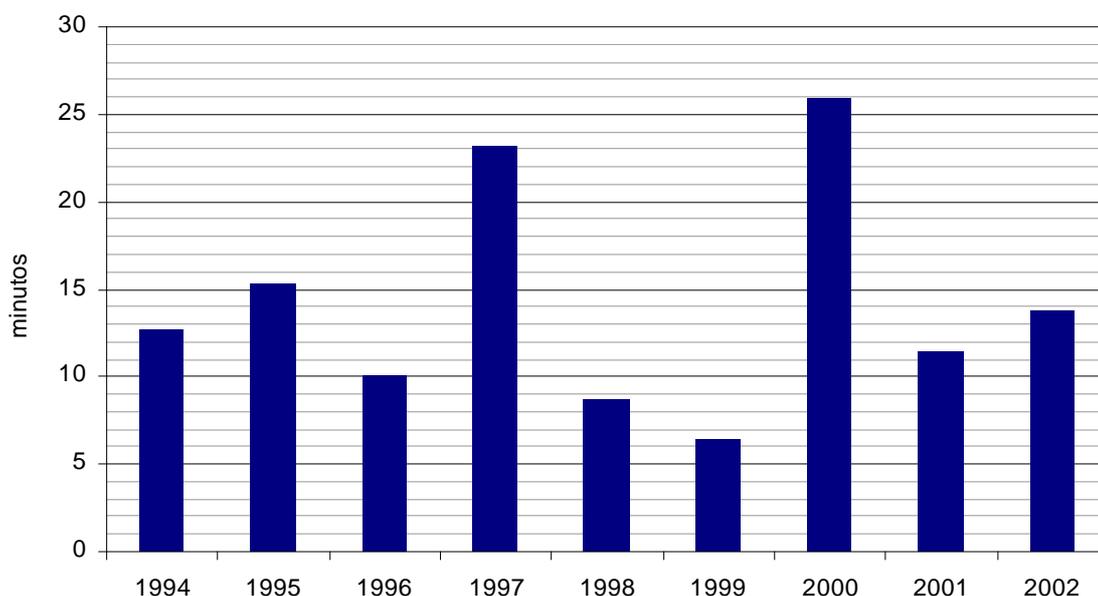
O valor do SAIDI no ano 2002 foi de 3,9 minutos, o melhor resultado registado nos últimos nove anos.

**TEMPO MÉDIO DE REPOSIÇÃO DE SERVIÇO DO SISTEMA - SARI**

O indicador SARI indica o tempo médio de reposição de serviço das interrupções ocorridas na rede de transporte. O SARI é calculado considerando a duração e o número total de interrupções com duração igual ou superior a um minuto.

Na Figura 2-5 apresenta-se a evolução deste indicador desde 1994.

**Figura 2-5 - Evolução do SARI**



Fonte: REN

Em 2002, o valor do SARI foi de 13,75 minutos. De todos os indicadores utilizados para avaliar a qualidade de serviço da RNT, o SARI foi o único indicador que em 2002 registou um valor superior ao de 2001. Este facto deve-se principalmente à ocorrência de uma interrupção de serviço no ponto de entrega Subestação de Mogadouro com um tempo de interrupção elevado (91,0 min).

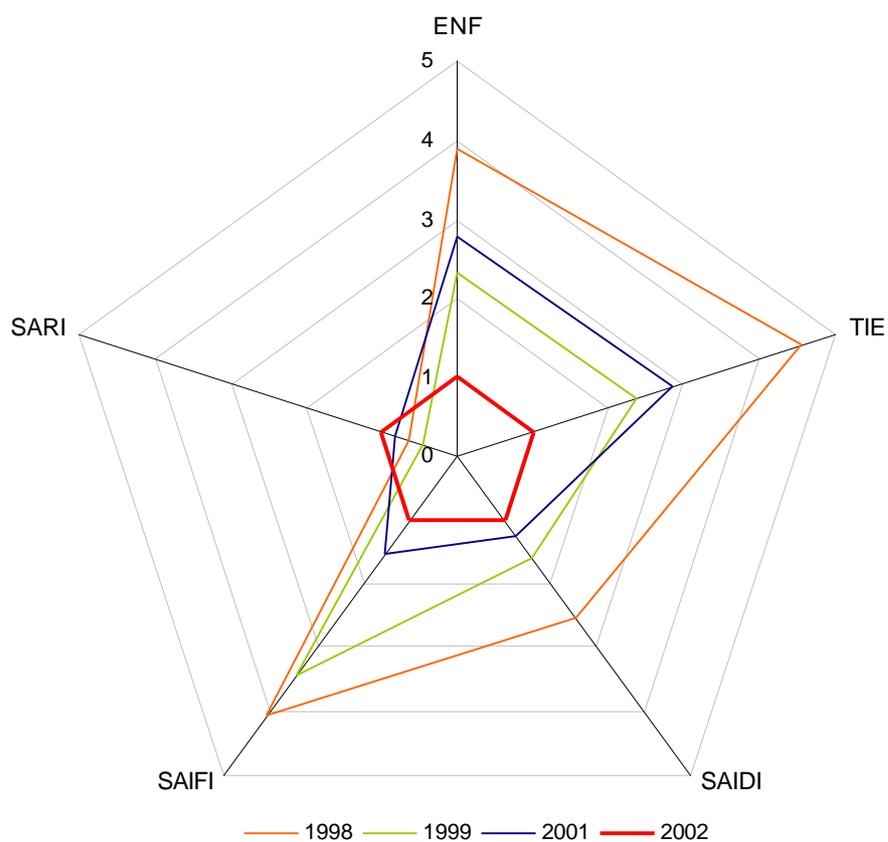
#### **ANÁLISE CONJUNTA DOS INDICADORES GERAIS**

A Figura 2-6 apresenta os valores dos indicadores gerais de continuidade de serviço no período de 1998 a 2002. Da análise é excluído o ano de 2000 uma vez que os elevados valores registados para os indicadores gerais nesse ano, devido ao grande incidente ocorrido a 9 de Maio, não permitem, na mesma representação gráfica, visualizar as variações verificadas nos restantes anos em análise.

Os valores dos indicadores estão normalizados em função dos valores registados em 2002. Deste modo, o ano de 2002 é representado por um pentágono cuja distância de cada um dos vértices ao centro é a unidade. Para os demais anos representados, a distância dos vértices ao centro corresponde ao factor de grandeza do indicador em causa relativamente ao valor do indicador homólogo registado em 2002.

Como se pode verificar na Figura 2-6, com excepção do indicador SARI, o ano de 2002 foi o ano que registou melhores resultados em termos de continuidade geral de serviço. A semelhança entre as figuras formadas pelos indicadores nos anos de 1998 e 1999 revela uma melhoria do desempenho da rede de 1998 para 1999 com relações entre indicadores semelhantes. O ano de 2001 destaca-se pela irregularidade da figura formada, quer relativamente aos anos de 1998 e 1999, quer relativamente ao ano de 2002. O posicionamento dos valores registados em 2001 relativamente aos registados nos restantes anos em análise varia de indicador para indicador.

Figura 2-6 - Análise conjunta dos indicadores gerais de continuidade de serviço em função dos valores de 2002



Fonte: REN

### 2.1.1.2 INDICADORES INDIVIDUAIS

De acordo com o artigo 16.º do RQS, a entidade concessionária da RNT deve determinar anualmente, para uma amostra significativa de pontos de entrega, os seguintes indicadores individuais de continuidade de serviço:

- Frequência das interrupções – número de interrupções ocorridas durante um ano.
- Duração total das interrupções – somatório da duração de todas as interrupções ocorridas durante o ano.

No Anexo III apresenta-se uma lista com o registo de todas as interrupções verificadas na rede de transporte, indicando ainda a causa, a duração e a energia não fornecida em cada interrupção. Da análise desta informação destaca-se o seguinte:

- No primeiro trimestre de 2002 não se registaram interrupções de serviço.
- As principais causas de interrupção tiveram origem em sistemas de comando e controlo, condições atmosféricas e ocorrência de incêndios.
- O ponto de entrega Subestação do Ferro registou o maior número de interrupções (quatro interrupções de serviço) seguido dos pontos de entrega Subestação do Seixal e Subestação de Lavos, ambos com três interrupções de serviço.
- O desempenho da RNT foi notoriamente influenciado pelas interrupções ocorridas nos novos pontos de entrega. Das interrupções verificadas em 2002, 47% ocorreram nos novos pontos de entrega dando origem a 38% da duração total das interrupções e a 27% da ENF total registada no ano.

2.1.1.3 INCIDENTES MAIS SIGNIFICATIVOS

Durante o ano de 2002 não se verificou a ocorrência de incidentes com classificação de "grande incidente" de acordo com os critérios CIGRÉ cuja descrição é apresentada no Anexo II.

No Quadro 2-1 apresenta-se a caracterização sumária dos incidentes ocorridos no ano de 2002 com maior impacto no desempenho da RNT avaliado em função do valor de ENF e da duração da interrupção.

**Quadro 2-1 - Caracterização dos incidentes com maior impacto na RNT em 2002**

	Ponto de entrega			
	SE Mogadouro	SE Lavos	SE Vermoim	SE Ferreira do Alentejo
<b>Dia</b> (dd/mm)	17/05	21/11	13/11	31/10
<b>Hora</b> (hh:mm)	13:56	15:02	16:17	06:37
<b>Causa</b>	Descargas atmosféricas	Erro humano (conservação, montagem e ensaios)	Electrificação (conservação, montagem e ensaios)	Causas intrínsecas a outras redes
<b>Duração da interrupção</b> (min)	91,0 (38,93% TI 2002)	48,1 (20,97% TI 2002)	6,7	31,3
<b>ENF</b> (MWh)	4,3	0,2	45,9 (50,22% ENF 2002)	15,5 (16,96% ENF 2002)

SE: Subestação

TI: Tempo de Interrupção

Fonte: REN

### 2.1.2 QUALIDADE DA ONDA DE TENSÃO

O artigo 7.º do RQS estabelece que a verificação do cumprimento dos padrões de natureza técnica é feita com base num plano anual de monitorização. Para o efeito, o mesmo artigo estabelece que a entidade concessionária da RNT apresente à Direcção-Geral de Energia (DGE), até ao final do mês de Novembro de cada ano, para aprovação, uma proposta do plano de monitorização para o ano seguinte, o qual deverá prever a realização de medições numa amostra significativa de pontos da rede. Uma vez aprovados pela DGE, os planos de monitorização são remetidos à ERSE para efeitos de fiscalização do seu cumprimento.

De acordo com o estabelecido no artigo 19.º do RQS, a entidade concessionária da RNT procederá, anualmente, à caracterização da tensão de alimentação na rede que explora, em conformidade com o plano de monitorização, devendo para o efeito efectuar medições, nos pontos de entrega de energia eléctrica seleccionados, das seguintes características:

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

Ainda de acordo com o RQS, artigo 18.º, em condições normais de exploração, as características da onda de tensão de alimentação nos pontos de entrega aos clientes em Alta Tensão (AT) e Muito Alta Tensão (MAT) devem respeitar o disposto no Anexo N.º 2 do RQS.

O plano de monitorização da REN para 2002 contemplava a realização de medições em:

- 12 pontos fixos, com períodos de monitorização anual.
- 37 pontos utilizando equipamentos móveis, com períodos de monitorização da onda de tensão de 4 semanas fazendo uso de 4 equipamentos instalados rotativamente em diferentes pontos.

Previamente à descrição do plano de monitorização e análise da forma como decorreu a sua realização, chama-se a atenção para o facto de que a cada subestação estão associadas mais do que uma saída. A monitorização numa subestação corresponde na prática a um ou mais pontos de monitorização nos diferentes níveis de tensão.

De acordo com o estabelecido no RQS, a obrigação de monitorização da qualidade da onda de tensão é aplicável somente em relação aos pontos de entrega. Por esse motivo, a análise dos resultados da execução do plano de monitorização da REN para 2002, tal como já efectuada para o ano de 2001, incidirá nos pontos de entrega.

#### **PLANO DE MONITORIZAÇÃO - PONTOS FIXOS**

O plano de monitorização apresentado pela REN previa a monitorização durante o período compreendido entre 1 de Janeiro e 31 de Dezembro de 2002, das seguintes características da onda de tensão:

- Frequência.
- Valor eficaz da tensão.
- Cavas de tensão.
- Tremulação ("flicker").
- Distorção harmónica.
- Desequilíbrio do sistema trifásico de tensões.
- Interrupções (breves e longas).

O plano abrangia 12 pontos fixos de monitorização, subestações que estabelecem ligação com:

- 6 pontos de interligação com a rede de transporte de energia eléctrica de Espanha.
- 12 pontos internos à rede de transporte.
- 5 pontos de entrega à rede de distribuição da EDP Distribuição (60 kV).

Refira-se que o plano para 2002 abrangia os mesmos pontos de monitorização do plano de monitorização do ano anterior.

#### **PLANO DE MONITORIZAÇÃO - EQUIPAMENTOS MÓVEIS**

Em relação à monitorização da onda de tensão com equipamentos móveis, o plano estabelecia a monitorização (durante um período aproximado de quatro semanas) das seguintes características da onda de tensão:

- Frequência.
- Valor eficaz da tensão.
- Tremulação ("flicker").

- Desequilíbrio do sistema trifásico de tensões.
- Distorção harmónica.

O plano abrangia 37 pontos utilizando equipamentos móveis de monitorização, subestações que estabelecem ligação com:

- 40 pontos internos à rede de transporte.
- 36 pontos de entrega à rede de distribuição da EDP Distribuição.

Relativamente ao plano de monitorização de 2001, o plano de monitorização de 2002 abrangeu mais 14 pontos de entrega aos quais correspondem 12 pontos internos à rede de transporte e 13 pontos de entrega à rede de distribuição.

#### 2.1.2.1 RESULTADOS DAS ACÇÕES DE MONITORIZAÇÃO

O Quadro 2-2 e o Quadro 2-3 apresentam um resumo das medições efectuadas nos pontos de entrega, respectivamente, em períodos de medição anuais (pontos de monitorização fixos) e semanais (equipamentos de monitorização móveis). Para cada ponto de entrega monitorizado é identificado o nível de tensão e o período de medição, sendo assinaladas as grandezas cujos valores medidos não respeitaram os limites estabelecidos regulamentarmente. As características frequência, desequilíbrio do sistema trifásico de tensões e distorção harmónica não são referidas no quadro por apresentarem valores dentro dos limites regulamentares em todos os pontos de entrega monitorizados.

**Quadro 2-2 - Características da onda de tensão em pontos fixos**

Ponto de Entrega	Tensão declarada (kV)	Período de monitorização (n.º de semanas)	Incumprimento dos valores regulamentares	
			Característica	Observação
SE de Alto Mira	62,9	42	-	
SE de Tunes	63	34	-	
SE de Pereiros	64,3	43	-	
SE de Vermoim	64	41	Severidade de tremulação ("flicker")	P <sub>st</sub> nas três fases

P<sub>st</sub> - Severidade de tremulação de curta duração

Fonte: REN

Quadro 2-3 - Características da onda de tensão monitorizadas com equipamentos móveis

Ponto de Entrega	Tensão declarada (kV)	Período de Medição (dd/mm a dd/mm)	Incumprimento dos valores regulamentares	
			Característica	Observação
SE da Batalha	63,5	13/09 a 11/10		
SE de Chafariz	63	03/05 a 31/05		
SE do Carregado	64,2	12/09 a 10/10	Amplitude da tensão	$U_{\min}$ nas três fases
SE do Carriche	62,4	17/10 a 14/11		
SE de Canelas	64	18/02 a 18/03		
SE de Custóias	65	30/04 a 29/05		
SE de Chaves	63,7	16/01 a 13/02		
SE de Ermesinde	65	30/04 a 28/05	Severidade de tremulação ("flicker")	$P_{st}$ nas três fases
SE de Estarreja	63	21/03 a 18/04		
SE de Évora	63	07/07 a 30/07	Desequilíbrio do sistema trifásico das tensões	
SE de Estói	63,5	08/07 a 04/08		
SE de Ferreira do Alentejo	63,3	09/07 a 06/08		
SE de Ferrão Ferro	62,7	06/08 a 03/09		
SE de Fanhões	63,5	12/09 a 10/10		
SE da Falagueira	63	18/10 a 15/11		
SE de Guimarães	64	15/01 a 12/02		
SE da Mourisca	64	05/06 a 03/07		
SE de Mogadouro	63	19/03 a 16/04		
SE de Mougofores	63	05/06 a 03/07		
SE de Oleiros	65	18/02 a 18/03		
SE de Porto Alto	64	08/01/2003 a 15/01/2003		
SE de Pombal	63	06/06 a 02/07		
SE do Pocinho	65	21/11 a 19/12		

Ponto de Entrega	Tensão declarada (kV)	Período de Medição (dd/mm a dd/mm)	Incumprimento dos valores regulamentares	
			Característica	Observação
SE de Riba d'Ave	65	14/02 a 18/03		
SE de Rio Maior	63,5	08/01/2003 a 15/01/2003		
SE de Recarei	64	15/01 a 12/02		
SE de Setúbal	63	06/08 a 08/09		
SE de Sacavém 1	30	16/10 a 13/11		
SE de Sacavém 2	63,8	16/10 a 13/11		
SE de Trajouce	62,8	17/10 a 14/11		
SE de Torrão	66	21/03 a 18/04		
SE de Vila Chã	63	03/05 a 31/05		
SE de Valdigem	64	19/03 a 16/04		
SE de Vila Fria	64	14/02 a 14/03		
SE do Zêzere	64	06/06 a 04/07		

Umín - Limite inferior de variação do valor eficaz da tensão

Pst - Severidade de tremulação de curta duração

Fonte: REN

No que se refere aos pontos fixos de monitorização, o Quadro 2-2 evidencia o facto do período de monitorização ter sido inferior a um ano (52 semanas) que segundo a REN se deveu à ocorrência de anomalias nos equipamentos de medição. Refere-se ainda o facto de no primeiro trimestre de 2002 não terem sido registados valores de frequência, de tremulação e desequilíbrio do sistema trifásico da tensão nos seguintes pontos de monitorização: Subestação de Alto Mira, Subestação de Tunes e Subestação de Vermoim.

## 2.2 CUMPRIMENTO DO RQS PELA REN

O cumprimento do RQS pela REN é seguidamente avaliado nas vertentes:

- Continuidade de serviço.
- Qualidade da onda de tensão.
- Relatório da Qualidade de Serviço.
- Auditoria interna.

### 2.2.1 CONTINUIDADE DE SERVIÇO

#### INDICADORES GERAIS

O n.º 1 do artigo 14.º do RQS estabelece que a entidade concessionária da RNT procederá, anualmente, à caracterização da continuidade de serviço da rede de transporte, devendo para o efeito determinar os indicadores gerais divulgados pela REN e analisados no ponto 2.1.1.1 deste relatório.

O RQS não estabelece padrões para os indicadores gerais de continuidade de serviço anteriormente mencionados, pelo que não existe um valor de referência relativamente ao qual se possam comparar os valores obtidos para os indicadores gerais de continuidade de serviço.

#### INDICADORES INDIVIDUAIS

O artigo 16.º do RQS estabelece que a entidade concessionária da RNT deve determinar, anualmente, para uma amostra significativa de pontos de entrega, os indicadores individuais de continuidade de serviço analisados no ponto 2.1.1.2.

No artigo 17.º do RQS são estabelecidos os padrões individuais de continuidade de serviço para as redes de MAT que se apresentam no Quadro 2-4.

**Quadro 2-4 - Padrões individuais de continuidade de serviço para as redes de MAT**

	Padrão
Número de interrupções por ano	3
Duração total das interrupções (h/ano)	1

A informação disponibilizada pela REN permite verificar o integral cumprimento dos padrões individuais de continuidade de serviço.

### 2.2.2 QUALIDADE DA ONDA DE TENSÃO

A maioria das acções de monitorização realizadas permitiram verificar o cumprimento dos valores de referência estabelecidos no RQS para os pontos de entrega. Os casos em que se verificou a inobservância do RQS são referidos no ponto 2.1.2.

Relativamente ao plano de monitorização, verificaram-se as seguintes situação de incumprimento nos pontos de entrega:

- As medições dos pontos utilizando equipamentos móveis de monitorização na Subestação de Rio Maior e na Subestação de Porto Alto, previstas para o quarto trimestre de 2002, foram efectuadas em Janeiro de 2003.
- As monitorizações nos pontos fixos decorreram em períodos de 34 a 43 semanas, períodos inferiores a um ano (52 semanas).
- No primeiro trimestre de 2002 não foram registados os valores de frequência, de tremulação e de desequilíbrio do sistema trifásico da tensão nos seguintes pontos de monitorização: Subestação de Alto Mira, Subestação de Tunes e Subestação de Vermoim.

Em 2002, conforme previsto no RQS, a REN enviou à DGE o plano de monitorização para 2003.

### 2.2.3 RELATÓRIO DA QUALIDADE DE SERVIÇO

O artigo 38.º do RQS estabelece que a entidade concessionária da RNT deve elaborar anualmente o respectivo relatório da qualidade de serviço até ao final do mês de Abril do ano seguinte àquele a que se refere, devendo a sua publicação ocorrer até ao final do mês de Maio.

O n.º 1 do artigo 39.º do RQS estabelece o conteúdo mínimo do relatório da qualidade de serviço da entidade concessionária da RNT.

Dando cumprimento ao estabelecido no RQS, no início de Maio, a REN divulgou na sua página da internet <sup>2</sup> o respectivo relatório da qualidade de serviço intitulado "Qualidade de Serviço - Relatório Síntese 2002".

---

<sup>2</sup> [www.ren.pt](http://www.ren.pt)

No quadro seguinte é avaliado o cumprimento do RQS no que se refere ao conteúdo do relatório da qualidade de serviço.

**Quadro 2-5 - Relatório da Qualidade de Serviço da REN**

Conteúdo do Relatório estabelecido no n.º 1 do artigo 39.º do RQS	Avaliação do cumprimento do disposto no RQS
Valores dos indicadores gerais de continuidade de serviço e resultados das acções de monitorização da qualidade da onda de tensão.	Cumprido o disposto no RQS.
Número e natureza das reclamações apresentadas por outras entidades do SEP ou por clientes não vinculados, discriminadas por entidade.	Cumprido o disposto no RQS.
Descrição das acções mais relevantes realizadas no ano anterior para a melhoria da qualidade de serviço.	Cumprido o disposto no RQS.
Relato do progresso dos planos de melhoria em curso, incluindo as justificações para os eventuais desvios verificados.	A REN não submeteu à aprovação da DGE qualquer Plano de Melhoria da Qualidade de Serviço, o que justifica a ausência de referências a estes planos no Relatório da Qualidade de Serviço.

O Relatório da Qualidade de Serviço da REN refere diversas acções desenvolvidas em 2002 com o objectivo de melhorar a qualidade de serviço, designadamente:

- Acções no âmbito da segurança da rede

Acções que incluem a redução do número de cargas mono-alimentadas tais como ligações em "antena", linhas em "T", ou transformadores únicos em subestações.

Em 2002, a REN destaca as medidas que foram implementadas no sentido de melhorar a segurança do abastecimento dos consumos na zona do Algarve e refere as seguintes acções:

- Individualização dos ternos das linhas Sines - Ourique - Estói através da criação das linhas Sines - Ourique e Ourique - Estói.
- Aumento da capacidade de transporte da linha Sines - Ferreira do Alentejo.
- Aumento da capacidade das baterias de condensadores na Subestação de Tunes.

- Acções de reforço da rede de transporte

- Conclusão da nova Subestação de Lavos, zona da Beira Litoral, novo ponto de entrega em 2002.
- Conclusão da nova Subestação de Santarém, zona do Ribatejo, novo ponto de entrega em 2002.

- Acções de gestão de incidentes

Desenvolvimento e implementação de uma aplicação informática desenvolvida na REN, GestInc - Gestão de Incidentes e Interrupções de Serviço.

- Outras acções

- Recondicionamento e beneficiação geral do transformador 220/60 kV da Subestação do Carregado.
- Conservação e recondicionamento dos disjuntores de 400 kV instalados em diversas subestações.
- Ensaio sistemático dos circuitos de disparo das protecções de barramento e falha de disjuntores em serviço nas instalações da REN.
- Colocação em serviço de quatro novas protecções diferenciais de barramento (Batalha 220 kV e 60 kV, Carriche 220 kV e Valdigem 220 kV), três sistemas de automatismo de corte por tensão zero (Rio Maior, Palmela e Sines) e um operador automático (Carregado).
- Conservação da linha Vila Chã - Pereiros.
- Despoluição/lavagem dos isoladores nas zonas críticas e aquisição de isoladores compósitos, com o objectivo de minimizar os efeitos devidos à poluição.

O relatório da qualidade de serviço da REN identifica também as seguintes acções a desenvolver no futuro próximo:

- Construção da linha Tunes - Estói de 150 kV.
- Construção de uma linha de 400 kV Sines - Mexilhoeira.
- Reforço das redes de 150 kV e 220 kV na zona norte e centro do país por forma a eliminar subestações mono-alimentadas.

O Relatório da Qualidade de Serviço da REN inclui ainda informação sobre indisponibilidade dos circuitos de linha, transformadores e autotransformadores, e comportamento em serviço dos principais equipamentos da rede (subestações e linhas). As matérias referidas, apesar de não serem de publicação obrigatória no relatório da qualidade de serviço publicado no âmbito do RQS, contribuem no entanto para um mais completo esclarecimento das questões associadas à qualidade de serviço na rede de transporte.

#### 2.2.4 AUDITORIA INTERNA

O artigo 50.<sup>o</sup> do RQS estabelece que a entidade concessionária da RNT está obrigada a realizar auditorias internas aos seus sistemas e procedimentos de recolha e de registo da informação sobre qualidade de serviço, bem como às metodologias e critérios utilizados no cálculo dos indicadores de qualidade de serviço.

As auditorias devem ser realizadas com um intervalo máximo de dois anos, devendo a primeira ocorrer até final do segundo ano de vigência do RQS (2002). Os resultados das auditorias devem ser enviados à ERSE.

Em Janeiro de 2002, a REN comunicou à ERSE a sua intenção de adiar a realização da auditoria no âmbito da aplicação do RQS para o primeiro trimestre de 2003. A auditoria foi realizada em 11 de Fevereiro de 2003 por uma equipa constituída por um auditor coordenador do Instituto de Soldadura e Qualidade e um auditor técnico do LABELEC.

De acordo com o relatório da auditoria, a generalidade dos procedimentos auditados está em conformidade com o RQS e o relatório da qualidade de serviço da REN publicado em 2002 - "REN - Qualidade de Serviço - Relatório Síntese 2001" cumpre o estabelecido no RQS.

No relatório da auditoria são efectuadas duas observações e identificadas duas não conformidades relacionadas com questões de rastreabilidade e controlo metrológico associadas à monitorização da onda de tensão.

Aquando do envio do relatório da auditoria à ERSE, a REN informou que, em colaboração com o LABELEC, empreendeu um conjunto de acções com vista a adoptar as seguintes recomendações que constam do relatório da auditoria:

- Incluir nos relatórios das acções de monitorização da qualidade da onda de tensão decorrentes da implementação dos planos de monitorização estabelecidos no âmbito do RQS a identificação inequívoca dos equipamentos de medição utilizados, nomeadamente por menção da marca, tipo e número de série do equipamento.
- Calibração dos equipamentos de medição utilizados no âmbito do plano de monitorização ou em medições complementares que se revelem necessárias segundo um procedimento técnico que garante a rastreabilidade dos padrões de calibração das grandezas medidas.



### 3 DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA

#### 3.1 CARACTERIZAÇÃO DA QUALIDADE DE SERVIÇO DA EDP DISTRIBUIÇÃO

Neste ponto é efectuada a caracterização da qualidade do serviço prestado pela EDP Distribuição, com base em informação relativa à vertente técnica e vertente comercial. A qualidade de serviço na sua vertente técnica aborda as questões relacionadas com o desempenho das redes em termos de continuidade de fornecimento da energia eléctrica e características da onda de tensão. A qualidade de serviço na vertente comercial aborda questões relativas ao relacionamento do distribuidor vinculado com os seus clientes, incluindo aspectos tais como atendimento, informação e tratamento de reclamações.

A qualidade de serviço mínima prestada pelo distribuidor vinculado aos seus clientes é estabelecida no RQS em função de três zonas geográficas - Zona A, Zona B e Zona C. Às localidades classificadas como Zona A correspondem os níveis de qualidade de serviço mais exigentes e às localidades classificadas como Zona C os níveis de qualidade de serviço menos exigentes.

No Anexo VI são listadas as localidades de Portugal Continental classificadas como Zona A ou Zona B. As localidades que não constam da lista são consideradas como Zona C.

O quadro que se segue apresenta um resumo da distribuição do número de localidades e de clientes de energia eléctrica de Portugal Continental de acordo com as zonas geográficas estabelecidas no RQS com base no número de clientes nas diversas localidades em 2000.

**Quadro 3-1 - Distribuição das localidades e clientes de energia eléctrica de Portugal Continental de acordo com as zonas geográficas estabelecidas no RQS**

Zona	Localidades		Clientes	
	Número	%	Número	%
<b>A:</b> Localidades com mais de 25 mil clientes	20	0,5	1 205 282	22,5
<b>B:</b> Localidades com número de clientes compreendido entre 5 mil e 25 mil	167	4,4	1 641 550	30,7
<b>C:</b> Localidades com número de clientes inferior a 5 mil	3 593	95,1	2 500 189	46,8
<b>Total</b>	<b>3 780</b>	<b>100,0</b>	<b>5 347 021</b>	<b>100,0</b>

Fonte: EDP Distribuição

A caracterização da continuidade de serviço é efectuada com base em cinco indicadores gerais e através da descrição dos três incidentes mais significativos ocorridos na rede de distribuição da EDP Distribuição, em 2002. A caracterização da qualidade da onda de tensão da energia eléctrica fornecida pela EDP Distribuição é efectuada com base nos resultados das acções de monitorização da onda de tensão realizadas pela empresa. A qualidade de serviço comercial é caracterizada com base em nove indicadores gerais, no número de compensações pagas a clientes por incumprimento dos padrões individuais de qualidade comercial e através da análise dos resultados dos inquéritos e estudos de imagem realizados pela EDP Distribuição.

A breve caracterização apresentada em termos de qualidade de serviço individual, quer na vertente técnica, quer na vertente comercial, deve-se à escassez de informação disponibilizada.

### 3.1.1 CONTINUIDADE DE SERVIÇO

#### 3.1.1.1 INDICADORES GERAIS

O n.º 2 do artigo 14.º do RQS estabelece que cada distribuidor vinculado procederá, anualmente, à caracterização da continuidade de serviço das redes que explora através da determinação de indicadores gerais de continuidade de serviço para as diversas redes.

A determinação dos indicadores deverá ser efectuada para as diferentes zonas geográficas (Zona A, Zona B e Zona C) e discriminada por interrupções previstas e interrupções acidentais.

A continuidade de serviço nas redes deverá ser caracterizada através dos seguintes indicadores:

- Redes de Média Tensão (MT)
  - Tempo de interrupção equivalente da potência instalada - TIEPI (horas/ano).
  - Frequência média de interrupções do sistema - SAIFI MT.
  - Duração média das interrupções do sistema - SAIDI MT (minutos).
- Redes de Baixa Tensão (BT)
  - Frequência média de interrupções do sistema - SAIFI BT.
  - Duração média das interrupções do sistema - SAIDI BT (minutos).

Durante o ano de 2002, a EDP Distribuição disponibilizou informação sobre os seis indicadores gerais de continuidade de serviço acima referidos bem como sobre a Energia Não Distribuída (END).

A EDP Distribuição disponibilizou informação trimestral discriminada por Área de Rede e zona geográfica. Para cada uma das 14 Áreas de Rede os indicadores foram calculados considerando todas as ocorrências (acidentais e previstas) com duração superior a 3 minutos. Para cada zona geográfica definida no RQS, os valores dos indicadores foram determinados considerando as interrupções longas (interrupções com duração superior a 3 minutos) com exclusão das interrupções causadas por 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.

No Quadro 3-2 encontram-se sinalizadas as interrupções consideradas no cálculo dos indicadores de continuidade de serviço.

**Quadro 3-2 - Interrupções consideradas no cálculo dos indicadores de continuidade de serviço**

Tipo de interrupções			Cálculo dos indicadores	
Duração	Causa		Zona Geográfica	Área de Rede
Longas (interrupções superiores a 3 minutos)	Acidental	Casos fortuitos ou de força maior	x	✓
		Razões de segurança	x	
		Outras causas acidentais	✓	
	Prevista	Razões de serviço	x	✓
		Acordo com o cliente	x	
		Facto imputável ao cliente	x	
		Razões de interesse público	x	
		Outras causas previstas	x	

✓ : interrupções consideradas no cálculo dos indicadores

x: interrupções não consideradas no cálculo dos indicadores

Os concelhos abrangidos por cada uma das Áreas de Rede são indicados no Anexo VII.

Do Anexo III consta a informação disponibilizada pela EDP Distribuição relativamente aos indicadores TIEPI, SAIFI MT, SAIFI BT, SAIDI MT, SAIDI BT e END MT.

Com base nos valores de SAIDI e SAIFI calcula-se o indicador que permite aferir quanto ao tempo médio de reposição de serviço - SARI. Este indicador resulta do quociente entre a duração total das interrupções ocorridas num período e o respectivo número de interrupções.

A definição dos indicadores gerais de continuidade de serviço referidos encontra-se no Anexo II.

De seguida é efectuada a avaliação do desempenho da rede da EDP Distribuição em termos de continuidade de serviço com base nos valores registados para os referidos indicadores gerais de continuidade de serviço.

Para facilitar a interpretação das figuras chama-se à atenção para o facto de que quanto maior for o valor do indicador pior é o desempenho em termos de qualidade de serviço.

### TEMPO DE INTERRUPÇÃO EQUIVALENTE DA POTÊNCIA INSTALADA - TIEPI

O indicador TIEPI fornece indicação da duração da interrupção da potência instalada nos postos de transformação (PT) de serviço público (pertencentes à empresa de distribuição de energia eléctrica) e particulares (pertencentes a clientes) equivalente à totalidade das interrupções registadas na rede de distribuição de MT.

A Figura 3-1, a Figura 3-2 e a Figura 3-3 apresentam os valores trimestrais de TIEPI registados no ano de 2002 nas 14 Áreas de Rede e para a totalidade da rede de MT da EDP Distribuição devidas a interrupções previstas, a interrupções acidentais e ao total das interrupções verificadas.

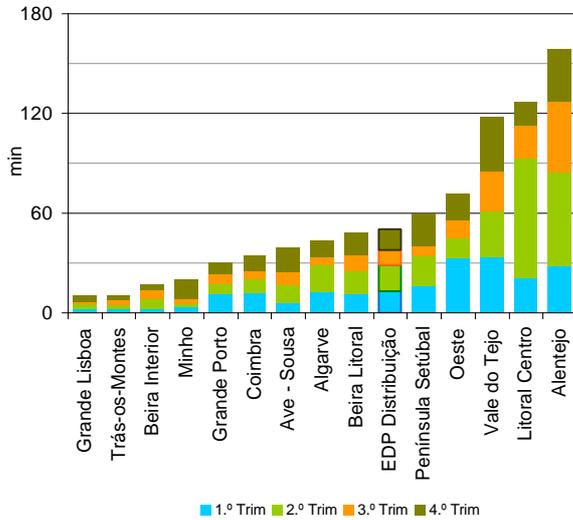
Da análise das três figuras destaca-se o seguinte:

- Elevados valores de TIEPI devido a interrupções previstas nas Áreas de Rede Alentejo, Litoral Centro e Vale do Tejo, sendo que para as duas primeiras áreas de rede referidas seja notória a influência dos tempos de interrupção verificados no 2.<sup>o</sup> trimestre.
- A influência do 4.<sup>o</sup> trimestre nos valores de TIEPI devidos a interrupções acidentais nas Áreas de Rede Vale do Tejo, Oeste e Beira Litoral.
- A relação entre os valores de TIEPI devidos a interrupções acidentais e a interrupções previstas<sup>3</sup> varia entre 2,98 e 37,85, respectivamente nas Áreas de Rede Alentejo e Trás-os-Montes.
- O posicionamento do valor de TIEPI da EDP Distribuição evidencia a dispersão de valores verificados entre as nove áreas de rede com melhor desempenho e as 5 áreas de rede com pior desempenho.

---

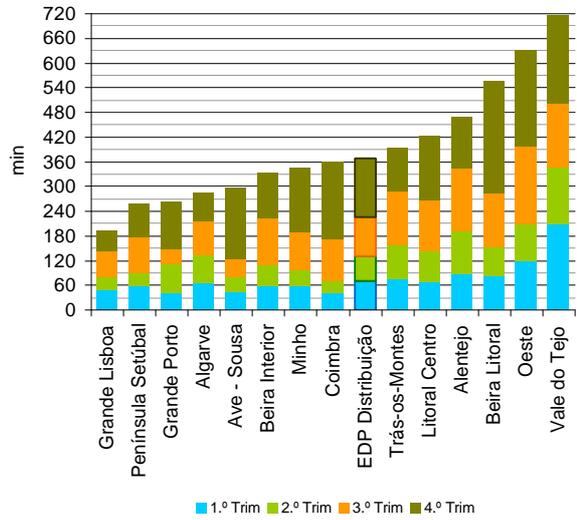
<sup>3</sup> Quociente entre TIEPI devido a interrupções acidentais e TIEPI devido a interrupções previstas.

**Figura 3-1 - Valores trimestrais do TIEPI no ano 2002 devidos a interrupções previstas**



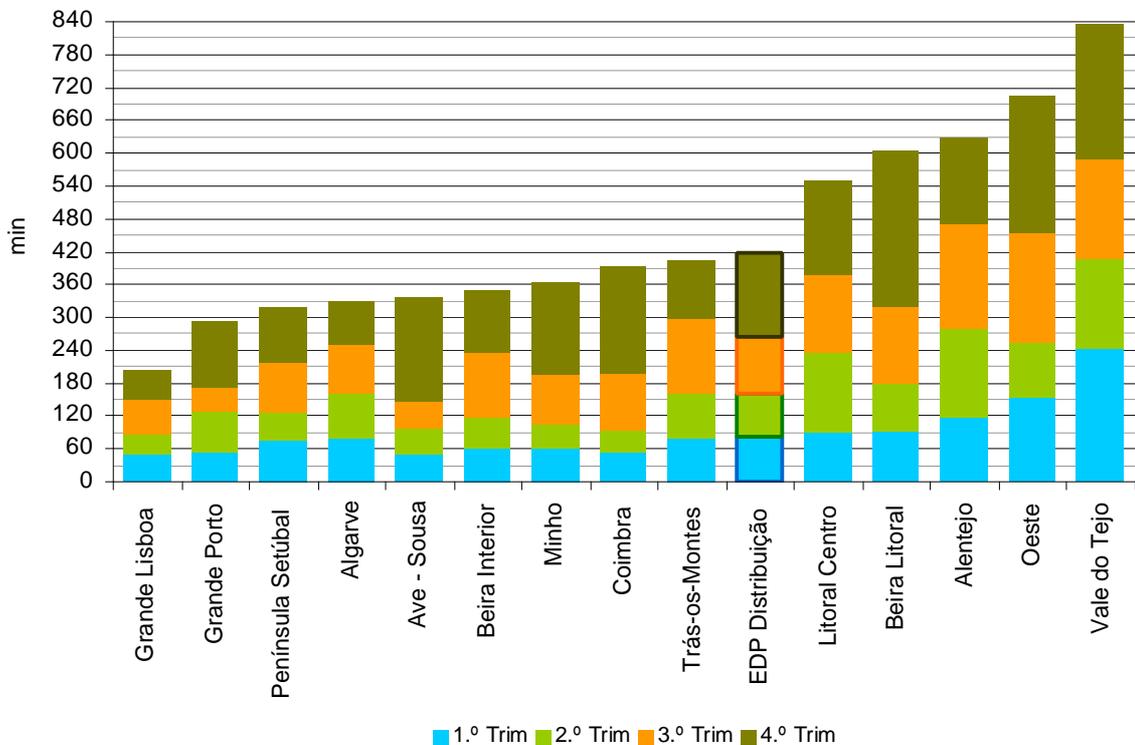
Fonte: EDP Distribuição

**Figura 3-2 - Valores trimestrais do TIEPI no ano 2002 devidos a interrupções acidentais**



Fonte: EDP Distribuição

**Figura 3-3 - Valores trimestrais do TIEPI no ano de 2002**

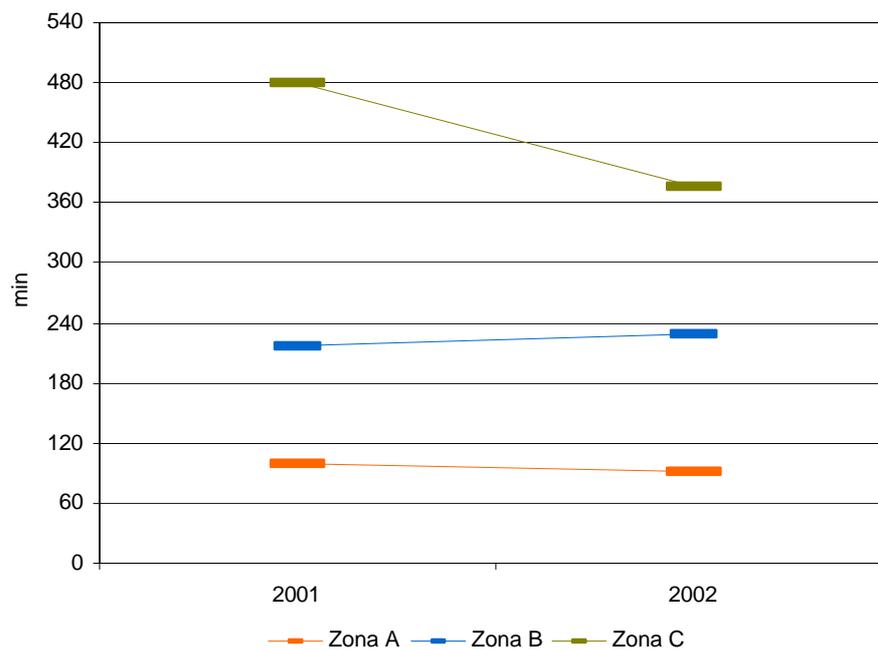


Fonte: EDP Distribuição

A Figura 3-4 apresenta os valores anuais do TIEPI no ano de 2001 e 2002 para as três zonas geográficas definidas no RQS.

Da análise da Figura 3-4, verifica-se que o desempenho das redes de MT, avaliado em função do TIEPI, melhorou na Zona A e na Zona C, tendo piorado na Zona B.

**Figura 3-4 - Valores anuais do TIEPI no ano de 2001 e 2002 discriminados por zona geográfica**



Fonte: EDP Distribuição

### FREQUÊNCIA MÉDIA DE INTERRUPTÃO DO SISTEMA - SAIFI

O SAIFI é o indicador geral de qualidade de serviço que permite avaliar a frequência média de ocorrência de interrupções na rede de distribuição de MT ou BT, atendendo, respectivamente, ao número total de interrupções verificadas e ao número total de pontos de entrega em MT ou BT.

A Figura 3-5, a Figura 3-6 e a Figura 3-7 apresentam os valores trimestrais de SAIFI MT registados no ano de 2002, nas 14 Áreas de Rede e para a totalidade da rede de MT da EDP Distribuição, devidas a interrupções previstas, a interrupções acidentais e ao total das interrupções verificadas.

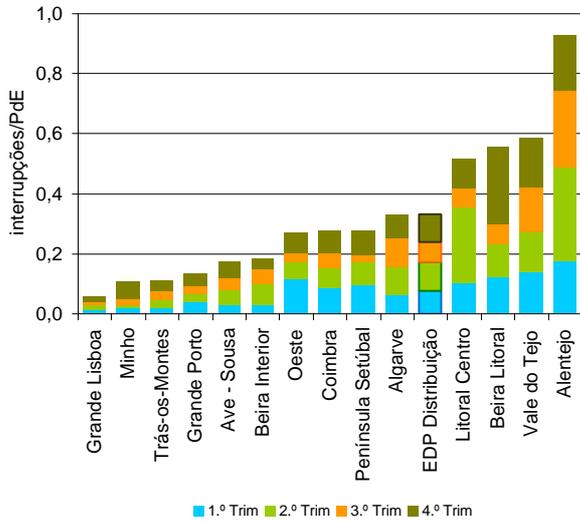
Da análise das três figuras destaca-se o seguinte:

- Os elevados valores trimestrais verificados na Área de Rede Alentejo devidos a interrupções previstas.
- Os elevados valores registados na Área de Rede Litoral Centro no 2.º trimestre e na Área de Rede Beira Litoral no 4.º trimestre devidos a interrupções previstas.
- A relação entre os valores de SAIFI MT devidos a interrupções acidentais e a interrupções previstas <sup>4</sup> varia entre 10,57 e 67,93, respectivamente nas Áreas de Rede Alentejo e Beira Interior.
- Os elevados valores registados nas quatro áreas de rede que apresentam pior desempenho. Da análise trimestral de cada uma das quatro Área de Rede salientam-se os valores registados no 1.º e no 4.º trimestre na Área de Rede Vale do Tejo e os valores registados no último semestre nas Áreas de Rede Coimbra, Beira Interior e Oeste.

---

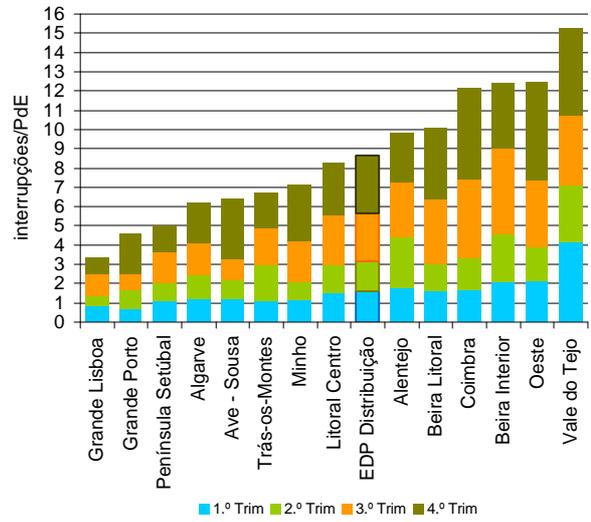
<sup>4</sup> Quociente entre SAIFI MT devido a interrupções acidentais e SAIFI MT devido a interrupções previstas.

Figura 3-5 - Valores trimestrais do SAIFI MT no ano 2002 devidos a interrupções previstas



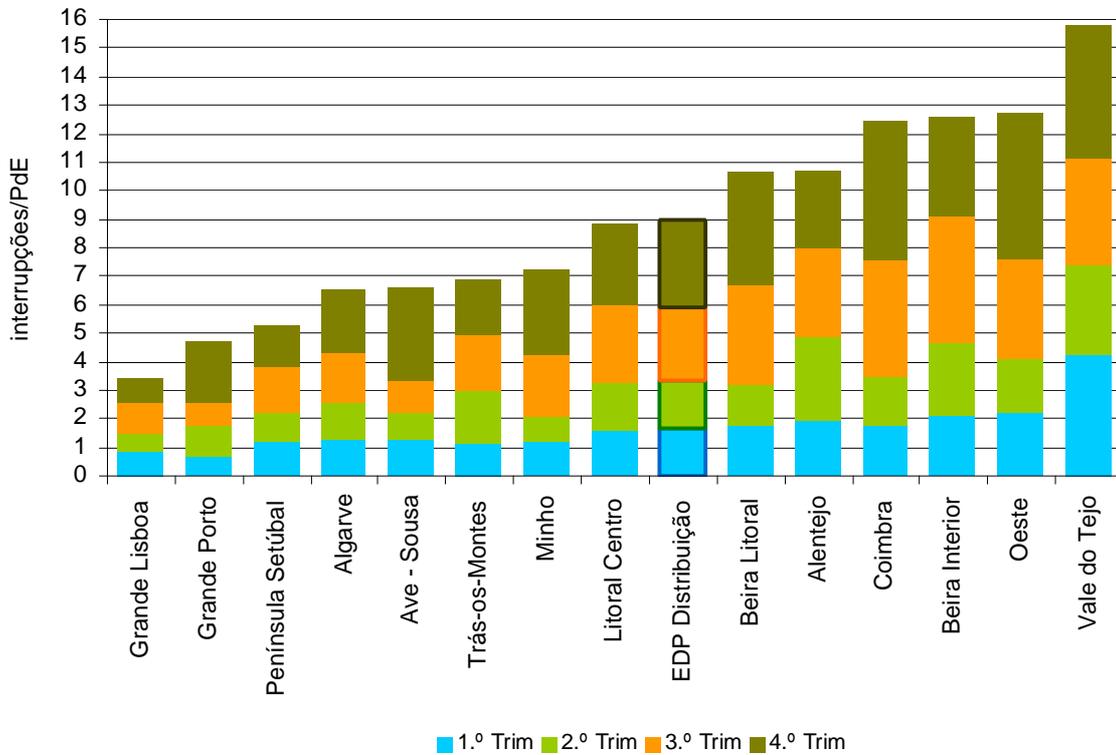
Fonte: EDP Distribuição

Figura 3-6 - Valores trimestrais do SAIFI MT no ano 2002 devidos a interrupções acidentais



Fonte: EDP Distribuição

Figura 3-7 - Valores trimestrais do SAIFI MT no ano 2002



Fonte: EDP Distribuição

A Figura 3-8, a Figura 3-9 e a Figura 3-10 apresentam os valores trimestrais de SAIFI BT registados no ano de 2002, nas 14 Áreas de Rede e para a totalidade da rede de BT da EDP Distribuição, devidas a interrupções previstas, a interrupções acidentais e ao total das interrupções verificadas.

Da análise das três figuras destaca-se o seguinte:

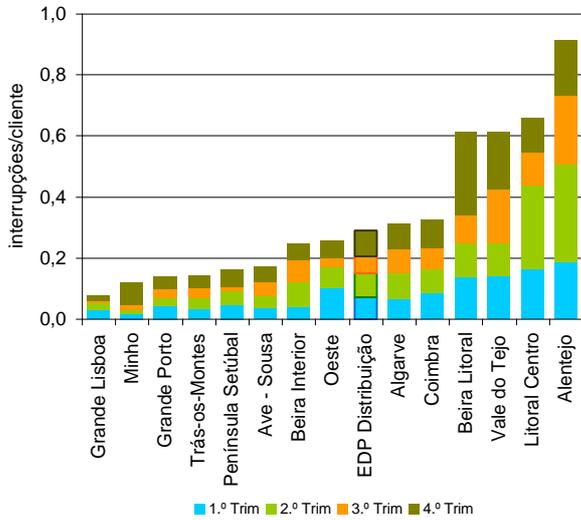
- Os elevados valores trimestrais verificados na Área de Rede Alentejo devidos a interrupções previstas, tal como verificado para as redes de MT mas com maior destaque nas redes de BT.
- Os elevados valores registados na Área de Rede Litoral Centro no 2.º trimestre e na Área de Rede Beira Litoral no 4.º trimestre devidos a interrupções previstas, como verificado para as redes de MT.
- O elevado valor registado no 4.º trimestre na Área de Rede Ave-Sousa devido a interrupções acidentais comparativamente ao valores registados nos restantes trimestres.
- A relação entre os valores de SAIFI BT devidos a interrupções acidentais e a interrupções previstas<sup>5</sup> varia entre 9,35 e 55,28 respectivamente nas Áreas de Rede Alentejo e Minho.

Os elevados valores registados no segundo semestre nas Áreas de Rede Oeste, Beira Litoral, Coimbra, Beira Interior e Minho comparativamente aos valores registados no primeiro semestre.

---

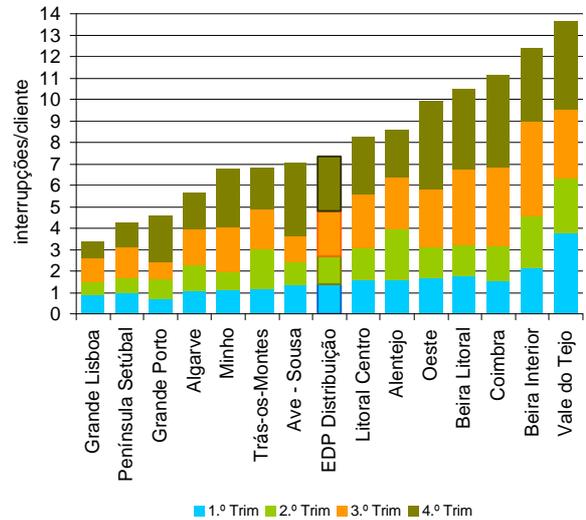
<sup>5</sup> Quociente entre SAIFI BT devido a interrupções acidentais e SAIFI BT devido a interrupções previstas.

Figura 3-8 - Valores trimestrais do SAIFI BT no ano 2002 devidos a interrupções previstas



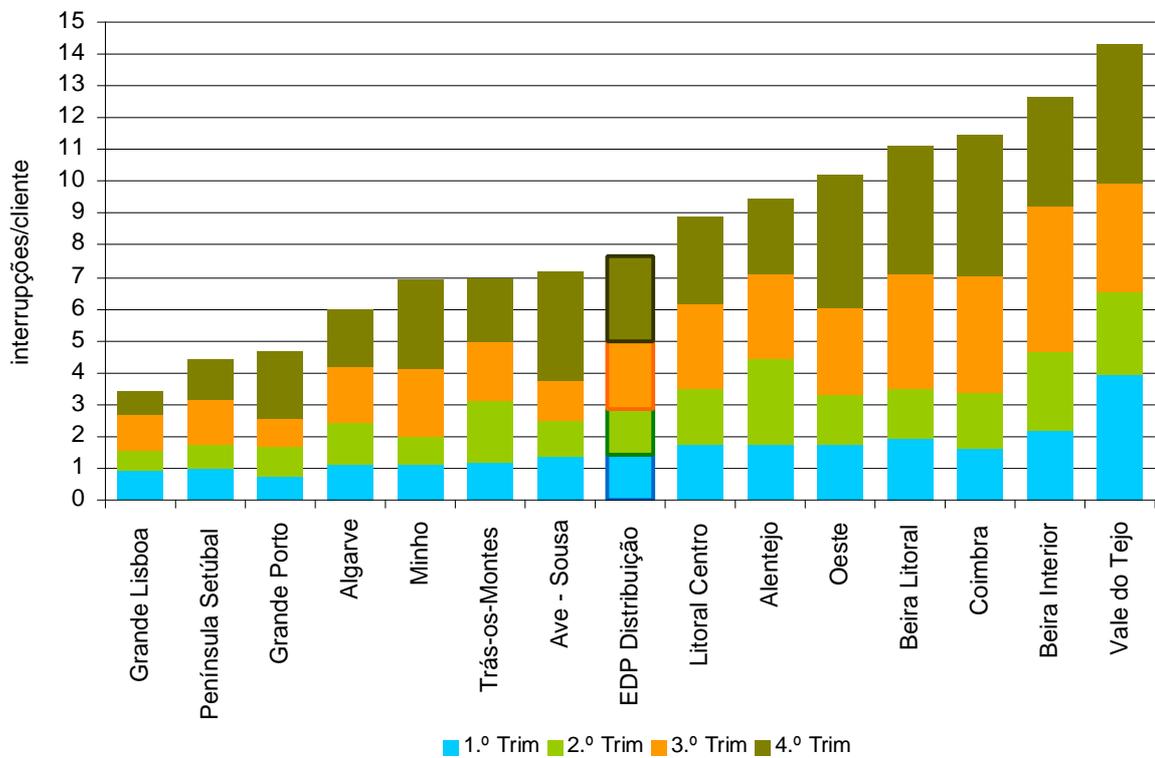
Fonte: EDP Distribuição

Figura 3-9 - Valores trimestrais do SAIFI BT no ano 2002 devidos a interrupções acidentais



Fonte: EDP Distribuição

Figura 3-10 - Valores trimestrais do SAIFI BT no ano 2002

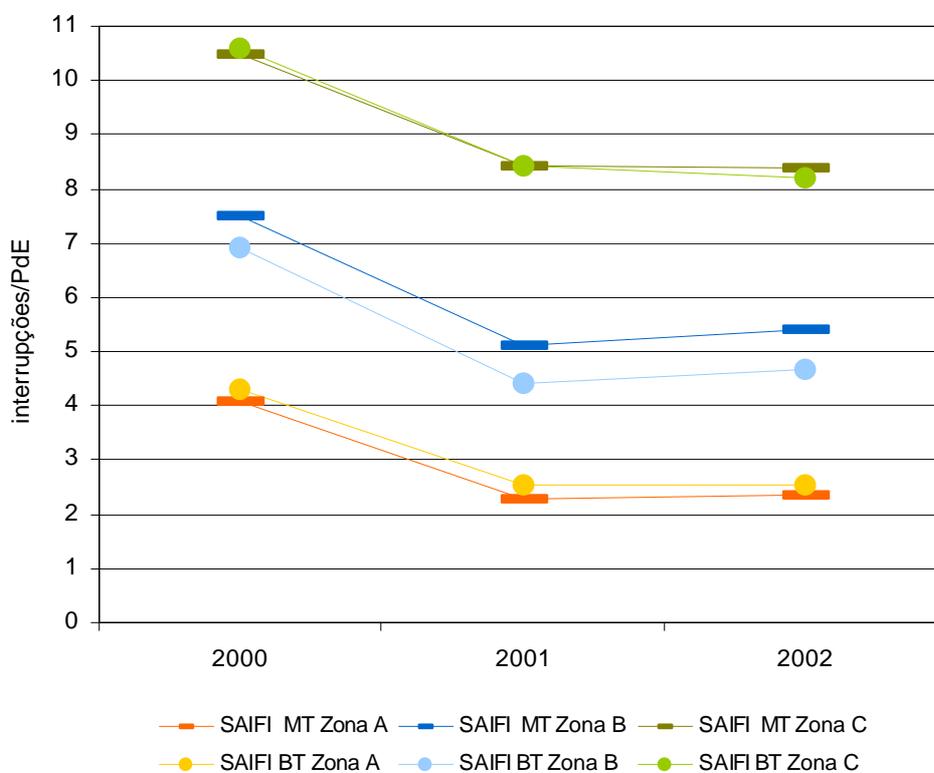


Fonte: EDP Distribuição

A Figura 3-11 apresenta os valores anuais de SAIFI, registados no período de 2000 a 2002, para as diferentes zonas geográficas.

Por observação da figura, verifica-se uma melhoria notória do desempenho das redes avaliadas com base no indicador SAIFI, de 2000 para 2001. O ano de 2002 caracteriza-se por uma diminuição menos acentuada do indicador SAIFI, verificando-se inclusivamente a degradação do desempenho das redes pertencentes à Zona B.

**Figura 3-11 - Valores anuais do SAIFI no período de 2000 a 2002 discriminados por zona geográfica**



Fonte: EDP Distribuição

### **DURAÇÃO MÉDIA DAS INTERRUPÇÕES DO SISTEMA - SAIDI**

O SAIDI é o indicador geral de qualidade de serviço que permite avaliar a duração média das interrupções na rede de distribuição de MT ou BT, atendendo, respectivamente, à duração total das interrupções verificadas e ao número total de pontos de entrega.

A Figura 3-12, a Figura 3-13 e a Figura 3-14 apresentam os valores trimestrais de SAIDI MT registados no ano de 2002, nas 14 Áreas de Rede e para a totalidade da rede de MT da EDP Distribuição, devidas a interrupções previstas, a interrupções acidentais e ao total das interrupções verificadas.

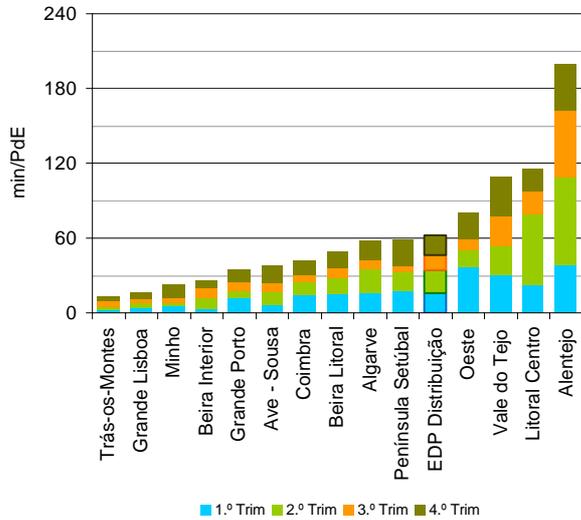
Da análise das três figuras destaca-se o seguinte:

- Os elevados valores trimestrais verificados na Área de Rede Alentejo devidos a interrupções previstas.
- Os elevados valores registados na Área de Rede Litoral Centro no 2.º trimestre e na Área de Rede Oeste no 1.º trimestre devidos a interrupções previstas, comparativamente com os valores registados nestas Áreas de Rede nos restantes trimestres.
- Os elevados valores registados no segundo semestre devido a interrupções acidentais na generalidade das áreas de rede, com destaque para os elevados valores registados no 4.º trimestre nas Áreas de Rede Ave-Sousa, Coimbra, Oeste e Beira Litoral.
- A relação entre os valores de SAIDI MT devidos a interrupções acidentais e a interrupções previstas<sup>6</sup> varia entre 2,92 e 35,25, respectivamente nas Áreas de Rede Alentejo e Trás-os-Montes.

---

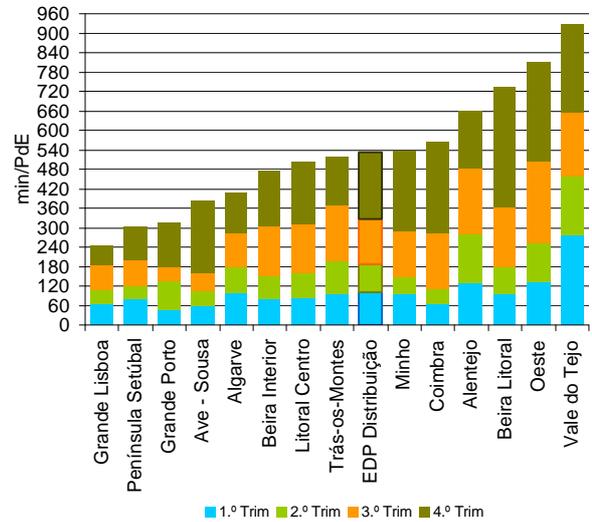
<sup>6</sup> Quociente entre SAIDI MT devido a interrupções acidentais e SAIDI MT devido a interrupções previstas.

**Figura 3-12 - Valores trimestrais do SAIDI MT no ano 2002 devidos a interrupções previstas**



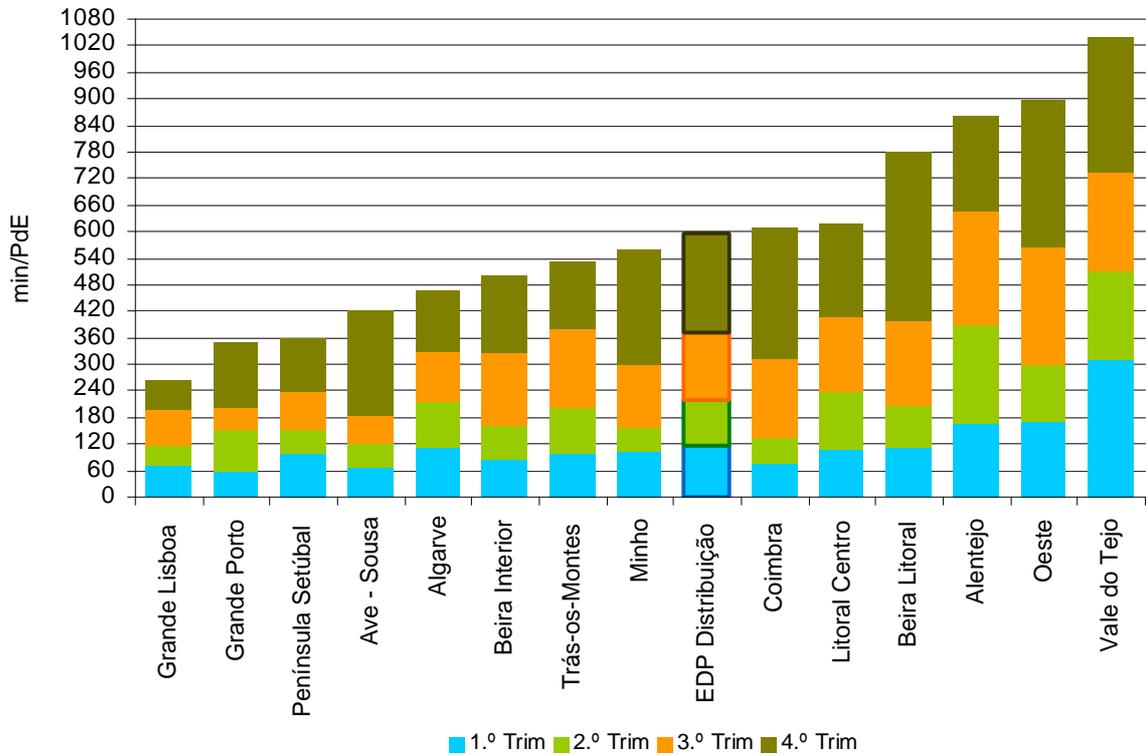
Fonte: EDP Distribuição

**Figura 3-13 - Valores trimestrais do SAIDI MT no ano 2002 devidos a interrupções acidentais**



Fonte: EDP Distribuição

**Figura 3-14 - Valores trimestrais do SAIDI MT no ano 2002**



Fonte: EDP Distribuição

A Figura 3-15, a Figura 3-16 e a Figura 3-17 apresentam os valores trimestrais de SAIDI BT registados no ano de 2002, nas 14 Áreas de Rede e para a totalidade da rede de BT da EDP Distribuição, devidas a interrupções previstas, a interrupções acidentais e ao total das interrupções verificadas.

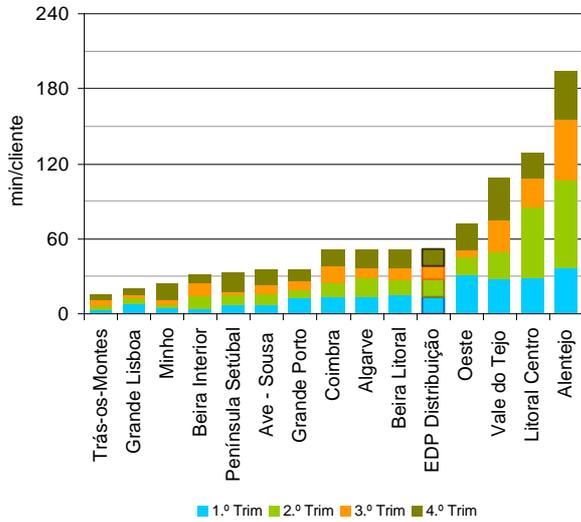
Da análise das três figuras destaca-se o seguinte:

- Os elevados valores registados na Área de Rede Alentejo durante todo o ano e no 2.º trimestre na Área de Rede Litoral Centro devidos a interrupções previstas, tal como verificado para as redes de MT.
- Os elevados valores registados no segundo semestre devido a interrupções acidentais na generalidade das áreas de rede, com destaque para os elevados valores registados no 4.º trimestre nas Áreas de Rede Ave-Sousa, Coimbra, Oeste e Beira Litoral, em comparação com os valores registados nestas Áreas de Rede nos restantes trimestres, também já referido para as redes de MT.
- A relação entre os valores de SAIDI BT devidos a interrupções acidentais e a interrupções previstas<sup>7</sup> varia entre 3,33 e 39,78, respectivamente nas Áreas de Rede Alentejo e Trás-os-Montes.
- Os elevados valores registados nas quatro áreas de rede que apresentam pior desempenho salientando-se os valores registados no 1.º e no 4.º trimestre na Área de Rede Vale do Tejo e os valores registados no último semestre nas Áreas de Rede Beira Litoral e Oeste.

---

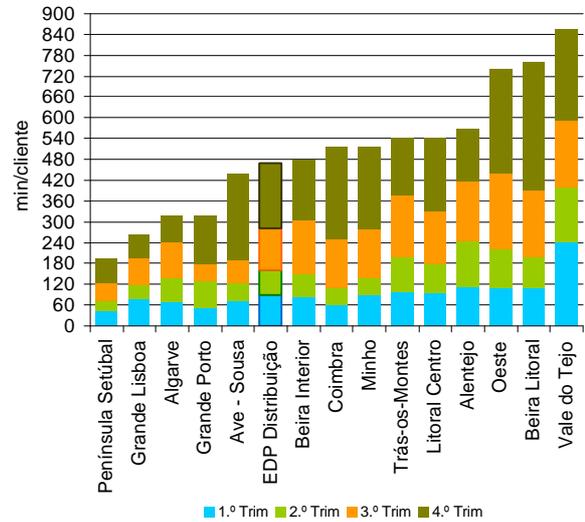
<sup>7</sup> Quociente entre SAIDI BT devido a interrupções acidentais e SAIDI BT devido a interrupções previstas.

**Figura 3-15 - Valores trimestrais do SAIDI BT no ano 2002 devidos a interrupções previstas**



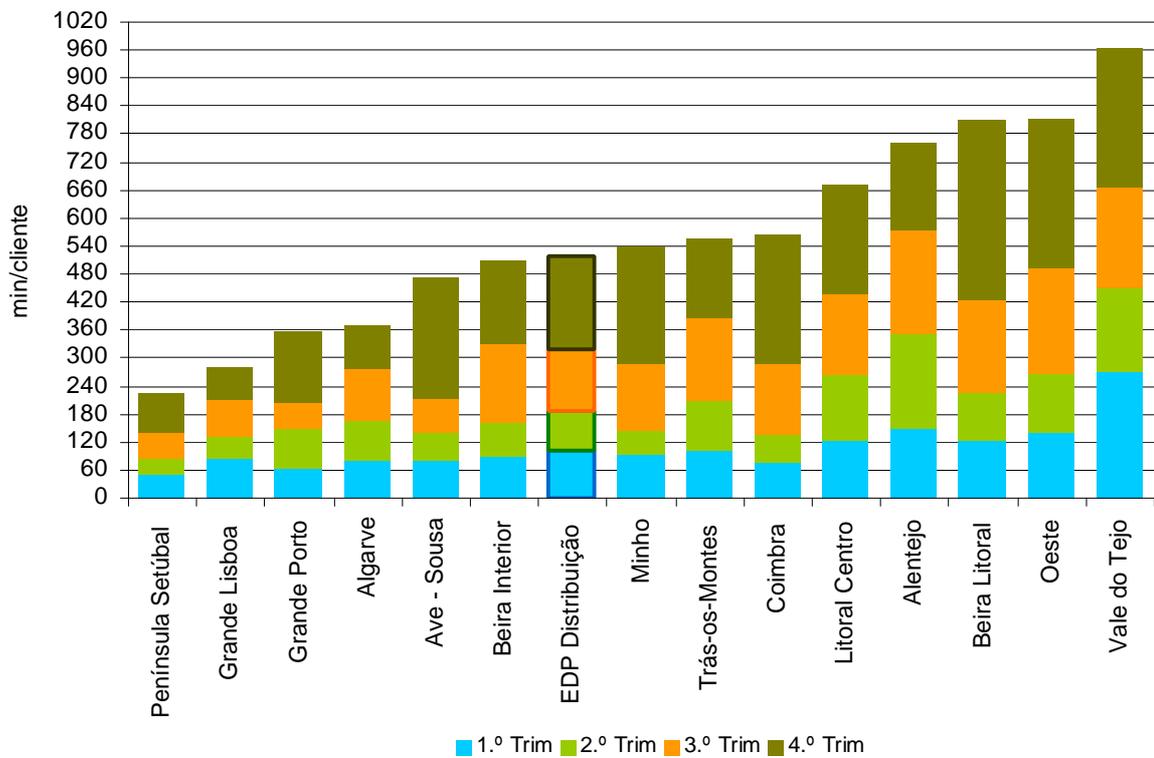
Fonte: EDP Distribuição

**Figura 3-16 - Valores trimestrais do SAIDI BT no ano 2002 devidos a interrupções acidentais**



Fonte: EDP Distribuição

**Figura 3-17 - Valores trimestrais do SAIDI BT no ano 2002**

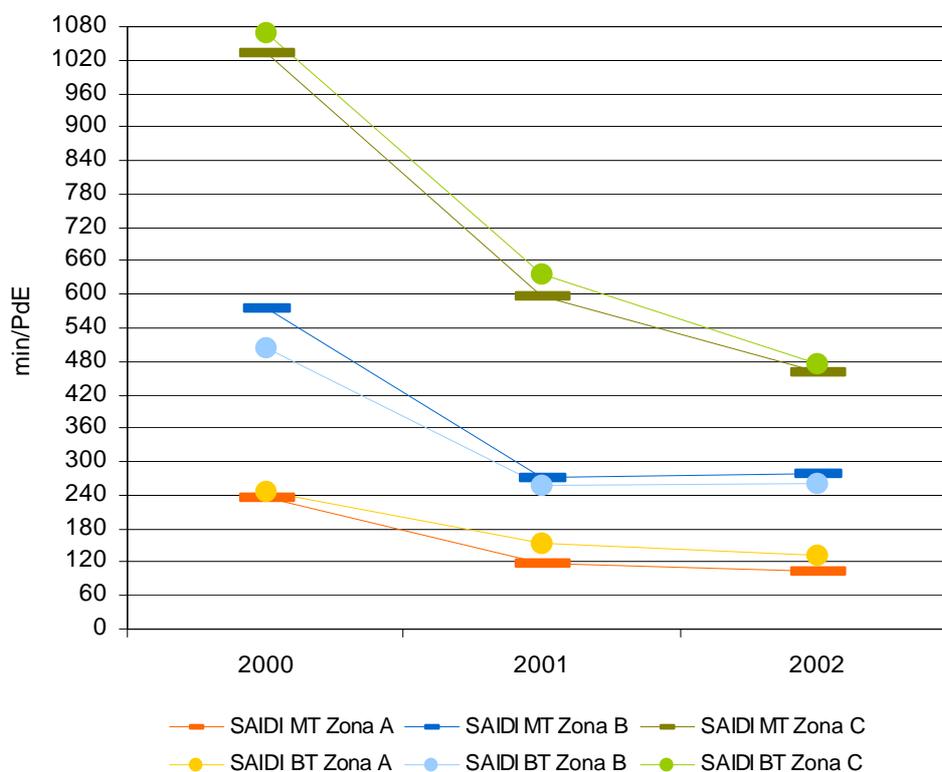


Fonte: EDP Distribuição

A Figura 3-18 apresenta os valores anuais de SAIDI, para o período de 2000 a 2002, discriminados por zonas geográficas.

Por observação da Figura 3-18 verifica-se que o desempenho das redes avaliado com base no indicador SAIDI apresenta uma evolução positiva no período de 2000 a 2002 na Zona A e na Zona C. Na Zona B verifica-se uma melhoria de desempenho de 2000 para 2001, sendo o ano de 2002 caracterizado por um ligeiro agravamento do valor de SAIDI.

**Figura 3-18 - Valores anuais do SAIDI no período de 2000 a 2002 discriminados por zona geográfica**



Fonte: EDP Distribuição

### **TEMPO MÉDIO DE REPOSIÇÃO DO SERVIÇO - SARI**

O SARI é o indicador geral de continuidade de serviço que dá indicação quanto à duração média das interrupções ocorridas no sistema. Este indicador resulta do quociente entre a duração total das interrupções ocorridas num período e o respectivo número de interrupções.

Os valores apresentados foram calculados com base nos valores de SAIFI e SAIDI disponibilizados pela EDP Distribuição.

Dado o seu modo de avaliação, os valores trimestrais deste indicador não são aditivos. Por este motivo, apresenta-se a análise do SARI separadamente para cada um dos períodos em análise.

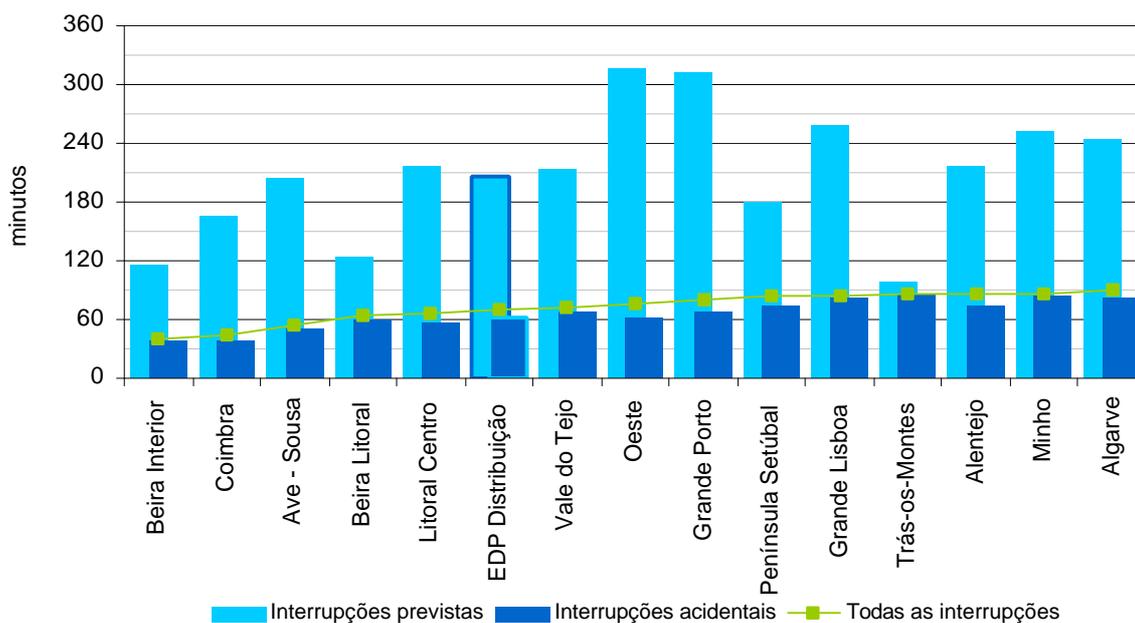
A Figura 3-19, a Figura 3-20, a Figura 3-21 e a Figura 3-22 apresentam os valores trimestrais de SARI para as redes de MT e a Figura 3-23 apresenta os valores anuais do SARI para as redes de MT, considerando as interrupções previstas, as interrupções acidentais e a totalidade das interrupções em cada um dos períodos em análise. As áreas de rede estão ordenadas por ordem crescente do valor de SARI calculado para cada um dos períodos em análise que corresponde ao valor médio de reposição de serviço em cada um dos períodos.

A observação das figuras referentes aos valores de SARI nas redes de MT permite verificar a disparidade de valores médios de tempo de reposição devidos a interrupções previstas e interrupções acidentais e a grande variação de valores de SARI nas diversas áreas de rede, quer devido a interrupções previstas, quer devido a interrupções acidentais.

Da análise das figuras verifica-se ainda o registo de valores de SARI elevados quer para áreas de rede correspondentes a zonas urbanas (Área de Rede Grande Porto e Área de Rede Grande Lisboa) quer para áreas de rede correspondentes a zonas rurais (Área de Rede Trás-os-Montes e Área de Rede Alentejo). De uma forma geral, as redes subterrâneas registam um número de interrupções muito inferior às redes aéreas, pois não estão expostas a agentes externos tais como vento, aves ou poluição. No entanto quando numa rede subterrânea ocorre uma avaria que conduz a uma interrupção de fornecimento, o tempo de interrupção é normalmente superior devido, nomeadamente, às dificuldades associadas à detecção da localização e acessibilidade ao ponto de avaria.

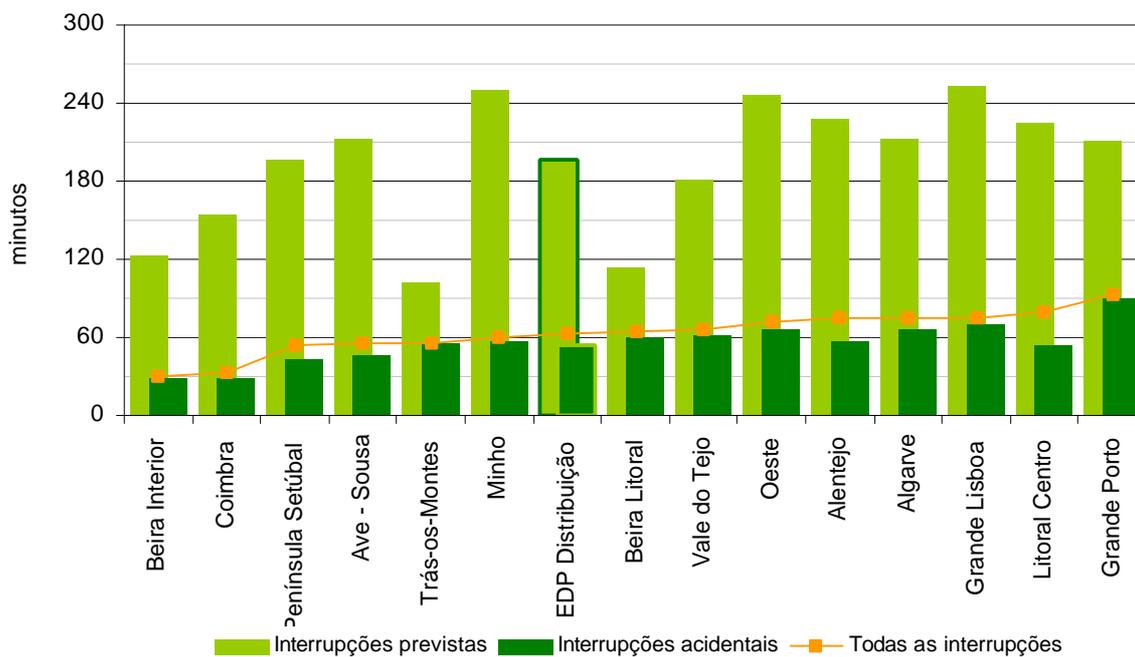
O 4.º trimestre destaca-se pelos baixos valores de SARI, sendo estes aproximadamente um terço dos verificados nos demais trimestres.

Figura 3-19 - Valores do SARI MT no primeiro trimestre de 2002



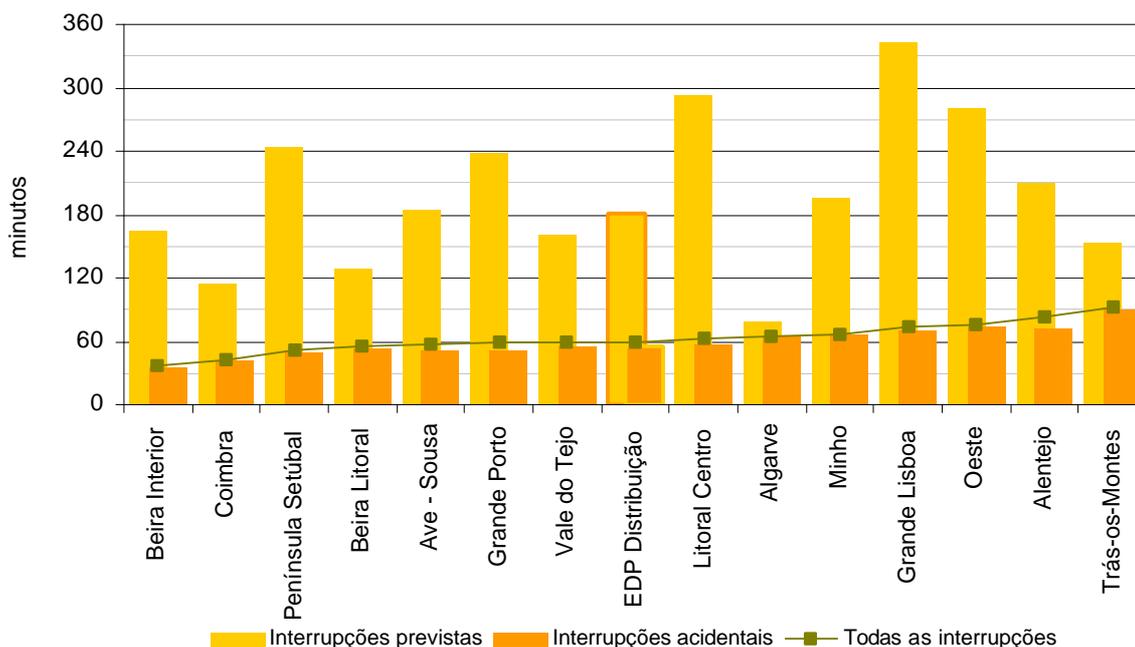
Fonte: EDP Distribuição

Figura 3-20 - Valores do SARI MT no segundo trimestre de 2002



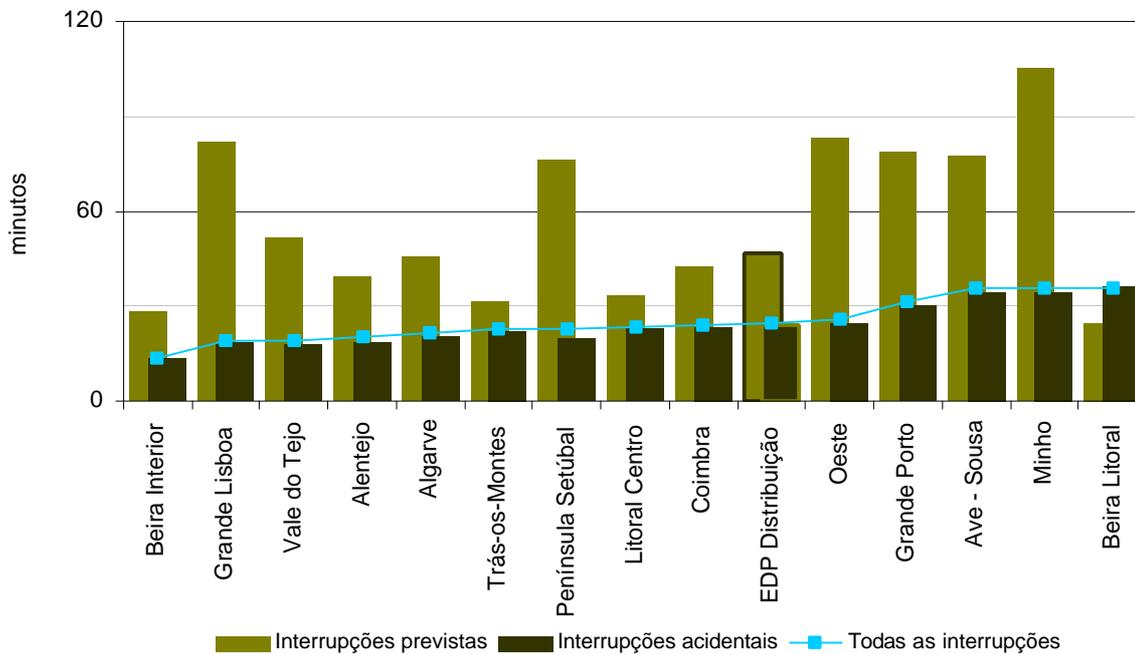
Fonte: EDP Distribuição

Figura 3-21 - Valores do SARI MT no terceiro trimestre de 2002



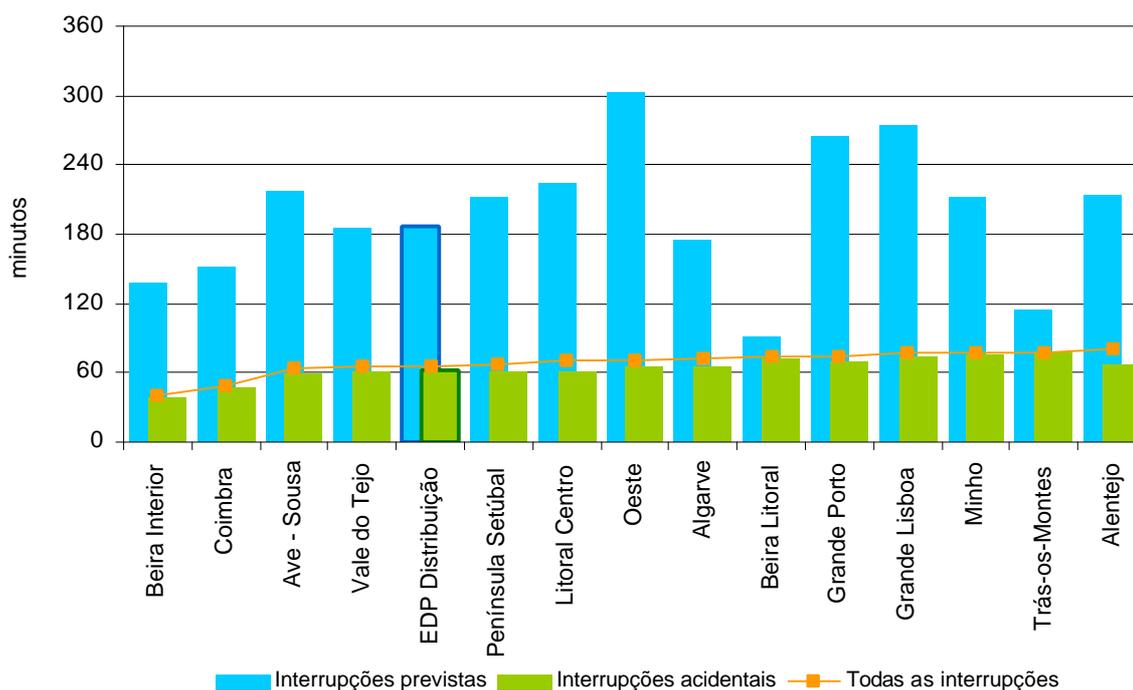
Fonte: EDP Distribuição

Figura 3-22 - Valores do SARI MT no quarto trimestre de 2002



Fonte: EDP Distribuição

Figura 3-23 - Valores do SARI MT no ano 2002

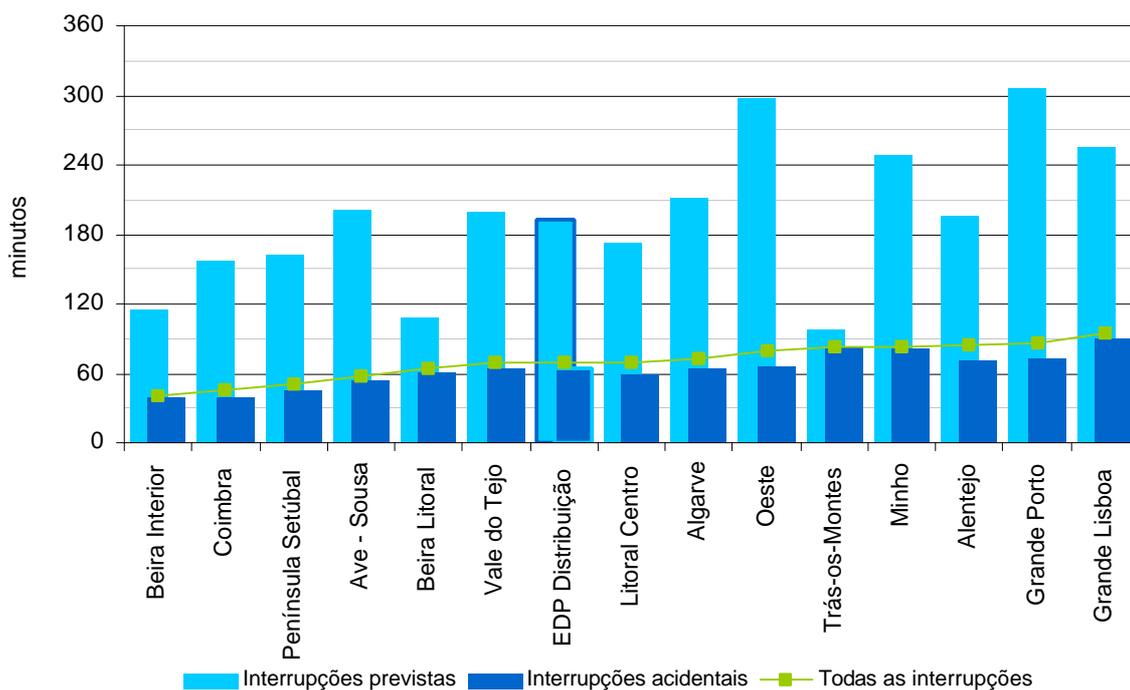


Fonte: EDP Distribuição

A Figura 3-24, a Figura 3-25, a Figura 3-26 e a Figura 3-27 apresentam os valores trimestrais de SARI e a Figura 3-28 apresenta os valores anuais do SARI para as redes de BT considerando as interrupções previstas, as interrupções acidentais e os valores totais em cada um dos períodos em análise.

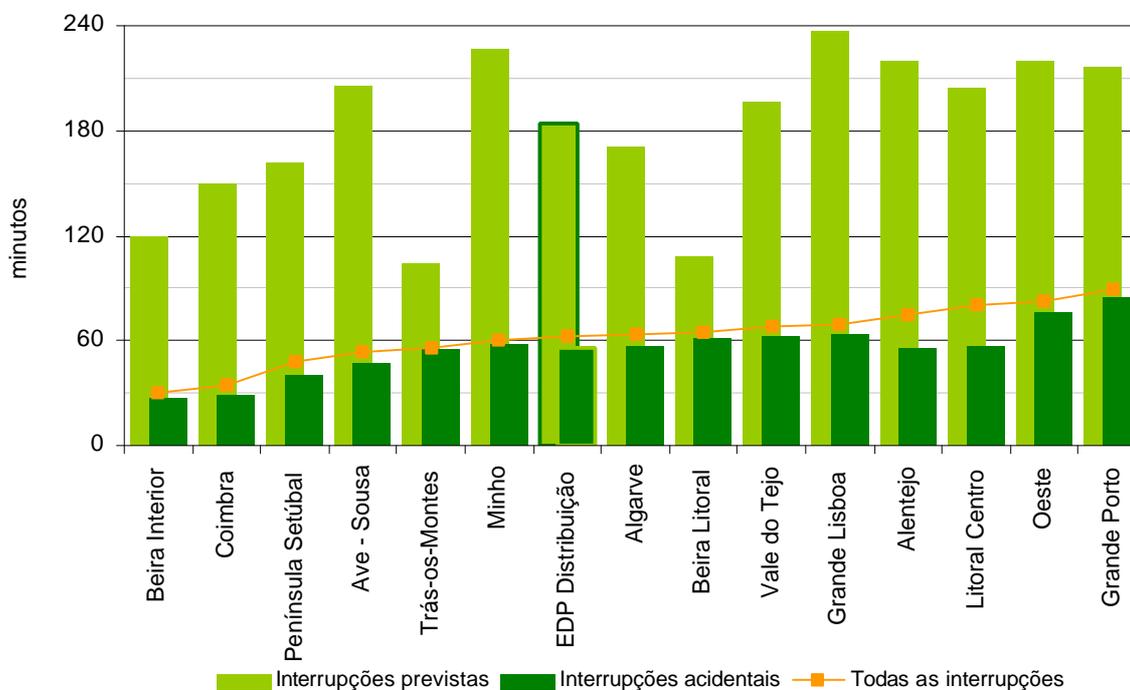
Nas redes de BT verifica-se a variação de valores de SARI já referida para as redes de MT relativamente aos valores devido a interrupções previstas e interrupções acidentais e aos valores registados nas diversas áreas de rede. Contrariamente ao verificado em MT, em BT os valores de SARI no 4.º trimestre são da ordem de grandeza dos valores verificados para os restantes trimestres. Destaca-se o facto de no 4.º trimestre a Área de Rede Beira Litoral apresentar um valor de SARI BT devido a interrupções previstas inferior ao valor de SARI devido a interrupções acidentais.

Figura 3-24 - Valores do SARI BT no primeiro trimestre de 2002



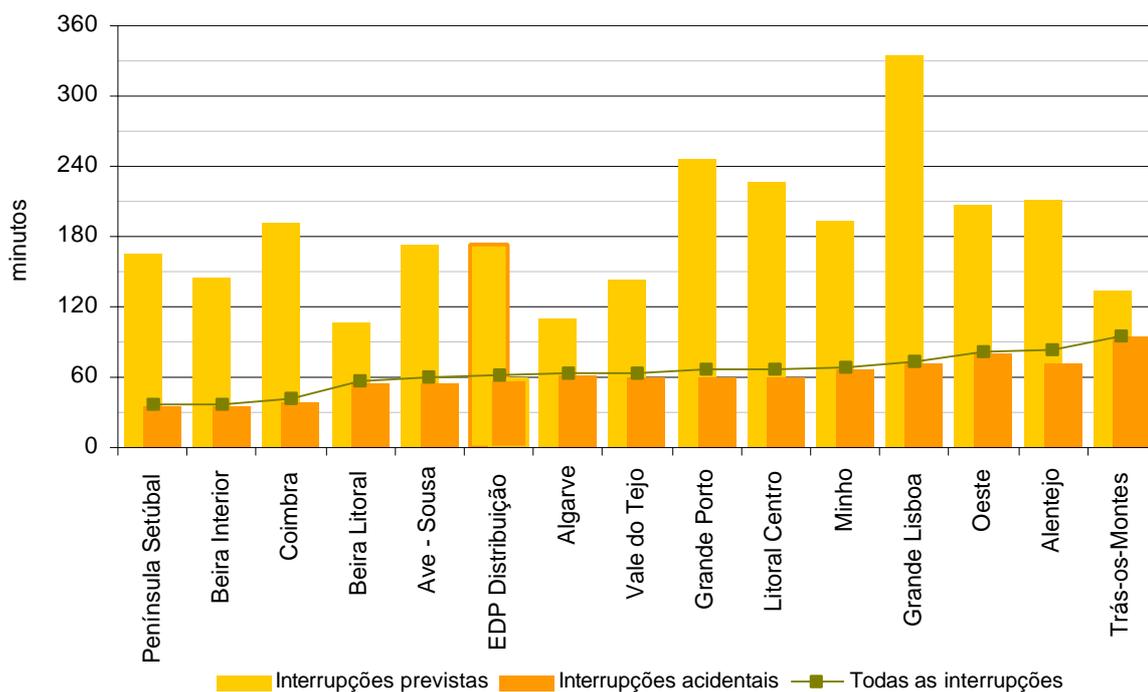
Fonte: EDP Distribuição

Figura 3-25 - Valores do SARI BT no segundo trimestre de 2002



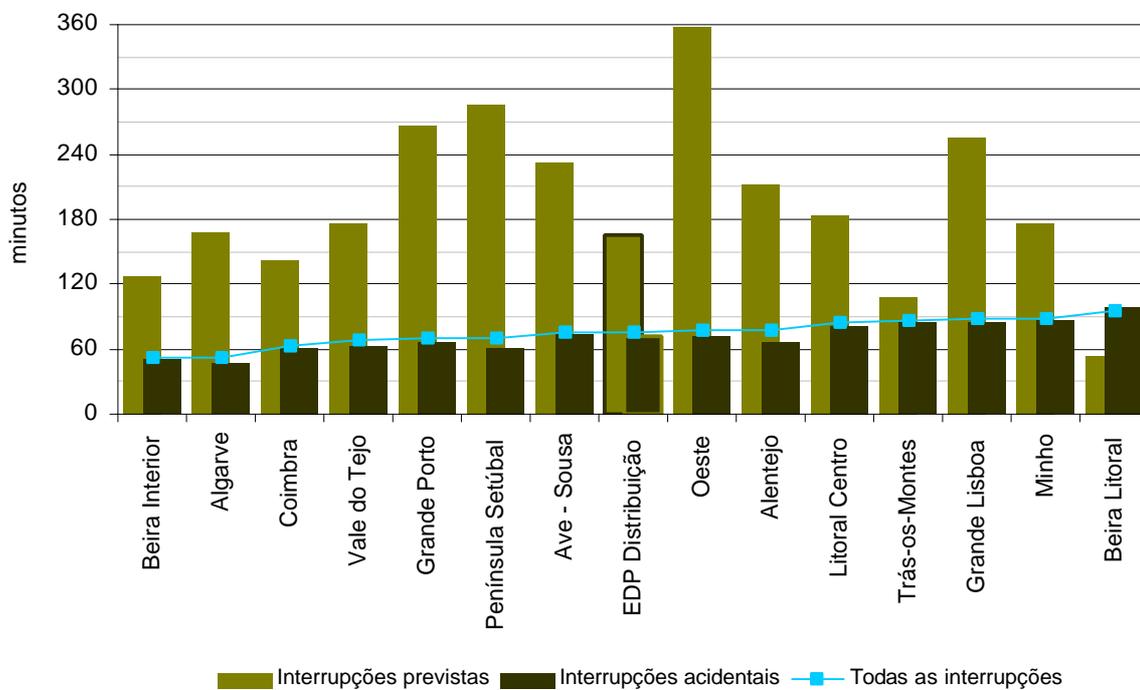
Fonte: EDP Distribuição

Figura 3-26 - Valores do SARI BT no terceiro trimestre de 2002



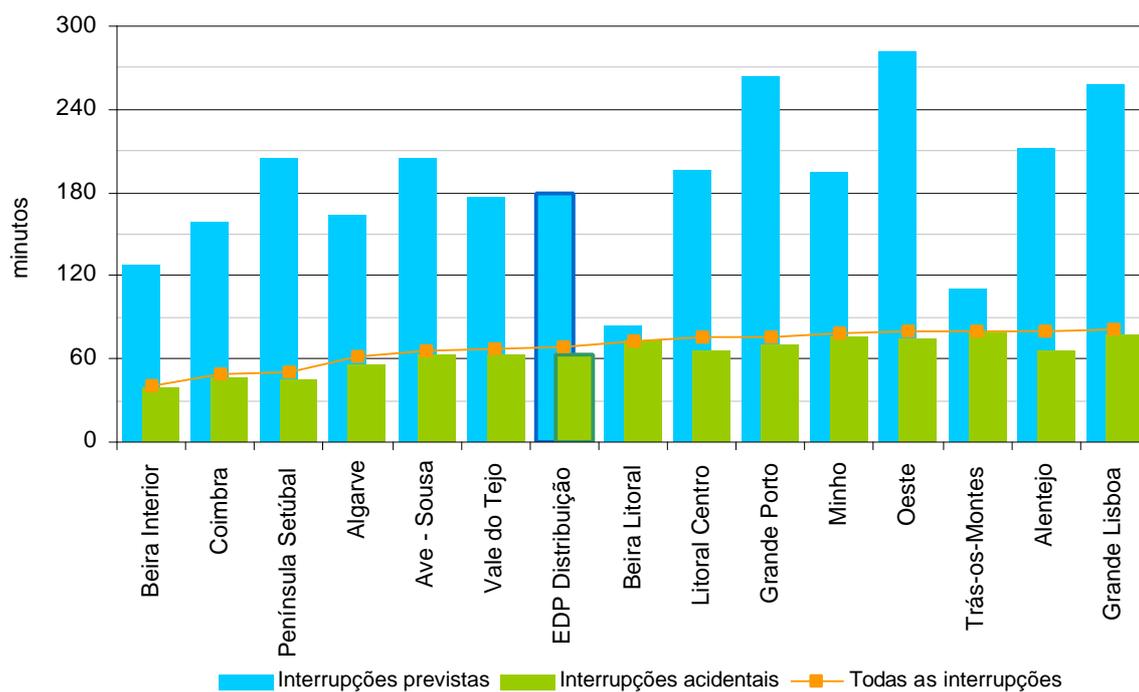
Fonte: EDP Distribuição

Figura 3-27 - Valores do SARI BT no quarto trimestre de 2002



Fonte: EDP Distribuição

Figura 3-28 - Valores do SARI BT no ano 2002



Fonte: EDP Distribuição

### ENERGIA NÃO DISTRIBUÍDA EM MT - END MT

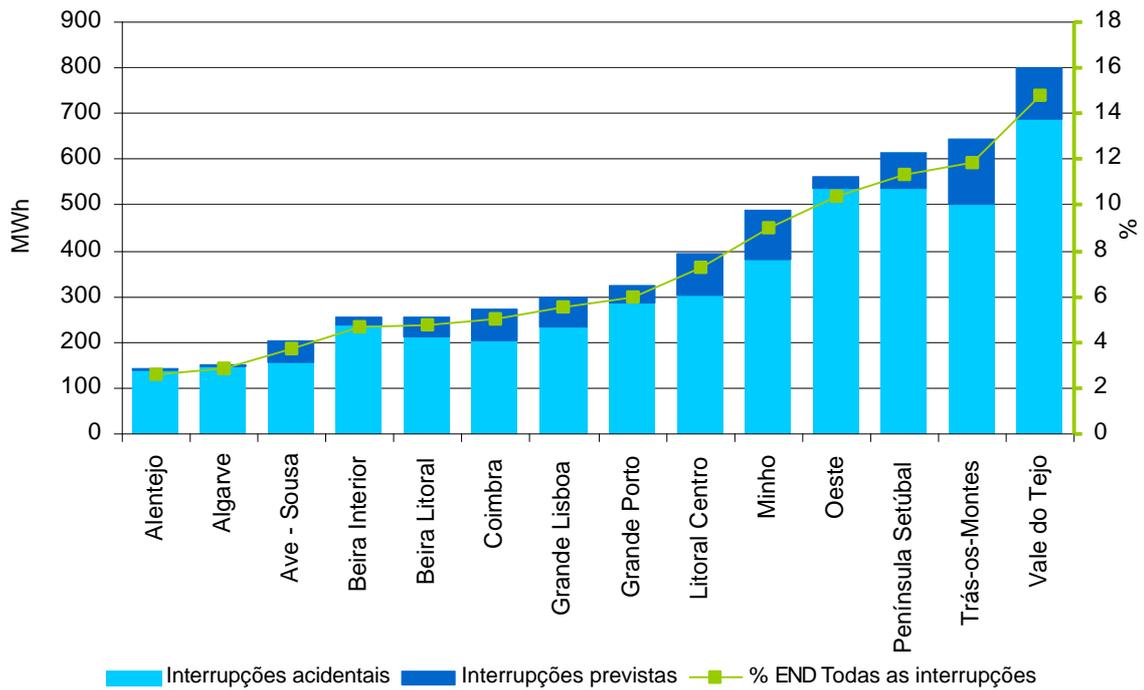
O indicador END MT fornece indicação quanto ao valor de energia não distribuída na rede de MT, sendo estimado com base no valor de energia distribuída e do TIEPI.

A Figura 3-29, a Figura 3-30, a Figura 3-31 e a Figura 3-32 apresentam os valores trimestrais de END e a Figura 3-33 apresenta os valores anuais de END estimados tendo em consideração as interrupções previstas e as interrupções acidentais. Cada uma das figuras apresenta também a contribuição relativa de cada uma das áreas de rede para o valor total de END MT da EDP Distribuição no período em análise. As áreas de rede estão ordenadas por ordem crescente de valores totais de END MT (considerando os valores devidos a interrupções acidentais e interrupções previstas).

Da análise das figuras destaca-se o seguinte:

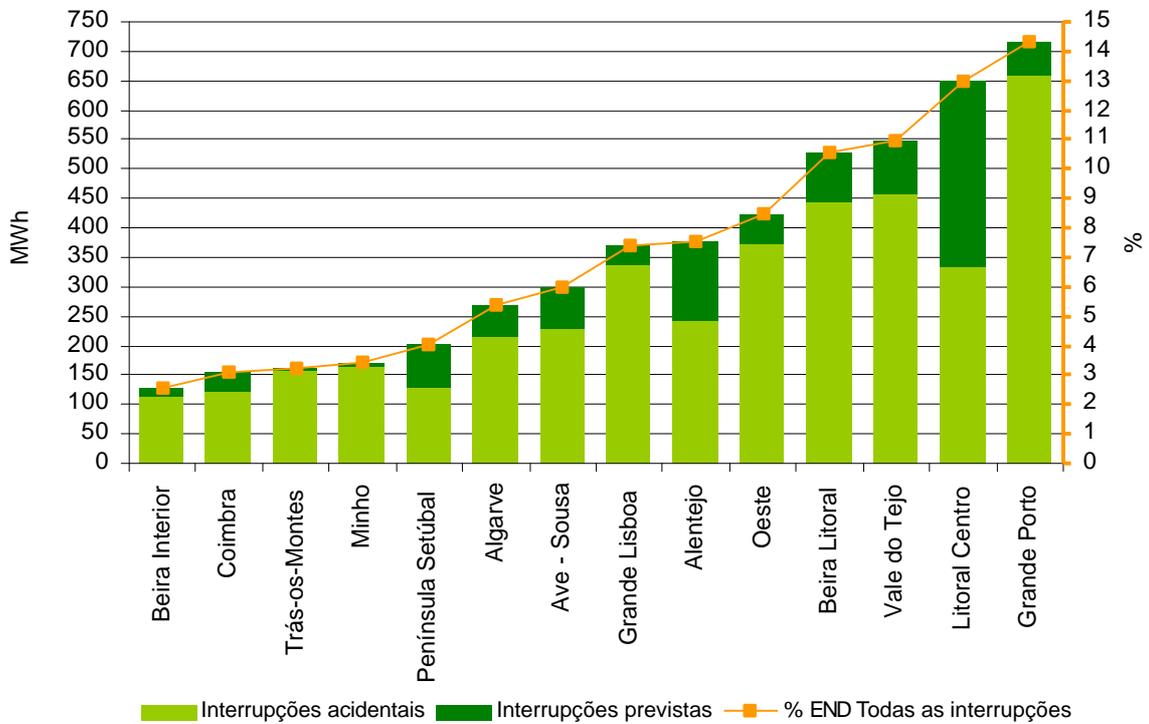
- A grande dispersão de valores de END MT nas diversas áreas de rede para o mesmo período em análise.
- Como esperado, o valor de END MT devido a interrupções acidentais é muito superior ao valor de END MT devido a interrupções previstas. Verifica-se, no entanto, uma exceção nos valores de END MT na Área de Rede Litoral Centro no 2.º trimestre, cujo valor de END MT devido a interrupções acidentais é 48,8% do valor de END MT nessa área de rede no período referido. O valor de END MT na Área de Rede Litoral Centro no 2.º trimestre representou 6,4% da END MT do trimestre.
- Na globalidade, o 4.º trimestre apresenta valores de END MT superiores aos valores dos demais trimestres (repare-se que a escala da respectiva figura é mais que o dobro da utilizada para os restantes trimestres).
- Considerando o posicionamento das diversas áreas de rede de acordo com os valores crescentes de END MT em cada um dos trimestres, verifica-se que as áreas de rede Algarve, Beira Interior e Coimbra se posicionam em todos os trimestres no conjunto das sete áreas de rede com menores valores de END MT e as áreas de rede Litoral Centro, Oeste e Vale do Tejo no conjunto das sete áreas de rede com valores de END MT superiores.

Figura 3-29 - Valores da END MT no primeiro trimestre de 2002



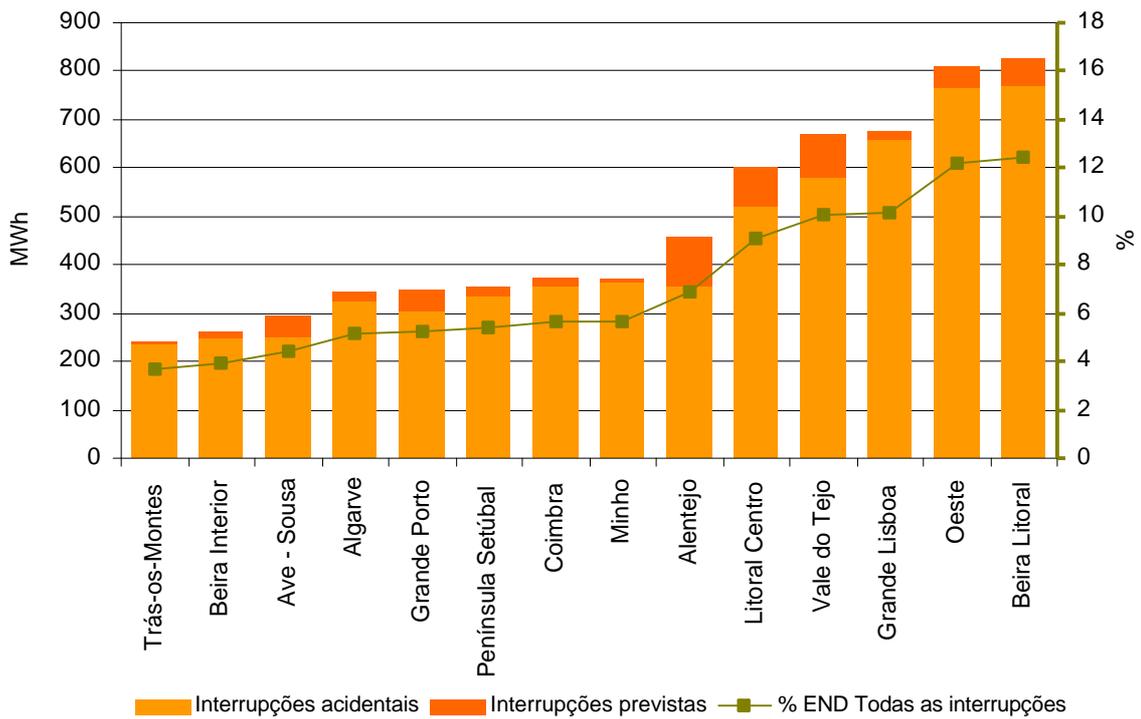
Fonte: EDP Distribuição

Figura 3-30 - Valores da END MT no segundo trimestre de 2002



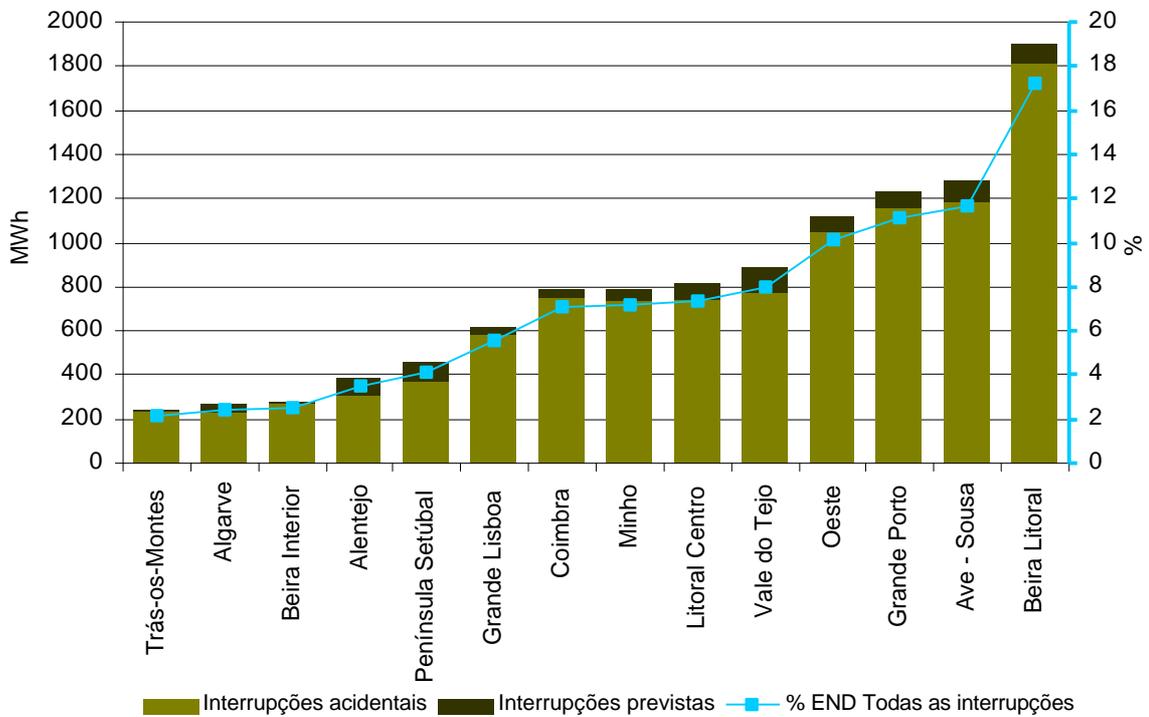
Fonte: EDP Distribuição

Figura 3-31 - Valores da END MT no terceiro trimestre de 2002



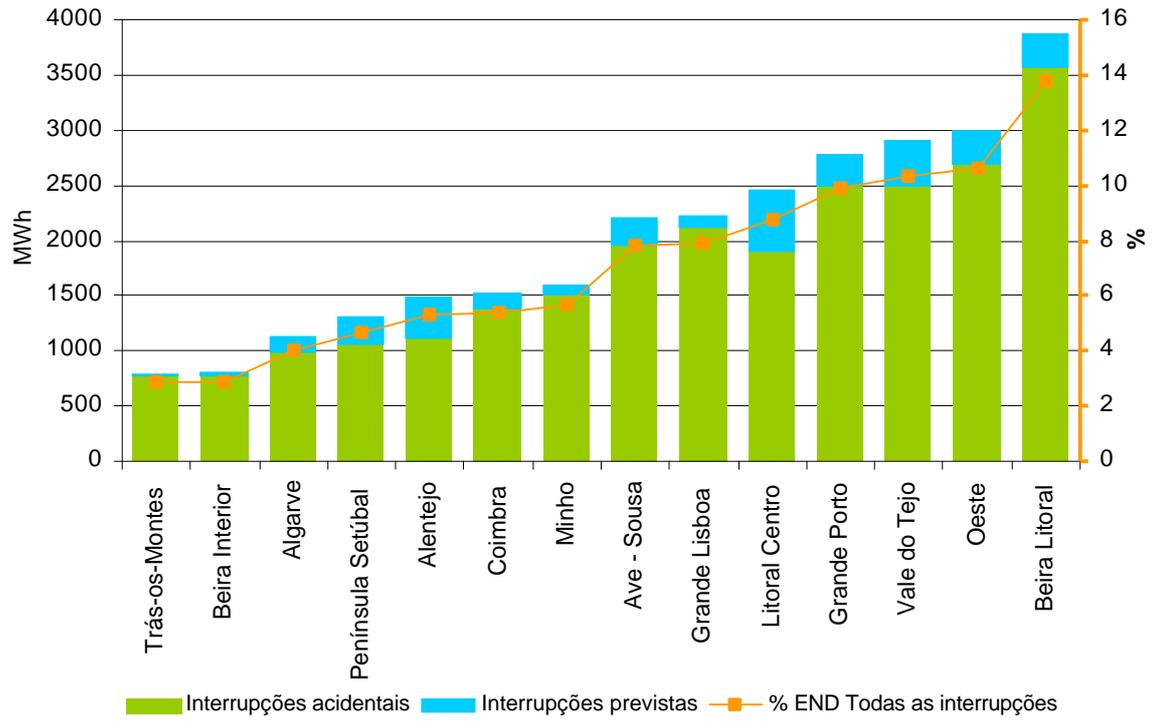
Fonte: EDP Distribuição

Figura 3-32 - Valores da END MT no quarto trimestre de 2002



Fonte: EDP Distribuição

Figura 3-33 - Valores da END MT em 2002



Fonte: EDP Distribuição

**SÍNTESE DOS VALORES DOS INDICADORES GERAIS DE CONTINUIDADE DE SERVIÇO NO PERÍODO DE 2000 A 2002**

De seguida é efectuada a caracterização do desempenho da totalidade da rede de distribuição da EDP Distribuição no período de 2000 a 2002.

O Quadro 3-3 apresenta os valores anuais de 2000 a 2002 para os cinco indicadores de continuidade de serviço.

**Quadro 3-3 - Indicadores de continuidade de serviço no período de 2000 a 2002**

Indicador	Ano		
	2000	2001	2002
TIEPI (minutos)	637,9	455,7	<b>419,9</b>
END MT (MWh)	n.d.	n.d.	28097,7
SAIFI MT (interrupções/PdE)	9,4	9,2	<b>9,0</b>
SAIFI BT (interrupções/cliente)	9,0	7,8	<b>7,6</b>
SAIDI MT (minutos)	819,5	674,9	<b>595,7</b>
SAIDI BT (minutos)	787,9	588,1	<b>520,2</b>

Fonte: EDP Distribuição

Por observação do quadro anterior verifica-se que, no ano de 2002, a totalidade da rede de distribuição da EDP Distribuição apresentou uma melhoria de todos os indicadores gerais de qualidade de serviço relativamente ao ano anterior.

Os indicadores gerais de continuidade de serviço para as diferentes Áreas de Rede variaram entre os valores anuais máximos e mínimos indicados no Quadro 3-4.

**Quadro 3-4 - Variação dos indicadores de continuidade de serviço por Área de Rede no período de 2000 a 2002**

Indicador		Ano					
		2000		2001		2002	
TIEPI (minutos)	Máx.	933,6	Vale do Tejo	924,7	Vale do Tejo	835,7	Vale do Tejo
	Mín.	257,5	Grande Lisboa	201,6	Grande Lisboa	202,3	Grande Lisboa
END MT (MWh)	Máx.	n.d.	-	n.d.	-	3874,8	Beira Litoral
	Mín.	n.d.	-	n.d.	-	797,8	Trás-os-Montes
SAIFI MT (interrupções/PdE)	Máx.	15,8	Oeste	16,2	Vale do Tejo	15,8	Vale do Tejo
	Mín.	3,6	Grande Lisboa	2,8	Grande Porto	3,4	Grande Lisboa
SAIFI BT (interrupções/cliente)	Máx.	16,3	Vale do Tejo	15,1	Vale do Tejo	14,3	Vale do Tejo
	Mín.	4,7	Algarve	3,0	Grande Porto	3,5	Grande Lisboa
SAIDI MT (minutos)	Máx.	1385,1	Oeste	1 146,5	Vale do Tejo	1039,1	Vale do Tejo
	Mín.	266,3	Grande Lisboa	249,2	Grande Lisboa	262,4	Grande Lisboa
SAIDI BT (minutos)	Máx.	1 319,0	Ave / Sousa	1 089,5	Vale do Tejo	964,7	Vale do Tejo
	Mín.	343,6	Grande Lisboa	277,4	Grande Porto	226,1	Península de Setúbal

Fonte: EDP Distribuição

Por comparação dos valores registados em 2001 e 2002 verifica-se que, com excepção do indicador SAIDI BT, que registou uma descida de ambos os valores extremos, no ano de 2002 verifica-se a diminuição dos valores máximos e o aumento dos valores mínimos.

O Quadro 3-5 apresenta a caracterização da rede de distribuição da EDP Distribuição por zonas geográficas, no período de 2000 a 2002.

Para esta análise, os valores apresentados foram apurados considerando as interrupções longas (interrupções com duração superior a 3 minutos), com exclusão das interrupções devidas a casos fortuitos ou de força maior, nomeadamente situações que resultem da ocorrência de greve geral, alteração da ordem pública, incêndio, terramoto, inundações, vento de intensidade excepcional, descarga atmosférica directa, sabotagem, malfeitoria e intervenção de terceiros devidamente comprovada.

**Quadro 3-5 - Indicadores de continuidade de serviço por zona geográfica**

Indicador	Ano								
	2000			2001			2002		
	Zona geográfica			Zona geográfica			Zona geográfica		
	A	B	C	A	B	C	A	B	C
TIEPI (minutos)	n.d.	n.d.	n.d.	99,4	216,3	480,4	91,6	228,2	376,7
SAIFI MT (interrupções/PdE)	4,1	7,5	10,5	2,3	5,1	8,4	2,4	5,4	8,4
SAIFI BT (interrupções/cliente)	4,3	6,9	10,6	2,5	4,4	8,4	2,5	4,8	8,2
SAIDI MT (minutos)	235	574	1034	116,5	273,2	597,0	103,7	280,3	462,5
SAIDI BT (minutos)	248	506	1070	155,0	256,2	637,5	130,9	260,3	475,5

Fonte: EDP Distribuição

Da análise da continuidade de serviço por zona geográfica no período de 2000 a 2002, verifica-se que:

- O conjunto das localidades pertencentes à Zona A registou melhor desempenho avaliado em termos de duração das interrupções em 2002.
- O ano de 2001 foi o ano em que se registou melhor desempenho das redes pertencentes à zona B.
- O ano de 2002 foi o ano em que se registou melhor desempenho das redes pertencentes à zona C.

### 3.1.1.2 INDICADORES INDIVIDUAIS

O RQS estabelece a determinação anual, numa amostra significativa de pontos de entrega dos seguintes indicadores individuais de continuidade de serviço:

- Frequência das interrupções.
- Duração total das interrupções (minutos).

No ano de 2002, a EDP Distribuição, no seu relatório da qualidade de serviço, quantifica os clientes para os quais se verificou o incumprimento dos padrões individuais de continuidade de serviço.

O relatório da EDP Distribuição apresenta a percentagem de clientes para os quais se verificou o incumprimento dos padrões individuais de continuidade de serviço. Com base nessa informação e no número de clientes por zona geográfica e por nível de tensão referentes ao ano de 2000 (informação constante no Anexo VI), calculou-se o número de clientes em MT e BT para os quais foram excedidos os valores dos padrões individuais de continuidade de serviço.

O Quadro 3-6 apresenta o número de clientes por zona geográfica e por nível de tensão em 2000, a percentagem de clientes para os quais se verificou o incumprimento dos indicadores individuais de continuidade de serviço (valores divulgados pela EDP Distribuição) e o número estimado de clientes para os quais se verificou o incumprimento dos indicadores individuais de continuidade de serviço.

**Quadro 3-6 - Percentagem e número de clientes em MT e BT para os quais os padrões de continuidade de serviço foram excedidos em 2002**

Zona geográfica	n.º clientes		Incumprimento dos padrões individuais									
			% clientes				n.º clientes *					
			n.º interrupções		Duração das interrupções		n.º de interrupções			Duração das interrupções		
			MT	BT	MT	BT	MT	BT	MT	BT	Total	MT
A	2869	1202406	1,83	0,27	10,98	5,98	53	3246	3299	315	71904	72219
B	4524	1637003	1,53	0,02	16	9,84	69	327	397	724	161081	161805
C	11326	2488774	0,3	0,09	5,32	3,7	34	2240	2274	603	92085	92687
Total	18719	5328183	-	-	-	-	156	5814	5969	1641	325070	326711

\*Valores estimados calculados com base no número de clientes por nível de tensão e zona geográfica (informação referente ao ano de 2000) e percentagem de clientes em MT e BT onde os padrões individuais de continuidade de serviço foram excedidos em 2002.

Fonte: EDP Distribuição

### 3.1.1.3 INCIDENTES MAIS SIGNIFICATIVOS

Nos Quadro 3-7, Quadro 3-8 e Quadro 3-9 encontram-se descritos os três principais incidentes que afectaram a rede da EDP Distribuição com origem, respectivamente, na rede da entidade concessionária da RNT, na rede de AT e na rede de MT. De acordo com a EDP Distribuição, os incidentes referidos foram os mais significativos ocorridos no ano de 2002 tendo em consideração o valor da END, danos resultantes e perturbações causadas a clientes. Nos quadros é apresentada apenas informação referente à END por ter sido esta a informação divulgada pela EDP Distribuição.

Da análise conjunta do Quadro 3-7 relativo aos incidentes mais significativos na rede de distribuição com origem na rede de RNT e da lista com o registo de todas as interrupções verificadas na rede de transporte (Anexo III), verifica-se que os três incidentes com maior impacto na redes de distribuição com origem na rede de RNT correspondem aos três incidentes com maior valor de ENF na RNT.

**Quadro 3-7 - Incidentes mais significativos na rede de distribuição com origem na rede de RNT**

Ocorrência (dia - hora)	END (MWh)	Causa/descrição
31/10/2002 - 06:37	17,6	Disparo dos disjuntores dos transformadores 1 e 3 (150/60 kV) na Subestação de Ferreira do Alentejo devido a desajuste de protecções.
05/11/2002 - 16:16	10,3	Disparo do disjuntor do transformador 220/60 kV na Subestação de Ferro por actuação das protecções máximo de intensidade e mínimo de tensão.
13/11/2002 - 16:19	131,1	Saída de serviço da Subestação de Vermoim na sequência da colocação em serviço de um transformador de potência.

Fonte: EDP Distribuição

**Quadro 3-8 - Incidentes mais significativos na rede de distribuição com origem na rede de AT**

Ocorrência (dia - hora)	END (MWh)	Causa/descrição
13/02/2002 - 11:12	72,98	Disparo dos disjuntores da linha Avanca - Oliveira de Azeméis por actuação da protecção de distância, devido a abate de árvores.
13/03/2002 - 18:31	50,93	Disparo dos disjuntores das linhas Alto Mira - Sabugo na Subestação de Alto Mira, devido a causa desconhecida.
29/10/2002 - 17:45	58,5	Disparo dos disjuntores dos transformadores 1, 2 e 3 da Subestação Rebordosa por actuação intempestiva das protecções.

Fonte: EDP Distribuição

**Quadro 3-9 - Incidentes mais significativos na rede de distribuição com origem na rede de MT**

Ocorrência (dia - hora)	END (MWh)	Causa/descrição
03/02/2002 - 04:42	48,45	Laço partido no apoio 24 da linha 109, saída da Subestação Vale do Tejo, em consequência de um curto circuito num transformador de intensidade de um posto de transformação de cliente.
26/06/2002 - 03:24	40,28	Avaria no cabo subterrâneo Matosinhos - Maia I, saída 2/10/15 kV da Subestação Mosteiro.
26/12/2002 - 03:53	52,75	Fase queimada no seccionador da linha Fanzêres - Rio Tinto, saída 2/08/15 kV da Subestação de Fânzeres.

Fonte: EDP Distribuição

### 3.1.2 QUALIDADE DA ONDA DE TENSÃO

O artigo 7.º do RQS estabelece que a verificação do cumprimento dos padrões de natureza técnica é feita com base num plano anual de monitorização. Para o efeito, o mesmo artigo estabelece que os distribuidores vinculados apresentem à DGE, até ao final do mês de Novembro de cada ano, para aprovação, uma proposta do plano de monitorização para o ano seguinte, o qual deverá prever a realização de medições numa amostra significativa de pontos da rede. Uma vez aprovados pela DGE, os planos de monitorização são remetidos à ERSE para efeitos de fiscalização do seu cumprimento. De acordo com o mesmo artigo, sempre que haja reclamações dos clientes, os distribuidores vinculados efectuarão as medições complementares às previstas no plano anual de monitorização que se venham a revelar necessárias.

De acordo com o artigo 19.º do RQS, cada distribuidor vinculado deve proceder, anualmente e em conformidade com o plano de monitorização, à caracterização da tensão de alimentação na rede que explora.

No quadro seguinte apresentam-se os pontos de medição e as características a monitorizar, de acordo com o estabelecido no RQS.

**Quadro 3-10 - Características a monitorizar nos planos de monitorização**

Ponto de medição	Características a monitorizar
Barramentos das subestações AT/MT	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Frequência</li> <li>▪ Valor eficaz da tensão</li> <li>▪ Cavas de tensão</li> <li>▪ Tremulação (<i>flicker</i>)</li> <li>▪ Desequilíbrio do sistema trifásico de tensões</li> <li>▪ Distorção harmónica</li> </ul>
Entregas em MT (a medição pode ser feita em BT)	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Variação do valor eficaz da tensão relativamente à tensão declarada</li> </ul>
Quadros de BT dos postos de transformação	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Variação do valor eficaz da tensão relativamente à tensão nominal</li> </ul>

Seguindo a metodologia utilizada no ano de 2001, o plano de monitorização da EDP Distribuição para o ano de 2002, encontra-se dividido em:

- Plano Principal - efectuado em coordenação com a REN, com o objectivo de avaliar a qualidade técnica num circuito completo da rede, desde os injectores da RNT até aos quadros gerais de baixa tensão.
- Plano Complementar - concebido de forma a que em todos os concelhos do país seja efectuada pelo menos a monitorização de um posto de transformação.

Complementarmente ao estabelecido no RQS relativamente às características da onda de tensão a monitorizar, o plano de monitorização da EDP Distribuição abrange o registo das sobretensões e interrupções (número e duração) dos pontos monitorizados.

No Quadro 3-11 apresenta-se informação sobre a execução dos planos de monitorização da qualidade da onda de tensão referidos.

**Quadro 3-11 - Execução dos planos de monitorização da qualidade da onda de tensão**

	Plano Principal		Plano Complementar
	Subestações	Postos de Transformação	Postos de Transformação
<b>Acções previstas</b>	180*	540	480
<b>Acções realizadas</b>	171	510	480
<b>Grau de cumprimento (%)</b>	96	94	100

\*Para efeitos de cálculo do cumprimento do plano foram consideradas 178 acções previstas na medida em que dada a configuração de duas das subestações monitorizadas, duas das medições previstas no plano revelaram-se redundantes.

Fonte: EDP Distribuição

Relativamente à execução do Plano Principal, verificou-se a existência de incorrecções e perda de dados de alguns pontos de monitorização do 4.º trimestre de 2002. As medições afectadas foram executadas pela EDP Distribuição no início de 2003.

Dos resultados das acções de monitorização disponibilizados relativos ao Plano Principal, registaram-se incumprimentos dos limites regulamentares em menos de 10% das monitorizações. As causas dos incumprimentos estão relacionadas com os limites dos valores eficazes da tensão, tremulação e conteúdo harmónico de 3.ª e 5.ª ordem. Das instalações monitorizadas cerca de 68% registaram cavas de tensão (que de forma geral se caracterizaram por uma profundidade até 30% da tensão nominal e duração inferior a 200 ms) e 17% registaram interrupções de serviço na sua maioria com duração inferior a 1 minuto.

Dos resultados das acções de monitorização referentes ao plano complementar verificou-se:

- Incumprimento dos limites regulamentares em 11% dos PTs monitorizados.
- Registo de cavas de tensão em 75% dos PTs monitorizados.
- Registo de interrupções de serviço em 38% dos PTs monitorizados.

De acordo com o relatório da qualidade de serviço publicado pela EDP Distribuição, no seguimento da apresentação de reclamações, a EDP Distribuição procedeu à monitorização da onda de tensão nas instalações de 15 clientes, 5 em AT e 10 em MT, não tendo sido divulgados os respectivos resultados das acções de monitorização efectuadas.

### 3.1.3 QUALIDADE COMERCIAL

A qualidade comercial está associada ao nível de atendimento de que beneficiam os clientes, no seu relacionamento comercial com os distribuidores vinculados.

A caracterização da qualidade de serviço depende, de forma significativa, da existência e qualidade da informação disponibilizada pelas empresas de distribuição. Comparando o ano de 2002 com anos anteriores, verifica-se uma melhoria tanto ao nível da informação existente, como da sua qualidade, persistindo ainda algumas dificuldades, nomeadamente no prazo de disponibilização da informação à ERSE e nas metodologias utilizadas para apuramento dos indicadores. Já durante o ano de 2003 foram efectuadas acções no sentido de minorar estas dificuldades, nomeadamente através do estabelecimento de prazos e procedimentos, muitos dos quais se espera ver reflectidos nas normas complementares do RQS em vigor desde 6 de Fevereiro de 2003.

#### 3.1.3.1 INDICADORES GERAIS

O RQS, no seu artigo 30.º, estabelece um conjunto de indicadores gerais para o relacionamento comercial que devem orientar a actuação dos distribuidores vinculados, de modo a cumprirem os padrões estabelecidos, ou seja, os níveis mínimos de qualidade de serviço comercial. Os indicadores gerais de qualidade comercial estabelecidos no RQS constam no Anexo I.

De seguida apresenta-se, tendo por base a informação disponibilizada pela EDP Distribuição, a análise da situação verificada durante o ano de 2002 relativamente a cada um dos indicadores gerais. Para além dos valores verificados para os indicadores em cada trimestre, as figuras apresentam igualmente o valor acumulado do ano e o respectivo padrão para o indicador em causa. O padrão definido para cada um dos indicadores é anual, pelo que a verificação do seu cumprimento deve também ser feita tendo por base um ano civil. Apesar disso, optou-se por

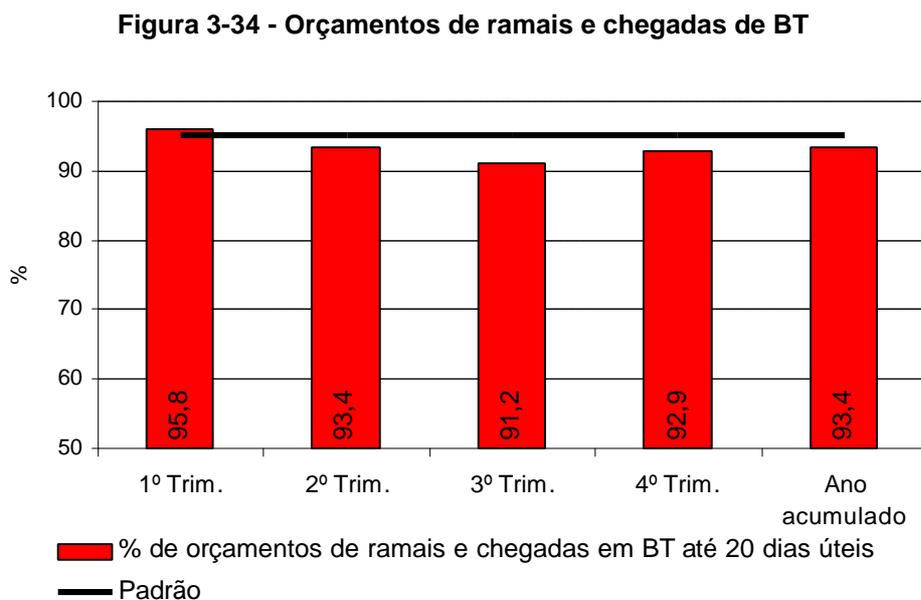
apresentar os valores trimestrais e anuais com cor distinta caso o valor do indicador seja superior ou inferior ao padrão, tendo-se adoptado o verde para o primeiro caso e o vermelho em caso contrário. Deste modo, facilita-se a análise da informação, nomeadamente na perspectiva do cumprimento do padrão anual e do contributo de cada trimestre para o desempenho anual.

A qualidade da informação enviada à ERSE foi ainda condicionada pelas alterações introduzidas nos sistemas informáticos da EDP Distribuição.

**ELABORAÇÃO DE ORÇAMENTOS DE RAMAIS E CHEGADAS DE BT**

Este indicador avalia o tempo que o distribuidor vinculado demora a realizar orçamentos de ramais e chegadas em BT, sendo definido como a percentagem de casos em que o orçamento é realizado num prazo máximo de 20 dias úteis. De acordo com o estabelecido no RQS, no cálculo deste indicador não devem ser considerados os casos de inexistência de rede no local onde se situa a instalação a alimentar, bem como os casos em que seja necessário proceder ao seu reforço.

Conforme se verifica na Figura 3-34, o valor deste indicador manteve-se estável ao longo do ano, tendo registado o valor de 93,4% para o ano de 2002, inferior ao padrão estabelecido no RQS (95%).

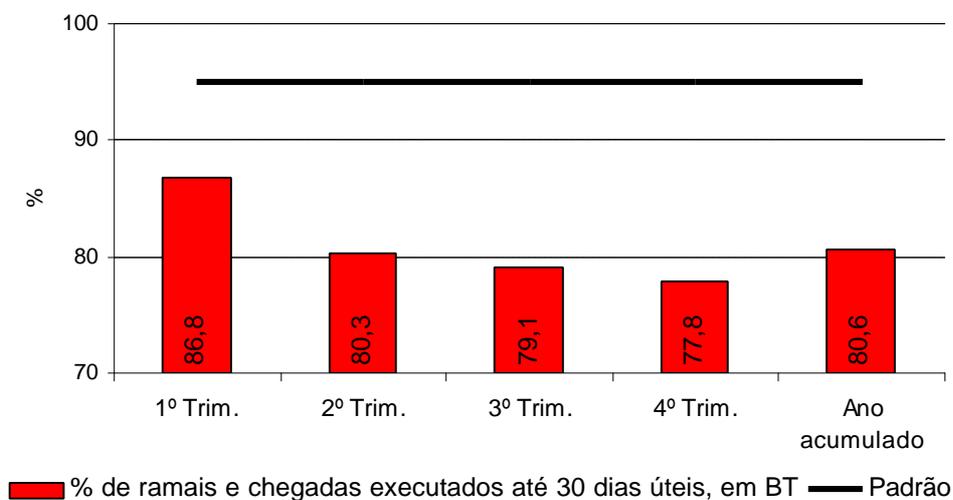


Fonte: EDP Distribuição

**EXECUÇÃO DE RAMAIS E CHEGADAS EM BT**

Este indicador avalia o tempo que o distribuidor vinculado demora a executar ramais e chegadas em BT, sendo definido como a percentagem de casos em que a execução é efectuada num prazo máximo de 30 dias úteis. De acordo com o estabelecido no RQS, no cálculo deste indicador não devem ser considerados os casos de inexistência de rede de distribuição no local onde se situa a instalação a alimentar, bem como os casos em que seja necessário proceder ao seu reforço. A contagem dos tempos é efectuada desde a data de aceitação do orçamento pelo cliente até à data de conclusão da ligação à rede.

Conforme se verifica na Figura 3-35, o valor deste indicador degradou-se ao longo do ano, tendo registado o valor de 80,6% para o ano completo. O valor obtido é significativamente inferior ao padrão estabelecido no RQS (95%).

**Figura 3-35 - Execução de ramais e chegadas de BT**

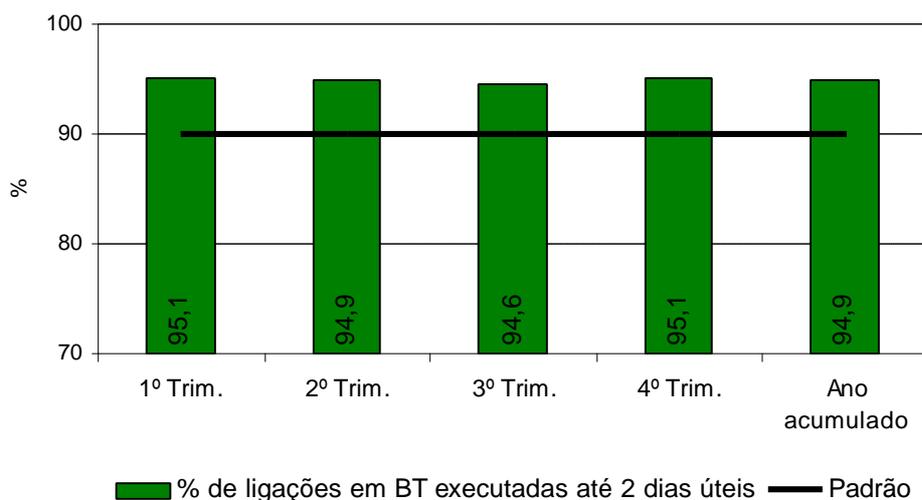
Fonte: EDP Distribuição

**LIGAÇÕES À REDE DE BT**

Este indicador avalia o tempo que o distribuidor vinculado, após celebração do contrato, demora a efectuar a ligação à rede de BT de instalações para as quais o ramal ou chegada esteja já executado e que envolva somente a colocação ou operação de órgão de corte ao nível da portinhola ou caixa de coluna e a ligação ou montagem do contador e disjuntor de controlo da potência, sendo definido como a percentagem de casos em que a operação é efectuada num prazo máximo de dois dias úteis.

Conforme se verifica na Figura 3-36, o valor deste indicador foi relativamente constante ao longo do ano, tendo sido cumprido o padrão estabelecido no RQS (90%).

**Figura 3-36 - Ligações de instalações à rede de BT**

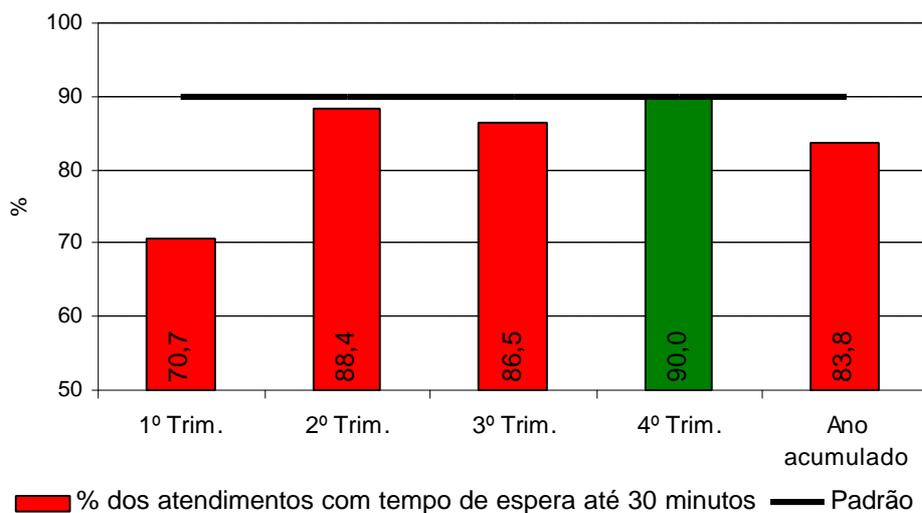


Fonte: EDP Distribuição

**TEMPO DE ESPERA NO ATENDIMENTO PRESENCIAL**

Este indicador avalia o tempo que o cliente aguarda para ser atendido no atendimento presencial, sendo definido como a percentagem de atendimentos com tempo de espera até 30 minutos. O RQS obriga à monitorização deste tempo para os três centros com maior número de utentes. O valor apresentado na Figura 3-37 considera a totalidade dos atendimentos efectuados em Coimbra, Lisboa e Porto. Conforme se verifica na Figura 3-37, o valor deste indicador apresenta uma tendência de melhoria ao longo do ano.

A EDP Distribuição disponibiliza informação por centro de atendimento, conforme estabelecido no RQS. Para o ano de 2002, verificaram-se os seguintes valores do indicador: Coimbra – 89,8%; Lisboa – 78,9% e Porto – 91,2%. Somente o valor obtido no centro de atendimento do Porto cumpre o padrão estabelecido no RQS (90%).

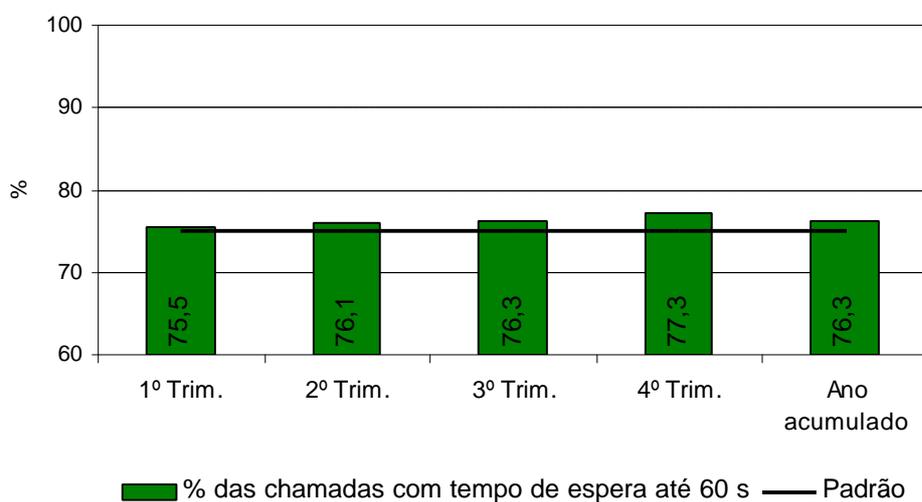
**Figura 3-37 - Tempo espera no atendimento presencial**

Fonte: EDP Distribuição

**TEMPO DE ESPERA NO ATENDIMENTO TELEFÓNICO CENTRALIZADO**

Este indicador avalia o tempo que o cliente aguarda para ser atendido no atendimento telefónico centralizado, sendo definido como a percentagem de chamadas com tempo de espera até sessenta segundos. Conforme se verifica na Figura 3-38, o valor deste indicador teve uma evolução positiva ao longo do ano, tendo sido cumprido o padrão estabelecido no RQS (75%). A evolução registada encontra justificação nos investimentos efectuados no novo *Contact Center* durante o ano de 2002.

**Figura 3-38 - Tempo espera no atendimento telefónico centralizado**



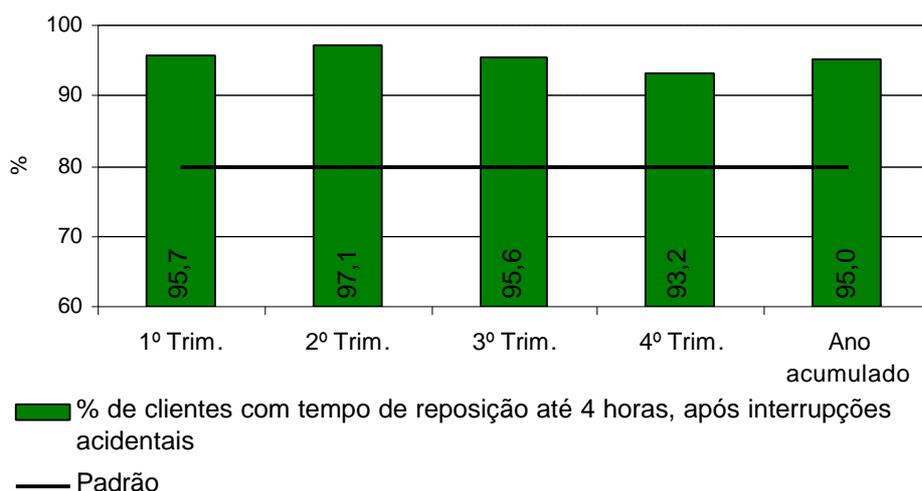
Fonte: EDP Distribuição

**TEMPO DE REPOSIÇÃO DE SERVIÇO A CLIENTES APÓS INTERRUPÇÕES ACIDENTAIS**

Este indicador avalia o tempo que o distribuidor vinculado demora a restabelecer o fornecimento de energia eléctrica após interrupções acidentais, sendo definido como a percentagem de situações em que a reposição de serviço é efectuada num máximo de quatro horas. No cálculo deste indicador só se consideram as interrupções acidentais com uma duração superior a 3 minutos.

Conforme se verifica na Figura 3-39, este indicador manteve-se relativamente estável ao longo do ano, tendo-se verificado um claro cumprimento do padrão estabelecido no RQS (80%).

**Figura 3-39 - Reposição de serviço após interrupções acidentais**

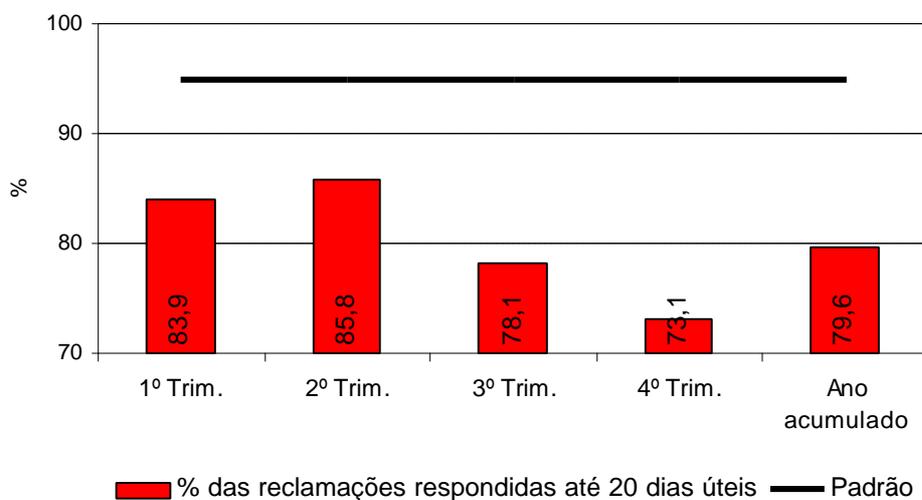


Fonte: EDP Distribuição

**TEMPO DE RESPOSTA A RECLAMAÇÕES**

Este indicador avalia o tempo que o distribuidor vinculado demora a apreciar e responder a reclamações de clientes, sendo definido como a percentagem de situações em que a resposta é dada num prazo máximo de 20 dias úteis.

Conforme se verifica na Figura 3-40, este indicador apresentou uma evolução negativa ao longo do ano, tendo registado o valor de 79,6% para o ano de 2002. O valor obtido é significativamente inferior – em 15,4 pontos percentuais - ao padrão estabelecido no RQS (95%). No Relatório da Qualidade de Serviço da EDP Distribuição é referido que a empresa está já a desenvolver ações que contribuam para melhorar o tempo de resposta a reclamações, designadamente através da adopção de medidas conducentes à redução no número de reclamações apresentadas pelos clientes.

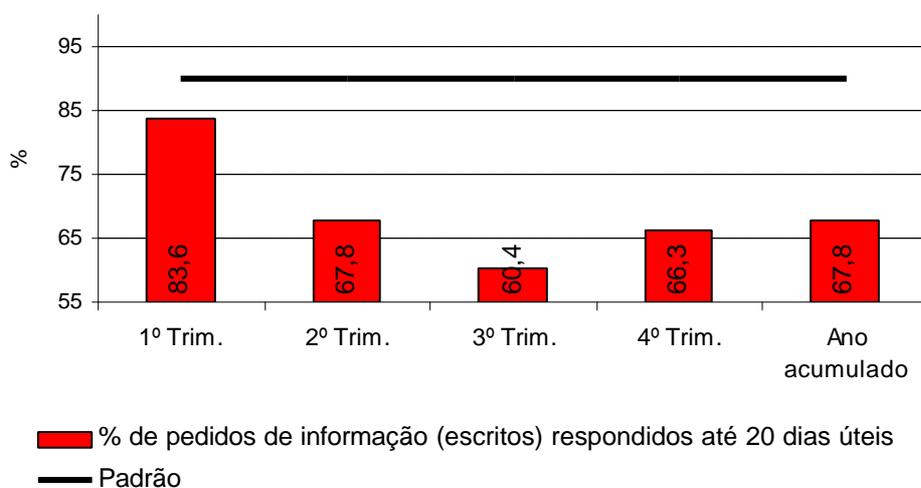
**Figura 3-40 - Resposta a reclamações**

Fonte: EDP Distribuição

**TEMPO DE RESPOSTA A PEDIDOS DE INFORMAÇÃO**

Este indicador avalia o tempo que o distribuidor vinculado demora a apreciar e responder a pedidos de informação de clientes que tenham sido apresentados por escrito. Para o cálculo do indicador consideram-se as situações em que os pedidos de informação são respondidos num prazo máximo de 20 dias úteis.

Conforme se verifica na Figura 3-41, este indicador apresentou uma evolução negativa ao longo do ano, com uma ligeira recuperação no quarto trimestre, tendo sido registado o valor de 67,8% para o ano de 2002. Este valor é significativamente inferior – em 22,2 pontos percentuais - ao padrão estabelecido no RQS (90%). De acordo com a EDP Distribuição, esta situação ficou a dever-se, nomeadamente, ao crescente número de pedidos de informação, designadamente devido à alteração do formato e conteúdo das facturas.

**Figura 3-41 - Resposta a pedidos de informação**

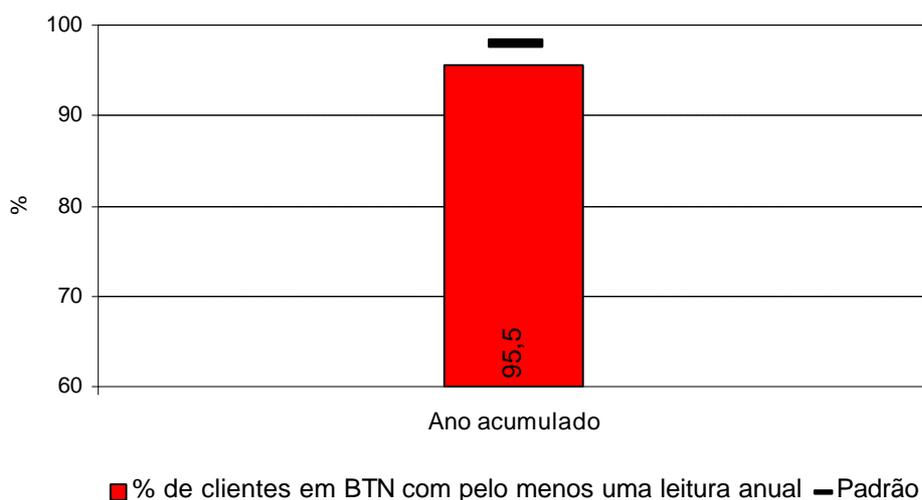
Fonte: EDP Distribuição

### LEITURAS DE CLIENTES EM BTN

Este indicador avalia o número de leituras a que cada cliente em BTN é sujeito durante o ano civil. Dada a sua definição, não é possível a sua análise trimestral.

Conforme se verifica na Figura 3-42, o valor deste indicador em 2002 foi 95,5%, inferior ao padrão estabelecido no RQS (98%). A EDP Distribuição justifica o incumprimento deste padrão com as dificuldades em aceder a muitos dos contadores que ainda estão instalados no interior das habitações. Refira-se ainda que, de acordo com o RQS, no cálculo deste indicador são consideradas as leituras fornecidas pelos clientes.

Figura 3-42 - Leituras de clientes em BTN



Fonte: EDP Distribuição

3.1.3.2 TEMPOS MÉDIOS DE RESPOSTA NA PRESTAÇÃO DE SERVIÇOS SOLICITADOS PELOS CLIENTES

Para além dos indicadores cujo cálculo é estabelecido pelo RQS, a EDP Distribuição disponibiliza à ERSE outro tipo de informação complementar, nomeadamente sobre tempos médios na prestação de serviços solicitados pelos clientes.

Em 2002, a EDP Distribuição forneceu, pela primeira vez, informações relativas a tempos médios de resposta associados à prestação dos serviços indicados no Quadro 3-12.

**Quadro 3-12 - Tempos médios de resposta da EDP Distribuição para prestação de alguns serviços (2002)**

Serviços efectuados pela EDP Distribuição	Tempos médios de resposta
Tempo médio de elaboração de orçamentos de ramais e chegadas em BT (dias úteis)	8
Tempo médio de execução de ramais e chegadas em BT (dias úteis)	22
Tempo médio de ligação (após celebração do contrato) de clientes em BT (dias úteis)	2,5
Tempo médio de intervenção das equipas de reparação de avarias (até à localização da avaria) (min)	100,0
Tempo médio de reparação de avarias (desde a localização da avaria) (min)	16,3

Fonte: EDP Distribuição

Os tempos médios apresentados no quadro anterior podem ser comparados com os valores verificados para os indicadores gerais e individuais. A título de exemplo, pode referir-se que o tempo médio de ligação em BT (após celebração do contrato) é de 2,5 dias úteis e que em cerca de 95% dos casos os clientes são ligados num prazo máximo de dois dias úteis, podendo concluir-se que existem situações em que o prazo de ligação é significativamente superior àquele padrão. O tempo médio de intervenção das equipas de reparação de avarias foi, em 2002, de 100 minutos, valor significativamente inferior aos prazos máximos estabelecidos para a assistência técnica aos clientes (240 minutos nas zonas A e B e 300 minutos na zona C).

### 3.1.3.3 INDICADORES INDIVIDUAIS

Os indicadores individuais de qualidade de serviço e respectivos padrões cobrem serviços para os quais existe a obrigação, por parte dos distribuidores vinculados, de assegurar individualmente a cada cliente níveis mínimos de qualidade de serviço, conferindo a estes o direito de solicitar ao distribuidor vinculado o pagamento de uma compensação no caso de incumprimento do padrão estabelecido, nos termos e condições expressas no RQS<sup>8</sup>.

No Anexo I são descritos os indicadores individuais de qualidade comercial, bem como os padrões e o valor das compensações a pagar aos clientes em caso de incumprimento.

A caracterização do desempenho da EDP Distribuição, no que respeita a este tipo de indicadores, não é possível, já que não foi fornecida informação que permita identificar o número de situações abrangidas por cada indicador individual e o respectivo número de incumprimentos.

No ano de 2002, a EDP Distribuição pagou as seguintes compensações:

- Uma compensação por incumprimento do intervalo das três horas para visitas acordadas com o cliente.
- Uma compensação por incumprimento do prazo máximo de 20 dias úteis para resposta a reclamações relativas a facturação ou cobrança.

A verificação do número de compensações pagas por incumprimento de padrões estabelecidos para a qualidade de serviço comercial não é um critério fiável para caracterizar a qualidade de serviço comercial a nível individual, já que o pagamento de compensações, nos termos do RQS vigente em 2002, não era automático após a verificação do eventual incumprimento.

---

<sup>8</sup> O RQS publicado em Fevereiro de 2003 alterou diversas disposições relativas às compensações, tendo, nomeadamente, tornado o seu pagamento automático.

#### 3.1.3.4 RESULTADOS DE INQUÉRITOS E ESTUDOS DE IMAGEM

Conforme estabelecido no RQS, os resultados de inquéritos ou estudos de imagem destinados a avaliar o grau de satisfação dos clientes com o fornecimento de energia eléctrica devem constar dos relatórios da qualidade de serviço. Nesse âmbito, a EDP Distribuição faz menção no seu Relatório da Qualidade de Serviço referente a 2002 aos resultados de dois estudos que levou a efeito:

- Inquérito de imagem junto de clientes empresariais.
- Estudo de satisfação junto de clientes domésticos.

De seguida apresentam-se as principais conclusões dos dois estudos acima referidos, sendo de referir que a ERSE não dispõe de informação completa sobre as hipóteses, nomeadamente estatísticas, que estão na base destes estudos.

##### **INQUÉRITO DE IMAGEM JUNTO DE CLIENTES EMPRESARIAIS**

O estudo elaborado no final de 2002, conforme referido pela EDP Distribuição, não constitui um censo, nem permite inferência estatística, representando apenas a avaliação dos clientes que responderam ao inquérito.

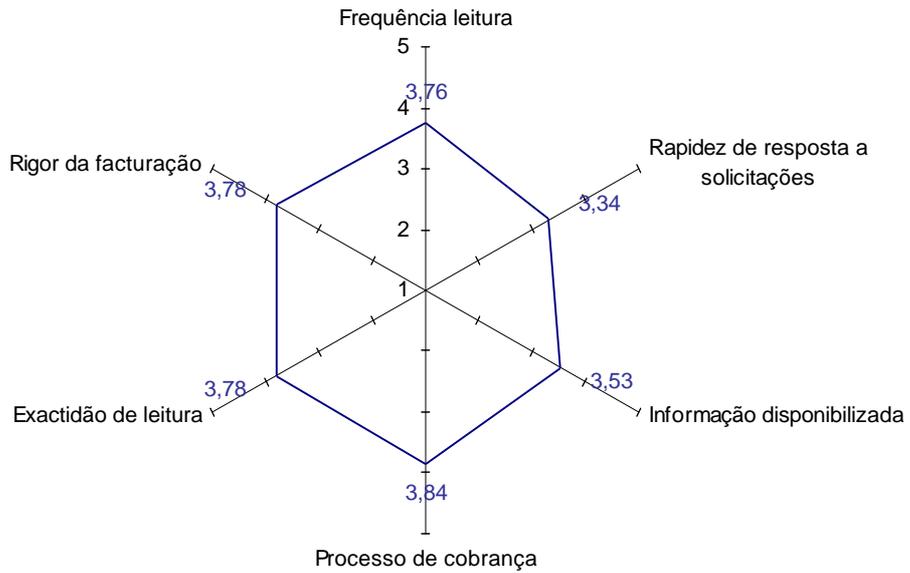
Os valores obtidos são apresentados numa escala de 1 (pior desempenho) a 5 (melhor desempenho).

No que respeita à percepção da qualidade comercial, verifica-se que os clientes que responderam ao inquérito têm uma opinião ligeiramente superior ao meio da escala, conforme na Figura 3-43.

Relativamente ao desempenho técnico (Figura 3-44), verifica-se também uma classificação acima de metade da escala para todas as questões. O “impacto das interrupções de fornecimento” é o tópico sobre o qual os clientes se manifestam mais insatisfeitos.

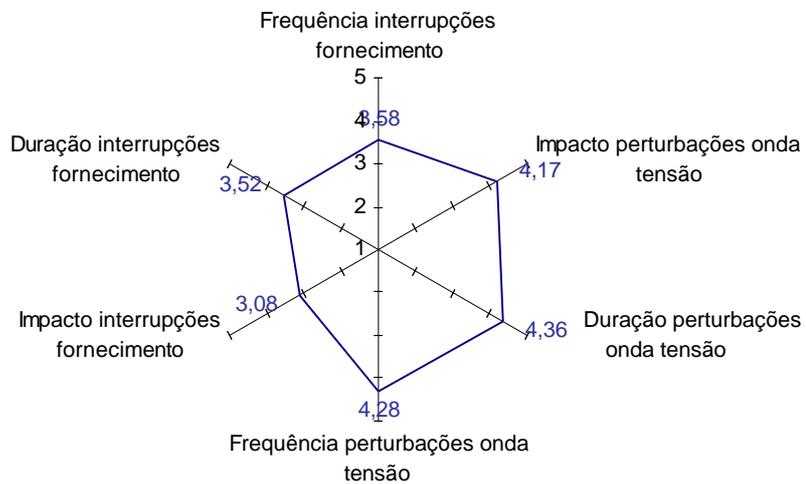
Em termos de imagem (Figura 3-45), a EDP Distribuição tem, junto dos clientes que responderam ao inquérito, uma imagem positiva em todos os assuntos focados.

**Figura 3-43 - Percepção do desempenho comercial (clientes empresariais)**

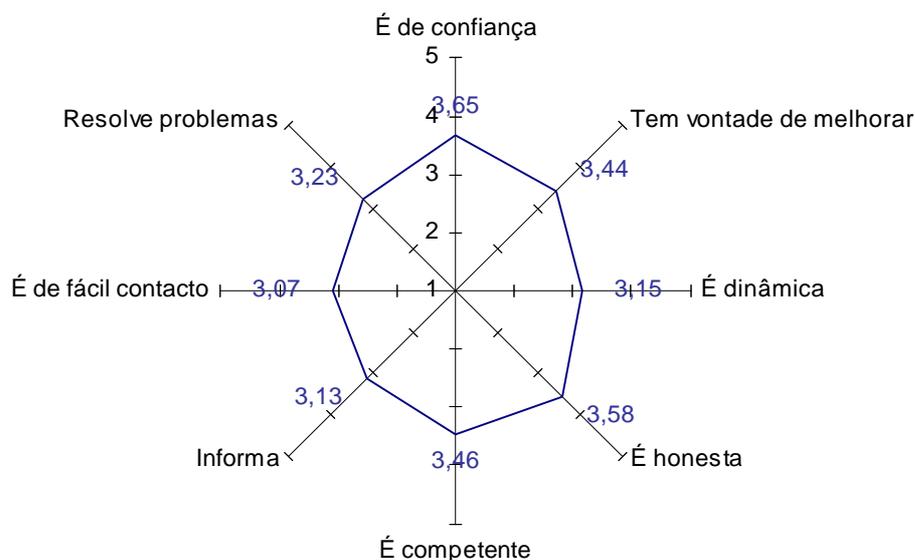


Fonte: Qualidade de Serviço – Relatório Síntese – 2002, EDP Distribuição

**Figura 3-44 - Percepção do desempenho técnico (clientes empresariais)**



Fonte: Qualidade de Serviço – Relatório Síntese – 2002, EDP Distribuição

**Figura 3-45 - Percepção da imagem da EDP Distribuição (clientes empresariais)**

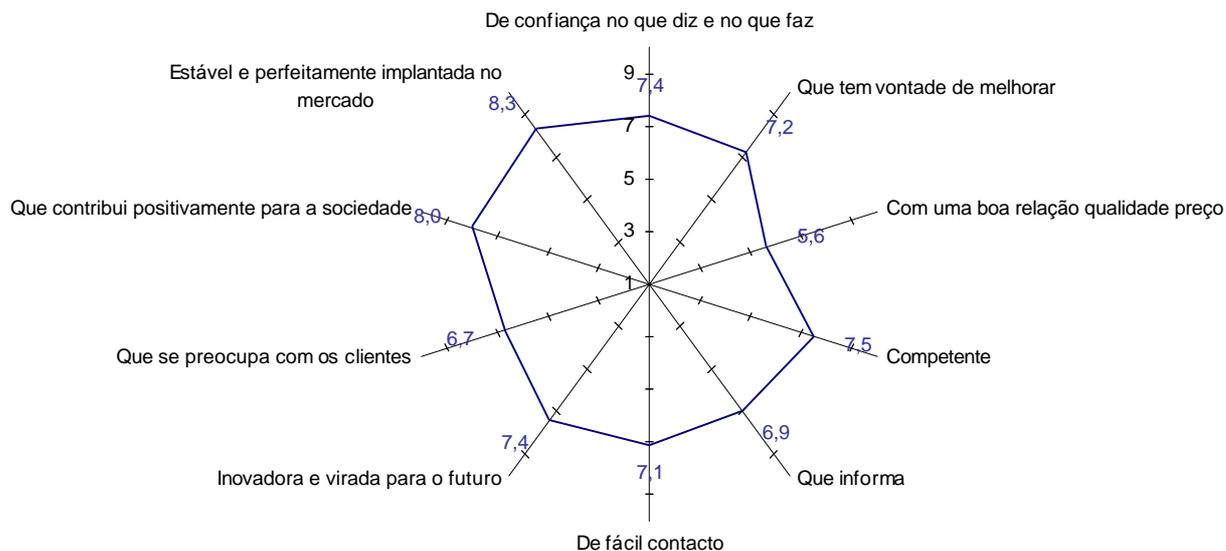
Fonte: Qualidade de Serviço – Relatório Síntese – 2002, EDP Distribuição

#### ESTUDO DE SATISFAÇÃO JUNTO DE CLIENTES DOMÉSTICOS

O estudo de satisfação junto de clientes domésticos teve como universo de análise o conjunto dos clientes domésticos activos à data do início do trabalho de campo. O estudo foi efectuado com base em entrevistas telefónicas que decorreram entre 19 de Novembro de 2002 e 19 de Janeiro de 2003. A dimensão da amostra foi de 3250 clientes, com intervalo de confiança de 95% e uma margem de erro máxima de 2,33%. Procedeu-se a uma supervisão e controlo da qualidade das entrevistas através de uma reinquirição parcial de 20% da amostra.

A imagem institucional da EDP Distribuição é caracterizada através de 10 tópicos de análise, para os quais foi solicitado aos clientes domésticos que explicitassem o seu grau de concordância numa escala de 1 (total desacordo com a afirmação) a 10 (total acordo com a afirmação). A apresentação dos principais resultados médios apurados é efectuada na Figura 3-46.

**Figura 3-46 - Imagem institucional da EDP Distribuição (clientes domésticos)**



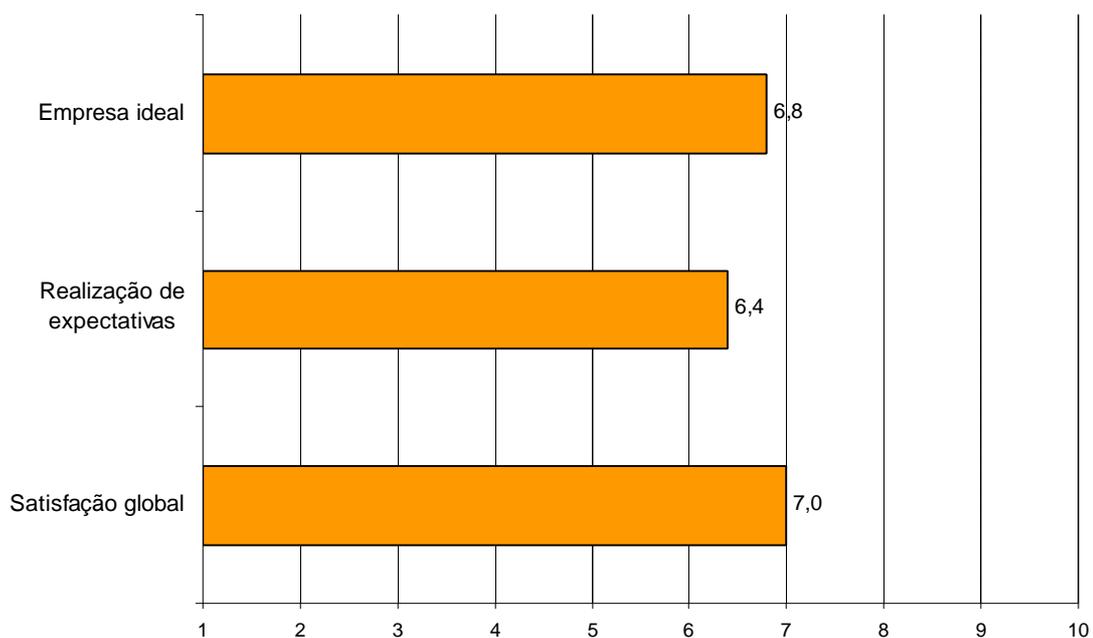
Fonte: Qualidade de Serviço – Relatório Síntese – 2002, EDP Distribuição

A satisfação global é, no âmbito deste estudo, aferida com recurso aos três aspectos seguintes:

- Satisfação global tendo em conta a experiência como cliente.
- Expectativas existentes.
- Distância a que a EDP Distribuição se encontra da empresa ideal.

Os valores distribuem-se numa escala de 1 (apreciação mais desfavorável) a 10 (apreciação mais favorável). Os valores obtidos constam da Figura 3-47, observando-se que para a satisfação global, é atingido um valor médio de 7,0, enquanto para a concretização de expectativas e para a aproximação da EDP Distribuição à empresa ideal são obtidos, respectivamente, os valores médios de 6,4 e 6,8.

Figura 3-47 - Satisfação global do cliente EDP Distribuição (clientes domésticos)



Fonte: Qualidade de Serviço – Relatório Síntese – 2002, EDP Distribuição

Comparando estes resultados com os obtidos em estudo semelhante efectuado para o ano de 2001, verifica-se que houve um ligeiro decréscimo na satisfação global percebida pelos clientes domésticos.

### 3.1.3.5 CLIENTES COM NECESSIDADES ESPECIAIS

O RQS estabelece, nos artigos 27.º, 28.º e 29.º, um conjunto de disposições destinadas a salvaguardar a existência de um relacionamento comercial de qualidade entre os distribuidores vinculados e os clientes com necessidades especiais, designadamente no que diz respeito ao acesso à informação e ao pré-aviso de interrupção programada no caso de clientes com dependência de equipamentos médicos eléctricos.

Nos termos do RQS, são considerados clientes com necessidades especiais:

- Os deficientes motores impossibilitados de se deslocarem sem o recurso a cadeira de rodas.
- Os deficientes visuais com amaurose total.
- Os deficientes auditivos com surdez total.
- Os dependentes de equipamentos médicos imprescindíveis à sua sobrevivência cujo funcionamento é assegurado pela rede eléctrica.

Os distribuidores vinculados devem manter um registo permanentemente actualizado dos clientes com necessidades especiais. A iniciativa de registo cabe ao cliente que deverá apresentar documentos comprovativos de uma das situações atrás mencionadas. O Quadro 3-13 apresenta o número de clientes com necessidades especiais da EDP Distribuição no final de cada trimestre.

**Quadro 3-13 - Registo de clientes com necessidades especiais**

<b>Clientes com necessidades especiais</b>	<b>31 Março</b>	<b>30 Junho</b>	<b>30 Setembro</b>	<b>31 Dezembro</b>
N.º de clientes com deficiências motoras	3	3	4	9
N.º de clientes com deficiências visuais	1	1	1	0
N.º de clientes com deficiências auditivas	0	0	0	0
N.º de clientes com dependência de equipamento médico alimentado pela rede eléctrica	37	44	47	51
<b>N.º total de clientes com necessidades especiais</b>	<b>41</b>	<b>48</b>	<b>52</b>	<b>60</b>

Fonte: EDP Distribuição

## 3.2 CUMPRIMENTO DO RQS PELA EDP DISTRIBUIÇÃO

O RQS estabelece os padrões mínimos de qualidade, de natureza técnica e comercial, a que deve obedecer o serviço prestado pelos distribuidores vinculados. Para além dos padrões de qualidade, o RQS atribui ainda importantes obrigações aos distribuidores vinculados, designadamente nas áreas da informação aos consumidores, avaliação do grau de satisfação dos clientes e monitorização da qualidade da onda de tensão.

O cumprimento do RQS pela EDP Distribuição é seguidamente avaliado nas seguintes vertentes:

- Continuidade de serviço.
- Qualidade da onda de tensão.
- Qualidade comercial.
- Avaliação do grau de satisfação dos clientes.
- Publicações.
- Relatório da Qualidade de Serviço.
- Auditoria interna.

### 3.2.1 CONTINUIDADE DE SERVIÇO

#### INDICADORES GERAIS

O n.º 2 do artigo 14.º do RQS estabelece que cada distribuidor vinculado procederá, anualmente, à caracterização da continuidade de serviço das redes que explora, devendo calcular os indicadores gerais referidos no ponto 3.1.1.1.

O artigo 15.º do RQS estabelece os padrões para as redes de MT do indicador TIEPI. A determinação dos indicadores SAIFI e SAIDI é obrigatória desde 1 de Janeiro de 2002, tendo os respectivos padrões a vigorar para o ano de 2002 sido publicados através do Despacho n.º 13 725-A/2002, de 18 de Julho (Diário da República - 2.ª série) da DGE.

No Quadro 3-14 indicam-se os valores registados em 2002 e os respectivos padrões.

**Quadro 3-14 - Verificação do cumprimento dos padrões gerais de continuidade de serviço**

Indicador	Valores registados em 2002			Padrão		
	Zona geográfica			Zona geográfica		
	A	B	C	A	B	C
TIEPI (minutos)	91,6	228,2	376,7	180	360	440
SAIFI MT (interrupções/PdE)	2,4	5,4	8,4	4	7	10
SAIFI BT (interrupções/cliente)	2,5	4,8	8,2	4	7	103
SAIDI MT (minutos)	103,7	280,3	462,5	180	360	1080
SAIDI BT (minutos)	130,9	260,3	475,5	360	600	1320

Fonte: EDP Distribuição

Da análise do quadro anterior verifica-se que, em 2002, a EDP Distribuição respeitou todos os padrões gerais de continuidade de serviço sendo que, em 2002 os valores registados variaram entre 8% (SAIFI BT - Zona C) e 78% (SAIDI MT - Zona B) dos valores padrão.

#### INDICADORES INDIVIDUAIS

O artigo 16.º do RQS estabelece que os distribuidores vinculados devem determinar, anualmente, para uma amostra significativa de pontos de entrega, os indicadores individuais de continuidade de serviço referidos no ponto 3.1.1.2.

No artigo 17.º do RQS são estabelecidos os padrões individuais de continuidade de serviço para os diferentes níveis de tensão e zonas geográficas.

Nos termos do RQS, sempre que se verifique o incumprimento dos padrões individuais de continuidade de serviço, o distribuidor vinculado deverá compensar os clientes afectados de acordo com a metodologia estabelecida no artigo 45.º do RQS. A compensação a que o cliente considere ter direito deverá ser reclamada ao distribuidor vinculado nos 30 dias subsequentes à data em que se verificaram os factos que a justificam.

No relatório da qualidade de serviço da EDP Distribuição, referente ao ano de 2002, encontra-se a seguinte informação relativa ao incumprimento dos padrões individuais de continuidade de serviço:

- Percentagem de clientes em MT e BT para os quais os padrões individuais de qualidade de serviço foram excedidos (valores apresentados neste relatório no ponto 3.1.1.2).

- Valor total das compensações pagas aos clientes por incumprimento dos padrões individuais de continuidade de serviço relativos à duração das interrupções - 1156,58 € (não se registou qualquer pagamento por incumprimento dos padrões relativos ao número de interrupções).

O relatório da qualidade de serviço da EDP Distribuição não apresenta informação relativamente ao número de compensações pagas, valores pagos por cliente e número de compensações solicitadas. Considerando o valor total das compensações pagas e o número de clientes estimados para os quais os valores dos padrões referentes à duração das interrupções foi excedido (estimativa apresentada no ponto 3.1.1.2) verifica-se o pagamento de compensações a uma minoria de clientes com direito ao seu recebimento.

### 3.2.2 QUALIDADE DA ONDA DE TENSÃO

O n.º 2 do artigo 19.º do RQS estabelece que os distribuidores vinculados deverão proceder à caracterização da onda de tensão na rede que exploram, em conformidade com o plano de monitorização da qualidade da onda de tensão aprovado pela DGE até ao final do mês de Novembro de cada ano.

De acordo com a informação disponível, em 2002 a EDP Distribuição realizou o plano de monitorização com um grau de cumprimento de 97% das acções de monitorização previstas.

De igual modo ao verificado no ano de 2001, os resultados das acções de monitorização permitem identificar o incumprimento dos limites regulamentares do valor eficaz da tensão, da tensão harmónica de 3.ª e 5.ª ordem e da tremulação ("flicker"), em alguns dos pontos monitorizados.

Em Novembro de 2002, conforme previsto no RQS, a EDP Distribuição enviou à DGE o plano de monitorização para 2003.

### 3.2.3 QUALIDADE COMERCIAL

#### INDICADORES GERAIS

O artigo 30.º do RQS estabelece os indicadores gerais de qualidade do relacionamento comercial e os respectivos padrões.

No quadro seguinte indicam-se os valores dos padrões e os valores verificados em 2002.

A análise do quadro permite extrair as seguintes conclusões principais:

- Existe informação sobre todos os indicadores, verificando-se assim uma evolução positiva relativamente ao ano anterior.
- Verifica-se o incumprimento de quatro dos nove padrões.

**Quadro 3-15 - Verificação do cumprimento dos padrões gerais de qualidade comercial**

Indicadores Gerais de Qualidade de Serviço (RQS)		Ano 2002		
Indicador Geral	Padrão (%)	Informação	Valores verificados (%)	Cumprimento
Orçamentos de ramais e chegadas de BT elaborados no prazo máximo de 20 dias úteis	95	Sim	93	Não
Ramais e chegadas de BT executados no prazo máximo de 30 dias úteis	95	Sim	81	Não
Ligações à rede de instalações de BT executadas no prazo máximo de 2 dias úteis, após a celebração do contrato de fornecimento de energia eléctrica	90	Sim	95	Sim
Atendimentos com tempos de espera até 30 minutos nos centros de atendimento	90	Sim	90	Sim
Atendimentos com tempos de espera até 60 segundos no atendimento telefónico centralizado	75	Sim	76	Sim
Clientes com tempo de reposição de serviço até 4 horas, na sequência de interrupções de fornecimento acidentais	80	Sim	95	Sim
Reclamações apreciadas e respondidas até 20 dias úteis	95	Sim	80	Não
Pedidos de informação, apresentados por escrito, respondidos até 20 dias úteis	90	Sim	68	Não
Clientes de BT cujo contador tenha sido objecto de pelo menos uma leitura, durante o último ano civil	98	Sim	96	Não

#### INDICADORES INDIVIDUAIS

O artigo 37.º do RQS estabelece os indicadores individuais de natureza comercial e os respectivos padrões a observar pelos distribuidores vinculados no relacionamento com cada um dos seus clientes.

A informação disponibilizada pela EDP Distribuição não permite avaliar o número de vezes em que se verificou o incumprimento dos padrões individuais de qualidade comercial.

Conforme referido em 3.1.3.3 a EDP Distribuição procedeu ao pagamento de duas compensações por incumprimento dos padrões individuais de qualidade de serviço comercial.

### 3.2.4 AVALIAÇÃO DO GRAU DE SATISFAÇÃO DOS CLIENTES

O artigo 32.º do RQS estabelece que os distribuidores vinculados devem promover a realização de inquéritos ou estudos de imagem destinados a avaliar o grau de satisfação dos seus clientes relativamente à qualidade do fornecimento de energia eléctrica.

O RQS estabelece que a metodologia seguida na realização dos inquéritos ou estudos de imagem e os resultados obtidos são publicados no Relatório da Qualidade de Serviço a elaborar pelo distribuidor vinculado. A avaliação da informação disponibilizada pela EDP Distribuição no seu Relatório da Qualidade de Serviço demonstra que, relativamente ao ano de 2002, foi disponibilizada informação mais completa sobre a metodologia seguida na realização dos referidos estudos. No entanto, considera-se que a divulgação dos resultados obtidos deveria ser acompanhada de uma descrição mais pormenorizada dos critérios seguidos na definição das amostras e apresentação das estatísticas dos inquéritos. Para não dificultar a leitura ao público alvo menos familiarizado com estes temas, sugere-se que esta informação seja apresentada em anexo ao relatório.

### 3.2.5 PUBLICAÇÕES

O artigo 26.º do RQS estabelece que os distribuidores vinculados devem publicar folhetos informativos sobre um conjunto alargado de matérias, designadamente:

- Contratação do fornecimento de energia eléctrica.
- Segurança na utilização de electricidade.
- Compensação do factor de potência.
- Actuação em caso de falha do fornecimento de energia eléctrica.
- Padrões individuais de qualidade de serviço e as compensações associadas ao seu incumprimento.
- Clientes com necessidades especiais.
- Utilização de estimativas de consumo para efeitos de facturação.
- Apresentação e tratamento de reclamações.
- Leitura de contadores pelos clientes.
- Modalidades de facturação e pagamento.

O n.º 4 do artigo 26.º do RQS estabelece que as publicações são de distribuição gratuita, devendo ser tornadas acessíveis aos clientes dos distribuidores vinculados.

Em 2001, a ERSE teve oportunidade de verificar o cumprimento do RQS pela EDP Distribuição no que se refere à elaboração das publicações previstas no mencionado artigo 26.º do RQS. No âmbito do processo de elaboração dos folhetos informativos, a ERSE apresentou à EDP Distribuição diversos comentários com a finalidade de os tornar mais claros e legíveis pelos consumidores de energia eléctrica. Em 2002, a EDP Distribuição efectuou uma nova edição dos folhetos. Após análise dos folhetos, a ERSE reiterou o comentário no sentido de tornar a apresentação e linguagem dos folhetos mais simples e acessível aos consumidores de energia eléctrica.

### 3.2.6 RELATÓRIO DA QUALIDADE DE SERVIÇO

O artigo 38.º do RQS estabelece que os distribuidores vinculados devem elaborar anualmente o respectivo relatório da qualidade de serviço até ao final do mês de Abril do ano seguinte àquele a que se refere, devendo a sua publicação ocorrer até ao final do mês de Maio. Dando cumprimento ao estabelecido regulamentarmente, a EDP Distribuição procedeu à publicação do respectivo relatório da qualidade de serviço referente às actividades de 2002 - Qualidade de Serviço – Relatório Síntese 2002<sup>9</sup>.

O n.º 2 do artigo 39.º do RQS estabelece o conteúdo mínimo dos relatórios da qualidade de serviço dos distribuidores vinculados. No quadro seguinte é avaliado o cumprimento do RQS no que se refere ao conteúdo do relatório da qualidade de serviço.

**Quadro 3-16 - Relatório da Qualidade de Serviço da EDP Distribuição**

<b>Conteúdo do relatório da qualidade de serviço (n.º 2 do artigo 39.º do RQS)</b>	<b>Avaliação do cumprimento do disposto no RQS</b>
Valores dos indicadores gerais de qualidade de serviço.	Cumprido o estabelecido no RQS.
Número total de reclamações.	Número de reclamações referido somente no âmbito da apresentação dos valores obtidos para o indicador "reclamações apresentadas e respondidas até 20 dias úteis".
Número e montante total das compensações pagas aos clientes por incumprimento dos padrões individuais de qualidade de serviço.	Continuidade de serviço: é referido o montante total pago por incumprimento dos padrões de continuidade de serviço, correspondendo na sua totalidade ao pagamento de compensações relativos à duração das interrupções. Não é referido o número de compensações pagas.

<sup>9</sup> Disponível em [www.edp.pt](http://www.edp.pt)

Conteúdo do relatório da qualidade de serviço (n.º 2 do artigo 39.º do RQS)	Avaliação do cumprimento do disposto no RQS
	Qualidade comercial: pagamento de duas compensações no valor de 14,96 € cada devido ao incumprimento dos padrões relativos ao período de visita às instalações do cliente e prazo de resposta a reclamação relativa a facturação/cobrança.
Resultados de inquéritos ou estudos de imagem destinados a avaliar o grau de satisfação dos seus clientes.	São referidos 2 estudos.
Número e natureza das reclamações apresentadas por outras entidades do SEP ou por clientes não vinculados, discriminadas por entidade.	Esta informação não é apresentada no relatório.
Número de clientes registados, com necessidades especiais, e iniciativas realizadas para a melhoria do seu relacionamento comercial com este tipo de clientes.	Cumprido o estabelecido no RQS, referindo-se a realização de uma reunião com uma associação representativa de consumidores com necessidades essenciais.
Descrição das acções mais relevantes realizadas no ano anterior para a melhoria da qualidade de serviço.	Referências pouco explicativas.
Relato do progresso dos planos de melhoria em curso, incluindo as justificações para os eventuais desvios verificados.	Breves referências pouco explicativas.

### 3.2.7 AUDITORIA INTERNA

De acordo com o artigo 50.º do RQS, os distribuidores vinculados estão obrigados a realizar auditorias internas:

- Aos sistemas de recolha e registo da informação sobre qualidade de serviço.
- Aos procedimentos de recolha e registo da informação sobre qualidade de serviço.
- Às metodologias e critérios utilizados no cálculo dos indicadores de qualidade de serviço.

As auditorias devem ser realizadas com um intervalo máximo de dois anos, devendo a primeira ocorrer até final de 2002. O resultado das auditorias deve ser enviado à ERSE.

No início de 2003, a EDP Distribuição enviou à ERSE o relatório de auditoria ao Sistema de Gestão de Incidentes (SGI) nos Centros de Condução Porto (ARGP e ARAS), Coimbra (ARCL), Lisboa / Palhavã (ATGL e AROT) e Setúbal (ARPS). Esta auditoria, realizada em Novembro de 2002, incidiu sobre aspectos relacionados com a continuidade de serviço.

O relatório evidencia a necessidade de uniformização de procedimentos e critérios utilizados no registo de incidentes. A ausência de uniformização identificada é assinalada pela EDP Distribuição como um factor que dificulta a optimização dos processos e provoca um acréscimo de dificuldades no controlo dos mesmos.

Da análise do relatório de auditoria, destacam-se os seguintes comentários:

- No relatório apresentado não é possível identificar com clareza qual a avaliação que foi efectuada aos procedimentos de recolha e registo da informação relativa à qualidade de serviço e a avaliação que foi efectuada às metodologias e critérios utilizados no cálculo dos indicadores de qualidade de serviço.
- Para cada um dos Centros de Condução não é possível aferir quanto à conformidade de actuação relativamente às práticas estabelecidas.
- As recomendações apresentadas no relatório são efectuadas de forma genérica, não sendo apresentadas datas para resolução das não conformidades identificadas.

O relatório referente à auditoria interna aos procedimentos de recolha, registo e procedimentos informáticos da informação relativa à qualidade de serviço de âmbito comercial foi enviado à ERSE no início de Agosto de 2003.

O relatório apresentado é passível de melhorias, nomeadamente através de uma descrição mais pormenorizada dos procedimentos a auditar.

Do relatório destaca-se o seguinte:

- Falta de uniformização de procedimentos entre as diversas áreas de rede.
- Necessidade de uma melhor definição de conceitos.
- Para alguns indicadores o risco de integridade/fiabilidade da informação não se encontra suficientemente mitigado.

### **3.3 CUMPRIMENTO DO RQS PELOS PEQUENOS DISTRIBUIDORES EM BT**

A actividade de distribuição de energia eléctrica em BT é efectuada por 11 distribuidores vinculados. A EDP Distribuição é responsável por cerca de 99,5% da energia distribuída, sendo os restantes 0,5% assegurados por 10 pequenos distribuidores em BT.

No âmbito das actividades de fiscalização do cumprimento do RQS, a ERSE verificou a existência de dificuldades por parte dos pequenos distribuidores em BT no cumprimento das disposições regulamentares estabelecidas no RQS.

A verificação do cumprimento do RQS foi efectuada pela ERSE com base em contactos mantidos com todos os pequenos distribuidores em BT e nos resultados do “Inquérito aos Pequenos Distribuidores Vinculados de Energia Eléctrica em BT”. Este inquérito, realizado pela ERSE em Fevereiro de 2002, teve por objectivo actualizar a informação existente relativamente a diversos aspectos da actividade dos pequenos distribuidores em BT, designadamente a qualidade de serviço oferecida aos respectivos clientes.

A informação existente na ERSE permite concluir que, de forma generalizada, os pequenos distribuidores em BT não cumprem o disposto no RQS, designadamente nos seguintes aspectos:

- Cálculo dos indicadores gerais de qualidade de serviço.
- Envio à ERSE da informação trimestral prevista no RQS.
- Elaboração e publicação do Relatório da Qualidade de Serviço.
- Implementação de planos de monitorização da qualidade técnica.
- Publicação dos folhetos informativos previstos no RQS.
- Registo de clientes com necessidades especiais.

No Anexo IV apresenta-se informação mais detalhada relativa aos pequenos distribuidores em BT.

A ERSE tem desenvolvido acções de sensibilização junto dos pequenos distribuidores em BT tendo em vista o cumprimento das disposições regulamentares estabelecidas no RQS.

## 4 ACTUAÇÃO DA ERSE NO ÂMBITO DA QUALIDADE DE SERVIÇO

Inserido no âmbito das suas competências, a ERSE desenvolve diversas actividades no âmbito da qualidade de serviço. De seguida é apresentada uma breve descrição das actividades mais relevantes desenvolvidas no decurso do ano de 2002.

### 4.1 RESPOSTA A PEDIDOS DE INFORMAÇÃO

A resposta a pedidos de informação insere-se no âmbito da actividade de informação desenvolvida pela ERSE e pretende influir positivamente sobre a qualidade de serviço, aumentando o nível de informação geral sobre os sectores regulados pela ERSE.

Em 2002 foram recepcionados na ERSE 405 pedidos de informação sobre o sector eléctrico, na sua maioria provenientes de consumidores (cerca de 48,5% do total de pedidos), cabendo à classe dos institucionais (onde se incluem instituições ligadas à recolha de informação estatística, organizações empresariais, instituições comunitárias e comunicação social) cerca de 17,4% dos pedidos recebidos na ERSE. As entidades e empresas ligadas directamente ao sector energético representaram cerca de 5,6% do volume de pedidos de informação, enquanto as entidades reguladoras, nacionais ou estrangeiras, do sector energético ou de outros, foram responsáveis por apenas 0,5%. Durante o ano de 2002, cerca de 28% dos pedidos de informação solicitados à ERSE corresponderam a entidades não classificadas em nenhuma das categorias mencionadas, sendo agregadas numa rubrica de proveniência diversa. A Figura 4-1 apresenta a distribuição percentual dos pedidos de informação por proveniência.

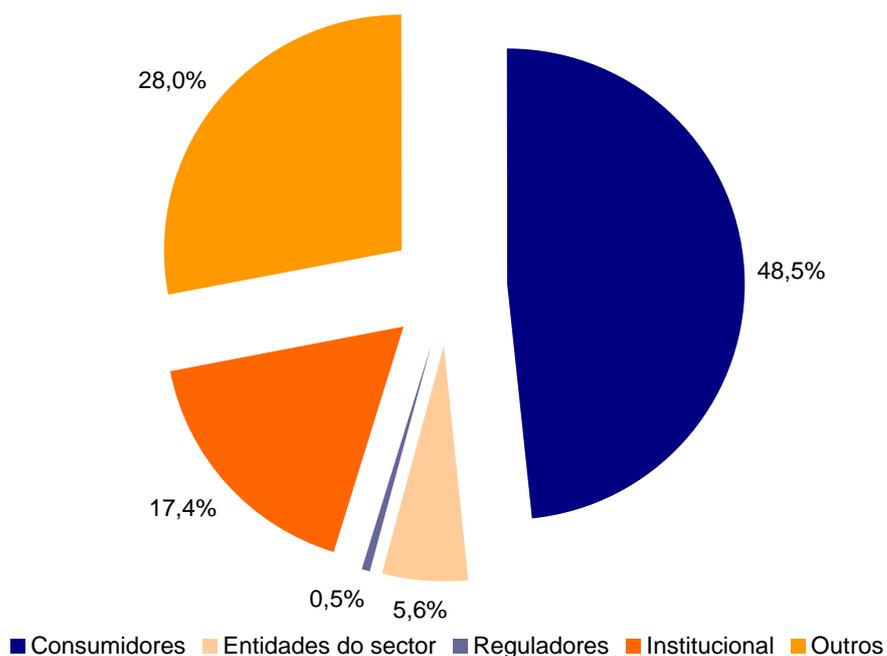
O sector eléctrico foi em 2002 responsável por cerca de 96% do conjunto de pedidos de informação recepcionados na ERSE, cabendo a questões do gás natural os restantes cerca de 4%.

Os temas sobre os quais se identificou maior procura de informação em 2002 foram os seguintes:

- Liberalização e acesso ao Sistema Eléctrico não Vinculado (SENV), mencionado em cerca de 25% dos pedidos de informação.
- Tarifas e preços, incluindo valores de remuneração da produção em regime especial, constante de cerca de 21% dos pedidos de informação.
- Temas relacionados com a regulação, designadamente questões de regulação económica do sector, que motivaram cerca de 16% dos pedidos de informação.
- Informação relativa à ERSE ou informação numérica do sector energético, presente em aproximadamente 13% dos pedidos de informação.

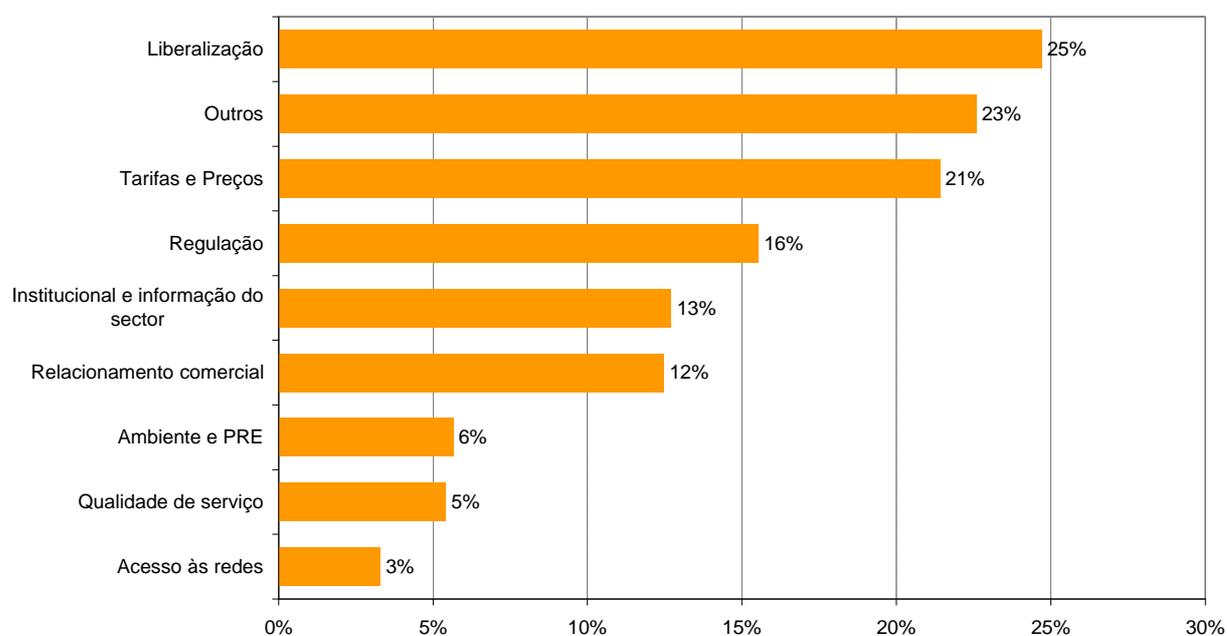
- Questões de relacionamento comercial no sector energético, designadamente de aplicação de disposições do Regulamento de Relações Comerciais do sector eléctrico em cerca de 12% dos pedidos de informação.

**Figura 4-1 - Proveniência de pedidos de informação**



A Figura 4-2 apresenta o peso relativo de cada um dos temas mencionados no número total de pedidos de informação dirigidos à ERSE.

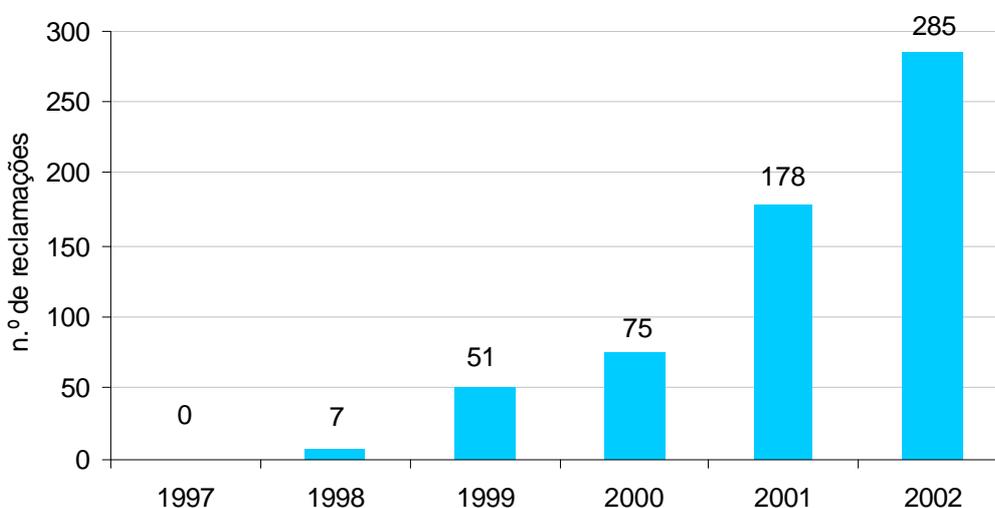
**Figura 4-2 - Temas mencionados nos pedidos de informação**



## 4.2 TRATAMENTO DE RECLAMAÇÕES

A ERSE tem vindo a registar um progressivo crescimento do número de reclamações relativas ao sector eléctrico. Como se pode verificar pela análise da Figura 4-3, em 2002 registou-se um aumento de 60% no número de reclamações apresentadas relativamente ao ano transacto.

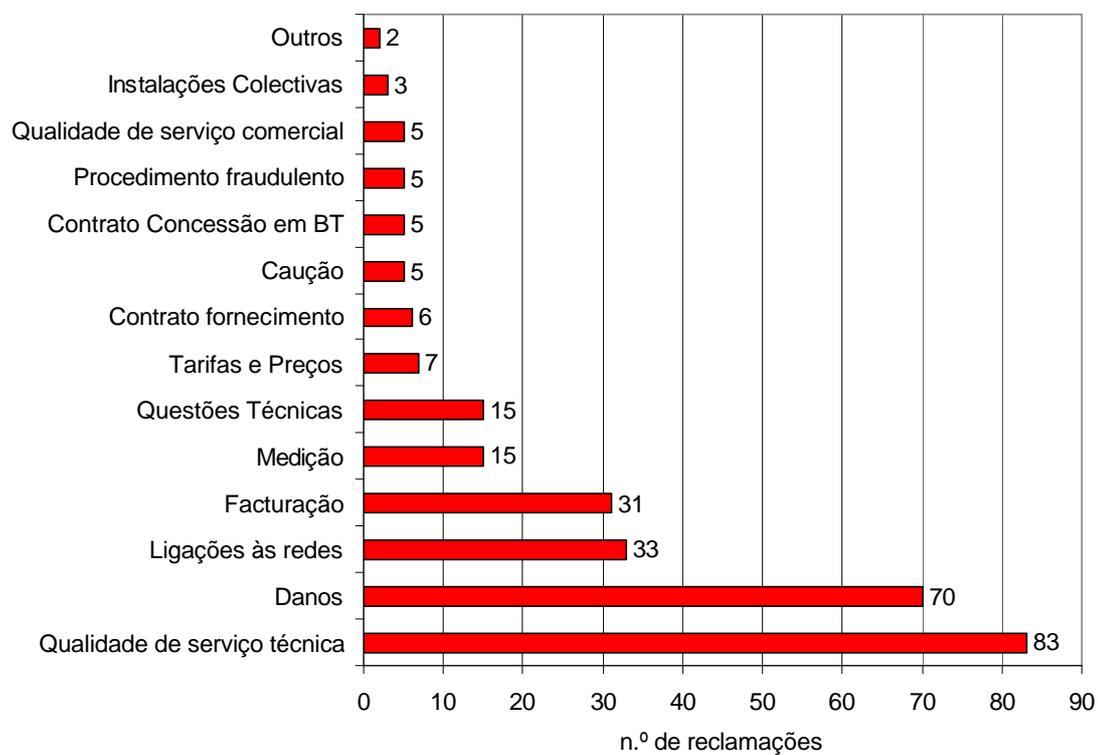
**Figura 4-3 - Evolução anual do número de reclamações apresentadas à ERSE**



Em 2002 foram enviadas à ERSE 285 reclamações relativas ao sector eléctrico. Os assuntos mais reclamados foram a qualidade de serviço e os danos em equipamento eléctrico, com 82 e 69 reclamações respectivamente. As reclamações relativas a ligações às redes e facturação merecem igualmente destaque, com 33 e 31 reclamações, respectivamente.

Na Figura 4-4 apresenta-se a tipificação das reclamações apresentadas à ERSE em 2002.

**Figura 4-4 - Tipificação das reclamações apresentadas à ERSE**



### **4.3 FIXAÇÃO DE PREÇOS PREVISTOS NO REGULAMENTO DA QUALIDADE DE SERVIÇO**

O RQS prevê a fixação, por parte da ERSE, dos seguintes valores:

- Valor limite da quantia a ser paga pelo cliente ao distribuidor vinculado referente aos custos de investigação de reclamações relativas à qualidade da onda de tensão (nos termos do artigo 7.º do RQS).
- Valor da quantia que o distribuidor vinculado pode exigir ao cliente quando este não se encontra nas suas instalações durante o período acordado com o distribuidor para realização de visita às suas instalações (nos termos do artigo 34.º).
- Valor da quantia que o distribuidor vinculado pode exigir ao cliente quando se verificar que a avaria comunicada ao distribuidor se situa na instalação de utilização do cliente e é da sua responsabilidade (nos termos artigo 35.º do RQS).
- Valor da quantia a pagar pelo cliente de baixa tensão caso seja solicitada uma reposição de serviço urgente (nos termos do artigo 36.º do RQS).

O RQS estabelece, ainda, que a fixação dos valores referidos, com excepção do valor de reembolso relativo a custos de investigação de reclamações, seja realizada sob proposta dos distribuidores vinculados.

Atendendo ao estabelecido regulamentarmente, a ERSE desenvolveu as seguintes actividades:

- Solicitação de proposta fundamentada, por parte da EDP Distribuição para os valores das quantias referidas.
- Análise das propostas enviadas pela EDP Distribuição para os valores dos preços e posterior solicitação de informações adicionais com vista a um completo esclarecimento da proposta apresentada.
- Elaboração de uma proposta para as quantias a pagar pelo cliente previstas no RQS apresentada ao Conselho Tarifário conjuntamente com a proposta de tarifas para 2003.

#### **4.4 FIXAÇÃO DOS PARÂMETROS DE QUALIDADE DE SERVIÇO PREVISTOS NO REGULAMENTO TARIFÁRIO**

O artigo 76.º do Regulamento Tarifário<sup>10</sup> estabelece os proveitos permitidos aos distribuidores vinculados no âmbito da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em MT. Uma das parcelas que compõem estes proveitos incorpora um mecanismo de incentivo à melhoria da qualidade de serviço baseado nos valores de Energia Não Distribuída (END). O mecanismo produz efeitos a partir do ano de 2003, tendo uma actuação a posteriori, com um desfasamento de dois anos. Assim, o apuramento do valor do incentivo em 2003 será introduzido para efeitos de cálculo dos proveitos em 2005.

Com o objectivo de estabelecer o valor dos parâmetros que definem o incentivo, a ERSE em 2002 desenvolveu as seguintes actividades:

- Recolha e solicitação de informação à EDP Distribuição.
- Análise da proposta de metodologia para determinação dos parâmetros apresentada pelo INESC Porto, no âmbito do estudo realizado por esta entidade para a ERSE (ver ponto 4.5).
- Envio da proposta do INESC Porto à EDP Distribuição para recolha de comentários.
- Elaboração de uma proposta para os parâmetros de regulação tendo em consideração a proposta apresentada pelo INESC Porto e os comentários efectuados à mesma por parte da EDP Distribuição, bem como a informação sobre qualidade de serviço referente ao ano de 2002 e o valor dos proveitos permitidos para a actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em 2003.

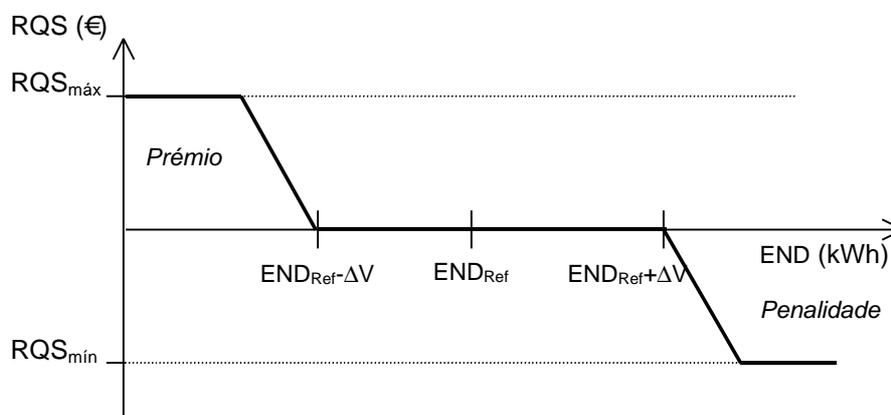
A proposta da ERSE para os parâmetros do incentivo à melhoria da qualidade de serviço foi apresentada ao Conselho Tarifário juntamente com a proposta de tarifas para 2003.

---

<sup>10</sup> Regulamento Tarifário aprovado pelo Despacho n.º 18413-A/2001, de 1 de Setembro, com as alterações introduzidas pelo Despacho n.º 19734-A/2002, de 5 de Setembro, com a redacção definitiva dada pelo Despacho n.º 9499-A/2003, publicado em Suplemento ao Diário da República n.º 111/03 (2.ª série), de 14 de Maio.

O modelo do incentivo à qualidade de serviço é representado na Figura 4-5.

**Figura 4-5 - Incentivo à melhoria da continuidade de serviço na rede de MT**



Os parâmetros que definem o incentivo são:

- $END_{REF}$ : Energia Não Distribuída de referência.
- $\Delta V$ : intervalo de variação da END e torno do valor de  $END_{REF}$ .
- $VEND$ : valorização da Energia Não Distribuída.
- $RQS_{máx}$ : valor máximo do prémio a atribuir.
- $RQS_{mín}$ : valor máximo da penalidade a atribuir.

A 4 de Dezembro de 2002, a ERSE publicou em anexo ao Despacho n.º 25754-A/2002, Diário da República (2.ª série), os valores dos parâmetros da qualidade de serviço a vigorar em 2003, que de seguida se apresentam:

- $END_{REF}$ :  $0,0004 \times ED$  (ED - Energia Distribuída)
- $\Delta V$ :  $0,12 \times END_{REF}$
- $VEND$ : 1,5 €/kWh
- $RQS_{máx}$ : 5000000 €
- $RQS_{mín}$ : 5000000 €

#### **4.5 ESTUDOS DE DEFINIÇÃO DE METODOLOGIAS PARA INCENTIVOS À MELHORIA DA QUALIDADE DE SERVIÇO**

A ERSE celebrou um contrato de consultoria com a Unidade de Sistemas de Energia do INESC - Porto com o objectivo de realização de um estudo relativo a mecanismos de incentivo à melhoria da continuidade de serviço nas redes de transporte e distribuição.

Com este estudo a ERSE pretendeu, nomeadamente, que o INESC Porto apresentasse uma proposta de cálculo dos parâmetros do incentivos de melhoria da qualidade de serviço, a integrar nas fórmulas de determinação dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em MT, conforme definido no artigo 76.º do Regulamento Tarifário. O estudo contempla, ainda, a recolha e análise de informação sobre metodologias adoptadas em outros países e abordagens de carácter teórico desenvolvidas pela comunidade científica. Com base na informação recolhida, o INESC Porto deverá identificar soluções alternativas e complementares à metodologia consagrada no Regulamento Tarifário para a actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em MT, bem como a apresentação de proposta de metodologia associada à Actividade de Transporte de Energia Eléctrica.

Em Maio de 2002, o INESC Porto apresentou à ERSE o relatório com a sua proposta de metodologia para determinação dos parâmetros estabelecidos no Regulamento Tarifário.

Durante o último trimestre de 2002, foi solicitado à REN informação necessária à elaboração de um mecanismo de incentivo à qualidade de serviço associado à Actividade de Transporte de Energia Eléctrica.

Prevê-se que o estudo seja concluído em 2003.

#### 4.6 ACTIVIDADES NO CEER

No âmbito da participação da ERSE nas actividades do grupo de trabalho da qualidade de serviço do Conselho Europeu dos Reguladores de Energia (CEER – Council of European Energy Regulators) foram desenvolvidos, em 2002, os seguintes estudos:

- “Second Benchmarking Report on Quality of Electricity Supply”.
- “Public Service Obligations in the Electricity Service”.

O estudo “Second Benchmarking Report on Quality of Electricity Supply” analisa os níveis de qualidade de serviço, as estratégias de regulação seguidas e os indicadores e padrões adoptados nos países europeus participantes no grupo de trabalho da qualidade de serviço do CEER.

O estudo “Second Benchmarking Report on Quality of Electricity Supply”<sup>11</sup> foi tornado público em Outubro de 2003. Da análise deste estudo pode concluir-se que Portugal se encontra numa situação desfavorável relativamente a outros países da União Europeia designadamente no que se refere à continuidade de serviço nas redes de distribuição.

O estudo “Public Service Obligations in the Electricity Service” analisa as obrigações de serviço público associadas aos serviços de distribuição e fornecimento de energia eléctrica nas seguintes perspectivas: acesso ao fornecimento de energia eléctrica, segurança do fornecimento, qualidade de serviço, preços de fornecimento e protecção ambiental.

A realização destes estudos contou com a participação de representantes das entidades reguladoras da Áustria, Finlândia, França, Grã-Bretanha, Holanda, Itália, Luxemburgo, Holanda, Noruega, Espanha e Portugal.

---

<sup>11</sup> Disponível em [www.ceer-eu.org](http://www.ceer-eu.org)

## 5 CONCLUSÕES

A informação apresentada nos capítulos anteriores permite extrair as seguintes conclusões relativamente à qualidade de serviço prestada pelas empresas reguladas que actuam no âmbito das actividades de transporte e distribuição de energia eléctrica no ano 2002:

- Os indicadores gerais de continuidade de serviço da rede de transporte apresentaram os melhores valores registados nos últimos nove anos, com excepção do indicador SARI.
- O plano de monitorização da qualidade da onda de tensão da REN registou um elevado grau de execução. Os resultados obtidos revelaram o cumprimento dos limites regulamentares na generalidade dos pontos de entrega monitorizados, tendo-se verificado alguns incumprimentos relativamente ao valor eficaz da tensão e à tremulação ("flicker").
- Do relatório da auditoria interna realizada pela REN aos seus sistemas e procedimentos de recolha e de registo da informação sobre qualidade de serviço, bem como às metodologias e critérios utilizados no cálculo dos indicadores de qualidade de serviço, conclui-se que a generalidade dos procedimentos auditados está em conformidade com o RQS e que o relatório da qualidade de serviço da REN publicado em 2002 - "REN - Qualidade de Serviço - Relatório Síntese 2001" cumpre o estabelecido no RQS. No relatório da auditoria são efectuadas duas observações e identificadas duas não conformidades relacionadas com questões de rastreabilidade e controlo metrológico associadas à monitorização da onda de tensão.
- O Relatório da Qualidade de Serviço da REN cumpre o estabelecido no RQS, apresentando informação adicional que contribui para um mais completo esclarecimento das questões associadas à qualidade de serviço na rede de transporte.
- Nas redes da EDP Distribuição foram respeitados os valores padrão estabelecidos no RQS para os indicadores gerais de continuidade de serviço, TIEPI, SAIFI e SAIDI, relativos às diversas zonas geográficas, registando-se no entanto um agravamento dos valores dos indicadores na Zona B. A Área de Rede que registou melhor qualidade de serviço foi a Área de Rede Grande Lisboa, sendo a Área de Rede Vale do Tejo a que registou piores resultados.
- Nas redes da EDP Distribuição verificou-se o incumprimento dos padrões individuais da qualidade de serviço (número de interrupções e duração total das interrupções por cliente) em 4 clientes de AT, 1797 clientes de MT (valor estimado) e 330889 clientes de BT (valor estimado). O montante total de compensações pagas aos clientes por incumprimento do padrão individual de continuidade de serviço relativo à duração das interrupções foi de 1156,58 € (a EDP Distribuição não efectuou pagamento de compensações por incumprimento do padrão relativo ao número de interrupções).

- A informação disponibilizada pela EDP Distribuição sobre qualidade de serviço comercial registou uma melhoria relativamente ao ano anterior, tanto em termos de quantidade, como de qualidade. Verifica-se que dos nove indicadores gerais de qualidade de serviço comercial somente quatro cumprem os respectivos padrões. Em termos de qualidade individual, a informação disponibilizada pela EDP Distribuição continua a ser insuficiente para que seja possível efectuar qualquer tipo de caracterização ou avaliação sobre o cumprimento dos padrões individuais.
- Os relatórios das auditorias internas realizadas pela EDP Distribuição aos seus sistemas e procedimentos de recolha e de registo da informação sobre qualidade de serviço, bem como às metodologias e critérios utilizados no cálculo dos indicadores de continuidade de serviço, evidenciam a necessidade de uniformização de procedimentos e critérios utilizados no registo de incidentes. No que se refere à qualidade de serviço comercial destaca-se a falta de uniformização de procedimentos entre as diversas áreas de rede, a necessidade de uma melhor definição de conceitos e, para alguns indicadores, o risco da integridade/fiabilidade da informação não se encontra suficientemente mitigado.
- O relatório da qualidade de serviço publicado pela EDP Distribuição em 2002 apresenta melhorias relativamente ao do ano anterior, sendo no entanto detectada ainda a ausência de informação relativa ao número de compensações pagas, número e natureza das reclamações apresentadas por outras entidades do SEP ou por clientes não vinculados.

**ANEXOS**



**I. DESCRIÇÃO SUMÁRIA DO REGULAMENTO DA QUALIDADE DE SERVIÇO EM VIGOR  
DURANTE 2002**



O RQS, publicado através do Despacho n.º 12 917-A/2000, de 23 de Junho (Diário da República - 2.ª série) da Direcção-Geral de Energia (DGE), esteve em vigor de 1 de Janeiro de 2003 a 5 de Fevereiro de 2003. Em 6 de Fevereiro de 2003 entrou em vigor o RQS publicado através do Despacho n.º 2 410-A/2003, de 5 de Fevereiro, da DGE.

A publicação do RQS dá cumprimento ao estabelecido no Decreto-Lei n.º 182/95, de 27 de Julho, que estabelece as bases da organização do Sistema Eléctrico Nacional (SEN) e os princípios que enquadram o exercício das actividades de produção, transporte e distribuição de energia eléctrica. A elaboração, publicação e actualização do RQS é da competência da DGE.

A responsabilidade pela integral verificação da aplicação do RQS está atribuída à ERSE pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de Abril, que aprovou os seus estatutos.

#### OBJECTO E CAMPO DE APLICAÇÃO

O RQS estabelece os padrões mínimos, de natureza técnica e comercial, a que deve obedecer o serviço prestado pelas entidades do Sistema Eléctrico de Serviço Público (SEP).

As disposições do RQS aplicam-se às seguintes actividades e entidades:

#### Actividades e entidades abrangidas pelo RQS

Actividade	Entidade
Fornecimento de energia eléctrica aos clientes do SEP Prestação de serviços de distribuição de energia eléctrica pelas entidades do SEP	Entidades titulares de licença vinculada de distribuição de energia eléctrica
Fornecimento de energia eléctrica ao distribuidor vinculado em MT e AT Prestação de serviços de transporte de energia eléctrica pelas entidades do SEP	Entidade concessionária da Rede Nacional de Transporte (RNT)
Produção de energia eléctrica por entidades com instalações fisicamente ligadas às redes do SEP	Produtores do Sistema Eléctrico Independente (SEI) com instalações fisicamente ligadas às redes do SEP
Utilização de energia eléctrica por entidades com instalações fisicamente ligadas às redes do SEP	Clientes do SEP Clientes não vinculados

A qualidade de serviço de **natureza técnica** refere-se aos seguintes aspectos:

- Continuidade de serviço - número, duração e frequência de ocorrência das interrupções de serviço.
- Qualidade da onda de tensão - amplitude, frequência, forma de onda e simetria do sistema trifásico da tensão de alimentação.

A qualidade de serviço de **natureza comercial** engloba os aspectos de relacionamento da entidade concessionária da RNT e das entidades titulares de licença vinculada de distribuição de energia eléctrica (distribuidores vinculados) com os seus clientes, designadamente no que se refere ao atendimento, informação, assistência técnica e avaliação da satisfação dos clientes.

A qualidade de serviço prestada pelas entidades responsáveis pela actividade de transporte e distribuição de energia eléctrica do SEP é caracterizada através de **indicadores de qualidade de serviço**, devendo obedecer a valores mínimos de qualidade, **padrões de qualidade de serviço**.

Quer os indicadores, quer os padrões de qualidade de serviço técnica ou comercial podem:

- Referir-se à globalidade da rede de transporte ou da rede de distribuição de energia eléctrica, bem como a um conjunto de clientes com características comuns - **qualidade geral**.
- Estar associada a um ponto de entrega (PdE) ou a um cliente - **qualidade individual**.

#### ZONAS GEOGRÁFICAS DE QUALIDADE DE SERVIÇO

O RQS estabelece três zonas geográficas com a seguinte classificação:

- Zona A: localidades com mais de 25 mil clientes.
- Zona B: localidades com um número de clientes compreendido entre 5 e 25 mil clientes.
- Zona C: restantes localidades.

A classificação de uma localidade numa zona geográfica mantém-se durante um período mínimo de 5 anos, independentemente da alteração do número de clientes.

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

#### VERIFICAÇÃO DA QUALIDADE DE SERVIÇO TÉCNICA

O RQS estabelece que a verificação do cumprimento dos padrões de natureza técnica será realizada com base num **plano anual de monitorização** o qual deverá prever a execução de medições numa amostra significativa de pontos da rede.

A realização dos planos é da responsabilidade da entidade concessionária da RNT e dos distribuidores vinculados. A DGE é a entidade responsável pela sua aprovação, competindo à ERSE a fiscalização do seu cumprimento.

Para além das medições estabelecidas no plano de monitorização, o RQS prevê a possibilidade de realização de medições nas seguintes situações:

- Aquando da apresentação de reclamação, por parte do cliente, à entidade do SEP com a qual se relaciona comercialmente.
- Monitorização da qualidade da onda de tensão por parte do cliente no ponto de alimentação da sua instalação.

Na primeira situação, a entidade reclamada realizará as medições complementares às estabelecidas no plano de monitorização sempre que a reclamação apresentada pelo cliente o revele necessário.

Os custos de investigação decorrentes da reclamação apresentada pelo cliente, no que se refere à qualidade da onda de tensão, são suportados pela entidade reclamada (entidade do SEP que presta o serviço de transporte ou distribuição de energia eléctrica). Constituem excepções a esta situação, os casos em que os requisitos mínimos de qualidade são observados e os casos em que estes não são observados por razões imputáveis ao reclamante. Nestas situações, a entidade reclamada deve ser reembolsada, pelo cliente, dos custos referidos, até ao valor limite a publicar anualmente pela ERSE.

Em relação à medição da qualidade de serviço por parte do cliente, esta deve ser realizada através de sistemas de registo de medida da qualidade de serviço devidamente selados e calibrados. Caso a instalação e selagem dos sistemas referidos sejam efectuados por acordo escrito entre o cliente e a entidade do SEP que lhe presta o serviço de fornecimento de energia eléctrica, os registos por eles produzidos constituem meio de prova nas reclamações.

#### CONTINUIDADE DE SERVIÇO

O RQS estabelece cinco indicadores gerais de qualidade de serviço através dos quais a entidade concessionária da RNT deve caracterizar a continuidade de serviço da rede de transporte. Os indicadores referidos são os seguintes:

- Energia Não Fornecida - ENF (MWh).
- Tempo de Interrupção Equivalente - TIE (minutos).
- Frequência Média de Interrupções do Sistema - SAIFI.
- Duração Média das Interrupções do Sistema - SAIDI (minutos).
- Tempo Médio de Reposição de Serviço do Sistema - SARI (minutos).

Para a rede de transporte não estão estabelecidos padrões gerais de qualidade de serviço.

Os distribuidores vinculados devem caracterizar a continuidade de serviço das redes que exploram, por zona geográfica e nível de tensão, com base nos seguintes três indicadores gerais de qualidade de serviço, discriminados por interrupções previstas e acidentais:

- Tempo de interrupção equivalente da potência instalada - TIEPI (h/ano).
- Frequência média de interrupções do sistema para as redes de MT e redes de BT - SAIFI MT e SAIFI BT.
- Duração média das interrupções do sistema para as redes de MT e redes de BT - SAIDI MT (minutos) e SAIDI BT (minutos).

No RQS encontra-se fixado o valor do padrão do indicador TIEPI, em horas por ano, para as três zonas geográficas:

**Valor padrão do indicador TIEPI**

<b>Indicador</b>	<b>Zona geográfica</b>	<b>Padrão</b>
<b>TIEPI (h/ano)</b>	A	3
	B	6
	C	24

A determinação dos indicadores SAIFI e SAIDI é obrigatória desde 1 de Janeiro de 2002. Os respectivos padrões a vigorar para o ano de 2002, e que de seguida se apresentam, foram publicados através do Despacho n.º 13 725-A/2002, de 18 de Julho (Diário da República - 2.ª série) da DGE.

**Valores padrão para os indicadores SAIFI e SAIDI**

Indicador	Nível de tensão	Zona geográfica	Padrão para 2002
<b>SAIFI</b> (número de interrupções)	MT	A	4
		B	7
		C	10
	BT	A	4
		B	7
		C	10
<b>SAIDI</b> (horas)	MT	A	3
		B	6
		C	18
	BT	A	6
		B	10
		C	22

A continuidade de serviço por ponto de entrega, quer na rede de transporte, quer nas redes de distribuição, deve ser caracterizada com base em dois indicadores individuais:

- Frequência das interrupções.
- Duração total das interrupções.

Aos indicadores individuais de continuidade de serviço encontram-se associados os respectivos padrões fixados em função do nível de tensão e zona geográfica correspondente à localização da instalação consumidora.

**Valor dos padrões para os indicadores "Número de interrupções por ano" e "Duração das interrupções"**

Indicador	Zona geográfica	Nível de tensão			
		BT	MT	AT	MAT
Número de interrupções por ano	A	12	8	8	3
	B	26	20		
	C	46	40		
Duração das interrupções (horas/ano)	A	6	4	4	1
	B	10	8		
	C	25	20		

Para efeitos de verificação do cumprimento dos padrões de continuidade de serviço estabelecidos no RQS, não são consideradas as situações estabelecidas no Regulamento de Relações Comerciais (RRC) em que a prestação do serviço de transporte e distribuição de energia eléctrica pode ser interrompido. As situações são as seguintes:

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

Do regulamento são excluídas as situações de incumprimento dos padrões de qualidade de serviço originadas por casos fortuitos ou de força maior, nomeadamente situações que resultem da ocorrência de greve geral, alteração da ordem pública, incêndio, terramoto, inundação, vento de intensidade excepcional, descarga atmosférica directa, sabotagem, malfeitoria e intervenção de terceiros devidamente comprovada.

### QUALIDADE DA ONDA DE TENSÃO

O RQS estabelece que, em condições normais de exploração, as características da onda de tensão de alimentação no ponto de entrega ao cliente devem respeitar:

- O disposto na norma NP EN 50 160, em MT e BT.
- O disposto no Anexo N.º 2 do RQS, em MAT e AT.

A entidade concessionária da RNT e os distribuidores vinculados procederão anualmente à caracterização da qualidade da onda de tensão na rede que exploram em conformidade com o plano de monitorização já referido.

### DISPOSIÇÕES DE NATUREZA COMERCIAL

Os nove indicadores gerais de qualidade de serviço comercial previstos no RQS, aos quais se encontram associados padrões de qualidade de serviço, são indicados no quadro seguinte:

#### Indicadores gerais de qualidade de serviço comercial e respectivos padrões

Indicadores gerais de qualidade de serviço	Padrão (%)
Orçamentos de ramais e chegadas de BT elaborados no prazo máximo de 20 dias úteis	95
Ramais e chegadas de BT executados no prazo máximo de 30 dias úteis	95
Ligações à rede de instalações de BT executadas no prazo máximo de 2 dias úteis, após a celebração do contrato de fornecimento de energia eléctrica	90
Atendimentos com tempos de espera até 30 minutos nos centros de atendimento	90
Atendimentos com tempos de espera até 60 segundos no atendimento telefónico centralizado	75
Clientes com tempo de reposição de serviço até 4 horas, na sequência de interrupções de fornecimento acidentais	80
Reclamações apreciadas e respondidas até 20 dias úteis	95
Pedidos de informação, apresentados por escrito, respondidos até 20 dias úteis	90
Clientes de BT cujo contador tenha sido objecto de pelo menos uma leitura, durante o último ano civil	98

No Anexo N.º 3 do RQS são apresentadas as regras a que deve obedecer o cálculo dos indicadores gerais de qualidade comercial.

Os distribuidores vinculados, no relacionamento com cada um dos seus clientes, devem observar os seguintes padrões individuais de qualidade de serviço estabelecidos no RQS:

**Indicadores individuais de qualidade de serviço comercial e respectivos padrões**

Indicadores individuais	Padrões
Visitas às instalações dos clientes	Cumprimento do intervalo de 3 horas combinado para a realização da visita
Assistência técnica após comunicação, pelo cliente, de avaria na sua alimentação individual de energia eléctrica	<p>Início da intervenção nos seguintes prazos máximos:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Clientes de BT – zonas A e B – quatro horas zonas C – cinco horas</li> <li>▪ Restantes clientes - quatro horas</li> </ul>
Retoma do fornecimento de energia eléctrica após suspensão do serviço por facto imputável ao cliente	<p>Retoma do fornecimento nos seguintes prazos máximos:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Até às 17 horas do dia útil seguinte àquele em que se verificou a regularização da situação, no caso dos clientes de BT</li> <li>▪ No período de oito horas, a contar do momento de regularização da situação, para os restantes clientes</li> </ul>
Tratamento de reclamações relativas a facturação ou cobrança	<p>No prazo máximo de 20 dias úteis:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Comunicação da apreciação da reclamação ou da decisão de suspender o prazo de pagamento da factura</li> <li>▪ Proposta de realização de uma reunião destinada a promover o esclarecimento do assunto</li> </ul>
Tratamento de reclamações relativas às características técnicas da tensão	Resposta ou visita às instalações do cliente, no prazo máximo de 20 dias úteis
Tratamento de reclamações relativas ao funcionamento do equipamento de contagem	Visita às instalações do cliente no prazo máximo de 20 dias úteis

Para além do estabelecimento de indicadores e padrões, o RQS, na vertente de qualidade comercial, aborda também os seguintes aspectos:

- **Atendimento dos clientes** - os distribuidores vinculados devem adoptar modalidades de atendimento diversificadas, nomeadamente centros de atendimento e atendimento telefónico de utilização gratuita.
- **Informação aos clientes** - os distribuidores vinculados devem prestar informação rigorosa e actualizada sobre os diversos assuntos associados ao fornecimento de energia eléctrica e serviços conexos.
- **Cientes com necessidades especiais** - os distribuidores vinculados devem adoptar modos de relacionamento comercial adequados às especificidades dos clientes registados como clientes com necessidades especiais.
- **Avaliação do grau de satisfação dos clientes** - os distribuidores vinculados devem promover a realização de inquéritos ou estudos de imagem que permitam aferir o grau de satisfação dos seus clientes em relação à qualidade de fornecimento de energia eléctrica e serviços conexos.

#### RELATÓRIO DA QUALIDADE DE SERVIÇO

O RQS estabelece a obrigatoriedade de elaboração anual de relatórios da qualidade de serviço às seguintes entidades: entidade concessionária da RNT, distribuidores vinculados e ERSE.

O relatório da qualidade de serviço a elaborar pela entidade concessionária da RNT deve incluir informação relativa às seguintes matérias:

- Indicadores gerais de continuidade de serviço.
- Resultados e análise das medições da qualidade da onda de tensão realizadas de acordo com o plano anual de monitorização.
- Número e natureza das reclamações apresentadas por outras entidades do SEP ou por clientes não vinculados, discriminadas por entidade.
- Acções mais relevantes realizadas para promover a melhoria da qualidade de serviço.
- Relato do progresso dos planos de melhoria em curso, incluindo as justificações para os eventuais desvios verificados.

O relatório da qualidade de serviço a elaborar por cada distribuidor vinculado deve incluir informação relativa às seguintes matérias:

- Valores dos indicadores gerais de continuidade de serviço e qualidade comercial.
- Resultados e análise das medições da qualidade da onda de tensão realizadas de acordo com o plano anual de monitorização.
- Número total de reclamações.
- Número e montante total das compensações pagas aos clientes por incumprimento dos padrões individuais de qualidade de serviço.
- Resultados de inquéritos ou estudos de imagem destinados a avaliar o grau de satisfação dos seus clientes.
- Número e natureza das reclamações apresentadas por outras entidades do SEP ou por clientes não vinculados, discriminadas por entidade.
- Número de clientes com necessidades especiais registados e iniciativas realizadas para a melhoria do relacionamento comercial disponibilizado a este tipo de clientes.
- Descrição das acções mais relevantes realizadas no ano anterior para a melhoria da qualidade de serviço.
- Relato do progresso dos planos de melhoria em curso, incluindo as justificações para os eventuais desvios verificados.

A informação contida no relatório a publicar por cada distribuidor vinculado deve ser discriminada, sempre que possível, por zona geográfica e nível de tensão.

Dos relatórios anteriormente referidos deve ser enviado um exemplar à DGE, à ERSE e ao Instituto do Consumidor. Os relatórios devem ainda ser colocados à disposição do público em geral, até ao final do mês de Maio do ano seguinte àquele a que se referem.

A publicação de um relatório anual de qualidade de serviço por parte da ERSE insere-se no âmbito das actividades relativas à verificação da aplicação do RQS.

## **RECLAMAÇÕES**

Sempre que os clientes ou entidades abrangidas pelo RQS considerem não terem sido devidamente acautelados os seus direitos ou satisfeitas as expectativas respeitantes às exigências de qualidade de serviço definidas na lei e no RQS, podem apresentar uma reclamação junto da entidade do SEP com a qual se relacionam.

A entidade reclamada deverá responder no prazo máximo de 20 dias úteis contados a partir da data de receção da reclamação.

### COMPENSAÇÕES

O RQS estabelece o pagamento de compensações por parte do distribuidor vinculado aos seus clientes, sempre que se verifique o incumprimento dos valores estabelecidos para os padrões individuais de continuidade de serviço e de qualidade comercial.

O valor da compensação, no caso do incumprimento dos padrões individuais de continuidade de serviço, depende do valor do padrão associado ao nível de tensão e à zona geográfica na qual se situa a instalação consumidora e de um parâmetro de valorização definido no RQS. Os clientes ligados a níveis de tensão superiores e situados em zonas geográficas com maior número de clientes têm direito a compensações superiores.

O valor da compensação a que o cliente tem direito por incumprimento dos padrões individuais de qualidade comercial diferencia os clientes de BT dos clientes dos restantes níveis de tensão. Para os clientes de BT foram fixados dois valores de compensação distintos, um para os clientes com potência contratada inferior a 20,7 kVA e outro mais elevado para os restantes clientes. Aos clientes ligados a níveis de tensão superiores são atribuídas compensações mais elevadas.

#### Valores das compensações por incumprimento dos padrões de qualidade de serviço comercial

Cliente	Compensação (€)
Clientes de baixa tensão com potência contratada inferior ou igual a 20,7 kVA	14,96
Clientes de baixa tensão com potência contratada superior a 20,7 kVA	24,94
Restantes clientes	74,82

O processo de pagamento das compensações é desencadeado a partir de solicitação, por parte do cliente, junto do respectivo distribuidor vinculado.

### **AUDITORIAS INTERNAS**

A entidade concessionária da RNT e os distribuidores vinculados estão obrigados a realizar, com um intervalo máximo de dois anos, auditorias:

- Aos seus sistemas e procedimentos de recolha e de registo da informação sobre qualidade de serviço.
- Às metodologias e critérios utilizados no cálculo dos indicadores de qualidade de serviço.

A primeira auditoria deverá decorrer até ao final do segundo ano de vigência do RQS (2002).

Os resultados das auditorias devem ser enviados à ERSE.

### **RESOLUÇÃO DE CONFLITOS**

No que respeita à resolução de conflitos, o RQS (artigos 51.º a 53.º) prevê o recurso à mediação, conciliação e arbitragem.

A possibilidade de recurso à arbitragem, efectuada em centros de arbitragem criados para o efeito ou nos termos da lei geral, pode ser estabelecida numa cláusula compromissória dos contratos entre os clientes e os distribuidores vinculados.

A ERSE pode tomar a iniciativa de promover a conciliação das partes em conflito.

### **DOCUMENTOS LEGISLATIVOS E NORMATIVOS**

No RQS (incluindo os seus anexos) são referidos os seguintes documentos legislativos e normativos:

- Regulamento de Relações Comerciais aprovado pelo Despacho n.º 18 413-A/2001 (2ª série) com a redacção actual do Despacho n.º 9499-A/2003, publicado em Suplemento ao Diário da República n.º 111/03 (2.ª série), de 14 de Maio.
- NP EN 50 160 - Características da tensão fornecida pelas redes de distribuição pública de energia eléctrica, de 2001 (versão portuguesa da norma EN 50 160 de Novembro de 1999).
- CEI 1000 - 3 - 6 - Electromagnetic Compability (EMC) - Part 3: Limits - Section 6: Assessment of emission limits for distorting loads in MV and HV power systems - Basic EMC publication, 1996.

- CEI 1000 - 3 - 7 - Electromagnetic Compability (EMC) - Part 3: Limits - Section 7: Assessment of emission limits for fluctuating loads in MV and HV power systems - Basic EMC publication, 1996.



**II. INDICADORES E DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA NA ANÁLISE DA QUALIDADE DE  
SERVIÇO**



## II.1 INDICADORES DE CONTINUIDADE DE SERVIÇO

### Energia Não Fornecida

Abreviatura	ENF
Definição	Valor estimado da energia não fornecida nos pontos de entrega com base na potência cortada no início da interrupção de fornecimento e do tempo de interrupção. Para interrupções com duração superior a 30 minutos, é considerada a evolução da carga em diagramas de cargas do ponto de entrega no mesmo dia da semana.
Unidade	MWh

### Tempo de Interrupção Equivalente

Abreviatura	TIE
Definição	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 (EF) e não fornecida (ENF) no mesmo período.
Fórmula	$TIE = \frac{ENF}{\frac{(ENF + EF)}{H_{ano}}} \times 60$ <p>H<sub>ano</sub>: número de horas do ano em análise</p>
Unidade	minutos

### Frequência Média de Interrupções do Sistema

Abreviatura	SAIFI System Average Interruption Frequency Index
Definição	Quociente do número total de interrupções nos pontos de entrega (NI), durante determinado período, pelo número total dos pontos de entrega nesse mesmo período (PdE).
Fórmula	$SAIFI = \frac{NI}{PdE}$
Unidade	-----

Duração Média das Interrupções do Sistema

Abreviatura	SAIDI System Average Interruption Duration Index
Definição	Quociente da soma das durações das interrupções nos pontos de entrega (DI), durante determinado período, pelo número total dos pontos de entrega nesse mesmo período (PdE).
Fórmula	$SAIDI = \frac{DI}{PdE}$
Unidade	minutos

Tempo Médio de Reposição de Serviço do Sistema

Abreviatura	SARI System Average Restoration Index
Definição	Quociente da soma dos tempos de interrupção em todos os pontos de entrega (DI), durante determinado período, pelo número total de interrupções de alimentação nos pontos de entrega nesse mesmo período (NI).
Fórmula	$SARI = \frac{DI}{NI}$
Unidade	minutos

Tempo de Interrupção Equivalente da Potência Instalada

Abreviatura	TIEPI
Definição	Quociente entre o somatório do produto da potência instalada afectada nos postos de transformação de serviço público e particular ( $P_{PTaf}$ ) pelo tempo de interrupção de fornecimento daqueles postos ( $t_i$ ) e o somatório das potência instaladas em todos os postos de transformação, de serviço público e particular, da rede de distribuição ( $P_{inst}$ ).
Fórmula	$TIEPI = \frac{\sum P_{PTaf} \times t_i}{\sum P_{inst}}$
Unidade	minutos

## Energia Não Distribuída

Abreviatura	END
Definição	Quociente entre o produto TIEPI e a energia fornecida (EF) e o número de horas do período em análise (T).
Fórmula	$END = \frac{TIEPI \times EF}{T}$
Unidade	MWh

## II.2 CLASSIFICAÇÃO CIGRÉ DOS GRANDES INCIDENTES NA REDE DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELÉCTRICA

De acordo com a classificação da CIGRÉ (“Conseil International des Grands Réseaux Électriques”), um grande incidente corresponde a um evento resultante de uma interrupção imprevista a pontos de entrega em que ocorre um ou mais dos seguintes fenómenos:

- Perda de estabilidade do sistema.
- Disparos em cascata das linhas de transporte.
- Valores anormais da tensão e/ou frequência.

Os grandes incidentes são agregados em quatro graus de severidade:

- Grau 0: Condição de avaria normalmente considerada aceitável.
- Grau 1: Condição de avaria que pode ter um impacte significativo em um ou mais pontos de entrega mas que não se considera grave.
- Grau 2: Condição de avaria com impacte grave para a rede de transporte.
- Grau 3: Condição de avaria com impacte muito grave para a rede de transporte.

A gravidade de um incidente quantifica-se através do índice Minutos-Sistema definido da seguinte forma:

$$\text{Minutos-Sistema} = \frac{ENF \times 60}{P_{a-pico}}$$

Sendo:

ENF: energia não fornecida em consequência do incidente, em MWh.

$P_{a-pico}$ : valor de pico do diagrama de cargas do ano em análise, em MW.

O índice Minutos-Sistema expressa-se em minutos e corresponde ao valor de duração de uma interrupção durante a qual o valor de potência é igual ao valor de pico do diagrama de cargas do ano em que o incidente ocorre.

No quadro, que a seguir se apresenta, encontra-se estabelecida a correspondência entre os graus de severidade e os correspondentes valores de Minutos-Sistema.

<b>Grau de severidade</b>	<b>Minutos-Sistema</b>
0	Inferior a 1 minuto
1	De 1 a 9 minutos
2	De 10 a 99 minutos
3	Superior ou igual a 100 minutos

### **II.3 NORMA NP EN 50 160**

De acordo com o artigo 18.º do RQS, em condições normais de exploração, as características da onda de tensão de alimentação no ponto de entrega ao cliente, devem respeitar em BT e MT o disposto na norma NP EN 50 160.

De seguida é apresentado um resumo da versão desta norma em vigor em 2002.

#### **CAMPO DE APLICAÇÃO**

A norma NP EN 50 160, versão portuguesa da Norma Europeia EN 50 160 de 1999, descreve as características principais da tensão de alimentação por uma rede de distribuição pública para os níveis de MT e BT, no ponto de entrega ao cliente e em condições normais de exploração.

A norma não se aplica nas seguintes situações:

- Exploração em condições de avaria ou em condições provisórias de fornecimento previstas para manter os clientes alimentados durante trabalhos de manutenção ou de construção na rede, ou para limitar a extensão e a duração de uma interrupção de alimentação.
- Não conformidade da instalação ou dos equipamentos dos clientes com as normas aplicáveis ou com as prescrições técnicas de ligação de cargas, incluindo os limites de emissão de perturbações conduzidas.
- Não conformidade das instalações de produção (por exemplo, produtores independentes) com as normas aplicáveis ou com as condições técnicas de interligação com a rede.
- Condições excepcionais, independentes da vontade do fornecedor, tais como:
  - Condições climáticas excepcionais e outras catástrofes naturais.
  - Perturbações provenientes de terceiros.
  - Decisões de autoridades oficiais.
  - Greves.
  - Casos de força maior.
  - Interrupções devidas a causas externas.

As características da tensão, mesmo em condições normais de exploração, estão sujeitas a variações devidas nomeadamente a: modificações da rede, perturbações geradas por equipamentos e aparecimento de defeitos devido a causas externas. Essas variações ocorrem de forma aleatória, no tempo e no espaço.

Por este motivo, as características da tensão são avaliadas através de uma abordagem estatística sendo definido para cada uma delas:

- O método de obtenção do valor a medir (ex. valor médio, de pico, algorítmico ou eficaz).
- O método estatístico de avaliação com indicação da probabilidade de não exceder determinado valor (ex.: 95%, 99%....).
- Intervalos de integração para obter um valor elementar de medição (ex.: 10 ms ou 10 s).
- Período de observação (ex.: 1 semana ou 1 ano).

As características da tensão descritas na norma são agrupadas de acordo com a possibilidade de estabelecer ou não valores limites de aceitabilidade da sua ocorrência e grandeza.

De seguida são descritas as condições de medição e referidas as gamas de variação das características da tensão de alimentação de acordo com o estabelecido na norma.

## **CARACTERÍSTICAS DA ALIMENTAÇÃO EM BT E MT**

### **Valores definidos**

#### **Frequência**

A frequência nominal da tensão de alimentação deve ser igual a 50 Hz. Em condições normais de exploração o valor médio da frequência fundamental, medido em intervalos de 10 s, deve estar compreendido entre os seguintes valores:

No caso de redes com ligação síncrona a redes interligadas:

- 50 Hz  $\pm$  1% (ou seja, de 49,5 Hz a 50,5 Hz) durante 95% de um ano.
- 50 Hz + 4% / - 6% (ou seja, de 47 Hz a 52 Hz) durante 100% do tempo.

No caso de redes sem ligação síncrona a redes interligadas:

- 50 Hz  $\pm$  2% (ou seja, de 49 Hz a 51 Hz) durante 95% de uma semana.

50 Hz  $\pm$  15% (ou seja, de 42,5 Hz a 57,5 Hz) durante 100% do tempo.

#### **Amplitude da tensão de alimentação**

A tensão nominal normalizada ( $U_n$ ) para redes de BT é a seguinte:

- $U_n=230$  V entre fase e neutro: no caso de sistemas trifásicos com quatro condutores.
- $U_n=230$  V entre fases: no caso de sistemas trifásicos com três condutores.

Para as redes de MT a amplitude da tensão a considerar é a da tensão declarada ( $U_C$ ).

### **Variações da tensão de alimentação**

Em condições normais de exploração, não considerando as interrupções de alimentação, 95% dos valores eficazes médios de 10 minutos para cada período de uma semana devem estar compreendidos na gama de  $U_n \pm 10\% U_n$  para as redes de BT e  $U_C \pm 10\% U_C$  para as redes de MT.

Em BT, todos os valores eficazes médios de 10 minutos devem situar-se na gama  $U_n + 10\% U_n / - 15\% U_n$ .

### **Variações rápidas da tensão**

Em condições normais de exploração, as variações rápidas da tensão não ultrapassam, em geral, 5%  $U_n$  (em BT) e 4%  $U_C$  (em MT). Em circunstâncias excepcionais é possível ocorrerem variações (com duração muito breve e várias vezes no mesmo dia) que atingem 10%  $U_n$  e 6%  $U_C$  (respectivamente para a BT e MT).

### **Severidade da tremulação**

Em condições normais de exploração, para qualquer período de uma semana, a severidade da tremulação de longa duração causada por flutuações de tensão deve ser inferior ou igual a 1 ( $P_{lt} \leq 1$ ) durante 95% do tempo.

### **Desequilíbrio das tensões de alimentação**

Em condições normais de exploração, para cada período de uma semana, 95% dos valores eficazes médios de 10 minutos da componente inversa das tensões não devem ultrapassar 2% da correspondente componente directa ( $U_{-} \leq 2\%$ ). Em certas regiões em que existam clientes alimentados por linhas parcialmente monofásicas ou bifásicas, podem ocorrer desequilíbrios até 3% nos pontos de entrega trifásicos.

### **Tensões harmónicas**

Em condições normais de exploração, para períodos de uma semana, 95% dos valores eficazes médios de 10 minutos de cada tensão harmónica, não devem exceder os valores indicados no quadro que se segue.

Os valores das tensões harmónicas nos pontos de entrega são expressos em percentagem da tensão nominal ( $U_n$ ) ou tensão declarada ( $U_C$ ).

Em consequência de ressonância, podem surgir tensões mais elevadas para uma determinada tensão harmónica.

Além disso, a distorção harmónica total (THD) da tensão de alimentação, incluindo as harmónicas até à ordem 40, não devem ultrapassar 8%.

Harmónicas Ímpares				Harmónicas Pares	
Não Múltiplos de 3		Múltiplos de 3			
h	U <sub>h</sub> (%)	h	U <sub>h</sub> (%)	h	U <sub>h</sub> (%)
5	6,0	3	5,0	2	2,0
7	5,0	9	1,5	4	1,0
11	3,5	15	0,5	6...24	0,5
13	3,0	21	0,5	>24	0,2
17	2,0	>21	0,2		
19	1,5				
23	1,5				
25	1,5				
>25	0,2+12,5/h				
<b>THD ≤ 8%</b>					

### Tensões inter-harmónicas

Devido à pouca experiência neste domínio, os níveis de tensões inter-harmónicas encontram-se neste momento ainda em estudo não existindo valores estabelecidos.

### Transmissão de sinais de informação na rede

Os valores médios de 3 s das tensões dos sinais transmitidos não devem exceder os valores indicados no gráfico que integra a Norma NP EN 50 160 durante 99% de um dia.

## **Valores indicativos**

### **Cavas (abaixamentos) da tensão de alimentação**

Em condições normais de exploração, o número possível de cavas de tensão pode ir de algumas dezenas a um milhar por ano. A maior parte das cavas dura menos de 1 s e tem uma profundidade inferior a 60% de  $U_n$ . Podem ocorrer, embora raramente, cavas da tensão com amplitude e duração superiores. Em certos locais, é frequente a ocorrência de cavas da alimentação com amplitudes entre 10% e 15% de  $U_n$  ou de  $U_C$  (de acordo com o nível de tensão da rede), em consequência de manobras de ligação e desligação de cargas em instalações de clientes.

### **Interrupções breves da tensão de alimentação**

Quer para as redes de BT quer para as redes de MT, em condições normais de exploração, o número anual de interrupções breves pode variar de algumas dezenas a algumas centenas. A duração de cerca de 70% das interrupções breves é inferior a 1 s.

### **Interrupções longas da tensão de alimentação**

Em condições normais de exploração, a frequência anual das interrupções acidentais de duração superior a 3 minutos pode ser de 10 a 50, conforme as regiões.

### **Sobretensões temporárias entre os condutores activos e a terra**

Em certas condições, um defeito a montante de um transformador pode produzir sobretensões temporárias do lado da BT, enquanto se mantiver a corrente de defeito. As sobretensões não ultrapassam em geral 1,5 vezes o valor eficaz da tensão.

Em relação às redes de MT, o valor previsível das sobretensões temporárias depende do tipo de ligação do neutro à terra. Para redes com neutro ligado à terra, directamente ou por impedância, a sobretensão não deve ultrapassar geralmente 1,7  $U_C$ . Para redes de neutro isolado ou com bobina de extinção, a sobretensão não deve ultrapassar geralmente 2,0  $U_C$ .

**Sobretensões transitórias entre os condutores activos e a terra**

Para redes de BT as sobretensões transitórias não ultrapassam em geral 6 kV de pico, podendo surgir valores mais elevados. O tempo de crescimento pode variar de menos de um microsegundo a alguns milisegundos.

Para as redes de MT não são referidos valores indicativos dos parâmetros das sobretensões transitórias (amplitude e tempo de crescimento).

#### **II.4 ANEXO N.º 2 DO REGULAMENTO DA QUALIDADE DE SERVIÇO - QUALIDADE DA ONDA DE TENSÃO EM AT E MAT**

De acordo com o artigo 18.º do RQS em, condições normais de exploração, as características da onda de tensão de alimentação no ponto de entrega ao cliente devem respeitar em AT e MAT o disposto no Anexo N.º 2 do RQS, que seguidamente se resume:

##### **Valores definidos**

##### **Frequência**

Aplica-se o disposto na NP EN 50 160.

##### **Amplitude da tensão de alimentação**

As tensões nominais normalizadas ( $U_n$ ) pela concessionária da RNT para o transporte e para a entrega a distribuidores vinculados ou clientes directos são as seguintes:

- Redes de MAT: 130 kV, 150 kV, 220 kV e 400 kV.
- Redes de AT: 60 kV.

A tensão declarada ( $U_c$ ) pode ser fixada no âmbito global da RNT ou por ponto de entrega, no intervalo  $U_n \pm 7\% U_n$

##### **Variações da tensão de alimentação**

Em condições normais de exploração, não considerando as interrupções de alimentação, 95% dos valores eficazes médios de 10 minutos para cada período de uma semana devem estar compreendidos no intervalo  $U_c \pm 5\% U_c$ , sem ultrapassar a tensão máxima de serviço das respectivas redes.

##### **Valores indicativos**

##### **Severidade da tremulação**

Os índices de severidade da tremulação devem ser inferiores, com probabilidade de 95%, aos níveis de compatibilidade electromagnética (CEM) indicados na tabela.

O tempo de medida dos indicadores  $P_{st}$  e  $P_{lt}$  deve ser no mínimo de uma semana.

**Níveis de compatibilidade electromagnética**

	Nível de tensão	
	AT	MAT
$P_{st}$	1,0	1,0
$P_{lt}$	1,0	1,0

A concessionária da RNT e os distribuidores vinculados podem usar objectivos internos de qualidade da onda de tensão mais exigentes do que os níveis de compatibilidade electromagnética referidos, sem contudo pôr em causa o princípio da equidade de tratamento dos clientes.

**Desequilíbrio das tensões de alimentação**

Em condições normais de exploração, nas redes de AT e MAT, para cada período de uma semana, 95% dos valores eficazes médios de 10 minutos da componente inversa das tensões não devem ultrapassar 2% da correspondente componente directa.

**Tensões harmónicas**

Para garantir o cumprimento do disposto na NP EN 50 160, recomenda-se que sejam considerados para as redes AT e MAT os níveis de compatibilidade apresentados a título indicativo no quadro seguinte.

**Níveis de compatibilidade electromagnética**

Harmónicas Ímpares						Harmónicas Pares		
Não Múltiplos de 3			Múltiplos de 3					
h	U <sub>h</sub> (%)		h	U <sub>h</sub> (%)		h	U <sub>h</sub> (%)	
	AT	MAT		AT	MAT		AT	MAT
5	3,5	2,0	3	3,0	2,0	2	1,6	1,5
7	3,0	2,0	9	1,1	1,0	4	1,0	1,0
11	2,5	1,5	15	0,3	0,3	6	0,5	0,5
13	2,0	1,5	21	0,2	0,2	8	0,4	0,4
17	1,3	1,0	>21	0,2	0,2	10	0,4	0,4
19	1,1	1,0				12	0,2	0,2
23	1,0	0,7				>12	0,2	0,2
25	1,0	0,7						
>25	0,2+12,5/h	0,2+25/h						
<b>THD<sub>AT</sub> ≤ 8%; THD<sub>MAT</sub> ≤ 3%</b>								

A distorção harmónica total, calculada de acordo com a NP EN 50 160, não deverá exceder 8% para as redes de AT e 3% para as redes de MAT.

Em condições normais de exploração, 95% dos valores eficazes médios de 10 minutos de cada tensão harmónica, medidos nos pontos de entrega (ou, no caso de impossibilidade, no barramento da subestação de alimentação) durante, pelo menos, uma semana não devem exceder os valores acima indicados.

Recomenda-se a consideração do mesmo quadro para os valores indicativos dos níveis de planeamento a reter na determinação dos níveis máximos de emissão dos clientes ou utilizadores da rede. Estes limites deverão ser respeitados, com probabilidade de 99% de não serem excedidos, num período de medida mínimo de uma semana.

**III. INFORMAÇÃO BASE SOBRE QUALIDADE DE SERVIÇO**



**III.1 INFORMAÇÃO SOBRE QUALIDADE DE SERVIÇO NA REDE DE TRANSPORTE**

**INDICADORES GERAIS**

Ano	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
ENF (MWh) <sup>(1)</sup>	493	410	362	378	356	212	2017	254	91,4
SAIFI <sup>(2)</sup>	0,86	0,66	0,47	0,73	1,14	0,96	0,94	0,43	0,28
SAIDI (minutos) <sup>(2)</sup>	10,90	10,10	4,70	16,87	9,84	6,16	24,45	4,84	3,90
SARI (minutos) <sup>(2)</sup>	12,70	15,30	10,00	23,13	8,63	6,40	25,92	11,37	13,75

<sup>(1)</sup>Considera todas as interrupções verificadas na rede

<sup>(2)</sup>Considera todas as interrupções verificadas na rede com duração superior a 1 minuto

Fonte: REN

<b>Ano</b>	<b>TIE<sup>(1)</sup> (min)</b>
1977	51,92
1978	58,62
1979	81,67
1980	21,32
1981	81,13
1982	20,72
1983	30,77
1984	27,72
1985	50,70
1986	14,85
1987	21,75
1988	24,23
1989	57,38
1990	32,60
1991	13,60
1992	8,48
1993	6,75
1994	10,07
1995	7,98
1996	6,79
1997	6,86
1998	6,12
1999	3,22
2000	29,54
2001	3,82
2002	1,35

<sup>(1)</sup>Considera todas as interrupções verificadas na rede

Fonte: REN

**INTERRUPÇÕES**

<b>Ponto de Entrega</b>	<b>Dia (dd/mm)</b>	<b>Hora (hh:mm)</b>	<b>Equipamento</b>	<b>Causa</b>	<b>Tempo de Interrupção (min)</b>	<b>ENF (MWh)</b>
SFE	10/04	17:31	LCFFE1/SSR	Descargas atmosféricas	5,7	4,1
SSR_R (Sobral-Refer)	10/04	17:31	"	"	2,2	0
SMG	17/04	13:56	LMGVR	"	91,0	4,3
SLV	24/06	17:40	LLVRR	Incêndios	8,9	3,2
SLV	01/07	22:51	LLVRM	Nevoeiro ou neblina e poluição	4,9	2,5
SFE	08/08	22:02	LCFFE1/SSR	Incêndios	8,1	5,1
SSR_R (Sobral-Refer)	08/08	22:02	LCFFE1/SSR	Incêndios	4,5	0
SXL2	01/09	05:48	LCGSXL	Nevoeiro ou neblina e poluição	3,2	0,1
SXL2	02/09	00:02	LCGSXL	Nevoeiro ou neblina e poluição	1,0	0
SXL2	02/09	00:14	LCGSXL	Nevoeiro ou neblina e poluição	1,7	0
SSR	29/10	14:17	TR 2 220/60 SSR	Sistemas de protecções	4,0	2,6
SFA	31/10	06:37	REDE DIST S	Causas intrínsecas a outras redes	31,3	15,5
SFE	05/11	17:26	TR 3 220/60 SFE	Erro humano - Conservação, montagens e ensaios	1,9	1,4
SFE	05/11	16:15	TR 3 220/60 SFE	Sistemas de comando e controlo	7,6	5,7
SVM	13/11	16:17	TR 6 220/60 SVM	Electrificação - Conservação, montagens e ensaios	6,7	45,9
SLV	21/11	15:02	LLVCARRICO	Sistemas de comando e controlo	48,1	0,2
SRR	24/12	05:53	TR 4 220/60 SRR	Descargas atmosféricas	3	0,8

Fonte: REN

RESULTADOS DO "PLANO DE MONITORIZAÇÃO DA RNT PARA 2002"

Frequência

Nível de tensão (kV)		Ponto de medição		Frequência				
Un	Uc	Identificação	Fixo (F)/Móvel (M)	Período de medição	Valor máximo registado (Hz)	Desvio máximo superior (%)	Valor mínimo registado (Hz)	Desvio máximo inferior (%)
220		SCF	M	03/05 a 31/05	50,07	0,15	49,95	-0,11
60	63	"	M	"	50,07	0,15	49,95	-0,11
60	64	SCN	M	18/02 a 18/03	50,08	0,15	49,94	-0,11
220		"	M	"	50,07	0,14	49,94	-0,11
60	65	SCT	M	30/04 a 29/05	50,07	0,14	49,93	-0,13
220		"	M	"	50,07	0,14	49,93	-0,13
60	63,7	SCV	M	16/01 a 13/02	50,08	0,16	49,94	-0,12
150		"	M	"	50,08	0,16	49,94	-0,12
60	65	SED	M	30/04 a 28/05	50,07	0,14	49,93	-0,13
150		"	M	"	50,07	0,14	49,93	-0,13
60	63	SEJ	M	21/03 a 18/04	50,08	0,16	49,93	-0,13
220		"	M	"	50,08	0,16	49,93	-0,13
60	64	SGR	M	15/01 a 12/02	50,06	0,13	49,93	-0,14
150		"	M	"	50,06	0,13	49,93	-0,14
60	63	SMG	M	19/03 a 16/04	50,11	0,21	49,93	-0,14
220		"	M	"	50,11	0,21	49,93	-0,14
60	65	SOR	M	18/02 a 18/03	50,08	0,15	49,95	-0,11
150		"	M	"	50,08	0,15	49,95	-0,11
60	65	SRA	M	14/02 a 18/03	50,07	0,15	49,94	-0,11
150		"	M	"	"	"	"	"
400		"	M	"	"	"	"	"
60	66	STR	M	21/03 a 18/04	50,07	0,14	49,94	-0,13
220		"	M	"	"	"	"	"
60	63	SVC	M	03/05 a 31/05	50,07	0,15	49,95	-0,11
220		"	M	"	"	"	"	"
60	64	SVG	M	19/03 a 16/04	50,08	0,16	49,93	-0,13
220		"	M	"	"	"	"	"
60	64	SVI	M	14/02 a 14/03	50,08	0,15	49,94	-0,11
150		"	M	"	"	"	"	"
60	64	SRR	M	15 Jan. a 12 Fev.	50,07	0,13	49,92	-0,17
60	65	SPN	M	21 Nov. a 19 Dez.	50,05	0,10	49,92	-0,17
220		PCCL	M	21 Nov. a 19 Dez.	50,05	0,11	49,92	-0,17
150		SPC	M	21 Nov. a 19 Dez.	50,05	0,11	49,92	-0,17
60	63,5	SRM	M	08 Jan. 2003 a 15 Jan. 2003	50,07	0,15	49,93	-0,14
220		SRM	M	"	50,07	0,15	49,93	-0,14
400		SRM	M	"	50,07	0,15	49,93	-0,14
60	64	SPA	M	08 Jan. 2003 a 15 Jan. 2003	49,94	-0,12	50,07	0,14
150	150	SPA	M	"	49,94	-0,12	50,07	0,14
150		SZR	M	06 Jun. a 04 Jul.	50,06	0,12	49,94	-0,12
60	64	SZR	M	"	50,06	0,12	49,94	-0,12
60	63	SPB	M	06 Jun. a 02 Jul.	50,06	0,12	49,93	-0,14
220		SPB	M	"	50,06	0,12	49,94	-0,12
60	64	SMC	M	05 Jun. a 03 Jul.	50,06	0,13	49,95	-0,10
220		SMC	M	"	50,06	0,12	49,94	-0,12
60	63	SMR	M	05 Jun. a 03 Jul.	50,06	0,12	49,95	-0,10
220		SMR	M	"	50,06	0,12	49,94	-0,12
60	63,5	SET	M	08 Jul. a 04 Ago.	50,06	0,13	49,95	-0,09
150		SET	M	"	50,06	0,12	49,95	-0,09
150		SOQ	M	01 Jul. a 29 Jul.	50,06	0,12	49,94	-0,12
30	30	SSV	M	16 Out. a 13 Nov.	50,07	0,14	49,94	-0,13
30	30	SSV	M	"	50,07	0,14	49,94	-0,13
60	63,8	SSV	M	"	50,07	0,14	49,95	-0,10
150		SSV	M	"	50,07	0,13	49,95	-0,10
220		SSV	M	"	50,07	0,14	49,94	-0,13
60	62,4	SCH	M	17 Out. a 14 Nov.	50,07	0,14	49,95	-0,11
220		SCH	M	"	50,07	0,14	49,95	-0,11
60	62,7	SFF	M	06 Ago. a 03 Set.	50,05	0,10	49,95	-0,09
150		SFF	M	"	50,05	0,10	49,95	-0,09
60	62,8	STJ	M	17 Out. a 14 Nov.	50,07	0,13	49,93	-0,13
220		STJ	M	"	50,07	0,13	49,94	-0,13
60	63	SFR	M	18 Out. a 15 Nov.	50,07	0,14	49,95	-0,10
150		SFR	M	"	50,06	0,13	49,95	-0,10
60	63,3	SFA	M	09 Jul. a 06 Ago.	50,05	0,10	49,96	-0,08
150		SFA	M	"	50,06	0,12	49,94	-0,12
60	63	SER	M	07 Jul. a 30 Jul.	50,06	0,11	49,95	-0,09
150		SER	M	"	50,05	0,10	49,96	-0,09
60	63	SSB	M	06 Ago. a 08 Set.	50,05	0,09	49,95	-0,10
150		SSB	M	"	50,06	0,12	49,94	-0,12
60	64,2	SCG	M	12 Set. a 10 Out.	50,06	0,11	49,93	-0,13

RELATÓRIO DE QUALIDADE DE SERVIÇO - 2002

Nível de tensão (kV)		Ponto de medição		Frequência				
		Identificação	Fixo (F)/Móvel (M)	Período de medição	Valor máximo registrado (Hz)	Desvio máximo superior (%)	Valor mínimo registrado (Hz)	Desvio máximo inferior (%)
Un	Uc							
220		SCG	M	"	50,06	0,11	49,93	-0,13
60	63,5	SBL	M	13 Set. a 11 Out.	50,05	0,09	49,93	-0,14
220		SBL	M	"	50,05	0,09	49,93	-0,14
60	63,5	SFN	M	12 Set. a 10 Out.	50,05	0,10	49,93	-0,14
150		SFN	M	"	50,05	0,10	49,94	-0,12
220		SFN	M	"	-	-	-	-
400		SFN	M	"	50,06	0,12	49,93	-0,13
220		CBT	F	1º Trimestre	50,07	0,14	49,93	-0,15
220		CBT	F	2º Trimestre	50,07	0,15	49,93	-0,14
220		CBT	F	3º Trimestre	50,05	0,10	49,96	-0,09
220		CBT	F	4º Trimestre	50,070	0,14	49,94	-0,13
400		PCPG	F	1º Trimestre	50,07	0,15	49,93	-0,14
400		PCPG	F	2º Trimestre	50,07	0,14	49,95	-0,11
400		PCPG	F	3º Trimestre	50,07	0,13	49,94	-0,11
400		PCPG	F	4º Trimestre	50,06	0,13	49,93	-0,15
400		SFR	F	1º Trimestre	50,07	0,13	49,93	-0,13
400		SFR	F	2º Trimestre	50,06	0,12	49,95	-0,10
400		SFR	F	3º Trimestre	50,05	0,10	49,95	-0,11
400		SFR	F	4º Trimestre	50,07	0,14	49,94	-0,12
400		PCAL	F	1º Trimestre	50,05	0,10	49,93	-0,14
400		PCAL	F	2º Trimestre	50,06	0,12	49,95	-0,10
400		PCAL	F	3º Trimestre	50,07	0,13	49,94	-0,11
400		PCAL	F	4º Trimestre	50,07	0,14	49,94	-0,12
220		SPN	F	1º Trimestre	50,10	0,20	49,93	-0,15
220		SPN	F	2º Trimestre	50,07	0,13	49,93	-0,14
220		SPN	F	3º Trimestre	50,05	0,10	49,95	-0,11
220		SPN	F	4º Trimestre	50,07	0,14	49,94	-0,12
220		SAM	F	1º Trimestre	50,10	0,21	49,95	-0,09
220		SAM	F	2º Trimestre	50,08	0,15	49,94	-0,11
220		SAM	F	3º Trimestre	50,06	0,11	49,94	-0,11
220		SAM	F	4º Trimestre	50,06	0,12	49,94	-0,12
60	62,9	SAM	F	1º Trimestre	-	-	-	-
60	62,9	SAM	F	2º Trimestre	50,08	0,15	49,94	-0,11
60	62,9	SAM	F	3º Trimestre	50,06	0,11	49,94	-0,11
60	62,9	SAM	F	4º Trimestre	50,06	0,12	49,94	-0,12
150		STN	F	1º Trimestre	50,10	0,21	49,95	-0,10
150		STN	F	2º Trimestre	50,06	0,13	49,95	-0,09
150		STN	F	3º Trimestre	50,06	0,12	49,95	-0,11
150		STN	F	4º Trimestre	50,074	0,15	49,935	-0,13
60	63	STN	F	1º Trimestre	-	-	-	-
60	63	STN	F	2º Trimestre	50,06	0,13	49,95	-0,09
60	63	STN	F	3º Trimestre	50,06	0,12	49,95	-0,11
60	63	STN	F	4º Trimestre	50,074	0,15	49,935	-0,13
400		SSN	F	1º Trimestre	50,06	0,12	49,93	-0,15
400		SSN	F	2º Trimestre	50,08	0,17	49,95	-0,10
400		SSN	F	3º Trimestre	50,05	0,11	49,96	-0,07
400	410	SSN	F	4º Trimestre	50,074	0,15	49,934	-0,13
60	61,7	SSN	F	1º Trimestre	50,06	0,12	49,93	-0,15
60	61,7	SSN	F	2º Trimestre	50,06	0,12	49,95	-0,11
60	61,7	SSN	F	3º Trimestre	50,05	0,11	49,96	-0,07
60	61,7	SSN	F	4º Trimestre	50,074	0,15	49,935	-0,13
150		SSN	F	1º Trimestre	-	-	-	-
150		SSN	F	2º Trimestre	50,08	0,17	49,95	-0,10
150		SSN	F	3º Trimestre	50,05	0,11	49,96	-0,07
150		SSN	F	4º Trimestre	50,074	0,15	49,934	-0,13
400		SRR	F	1º Trimestre	50,10	0,21	49,95	-0,10
400		SRR	F	2º Trimestre	50,06	0,13	49,93	-0,13
400		SRR	F	3º Trimestre	50,06	0,12	49,94	-0,12
400		SRR	F	4º Trimestre	50,07	0,15	49,94	-0,13
220		SRR	F	1º Trimestre	-	-	-	-
220		SRR	F	2º Trimestre	50,06	0,13	49,93	-0,13
220		SRR	F	3º Trimestre	50,06	0,12	49,94	-0,12
220		SRR	F	4º Trimestre	50,07	0,15	49,94	-0,13
400		SPM	F	1º Trimestre	50,10	0,21	49,93	-0,14
400		SPM	F	2º Trimestre	50,06	0,13	49,95	-0,09
400		SPM	F	3º Trimestre	50,06	0,11	49,96	-0,09
400		SPM	F	4º Trimestre	50,07	0,13	49,93	-0,14
150		SPM	F	1º Trimestre	-	-	-	-

RELATÓRIO DE QUALIDADE DE SERVIÇO - 2002

Nível de tensão (kV)		Ponto de medição		Frequência				
		Identificação	Fixo (F)/Móvel (M)	Período de medição	Valor máximo registado (Hz)	Desvio máximo superior (%)	Valor mínimo registado (Hz)	Desvio máximo inferior (%)
Un	Uc							
150		SPM	F	2º Trimestre	50,06	0,13	49,95	-0,09
150		SPM	F	3º Trimestre	50,06	0,11	49,96	-0,09
150		SPM	F	4º Trimestre	50,07	0,13	49,93	-0,14
220		SPR	F	1º Trimestre	-	-	-	-
220		SPR	F	2º Trimestre	50,07	0,15	49,95	-0,10
220		SPR	F	3º Trimestre	50,06	0,11	49,95	-0,11
220		SPR	F	4º Trimestre	50,06	0,13	49,94	-0,12
150		SPR	F	1º Trimestre	-	-	-	-
150		SPR	F	2º Trimestre	50,07	0,15	49,95	-0,10
150		SPR	F	3º Trimestre	50,06	0,11	49,95	-0,11
150		SPR	F	4º Trimestre	50,06	0,13	49,94	-0,12
60	64,3	SPR	F	1º Trimestre	50,07	0,13	49,95	-0,11
60	64,3	SPR	F	2º Trimestre	50,07	0,15	49,95	-0,10
60	64,3	SPR	F	3º Trimestre	50,06	0,11	49,95	-0,11
60	64,3	SPR	F	4º Trimestre	50,06	0,13	49,94	-0,12
220		SVM	F	1º Trimestre	50,06	0,13	49,95	-0,10
220		SVM	F	2º Trimestre	50,07	0,15	49,95	-0,10
220		SVM	F	3º Trimestre	50,05	0,11	49,96	-0,07
220		SVM	F	4º Trimestre	50,09	0,17	49,93	-0,14
150		SVM	F	1º Trimestre	50,06	0,13	49,95	-0,10
150		SVM	F	2º Trimestre	50,07	0,15	49,95	-0,10
150		SVM	F	3º Trimestre	50,05	0,10	49,96	-0,07
150		SVM	F	4º Trimestre	50,08	0,17	49,93	-0,15
60	64	SVM	F	1º Trimestre	-	-	-	-
60	64	SVM	F	2º Trimestre	50,07	0,15	49,95	-0,10
60	64	SVM	F	3º Trimestre	50,05	0,11	49,96	-0,07
60	64	SVM	F	4º Trimestre	50,09	0,17	49,93	-0,14

Fonte: REN

Valor eficaz de tensão

Ponto de medição			Amplitude da tensão						
Nível de tensão (kV)		Identificação	Fixo/móvel	Período de medição	Fase	Umin (kV)	Umin (%)	Umax (kV)	Umax (%)
Un	Uc								
220	63	SCF	M	29 Abril a 26 Maio	0-4	224,5	-0,5	242,7	10,3
					4-8	223,6	-1,0	242,0	10,0
					8-0	224,1	-1,1	242,0	10,0
60	63	SCF	M	"	0-4	61,0	-3,1	64,8	2,8
					4-8	60,8	-3,5	64,7	2,7
					8-0	60,8	-3,5	64,8	2,8
60	64	SCN	M	18 Fev. a 17 Março	0-4	63,3	-1,1	65,7	2,7
					4-8	63,5	-0,8	65,9	3,0
					8-0	63,5	-0,8	65,8	2,9
220	64	SCN	M	"	0-4	233,0	5,1	242,4	10,2
					4-8	233,3	5,3	242,5	10,2
					8-0	233,6	5,4	242,7	10,3
60	65	SCT	M	29 Abril a 26 Maio	0-4	64,5	-0,8	66,0	1,5
					4-8	64,6	-0,7	66,1	1,6
					8-0	64,7	-0,5	66,1	1,8
220	65	SCT	M	"	0-4	233,1	6,0	240,3	9,2
					4-8	233,3	6,1	240,4	9,3
					8-0	233,8	6,3	240,9	9,5
60	63,7	SCV	M	29 Abril a 26 Maio	0-4	61,5	-3,4	64,7	1,6
					4-8	61,7	-3,2	65,1	2,2
					8-0	61,5	-3,4	65,0	2,0
150	63,7	SCV	M	"	0-4	150,8	-1,5	160,7	7,2
					4-8	151,1	-1,5	161,4	7,6
					8-0	151,1	-1,7	161,5	7,7
60	65	SED	M	29 Abril a 26 Maio	0-4	63,1	-2,9	65,5	0,7
					4-8	63,8	-1,8	66,2	1,9
					8-0	63,8	-1,9	66,3	2,0
150	65	SED	M	"	0-4	156,1	1,5	162,7	8,4
					4-8	156,6	1,9	163,1	8,7
					8-0	155,7	1,2	162,3	8,2
60	63	SEJ	M	25 Março a 21 Abril	0-4	60,8	-3,5	65,4	3,8
					4-8	60,6	-3,8	65,2	3,5
					8-0	60,8	-3,4	65,4	3,9
220	63	SEJ	M	"	0-4	232,3	3,7	241,6	9,8
					4-8	232,5	3,7	241,7	9,9
					8-0	232,3	3,8	241,6	9,8
60	64	SGR	M	14 Jan. a 10 Fev.	0-4	62,8	-1,9	64,8	1,2
					4-8	62,7	-2,0	64,7	1,1
					8-0	62,8	-1,8	64,8	1,2
150	64	SGR	M	"	0-4	156,0	2,1	163,7	9,1
					4-8	155,9	2,1	163,5	9,0
					8-0	156,2	2,3	163,7	9,1
60	63	SMG	M	25 Março a 21 Abril	0-4	62,5	-0,7	64,2	1,9
					4-8	62,3	-1,1	64,0	1,6
					8-0	62,7	-0,4	64,4	2,2
220	63	SMG	M	"	0-4	236,9	7,7	241,6	9,8
					4-8	236,1	7,3	240,9	9,5
					8-0	237,7	8,0	242,4	10,2
60	65	SOR	M	18 Fev. a 17 Março	0-4	64,1	-1,4	66,0	1,6
					4-8	64,0	-1,5	66,0	1,5
					8-0	64,3	-1,0	66,2	1,9
150	65	SOR	M	"	0-4	150,2	-2,7	162,4	8,2
					4-8	150,2	-2,7	162,1	8,1
					8-0	150,8	-2,2	162,7	8,5
60	65	SRA	M	14 Jan. a 17 Março	0-4	63,1	-3,0	66,6	2,4
					4-8	63,1	-2,9	66,6	2,5
					8-0	63,2	-2,7	66,7	2,6
150	65	SRA	M	"	0-4	155,7	2,1	164,2	9,5
					4-8	156,0	2,5	164,6	9,8
					8-0	156,3	2,5	164,8	9,9
400	65	SRA	M	"	0-4	399,1	-1,3	414,4	3,6
					4-8	399,8	-1,0	415,4	3,9
					8-0	399,8	-1,3	414,4	3,6
60	65	SPN	M	21 Nov. a 19 Dez.	0-4	64,1	-1,3	65,8	1,2
					4-8	64,4	-1,0	66,0	1,6
					8-0	64,5	-0,8	66,0	1,6
220	65	PCCL	M	21 Nov. a 19 Dez.	0-4	232,4	5,7	238,5	8,4
					4-8	232,5	5,7	238,6	8,6
					8-0	233,0	5,9	238,9	8,6

RELATÓRIO DE QUALIDADE DE SERVIÇO - 2002

Ponto de medição				Amplitude da tensão					
Nível de tensão (kV)		Identificação	Fixo/móvel	Período de medição	Fase	Umin (kV)	Umin (%)	Umax (kV)	Umax (%)
Un	Uc								
150		SPC	M	21 Nov. a 19 Dez.	0-4 4-8 8-0	159,4 159,5 160,5	6,3 6,4 7,0	163,1 163,3 164,0	8,7 9,3 9,3
60	63,5	SRM	M	08 Jan. 2003 a 15 Jan. 2003	0-4 4-8 8-0	62,3 62,4 62,7	-1,9 -1,7 -1,2	63,7 63,9 64,2	0,3 1,0 1,0
220		SRM	M	08 Jan. 2003 a 15 Jan. 2003	0-4 4-8 8-0	222,0 221,8 223,3	0,9 0,8 1,5	227,0 227,0 228,3	3,2 3,8 3,8
400		SRM	M	08 Jan. 2003 a 15 Jan. 2003	0-4 4-8 8-0	402,9 403,5 406,4	0,7 0,9 1,6	410,9 410,8 414,5	2,7 3,6 3,6
60	64	SPA	M	08 Jan. 2003 a 15 Jan. 2003	0-4 4-8 8-0	62,4 62,3 62,7	-2,6 -2,7 -2,0	64,3 64,3 64,8	0,5 1,3 1,3
150	150	SPA	M	"	0-4 4-8 8-0	151,9 151,4 152,2	1,3 0,9 1,4	155,2 154,7 155,7	3,5 3,8 3,8
60	66	STR	M	25 Março a 21 Abril	0-4 4-8 8-0	65,4 65,5 65,4	-0,9 -0,7 -0,8	67,1 67,2 67,2	1,6 1,8 1,8
220		STR	M	"	0-4 4-8 8-0	233,5 233,7 234,0	6,1 6,2 6,4	239,8 240,0 240,3	9,0 9,1 9,2
60	63	SVC	M	14 Jan. a 10 Fev.	0-4 4-8 8-0	63,5 63,8 63,7	0,7 1,2 1,1	66,3 66,8 66,5	5,2 6,0 5,5
220		SVC	M	"	0-4 4-8 8-0	222,9 222,2 222,6	-1,4 -1,6 -1,8	242,8 242,1 242,2	10,4 10,1 10,1
60	64	SVG	M	25 Março a 21 Abril	0-4 4-8 8-0	64,2 64,3 64,5	0,3 0,5 0,8	66,4 66,5 66,8	3,8 4,0 4,3
220		SVG	M	"	0-4 4-8 8-0	237,9 237,4 237,7	7,0 6,7 6,9	244,7 244,5 244,6	11,2 11,1 11,2
60	64	SVI	M	18 Fev. a 17 Março	0-4 4-8 8-0	62,5 62,3 62,2	-2,3 -2,6 -2,8	66,4 66,2 66,1	3,8 3,4 3,3
150		SVI	M	"	0-4 4-8 8-0	151,6 151,9 152,1	-1,5 -1,3 -1,3	162,7 163,0 163,0	8,5 8,6 8,6
60	64	SRR	M	15 Jan. a 12 Fev.	0-4 4-8 8-0	50,2 50,3 50,4	-0,4 -0,4 -0,3	66,2 66,3 66,3	3,2 3,3 3,4
150		SZR	M	06 Jun. a 04 Jul.	0-4 4-8 8-0	152,2 151,7 152,0	1,5 1,2 1,3	156,6 156,2 156,4	4,4 4,1 4,2
60	64	SZR	M	"	0-4 4-8 8-0	62,8 61,8 62,0	-1,9 -3,4 -3,1	64,6 63,7 63,8	1,0 -0,5 -0,3
60	63	SPB	M	06 Jun. a 02 Jul.	0-4 4-8 8-0	61,3 61,4 61,3	-2,7 -2,6 -2,7	64,1 64,1 63,9	1,7 1,7 1,5
220		SPB	M	"	0-4 4-8 8-0	218,4 218,7 219,7	-0,7 -0,6 -0,2	229,6 229,9 230,7	4,4 4,5 4,9
60	64	SMC	M	05 Jun. a 03 Jul.	0-4 4-8 8-0	62,9 63,0 63,3	-1,7 -1,6 -1,1	64,7 64,7 65,0	1,0 1,2 1,6
220		SMC	M	"	0-4 4-8 8-0	224,8 224,7 225,8	2,2 2,1 2,6	232,2 231,9 233,0	5,5 5,4 5,9
60	63	SMR	M	05 Jun. a 03 Jul.	0-4 4-8 8-0	63,0 63,1 63,4	0,0 0,1 0,7	64,7 64,7 65,1	2,6 2,7 3,3
220		SMR	M	"	0-4 4-8 8-0	223,7 223,5 224,7	1,7 1,6 2,1	232,1 231,9 232,9	5,5 5,4 5,9

RELATÓRIO DE QUALIDADE DE SERVIÇO - 2002

Ponto de medição				Amplitude da tensão					
Nível de tensão (kV)		Identificação	Fixo/móvel	Período de medição	Fase	Umin (kV)	Umin (%)	Umax (kV)	Umax (%)
Un	Uc								
60	63,5	SET	M	08 Jul. a 04 Ago.	0-4	62,1	-2,3	64,2	1,1
150					4-8	61,7	-2,9	64,2	1,1
					8-0	61,8	-2,7	64,2	1,1
150	SET	M	"	0-4	143,1	-4,6	154,7	3,1	
				4-8	141,7	-5,5	154,7	3,1	
				8-0	141,9	-5,4	154,6	3,1	
150	SOQ	M	01 Jul. a 29 Jul.	0-4	150,6	0,4	155,9	3,9	
4-8				151,5	1,0	156,9	4,6		
8-0				152,1	1,4	157,4	5,0		
30	30	SSV	M	16 Out. a 13 Nov.	0-4	30,8	2,5	32,4	7,9
30	30				4-8	30,7	2,3	32,3	8,7
					8-0	30,9	3,1	32,6	8,7
60	63,8	SSV	M	"	0-4	31,3	4,3	32,2	7,2
					4-8	31,2	4,0	32,1	8,0
					8-0	31,5	5,0	32,4	8,0
150	150	SSV	M	"	0-4	62,8	-1,6	64,6	1,2
					4-8	62,7	-1,7	64,6	1,2
					8-0	63,0	-1,3	64,7	1,5
220	220	SSV	M	"	0-4	148,2	-1,2	153,3	2,2
					4-8	148,0	-1,3	153,2	2,5
					8-0	148,6	-0,9	153,7	2,5
60	62,4	SCH	M	17 Out. a 14 Nov.	0-4	61,5	-1,5	62,8	0,6
					4-8	61,9	-0,7	63,3	1,4
					8-0	62,0	-0,7	63,3	1,4
220	SCH	M	"	0-4	217,1	-1,3	226,2	2,8	
				4-8	217,2	-1,3	226,6	3,1	
				8-0	218,0	-0,9	226,8	3,1	
60	62,7	SFF	M	06 Ago. a 03 Set.	0-4	62,0	-1,1	63,7	1,6
4-8					62,5	-0,4	64,2	2,4	
8-0					62,5	-0,3	64,2	2,4	
150	SFF	M	"	0-4	149,0	-0,7	153,8	2,5	
				4-8	148,8	-0,8	153,8	2,9	
				8-0	149,6	-0,3	154,3	2,9	
60	62,8	STJ	M	17 Out. a 14 Nov.	0-4	61,6	-1,9	63,6	1,3
4-8					61,6	-1,9	63,5	1,1	
8-0					61,6	-1,9	63,5	1,1	
220	STJ	M	"	0-4	214,6	-2,4	226,0	2,7	
				4-8	214,6	-2,5	226,4	3,3	
				8-0	216,0	-1,8	227,2	3,3	
60	63	SFR	M	18 Out. a 15 Nov.	0-4	63,7	1,1	65,3	3,6
4-8					63,9	1,4	65,4	4,3	
8-0					64,2	1,9	65,7	4,3	
150	SFR	M	"	0-4	156,9	4,6	159,6	6,4	
				4-8	157,2	4,8	160,0	7,2	
				8-0	158,0	5,3	160,8	7,2	
60	63,3	SFA	M	09 Jul. a 06 Ago.	0-4	62,2	-1,8	63,4	0,2
4-8					62,3	-1,5	63,6	0,5	
8-0					62,0	-2,1	63,2	-0,1	
150	SFA	M	"	0-4	145,6	-3,0	156,2	4,1	
				4-8	145,9	-2,8	155,6	3,8	
				8-0	145,6	-2,9	155,8	3,9	
60	63	SER	M	07 Jul. a 30 Jul.	0-4	61,5	-2,4	64,1	1,8
4-8					61,5	-2,5	64,2	1,9	
8-0					61,6	-2,2	64,3	2,1	
150	SER	M	"	0-4	147,4	-1,7	155,1	3,4	
				4-8	147,0	-2,0	155,0	3,3	
				8-0	147,0	-2,0	154,9	3,3	
60	63	SSB	M	06 Ago. a 08 Set.	0-4	62,2	-1,3	63,6	1,0
4-8					62,3	-1,2	63,7	1,1	
8-0					62,4	-1,0	63,8	1,3	
150	SSB	M	"	0-4	147,9	-1,4	153,7	2,5	
				4-8	147,7	-1,5	153,7	2,5	
				8-0	148,7	-0,9	154,6	3,1	

RELATÓRIO DE QUALIDADE DE SERVIÇO - 2002

Ponto de medição				Amplitude da tensão					
Nível de tensão (kV)		Identificação	Fixo/móvel	Período de medição	Fase	Umin (kV)	Umin (%)	Umax (kV)	Umax (%)
Un	Uc								
60	64,2	SCG	M	12 Set. a 10 Out.	0-4	60,8	-5,3	62,2	-3,2
220					4-8	60,8	-5,3	62,2	-3,2
					8-0	60,7	-5,4	62,1	-3,3
220	SCG	M	"	0-4	220,0	0,0	225,4	2,5	
				4-8	220,2	0,1	225,7	2,6	
				8-0	219,9	-0,1	225,1	2,3	
60	63,5	SBL	M	13 Set. a 11 Out.	0-4	62,4	-1,7	64,9	2,3
220					4-8	62,5	-1,5	65,0	2,4
					8-0	62,6	-1,3	65,1	2,6
220	SBL	M	"	0-4	218,1	-0,9	227,2	3,3	
				4-8	218,4	-0,7	227,5	3,4	
				8-0	218,2	-0,8	227,3	3,3	
60	63,5	SFN	M	12 Set. a 10 Out.	0-4	61,7	-2,9	63,7	0,3
150					4-8	61,6	-3,0	63,6	0,1
					8-0	61,5	-3,2	63,5	-0,1
220	SFN	M	"	0-4	148,0	-1,3	152,1	1,4	
				4-8	148,2	-1,2	152,2	1,5	
				8-0	148,3	-1,1	152,5	1,7	
400	SFN	M	"	0-4	219,7	-0,2	225,4	2,4	
				4-8	-	-	-	-	
				8-0	-	-	-	-	
220	CBT	F	1º Trimestre	0	410,4	2,6	418,1	4,5	
				4	407,7	2,5	420,2	5,1	
				8	407,7	1,9	414,8	3,7	
220	CBT	F	2º Trimestre	0	237,8	8,1	243,1	10,5	
				4	237,6	8,0	245,2	11,5	
				8	236,2	7,3	241,3	9,7	
220	CBT	F	3º Trimestre	0	235,4	7,0	241,4	9,7	
				4	234,6	6,6	241,5	9,8	
				8	233,9	6,3	239,7	8,9	
220	CBT	F	4º Trimestre	0	236,6	-0,2	241,3	1,8	
				4	235,3	-0,6	240,0	1,2	
				8	235,3	-0,7	239,9	1,2	
400	PCPG	F	1º Trimestre	0	407,5	1,9	415,9	4,0	
				4	409,3	2,1	416,8	4,2	
				8	409,3	2,3	417,9	4,5	
400	PCPG	F	2º Trimestre	0	409,7	2,4	415,7	3,9	
				4	410,3	2,6	416,4	4,1	
				8	411,4	2,9	417,3	4,3	
400	PCPG	F	3º Trimestre	0	401,9	0,5	415,4	3,9	
				4	402,4	0,6	417,1	4,3	
				8	403,4	0,8	416,6	4,2	
400	PCPG	F	4º Trimestre	0	406,9	-0,8	414,2	1,0	
				4	407,7	-1,1	412,8	1,2	
				8	407,7	-0,6	414,9	1,2	
400	SFR	F	1º Trimestre	0	411,5	2,9	419,0	4,8	
				4	413,3	2,4	418,4	4,6	
				8	413,3	3,3	421,1	5,3	
400	SFR	F	2º Trimestre	0	410,1	2,5	418,4	4,6	
				4	409,2	2,3	417,3	4,3	
				8	412,2	3,0	420,2	5,1	
400	SFR	F	3º Trimestre	0	409,3	2,3	416,0	4,0	
				4	407,2	1,8	414,6	3,6	
				8	410,9	2,7	417,8	4,4	
400	SFR	F	4º Trimestre	0	410,2	-0,7	416,1	0,8	
				4	411,5	-0,8	415,8	1,1	
				8	411,5	-0,4	417,7	1,1	
400	PCAL	F	1º Trimestre	0	403,6	0,9	412,5	3,1	
				4	399,4	-0,1	409,3	2,3	
				8	399,7	-0,1	409,3	2,3	
400	PCAL	F	2º Trimestre	0	404,8	1,2	417,4	4,3	
				4	400,3	0,1	414,8	3,7	
				8	400,4	0,1	414,3	3,6	
400	PCAL	F	3º Trimestre	0	394,7	-1,3	412,7	3,2	
				4	390,5	-2,4	409,6	2,4	
				8	391,8	-2,1	410,6	2,7	

RELATÓRIO DE QUALIDADE DE SERVIÇO - 2002

Ponto de medição				Amplitude da tensão					
Nível de tensão (kV)		Identificação	Fixo/móvel	Período de medição	Fase	Umin (kV)	Umin (%)	Umax (kV)	Umax (%)
Un	Uc								
400		PCAL	F	4º Trimestre	0	400,7	0,2	410,6	2,6
					4	397,7	-0,9	406,9	2,1
					8	397,7	-0,6	408,2	2,1
220		SPN	F	1º Trimestre	0	234,9	6,8	240,1	9,1
					4	235,9	6,7	238,9	8,6
					8	235,9	7,2	240,8	9,5
220		SPN	F	2º Trimestre	0	235,8	7,2	242,0	10,0
					4	235,5	7,0	241,6	9,8
					8	237,0	7,7	242,9	10,4
220		SPN	F	3º Trimestre	0	234,1	6,4	240,5	9,3
					4	233,3	6,0	239,4	8,8
					8	234,4	6,6	240,8	9,5
220		SPN	F	4º Trimestre	0	235,8	-0,5	240,0	1,3
					4	234,7	-1,0	238,8	0,8
					8	234,7	-1,0	238,9	0,8
220		SAM	F	1º Trimestre	0-4	216,9	-1,4	225,7	2,6
					4-8	216,1	-1,8	225,0	2,3
					8-0	215,9	-1,9	225,0	2,3
220		SAM	F	2º Trimestre	0-4	218,5	-0,7	226,6	3,0
					4-8	218,2	-0,8	226,4	2,9
					8-0	218,2	-0,8	226,2	2,8
220		SAM	F	3º Trimestre	0-4	205,5	-6,6	227,5	3,4
					4-8	216,1	-1,8	227,8	3,6
					8-0	216,0	-1,8	227,9	3,6
220		SAM	F	4º Trimestre	0-4	217,0	-2,7	227,0	1,8
					4-8	216,2	-3,0	226,8	1,8
					8-0	216,2	-3,1	226,9	1,8
60	62,9	SAM	F	1º Trimestre	0-4	61,0	-3,0	63,2	0,5
					4-8	61,0	-3,1	63,2	0,4
					8-0	61,4	-2,4	63,5	0,9
60	62,9	SAM	F	2º Trimestre	0-4	60,9	-3,1	63,2	0,5
					4-8	60,9	-3,2	63,2	0,4
					8-0	61,2	-2,7	63,4	0,8
60	62,9	SAM	F	3º Trimestre	0-4	60,6	-3,6	62,3	-0,9
					4-8	60,6	-3,7	62,3	-1,0
					8-0	60,9	-3,2	62,6	-0,4
60	62,9	SAM	F	4º Trimestre	0-4	60,4	-4,0	62,5	-0,6
					4-8	60,4	-4,0	62,5	-0,2
					8-0	60,7	-3,5	62,8	-0,2
150		STN	F	1º Trimestre	0-4	149,8	-0,1	156,1	4,1
					4-8	149,0	-0,7	155,7	3,8
					8-0	149,8	-0,2	156,3	4,2
150		STN	F	2º Trimestre	0-4	149,0	-0,7	156,3	4,2
					4-8	148,0	-1,3	155,8	3,9
					8-0	148,7	-0,9	156,6	4,4
150		STN	F	3º Trimestre	0-4	152,2	1,5	157,5	5,0
					4-8	152,0	1,3	157,3	4,9
					8-0	152,4	1,6	157,9	5,2
150		STN	F	4º Trimestre	0-4	152,9	-1,4	159,1	2,7
					4-8	153,3	-1,6	159,0	3,0
					8-0	153,3	-1,1	159,7	3,0
60	63	STN	F	1º Trimestre	0-4	62,0	-1,6	64,2	1,9
					4-8	62,1	-1,4	64,3	2,1
					8-0	62,3	-1,2	64,4	2,3
60	63	STN	F	2º Trimestre	0-4	62,0	-1,6	64,4	2,2
					4-8	62,1	-1,5	64,5	2,4
					8-0	62,1	-1,4	64,7	2,6
60	63	STN	F	3º Trimestre	0-4	62,2	-1,2	64,5	2,4
					4-8	62,4	-0,9	64,8	2,8
					8-0	62,5	-0,8	64,9	3,0
60	63	STN	F	4º Trimestre	0-4	62,4	-0,9	64,8	2,9
					4-8	62,6	-0,7	65,1	3,3
					8-0	62,8	-0,4	65,2	3,5
400		SSN	F	1º Trimestre	0-4	405,4	1,3	417,1	4,3
					4-8	403,6	1,9	419,4	4,8
					8-0	403,6	0,9	415,2	3,8
400		SSN	F	2º Trimestre	0-4	405,2	1,3	415,8	4,0
					4-8	408,1	2,0	418,4	4,6
					8-0	404,7	1,2	414,9	3,7

RELATÓRIO DE QUALIDADE DE SERVIÇO - 2002

Ponto de medição				Amplitude da tensão					
Nível de tensão (kV)		Identificação	Fixo/móvel	Período de medição	Fase	Umin (kV)	Umin (%)	Umax (kV)	Umax (%)
Un	Uc								
400		SSN	F	3º Trimestre	0-4	398,3	-0,4	414,8	3,7
					4-8	401,0	0,3	416,6	4,1
					8-0	397,1	-0,7	413,2	3,3
400		SSN	F	4º Trimestre	0-4	405,1	-1,2	415,7	1,4
					4-8	403,7	-0,5	418,2	0,9
					8-0	403,7	-1,5	413,8	0,9
150		SSN	F	1º Trimestre	0-4	157,0	4,7	159,2	6,1
					4-8	156,3	5,3	160,3	6,9
					8-0	156,3	4,2	158,8	5,9
150		SSN	F	2º Trimestre	0-4	156,1	4,0	160,5	7,0
					4-8	157,1	4,8	161,4	7,6
					8-0	155,8	3,9	160,0	6,7
150		SSN	F	3º Trimestre	0-4	156,3	4,2	162,2	8,1
					4-8	157,2	4,8	162,8	8,5
					8-0	155,7	3,8	161,3	7,6
150		SSN	F	4º Trimestre	0-4	159,3	-0,4	162,6	1,6
					4-8	158,8	0,2	163,5	1,3
					8-0	158,8	-0,7	162,0	1,3
60	61,7	SSN	F	1º Trimestre	0-4	61,8	0,2	63,0	2,1
					4-8	62,2	0,8	63,4	2,7
					8-0	61,6	-0,2	62,7	1,6
60	61,7	SSN	F	2º Trimestre	0-4	60,6	-1,8	63,1	2,3
					4-8	60,9	-1,3	63,4	2,8
					8-0	60,4	-2,1	63,0	2,1
60	61,7	SSN	F	3º Trimestre	0-4	61,4	-0,6	63,1	2,3
					4-8	61,6	-0,2	63,3	2,7
					8-0	61,1	-1,0	62,8	1,8
60	61,7	SSN	F	4º Trimestre	0-4	60,6	-1,9	63,1	2,3
					4-8	60,8	-1,4	63,4	2,0
					8-0	60,3	-2,2	63,0	2,0
400		SRR	F	1º Trimestre	0-4	400,5	0,1	410,2	2,6
					4-8	402,4	0,6	412,5	3,1
					8-0	403,7	0,9	413,2	3,3
400		SRR	F	2º Trimestre	0-4	401,5	0,4	413,2	3,3
					4-8	404,0	1,0	415,3	3,8
					8-0	404,9	1,2	416,6	4,1
400		SRR	F	3º Trimestre	0-4	391,8	-2,0	409,1	2,3
					4-8	393,7	-1,6	411,5	2,9
					8-0	395,6	-1,1	412,6	3,2
400		SRR	F	4º Trimestre	0-4	398,0	-0,5	409,4	2,4
					4-8	401,6	-0,1	411,6	3,2
					8-0	401,6	0,4	412,9	3,2
220		SRR	F	1º Trimestre	0-4	230,7	4,9	236,3	7,4
					4-8	233,8	6,3	239,6	8,9
					8-0	233,6	6,2	239,3	8,8
220		SRR	F	2º Trimestre	0-4	231,1	5,0	238,4	8,4
					4-8	234,1	6,4	241,8	9,9
					8-0	234,0	6,4	241,8	9,9
220		SRR	F	3º Trimestre	0-4	228,3	3,8	237,3	7,9
					4-8	231,2	5,1	240,4	9,3
					8-0	231,3	5,1	240,5	9,3
220		SRR	F	4º Trimestre	0-4	230,4	-1,1	236,8	1,6
					4-8	233,4	0,1	239,8	2,9
					8-0	233,4	0,2	239,8	2,9
400		SPM	F	1º Trimestre	0-4	401,4	0,4	413,2	3,3
					4-8	400,4	0,1	411,3	2,8
					8-0	400,8	0,2	411,9	3,0
400		SPM	F	2º Trimestre	0-4	405,3	1,3	417,2	4,3
					4-8	404,0	1,0	415,8	4,0
					8-0	405,0	1,3	416,6	4,1
400		SPM	F	3º Trimestre	0-4	397,9	-0,5	412,2	3,1
					4-8	396,2	-0,9	411,0	2,7
					8-0	396,1	-1,0	411,4	2,8
400		SPM	F	4º Trimestre	0-4	406,0	0,3	415,2	2,5
					4-8	403,0	-0,1	414,1	1,7
					8-0	403,0	-0,5	412,1	1,7
150		SPM	F	1º Trimestre	0-4	153,4	2,3	157,4	4,9
					4-8	152,8	1,8	156,6	4,4
					8-0	152,8	1,8	156,8	4,5

RELATÓRIO DE QUALIDADE DE SERVIÇO - 2002

Ponto de medição				Amplitude da tensão					
Nível de tensão (kV)		Identificação	Fixo/móvel	Período de medição	Fase	Umin (kV)	Umin (%)	Umax (kV)	Umax (%)
Un	Uc								
150		SPM	F	2º Trimestre	0-4	153,7	2,5	157,6	5,1
					4-8	153,0	2,0	156,8	4,5
					8-0	153,3	2,2	157,1	4,8
150		SPM	F	3º Trimestre	0-4	150,1	0,1	155,4	3,6
					4-8	149,3	-0,4	154,6	3,1
					8-0	149,3	-0,5	154,8	3,2
150		SPM	F	4º Trimestre	0-4	152,9	-0,1	156,5	2,3
					4-8	151,8	-0,5	155,8	1,5
					8-0	151,8	-0,8	155,3	1,5
220		SPR	F	1º Trimestre	0-4	222,5	1,1	229,8	4,5
					4-8	223,8	1,7	230,9	4,9
					8-0	223,4	1,5	230,6	4,8
220		SPR	F	2º Trimestre	0-4	220,9	0,4	228,9	4,0
					4-8	222,3	1,0	230,0	4,6
					8-0	221,6	0,7	229,5	4,3
220		SPR	F	3º Trimestre	0-4	217,0	-1,4	230,7	4,9
					4-8	218,3	-0,8	231,7	5,3
					8-0	217,8	-1,0	231,5	5,2
220		SPR	F	4º Trimestre	0-4	222,1	-2,2	231,2	1,9
					4-8	222,8	-1,7	232,2	2,1
					8-0	222,8	-1,9	231,8	2,1
150		SPR	F	1º Trimestre	0-4	151,3	0,9	155,8	3,9
					4-8	151,9	1,2	156,1	4,1
					8-0	151,4	0,9	155,7	3,8
150		SPR	F	2º Trimestre	0-4	151,0	0,7	155,3	3,5
					4-8	151,9	1,2	156,0	4,0
					8-0	151,2	0,8	155,5	3,7
150		SPR	F	3º Trimestre	0-4	148,8	-0,8	156,1	4,1
					4-8	149,6	-0,2	156,8	4,5
					8-0	149,1	-0,6	156,3	4,2
150		SPR	F	4º Trimestre	0-4	151,4	-1,7	156,2	1,4
					4-8	151,3	-1,4	156,5	1,2
					8-0	151,3	-1,8	155,9	1,2
60	64,3	SPR	F	1º Trimestre	0-4	62,5	-3,9	64,4	-0,8
					4-8	62,7	-3,6	64,6	-0,7
					8-0	62,7	-3,5	64,7	-0,5
60	64,3	SPR	F	2º Trimestre	0-4	63,1	-1,8	65,0	1,2
					4-8	63,3	-1,6	65,2	1,4
					8-0	63,4	-1,4	65,3	1,5
60	64,3	SPR	F	3º Trimestre	0-4	63,3	-1,6	65,2	1,4
					4-8	63,4	-1,3	65,3	1,6
					8-0	63,6	-1,2	65,4	1,8
60	64,3	SPR	F	4º Trimestre	0-4	63,0	-1,9	65,0	1,1
					4-8	63,2	-1,7	65,0	1,3
					8-0	63,3	-1,6	65,1	1,3
220		SVM	F	1º Trimestre	0-4	230,6	4,8	238,3	8,3
					4-8	231,7	5,3	239,2	8,7
					8-0	232,0	5,5	239,6	8,9
220		SVM	F	2º Trimestre	0-4	232,1	5,5	238,3	8,3
					4-8	233,1	5,9	239,2	8,7
					8-0	233,7	6,2	239,8	9,0
220		SVM	F	3º Trimestre	0-4	231,6	5,3	237,4	7,9
					4-8	232,5	5,7	238,3	8,3
					8-0	233,0	5,9	238,9	8,6
220		SVM	F	4º Trimestre	0-4	230,5	-1,9	237,1	0,9
					4-8	231,6	-1,5	238,0	1,5
					8-0	231,6	-1,4	238,5	1,5
150		SVM	F	1º Trimestre	0-4	154,9	3,3	160,5	7,0
					4-8	154,9	3,3	160,4	6,9
					8-0	155,3	3,5	160,8	7,2
150		SVM	F	2º Trimestre	0-4	156,1	4,1	160,3	6,9
					4-8	156,3	4,2	160,3	6,8
					8-0	156,6	4,4	160,7	7,2
150		SVM	F	3º Trimestre	0-4	156,2	4,2	160,4	7,0
					4-8	156,2	4,1	160,3	6,9
					8-0	156,6	4,4	160,7	7,1
150		SVM	F	4º Trimestre	0-4	154,8	-1,4	160,5	2,2
					4-8	154,8	-2,1	159,2	2,2
					8-0	154,8	-1,4	160,5	2,2

RELATÓRIO DE QUALIDADE DE SERVIÇO - 2002

Ponto de medição				Amplitude da tensão					
Nível de tensão (kV)		Identificação	Fixo/móvel	Período de medição	Fase	Umin (kV)	Umin (%)	Umax (kV)	Umax (%)
Un	Uc								
60	64	SVM	F	1º Trimestre	0-4	63,0	-1,5	64,8	1,2
					4-8	62,9	-1,6	64,6	1,0
					8-0	63,1	-1,4	64,8	1,3
60	64	SVM	F	2º Trimestre	0-4	63,3	-1,2	64,9	1,5
					4-8	63,1	-1,3	64,8	1,3
					8-0	63,4	-1,0	65,1	1,6
60	64	SVM	F	3º Trimestre	0-4	63,5	-0,8	65,1	1,8
					4-8	63,3	-1,1	65,0	1,5
					8-0	63,5	-0,7	65,2	1,9
60	64	SVM	F	4º Trimestre	0-4	63,1	-1,3	64,9	1,4
					4-8	63,0	-1,6	64,7	1,5
					8-0	63,2	-1,2	65,0	1,5

Fonte: REN

Tremulação ("flicker")

Nível de tensão (kV)		Ponto de Medição		Severidade de Tremulação			
Un	Uc	Identificação	Fixo (F)/Móvel(M)	Período de medição	Fase	Pst (%)	Plt (%)
220		SCF	M	29 Abril a 26 Maio	0-4	0,20	0,41
					4-8	0,19	0,33
					8-0	0,19	0,45
60	63	SCF	M	"	0-4	0,18	0,43
					4-8	0,17	0,34
					8-0	0,17	0,39
60	64	SCN	M	18 Fev. a 17 Março	0-4	0,41	0,37
					4-8	0,39	0,34
					8-0	0,40	0,36
220		SCN	M	"	0-4	0,45	0,40
					4-8	0,43	0,37
					8-0	0,43	0,39
60	65	SCT	M	29 Abril a 26 Maio	0-4	0,50	0,43
					4-8	0,48	0,41
					8-0	0,48	0,42
220		SCT	M	"	0-4	0,58	0,49
					4-8	0,55	0,47
					8-0	0,56	0,47
60	63,7	SCV	M	29 Abril a 26 Maio	0-4	0,46	0,41
					4-8	0,45	0,40
					8-0	0,45	0,41
150		SCV	M	"	0-4	0,53	0,47
					4-8	0,52	0,45
					8-0	0,52	0,47
60	65	SED	M	29 Abril a 26 Maio	0-4	1,17	0,98
					4-8	1,12	0,95
					8-0	1,15	0,97
150		SED	M	"	0-4	1,20	1,01
					4-8	1,22	1,03
					8-0	1,25	1,05
60	63	SEJ	M	25 Março a 21 Abril	0-4	0,30	0,30
					4-8	0,30	0,29
					8-0	0,29	0,30
220		SEJ	M	"	0-4	0,38	0,34
					4-8	0,37	0,32
					8-0	0,37	0,32
60	64	SGR	M	14 Jan. a 10 Fev.	0-4	0,64	0,53
					4-8	0,62	0,52
					8-0	0,59	0,50
150		SGR	M	"	0-4	0,68	0,59
					4-8	0,68	0,58
					8-0	0,65	0,56
60	63	SMG	M	25 Março a 21 Abril	0-4	0,22	0,21
					4-8	0,24	0,28
					8-0	0,22	0,22
220		SMG	M	"	0-4	0,23	0,22
					4-8	0,24	0,29
					8-0	0,22	0,23
60	65	SOR	M	18 Fev. a 17 Março	0-4	0,60	0,52
					4-8	0,57	0,49
					8-0	0,58	0,50
150		SOR	M	"	0-4	0,67	0,58
					4-8	0,64	0,55
					8-0	0,65	0,56
60	65	SRA	M	14 Jan. a 17 Março	0-4	0,50	0,44
					4-8	0,47	0,41
					8-0	0,48	0,42
150		SRA	M	"	0-4	0,76	0,66
					4-8	0,74	0,62
					8-0	0,73	0,64
400		SRA	M	"	0-4	0,41	0,37
					4-8	0,39	0,34
					8-0	0,39	0,35
60	66	STR	M	25 Março a 21 Abril	0-4	0,37	0,33
					4-8	0,36	0,32
					8-0	0,35	0,31
220		STR	M	"	0-4	0,40	0,35
					4-8	0,39	0,34
					8-0	0,38	0,33

RELATÓRIO DE QUALIDADE DE SERVIÇO - 2002

Nível de tensão (kV)		Ponto de Medição		Severidade de Tremulação			
Un	Uc	Identificação	Fixo (F)/Móvel(M)	Período de medição	Fase	Pst (%)	Plt (%)
60	63						
220		SVC	M	"	4-8	0,23	0,27
					8-0	0,23	0,28
					0-4	0,18	0,28
4-8	0,18	0,30					
8-0	0,17	0,35					
60	64	SVG	M	25 Março a 21 Abril	0-4	0,31	0,30
220		SVG	M	"	4-8	0,31	0,29
					8-0	0,31	0,27
					0-4	0,34	0,30
4-8	0,35	0,32					
8-0	0,32	0,29					
60	64	SVI	M	18 Fev. a 17 Março	0-4	0,57	0,52
150		SVI	M	"	4-8	0,57	0,49
					8-0	0,58	0,52
					0-4	0,65	0,56
4-8	0,62	0,52					
8-0	0,63	0,54					
60	64	SRR	M	15 Jan. a 12 Fev.	0-4	0,61	0,53
					4-8	0,59	0,51
					8-0	0,59	0,51
					0-4	0,20	0,34
60	65	SPN	M	21 Nov. a 19 Dez.	4-8	0,20	0,33
					8-0	0,20	0,43
					0-4	0,20	0,43
					4-8	0,39	0,63
220		PCCL	M	21 Nov. a 19 Dez.	4-8	0,38	0,46
					8-0	0,40	0,64
					0-4	0,16	0,24
					4-8	0,16	0,20
150		SPC	M	21 Nov. a 19 Dez.	8-0	0,16	0,25
					0-4	0,59	0,59
					4-8	0,56	0,56
					8-0	0,58	0,53
60	63,5	SRM	M	08 Jan. 2003 a 15 Jan. 2003	0-4	0,62	0,57
					4-8	0,60	0,51
					8-0	0,63	0,56
					0-4	0,34	0,36
220		SRM	M	08 Jan. 2003 a 15 Jan. 2003	4-8	0,36	0,34
					8-0	0,36	0,34
					0-4	0,27	0,35
					4-8	0,35	0,52
60	64	SPA	M	08 Jan. 2003 a 15 Jan. 2003	8-0	0,29	0,71
					0-4	0,28	0,26
					4-8	0,27	0,26
					8-0	0,30	0,32
150	150	SPA	M	"	0-4	0,16	0,30
					4-8	0,15	0,16
					8-0	0,15	0,15
					0-4	0,31	0,49
150		SZR	M	06 Jun. a 04 Jul.	4-8	0,29	0,28
					8-0	0,28	0,29
					0-4	0,17	0,24
					4-8	0,22	0,19
60	63	SPB	M	06 Jun. a 02 Jul.	8-0	0,18	0,23
					0-4	0,17	0,20
					4-8	0,16	0,17
					8-0	0,17	0,17
220		SPB	M	"	0-4	0,21	0,30
					4-8	0,21	0,33
					8-0	0,20	0,31
					0-4	0,22	0,28
60	64	SMC	M	05 Jun. a 03 Jul.	4-8	0,23	0,31
					8-0	0,22	0,28
					0-4	0,22	0,28
					4-8	0,22	0,28
220		SMC	M	"	0-4	0,22	0,60
					4-8	0,23	0,42
					8-0	0,22	0,54
					0-4	0,24	0,61
60	63	SMR	M	05 Jun. a 03 Jul.	4-8	0,24	0,43
					8-0	0,24	0,43
					0-4	0,23	0,58
					4-8	0,23	0,58
220		SMR	M	"	0-4	0,24	0,61
					4-8	0,24	0,43
					8-0	0,23	0,58
					0-4	0,23	0,58

RELATÓRIO DE QUALIDADE DE SERVIÇO - 2002

Nível de tensão (kV)		Ponto de Medição		Severidade de Tremulação			
Un	Uc	Identificação	Fixo (F)/Móvel(M)	Período de medição	Fase	Pst (%)	Plt (%)
60	63,5	SET	M	08 Jul. a 04 Ago.	0-4 4-8 8-0	0,15 0,16 0,16	0,28 0,27 0,28
150		SET	M	"	0-4 4-8 8-0	0,14 0,15 0,15	0,26 0,26 0,25
150		SOQ	M	01 Jul. a 29 Jul.	0-4 4-8 8-0	0,13 0,16 0,13	0,96 0,70 0,37
30	30	SSV	M	16 Out. a 13 Nov.	0-4 4-8 8-0	0,25 0,25 0,26	0,22 0,22 0,22
30	30	SSV	M	"	0-4 4-8	0,24 0,23	0,23 0,21
60	63,8	SSV	M	"	8-0 0-4 4-8 8-0	0,24 0,35 0,34 0,36	0,21 0,29 0,28 0,30
150	150	SSV	M	"	0-4 4-8 8-0	0,26 0,25 0,26	0,22 0,21 0,22
220	220	SSV	M	"	0-4 4-8 8-0	0,45 0,44 0,46	0,38 0,36 0,38
60	62,4	SCH	M	17 Out. a 14 Nov.	0-4 4-8 8-0	0,37 0,37 0,38	0,33 0,31 0,34
220		SCH	M	"	0-4 4-8 8-0	0,41 0,41 0,42	0,36 0,34 0,36
60	62,7	SFF	M	06 Ago. a 03 Set.	0-4 4-8 8-0	0,18 0,16 0,17	0,24 0,19 0,29
150		SFF	M	"	0-4 4-8 8-0	0,17 0,17 0,17	0,22 0,22 0,29
60	62,8	STJ	M	17 Out. a 14 Nov.	0-4 4-8 8-0	0,34 0,34 0,36	0,28 0,28 0,31
220		STJ	M	"	0-4 4-8 8-0	0,38 0,37 0,39	0,31 0,31 0,32
60	63	SFR	M	18 Out. a 15 Nov.	0-4 4-8 8-0	0,26 0,23 0,20	0,55 0,37 0,47
150		SFR	M	"	0-4 4-8 8-0	0,19 0,20 0,19	0,97 0,32 0,37
60	63,3	SFA	M	09 Jul. a 06 Ago.	0-4 4-8 8-0	0,16 0,22 0,22	0,56 0,71 0,37
150		SFA	M	"	0-4 4-8 8-0	0,15 0,14 0,15	0,32 0,31 0,26
60	63	SER	M	07 Jul. a 30 Jul.	0-4 4-8 8-0	0,23 0,21 0,20	0,53 0,49 0,45
150		SER	M	"	0-4 4-8 8-0	0,19 0,20 0,22	0,41 0,44 0,47
60	63	SSB	M	06 Ago. a 08 Set.	0-4 4-8 8-0	0,14 0,13 0,13	0,53 0,43 0,26
150		SSB	M	"	0-4 4-8 8-0	0,28 0,32 0,29	0,76 1,12 0,82

RELATÓRIO DE QUALIDADE DE SERVIÇO - 2002

Nível de tensão (kV)		Ponto de Medição		Severidade de Tremulação			
Un	Uc	Identificação	Fixo (F)/Móvel(M)	Período de medição	Fase	Pst (%)	Plt (%)
60	64,2	SCG	M	12 Set. a 10 Out.	0-4	0,41	0,59
					4-8	0,43	0,56
					8-0	0,43	0,67
220		SCG	M	"	0-4	0,47	0,40
					4-8	0,45	0,38
					8-0	0,46	0,39
60	63,5	SBL	M	13 Set. a 11 Out.	0-4	0,28	0,85
					4-8	0,31	0,80
					8-0	0,29	0,81
220		SBL	M	"	0-4	0,29	0,53
					4-8	0,29	0,43
					8-0	0,29	0,42
60	63,5	SFN	M	12 Set. a 10 Out.	0-4	0,16	0,17
					4-8	0,16	0,16
					8-0	0,16	0,15
150		SFN	M	"	0-4	0,21	0,18
					4-8	0,20	0,19
					8-0	0,21	0,18
220		SFN	M	"	0-4	0,27	1,03
					4-8	-	-
					8-0	-	-
400		SFN	M	"	0-4	0,20	0,19
					4-8	0,19	0,17
					8-0	0,20	0,19
220		CBT	F	1º Trimestre	0	0,19	0,20
					4	0,19	0,19
					8	0,19	0,19
220		CBT	F	2º Trimestre	0	0,22	0,21
					4	0,22	0,20
					8	0,21	0,20
220		CBT	F	3º Trimestre	0	0,20	0,22
					4	0,21	0,22
					8	0,22	0,21
220		CBT	F	4º Trimestre	0	0,25	0,23
					4	0,24	0,22
					8	0,25	0,23
400		PCPG	F	1º Trimestre	0	0,16	0,16
					4	0,16	0,17
					8	0,16	0,20
400		PCPG	F	2º Trimestre	0	0,17	0,16
					4	0,16	0,16
					8	0,17	0,15
400		PCPG	F	3º Trimestre	0	0,24	0,56
					4	0,23	0,74
					8	0,21	0,60
400		PCPG	F	4º Trimestre	0	0,17	0,24
					4	0,16	0,22
					8	0,17	0,70
400		SFR	F	1º Trimestre	0	0,18	0,18
					4	0,18	0,28
					8	0,18	0,21
400		SFR	F	2º Trimestre	0	0,19	0,18
					4	0,18	0,18
					8	0,18	0,18
400		SFR	F	3º Trimestre	0	-	-
					4	-	-
					8	-	-
400		SFR	F	4º Trimestre	0	-	-
					4	-	-
					8	-	-
400		PCAL	F	1º Trimestre	0	0,33	0,30
					4	0,34	0,30
					8	0,32	0,29
400		PCAL	F	2º Trimestre	0	0,43	0,38
					4	0,42	0,37
					8	0,42	0,39
400		PCAL	F	3º Trimestre	0	0,60	0,96
					4	0,62	0,67
					8	0,49	0,56

RELATÓRIO DE QUALIDADE DE SERVIÇO - 2002

Nível de tensão (kV)		Ponto de Medição		Severidade de Tremulação			
Un	Uc	Identificação	Fixo (F)/Móvel(M)	Período de medição	Fase	Pst (%)	Plt (%)
400		PCAL	F	4º Trimestre	0	0,54	0,54
					4	0,55	0,54
					8	0,52	0,51
220		SPN	F	1º Trimestre	0	0,20	0,20
					4	0,20	0,20
					8	0,20	0,21
220		SPN	F	2º Trimestre	0	0,24	0,22
					4	0,24	0,22
					8	0,23	0,32
220		SPN	F	3º Trimestre	0	0,29	0,37
					4	0,29	0,36
					8	0,29	0,38
220		SPN	F	4º Trimestre	0	0,28	0,26
					4	0,28	0,26
					8	0,28	0,26
220		SAM	F	1º Trimestre	0-4	0,14	0,21
					4-8	0,14	0,26
					8-0	0,14	0,26
220		SAM	F	2º Trimestre	0-4	0,13	0,15
					4-8	0,13	0,19
					8-0	0,14	0,14
220		SAM	F	3º Trimestre	0-4	0,28	0,24
					4-8	0,28	0,24
					8-0	0,27	0,28
220		SAM	F	4º Trimestre	0-4	0,41	0,34
					4-8	0,40	0,33
					8-0	0,40	0,33
60	62,9	SAM	F	1º Trimestre	0-4	-	-
					4-8	-	-
					8-0	-	-
60	62,9	SAM	F	2º Trimestre	0-4	0,15	0,15
					4-8	0,15	0,21
					8-0	0,15	0,16
60	62,9	SAM	F	3º Trimestre	0-4	0,23	0,20
					4-8	0,23	0,21
					8-0	0,23	0,20
60	62,9	SAM	F	4º Trimestre	0-4	0,33	0,28
					4-8	0,33	0,28
					8-0	0,35	0,29
60	63	STN	F	1º Trimestre	0-4	-	-
					4-8	-	-
					8-0	-	-
60	63	STN	F	2º Trimestre	0-4	0,10	0,18
					4-8	0,09	0,14
					8-0	0,09	0,14
60	63	STN	F	3º Trimestre	0-4	0,24	0,57
					4-8	0,22	0,53
					8-0	0,22	0,55
60	63	STN	F	4º Trimestre	0-4	0,21	0,39
					4-8	0,17	0,42
					8-0	0,18	0,46
150		STN	F	1º Trimestre	0-4	0,22	0,36
					4-8	0,23	0,30
					8-0	0,22	0,31
150		STN	F	2º Trimestre	0-4	0,09	0,21
					4-8	0,09	0,13
					8-0	0,09	0,15
150		STN	F	3º Trimestre	0-4	0,22	0,41
					4-8	0,21	0,40
					8-0	0,21	0,42
150		STN	F	4º Trimestre	0-4	0,21	0,41
					4-8	0,17	0,32
					8-0	0,18	0,35
400		SSN	F	1º Trimestre	0-4	0,08	1,73
					4-8	0,08	1,88
					8-0	0,08	1,93
400		SSN	F	2º Trimestre	0-4	0,10	0,09
					4-8	0,10	0,10
					8-0	0,10	0,10

RELATÓRIO DE QUALIDADE DE SERVIÇO - 2002

Nível de tensão (kV)		Ponto de Medição		Severidade de Tremulação			
Un	Uc	Identificação	Fixo (F)/Móvel(M)	Período de medição	Fase	Pst (%)	Plt (%)
400		SSN	F	3º Trimestre	0-4 4-8 8-0	0,15 0,15 0,17	0,21 0,22 0,20
400		SSN	F	4º Trimestre	0-4 4-8 8-0	0,17 0,20 0,20	0,19 0,38 0,37
150		SSN	F	1º Trimestre	0-4 4-8 8-0	- - -	- - -
150		SSN	F	2º Trimestre	0-4 4-8 8-0	0,09 0,09 0,09	0,09 0,10 0,09
150		SSN	F	3º Trimestre	0-4 4-8 8-0	0,17 0,15 0,16	0,27 0,27 0,30
150		SSN	F	4º Trimestre	0-4 4-8 8-0	0,15 0,17 0,18	0,19 0,36 0,46
60	61,7	SSN	F	1º Trimestre	0-4 4-8 8-0	0,07 0,08 0,08	0,44 0,47 0,56
60	61,7	SSN	F	2º Trimestre	0-4 4-8 8-0	0,09 0,09 0,09	0,20 0,18 0,23
60	61,7	SSN	F	3º Trimestre	0-4 4-8 8-0	0,20 0,17 0,16	0,81 0,59 0,80
60	61,7	SSN	F	4º Trimestre	0-4 4-8 8-0	0,15 0,15 0,16	0,17 0,50 0,52
400		SRR	F	1º Trimestre	0-4 4-8 8-0	0,34 0,33 0,32	0,32 0,30 0,28
400		SRR	F	2º Trimestre	0-4 4-8 8-0	0,41 0,40 0,39	0,37 0,35 0,34
400		SRR	F	3º Trimestre	0-4 4-8 8-0	0,52 0,51 0,49	0,61 0,57 0,58
400		SRR	F	4º Trimestre	0-4 4-8 8-0	0,54 0,52 0,52	0,50 0,44 0,47
220		SRR	F	1º Trimestre	0-4 4-8 8-0	- - -	- - -
220		SRR	F	2º Trimestre	0-4 4-8 8-0	0,48 0,47 0,47	0,46 0,42 0,43
220		SRR	F	3º Trimestre	0-4 4-8 8-0	0,55 0,54 0,53	0,56 0,57 0,53
220		SRR	F	4º Trimestre	0-4 4-8 8-0	0,58 0,57 0,57	0,59 0,49 0,56
400		SPM	F	1º Trimestre	0-4 4-8 8-0	0,12 0,12 0,11	0,17 0,20 0,21
400		SPM	F	2º Trimestre	0-4 4-8 8-0	0,11 0,11 0,11	0,10 0,13 0,10
400		SPM	F	3º Trimestre	0-4 4-8 8-0	0,22 0,23 0,21	2,74 2,79 2,60
400		SPM	F	4º Trimestre	0-4 4-8 8-0	0,16 0,16 0,16	0,63 0,19 0,58
150		SPM	F	1º Trimestre	0-4 4-8 8-0	- - -	- - -

RELATÓRIO DE QUALIDADE DE SERVIÇO - 2002

Nível de tensão (kV)		Ponto de Medição		Severidade de Tremulação			
Un	Uc	Identificação	Fixo (F)/Móvel(M)	Período de medição	Fase	Pst (%)	Plt (%)
150		SPM	F	2º Trimestre	0-4 4-8 8-0	0,10 0,11 0,10	0,13 0,17 0,11
150		SPM	F	3º Trimestre	0-4 4-8 8-0	0,25 0,24 0,23	0,82 0,70 0,83
150		SPM	F	4º Trimestre	0-4 4-8 8-0	0,17 0,16 0,16	0,55 0,24 0,50
60	65	SPR	F	1º Trimestre	0-4 4-8 8-0	0,15 0,15 0,15	0,18 0,19 0,21
60	64,3	SPR	F	2º Trimestre	0-4 4-8 8-0	0,19 0,18 0,19	0,17 0,18 0,16
60	64,3	SPR	F	3º Trimestre	0-4 4-8 8-0	0,17 0,18 0,19	0,86 0,28 0,86
60	64,3	SPR	F	4º Trimestre	0-4 4-8 8-0	0,21 0,21 0,22	0,20 0,23 0,25
150		SPR	F	1º Trimestre	0-4 4-8 8-0	- - -	- - -
150		SPR	F	2º Trimestre	0-4 4-8 8-0	0,14 0,14 0,14	0,13 0,13 0,13
150		SPR	F	3º Trimestre	0-4 4-8 8-0	0,15 0,14 0,15	0,79 0,24 0,97
150		SPR	F	4º Trimestre	0-4 4-8 8-0	0,19 0,19 0,20	0,20 0,20 0,25
220		SPR	F	1º Trimestre	0-4 4-8 8-0	0,13 0,12 0,13	0,14 0,14 0,18
220		SPR	F	2º Trimestre	0-4 4-8 8-0	0,15 0,15 0,15	0,14 0,14 0,14
220		SPR	F	3º Trimestre	0-4 4-8 8-0	0,17 0,15 0,17	0,76 0,27 0,98
220		SPR	F	4º Trimestre	0-4 4-8 8-0	0,22 0,21 0,23	0,23 0,22 0,27
220		SVM	F	1º Trimestre	0-4 4-8 8-0	0,53 0,52 0,52	0,46 0,45 0,45
220		SVM	F	2º Trimestre	0-4 4-8 8-0	0,61 0,58 0,60	0,51 0,50 0,51
220		SVM	F	3º Trimestre	0-4 4-8 8-0	0,67 0,67 0,68	0,64 0,74 0,82
220		SVM	F	4º Trimestre	0-4 4-8 8-0	0,67 0,65 0,67	1,64 1,74 1,54
150		SVM	F	1º Trimestre	0-4 4-8 8-0	1,09 1,07 1,07	0,92 0,90 0,88
150		SVM	F	2º Trimestre	0-4 4-8 8-0	1,22 1,17 1,18	1,02 1,00 1,01
150		SVM	F	3º Trimestre	0-4 4-8 8-0	1,33 1,33 1,34	1,15 1,15 1,15
150	157	SVM	F	4º Trimestre	0-4 4-8 8-0	1,60 1,54 1,57	1,37 1,33 1,36

RELATÓRIO DE QUALIDADE DE SERVIÇO - 2002

Nível de tensão (kV)		Ponto de Medição		Severidade de Tremulação			
Un	Uc	Identificação	Fixo (F)/Móvel(M)	Período de medição	Fase	Pst (%)	Plt (%)
60	64	SVM	F	1º Trimestre	0-4 4-8 8-0	- - -	- - -
60	64	SVM	F	2º Trimestre	0-4 4-8 8-0	0,52 0,50 0,51	0,45 0,43 0,45
60	64	SVM	F	3º Trimestre	0-4 4-8 8-0	0,61 0,56 0,58	0,51 0,68 0,74
60	64	SVM	F	4º Trimestre	0-4 4-8 8-0	0,61 0,58 0,59	1,44 1,51 1,33

Fonte: REN

**Distorção harmónica**

Ponto de Medição				Distorção Harmónica								
Nível de tensão(kV)		Identificação	Fixo (F)/Móvel (M)	Período de medição	Fase	3º	5º	7º	12º	14º	18º	DTH (%)
Un	Uc											
220		SCF	M	29 Abril a 26 Maio	0-4	0,27	0,96	0,62				1,05
					4-8	0,19	1,08	0,55				1,14
					8-0	0,19	1,04	0,55				1,10
60	63	SCF	M	"	0-4	0,27	1,00	0,61				1,15
					4-8	0,24	1,01	0,61				1,19
					8-0	0,18	0,94	0,61				1,14
60	64	SCN	M	18 Fev. a 17 Março	0-4	0,20	1,12	0,67				1,27
					4-8	0,18	1,03	0,69				1,20
					8-0	0,07	1,16	0,65				1,30
220		SCN	M	"	0-4	0,21	1,02	0,34				1,07
					4-8	0,12	1,12	0,37				1,16
					8-0	0,11	1,17	0,34				1,21
60	65	SCT	M	29 Abril a 26 Maio	0-4	0,23	0,88	0,78				1,09
					4-8	0,21	0,86	0,79				1,07
					8-0	0,11	0,91	0,76				1,11
220		SCT	M	"	0-4	0,20	0,97	0,37				1,03
					4-8	0,22	1,02	0,42				1,11
					8-0	0,13	1,02	0,36				1,08
60	63,7	SCV	M	29 Abril a 26 Maio	0-4	0,43	1,64	0,47				1,77
					4-8	0,32	1,66	0,44				1,76
					8-0	0,15	1,53	0,47				1,62
150		SCV	M	"	0-4	0,32	1,14	0,61				1,28
					4-8	0,22	1,19	0,59				1,29
					8-0	0,13	1,17	0,60				1,26
60	65	SED	M	29 Abril a 26 Maio	0-4	0,48	1,47	0,53				1,60
					4-8	0,36	1,69	0,51				1,78
					8-0	0,17	1,59	0,56				1,65
150		SED	M	"	0-4	0,18	0,82	0,44				0,94
					4-8	0,21	0,92	0,37				1,00
					8-0	0,15	0,82	0,36				0,91
60	63	SEJ	M	25 Março a 21 Abril	0-4	0,13	3,03	1,12				3,20
					4-8	0,31	3,42	1,14				3,54
					8-0	0,25	3,14	1,14				3,32
220		SEJ	M	"	0-4	0,19	1,44	0,61				1,54
					4-8	0,20	1,51	0,62				1,60
					8-0	0,15	1,52	0,63				1,59
60	64	SGR	M	14 Jan. a 10 Fev.	0-4	0,26	1,41	0,38				1,47
					4-8	0,27	1,44	0,44				1,51
					8-0	0,07	1,46	0,39				1,51
150		SGR	M	"	0-4	0,18	1,19	0,56				1,25
					4-8	0,40	0,92	0,55				1,04
					8-0	0,36	1,10	0,498				1,18
60	63	SMG	M	25 Março a 21 Abril	0-4	0,15	0,82	0,40				0,92
					4-8	0,11	0,85	0,43				0,98
					8-0	0,15	0,86	0,45				0,99
220		SMG	M	"	0-4	0,20	0,55	0,37				0,71
					4-8	0,12	0,65	0,37				0,77
					8-0	0,11	0,58	0,42				0,76
60	65	SOR	M	18 Fev. a 17 Março	0-4	0,21	1,23	0,31				1,28
					4-8	0,20	1,17	0,31				1,22
					8-0	0,06	1,29	0,28				1,31
150		SOR	M	"	0-4	0,21	1,03	0,42				1,11
					4-8	0,18	1,07	0,44				1,13
					8-0	0,07	1,12	0,40				1,16
60	65	SPN	M	21 Nov. a 19 Dez.	0-4	0,20	0,68	0,37				0,73
					4-8	0,12	0,64	0,38				0,68
					8-0	0,14	0,65	0,38				0,69
220		PCCL	M	21 Nov. a 19 Dez.	0-4	0,15	0,82	0,34				0,90
					4-8	0,19	0,86	0,36				0,94
					8-0	0,09	0,85	0,36				0,94
150		SPC	M	21 Nov. a 19 Dez.	0-4	0,08	0,85	0,41				0,95
					4-8	0,15	0,88	0,43				0,99
					8-0	0,13	0,79	0,37				0,88
60	63,5	SRM	M	08 Jan. 2003 a 15 Jan. 2003	0-4	0,22	1,61	0,19				1,63
					4-8	0,21	1,53	0,19				1,55
					8-0	0,10	1,54	0,23				1,56
220		SRM	M	08 Jan. 2003 a 15 Jan. 2003	0-4	0,08	1,97	0,49				1,98
					4-8	0,09	1,91	0,53				1,92
					8-0	0,10	1,89	0,50				1,89

RELATÓRIO DE QUALIDADE DE SERVIÇO - 2002

Ponto de Medição				Distorção Harmônica								
Nível de tensão(kV)		Identificação	Fixo (F)/Móvel (M)	Período de medição	Fase	3°	5°	7°	12°	14°	18°	DTH (%)
Un	Uc											
400		SRM	M	08 Jan. 2003 a 15 Jan. 2003	0-4	0,07	2,18	1,04				2,27
					4-8	0,09	2,26	0,95				2,34
					8-0	0,10	2,17	0,96				2,25
60	65	SRA	M	14 Jan. a 17 Março	0-4	0,19	0,97	0,64				1,07
					4-8	0,14	1,06	0,68				1,12
					8-0	0,07	1,09	0,61				1,14
150		SRA	M	"	0-4	0,18	1,15	0,56				1,25
					4-8	0,15	1,22	0,58				1,31
					8-0	0,08	1,24	0,53				1,31
400		SRA	M	"	0-4	0,18	1,34	0,88				1,55
					4-8	0,13	1,40	0,92				1,64
					8-0	0,13	1,51	0,82				1,69
60	66	STR	M	25 Março a 21 Abril	0-4	0,98	1,14	0,57				2,63
					4-8	0,90	1,19	0,64				2,31
					8-0	1,00	1,21	0,55				2,10
220		STR	M	"	0-4	0,22	1,17	0,49				1,23
					4-8	0,24	1,28	0,51				1,35
					8-0	0,08	1,26	0,51				1,30
60	63	SVC	M	14 Jan. a 10 Fev.	0-4	0,49	1,06	0,67				1,16
					4-8	0,38	1,38	0,66				1,43
					8-0	0,59	1,32	0,61				1,44
220		SVC	M	"	0-4	0,23	1,05	0,59				1,11
					4-8	0,19	1,16	0,53				1,20
					8-0	0,18	1,12	0,52				1,18
60	64	SVG	M	25 Março a 21 Abril	0-4	0,33	0,78	0,27				0,83
					4-8	0,22	0,82	0,23				0,84
					8-0	0,16	0,76	0,24				0,79
220		SVG	M	"	0-4	0,25	1,00	0,43				1,08
					4-8	0,15	1,03	0,45				1,09
					8-0	0,22	1,10	0,48				1,17
60	64	SVI	M	18 Fev. a 17 Março	0-4	0,14	1,00	0,63				1,07
					4-8	0,38	1,03	0,63				1,12
					8-0	0,32	1,11	0,62				1,21
150		SVI	M	"	0-4	0,19	1,04	0,50				1,10
					4-8	0,23	1,04	0,52				1,10
					8-0	0,10	1,09	0,48				1,14
60	64	SRR	M	15 Jan. a 12 Fev.	0-4	0,20	1,08	0,26				1,11
					4-8	0,17	1,12	0,28				1,14
					8-0	0,08	1,17	0,25				1,19
60	64	SPA	M	08 Jan. 2003 a 15 Jan. 2003	0-4	0,17	1,95	0,59				2,00
					4-8	0,08	1,84	0,65				1,90
					8-0	0,19	1,76	0,63				1,84
150	150	SPA	M	"	0-4	0,09	1,70	0,49				1,75
					4-8	0,10	1,61	0,58				1,69
					8-0	0,13	1,55	0,54				1,61
150		SZR	M	06 Jun. a 04 Jul.	0-4	0,22	1,25	0,62				1,46
					4-8	0,12	1,35	0,54				1,45
					8-0	0,20	1,27	0,55				1,39
60	64	SZR	M	"	0-4	0,62	1,00	0,68				1,33
					4-8	0,25	1,17	0,59				1,31
					8-0	0,55	1,05	0,61				1,28
60	63	SPB	M	06 Jun. a 02 Jul.	0-4	0,45	2,03	0,39				2,08
					4-8	0,66	2,05	0,45				2,16
					8-0	0,26	2,00	0,38				2,05
220		SPB	M	"	0-4	0,19	2,00	0,44				2,04
					4-8	0,13	2,02	0,39				2,05
					8-0	0,23	2,04	0,45				2,09
60	64	SMC	M	05 Jun. a 03 Jul.	0-4	0,30	1,94	0,51				2,00
					4-8	0,26	2,03	0,53				2,11
					8-0	0,19	2,07	0,55				2,12
220		SMC	M	"	0-4	0,23	1,56	0,37				1,61
					4-8	0,19	1,68	0,35				1,72
					8-0	0,19	1,65	0,38				1,70
60	63	SMR	M	05 Jun. a 03 Jul.	0-4	0,31	1,53	0,40				1,60
					4-8	0,26	1,53	0,39				1,69
					8-0	0,18	1,70	0,42				1,73
220		SMR	M	"	0-4	0,24	1,34	0,39				1,39
					4-8	0,19	1,47	0,34				1,50
					8-0	0,18	1,43	0,37				1,46

RELATÓRIO DE QUALIDADE DE SERVIÇO - 2002

Ponto de Medição				Distorção Harmônica								
Nível de tensão(kV)		Identificação	Fixo (F)/Móvel (M)	Período de medição	Fase	3°	5°	7°	12°	14°	18°	DTH (%)
Un	Uc											
60	63,5	SET	M	08 Jul. a 04 Ago.	0-4	0,12	2,27	0,88				2,44
					4-8	0,13	2,30	0,98				2,51
					8-0	0,16	2,23	0,88				2,39
150		SET	M	"	0-4	0,11	2,03	0,83				2,19
					4-8	0,12	2,04	0,93				2,24
					8-0	0,15	1,99	0,88				2,18
150		SOQ	M	01 Jul. a 29 Jul.	0-4	0,20	1,77	0,67				1,90
					4-8	0,17	1,65	0,70				1,78
					8-0	0,11	1,69	0,77				1,83
30	30	SSV	M	16 Out. a 13 Nov.	0-4	0,30	2,93	0,86				2,97
					4-8	0,21	2,84	0,86				2,88
					8-0	0,37	2,66	0,83				2,73
30	30	SSV	M	"	0-4	0,27	1,93	0,63				2,04
					4-8	0,17	1,80	0,55				1,89
					8-0	0,31	1,64	0,54				1,75
60	63,8	SSV	M	"	0-4	0,10	1,63	0,49				1,70
					4-8	0,16	1,57	0,52				1,66
					8-0	0,11	1,53	0,47				1,60
150		SSV	M	"	0-4	0,12	1,89	0,34				1,92
					4-8	0,17	1,80	0,34				1,83
					8-0	0,12	1,74	0,35				1,77
220		SSV	M	"	0-4	0,09	2,38	0,42				2,40
					4-8	0,13	2,29	0,39				2,32
					8-0	0,09	2,26	0,41				2,29
60	62,4	SCH	M	17 Out. a 14 Nov.	0-4	0,38	2,64	0,86				2,75
					4-8	0,19	2,56	0,86				2,65
					8-0	0,30	2,48	0,87				2,61
220		SCH	M	"	0-4	0,09	2,52	0,46				2,56
					4-8	0,13	2,42	0,48				2,47
					8-0	0,09	2,36	0,49				2,42
60	62,7	SFF	M	06 Ago. a 03 Set.	0-4	0,14	1,80	0,67				1,90
					4-8	0,13	1,96	0,69				2,07
					8-0	0,20	1,72	0,71				1,85
150		SFF	M	"	0-4	0,18	1,43	0,53				1,49
					4-8	0,11	1,43	0,59				1,50
					8-0	0,17	1,33	0,65				1,40
60	62,8	STJ	M	17 Out. a 14 Nov.	0-4	0,32	3,63	1,16				3,80
					4-8	0,25	3,48	1,12				3,70
					8-0	0,51	3,48	1,11				3,70
220		STJ	M	"	0-4	0,09	2,76	0,59				2,82
					4-8	0,13	2,69	0,57				2,76
					8-0	0,10	2,62	0,58				2,68
60	63	SFR	M	18 Out. a 15 Nov.	0-4	0,18	0,96	0,70				1,19
					4-8	0,11	0,89	0,69				1,10
					8-0	0,19	0,87	0,67				1,12
150		SFR	M	"	0-4	0,08	0,87	0,58				1,07
					4-8	0,13	0,89	0,60				1,10
					8-0	0,14	0,81	0,56				1,00
60	63,3	SFA	M	09 Jul. a 06 Ago.	0-4	0,20	1,18	0,30				1,22
					4-8	0,11	1,11	0,32				1,16
					8-0	0,15	1,16	0,33				1,21
150		SFA	M	"	0-4	0,10	1,25	0,52				1,37
					4-8	0,10	1,34	0,44				1,43
					8-0	0,11	1,26	0,47				1,36
60	63	SER	M	07 Jul. a 30 Jul.	0-4	0,19	1,06	0,40				1,12
					4-8	0,26	1,19	0,45				1,28
					8-0	0,31	1,15	0,49				1,25
150		SER	M	"	0-4	0,23	1,28	0,33				1,32
					4-8	0,18	1,27	0,38				1,34
					8-0	0,14	1,21	0,40				1,28
60	63	SSB	M	06 Ago. a 08 Set.	0-4	0,10	1,71	0,43				1,77
					4-8	0,08	1,80	0,44				1,85
					8-0	0,11	1,68	0,43				1,73
150		SSB	M	"	0-4	0,17	1,41	0,48				1,49
					4-8	0,16	1,41	0,46				1,47
					8-0	0,11	1,31	0,51				1,38

RELATÓRIO DE QUALIDADE DE SERVIÇO - 2002

Ponto de Medição				Distorção Harmônica									
Nível de tensão(kV)		Identificação	Fixo (F)/Móvel (M)	Período de medição	Fase	3°	5°	7°	12°	14°	18°	DTH (%)	
Un	Uc												
60	64,2	SCG	M	12 Set. a 10 Out.	0-4	0,34	1,86	0,42				1,9	
					4-8	0,25	1,93	0,42				2,0	
					8-0	0,15	1,91	0,42				2,0	
220		SCG	M	"	0-4	0,06	1,94	0,46				2,0	
	4-8				0,18	1,88	0,44				1,9		
	8-0				0,17	1,89	0,52				2,0		
60	63,5	SBL	M	13 Set. a 11 Out.	0-4	0,23	2,68	0,86				2,76	
					4-8	0,20	2,85	0,78				2,92	
					8-0	0,15	2,74	0,91				2,81	
220		SBL	M	"	0-4	0,14	2,08	0,48				2,14	
	4-8				0,09	2,11	0,44				2,16		
	8-0				0,14	2,08	0,52				2,16		
60	64	SFN	M	12 Set. a 10 Out.	0-4	0,19	1,28	0,19				1,32	
					4-8	0,15	1,49	0,18				1,50	
					8-0	0,32	1,45	0,17				1,50	
150			SFN	M	"	0-4	0,11	1,83	0,38				1,87
		4-8				0,16	1,79	0,39				1,82	
		8-0				0,11	1,70	0,41				1,74	
220			SFN	M	"	0-4	0,14	2,22	0,49				2,27
		4-8				-	-	-				-	
		8-0				-	-	-				-	
400		SFN	M	"	0-4	0,08	1,85	0,51				1,91	
	4-8				0,10	1,73	0,45				1,78		
	8-0				0,09	1,73	0,48				1,78		
220		CBT	F	1º Trimestre	0	1,08	0,80	1,11				1,70	
	4				0,45	0,84	0,98				1,33		
	8				0,61	0,42	0,52				0,88		
220		CBT	F	2º Trimestre	0	1,07	0,89	1,12				1,77	
	4				0,50	1,02	1,12				1,56		
	8				0,64	0,58	0,54				0,99		
220		CBT	F	3º Trimestre	0	1,00	0,71	1,11				1,60	
	4				0,55	0,94	1,06				1,43		
	8				0,58	0,55	0,65				0,93		
220		CBT	F	4º Trimestre	0	1,01	0,68	1,19				1,61	
	4				0,54	0,91	1,11				1,44		
	8				0,58	0,51	0,72				1,04		
400		PCPG	F	1º Trimestre	0	0,14	1,31	0,66				1,43	
	4				0,09	1,24	0,79				1,41		
	8				0,13	1,33	0,81				1,49		
400		PCPG	F	2º Trimestre	0	0,16	1,28	0,57				1,37	
	4				0,10	1,31	0,64				1,40		
	8				0,14	1,17	0,66				1,29		
400		PCPG	F	3º Trimestre	0	0,18	1,19	0,52				1,28	
	4				0,13	1,14	0,61				1,26		
	8				0,13	1,07	0,65				1,20		
400		PCPG	F	4º Trimestre	0	0,12	2,10	0,60				2,09	
	4				0,09	2,24	0,73				2,23		
	8				0,20	2,05	0,77				2,06		
400		SFR	F	1º Trimestre	0	0,11	0,63	0,785	0,04	0,04	0,02	1,01	
	4				0,43	0,58	0,944	0,12	0,18	0,05	1,27		
	8				0,32	0,62	0,986	0,05	0,09	0,06	1,14		
400		SFR	F	2º Trimestre	0	0,11	1,12	0,48				1,12	
	4				0,25	1,39	0,54				1,43		
	8				0,25	0,95	0,56				1,02		
400		SFR	F	3º Trimestre	0	0,15	0,88	0,66				1,10	
	4				0,19	0,81	0,78				1,11		
	8				0,15	0,65	0,85				1,03		
400		SFR	F	4º Trimestre	0	0,15	1,36	0,41				1,42	
	4				0,20	1,58	0,43				1,64		
	8				0,16	1,16	0,48				1,23		
400		PCAL	F	1º Trimestre	0	0,20	1,10	0,90				1,30	
	4				0,30	0,90	1,20				1,40		
	8				0,20	0,90	1,10				1,40		
400		PCAL	F	2º Trimestre	0	0,13	1,51	1,01				1,74	
	4				0,22	1,23	1,05				1,61		
	8				0,18	1,34	1,07				1,70		
400		PCAL	F	3º Trimestre	0	0,10	1,20	1,10				1,50	
	4				0,20	0,90	1,20				1,40		
	8				0,20	1,00	1,20				1,50		

RELATÓRIO DE QUALIDADE DE SERVIÇO - 2002

Ponto de Medição				Distorção Harmônica								
Nível de tensão(kV)		Identificação	Fixo (F)/Móvel (M)	Período de medição	Fase	3°	5°	7°	12°	14°	18°	DTH (%)
Un	Uc											
400		PCAL	F	4º Trimestre	0	0,19	0,93	1,01				1,33
					4	0,15	0,67	1,16				1,29
					8	0,25	0,73	1,13				1,33
220		SPN	F	1º Trimestre	0	0,37	0,62	0,35				0,77
					4	0,28	0,56	0,29				0,73
					8	0,39	0,59	0,29				0,81
220		SPN	F	2º Trimestre	0	0,31	0,38	0,35				0,64
					4	0,10	0,38	0,35				0,55
					8	0,26	0,45	0,34				0,67
220		SPN	F	3º Trimestre	0	0,34	0,46	0,34				0,68
					4	0,08	0,49	0,37				0,61
					8	0,20	0,52	0,33				0,67
220		SPN	F	4º Trimestre	0	0,37	0,40	0,37				0,69
					4	0,20	0,50	0,41				0,68
					8	0,26	0,44	0,46				0,67
220		SAM	F	1º Trimestre	0-4	0,12	2,04	0,58				2,10
					4-8	0,42	2,18	0,64				2,29
					8-0	0,37	2,18	0,53				2,56
220		SAM	F	2º Trimestre	0-4	0,15	2,18	0,66				2,28
					4-8	0,47	2,29	0,68				2,40
					8-0	0,39	2,29	0,67				2,74
220		SAM	F	3º Trimestre	0-4	0,10	1,90	0,60				2,00
					4-8	0,40	2,00	0,70				2,10
					8-0	0,40	2,00	0,70				2,40
220	223	SAM	F	4º Trimestre	0-4	0,11	2,19	0,57				2,29
					4-8	0,41	2,36	0,58				2,46
					8-0	0,37	2,36	0,58				2,76
60	62,9	SAM	F	1º Trimestre	0-4	0,15	2,77	0,71				2,86
					4-8	0,16	2,77	0,69				2,86
					8-0	0,08	2,77	0,69				2,75
60	62,9	SAM	F	2º Trimestre	0-4	0,20	2,64	0,88				2,76
					4-8	0,21	2,63	0,87				2,74
					8-0	0,10	2,63	0,88				2,64
60	62,9	SAM	F	3º Trimestre	0-4	0,16	2,46	0,84				2,60
					4-8	0,19	2,42	0,81				2,54
					8-0	0,06	2,42	0,84				2,46
60	62,9	SAM	F	4º Trimestre	0-4	0,15	2,89	0,98				3,02
					4-8	0,18	2,91	0,93				3,04
					8-0	0,08	2,91	0,97				2,86
400		SPM	F	1º Trimestre	0-4	0,10	2,05	0,96				2,26
					4-8	0,05	2,22	0,92				2,41
					8-0	0,11	2,22	0,88				2,25
400		SPM	F	2º Trimestre	0-4	0,1	1,59	0,749				1,77
					4-8	0,07	1,72	0,762				1,90
					8-0	0,1	1,72	0,676				1,71
400		SPM	F	3º Trimestre	0-4	0,06	1,60	0,93				1,82
					4-8	0,07	1,74	0,95				1,97
					8-0	0,10	1,74	0,86				1,79
400		SPM	F	4º Trimestre	0-4	0,13	2,73	1,12				2,84
					4-8	0,16	2,99	1,06				3,08
					8-0	0,19	2,99	1,06				2,98
150		SPM	F	1º Trimestre	0-4	0,16	1,62	0,54				1,73
					4-8	0,11	1,81	0,49				1,88
					8-0	0,12	1,81	0,49				1,81
150		SPM	F	2º Trimestre	0-4	0,15	1,23	0,40				1,30
					4-8	0,13	1,38	0,38				1,44
					8-0	0,10	1,38	0,35				1,35
150		SPM	F	3º Trimestre	0-4	0,13	1,28	0,52				1,37
					4-8	0,12	1,42	0,50				1,50
					8-0	0,10	1,42	0,48				1,46
150		SPM	F	4º Trimestre	0-4	0,16	2,05	0,68				2,12
					4-8	0,13	2,28	0,62				2,33
					8-0	0,17	2,28	0,66				2,27
400		SSN	F	1º Trimestre	0-4	0,19	1,10	0,82				1,37
					4-8	0,09	1,11	0,82				1,37
					8-0	0,16	1,11	0,83				1,47
400		SSN	F	1º Trimestre	0-4	0,09	1,53	0,58				1,66
					4-8	0,11	1,51	0,70				1,68
					8-0	0,06	1,51	0,65				1,80

RELATÓRIO DE QUALIDADE DE SERVIÇO - 2002

Ponto de Medição				Distorção Harmônica								
Nível de tensão(kV)		Identificação	Fixo (F)/Móvel (M)	Período de medição	Fase	3°	5°	7°	12°	14°	18°	DTH (%)
Un	Uc											
400		SSN	F	3º Trimestre	0-4	0,11	1,49	1,23				1,85
					4-8	0,14	1,45	1,32				1,89
					8-0	0,07	1,45	1,19				1,93
400		SSN	F	4º Trimestre	0-4	0,11	1,71	0,96				1,94
					4-8	0,09	1,71	1,05				1,98
					8-0	0,07	1,71	1,02				2,11
150		SSN	F	1º Trimestre	0-4	0,10	1,16	0,41				1,24
					4-8	0,09	1,21	0,48				1,31
					8-0	0,08	1,21	0,48				1,37
150		SSN	F	2º Trimestre	0-4	0,10	1,55	0,61				1,65
					4-8	0,09	1,55	0,70				1,68
					8-0	0,07	1,55	0,62				1,81
150		SSN	F	3º Trimestre	0-4	0,09	1,44	0,98				1,71
					4-8	0,06	1,39	1,08				1,72
					8-0	0,10	1,39	0,95				1,80
150		SSN	F	4º Trimestre	0-4	0,09	1,50	0,66				1,66
					4-8	0,06	1,50	0,76				1,68
					8-0	0,09	1,50	0,69				1,79
60	61,7	SSN	F	1º Trimestre	0-4	0,10	0,84	0,42				1,18
					4-8	0,08	0,87	0,50				1,20
					8-0	0,05	0,87	0,42				1,19
60	61,7	SSN	F	2º Trimestre	0-4	0,10	1,18	0,47				1,36
					4-8	0,06	1,16	0,55				1,37
					8-0	0,11	1,16	0,51				1,47
60	61,7	SSN	F	3º Trimestre	0-4	0,09	1,05	0,78				1,30
					4-8	0,05	1,03	0,88				1,31
					8-0	0,12	1,03	0,76				1,35
60	61,7	SSN	F	4º Trimestre	0-4	0,10	1,09	0,58				1,24
					4-8	0,07	1,11	0,66				1,27
					8-0	0,15	1,11	0,61				1,34
400		SRR	F	1º Trimestre	0-4	0,16	1,61	0,95				1,81
					4-8	0,14	1,60	0,94				1,83
					8-0	0,15	1,60	0,82				1,80
400		SRR	F	2º Trimestre	0-4	0,14	1,54	1,03				1,83
					4-8	0,15	1,53	1,00				1,81
					8-0	0,14	1,53	0,90				1,80
400		SRR	F	3º Trimestre	0-4	0,15	1,35	1,11				1,69
					4-8	0,13	1,31	1,10				1,68
					8-0	0,12	1,31	0,99				1,67
400		SRR	F	4º Trimestre	0-4	0,14	1,43	0,96				1,61
					4-8	0,14	1,41	0,95				1,61
					8-0	0,11	1,41	0,86				1,64
220		SRR	F	1º Trimestre	0-4	0,37	0,96	0,32				1,04
					4-8	0,38	0,94	0,31				1,03
					8-0	0,08	0,94	0,30				1,05
220		SRR	F	2º Trimestre	0-4	0,39	0,97	0,42				1,08
					4-8	0,39	0,96	0,42				1,07
					8-0	0,10	0,96	0,42				1,08
220		SRR	F	3º Trimestre	0-4	0,37	0,81	0,38				0,92
					4-8	0,38	0,80	0,37				0,90
					8-0	0,08	0,80	0,35				0,92
220		SRR	F	4º Trimestre	0-4	0,36	0,80	0,37				0,91
					4-8	0,38	0,80	0,37				0,91
					8-0	0,08	0,80	0,34				0,95
150		STN	F	1º Trimestre	0-4	0,09	2,31	0,58				2,39
					4-8	0,09	2,19	0,61				2,28
					8-0	0,13	2,19	0,64				2,23
150		STN	F	2º Trimestre	0-4	0,11	2,22	0,65				2,29
					4-8	0,10	2,08	0,71				2,17
					8-0	0,13	2,08	0,71				2,14
150		STN	F	3º Trimestre	0-4	0,08	1,99	0,71				2,09
					4-8	0,09	1,90	0,75				2,03
					8-0	0,11	1,90	0,77				1,96
150		STN	F	4º Trimestre	0-4	0,07	1,95	0,46				2,01
					4-8	0,13	1,84	0,51				1,90
					8-0	0,13	1,84	0,49				1,86
60	63	STN	F	1º Trimestre	0-4	0,22	2,49	0,65				2,54
					4-8	0,20	2,38	0,67				2,44
					8-0	0,14	2,38	0,63				2,32

RELATÓRIO DE QUALIDADE DE SERVIÇO - 2002

Ponto de Medição				Distorção Harmônica								
Nível de tensão(kV)		Identificação	Fixo (F)/Móvel (M)	Período de medição	Fase	3°	5°	7°	12°	14°	18°	DTH (%)
Un	Uc											
60	63	STN	F	2º Trimestre	0-4	0,11	2,32	0,68				2,38
					4-8	0,12	2,21	0,73				2,29
					8-0	0,12	2,21	0,70				2,22
60	63	STN	F	3º Trimestre	0-4	0,11	2,14	0,79				2,25
					4-8	0,15	2,11	0,83				2,24
					8-0	0,07	2,11	0,84				2,12
60	63	STN	F	4º Trimestre	0-4	0,17	2,04	0,48				2,08
					4-8	0,20	1,98	0,50				2,03
					8-0	0,11	1,98	0,46				1,92
220		SPR	F	1º Trimestre	0-4	0,28	1,49	0,60				1,58
					4-8	0,34	1,07	0,58				1,22
					8-0	0,56	1,07	0,75				1,39
220		SPR	F	2º Trimestre	0-4	0,28	1,73	0,53				1,80
					4-8	0,35	1,31	0,54				1,46
					8-0	0,55	1,31	0,71				1,52
220		SPR	F	3º Trimestre	0-4	0,27	1,74	0,61				1,80
					4-8	0,36	1,24	0,63				1,38
					8-0	0,55	1,24	0,80				1,53
220		SPR	F	4º Trimestre	0-4	0,30	1,51	0,49				1,58
					4-8	0,35	1,07	0,54				1,18
					8-0	0,54	1,07	0,67				1,34
150		SPR	F	1º Trimestre	0-4	0,13	1,10	0,64				1,19
					4-8	0,18	1,10	0,66				1,21
					8-0	0,16	1,10	0,66				1,19
150		SPR	F	2º Trimestre	0-4	0,14	1,22	0,57				1,31
					4-8	0,20	1,22	0,61				1,34
					8-0	0,16	1,22	0,63				1,32
150		SPR	F	3º Trimestre	0-4	0,14	1,20	0,66				1,30
					4-8	0,21	1,19	0,73				1,32
					8-0	0,15	1,19	0,71				1,29
150		SPR	F	4º Trimestre	0-4	0,14	1,09	0,49				1,16
					4-8	0,43	1,06	0,57				1,21
					8-0	0,50	1,06	0,55				1,26
60	64,3	SPR	F	1º Trimestre	0-4	0,21	1,72	0,75				1,81
					4-8	0,34	1,63	0,78				1,77
					8-0	0,17	1,63	0,74				1,77
60	64,3	SPR	F	2º Trimestre	0-4	0,22	1,80	0,641				1,88
					4-8	0,33	1,71	0,651				1,79
					8-0	0,16	1,71	0,644				1,83
60	64,3	SPR	F	3º Trimestre	0-4	0,23	1,82	0,79				1,92
					4-8	0,34	1,69	0,86				1,82
					8-0	0,17	1,69	0,81				1,86
60	64,3	SPR	F	4º Trimestre	0-4	0,24	1,50	0,45				1,57
					4-8	0,29	1,39	0,48				1,46
					8-0	0,15	1,39	0,46				1,51
220		SVM	F	1º Trimestre	0-4	0,24	0,74	0,33				0,83
					4-8	0,21	0,80	0,35				0,89
					8-0	0,08	0,80	0,37				0,78
220		SVM	F	2º Trimestre	0-4	0,22	0,71	0,38				0,82
					4-8	0,20	0,77	0,37				0,88
					8-0	0,09	0,77	0,40				0,79
220		SVM	F	3º Trimestre	0-4	0,25	0,69	0,28				0,79
					4-8	0,22	0,78	0,35				0,89
					8-0	0,10	0,78	0,32				0,76
220		SVM	F	4º Trimestre	0-4	0,25	0,66	0,40				0,76
					4-8	0,21	0,70	0,46				0,80
					8-0	0,17	0,70	0,40				0,69
150		SVM	F	1º Trimestre	0-4	0,2	1,14	0,46				1,20
					4-8	0,18	1,23	0,45				1,29
					8-0	0,09	1,23	0,43				1,27
150		SVM	F	2º Trimestre	0-4	0,18	1,05	0,49				1,14
					4-8	0,18	1,09	0,47				1,17
					8-0	0,10	1,09	0,43				1,17
150		SVM	F	3º Trimestre	0-4	0,21	1,00	0,36				1,06
					4-8	0,21	1,06	0,36				1,11
					8-0	0,09	1,06	0,32				1,10
150		SVM	F	4º Trimestre	0-4	0,20	1,01	0,41				1,08
					4-8	0,21	1,05	0,42				1,11
					8-0	0,08	1,05	0,38				1,12

RELATÓRIO DE QUALIDADE DE SERVIÇO - 2002

---

Ponto de Medição			Distorção Harmônica									
Nível de tensão(kV)		Identificação	Fixo (F)/Móvel (M)	Período de medição	Fase	3º	5º	7º	12º	14º	18º	DTH (%)
Un	Uc											
60	64	SVM	F	1º Trimestre	0-4	0,19	1,39	0,39				1,42
					4-8	0,18	1,38	0,35				1,41
					8-0	0,19	1,38	0,37				1,46
60	64	SVM	F	2º Trimestre	0-4	0,19	1,53	0,46				1,58
					4-8	0,21	1,49	0,42				1,54
					8-0	0,22	1,49	0,44				1,61
60	64	SVM	F	3º Trimestre	0-4	0,22	1,54	0,27				1,57
					4-8	0,23	1,53	0,25				1,56
					8-0	0,21	1,53	0,27				1,60
60	64	SVM	F	4º Trimestre	0-4	0,21	1,39	0,52				1,47
					4-8	0,21	1,36	0,53				1,44
					8-0	0,19	1,36	0,52				1,54

Fonte: REN

Desequilíbrio do sistema trifásico

Nível de tensão(kV)		Ponto de Medição		Desequilíbrio da tensão (%)	
Un	Uc	Identificação	Fixo (F)/Móvel (M)	Período de medição	U-
220		SCF	M	29 Abril a 26 Maio	0,34
60	63	"	M	"	0,31
60	64	SCN	M	18 Fev. a 17 Março	0,19
220		"	M	"	0,20
60	65	SCT	M	29 Abril a 26 Maio	0,21
220		"	M	"	0,21
60	63,7	SCV	M	29 Abril a 26 Maio	0,40
150		"	M	"	0,41
60	65	SED	M	29 Abril a 26 Maio	0,83
150		"	M	"	0,36
60	63	SEJ	M	25 Março a 21 Abril	0,31
220		"	M	"	0,12
60	64	SGR	M	14 Jan. a 10 Fev.	0,19
150		"	M	"	1,50
60	63	SMG	M	25 Março a 21 Abril	0,47
220		"	M	"	0,44
60	65	SOR	M	18 Fev. a 17 Março	0,30
150		"	M	"	0,31
60	65	SRA	M	14 Jan. a 17 Março	0,19
150		"	M	"	0,27
400		"	M	"	0,31
60	66	STR	M	25 Março a 21 Abril	0,14
220		STR	M	"	0,20
60	63	SVC	M	14 Jan. a 10 Fev.	0,52
220		SVC	M	"	0,28
60	64	SVG	M	25 Março a 21 Abril	0,38
220		SVG	M	"	0,20
60	64	SVI	M	18 Fev. a 17 Março	0,30
150		"	M	"	0,20
60	64	SRR	M	15 Jan. a 12 Fev.	0,20
150		SZR	M	06 Jun. a 04 Jul.	1,55
60	64	SZR	M	"	1,28
60	63	SPB	M	06 Jun. a 02 Jul.	0,43
220		SPB	M	"	0,39
60	64	SMC	M	05 Jun. a 03 Jul.	0,41
220		SMC	M	"	0,41
60	63	SMR	M	05 Jun. a 03 Jul.	0,45
220		SMR	M	"	0,48
60	63,5	SET	M	08 Jul. a 04 Ago.	0,48
150		SET	M	"	0,56
150		SOQ	M	01 Jul. a 29 Jul.	0,63
30	30	SSV	M	16 Out. a 13 Nov.	0,35
30	30	SSV	M	"	0,38
60	63,8	SSV	M	"	0,45
150		SSV	M	"	0,46
220		SSV	M	"	0,47
60	62,4	SCH	M	17 Out. a 14 Nov.	0,69
220		SCH	M	"	0,49
60	62,7	SFF	M	06 Ago. a 03 Set.	0,53
150		SFF	M	"	0,31
60	62,8	STJ	M	17 Out. a 14 Nov.	0,28
220		STJ	M	"	0,66
60	63	SFR	M	18 Out. a 15 Nov.	0,56
150		SFR	M	"	0,54
60	63,3	SFA	M	09 Jul. a 06 Ago.	0,33
150		SFA	M	"	0,34
60	63	SER	M	07 Jul. a 30 Jul.	3,30
150		SER	M	"	0,27
60	63	SSB	M	06 Ago. a 08 Set.	0,22
150		SSB	M	"	0,50
60	64,2	SCG	M	12 Set. a 10 Out.	0,19
220		SCG	M	"	0,25
60	63,5	SBL	M	13 Set. a 11 Out.	0,33
220		SBL	M	"	0,18

RELATÓRIO DE QUALIDADE DE SERVIÇO - 2002

Nível de tensão(kV)		Ponto de Medição		Desequilíbrio da tensão (%)	
Un	Uc	Identificação	Fixo (F)/Móvel (M)	Período de medição	U-
60	63,5	SFN	M	12 Set. a 10 Out.	0,85
150		SFN	M	"	0,29
220		SFN	M	"	-
400		SFN	M	"	0,35
220		PCCL	M	21 Nov. a 19 Dez.	0,17
150		SPC	M	21 Nov. a 19 Dez.	0,50
60	63,5	SRM	M	08 Jan. 2003 a 15 Jan. 2003	0,58
220		SRM	M	"	0,65
400		SRM	M	"	0,32
60	64	SPA	M	08 Jan. 2003 a 15 Jan. 2003	0,61
150	150	SPA	M	"	0,49
220		CBT	F	1º Trimestre	0,45
220		CBT	F	2º Trimestre	0,47
220		SBT	F	3º Trimestre	0,39
220		CBT	F	4º Trimestre	0,31
400		PCPG	F	1º Trimestre	0,32
400		PCPG	F	2º Trimestre	0,30
400		PCPG	F	3º Trimestre	0,24
400		PCPG	F	4º Trimestre	0,53
400		SFR	F	1º Trimestre	0,72
400		SFR	F	2º Trimestre	0,58
400		SFR	F	3º Trimestre	0,57
400		SFR	F	4º Trimestre	0,41
400		PCAL	F	1º Trimestre	0,36
400		PCAL	F	2º Trimestre	0,34
400		PCAL	F	3º Trimestre	0,40
400		PCAL	F	4º Trimestre	0,38
220		SPN	F	1º Trimestre	0,40
220		SPN	F	2º Trimestre	0,36
220		SPN	F	3º Trimestre	0,31
220		SPN	F	4º Trimestre	0,22
220		SAM	F	1º Trimestre	0,58
220		SAM	F	2º Trimestre	0,25
220		SAM	F	3º Trimestre	0,31
220		SAM	F	4º Trimestre	0,38
60	62,9	SAM	F	1º Trimestre	-
60	62,9	SAM	F	2º Trimestre	1,22
60	62,9	SAM	F	3º Trimestre	0,80
60	62,9	SAM	F	4º Trimestre	0,73
60	63	STN	F	1º Trimestre	-
60	63	STN	F	2º Trimestre	0,29
60	63	STN	F	3º Trimestre	0,39
60	63	STN	F	4º Trimestre	0,46
150		STN	F	1º Trimestre	0,40
150		STN	F	2º Trimestre	0,40
150		STN	F	3º Trimestre	0,29
150		STN	F	4º Trimestre	0,40
400		SSN	F	1º Trimestre	0,69
400		SSN	F	2º Trimestre	0,56
400		SSN	F	3º Trimestre	0,60
400		SSN	F	4º Trimestre	0,67
150		SSN	F	1º Trimestre	-
150		SSN	F	2º Trimestre	0,56
150		SSN	F	3º Trimestre	0,56
150		SSN	F	4º Trimestre	0,63
60	61,7	SSN	F	1º Trimestre	0,66
60	61,7	SSN	F	2º Trimestre	0,45
60	61,7	SSN	F	3º Trimestre	0,46
60	61,7	SSN	F	4º Trimestre	0,54
400		SRR	F	1º Trimestre	0,54

RELATÓRIO DE QUALIDADE DE SERVIÇO - 2002

Nível de tensão(kV)		Ponto de Medição		Desequilíbrio da tensão (%)	
Un	Uc	Identificação	Fixo (F)/Móvel (M)	Período de medição	U-
400		SRR	F	2º Trimestre	0,50
400		SRR	F	3º Trimestre	0,55
400		SRR	F	4º Trimestre	0,52
220		SRR	F	1º Trimestre	-
220		SRR	F	2º Trimestre	0,93
220		SRR	F	3º Trimestre	0,89
220		SRR	F	4º Trimestre	0,86
400		SPM	F	1º Trimestre	0,33
400		SPM	F	2º Trimestre	0,25
400		SPM	F	3º Trimestre	0,30
400		SPM	F	4º Trimestre	0,60
150		SPM	F	1º Trimestre	-
150		SPM	F	2º Trimestre	0,38
150		SPM	F	3º Trimestre	0,38
150		SPM	F	4º Trimestre	0,63
60	65	SPR	F	1º Trimestre	0,35
60	64,3	SPR	F	2º Trimestre	0,33
60	64,3	SPR	F	3º Trimestre	0,34
60	64,3	SPR	F	4º Trimestre	0,29
150		SPR	F	1º Trimestre	-
150		SPR	F	2º Trimestre	0,36
150		SPR	F	3º Trimestre	0,38
150		SPR	F	4º Trimestre	0,31
220		SPR	F	1º Trimestre	0,40
220		SPR	F	2º Trimestre	0,42
220		SPR	F	3º Trimestre	0,42
220		SPR	F	4º Trimestre	0,38
220		SVM	F	1º Trimestre	0,40
220		SVM	F	2º Trimestre	0,41
220		SVM	F	3º Trimestre	0,37
220		SVM	F	4º Trimestre	0,39
150		SVM	F	1º Trimestre	-
150		SVM	F	2º Trimestre	0,25
150		SVM	F	3º Trimestre	0,21
150		SVM	F	4º Trimestre	0,64
60	64	SVM	F	1º Trimestre	-
60	64	SVM	F	2º Trimestre	0,29
60	64	SVM	F	3º Trimestre	0,29
60	64	SVM	F	4º Trimestre	0,31

Fonte: REN

Ocos de Tensão

Ponto de Medição				Período de Medição	Número de cavas de tensão						
Nível de tensão (kV)		Identificação	Fixo (F)/Móvel (M)		Amplitude máxima da cavas	Número / Duração					
Un	Uc					10ms<= t <100ms	100ms<= t <500ms	500ms<= t <1s	1s<= t <3s	3s<= t <20s	20s<= t <1 m
60	61,7	SSN	F	ano 2002	10...<15%	28					
					15...<30%	49	2				
					30...<60%	4	5				
					60...<99%	1	9				
60	62,9	SAM	F	ano 2002	10...<15%	27	1				
					15...<30%	105	23	3			
					30...<60%	55	19				
					60...<99%	18	5				
60	64,3	SPR	F	ano 2002	10...<15%	44		4	5		
					15...<30%	19	16	4	5		
					30...<60%	6	19	6	1		
					60...<99%	9	3		6		
60	63	STN	F	ano 2002	10...<15%	14	7	14	6		
					15...<30%	47	15	3			
					30...<60%	3	37	6			
					60...<99%		5				
60	64	SVM	F	ano 2002	10...<15%	81	51	6	2		
					15...<30%	52	47		6		
					30...<60%	64	28				
					60...<99%	38	21				
150		SVM	F	ano 2002	10...<15%	351	113	13	9		
					15...<30%	61	94	15	10		
					30...<60%	46	65				
					60...<99%	3	18				
150		SPM	F	ano 2002	10...<15%	27	6				
					15...<30%	100	10				
					30...<60%	44	13				
					60...<99%	18					

Fonte: REN

III.2 INFORMAÇÃO SOBRE QUALIDADE DE SERVIÇO NAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO - EDP DISTRIBUIÇÃO

INDICADORES GERAIS

TIEPI (minutos)

Área de Rede	Interrupções Programadas					Interrupções Acidentais				
	Trimestres 2002				Ano	Trimestres 2002				Ano
	1.º	2.º	3.º	4.º		1.º	2.º	3.º	4.º	
Ave - Sousa	5,88	10,88	7,83	15,28	39,87	44,42	35,74	42,68	172,66	295,50
Grande Porto	11,49	5,85	5,87	7,60	30,80	40,64	70,08	36,28	115,13	262,13
Minho	3,68	1,96	2,82	11,20	19,66	58,37	39,80	90,49	156,68	345,33
Trás-os-Montes	2,19	2,37	3,30	2,59	10,44	75,61	80,83	131,43	107,34	395,21
Beira Interior	2,42	5,97	5,38	3,58	17,34	59,13	49,85	114,67	110,55	334,20
Beira Litoral	11,52	13,56	9,51	13,71	48,29	82,74	69,91	129,93	273,31	555,88
Coimbra	11,77	8,81	4,70	9,01	34,29	40,14	31,16	99,95	187,67	358,92
Litoral Centro	20,82	71,97	19,73	14,24	126,77	68,15	75,41	122,55	158,92	425,04
Alentejo	28,00	56,87	42,35	31,14	158,37	88,23	104,07	150,86	128,32	471,48
Algarve	12,50	16,03	5,34	10,23	44,10	66,17	66,15	83,90	68,43	284,65
Grande Lisboa	2,32	3,00	1,43	3,22	9,96	48,51	30,65	64,30	48,88	192,34
Oeste	33,20	11,80	10,81	15,40	71,21	118,90	89,63	189,45	233,20	631,18
Península Setúbal	16,14	18,22	6,10	19,46	59,93	58,78	31,67	86,07	83,42	259,94
Vale do Tejo	33,55	27,43	24,23	32,78	117,99	208,54	137,73	156,68	214,72	717,67
<b>EDP Distribuição</b>	12,97	15,68	9,24	12,56	50,45	70,20	61,75	94,55	142,92	369,42

Fonte: EDP Distribuição

**END MT (MWh)**

Área de Rede	Interrupções Programadas					Interrupções Acidentais				
	Trimestres 2002				Ano	Trimestres 2002				Ano
	1.º	2.º	3.º	4.º		1.º	2.º	3.º	4.º	
Ave - Sousa	38,47	70,03	45,42	104,13	258,05	286,22	230,21	249,82	1181,93	1948,18
Grande Porto	107,98	55,06	48,18	75,86	287,08	379,95	660,45	301,22	1154,27	2495,89
Minho	15,01	8,03	11,22	53,07	87,32	239,86	163,16	362,65	735,85	1501,52
Trás-os-Montes	4,39	4,58	5,90	5,67	20,53	147,85	156,85	236,77	235,80	777,27
Beira Interior	5,63	13,74	11,70	8,65	39,73	136,88	115,34	250,73	268,19	771,14
Beira Litoral	76,51	86,47	56,70	90,13	309,81	536,16	442,39	770,86	1815,59	3564,99
Coimbra	46,08	34,17	16,70	35,93	132,88	156,70	121,46	356,64	751,40	1386,19
Litoral Centro	91,99	317,48	84,27	67,52	561,27	303,22	332,44	518,86	746,37	1900,89
Alentejo	65,73	132,51	101,11	75,85	375,20	205,39	243,37	357,69	309,33	1115,78
Algarve	41,72	52,45	20,55	34,39	149,10	214,04	215,31	321,53	231,14	982,02
Grande Lisboa	25,91	33,20	14,62	38,24	111,97	536,89	336,65	658,95	581,21	2113,69
Oeste	139,17	49,43	43,92	68,96	301,47	504,05	374,28	764,22	1047,87	2690,42
Península Setúbal	65,82	72,97	23,79	85,62	248,20	234,46	127,79	333,48	369,40	1065,12
Vale do Tejo	111,83	91,28	89,48	117,32	409,91	689,00	455,93	579,46	767,74	2492,12
<b>EDP Distribuição</b>	<b>836,21</b>	<b>1021,41</b>	<b>573,56</b>	<b>861,34</b>	<b>3292,52</b>	<b>4570,64</b>	<b>3975,61</b>	<b>6062,88</b>	<b>10196,09</b>	<b>24805,22</b>

Fonte: EDP Distribuição

**SAIFI MT**

Área de Rede	Interrupções Programadas					Interrupções Acidentais				
	Trimestres 2002				Ano	Trimestres 2002				Ano
	1.º	2.º	3.º	4.º		1.º	2.º	3.º	4.º	
Ave - Sousa	0,03	0,05	0,04	0,05	0,17	1,19	0,97	1,09	3,17	6,42
Grande Porto	0,04	0,03	0,03	0,04	0,13	0,69	0,99	0,81	2,14	4,62
Minho	0,02	0,01	0,02	0,06	0,11	1,14	0,91	2,15	2,90	7,10
Trás-os-Montes	0,02	0,02	0,03	0,04	0,11	1,11	1,84	1,89	1,89	6,74
Beira Interior	0,03	0,07	0,05	0,03	0,18	2,08	2,47	4,44	3,44	12,42
Beira Litoral	0,12	0,11	0,07	0,25	0,55	1,59	1,39	3,42	3,70	10,11
Coimbra	0,09	0,07	0,05	0,07	0,27	1,67	1,65	4,08	4,77	12,18
Litoral Centro	0,10	0,25	0,06	0,09	0,51	1,50	1,43	2,65	2,71	8,30
Alentejo	0,18	0,31	0,25	0,18	0,93	1,76	2,64	2,84	2,57	9,81
Algarve	0,06	0,09	0,10	0,08	0,33	1,19	1,25	1,63	2,11	6,19
Grande Lisboa	0,01	0,02	0,01	0,02	0,06	0,81	0,59	1,11	0,83	3,33
Oeste	0,12	0,06	0,03	0,07	0,27	2,10	1,80	3,46	5,10	12,46
Península Setúbal	0,10	0,08	0,02	0,08	0,28	1,07	0,95	1,60	1,40	5,02
Vale do Tejo	0,14	0,13	0,15	0,17	0,59	4,13	2,98	3,59	4,53	15,23
<b>EDP Distribuição</b>	<b>0,08</b>	<b>0,09</b>	<b>0,07</b>	<b>0,09</b>	<b>0,33</b>	<b>1,61</b>	<b>1,57</b>	<b>2,48</b>	<b>2,99</b>	<b>8,65</b>

Fonte: EDP Distribuição

## SAIFI BT

Área de Rede	Interrupções Programadas					Interrupções Acidentais				
	Trimestres 2002				Ano	Trimestres 2002				Ano
	1.º	2.º	3.º	4.º		1.º	2.º	3.º	4.º	
Ave - Sousa	0,04	0,04	0,04	0,05	0,17	1,36	1,05	1,20	3,40	7,01
Grande Porto	0,04	0,03	0,03	0,04	0,14	0,72	0,91	0,81	2,10	4,54
Minho	0,02	0,01	0,02	0,07	0,12	1,12	0,84	2,07	2,74	6,77
Trás-os-Montes	0,03	0,03	0,03	0,04	0,14	1,17	1,86	1,88	1,95	6,85
Beira Interior	0,04	0,08	0,07	0,06	0,25	2,13	2,43	4,43	3,42	12,41
Beira Litoral	0,14	0,11	0,09	0,27	0,61	1,76	1,46	3,50	3,77	10,50
Coimbra	0,08	0,08	0,07	0,09	0,32	1,56	1,63	3,65	4,29	11,12
Litoral Centro	0,16	0,28	0,10	0,11	0,66	1,60	1,45	2,56	2,66	8,26
Alentejo	0,19	0,32	0,23	0,18	0,92	1,58	2,36	2,43	2,20	8,57
Algarve	0,07	0,09	0,07	0,09	0,31	1,05	1,22	1,69	1,68	5,64
Grande Lisboa	0,03	0,02	0,01	0,02	0,08	0,88	0,61	1,10	0,78	3,37
Oeste	0,10	0,07	0,03	0,06	0,26	1,66	1,46	2,71	4,12	9,95
Península Setúbal	0,05	0,05	0,01	0,05	0,16	0,98	0,68	1,44	1,16	4,26
Vale do Tejo	0,14	0,11	0,18	0,19	0,62	3,76	2,55	3,21	4,16	13,68
<b>EDP Distribuição</b>	0,07	0,08	0,06	0,09	0,29	1,39	1,30	2,12	2,55	7,35

Fonte: EDP Distribuição

**SAIDI MT (minutos)**

Área de Rede	Interrupções Programadas					Interrupções Acidentais				
	Trimestres 2002				Ano	Trimestres 2002				Ano
	1.º	2.º	3.º	4.º		1.º	2.º	3.º	4.º	
Ave - Sousa	6,22	10,39	7,66	13,53	37,81	58,79	45,45	57,17	220,46	381,87
Grande Porto	12,07	5,55	6,96	10,45	35,03	46,46	89,16	41,71	139,41	316,74
Minho	5,44	2,48	3,80	11,52	23,24	95,69	52,57	141,46	245,49	535,22
Trás-os-Montes	2,06	2,48	4,92	3,63	13,09	95,86	101,96	171,71	151,16	520,69
Beira Interior	3,41	8,49	8,19	5,15	25,23	81,17	69,07	155,63	169,20	475,07
Beira Litoral	15,40	12,32	8,67	13,58	49,98	95,99	83,81	183,23	367,87	730,90
Coimbra	14,26	10,37	5,46	11,67	41,76	63,56	47,52	171,22	283,88	566,18
Litoral Centro	22,47	56,58	18,91	17,19	115,15	83,24	76,42	150,57	191,37	501,60
Alentejo	38,45	70,55	53,66	36,27	198,93	129,48	149,18	203,74	180,24	662,65
Algarve	15,64	19,51	7,56	15,08	57,79	97,14	81,99	104,63	125,55	409,31
Grande Lisboa	3,82	4,01	3,26	4,73	15,81	66,14	41,49	78,16	60,76	246,56
Oeste	36,91	13,72	8,26	22,28	81,17	131,65	119,90	252,90	308,62	813,07
Península Setúbal	17,44	15,24	5,05	21,17	58,90	79,74	41,16	80,00	100,08	300,98
Vale do Tejo	30,01	23,94	23,93	30,53	108,42	277,12	181,50	196,21	275,90	930,73
<b>EDP Distribuição</b>	15,81	18,45	12,33	15,60	62,20	101,52	85,50	139,39	207,12	533,53

Fonte: EDP Distribuição

**SAIDI BT (minutos)**

Área de Rede	Interrupções Programadas					Interrupções Acidentais				
	Trimestres 2002				Ano	Trimestres 2002				Ano
	1.º	2.º	3.º	4.º		1.º	2.º	3.º	4.º	
Ave - Sousa	7,51	8,72	6,88	11,78	34,88	72,74	49,86	66,87	248,85	438,31
Grande Porto	12,71	6,81	6,47	10,13	36,12	52,41	77,54	48,54	141,66	320,15
Minho	4,44	2,68	3,75	12,94	23,80	90,32	48,98	139,54	237,28	516,13
Trás-os-Montes	3,26	3,52	4,42	4,19	15,39	96,77	102,66	177,11	165,90	542,43
Beira Interior	4,36	10,10	10,30	7,15	31,91	84,26	64,74	155,96	173,35	478,30
Beira Litoral	14,96	11,98	9,94	14,53	51,41	108,56	90,10	191,31	371,11	761,08
Coimbra	13,31	11,76	13,17	12,87	51,11	61,76	47,44	140,39	265,06	514,66
Litoral Centro	28,33	57,04	23,09	21,09	129,54	94,92	82,59	152,46	214,06	544,04
Alentejo	36,73	70,28	48,38	38,47	193,86	113,28	130,97	173,26	147,67	565,18
Algarve	13,85	14,99	8,04	14,52	51,40	68,40	68,66	103,65	77,66	318,38
Grande Lisboa	7,58	4,95	2,53	4,84	19,90	78,73	38,93	78,20	66,51	262,38
Oeste	30,88	14,86	5,66	21,14	72,54	110,45	111,87	218,24	299,91	740,47
Península Setúbal	7,45	7,52	2,28	15,59	32,84	43,83	27,64	50,76	71,01	193,24
Vale do Tejo	27,91	21,58	25,47	33,42	108,38	242,12	158,45	190,73	265,00	856,30
<b>EDP Distribuição</b>	13,81	14,40	9,89	14,11	52,21	88,12	71,90	122,63	185,33	467,98

Fonte: EDP Distribuição

**Indicadores gerais de qualidade de serviço por zona geográfica**

Indicador geral	Zona geográfica	Ano		
		2000	2001	2002
TIEPI (min)	Zona A	n.d.	99,35	91,63
	Zona B	n.d.	216,30	228,22
	Zona C	n.d.	480,45	376,73
SAIFI MT	Zona A	4,1	2,3	2,36
	Zona B	7,5	5,1	5,40
	Zona C	10,5	8,4	8,37
SAIFI BT	Zona A	4,3	2,5	2,53
	Zona B	6,9	4,4	4,67
	Zona C	10,6	8,4	8,19
SAIDI MT (min)	Zona A	235	116	103,69
	Zona B	574	273	280,26
	Zona C	1034	597	462,52
SAIDI BT (min)	Zona A	248	155	130,86
	Zona B	506	256	260,34
	Zona C	1070	638	475,48

Fonte: EDP Distribuição

**Indicadores gerais de qualidade de serviço por área de rede**

No ponto que se segue são apresentados os valores dos indicadores gerais de continuidade de serviço por área de rede e tipo de interrupção, prevista ou acidental. As interrupções acidentais encontram-se agrupadas pelas seguintes origens:

TIN: Trabalhos Inadiáveis	MAN: Manutenção
FFM: Casos fortuitos ou de força maior	TEC: Técnicas
RSE: Razões de segurança	HUM: Humanas
FIC: Factos imputáveis ao cliente	EEX: Entidades exteriores
ATM: Atmosféricos	INT: Interferências
P/A: Protecções / Automatismos	DES: Desconhecidas
M/E: Material / Equipamento	EMA: Em análise

RELATÓRIO DE QUALIDADE DE SERVIÇO - 2002

TIEPI por tipo de interrupção (min)

Área de Rede	Previstas	Acidentais															TOTAL
		TIN	FFM	RSE	FIC	ATM	P/A	M/E	MAN	TEC	HUM	EEX	INT	DES	EMA	Totais	
Ave – Sousa	39,87	5,76	86,47	7,78	0,00	13,74	12,16	50,38	11,69	20,81	2,59	2,55	8,71	72,87	0,00	295,50	<b>335,37</b>
Grande Porto	30,80	4,27	102,74	2,97	0,10	3,47	11,21	49,72	33,89	22,01	0,59	4,80	6,28	20,10	0,00	262,13	<b>292,93</b>
Minho	19,66	10,87	125,36	2,13	0,00	37,45	4,59	38,66	9,13	2,41	2,97	9,78	6,97	95,01	0,00	345,33	<b>364,99</b>
Trás-os-Montes	10,44	9,86	248,72	2,78	0,00	3,18	26,96	55,05	8,13	8,03	0,41	1,74	9,83	20,52	0,00	395,21	<b>405,65</b>
Beira Interior	17,34	3,90	96,92	1,37	0,00	6,26	15,47	100,07	10,50	12,50	3,71	5,29	15,24	62,98	0,00	334,20	<b>351,54</b>
Beira Litoral	48,29	19,48	255,94	0,99	0,00	39,14	15,40	114,68	20,28	12,97	6,66	7,76	5,26	57,32	0,00	555,88	<b>604,17</b>
Coimbra	34,29	6,93	104,09	1,50	0,00	35,20	6,54	139,46	16,68	21,40	2,82	4,02	8,00	12,27	0,00	358,92	<b>393,21</b>
Litoral Centro	126,77	43,88	83,68	0,41	0,00	21,78	8,85	150,71	92,02	1,51	7,70	0,00	2,83	11,67	0,00	425,04	<b>551,80</b>
Alentejo	158,37	19,16	37,78	0,58	4,02	3,09	13,95	164,20	47,27	3,85	1,30	7,36	72,04	96,87	0,00	471,48	<b>629,85</b>
Algarve	44,10	2,67	58,93	0,31	0,00	0,00	4,23	143,95	16,57	2,45	0,77	1,34	14,68	38,76	0,00	284,65	<b>328,75</b>
Grande Lisboa	9,96	1,62	26,09	0,48	0,00	0,47	2,54	99,49	24,33	4,31	1,88	4,16	4,84	22,12	0,00	192,34	<b>202,30</b>
Oeste	71,21	20,20	114,41	8,86	0,16	2,33	11,08	200,65	88,17	18,35	7,67	24,83	24,84	109,64	0,00	631,18	<b>702,39</b>
Península Setúbal	59,93	9,72	56,65	1,05	0,00	3,77	10,49	107,57	11,80	15,15	2,71	9,31	4,73	27,00	0,00	259,94	<b>319,87</b>
Vale do Tejo	117,99	15,38	147,02	2,00	0,12	2,09	12,46	161,00	80,46	12,06	4,78	12,58	88,58	179,11	0,00	717,67	<b>835,66</b>
<b>EDP Distribuição</b>	<b>50,45</b>	<b>11,05</b>	<b>103,70</b>	<b>2,52</b>	<b>0,20</b>	<b>11,46</b>	<b>10,13</b>	<b>104,94</b>	<b>33,38</b>	<b>12,29</b>	<b>3,17</b>	<b>6,60</b>	<b>16,02</b>	<b>53,96</b>	<b>0,00</b>	<b>369,42</b>	<b>419,87</b>

Fonte: EDP Distribuição

END MT por tipo de interrupção (MWh)

Área de Rede	Previstas	Acidentais														TOTAL	
		TIN	FFM	RSE	FIC	ATM	P/A	M/E	MAN	TEC	HUM	EEX	INT	DES	EMA		Totais
Ave – Sousa	258,05	37,38	568,94	51,98	0,00	92,05	83,28	327,73	77,39	136,72	16,38	15,88	58,04	482,41	0,00	1948,18	<b>2206,23</b>
Grande Porto	287,08	40,19	984,33	28,36	0,94	33,84	105,12	463,45	319,00	218,21	5,79	45,10	59,59	191,98	0,00	2495,89	<b>2782,96</b>
Minho	87,32	50,10	542,34	8,53	0,00	172,31	18,80	164,60	38,40	10,83	12,62	42,44	30,21	410,34	0,00	1501,52	<b>1588,84</b>
Trás-os-Montes	20,53	18,84	489,50	5,31	0,00	5,89	51,82	109,36	17,09	14,48	0,78	3,58	19,37	41,26	0,00	777,27	<b>797,81</b>
Beira Interior	39,73	8,97	223,43	2,99	0,00	14,35	35,00	232,71	24,19	28,95	8,59	12,47	34,94	144,55	0,00	771,14	<b>810,87</b>
Beira Litoral	309,81	122,08	1650,78	6,35	0,00	255,10	97,49	730,25	128,99	82,76	41,33	49,79	33,85	366,22	0,00	3564,99	<b>3874,80</b>
Coimbra	132,88	26,47	407,17	5,29	0,00	140,12	25,05	534,72	65,01	79,46	10,68	14,24	30,83	47,15	0,00	1386,19	<b>1519,07</b>
Litoral Centro	561,27	195,25	384,97	1,73	0,00	100,22	39,11	672,44	401,57	6,43	33,45	0,00	13,24	52,47	0,00	1900,89	<b>2462,16</b>
Alentejo	375,20	44,70	89,91	1,35	9,62	7,37	32,47	391,55	110,41	9,14	3,09	17,38	169,46	229,34	0,00	1115,78	<b>1490,98</b>
Algarve	149,10	9,10	201,92	1,02	0,00	0,00	14,06	507,09	57,04	7,92	2,60	4,38	49,23	127,66	0,00	982,02	<b>1131,12</b>
Grande Lisboa	111,97	18,04	286,74	5,01	0,00	5,04	27,34	1095,33	268,63	47,66	21,10	45,57	52,60	240,61	0,00	2113,69	<b>2225,66</b>
Oeste	301,47	85,34	494,96	37,96	0,65	10,39	48,41	849,95	368,89	76,18	32,90	110,89	104,27	469,63	0,00	2690,42	<b>2991,89</b>
Península Setúbal	248,20	40,24	234,16	4,76	0,00	16,03	42,64	439,60	47,56	59,64	11,21	37,85	19,32	112,11	0,00	1065,12	<b>1313,32</b>
Vale do Tejo	409,91	52,70	509,86	7,07	0,45	7,09	44,54	559,75	283,46	43,62	16,61	44,00	303,68	619,28	0,00	2492,12	<b>2902,03</b>
<b>EDP Distribuição</b>	<b>3292,52</b>	<b>749,39</b>	<b>7069,00</b>	<b>167,71</b>	<b>11,66</b>	<b>859,80</b>	<b>665,11</b>	<b>7078,52</b>	<b>2207,64</b>	<b>822,01</b>	<b>217,13</b>	<b>443,57</b>	<b>978,65</b>	<b>3535,01</b>	<b>0,00</b>	<b>24805,22</b>	<b>28097,74</b>

Fonte: EDP Distribuição

**SAIFI MT por tipo de interrupção**

Área de Rede	Previstas	Acidentais															TOTAL
		TIN	FFM	RSE	FIC	ATM	P/A	M/E	MAN	TEC	HUM	EEX	INT	DES	EMA	Totais	
Ave – Sousa	0,17	0,25	1,38	0,43	0,00	0,15	0,29	0,78	0,19	0,81	0,21	0,02	0,12	1,80	0,00	6,42	<b>6,59</b>
Grande Porto	0,13	0,14	1,17	0,27	0,00	0,04	0,44	0,66	0,54	0,88	0,05	0,10	0,10	0,24	0,00	4,62	<b>4,76</b>
Minho	0,11	0,19	1,66	0,07	0,00	0,41	0,35	0,80	0,34	0,27	0,09	0,04	0,12	2,76	0,00	7,10	<b>7,21</b>
Trás-os-Montes	0,11	0,31	3,57	0,11	0,00	0,05	0,66	0,72	0,22	0,13	0,11	0,06	0,16	0,64	0,00	6,74	<b>6,85</b>
Beira Interior	0,18	0,22	2,04	0,10	0,00	0,08	1,16	2,35	0,17	0,56	0,34	0,07	0,40	4,94	0,00	12,42	<b>12,61</b>
Beira Litoral	0,55	0,40	3,67	0,05	0,00	0,50	0,52	2,05	0,45	0,49	0,27	0,06	0,08	1,57	0,00	10,11	<b>10,67</b>
Coimbra	0,27	0,42	2,64	0,08	0,00	0,65	0,41	3,41	0,46	1,78	0,40	0,03	0,19	1,71	0,00	12,18	<b>12,45</b>
Litoral Centro	0,51	1,16	0,98	0,00	0,00	0,28	0,55	2,38	1,40	0,12	0,47	0,00	0,06	0,89	0,00	8,30	<b>8,81</b>
Alentejo	0,93	0,23	0,58	0,01	0,00	0,06	0,51	2,98	0,61	0,31	0,08	0,12	1,02	3,30	0,00	9,81	<b>10,73</b>
Algarve	0,33	0,11	0,86	0,01	0,00	0,00	0,11	2,43	0,29	0,05	0,05	0,02	0,41	1,84	0,00	6,19	<b>6,51</b>
Grande Lisboa	0,06	0,03	0,32	0,00	0,00	0,01	0,14	1,45	0,36	0,11	0,17	0,05	0,10	0,58	0,00	3,33	<b>3,39</b>
Oeste	0,27	0,58	1,34	0,24	0,02	0,05	0,41	2,49	1,09	0,39	0,23	0,20	0,36	5,05	0,00	12,46	<b>12,73</b>
Península Setúbal	0,28	0,33	0,64	0,02	0,00	0,05	0,63	1,33	0,37	0,22	0,14	0,11	0,15	1,03	0,00	5,02	<b>5,30</b>
Vale do Tejo	0,59	0,27	1,57	0,03	0,00	0,03	0,45	2,19	1,09	0,34	0,33	0,09	1,52	7,31	0,00	15,23	<b>15,81</b>
<b>EDP Distribuição</b>	<b>0,33</b>	<b>0,33</b>	<b>1,63</b>	<b>0,11</b>	<b>0,00</b>	<b>0,18</b>	<b>0,47</b>	<b>1,84</b>	<b>0,54</b>	<b>0,49</b>	<b>0,22</b>	<b>0,07</b>	<b>0,36</b>	<b>2,43</b>	<b>0,00</b>	<b>8,65</b>	<b>8,99</b>

Fonte: EDP Distribuição

**SAIFI BT por tipo de interrupção**

Área de Rede	Previstas	Acidentais															TOTAL
		TIN	FFM	RSE	FIC	ATM	P/A	M/E	MAN	TEC	HUM	EEX	INT	DES	EMA	Totais	
Ave – Sousa	0,17	0,27	1,47	0,46	0,00	0,14	0,30	0,84	0,29	0,94	0,21	0,02	0,13	1,96	0,00	7,01	<b>7,18</b>
Grande Porto	0,14	0,12	1,06	0,24	0,00	0,03	0,40	0,74	0,58	0,90	0,06	0,10	0,07	0,23	0,00	4,54	<b>4,68</b>
Minho	0,12	0,21	1,49	0,07	0,00	0,36	0,32	0,78	0,35	0,46	0,12	0,04	0,12	2,46	0,00	6,77	<b>6,89</b>
Trás-os-Montes	0,14	0,28	3,46	0,12	0,00	0,05	0,64	0,76	0,32	0,25	0,11	0,06	0,15	0,65	0,00	6,85	<b>6,99</b>
Beira Interior	0,25	0,22	2,12	0,10	0,00	0,08	1,09	2,26	0,24	0,65	0,34	0,08	0,32	4,92	0,00	12,41	<b>12,65</b>
Beira Litoral	0,61	0,45	3,61	0,05	0,00	0,47	0,53	2,13	0,49	0,76	0,28	0,07	0,10	1,55	0,00	10,50	<b>11,11</b>
Coimbra	0,32	0,38	2,35	0,05	0,00	0,61	0,29	2,76	0,55	1,95	0,39	0,04	0,22	1,53	0,00	11,12	<b>11,44</b>
Litoral Centro	0,66	1,07	0,95	0,00	0,00	0,28	0,56	2,39	1,39	0,25	0,46	0,00	0,07	0,84	0,00	8,26	<b>8,92</b>
Alentejo	0,92	0,27	0,50	0,01	0,00	0,06	0,50	2,50	0,49	0,39	0,09	0,07	0,78	2,91	0,00	8,57	<b>9,49</b>
Algarve	0,31	0,09	0,84	0,01	0,00	0,00	0,13	1,92	0,32	0,15	0,05	0,02	0,30	1,80	0,00	5,64	<b>5,96</b>
Grande Lisboa	0,08	0,05	0,28	0,01	0,00	0,01	0,19	1,65	0,39	0,16	0,12	0,04	0,07	0,39	0,00	3,37	<b>3,45</b>
Oeste	0,26	0,48	1,20	0,20	0,01	0,04	0,35	2,33	0,73	0,41	0,37	0,12	0,37	3,33	0,00	9,95	<b>10,21</b>
Península Setúbal	0,16	0,36	0,61	0,02	0,00	0,02	0,59	1,11	0,29	0,25	0,14	0,02	0,06	0,79	0,00	4,26	<b>4,42</b>
Vale do Tejo	0,62	0,44	1,51	0,04	0,01	0,04	0,49	1,95	1,14	0,53	0,37	0,13	1,09	5,93	0,00	13,68	<b>14,30</b>
<b>EDP Distribuição</b>	<b>0,29</b>	<b>0,30</b>	<b>1,42</b>	<b>0,10</b>	<b>0,00</b>	<b>0,15</b>	<b>0,42</b>	<b>1,64</b>	<b>0,52</b>	<b>0,57</b>	<b>0,20</b>	<b>0,06</b>	<b>0,22</b>	<b>1,76</b>	<b>0,00</b>	<b>7,35</b>	<b>7,64</b>

Fonte: EDP Distribuição

SAIDI MT por tipo de interrupção (min)

Área de Rede	Previstas	Acidentais															TOTAL
		TIN	FFM	RSE	FIC	ATM	P/A	M/E	MAN	TEC	HUM	EEX	INT	DES	EMA	Totais	
Ave – Sousa	37,81	5,92	121,60	9,39	0,00	16,88	16,90	59,83	14,54	26,14	2,45	2,00	9,95	96,28	0,00	381,87	<b>419,68</b>
Grande Porto	35,03	5,04	132,67	3,20	0,55	5,41	12,94	58,98	35,90	25,60	0,59	3,76	10,51	21,57	0,00	316,74	<b>351,77</b>
Minho	23,24	16,21	211,60	3,91	0,00	58,81	6,58	56,14	12,83	3,31	2,74	7,97	10,84	144,30	0,00	535,22	<b>558,46</b>
Trás-os-Montes	13,09	7,67	343,77	2,76	0,00	4,50	33,84	64,31	10,45	10,22	0,50	2,71	12,84	27,12	0,00	520,69	<b>533,77</b>
Beira Interior	25,23	5,83	152,37	2,21	0,00	6,73	19,89	148,54	14,33	21,30	4,31	3,93	22,00	73,63	0,00	475,07	<b>500,30</b>
Beira Litoral	49,98	21,14	340,91	1,07	0,00	59,34	19,05	155,32	25,37	18,67	5,99	5,39	5,43	73,21	0,00	730,90	<b>780,87</b>
Coimbra	41,76	8,45	180,21	3,93	0,00	49,19	14,39	226,33	27,88	23,18	3,01	3,38	6,10	20,14	0,00	566,18	<b>607,94</b>
Litoral Centro	115,15	40,35	102,38	0,73	0,00	28,60	12,93	178,54	110,62	1,93	7,95	0,00	4,10	13,47	0,00	501,60	<b>616,75</b>
Alentejo	198,93	16,71	53,40	2,05	1,86	5,95	11,54	243,29	65,95	4,77	1,56	6,05	100,80	148,70	0,00	662,65	<b>861,58</b>
Algarve	57,79	3,74	82,36	0,46	0,00	0,00	2,36	215,88	19,02	1,50	0,91	0,95	27,18	54,93	0,00	409,31	<b>467,09</b>
Grande Lisboa	15,81	2,72	29,00	0,63	0,00	0,97	2,79	123,87	31,85	5,17	1,97	6,07	6,00	35,51	0,00	246,56	<b>262,37</b>
Oeste	81,17	25,36	148,83	11,44	0,16	4,63	18,07	237,49	128,05	16,38	7,50	21,29	30,87	163,01	0,00	813,07	<b>894,25</b>
Península Setúbal	58,90	9,31	56,90	0,71	0,00	8,43	10,93	114,47	16,12	24,10	3,29	10,18	8,38	38,16	0,00	300,98	<b>359,88</b>
Vale do Tejo	108,42	19,20	184,73	1,45	0,15	2,96	13,26	214,45	98,33	14,78	5,46	12,15	133,59	230,22	0,00	930,73	<b>1.039,15</b>
<b>EDP Distribuição</b>	<b>62,20</b>	<b>13,47</b>	<b>155,89</b>	<b>3,10</b>	<b>0,20</b>	<b>19,05</b>	<b>13,91</b>	<b>147,80</b>	<b>43,43</b>	<b>14,59</b>	<b>3,48</b>	<b>5,80</b>	<b>29,24</b>	<b>83,55</b>	<b>0,00</b>	<b>533,53</b>	<b>595,72</b>

Fonte: EDP Distribuição

SAIDI BT por tipo de interrupção (min)

Área de Rede	Previstas	Acidentais															TOTAL
		TIN	FFM	RSE	FIC	ATM	P/A	M/E	MAN	TEC	HUM	EEX	INT	DES	EMA	Totais	
Ave – Sousa	34,88	5,54	140,98	10,23	0,00	16,86	18,82	67,49	22,76	36,65	2,74	1,68	10,94	103,62	0,00	438,31	<b>473,20</b>
Grande Porto	36,12	3,98	111,81	3,63	0,04	4,02	11,20	73,68	42,90	32,90	1,08	3,35	8,16	23,38	0,00	320,15	<b>356,27</b>
Minho	23,80	16,90	186,18	3,67	0,00	55,53	5,93	53,80	20,22	25,21	3,59	7,09	10,31	127,70	0,00	516,13	<b>539,93</b>
Trás-os-Montes	15,39	6,62	342,54	2,66	0,00	4,97	34,44	63,01	24,39	20,36	0,69	2,16	12,37	28,21	0,00	542,43	<b>557,82</b>
Beira Interior	31,91	6,15	149,26	1,88	0,00	7,48	18,07	144,14	23,01	33,85	5,01	4,80	14,98	69,67	0,00	478,30	<b>510,21</b>
Beira Litoral	51,41	24,19	330,04	1,45	0,41	56,94	20,65	155,22	29,47	49,64	5,44	5,98	5,89	75,76	0,00	761,08	<b>812,49</b>
Coimbra	51,11	8,08	152,74	2,13	0,08	51,66	8,81	185,80	41,33	32,09	2,80	4,78	5,91	18,45	0,00	514,66	<b>565,76</b>
Litoral Centro	129,54	38,09	104,76	0,52	0,12	31,68	12,84	189,51	125,42	14,75	6,69	0,16	5,27	14,23	0,00	544,04	<b>673,58</b>
Alentejo	193,86	21,56	42,59	1,01	0,04	7,17	15,24	199,36	51,83	22,56	1,55	3,04	77,10	122,12	0,00	565,18	<b>759,04</b>
Algarve	51,40	4,12	59,02	0,26	0,06	0,46	3,08	158,31	20,60	11,67	0,86	0,48	17,21	42,24	0,00	318,38	<b>369,77</b>
Grande Lisboa	19,90	4,28	29,24	1,05	0,00	0,89	3,91	141,72	29,06	11,54	2,20	5,03	5,64	27,84	0,00	262,38	<b>282,28</b>
Oeste	72,54	20,33	138,11	10,84	0,06	4,69	13,88	260,22	92,23	26,27	12,16	12,43	33,33	115,93	0,00	740,47	<b>813,02</b>
Península Setúbal	32,84	7,20	46,55	0,77	0,14	2,66	7,98	67,79	12,16	18,29	3,07	1,75	3,73	21,14	0,00	193,24	<b>226,08</b>
Vale do Tejo	108,38	43,54	175,08	1,72	0,72	4,13	14,28	185,07	97,88	35,02	5,55	16,77	81,87	194,65	0,00	856,30	<b>964,68</b>
<b>EDP Distribuição</b>	<b>52,21</b>	<b>13,13</b>	<b>133,44</b>	<b>2,98</b>	<b>0,11</b>	<b>16,98</b>	<b>12,24</b>	<b>133,23</b>	<b>41,96</b>	<b>25,93</b>	<b>3,60</b>	<b>4,85</b>	<b>16,68</b>	<b>62,85</b>	<b>0,00</b>	<b>467,98</b>	<b>520,19</b>

Fonte: EDP Distribuição

#### **IV. CARACTERIZAÇÃO SUMÁRIA DAS REDES**



IV.1 CARACTERIZAÇÃO DA REDE DE TRANSPORTE

LINHAS	1999		2000		2001		2002	
	km	%	km	%	km	%	km	%
Nível de tensão (kV)								
400	1233,9	20,60	1235,2	20,54	1235,3	19,94	1300,60	20,20
220 <sup>(1)</sup>	2356,9	39,34	2418,4	40,21	2599,0	42,05	2716,60	42,20
150 <sup>(2)</sup>	2399,6	40,06	2360,8	39,25	2361,0	38,11	2420,50	37,60
Total	5990,4	100,00	6014,4	100,00	6195,3	100,00	6437,70	100,00

<sup>(1)</sup> Inclui 11,2 km de cabo subterrâneo; <sup>(2)</sup> Inclui 9 km da linha de 130 kV Lindoso - Conchas

Fonte: REN

SUBESTAÇÕES		Potência de transformação							
		1999		2000		2001		2002	
Razão de transformação		MVA	%	MVA	%	MVA	%	MVA	%
MAT/MAT	400 kV / 220 kV	2700	16,21	2700	16,01	2700	15,83	2700	15,28
	400 kV / 150 kV	2340	14,05	2590	15,36	2590	15,19	2840	16,08
	220 kV / 150 kV	831	4,99	831	4,93	831	4,87	711	4,02
	150 kV / 130 kV	150	0,90	150	0,89	150	0,88	150	0,85
Sub Total		6021	36,16	6271	37,19	6271	36,78	6401	36,23
MAT/AT	400 kV / 60 kV	680	4,08	680	4,03	680	3,99	850	4,81
	220 kV / 60 kV	5949	35,73	5955	35,31	6144	36,03	6484	36,70
	150 kV / 60 kV	3732	22,41	3732	22,13	3732	21,89	3707	20,98
	150 kV / 30 kV	270	1,621	225	1,33	225	1,32	225	1,27
Sub Total		10631	63,84	10592	62,81	10781	63,22	11266	63,77
Total		16652	100,00	16863	100,00	17122	100,00	17667	100,00

Fonte: REN

**IV.2 CARACTERIZAÇÃO DAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO**

**EDP DISTRIBUIÇÃO**

**LINHAS**

**ANO 1999**

Nível de tensão	Aéreas		Subterrâneas		Total	
	km	%	km	%	km	%
AT	6716,7	4,53	356,7	1,08	7073,4	3,90
MT	49515,5	33,40	9778,3	29,61	59293,8	32,71
BT	92020,1	62,07	22893,6	69,31	114913,7	63,39
Total	148252,3	100,00	33028,6	100,00	181280,9	100,00

Fonte: EDP Distribuição

**ANO 2000**

Nível de tensão	Aéreas		Subterrâneas		Total	
	km	%	km	%	km	%
AT*	6885,3	4,57	356,4	1,05	7241,7	3,93
MT	50140,0	33,31	10058,5	29,63	60198,5	32,63
BT	93506,5	62,12	23532,5	69,32	117039,0	63,44
Total	150531,8	100,00	33947,4	100,00	184479,2	100,00

\* Inclui 74,5 km a 135 kV

Fonte: EDP Distribuição

**ANO 2001**

Nível de tensão	Aéreas		Subterrâneas		Total	
	km	%	km	%	km	%
AT*	6924,6	4,53	351,5	1,04	7276,1	3,90
MT	50712,3	33,21	10541,5	31,06	61253,8	32,82
BT	95059,4	62,25	23044,33	67,90	118103,7	63,28
Total	152696,2	100,00	33937,38	100,00	186633,6	100,00

\* Inclui 66,1 km a 135 kV

Fonte: EDP Distribuição

**ANO 2002**

Nível de tensão	Aéreas		Subterrâneas		Total	
	km	%	km	%	km	%
AT*	7096,75	4,58	357,22	1,01	7453,98	3,92
MT	51459,74	33,24	10995,10	31,13	62454,84	32,85
BT	96264,84	62,18	23973,13	67,86	120237,96	63,23
Total	154821,33	100,00	35325,45	100,00	190146,78	100,00

\* Inclui 66,1 km a 135 kV

Fonte: EDP Distribuição

**SUBESTAÇÕES**

**ANO 1999**

Relação de transformação	Subestações		Transformadores		Potência Instalada	
	n.º	%	n.º	%	MVA	%
MAT/MAT	0	0,00	1	0,16	150,00	1,18
MAT/AT	0	0,00	0	0,00	0,00	0,00
MAT/MT	2	0,55	4	0,62	103,00	0,81
MAT/AT/MT	1	0,27	2	0,31	60,00	0,47
AT/MT	287	78,63	522	80,93	11696,00	91,72
MT/MT	75	20,55	116	17,98	743,25	5,83
Total	365	100,00	645	100,00	12752,25	100,00

Fonte: EDP Distribuição

**ANO 2000**

Relação de transformação	Subestações		Transformadores		Potência Instalada	
	n.º	%	n.º	%	MVA	%
MAT/MAT	0	0,00	1	0,15	150,00	1,16
MAT/AT	0	0,00	0	0,00	0,00	0,00
MAT/MT	2	0,54	4	0,61	103,00	0,80
MAT/AT/MT	1	0,27	2	0,31	60,00	0,47
AT/MT	288	78,26	528	80,73	11836,00	91,74
MT/MT	77	20,92	119	18,20	753,28	5,84
Total	368	100,00	654	100,00	12902,28	100,00

Fonte: EDP Distribuição

**ANO 2001**

Relação de transformação	Subestações		Transformadores		Potência Instalada	
	n.º	%	n.º	%	MVA	%
MAT/MAT	0	0,00	1	0,15	150,00	1,16
MAT/AT	0	0,00	0	0,00	0,00	0,00
MAT/MT	2	0,54	4	0,61	103,00	0,79
MAT/AT/MT	1	0,27	2	0,31	60,00	0,46
AT/MT	292	79,35	531	81,57	11877,50	91,57
MT/MT	73	19,84	113	17,36	780,43	6,02
Total	368	100,00	651	100,00	12970,93	100,00

Fonte: EDP Distribuição

**ANO 2002**

Relação de transformação	Subestações		Transformadores		Potência Instalada	
	n.º	%	n.º	%	MVA	%
MAT/MAT	0	0,00	1	0,15	150,00	1,14
MAT/AT	0	0,00	0	0,00	0,00	0,00
MAT/MT	2	0,54	4	0,61	103,00	0,78
MAT/AT/MT	1	0,27	2	0,30	60,00	0,45
AT/MT	298	79,89	540	81,94	12122,00	91,74
MT/MT	72	19,30	112	17,00	777,93	5,89
Total	373	100,00	659	100,00	13212,93	100,00

Fonte: EDP Distribuição

POSTOS DE TRANSFORMAÇÃO

ANO 1999

Nível de tensão (kV)	PTs		Potência instalada	
	n.º	%	MVA	%
30	11055	23,96	1728,8	14,21
15	29989	65,00	8012,2	65,84
10	4903	10,63	2347,2	19,29
6	185	0,40	77,6	0,64
5	2	0,00	3,0	0,02
Total	46134	100,00	12168,8	100,00

Fonte: EDP Distribuição

ANO 2000

Nível de tensão (kV)	PTs		Potência instalada	
	n.º	%	MVA	%
30	11426	24,00	1824,0	14,28
15	30891	64,89	8398,2	65,74
10	5108	10,73	2478,4	19,40
6	180	0,38	75,0	0,59
5	0	0,00	0,0	0,00
Total	47605	100,00	12775,6	100,00

Fonte: EDP Distribuição

**ANO 2001**

Nível de tensão (kV)	PTs		Potência instalada	
	n.º	%	MVA	%
30	11788	23,98	1929,5	14,36
15	31852	64,79	8759,2	65,21
10	5340	10,86	2664,9	19,84
6	185	0,38	78,2	0,58
5	0	0,00	0,0	0,00
Total	49165	100,00	13431,8	100,00

Fonte: EDP Distribuição

**ANO 2002**

Nível de tensão (kV)	PTs		Potência instalada	
	n.º	%	MVA	%
30	12059	23,82	2040,22	14,48
15	32865	64,91	9146,55	64,90
10	5545	10,95	2832,67	20,10
6	164	0,32	74,25	0,53
5	0	0,00	0,00	0,00
Total	50633	100,00	14093,68	100,00

Fonte: EDP Distribuição

**PEQUENOS DISTRIBUIDORES VINCULADOS EM BT**

Distribuidor Vinculado	Área geográfica	N.º clientes	Comprimento da rede (km)			Postos de transformação	
			Aéreo	Subt.	Total	N.º	Potência de transformação (kVA)
Junta de Freguesia de Cortes do Meio	Lugares da freguesia de Cortes do Meio e Cortes de Baixo	434	6,6	0,0	6,6	3	750
Cooperativa Eléctrica de Vilarinho, C.R.L.	Freguesia de Vilarinho (concelho de Santo Tirso)	1354	n.d.	0,0	n.d.	8	1860
COOPRORIZ, CRL - Cooperativa de Abastecimento de Energia Eléctrica	Freguesia de Roriz, parte da freguesia de S. Mamede de Negrelos (concelho de Santo Tirso)	1808	41,0	0,3	41,3	14	3060
Cooperativa Eléctrica de Loureiro, C.R.L.	Vila de Loureiro (concelho de Oliveira de Azemeis)	1921	60,0	3,0	63,0	13	4945
Casa do Povo Valongo do Vouga	Freguesia Valongo do Vouga (Concelho de Águeda)	2116	38,0	0,0	38,0	16	3355
A Eléctrica de Moreira de Cónegos, C.R.L.	Freguesia de Moreira de Cónegos	2125	n.d.	0,0	n.d.	15	4745
Cooperativa Eléctrica de S. Simão de Novais, C.R.L.	Freguesias: Novais, Ruivães, Carreira, Bente, Seide e parte de Landim e Castelões (concelho de Vila Nova de Famalicão)	2950	80,0	3,0	83,0	21	5530
A CELER, C.R.L. - Cooperativa de Electrificação de Rebordosa	Freguesia de Rebordosa	3778	133,0	16,0	149,0	38	12215
Cooperativa de Electrificação A Lord, C.R.L.	Freguesia de Lordelo	3953	95,0	18,0	113,0	33	13070
Cooperativa Eléctrica Vale D' Este	Freguesias: Vila Nova de Famalicão, Nine (Sta Eulália) Jesufrei (Lemenha, Mouquém, Louro, Outiz, Gondifelos, Coredsões, Barcelos) Silveiros (Manto Fradões, Viotodos, Viotodos, Guimancelos, Minhatões)	7378	280,0	20,0	300,0	64	15421

Fonte: Pequenos distribuidores vinculados em BT

n.d. – não disponível

**V. PONTOS DE ENTREGA DA REDE DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELÉCTRICA NO ANO  
2002**



<b>Nível de Tensão (kV)</b>	<b>Identificação</b>	<b>Designação</b>
220	SXL	Seixal (Siderurgia Longos Seixal)
220	SSE	Sobral da Serra (Refer)
220	MRT	Mortágua (Refer)
220	GVA	Gouveia (Refer)
220	DOU *	Douro (Refer)
150	SXS	Seixal (Siderurgia Serviços Seixal)
150	SRU	Subestação de Ruivães
150	QGD	Quinta Grande (Refer)
150	QAJ	Quinta do Anjo (Autoeuropa)
150	PGS	Pegões (Refer)
150	NVC	Neves Corvo (Somincor)
150	MNO *	Monte Novo-Palma (Refer)
150	MAA	Maia (Siderurgia Nacional Maia)
150	FGT	Fogueteiro (Refer)
150	ESD *	Ermidas Sado (Refer)
60	SAM	Subestação de Alto De Mira
60	SBL	Subestação da Batalha
60	SCF	Subestação de Chafariz
60	SCG	Subestação do Carregado
60	SCH	Subestação de Carriche
60	SCN	Subestação de Canelas
60	SCT	Subestação de Custóias
60	SCV	Subestação de Chaves
60	SED	Subestação de Ermesinde
60	SEJ	Subestação de Estarreja
60	SER	Subestação de Évora
60	SET	Subestação de Estói

Nível de Tensão (kV)	Identificação	Designação
60	SFA	Subestação de F.do Alentejo
60	SFE *	Subestação do Ferro
60	SFF	Subestação de Fernão Ferro
60	SFN	Subestação de Fanhões
60	SFR	Subestação da Falagueira
60	SGR	Subestação de Guimarães
60	SLV *	Subestação de Lavos
60	SMC	Subestação de Mourisca
60	SMG	Subestação do Mogadouro
60	SMR	Subestação de Mogofores
60	SOR	Subestação de Oleiros
60	SPA	Subestação de Porto Alto
60	SPB	Subestação de Pombal
60	SPC	Subestação da Pracana
60	SPN	Subestação do Pocinho
60	SPR	Subestação de Pereiros
60	SRA	Subestação de Riba D'ave
60	SRM	Subestação de Rio Maior
60	SRR	Subestação de Recarei
60	SSB	Subestação de Setúbal
60	SSN	Subestação de Sines
60	SSR *	Subestação de Santarém
60	SSS	Subestação de Sete Rios
60	SSV2	Subestação de Sacavém (60 kV)
60	STJ	Subestação de Trajouce
60	STN	Subestação de Tunes
60	STR	Subestação do Torrão
60	SVC	Subestação de Vila Chã

<b>Nível de Tensão (kV)</b>	<b>Identificação</b>	<b>Designação</b>
60	SVG	Subestação de Valdigem
60	SVI	Subestação de Vila Fria
60	SVM	Subestação de Vermoim
60	SZR	Subestação do Zêzere
30	SSV1	Subestação de Sacavém (30 kV)

\* Pontos de entrega que entraram em serviço em 2002

Fonte: REN



**VI. ZONAS GEOGRÁFICAS DEFINIDAS PARA O PERÍODO 2001-2003**



A distribuição das diferentes localidades pelas zonas geográficas definidas no RQS (Zonas A, B e C) foi efectuada com base no número de clientes existentes em cada localidade no final do ano 2000. As tabelas seguintes apresentam a lista de localidades pertencentes às Zonas A e B. As localidades não indicadas nas tabelas fazem parte da Zona C.

**ZONAS A**

DISTRITO	CONCELHO	LOCALIDADE	NÚMERO DE CLIENTES				
			BT	MT	AT	MAT	TOTAL
Lisboa	Lisboa	Lisboa	349017	1168	3		350188
Porto	Porto	Porto	156692	367			157059
Lisboa	Amadora	Amadora	65143	69	1		65213
Coimbra	Coimbra	Coimbra	62614	153			62767
Braga	Braga	Braga	59852	119			59971
Setúbal	Almada	Almada	55627	41	1		55669
Setúbal	Setúbal	Setúbal	49925	85			50010
Lisboa	Sintra	Queluz	43173	24			43197
Lisboa	Sintra	Agualva-Cacém	40084	55			40139
Porto	Vila Nova de Gaia	Vila Nova de Gaia	40036	64			40100
Lisboa	Sintra	Algueirão-Mem Martins	31905	45			31950
Braga	Guimarães	Guimarães	30656	195	1		30852
Leiria	Leiria	Leiria	29184	112			29296
Faro	Portimão	Portimão	28719	54			28773
Aveiro	Aveiro	Aveiro	28617	141			28758
Lisboa	Odivelas	Odivelas	26846	16			26862
Faro	Loulé	Quarteira	26661	33			26694
Faro	Faro	Faro	26236	52			26288
Coimbra	Figueira da Foz	Figueira da Foz	26086	44			26130
Setúbal	Seixal	Amora	25333	32		1	25366

Fonte: EDP Distribuição

**ZONA B**

DISTRITO	CONCELHO	LOCALIDADE	NÚMERO DE CLIENTES				
			BT	MT	AT	MAT	TOTAL
Lisboa	Cascais	Cascais	24944	52			24996
Setúbal	Barreiro	Barreiro	24939	21			24960
Porto	Matosinhos	Matosinhos	24774	61			24835
Évora	Évora	Évora	24321	55			24376
Porto	Gondomar	Rio Tinto	23677	38			23715
Faro	Albufeira	Albufeira	22167	17			22184
Setúbal	Seixal	Corroios	21973	25			21998
Lisboa	Sintra	Rio de Mouro	20601	22			20623
Porto	Póvoa de Varzim	Póvoa de Varzim	20238	17			20255
Lisboa	Cascais	São Domingos de Rana	20086	45			20131
Castelo Branco	Castelo Branco	Castelo Branco	19519	47			19566
Lisboa	Oeiras	Oeiras	19291	23			19314
Porto	Valongo	Ermesinde	17593	44			17637
Leiria	Caldas da Rainha	Caldas da Rainha	17517	68			17585
Faro	Olhão	Olhão	17034	35			17069
Lisboa	Cascais	Estoril	16563	27			16590
Santarém	Santarém	Santarém	16404	40			16444
Porto	Maia	Maia	16157	41	2		16200
Setúbal	Montijo	Montijo	15853	40			15893
Setúbal	Seixal	Seixal	15836	29			15865
Leiria	Marinha Grande	Marinha Grande	15538	122	1		15661
Viseu	Viseu	Viseu	15441	28			15469
Faro	Lagos	Lagos	15104	25			15129
Lisboa	Vila Franca de Xira	Alverca do Ribatejo	14774	50			14824
Guarda	Guarda	Guarda	14742	62			14804
Setúbal	Almada	Charneca da Caparica	14613	14			14627
Setúbal	Almada	Costa da Caparica	14425	13			14438

RELATÓRIO DE QUALIDADE DE SERVIÇO - 2002

DISTRITO	CONCELHO	LOCALIDADE	NÚMERO DE CLIENTES				
			BT	MT	AT	MAT	TOTAL
Porto	Vila do Conde	Vila do Conde	13991	28			14019
Lisboa	Cascais	Alcabideche	13791	37			13828
Porto	Matosinhos	Senhora da Hora	13645	34			13679
Faro	Loulé	Loulé	13635	28			13663
Bragança	Bragança	Bragança	13474	33			13507
Setúbal	Moita	Baixa da Banheira	13305	4			13309
Vila Real	Chaves	Chaves	13216	21			13237
Lisboa	Oeiras	Paço de Arcos	13139	26			13165
Lisboa	Sintra	Sintra	13064	90			13154
Beja	Beja	Beja	13071	45			13116
Lisboa	Loures	Loures	13018	31			13049
Lisboa	Torres Vedras	Torres Vedras	12880	45			12925
Setúbal	Palmela	Pinhal Novo	12561	51			12612
Castelo Branco	Covilhã	Covilhã	12415	63			12478
Lisboa	Oeiras	Algés	12352	17			12369
Lisboa	Odivelas	Pontinha	12275	15			12290
Lisboa	Cascais	Carcavelos	12256	7			12263
Porto	Gondomar	Gondomar	12149	21			12170
Porto	Matosinhos	São Mamede de Infesta	12052	29			12081
Lisboa	Sintra	Belas	11905	19			11924
Lisboa	Oeiras	Linda-a-Velha	11886	17			11903
Lisboa	Cascais	Parede	11780	6			11786
Santarém	Tomar	Tomar	11750	19			11769
Porto	Maia	Aguas Santas	11594	24			11618
Lisboa	Vila Franca de Xira	Póvoa de Santa Iria	11475	18	1		11494
Porto	Vila Nova de Gaia	Canidelo	10851	11			10862
Vila Real	Vila Real	Vila Real	10788	14			10802

RELATÓRIO DE QUALIDADE DE SERVIÇO - 2002

DISTRITO	CONCELHO	LOCALIDADE	NÚMERO DE CLIENTES				
			BT	MT	AT	MAT	TOTAL
Aveiro	São João da Madeira	São João da Madeira	10753	36			10789
Setúbal	Sesimbra	Castelo (Sesimbra)	10710	45			10755
Viana do Castelo	Viana do Castelo	Viana do Castelo	10669	16			10685
Lisboa	Loures	Sto António dos Cavaleiros	10584	4			10588
Aveiro	Ovar	Ovar	10467	40			10507
Lisboa	Vila Franca de Xira	Vila Franca de Xira	10394	56	1		10451
Setúbal	Almada	Monte da Caparica	10381	16			10397
Braga	Barcelos	Barcelos	10340	24			10364
Leiria	Pombal	Pombal	10095	61			10156
Porto	Vila Nova de Gaia	Oliveira do Douro	10086	26			10112
Setúbal	Moita	Moita	9969	11			9980
Santarém	Entroncamento	Entroncamento	9889	20	1		9910
Lisboa	Oeiras	Carnaxide	9843	59			9902
Braga	Vila Nova de Famalicão	Vila Nova de Famalicão	9600	48			9648
Porto	Gondomar	Fanzeres	9505	17			9522
Aveiro	Espinho	Espinho	9386	12			9398
Leiria	Peniche	Peniche	9303	22			9325
Aveiro	Ílhavo	Gafanha da Nazaré	8933	51			8984
Lisboa	Loures	Camarate	8828	26			8854
Santarém	Abrantes	Abrantes	8707	20	1		8728
Leiria	Nazaré	Nazaré	8678	8			8686
Faro	Tavira	Tavira	8666	19			8685
Portalegre	Elvas	Elvas	8450	66			8516
Portalegre	Portalegre	Portalegre	8427	40			8467
Braga	Fafe	Fafe	8413	23			8436
Lisboa	Amadora	Brandoa	8414	1			8415
Faro	Loulé	Almancil	8366	32	1		8399

RELATÓRIO DE QUALIDADE DE SERVIÇO - 2002

DISTRITO	CONCELHO	LOCALIDADE	NÚMERO DE CLIENTES				
			BT	MT	AT	MAT	TOTAL
Setúbal	Sesimbra	Quinta do Conde	8340	4			8344
Lisboa	Odivelas/Loures	Póvoa de Santo Adrião	8250	29			8279
Lisboa	Loures	Sacavém	8107	35			8142
Santarém	Torres Novas	Torres Novas	8027	37			8064
Lisboa	Loures	Santa Iria de Azoia	7928	37			7965
Porto	Valongo	Valongo	7855	26			7881
Lisboa	Lourinhã	Lourinhã	7741	27			7768
Porto	Vila Nova de Gaia	Pedroso	7705	28			7733
Lisboa	Loures	São João da Talha	7702	22	1		7725
Aveiro	Ílhavo	Ílhavo	7651	42			7693
Faro	Silves	Armação de Pera	7630	3			7633
Coimbra	Lousã	Lousã	7321	21			7342
Setúbal	Palmela	Palmela	7269	58			7327
Santarém	Benavente	Samora Correia	7024	105			7129
Porto	Santo Tirso	Santo Tirso	7077	39			7116
Lisboa	Odivelas	Ramada	7100	5			7105
Santarém	Ourém	Ourém	6966	34	1		7001
Setúbal	Barreiro	Lavradio	6969	1	3		6973
Viseu	Tondela	Tondela	6882	42			6924
Faro	Vila Real de Sto António	Vila Real de Sto António	6909	6			6915
Porto	Vila Nova de Gaia	Vilar de Andorinho	6903	9			6912
Lisboa	Loures	Moscavide	6858	8			6866
Porto	Gondomar	Valbom	6797	7			6804
Lisboa	Vila Franca de Xira	Vialonga	6755	15			6770
Lisboa	Torres Vedras	Silveira	6666	12			6678
Porto	Amarante	Amarante	6622	10			6632
Porto	Matosinhos	Leça do Balio	6575	31			6606

RELATÓRIO DE QUALIDADE DE SERVIÇO - 2002

DISTRITO	CONCELHO	LOCALIDADE	NÚMERO DE CLIENTES				
			BT	MT	AT	MAT	TOTAL
Setúbal	Sines	Sines	6557	32	5		6594
Braga	Esposende	Esposende	6557	17			6574
Viseu	Lamego	Lamego	6535	14			6549
Lisboa	Amadora	Buraca	6513	8			6521
Porto	Trofa	Trofa	6458	45			6503
Aveiro	Águeda	Águeda	6381	85	1		6467
Lisboa	Mafra	Mafra	6404	28			6432
Porto	Matosinhos	Custóias	6403	13			6416
Lisboa	Oeiras	Barcarena	6377	31			6408
Bragança	Mirandela	Mirandela	6377	10			6387
Faro	Portimão	Alvor	6366	12			6378
Santarém	Rio Maior	Rio Maior	6301	57			6358
Faro	Albufeira	Olhos D'Água	6316	11			6327
Setúbal	Seixal	Fernão Ferro	6300	15			6315
Leiria	Alcobaça	Alcobaça	6255	16			6271
Setúbal	Moita	Alhos Vedros	6225	17			6242
Setúbal	Sesimbra	Sesimbra	6220	10			6230
Lisboa	Loures	Portela	6221	4			6225
Leiria	Peniche	Atouguia da Baleia	6209	14			6223
Porto	Gondomar	São Pedro da Cova	6204	8			6212
Setúbal	Santiago do Cacém	Vila Nova de Santo André	6150	6			6156
Porto	Vila Nova de Gaia	Arcozelo	6145	10			6155
Faro	Silves	Silves	6126	24			6150
Santarém	Almeirim	Almeirim	6119	31			6150
Lisboa	Mafra	Ericeira	6037	6			6043
Santarém	Ourém	Fátima	5960	69			6029
Évora	Montemor-o-Novo	Montemor-o-Novo	5998	29			6027

RELATÓRIO DE QUALIDADE DE SERVIÇO - 2002

DISTRITO	CONCELHO	LOCALIDADE	NÚMERO DE CLIENTES				
			BT	MT	AT	MAT	TOTAL
Porto	Gondomar	Baguim do Monte	5995	9			6004
Faro	São Brás de Alportel	São Brás de Alportel	5975	9			5984
Santarém	Cartaxo	Cartaxo	5933	24			5957
Setúbal	Grândola	Grândola	5890	18			5908
Setúbal	Barreiro	Santo André	5892	2			5894
Castelo Branco	Fundão	Fundão	5836	26			5862
Aveiro	Santa Maria da Feira	Santa Maria da Feira	5741	24			5765
Évora	Vendas Novas	Vendas Novas	5697	35			5732
Lisboa	Sintra	São João das Lampas	5701	12			5713
Aveiro	Oliveira De Azeméis	Oliveira de Azemeis	5648	9			5657
Lisboa	Oeiras	Porto Salvo	5573	10			5583
Lisboa	Amadora	Alfragide	5489	32			5521
Lisboa	Sintra	Colares	5482	16			5498
Faro	Silves	São Bartolomeu de Messines	5462	21			5483
Porto	Valongo	São Vicente de Alfena	5445	15			5460
Évora	Estremoz	Estremoz	5399	29			5428
Porto	Vila Nova de Gaia	Vilar do Paraíso	5401	14			5415
Aveiro	Ovar	Esmoriz	5387	17			5404
Faro	Lagoa	Carvoeiro	5363	3			5366
Lisboa	Vila Franca de Xira	Sobralinho	5345				5345
Lisboa	Amadora	Alfornelos	5331	1			5332
Porto	Maia	Pedrouços	5310	11			5321
Setúbal	Seixal	Aldeia de Paio Pires	5262	26		2	5290
Porto	Vila Nova de Gaia	Canelas	5253	15			5268
Porto	Matosinhos	Perafita	5186	24			5210
Vila Real	Peso da Régua	Peso da Régua	5142	15			5157
Viseu	Mangualde	Mangualde	5108	26			5134

RELATÓRIO DE QUALIDADE DE SERVIÇO - 2002

DISTRITO	CONCELHO	LOCALIDADE	NÚMERO DE CLIENTES				
			BT	MT	AT	MAT	TOTAL
Setúbal	Alcochete	Alcochete	5048	50			5098
Santarém	Coruche	Coruche	5023	56		1	5080
Porto	Maia	Castelo da Maia	5026	40			5066
Setúbal	Almada	Sobreda	5019	7			5026
Porto	Matosinhos	Leça da Palmeira	n.d.		1		-

Fonte: EDP Distribuição

## **VII. ÁREAS DE REDE DA EDP DISTRIBUIÇÃO**



<b>Área de Rede</b>	<b>Concelhos abrangidos</b>	
Algarve	Albufeira	Monchique
	Alcoutim	Olhão
	Aljezur	Portimão
	Castro Marim	São Brás de Alportel
	Faro	Silves
	Lagoa	Tavira
	Lagos	Vila do Bispo
	Loulé	Vila Real de Santo António

Fonte: EDP Distribuição

Área de Rede	Concelhos abrangidos	
Alentejo	Alandroal	Montemor o Novo
	Alcácer do Sal	Mora
	Aljustrel	Moura
	Almodôvar	Mourão
	Alvito	Odemira
	Arraiolos	Ourique
	Barrancos	Portel
	Beja	Santiago do Cacém
	Borba	Serpa
	Castro Verde	Sines
	Cuba	Vendas Novas
	Estremoz	Viana do Alentejo
	Évora	Vidigueira
	Ferreira do Alentejo	Vila Viçosa
	Grândola	Redondo
Mértola	Reguengos de Monsaraz	

Fonte: EDP Distribuição

Área de Rede	Concelhos abrangidos	
Ave/Sousa	Amarante	Marco de Canavezes
	Baião	Mondim de Basto
	Cabeceiras de Basto	Paços de Ferreira
	Castelo de Paiva	Paredes
	Celorico de Basto	Penafiel
	Cinfães	Vila Nova de Famalicão
	Fafe	Santo Tirso
	Felgueiras	Trofa
	Guimarães	Vizela
	Lousada	

Fonte: EDP Distribuição

Área de Rede	Concelhos abrangidos	
Beira Interior	Almeida	Meda
	Belmonte	Nelas
	Castelo Branco	Penedono
	Celorico da Beira	Penalva do Castelo
	Covilhã	Penamacor
	Figueira de Castelo Rodrigo	Pinhel
	Fornos de Algodres	Proença-a-Nova
	Fundão	Sabugal
	Gouveia	Seia
	Guarda	Trancoso
	Idanha-a-Nova	Vila Nova de Foz Côa
	Mangualde	Vila Velha de Rodão
	Manteigas	

Fonte: EDP Distribuição

Área de Rede	Concelhos abrangidos	
Beira Litoral	Águeda	Ovar
	Aguiar da Beira	Santa Comba Dão
	Albergaria-a-Velha	Santa Maria da Feira
	Arouca	São João da Madeira
	Aveiro	São Pedro do Sul
	Carregal do Sal	Satão
	Castro d'Aire	Serancelhe
	Estarreja	Sever do Vouga
	Ílhavo	Tondela
	Moimenta da Beira	Vagos
	Mortágua	Vale de Cambra
	Murtosa	Vila Nova de Paiva
	Oliveira de Azeméis	Viseu
	Oliveira do Bairro	Vouzela
	Oliveira de Frades	

Fonte: EDP Distribuição

Área de Rede	Concelhos abrangidos	
Coimbra/Lousã	Anadia	Miranda do Corvo
	Arganil	Montemor-o-Velho
	Cantanhede	Oleiros
	Castanheira de Pêra	Oliveira do Hospital
	Coimbra	Pampilhosa da Serra
	Condeixa	Pedrogão Grande
	Ferreira do Zêzere	Penacova
	Figueira da Foz	Penela
	Figueiró dos Vinhos	Sertã
	Góis	Soure
	Lousã	Tábua
	Mealhada	Tomar
	Mira	Vila Nova de Poiares

Fonte: EDP Distribuição

<b>Área de Rede</b>	<b>Concelhos abrangidos</b>	
Grande Lisboa	Amadora	Oeiras
	Cascais	Sintra
	Lisboa	

Fonte: EDP Distribuição

<b>Área de Rede</b>	<b>Concelhos abrangidos</b>	
Grande Porto	Espinho	Porto
	Gondomar	Valongo
	Maia	Vila do Conde
	Matosinhos	Vila Nova de Gaia

Fonte: EDP Distribuição

Área de Rede	Concelhos abrangidos	
Litoral Centro	Alcobaça	Nazaré
	Alvaiázere	Óbidos
	Ansião	Peniche
	Bombarral	Pombal
	Caldas da Rainha	Porto de Mós
	Batalha	Rio Maior
	Leiria	Vila Nova de Ourém
	Marinha Grande	

Fonte: EDP Distribuição

Área de Rede	Concelhos abrangidos	
Minho	Amares	Ponte de Lima
	Arcos de Valdevez	Póvoa do Lanhoso
	Barcelos	Póvoa de Varzim
	Braga	Terras de Bouro
	Caminha	Valença
	Esposende	Viana do Castelo
	Melgaço	Vieira do Minho
	Monção	Vila Nova de Cerveira
	Paredes de Coura	Vila Verde
	Ponte da Barca	

Fonte: EDP Distribuição

<b>Área de Rede</b>	<b>Concelhos abrangidos</b>	
Oeste	Alenquer	Mafra
	Arruda dos Vinhos	Odivelas
	Cadaval	Torres Vedras
	Loures	Sobral do Monte Agraço
	Lourinhã	Vila Franca de Xira

Fonte: EDP Distribuição

<b>Área de Rede</b>	<b>Concelhos abrangidos</b>	
Península de Setúbal	Almada	Palmela
	Alcochete	Seixal
	Barreiro	Sesimbra
	Moita	Setúbal
	Montijo	

Fonte: EDP Distribuição

Área de Rede	Concelhos abrangidos	
Trás-os-Montes	Alfandega da Fé	Peso da Régua
	Alijó	Resende
	Armamar	Ribeira de Pena
	Bragança	Sabrosa
	Boticas	Santa Marta de Penaguião
	Carrazeda de Ansiães	São João da Pesqueira
	Chaves	Tabuaço
	Freixo de Espada à Cinta	Tarouca
	Lamego	Torre de Moncorvo
	Macedo de Cavaleiros	Valpaços
	Mesão Frio	Vila Flor
	Miranda do Douro	Vila Pouca de Aguiar
	Mirandela	Vila Real
	Mogadouro	Vimioso
	Montalegre	Vinhais
Murça		

Fonte: EDP Distribuição

Área de Rede	Concelhos abrangidos	
Vale do Tejo	Abrantes	Entroncamento
	Elvas	Fronteira
	Alcanena	Gavião
	Almeirim	Golegã
	Alpiarça	Mação
	Alter do Chão	Marvão
	Arronches	Monforte
	Avis	Nisa
	Azambuja	Ponte de Sôr
	Benavente	Portalegre
	Campo Maior	Salvaterra de Magos
	Cartaxo	Santarém
	Castelo de Vide	Sardoal
	Chamusca	Sousel
	Constância	Torres Novas
	Coruche	Vila de Rei
Crato	Vila Nova da Barquinha	

Fonte: EDP Distribuição

**VIII. DEFINIÇÕES E SIGLAS**



As definições apresentadas neste Anexo coincidem, na sua grande maioria, com as que constam do Anexo N.º 1 do RQS.

#### **NÍVEIS DE TENSÃO**

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

Baixa tensão normal (BTN) - baixa tensão com potência contratada inferior ou igual a 41,1 kVA.

Baixa tensão especial (BTE) - baixa tensão com potência contratada superior a 41,1 kW.

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

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

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

#### **ENTIDADES DO SECTOR ELÉCTRICO PORTUGUÊS**

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 o estatuto de cliente não vinculado concedido pela ERSE, nos termos do Regulamento de Relações Comerciais<sup>12</sup>.

DGE - Direcção-Geral de Energia.

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

Consumidor - entidade que recebe energia eléctrica para utilização própria.

Consumidor directo da RNT - entidade (eventualmente possuidora de produção própria) que recebe directamente energia eléctrica da rede de transporte para utilização própria.

ERSE - Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos.

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

---

<sup>12</sup> De acordo com o Regulamento de Relações Comerciais, publicado em Suplemento ao Diário da República n.º 111/03 (2.ª série), de 14 de Maio, considera-se atribuído pela ERSE o estatuto de cliente não vinculado a todas as instalações consumidoras e de energia eléctrica que reúnam as condições de elegibilidade estabelecidas no mesmo regulamento.

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

Utilizador da RNT - produtor, distribuidor ou consumidor que está ligado fisicamente à rede de transporte ou que a utiliza por intermédio de terceiros para transporte e ou regulação de energia, ou ainda para apoio (reserva de potência).

#### **CONTINUIDADE DE SERVIÇO**

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

Interrupção breve - interrupção accidental com uma duração igual ou inferior a três minutos.

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  $U_c$ , em pelo menos uma das fases, dando origem a cortes de consumo nos clientes.

Interrupção longa - interrupção accidental com uma duração superior a três minutos.

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.

#### **QUALIDADE DA ONDA DE TENSÃO**

Cava (abaixamento) da tensão de alimentação - diminuição brusca da tensão de alimentação para um valor situado entre 90% e 1% de  $U_c$ , seguida do restabelecimento da tensão depois de um curto lapso de tempo. Por convenção, uma cava de tensão dura de dez milissegundos a 1 minuto. O valor de uma cava de tensão é definido como sendo a diferença entre a tensão eficaz durante a cava de tensão e a tensão declarada.

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

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

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

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

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 um 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 dez minutos.
- 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:

$$P_{lt} = 3 \sqrt{\sum_{j=1}^{12} \frac{P_{sti}^3}{12}}$$

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.

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 (THD) calculado pela expressão seguinte:

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

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.

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.

#### **MECANISMOS DE RESOLUÇÃO DE CONFLITOS**

Arbitragem voluntária - mecanismo de resolução extrajudicial de conflitos, através do qual as partes se submetem voluntariamente à decisão de árbitros (Lei nº 31/86, de 29 de Agosto).

Conciliação de conflitos - mecanismo de resolução extrajudicial de conflitos através do qual uma terceira entidade sugere às partes em litígio que por acordo encontrem a respectiva resolução.

Mediação de conflitos - mecanismo de resolução extrajudicial de conflitos através do qual uma terceira entidade recomenda a resolução de um determinado litígio.

#### **DIVERSOS**

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.

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.

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

Contrato de ligação à RNT - contrato entre o utilizador da RNT e a concessionária da RNT relativo às condições de ligação: prazos, custo, critérios de partilha de meios e de encargos comuns de exploração, condições técnicas e de exploração particulares, normas específicas da instalação, procedimentos de segurança e ensaios específicos.

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

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

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

Incidente - acontecimento que origina a desconexão (não programada) de um elemento da rede, dando origem ou não a uma interrupção de serviço.

Indicador geral de qualidade de serviço - nível de desempenho das entidades que constituem o SEP, calculado para cada ano civil e para a totalidade dos clientes abrangidos, relativamente a uma determinada vertente técnica ou do relacionamento comercial.

Indisponibilidade - situação em que um determinado elemento, como um grupo, uma linha, um transformador, um painel, um barramento ou um aparelho, não se encontra apto a responder em exploração às solicitações de acordo com as suas características técnicas e parâmetros considerados válidos.

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

Instalação eléctrica - conjunto dos equipamentos eléctricos utilizados na produção, no transporte, na conversão, na distribuição e na utilização da energia eléctrica, incluindo as fontes de energia, como as baterias, os condensadores e todas as outras fontes de armazenamento de energia eléctrica.

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

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.

Manobras - acções destinadas a realizar mudanças de esquema de exploração 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 desligar ou a religar instalações para trabalhos.

Manutenção - combinação de acções técnicas e administrativas, compreendendo as operações de vigilância, destinadas a manter uma instalação eléctrica num estado 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.

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

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 SEP no relacionamento com cada um dos seus clientes.

Ponto de entrega - ponto (da rede) onde se faz a entrega de energia eléctrica à instalação do cliente ou a outra rede.

*Nota - Na RNT 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 no qual uma carga ou qualquer outra rede e ou grupo(s) gerador(es) são ligadas à rede em causa.

Ponto de medida - ponto da rede onde a energia e 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 transformação - posto destinado à transformação da corrente eléctrica por um ou mais transformadores estáticos cujo secundário é de BT.

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.

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 condução da energia eléctrica, dentro de uma zona de 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) - compreende a rede de MAT, rede de interligação, instalações do gestor do sistema e os bens e direitos conexos.

Subestação - posto destinado a algum dos seguintes fins:

- Transformação da corrente eléctrica por um ou mais transformadores estáticos, cujo secundário é de AT.
- Compensação do factor de potência por compensadores síncronos ou condensadores, em AT.

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

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.

