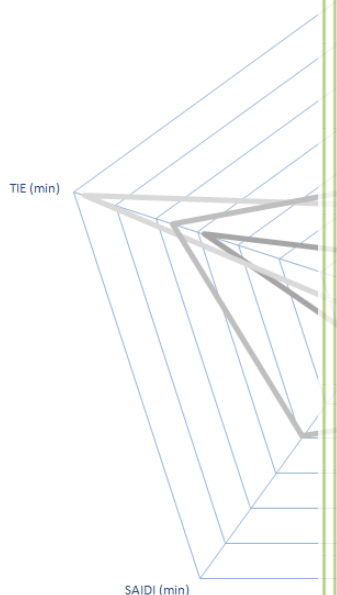


**2010**

# Relatório da Qualidade de Serviço



D.E.P.- Direcção de  
Estudos e Planeamento

Maio de 2011

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO</b>	<b>3</b>
<b>2</b>	<b>SUMÁRIO</b>	<b>3</b>
2.1	Continuidade de Serviço	3
2.2	Qualidade da Onda de Tensão	5
2.3	Qualidade Comercial	6
<b>3</b>	<b>CARACTERIZAÇÃO DO SEPM</b>	<b>7</b>
3.1	Infra-estruturas do SEPM	7
3.2	Clientes e Consumos	9
<b>4</b>	<b>INDICADORES DE CONTINUIDADE DE SERVIÇO</b>	<b>11</b>
4.1	Introdução	11
4.2	Continuidade de Serviço – Rede de Transporte	11
4.2.1	Indicadores Gerais	12
4.2.2	Indicadores Individuais	13
4.3	Continuidade de Serviço – Rede de Distribuição MT	16
4.3.1	Indicadores Gerais	16
4.3.2	Comparação com os valores padrão	19
4.3.3	Indicadores Individuais	20
4.4	Continuidade de Serviço – Rede de Distribuição BT	20
4.4.1	Indicadores Gerais	21
4.4.2	Comparação com os valores padrão	23
4.4.3	Indicadores Individuais	24
4.5	Incidentes mais significativos	24
<b>5</b>	<b>QUALIDADE DA ONDA DE TENSÃO</b>	<b>26</b>
5.1	Introdução	26
5.2	Sumário	26
5.3	Plano de Monitorização	27
5.4	Distorção Harmónica	28
5.5	Tremulação (Flicker)	28
5.6	Desequilíbrio de Fases	29
5.7	Valor Eficaz da Tensão	29
5.8	Frequência	29
5.9	Cavas de tensão	29
5.10	Sobretensões	30
5.11	Síntese	32
5.12	Tratamento de reclamações relativas às características técnicas da tensão	33
5.13	Principais acções para a melhoria da monitorização da qualidade da onda de tensão	33
<b>6</b>	<b>QUALIDADE COMERCIAL</b>	<b>34</b>
6.1	Introdução	34
6.2	Inquérito de Satisfação dos Clientes	34
6.3	Tempo de ligação à rede de instalações de baixa tensão, após celebração do contrato de fornecimento de energia eléctrica	38
6.4	Tempos de Atendimento Presencial	38
6.5	Atendimento Telefónico	39
6.6	Reclamações de Clientes	41
6.7	Pedidos de Informação	41
6.8	Leitura de contadores	42
6.9	Clientes com Necessidades Especiais	43
6.10	Qualidade Individual	43
6.10.1	Visitas às instalações dos clientes	43
6.10.2	Assistência técnica após comunicação, pelo cliente, de avaria na sua alimentação individual de energia eléctrica	44
6.10.3	Retoma de fornecimento por facto imputável ao cliente	44
6.10.4	Tratamento de reclamações relativas a facturação ou cobrança	44
6.10.5	Tratamento de reclamações relativas às características técnicas da tensão	45
6.10.6	Tratamento de reclamações relativas ao funcionamento do equipamento de contagem	45
<b>7</b>	<b>COMPENSAÇÕES</b>	<b>46</b>
<b>8</b>	<b>PRINCIPAIS ACÇÕES PARA A MELHORIA DA QUALIDADE DE SERVIÇO</b>	<b>48</b>
<b>Anexo I</b>	<b>Convenções e Definições</b>	<b>49</b>
<b>Anexo II</b>	<b>Classificação das causas das interrupções</b>	<b>56</b>
<b>Anexo III</b>	<b>Continuidade de Serviço na Rede de Transporte</b>	<b>58</b>
<b>Anexo IV</b>	<b>Qualidade da Onda de Tensão</b>	<b>60</b>

## 1 INTRODUÇÃO

O presente documento caracteriza a Qualidade de Serviço referente ao ano 2010, nas vertentes técnica (continuidade de serviço e qualidade da onda de tensão) e comercial, nos termos do Regulamento da Qualidade de Serviço (RQS) do Sistema Eléctrico de Serviço Público da Região Autónoma da Madeira, publicado pelo Decreto Regional n.º 15/2004/M, de 9 de Dezembro de 2004.

O ano de 2010, na ilha da Madeira, fica tragicamente marcado pela catástrofe de 20 de Fevereiro, da qual resultou a lamentável perda de vidas humanas e avultados prejuízos materiais. As consequências deste fenómeno meteorológico afectaram o normal funcionamento da EEM e, de forma significativa importantes infra-estruturas do sistema eléctrico da Madeira.

Este nefasto facto, extraordinário, determinou a necessidade da realização de um plano de “contingência”, para fazer face à recuperação das infra-estruturas afectadas, e uma hierarquização de prioridades de investimento, substancialmente diferente, das inicialmente previstas. Neste adverso enquadramento, ficou assim, em parte, comprometido o cumprimento dos planos de investimento previamente delineados com influência directa na qualidade de serviço prestada pela EEM.

## 2 SUMÁRIO

As questões técnicas de continuidade de serviço reportam-se às redes de transporte e de distribuição MT e BT. Relativamente à qualidade de onda de tensão, foram obtidos indicadores referentes aos níveis de tensão de 60 kV, 30 kV e BT, com base no plano de monitorização estabelecido. No capítulo referente à qualidade comercial, abordam-se os aspectos de relacionamento comercial da EEM com os seus clientes.

### 2.1 Continuidade de Serviço

O Regulamento da Qualidade de Serviço aplicável ao SEPM, estabelece que a EEM deverá proceder à caracterização da continuidade de serviço das redes de transporte e distribuição que explora, devendo determinar os indicadores gerais, por ilha e para a Região e os indicadores individuais em cada ponto de entrega das diversas redes, comparando os resultados obtidos, em ambos os casos, com os padrões estabelecidos.

Na obtenção dos indicadores de continuidade de serviço de 2010, destaca-se a utilização ao longo de todo o ano do *Contact Center* e do SGI (Sistema de Gestão de Incidentes), o que permitiu recolher e tratar, com maior rigor e detalhe, os indicadores da qualidade de serviço individual, para todos os níveis de tensão.

#### Rede de Transporte

Os indicadores gerais de continuidade de serviço da rede de transporte (60 e 30 kV), referentes a interrupções superiores a 3 minutos (interrupções longas), independentemente da causa, origem e tipo, atingiram, em 2010, os seguintes valores:

## Indicadores Gerais da rede de transporte do SEPM - 2010

	Madeira	Porto Santo	RAM
Energia não fornecida - ENF (MWh)	230,38	17,20	247,58
Tempo de interrupção equivalente - TIE (minutos)	132,73	263,98	137,47
Frequência média das interrupções do sistema - SAIFI (nº)	2,44	6,50	2,68
Tempo médio das interrupções do sistema - SAIDI (minutos)	137,58	392,50	153,45
Tempo médio de reposição do serviço do sistema - SARI (minutos)	56,39	60,38	57,18

Na rede de transporte, ocorreram 126 interrupções longas afectando 44 pontos de entrega (PdE), de um total de 46, dos quais 40 na ilha da Madeira e 4 na ilha do Porto Santo.

Considerando apenas as interrupções longas, não abrangidas pelo nº1 do artigo 13º do RQS (exclui: 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), para efeitos de comparação com o valor padrão (6 interrupções), verifica-se que em 5 PdE's da ilha da Madeira foi excedida a duração das interrupções.

Relativamente ao número de interrupções, não se verificaram violações dos valores de referência.

Globalmente, verifica-se que os indicadores apresentam uma evolução negativa relativamente ao ano anterior, devido a alguns incidentes significativos, num ano caracterizado por fortes condições atmosféricas adversas. Nesta degradação dos indicadores, assume particular destaque o Temporal de 20 de Fevereiro de 2010, que assolou a ilha da Madeira, provocando enormes prejuízos humanos e materiais.

## Rede de Distribuição

Ao nível das redes de distribuição, foram caracterizados os indicadores gerais e individuais, incluindo a sua comparação com os padrões estabelecidos, por zona de qualidade de serviço (A, B e C), conforme detalhado nos próximos capítulos.

## Rede de Distribuição MT

Os indicadores gerais de continuidade de serviço da rede de distribuição MT, referentes às interrupções longas, independentemente da causa, origem e tipo, apresentam os seguintes valores.

## Indicadores Gerais da rede de Distribuição MT do SEPM - 2010

	Madeira	Porto Santo	RAM
Energia não distribuída - END (MWh)	875,37	24,06	897,81
Tempo de interrupção equivalente da potência instalada - TIEPI (minutos)	493,16	407,71	489,16
Frequência média das interrupções do sistema - SAIFI (n.º)	4,01	7,80	4,44
Duração média das interrupções do sistema - SAIDI (minutos)	445,75	411,40	445,79

Os indicadores gerais das redes de distribuição MT das ilhas da Madeira e Porto Santo (TIEPI, SAIFI e SAIDI) para efeitos de comparação com os valores padrão, encontram-se abaixo dos valores estipulados.

Os indicadores individuais da rede MT da ilha da Madeira, encontram-se, regra geral, abaixo dos valores padrão, com exceção do indicador DI (duração das interrupções), em 1, 2 e 5 PdE's das zonas A, B e C, respectivamente.

Na ilha do Porto Santo, não se verificaram valores superiores ao padrão, no que diz respeito aos indicadores individuais.

Na RAM, constata-se que os diversos indicadores apresentam uma degradação relativamente aos do ano anterior, devido, em grande parte, a incidentes com origem em condições atmosféricas anormalmente adversas ao nível da rede AT, MT e BT, conforme anteriormente referido.

## Rede de Distribuição BT

Os indicadores gerais ao nível da rede BT, em 2010, apresentam os seguintes resultados:

Indicadores Gerais da rede de Distribuição BT do SEPM - 2010			
	Madeira	Porto Santo	RAM
Frequência média das interrupções do sistema - SAIFI (nº)	4,45	7,55	4,56
Tempo médio de interrupções do sistema - SAIDI (minutos)	455,04	405,07	453,39

Os indicadores da qualidade de serviço ao nível da rede BT foram penalizados, relativamente ao ano anterior, devido, essencialmente, a incidentes verificados a montante desta rede (distribuição MT e rede de transporte).

No que tange aos padrões individuais da qualidade de serviço, não existiu violação do nº de interrupções, tendo, no entanto, sido ultrapassada a duração padrão, em 636 clientes.

## 2.2 Qualidade da Onda de Tensão

O plano de monitorização elaborado para 2010, foi implementado conforme previsto.

A taxa de conformidade geral foi de 96%, tanto para a ilha da Madeira como para a ilha do Porto Santo.

As taxas de cumprimento do plano de monitorização atingiram 92% e 78% nas ilhas da Madeira e Porto Santo, respectivamente

Os resultados obtidos nas campanhas levadas a cabo demonstram que, regra geral, estão a ser cumpridas as condições estipuladas na NP EN 50 160 e no RQS.

## 2.3 Qualidade Comercial

No decorrer do ano de 2010, a EEM procedeu à recolha de toda a informação para caracterização da qualidade de serviço comercial, obedecendo ao articulado do RQS. Os resultados alcançados, ao nível dos indicadores, mostram que a actividade comercial apresenta uma melhoria relativamente ao ano anterior, sendo de referir:

- O inquérito de satisfação aos clientes, que decorreu no fim do ano de 2010, incluiu duas novas questões sobre a disponibilização de dois novos serviços, nomeadamente, a factura electrónica e a contratação telefónica. Globalmente, concluiu-se que havia necessidade de efectuar uma acção de sensibilização e informação junto dos clientes referente aos principais serviços disponibilizados pela EEM e as suas vantagens de utilização.
- Os tempos de ligação à rede de instalações de baixa tensão, após celebração do contrato de fornecimento de energia eléctrica, apresentaram valores inferiores a quatro dias, em 99,7% das situações;
- Tempos de atendimento presencial, com tempo de espera inferior a 20 minutos em 94,8% dos atendimentos;
- Tempo de espera de atendimento telefónico inferior a 60 segundos, em 95% das chamadas realizadas;
- Resposta a reclamações de clientes respondidas em menos de quinze dias, em 97,6% das mesmas;
- Resposta a pedidos de informação em menos de quinze dias, em 99,6% das situações;
- Realização de pelo menos uma leitura anual de contadores de BT, em 99,1% dos casos.

Quanto aos indicadores de qualidade individual, verifica-se um acréscimo de intervenções, face ao ano de 2009, sendo de referir:

- Realização de 20.653 visitas às instalações de clientes;
- Realização de 1.807 assistências técnicas após comunicação, pelo cliente, de avaria na sua alimentação individual de energia eléctrica;
- Realização de 2.548 retomas de fornecimento de energia eléctrica, dentro dos prazos regulamentados e 9 retomas de fornecimento fora dos prazos;
- Tratamento de 505 reclamações relativas a facturação ou cobrança, das quais 6 não foram respondidas dentro dos prazos estabelecidos no RQS;
- Tratamento de 83 reclamações relativas às características técnicas da tensão.

### 3 CARACTERIZAÇÃO DO SEPM

#### 3.1 Infra-estruturas do SEPM

##### Subestações

Das 31 subestações existentes na RAM no final do ano de 2010, 29 destinam-se a alimentar a rede MT das ilhas da Madeira (26) e Porto Santo (3), estando as 2 restantes afectas exclusivamente ao transporte (trânsito de energia entre os níveis de tensão 60 e 30 kV), na ilha da Madeira.

O número de transformadores e as potências instaladas constam no quadro seguinte:

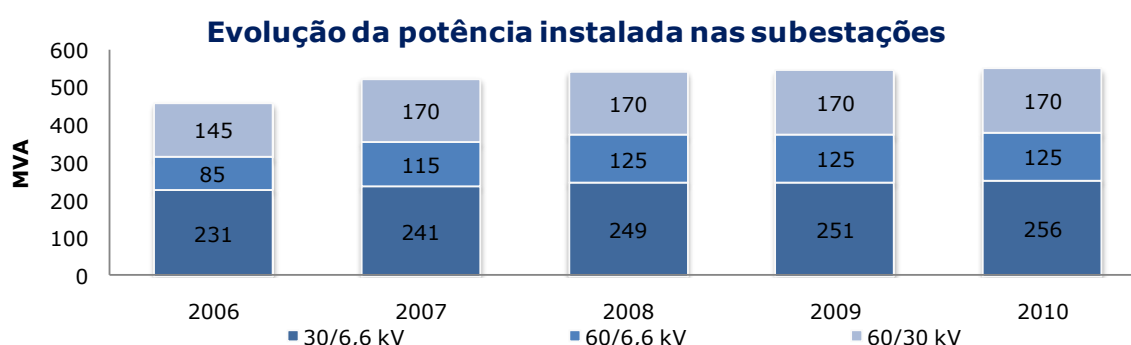
**Número de subestações por nível de tensão - 2010**

kV	30/6,6	60/6,6	60/30	60/30/6,6	Total
Ilha da Madeira	20	4	2	2	28
Ilha do Porto Santo	3	-	-	-	3
Total RAM	23	4	2	2	31

**Transformadores instalados nas subestações - 2010**

	30/6,6		60/6,6		60/30		Total	
	Nº TR's*	MVA	Nº TR's*	MVA	Nº TR's*	MVA	Nº TR's*	MVA
Ilha da Madeira	29	238	10	125	8	170	28	533
Ilha do Porto Santo	4	18	0	0	0	0	3	18
Total RAM	33	256	10	125	8	170	31	551

\*Nº TR's - Número de transformadores



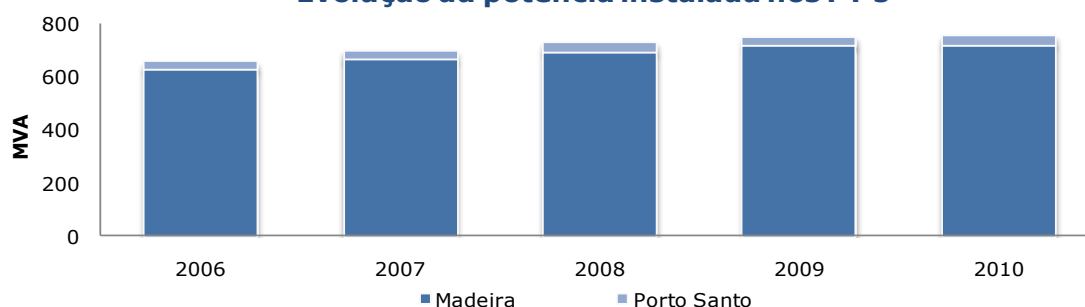
##### Postos de transformação

O quadro seguinte, apresenta o número e a potência instalada dos postos de transformação, no final do ano de 2010:

## Síntese dos postos de transformação - 2010

	Particulares		Públicos		Total	
	Nº	P. Inst. (MVA)	Nº	P. Inst. (MVA)	Nº	P. Inst. (MVA)
<b>Ilha da Madeira</b>	<b>213</b>	<b>140,9</b>	<b>1.454</b>	<b>581,6</b>	<b>1.667</b>	<b>722,5</b>
6,6 kV	208	134,2	1.409	571,0	1.617	705,1
30 kV	5	6,7	45	10,6	50	17,4
<b>Ilha do Porto Santo</b>	<b>21</b>	<b>12,5</b>	<b>71</b>	<b>21,8</b>	<b>92</b>	<b>34,3</b>
6,6 kV	21	12,5	71	21,8	92	34,3
30 kV	0	0,0	0	0,0	0	0,0
<b>RAM</b>	<b>234</b>	<b>153,5</b>	<b>1.525</b>	<b>603,4</b>	<b>1.759</b>	<b>756,9</b>
6,6 kV	229	146,7	1.480	592,8	1.709	739,5
30 kV	5	6,7	45	10,6	50	17,4

## Evolução da potência instalada nos PT's



## Linhas e cabos da rede de transporte e distribuição

No quadro seguinte, são apresentadas as extensões indicativas das redes AT, MT e BT referentes a 31 de Dezembro de 2010.

## Linhas e cabos da rede de transporte e distribuição - 2010

km	Aérea	Subterrânea	Total
<b>Madeira</b>	<b>3.765,5</b>	<b>1.739,1</b>	<b>5.504,6</b>
Rede de 60 kV	63,8	10,2	74,0
Rede de 30 kV	245,3	139,5	384,8
Rede de 6,6 kV	512,4	729,1	1.241,5
Rede BT	2.943,9	860,4	3.804,3
<b>Porto Santo</b>	<b>79,8</b>	<b>129,7</b>	<b>209,6</b>
Rede de 30 kV	5,1	10,2	15,3
Rede de 6,6 kV	19,6	54,5	74,1
Rede BT	55,2	65,0	120,2
<b>Total RAM</b>	<b>3.845,3</b>	<b>1.868,8</b>	<b>5.714,1</b>
Rede de 60 kV	63,8	10,2	74,0
Rede de 30 kV	250,4	149,7	400,1
Rede de 6,6 kV	532,0	783,6	1.315,6
Rede BT	2.999,1	925,4	3.924,5



### 3.2 Clientes e Consumos

O número de contratos activos durante o ano 2010 (excluindo instalações eventuais, iluminação pública), por concelho e por zona de qualidade de serviço, sintetiza-se no quadro seguinte:

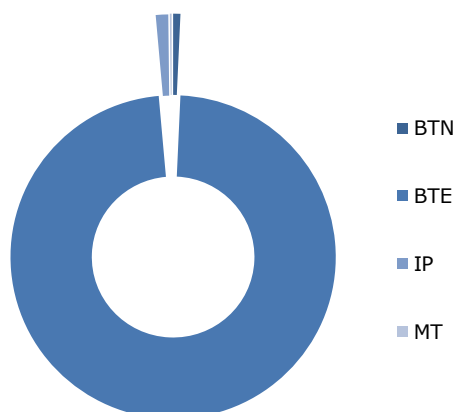
Contratos activos por concelho e por Zona de Qualidade de Serviço - 2010				
	Zona de Qualidade de Serviço			Total Geral
	A	B	C	
<b>Calheta</b>		<b>175</b>	<b>7.579</b>	<b>7.754</b>
BTE		11	32	43
BTN		164	7.543	7.707
MT			4	4
<b>Câmara de Lobos</b>		<b>1.079</b>	<b>13.337</b>	<b>14.416</b>
BTE		24	48	72
BTN		1.047	13.281	14.328
MT		8	8	16
<b>Funchal</b>	<b>39.398</b>	<b>14.176</b>	<b>6.450</b>	<b>60.024</b>
BTE	383	76	31	490
BTN	38.928	14.087	6.404	59.419
MT	87	13	15	115
<b>Machico</b>		<b>3.074</b>	<b>7.413</b>	<b>10.487</b>
BTE		51	31	82
BTN		3.006	7.364	10.370
MT		17	18	35
<b>Ponta do Sol</b>		<b>264</b>	<b>4.889</b>	<b>5.153</b>
BTE		10	23	33
BTN		254	4.862	5.116
MT			4	4
<b>Porto Moniz</b>		<b>297</b>	<b>1.819</b>	<b>2.116</b>
BTE		14	9	23
BTN		283	1.809	2.092
MT			1	1
<b>Porto Santo</b>		<b>2.871</b>	<b>1.912</b>	<b>4.783</b>
BTE		36	14	50
BTN		2.820	1.892	4.712
MT		15	6	21
<b>Ribeira Brava</b>		<b>1.103</b>	<b>6.001</b>	<b>7.104</b>
BTE		22	27	49
BTN		1.081	5.971	7.052
MT			3	3
<b>S.Vicente</b>		<b>241</b>	<b>3.623</b>	<b>3.864</b>
BTE		7	24	31
BTN		234	3.593	3.827
MT			6	6
<b>Santa Cruz</b>		<b>531</b>	<b>21.190</b>	<b>21.721</b>
BTE		21	119	140
BTN		504	21.038	21.542
MT		6	33	39
<b>Santana</b>		<b>181</b>	<b>5.004</b>	<b>5.185</b>
BTE		3	25	28
BTN		177	4.970	5.147
MT		1	9	10
<b>Total RAM</b>	<b>39.398</b>	<b>23.992</b>	<b>79.217</b>	<b>142.607</b>
BTE	383	275	383	1.041
BTN	38.928	23.657	78.727	141.312
MT	87	60	107	254

Durante o ano 2010, o número total de contratos activos ascendeu a 142.607, aproximadamente mais 2.180 que em 2009, dos quais 254 dizem respeito a clientes de

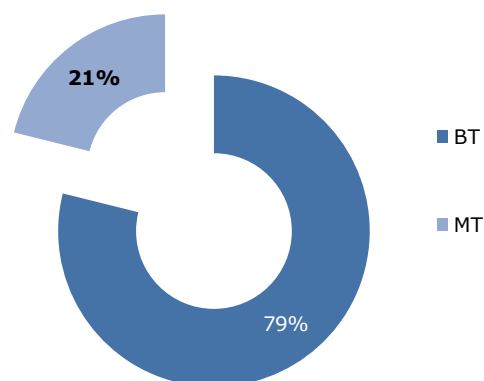
média tensão (0,18% do total). Cerca de 99% dos contratos activos são do tipo BTN-Baixa Tensão Normal (potência contratada até 62,1 kVA).

Os consumos em BT e MT representam cerca de 79% e 21%, do consumo total, respectivamente. Refira-se ainda, que o perfil de consumos, por nível de tensão, foi semelhante ao ano anterior.

**Distribuição dos clientes por tipo de contrato**

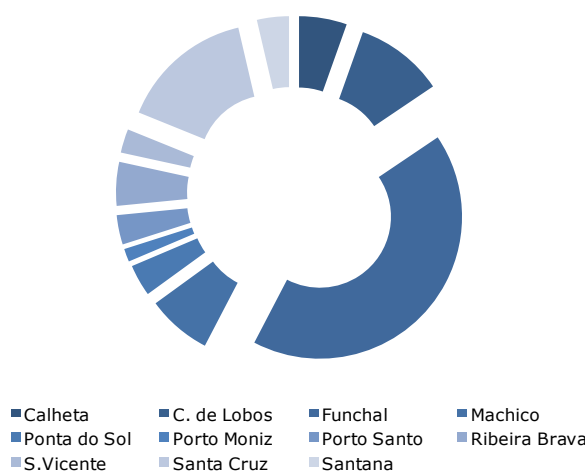


**Energia consumida por nível de tensão**

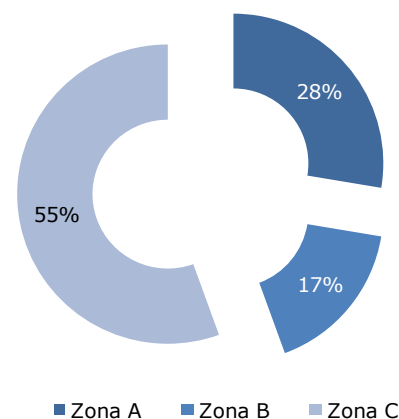


Os gráficos seguintes representam a distribuição de instalações por concelho e por zona de Qualidade de Serviço:

**Distribuição de clientes por Concelho**



**Distribuição de clientes por Zona de Qualidade de Serviço**



## 4 INDICADORES DE CONTINUIDADE DE SERVIÇO

### 4.1 Introdução

O RQS aplicável ao SEPM, estabelece que a EEM deverá proceder à caracterização da continuidade de serviço das redes de transporte e distribuição que explora, compreendendo:

- determinação dos indicadores gerais das redes, por ilha e para a Região;
- comparação dos indicadores gerais com os valores padrão estabelecidos para a rede de distribuição em média (MT) e baixa tensão (BT), por zona de qualidade de serviço, por ilha e para a Região;
- determinação dos indicadores individuais por cada ponto de entrega das diferentes redes. Na rede de distribuição MT e BT os indicadores são determinados por zona de qualidade de serviço (A, B e C).

### 4.2 Continuidade de Serviço – Rede de Transporte

A estrutura da rede explorada pelos Serviços de Transporte compreende os níveis de tensão 60 kV e 30 kV.

Existem, ainda, alguns troços a 30 kV com utilização mista de transporte (interligação de subestações) e distribuição (alimentação de PT's), apesar de se tratar de uma situação com tendência para desaparecer.

Os indicadores a considerar são os seguintes:

#### Indicadores gerais:

- Energia não fornecida (ENF);
- Tempo de interrupção equivalente (TIE);
- Frequência média de interrupção do sistema (SAIFI);
- Duração média das interrupções do sistema (SAIDI);
- Tempo médio de reposição de serviço do sistema (SARI).

#### Indicadores individuais:

- Frequência das interrupções por ponto de entrega (FI);
- Duração total das interrupções por ponto de entrega (DI).

Para a determinação dos indicadores gerais e individuais, foram consideradas as interrupções longas (duração superior a três minutos), conforme definido no RQS.

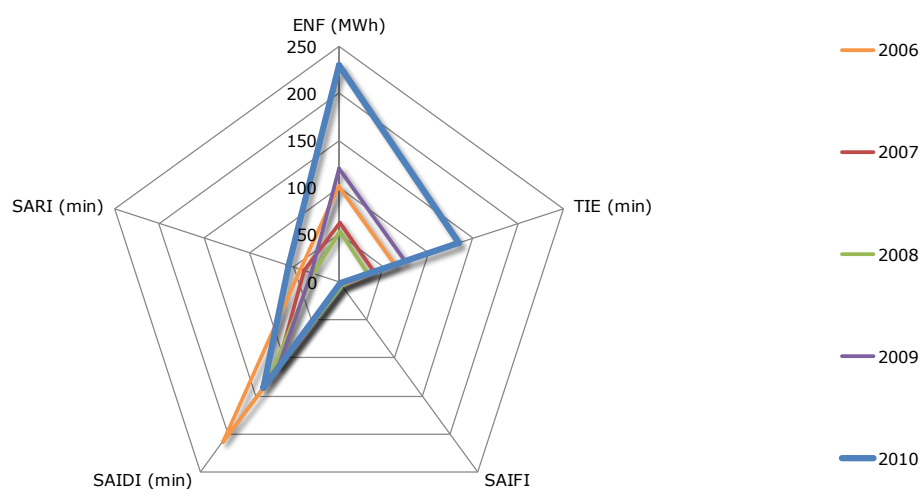
### 4.2.1 Indicadores Gerais

No quadro seguinte, apresentam-se os indicadores gerais para cada ilha e para a Região, no seu conjunto.

Indicadores Gerais de Continuidade de Serviço da rede de Transporte do SEPM - Anual 2010							
	Acidentais			Previstas			Total
	Produção	Transporte	Distribuição	Produção	Transporte	Distribuição	
<b>Madeira</b>							
ENF (MWh)	1,20	195,42	1,60	-	31,42	0,74	230,38
TIE (min)	0,69	112,58	0,92	-	18,11	0,43	132,73
SAIFI (nº)	0,07	2,10	0,12	-	0,12	0,02	2,44
SAIDI (min)	0,66	105,90	3,00	-	22,59	5,44	137,58
SARI (min)	9,00	50,47	24,59	-	185,13	222,91	56,39
<b>Porto Santo</b>							
ENF (MWh)	3,26	3,05	3,37	4,97	-	2,55	17,20
TIE (min)	50,00	46,87	51,75	76,28	-	39,09	263,98
SAIFI (nº)	1,75	0,75	2,00	1,00	-	1,00	6,50
SAIDI (min)	45,00	27,00	64,50	198,25	-	57,75	392,50
SARI (min)	25,71	36,00	32,25	198,25	-	57,75	60,38
<b>RAM</b>							
ENF (MWh)	4,45	198,47	4,97	4,97	31,42	3,29	247,58
TIE (min)	2,47	110,21	2,76	2,76	17,45	1,83	137,47
SAIFI (nº)	0,21	1,90	0,28	0,09	0,11	0,11	2,68
SAIDI (min)	4,40	94,70	8,11	16,88	19,71	9,66	153,45
SARI (min)	20,68	49,95	29,28	198,06	185,03	90,71	57,18

O gráfico seguinte indica a evolução dos indicadores gerais referentes à ilha da Madeira no período 2006-2010.

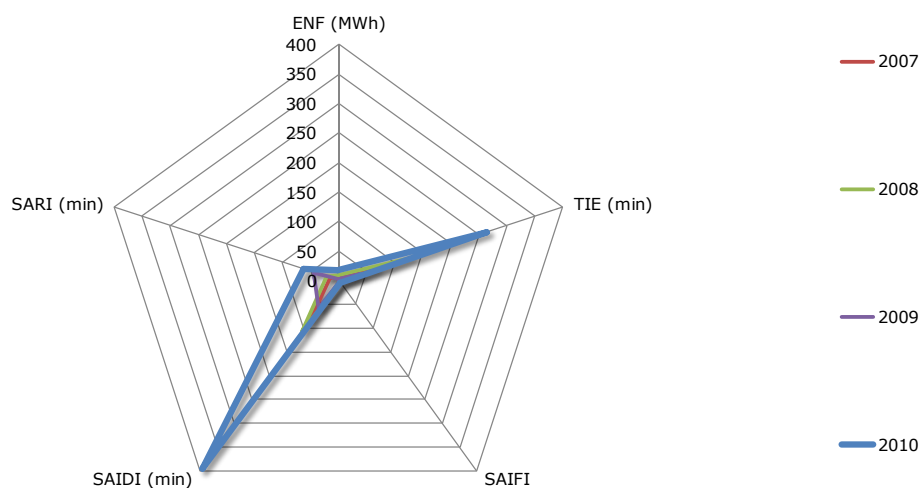
**Evolução dos Indicadores Gerais ao longo do tempo - Ilha da Madeira**



Pela análise do gráfico anterior, verifica-se uma degradação generalizada, dos indicadores no ano de 2010, relativamente aos anos anteriores, pelas razões já apontadas.

No gráfico seguinte, apresenta-se a evolução dos indicadores gerais verificados no período 2007-2010, referentes à ilha do Porto Santo.

**Evolução dos Indicadores Gerais ao longo do tempo - Ilha do Porto Santo**



Também nesta ilha, verifica-se uma deterioração de todos os indicadores gerais.

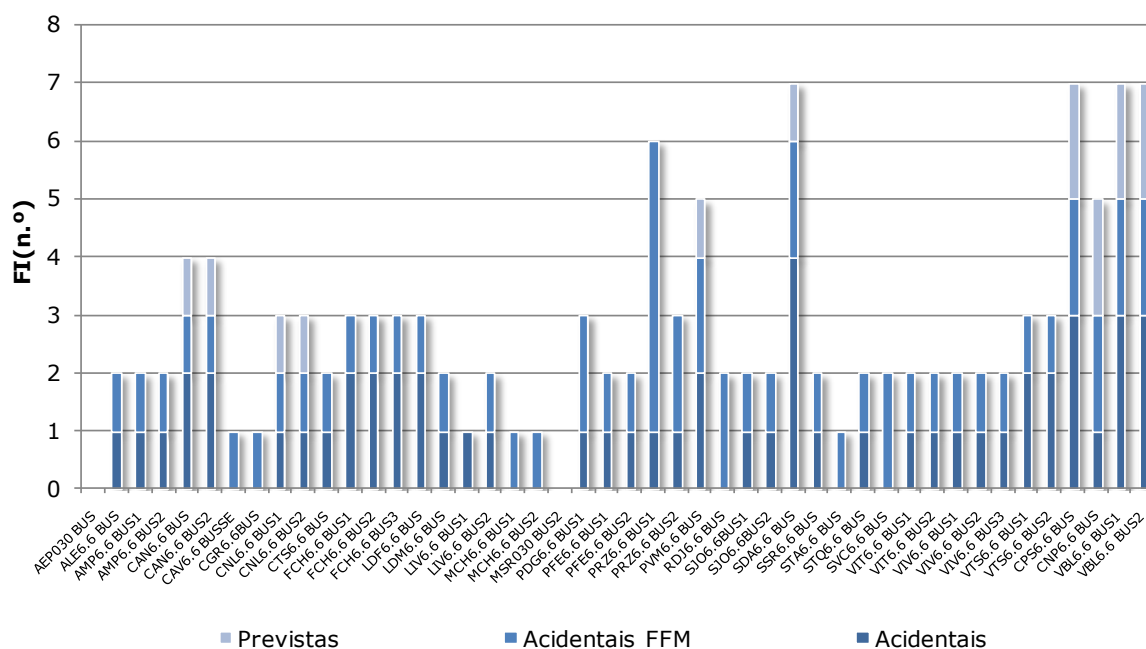
#### 4.2.2 Indicadores Individuais

No anexo III, encontram-se os pontos de entrega da rede de transporte, com indicação dos que alimentam directamente clientes, bem como os indicadores individuais, nos termos do artigo nº 16 do RQS.

##### Número de interrupções

O número total de interrupções por PdE, com duração superior a 3 minutos, com origem no sistema electroprodutor e nas redes de transporte e distribuição, de ambas as ilhas, é o indicado no gráfico seguinte:

## Nº total de interrupções por PdE - RAM

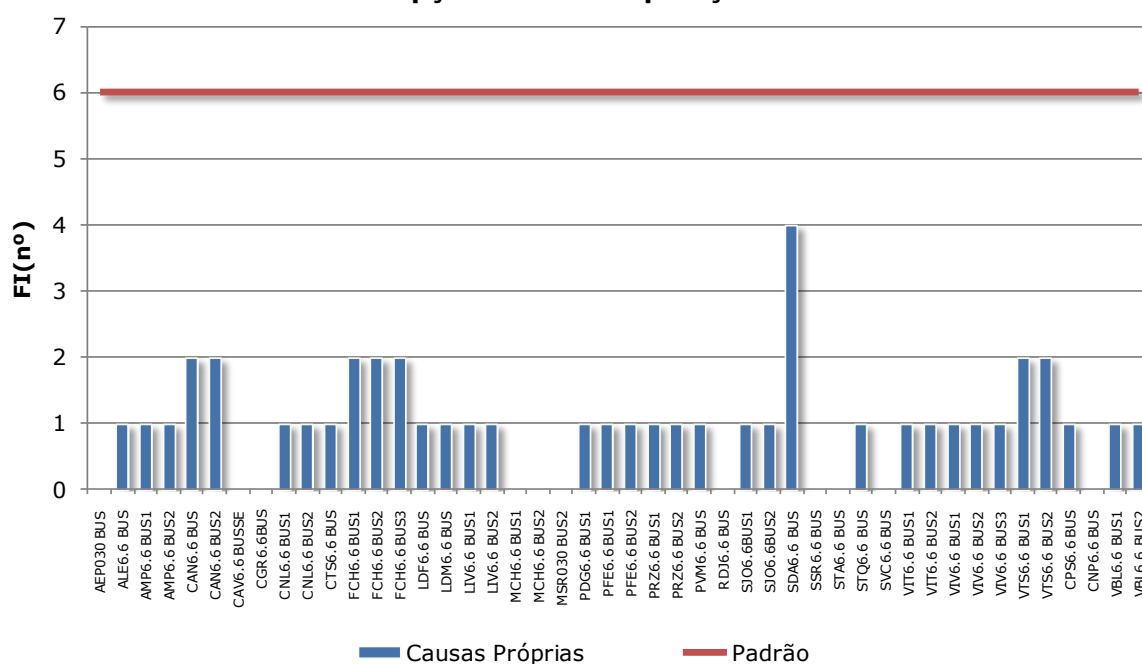


Como se pode verificar, em 2010, todos os PdE's de 6,6 kV da ilha da Madeira, foram afectados, pelo menos uma vez.

Nesta edição, apresentámos, também, as interrupções acidentais consideradas como Fortuitas e de Força Maior, dado o impacto que teve nos indicadores, como pode ser verificado, por exemplo, no PdE " PRZ6.6 BUS1".

No gráfico seguinte, apresentamos o número de interrupções longas não abrangidas pelo nº 1 do artigo 13º, bem como a sua comparação com o valor padrão.

## Nº de interrupções PdE - Comparação Padrão RAM

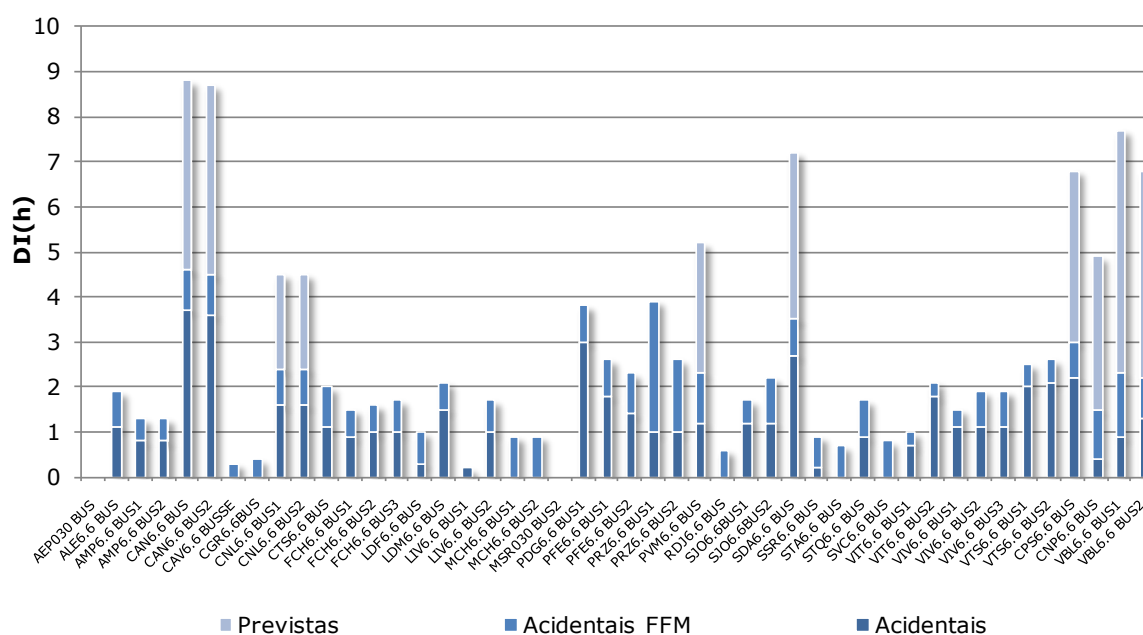


Ao nível deste indicador, não foram ultrapassados os valores padrão estabelecidos.

### Duração das interrupções

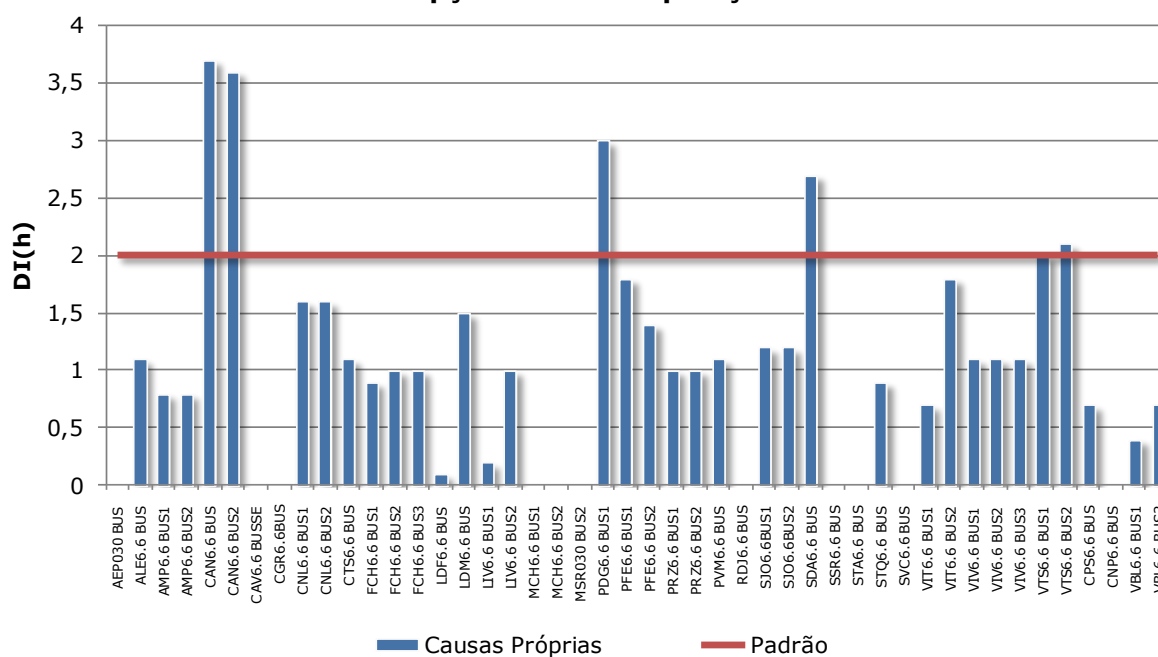
A duração total de interrupções longas com origem no sistema electroprodutor e nas redes de transporte e distribuição foi a seguinte:

**Duração total de interrupções por PdE - RAM**



No gráfico seguinte, indica-se o número de interrupções longas não abrangidas pelo nº 1 do artigo 13º do RQS, evidenciando a sua comparação com o valor padrão.

**Nº de interrupções PdE - Comparação Padrão RAM**



Em 5 PdE's da ilha da Madeira, a duração acumulada das interrupções foi superior ao valor padrão de 2 horas anuais.

Os PdE's CAN a 6,6 kV (Bus n.º 1 e n.º 2) foram os que verificaram a maior duração das interrupções.

### **4.3 Continuidade de Serviço - Rede de Distribuição MT**

Os indicadores gerais e individuais a considerar na rede distribuição MT são os seguintes:

#### **Indicadores gerais MT:**

- Tempo de interrupção equivalente da potência instalada (TIEPI);
- Frequência média de interrupções do sistema (SAIFI);
- Duração média das interrupções do sistema (SAIDI);
- Energia não distribuída (END), segundo as normas complementares, publicadas em Portaria Regional 82/2006 de 14 de Julho.

#### **Indicadores individuais MT:**

- Frequência das interrupções por PdE (FI);
- Duração total da interrupção por PdE (DI).

#### **4.3.1 Indicadores Gerais**

Considerando as interrupções longas, por origem, por tipo e por zona de qualidade de serviço, obtém-se os seguintes indicadores.



## Indicadores Gerais de Continuidade de Serviço da rede de Distribuição MT - Ilha da Madeira

	Acidentais			Previstas			Total
	Produção	Transporte	Distribuição	Produção	Transporte	Distribuição	
Zona A							
END (MWh)	0,76	167,00	180,76	-	0,02	72,92	421,46
TIEPI (min)	0,38	88,11	102,06	-	0,01	47,28	237,85
SAIFI (nº)	0,04	0,63	0,11	-	0,00	0,02	0,79
SAIDI (min)	0,30	33,64	52,44	-	0,01	22,36	108,75
Zona B							
END (MWh)	0,58	42,39	55,62	-	6,30	0,78	105,67
TIEPI (min)	0,29	22,25	30,53	-	5,13	0,39	58,59
SAIFI (nº)	0,03	0,36	0,06	-	0,03	0,00	0,49
SAIDI (min)	0,26	19,58	25,91	-	4,42	0,27	50,44
Zona C							
END (MWh)	1,44	141,53	156,06	-	30,12	19,10	348,24
TIEPI (min)	0,73	74,69	87,05	-	24,46	9,79	196,73
SAIFI (nº)	0,12	1,50	0,81	-	0,14	0,16	2,73
SAIDI (min)	1,09	107,08	131,96	-	30,22	16,22	286,56
Total Ilha							
END (MWh)	2,78	350,92	392,44	-	36,44	92,80	875,37
TIEPI (min)	1,41	185,05	219,65	-	29,60	57,46	493,16
SAIFI (nº)	0,18	2,50	0,98	-	0,17	0,19	4,01
SAIDI (min)	1,65	160,30	210,31	-	34,65	38,84	445,75

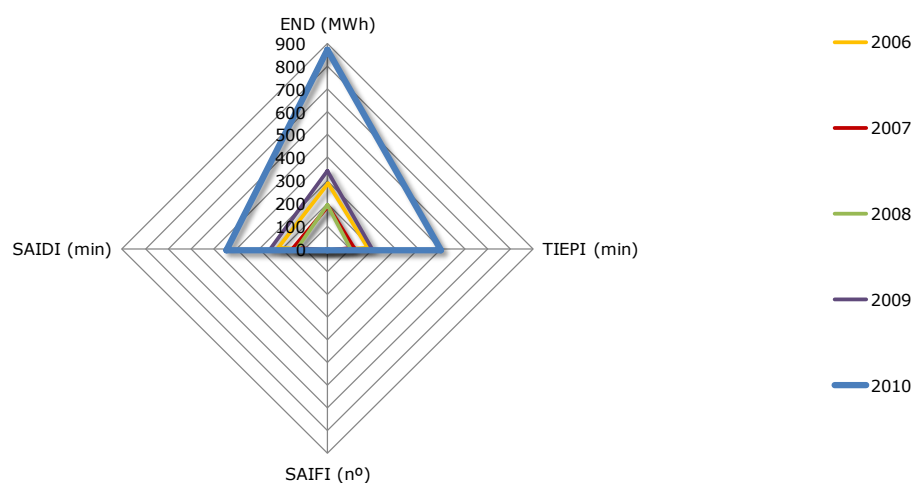
## Indicadores Gerais de Continuidade de Serviço da rede de Distribuição MT - Ilha do Porto Santo

	Acidentais			Previstas			Total
	Produção	Transporte	Distribuição	Produção	Transporte	Distribuição	
Zona B							
END (MWh)	1,36	1,69	3,28	7,16	-	1,41	14,91
TIEPI (min)	19,14	14,76	61,37	125,42	-	34,90	255,59
SAIFI (nº)	1,02	0,58	1,67	0,58	-	0,59	4,44
SAIDI (min)	17,78	14,10	56,43	114,02	-	35,51	237,84
Zona C							
END (MWh)	1,30	1,14	1,85	4,11	-	0,75	9,15
TIEPI (min)	18,05	9,96	33,53	71,93	-	18,65	152,12
SAIFI (nº)	0,88	0,43	1,21	0,43	-	0,43	3,37
SAIDI (min)	20,06	11,50	35,38	83,87	-	22,74	173,56
Total Ilha							
END (MWh)	2,66	2,84	5,13	11,27	-	2,16	24,06
TIEPI (min)	37,19	24,72	94,89	197,35	-	53,55	407,71
SAIFI (nº)	1,91	1,00	2,88	1,00	-	1,01	7,80
SAIDI (min)	37,85	25,60	91,81	197,89	-	58,25	411,40

## Indicadores Gerais de Continuidade de Serviço da rede de Distribuição MT - RAM

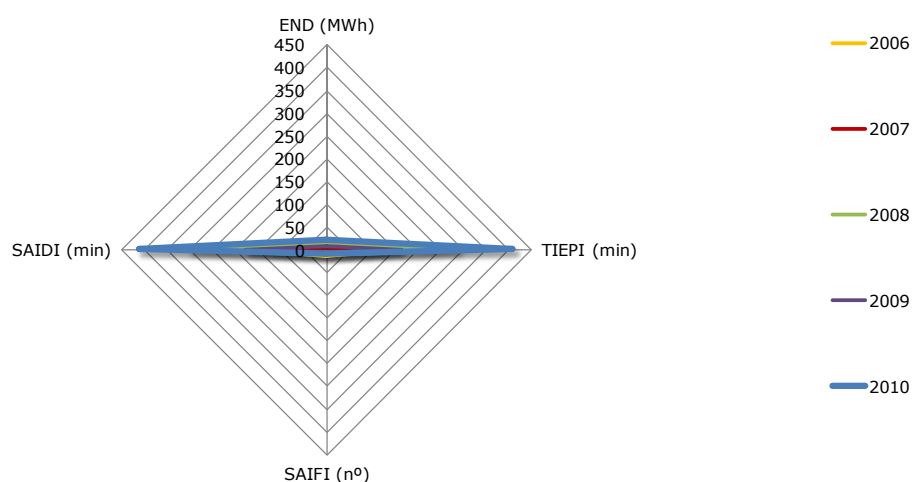
	Acidentais			Previstas			Total
	Produção	Transporte	Distribuição	Produção	Transporte	Distribuição	
Zona A							
END (MWh)	0,75	163,80	177,55	-	0,02	78,86	420,98
TIEPI (min)	0,37	83,94	97,23	-	0,01	45,05	226,59
SAIFI BT (nº)	0,04	0,63	0,11	-	0,00	0,02	0,79
SAIDI (min)	0,29	32,00	49,86	-	0,01	21,26	103,40
Zona B							
END (MWh)	2,45	43,19	60,02	7,89	6,30	3,11	122,96
TIEPI (min)	1,18	21,89	31,99	5,96	4,88	2,02	67,94
SAIFI BT (nº)	0,08	0,39	0,16	0,03	0,03	0,03	0,73
SAIDI (min)	1,19	19,37	27,65	6,08	4,21	2,15	60,65
Zona C							
END (MWh)	3,18	140,04	156,13	4,52	30,00	20,00	353,87
TIEPI (min)	1,55	71,63	84,52	3,42	23,30	10,21	194,63
SAIFI BT (nº)	0,17	1,53	0,87	0,02	0,14	0,19	2,92
SAIDI (min)	2,11	102,44	127,35	4,48	28,74	16,63	281,74
Total RAM							
END (MWh)	6,37	347,03	393,70	12,41	36,33	101,97	897,81
TIEPI (min)	3,10	177,46	213,74	9,38	28,20	57,28	489,16
SAIFI BT (nº)	0,29	2,55	1,14	0,06	0,17	0,24	4,44
SAIDI (min)	3,58	153,80	204,86	10,56	32,95	40,04	445,79

## Evolução dos Indicadores Gerais ao longo do tempo - Ilha da Madeira



No que tange à evolução dos indicadores gerais na ilha da Madeira, verifica-se que os valores registados em 2010 foram os mais desfavoráveis dos últimos anos devido, essencialmente, a condições atmosféricas anormalmente adversas.

## Evolução dos Indicadores Gerais ao longo do tempo - Ilha do Porto Santo



Relativamente à ilha do Porto Santo, evidencia-se, também, uma evolução negativa nos valores registados em 2010, devido a condições atmosféricas anormalmente adversas, com especial destaque para a intensidade do vento.

## 4.3.2 Comparação com os valores padrão

Para efeitos de comparação com os valores padrão definidos no RQS, consideram-se as interrupções longas com origem nas redes de transporte e distribuição, excluindo as abrangidas pelo nº 1 do artigo 13º (FFM, RIP, RSO, RSEG, AC, FIC).

Neste âmbito, obtiveram-se os seguintes valores:

## Indicadores Gerais Distribuição MT - Padrão - 2010

	Zona A		Zona B		Zona C	
	Padrão	Verificado	Padrão	Verificado	Padrão	Verificado
<b>Madeira</b>						
TIEPI (horas)	3	0,43	6	0,22	18	0,87
SAIFI (nº)	4	0,42	7	0,21	10	1,03
SAIDI (Horas)	3	0,30	6	0,19	18	1,15
<b>Porto Santo</b>						
TIEPI (horas)	3	-	6	0,50	18	0,38
SAIFI (nº)	4	-	7	0,95	10	0,87
SAIDI (Horas)	3	-	6	0,52	18	0,40
<b>Total RAM</b>						
TIEPI (horas)	2	0,41	4	0,23	12	0,85
SAIFI (nº)	3	0,42	6	0,26	9	1,08
SAIDI (Horas)	3	0,28	5	0,21	12	1,11

Da análise ao quadro, verifica-se que, em todas as zonas (A, B e C), os valores dos indicadores são inferiores ao padrão estabelecido no RQS. Quando comparados com os valores do ano anterior, verifica-se que os valores agora obtidos são mais baixos,

inferindo-se que a rede evoluiu positivamente. Ou seja, as interrupções provocadas pelas próprias redes (causas internas) são menores neste ano.

### 4.3.3 Indicadores Individuais

A frequência e duração das interrupções (FI e DI), bem como a sua comparação com os valores padrão estabelecidos no RQS, estão sintetizados no quadro seguinte.

Indicadores Individuais - Estatística dos Pde superiores ao padrão da rede MT - 2010								
	Nº de PdE's afectados	Nº de PdE da Rede MT*	Padrão FI (nº)	Nº Pde > Padrão FI	Incumprimento (%)	Padrão DI (h)	Nº Pde > Padrão DI	Incumprimento (%)
<b>Madeira</b>	<b>1.425</b>	<b>1.649</b>			<b>0,0%</b>		<b>11</b>	<b>0,7%</b>
Zona A	373	384	9	-	0,0%	4	1	0,3%
Zona B	218	256	20	-	0,0%	9	2	0,8%
Zona C	834	1.009	34	-	0,0%	18	8	0,8%
<b>Porto Santo</b>	<b>92</b>	<b>92</b>			<b>0,0%</b>			<b>0,0%</b>
Zona B	53	53	20	-	0,0%	9	-	0,0%
Zona C	39	39	34	-	0,0%	18	-	0,0%

\* em 31 de Dezembro de 2010

O indicador Frequência das Interrupções (FI) não apresenta violações ao padrão, enquanto o indicador Duração das Interrupções (DI) excede o valor padrão em 11 PdE, na ilha da Madeira, com maior incidência na Zona C.

Também a este nível, verifica-se que a taxa de incumprimento é menor do que a observada no ano anterior, ao nível da duração das interrupções, para ambas as ilhas.

## 4.4 Continuidade de Serviço - Rede de Distribuição BT

Os indicadores de continuidade de serviço, gerais e individuais, ao nível da baixa tensão são, conforme estipulado no RQS, os seguintes:

#### Indicadores gerais BT:

- Frequência média de interrupções do sistema (SAIFI);
- Duração média das interrupções do sistema (SAIDI);

#### Indicadores individuais BT:

- Frequência das interrupções por PdE (FI);
- Duração total da interrupção por PdE (DI).

#### 4.4.1 Indicadores Gerais

Os indicadores gerais por origem, tipo e zona de qualidade de serviço (interrupções longas), constam no quadro seguinte:

Indicadores Gerais de Continuidade de Serviço da rede de Distribuição BT - Ilha da Madeira							
	Acidentais			Previstas			Total
	Produção	Transporte	Distribuição	Produção	Transporte	Distribuição	
Zona A							
SAIFI BT (nº)	0,17	2,66	0,54	-	0,00	0,12	3,49
SAIDI (horas)	0,01	2,76	3,65	-	0,00	0,83	7,25
Zona B							
SAIFI BT (nº)	0,17	2,39	0,82	-	0,05	0,18	3,60
SAIDI (horas)	0,02	1,78	5,23	-	0,13	0,26	7,42
Zona C							
SAIFI BT (nº)	0,14	2,82	1,41	-	0,22	0,57	5,16
SAIDI (horas)	0,02	2,93	3,22	-	0,74	0,89	7,80
Total Ilha							
SAIFI BT (nº)	0,15	2,71	1,07	-	0,13	0,39	4,45
SAIDI (horas)	0,02	2,71	3,65	-	0,44	0,77	7,58

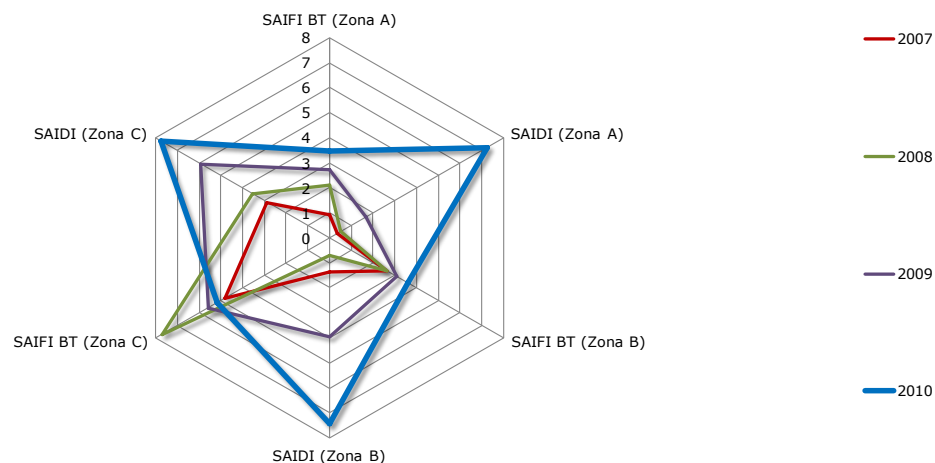
Indicadores Gerais de Continuidade de Serviço da rede de Distribuição BT - Ilha do Porto Santo							
	Acidentais			Previstas			Total
	Produção	Transporte	Distribuição	Produção	Transporte	Distribuição	
Zona B							
SAIFI BT (nº)	1,64	0,86	2,85	0,85	-	1,15	7,35
SAIDI (horas)	0,38	0,37	1,17	2,81	-	1,63	6,36
Zona C							
SAIFI BT (nº)	1,75	0,88	3,26	0,89	-	1,07	7,86
SAIDI (horas)	0,44	0,41	2,32	2,95	-	1,22	7,34
Total Ilha							
SAIFI BT (nº)	1,69	0,87	3,01	0,87	-	1,12	7,55
SAIDI (horas)	0,40	0,39	1,63	2,87	-	1,47	6,75

## Indicadores Gerais de Continuidade de Serviço da rede de Distribuição BT - RAM

	Acidentais			Previstas			Total
	Produção	Transporte	Distribuição	Produção	Transporte	Distribuição	
Zona A							
SAIFI BT (nº)	0,17	2,65	0,54	-	0,00	0,12	3,48
SAIDI (horas)	0,01	2,75	3,64	-	0,00	0,82	7,23
Zona B							
SAIFI BT (nº)	0,35	2,20	1,07	0,10	0,04	0,29	4,05
SAIDI (horas)	0,06	1,61	4,74	0,34	0,12	0,42	7,28
Zona C							
SAIFI BT (nº)	0,18	2,78	1,45	0,02	0,22	0,59	5,24
SAIDI (horas)	0,03	2,88	3,21	0,07	0,73	0,90	7,80
Total Ilha							
SAIFI BT (nº)	0,20	2,65	1,14	0,03	0,13	0,41	4,56
SAIDI (horas)	0,03	2,63	3,58	0,10	0,42	0,80	7,56

O gráfico seguinte, indica a evolução dos indicadores gerais, por zona de qualidade de serviço, referentes à ilha da Madeira no período 2007-2010.

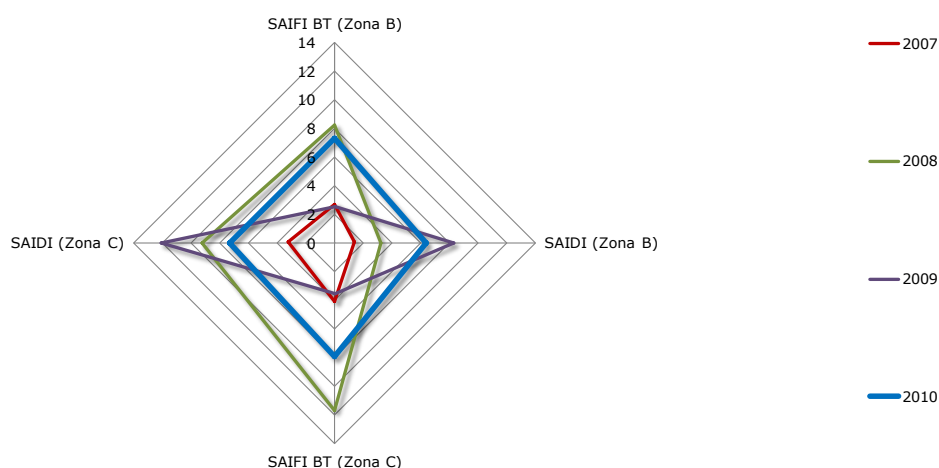
Evolução dos Indicadores Gerais ao longo do tempo - Ilha da Madeira



Verifica-se que os indicadores SAIDI e SAIFI, em 2010, foram superiores aos ocorridos no ano anterior, com excepção do indicador SAIFI da zona C.

Na ilha do Porto Santo, a evolução dos indicadores gerais no período 2007-2010, é a indicada no gráfico seguinte.

## Evolução dos Indicadores Gerais ao longo do tempo - Ilha do Porto Santo



Os valores obtidos, em 2010, para estes indicadores encontram-se ao nível dos limites máximos verificados nos últimos anos.

## 4.4.2 Comparação com os valores padrão

Na tabela seguinte, indicam-se os indicadores gerais para efeitos de comparação com os valores padrão, considerando apenas as interrupções superiores a 3 minutos, com exclusão das interrupções indicadas no número 1 do artigo 13º do RQS.

Indicadores Gerais Distribuição BT - Padrão - 2010						
	Zona A		Zona B		Zona C	
	Padrão	Verificado	Padrão	Verificado	Padrão	Verificado
<b>Madeira</b>						
SAIFI BT (nº)	4	1,86	7	1,66	10	2,14
SAIDI (horas)	6	1,36	10	1,51	22	2,35
<b>Porto Santo</b>						
SAIFI BT (nº)	4	-	7	1,77	10	1,94
SAIDI (horas)	6	-	10	0,74	22	1,55
<b>Total RAM</b>						
SAIFI BT (nº)	3	1,86	6	1,68	9	2,14
SAIDI (horas)	4	1,36	8	1,42	14	2,33

Os indicadores gerais, encontram-se abaixo dos valores de referência estabelecidos para cada Zona de Qualidade de Serviço, traduzindo um nível satisfatório de qualidade de serviço.

Tal como observado nas redes MT, os valores obtidos, considerando apenas as causas das próprias redes, são interiores aos verificados no ano anterior, com excepção na Zona A, denotando uma melhoria do serviço prestado em 2010.

#### 4.4.3 Indicadores Individuais

O quadro seguinte, sintetiza os indicadores individuais e a sua comparação com os valores padrão.

Indicadores Individuais - Estatística dos Pde superiores ao padrão da rede BT - 2010								
	Nº de PdE's afectados	Nº de PdE da Rede BT*	Padrão FI (nº)	Nº Pde > Padrão FI	Incumprimento (%)	Padrão DI (h)	Nº Pde > Padrão DI	Incumprimento (%)
<b>Madeira</b>	<b>122.980</b>	<b>137.591</b>		-	<b>0,0%</b>		<b>636</b>	<b>0,5%</b>
Zona A	34.634	39.311	13	-	0,0%	6	599	1,5%
Zona B	18.857	21.076	25	-	0,0%	11	27	0,1%
Zona C	69.489	77.204	40	-	0,0%	22	10	0,0%
<b>Porto Santo</b>	<b>4.064</b>	<b>4.762</b>		-	<b>0,0%</b>		-	<b>0,0%</b>
Zona B	2.389	2.856	25	-	0,0%	11	-	0,0%
Zona C	1.675	1.906	40	-	0,0%	22	-	0,0%

\* em 31 de Dezembro de 2010

Como é possível verificar, na ilha da Madeira, a Duração das Interrupções - DI excede o padrão em 636 PdE's, dos quais 599 na zona de qualidade de serviço A, 27 na Zona B e 10 na C.

No que diz respeito à ilha do Porto Santo, nenhum PdE' excedeu os valores padrão definidos.

Ao nível da qualidade individual, verifica-se uma diminuição do número de clientes onde a continuidade de serviço ultrapassa os padrões estabelecidos.

#### 4.5 Incidentes mais significativos

Os incidentes mais significativos, pelo critério de maior valor da END, com origem nas redes de transporte e distribuição, nas ilhas da Madeira e Porto Santo, foram os seguintes:

##### Ilha da Madeira

##### ***Incidente de 18 de Fevereiro de 2010 (56220)***

Incidente ocorrido pelas 7:41h, provocado pelo disparo por protecção de terra nos 60kV, devido a condições atmosféricas adversas (trovoada), afectando a rede jusante, provocando o disparo e a saída de alguns grupos da CTV. A energia eléctrica foi sendo



resposta gradualmente, de acordo com a disponibilidade da produção, ficando todos os sistemas alimentados pelas 9:32h. Esta ocorrência foi classificada com a causa "Atmosférica – Trovoada", afectando um total de 119.407 clientes, originado uma END de 100,9 MWh e um TIEPI de 53,0 minutos.

#### ***Incidente de 20 Fevereiro de 2010 (54044)***

Neste dia, verificaram-se condições atmosféricas extremamente adversas, elevada e prolongada precipitação, que originaram inundações que por sua vez danificaram instalações eléctricas, afectando a SE PVM. Teve início às 11:23h e afectou 264 clientes, tendo originado uma END de 38,9 MWh e um TIEPI de 21,7 minutos. Foi reposta a energia na totalidade no dia 22, tendo esta interrupção sido classificada com a causa "Naturais Ambientais-Inundações Imprevisíveis".

#### ***Incidente de 22 Fevereiro de 2010 (54057)***

Este incidente ocorreu às 14h, afectando a SE SJO, na sequência das inundações de 20 Fevereiro, provocadas pela anormal precipitação e deslizamento de terras, resultando numa END de 79,12 MWh e num TIEPI de 40,9 minutos. Esta interrupção afectou 139 clientes, tendo sido totalmente reposta a energia no dia 26 pelas 15:12h. Foi classificada com a causa "Naturais Ambientais-Inundações Imprevisíveis".

### **Ilha do Porto Santo**

#### ***Incidente de 4 de Maio de 2010 (56610)***

Este incidente teve origem num curto-circuito provocado por um animal roedor num PT da rede de distribuição, afectando a subestação da VBL e de seguida as subestações CNP e CPS. Teve início às 5:50h afectando 3998 clientes, resultando numa END de 1,91 MWh e um TIEPI de 34,7 minutos. A energia foi reposta às 6:56h e o incidente classificado com a causa "Naturais Ambientais-Animais não aves".

#### ***Incidente de 21 de Janeiro de 2010 (52787)***

Teve início às 10:50h num isolador danificado da rede de distribuição, provocando o disparo na SE CNP. Foram afectados 954 clientes, originando uma END de 0,73 MWh e um TIEPI de 11,8 minutos. O incidente foi classificado com a causa "Manutenção – Contornamentos /condensação" e foi reposto às 11:44h.

## 5 QUALIDADE DA ONDA DE TENSÃO

### 5.1 Introdução

Este capítulo, tem por objectivo caracterizar a qualidade da onda de tensão, nos diversos níveis de tensão (AT, MT e BT), com base nos 20 pontos de monitorização seleccionados. A monitorização da qualidade da onda de tensão teve em conta os limites estabelecidos pela norma NP EN 50 160 e inclui os seguintes parâmetros:

- Distorção harmónica;
- Tremulação (*Flicker*);
- Desequilíbrio do sistema trifásico de tensões;
- Valor eficaz da tensão;
- Cavas de tensão e sobretensões;
- Frequência.

### 5.2 Sumário

O plano de monitorização aprovado para 2010 e implementado pela EEM, contempla a realização de medições anuais em 8 pontos fixos, 7 dos quais na ilha da Madeira e 1 na Ilha do Porto Santo. Os restantes 6 equipamentos instalados ao nível da BT, possibilitam medições em 12 pontos de monitorização, resultado da realização de campanhas semestrais.

A taxa de conformidade geral<sup>1</sup>, foi de 96% quer para a ilha da Madeira, quer para a ilha do Porto Santo.

Da apreciação aos resultados obtidos nas campanhas realizadas, podemos referir que, regra geral, as condições estipuladas pela NP EN 50160 e pelo Regulamento da Qualidade de Serviço estão a ser cumpridas. Contudo, foram registadas algumas não conformidades nalgumas semanas, as quais passamos a referir:

- Distorção harmónica – Todos os pontos de medição com excepção dos postos de transformação de São Vicente, Santana e de São Vicente, na ilha da Madeira, registaram valores de acordo com a norma;
- Tremulação – Os limites regulamentares foram ultrapassados em 16 pontos de entrega, sendo 7 em MT na ilha da Madeira e 9 em BT, um dos quais na Ilha do Porto Santo;
- Desequilíbrio de fases – Todos os pontos de monitorização registaram valores abaixo dos limites normativos;
- Valor eficaz da tensão – O valor eficaz da tensão encontra-se dentro dos limites estabelecidos em todos os pontos de monitorização;
- Frequência – Todos os pontos de monitorização registaram valores de acordo com a norma;
- Cavas e sobretensões – A maioria das cavas apresenta uma duração a 500 milissegundos e um afundamento do valor eficaz da tensão inferior a 50%. Em relação às sobretensões, 80% das verificadas, apresentam duração superior a 60 segundos e amplitude inferior a 20%.

<sup>1</sup> - Representa as semanas monitorizadas conformes, relativamente à totalidade das semanas monitorizadas;

No anexo IV, apresentam-se os casos mais desfavoráveis verificados na qualidade da onda de tensão, indicando-se a pior semana (conforme não ou conforme), dependendo dos limites atingidos, com excepção das cavas e sobretensões que correspondem a valores anuais.

### 5.3 Plano de Monitorização

O plano apresentado à DRCIE para o ano de 2010, contemplou a realização de medições em 8 pontos fixos anuais e 12 móveis semestrais. Em relação à distribuição dos pontos de monitorização, esta segue a metodologia do ano anterior, cumprindo assim o plano aprovado.

Na ilha da Madeira, foram colocados 1 equipamento ao nível dos 60kV, 3 ao nível dos 30kV e 3 ao nível dos 6,6kV, com campanhas de duração anual. Ao nível da BT foram utilizados 5 equipamentos móveis, com campanhas semestrais que cobriram todos os concelhos da ilha. No Porto Santo, foram instalados dois equipamentos, um com campanha anual colocado ao nível dos 6,6kV, e outro ao nível da BT com uma rotatividade semestral.

No quadro seguinte, assinala-se, a localização desses pontos e a sua distribuição, de acordo com o estabelecido no plano de monitorização para 2010:

Monitorização da Qualidade de Onda de Tensão - 2010							
Instalação	Código	Tensões Nominais [kV]	Tensão [kV]				Zona Geográfica
			60	30	6,6	0,4	
Ilha da Madeira*			1	3	3	10	
Central Térmica da Vitória	CE CTV	30 e 6,6		x			Centro
Subestação da Calheta	SE CTA	60 e 30		x			Oeste
Subestação do Caniçal	SE CNL	60 e 6,6	x				Este
Subestação do Palheiro Ferreiro	SE PFE	60, 30 e 6,6		x			Este
Subestação da Ponte Vermelha	SE PVM	30 e 6,6			x		Oeste
Subestação das Virtudes	SE VTS	30 e 6,6			x		Centro
Subestação do Lombo do Faial	SE LDF	30 e 6,6			x		Este
P.T. de Calheta	C-PM-004	6,6 e 0,4				x	Oeste
P.T. de Câmara de Lobos	CL-CF-010	6,6 e 0,4				x	Oeste
P.T. de Funchal	F-M-032	6,6 e 0,4				x	Centro
P.T. de Machico	MX-MX-031	6,6 e 0,4				x	Este
P.T. de Santa Cruz	SC-SC-003	6,6 e 0,4				x	Este
P.T. do Porto Moniz	PM-SX-001	6,6 e 0,4				x	Oeste
P.T. de Ponta do Sol	PS-PS-027	6,6 e 0,4				x	Oeste
P.T. de Santana	ST-IL-001	6,6 e 0,4				x	Este
P.T. de São Vicente	SV-SV-011	6,6 e 0,4				x	Este
P.T. de Ribeira Brava	RB-CAM-018	6,6 e 0,4				x	Oeste
Ilha do Porto Santo*			0	0	1	2	
Subestação da Calheta Porto Santo	SE CPS	30 e 6,6			x		Centro
P.T. de Porto Santo	PST-PST-025	6,6 e 0,4				x	Centro
P.T. de Porto Santo	PST-PST-033	6,6 e 0,4				x	Centro
Total RAM*			1	3	4	12	

\*Nº total de pontos de medida

As taxas de cumprimento do plano de monitorização<sup>2</sup>, atingiram 92% e 78% nas ilhas da Madeira e Porto Santo, respectivamente.

O incumprimento ficou a dever-se a problemas de comunicação, resultando na ausência de dados suficientes para a aprovação das semanas e a problemas de logística na rotação dos equipamentos para os novos pontos de monitorização.

## 5.4 Distorção Harmónica

Foram cumpridos, de uma forma geral, os limites regulamentares referentes ao teor harmónico, com excepção da 5ª harmónica, no período de uma semana e em 3 pontos de monitorização, mais propriamente nos postos de transformação de Santana, São Vicente e Porto Moniz. Em Santana, o vento de intensidade excepcional provocou o disparo de linhas, causando avarias que obrigaram à reconfiguração da rede, em situação precária, tendo como consequência um teor harmónico mais elevado. Nos concelhos de São Vicente e Porto Moniz os valores da 5ª harmónica apresentam normalmente valores próximos do limiar da norma, tendo ainda sido afectados por trabalhos de manutenção e conservação da rede e ainda por disparos de origem desconhecida.

Os resultados verificados estão indicados na tabela do anexo IV.

## 5.5 Tremulação (Flicker)

Os limites regulamentares foram ultrapassados em 16 pontos de entrega, afectando os níveis de tensão 60, 30, 6,6kV, com excepção do Porto Santo. Ao nível da BT foram assinalados 9 pontos de monitorização acima dos limites, sendo um destes da ilha do Porto Santo.

Ao nível dos 60kV, o Plt foi ligeiramente ultrapassado em uma semana, devido às condições atmosféricas adversas que se fizeram sentir, nomeadamente, vento de intensidade excepcional e o Temporal de 20 Fevereiro.

Nos 30kV, o Plt foi excedido nos 3 pontos de entrega. As subestações da VIT (uma semana) e CTA (duas semanas), foram afectadas, essencialmente, por condições atmosféricas adversas (vento e inundações), mais propriamente na semana de 20 de Fevereiro. Para além dos motivos atrás referidos, a subestação do PFE foi também afectada por trabalhos programados e respectivas manobras.

As subestações do LDF, PVM e VTS, ao nível dos 6,6kV, foram atingidas também pela referida semana de 20 de Fevereiro, sendo neste caso a SE PVM a mais prejudicada, que devido à gravidade da situação no local, foi necessário realizar posteriormente trabalhos e consequentes manobras para reposição de energia, as quais contribuíram para o aumento dos valores registados.

No caso da BT, a tremulação foi excedida em 11 semanas na ilha da Madeira, em resultado dos fortes ventos sentidos, da elevada precipitação e das consequentes inundações e deslizamentos de terras, por toda a ilha, danificando instalações eléctricas. No Porto Santo, mais especificamente no PT Campo de Cima, o Plt foi ligeiramente ultrapassado em duas semanas, resultado de anomalias no parque eólico local, coincidindo também com os períodos de maior carga na rede com carga intermitente de uma central de betão/betuminoso, no período nocturno.

<sup>2</sup> Relação das semanas efectivamente monitorizadas, pelas semanas previstas: 52 semanas por ano e 26 por semestre;

## 5.6 Desequilíbrio de Fases

Nas medições efectuadas, não se detectaram valores de desequilíbrio do sistema trifásico de tensões acima do limite (2%), tanto na Madeira como no Porto Santo.

## 5.7 Valor Eficaz da Tensão

O limite admissível de variação do valor eficaz da tensão, não foi excedido nas medições efectuadas nas duas ilhas.

## 5.8 Frequência

Os desvios registados foram inferiores a 0,5% da frequência industrial nas ilhas da Madeira e Porto Santo, cumprindo como estipulado na regulamentação.

## 5.9 Cavas de tensão

Seguidamente, apresenta-se a caracterização das cavas mais frequentes ocorridas em 2010, por nível de tensão, na ilha da Madeira:

### 60 kV:

- O número de cavas registadas na subestação do Caniçal foi de 78;
- 29% das cavas apresentam uma duração inferior a 100 milissegundos e um afundamento inferior a 50%;
- 63% das cavas apresentam uma duração entre 100 e 500 milissegundos e um afundamento inferior a 40%.

### 30 kV:

- O número total de cavas registadas nos três pontos de monitorização foi de 205;
- 29% das cavas apresentam uma duração inferior a 100 milissegundos e um afundamento inferior a 50%;
- 60% das cavas apresentam uma duração entre 100 e 500 milissegundos e um afundamento inferior a 50%.

### 6,6 kV:

- Nos pontos de monitorização deste nível de tensão, o número total de cavas registadas foi de 342;
- 45% das cavas apresentam uma duração inferior a 100 milissegundos e um afundamento inferior a 60%;
- 42% das cavas apresentam uma duração entre 100 e 500 milissegundos e um afundamento inferior a 60%.

### BT: 230/400V:

- O número total de cavas registadas no conjunto dos 10 pontos de monitorização, ao nível da rede BT, foi de 349;
- 30% das cavas apresentam uma duração inferior a 100 milissegundos e um afundamento inferior a 30%;

- 62% das cavas apresentam uma duração entre 100 e 500 milissegundos e um afundamento inferior a 60%.

No caso da ilha do Porto Santo, as cavas registadas por nível de tensão é a seguinte:

**6,6 kV:**

- No equipamento de monitorização instalado na subestação da Calheta, o número de total de cavas foi de 27;
- 55% das cavas apresentam uma duração inferior a 100 milissegundos e um afundamento inferior a 20%;
- 35% das cavas apresentam uma duração entre 100 e 500 milissegundos e um afundamento inferior a 20%.

**BT: 230/400V:**

- Neste nível de tensão, o número total de cavas registadas nos equipamentos Ponta e Campo de Cima foi de 15;
- 40% das cavas apresentam uma duração inferior a 100 milissegundos e um afundamento inferior a 20%;
- 40% das cavas apresentam uma duração entre 100 e 500 milissegundos e um afundamento inferior a 30%.

## **5.10 Sobretensões**

Durante 2010, registaram-se diversas sobretensões em todos os níveis de tensão.

Ilha da Madeira:

**60 kV:**

- Foi registada na subestação CNL quatro sobretensões com duração inferior a 1 segundo e de pico inferior a 40%.

**30 kV:**

- A este nível de tensão foram registadas nas subestações CTA e PFE, o número total 23 eventos;
- 17% das sobretensões registadas apresentam uma duração inferior a 1 segundo e um pico inferior a 20%;
- 48% das sobretensões verificadas apresentam uma duração entre 1 a 60 segundos e um pico inferior a 20%.

**6,6 kV:**

- Neste nível de tensão, foram registados 47 eventos deste tipo distribuídos pelas subestações LDF e PVM;
- 30% das sobretensões assinaladas apresentam uma duração entre 1 a 60 segundos e um pico inferior a 20%;
- 45% das sobretensões registadas apresentam uma duração superior a 60 segundos e um pico inferior a 20%.

**BT: 230/400V:**

- Ao nível da baixa tensão, foram registadas 319 sobretensões. O PT de Ponta do Sol foi responsável pelo registo de 92% dos eventos verificados, seguidos dos PT's dos concelhos de Porto Moniz, Santana, Calheta e Santa Cruz;
- 6% das sobretensões registadas apresentam uma duração inferior a 60 segundos e um pico inferior a 40%;
- 93% das sobretensões verificadas apresentam uma duração superior a 60 segundos e um pico inferior a 20%.

Na ilha do Porto Santo, foram registadas 4 sobretensões no conjunto dos dois níveis de tensão monitorizados.

Os 6,6 kV contribuíram com cerca de 75% dos eventos, apresentando uma duração inferior a 1 segundo.

O quadro seguinte apresenta por ilha e nível de tensão, a síntese da conformidade das medições efectuadas.

Monitorização da Qualidade da Onda de Tensão - 2010													
Instalação	Tensões Nominais [kV]	Tensão [kV]				Nº semanas monitorizadas/Nº semanas conformes							
		60	30	6,6	0,4	Tensão	Tremulação	Desequi- líbrio	Harmónicos				Frequên- cia
									3º	5º	7º	THD	
Ilha da Madeira													
SE CNL	60 e 6,6	x				50/50	50/49	50/50	50/50	50/50	50/50	50/50	
SE CTA	60 e 30		x			52/52	52/50	52/52	52/52	52/52	52/52	52/52	
CE CTV	30 e 6,6		x			49/49	49/48	49/49	49/49	49/49	49/49	49/49	
SE PFE	60, 30 e 6,6		x			51/51	51/49	51/51	51/51	51/51	51/51	51/51	
SE PVM	30 e 6,6			x		50/50	50/45	50/50	50/50	50/50	50/50	50/50	
SE VTS	30 e 6,6			x		50/50	50/49	50/50	50/50	50/50	50/50	50/50	
SE LDF	30 e 6,6			x		50/50	50/48	50/50	50/50	50/50	50/50	50/50	
C-PM-004	6,6 e 0,4				x	21/21	21/19	21/21	21/21	21/21	21/21	21/21	
CL-CF-010	6,6 e 0,4				x	22/22	22/21	22/22	22/22	22/22	22/22	22/22	
F-M-032	6,6 e 0,4				x	20/20	20/19	20/20	20/20	20/20	20/20	20/20	
MX-MX-031	6,6 e 0,4				x	21/21	21/19	21/21	21/21	21/21	21/21	21/21	
SC-SC-003	6,6 e 0,4				x	23/23	23/22	23/23	23/23	23/23	23/23	23/23	
PM-SX-001	6,6 e 0,4				x	20/20	20/20	20/20	20/20	20/19	20/20	20/20	
PS-PS-027	6,6 e 0,4				x	24/24	24/23	24/24	24/24	24/24	24/24	24/24	
ST-IL-001	6,6 e 0,4				x	24/24	24/23	24/24	24/24	24/23	24/24	24/24	
SV-SV-011	6,6 e 0,4				x	24/24	24/22	24/24	24/24	24/23	24/24	24/24	
RB-CAM-018	6,6 e 0,4				x	25/25	25/25	25/25	25/25	25/25	25/25	25/25	
Ilha do Porto Santo													
SE CPS	30 e 6,6			x		39/39	39/39	39/39	39/39	39/39	39/39	39/39	
PT: PST-PST-025	6,6 e 0,4				x	20/20	20/20	20/20	20/20	20/20	20/20	20/20	
PT: PST-PST-033	6,6 e 0,4				x	22/22	22/19	22/22	22/22	22/22	22/22	22/22	

Semanas não conformes

### 5.11 Síntese

Assumindo que os pontos de monitorização são representativos dos casos mais gravosos e que as taxas de realização do plano de monitorização foram superiores a 85%, podemos concluir que as redes das ilhas da Madeira e Porto Santo:

- apresentam níveis médios de perturbações aceitáveis;
- cumprem na maioria dos pontos monitorizados os limites regulamentares, salvo algumas exceções, de forma esporádica;
- que os desvios em relação aos limites normativos foram pouco significativos.

Assim, podemos afirmar que na generalidade, estão a ser cumpridas as condições estipuladas pela norma NP EN 50160, inferindo para toda a Região Autónoma da Madeira um nível satisfatório de qualidade de onda de tensão.



### **5.12 Tratamento de reclamações relativas às características técnicas da tensão**

Em 2010, a EEM realizou uma visita a clientes, tendo como origem este tipo de reclamação. Foram cumpridos os prazos de contacto com o cliente e respectivos procedimentos no que diz respeito às conclusões observadas.

### **5.13 Principais acções para a melhoria da monitorização da qualidade da onda de tensão**

Foram implementados procedimentos de obtenção da correlação causa/efeito de semanas não conformes, de modo a facilitar a tomada de medidas correctivas na rede. Desta acção, resultou a detecção de elevados valores de tensão no PT do Concelho de Ponta do Sol, tendo sido rapidamente regularizada a situação.

Os valores da 5ª harmónica verificados, estão a ser alvo de estudo, no sentido de detectar a origem dos mesmos. Paralelamente, estão a ser analisadas medidas correctivas, de modo a baixar o valor dessa harmónica.

Na ilha do Porto Santo, foram realizados investimentos (remodelação da rede MT/BT) junto ao PT Campo de Cima, tendo por objectivo melhorar as condições técnicas de fornecimento de energia eléctrica, quer ao nível da continuidade de serviço quer da melhoria na qualidade da onda de tensão.

## 6 QUALIDADE COMERCIAL

### 6.1 Introdução

A qualidade de informação comercial, é suportada na plataforma SAP utilizado o CRM nativo da *Industry Solution* para as utilities. Durante o ano de 2010, a EEM procedeu à reorganização da classificação das notas em sistema (processo sobre o qual é registado todos os contactos de clientes com a empresa) com o objectivo de afinar o processo de recolha dos dados que constituem a base de cálculo dos indicadores constantes do regulamento de qualidade de serviço.

Este processo de reorganização, resulta das recomendações saídas da auditoria de qualidade de serviço realizada durante o ano de 2010. Todas as actualizações têm sido discutidas e reflectidas nas reuniões de acompanhamento realizadas com a ERSE.

De salvaguardar, também, que em 2010, o projecto das leituras através de PDA, possibilitou à EEM, calcular com maior precisão o indicador das leituras.

Encontra-se ainda em fase de implementação o WFM - Sistema de Gestão de Equipas, prevendo-se a entrada em exploração no 2º semestre de 2011 que permitirá calcular os indicadores em falta.

### 6.2 Inquérito de Satisfação dos Clientes

No ano de 2010, a EEM deu continuidade à realização do inquérito relacionado com o atendimento, tendo em vista avaliar o grau de satisfação dos seus clientes.

No quadro seguinte, podemos visualizar o formulário disponibilizado a todos os visitantes. A EEM atribuiu uma avaliação de Fraco a Muito Bom permitindo, assim, calcular uma média aritmética.

## Questionário de Satisfação

Por favor assinale a sua preferência com um X

Atendimento	Fraco	Regular	Normal	Bom	Muito Bom
Competência dos funcionários no atendimento:					
Horário de funcionamento:					
Atendimento ao balcão (em centros de atendimento):					
Rapidez do atendimento:					
Atendimento telefónico (Contact Center):					
Qualidade do serviço prestado pelos serviços técnicos:					
Desempenho global do atendimento:					

Instalações da EEM	Fraco	Regular	Normal	Bom	Muito Bom
Aspecto e higiene das instalações:					
Funcionalidade e acessibilidade das instalações:					
Identificação dos postos de atendimento:					

Serviços da EEM
<u>Por favor assinale a sua preferência com um X</u>
Tem conhecimento dos serviços disponíveis no site da EEM na área de clientes?
Quais das tarifas é que tem conhecimento? <u>(pode ser mais que uma resposta)</u>
Tem hábito comunicar as leituras do contador?
Tem facilidade na interpretação da factura de electricidade / recibo?
Tem conhecimento do serviço de envio da factura electrónica?
Sabia que ao aderir ao pagamento das facturas por débito directo não tem encargos de si?
Sabia que já pode efectuar contratos de fornecimento de energia eléctrica via Contact Center?

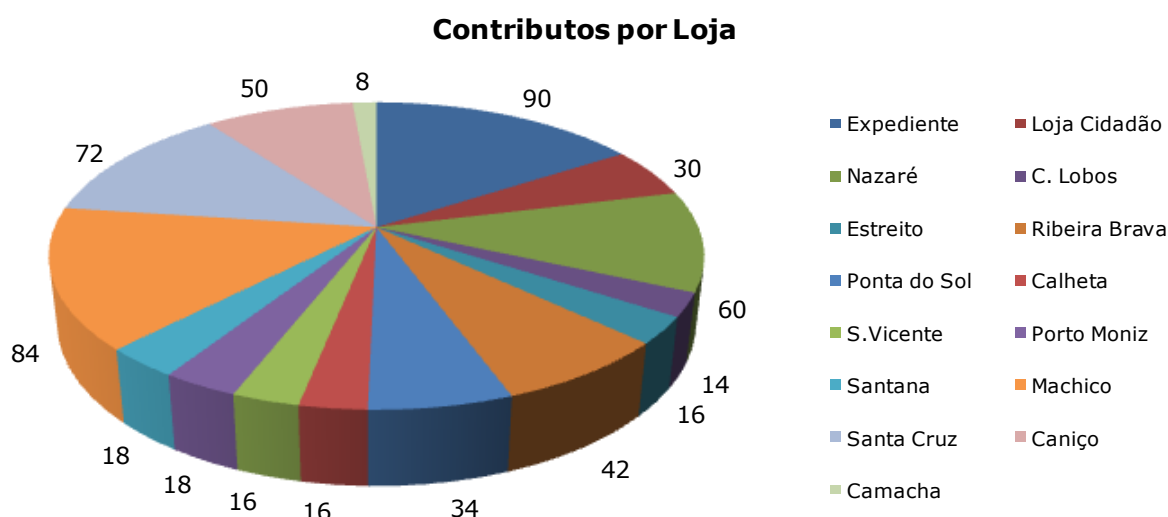
Sim	Não	
Simplex	Bi- Horária	Tri-Horária
Sim	Não	
Sim	Não	
Sim	Não	
Sim	Não	
Sim	Não	

**Sugestões adicionais:**

A EEM agradece a sua disponibilidade para o preenchimento deste questionário

Para garantir a confidencialidade dos inquiridos, foi disponibilizada uma caixa apropriada para a recepção dos inquéritos. Do universo de visitantes dos nossos balcões, apenas recolhemos uma amostra de quinhentos e sessenta e oito inquiridos, distribuídos conforme a figura seguinte.



Nos quadros seguintes, podemos analisar o grau de satisfação do atendimento, efectuado com base na média dos valores numa escala de 1 a 4, sendo 1 o valor mais baixo e 4 o valor mais alto. Nas respostas sobre o conhecimento dos serviços prestados, pela EEM, adoptamos uma distribuição percentual.

## Satisfação ao nível do atendimento

	Competência dos funcionários no atendimento	Atendimento ao Balcão	Rapidez do atendimento	Atendimento telefónico (contact-center)	Qualidade do serviço prestado pelos serviços técnicos	Desempenho global do atendimento
Expediente	3,3	3,3	3,2	2,8	3,0	3,4
Loja Cidadão	3,6	3,4	3,1	2,7	2,9	3,2
Nazaré	3,5	3,2	3,2	2,5	2,6	3,1
C. Lobos	3,0	2,7	2,9	2,3	2,6	2,7
Estreito	3,0	3,1	2,9	2,4	2,9	3,0
Ribeira Brava	3,1	3,0	3,1	2,7	2,8	3,0
Ponta do Sol	3,2	3,3	2,8	2,9	2,8	3,0
Calheta	3,4	3,1	3,0	3,0	3,3	3,3
S.Vicente	3,6	2,9	3,0	2,8	2,9	3,0
Porto Moniz	3,2	3,1	3,2	2,8	3,0	3,0
Santana	3,2	3,1	3,2	2,8	3,0	3,0
Machico	2,8	2,8	2,7	2,6	2,7	2,6
Santa Cruz	3,1	2,9	2,7	1,8	2,3	2,7
Canico	3,2	3,0	2,7	2,6	2,7	3,0
Camacha	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5
<b>Média</b>	<b>3,2</b>	<b>3,1</b>	<b>3,0</b>	<b>2,6</b>	<b>2,8</b>	<b>3,0</b>

Globalmente, o atendimento ao balcão apresenta uma melhoria relativamente ao ano transacto, onde foi atribuída a nota 3,0 (1 até 4). Este valor resultou de um acompanhamento mais próximo dos colaboradores da EEM, incluindo formação e controlo de procedimentos ao nível da contratação, recebimentos e outros aspectos relacionados com a melhoria de atendimento.

## Instalações EEM

	Funcionalidade e acessibilidade das instalações	Identificação dos pontos de atendimento	Aspecto e higiene das instalações
Expediente	3,0	2,9	2,9
Loja Cidadão	2,9	2,9	2,9
Nazaré	3,2	3,1	3,3
C. Lobos	2,1	2,1	2,4
Estreito	2,5	2,0	2,1
Ribeira Brava	2,9	2,9	3,0
Ponta do Sol	2,7	2,9	2,6
Calheta	2,8	2,9	3,0
S.Vicente	3,1	2,9	3,0
Porto Moniz	2,2	3,3	2,0
Santana	2,2	3,3	2,0
Machico	2,6	2,7	2,8
Santa Cruz	3,0	2,8	3,2
Canico	3,1	3,0	3,2
Camacha	3,3	3,0	2,5
<b>Média</b>	<b>2,9</b>	<b>2,9</b>	<b>2,9</b>

Relativamente à qualidade das instalações da EEM as mesmas obtiveram uma classificação de 2,9 (1 até 4), o que indica a necessidade de uma reestruturação de alguns postos de atendimento. Neste particular, procedemos à renovação da loja de Santa Cruz, transferindo-a para um espaço mais actual, conferindo melhores condições de atendimento.

Serviços prestados pela EEM							
	Tem conhecimento dos serviços disponíveis no site da EEM	Conhece as tarifas oferecidas pela EEM	Tem por habito comunicar as leituras do contador	Facilidade na leitura da factura de electricidade/re cibo	Tem conhecimento do serviço de factura electronica?	Serviço contratação via Contact-Center	Sabia que ao aderir ao débito directo não tem encargos para si
Expediente	58%	70%	60%	73%	49%	24%	78%
Loja Cidadão	47%	58%	33%	47%	53%	13%	87%
Nazaré	67%	48%	37%	63%	53%	23%	50%
C. Lobos	43%	48%	43%	57%	14%	14%	29%
Estreito	50%	58%	13%	38%	38%	13%	38%
Ribeira Brava	52%	46%	33%	67%	43%	52%	43%
Ponta do Sol	47%	45%	53%	76%	35%	18%	47%
Calheta	63%	71%	38%	88%	38%	25%	75%
S.Vicente	38%	54%	38%	63%	50%	0%	50%
Porto Moniz	67%	37%	56%	89%	78%	89%	100%
Santana	67%	37%	56%	89%	78%	89%	100%
Machico	50%	67%	36%	33%	36%	36%	40%
Santa Cruz	75%	62%	47%	69%	44%	25%	81%
Canico	44%	51%	28%	88%	60%	16%	68%
Camacha	75%	58%	50%	50%	75%	75%	50%
<b>Média</b>	<b>57%</b>	<b>57%</b>	<b>42%</b>	<b>65%</b>	<b>48%</b>	<b>30%</b>	<b>63%</b>

A análise ao quadro anterior, permite-nos concluir que os novos serviços de factura electrónica e de contratação telefónica apresentam níveis de conhecimento abaixo da média.

No sentido de dar a conhecer os novos serviços, a EEM contratou uma empresa da especialidade para a criação de um folheto informativo, contendo a divulgação da factura electrónica e da contratação telefónica. Aproveitou-se a ocasião para reforçar as vantagens de adesão ao débito directo. Assim, globalmente, são evidenciados os benefícios de ordem ambiental e as vantagens funcionais, associadas aos serviços aos serviços divulgados. A distribuição do folheto, ocorrerá no primeiro quadrimestre de 2011, juntamente com a factura de electricidade.

Como serviço certificado de qualidade, o SIAM efectuou um inquérito de avaliação do grau de satisfação de clientes, via telefónica, no universo de clientes que utilizaram os seus serviços, em resposta a pedidos e reclamações.

A dimensão da amostra foi definida com base no grau de confiança de 95% e um erro associado de 2,44%. A proporção da amostra foi de 2,30%. Os inquéritos foram seleccionados de forma aleatória com base no peso relativo dos diferentes trabalhos no total de serviços realizados. A acção de inquirição foi realizada nos dias 04, 05 e 06, de Abril de 2011, reportando-se aos registos do ano de 2010.

Inquérito de Satisfação dos Clientes - SIAM						
Questão	Muito Bom	Bom	Satisfaz	Fraco	N/R	Total
Rapidez na resposta	53	78	13	1	0	145
Cumprimento de prazos	53	78	13	1	0	145
Qualidade do serviço	56	76	11	0	2	145
Postura dos técnicos	56	70	10	0	9	145
<b>Total</b>	<b>218</b>	<b>302</b>	<b>47</b>	<b>2</b>	<b>11</b>	<b>580</b>
<b>% de Satisfação</b>	<b>37,6%</b>	<b>52,1%</b>	<b>8,1%</b>	<b>0,3%</b>	<b>1,9%</b>	<b>100,0%</b>

### 6.3 Tempo de ligação à rede de instalações de baixa tensão, após celebração do contrato de fornecimento de energia eléctrica

O número de ligações em baixa tensão, realizadas em 2010, decresceu, em relação ao ano de 2009, para 3.960 unidades. Ponderando as ligações efectuadas num período inferior a 4 dias, atinge-se uma taxa de cumprimento de 100% ficando, assim, acima do padrão estabelecido que é de 90%.

Ligações em Baixa Tensão					
	I-Trimestre	II-Trimestre	III-Trimestre	IV-Trimestre	Total
Nº de Ligações ≤ 4 dias	932	968	1.036	1.012	3.948
Nº de Ligações > 4 dias	3	6	3	0	12
<b>Total de Ligações</b>	<b>935</b>	<b>974</b>	<b>1.039</b>	<b>1.012</b>	<b>3.960</b>
% Ligações ≤ 4 dias	99,7%	99,4%	99,7%	100,0%	99,7%
% Ligações > 4 dias	0,3%	0,6%	0,3%	0,0%	0,3%

### 6.4 Tempos de Atendimento Presencial

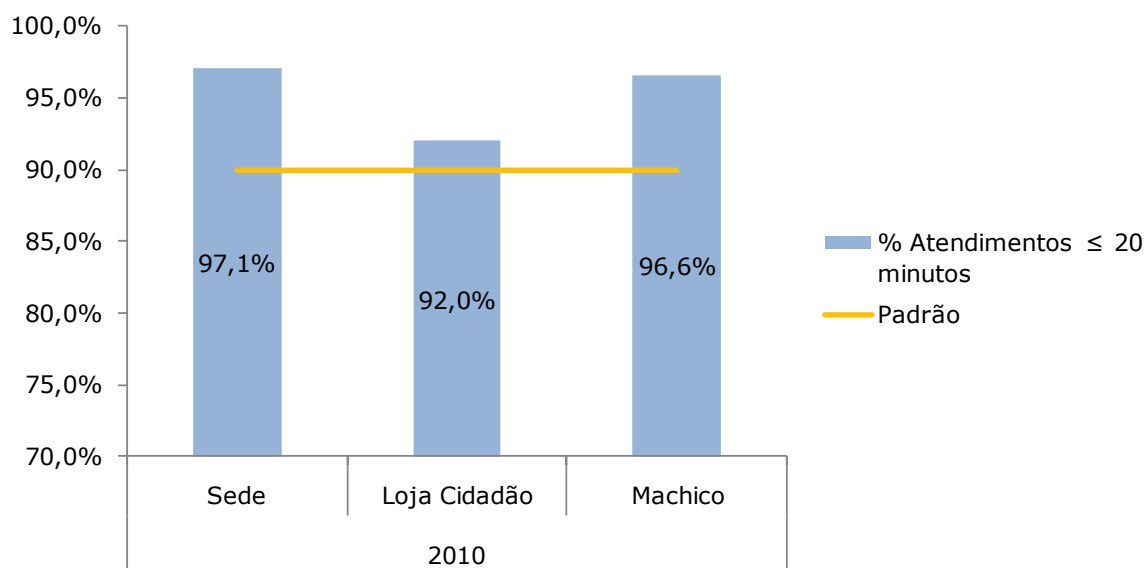
A EEM, em 2010, implementou um processo de controlo diário, para acompanhar a evolução do indicador dos tempos de atendimento presencial permitindo assim uma intervenção imediata sempre que se verifica uma perda de performance daquele indicador. O cálculo deste indicador, estabelecido pelo RQS, foi efectuado com base no sistema de senhas suportado pela aplicação INLINE.

Esta aplicação está implementada nos três maiores centros de atendimento, nomeadamente, na Sede da EEM, na Loja do Cidadão e na Loja de Machico.

No quadro abaixo, os valores do número de atendimentos presenciais foram calculados com base nos atendimentos efectivos, retirando as desistências. No que se refere ao balcão da EEM na Loja do Cidadão, apenas foi retirado o dia de reabertura, 1 de Março de 2010, após a intempérie ocorrida a 20 de Fevereiro de 2010, por motivos de dificuldades de organização de processos administrativos e técnicos.

## Atendimento Presencial

Local	Sede	Loja do Cidadão	Machico	Total
Nº de Atendimentos ≤ 20 minutos	88.125	86.714	29.090	203.929
Nº de Atendimentos > 20 minutos	2.643	7.566	1.018	11.227
<b>Total de Atendimentos</b>	<b>90.768</b>	<b>94.280</b>	<b>30.108</b>	<b>215.156</b>
% Atendimentos ≤ 20 minutos	97,1%	92,0%	96,6%	94,8%
% Atendimentos > 20 minutos	2,9%	8,0%	3,4%	5,2%



Do gráfico acima podemos concluir que os tempos de atendimento encontram-se acima dos padrões constantes no RQS (90%), o que denota uma melhoria no indicador, relativamente ao ano anterior.

## 6.5 Atendimento Telefónico

Os tempos de espera no atendimento telefónico centralizado foram calculados através de uma aplicação de suporte à gestão e controlo do *Contact Center*.

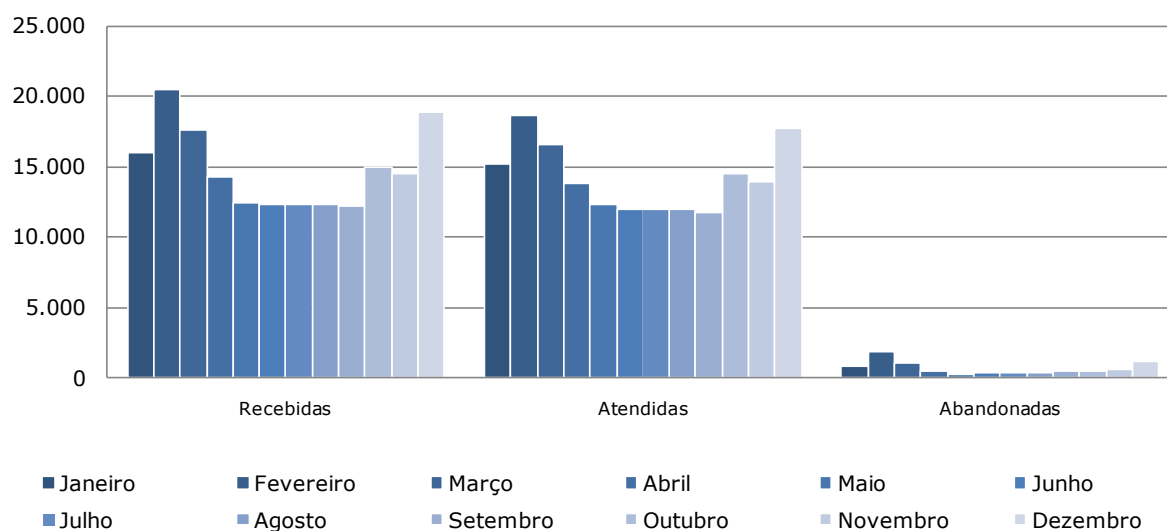
Conforme determinado no RQS, o tempo de atendimento é o intervalo que decorre entre o primeiro sinal da chamada e o instante em que a chamada é atendida.

Apresentamos, no quadro seguinte, os indicadores do atendimento telefónico.

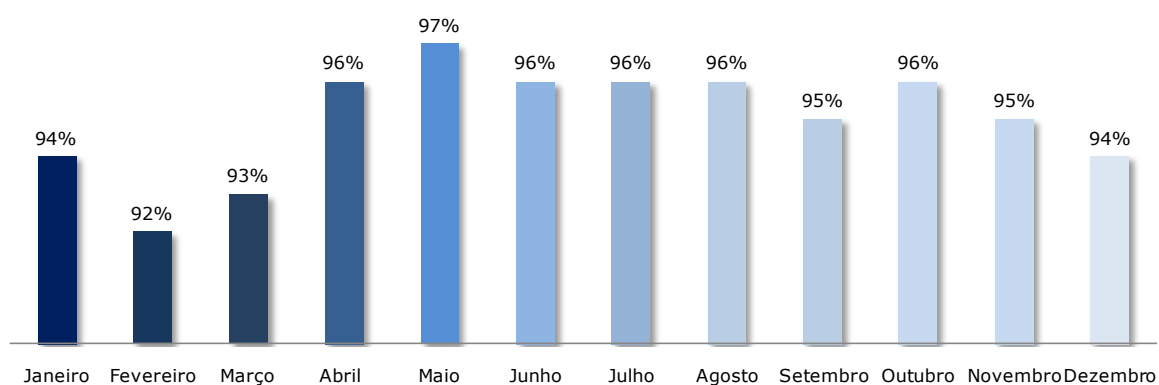
## Atendimento Telefónico

Mês	Recebidas	Atendidas	Abandonadas	Percent. de atendimento até 60 segundos
Janeiro	15.988	15.223	765	94,0%
Fevereiro	20.445	18.662	1.783	92,0%
Março	17.626	16.538	1.088	93,0%
Abril	14.235	13.792	443	96,0%
Maio	12.469	12.256	213	97,0%
Junho	12.311	11.985	326	96,0%
Julho	12.238	11.952	286	96,0%
Agosto	12.337	12.014	323	96,0%
Setembro	12.185	11.765	420	95,0%
Outubro	14.960	14.521	439	96,0%
Novembro	14.464	13.915	549	95,0%
Dezembro	18.895	17.692	1.203	94,0%
<b>Total</b>	<b>178.153</b>	<b>170.315</b>	<b>7.838</b>	<b>95,0%</b>

## Atendimento Telefónico



## Percentagem de atendimento até 60 segundos





Tendo por base a representação gráfica, é possível constatar que no que concerne ao indicador do atendimento telefónico estabelecido no RQS (80%), a EEM cumpre largamente, com cerca de 95%.

## 6.6 Reclamações de Clientes

A EEM utiliza uma funcionalidade da plataforma comercial SAP – IS- U designada de “Notas” para apurar todas as reclamações, pedidos de informação e de serviço, que dão entrada pelos canais da empresa, nomeadamente, presencial, telefónico, carta, correio electrónico, entre outras. Através deste programa, realiza-se o cálculo dos tempos de resposta, aferindo o indicador relativo ao prazo de quinze dias úteis estipulado no RQS.

No quadro subsequente, pode-se verificar que a EEM, em 2010, está ao nível do padrão de 98% estabelecido no RQS.

Reclamações	I-Trimestre	II-Trimestre	III-Trimestre	IV-Trimestre	Total
Nº Reclamações ≤ 15 dias	2.559	3.053	2.411	2.698	10.721
Nº Reclamações > 15 dias	84	84	69	28	265
<b>Total de Reclamações</b>	<b>2.643</b>	<b>3.137</b>	<b>2.480</b>	<b>2.726</b>	<b>10.986</b>
% Reclamações ≤ 15 dias	97,0%	97,0%	97,0%	99,0%	98,0%
% Reclamações > 15 dias	3,0%	3,0%	3,0%	1,0%	2,0%

O número total de reclamações acima mencionadas podem ser visualizadas por tipo e por trimestre no quadro abaixo.

Reclamações - Global	I-Trimestre	II-Trimestre	III-Trimestre	IV-Trimestre	Total
Atendimento	10	5	10	4	29
Facturação	189	135	105	47	476
Cobrança	15	5	3	6	29
Equipamentos de Contagem	12	17	17	8	54
Danos Causados	199	64	58	170	491
Redes	184	92	103	120	499
Características Técnicas	34	16	9	25	84
Aparelho EEM avariados/ em mau estado	293	1.821	1.230	773	4.117
Iluminação Pública	1.693	978	925	1.567	5.163
Interrupções de fornecimento	14	4	20	6	44
<b>Total</b>	<b>2.643</b>	<b>3.137</b>	<b>2.480</b>	<b>2.726</b>	<b>10.986</b>

## 6.7 Pedidos de Informação

Conforme anteriormente referido, os pedidos de informação têm origem em diversos canais e são registados da funcionalidade “Notas”.

O quadro seguinte, apresenta o indicador para os pedidos de informação respondidos, por trimestre.

Pedidos de Informação					
	I-Trimestre	II-Trimestre	III-Trimestre	IV-Trimestre	Total
Nº Pedidos de informação ≤ 15 dias	6.922	4.830	4.316	6.019	22.087
Nº Pedidos de informação > 15 dias	37	23	25	8	93
<b>Total de Pedidos de Informação</b>	<b>6.959</b>	<b>4.853</b>	<b>4.341</b>	<b>6.027</b>	<b>22.180</b>
% Pedidos de Informação ≤ 15 dias	99,5%	99,5%	99,4%	99,9%	99,6%
% Pedidos de Informação > 15 dias	0,5%	0,5%	0,6%	0,1%	0,4%

No quadro seguinte são apresentadas os pedidos de informação desagregados por tipo e por trimestre.

Pedidos de Informação					
	I-Trimestre	II-Trimestre	III-Trimestre	IV-Trimestre	Total
Esclarecimento de questões técnicas	24	8	27	26	85
Esclarecimento sobre leituras	332	348	276	258	1.214
Esclarecimento de ligação/contrato	2	1	1	0	4
Esclarecimento sobre tarifas e preços	41	121	74	68	304
Esclarecimento de questões contratuais	144	177	150	161	632
Esclarecimento sobre facturação e cobrança	2.027	1.733	1.549	1.586	6.895
Interrupção de fornecimento	3.278	1.714	1.629	3.224	9.845
Outros	1.111	751	635	704	3.201
<b>Total</b>	<b>1.199</b>	<b>3.131</b>	<b>3.174</b>	<b>5.320</b>	<b>12.824</b>

## 6.8 Leitura de contadores

O indicador das leituras de contadores é calculado com base nos registos das leituras no sistema comercial da EEM.

Este registo, considera as leituras efectuadas pela EEM e as comunicadas pelo cliente.

No ano 2010, a EEM realizou as leituras através da plataforma do MDE, o que possibilitou aferir as instalações que estão inacessíveis por motivos de ausência do cliente ou de casas não habitadas. Desta forma, estes valores foram retirados da base de apuramento do indicador, o que elevou a percentagem de sucesso do mesmo, atingindo o valor de 99,14%, ficando acima do indicador previsto no RQS (98%).

Leituras de Contadores				
	I-Trimestre	II-Trimestre	III-Trimestre	IV-Trimestre
N.º total de clientes BT (incluindo contratos rescindidos)	136.917	137.564	132.235	132.780
N.º de clientes BT com pelo menos uma leitura no último ano civil	134.508	136.276	130.904	131.639
N.º de situações de segunda habitação em que o contador não se encontra disponível ao operador da rede	8.590	8.686	4.223	4.435
N.º de leituras efectuadas pelo operador da rede de distribuição em clientes de baixa tensão	117.497	122.283	116.886	159.573
N.º de leituras fornecidas pelos clientes de baixa tensão com potência contratada inferior ou igual a 62,1 kVA	18.438	22.197	21.221	28.088
N.º de estimativas	284.515	279.438	274.069	360.544

## 6.9 Clientes com Necessidades Especiais

O número de clientes com necessidades especiais, registados no nosso sistema comercial, por tipo de deficiência, são os constantes do quadro seguinte.

Clientes com necessidades especiais				
	I-Trimestre	II-Trimestre	III-Trimestre	IV-Trimestre
N.º de clientes deficientes visuais com amaurose total	0	0	0	0
N.º de clientes deficientes auditivos com surdez total	2	2	3	3
N.º de clientes deficientes motores impossibilitados de se deslocarem sem recurso a cadeira de rodas	4	4	4	3
N.º de clientes dependentes de equipamentos médicos imprescindíveis à sua sobrevivência	0	0	0	0

A EEM, tendo em vista conhecer a realidade do nível de deficientes existentes na Região Autónoma da Madeira consultou a Associação de Deficientes da Madeira, tendo sido facultada a informação constante do quadro seguinte.

Pessoas registadas na Associação de Deficientes da Madeira	
Mental	9
Músculo - Esquelética	73
Mental - Músculos - Esquelética	2
Visual	2
Paralesia Cerebral	1
<b>Total</b>	<b>87</b>

Apesar de existirem 87 deficientes, o registo na nossa base depende do pedido de cada um, acompanhado de uma declaração médica que comprove o tipo de incapacidade e/ou a necessidade de meios auxiliares de apoio à vida, alimentados por energia eléctrica, conforme determinado no RQS. Assim, tomando em consideração o atrás exposto, encontra-se agendada uma reunião com a direcção da Associação para esclarecer e informar a quem se destina o tratamento de cliente com necessidades especiais e que procedimentos devem tomar junto dos seus associados.

## 6.10 Qualidade Individual

Os indicadores de qualidade individual que a EEM, são os que se seguem:

### 6.10.1 Visitas às instalações dos clientes

Através do procedimento de agendamento, implementado no início do ano 2010, a EEM apurou 20.653 visitas às instalações dos clientes.

### 6.10.2 Assistência técnica após comunicação, pelo cliente, de avaria na sua alimentação individual de energia eléctrica

A EEM procedeu a 1.807 assistências, resultantes de avarias na alimentação individual de clientes de baixa tensão, das quais 1.758 na ilha da Madeira e 49 na ilha do Porto Santo.

Avaria alimentação individual do Cliente				
	Nº de Intervenções	Duração média de resposta (horas)	Duração máxima de resposta (horas)	
			Padrão	Verificado
Madeira				
Zona A	318	0,85	4	9,60
Zona B	249	0,94	4	17,87
Zona C	1191	1,10	5	34,33
Porto Santo				
Zona B	25	0,39	4	1,28
Zona C	24	0,66	5	5,87

A duração máxima de resposta aos pedidos de assistência técnica, em baixa tensão, foi excedida em 35 clientes na ilha da Madeira, mais concretamente 11 na zona A, 6 na zona B e os restantes 19 na Zona C de Qualidade de Serviço, beneficiando de medidas compensatórias previstas nos termos do n.º 3 do artigo 60.º do RQS.

### 6.10.3 Retoma de fornecimento por facto imputável ao cliente

A EEM procedeu a 2.548 retomas de fornecimento de energia dentro dos prazos regulamentados e 9 retomas de fornecimento fora dos prazos.

### 6.10.4 Tratamento de reclamações relativas a facturação ou cobrança

Foram recebidas e tratadas 505 reclamações relativas a facturação ou cobrança, das quais 6 não foram respondidas dentro dos prazos estabelecidos no RQS.

### **6.10.5 Tratamento de reclamações relativas às características técnicas da tensão**

A EEM procedeu ao registo e tratamento de 83 reclamações relativas às características técnicas da tensão, tendo sido realizado a visita aos respectivos clientes, dentro de prazo estabelecido.

### **6.10.6 Tratamento de reclamações relativas ao funcionamento do equipamento de contagem**

Da análise às 54 reclamações relativas ao funcionamento do equipamento de medição, no âmbito do nº 1 do Artigo 44 do RQS, em 2010, verificou-se serem todas infundadas.

Para facilitar o esclarecimento a estas reclamações, a EEM elaborou um procedimento, que assenta na análise dos 12 últimos meses de consumo. No caso de se verificar consumos anómalos é agendada uma visita à instalação do cliente. Nos restantes casos, o cliente é contactado, sendo fornecidos os respectivos esclarecimentos. Ainda assim, caso persistam dúvidas por parte do cliente, a EEM disponibiliza-se para uma visita à instalação, podendo daí resultar encargos da deslocação, nos termos regulamentados.

## 7 COMPENSAÇÕES

No que se refere à continuidade de serviço, verificaram-se 596 incumprimentos, sendo 5 de clientes MT e os restantes 591 de clientes BT.

O quadro seguinte, resume o número de clientes e valores a compensar, por zona de qualidade de serviço, devido ao incumprimento dos padrões individuais de continuidade de serviço.

Compensações por incumprimento dos Padrões Individuais de Continuidade de Serviço					
	Número de Clientes		Montantes		
	Abrangidos	A compensar	Compensação a clientes	Fundo de Investimento	Total
<b>Interrupções [nº/ano]</b>					
MT	0	0	- €	- €	- €
BT (≤20,70 kVA)	0	0	- €	- €	- €
BT (>20,70 kVA)	0	0	- €	- €	- €
<b>Subtotal</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>- €</b>	<b>- €</b>	<b>- €</b>
<b>Duração [horas/ano]</b>					
<b>MT</b>	<b>5</b>	<b>5</b>	<b>2.682,39 €</b>	<b>- €</b>	<b>2.682,39 €</b>
Zona A	-	-	- €	- €	- €
Zona B	-	-	- €	- €	- €
Zona C	5	5	2.682,39 €	- €	2.682,39 €
<b>BT (≤20,70 kVA)</b>	<b>574</b>	<b>303</b>	<b>2.155,16 €</b>	<b>177,53 €</b>	<b>2.332,69 €</b>
Zona A	540	287	2.006,20 €	156,05 €	2.162,25 €
Zona B	25	8	55,93 €	20,78 €	76,71 €
Zona C	9	8	93,03 €	0,70 €	93,73 €
<b>BT (&gt;20,70 kVA)</b>	<b>17</b>	<b>8</b>	<b>270,77 €</b>	<b>2,78 €</b>	<b>273,55 €</b>
Zona A	15	6	154,72 €	2,78 €	157,50 €
Zona B	1	1	5,80 €	- €	5,80 €
Zona C	1	1	110,25 €	- €	110,25 €
<b>Subtotal</b>	<b>596</b>	<b>316</b>	<b>5.108,32 €</b>	<b>180,31 €</b>	<b>5.288,63 €</b>
<b>Total</b>			<b>5.108,32 €</b>	<b>180,31 €</b>	<b>5.288,63 €</b>

O valor das compensações a clientes atingiu um montante de 5.108,32 €, sendo significativamente superior ao do ano anterior (2.014,32 €) e resultam do incumprimento da duração das interrupções, face ao padrão estabelecido.

As compensações individuais cujo valor é inferior a 2,50 € na BT e a 5,00 € nos restantes clientes, num montante de 180,31 €, não foram pagas aos respectivos clientes, tendo sido aplicada no Fundo de Investimento, para a melhoria da qualidade de serviço, conforme determinado no RQS.

Relativamente ao incumprimento dos padrões individuais de natureza comercial, previstos no artigo 37º, foram apuradas as seguintes compensações:

## Compensação por incumprimento dos Padrões Individuais de serviço comercial

Nível de Tensão	Número de Clientes em que foram ultrapassados os padrões				Montante de Compensação
	I-Trimestre	II-Trimestre	III-Trimestre	IV-Trimestre	
BT ( $\leq 20,70$ kVA)	0	9	26	1	540,00 €
BT ( $> 20,70$ kVA)	0	0	0	0	- €
MT	0	0	0	0	- €
<b>Total</b>	<b>0</b>	<b>9</b>	<b>26</b>	<b>1</b>	<b>540,00 €</b>

Estes incumprimentos, sujeitos a compensação nos termos da alínea a), do n.º 6, do artigo 47.º, do RQS dizem respeito a 36 clientes com potência inferior ou igual a 20,7 kVA tendo atingido, em 2010, um montante de 540,00 €.

## 8 PRINCIPAIS ACÇÕES PARA A MELHORIA DA QUALIDADE DE SERVIÇO

As principais acções realizadas no âmbito da qualidade de serviço, prendem-se a com a implementação das recomendações colocadas pelos auditores e com o continuar do plano de investimento definido para o triénio.

Destas acções, feitas em conformidade com o acompanhamento prestado pela ERSE, destaca-se a reorganização das notas, a reestruturação do inquérito satisfação de clientes e a melhoria das ferramentas de reporting.

Ao nível da continuidade de serviço, a EEM continuará a desenvolver medidas no sentido de minimizar o número e a duração das interrupções, através da introdução de melhorias técnicas, como por exemplo, a monitorização e telecomando de vários PT's, bem como o estabelecimento de novas ligações mais robustas e a remodelação de troços tradicionalmente mais afectados.

Neste âmbito, são de destacar as medidas contempladas no plano de investimentos para os próximos anos, as quais permitirão um diagnóstico mais rápido da causa das interrupções e respectiva localização, bem como a optimização da gestão dos recursos humanos dos Piquetes.

Por outro lado, num contexto de mercado liberalizado, assume cada vez maior relevância o rigor das especificações técnicas dos materiais e equipamentos e a garantia do seu escrupuloso cumprimento, a par da formação técnica adequada dos técnicos que actuam na rede eléctrica, de modo a garantir o cabal cumprimento das boas regras de arte e a boa qualidade de execução dos trabalhos.

Com estas acções, julgamos reunir as condições necessárias, tendo em vista melhorar, continuamente, o nível da qualidade de serviço, bem como avaliar e dar resposta aos requisitos subjacentes ao RQS.



## Anexo I Convenções e Definições

### Tipos de Nós da Rede de transporte

Descritivo	Sigla
Mudança de tipo de condutor	ML
Trânsição aérea/subterrânea	AS
Derivações na rede de Transporte	Der
Subestação Eléctrica	SE
Central Eléctrica	CE
Posto de Seccionamento	PS
Posto de Corte	PC

### Nós a 60 kV - Ilha da Madeira

Instalação	Sigla	Tipo de Nó
Vitória 60 kV	VTO	SE
Alegria	ALE	SE
Viveiros	VIV	SE
Lombo do Doutor	LDR	SE
Machico	MCH	SE
Palheiro Ferreiro	PFE	SE
Canical	CNL	SE
São João	SJO	SE
C. Térmica do Canical	CTC	CE
Central dos Socorridos	SCR	CE
Der. VTO/ALE/PFE	DerALE	Der

### Nós a 30 kV - Ilha do Porto Santo

Central Térmica	CNP	SE CE
Vila Baleira	VBA	SE
Calheta	CPS	SE

### Nós a 30 kV - Ilha da Madeira

Instalação	Sigla	Tipo de Nó
Funchal	FCH	SE
Amparo	AMP	SE
Vitória	CTV	SE
Vitória	VIT	CE
Santa Quitéria	STQ	SE
Virtudes	VTS	SE
Ponte Vermelha	PVM	SE
Lombo do Meio	LDM	SE
Central da Calheta	CAV	SE CE
Calheta	CTS	SE
Ribeira da Janela	RDJ	SE CE
Serra d'Água	SDA	SE CE
Lombo do Faial	LDF	SE
Santana	STA	SE
Machico	MCH	SE
Canico	CAN	SE
Livramento	LIV	SE
Palheiro Ferreiro	PFE	SE
S. Vicente	SVC	SE
Prazeres	PRZ	SE
Cabo Girão	CGR	SE
Santo da Serra	SSR	SE
Ponta Delgada	PDG	SE
Aeroporto	AEP	PC
Meia Serra	MSR	PC CE
Bica da Cana	BDC	PC
Fonte do Bispo	FDB	PS
Fajã da Nogueira	FDN	CE
Fajã dos padres	FDP	CE
Calheta de Inverno	CTI	CE
Loiral	LRL	PC
Pedras	PDR	PC
Der. FCH/PFE/MSR	DerMSR	Der
Der. CAN/AEP/MCH	DerAEP	Der
Der. RDJ/BDC/SVC	DerBDC	Der
Der. BDC/LRL/LDR	DerLRL	Der
Der. PVM/CGR/PDR	DerPVM	Der

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

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

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

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

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

**Cava (abaixamento) da tensão de alimentação** – diminuição brusca da tensão de alimentação para um valor situado entre 90% e 1% da tensão declarada,  $U_c$  (ou da

tensão de referência deslizante, Urd), seguida do restabelecimento da tensão depois de um curto lapso de tempo. Por convenção uma cava de tensão dura de 10ms a 1 min.

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

**Cliente** – pessoa singular ou colectiva com um contrato de fornecimento de energia eléctrica ou acordo de acesso e operação das redes.

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

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

**Consumidor** – entidade que recebe energia eléctrica para utilização própria.

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

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

**Contrato de ligação à rede de transporte** – contrato entre o utilizador da rede de transporte e a entidade concessionária do transporte e distribuidor vinculado 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.

**Concessionária do transporte e distribuidor vinculado do SEPM** – entidade a quem cabe, em regime de exclusivo e de serviço público, mediante a celebração de um contrato de concessão com o Governo Regional da Madeira, a gestão técnica global dos sistemas eléctricos de cada uma das ilhas do arquipélago da Madeira, o transporte e a distribuição de energia eléctrica nos referidos sistemas, bem como a construção e exploração das respectivas infra-estruturas, conforme o disposto no Capítulo V do Regulamento das Relações Comerciais.

**Defeito eléctrico** – anomalia numa rede eléctrica resultante da perda de isolamento de um seu elemento, dando origem a uma corrente, normalmente elevada, que requer a abertura automática de disjuntores.

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

**Despacho Regional de uma rede** – órgão que exerce um controlo permanente sobre as condições de exploração e condução de uma rede no âmbito regional.

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

**DRCIE** – Direcção Regional do Comércio, Indústria e Energia.

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

**Elemento avariado** – todo o elemento da rede eléctrica que apresente danos em consequência de uma avaria.

**Energia não distribuída (END)** – valor estimado da energia não distribuída nos pontos de entrega das redes de distribuição em MT, devido a interrupções de fornecimento, durante um determinado intervalo de tempo (normalmente 1 ano civil), d

**Energia não fornecida (ENF)** – valor estimado da energia não fornecida, nos pontos de entrega, devido a interrupções de fornecimento, durante um determinado intervalo de tempo (normalmente um ano civil).

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

**ERSE** – Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos.

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

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

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

**Fornecimento de energia eléctrica** – venda de energia eléctrica a qualquer entidade que é cliente da entidade concessionária do transporte e distribuidor vinculado.

**Frequência da tensão de alimentação (f)** – taxa de repetição da onda fundamental da tensão de alimentação num dado intervalo de tempo (em regra 1 segundo).

**Frequência média de interrupções do sistema (SAIFI - System Average Interruption Frequency Index)** – quociente do número total de interrupções nos pontos de entrega, durante determinado período, pelo número total dos pontos de entrega nesse mesmo período.

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

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

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

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

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

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

**Interrupção breve (ou de curta duração)** – interrupção accidental com duração igual ou inferior a 3 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  $U_c$ , nas fases, dando origem a cortes de consumo nos clientes.

**Interrupção longa** – interrupção accidental com uma duração superior a 3 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.

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

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

**Limite de imunidade** – valor mínimo requerido do nível de imunidade.

**Manobras** – acções destinadas a realizar mudanças de esquemas de exploração de uma rede eléctrica, ou a satisfazer, a cada momento, o equilíbrio entre a produção e o consumo, ou o programa acordado para o conjunto de interligações, ou ainda a regular os níveis de tensão ou a produção de energia reactiva nos valores mais convenientes, bem como as acções destinadas a colocar em serviço ou fora de serviço qualquer instalação eléctrica ou elemento dessa rede.

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

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

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

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

**Ocorrência** – acontecimento que afecte as condições normais de funcionamento de uma rede eléctrica.

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

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

**Perturbação (electromagnética)** – fenómeno eléctrico susceptível de degradar o funcionamento dum dispositivo, dum aparelho ou dum sistema.

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

**Nota:** Na rede de transporte o ponto de entrega é, normalmente, o barramento de uma subestação a partir da qual se alimenta a instalação do cliente. Podem também constituir pontos de entrega:

Os terminais dos secundários de transformadores de potência de ligação a uma instalação do cliente;

A fronteira de ligação de uma linha à instalação do cliente.

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

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

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

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

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

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

**Ramal** – canalização eléctrica, sem qualquer derivação, que parte do quadro de um posto de transformação ou de uma canalização principal e termina numa portinhola, quadro de colunas ou aparelho de corte de entrada de uma instalação de utilização.

**Rede** – conjunto de subestações, linhas cabos e outros equipamentos eléctricos ligados entre si com vista a transportar a energia eléctrica produzida pelas centrais até aos consumidores.

**Rede de distribuição** – parte da rede utilizada para condução de energia eléctrica, dentro de uma zona de distribuição e consumo, para o consumidor final.

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

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

- **severidade de curta duração (Pst)** medida num período de dez minutos;
- **severidade de longa duração (Plt)** calculada sobre uma sequência de 12 valores de Pst relativos a um intervalo de duas horas, segundo a seguinte expressão:

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

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

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

**Subestação** – posto destinado a algum dos seguintes fins:

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

**Taxa de cumprimento do plano de monitorização (Tcpm)** – determinada pela soma do índice de realização do plano de monitorização das estações móveis (Irpm\_m) e do índice do plano de monitorização das estações fixas (Irpm\_f), considerando que o período de monitorização das instalações móveis é de 4 semanas e de 52 semanas para as instalações fixas:

$$T_{cpm} = \left[ \left( l_{rpm\_m} \frac{N^{\circ}mv}{T_{inst}} \right) + \left( l_{rpm\_f} \frac{N^{\circ}fx}{T_{inst}} \right) \right] \times 100\%$$

$N^{\circ}mv$  – número de estações móveis

$N^{\circ}fx$  – número de estações fixas

$T_{inst}$  – total de instalações (móveis+fixas)

em que o índice de realização do plano de monitorização das estações móveis ( $l_{rpm\_m}$ ) calculado por:

$$l_{rpm\_m} = \frac{N^{\circ} \text{semanas de monitorização}}{N^{\circ} \text{instalações previstas} \times 4} \times 100\%$$

e do índice do plano de monitorização das estações fixas ( $l_{rpm\_f}$ ) é calculado por:

$$l_{rpm\_f} = \frac{N^{\circ} \text{semanas de monitorização}}{N^{\circ} \text{instalações previstas} \times N^{\circ} \text{semanas anuais}} \times 100\%$$

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

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

**Tempo médio de reposição de serviço do sistema (SARI - System Average Restoration Index)** – quociente da soma dos tempos de interrupção em todos os pontos de entrega, durante determinado período, pelo número total de interrupções de alimentação nos pontos de entrega nesse mesmo período.

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

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

**Tensão de referência deslizante (aplicável nas cavas de tensão)** – valor eficaz da tensão num determinado ponto da rede eléctrica calculado de forma contínua num determinado intervalo de tempo, que representa o valor da tensão antes do início de uma cava, e é usado como tensão de referência para a determinação da amplitude ou profundidade da cava.

**Nota:** O intervalo de tempo a considerar deve ser muito superior à duração da cava de tensão.

**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 sigla em inglês) 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.

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

**Tremulação (flicker)** – impressão de instabilidade da sensação visual provocada por um estímulo luminosa, cuja luminância ou repartição espectral flutua no tempo.

**Utilizador da rede de transporte** – 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).

**Variação de tensão** – aumento ou diminuição do valor eficaz da tensão provocada pela variação da carga total da rede ou parte desta.



## Anexo II Classificação das causas das interrupções

TIPOS OCORRÊNCIA	CAUSAS		SUB-CAUSAS
<b>ACIDENTAIS</b>	200	Razões de segurança	201 Desligação de carga automático 202 Desligação de carga manual 203 Risco iminente de pessoas e bens (52º)
	210	Facto imputável ao Cliente (Comercial ou Técnico)	211 Não pagamento no prazo (193º, 199º e 201º) 212 Falta de pagamento/Actualização caução (176º e 180º) 213 Alteração da instalação sem aprovação (54º) 214 Não comunicação de alteração de identidade 215 Cedência de energia eléctrica a terceiros (175º) 216 Impossibilidade de acordo para datas para leituras (148º) 217 Impedimento de acesso aos aparelhos (54º) 218 Causador de perturbações na rede (54º) 219 Falta de segurança da instalação (54º)
	220	Trabalhos inadiáveis	221 TI - Trabalhos de ligação/desligação 222 TI - Manobras 223 TI - Conservação preventiva 224 TI - Trabalhos de reparação
	230	Atmosféricos	231 Neve/gelo 232 Queda de árvores por condições atmosféricas adversas 233 Projecção de ramos por vento 234 Chuva 235 Vento 236 Nevoeiro 237 Trovoada
	240	Protecções/Automatismos	241 Falta de selectividade longitudinal 242 Falta de selectividade transversal 243 Defeito de protecção/automatismos 244 Defeito de teleacção/telecomando 245 Defeito em comunicações
	250	Material/Equipamento	251 Defeito de montagem 252 Defeito de fabrico 253 Erro na concepção de materiais 254 Utilização inadequada de materiais 255 Envelhecimento de materiais 256 Defeito de isolamento 257 Defeito de disjuntor
	260	Manutenção	261 Contornamentos/condensação 262 Inundação/infiltrações 263 Manutenção deficiente 264 Fase à terra 265 Mau contacto de fase 266 Mau contacto de neutro 267 Poluição/corrosão 268 Faixas de protecção insuficientes 269 Condutores desregulados
	270	Técnicas	271 Utilização acima das características 272 Regime especial de exploração
	280	Humanas	281 Falsa manobra 282 Ensaio 283 Trabalhos da EEM (administração directa) 284 Trabalhos da EEM (empreiteiro) 285 Trabalhos TET (administração directa) 286 Trabalhos TET (empreiteiro)
	290	Entidades exteriores	291 Instalação do Cliente 292 Instalação do Produtor
	300	Desconhecidas	301 Desconhecidas - condições atmosféricas normais 302 Em análise 303 FFM-Terceiros s/m/prova



TIPOS OCORRÊNCIA	CAUSAS		SUB-CAUSAS
<b>SEM INTERRUPTÃO</b>	900	Ocorrência sem interrupção	901 Perturbações de tensão
			902 Religações comerciais
			903 Verificação de equipamento danificado (Cliente)
			904 Estranhas à rede eléctrica
<b>PREVISTAS</b>	100	Acordo com o Cliente	101 Acordo com o Cliente (por iniciativa do Cliente)
	110	Razões de serviço / Trabalhos programados	102 Acordo com o Cliente (por iniciativa da Empresa)
			111 P - Trabalhos de ligação/desligação
			112 P - Manobras
			113 P - Conservação preventiva
			114 P - Trabalhos de reparação
<b>ACIDENTAIS FFM</b>	120	Razões de interesse público	121 Plano de emergência energética
	400	Terceiros	401 Greve geral
			402 Alteração de ordem pública
			403 Sabotagem
			404 Malfeitoria (Vandalismo)
			405 Escavações
			406 Veículos
			407 Trabalhos de terceiros (gruas, etc.)
			408 Abate de árvores
	450	Naturais ou Ambientais	451 Vento de intensidade excepcional
			452 Inundações imprevisíveis
			453 Descarga atmosférica directa
			454 Incêndio
			455 Deslizamento de terras
			456 Terramoto
			457 Aves
			458 Animais não aves
			459 Ruptura de canalização de fluidos
			460 Corpos estranhos na rede

**Anexo III Continuidade de Serviço na Rede de Transporte****Pontos de entrega da Rede de Transporte do SEPM 2010**

Descrição		Tipo	Tensão (kV)
<b>Madeira</b>			
AEP030 BUS	Aeroporto	Cliente	30
ALE6.6 BUS	Alegria	EEM	6,6
AMP6.6 BUS1	Amparo 1	EEM	6,6
AMP6.6 BUS2	Amparo 2	EEM	6,6
CAN6.6 BUS	Canico 1	EEM	6,6
CAN6.6 BUS2	Canico 2	EEM	6,6
CAV6.6 BUSSE	Central Calheta 6,6 kV	EEM	6,6
CGR6.6BUS	Cabo Girão	EEM	6,6
CNL6.6 BUS1	Canical 1	EEM	6,6
CNL6.6 BUS2	Canical 2	EEM	6,6
CTS6.6 BUS	Calheta 30 kV	EEM	6,6
FCH6.6 BUS1	Funchal 1	EEM	6,6
FCH6.6 BUS2	Funchal 2	EEM	6,6
FCH6.6 BUS3	Funchal 3	EEM	6,6
LDF6.6 BUS	Lombo do Faial	EEM	6,6
LDM6.6 BUS	Lombo do Meio	EEM	6,6
LIV6.6 BUS1	Livramento 1	EEM	6,6
LIV6.6 BUS2	Livramento 2	EEM	6,6
MCH6.6 BUS1	Machico 1	EEM	6,6
MCH6.6 BUS2	Machico 2	EEM	6,6
MSR030 BUS2	Meia Serra 2	Cliente	30
PDG6.6 BUS1	Ponta Delgada	EEM	6,6
PFE6.6 BUS1	Palheiro Ferreiro 1	EEM	6,6
PFE6.6 BUS2	Palheiro Ferreiro 2	EEM	6,6
PRZ6.6 BUS1	Prazeres 1	EEM	6,6
PRZ6.6 BUS2	Prazeres 2	EEM	6,6
PVM6.6 BUS	Ponte Vermelha	EEM	6,6
RDJ6.6 BUS	Ribeira da Janela	EEM	6,6
SJO6.6BUS1	São João 1	EEM	6,6
SJO6.6BUS2	São João 2	EEM	6,6
SDA6.6 BUS	Serra d'Água	EEM	6,6
SSR6.6 BUS	Santo da Serra	EEM	6,6
STA6.6 BUS	Santana	EEM	6,6
STQ6.6 BUS	Santa Quitéria	EEM	6,6
SVC6.6 BUS	São Vicente	EEM	6,6
VIT6.6 BUS1	Vitória 1	EEM	6,6
VIT6.6 BUS2	Vitória 2	EEM	6,6
VIV6.6 BUS1	Viveiros 1	EEM	6,6
VIV6.6 BUS2	Viveiros 2	EEM	6,6
VIV6.6 BUS3	Viveiros 3	EEM	6,6
VTS6.6 BUS1	Virtudes 1	EEM	6,6
VTS6.6 BUS2	Virtudes 2	EEM	6,6
<b>Porto Santo</b>			
CPS6.6 BUS	Calheta (Porto Santo)	EEM	6,6
CNP6.6 BUS	Central Nova (Porto Santo)	EEM	6,6
VL6.6 BUS1	Vila Baleira (Porto Santo) 1	EEM	6,6
VL6.6 BUS2	Vila Baleira (Porto Santo) 2	EEM	6,6

Só são considerados pontos de entrega da rede de transporte os pontos que respeitam as seguintes condições:

O registo automático de leituras que permitam o cálculo na ENF

Que a linha com PT's a 30 kV, tenha exploração radial

Não se consideram os PT's que estejam ligados a linhas de transporte (Ligando subestações, centrais ou postos de corte)

## RAM - Indicadores Individuais 2010 (totalidade das interrupções longas)

	Acidentais						Previstas					
	Produção		Transporte		Distribuição		Produção		Transporte		Distribuição	
	FI	DI	FI	DI	FI	DI	FI	DI	FI	DI	FI	DI
	n.º	min	n.º	min	n.º	min	n.º	min	n.º	min	n.º	min
<b>Madeira</b>												
AEP030 BUS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ALE6.6 BUS	-	-	2	114	-	-	-	-	-	-	-	-
AMP6.6 BUS1	-	-	2	78	-	-	-	-	-	-	-	-
AMP6.6 BUS2	-	-	2	78	-	-	-	-	-	-	-	-
CAN6.6 BUS	-	-	3	276	-	-	-	-	1	252	-	-
CAN6.6 BUS2	-	-	3	270	-	-	-	-	1	252	-	-
CAV6.6 BUSSE	-	-	1	18	-	-	-	-	-	-	-	-
CGR6.6BUS	-	-	1	24	-	-	-	-	-	-	-	-
CNL6.6 BUS1	-	-	2	144	-	-	-	-	1	126	-	-
CNL6.6 BUS2	-	-	2	144	-	-	-	-	1	126	-	-
CTS6.6 BUS	-	-	2	120	-	-	-	-	-	-	-	-
FCH6.6 BUS1	-	-	3	90	-	-	-	-	-	-	-	-
FCH6.6 BUS2	-	-	3	96	-	-	-	-	-	-	-	-
FCH6.6 BUS3	-	-	3	102	-	-	-	-	-	-	-	-
LDF6.6 BUS	1	12	1	42	1	6	-	-	-	-	-	-
LDM6.6 BUS	-	-	2	126	-	-	-	-	-	-	-	-
LIV6.6 BUS1	-	-	1	12	-	-	-	-	-	-	-	-
LIV6.6 BUS2	-	-	2	102	-	-	-	-	-	-	-	-
MCH6.6 BUS1	-	-	1	54	-	-	-	-	-	-	-	-
MCH6.6 BUS2	-	-	1	54	-	-	-	-	-	-	-	-
MSR030 BUS2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PDG6.6 BUS1	-	-	3	228	-	-	-	-	-	-	-	-
PFE6.6 BUS1	-	-	2	156	-	-	-	-	-	-	-	-
PFE6.6 BUS2	-	-	2	138	-	-	-	-	-	-	-	-
PRZ6.6 BUS1	-	-	2	114	4	120	-	-	-	-	-	-
PRZ6.6 BUS2	-	-	3	156	-	-	-	-	-	-	-	-
PVM6.6 BUS	1	6	3	132	-	-	-	-	1	174	-	-
RDJ6.6 BUS	-	-	2	36	-	-	-	-	-	-	-	-
SJO6.6BUS1	-	-	2	102	-	-	-	-	-	-	-	-
SJO6.6BUS2	-	-	2	132	-	-	-	-	-	-	-	-
SDA6.6 BUS	-	-	6	210	-	-	-	-	-	-	1	222
SSR6.6 BUS	1	12	1	42	-	-	-	-	-	-	-	-
STA6.6 BUS	-	-	1	42	-	-	-	-	-	-	-	-
STQ6.6 BUS	-	-	2	102	-	-	-	-	-	-	-	-
SVC6.6 BUS	-	-	2	48	-	-	-	-	-	-	-	-
VIT6.6 BUS1	-	-	2	60	-	-	-	-	-	-	-	-
VIT6.6 BUS2	-	-	2	126	-	-	-	-	-	-	-	-
VIV6.6 BUS1	-	-	2	90	-	-	-	-	-	-	-	-
VIV6.6 BUS2	-	-	2	114	-	-	-	-	-	-	-	-
VIV6.6 BUS3	-	-	2	114	-	-	-	-	-	-	-	-
VTS6.6 BUS1	-	-	3	150	-	-	-	-	-	-	-	-
VTS6.6 BUS2	-	-	3	156	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Porto Santo</b>												
CPS6.6 BUS	2	90	1	42	2	48	1	204	-	-	1	24
CNP6.6 BUS	1	24	-	-	2	66	1	192	-	-	1	12
VBL6.6 BUS1	2	30	1	24	2	84	1	198	-	-	1	126
VBL6.6 BUS2	2	36	1	42	2	54	1	198	-	-	1	78

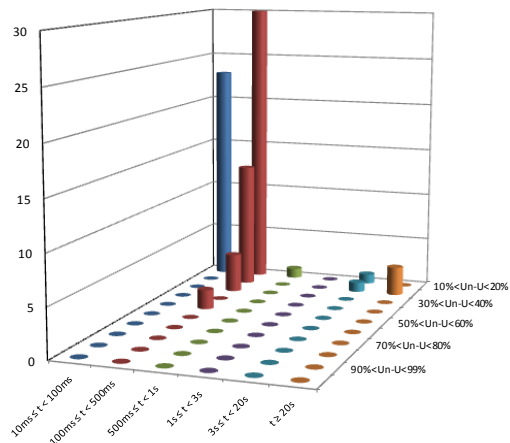
## Anexo IV Qualidade da Onda de Tensão

Síntese dos valores máximos registados por semana nos pontos de monitorização - 2010																							
Instalação/PdE			Tensão eficaz				Tremulação		Dese- quilíbrio	Harmónicas (%)													
Tensão (kV)	Abrev.	Designação	U min(%) Fases		U máx(%) Fases		Plt	(%)	3ª harmónica	5ª harmónica	7ª harmónica	THD											
Ilha da Madeira	60	SE CNL	-1,8	-1,8	-1,6	3,9	4,1	1,4	0,19	0,2	0,4	0,5	3,5	3,3	3,4	1,8	1,7	1,8	3,9	3,7	3,8		
	30	SE CTA	2,9	2,9	3,2	4,5	4,9	1,3	0,31	0,1	0,5	0,5	3,9	3,9	3,7	1,8	1,8	1,8	4,0	4,0	3,8		
	30	SE CTV	1,5	1,5	1,8	5,5	5,9	1,7	0,23	0,2	0,4	0,5	3,1	2,8	2,7	1,4	1,4	1,4	3,3	3,1	3,0		
	30	SE PFE	2,5	2,5	2,7	5,4	5,5	1,3	0,25	0,3	0,5	0,7	4,0	3,7	3,8	1,9	1,8	1,9	4,3	4,0	4,1		
	6,6	SE PVM	1,8	3,0	2,8	6,7	8,0	5,3	0,58	0,3	0,8	0,7	3,6	3,5	3,5	1,5	1,8	1,7	3,8	3,7	3,7		
	6,6	SE VTS	0,7	0,1	0,7	3,8	3,3	1,4	0,23	0,3	0,7	0,4	3,3	2,9	3,2	1,9	1,8	1,9	3,7	3,4	3,6		
	6,6	SE LDF	0,7	2,0	2,4	3,4	4,9	2,9	0,91	0,2	0,6	0,5	4,8	5,0	5,0	1,6	1,6	1,8	4,8	5,0	5,0		
	0,4	C-PM-004	2,0	2,4	1,9	5,5	5,7	3,2	0,51	0,6	0,6	0,4	4,3	3,9	4,6	1,8	1,2	1,6	4,3	3,9	4,6		
	0,4	CL-CF-010	-1,1	-1,6	-1,6	6,4	6,3	1,3	0,63	0,6	0,6	0,4	4,3	4,8	5,2	1,6	1,6	1,5	4,4	4,9	5,2		
	0,4	F-M-032	-0,8	-0,4	-0,5	1,7	2,1	1,6	0,39	0,3	0,3	0,7	3,3	3,0	3,2	1,5	1,5	1,6	3,6	3,2	3,6		
1º Semestre móveis	0,4	MX-MX-031	-3,4	-2,8	-3,3	0,9	1,2	1,4	0,48	0,3	0,6	0,9	4,6	5,5	5,3	2,4	2,3	2,1	4,8	5,7	5,5		
	0,4	SC-SC-003	3,2	2,3	3,3	6,4	5,7	2,6	0,74	0,8	0,4	0,8	4,7	4,1	4,1	2,2	2,2	2,2	5,0	4,4	4,5		
	0,4	PM-SX-001	-0,1	0,1	0,1	4,4	4,5	0,4	0,37	0,5	0,8	0,6	5,8	6,2	5,8	1,8	1,8	2,0	5,7	6,1	5,8		
	0,4	PS-PS-027	1,9	1,7	2,1	9,6	9,7	1,0	0,41	0,6	1,1	0,5	4,1	3,7	3,9	1,9	1,8	1,9	4,3	4,0	4,0		
	0,4	ST-IL-001	3,5	2,5	2,7	7,3	6,5	2,2	0,65	1,1	0,4	0,9	5,7	5,2	6,1	1,7	1,6	1,7	5,5	5,0	5,9		
2º Semestre móveis	0,4	SV-SV-011	0,4	0,2	-0,1	2,9	3,1	2,3	0,38	0,6	0,6	0,9	5,9	5,8	6,6	2,1	2,2	2,1	5,9	5,8	6,7		
	0,4	RB-CAM-018	-2,2	-2,1	-1,7	4,9	4,5	0,6	0,42	0,7	0,3	0,8	3,7	4,0	3,6	2,4	2,2	2,4	4,0	4,2	3,9		
Ilha do P. Santo	6,6	SE CPS	-1,1	-1,1	-1,0	1,3	1,4	0,5	0,22	0,2	0,4	0,2	2,5	2,3	2,5	2,7	2,6	2,7	3,1	2,9	3,1		
	0,4	PST-PST-025		-1,0	-1,0	1,2	1,3	0,7	0,24	0,5	0,2	0,8	3,0	2,8	3,2	2,5	2,3	2,4	3,4	3,2	3,6		
	0,4	PST-PST-033	-3,3	-3,1	-2,9	1,9	2,2	1,1	0,28	0,6	0,2	0,7	4,4	4,0	4,3	2,4	2,2	2,4	4,8	4,4	4,8		
LIMITES			+/- 10% / +/- 7%				1		2%	5% / *3%				6% / *4,5%				5% / *3%				8%	
Este limite é referente ao nível de tensão AT (60kV)																							

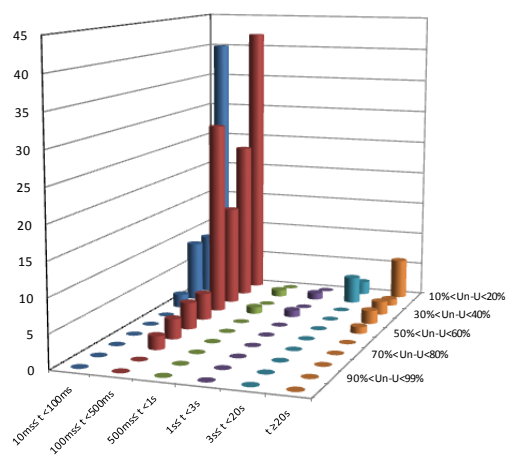
## Cavas de tensão

### Ilha da Madeira

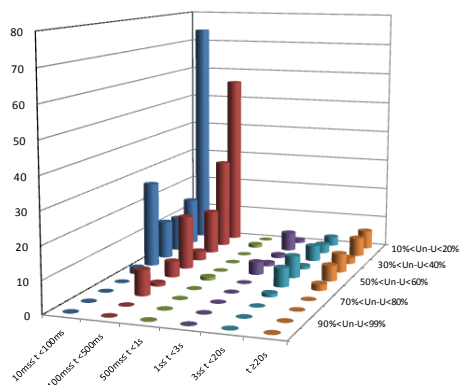
Cavas de Tensão nos 60 kV



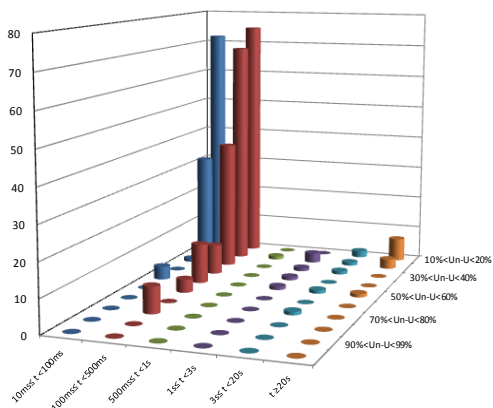
Cavas de Tensão nos 30 kV



Cavas de Tensão nos 6,6 kV

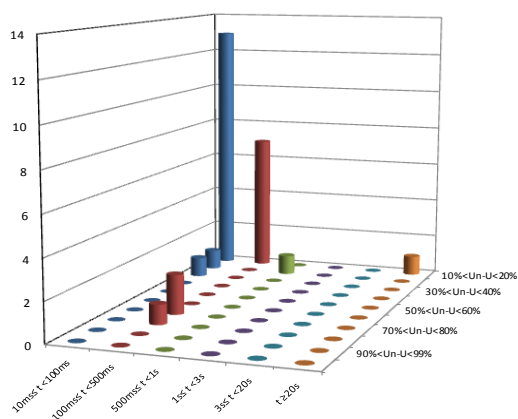


Cavas de Tensão nos 230 V

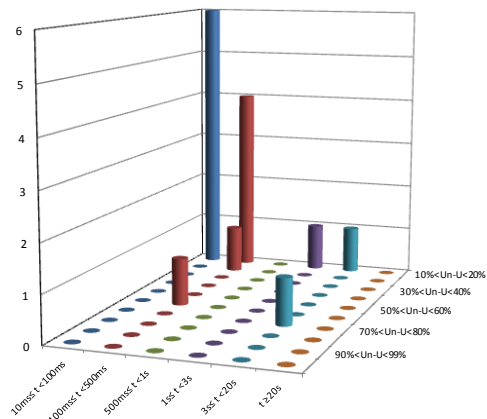


### Ilha do Porto Santo

Cavas de Tensão nos 6,6 kV



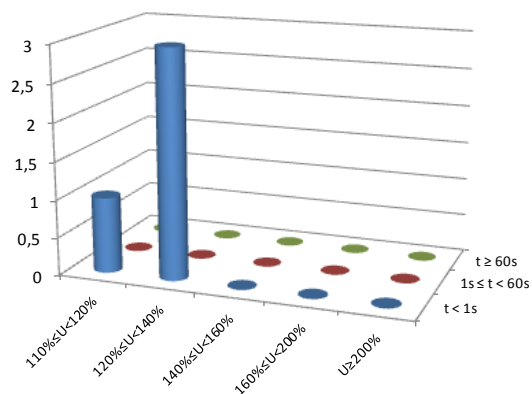
Cavas de Tensão nos 230 V



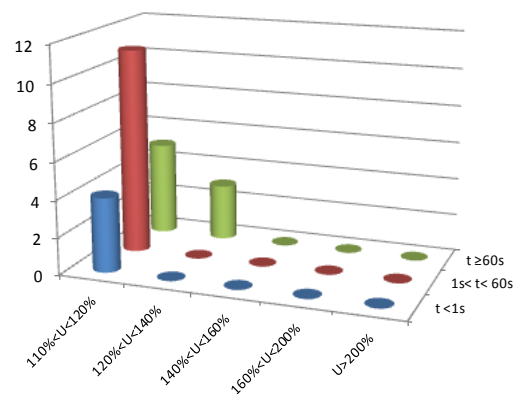
## Sobretensões

### Ilha da Madeira

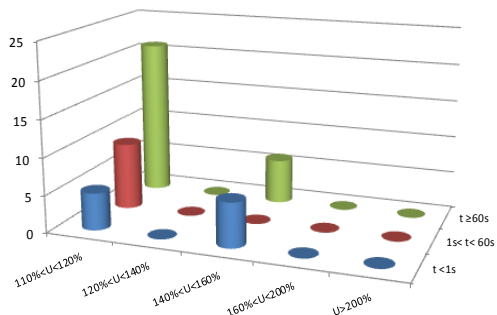
Sobretensões de tensão nos 60 kV



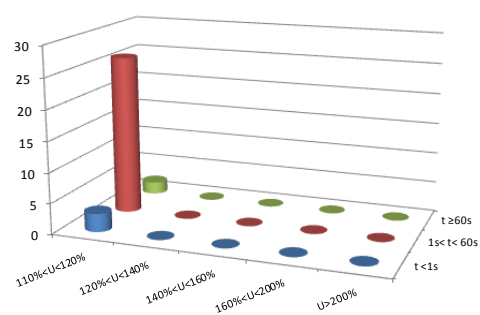
Sobretensões de tensão nos 30 kV



Sobretensões de tensão nos 6,6 kV

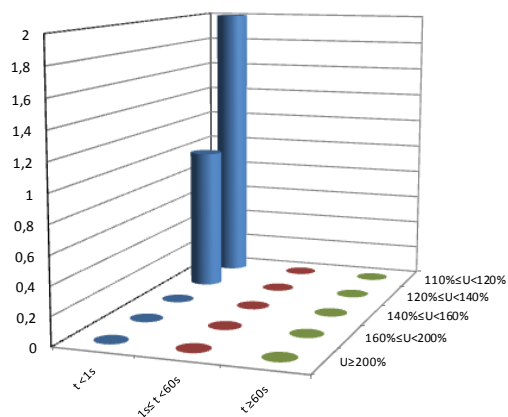


Sobretensões de tensão nos 230 V



### Ilha do Porto Santo

Sobretensões de Tensão nos 6,6 kV



Sobretensões de Tensão nos 230 V

