



2013

Relatório da Qualidade de Serviço



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

Maio de 2014

1	INTRODUÇÃO	3
2	SÍNTESE	3
2.1	Continuidade de serviço	3
2.2	Qualidade da onda de tensão	5
2.3	Qualidade comercial	5
3	CARACTERIZAÇÃO DO SEPM	7
3.1	Infraestruturas do SEPM	7
3.2	Clientes e consumos	9
4	INDICADORES DE CONTINUIDADE DE SERVIÇO	11
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	15
4.3.1	Indicadores gerais	15
4.3.2	Comparação com os valores padrão	18
4.3.3	Indicadores individuais	20
4.4	Continuidade de serviço - Rede de distribuição BT	22
4.4.1	Indicadores gerais	22
4.4.2	Comparação com os valores padrão	24
4.4.3	Indicadores individuais	26
4.5	Reposição de serviço após interrupções acidentais na rede	28
4.6	Incidentes mais significativos	29
5	QUALIDADE DA ONDA DE TENSÃO	31
5.1	Introdução	31
5.2	Sumário	31
5.3	Plano de monitorização	32
5.4	Distorção harmónica	33
5.5	Tremulação (flicker)	34
5.6	Desequilíbrio de fases	34
5.7	Valor eficaz da tensão	34
5.8	Frequência	34
5.9	Cavas de tensão	34
5.10	Sobretensões	35
5.11	Síntese	37
5.12	Principais ações para a melhoria da monitorização da qualidade da onda de tensão	38
6	QUALIDADE COMERCIAL	39
6.1	Introdução	39
6.2	Inquérito de satisfação dos clientes	39
6.3	Tempo de ligação à rede de instalações de baixa tensão, após celebração do contrato de fornecimento de energia elétrica	43
6.4	Tempos de atendimento presencial	43
6.5	Atendimento telefónico	44
6.6	Reclamações de clientes	46
6.7	Pedidos de informação	47
6.8	Leitura de contadores	48
6.9	Clientes com necessidades especiais	49
6.10	Qualidade individual	49
6.10.1	Visitas às instalações dos clientes	49
6.10.2	Assistência técnica após comunicação, pelo cliente, de avaria na sua alimentação individual de energia elétrica	49
6.10.3	Retoma de fornecimento por facto imputável ao cliente	50
6.10.4	Tratamento de reclamações relativas a faturação ou cobrança	50
6.10.5	Tratamento de reclamações relativas às características técnicas da tensão	51
6.10.6	Tratamento de reclamações relativas ao funcionamento do equipamento de contagem	51
7	COMPENSAÇÕES	52
8	PRINCIPAIS AÇÕES PARA A MELHORIA DA QUALIDADE DE SERVIÇO	54
Anexo I	Convenções e Definições	56
Anexo II	Classificação das causas das interrupções	63
Anexo III	Continuidade de Serviço na Rede de Transporte	65
Anexo IV	Qualidade da Onda de Tensão	67

1 INTRODUÇÃO

O presente relatório caracteriza a Qualidade de Serviço no ano 2013, 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 Elétrico de Serviço Público da Região Autónoma da Madeira, publicado pelo Decreto Regional n.º 15/2004/M, de 9 de Dezembro de 2004.

Este documento está estruturado em oito capítulos e quatro anexos. Os três primeiros capítulos são genéricos, sendo o quarto referente aos indicadores da continuidade de serviço, o quinto à qualidade da onda de tensão, o sexto a qualidade comercial, o sétimo às compensações e o oitavo às ações para a melhoria da qualidade de serviço. No anexo I, assinala-se as convenções e definições, para uma boa compreensão do relatório. Os restantes anexos contêm informação de carácter técnico.

2 SÍNTESE

As questões técnicas de continuidade de serviço reportam-se às redes de transporte e de distribuição AT, MT e BT.

Relativamente à qualidade de onda de tensão, foram obtidos indicadores referentes aos níveis de tensão de 60 kV, 30 kV, 6,6 kV e BT, com base no plano de monitorização anual estabelecido.

No capítulo referente à qualidade comercial, abordam-se os aspetos 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.

A evolução dos valores globais dos principais indicadores de qualidade de serviço técnica, das redes elétricas de transporte e distribuição, registou, em 2013, uma estabilização, em bom nível, para a quase totalidade dos indicadores regulamentares. Para estes resultados contribuiu a melhoria contínua do desempenho das redes.

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 2013, os seguintes valores:

Indicadores gerais da rede de transporte do SEPM - 2013

	Madeira	Porto Santo	RAM
Energia não fornecida - ENF (MWh)	59,26	1,22	60,48
Tempo de interrupção equivalente - TIE (minutos)	37,94	22,43	37,42
Frequência média das interrupções do sistema - SAIFI (nº)	1,28	2,00	1,34
Tempo médio das interrupções do sistema - SAIDI (minutos)	73,30	29,50	69,57
Tempo médio de reposição do serviço do sistema - SARI (minutos)	57,30	14,75	51,90

No que tange aos indicadores individuais, verifica-se que os PdE's da ilha da Madeira foram afetados entre uma e quatro vezes, enquanto na ilha do Porto Santo todos os pontos de entrega, tiveram duas interrupções.

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), verifica-se que em apenas um PdE da ilha da Madeira foi excedida a duração das interrupções, face ao padrão individual.

Globalmente, verifica-se que os indicadores apresentam uma evolução positiva relativamente ao ano anterior, sobretudo na ilha da Madeira, apesar de uma contribuição importante de incidentes com origem nas redes, classificados como FFM.

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 - 2013

	Madeira	Porto Santo	RAM
Energia não distribuída - END (MWh)	179,64	4,40	184,87
Tempo de interrupção equivalente da potência instalada - TIEPI (minutos)	115,89	92,21	114,67
Frequência média das interrupções do sistema - SAIFI (n.º)	2,25	2,50	2,27
Duração média das interrupções do sistema - SAIDI (minutos)	144,51	85,57	141,44

Os indicadores gerais das redes de distribuição MT das ilhas da Madeira e Porto Santo (TIEPI, SAIFI e SAIDI) encontram-se aquém dos valores padrão (valores de referência), demonstrando um bom nível de qualidade de serviço.

Na RAM, constata-se que os diversos indicadores apresentam uma melhoria significativa em relação aos últimos anos.

Em relação aos indicadores individuais, 9 PdE's ultrapassaram o padrão individual, no que respeita à duração, sendo 7 na zona C da ilha da Madeira e 2 na zona B da ilha do Porto Santo.

Rede de distribuição BT

Os indicadores gerais referentes à rede BT apresentam, em 2013, os seguintes resultados:

Indicadores gerais da rede de distribuição BT do SEPM - 2013			
	Madeira	Porto Santo	RAM
Frequência média das interrupções do sistema - SAIPI (nº)	2,00	2,36	2,01
Tempo médio de interrupções do sistema - SAIDI (minutos)	119,69	50,41	117,36

Os indicadores da qualidade de serviço ao nível da rede BT apresentam valores ao nível dos melhores anos, demonstrando um bom nível de continuidade de serviço.

De salientar que, uma parte significativa no impacto nos indicadores da continuidade de serviço tiveram origem na 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 126 clientes (32 da Zona A e 94 da Zona C), na ilha da Madeira e em 2 na zona B da ilha do Porto Santo.

2.2 Qualidade da onda de tensão

O plano de monitorização estabelecido para 2013 foi cumprido na generalidade, não existindo condicionalismos de maior.

A taxa de conformidade geral foi de 98,6% para a ilha da Madeira e de 100,0% para a ilha do Porto Santo.

As taxas de cumprimento do plano de monitorização atingiram 93,8% e 90,4%, nas ilhas da Madeira e Porto Santo, respetivamente.

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 para os diversos níveis de tensão.

2.3 Qualidade comercial

No cumprimento do estabelecido no RQS, a EEM procedeu à recolha de toda a informação, tendo em vista a caracterização da qualidade de serviço comercial.

A atividade comercial, no decorrer do ano de 2013, apresentou um bom desempenho, sendo de referir:

- A realização de um inquérito para apuramento do grau de satisfação dos clientes ao nível dos serviços gerais, atendimento e documentação, entre os meses de Outubro e Dezembro de 2013, tendo como resultado um indicador de satisfação de 3,4 numa escala de 1 a 5. Relativamente ao nível de conhecimento dos

clientes quanto a outras questões, os resultados indicam que 84% dos inquiridos atribuem nota positiva à EEM.

- Na área dos serviços técnicos, o inquérito de satisfação do cliente, apurou que, 64% dos inquiridos avalia o desempenho da EEM com a nota “Bom”.
- Nas ligações à rede em baixa tensão, após celebração do contrato de fornecimento de energia elétrica, com valores inferior num prazo máximo de quatro dias, a taxa de cumprimento foi de 99,7%, sendo superior ao padrão estabelecido.
- No atendimento presencial, os resultados indicam que 93,5% dos atendimentos apresentam um tempo de espera igual ou inferior a 20 minutos, cumprindo claramente o valor padrão. O indicador de atendimento presencial foi calculado com base nos atendimentos efetivos deduzido das desistências.
- O indicador de atendimento telefónico até 60 segundos apresenta um nível de 92,4%, ligeiramente inferior ao do ano transato, mas ainda acima do valor estabelecido pelo RQS.
- As reclamações globais apresentadas pelos clientes, em 2013, com tratamento e resolução igual ou inferior a 15 dias, atingiram um valor médio anual de 99,4%.
- Os esclarecimentos relativos aos pedidos de informação, apresentados durante o ano de 2013, num prazo igual ou inferior a 15 dias, representam um índice de sucesso de 99,6%.
- Na leitura dos equipamentos de medição, apurou-se que 99% dos contadores foi objeto de, pelo menos, uma leitura durante o ano de 2013.
- Relativamente aos indicadores de qualidade individual, salientamos:
 - Realização de 11.604 visitas às instalações de clientes;
 - Realização de 4.870 interrupções por facto imputável ao cliente, tendo sido restabelecidas 3.623, das quais apenas uma foi efetuada fora do prazo regulamentar. As restantes 1.247 interrupções foram restabelecidas no primeiro trimestre de 2014 ou encontram-se pendentes de cliente;
 - Foram recebidas e tratadas 563 reclamações relativas a faturação ou cobrança;
 - A EEM procedeu ao registo e tratamento de 31 reclamações relativas às características técnicas da tensão, tendo sido realizadas as visitas aos respetivos locais de consumo, dentro do prazo estabelecido;
 - Os indicadores apresentam 64 reclamações relativas ao funcionamento do equipamento de medição;
 - Relativamente ao incumprimento dos padrões individuais de natureza comercial, verificou-se a existência de duas instalações com potência inferior ou igual a 20,7 kVA, em que foram ultrapassados os padrões individuais de qualidade de serviço;
 - No que respeita ao número de avarias na instalação de alimentação individual do cliente, a EEM efetuou 184 intervenções, durante o ano de 2013.

3 CARACTERIZAÇÃO DO SEPM

3.1 Infraestruturas do SEPM

Subestações

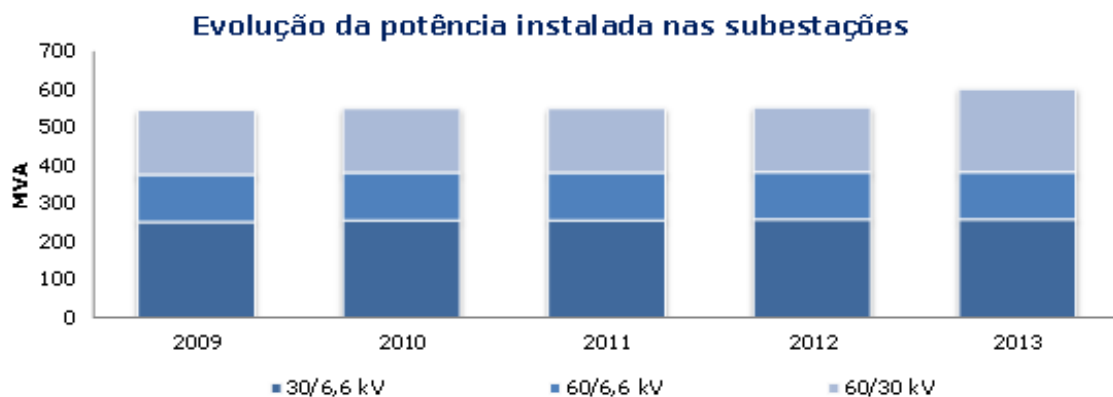
Das 32 subestações existentes na RAM no final do ano de 2013, 29 destinam-se a alimentar a rede MT das ilhas da Madeira (26) e Porto Santo (3), estando as 2 restantes afetas exclusivamente ao transporte (trânsito de energia entre os níveis de tensão 60 e 30 kV), na ilha da Madeira.

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

Número de subestações por nível de tensão - 2013					
kV	30/6,6	60/6,6	60/30	60/30/6,6	Total
Ilha da Madeira	20	4	3	2	29
Ilha do Porto Santo	3	-	-	-	3
Total RAM	23	4	3	2	32

Transformadores instalados nas subestações - 2013								
	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	238,00	10	125,00	10	220,00	49	583,00
Ilha do Porto Santo	4	20,00	0	0,00	0	0,00	4	20,00
Total RAM	33	258,00	10	125,00	10	220,00	53	603,00

*Nº TR's - Número de transformadores



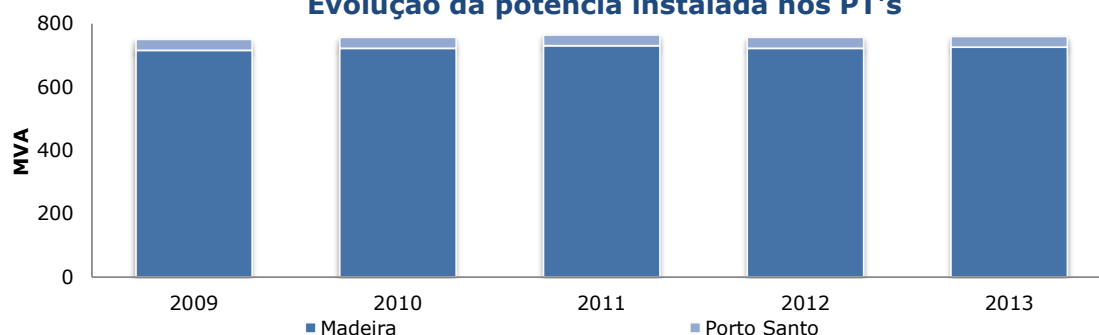
Postos de transformação

O quadro seguinte apresenta o número e a potência instalada dos postos de transformação, no final do ano de 2013:

Síntese dos postos de transformação - 2013

	Particulares		Públicos		Total	
	Nº	P. Inst. (MVA)	Nº	P. Inst. (MVA)	Nº	P. Inst. (MVA)
Ilha da Madeira	256	156,18	1.408	569,63	1.664	725,81
6,6 kV	252	149,84	1.363	558,99	1.615	708,83
30 kV	4	6,34	45	10,64	49	16,98
Ilha do Porto Santo	18	13,31	70	20,37	88	33,68
6,6 kV	18	13,31	70	20,37	88	33,68
30 kV	0	0,00	0	0,00	0	0,00
RAM	274	169,49	1.478	590,00	1.752	759,49
6,6 kV	270	163,15	1.433	579,36	1.703	742,51
30 kV	4	6,34	45	10,64	49	16,98

Evolução da potência instalada nos PT's



Linhas e cabos da rede de transporte e distribuição

No quadro seguinte, são apresentadas as extensões das redes AT, MT e BT, referentes a 31 de Dezembro de 2013:

Linhas e cabos da rede de transporte e distribuição - 2013

km	Aérea	Subterrânea	Total
Madeira	3.758,19	1.803,23	5.561,43
Rede de 60 kV	64,01	10,21	74,22
Rede de 30 kV	243,66	139,66	383,32
Rede de 6,6 kV	498,31	749,18	1.247,49
Rede BT	2.952,22	904,18	3.856,40
Porto Santo	67,84	137,70	205,54
Rede de 30 kV	5,10	10,20	15,30
Rede de 6,6 kV	17,01	57,01	74,02
Rede BT	45,73	70,49	116,22
Total RAM	3.826,03	1.940,93	5.766,97
Rede de 60 kV	64,01	10,21	74,22
Rede de 30 kV	248,76	149,86	398,62
Rede de 6,6 kV	515,32	806,19	1.321,51
Rede BT	2.997,95	974,67	3.972,62

3.2 Clientes e consumos

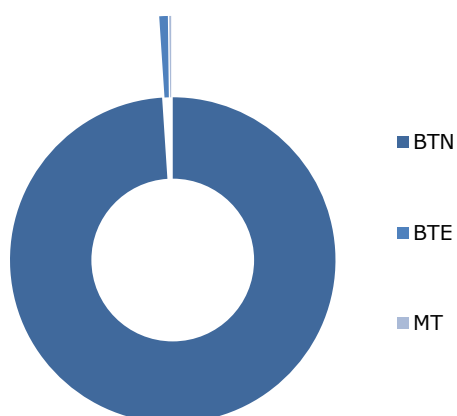
O número de contratos ativos referentes a instalações de consumo, durante o ano 2013 (excluindo as instalações: eventuais, EEM e iluminação pública), por concelho e por zona de qualidade de serviço, sintetiza-se no quadro seguinte:

Contratos activos por concelho e por zona de qualidade de serviço - 2013				
	Zona de Qualidade de Serviço			Total Geral
	A	B	C	
Calheta		164	7.521	7.685
BTE		9	38	47
BTN		155	7.477	7.632
MT			6	6
Câmara de Lobos		1.057	13.325	14.382
BTE		24	58	82
BTN		1.026	13.257	14.283
MT		7	10	17
Funchal	39.448	13.922	6.478	59.848
BTE	453	85	41	579
BTN	38.903	13.819	6.424	59.146
MT	92	18	13	123
Machico		3.033	7.502	10.535
BTE		54	34	88
BTN		2.961	7.449	10.410
MT		18	19	37
Ponta do Sol		265	4.860	5.125
BTE		13	29	42
BTN		252	4.821	5.073
MT		0	10	10
Porto Moniz		288	1.821	2.109
BTE		16	11	27
BTN		272	1.808	2.080
MT			2	2
Porto Santo		2.841	1.945	4.786
BTE		43	14	57
BTN		2.782	1.925	4.707
MT		16	6	22
Ribeira Brava		1.069	5.923	6.992
BTE		24	27	51
BTN		1.045	5.893	6.938
MT			3	3
S.Vicente		226	3.608	3.834
BTE		7	18	25
BTN		219	3.589	3.808
MT			1	1
Santa Cruz		502	21.121	21.623
BTE		18	152	170
BTN		480	20.932	21.412
MT		4	37	41
Santana		162	4.983	5.145
BTE		4	34	38
BTN		158	4.937	5.095
MT			12	12
Total RAM	39.448	23.529	79.087	142.064
BTE	453	297	456	1.206
BTN	38.903	23.169	78.512	140.584
MT	92	63	119	274

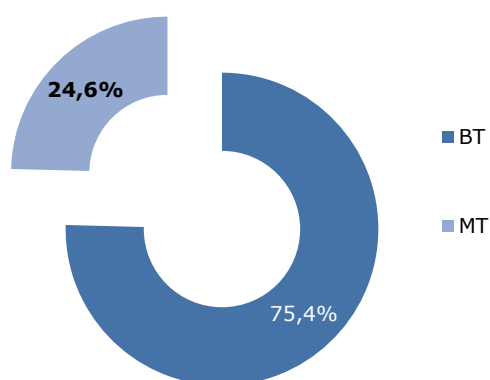
Durante o ano 2013, o número total de contratos ativos ascendeu a 142.064, dos quais 274 dizem respeito a clientes de média tensão (0,2% do total). Cerca de 99,0% dos contratos ativos são de baixa tensão normal, com potência contratada até 41,1 kVA.

Os consumos em BT e MT representam cerca de 75,4% e 24,6%, do consumo total, respetivamente. Refira-se ainda, que o perfil de consumos, por nível de tensão, foi semelhante ao ano anterior.

Distribuição dos clientes por tipo de contrato

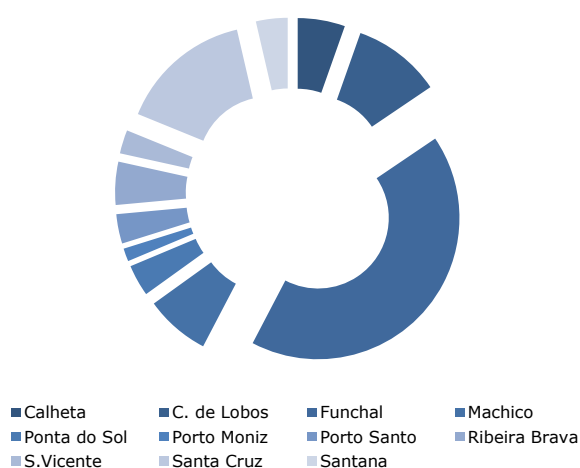


Energia consumida por nível de tensão

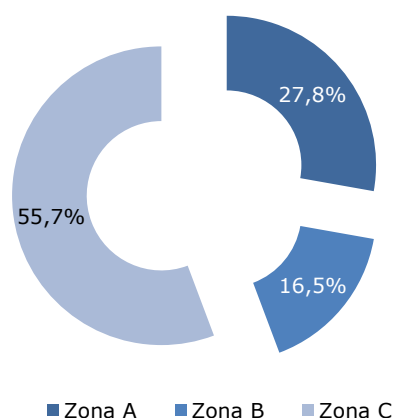


Os gráficos seguintes representam a distribuição de clientes por concelho e por zona de Qualidade de Serviço:

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:

- A determinação dos indicadores gerais das redes, por ilha e para a Região;
- A comparação dos indicadores gerais com os valores padrão estabelecidos para a rede de transporte (AT e MT), para a rede de distribuição em média (MT) e para a rede de baixa tensão (BT), por zona de qualidade de serviço, por ilha e para a Região;
- A 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).

Para esta caracterização foram consideradas as interrupções longas de fornecimento de energia elétrica (duração superior a 3 minutos), em número e duração.

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 decrescente.

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).

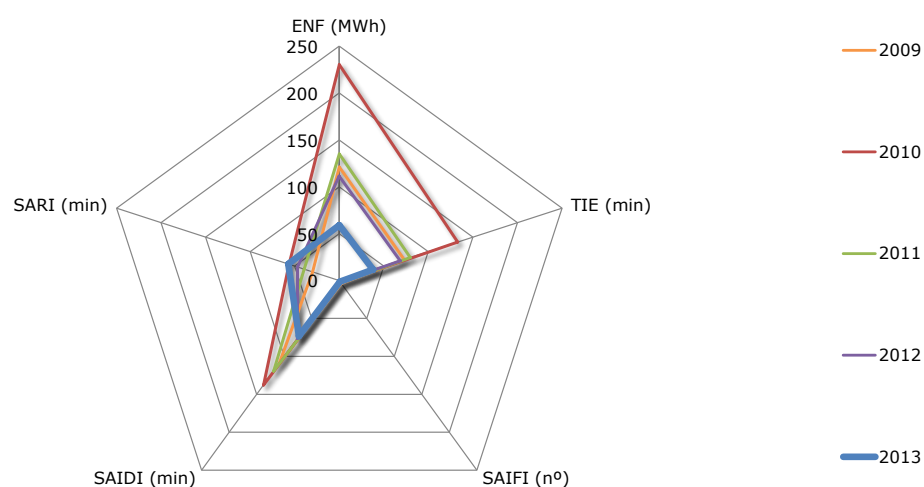
4.2.1 Indicadores gerais

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 - 2013							
	Acidentais			Previstas			Total
	Produção	Transporte	Distribuição	Produção	Transporte	Distribuição	
Madeira							
ENF (MWh)	1,18	51,82	2,86	-	2,42	0,98	59,26
TIE (min)	0,76	33,18	1,83	-	1,55	0,62	37,94
SAIFI (nº)	0,05	1,02	0,09	-	0,05	0,07	1,28
SAIDI (min)	0,49	44,26	6,65	-	12,84	9,07	73,30
SARI (min)	10,50	43,24	71,49	-	275,95	129,98	57,30
Porto Santo							
ENF (MWh)	0,54	-	0,68	-	-	-	1,22
TIE (min)	9,88	-	12,55	-	-	-	22,43
SAIFI (nº)	1,00	-	1,00	-	-	-	2,00
SAIDI (min)	12,00	-	17,50	-	-	-	29,50
SARI (min)	12,00	-	17,50	-	-	-	14,75
RAM							
ENF (MWh)	1,72	51,82	3,54	-	2,42	0,98	60,48
TIE (min)	1,06	32,06	2,19	-	1,50	0,60	37,42
SAIFI (nº)	0,13	0,94	0,17	-	0,04	0,06	1,34
SAIDI (min)	1,47	40,49	7,57	-	11,74	8,30	69,57
SARI (min)	11,50	43,24	44,49	-	275,96	129,98	51,90

O gráfico seguinte indica a evolução dos indicadores gerais referentes à ilha da Madeira, no período 2009-2013.

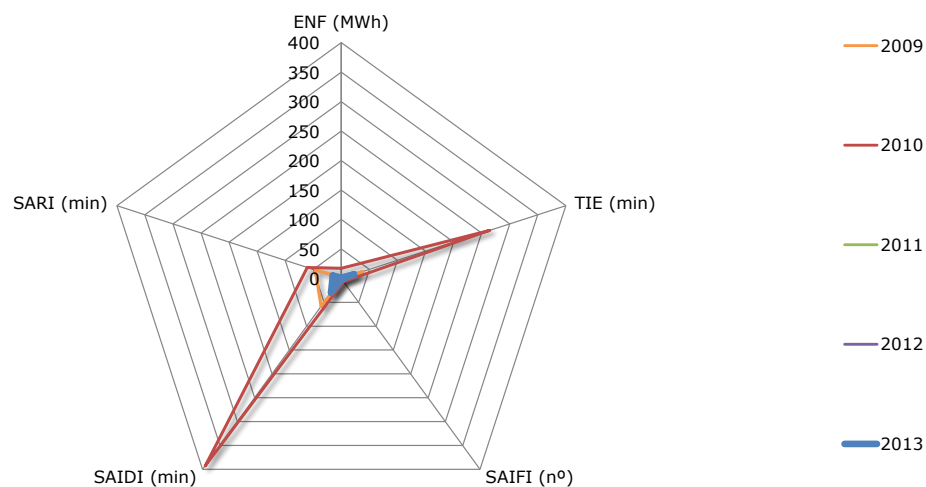
Evolução dos indicadores gerais ao longo do tempo - Ilha da Madeira



Pela análise do gráfico anterior, verifica-se uma melhoria generalizada dos indicadores no ano de 2013, relativamente ao ano anterior, em todos os indicadores, com exceção do SARI.

No gráfico seguinte, apresenta-se a evolução dos indicadores gerais verificados no período 2009-2013, referentes à ilha do Porto Santo.

Evolução dos indicadores gerais ao longo do tempo - Ilha do Porto Santo



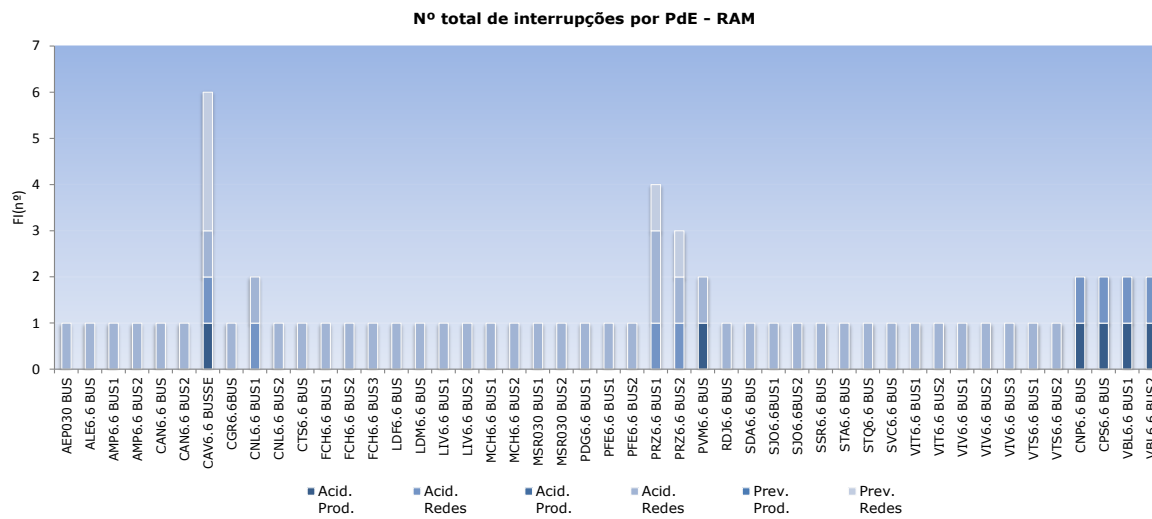
Nesta ilha, os indicadores da continuidade de serviço referentes a 2013 traduzem um bom desempenho do sistema elétrico, sendo apenas superados pelos do ano de 2012, que foi um ano excecional.

4.2.2 Indicadores individuais

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

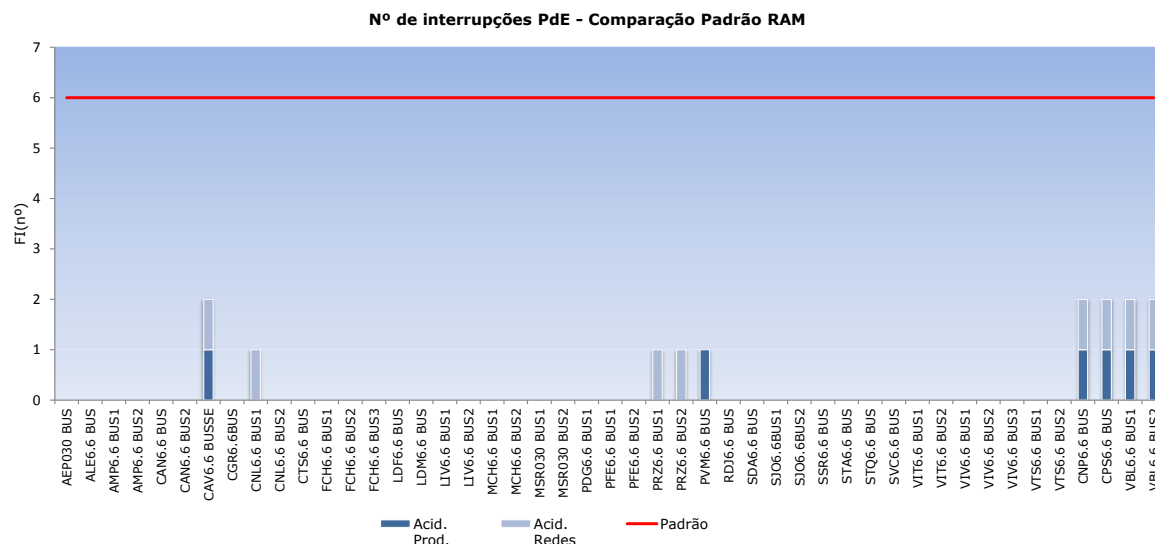
Número de interrupções

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.



Como se pode verificar, em 2013, todos os PdE's da ilha da Madeira, foram afetados, pelo menos uma vez, motivados sobretudo pelos incidentes com origem na rede de transporte.

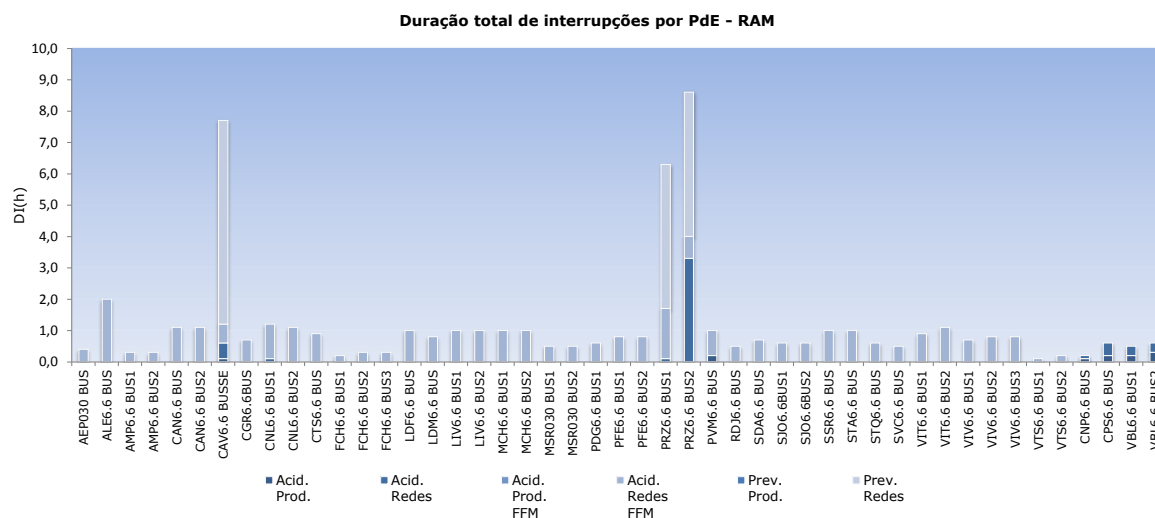
No gráfico seguinte, apresentamos o número de interrupções longas não abrangidas pelo nº 1 do artigo 13º, bem como a sua comparação com o valor padrão.



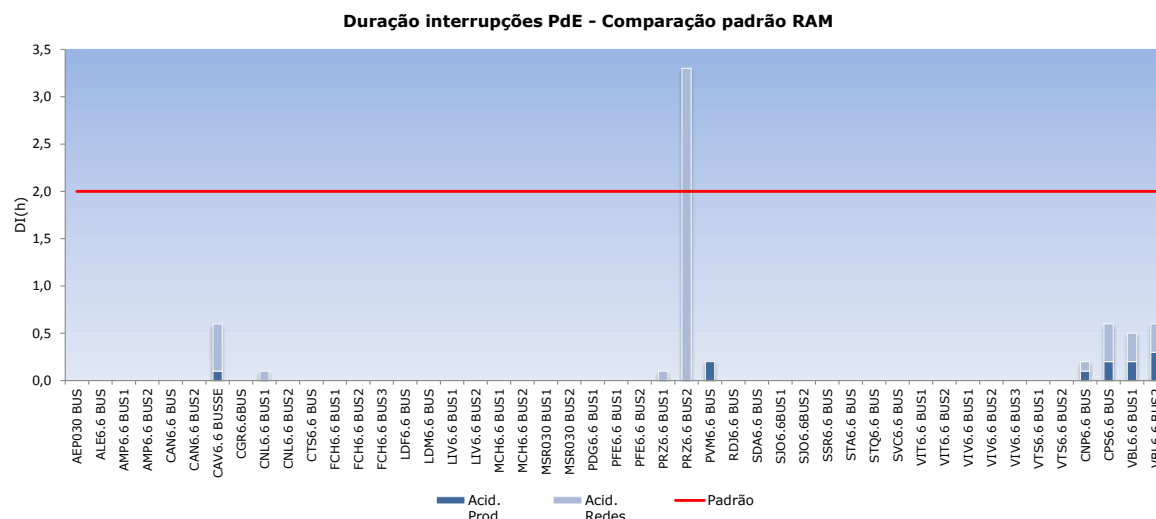
Verifica-se que os valores padrão não foram ultrapassados em nenhum PdE da rede de transporte.

Duração das interrupções

A duração total de interrupções longas com origem no sistema electroprodutor e nas redes de transporte e distribuição foi a indicada no gráfico que se segue.



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.



Num PdE da ilha da Madeira, a duração acumulada das interrupções foi superior ao valor padrão, em cerca de 2 horas, motivadas, sobretudo, por incidentes com origem nas redes.

4.3 Continuidade de serviço - Rede de distribuição MT

Os indicadores gerais e individuais a considerar na rede de 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)	1,00	11,47	11,79	-	-	2,55	26,80
TIEPI (min)	0,48	8,88	6,97	-	-	1,32	17,65
SAIFI (nº)	0,04	0,24	0,06	-	-	0,00	0,34
SAIDI (min)	0,34	6,05	5,13	-	-	0,91	12,43
Zona B							
END (MWh)	1,03	11,22	2,55	-	0,02	0,30	15,13
TIEPI (min)	0,52	8,68	1,69	-	0,01	0,17	11,08
SAIFI (nº)	0,05	0,15	0,04	-	0,00	0,00	0,24
SAIDI (min)	0,47	7,03	1,58	-	0,01	0,18	9,27
Zona C							
END (MWh)	3,42	32,76	67,07	-	4,59	29,88	137,72
TIEPI (min)	1,71	25,30	39,91	-	3,45	16,79	87,16
SAIFI (nº)	0,20	0,64	0,52	-	0,05	0,27	1,67
SAIDI (min)	2,24	32,71	52,68	-	7,00	28,18	122,82
Total Ilha							
END (MWh)	5,45	55,45	81,40	-	4,62	32,72	179,64
TIEPI (min)	2,70	42,86	48,58	-	3,46	18,29	115,89
SAIFI (nº)	0,29	1,03	0,62	-	0,05	0,27	2,25
SAIDI (min)	3,05	45,79	59,39	-	7,01	29,27	144,51

Indicadores gerais de continuidade de serviço da rede de distribuição MT - Ilha do Porto Santo

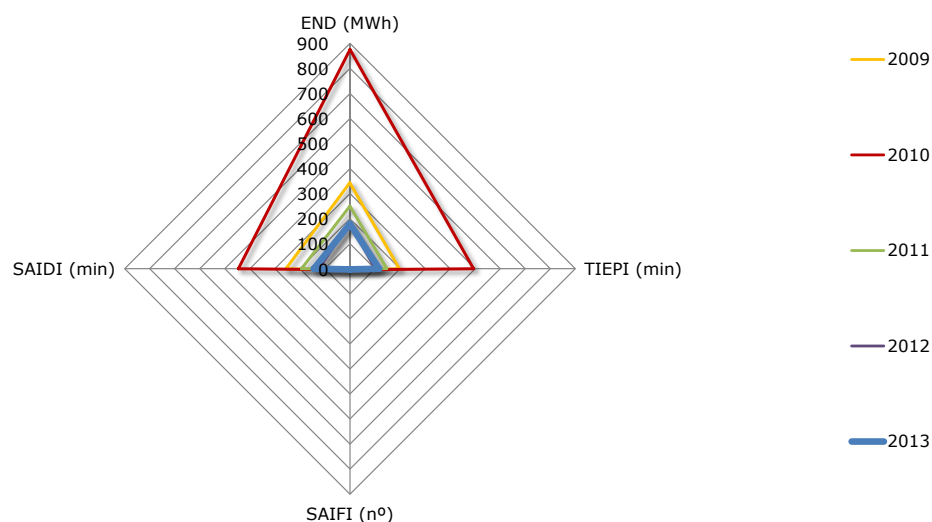
	Acidentais			Previstas			Total
	Produção	Transporte	Distribuição	Produção	Transporte	Distribuição	
Zona B							
END (MWh)	0,41	-	3,07	-	-	0,25	3,72
TIEPI (min)	7,01	-	66,90	-	-	4,69	78,60
SAIFI (nº)	0,62	-	0,68	-	-	0,10	1,40
SAIDI (min)	6,00	-	56,94	-	-	6,20	69,14
Zona C							
END (MWh)	0,23	-	0,44	-	-	0,01	0,68
TIEPI (min)	3,95	-	9,47	-	-	0,19	13,61
SAIFI (nº)	0,42	-	0,65	-	-	0,02	1,10
SAIDI (min)	4,58	-	11,27	-	-	0,58	16,43
Total Ilha							
END (MWh)	0,64	-	3,50	-	-	0,26	4,40
TIEPI (min)	10,96	-	76,38	-	-	4,88	92,21
SAIFI (nº)	1,04	-	1,34	-	-	0,12	2,50
SAIDI (min)	10,58	-	68,22	-	-	6,78	85,57

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)	0,99	11,58	11,58	-	-	2,53	26,67
TIEPI (min)	0,46	8,46	6,64	-	-	1,26	16,82
SAIFI BT (nº)	0,04	0,22	0,06	-	-	0,00	0,33
SAIDI (min)	0,32	5,74	4,86	-	-	0,86	11,77
Zona B							
END (MWh)	1,62	11,32	7,26	-	0,02	0,72	20,95
TIEPI (min)	0,81	8,27	4,72	-	0,01	0,39	14,21
SAIFI BT (nº)	0,08	0,15	0,07	-	0,00	0,01	0,30
SAIDI (min)	0,75	6,66	4,51	-	0,01	0,50	12,43
Zona C							
END (MWh)	3,72	33,05	66,65	-	4,51	29,32	137,26
TIEPI (min)	1,80	24,10	38,48	-	3,28	15,98	83,65
SAIFI BT (nº)	0,21	0,60	0,52	-	0,04	0,25	1,64
SAIDI (min)	2,36	30,99	50,51	-	6,64	26,73	117,24
Total RAM							
END (MWh)	6,32	55,95	85,50	-	4,54	32,57	184,87
TIEPI (min)	3,07	40,83	49,84	-	3,30	17,63	114,67
SAIFI BT (nº)	0,33	0,97	0,65	-	0,05	0,26	2,27
SAIDI (min)	3,43	43,39	59,88	-	6,64	28,09	141,44

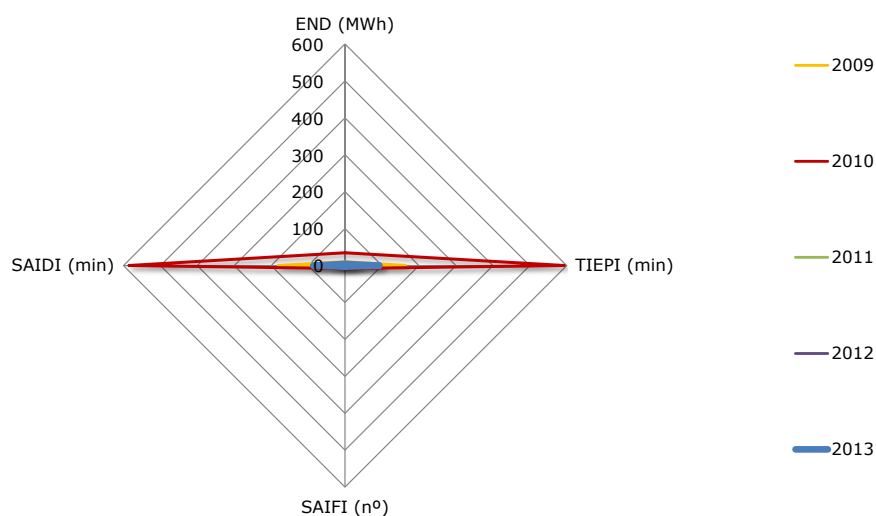
Por inspeção das tabelas anteriores verifica-se que, os incidentes afetos à rede de distribuição contribuíram, de forma significativa, para os valores registados.

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 2013 foram mais favoráveis do que os verificados nos anos anteriores, atingindo valores mínimos históricos, nomeadamente ao nível da END e do SAIFI.

Evolução dos indicadores gerais ao longo do tempo - Ilha do Porto Santo



Relativamente à ilha do Porto Santo, o gráfico evidencia um dos melhores resultados de sempre.

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:

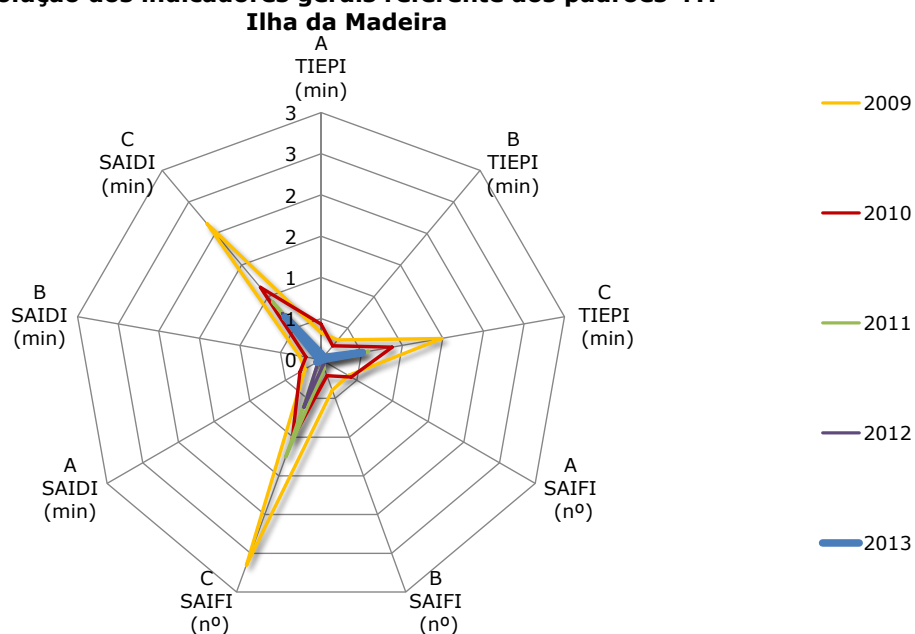
Indicadores gerais distribuição MT - Padrão - 2013						
	Zona A		Zona B		Zona C	
	Padrão	Verificado	Padrão	Verificado	Padrão	Verificado
Madeira						
TIEPI (horas)	3	0,07	6	0,03	18	0,51
SAIFI (nº)	4	0,00	7	0,00	10	0,01
SAIDI (Horas)	3	0,06	6	0,03	18	0,68
Porto Santo						
TIEPI (horas)	3	N/A	6	0,93	18	0,21
SAIFI (nº)	4	N/A	7	0,02	10	0,02
SAIDI (Horas)	3	N/A	6	0,50	18	0,24
Total RAM						
TIEPI (horas)	2	0,07	4	0,07	12	0,49
SAIFI (nº)	3	0,00	6	0,00	9	0,01
SAIDI (Horas)	3	0,05	5	0,05	12	0,65

N/A - Não Aplicável

Da análise ao quadro, verifica-se que, em todas as zonas (A, B e C), os valores dos indicadores são significativamente inferiores ao padrão estabelecido no RQS.

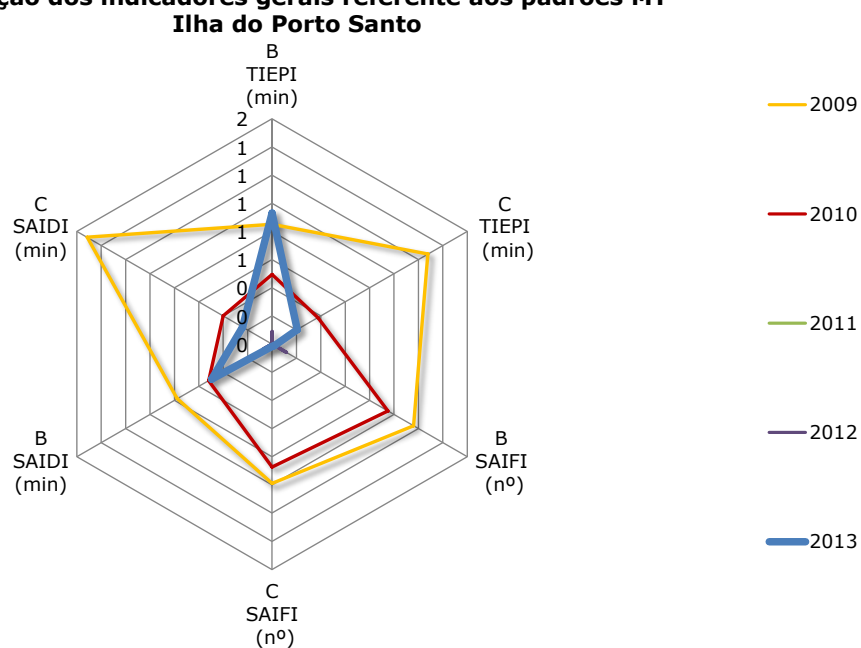
Quando comparados com os valores do ano anterior, verifica-se que estes agora obtidos na ilha da Madeira são, na maioria dos casos, ligeiramente melhores.

Evolução dos indicadores gerais referente aos padrões MT



Na ilha do Porto Santo, verifica-se que os indicadores referentes a 2013 só são superados pelo ano de 2012, com exceção do TIEPI da zona B.

Evolução dos indicadores gerais referente aos padrões MT



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, são sintetizados no quadro seguinte:

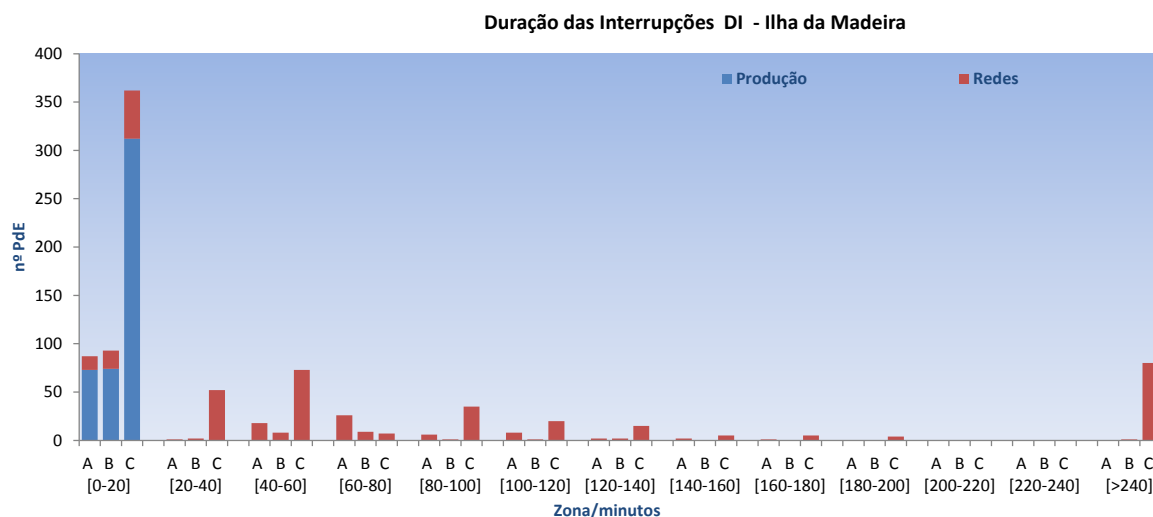
Indicadores individuais - estatística dos Pde superiores ao padrão da rede MT - 2013								
	Nº de PdE's afectados	Nº de PdE da Rede MT*	Padrão FI (nº)	Nº Pde > Padrão FI	Incumprimento (%)	Padrão DI (h)	Nº Pde > Padrão DI	Incumprimento (%)
Madeira	830	1.633			0,0%		7	0,4%
Zona A	134	378	9	-	0,0%	4	-	0,0%
Zona B	102	253	20	-	0,0%	9	-	0,0%
Zona C	594	1.002	34	-	0,0%	18	7	0,7%
Porto Santo	92	90			0,0%		2	2,2%
Zona B	52	51	20	-	0,0%	9	2	3,9%
Zona C	40	39	34	-	0,0%	18	-	0,0%

* em 31 de Dezembro de 2013

O indicador Frequência das Interrupções (FI) não apresenta violações relativamente ao padrão, enquanto o indicador Duração das Interrupções (DI) excede o valor padrão em 7 PdE, na Zona C, da ilha da Madeira e em 2 PdE, na Zona B, na ilha do Porto Santo.

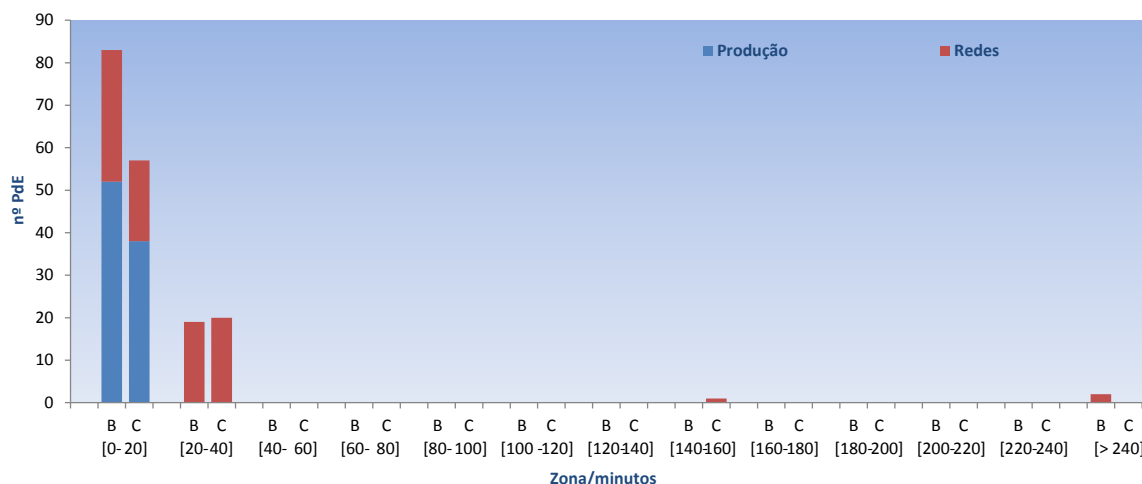
Os gráficos seguintes indicam a distribuição estatística dos indicadores individuais DI e FI, por intervalos de tempo e duração e por ilha.

Duração das interrupções - MT



No caso da ilha da Madeira, verifica-se que 75,2% dos PdE afetados tiveram interrupções com duração inferior 60 minutos, com maior incidência na Zona C. Contudo, 9,6% dos clientes tiveram interrupções superiores a 240 minutos.

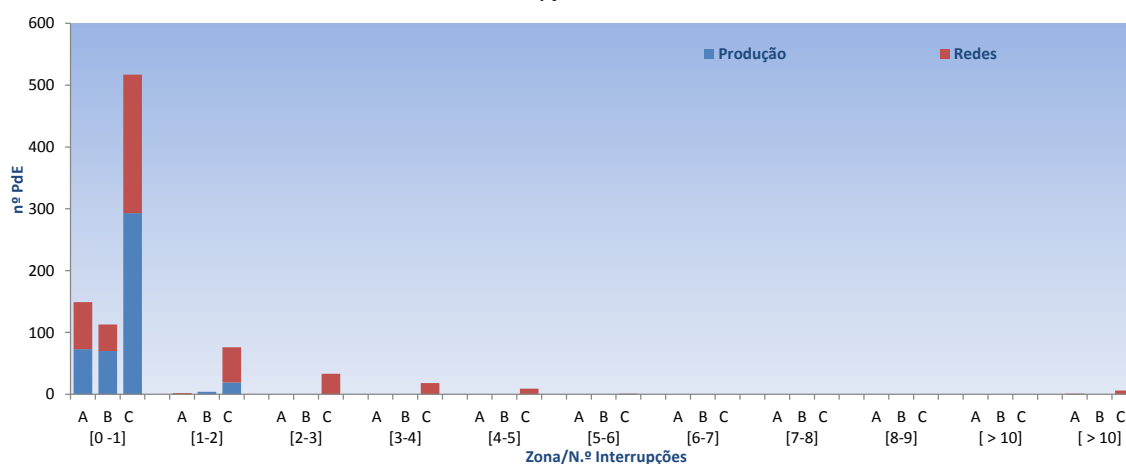
Duração das Interrupções DI - Ilha do Porto Santo



No caso da ilha do Porto Santo, 98,4% dos clientes afetados tiveram interrupções com duração inferior 60 minutos, sendo maioritariamente da Zona C. No entanto, 1,1% dos clientes tiveram interrupções superiores a 240 minutos.

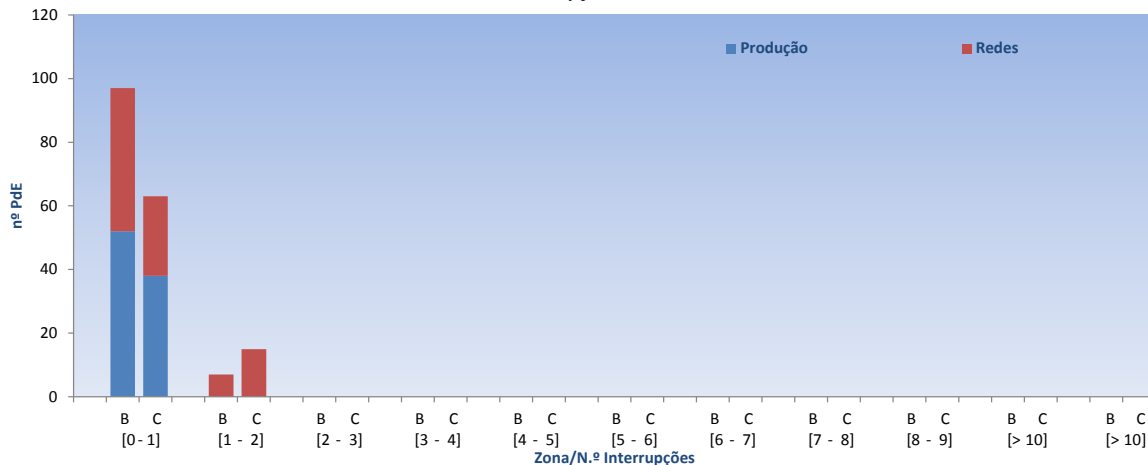
Número de interrupções - MT

Número de Interrupções FI - Ilha da Madeira



Em termos de número de interrupções, 96,4% dos PdE afetados tiveram apenas uma interrupção, tendo os restantes 3,6%, 6 ou menos interrupções.

Número de Interrupções FI - Ilha do Porto Santo



Nesta ilha, 87,9% dos PdE afetados tiveram apenas uma interrupção, tendo os restantes 12,1% PdE's duas interrupções.

4.4 Continuidade de serviço - Rede de distribuição BT

Os indicadores gerais e individuais de continuidade de serviço, 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)	0,19	0,91	0,32	-	-	0,05	1,48
SAIDI (horas)	0,02	0,39	0,28	-	-	0,11	0,80
Zona B							
SAIFI BT (nº)	0,34	0,93	0,32	-	0,00	0,13	1,72
SAIDI (horas)	0,05	0,65	0,31	-	0,00	0,21	1,23
Zona C							
SAIFI BT (nº)	0,27	0,94	0,69	-	0,05	0,39	2,34
SAIDI (horas)	0,05	0,83	1,11	-	0,12	0,70	2,81
Total Ilha							
SAIFI BT (nº)	0,26	0,93	0,53	-	0,03	0,25	2,00
SAIDI (horas)	0,04	0,68	0,75	-	0,07	0,45	1,99

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)	0,91	-	1,11	-	-	0,22	2,24
SAIDI (horas)	0,16	-	0,44	-	-	0,20	0,79
Zona C							
SAIFI BT (nº)	0,92	-	1,52	-	-	0,08	2,53
SAIDI (horas)	0,18	-	0,65	-	-	0,08	0,91
Total Ilha							
SAIFI BT (nº)	0,91	-	1,28	-	-	0,17	2,36
SAIDI (horas)	0,17	-	0,52	-	-	0,15	0,84

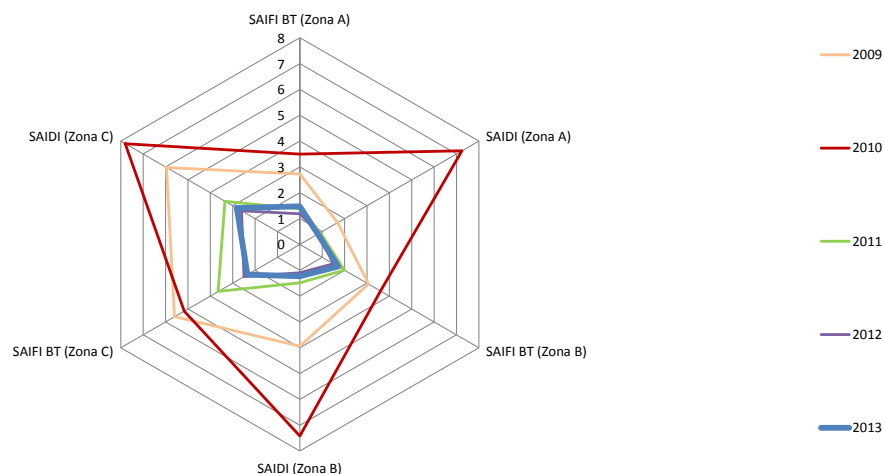
Indicadores gerais de continuidade de serviço da rede de distribuição BT - RAM

	Acidentais			Previstas			Total
	Produção	Transporte	Distribuição	Produção	Transporte	Distribuição	
Zona A							
SAIFI BT (nº)	0,19	0,91	0,32	-	-	0,05	1,48
SAIDI (horas)	0,02	0,39	0,28	-	-	0,11	0,80
Zona B							
SAIFI BT (nº)	0,41	0,81	0,42	-	0,00	0,14	1,78
SAIDI (horas)	0,06	0,58	0,33	-	0,00	0,21	1,18
Zona C							
SAIFI BT (nº)	0,29	0,92	0,71	-	0,05	0,38	2,34
SAIDI (horas)	0,05	0,81	1,10	-	0,12	0,68	2,76
Total Ilha							
SAIFI BT (nº)	0,28	0,90	0,56	-	0,03	0,25	2,01
SAIDI (horas)	0,05	0,65	0,74	-	0,07	0,44	1,96

Tal como verificado para os indicadores MT, a rede de transporte teve uma significativa contribuição para os valores registados, particularmente no caso da ilha da Madeira.

O gráfico seguinte traduz a evolução dos indicadores gerais, por zona de qualidade de serviço, referentes à ilha da Madeira, no período 2009-2013.

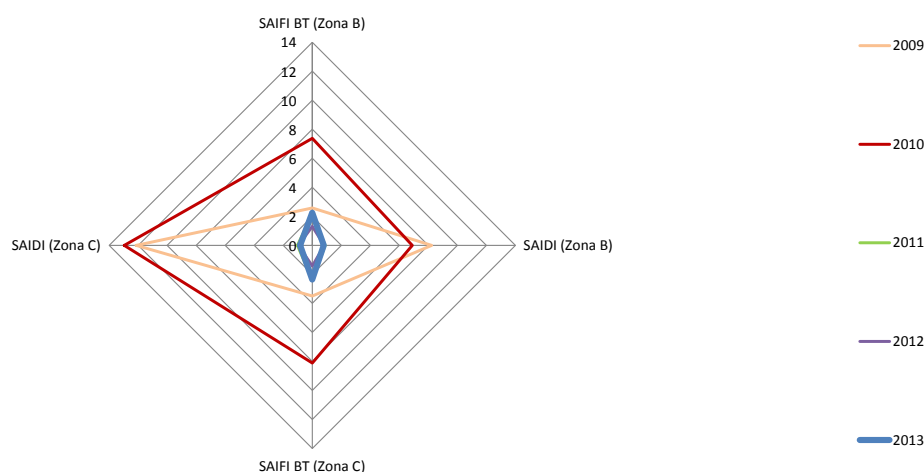
Evolução dos indicadores gerais ao longo do tempo - Ilha da Madeira



Em linha com o observado nos indicadores das redes de AT e MT, também em BT, os valores são significativamente melhores, quando comparados com os anos anteriores, tendo alguns indicadores atingido, também, mínimos históricos.

Na ilha do Porto Santo, a evolução dos indicadores gerais no período 2009-2013, é a indicada no gráfico seguinte.

Evolução dos indicadores gerais ao longo do tempo - Ilha do Porto Santo



No caso da ilha do Porto Santo, os valores verificados são os melhores, desde que há registos, para os indicadores SAIDI.

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.

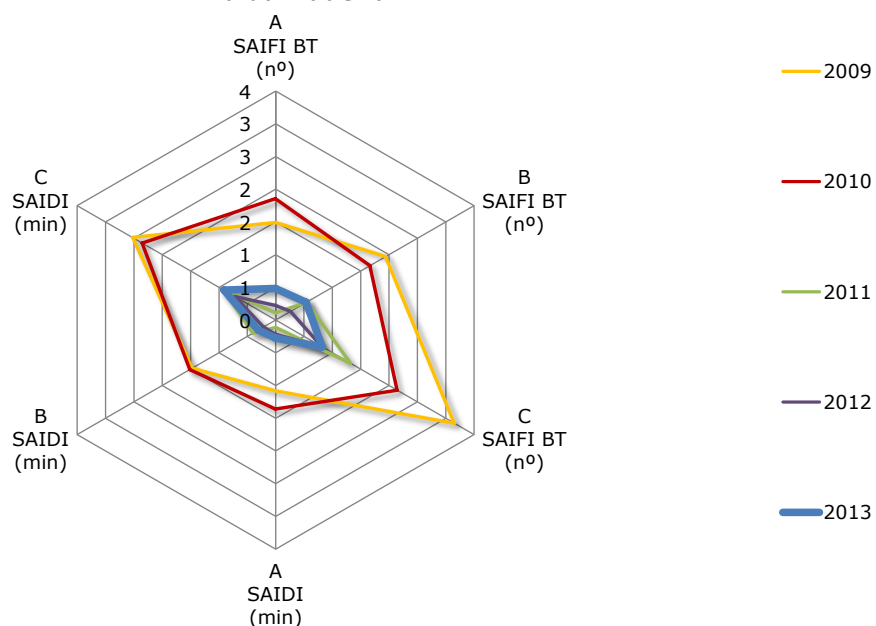
Indicadores gerais distribuição BT - Padrão - 2013

	Zona A		Zona B		Zona C	
	Padrão	Verificado	Padrão	Verificado	Padrão	Verificado
Madeira						
SAIFI BT (nº)	4	0,48	7	0,54	10	0,82
SAIDI (horas)	6	0,27	10	0,30	22	0,91
Porto Santo						
SAIFI BT (nº)	4	0,00	7	2,01	10	2,40
SAIDI (horas)	6	0,00	10	0,57	22	0,79
Total RAM						
SAIFI BT (nº)	3	0,48	6	0,72	9	0,86
SAIDI (horas)	4	0,27	8	0,34	14	0,91

N/A - Não Aplicável

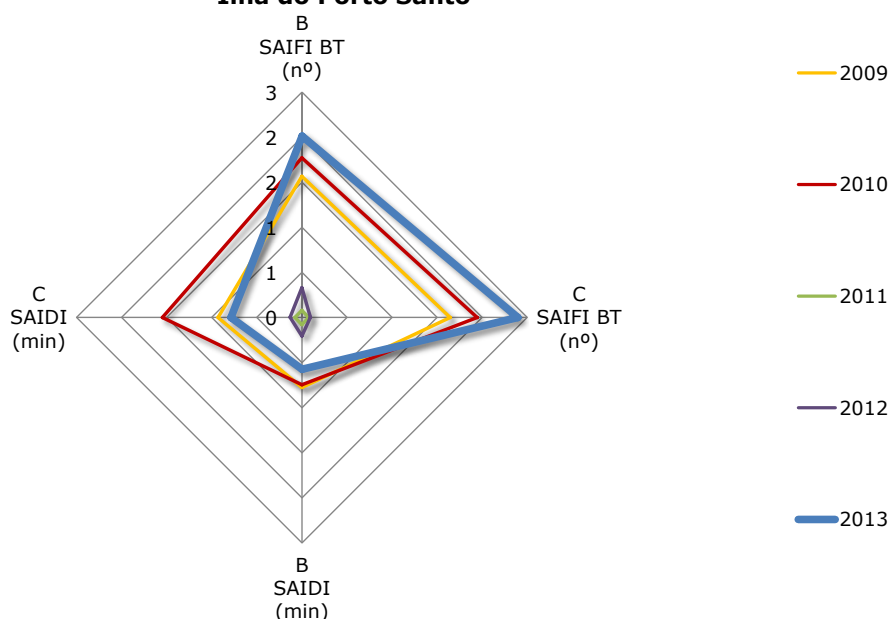
Como se pode constatar, os indicadores gerais, encontram-se significativamente abaixo dos valores de referência, estabelecidos para cada Zona de Qualidade de Serviço, traduzindo um bom nível de qualidade de serviço.

Na ilha da Madeira a evolução dos indicadores gerais, referente aos padrões BT, tem-se mantido a bom nível, conforme se pode constatar na figura seguinte.

Evolução dos indicadores gerais referente aos padrões BT
Ilha da Madeira

Na ilha do Porto Santo a evolução dos indicadores gerais, referente aos padrões BT, apresenta, também, valores bons.

Evolução dos indicadores gerais referente aos padrões BT Ilha do Porto Santo



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 - 2013								
	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 (%)
Madeira	65.868	137.278		-	0,0%		126	0,1%
Zona A	15.409	39.448	13	-	0,0%	6	32	0,1%
Zona B	8.274	20.688	25	-	0,0%	11	-	0,0%
Zona C	42.185	77.142	40	-	0,0%	22	94	0,1%
Porto Santo	4.406	4.786		-	0,0%		2	0,0%
Zona B	2.592	2.841	25	-	0,0%	11	2	0,1%
Zona C	1.814	1.945	40	-	0,0%	22	-	7,2%

* em 31 de Dezembro de 2013

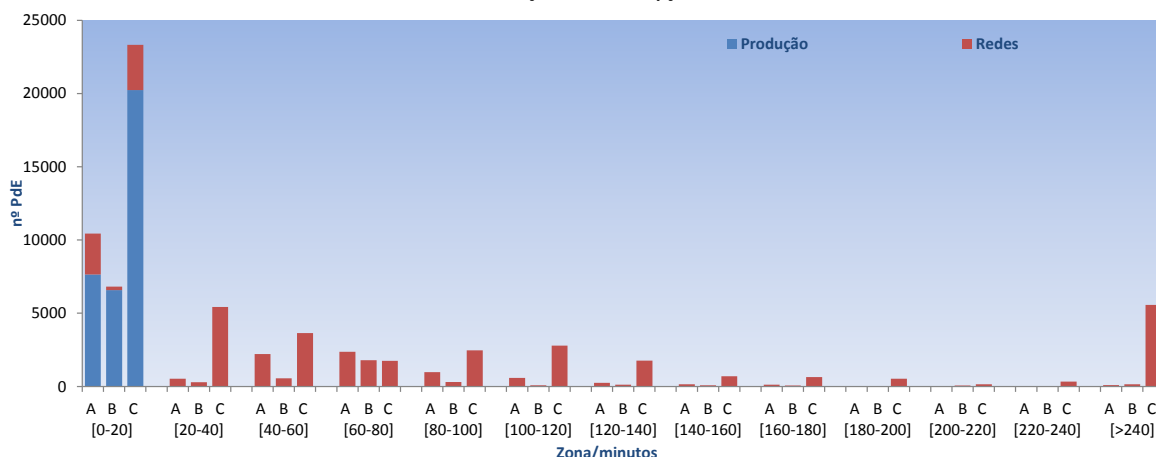
Como é possível verificar, na ilha da Madeira, a Duração das Interrupções - DI excede o padrão em 126 PdE's, dos quais 32 na zona A e 94 na Zona C de qualidade de serviço.

No que diz respeito à ilha do Porto Santo, apenas 2 PdE, na Zona B, excederam os valores desse padrão.

Os gráficos seguintes indicam a distribuição estatística dos indicadores individuais DI e FI, por intervalos de tempo e duração e por ilha.

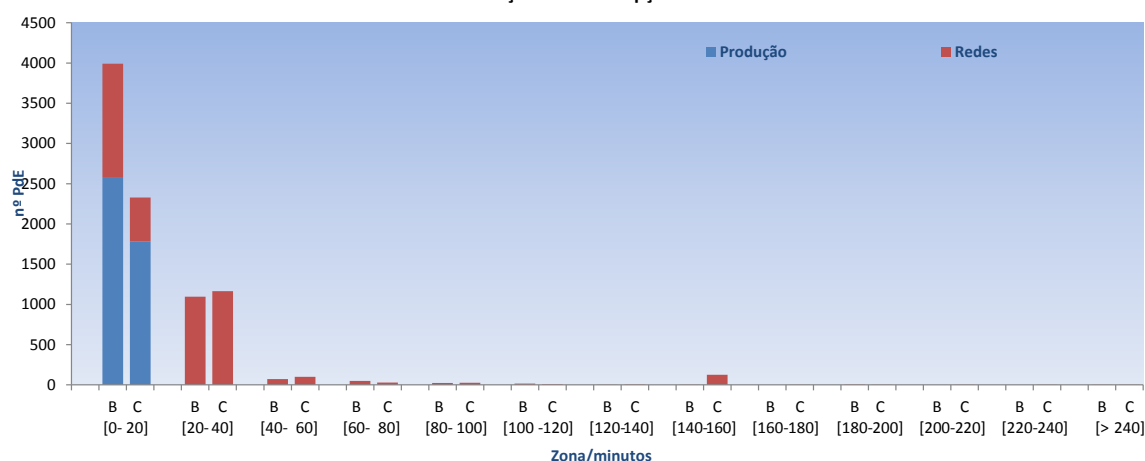
Duração das interrupções - BT

Duração das Interrupções DI - Ilha da Madeira



No caso da ilha da Madeira, verifica-se que 69,0% dos clientes afetados tiveram interrupções com duração inferior 60 minutos, com maior preponderância na Zona C. Contudo, 7,5% dos clientes tiveram interrupções superiores a 240 minutos.

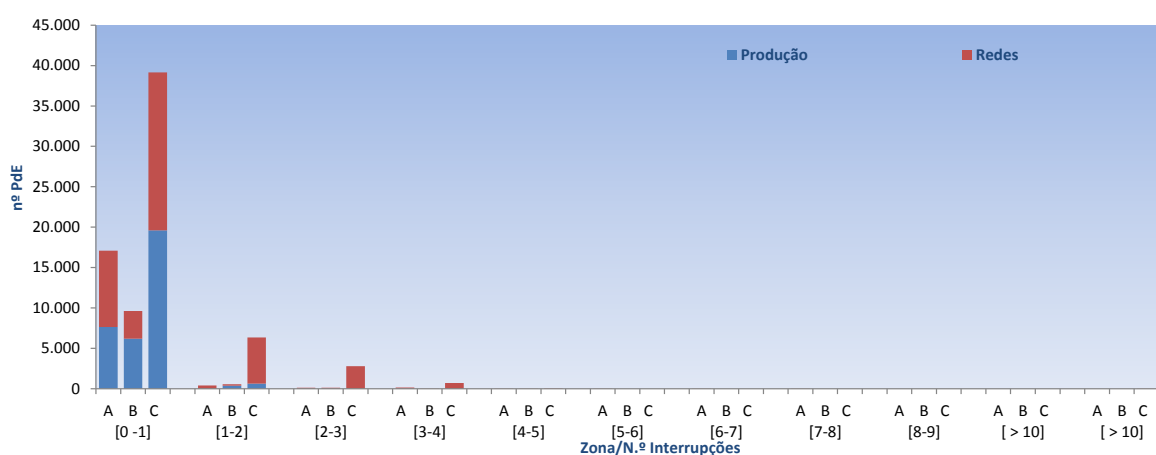
Duração das Interrupções DI - Ilha do Porto Santo



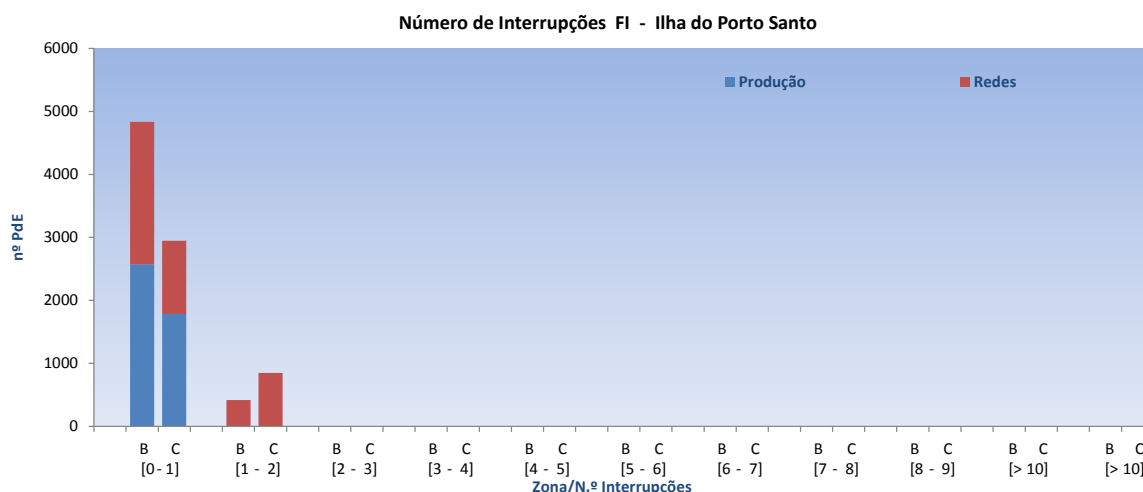
No caso da ilha do Porto Santo, 96,7% clientes afetados, tiveram interrupções com duração inferior 60 minutos, sendo maioritariamente da Zona B.

Número de interrupções - BT

Número de Interrupções FI - Ilha da Madeira



Em termos de número de interrupções, 98,7% dos PdE afetados tiveram apenas uma interrupção, tendo os restantes 1,3% três ou menos interrupções. Cerca de metade das interrupções teve origem no sistema electroprodutor.



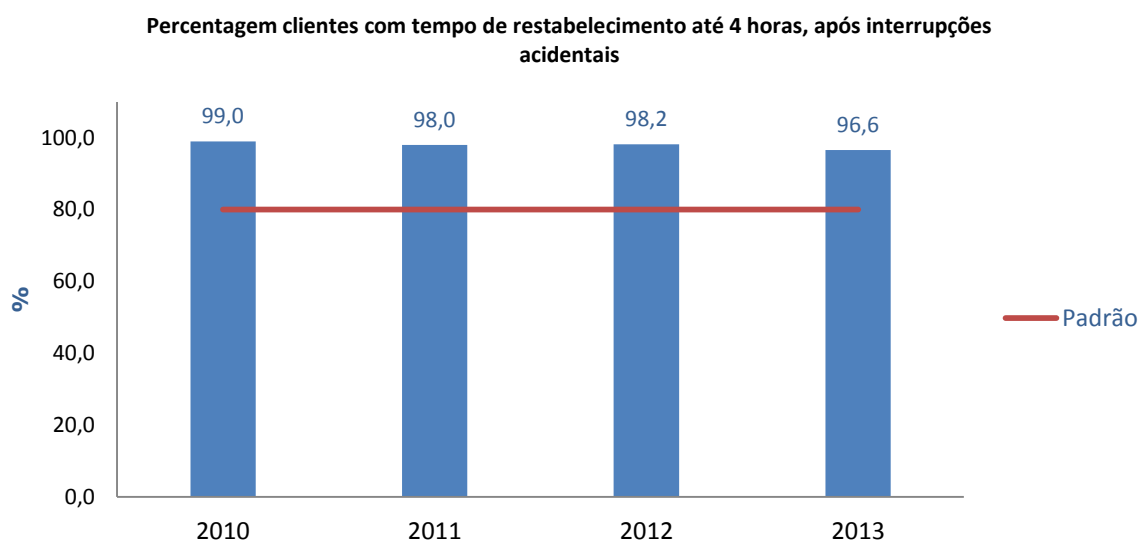
Nesta ilha, os PdE afetados tiveram, na sua grande maioria (85,9%), apenas uma interrupção. Os restantes 14,1% registaram 2 a 3 interrupções.

Ao nível da qualidade individual, verifica-se uma diminuição significativa da taxa de incumprimento dos padrões estabelecidos, denotando uma melhoria contínua.

4.5 Reposição de serviço após interrupções acidentais na rede

As redes de distribuição estão sujeitas a interrupções do tipo acidental, quer devido a casos Fortuitos ou de Força Maior, quer por causas imputáveis ao operador da rede. Os operadores de rede devem restabelecer a energia elétrica após a ocorrência deste tipo de interrupção, sendo o tempo de reposição avaliado por um indicador geral ao qual está associado um padrão de qualidade de serviço.

No caso da RAM, este padrão define que deverá ser restabelecido o fornecimento até quatro horas, para pelo menos 80% dos clientes.



Com 96,6% dos clientes com restabelecimento abaixo das 4 horas, o padrão do indicador geral em 2013 foi largamente cumprido.

4.6 Incidentes mais significativos

Em 2013, os incidentes de maior relevância nas ilhas da Madeira e Porto Santo, foram os abaixo assinalados, sendo o critério de ordenação o maior valor da END, por ilha.

Ilha da Madeira

Incidente de 1 de Janeiro de 2013 (122.606)

Incidente ocorrido pelas 21:43h, resultado da perda total da produção da Central termoelétrica do Caniçal (24MW), por motivo internos, provocando variações elevadas da frequência, ao que a restante produção/deslastre de carga não conseguiu dar resposta, originando o colapso do sistema elétrico da ilha da Madeira. Deste incidente resultou uma END de 86,8 MWh e um TIEPI de 47,7 minutos. Esta ocorrência foi classificada com a causa "Entidades exteriores – Instalação produtor" e afetou 128.256 clientes.

Incidente de 17 de Agosto de 2013 (125.095)

Esta interrupção teve origem num grande incêndio ocorrido no concelho do Funchal, afetando a linha VIT-PFE da rede de transporte (60kV), provocando um curto-circuito devido às altas temperaturas. Devido ao facto desta linha ser a única ligação entre os dois principais centros electroprodutores e à alimentação de um conjunto de subestações, esta ocorrência provocou um forte desequilíbrio entre a produção e a carga, causando variações na frequência, tendo atuado os sistemas de deslastre automático por frequência, não evitando, no entanto, a desligação de todas as subestações, com exceção da SE VIT. Teve início à 1:19h e afetou 126.708 clientes. A END foi de 55 MWh e o TIEPI de 42,5 minutos, tendo sido classificada com a causa "Naturais Ambientais-Incêndio".

Incidente de 10 de Dezembro de 2013 (127.393)

Neste dia, verificaram-se ventos fortes, tendo resultado na quebra de um troço de uma linha de distribuição em média tensão, mais propriamente a linha correspondente à saída GAULA da subestação do Caniço. Teve início às 23:52h e afetou 1.422 clientes, originando uma END de 5,4 MWh e um TIEPI de 3,3 minutos. A energia foi totalmente reposta no dia 11, pelas 13:20h, tendo sido classificada com a causa "Atmosféricos - Vento".

Ilha do Porto Santo

Incidente de 9 de Fevereiro de 2013 (121.224)

Incidente causado por uma avaria num equipamento associado ao barramento de 6,6kV do posto de corte PST-PST-094 (TT), que não atuou de forma correta, provocando na rede uma sobrecarga que os grupos da Central térmica do Porto Santo não suportaram, provocando o colapso do sistema. Teve início às 4:09h afetando 4.289 clientes e

resultou numa END de 2,4 MWh e num TIEPI de 55,3 minutos, sendo classificado com a causa "Próprias – Proteções/Automatismos".

Incidente de 2 e Novembro de 2013 (127.108)

Incidente com início às 19:54h, sendo resultado de condições alterosas de mar, que se fizeram sentir neste dia provocando inundações no PT Portos II, que por sua vez originou o disparo da respetiva saída da SE CNP. Houve dificuldades em repor a energia, uma vez que na altura não estavam reunidas as condições de segurança para as equipas procederem a manobras de reposição no PT a montante, não permitindo que a saída fosse ligada. Afetou 94 clientes, originando uma END de 0,95 MWh e um TIEPI de 18 minutos e foi classificado com a causa "Naturais ou Ambientais- Inundações imprevísíveis".

5 QUALIDADE DA ONDA DE TENSÃO

5.1 Introdução

Este capítulo tem por objetivo caracterizar a qualidade da onda de tensão nos diversos níveis de tensão (AT, MT e BT), com base nos 22 pontos de monitorização selecionados. 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 2013 e implementado pela EEM, contempla a realização de medições anuais em 9 pontos fixos, 8 dos quais na ilha da Madeira e 1 na Ilha do Porto Santo. Os restantes 6 equipamentos instalados ao nível da Baixa Tensão (BT) possibilitam medições em 12 pontos de monitorização, resultado da realização de campanhas semestrais. Assim, a distribuição destes equipamentos pelos vários níveis de tensão possibilita a monitorização da qualidade da onda de tensão em 22 pontos de entrega (PdE) distintos.

A taxa de conformidade geral¹ foi de 98,6% para a ilha da Madeira e de 100% para a ilha do Porto Santo.

Da avaliação aos dados obtidos das campanhas realizadas, podemos afirmar que, regra geral, as condições estipuladas pela NP EN 50160 e pelo Regulamento da Qualidade de Serviço estão a ser cumpridas. Contudo, foram registadas inconformidades nalgumas semanas, as quais passamos a referir:

- Tremulação – Foram registados valores acima do limite para um ponto de monitorização em BT;
- Desequilíbrio de fases – Todos os pontos de monitorização registaram valores abaixo dos limites normativos;
- Amplitude da tensão – Nos pontos monitorizados não foram verificados valores fora dos limites regulamentares, com exceção de um equipamento na BT;
- Frequência – Todos os pontos de monitorização registaram valores de acordo com a norma;
- Distorção harmónica – Dos pontos sujeitos a monitorização foram verificados três pontos, 1 MT e dois em BT fora dos limites;
- Cavas e sobretensões – No ano de 2013 a grande maioria das cavas, 81%, apresentaram uma duração inferior ou igual a 200 milissegundos e um afundamento do valor eficaz da tensão inferior a 60%.

¹ Representa as semanas monitorizadas conformes, relativamente à totalidade das semanas monitorizadas. Uma semana é considerada incompleta e descartada caso o número de intervalos registados seja inferior a 95% do número de intervalos previstos para uma semana.

Em relação às sobretensões, 83% dos eventos verificados, apresentam duração inferior a 500 milissegundos e amplitude superior a 20%.

No anexo IV, apresentam-se os casos mais desfavoráveis verificados na qualidade da onda de tensão, indicando-se a pior semana ou valor máximo registado, dependendo dos limites atingidos, com exceção das cavas e sobretensões que correspondem a valores anuais no caso das subestações e semestrais no caso dos PdE's de BT.

5.3 Plano de monitorização

O plano aprovado e executado no ano de 2013 contemplou a realização de medições em 9 pontos fixos anuais e 12 móveis semestrais. Em relação à distribuição dos pontos de monitorização, esta segue a metodologia do ano anterior, cumprindo assim a metodologia aprovada nos anos anteriores.

Em 2013, a EEM passou a dispor na ilha da Madeira de 2 equipamentos 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.

De realçar que o aumento do número de pontos de entrega monitorizados ficou a dever-se à entrada em serviço de um novo equipamento nos 30kV, com capacidade de leitura distinta em dois pontos de entrega, permitindo a deslocalização do antigo equipamento para os 60kV.

No quadro seguinte, assinala-se a localização desses pontos e a sua distribuição de acordo com o estabelecido no plano de monitorização para 2013:

Monitorização da Qualidade de Onda de Tensão - 2013

Instalação	Código	Tensões Nominais [kV]	Tensão [kV]				Zona Geográfica
			60	30	6,6	0,4	
Ilha da Madeira*			2	4	3	10	
Subestação do Caniçal	SE CNL	60 e 6,6	x				Este
Subestação da Vitória 60kV	SE VTO	60	x				
Subestação da Calheta	SE CTA	60 e 30		x			Oeste
Subestação Vitória 30kV(Barr 1)	SE CTV1	30 e 6,6		x			Este
Subestação Vitória 30kV(Barr 2)	SE CTV2	30 e 6,6		x			Este
Subestação do Palheiro Ferreiro	SE PFE	60, 30 e 6,6		x			Este
Subestação de São Vicente	SE SVC	30 e 6,6			x		Norte
Subestação da Vitória 6,6kV	SE VIT	30 e 6,6			x		Este
Subestação dos Prazeres	SE PRZ	30 e 6,6			x		Oeste
P.T. de Calheta	C-AC-015	6,6 e 0,4				x	Oeste
P.T. de Câmara de Lobos	CL-JS-001	6,6 e 0,4				x	Oeste
P.T. de Funchal	F-SR-155	6,6 e 0,4				x	Este
P.T. de Machico	MX-SS-003	6,6 e 0,4				x	Este
P.T. de Santa Cruz	SC-CM-038	6,6 e 0,4				x	Este
P.T. do Porto Moniz	PM-PM-023	6,6 e 0,4				x	Oeste
P.T. de Ponta do Sol	PS-PS-005	6,6 e 0,4				x	Oeste
P.T. de Santana	ST-ASJ-005	6,6 e 0,4				x	Norte
P.T. de São Vicente	SV-PD-003	6,6 e 0,4				x	Norte
P.T. de Ribeira Brava	RB-T-008	6,6 e 0,4				x	Oeste
Ilha do Porto Santo*			0	0	1	2	
Subestação da Calheta	SE CPS	30 e 6,6			x		Centro
P.T. de Porto Santo	PST-PST-010	6,6 e 0,4				x	Centro
P.T. de Porto Santo	PST-PST-038	6,6 e 0,4				x	Centro
Total RAM*			2	4	4	12	

*Nº total de pontos de medida

As taxas de cumprimento do plano de monitorização² atingiram 94% e 90% nas ilhas da Madeira e Porto Santo, respetivamente.

O incumprimento do previsto no plano ficou a dever-se a várias causas, tais como: anomalias/avarias verificadas em alguns equipamentos, essencialmente na SE PFE; problemas de comunicação e ausência de registos de intervalos do Pst que originaram a anulação do Plt(2h) para o mesmo período, resultando na ausência de dados suficientes para a aprovação das semanas; atrasos na instalação dos equipamentos devido à logística na rotação dos equipamentos para os novos pontos de monitorização. Na ilha da Madeira, ao nível da BT, também se verificaram dificuldades em cumprir a totalidade do plano, uma vez que é sempre necessário uma semana com a rotação dos equipamentos para novas localizações, apesar da EEM tentar realizar estas intervenções o mais rapidamente possível.

5.4 Distorção harmónica

Em 2013 foram ultrapassados em uma semana os limites da 6ª harmónica em três PdE na ilha da Madeira, subestação de São Vicente e os PT's CL-JS-001 e SV-PD-003. Estas

² Relação das semanas efetivamente monitorizadas, pelas semanas previstas: 52 semanas por ano e 26 por semestre. É difícil cumprir o previsto devido à logística necessária;

não conformidades ficaram a dever-se a uma avaria, resultante de mau contacto num seccionador de 30kV, da cela 4, da SE CGR. Após a resolução da avaria os valores normalizaram. As restantes harmónicas monitorizadas não apresentaram valores acima do limite. O THD apresentou valores de máximos de 5,9%.

5.5 Tremulação (*flicker*)

Todos os níveis de tensão monitorizados registaram valores das semanas abaixo dos limites regulamentares ($Plt=Pst=1$), com exceção do PT C-AC-015. Em relação aos valores elevados do Plt até à data a EEM não conseguiu apurar a sua origem, pois esta situação deixou de verificar-se para as restantes semanas. Verifica-se também que o Plt possui em alguns pontos de entrega o número de semanas monitorizadas inferior às restantes grandezas. Esta diferença resulta do facto não existirem registos de intervalos de Pst válidos e uma vez que esta grandeza é calculada com base no Pst, o Plt acaba sendo também invalidado, excluindo algumas semanas por ausência de dados. Em média, o Plt registou valores na ordem dos 0,4.

5.6 Desequilíbrio de fases

Nas avaliações efetuadas na ilha da Madeira e Porto Santo não se detetaram valores de desequilíbrio do sistema trifásico de tensões acima do limite (2%), tendo-se verificado valores de máximos de 0,7%.

5.7 Valor eficaz da tensão

O limite admissível para a variação do valor eficaz da tensão foi excedido num ponto de monitorização. No PT ST-ASJ-005 foram registadas 3 semanas com valores acima dos limites ($>10\%$), sendo esta situação normalizada com a regulação do transformador local.

5.8 Frequência

A variação máxima registada foi de 1% da frequência industrial nas ilhas da Madeira e Porto Santo, cumprindo com o estipulado na norma EN NP50160.

5.9 Cavas de tensão

De seguida apresenta-se a caracterização das cavas mais frequentes ocorridas em 2013, por nível de tensão, na ilha da Madeira:

60 kV:

- Nos dois pontos foram registadas 78 cavas de tensão;
- 79% das cavas apresentam uma duração inferior a 200 milissegundos e um afundamento inferior a 20%;

- 17% das cavas apresentam uma duração entre 200 e 500 milissegundos e um afundamento inferior a 30%.

30 kV:

- O número total de cavas registadas nos três pontos de monitorização foi de 135;
- 82% das cavas apresentam uma duração inferior a 200 milissegundos e um afundamento inferior a 60%;
- 13% das cavas apresentam uma duração entre 200 e 500 milissegundos e um afundamento inferior a 60%.

6,6 kV:

- Nos pontos de monitorização deste nível de tensão, o número total de cavas registadas foi de 99;
- 78% das cavas apresentam uma duração inferior a 200 milissegundos e um afundamento inferior a 60%;
- 20% das cavas apresentam uma duração entre 200 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 80;
- 86% das cavas apresentam uma duração inferior a 200 milissegundos e um afundamento inferior a 60%;
- 9% das cavas apresentam uma duração entre 200 e 500 milissegundos e um afundamento inferior a 20%.

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 4;
- 25% das cavas apresentam uma duração inferior a 200 milissegundos e um afundamento inferior a 20%;
- 50% das cavas apresentam uma duração entre 200 e 500 milissegundos e um afundamento inferior 60%.

BT: 230/400V:

- Neste nível de tensão, o número de cavas registadas, num total de 6, teve origem apenas no ponto de monitorização Farrobo Norte;
- 50% das cavas apresentam uma duração inferior a 200 milissegundos e um afundamento inferior a 20%;
- 33% das cavas apresentam uma duração entre os 200 e 500 milissegundos e um afundamento inferior a 60%.

5.10 Sobretensões

No decorrer de 2013, na ilha do Porto Santo, não foram detetados eventos desta natureza ao nível dos 6,6kV, tendo sido registados apenas três eventos ao nível da BT. Na ilha da Madeira, registaram-se diversas sobretensões em vários níveis de tensão:

60 kV:

- Neste nível de tensão foram registadas duas sobretensões;
- Uma das sobretensões apresentou uma duração entre os 500 e 5000 milissegundos e um pico inferior a 20%;
- O segundo evento verificado apresenta uma duração entre os 5 e 60 segundos com um pico inferior a 20%.

30 kV:

- Foi registada uma sobretensão na SE CTV_Barr1 com uma duração entre os 5 e 60 segundos e um pico inferior a 20%.

6,6 kV:

- Na SE VIT foi registada a única sobretensão neste nível de tensão, apresentando uma duração inferior a 500 milissegundos e um pico inferior a 20%.

BT: 230/400V:

- Ao nível da baixa tensão, foram registadas 80 sobretensões, distribuídas por sete pontos de monitorização;
- 86% das sobretensões registadas apresentam uma duração inferior a 5000 milissegundos e um pico superior a 20%;
- 11% das sobretensões verificadas apresentam uma duração entre os 5 e os 60 segundos e um pico inferior a 20%.

Na ilha do Porto Santo foram registados 3 eventos e apenas na BT.

- 33% das sobretensões assinaladas apresentam uma duração entre 10 e 500 milissegundos um pico superior a 20%;
- Os restantes 67% dos eventos apresentam uma duração entre 500 e 5000 milissegundos e um pico superior a 20%.

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

Monitorização da Qualidade da Onda de Tensão - 2013													
Instalação	Tensões Nominais [kV]	Tensão [kV]				Nº semanas monitorizadas/Nº semanas conformes							
		60	30	6,6	0,4	Tensão	Tremulação	Desequi- librio	Harmónicos				Frequên- cia
									3º	5º	7º	THD	
Ilha da Madeira													
SE CNL	A	60 e 6,6	x			51/51	49/49	51/51	51/51	51/51	51/51	51/51	
SE VTO	A	60	x			48/48	48/48	48/48	48/48	48/48	48/48	48/48	
SE CTA	A	60 e 30		x		52/52	51/51	52/52	52/52	52/52	52/52	52/52	
SE CTV1	A	30 e 6,6		x		52/52	51/51	52/52	52/52	52/52	52/52	52/52	
SE CTV2	A	30 e 6,6		x		51/51	50/50	51/51	51/51	51/51	51/51	51/51	
SE PFE	A	60, 30 e 6,6		x		36/36	35/35	36/36	36/36	36/36	36/36	36/36	
SE SVC	A	30 e 6,6			x	50/50	49/49	49/49	50/50	50/50	50/50	50/50	
SE VIT	A	30 e 6,6			x	50/50	50/50	50/50	50/50	50/50	50/50	50/50	
SE PRZ	A	30 e 6,6			x	50/50	47/47	50/50	50/50	50/50	50/50	50/50	
C-AC-015	S	6,6 e 0,4			x	25/25	23/22	25/25	25/25	25/25	25/25	25/25	
CL-JS-001	S	6,6 e 0,4			x	23/23	23/23	23/23	23/23	23/23	23/23	23/23	
F-SR-155	S	6,6 e 0,4			x	25/25	25/25	25/25	25/25	25/25	25/25	25/25	
MX-SS-003	S	6,6 e 0,4			x	25/25	25/25	25/25	25/25	25/25	25/25	25/25	
SC-CM-038	S	6,6 e 0,4			x	25/25	25/25	25/25	25/25	25/25	25/25	25/25	
PM-PM-023	S	6,6 e 0,4			x	25/25	25/25	25/25	25/25	25/25	25/25	25/25	
PS-PS-005	S	6,6 e 0,4			x	24/24	24/24	24/24	24/24	24/24	24/24	24/24	
ST-ASJ-005	S	6,6 e 0,4			x	25/22	22/22	22/22	22/22	22/22	22/22	22/22	
SV-PD-003	S	6,6 e 0,4			x	25/25	25/25	25/25	25/25	25/25	25/25	25/25	
RB-T-008	S	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	A	30 e 6,6			x	43/43	43/43	43/43	43/43	43/43	43/43	43/43	
PST-PST-010	S	6,6 e 0,4			x	24/24	24/24	24/24	24/24	24/24	24/24	24/24	
PST-PST-038	S	6,6 e 0,4			x	25/25	25/25	25/25	25/25	25/25	25/25	25/25	

Semanas não conformes A - Anual S - Semestral

5.11 Síntese

Assumindo que os pontos de monitorização são representativos dos casos mais gravosos e da evolução das grandezas durante o período da campanha, acrescido do facto de que as taxas de realização do plano de monitorização foram superiores a 93,1%, podemos concluir que as redes das ilhas da Madeira e Porto Santo:

- apresentaram níveis médios aceitáveis de perturbações;
- cumprem na maioria dos pontos monitorizados os limites regulamentares, salvo algumas exceções, e de forma descontinuada;
- 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 adequado de qualidade de onda de tensão.

5.12 Principais ações para a melhoria da monitorização da qualidade da onda de tensão

Os processos já implementados de obtenção da correlação causa/efeito de semanas não conformes, teve como resultado a deteção das sobretensões verificadas no PT Casais, sendo possível mais rapidamente a tomada de decisão de medidas corretivas na rede, com a regulação do transformador local, normalizando assim a tensão.

Melhoraram-se os procedimentos de escolha dos pontos de monitorização do plano para o ano seguinte, bem como os procedimentos de instalação dos equipamentos, resultando esta ação no aumento da taxa de cumprimento do plano. A EEM fez todos os possíveis para que se cumprisse ao máximo o estipulado no plano, mas as avarias de equipamentos e as rotações dos mesmos para as diversas localizações tornou difícil cumprir a totalidade do plano.

Em 2013 foram instalados mais dois equipamentos um nos 60kV e um nos 30kV com capacidade de leitura em dois pontos de entrega (barramentos).Procedeu-se, também, à instalação de um novo equipamento com dupla leitura na nova subestação da Pedra Mole. Este equipamento irá integrar o plano de monitorização de 2014.

6 QUALIDADE COMERCIAL

6.1 Introdução

A informação de natureza comercial de suporte aos indicadores de qualidade de serviço é extraída de quatro sistemas, nomeadamente, o SAP que utiliza o CRM nativo da Industry Solution para as Utilities, o Inline que mede os tempos de atendimento presencial, o Altitude, plataforma de Contact Center e o Xtran, plataforma de gestão de equipas.

Integrado na plataforma de suporte aos processos de negócio o SAP-IS-U, a EEM dispõe de uma funcionalidade de controlo, designada por “Notas”, onde são registadas todas as reclamações, pedidos de informação e de serviço, que dão entrada pelos canais da empresa, nomeadamente, presencial, telefónico, carta e correio eletrónico.

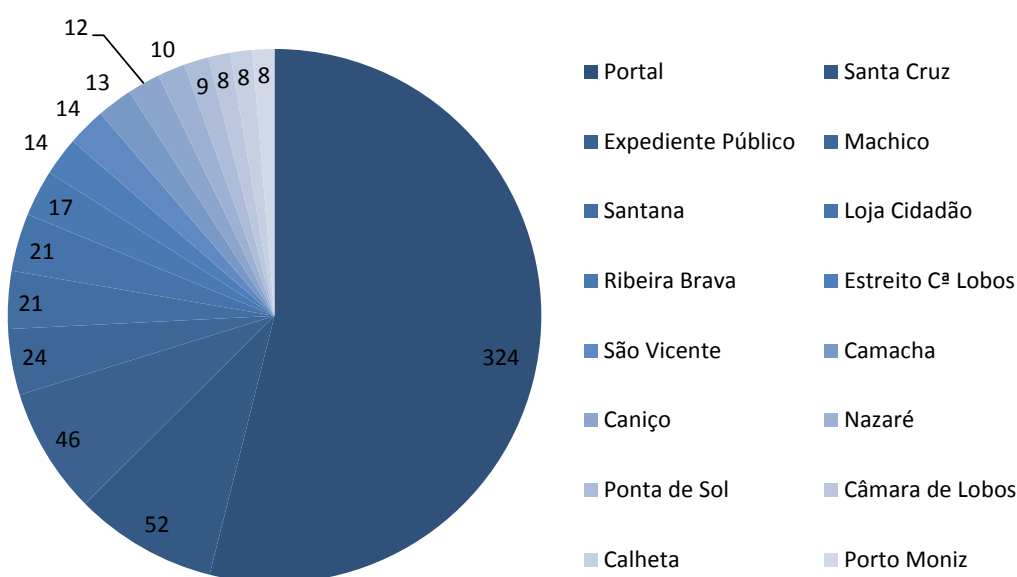
Todo o atendimento comercial e técnico é registado numa base de fluxos de informação onde são criadas ordens de trabalho, permitindo uma análise aos estados em que se encontram, tendo em vista a aferição do cumprimento dos prazos estabelecidos na legislação em vigor.

6.2 Inquérito de satisfação dos clientes

Tendo como grande preocupação a melhoria dos serviços prestados, a EEM, à semelhança dos anos anteriores, realizou um inquérito, com o intuito de avaliar o grau de satisfação dos clientes, envolvendo 601 inquiridos.

O inquérito foi apresentado em forma de folheto tríptico, com um questionário de natureza confidencial e anónima, também disponibilizado em formato digital, através do portal da internet www.eem.pt.

O gráfico seguinte traduz o número de inquéritos obtidos em cada loja e no portal internet:



Na avaliação realizada pelos inquiridos e no que respeita às áreas de “Serviços Gerais”, “Atendimento Presencial”, “Atendimento Telefónico”, “Documentação Comercial” e “Portal da Internet” o questionário contemplava uma escala de 0 (zero) a 5 (cinco), sendo 0 (zero) o valor mais baixo e representativo de “mau” e o 5 (cinco) o valor mais alto e representativo de “muito bom”

No campo “Outras Questões” as perguntas incidiram sobre o conhecimento dos serviços, adotando a avaliação das respostas dadas pelos inquiridos em “sim” ou “não”.

Na análise das respostas sobre a avaliação dos serviços disponibilizados pela EEM, adotámos uma distribuição percentual, sendo no campo “Outras Questões” o resultado apresentado pelo número de respostas afirmativas e negativas.

Satisfação ao nível dos Serviços Gerais

	Qualidade do fornecimento de energia	Qualidade do serviço de avarias	Acessibilidade das instalações	Funcionalidade das instalações
Expediente Público	3,8	3,8	4,1	4,3
Nazaré	4,9	4,1	4,6	4,8
Câmara de Lobos	4,4	4,0	3,9	3,9
Estreito Câmara de	4,0	3,8	3,9	3,8
Ribeira Brava	3,9	4,1	3,7	3,9
Ponta de Sol	4,1	4,2	4,4	4,1
Calheta	4,3	4,3	2,8	4,1
São Vicente	4,4	4,2	4,4	4,5
Porto Moniz	4,0	3,9	3,9	4,8
Santana	4,1	4,0	4,1	4,2
Machico	3,8	3,3	3,7	3,8
Santa Cruz	4,3	4,0	4,2	4,3
Canico	3,7	3,8	3,9	3,9
Camacha	3,5	2,9	3,7	3,7
Loja Cidadão	4,0	3,6	3,9	3,9
Média	4,1	3,9	3,9	4,1

No quadro de resultados acima apresentado, verificamos que, a satisfação dos clientes, no fornecimento de energia mereceu uma avaliação média de 4,1, no serviço de avarias de 3,9, nas acessibilidades das instalações de 3,9 e na funcionalidade das instalações de 4,1, resultando assim, no que respeita à avaliação da satisfação do cliente aos serviços gerais disponibilizados pela EEM, numa média de 4,0 numa classificação de 0 a 5.

Satisfação ao nível do Atendimento

	Atendimento Presencial	Atendimento Telefónico	Documentação Comercial	Portal Internet www.eem.pt
Expediente Público	4,3	3,1	3,2	2,6
Nazaré	3,8	3,4	3,0	2,4
Câmara de Lobos	4,2	4,0	2,7	3,0
Estreito Câmara de Lobos	3,5	3,3	2,5	2,4
Ribeira Brava	3,4	3,5	3,0	1,7
Ponta de Sol	4,0	3,4	3,1	1,6
Calheta	4,6	3,2	3,2	2,7
São Vicente	4,7	2,8	3,0	3,0
Porto Moniz	5,0	4,9	4,7	3,3
Santana	4,5	3,7	3,8	3,6
Machico	3,6	3,6	3,4	3,5
Santa Cruz	4,4	3,7	3,7	3,2
Canico	4,2	4,1	3,9	3,6
Camacha	3,8	3,2	2,6	0,3
Loja Cidadão	3,8	3,3	2,6	2,4
Média	4,1	3,5	3,2	2,6

Ao nível da satisfação por parte dos clientes da EEM, relativamente ao atendimento presencial a avaliação média foi 4,1, no atendimento telefónico 3,5, na documentação comercial disponibilizada 3,2 e na avaliação efetuada ao portal da internet 2,6. Globalmente, a avaliação média da satisfação dos clientes foi de 3,4, numa classificação de 0 a 5.

Apraz-nos realçar que a EEM tem vindo a empenhar-se cada vez mais, na melhoria do atendimento ao cliente, continuando a acompanhar todos os seus colaboradores, nomeadamente, na sensibilização e formação adequada nas áreas disponibilizadas ao público, nomeadamente, contratação e cobrança.

Avaliação quanto ao conhecimento em Outras Questões

	Sabe que pode comunicar a leitura mensal do contador de forma gratuita?			Sabe que a EEM apenas lê o seu contador de 3 em 3 meses?			Conhece o serviço de envio de fatura eletrónica?			Conhece o pagamento de faturas por débito direto?			Conhece os custos associados à interrupção e restabelecimento por falta de pagamento?		
	Sim	Não	n/r	Sim	Não	n/r	Sim	Não	n/r	Sim	Não	n/r	Sim	Não	n/r
Expediente Público	42	4	0	42	4	0	37	9	0	40	5	1	31	15	0
Nazaré	8	2	0	8	2	0	8	2	0	8	2	0	8	2	0
Câmara de Lobos	8	0	0	8	0	0	7	1	0	7	1	0	4	3	1
Estreito Câmara de Lobos	12	2	0	12	2	0	9	5	0	11	3	0	4	8	2
Ribeira Brava	17	0	0	16	1	0	14	2	1	16	0	1	7	10	0
Ponta de Sol	8	1	0	9	0	0	7	2	0	8	1	0	4	5	0
Calheta	7	1	0	7	1	0	4	4	0	5	3	0	5	3	0
São Vicente	13	1	0	12	2	0	7	7	0	13	1	0	9	5	0
Porto Moniz	7	1	0	8	0	0	8	0	0	8	0	0	6	2	0
Santana	21	0	0	21	0	0	21	0	0	21	0	0	16	5	0
Machico	24	0	0	24	0	0	24	0	0	24	0	0	11	13	0
Santa Cruz	52	0	0	51	1	0	49	3	0	51	1	0	27	22	3
Canico	12	0	0	12	0	0	10	2	0	12	0	0	7	5	0
Camacha	10	3	0	13	0	0	3	5	5	12	0	1	1	12	0
Loja Cidadão	21	0	0	17	4	0	17	4	0	18	3	0	15	6	0

Na avaliação quanto ao conhecimento dos clientes da EEM em "Outras Questões", de resposta "sim" ou "não", apenas recolhemos os resultados apurados nos inquiridos que preencheram o questionário em papel, verificando-se, a nível percentual, que, 95% dos inquiridos sabem que podem comunicar a leitura mensal do contador de forma gratuita, 94% tem conhecimento de que a EEM apenas efetua leitura ao contador de 3 em 3 meses, 83% já conhece o serviço de envio de fatura eletrónica, 93% está informado sobre o pagamento de faturas por débito direto e 57% conhece os custos associados à interrupção e restabelecimento por falta de pagamento das faturas de energia, representando, assim, pelos resultados apurados, um conhecimento positivo, por parte dos nossos clientes, nestas questões, de 84%.

Na área dos Serviços de Inspeção da EEM, procedeu-se a um inquérito telefónico, a 145 clientes, selecionados de forma aleatória, sendo o critério de avaliação escolhido entre "muito bom", "bom", "satisfaz" e "fraco", conforme abaixo apresentado:

Inquérito de satisfação dos clientes - SIAM

Questão	Muito Bom	Bom	Satisfaz	Fraco	N/R	Total
Rapidez na resposta	54	84	7	0	0	145
Cumprimento de prazos	52	88	5	0	0	145
Qualidade do serviço	39	98	7	1	0	145
Postura dos técnicos	34	101	10	0	0	145
Total	179	371	29	1	0	580
% de Satisfação	30,9%	64,0%	5,0%	0,2%	0,0%	

Na avaliação às questões apresentadas, verificamos que, a classificação relativa à atuação dos Serviços de Inspeção, foi na sua maioria, respondida com a nota "Bom", representando cerca de 64% dos inquiridos. As questões apresentadas neste inquérito,

incidiam sobre a rapidez na resposta, aos pedidos efetuados pelos clientes, no cumprimento dos prazos acordados entre a EEM e o cliente, na qualidade do serviço apresentado e na postura dos técnicos afetos a estes serviços.

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

Conforme verificado no quadro abaixo apresentado, as ligações em baixa tensão, realizadas em 2013, atingiram as 4.287, verificando-se um aumento em relação ao ano anterior, em cerca de 532 ligações. Relativamente às ligações efetuadas num período inferior a 4 dias, no decorrer do ano de 2013, atingimos uma taxa de cumprimento de 99,7%, superior ao padrão estabelecido - 90%.

Ligações em baixa tensão					
	I-Trimestre	II-Trimestre	III-Trimestre	IV-Trimestre	Total
Nº de Ligações ≤ 4 dias	912	1.272	1.046	1.043	4.273
Nº de Ligações > 4 dias	7	1	4	2	14
Total de Ligações	919	1.273	1.050	1.045	4.287
% Ligações ≤ 4 dias	99,2%	99,9%	99,6%	99,8%	99,7%
% Ligações > 4 dias	0,8%	0,1%	0,4%	0,2%	0,3%

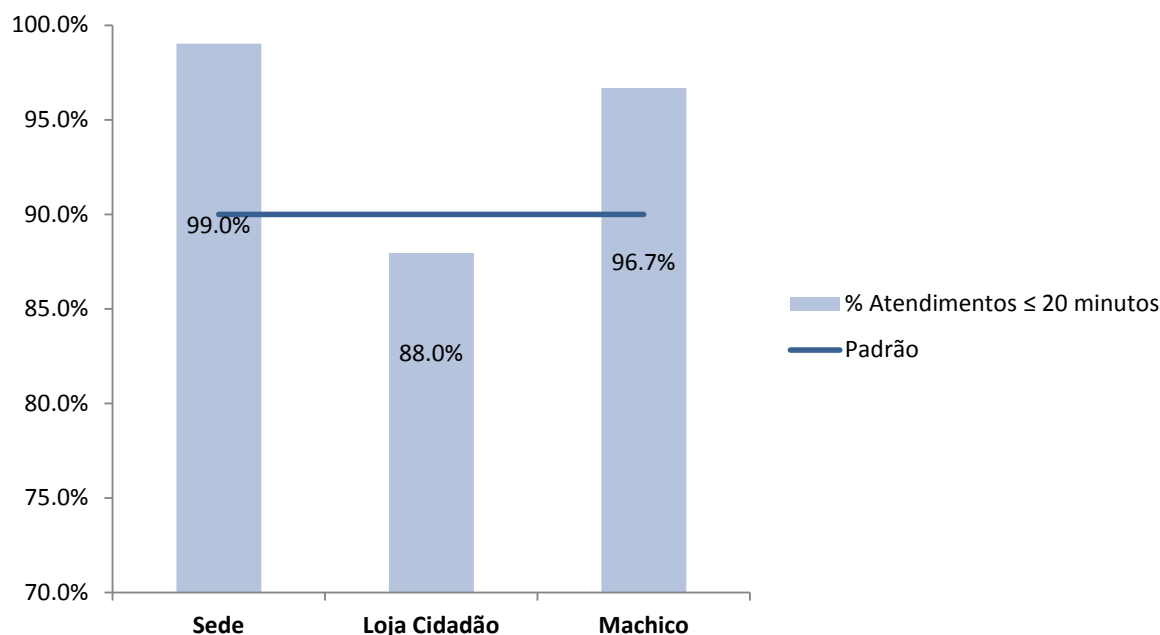
6.4 Tempos de atendimento presencial

O resultado apresentado no que respeita ao indicador dos tempos de atendimento presencial, estabelecido pelo Relatório da Qualidade de Serviço, foi calculado com base no sistema de senhas, suportado pela aplicação INLINE.

Atendimento Presencial				
Local	Sede	Loja do Cidadão	Machico	Total
Nº de Atendimento ≤ 20 minutos	92.620	100.557	37.184	230.361
Nº de Atendimento > 20 minutos	904	13.770	1.278	15.952
Total de Atendimento	93.524	114.327	38.462	246.313
% Atendimento ≤ 20 minutos	99,0%	88,0%	96,7%	93,5%
% Atendimento > 20 minutos	1,0%	12,0%	3,3%	6,5%

Pelo quadro de resultados acima apresentado, verificamos que, em 2013, os atendimentos com tempo de espera igual ou inferior a 20 minutos, representam 88% no balcão da loja do cidadão, com 114.327 atendimentos, 99% no balcão da Sede, com 93.524 atendimentos e 96,7% no balcão da loja de Machico, com 38.462 atendimentos, o que representa uma média de 93,5% no atendimento presencial com tempo de espera igual ou inferior a 20 minutos, representando um nível de atendimento acima da linha padrão.

O indicador de atendimento presencial foi calculado com base nos atendimentos efetivos deduzido das desistências.



Pelo gráfico acima apresentado, podemos concluir que, no que respeita aos tempos de atendimento, o balcão da loja do cidadão apresenta-se apenas a 2% abaixo da linha padrão de acordo com os padrões constantes no RQS, apresentando-se os balcões da sede e da loja de Machico com uma melhor performance (> 90%, abaixo de 20 minutos).

Apraz-nos acrescentar que, a EEM deparou-se, durante o decorrer do ano de 2013, com inúmeras dificuldades identificadas no que se refere ao balcão de atendimento da loja do cidadão, nomeadamente ao nível financeiro apresentado pela entidade que faz a gestão da loja, o que impediu a melhoria das condições de monitorização, nomeadamente atualizações do software e hardware. Para além disso, a Empresa deparou-se com situações de baixas médicas por parte de funcionários afetos à loja sem poder transferir recursos de outros balcões. Ainda relativamente a este local de atendimento, importa-nos referir que, o número de atendimentos aumentou relativamente ao ano transato, exigindo uma melhor gestão e maior esforço no seu funcionamento.

Neste sentido, como consequência de uma grande preocupação e empenho, foi-se verificando uma melhoria significativa ao longo do ano de 2013, com especial incidência no último trimestre, em que os níveis de qualidade atingiram os 93%, motivado pela mudança de estratégia adotada pelos serviços comerciais da EEM, nomeadamente com o acompanhamento presencial e diário da coordenadora das lojas, o que permitiu uma maior rentabilidade e resolução das situações colocadas pelos clientes num menor espaço de tempo.

Estes índices verificados, no último trimestre do ano de 2013, têm-se mantido, e apresentam uma forte tendência de melhoria, para o decorrer do ano de 2014.

6.5 Atendimento telefónico

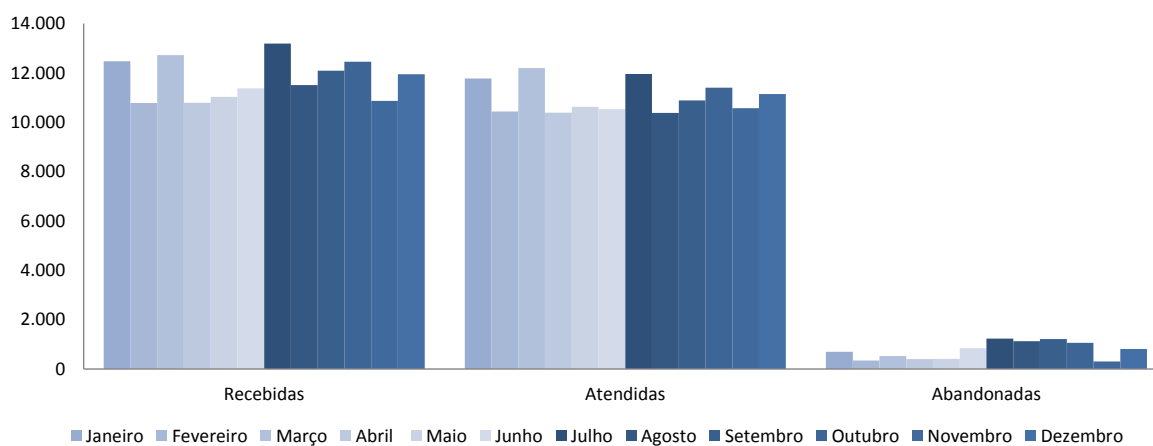
No que respeita ao atendimento telefónico, o indicador foi calculado através de uma aplicação de suporte à gestão e controlo do Contact Center. O tempo de espera é o

intervalo que decorre entre o primeiro sinal da chamada e o momento em que a chamada é atendida.

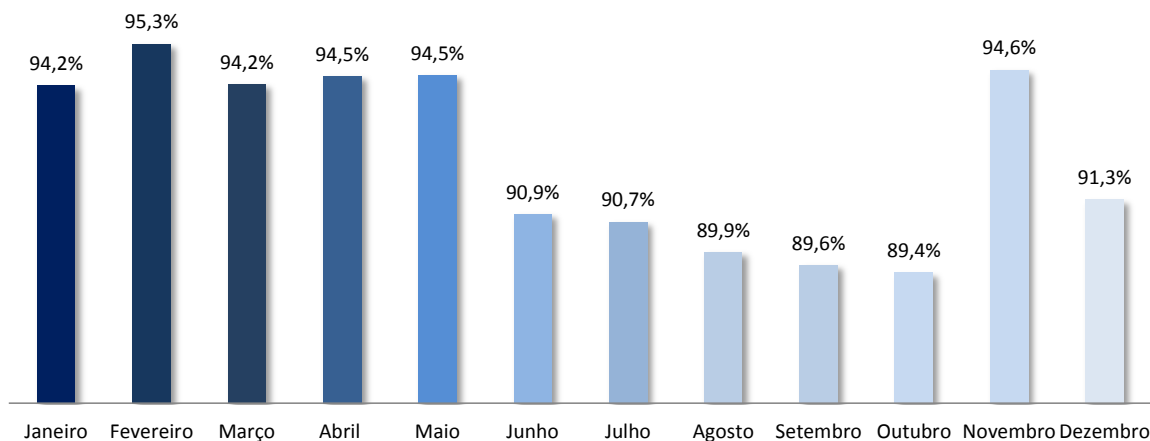
O quadro seguinte, apresenta os indicadores do atendimento telefónico, no decorrer do ano de 2013:

Atendimento telefónico				
Mês	Recebidas	Atendidas	Abandonadas	Percent. de atendimento até 60 segundos
Janeiro	12.468	11.771	697	94,2%
Fevereiro	10.772	10.436	336	95,3%
Março	12.716	12.191	525	94,2%
Abril	10.786	10.385	401	94,5%
Maio	11.023	10.620	403	94,5%
Junho	11.372	10.532	840	90,9%
Julho	13.181	11.953	1.228	90,7%
Agosto	11.504	10.378	1.126	89,9%
Setembro	12.086	10.881	1.205	89,6%
Outubro	12.450	11.395	1.055	89,4%
Novembro	10.866	10.569	297	94,6%
Dezembro	11.945	11.138	807	91,3%
Total	141.169	132.249	8.920	92,40%

Atendimento Telefónico



Percentagem de atendimento até 60 segundos



O indicador de atendimento telefónico até 60 segundos apresenta um nível de 92,4%, ligeiramente inferior ao ano transato, mas acima do valor estabelecido pelo RQS - 80%.

6.6 Reclamações de clientes

O número de reclamações globais apresentadas em 2013, foi de 1.474, valor inferior ao do ano transato e com maior relevância no primeiro trimestre do ano, conforme se verifica no quadro abaixo representado:

Reclamações - global					
	I-Trimestre	II-Trimestre	III-Trimestre	IV-Trimestre	Total
Atendimento	2	2	3	0	7
Facturação	140	109	105	105	459
Cobrança	39	35	12	18	104
Equipamentos de Contagem	11	20	19	14	64
Danos Causados	312	50	97	79	538
Redes	79	57	65	70	271
Características Técnicas	12	5	7	7	31
Total	595	278	308	293	1.474

As reclamações verificaram-se com maior incidência no campo dos "danos causados" por interrupção involuntária de energia (538) e em menor numero na área do atendimento (7).

Neste campo, a EEM continua a implementar a reformulação das subclasses de reclamação, expurgando a classificação de pedidos de clientes que não são considerados, efetivamente, reclamações.

Reclamações					
	I-Trimestre	II-Trimestre	III-Trimestre	IV-Trimestre	Total
Nº Reclamações ≤ 15 dias	592	277	303	293	1.465
Nº Reclamações >15 dias	3	1	5	0	9
Total de Reclamações	595	278	308	293	1.474
% Reclamações ≤ 15 dias	99,5%	99,6%	98,4%	100,0%	99,4%
% Reclamações > 15 dias	0,5%	0,4%	1,6%	0,0%	0,6%

Conforme podemos verificar no quadro acima apresentado, apesar desta alteração de classificação, e relativamente às reclamações com tratamento e resolução igual ou inferior a 15 dias, o indicador continua a apresentar uma boa performance, atingindo um valor médio anual de 99,4%, tendo as reclamações com resolução superior a 15 dias apenas uma representatividade de 0,6%.

6.7 Pedidos de informação

Os pedidos de informação incidem sobre solicitações efetuados pelos clientes relativamente a esclarecimentos sobre questões técnicas e comerciais, nomeadamente faturação, cobrança, tarifas, contratação e são devidamente registadas no programa de "Notas".

De acordo com o estipulado no RQS, o indicador de resposta, na RAM, para as resoluções até 15 dias úteis, apresenta um valor padrão de 90%.

Pelos quadros abaixo apresentados, podemos verificar o número de pedidos de informação recolhidos durante o ano de 2013, desagregados por tipo e por trimestre.

Pedidos de informação					
	I-Trimestre	II-Trimestre	III-Trimestre	IV-Trimestre	Total
Nº Pedidos de informação ≤ 15 dias	6.145	5.417	4.586	5.470	21.618
Nº Pedidos de informação > 15 dias	11	10	40	26	87
Total de Pedidos de Informação	6.156	5.427	4.626	5.496	21.705
% Pedidos de Informação ≤ 15 dias	99,8%	99,8%	99,1%	99,5%	99,6%
% Pedidos de Informação > 15 dias	0,2%	0,2%	0,9%	0,5%	0,4%

No quadro acima, os indicadores mostram que dos 21.705 pedidos de informação, apresentados, durante o ano de 2013, 21.618 foram devidamente esclarecidos, num prazo igual ou inferior a 15 dias uteis, o que representa um índice de sucesso de 99,6%.

Pedidos de informação					
	I-Trimestre	II-Trimestre	III-Trimestre	IV-Trimestre	Total
Esclarec. de questões técnicas	95	68	85	142	390
Esclarec. sobre leituras	393	336	220	365	1.314
Esclarec. de ligação/contrato	3	2	1	1	7
Esclarec. sobre tarifas e preços	79	77	24	34	214
Esclarec. de questões contratuais	240	250	191	228	909
Esclarec. sobre facturação e cobrança	2.952	2.995	2.551	2.660	11.158
Interrupção de fornecimento	0	0	0	0	0
Outros	2.394	1.699	1.554	2.066	7.713
Total	6.156	5.427	4.626	5.496	21.705

Pela análise efetuada aos resultados acima apresentados, verificamos que, dos 21.705 pedidos de informação efetuados pelos clientes, durante o decorrer do ano de 2013, 11.158 incidiram sobre dúvidas na área da faturação e cobrança, sendo o primeiro trimestre do ano o que recebeu o maior número de solicitações.

De referir, que, relativamente ao ano anterior, verifica-se uma diminuição, de cerca de 3000 pedidos de esclarecimento efetuados por parte dos clientes, espelhando, em parte, o empenhamento e contínua atuação dos serviços da EEM, na informação ao cliente, quer através de documentação comercial, quer, nos serviços de atendimento presencial e telefónico.

6.8 Leitura de contadores

De acordo com o indicador definido no RQS, relativamente à “percentagem de clientes em baixa tensão cujo contador tenha sido objeto de, pelo menos, uma leitura durante o último ano civil”, e conforme representado no quadro abaixo, verifica-se que em 2013, a EEM apresenta um valor de 99%, cumprindo o padrão estabelecido que é de 98%.

Através da plataforma do MDE (Mobile Device Equipment), foi possível aferir às instalações que estão inacessíveis por motivos de ausência do cliente ou de casas não habitadas, pelo que estas situações não foram consideradas na base de cálculo.

Leituras de contadores				
	I-Trimestre	II-Trimestre	III-Trimestre	IV-Trimestre
N.º total de clientes BT (incluindo contratos rescindidos)	133.320	132.734	132.934	132.960
N.º de clientes BT com pelo menos uma leitura no último ano civil	132.416	131.800	131.449	131.728
N.º de situações de segunda habitação em que o contador não se encontra disponível ao operador da rede	3.264	3.762	3.148	3.333
N.º de leituras efectuadas pelo operador da rede de distribuição em clientes de baixa tensão	117.835	122.108	99.594	125.153
N.º de leituras fornecidas pelos clientes de baixa tensão com potência contratada inferior ou igual a 62,1 kVA	29.200	29.369	28.757	28.916
N.º de estimativas	276.919	277.427	306.630	272.349

6.9 Clientes com necessidades especiais

A EEM tem vindo a desenvolver esforços no sentido de assegurar um relacionamento comercial de qualidade com os seus clientes, dando especial atenção aos clientes com necessidades especiais, especificados como deficientes motores, visuais ou auditivos, bem como, dependentes de equipamentos médicos imprescindíveis à sua sobrevivência.

O quadro abaixo apresentado, representa os clientes registados com necessidades especiais, durante o ano de 2013.

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	3	3	3	3
N.º de clientes deficientes motores impossibilitados de se deslocarem sem recurso a cadeira de rodas	5	7	7	7
N.º de clientes dependentes de equipamentos médicos imprescindíveis à sua sobrevivência	1	2	2	2

Verifica-se assim, que durante o ano de 2013, registaram-se junto dos serviços da EEM, mais 3 clientes com necessidades especiais, sendo dois deficientes motores e um dependente de equipamento médico imprescindível a sua sobrevivência.

6.10 Qualidade individual

Seguidamente, apresentamos o resultado dos indicadores de qualidade individual, no ano de 2013, conforme estabelecido no RQS da RAM:

6.10.1 Visitas às instalações dos clientes

Através de agendamento, a EEM, apurou, nos doze meses do ano, 11.604 visitas às instalações dos clientes.

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

Para além das avarias localizadas nas redes de distribuição, ocorrem avarias na alimentação individual da instalação do cliente, afetando unicamente esse cliente, interrompendo o fornecimento de energia elétrica. Quando comunicada uma avaria ao operador de rede é iniciada uma intervenção que implica a deslocação de uma equipa de intervenção, devendo esta chegar ao local da avaria nos seguintes prazos:

- cinco horas para os clientes em BT nas zonas C;
- quatro horas para os clientes em BT nas zonas A e B;
- quatro horas para os restantes clientes.

Em 2013, a EEM procedeu a 2.071 assistências, resultantes de avarias na alimentação individual de clientes de baixa tensão, das quais 1.991 na ilha da Madeira e 80 na ilha do Porto Santo.

Avaria alimentação individual do Cliente - 2013				
	Nº de Intervenções	Duração média de resposta (horas)	Duração máxima de resposta (horas)	
			Padrão	Verificado
Madeira				
Zona A	496	0,62	4	5,25
Zona B	281	0,83	4	13,50
Zona C	1214	1,24	5	25,43
Porto Santo				
Zona B	39	0,59	4	3,15
Zona C	41	0,57	5	2,70
RAM				
Zona A	496	0,62	-	5,25
Zona B	320	0,80	-	13,50
Zona C	1255	1,22	-	25,43

A duração máxima de resposta aos pedidos de assistência técnica, em baixa tensão, foi excedida em 37 clientes na ilha da Madeira, 1 da Zona A de Qualidade de Serviço, 6 da Zona B e 30 da Zona C, beneficiando de medidas compensatórias previstas nos termos do n.º 3 do artigo 60.º do RQS.

Na ilha do Porto Santo, não foi registada nenhuma inconformidade.

6.10.3 Retoma de fornecimento por facto imputável ao cliente

A EEM procedeu a 4.870 interrupções por facto imputável ao cliente, tendo sido restabelecidas 3.623, das quais apenas uma foi efetuada fora do prazo regulamentar. As restantes 1.247 interrupções foram restabelecidas no primeiro trimestre de 2014 ou encontram-se pendentes de cliente.

6.10.4 Tratamento de reclamações relativas a faturação ou cobrança

Foram recebidas e tratadas 563 reclamações relativas a faturação ou cobrança, das quais apenas uma não foi respondida dentro do prazo estabelecido no RQS.

6.10.5 Tratamento de reclamações relativas às características técnicas da tensão

A EEM procedeu ao registo e tratamento de 31 reclamações relativas às características técnicas da tensão, tendo sido realizadas as visitas aos respetivos locais de consumo, no prazo estabelecido.

Não foram detetados desvios em relação aos limites normativos nas vistorias efetuadas, embora em alguns casos a EEM tenha procedido ao ajuste da relação de transformação, em transformadores de distribuição (MT/BT), que alimentam as instalações de clientes.

6.10.6 Tratamento de reclamações relativas ao funcionamento do equipamento de contagem

Durante o decorrer do ano de 2013, a EEM recebeu 64 reclamações relativas ao funcionamento do equipamento de medição, não havendo origem para nenhuma retificação de consumos e faturação.

Na análise das reclamações a EEM dispõe de um procedimento de avaliação dos 12 últimos meses de consumo para verificar a razoabilidade das suspeitas de anomalias de funcionamento dos equipamentos de medição, procedendo de imediato a um esclarecimento junto do cliente. 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 regulamentares.

7 COMPENSAÇÕES

No que se refere à continuidade de serviço, verificaram-se 133 incumprimentos, sendo 5 de clientes MT e os restantes 128 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
Interrupções [nº/ano]					
MT	0	0	- €	- €	- €
BT (≤20,70 kVA)	0	0	- €	- €	- €
BT (>20,70 kVA)	0	0	- €	- €	- €
Subtotal	0	0	- €	- €	- €
Duração [horas/ano]					
MT	5	5	2.272,29 €	- €	2.272,29 €
Zona A	-	-	- €	- €	- €
Zona B	2	2	696,64 €	- €	696,64 €
Zona C	3	3	1.575,65 €	- €	1.575,65 €
BT (≤20,70 kVA)	127	82	3.354,04 €	28,90 €	3.382,94 €
Zona A	32	3	12,30 €	9,10 €	21,40 €
Zona B	2	1	18,25 €	0,66 €	18,91 €
Zona C	93	78	3.323,49 €	19,14 €	3.342,63 €
BT (>20,70 kVA)	1	1	156,60 €	- €	156,60 €
Zona A	-	-	- €	- €	- €
Zona B	-	-	- €	- €	- €
Zona C	1	1	156,60 €	- €	156,60 €
Subtotal	133	88	5.782,93 €	28,90 €	5.811,83 €
Total			5.782,93 €	28,90 €	5.811,83 €

O valor das compensações a clientes atingiu um montante de 5.811,85 €, sendo ligeiramente superior ao do ano anterior e resulta 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 28,90 €, não foram pagas aos respetivos clientes, tendo sido aplicadas no Fundo de Investimento para a melhoria da qualidade de serviço, conforme determinado no RQS.

Dos clientes a compensar 3 localizam-se na ilha do Porto Santo, tratando-se de um cliente de baixa tensão e de dois de média tensão, todos na zona B de qualidade de serviço.

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)	1	1	0	0	30,00 €
BT ($> 20,70$ kVA)	0	0	0	0	- €
MT	0	0	0	0	- €
Total	1	1	0	0	30,00 €

Verificou-se assim, a existência de apenas 2 clientes em que foram ultrapassados os padrões individuais de serviço, distribuídos pelos 1º e 2º trimestre do ano.

Compensação por incumprimento dos padrões individuais de serviço comercial					
Nível de Tensão	Número de compensações efectuadas em 2013				Montante de Compensação
	I-Trimestre	II-Trimestre	III-Trimestre	IV-Trimestre	
BT ($\leq 20,70$ kVA)	0	1	1	0	30,00 €
BT ($> 20,70$ kVA)	0	0	0	0	- €
MT	0	0	0	0	- €
Total	0	1	1	0	30,00 €

Verifica-se assim, pelo quadro acima apresentado, que os incumprimentos, sujeitos a compensação nos termos da alínea a), do n.º 6, do artigo 47.º, do RQS dizem respeito a 2 clientes com potência inferior ou igual a 20,7 kVA, sendo o valor total das compensações pagas de 30,00 €.

Relativamente ao número de avarias comunicadas situadas na instalação de alimentação individual do cliente e da sua responsabilidade, a EEM efectuou, durante o ano de 2013, 184 intervenções, conforme se pode verificar no quadro seguinte:

N.º de avarias comunicadas situadas na instalação de alimentação individual do cliente e da sua responsabilidade

	I-Trimestre	II-Trimestre	III-Trimestre	IV-Trimestre	Total
N.º de Intervenções	54	43	28	59	184
N.º de Compensações pagas pelos Clientes (BT ≤ 20,7 kVA)	43	35	24	51	153
N.º de Compensações pagas pelos Clientes (restante BT)	2	0	2	1	5
N.º de Compensações pagas pelos Clientes (restantes clientes)	0	0	0	0	0
Montante pago pelos Clientes (BT ≤ 20,7 kVA)	393,45 €	320,25 €	219,60 €	466,65 €	1.399,95 €
Montante pago pelos Clientes (restante BT)	18,30 €	0,00 €	18,30 €	9,15 €	45,75 €
Montante pago pelos Clientes (restantes clientes)	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €
Total de Compensações	45	35	26	52	158
Total (€)	411,75 €	320,25 €	237,90 €	475,80 €	1.445,70 €

Os dados apresentados revelam que, das 184 intervenções efetuadas, 158 encontravam-se regularizadas à data de 31 de Dezembro de 2013, sendo o montante envolvido nesta atividade de 1.445,70 €.

8 PRINCIPAIS AÇÕES PARA A MELHORIA DA QUALIDADE DE SERVIÇO

Com a publicação do Diário da República, 2.ª série — N.º 232 — 29 de novembro de 2013, entrou em vigor o novo Regulamento da Qualidade de Serviço do Setor Elétrico (RQS), a partir de 1 de Janeiro de 2014, tendo abrangência de âmbito nacional, sem prejuízo da salvaguarda das especificidades que caracterizam os sistemas elétricos continental e das regiões autónomas dos Açores e Madeira.

Face às alterações introduzidas, é exetável um impacto considerável, na quantificação dos indicadores de qualidade de serviço, particularmente nos que se refere à continuidade de serviço. De facto, não temos dúvidas que com a aplicação do clausulado do novo RQS os indicadores da continuidade de serviço serão piores, na medida em que inclui incidentes que até aqui eram excluídos para efeitos de comparação com os padrões.

Por outro lado, os valores de referência para os padrões também se tornaram mais exigentes, pelo que será exetável o agravamento dos indicadores, nos novos moldes.

Assim, as ações para a melhoria da qualidade de serviço serão duplamente desafiantes.

No que concerne à Qualidade de Serviço de Âmbito Comercial a EEM concentra os seus esforços no sentido de aplicar o novo regulamento e com base nos novos indicadores efetuar alterações aos processos existentes que permitam cumprir as novas regras estabelecidas.

Destas ações, realizadas em conformidade com o acompanhamento prestado pela ERSE, destaca-se a o *tunning do contact center* aos novos regulamentos, reorganização dos workflows e registo de novas datas chave, 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, do estabelecimento de novas ligações mais robustas e da remodelação de troços tradicionalmente mais afetados. Neste âmbito, encontra-se em concurso a remodelação das subestações do Amparo e dos Prazeres, que irão permitir melhorar a distribuição de energia, nas zonas de influência. No caso da SE dos Prazeres, o impacto na rede ainda será mais significativo, uma vez que a nova

instalação será dotada de regulação de tensão em carga, melhorando os indicadores de qualidade de onda de tensão.

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

Por outro lado, num contexto de mercado liberalizado, assume cada vez maior relevância o rigoroso cumprimento das especificações técnicas dos materiais e equipamentos, a par da formação técnica adequada dos técnicos que atuam na rede elétrica, de modo a garantir uma boa qualidade de execução dos trabalhos.

Com estas ações, 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
Transição aérea/subterrânea	AS
Derivações na rede de Transporte	Der
Subestação Elétrica	SE
Central Elétrica	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
Pedra Mole	PML	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
Ponta do Pargo	PDP	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
Lombo da Velha	LDV	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 ativa fornecida em qualquer ponto de um sistema, determinada por uma medida instantânea ou por uma média obtida pela integração da potência durante um determinado intervalo de tempo. A carga pode referir-se a um consumidor, a um aparelho, a uma linha ou a uma rede.

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

Cava (abaixamento) da tensão de alimentação – diminuição brusca da tensão de alimentação para um valor situado entre 90% e 5% da tensão declarada, U_c (ou da tensão de referência deslizante, U_{rd}), seguida do restabelecimento da tensão depois de um curto lapso de tempo. Por convenção uma cava de tensão dura de 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 coletiva com um contrato de fornecimento de energia elétrica ou acordo de acesso e operação das redes.

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

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

Consumidor – entidade que recebe energia elétrica para utilização própria.

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

Consumidor direto da rede de transporte – entidade (eventualmente possuidora de produção própria) que recebe diretamente energia elétrica 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 elétricos de cada uma das ilhas do arquipélago da Madeira, o transporte e a distribuição de energia elétrica nos referidos sistemas, bem como a construção e exploração das respetivas infraestruturas, conforme o disposto no Capítulo V do Regulamento das Relações Comerciais.

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

Desequilíbrio 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 atuação de um sistema ou órgão de proteção da rede, normalmente em consequência de um defeito elétrico.

DRCIE – Direção 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 elétrica 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).

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

ERSE – Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos.

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

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

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

Fornecimento de energia elétrica – venda de energia elétrica 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 eletromagnética.

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

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

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

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

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

Interrupção breve (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 5% 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 – ações destinadas a realizar mudanças de esquemas de exploração de uma rede elétrica, ou a satisfazer, a cada momento, o equilíbrio entre a produção e o consumo, ou o programa acordado para o conjunto de interligações, ou ainda a regular os níveis de tensão ou a produção de energia reativa nos valores mais convenientes, bem como as ações destinadas a colocar em serviço ou fora de serviço qualquer instalação elétrica ou elemento dessa rede.

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

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

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

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

Ocorrência – acontecimento que afete as condições normais de funcionamento de uma rede elétrica.

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

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

Perturbação (eletromagnética) – fenómeno elétrico suscetível de degradar o funcionamento dum dispositivo, dum aparelho ou dum sistema.

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

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

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

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

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

Ramal – canalização elétrica, 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 elétricos ligados entre si com vista a transportar a energia elétrica produzida pelas centrais até aos consumidores.

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

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

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

Taxa de cumprimento do plano de monitorização (Tc_{pm}) – determinada pela soma do índice de realização do plano de monitorização das estações móveis (I_{rpm_m}) e do índice do plano de monitorização das estações fixas (I_{rpm_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 (Uc) – 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 elétrica 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
ACIDENTAIS	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 (emprego) 285 Trabalhos TET (administração directa) 286 Trabalhos TET (emprego)
	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
SEM INTERRUPTÃO	900	Ocorrência sem interrupção	901 Perturbações de tensão
			902 Religações comerciais
			903 Verificação de equipamento danificado (Cliente)
			904 Estranhas à rede eléctrica
PREVISTAS	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
ACIDENTAIS FFM	120	Razões de interesse público	121 Plano de emergência energética
	400	Terceiros	401 Greve geral
			402 Alteração de ordem pública
			403 Sabotagem
			404 Mafetoria (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 2013			
	Descrição	Tipo	Tensão (kV)
Madeira			
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 BUS1	Meia Serra 1	Cliente	30
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
Porto Santo			
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

Indicadores individuais 2013 (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
Madeira												
AEP030 BUS	-	-	1	22	-	-	-	-	-	-	-	-
ALE6.6 BUS	-	-	1	121	-	-	-	-	-	-	-	-
AMP6.6 BUS1	-	-	1	19	-	-	-	-	-	-	-	-
AMP6.6 BUS2	-	-	1	19	-	-	-	-	-	-	-	-
CAN6.6 BUS	-	-	1	66	-	-	-	-	-	-	-	-
CAN6.6 BUS2	-	-	1	66	-	-	-	-	-	-	-	-
CAV6.6 BUSSE	1	8,0	1	37	1	28	-	-	-	-	3	390
CGR6.6BUS	-	-	1	42	-	-	-	-	-	-	-	-
CNL6.6 BUS1	-	-	1	63	1	6	-	-	-	-	-	-
CNL6.6 BUS2	-	-	1	66	-	-	-	-	-	-	-	-
CTS6.6 BUS	-	-	1	55	-	-	-	-	-	-	-	-
FCH6.6 BUS1	-	-	1	14	-	-	-	-	-	-	-	-
FCH6.6 BUS2	-	-	1	15	-	-	-	-	-	-	-	-
FCH6.6 BUS3	-	-	1	16	-	-	-	-	-	-	-	-
LDF6.6 BUS	-	-	1	58	-	-	-	-	-	-	-	-
LDM6.6 BUS	-	-	1	50	-	-	-	-	-	-	-	-
LIV6.6 BUS1	-	-	1	58	-	-	-	-	-	-	-	-
LIV6.6 BUS2	-	-	1	61	-	-	-	-	-	-	-	-
MCH6.6 BUS1	-	-	1	62	-	-	-	-	-	-	-	-
MCH6.6 BUS2	-	-	1	62	-	-	-	-	-	-	-	-
MSR030 BUS1	-	-	1	30	-	-	-	-	-	-	-	-
MSR030 BUS2	-	-	1	30	-	-	-	-	-	-	-	-
PDG6.6 BUS1	-	-	1	35	-	-	-	-	-	-	-	-
PFE6.6 BUS1	-	-	1	50	-	-	-	-	-	-	-	-
PFE6.6 BUS2	-	-	1	50	-	-	-	-	-	-	-	-
PRZ6.6 BUS1	-	-	2	46	1	54	-	-	1	276	-	-
PRZ6.6 BUS2	-	-	1	39	1	198	-	-	1	276	-	-
PVM6.6 BUS	1	13,0	1	48	-	-	-	-	-	-	-	-
RDJ6.6 BUS	-	-	1	27	-	-	-	-	-	-	-	-
SJO6.6BUS1	-	-	1	37	-	-	-	-	-	-	-	-
SJO6.6BUS2	-	-	1	38	-	-	-	-	-	-	-	-
SDA6.6 BUS	-	-	1	43	-	-	-	-	-	-	-	-
SSR6.6 BUS	-	-	1	57	-	-	-	-	-	-	-	-
STA6.6 BUS	-	-	1	61	-	-	-	-	-	-	-	-
STQ6.6 BUS	-	-	1	35	-	-	-	-	-	-	-	-
SVC6.6 BUS	-	-	1	29	-	-	-	-	-	-	-	-
VIT6.6 BUS1	-	-	1	52	-	-	-	-	-	-	-	-
VIT6.6 BUS2	-	-	1	63	-	-	-	-	-	-	-	-
VIV6.6 BUS1	-	-	1	43	-	-	-	-	-	-	-	-
VIV6.6 BUS2	-	-	1	50	-	-	-	-	-	-	-	-
VIV6.6 BUS3	-	-	1	50	-	-	-	-	-	-	-	-
VTS6.6 BUS1	-	-	1	8	-	-	-	-	-	-	-	-
VTS6.6 BUS2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Porto Santo												
CPS6.6 BUS	1	13	-	-	1	24	-	-	-	-	-	-
CNP6.6 BUS	1	6	-	-	1	7	-	-	-	-	-	-
VBL6.6 BUS1	1	14	-	-	1	20	-	-	-	-	-	-
VBL6.6 BUS2	1	15	-	-	1	19	-	-	-	-	-	-

Anexo IV Qualidade da Onda de Tensão

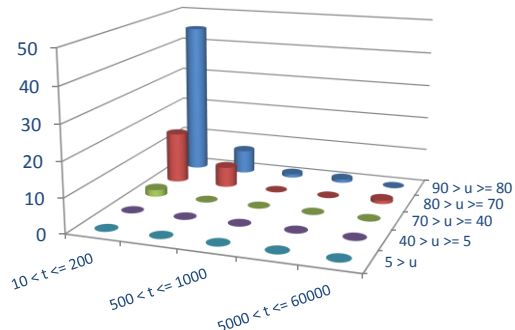
Síntese dos valores máximos registados por semana nos pontos de monitorização - 2013																									
Ilha	Instalação / PdE			Tensão eficaz					Tremulação		Dese- quilíbrio	Harmónicas (%)													
	Tensão (kV)	Abrev.	Designação	U min(%) Fases	U max(%) Fases	Plt		3ª harmónica	5ª harmónica	7ª harmónica		THD													
Madeira	60	SE CNL	Canical	-0,1	-0,1	0,2	3,7	3,6	3,9	0,3	0,3	0,3	0,25	0,2	0,4	0,6	3,6	3,5	3,5	1,9	1,8	1,9	4,1	3,9	4,0
	60	SE VTO	Vitória 60kV	1,4	1,2	1,5	4,0	3,8	4,2	0,2	0,3	0,2	0,21	0,1	0,4	0,5	3,0	3,0	2,8	1,7	1,6	1,6	3,4	3,3	3,2
	30	SE CTA	Calheta	2,8	2,8	3,0	4,3	4,3	4,6	0,3	0,4	0,5	0,27	0,2	0,4	0,4	3,4	3,4	3,1	2,0	1,9	2,0	3,7	3,8	3,5
	30	SE CTV1	Vitória 30kV(Barr 1)	1,8	1,6	1,6	5,2	4,9	5,0	0,3	0,2	0,3	0,26	0,5	0,2	0,4	2,6	2,9	2,7	1,5	1,5	1,5	3,0	3,3	3,1
	30	SE CTV2	Vitória 30kV(Barr 2)	3,2	3,1	2,9	6,1	6,0	5,8	0,2	0,2	0,3	0,26	0,2	0,4	0,5	3,7	4,0	3,9	2,0	1,9	1,9	4,2	4,4	4,4
	30	SE PPE	Palh. Ferreiro	2,6	2,5	2,7	5,9	5,9	6,0	0,3	0,3	0,3	0,23	0,2	0,4	0,7	3,6	3,4	3,4	2,1	2,0	2,1	3,9	3,7	3,8
	6,6	SE SVC	São Vicente	2,1	1,3	2,0	4,5	3,7	4,4	0,5	0,3	0,6	0,35	0,4	0,6	0,4	5,2	4,8	4,9	1,6	1,9	1,8	5,2	4,9	5,0
	6,6	SE VIT	Vitória 6,6kV	2,1	3,5	3,6	4,4	5,9	6,0	0,7	0,2	0,8	0,72	0,2	0,7	0,5	3,4	3,1	3,3	1,6	1,5	1,6	3,6	3,3	3,5
	6,6	SE PRZ	Prazeres	0,0	1,2	0,5	1,8	3,0	2,2	0,4	0,3	0,2	0,58	0,5	0,4	0,4	4,3	3,9	4,8	1,4	1,3	1,0	4,5	4,1	4,9
	0,4	C-AC-015	Florenças	3,8	3,9	3,7	5,1	5,4	5,3	0,3	0,3	1,1	0,34	0,4	0,3	0,3	3,3	3,1	3,2	1,5	1,6	1,8	3,6	3,4	3,6
	0,4	F-SR-155	Galeão I	6,4	6,8	6,6	8,1	8,7	8,4	0,2	0,3	0,2	0,37	0,4	0,3	0,3	3,3	3,1	3,2	1,5	1,6	1,8	3,6	3,4	3,6
	0,4	PM-PM-023	Igreja-Lamaceiros	-0,6	-0,4	-0,4	2,0	2,1	2,2	0,3	0,4	0,3	0,26	0,5	0,9	0,4	5,8	5,4	5,3	1,7	1,9	1,7	5,9	5,6	5,5
0,4	RB-T-008	Lar 3ª Idade	1,4	1,2	1,2	3,5	3,3	3,4	0,3	0,3	0,3	0,35	0,6	0,3	0,9	3,7	3,8	3,7	1,6	1,4	1,5	3,9	3,9	3,9	
0,4	ST-ASJ-005	Casais	7,6	7,2	7,9	10,4	10,1	10,7	0,4	0,3	0,4	0,42	0,6	0,5	0,9	4,9	5,2	4,9	1,5	1,5	1,8	5,0	5,2	5,0	
0,4	CL-JS-001	Corticeiras	2,3	2,3	2,5	5,1	5,1	5,3	0,9	0,8	0,3	0,33	0,6	0,6	0,5	3,9	4,2	3,9	1,5	1,4	1,7	4,1	4,3	4,1	
0,4	MX-SS-003	Portela	1,4	1,2	1,7	4,9	4,9	5,0	0,4	0,3	0,3	0,45	0,2	0,5	0,7	4,7	4,8	5,0	1,7	1,8	2,0	4,8	5,0	5,2	
0,4	PS-PS-005	Pico do Anjo	3,5	3,5	4,1	6,1	6,4	6,4	0,3	0,7	0,4	0,39	0,6	0,4	0,5	3,5	3,3	3,3	1,9	2,0	2,0	3,8	3,6	3,7	
0,4	SC-CM-038	P.E. Camacha	1,9	1,7	1,9	3,6	3,3	3,5	0,3	0,3	0,3	0,28	0,6	0,2	0,5	3,6	3,6	3,5	1,8	1,6	1,7	3,9	3,8	3,7	
0,4	SV-PD-003	Lombinho	1,6	1,4	1,5	3,4	3,4	3,3	0,6	0,5	0,3	0,20	0,4	0,5	0,7	5,1	5,7	5,1	1,3	1,3	1,5	5,1	5,7	5,2	
Porto Santo	6,6	SE CPS	Calheta	0,6	0,8	0,6	2,7	3,1	2,8	0,5	0,5	0,5	0,33	0,3	0,6	0,3	3,8	3,5	3,8	2,0	1,9	2,0	4,2	3,9	4,1
	0,4	PST-PST-010	Portela II	0,8	1,1	0,9	1,6	1,9	1,8	0,4	0,4	0,4	0,26	0,6	0,3	0,9	3,7	3,8	3,7	1,6	1,4	1,5	3,9	3,9	3,9
	0,4	PST-PST-038	Farrobo Norte	0,0	0,3	0,2	1,4	1,7	1,6	0,5	0,5	0,5	0,35	0,5	0,5	0,4	4,1	3,7	3,9	2,4	2,3	2,5	4,5	4,1	4,4
	LIMITES										1	2%	5% / *3%	6% / *5%	5% / *4%	8%									

* Este limite é referente ao nível de tensão AT (60kV)

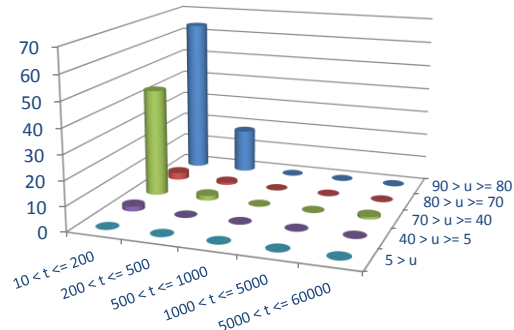
Cavas de tensão

Ilha da Madeira

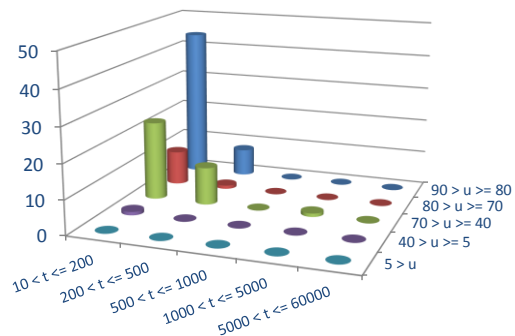
Cavas de tensão 60kV



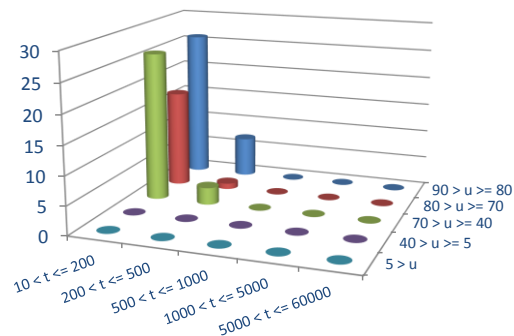
Cavas de tensão 30kV



Cavas de tensão 6,6kV

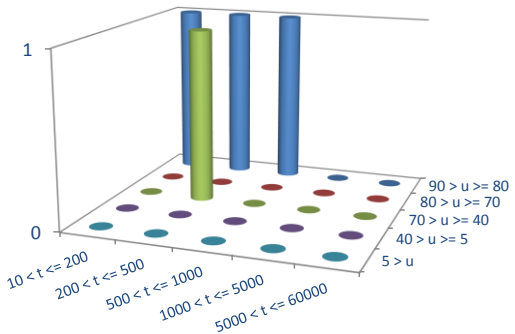


Cavas de tensão 230V

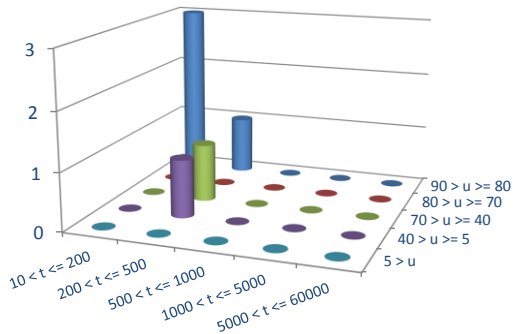


Ilha do Porto Santo

Cavas de tensão 6,6kV



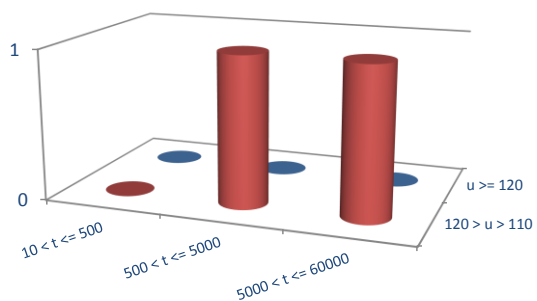
Cavas de tensão 230V



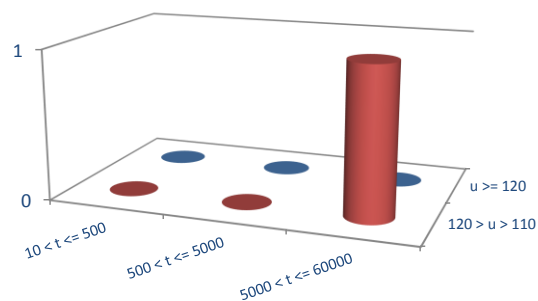
Sobretensões

Ilha da Madeira

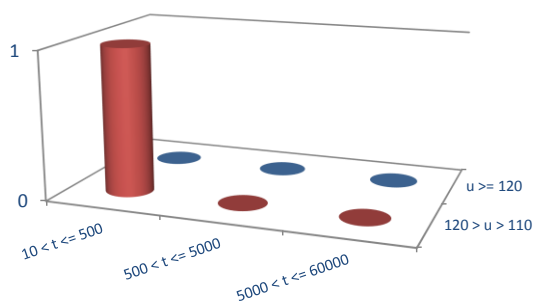
Sobretensões de tensão 60kV



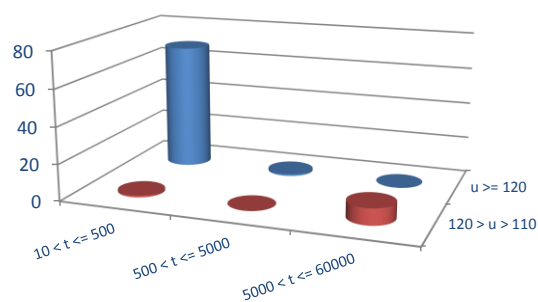
Sobretensões de tensão 30kV



Sobretensões de tensão 6,6kV

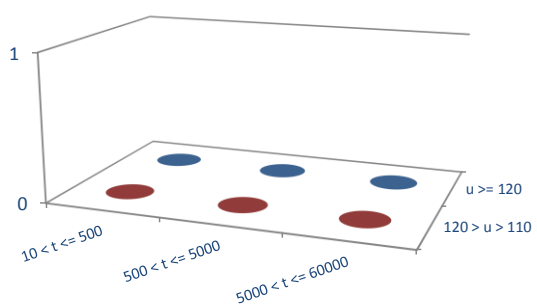


Sobretensões de tensão 230V



Ilha do Porto Santo

Sobretensões de tensão 6,6kV



Sobretensões de tensão 230V

