



**RELATÓRIO
DE QUALIDADE
DE SERVIÇO**

2012 QUALITY OF
SERVICE REPORT

ÍNDICE

Introdução	4
Sumário Executivo	6
Continuidade de Serviço	11
Indicadores Gerais	14
Análise Global dos Indicadores Gerais	17
Indicadores Individuais	17
Análise Global dos Indicadores Individuais	17
Qualidade da Onda de Tensão	19
Plano de Monitorização	20
Principais Resultados das Medições Efetuadas em 2012	21
Evolução da Qualidade da Onda de Tensão	24
Caracterização da Qualidade da Onda de Tensão (2010-2011)	28
Disponibilidade	31
Relacionamento Comercial. Auditorias	34
Comportamento da Rede de Transporte e dos seus	36
Equipamentos e Sistemas	37
Incidentes	37
Incidentes com Repercussão na RNT	39
Linhas	40
Subestações	45
Transformadores de Potência	45
Disjuntores	47
Seccionadores, Descarregadores de Sobretensão	
e Transformadores de Medição	48
Sistemas de Proteção	50
Sistemas de Comando e Controlo	55
Melhoria da Qualidade de Serviço	57
Anexos	
1. Siglas, Abreviaturas e Definições. Padrões de Qualidade de Serviço	
Regras de Cálculo dos Indicadores	61
2. Continuidade de Serviço	73
3. Qualidade da Onda de Tensão	77
4. Disponibilidade	81
5. Comportamento da Rede de Transporte e dos seus Equipamentos e Sistemas	84
6. Mapa com os Pontos de Entrega	96

MENSAGEM DO PRESIDENTE

O ANO DE 2012
É UM MARCO NA
HISTÓRIA DA NOSSA
EMPRESA NO QUE
SE REFERE AO NÍVEL
DE QUALIDADE
DE SERVIÇO
CONSEGUIDO
PELA REDE DE
TRANSPORTE DE
ENERGIA ELÉCTRICA.

Pela primeira vez não se verificou qualquer registo de interrupções de serviço superiores a 3 minutos. Mesmo aquelas cuja duração foi inferior a este valor, totalizaram um número muito diminuto (apenas 3 por causas próprias atribuídas à REN), de cariz localizado e de impacto muito reduzido nos consumidores afectados. Tal facto traduziu-se num Tempo de Interrupção Equivalente (TIE), indicador de desempenho global geralmente utilizado pelas utilities eléctricas, de valor nulo. Caso fossem consideradas as interrupções de curta duração, aquele indicador registaria, ainda assim, um mínimo histórico de 6 segundos.

Também no âmbito da qualidade da onda de tensão os resultados alcançados foram bons, pois os valores médios das perturbações são relativamente baixos, sendo cumpridos em termos gerais os limites(indicativos) regulamentares.

O NÍVEL DE SERVIÇO ALCANÇADO PELA
REN EM 2012 É O CULMINAR DE UMA
TENDÊNCIA, JÁ REGISTADA EM ANOS



ANTERIORES, PARA UMA PROGRESSIVA
E SUSTENTADA MELHORIA DO
DESEMPENHO DA RNT, RESULTADO,
EM PRIMEIRA LINHA, DA QUALIDADE
TÉCNICA DOS SEUS COLABORADORES,
QUE SÃO OS GRANDES RESPONSÁVEIS
PELO EXTRAORDINÁRIO RESULTADO
ALCANÇADO.

Ele é também o fruto de vários anos de melhoria contínua no planeamento, construção, manutenção e gestão das infraestruturas da rede eléctrica, tendo sempre por destinatários os consumidores, que são a grande razão de ser da nossa actividade.

INTRODUÇÃO

O REGULAMENTO DA QUALIDADE DE SERVIÇO (RQS) ESTABELECE QUE A REN - REDE ELÉCTRICA NACIONAL S.A., NA SUA QUALIDADE DE OPERADOR DA REDE DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELÉTRICA NO TERRITÓRIO DO CONTINENTE, DEVE ELABORAR ANUALMENTE UM RELATÓRIO COM INFORMAÇÃO SOBRE A QUALIDADE DO SERVIÇO PRESTADO PELA EMPRESA.

É esse o objetivo deste relatório em que a REN, além de apresentar informação detalhada sobre continuidade de serviço e qualidade da onda de tensão, bem como no que se refere aos demais requisitos do RQS que lhe são aplicáveis, fornece dados informativos complementares relativos à disponibilidade da rede e ao comportamento em serviço dos diversos elementos de rede e principais equipamentos

que os constituem. Com esta informação adicional pretende-se contribuir para uma melhor compreensão de alguns aspectos correlacionados com a qualidade de serviço da rede de transporte.

Este documento encontra-se organizado em 6 capítulos, contendo informação sobre:

CONTINUIDADE DE SERVIÇO	Caracterização da continuidade de serviço da Rede Nacional de Transporte (RNT), de modo a responder às exigências do RQS.	
QUALIDADE DA ONDA DE TENSÃO	Caracterização da qualidade da onda de tensão, com base nos resultados das ações de monitorização às características estabelecidas no RQS.	
DISPONIBILIDADE	Caracterização da disponibilidade da Rede Nacional de Transporte (RNT), de acordo com as especificações estabelecidas no mecanismo regulatório de incentivo à disponibilidade.	
RELACIONAMENTO COMERCIAL. AUDITORIAS	Informação sobre as reclamações de caráter técnico ou de outra natureza recebidas pela empresa. Descrição resumida do resultado das auditorias efetuadas periodicamente aos sistemas de qualidade de serviço.	
COMPORTAMENTO DA REDE E DOS SEUS EQUIPAMENTOS	Caracterização do desempenho global da RNT e dos seus principais equipamentos, com particular atenção aos incidentes e avarias.	
MELHORIA DA QUALIDADE DE SERVIÇO	Indicação das principais ações desenvolvidas (ou a desenvolver) pela empresa, tendentes a melhorar a qualidade de serviço.	

O relatório termina com um conjunto de 6 anexos que incluem as definições, a caracterização dos indicadores usados e informação detalhada complementar da contida no corpo principal do relatório.

Este relatório da Qualidade de Serviço – 2012 está igualmente disponível no sítio www.ren.pt da Internet.

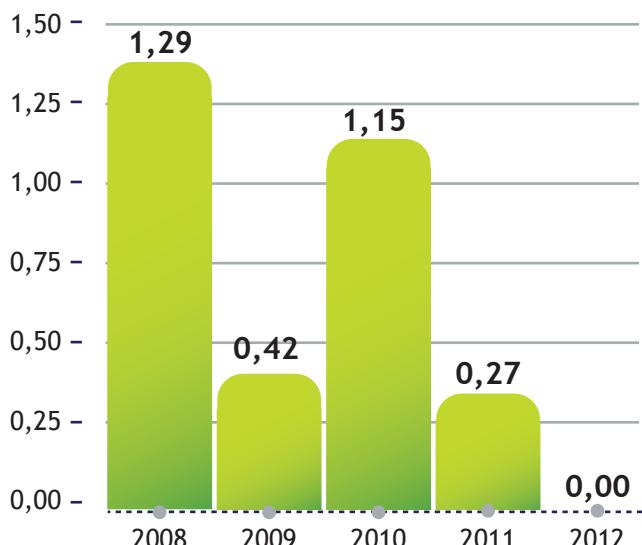
SUMÁRIO EXECUTIVO 2012

QUALIDADE DE SERVIÇO

O ano de 2012 ficará como um marco histórico da Qualidade de Serviço prestada pela REN, pois pela primeira vez no historial da empresa, não há qualquer registo de interrupções de serviço superiores a 3 minutos, culminando assim a tendência verificada em anos anteriores de uma progressiva e sustentada melhoria do desempenho da Rede Nacional de Transporte (RNT).

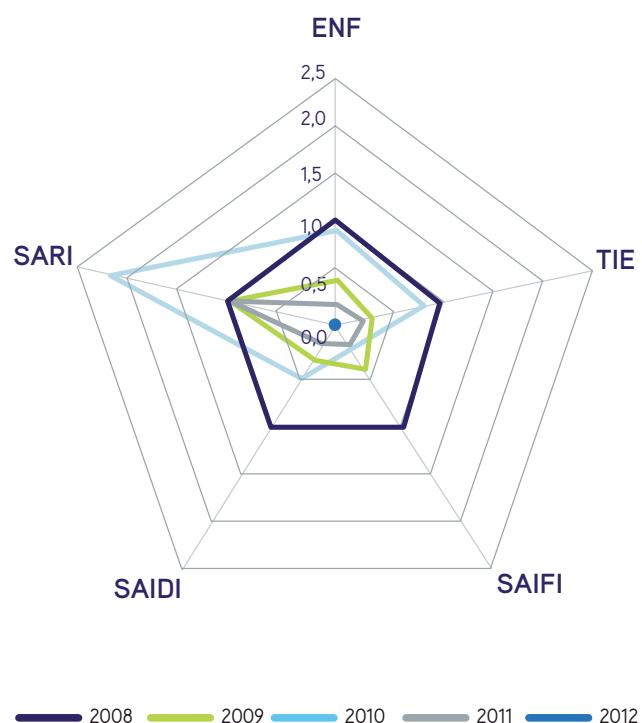
O Tempo de Interrupção Equivalente (TIE), indicador de desempenho global usualmente utilizado pelas utilities elétricas, bem como os restantes indicadores gerais de continuidade de serviço (ENF-Energia Não Fornecida, SAIFI-Frequência Média das Interrupções do Sistema e SAIDI-Duração Média das Interrupções do Sistema e SARI-Tempo Médio de Reposição de Serviço do Sistema) estabelecidos no Regulamento de Qualidade de Serviço (RQS), registaram os melhores valores de sempre, posicionando deste modo a REN ao nível das melhores empresas congêneres europeias.

TIE-TEMPO DE INTERRUPÇÃO EQUIVALENTE (MINUTOS)



O gráfico seguinte apresenta a evolução dos indicadores gerais de continuidade de serviço nos últimos cinco anos, de cujo cálculo e em conformidade com o RQS foram excluídos os incidentes originados por causas fortuitas ou de força maior, ocorridos nos anos de 2009 e 2011.

**EVOLUÇÃO DOS INDICADORES
DA CONTINUIDADE DE SERVIÇO DA RNT
(SEM INCIDENTES MOTIVADOS POR FORÇA MAIOR)**



Os indicadores são apresentados em valores relativos tendo por base os valores registados no ano de 2008.

Não tendo ocorrido qualquer interrupção, superior a 3 minutos, no decorrer de 2012, os cinco indicadores surgem no centro do referencial.

No âmbito da Qualidade da Onda de Tensão, em termos gerais, os valores médios das perturbações são relativamente baixos, sendo cumpridos os limites (indicativos) regulamentares, salvo alguns casos pontuais em que se verificam desvios em relação aos valores padrão, por margens ligeiras e de uma forma não contínua.

COMPORTAMENTO DA REDE DE TRANSPORTE

INCIDENTES

Em 2012, o número de incidentes e perturbações registou também um novo mínimo histórico. A maioria dos incidentes não teve qualquer reflexo na continuidade de serviço observada pelos consumidores, o que é revelador da robustez crescente da rede e da eficácia de atuação dos equipamentos e sistemas das diversas instalações.

Em 2012 ocorreram 184 incidentes, dos quais 154 tiveram origem na Rede de Muito Alta Tensão (MAT), 14 na Rede de Alta Tensão (AT) e 16 em outras redes mas com impacto nas redes MAT e AT da REN.

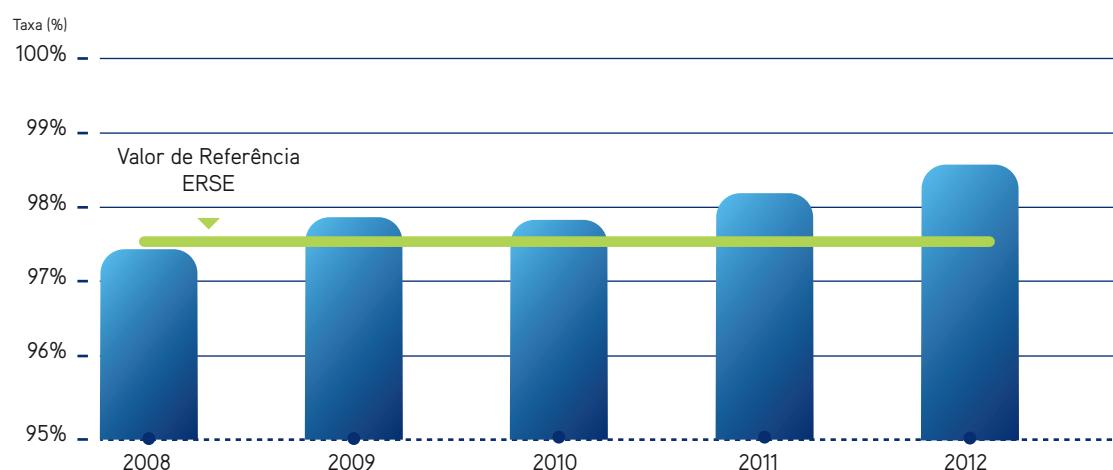
Destes, apenas 4 incidentes (2,2% do total) provocaram interrupções no abastecimento de energia elétrica aos clientes, tendo causado 5 interrupções de curta duração (entre 1seg e 3min) de consumo nos pontos de entrega, das quais 2 originadas por causas fortuitas ou de força maior.

A maioria dos incidentes teve origem nas linhas aéreas (82%), sendo causados por cegonhas (38,3%), descargas atmosféricas (19,9%) e incêndios (19,2%).

DISPONIBILIDADE E FIABILIDADE

Mantém-se a tendência, já verificada em anos anteriores, para uma evolução muito positiva da disponibilidade e fiabilidade dos diversos elementos de rede e equipamentos associados. Neste âmbito, merece relevo particular, o novo máximo histórico (98,49%) registado pela *Taxa Combinada de Disponibilidade de linhas e transformadores de potência*, indicador regulatório introduzido em 2009 que reflete, de modo agregado, o tempo médio em serviço dos dois principais elementos da rede de transporte.

TAXA COMBINADA DE DISPONIBILIDADE



Em 2012, os níveis de fiabilidade dos equipamentos e sistemas das subestações foram bastante elevados, tendo quatro dos dez indicadores de fiabilidade (*taxa de falhas com indisponibilidade imediata em subestações, taxa de falhas com indisponibilidade imediata em linhas, defeitos com origem em linhas da RNT por 100km de circuito e eficácia de reposição pelo operador automático*) registado os melhores valores de sempre. Ainda no capítulo da disponibilidade, também o indicador taxa de disponibilidade média de transformadores e autotransformadores, associada à manutenção registou um novo máximo histórico.

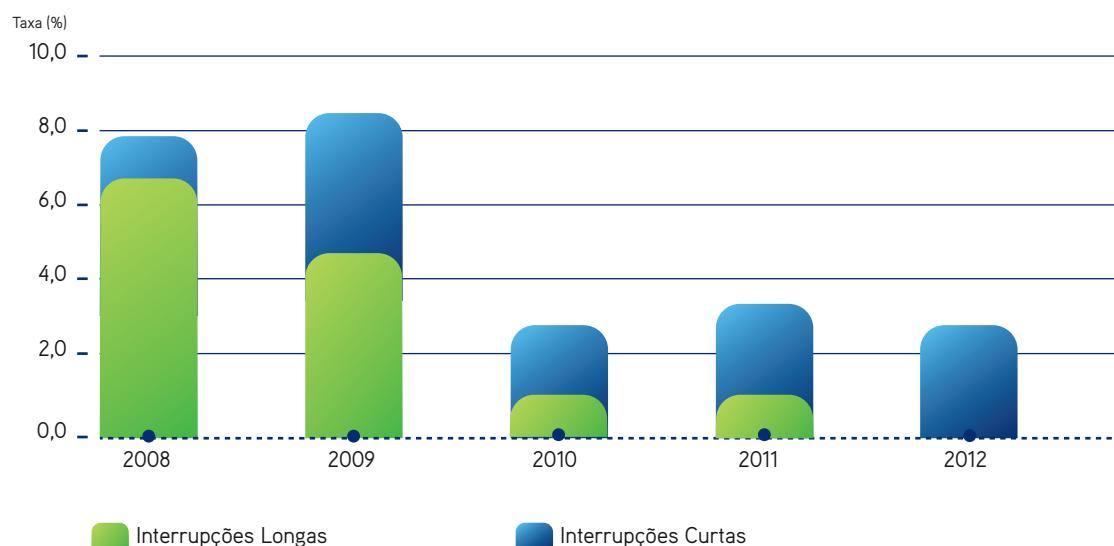
VULNERABILIDADE

Outro indicador de comportamento da rede de transporte é a chamada “Vulnerabilidade”, que traduz a capacidade da rede de transporte não cortar o abastecimento de energia

elétrica aos consumidores na sequência de incidente, qualquer que seja a sua origem (inclui também os incidentes e interrupções fortuitos ou de força maior). Este indicador é um rácio entre o número total de interrupções de abastecimento e o número total de incidentes.

O indicador atingiu em 2012 o melhor valor de sempre (2,72%). Associado a este bom resultado, está o modo como a rede de transporte de eletricidade é planeada, bem como as práticas utilizadas na operação e manutenção da rede. Com efeito, a característica “malhada” da rede de transporte, com um número muito reduzido de instalações mono-alimentadas, a par de adequadas políticas e estratégias de manutenção implementadas na empresa, permite minimizar as consequências dos incidentes nos consumidores.

Evolução da Vulnerabilidade da Rede de Transporte



Para além do mencionado anteriormente, é importante referir ainda o trabalho desenvolvido pelo Grupo de Análise de Incidentes. Este Grupo, constituído por especialistas internos em diversos domínios, analisa as causas de todos os incidentes graves ocorridos ou com repercussão na RNT, com

base no que elabora diversas recomendações, abrangendo as diversas áreas técnicas da empresa e promovendo assim a implementação de medidas pontuais ou de fundo que se têm refletido positivamente na Qualidade de Serviço.

PRINCIPAIS INDICADORES DE DESEMPENHO

Os quadros seguintes resumem o desempenho da Rede Nacional de Transporte em 2012, comparado com 2011 e com

os valores médios dos últimos 5 anos, nas vertentes de Continuidade de Serviço, Disponibilidade e Fiabilidade dos principais equipamentos e sistemas.

CONTINUIDADE DE SERVIÇO

	2011	2012	2012 vs. 2011	2012 vs. média dos últimos 5 anos
INTERRUPÇÕES PRÓPRIAS LONGAS (> 3 MINUTOS)				
Número de Interrupções Longas (duração superior a 3 minutos)	2	0	-100%	-100% 
Duração das Interrupções Longas (min)	13,4	0	-100%	-100% 
INDICADORES GERAIS				
ENF- Energia Não Fornecida (MWh)	25,6	0	-100%	-100% 
TIE – Tempo de Interrupção Equivalente (min)	0,27	0	-100%	-100% 
SAIFI – Frequência Média de Interrupção do Sistema	0,03	0	-100%	-100% 
SAIDI – Duração Média das Interrupções do Sistema (min)	0,17	0	-100%	-100% 
SARI – Tempo Médio de Reposição de Serviço do Sistema (min)	6,70	0	-100%	-100% 

 Melhor que a média dos últimos 5 anos  Pior que a média dos últimos 5 anos

DISPONIBILIDADE

	2011	2012	2012 vs. 2011	2012 vs. média dos últimos 5 anos
INDICADOR COMBINADO				
Taxa Combinada de Disponibilidade (%)	98,06	98,49	+0,44%	+0,59% 
CIRCUITOS DE LINHA				
Taxa de Disponibilidade Média Global (%)	98,00	98,58	+0,58%	+0,81% 
Taxa de Disponibilidade Média Associada à Manutenção (%)	98,67	99,58	+0,92%	+0,06% 
TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA				
Taxa de Disponibilidade Média Global (%)	98,22	98,23	+0,01%	+0,02% 
Taxa de Disponibilidade Média Associada à Manutenção (%)	99,54	99,73	+0,19%	+0,39% 

 Melhor que a média dos últimos 5 anos  Pior que a média dos últimos 5 anos

FIABILIDADE	2011	2012	2011 vs. 2012	2012 vs. média dos últimos 5 anos
LINHAS				
Taxa de Falhas com Indisponibilidade Imediata em Linhas	6,9	5,6	-18,8%	-21,1% ▲
Nº de Defeitos com origem em linhas por 100 km de circuito	2,81	1,75	-37,7%	-23,9% ▲
SUBESTAÇÕES				
Taxa de Falhas com Indisponibilidade Imediata em Subestações	36,2	26,3	-27,3%	-40,4% ▲
TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA				
Taxa de Falhas com Indisponibilidade Imediata (Nº/TR)	0,0265	0,0160	-39,9%	-30,1% ▲
DISJUNTORES				
Taxa de Falhas Maiores (Nº/DJ)	0,0067	0,0045	-32,8%	-15,1% ▲
SISTEMAS DE PROTEÇÃO				
Dependabilidade das Funções de Proteção (%)	99,2	98,7	-0,5%	-0,5% ▼
Segurança das Funções de Proteção (%)	97,0	98,1	1,1%	1,1% ▲
Tempo de Atuação (probabilidade acumulada) <= 150 ms (%)	95,3	96,3	1,0%	1,1% ▲
SISTEMAS DE COMANDO E controlo				
Taxa de Falhas Maiores em Sistemas de Comando e Controlo	0,79	0,85	7,6%	(a)
Eficácia de Reposição pelo Operador Automático Subestação (%)	96,1	100,0	4,1%	7,2% ▲

(a) Indicador apurado desde 2009.

▲ Melhor que a média dos últimos 5 anos ▼ Pior que a média dos últimos 5 anos

Os principais indicadores relativos à operação e manutenção da rede de transporte revelam um nível de desempenho que se pode considerar muito bom. Dos principais indicadores de desempenho, apenas um (*Dependabilidade das Funções de Proteção*) obteve um resultado inferior ao do ano anterior, sendo que dez indicadores (*ENF, TIE, SAIFI, SAIDI, SARI, Taxa Combinada de Disponibilidade e Taxa de Disponibilidade*)

de média de Transformadores e Autotransformadores, associada à Manutenção, Taxa de Falhas com Indisponibilidade Imediata em Linhas, Taxa de Falhas com Indisponibilidade Imediata em Subestações, Nº de Defeitos com Origem em Linhas da RNT por 100km de Circuito, Eficácia de Reposição pelo Operador Automático da Subestação) registaram os melhores valores históricos de sempre.

RENEX

CONTINUIDADE DO SÉRVICO

TEMPO DE
INTERRUPÇÃO
EQUIVALENTE (TIE)

0,00 minutos

FREQUÊNCIA MÉDIA
DAS INTERRUPÇÕES
DO SISTEMA (SAIFI)

0,00

DURAÇÃO MÉDIA
DAS INTERRUPÇÕES
DO SISTEMA (SAIDI)

0,00 minutos

TEMPO MÉDIO DE
REPOSIÇÃO DE SERVIÇO
DO SISTEMA (SARI)

0,00 minutos

CONTINUIDADE DE SERVIÇO

O TEMPO DE INTERRUPÇÃO EQUIVALENTE (TIE) FOI DE ZERO MINUTOS, QUE EQUIVALE A UMA DISPONIBILIDADE DE SERVIÇO DE 100%. OS VALORES REGULAMENTARES DOS PADRÕES INDIVIDUAIS DE CONTINUIDADE DE SERVIÇO FORAM RESPEITADOS EM TODOS OS PONTOS DE ENTREGA.

A REN, na sua qualidade de operador da rede de transporte de energia elétrica em Portugal continental, regista e reporta periodicamente às entidades oficiais as interrupções de fornecimento de energia elétrica ocorridas nos diversos pontos de entrega à rede de distribuição ou a instalações de consumidores alimentados em muito alta tensão (MAT). Nesse reporte e, de forma individualizada, é indicada a natureza e causa do incidente, a localização, a duração e o valor estimado da energia não fornecida.

O desempenho da Rede Nacional de Transporte (RNT), de acordo com o estabelecido no Regulamento da Qualidade de Serviço (RQS), é caracterizado por um conjunto de indicadores de carácter geral, relativos ao desempenho global da rede de transporte e por um conjunto de indicadores de índole individual, relativos ao desempenho da rede de transporte em cada ponto de entrega (PdE).

Em conformidade com o RQS, os indicadores gerais e individuais de continuidade de serviço são calculados com base exclusivamente nas interrupções com duração superior a 3 minutos (interrupções longas). Complementarmente é apurado o indicador MAIFI – frequência média de interrupções curtas do sistema (não previsto no RQS), que diz respeito às interrupções de duração superior ou igual a 1 segundo e inferior ou igual a 3 minutos (interrupções curtas), conforme recomendação do CEER (Council of European Energy Regulators).

Em 2012, o número de incidentes e interrupções registou um novo mínimo histórico, tendo ocorrido 184 incidentes, dos quais 172 afetaram, direta ou indiretamente, a RNT. Para maior detalhe ver capítulo referente ao “Comportamento da Rede e dos seus Equipamentos”.

Deste conjunto de incidentes, apenas 4 (2,2% do total) tiveram impacto no abastecimento de energia elétrica aos clientes, tendo causado 5 interrupções de curta duração (entre 1

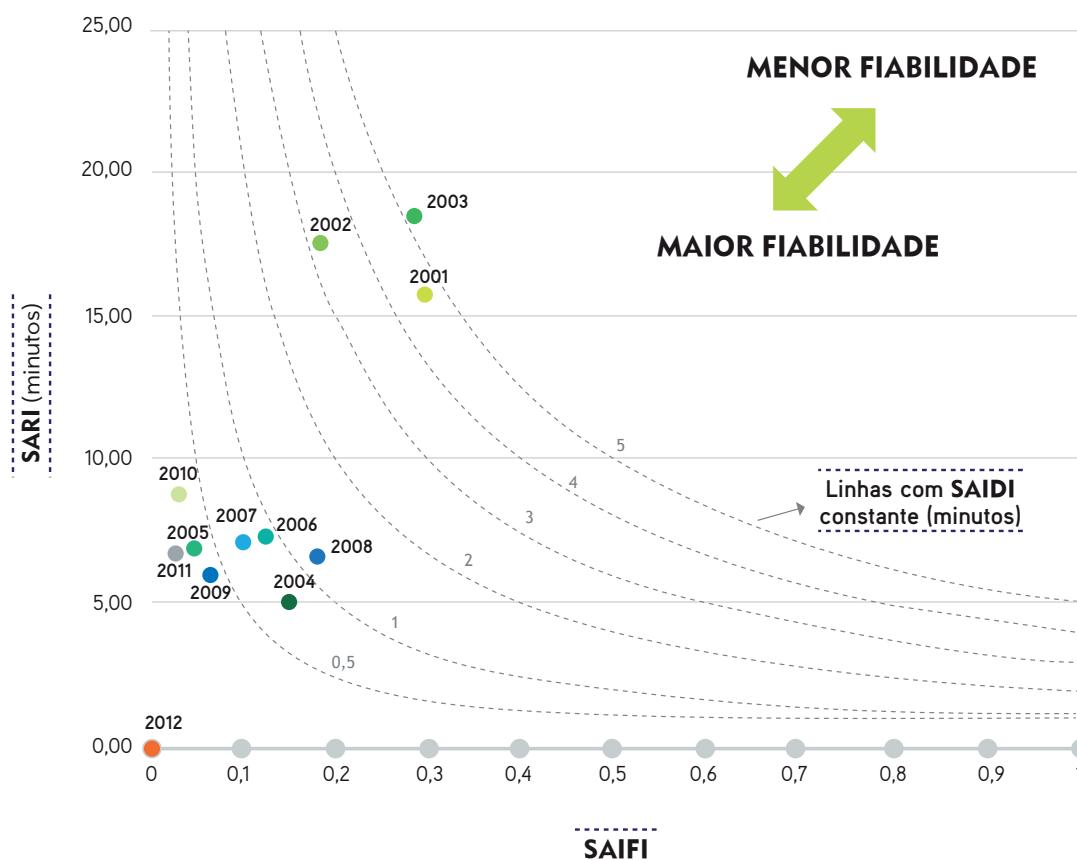
seg e 3 min) de consumo nos pontos de entrega. No Quadro seguinte, indicam-se os valores dos indicadores registados na RNT em 2012.

INDICADORES DE CONTINUIDADE DE SERVIÇO 2012

		INTERRUPÇÕES LONGAS		
		CAUSAS PRÓPRIAS	CAUSAS FORTUITAS OU DE FORÇA MAIOR	TOTAL
Número de Interrupções		0	0	0
Duração das Interrupções (min)		0	0	0
INDICADORES GERAIS				
ENF- Energia Não Fornecida (MWh)		0	0	0
TIE – Tempo de Interrupção Equivalente (min)		0	0	0
SAIFI – Frequência Média de Interrupção do Sistema		0	0	0
SAIDI – Duração Média das Interrupções do Sistema (min)		0	0	0
SARI – Tempo Médio de Reposição de Serviço do Sistema (min)		0	0	0

Mantendo a tendência verificada nos últimos anos de melhoria contínua no desempenho em termos de continuidade de serviço, o ano de 2012 ficará assim como um marco histórico da Qualidade de Serviço prestada pela empresa, pois a inexistência de interrupções longas conduziu a que todos os indicadores gerais de continuidade de serviço, estabelecidos no Regulamento de Qualidade de Serviço (RQS), tivessem valores nulos.

O gráfico seguinte, no qual foram excluídos os incidentes originados por causa fortuita ou de força maior e segurança, ocorridas nos anos de 2003, 2005, 2006, 2007, 2009 e 2011, bem como os incidentes de carácter excepcional ocorridos em 2004 e 2010, demonstra a evolução muito positiva da continuidade de serviço evidenciada pela RNT.

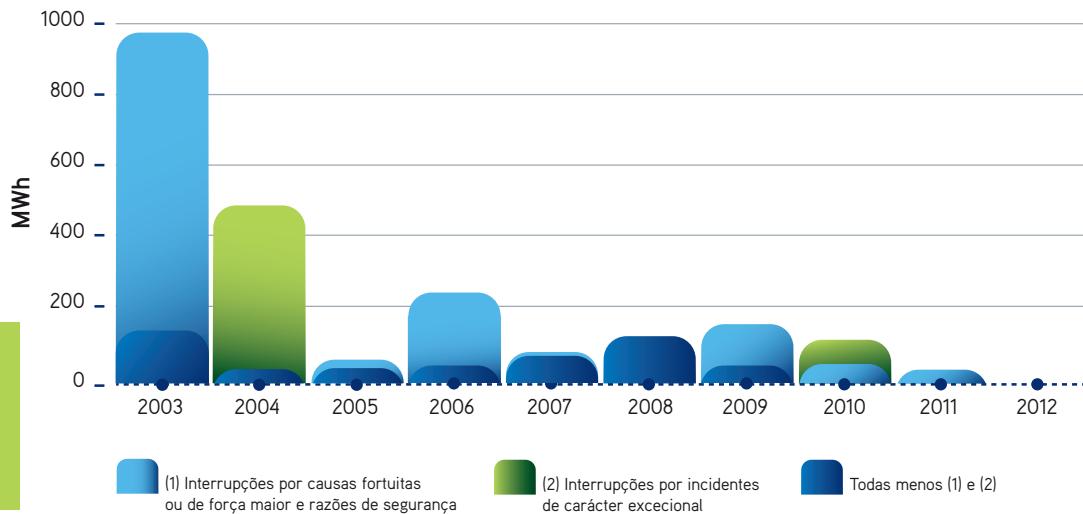


Nos gráficos seguintes e para cada um dos indicadores gerais mostra-se a sua evolução nos últimos anos. Os valores nulos de 2012 são o culminar de toda a evolução registada nos últimos 10 anos.

INDICADORES GERAIS

ENERGIA NÃO FORNECIDA – ENF

A energia não fornecida total, associada às interrupções longas por causa própria, foi nula (mínimo histórico).



TEMPO DE INTERRUPÇÃO EQUIVALENTE – TIE

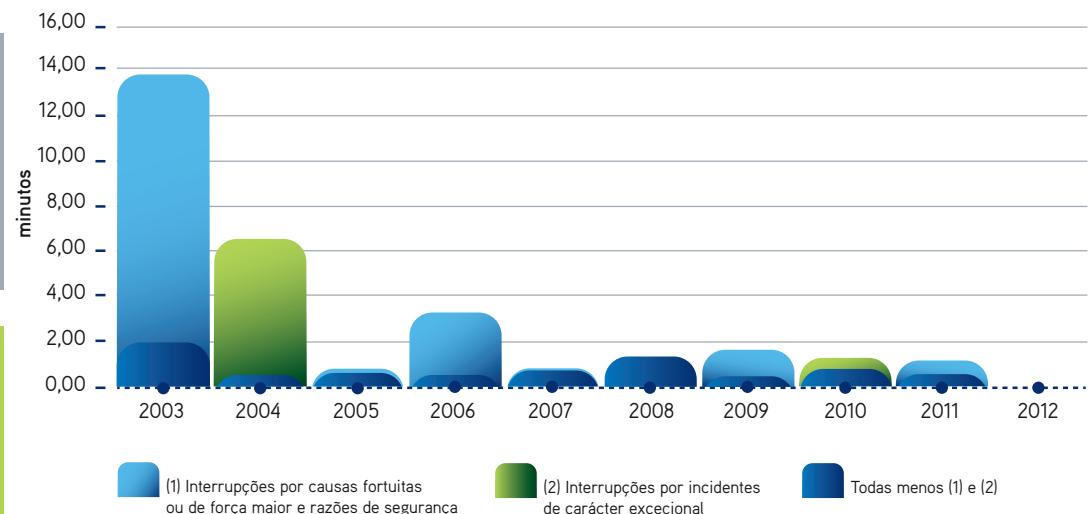
$$TIE = \frac{TIE}{Pme}$$

sendo

$$Pme = \frac{EF + ENF}{T}$$

EF – Energia Fornecida
T – Tempo

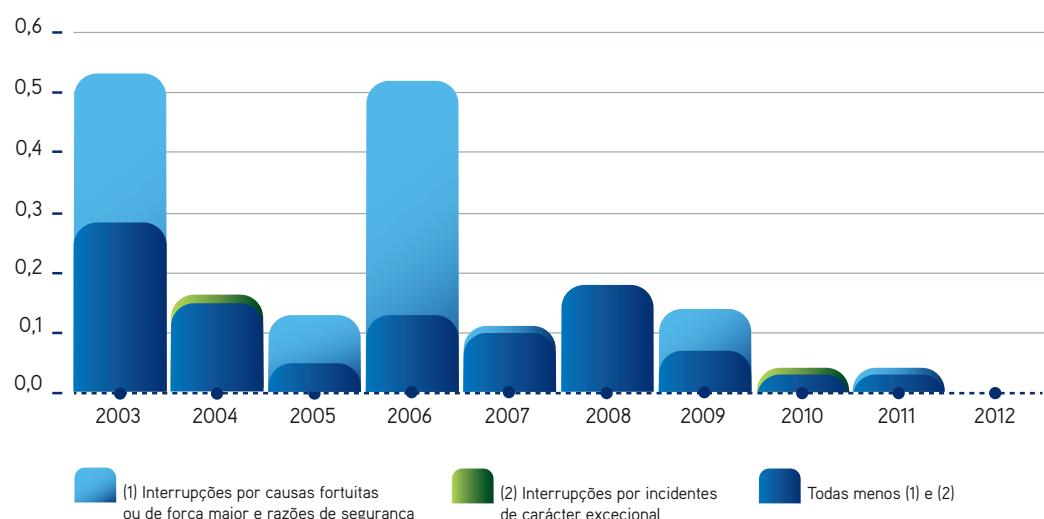
O TIE mantém a tendência sustentada de descida, sendo o valor de 2012, o melhor valor de sempre, com zero minutos.



FREQUÊNCIA MÉDIA DE INTERRUPÇÕES LONGAS DO SISTEMA – SAIFI

SAIFI:
Nº interrupções
de duração superior
a 3 min./ Nº de
pontos de entrega.

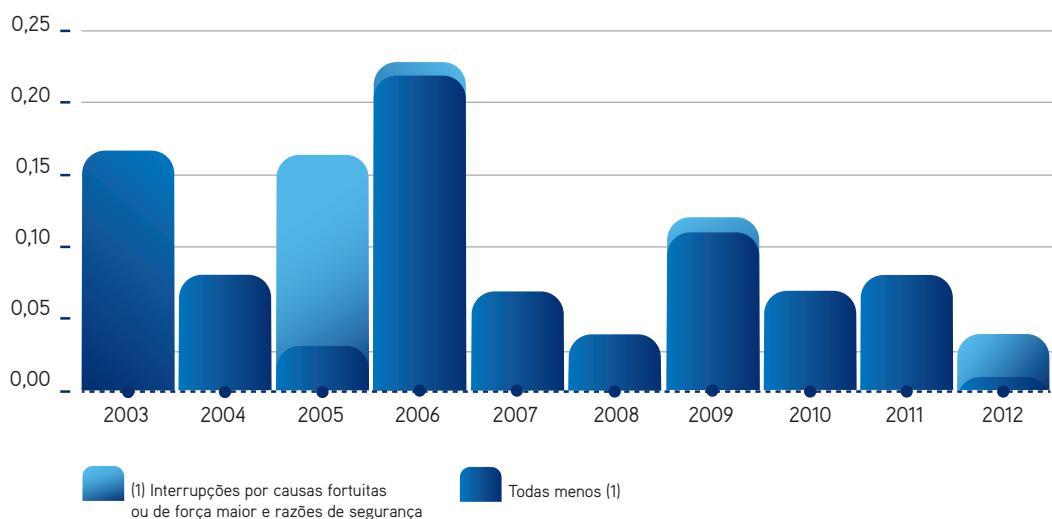
O valor do SAIFI de
2012 (0) é o melhor
valor de sempre.



FREQUÊNCIA MÉDIA DE INTERRUPÇÕES CURTAS DO SISTEMA – MAIFI

MAIFI:
Nº interrupções
de duração igual
ou superior a 1 seg.
e igual ou inferior
a 3 min./ Nº de pontos
de entrega.

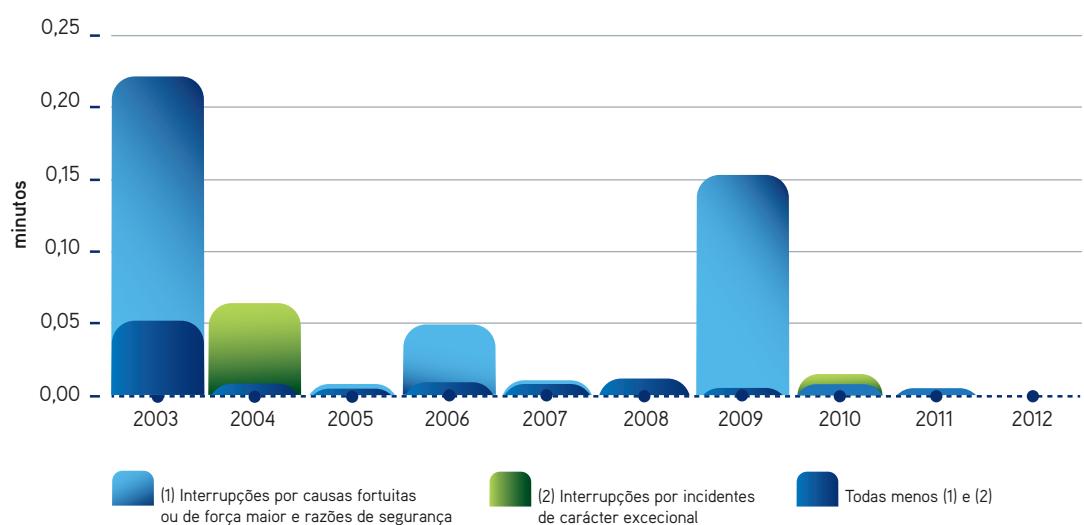
O ano de 2012
registou o melhor valor
de sempre do indicador
MAIFI, tendo-se
verificado uma
acentuada descida
face a 2011.



DURAÇÃO MÉDIA DAS INTERRUPÇÕES DO SISTEMA – SAIDI

SAIDI:
Duração total
das interrupções
de tempo superior
a 3 min./ N° de pontos
de entrega.

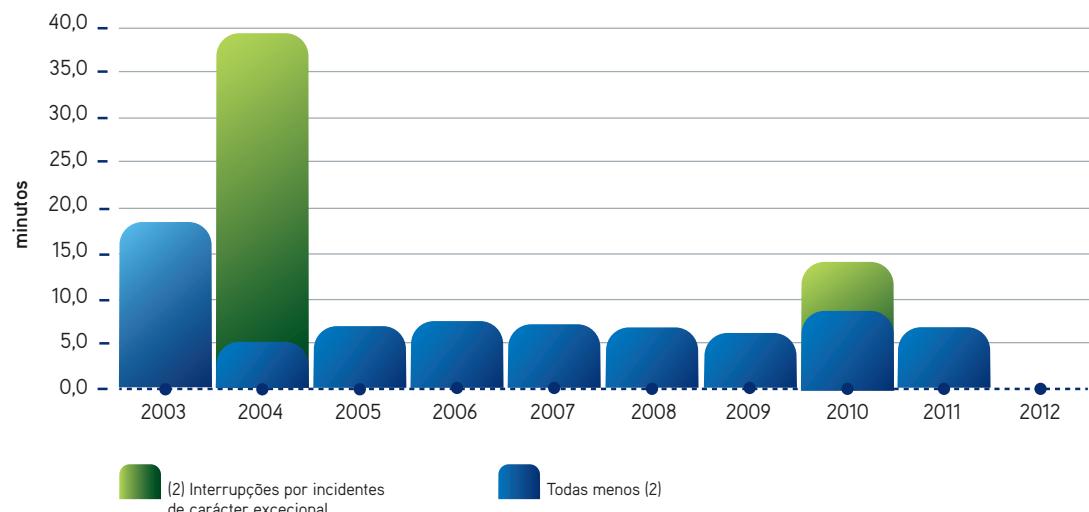
O valor do SAIDI
traduz a duração
média anual das
interrupções por ponto
de entrega.
O valor de 2012 (nulo)
é o novo mínimo
histórico do indicador.



TEMPO MÉDIO DE REPOSIÇÃO DE SERVIÇO DO SISTEMA – SARI

SARI:
Duração total
das interrupções
de tempo superior
a 3 min./ N° de
interrupções com
tempo superior
a 3 minutos.

O SARI indica o tempo
médio de reposição de
serviço na sequência
das interrupções
ocorridas nos pontos
de entrega.
O valor de 2012 é o
melhor de sempre, com
zero minutos.



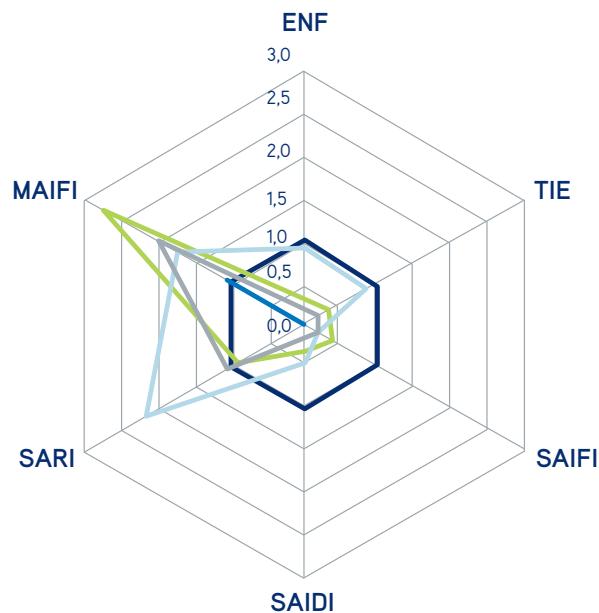
EVOLUÇÃO DOS INDICADORES
DA CONTINUIDADE DE SERVIÇO DA RNT
(SEM INCIDENTES MOTIVADOS POR FORÇA MAIOR)ANÁLISE GLOBAL
DOS INDICADORES GERAIS

O gráfico da figura seguinte apresenta a evolução dos valores dos indicadores gerais de continuidade de serviço nos últimos cinco anos, de cujo cálculo e em conformidade com o RQS foram excluídos os incidentes originados por causa fortuita, de força maior ou razões de segurança, ocorridos nos anos de 2009 e 2011.

Os indicadores são apresentados em valores relativos tendo por base os valores registados no ano de 2008.

INDICADORES
INDIVIDUAIS

Em 2012 não se registou qualquer interrupção de serviço, superior a 3 minutos, no fornecimento de energia elétrica, pelo que os indicadores individuais foram cumpridos na totalidade dos pontos de entrega (79). Para mais informações consultar o Quadro 2 do anexo 2.

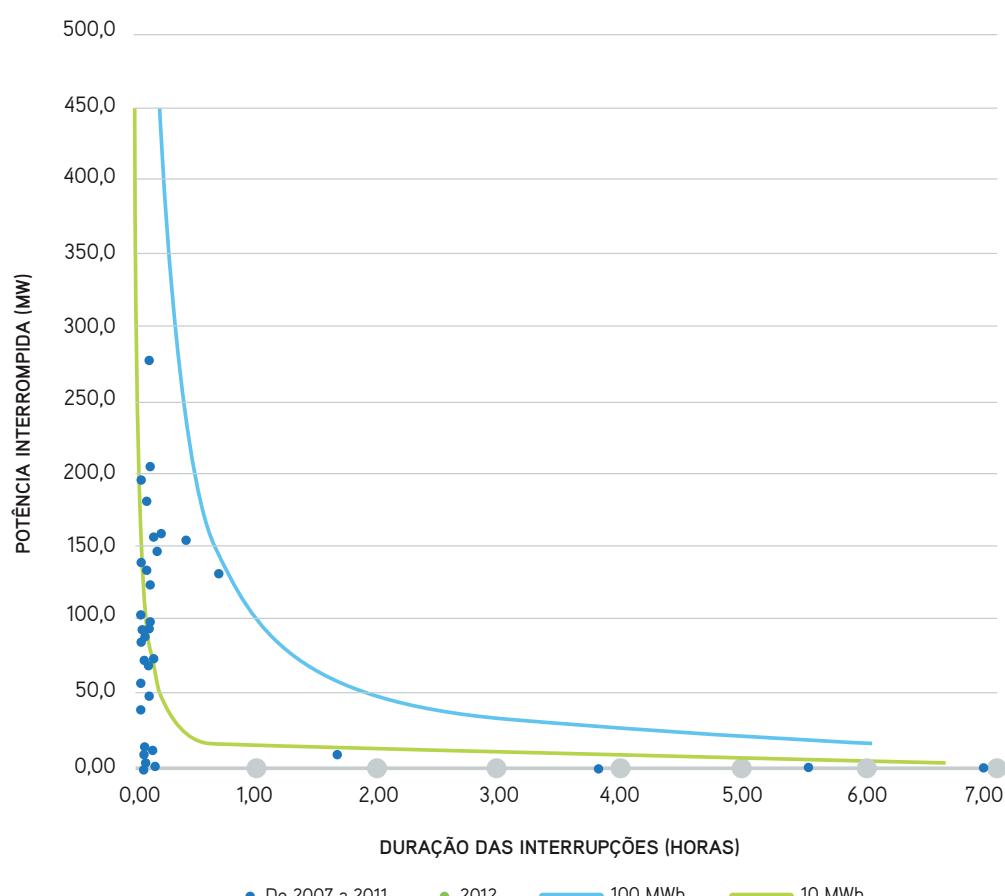


— 2008 — 2009 — 2010 — 2011 — 2012

A totalidade dos indicadores (ENF, TIE, SAIFI, SAIDI, SARI e MAIFI) registaram os melhores valores do período em análise e de sempre.

ANÁLISE
GLOBAL DOS
INDICADORES
INDIVIDUAIS

No gráfico seguinte assinalam-se todas as interrupções com duração superior a três minutos verificadas entre 2007 e 2012, representadas em função do valor da potência interrompida e da respetiva duração.



2007-2011:
• 93% dos pontos de entrega da RNT sem qualquer interrupção.

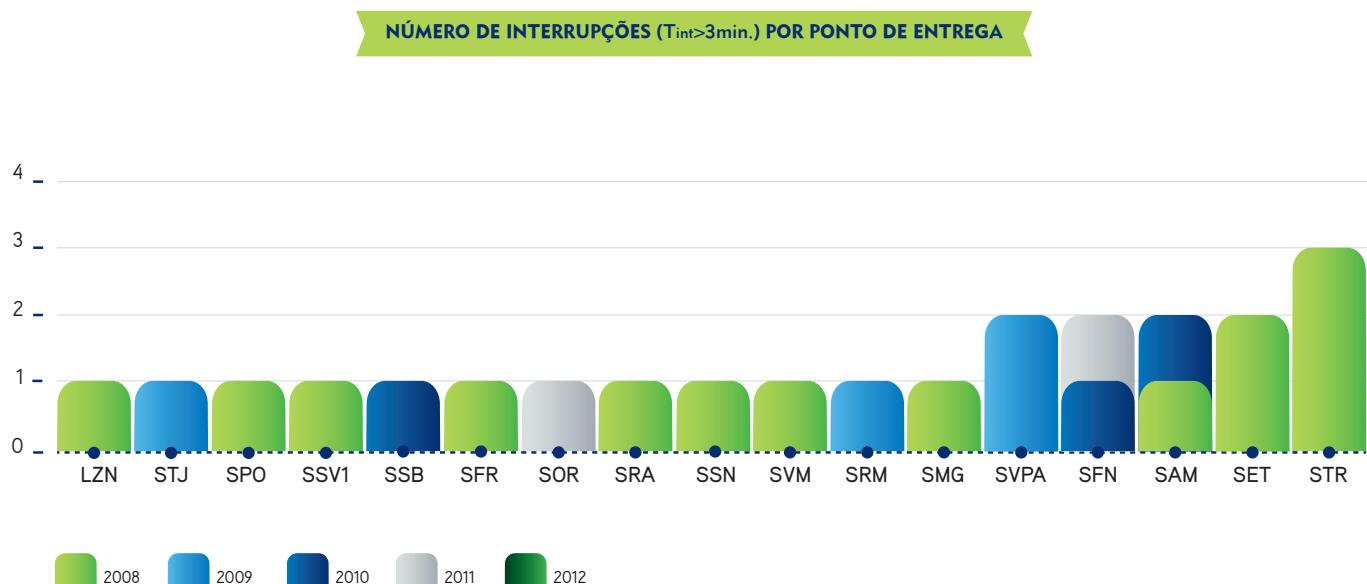
2012:
• 100% dos pontos de entrega da RNT sem qualquer interrupção.

Pode-se constatar que a grande maioria das interrupções de serviço que ocorreram naquele período tem uma duração inferior a 30 minutos e está associada a um corte de potência que não ultrapassa os 100 MW (1,1 % da ponta de consumo registada em 2012).

Outro aspecto importante a salientar, e que é reflexo da robustez da rede de transporte, reside no facto da maioria (93%) dos pontos de entrega de energia elétrica da RNT não ter registado, nos últimos cinco anos, qualquer interrupção de duração superior a 3 minutos.

O ano de 2012 confirmou essa tendência, não ocorrendo qualquer interrupção de duração superior a 3 minutos, em qualquer PdE.

O gráfico da figura seguinte indica, por ponto de entrega (ver siglas no Quadro 1 do anexo 2), o número total de interrupções (excluídas as fortuitas ou de força maior e por razões de segurança), com duração superior a três minutos, no período de 2008 a 2012.



Da análise do gráfico anterior destaca-se o seguinte:

- No quinquénio foram afetados 17 pontos de entrega por interrupções de serviço, o que relativamente aos 79 PdE em serviço em 2012, corresponde a 22%;
- Dos pontos de entrega com interrupções de serviço, a maioria (71%) registou apenas uma interrupção em 5 anos;
- A totalidade dos pontos de entrega com interrupções nos últimos 5 anos registou um número médio anual de

interrupções inferior ao estipulado no artigo 17º do RQS [3 (MAT) e 8 (AT) interrupções por ano];

- O número máximo de interrupções por ponto de entrega foi de 3 e ocorreu no PdE do Torrão (STR), verificadas na totalidade em 2008.

No mapa do anexo 6 localizam-se geograficamente os 79 pontos de entrega da REN, com indicação do número de interrupções de serviço no período de 2008 a 2012.

REN 

QUALIDADE DA ONDA DE TENSÃO

TAXA DE REALIZAÇÃO DO PLANO
DE MONITORIZAÇÃO

82%

OS LIMITES REGULAMENTARES
SÃO CUMPRIDOS EM **95%**
DOS PONTOS
DE ENTREGA.

APENAS EM 4 PONTOS DE ENTREGA,
REFERENTE À SEVERIDADE DA
TREMULAÇÃO, SÃO AFETADOS
POR PERTURBAÇÕES DE CARÁCTER
PERMANENTE.

QUALIDADE DA ONDA DE TENSÃO

OS NÍVEIS MÉDIOS DAS PERTURBAÇÕES REGISTADAS SÃO RELATIVAMENTE BAIXOS, SENDO CUMPRIDOS OS LIMITES REGULAMENTARES, SALVO NALGUNS CASOS PONTUAIS EM QUE SE VERIFICARAM DESVIOS, EM RELAÇÃO AOS VALORES PADRÃO, POR MARGENS LIGEIRAS E, DE MODO GERAL, DE FORMA NÃO CONTÍNUA.

O artigo 19º do RQS estabelece que a entidade concessionária da RNT procederá, anualmente, à caracterização da onda de tensão, em conformidade com um plano de monitorização, realizando para o efeito medições, nos pontos de entrega selecionados, das seguintes características:

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

As características da onda de tensão nos pontos de entrega aos clientes de Muito Alta Tensão (MAT) e Alta Tensão (AT) devem respeitar os limites estabelecidos no RQS. No caso das cavas de tensão, o regulamento estabelece os procedimentos para a sua monitorização mas não especifica limites a respeitar.

PLANO DE MONITORIZAÇÃO

O plano de monitorização elaborado e implementado pela REN, em 2012, contemplou a realização de medições em 48 subestações e pontos de interligação da RNT, com recurso a:

- Equipamento fixo (em 27 instalações), com medição das características da onda de tensão durante as 52 semanas do ano;
- Equipamento móvel, com períodos de medição da onda de tensão de 4 semanas, utilizando 12 unidades de aquisição instaladas rotativamente em diferentes pontos de rede.

A taxa de realização do plano de monitorização foi de 82%, valor inferior ao que é habitual mas superior ao ano anterior, derivado ao facto de em 2012 se ter continuado com a renovação e ampliação do sistema de monitorização da RNT, que incluiu a substituição do sistema central e equipamentos fixos locais de recolha de informação, bem como a extensão a mais 15 instalações da recolha de informação em regime permanente (equipamento fixo). Tal facto tem originado algumas perturbações nas medições, devido a anomalias em

algumas unidades de medição, que impediram que o período útil de medição fosse de 52 semanas. Estas anomalias foram alvo de uma profunda análise por parte da REN e encontram-se em fase final de resolução, com o fabricante dos equipamentos.

PRINCIPAIS RESULTADOS DAS MEDIÇÕES EFETUADAS EM 2012

As medições efetuadas, cujos principais resultados são resumidos a seguir e apresentados qualitativamente no Quadro 1 do anexo 3, mostram que nas instalações da REN são, genericamente, observados os valores de referência adotados para os parâmetros da qualidade da onda de tensão pelo RQS.

Relativamente à 5^a harmónica, o RQS estabelece os limites de 3,0% na Muito Alta Tensão (MAT) e 4,5% na Alta Tensão (AT).

As harmónicas que apresentam maior amplitude são, por ordem decrescente de importância, a 5^a, a 7^a e a 3^a. No Quadro 1 do anexo 3 estão indicados os nós de rede sujeitos a monitorização, bem como os resultados das medições da 5^a harmónica.

Os limites regulamentares foram ultrapassados nas subestações de Alto de Mira na 5^a harmónica numa fase, Vila Pouca de Aguiar na 6^a harmónica, Vermoim na 12^a harmónica e Quinta do Anjo, Sines, Alto de Mira, Sacavém, Carregado e Ferreira do Alentejo onde foram registadas algumas harmónicas de alta frequência (ordem superior à 21^a harmónica).

Os índices de severidade de tremulação de curta duração (Pst) e de longa duração (Plt) devem ser inferiores a 1.

Os valores medidos da tremulação de curta duração (Pst) e de longa duração (Plt) são relativamente moderados variando, geralmente, entre 20% e 80% do valor limite de referência (Pst = Plt = 1).

Os limites regulamentares foram ultrapassados nos pontos de entrega de Carregado, Ferreira do Alentejo, Sacavém, Alqueva e Ermesinde.

Num período de uma semana, 95% dos valores eficazes médios de dez minutos da componente inversa das tensões não devem ultrapassar 2% da correspondente componente direta.

Nas medições efetuadas foi apenas detetado valores de desequilíbrio do sistema trifásico de tensões acima do valor limite numa fase numa semana no PdE do Pocinho.

DISTORÇÃO HARMÓNICA

TREMULAÇÃO (FLICKER)

DESEQUILÍBRIO DE FASES

VALOR EFICAZ DA TENSÃO

Num período de uma semana, 95% dos valores eficazes médios de dez minutos da tensão de alimentação devem estar compreendidos no intervalo de $\pm 5\%$ da tensão declarada, sem ultrapassar a tensão máxima de serviço das respetivas redes

O limite admissível de variação do valor eficaz da tensão em relação aos valores de tensão declarada, acordados com a EDP Distribuição, foi excedido, num período de uma semana, na subestação de Pocinho (60 kV) e unicamente numa fase.

FREQUÊNCIA

O RQS permite variações compreendidas num intervalo de $\pm 1\%$ da frequência fundamental (50 Hz)

Os desvios registados foram inferiores a 0,1%.

CAVAS DE TENSÃO

O RQS estabelece os procedimentos para a sua monitorização mas não especifica limites a respeitar.

No decurso das medições em regime contínuo foram registadas cavas de tensão nas seguintes subestações:

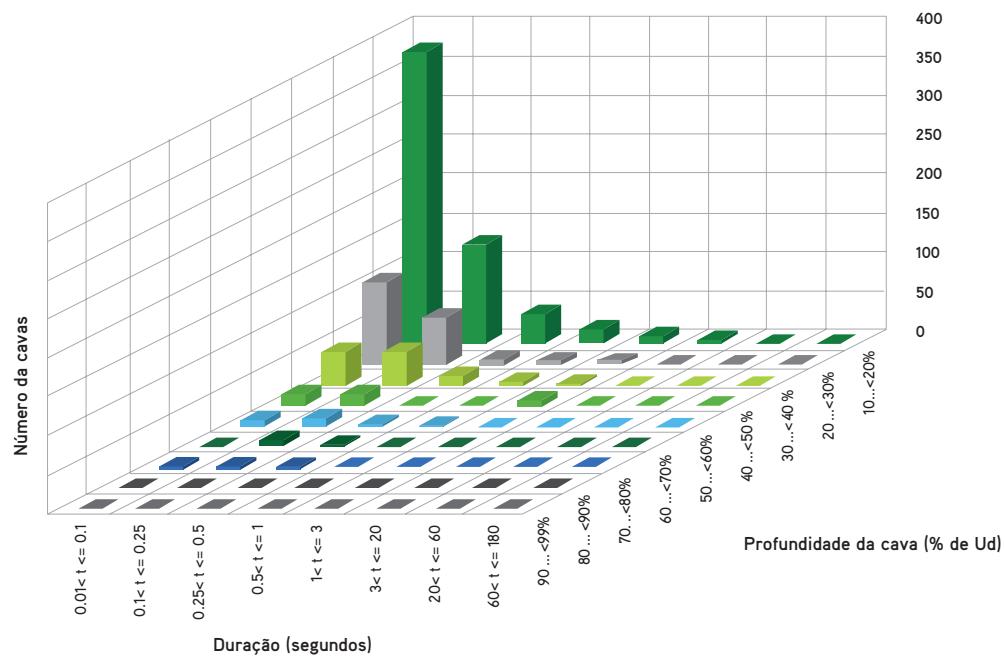
60kV: Alto Mira; Carregado; Estarreja; Estói; Ferreira do Alentejo; Ferro; Lavos; Pereiros; Riba D'Ave; Rio Maior; Recarei; Sines; Sacavém; Tunes; Vila Chã; Valdigem; Vermoim.

150kV: Quinta do Anjo; Vermoim.

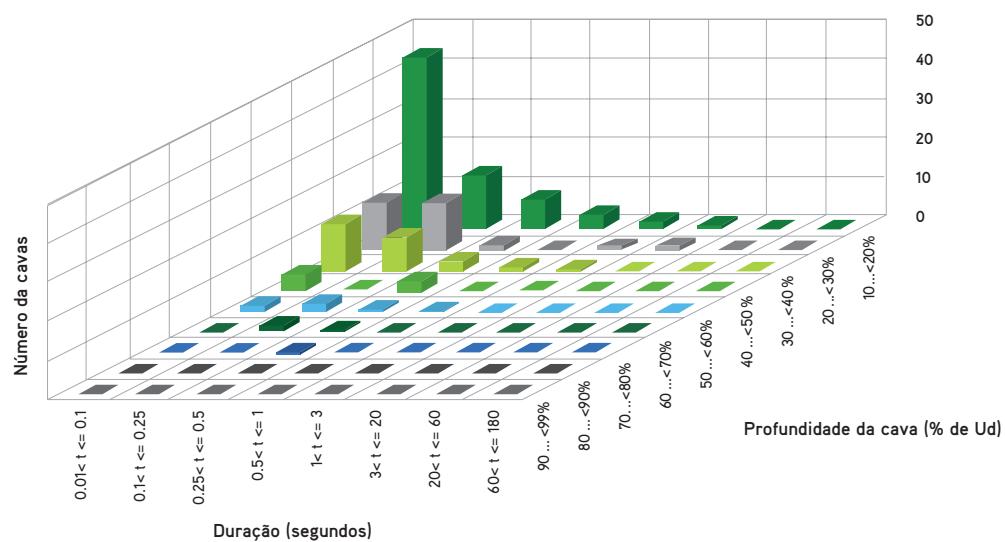
Os resultados são apresentados nos gráficos seguintes, sendo a totalidade das cavas de tensão representadas com uma agregação temporal de 1 minutos.

A maioria das cavas apresenta uma duração inferior a 250 milisegundos e um afundamento do valor eficaz da tensão até 30%, valores considerados globalmente aceitáveis.

CAVAS DE TENSÃO NA RNT (PdEs a 60 kV)



CAVAS DE TENSÃO NA RNT (Meditações efetuadas em pontos de rede próximos dos PdEs a 150 kV)



EVOLUÇÃO DA QUALIDADE DA ONDA DE TENSÃO

Com base nos dados obtidos pelo sistema de monitorização da qualidade da onda de tensão, é possível fazer uma análise, ainda que simplificada, da evolução da qualidade da energia nos pontos de entrega da RNT, bem como em alguns pontos internos da rede.

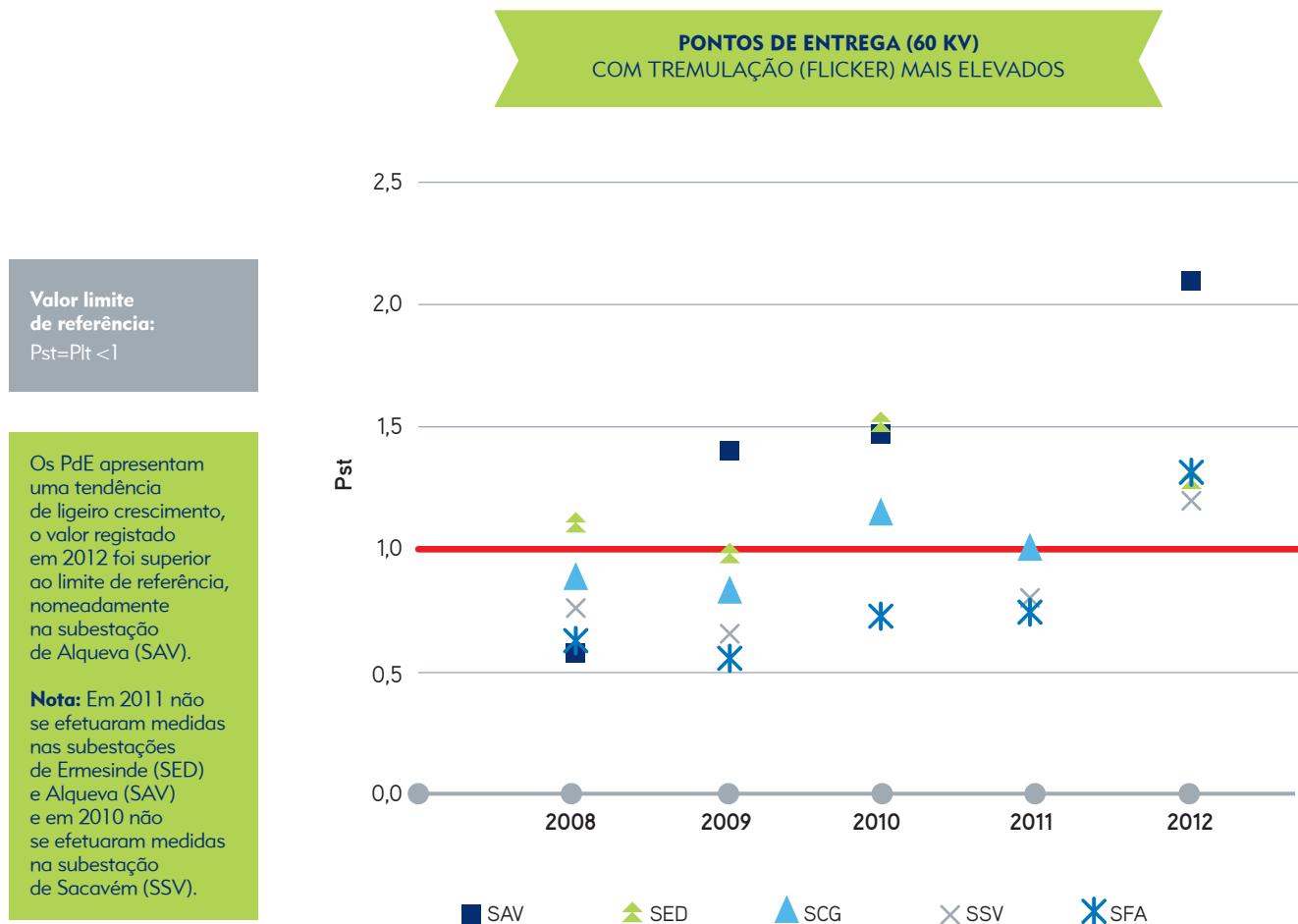
De um modo geral, da análise efetuada, pode-se concluir que os níveis médios das perturbações são relativamente baixos em relação aos valores de referência do RQS, o que é um reflexo duma boa qualidade da onda de tensão nos diversos pontos da rede e, em particular, nos que são pontos de entrega.

No que respeita à severidade de tremulação (flicker), apenas Ermesinde (60 e 150 kV), Vermoim (150 kV) e, mais recente-

mente, Carregado (60 e 220 kV) e Alqueva (400kV e 60 kV), são afetados por perturbações de carácter permanente, com valores que de uma forma geral ultrapassam os limites de referência regulamentares.

Os níveis da tremulação (flicker) registados em Ermesinde (60 e 150 kV), Vermoim (150 kV) e Carregado (60 e 220 kV), tiveram origem em instalações industriais de clientes MAT alimentados por aquelas subestações. No caso de Alqueva (400kV e 60 kV), os níveis de tremulação (flicker) registados têm origem na linha de interligação com Espanha a 400 kV (Alqueva – Brovales).

No gráfico seguinte, apresenta-se a evolução dos valores da tremulação (flicker) de curta duração, nos pontos de entrega (60 kV) que excedem o limite máximo ou se encontram próximo deste, no período de 2008 a 2012.



As subestações de Ermesinde (SED), Sacavém (SSV) e Alqueva (SAV) foram objeto de monitorização de acordo com plano de monitorização bianual 2011-2012.

O impacto da tremulação (*flicker*) é muito localizado, conforme referido anteriormente. No entanto, a sua evolução tem merecido por parte da empresa um acompanhamento muito atento, de modo a prevenir eventuais perturbações nos consumidores finais. É de notar que, até à data, não houve qualquer reclamação com origem neste tipo de perturbação.

No referente à distorção harmónica, a 5ª harmónica é, conforme já referido, a que apresenta valores mais significativos na rede, e tem a sua principal origem nas redes a jusante dos pontos de entrega.

No gráfico seguinte, apresenta-se a evolução dos valores da 5ª harmónica, referente aos pontos de entrega com valores mais elevados medidos no período de 2008 a 2012.

PONTOS DE ENTREGA (60 KV) COM NÍVEIS DE 5ª HARMÓNICA MAIS ELEVADOS



A maioria dos pontos de entrega com teor harmónico mais elevado (acima de 2%) localiza-se predominantemente na zona da Grande Lisboa (STJ – subestação de Trajouce, SAM – subestação de Alto de Mira) e na zona do Alentejo e Algarve do país (SER – subestação de Évora e SET – subestação de Estói).

Excetuando o caso atípico registado em 2009 (numa fase) e 2012 (em duas fases), na subestação de Alto de Mira, os restantes pontos de entrega registam valores muito inferiores ao valor limite de referência, com uma tendência generalizada de estabilização.

Neste âmbito, será também de referir que até à data não houve qualquer tipo de reclamação por parte dos consumidores finais ligados às redes de distribuição alimentadas por aqueles pontos de entrega da RNT.

No quadro seguinte, apresenta-se a síntese dos pontos de entrega onde se verificaram incumprimentos dos limites regulamentares das características da onda de tensão no período 2008 – 2012.

PONTOS DE ENTREGA COM INCUMPRIMENTO DOS LIMITES REGULAMENTARES

PONTO DE ENTREGA	NÍVEL DE TENSÃO (kV)	2008	2009	2010	2011	2012
SUBESTAÇÃO DE ERMESINDE	60	Severidade de tremulação ("flicker")	-	Severidade de tremulação ("flicker")	S.M.	Severidade de tremulação ("flicker")
SUBESTAÇÃO DO POCINHO	60	-	-	-	S.M.	Amplitude de tensão e desequilíbrio numa fase
SUBESTAÇÃO DE VILA POUCA DE AGUIAR	60	-	-	-	-	Distorção harmónica (6ª harmónica)
SUBESTAÇÃO DE FRADES	60	-	-	Distorção harmónica (6ª harmónica)	S.M.	-
SUBESTAÇÃO DE FERREIRA DO ALENTEJO	60	-	-	-	-	Distorção harmónica (ordem superior à 21ª harmónica)
SUBESTAÇÃO DE ALQUEVA	60	-	Severidade de tremulação ("flicker")	Severidade de tremulação ("flicker")	S.M.	Severidade de tremulação ("flicker")
SUBESTAÇÃO DE VERMOIM	60	-	-	-	-	Distorção harmónica (12ª harmónica)
SUBESTAÇÃO DE MACEDO DE CAVALEIROS	60	-	Distorção harmónica (ordem superior à 21ª harmónica)	-	-	-
SUBESTAÇÃO DE POMBAL	60	-	Distorção harmónica (ordem superior à 21ª harmónica)	-	S.M.	-
SUBESTAÇÃO DE TUNES	60	-	Distorção harmónica (ordem superior à 21ª harmónica)	Distorção harmónica (ordem superior à 21ª harmónica)	Distorção harmónica (ordem superior à 21ª harmónica)	-
SUBESTAÇÃO DE ESTARREJA	60	-	-	-	Severidade de tremulação ("flicker")	-
SUBESTAÇÃO DE BATALHA	60	-	-	-	Amplitude de tensão	S.M.
SUBESTAÇÃO DE ESTREMOZ	60	-	-	-	Amplitude de tensão	S.M.

PONTOS DE ENTREGA COM INCUMPRIMENTO DOS LIMITES REGULAMENTARES

PONTO DE ENTREGA	NÍVEL DE TENSÃO (kV)	2008	2009	2010	2011	2012
SUBESTAÇÃO DE TRAFARIA	60	-	Distorção harmónica (ordem superior à 21ª harmónica)	-	S.M.	-
SUBESTAÇÃO DE PORTO ALTO	60	-	Distorção harmónica (ordem superior à 21ª harmónica)	-	Distorção harmónica (ordem superior à 21ª harmónica)	-
SUBESTAÇÃO DE ALTO DE MIRA	60	Distorção harmónica (3ª harmónica)	Distorção harmónica (3ª e 5ª harmónica, apenas numa fase)	-	Severidade de tremulação ("flicker") - numa fase	Distorção harmónica (ordem 5ª harmónica, em duas fases, e de ordem superior à 21ª harmónica)
SUBESTAÇÃO DE SACAVÉM	60	-	Distorção harmónica (ordem superior à 21ª harmónica)	-	-	Severidade de tremulação ("flicker") Distorção harmónica (ordem superior à 21ª harmónica)
SUBESTAÇÃO DE CARREGADO	60	-	-	Severidade de tremulação ("flicker")	Distorção harmónica (ordem superior à 21ª harmónica)	Severidade de tremulação ("flicker") Distorção harmónica (ordem superior à 21ª harmónica)
QUINTA DO ANJO	150	-	-	-	Distorção harmónica (ordem superior à 21ª harmónica)	Distorção harmónica (ordem superior à 21ª harmónica)
SUBESTAÇÃO DE CARVOEIRA	60	Distorção harmónica (ordem superior à 21ª harmónica)	Distorção harmónica (ordem superior à 21ª harmónica)	-	S.M.	-
SUBESTAÇÃO DE PEREIROS	60	-	-	-	Distorção harmónica (ordem superior à 21ª harmónica)	-
SUBESTAÇÃO DE SINES	60	Distorção harmónica (ordem superior à 21ª harmónica)	Distorção harmónica (ordem superior à 21ª harmónica)	Distorção harmónica (ordem superior à 21ª harmónica)	Distorção harmónica (ordem superior à 21ª harmónica)	Distorção harmónica (ordem superior à 21ª harmónica)

S.M. – Sem monitorização, de acordo com o plano de monitorização bianual 2011- 2012.

CARACTERIZAÇÃO DA QUALIDADE DA ONDA DE TENSÃO (2010-2011)

Tendo por base a informação recolhida em 2010 e 2011, solicitou-se à LABELEC – Estudos, Desenvolvimento e Actividades Laboratoriais, S.A. a realização de um estudo, que se pretende vir a atualizar todos os anos, referente à caracterização da QOT nas instalações que foram objeto de monitorização naquele período.

A metodologia seguida foi baseada numa classificação iniciada na Holanda pelos operadores de distribuição local, que se inspiraram no tipo de classificação habitualmente utilizada para catalogar a eficiência energética de eletrodomésticos, com a qual a maioria dos consumidores está familiarizada.

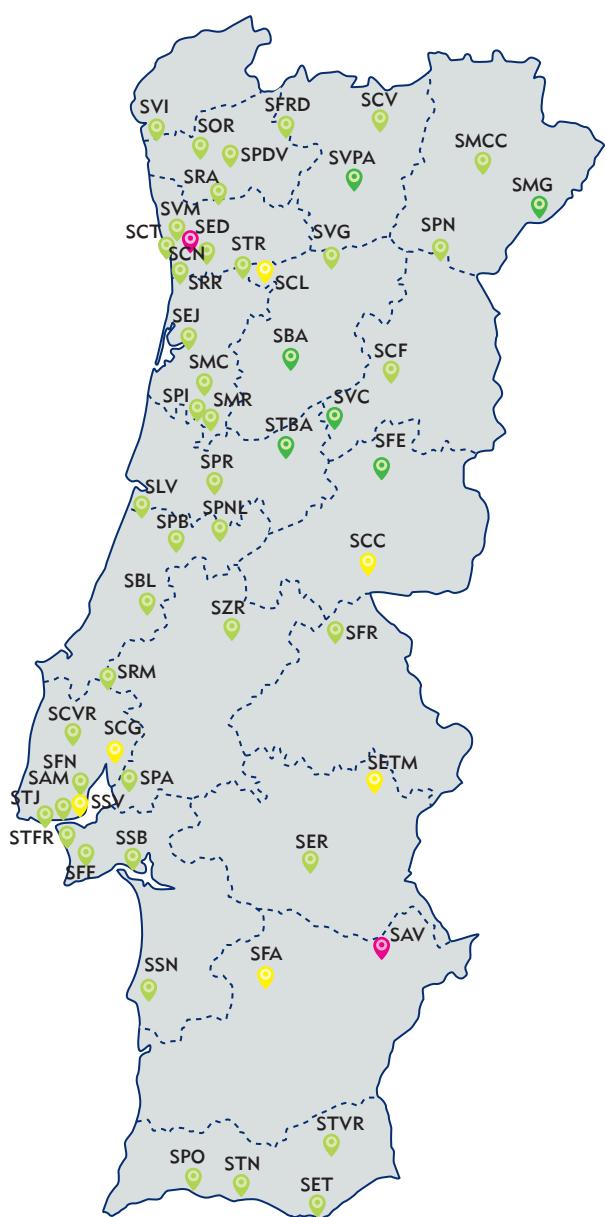
	Vrms	Pst	Harm	CATEGORIA
+1,00				
+0,66		0	0	A MUITO ALTA QUALIDADE
+0,33		0	0	B ALTA QUALIDADE
0		0	0	C QUALIDADE NORMAL
-0,33		0	0	D BAIXA QUALIDADE
-0,66		0	0	E MUITO BAIXA QUALIDADE
-1,00		0	0	F EXTREMAMENTE BAIXA QUALIDADE

Nas quatro figuras seguintes, correspondentes aos quatro níveis de tensão (60 kV, 150 kV, 220 kV e 400 kV), apresenta-se a avaliação global das instalações da RNT, tendo por base a classificação mais desfavorável obtida por cada uma das características avaliadas. Em cada característica foi considerado o pior valor da semana representativa de cada característica. Foram apenas consideradas as características

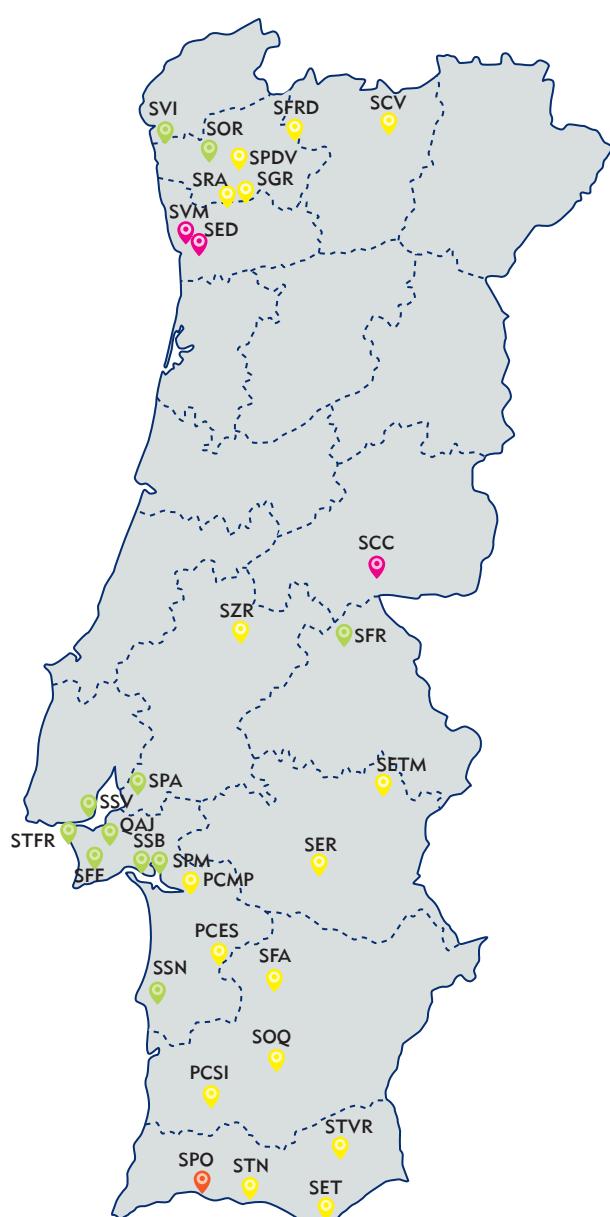
de tensão que têm limites normativos e além disso terem registado nas monitorizações efetuadas, valores significativos face àqueles limites (*valor eficaz da tensão, flicker e harmónicas*). Para o desequilíbrio das tensões e para a frequência, a mesma análise podia ser realizada, mas, no caso da RNT, os desvios registados são pouco significativos face aos limites regulamentares e, por isso, não foram considerados.

AVALIAÇÃO TENDO EM CONSIDERAÇÃO A CLASSIFICAÇÃO MAIS DESFAVORÁVEL DE CADA CARACTERÍSTICA

BARRAMENTOS DE 60 KV

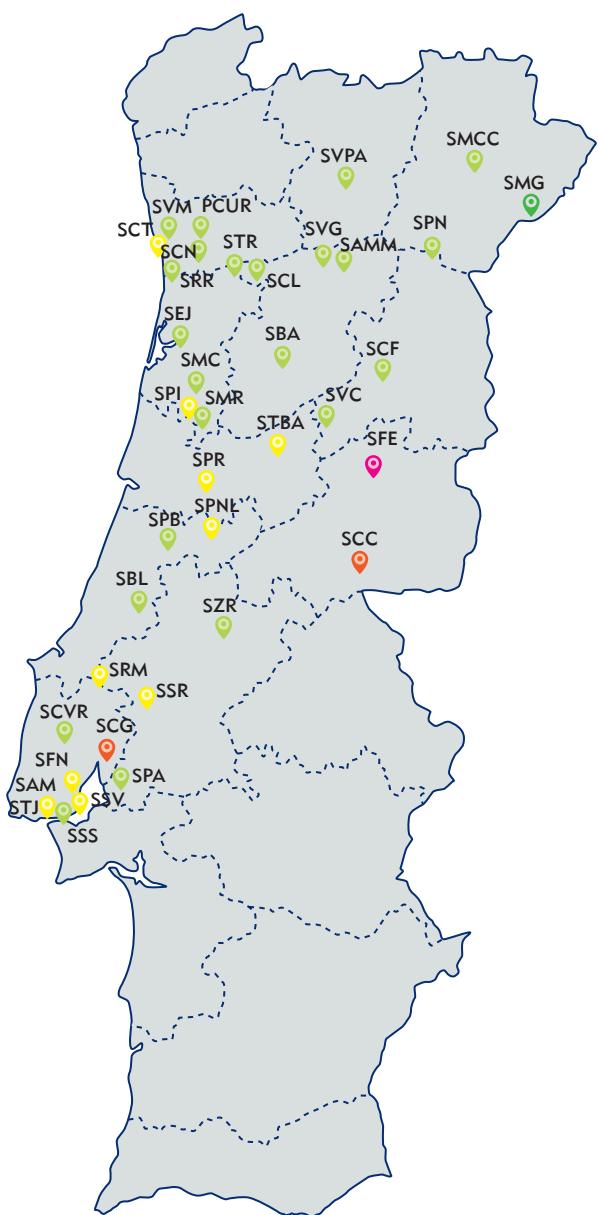


BARRAMENTOS DE 150 KV

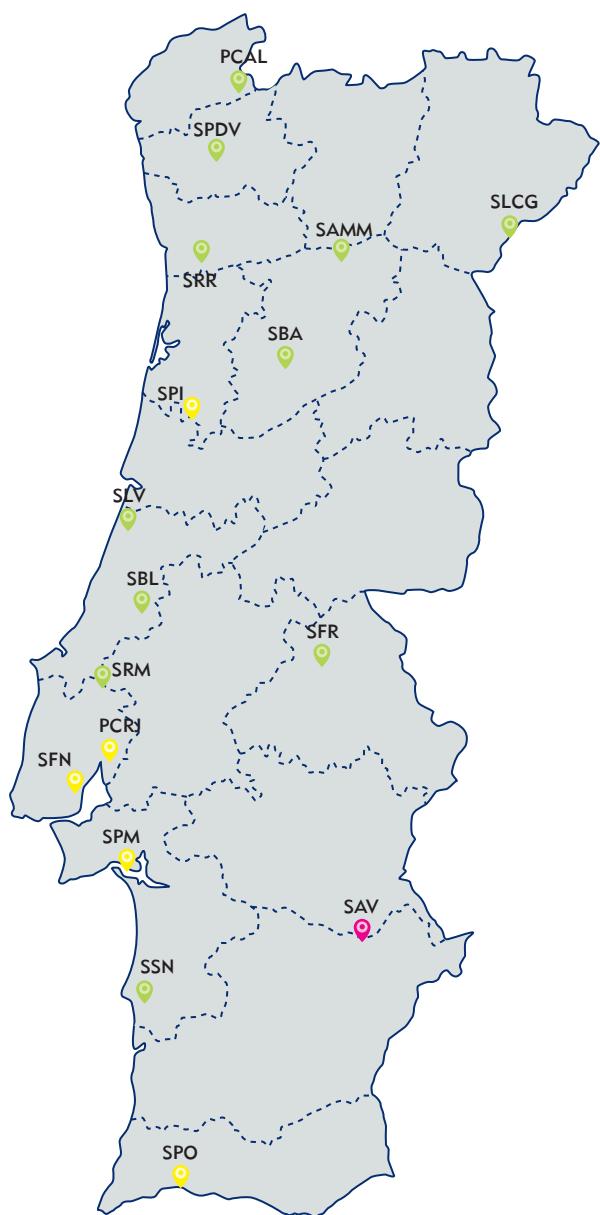


► SPDV-130 KV

BARRAMENTOS DE 220 KV



BARRAMENTOS DE 400 KV



REN

DISPONIBILIDADE

TAXA COMBINADA DE
DISPONIBILIDADE:

98,49%

DISPONIBILIDADE

A TAXA COMBINADA DE DISPONIBILIDADE REGISTOU NOVO MÁXIMO HISTÓRICO (98,49%), VALOR SIGNIFICATIVAMENTE ACIMA DO NÍVEL DE INDIFERENÇA FIXADO PELA ENTIDADE REGULADORA (97,5%).

No quadro regulatório em vigor e com o objetivo de promover a fiabilidade da rede de transporte, a Entidade Reguladora do Sector Energético (ERSE) introduziu um novo mecanismo de incentivo ao aumento da disponibilidade dos elementos da Rede Nacional de Transporte (RNT), enquanto fator determinante para a qualidade de serviço associada ao desempenho da RNT. Assim, a REN, na sua qualidade de operador da rede de transporte de eletricidade, passou a reportar periodicamente àquela entidade as indisponibilidades ocorridas, bem como a sua duração e o elemento em causa.

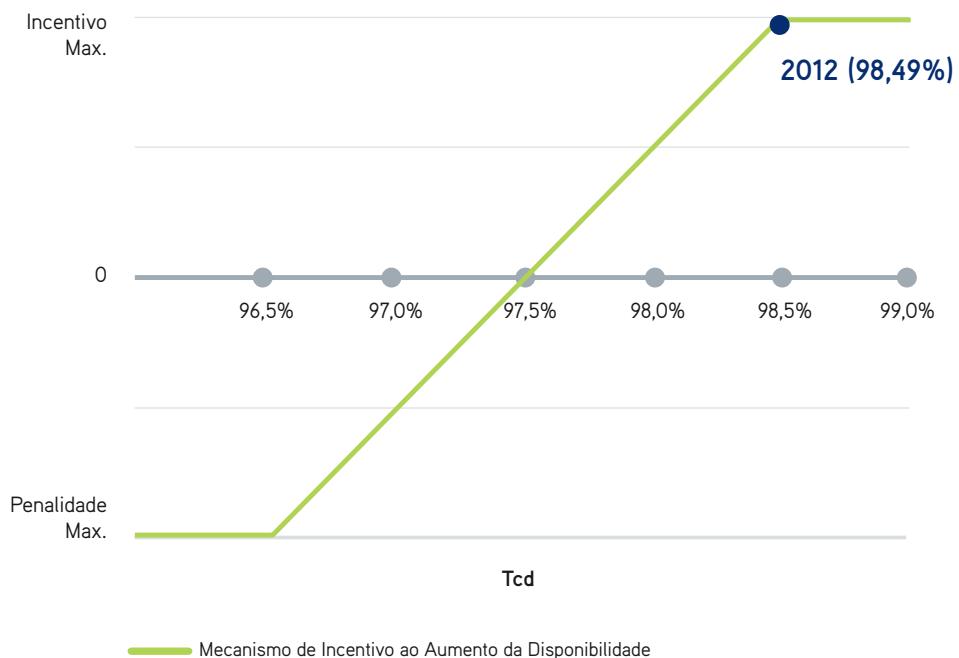
O mecanismo de incentivo ao aumento da disponibilidade incide sobre o indicador designado por *Taxa Combinada de Disponibilidade*. Este indicador conjuga os dois principais elementos da RNT, os circuitos de Linha, que englobam as linhas

aéreas e subterrâneas, e os Transformadores de Potência, que englobam os transformadores de entrega à rede de distribuição e os autotransformadores, incluindo-se em ambos os casos as indisponibilidades dos painéis associados a cada elemento de rede.

Em 2012 a Taxa Combinada de Disponibilidade foi de 98,49%, valor significativamente superior ao verificado em 2011 (98,06%), e melhor valor de sempre.

O valor deste indicador determina a atribuição de um incentivo ou de uma penalidade económica para a REN, conforme se situe acima ou abaixo do nível de indiferença que foi fixado em 97,5%.

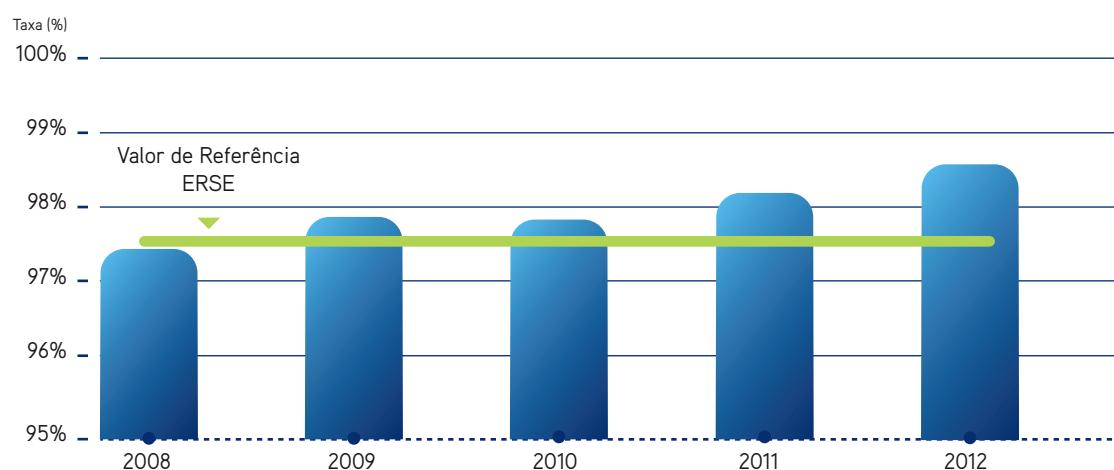
INCENTIVO AO AUMENTO DA DISPONIBILIDADE



A maioria das indisponibilidades é do tipo planeado e, por isso, sem consequências gravosas para a exploração da rede, estando também, maioritariamente, associadas a trabalhos relacionados com novos investimentos na rede, reforço de capacidade das linhas e programas de remodelação de instalações mais antigas.

A figura seguinte apresenta a evolução anual deste indicador desde que se iniciou o seu cálculo, em 2008. A evolução positiva registada pelo indicador, é indicativa de uma contínua e progressiva melhoria da coordenação e programação dos trabalhos efetuados.

TAXA COMBINADA DE DISPONIBILIDADE



REN

RELACIONAMENTO COMERCIAL. AUDITORIAS

EM 2012 NÃO OCORREU
QUALQUER RECLAMAÇÃO
DE CARIZ TÉCNICO.

RELACIONAMENTO COMERCIAL.

AUDITORIAS

O NÍVEL DE DESEMPENHO DA RNT NA ÓTICA DA CONTINUIDADE DE SERVIÇO E DA QUALIDADE DA ONDA DE TENSÃO TEM-SE REFLETIDO NO REDUZIDO NÚMERO DE RECLAMAÇÕES RECEBIDAS. EM 2012 NÃO OCORREU QUALQUER RECLAMAÇÃO.

RELACIONAMENTO COMERCIAL. RECLAMAÇÕES

A boa qualidade da onda de tensão tem-se refletido no reduzido número de reclamações de consumidores. Em 2012 não houve qualquer reclamação de natureza técnica.

No ano de 2012, a exemplo do já registado desde 2010, verificou-se um significativo alargamento das obrigações de relacionamento comercial e contratual da REN, em resultado da publicação de nova legislação e regulamentação.

Em consequência, o universo deste relacionamento estendeu-se e desenvolveu-se a vários agentes do sector elétrico que estavam fora da esfera comercial da REN, nomeadamente os seguintes:

- Cogeradores, no âmbito da criação pela REN, da Entidade Emissora de Garantias de Origem, na sequência da publicação do Decreto-Lei n.º 23/2010, de 25 de Março, alterado pela Lei n.º 19/2010, de 23 de Agosto, que estabelecem o regime jurídico e remuneratório aplicável à energia elétrica e mecânica e de calor útil produzidos em cogeração;
- Produtores em Regime Especial, no âmbito, quer do acordo de ligação à RNT, quer da gestão da entrega e receção de energia reativa à Rede Nacional de Transporte, em respeito pela publicação do novo Regulamento da Rede de Transporte, através da Portaria n.º 596/2010, de 30 de Julho;

- Clientes interruptíveis, no âmbito da contratualização dos serviços de sistema de gestão ativa dos consumos, na sequência da publicação das Portaria n.º 592/2010, de 29 de Julho, complementada pelas Portarias n.º 1308/2010 e n.º 1309/2010, ambas de 23 de Dezembro.

Durante o ano de 2012, tal como já ocorrido em 2011, face ao crescente número de entidades externas, verificaram-se 172 solicitações de cariz comercial, por parte destas.

AUDITORIAS

O Regulamento de Qualidade de Serviço (RQS) prevê que a REN, de dois em dois anos, promova a realização de uma auditoria interna, por uma entidade independente, aos seus sistemas e procedimentos de recolha e registo de informação sobre a qualidade de serviço e às metodologias e critérios utilizados no cálculo dos indicadores de qualidade de serviço.

Em 2012, a REN procedeu à implementação de um conjunto de ações de melhoria identificadas durante a auditoria realizada em 2011 pelo Instituto da Soldadura e Qualidade (ISQ), com o acompanhamento e participação da ERSE, estando ainda a decorrer a implementação de algumas ações de melhoria a processos internos.

REN

COMPORTAMENTO DA REDE DE TRANSPORTE E DOS SEUS EQUIPAMENTOS E SISTEMAS

LINHAS-NÚMERO DE DEFETOS
POR 100 KM DE CIRCUITO:

1,75

T. POTÊNCIA-TAXA MÉDIA
DE FALHAS COM RETIRADA
IMEDIATA DE SERVIÇO:

0,0170

DISJUNTORES-TAXA MÉDIA
DE FALHAS MAIORES:

0,0045

SISTEMAS DE PROTECÇÃO
DEPENDABILIDADE:

98,7%

SEGURANÇA:

98,1%

TEMPO DE ACTUAÇÃO:
(PROBABILIDADE ACUMULADA) ≤ 150 MS:

95,0%

S.COMANDO E controlo:
TAXA MÉDIA
DE FALHAS MAIORES

0,85

EFICÁCIA DE REPOSIÇÃO PELO
OPERADOR AUTOMÁTICO
DAS SUBESTAÇÕES:

100,0%

COMPORTAMENTO DA REDE DE TRANSPORTE E DOS SEUS EQUIPAMENTOS E SISTEMAS

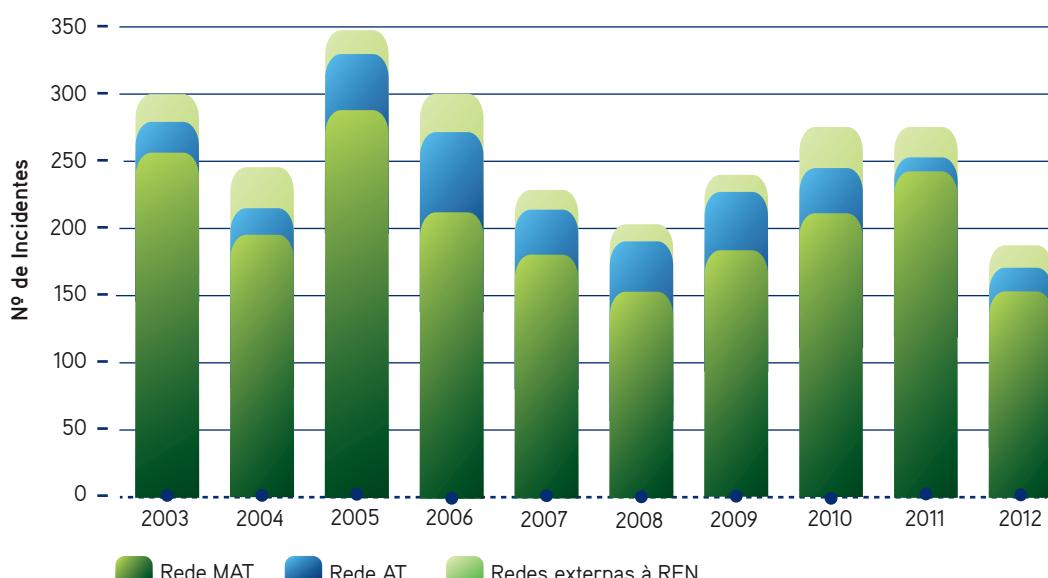
O NÚMERO DE INCIDENTES REDUZIU-SE EM 33% E A MAIORIA DOS INDICADORES REGISTOU MELHORES VALORES DO QUE EM 2011 E MUITO MELHORES DO QUE A MÉDIA DOS ÚLTIMOS CINCO ANOS, TENDO ALGUNS DELES OBTIDO OS MELHORES VALORES DE SEMPRE. **GLOBALMENTE, O COMPORTAMENTO DA RNT PODE CONSIDERAR-SE MUITO POSITIVO.**

INCIDENTES

Em 2012 ocorreram 184 incidentes com impacto na Rede Eléctrica Nacional, menos 91 do que em 2011, dos quais 154 tiveram origem na Rede de Muito Alta Tensão (MAT), 14 na Rede de Alta Tensão (AT) da REN e 16 em outras redes.

REDE MAT	REDE AT		REDES EXTERNAS À REN			TOTAL
	COM REPERCUSSÃO MAT	SEM REPERCUSSÃO MAT	COM REPERCUSSÃO MAT	COM REPERCUSSÃO AT-ENF		
154	3	11	15	1		184

EVOLUÇÃO DO NÚMERO DE INCIDENTES



Do total de incidentes, apenas 4, correspondente a 2,2%, tiveram impacto no abastecimento de energia elétrica aos consumidores, sendo de registar a ausência de qualquer interrupção com duração superior a 3 minutos (interrupções longas).

Tendo em consideração a potência disponibilizada nos diversos pontos de entrega da RNT, a REN classifica como “incidente grave” todo aquele de que resulte uma energia não fornecida de valor igual ou superior a 10 MWh.

Em 2012 não ocorreu qualquer incidente com ENF superior a 10 MWh.

Segue-se uma descrição sucinta dos 4 incidentes que tiveram impacto no abastecimento de energia elétrica aos clientes mas com interrupções inferiores a 3 minutos (interrupções curtas), a que corresponde 1 MWh de energia não fornecida:

• **28 de Abril de 2012**, na sequência de disparo, na subestação Fernão Ferro, das linhas Fernão Ferro/PC Ex-Central do Barreiro e Fernão Ferro/Barreiro (linhas exploradas em paralelo), devido a defeito trifásico sem terra com origem em descargas atmosféricas, não foi possível fechar atempadamente, remotamente, o disjuntor da linha devido a falha de alimentação nos sistemas de telecomunicações e RTU por avaria nos sistemas de alimentação da subestação, donde resultou a ENF de 0,9 MWh.

• **6 de Julho de 2012**, durante os ensaios de telecontagem no painel 627 da subestação de Fernão Ferro foi necessário abrir, localmente, o disjuntor do painel. Por lapso, a ordem de abertura foi dada ao painel adjacente, 628 Fernão Ferro/PC Ex-Central do Barreiro que se encontrava em serviço, donde resultou a ENF de 0,1 MWh.

• **6 de Setembro de 2012**, a linha Chafariz/Vila Chã/Gouveia foi sede de 4 defeitos num intervalo de 25 minutos devido a incêndio que lavrava na zona. Em 2 desses defeitos resultaram as interrupções da ligação a Gouveia, classificadas de fortuitas ou de força maior, conforme estabelece o RQS, não resultando daí, por isso, qualquer ENF.

No momento em que ocorreram os referidos defeitos, a linha Chafariz/Vila Chã/Gouveia encontrava-se indisponível devido a trabalhos de substituição dos disjuntores da linha, em Vila Chã.

• **15 de Novembro de 2012**, quando decorriam ensaios aos sistemas de comando e controlo da subestação de Ferreira do Alentejo para comissionamento do painel 620 Malhada Velha, depois de pesquisa de uma ordem de abertura mal sucedida a este painel, numa segunda tentativa de abertura, por lapso, foi dada ordem de abertura ao painel adjacente 622 Aljustrel que se encontrava em serviço, interrompendo-se a ligação a Aljustrel mas não resultando daí qualquer ENF.

Todos estes incidentes que originaram interrupções, bem como outros, de menor gravidade, foram objeto de análise por parte do Grupo de Análise de Incidentes da REN. Este Grupo, constituído por especialistas internos em diversos domínios, analisa as causas dos incidentes e, se for o caso, produz recomendações, abrangendo as diversas áreas técnicas da empresa, para a elaboração de estudos e/ou implementação de medidas pontuais ou de fundo que se têm refletido positivamente na Qualidade de Serviço.

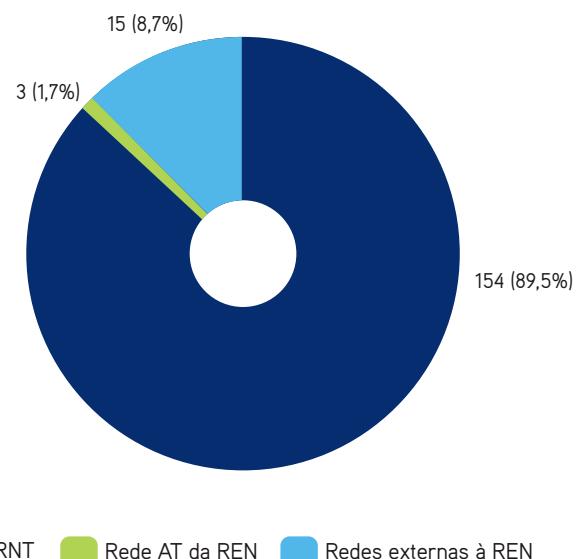
INCIDENTES COM REPERCUSSÃO NA RNT

Embora a REN contabilize e registe a totalidade dos incidentes que afetam as suas redes, MAT e AT, merecem-lhe particular atenção o conjunto de incidentes que afetam, direta ou indiretamente, a RNT (equipamentos MAT de tensão nominal superior a 110 kV).

Em 2012 este conjunto de incidentes totalizou 172 (menos 34,8% do que em 2011), cuja distribuição, consoante a origem, é indicada no gráfico ao lado.

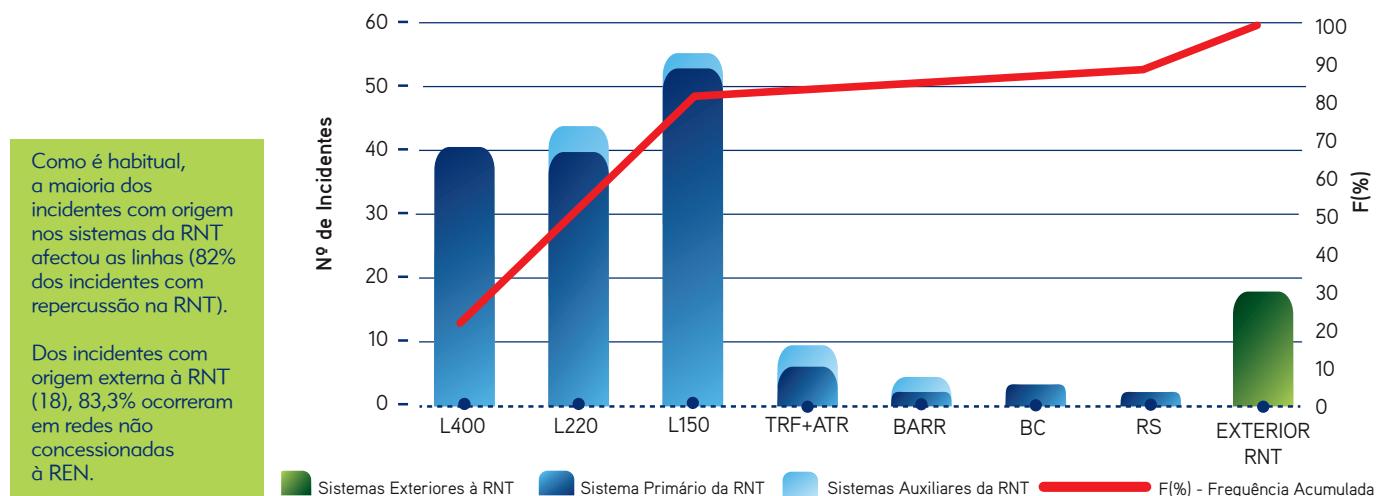
A distribuição dos incidentes por elemento de rede e causas é apresentada nos dois gráficos seguintes (ver, também, Quadro 2 do anexo 5, onde se indicam as entidades proprietárias das redes externas).

DISTRIBUIÇÃO PERCENTUAL DA ORIGEM
DOS INCIDENTES COM REPERCUSSÃO NA RNT



■ RNT ■ Rede AT da REN ■ Redes externas à REN

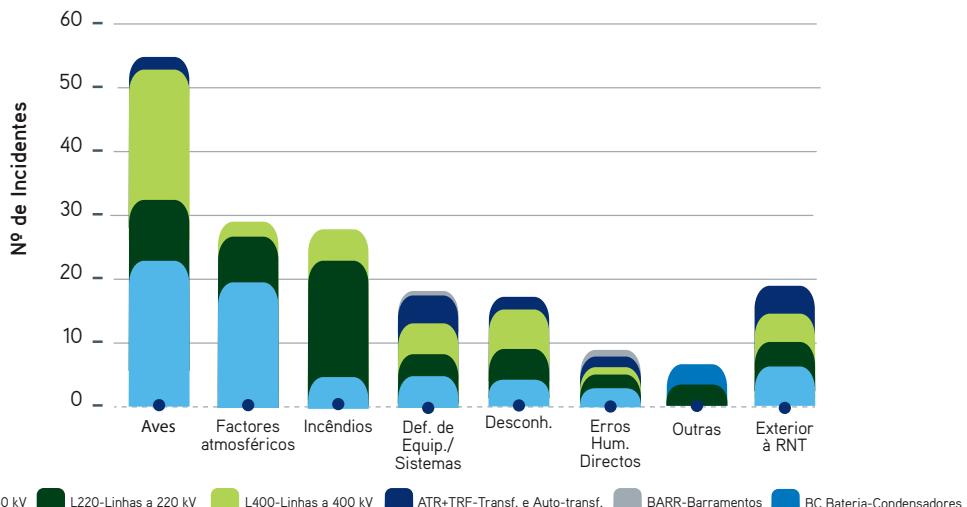
ORIGEM DOS INCIDENTES COM REPERCUSSÃO NA RNT



CAUSA DOS INCIDENTES COM REPERCUSSÃO NA RNT

As aves (cegonhas), fatores atmosféricas e os incêndios foram as principais causas dos incidentes, como tem sido habitual em anos anteriores. As aves (cegonhas), embora sendo a principal causa, com 56 incidentes, registou, relativamente a 2011, uma redução de 20%.

De referir um aumento muito significativo nos incidentes provocados por incêndios (+92,9%).



Informação mais detalhada referente à origem, causa e gravidade dos incidentes, poderá ser consultada nos Quadros 3, 4 e 5 do anexo 5.

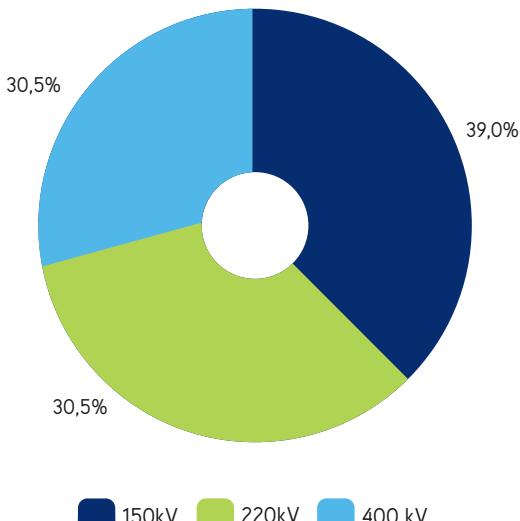
LINHAS INCIDENTES COM ORIGEM EM LINHAS

As linhas aéreas, pela sua dispersão geográfica e pelas características tão díspares dos terrenos onde estão implantadas, estão mais sujeitas,

como é natural, à ação dos agentes externos meio-ambientais (incêndios, aves, descargas atmosféricas, poluição, etc.), principais causadores de incidentes na rede.

Em 2012 registaram-se 141 incidentes nas linhas (menos 37,1% do que em 2011), afetando os diversos níveis de tensão (ver gráfico seguinte com a distribuição percentual).

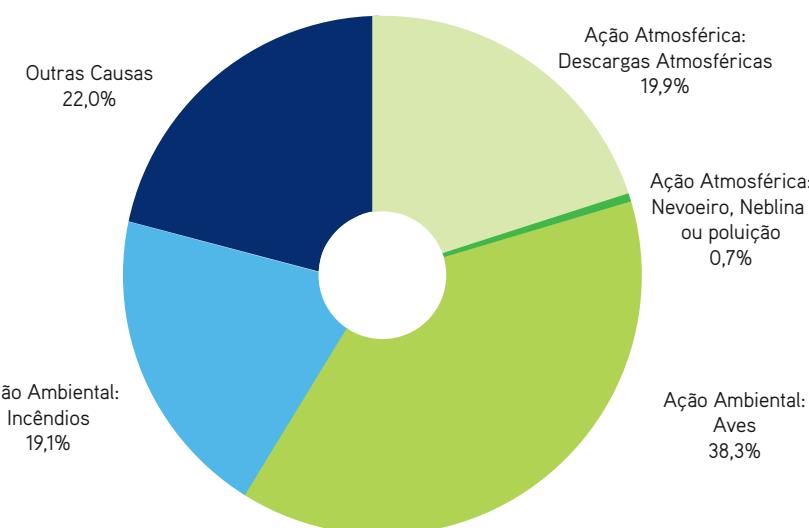
DISTRIBUIÇÃO PERCENTUAL DOS INCIDENTES EM LINHAS POR NÍVEL DE TENSÃO



Os principais grupos de causas dos incidentes em linhas foram a ação ambiental – 57,4% (sendo 38,3% devido a aves e 19,1% a incêndios) e a

ação atmosférica – 20,6% (sendo 19,9% devido a descargas atmosféricas e 0,7% a nevoeiro, neblina ou poluição).

DISTRIBUIÇÃO PERCENTUAL DAS CAUSAS DOS INCIDENTES EM LINHAS



De assinalar, comparativamente com o ano anterior, a redução significativa do número de incidentes causados por descargas atmosféricas. Relativamente aos incidentes causados por aves (cegonhas), apesar de um aumento em valores relativos, de 30,4% para 38,3%, em valores absolutos registaram uma redução de 14, donde se depreende que as medidas mitigadoras implementadas pela REN continuam a ter um efeito positivo.

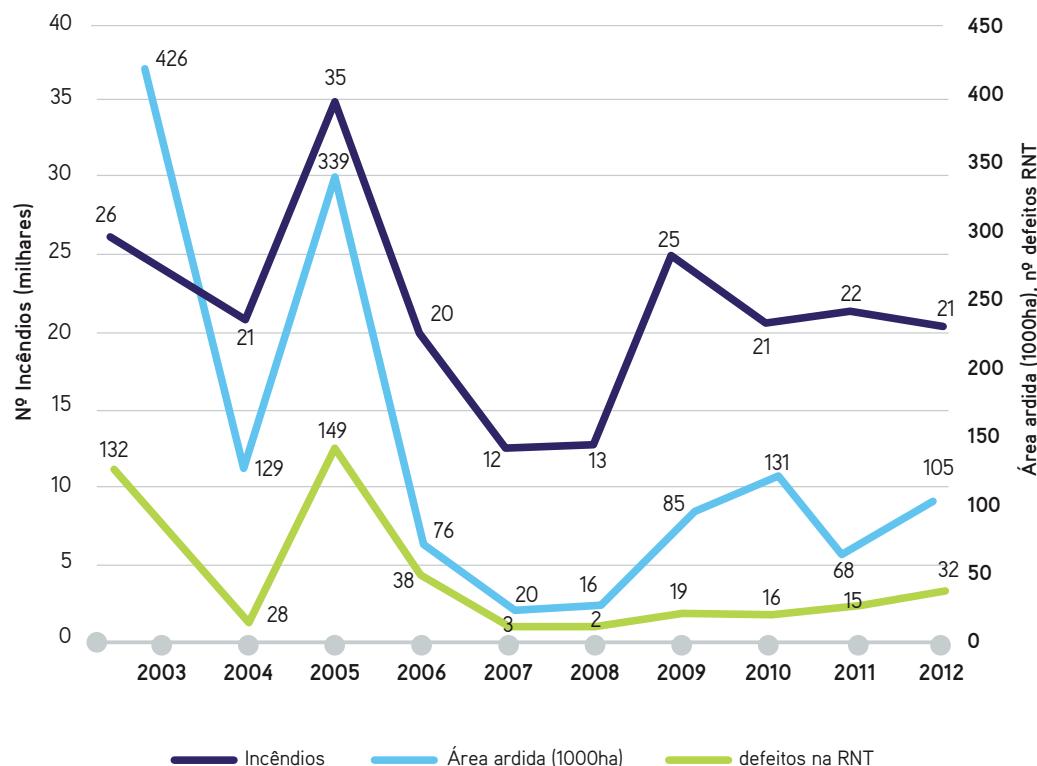
O ano de 2012 foi um ano bastante adverso no que respeita a incêndios florestais, tendo a vaga de incêndios afetado, com particular frequência e gravidade, a zona centro e a região do Algarve. O número de defeitos em linhas da RNT devido a incêndios registou um aumento face a 2011, no entanto sem as consequências gravosas verificadas em anos anteriores.

NÚMERO DE INCÊNDIOS, ÁREA ARDIDA E NÚMERO DE DEFEITOS EM LINHAS DA RNT DEVIDO A INCÊNDIOS

Dos 32 defeitos afetos à causa 'Incêndios', um terço ocorreram nas linhas Chafariz – Vila Chã 1/2 (220kV), Tunes – Tavira 1/2 (150kV) e Estói – Tavira 2 (150kV), devido a dois incêndios de grandes proporções que afetaram os concelhos de Seia/ Gouveia e Tavira.

NOTA: O nº de incêndios e área ardida de 2012 apenas contempla dados até 15 Out.

Fonte: Instituto de Conservação da Natureza e Florestas



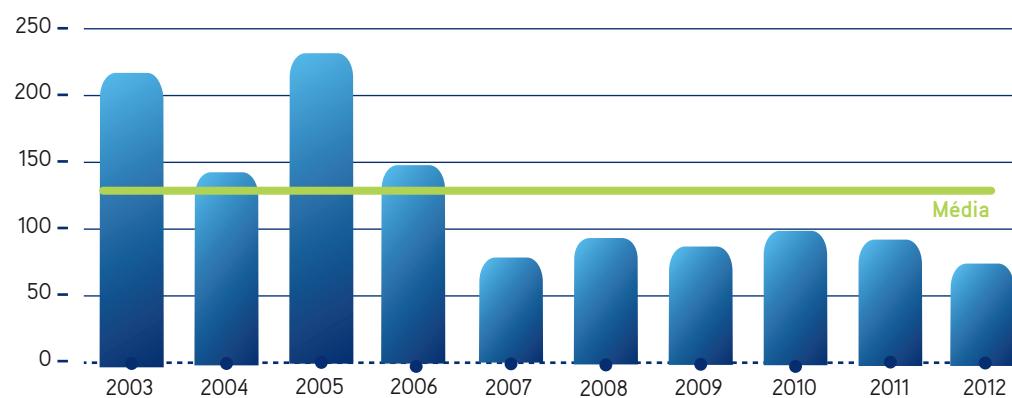
INTERRUPÇÕES PERMANENTES

Em consequência dos incidentes com origem em linhas, referidos anteriormente, registaram-se 182 interrupções fortuitas (287 em 2011) nos diversos circuitos de rede, das quais 76 (91

em 2011) tiveram um tempo de interrupção igual ou superior a 1 minuto (interrupções permanentes). A este conjunto de interrupções permanentes, correspondeu um tempo total de interrupção de 9 horas (468 horas em 2011). Para mais informação consultar o Quadro 7 do anexo 5.

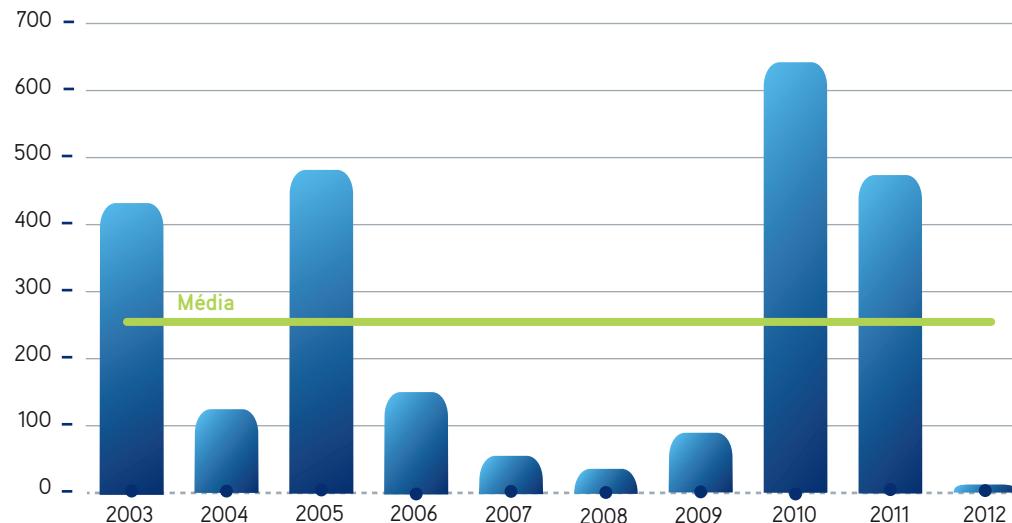
NÚMERO DE INTERRUPÇÕES PERMANENTES (>1MINUTO)

O valor registado em 2012 (76 interrupções permanentes) foi o valor mais baixo de sempre, ficando significativamente abaixo da média dos últimos 10 anos. De realçar a tendência evidente de descida no número de interrupções permanentes, tendo os últimos 6 anos registado valores abaixo da média dos últimos 10.



DURAÇÃO DAS INTERRUPÇÕES PERMANENTES (HORAS)

A par do número de interrupções permanentes, também a sua duração registou, em 2012, o valor mais baixo de sempre (9 horas).

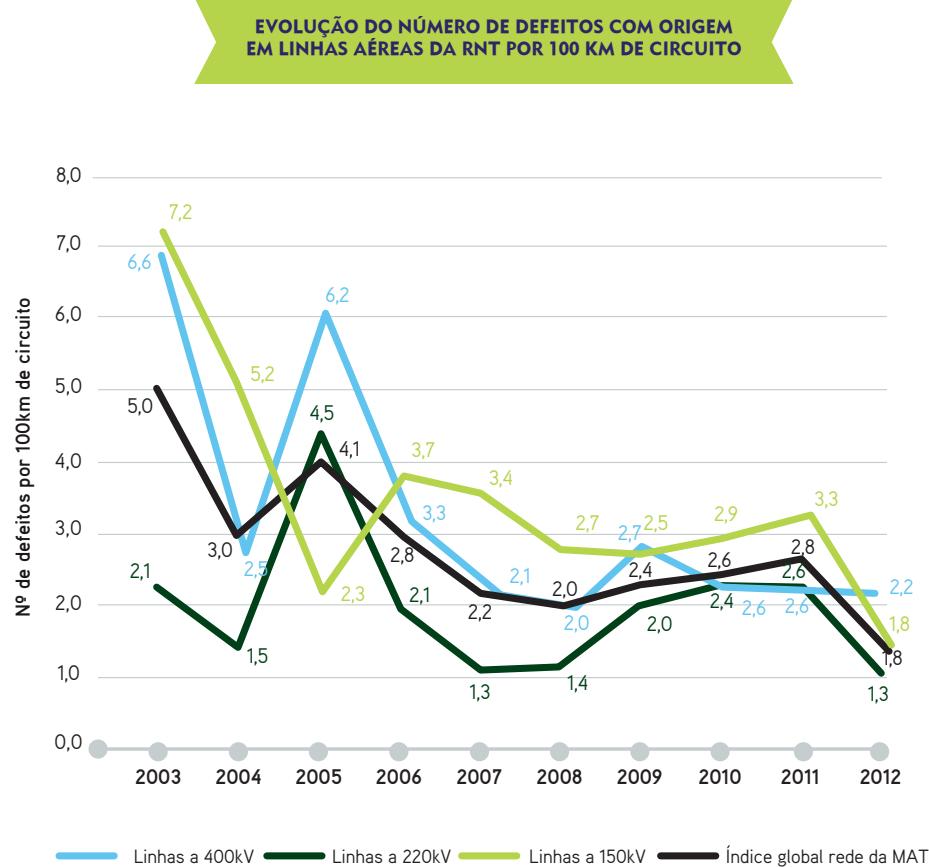


O gráfico da figura seguinte ilustra o desempenho da rede nos últimos anos, por nível de tensão, através do número de defeitos registados com origem nas linhas por 100 quilómetros de circuito.

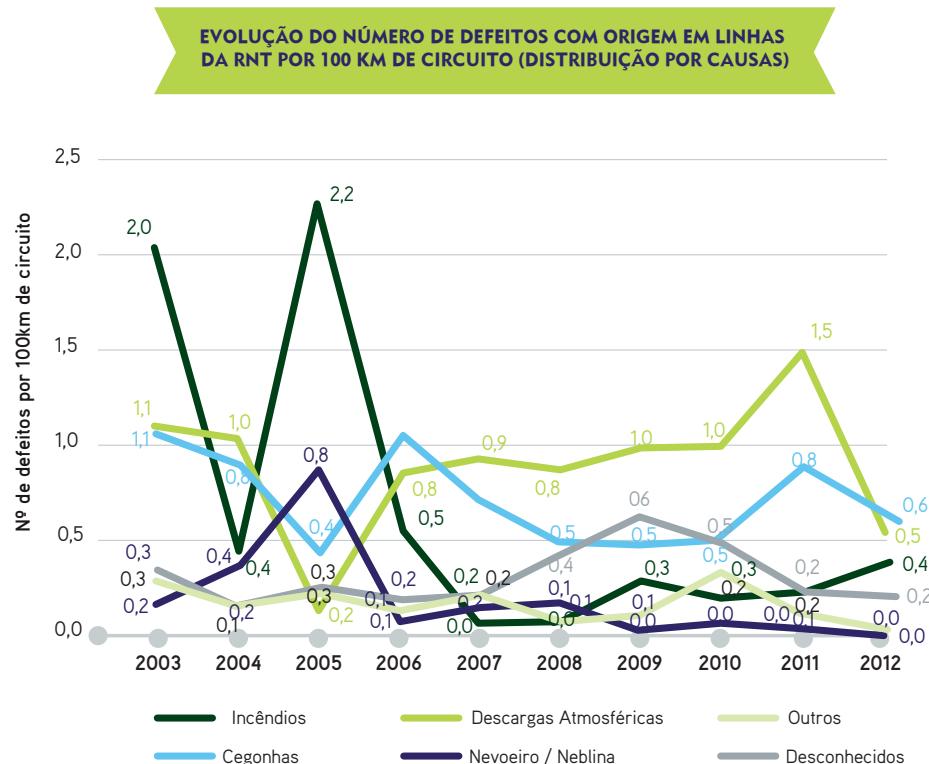
DEFEITO ELÉCTRICO:
qualquer anomalia no sistema de potência resultante de uma perda de isolamento que requeira a abertura automática de disjuntores.

O número de defeitos por 100 km de circuito reduziu-se em 37,5% relativamente ao ano anterior, sendo assim o melhor valor de sempre.
O índice global da rede MAT obtido em 2012 foi de 1,75.

No cálculo do indicador, e em cada incidente, os defeitos no mesmo elemento de rede são agregados temporalmente em períodos de 10 minutos.



No gráfico seguinte apresenta-se o mesmo indicador distribuído por causas.



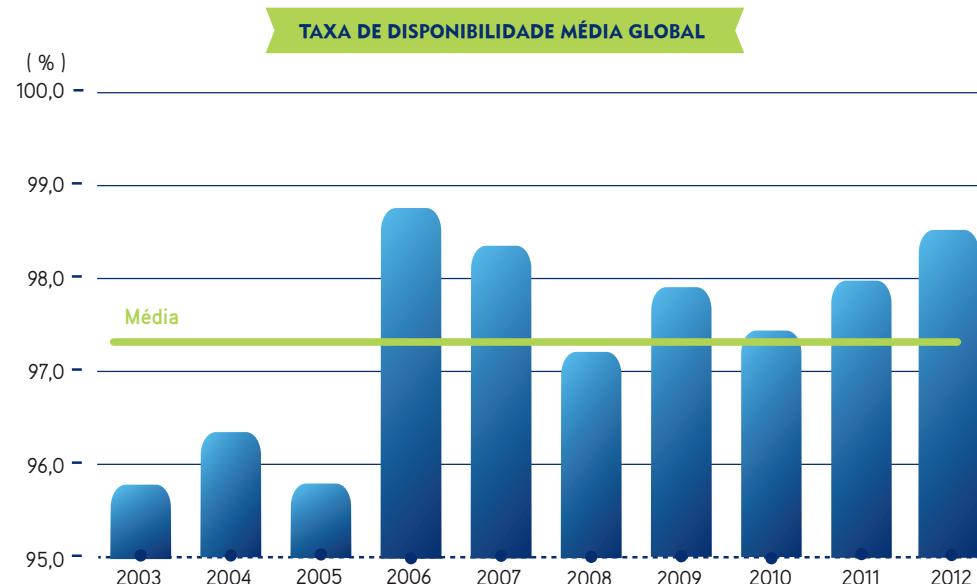
As cegonhas foram, em 2012, a principal causa de defeitos na RNT, tendo, ainda assim, registado uma redução face ao ano anterior.

No ano de 2012 verificou-se uma acentuada descida do nº de defeitos por 100km de circuito devido a descargas atmosféricas, causa que vinha registando uma tendência de agravamento desde 2008.

DISPONIBILIDADE

A causa 'Incêndios' foi a única a registar um agravamento face a 2011, devido sobretudo a dois incêndios de grandes proporções, um na zona de Seia/Gouveia e outro na região de Tavira. As linhas afetadas foram as linhas Chafariz – Vila Chã 1/2 (220kV), Tunes – Tavira 1/2 (150kV) e Estói – Tavira 2 (150kV). Estes dois incêndios foram responsáveis por um terço dos defeitos com esta causa.

A taxa de disponibilidade média global dos circuitos de linha, incluindo os painéis terminais foi de 98,58% (98,00% em 2011). Considerando apenas as indisponibilidades devidas a falhas e as associadas à manutenção programada, o valor sobe para 99,58%, valor ligeiramente inferior ao verificado em 2011 (99,67%). Os gráficos seguintes mostram a evolução de ambas as taxas nos últimos anos.



Informação detalhada sobre o número e duração das indisponibilidades nos circuitos de linha poderá ser consultada no conjunto de quadros que integram o anexo 4 – Disponibilidade.

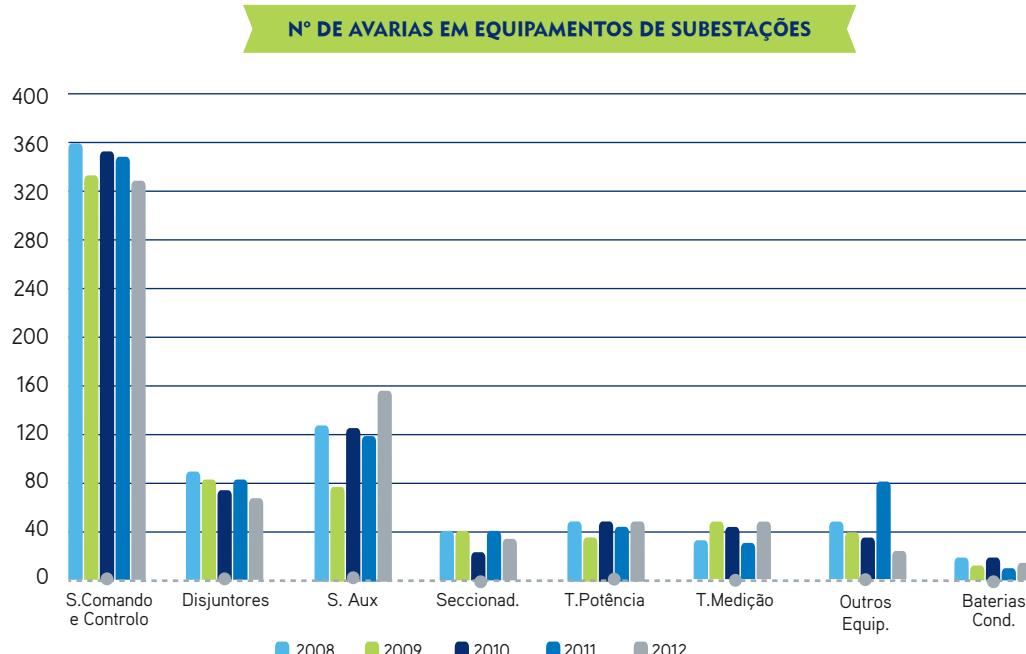
SUBESTAÇÕES

Em 2012 registaram-se 721 avarias no conjunto dos equipamentos de alta e de muito alta tensão e nos sistemas auxiliares de subestações, o que representa um decréscimo de 3,6 % face a 2011.

Ainda em comparação com 2011, registaram-se ligeiras subidas nos transformadores de potência, transformadores de medição, serviços auxiliares e baterias de condensadores.

Nas restantes famílias verificaram-se descidas no número de avarias de disjuntores, sistemas de comando e controlo, seccionadores e outros equipamentos.

Os sistemas de comando e controlo, apesar de apresentarem uma descida de 3%, continuam a ser a família de equipamentos com a maior incidência de avarias (46% do total). Ver mais à frente, em parágrafo específico, a sua análise, bem como de outras famílias de equipamentos.



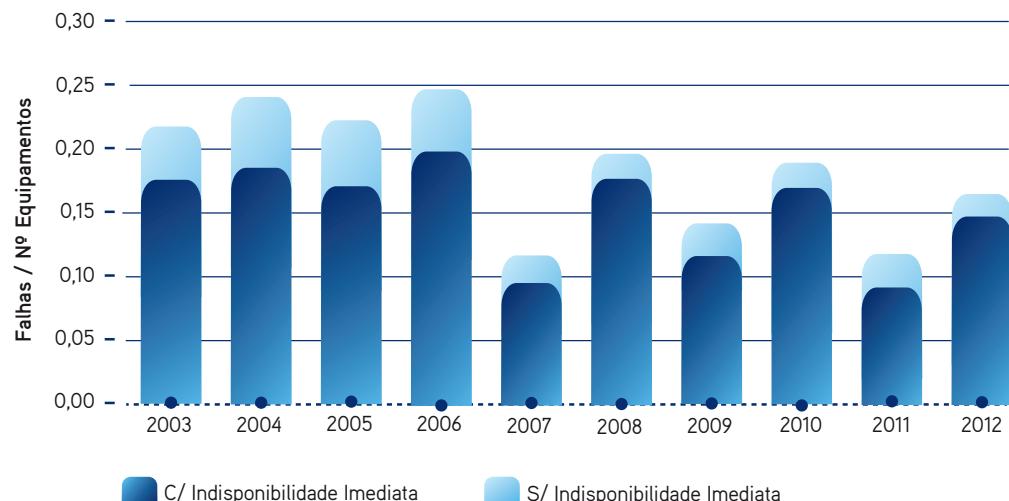
TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA AVARIAS E TAXAS DE FALHAS

Apesar do esforço permanente das equipas de manutenção no controlo e prevenção de qualquer tipo de anomalia, não foi possível evitar que algumas destas avarias originassem incidentes na rede. Em 2012 há a registar 16 casos (19 em 2011), atribuídos a deficiências nos equipamentos e sistemas em serviço nas subestações (Quadro 4 – anexo 5).

Das 54 avarias (mais 10 que em 2011) verificadas nos transformadores de potência e/ou acessórios, 30 exigiram que as reparações fossem efetuadas com as máquinas fora de serviço. Deste conjunto, apenas 3 deram origem a indisponibilidades imediatas. Em consequência, as taxas de falhas com indisponibilidade imediata e total foram, respetivamente, de 0,0160 e 0,1551 por unidade.

TAXA DE FALHAS EM TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA

A taxa de falhas com indisponibilidade imediata registou uma descida de 40% face a 2011. Por outro lado, a taxa de falhas sem indisponibilidade imediata sofreu um agravamento (+64%) em relação ao ano transato, situando-se, no entanto, abaixo da média dos últimos 10 anos. O valor anual global situou-se em 2012 nas 15 falhas por 100 máquinas (11 em 2011).



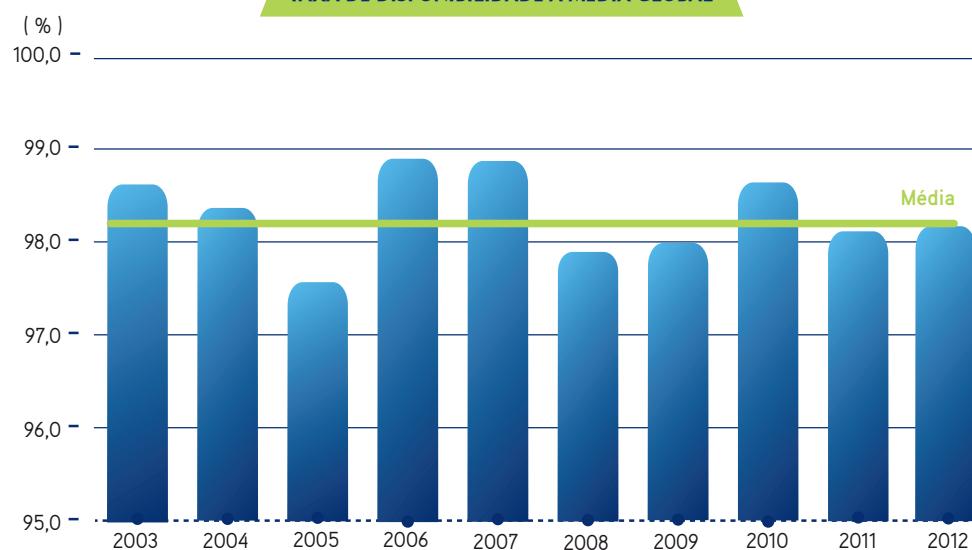
Duas das três falhas com indisponibilidade imediata foram causadoras de incidente na rede. As máquinas afetadas foram duas unidades desfasadoras, o autotransformador desfasador 4 (400/150kV; 450MVA) da subestação da Falagueira e o autotransformador desfasador 1 (400/150KV; 450 MVA) da subestação de Pedralva. A restante falha ocorreu no transformador 2 (220/60kV; 126MVA) da subestação do Ferro. Em todas as situações, as avarias ocorreram ao nível dos acessórios/proteções próprias, tendo as máquinas regressado ao serviço num espaço relativamente curto de tempo.

DISPONIBILIDADE

A taxa de disponibilidade total dos transformadores de potência, incluindo os respetivos painéis terminais, foi de 98,23%, valor idêntico ao obtido em 2011 (98,22%). A taxa de disponibilidade global por manutenção, que inclui as indisponibilidades por falhas e as associadas à manutenção preventiva, situou-se em 99,73%, estabelecendo assim um novo máximo histórico. A evolução de ambas as taxas é apresentada nos dois gráficos seguintes.

TAXA DE DISPONIBILIDADE A MÉDIA GLOBAL

A taxa de disponibilidade média global de transformadores de potência, incluindo painéis terminais, foi em 2012 de 98,23%, valor idêntico ao verificado em 2011.





Informação detalhada sobre o número e duração das indisponibilidades em transformadores de potência poderá ser consultada no conjunto de quadros que integram o anexo 4 – Disponibilidade.

DISJUNTORES

Das 70 avarias (menos 11 que em 2011) ocorridas nos disjuntores, 6 foram consideradas falhas maiores, 45 falhas menores e as restantes 19 do tipo defeito. Em consequência, as taxas

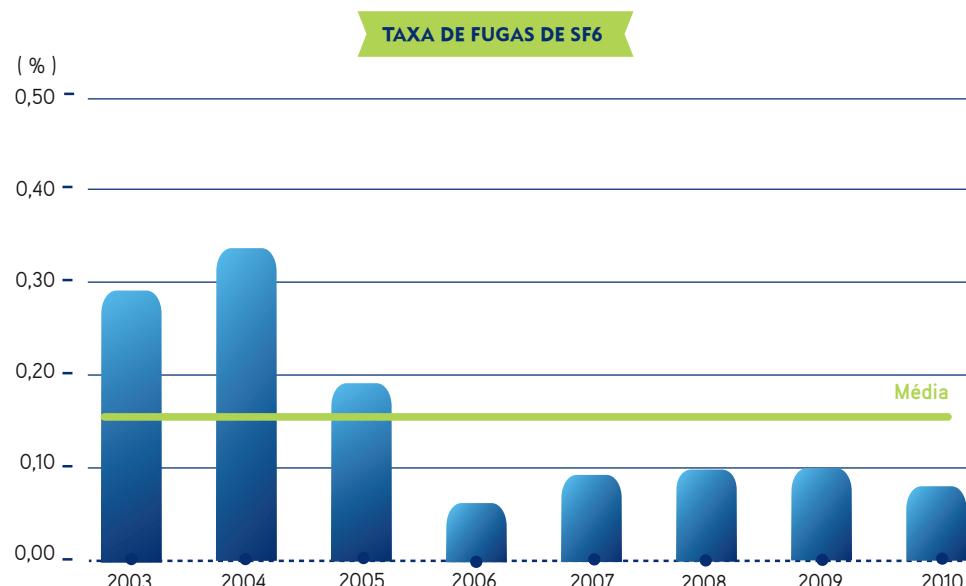
de falhas maiores e menores foram, em 2012, respetivamente, 0,0045 e 0,0340 por disjuntor.

Ambas as taxas de falhas registaram decréscimos, tendo-se verificado a variação mais significativa na taxa de falhas maiores (-33%). As falhas maiores ocorreram em diversos tipos de disjuntores, de diferentes níveis de tensão, tendo 50% das falhas origem em fugas de óleo e hexafluoreto de enxofre (SF6). A empresa está atenta a esta evolução estando em curso um programa de substituição/recondicionamento das unidades mais críticas (ver capítulo Melhoria de Qualidade de Serviço).



Das seis falhas maiores, quatro deram origem a incidentes na rede. Do conjunto das falhas menores e, como é habitual, 49% deu-se a fugas de óleo localizadas a nível dos macacos e de diversos componentes dos comandos e 31% a fugas de hexafluoreto de enxofre (SF6).

A taxa de fugas de SF6 registou em 2012 uma descida de 11% face a 2011, o que constitui o segundo melhor valor de sempre.

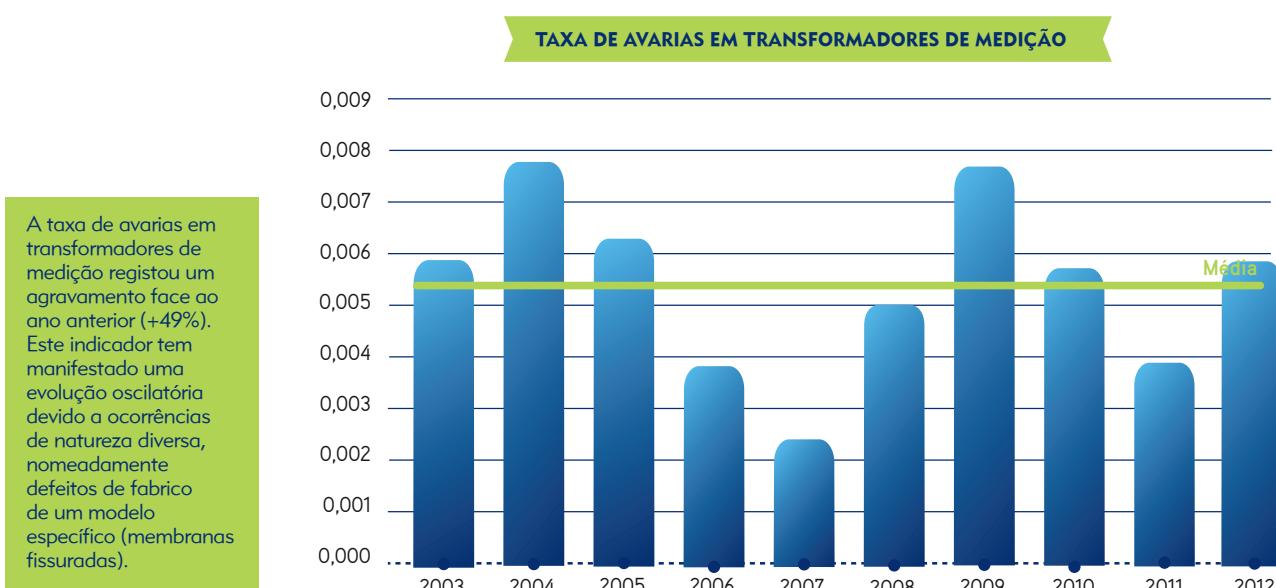
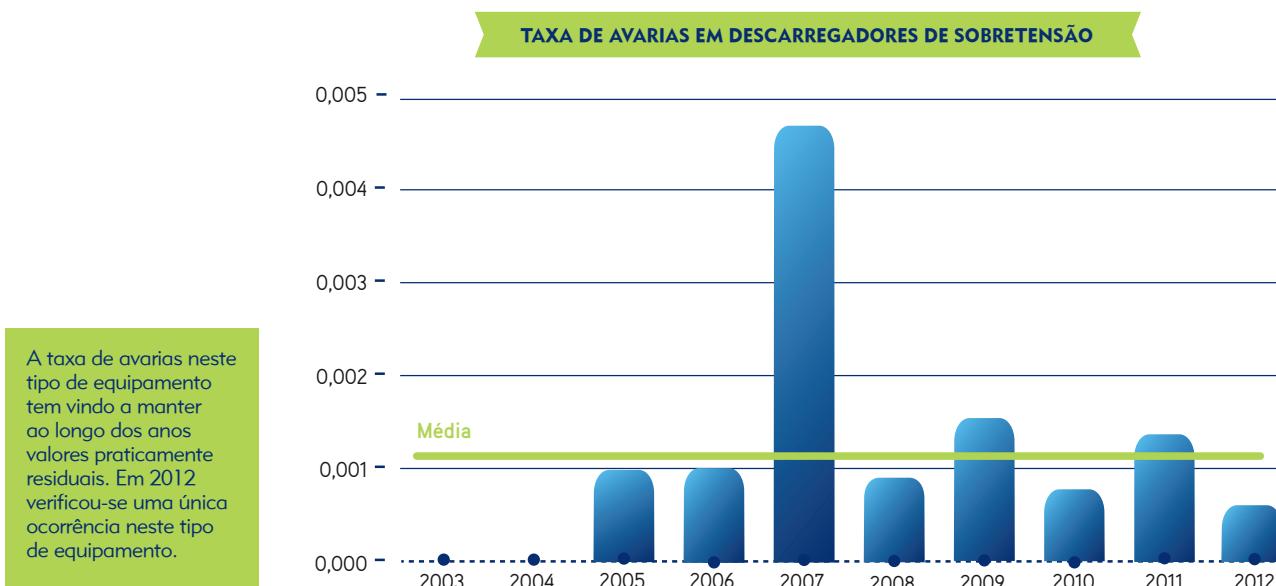


SECCIONADORES, DESCARREGADORES DE SOBRETENSÃO E TRANSFORMADORES DE MEDAÇÃO

As figuras seguintes mostram a evolução das taxas de avarias dos seccionadores, descarregadores de sobretensão e transformadores de medição.

A taxa de avarias de seccionadores registou uma descida de 16% face a 2011. Este valor constitui o segundo melhor registo de sempre.





SISTEMAS DE PROTEÇÃO

PRINCIPAIS INDICADORES

Cada sistema de proteção engloba diversas funções de proteção cujo eventual mau funcionamento isolado não implica, necessariamente, um comportamento incorreto do sistema no seu todo.

No caso concreto do sistema de proteção de uma linha, o seu comportamento é considerado correto se os comportamentos ao nível de cada extremo forem corretos, independentemente do eventual mau funcionamento de alguma função de proteção.

O estado operacional das funções de proteção é avaliado pelos seguintes indicadores:

- **Dependabilidade (D)** – mede a probabilidade de uma função de proteção não ter uma falha de atuação;

- **Segurança (S)** – mede a capacidade de uma função de proteção não atuar indesejadamente, ou seja, não atuar intempestivamente ou de forma não seletiva;

- **Fiabilidade (F)** – mede a capacidade de uma função de proteção não ter falhas de atuação nem atuações não seletivas ou intempestivas;

O desempenho dos sistemas de proteção de cada elemento de rede é avaliado pelos indicadores:

- **Eficácia (E)** – mede a capacidade de um sistema de proteção ter um comportamento correto, isto é, ter uma atuação seletiva e rápida;

- **Tempo de Atuação dos Sistemas de Proteção** – probabilidade acumulada dos sistemas de proteção atuarem num tempo igual ou inferior a 150 ms.

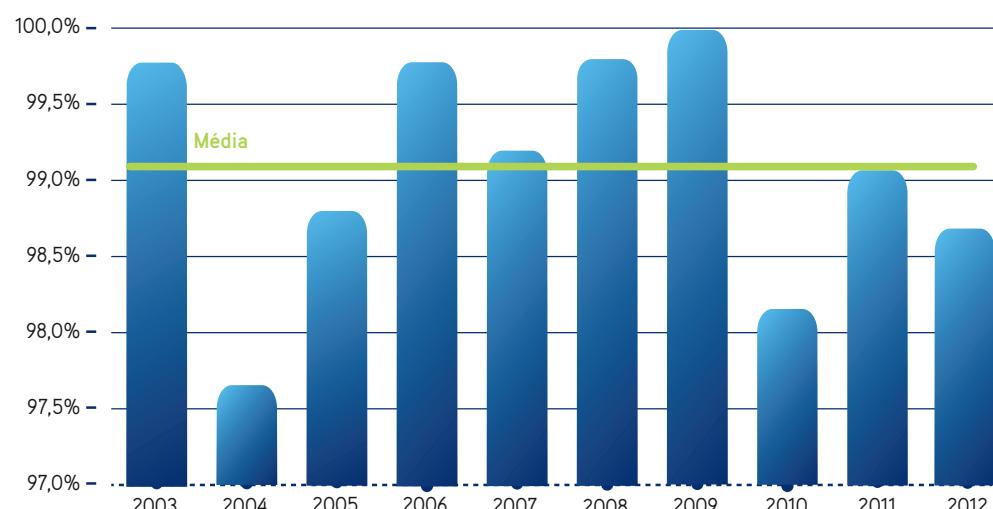
	2012	2011
DEPENDABILIDADE (%)	98,7	99,1
SEGURANÇA (%)	98,1	97,0
FIABILIDADE (%)	96,3	94,9

	2012	2011
EFICÁCIA (%)	94,3	90,5
ÍNDICE DO TEMPO DE ATUAÇÃO (%)	95,0	95,3

Nos gráficos seguintes mostra-se a evolução destes indicadores nos últimos anos.

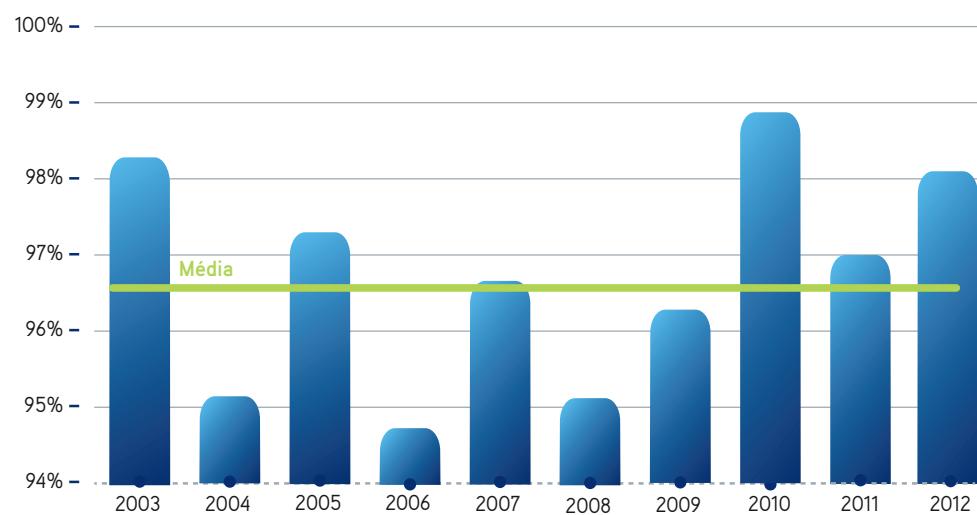
DEPENDABILIDADE DAS FUNÇÕES DE PROTEÇÃO

Em 2012 foram identificadas 7 falhas de atuação que não interferiram no bom funcionamento dos sistemas de proteção. O indicador situou-se em 98,7%, valor ligeiramente abaixo do valor médio dos últimos 10 anos (99,1%).



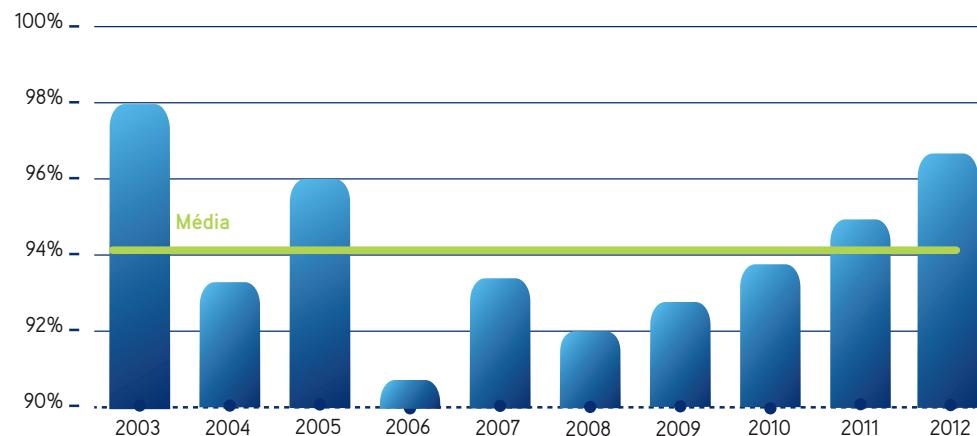
SEGURANÇA DAS FUNÇÕES DE PROTEÇÃO

Das 524 funções de proteção que atuaram ou deviam ter atuado, menos 336 do que em 2011, 3 foram intempestivas e 7 com falta de seletividade. Este indicador obteve o valor de 98,1%, situando-se claramente acima da média dos últimos 10 anos (96,7%).

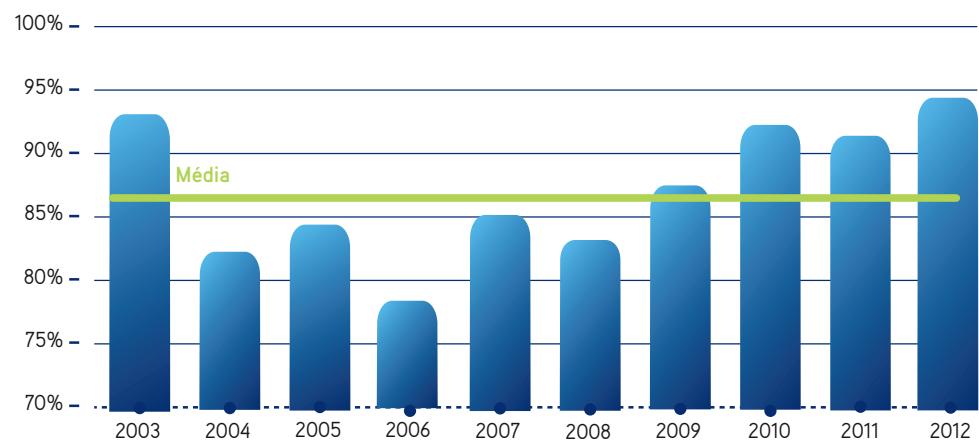


FIABILIDADE DAS FUNÇÕES DE PROTEÇÃO

Desde 2009 que este indicador tem verificado um aumento sustentável. Em 2012 registou o valor de 96,3%. Este valor é muito superior à média dos últimos 10 anos (94,1%).

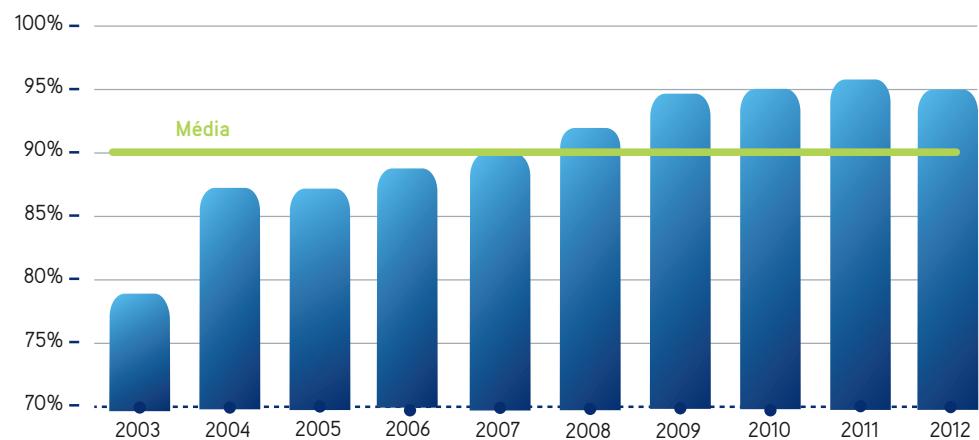


EFICÁCIA DOS SISTEMAS DE PROTEÇÃO



Das 174 atuações dos sistemas de proteção, 164 foram classificadas como corretas e 10 como incorretas, menos 16 do que em 2011, a que corresponde uma eficácia de 94,3%, valor este nitidamente superior à média do período em análise (86,9%).

PROBABILIDADE ACUMULADA DOS SISTEMAS DE PROTEÇÃO ATUAREM NUM TEMPO IGUAL OU INFERIOR A 150 MS



Invertendo a tendência de crescimento que vem manifestando, desde há seis anos, em 2012 este indicador caiu 3 décimas (95,0%) mas continua a manter-se, claramente, acima da média dos últimos 10 anos (90,2%).

ANÁLISE COMPORTAMENTAL

COMPORTAMENTOS INCORRETOS E CAUSAS. EFICÁCIA DOS SISTEMAS DE PROTEÇÃO.

Em 2012 houve 167 situações que determinaram a atuação dos sistemas de proteção (162 na RNT, 2 na rede de ligação a centros produtores, 1 na ligação à rede Eléctrica de Espanha, 1 na ligação à REFER e outros na ligação a 60 kV à rede de distribuição da EDP), das quais, 164 foram classificadas como corretas e 3 como incorretas (1,8% do total).

Além das 167 atuações referidas anteriormente, houve mais 7 atuações que não deviam ter ocorrido e, por isso, foram consideradas incorretas (3 devido a disparos intempestivos e 4 por disparos com falta de seletividade, das quais 1 foi devido a defeito na rede de ligação a 60 kV da EDP distribuição, 1 por defeito na REFER e 2 para defeitos na RNT).

Em 2012, o indicador global da eficácia dos sistemas de proteção foi de 94,3%, tendo os níveis de tensão de 400 kV e 220 kV obtido valores superiores para este indicador, 97,8% e 95,0%, respetivamente. Nos 150 kV este indicador obteve o valor de 91,2%, ainda assim, superior à média dos últimos dez anos neste nível de tensão (86,2%).

No Quadro 13 (anexo 5), apresentam-se os resultados, por nível de tensão e global, referentes ao indicador eficácia dos sistemas de proteção.

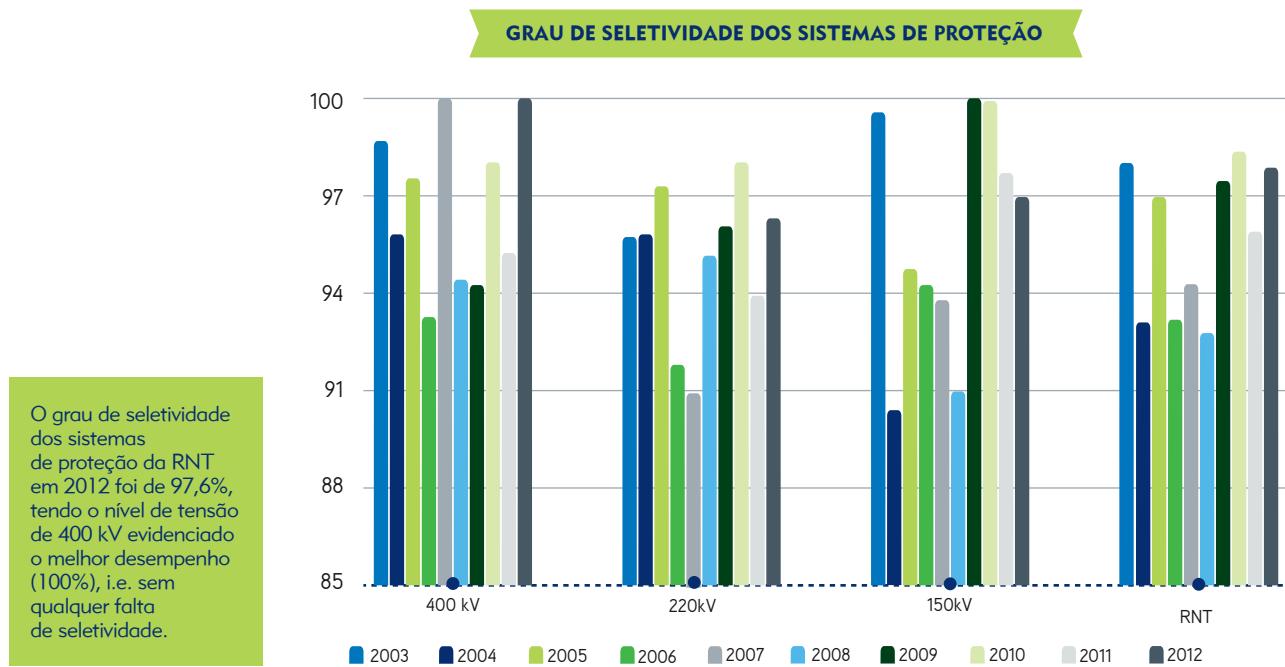
GRAU DE SELETIVIDADE DOS SISTEMAS DE PROTEÇÃO

Das 162 vezes em que as proteções foram chamadas a atuar para defeitos na RNT, 2 (1,2%) foram não seletivas, isto é, os sistemas de proteção não promoveram apenas a abertura dos disjuntores estritamente necessários à eliminação dessas perturbações.

Além das referidas faltas de seletividade para defeitos na RNT, registaram-se mais duas para defeitos na EDP distribuição e na REFER, com repercussão em dois níveis de tensão (220 kV-1; 150 kV-1).

O Quadro 14 (anexo 5) mostra, por nível de tensão, o número de atuações seletivas e não seletivas dos sistemas de proteção da RNT e os respetivos graus de seletividade.

No gráfico seguinte apresenta-se a evolução do grau de seletividade ao longo dos últimos 10 anos.

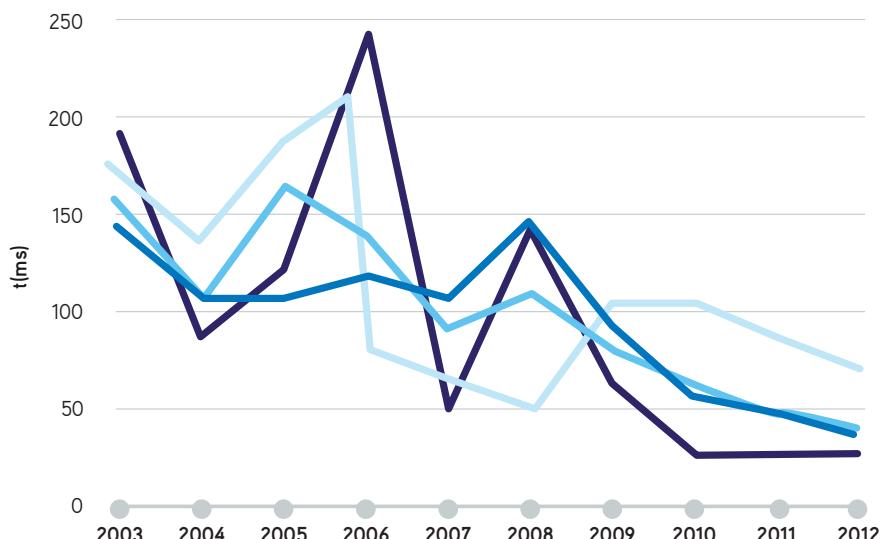


TEMPO MÉDIO DE ATUAÇÃO DOS SISTEMAS DE PROTEÇÃO

Em 2012 o tempo médio de atuação dos sistemas de proteção da RNT foi de 46,4 ms, conforme apresentado, por nível de tensão, no Quadro 15 (anexo 5).

Este indicador foi penalizado pelo desempenho nos 220 kV em que 4 defeitos foram eliminados em 2º escalão, dois dos quais por falhas de teleproteção, pelo que o tempo médio de atuação dos sistemas de proteção, neste nível de tensão, se situou nos 67,6 ms. Na figura seguinte apresenta-se a sua evolução ao longo dos últimos 10 anos.

TEMPO MÉDIO DE ATUAÇÃO DOS SISTEMAS DE PROTEÇÃO

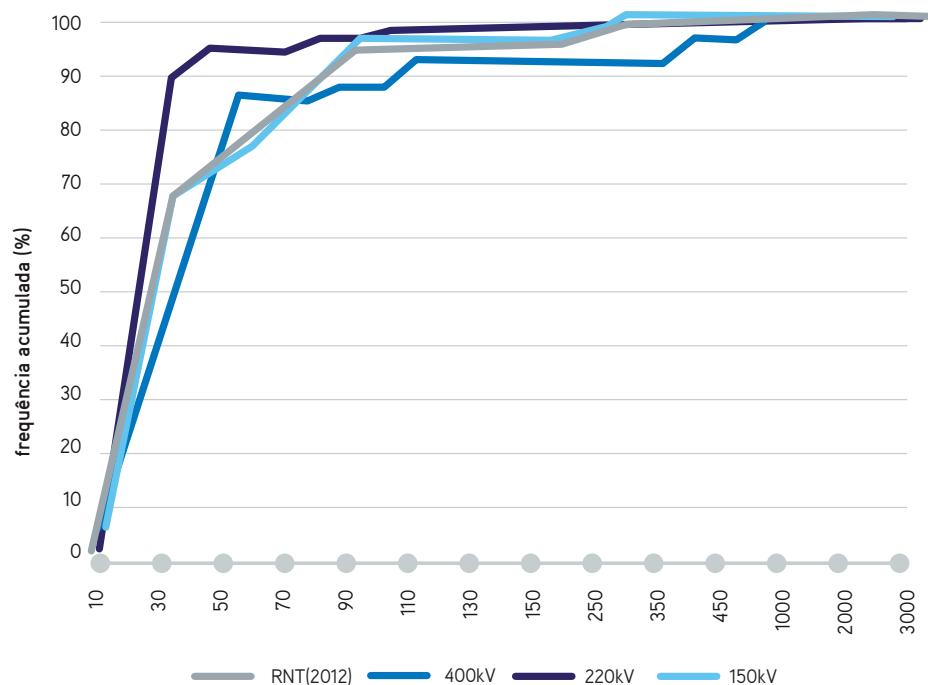


O tempo médio de atuação dos sistemas de proteção da RNT em 2012 foi de 46,4 ms (-13,3% que em 2011), o que constitui o melhor valor de sempre.

Merece especial destaque o tempo médio de atuação dos sistemas de proteção do nível de tensão de 400 kV que foi de 31 ms.

Na figura abaixo apresenta-se o tempo de atuação dos sistemas de proteção em termos de frequência acumulada, por nível de tensão e global.

TEMPO DE ATUAÇÃO DOS SISTEMAS DE PROTEÇÃO (EM FREQUÊNCIA ACUMULADA)



Em 2012 a probabilidade das proteções atuarem num tempo inferior a 150 ms foi de 95 %, valor superior em 1,5 % à meta estabelecida internamente (93,5 %) para 2012.

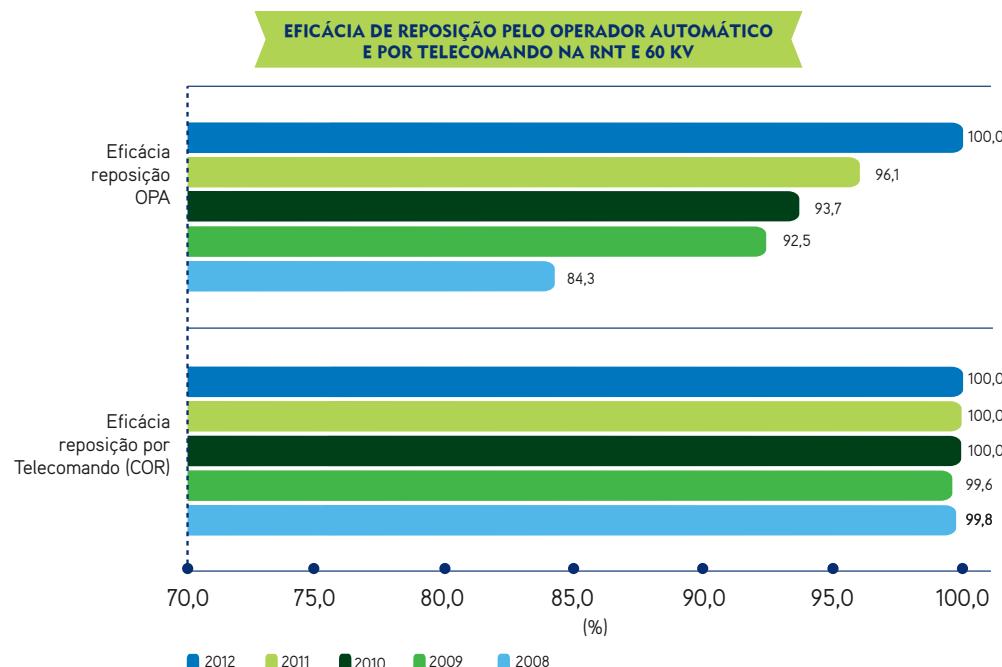
RELIGAÇÃO AUTOMÁTICA

O índice de eficácia da religação automática foi de 82,1%. Este indicador foi penalizado por 12 incidentes com origem em incêndios que afetaram os níveis de tensão de 400 kV e de 220 kV, sem os quais este indicador aumentaria para 91,3 %. No quadro 16 do anexo 5 indicam-se os valores individualizados por nível de tensão, onde se destaca o valor alcançado no nível de tensão de 150 kV (90,54%).

SISTEMAS DE COMANDO E controlo

A análise do desempenho dos Sistemas de Comando e Controlo (SCC) tem por base o comportamento destes sistemas na reposição de serviço após incidente e no número de falhas ocorridas.

No referente à eficácia da reposição de serviço após incidente, o desempenho dos Sistemas de Comando e Controlo (SCC) foi bom, verificando-se taxas elevadas para as reposições feitas pelo OPA e por telecomando (operador remoto) de 100%, em ambos os índices, ligeiramente melhores do que os resultados obtidos em anos anteriores.



Tal como em anos anteriores, procedeu-se à catalogação das avarias em Falhas Maiores e Falhas Menores com o objetivo de encontrar padrões de comportamento que permitam definir planos de manutenção preventiva eficazes. Para o efeito dividiu-se a totalidade das avarias em dois grupos, designados por Falhas Maiores e Menores, correspondendo as primeiras às avarias suscetíveis de causar risco para Rede, pessoas ou bens, pela impossibilidade de se efetuarem reposições de serviço pelo COR, ou de forma segura nas instalações, ou pela ocorrência de manobras intempestivas. Consideraram-se falhas menores todas as avarias não classificadas na categoria falhas maiores. Procedeu-se ainda à segregação dos sistemas em serviço em quatro diferentes tipos:

1. Sistemas em Centros Produtores. Correspondem às unidades remotas do SCADA da REN e respectivos equipamentos auxiliares instalados em centros produtores.

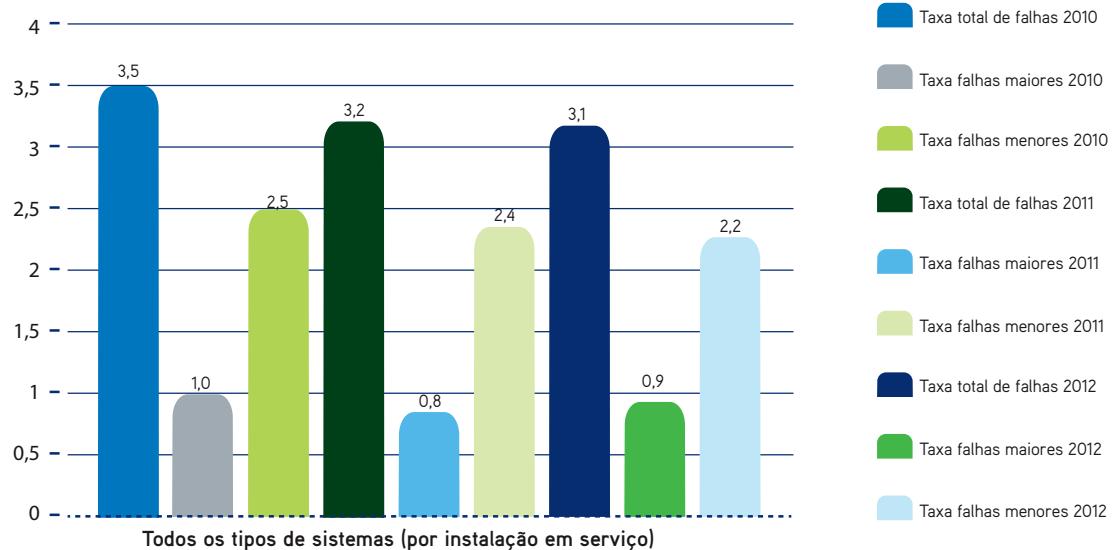
2. Sistemas Convencionais. Caracterizam-se por serem constituídos por equipamentos discretos e centralizados, centrados na função que desempenham (RCA, RTU e OPA).

3. Sistemas Informáticos Anteriores a 2005.

4. Sistema Informáticos de 2005 e posteriores, contabilizando a totalidade dos sistemas instalados mercê da recente expansão da Rede.

Verifica-se relativamente ao ano anterior uma redução ligeira de uma décima na taxa total de falhas, de 3,2 para 3,1 falhas por instalação, acompanhada de uma descida do número total de falhas em valor absoluto, de 337 para 331, apesar do aumento do número de instalações em serviço, de 105 para 108. A referida redução da taxa total de falhas foi conseguida fundamentalmente pela redução da taxa de falhas menores tendo ocorrido um pequeno acréscimo na taxa de falhas maiores.

TAXAS DE FALHAS DE SISTEMA DE COMANDO E CONTROLO POR INSTALAÇÃO

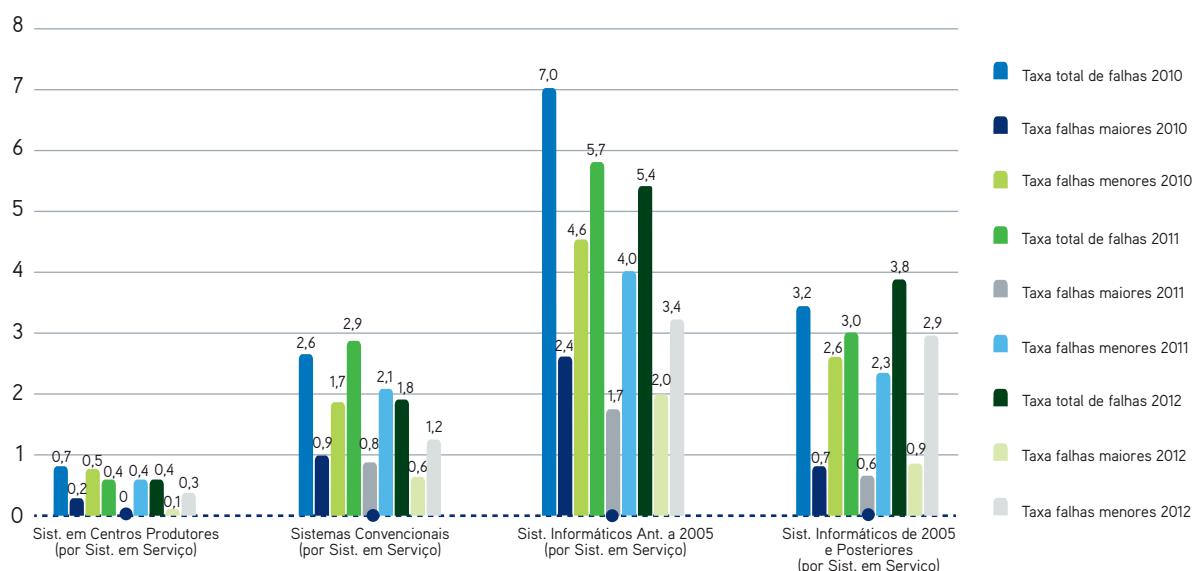


Verifica-se que a maior taxa de falhas ocorre para os sistemas de comando de tecnologia informática anteriores a 2005, apesar de se ter verificado um decréscimo das taxas de falhas relativamente ao ano anterior. A causa da elevada taxa de falhas prende-se com a obsolescência de alguns dos equipamentos, em serviço há mais de dez anos, com a tecnologia utilizada no seu fabrico e com o elevado número de equipamentos que os constituem. Nos sistemas informáticos posteriores a 2005 verifica-se um pequeno aumento das ta-

xas de falhas essencialmente devido a problemas detetados nos meses após a entrada em serviço de novas gerações de equipamentos, situação entretanto já corrigida.

A taxa de falhas em sistemas instalados em centros produtores são as mais reduzidas de todas as categorias observadas, enquanto as falhas em sistemas convencionais registaram uma ligeira descida em termos de taxa.

TAXAS DE FALHAS EM POR TIPO DE SISTEMA DE COMANDO E CONTROLO EM SERVIÇO



Realça-se em 2012 a continuidade do programa de ações corretivas sobre famílias de equipamentos com um número de avarias considerado demasiado elevado, o lançamento de um programa com prazo de 3 anos para a eliminação dos nós de Rede equipados com Gateway única na interface com o SCADA e o início do comissionamento do Centro

de Acesso Remoto (CAR) que tem por objetivo a otimização da operação e da manutenção dos sistemas de Comando, Proteção, Alimentações e Qualidade de Onda de Tensão, tirando partido das redes de comunicação de base TCP/IP com cobertura Nacional e presentes na maioria das instalações da RNT.

REN

MELHORIA DA QUALIDADE DE SERVIÇO

EM 2012 ENTROU AO SERVIÇO
A SUBESTAÇÃO DE VALPAÇOS.
ENTRARAM AO SERVIÇO
DOIS NOVOS CIRCUITOS
SUBTERRÂNEOS NA ZONA
DO GRANDE PORTO E UM NA
REGIÃO DA GRANDE LISBOA,
TODOS A 220 kV.

MELHORIA DA QUALIDADE DE SERVIÇO

NO QUE CONCERNE AO ESTIPULADO NO ARTIGO 20.º DO RQS, A REN NÃO SUBMETEU À DGEG QUALQUER PLANO DE MELHORIA DA QUALIDADE DE SERVIÇO DE NATUREZA TÉCNICA, DADO O CUMPRIMENTO GENERALIZADO DOS PADRÕES DE QUALIDADE GERAL E INDIVIDUAL.

Referem-se em seguida alguns dos investimentos concretizados pela REN em 2012 e que terão influência positiva na fiabilidade da rede e na qualidade de serviço dos próximos anos.

Em 2012 foram colocados em serviço um conjunto de infraestruturas destinadas a reforçar a RNT, com vista ao aumento da capacidade de receção de energia, em particular a proveniente de fontes renováveis, bem como ao reforço da segurança e fiabilidade de funcionamento global do sistema e das condições de alimentação às redes de distribuição.

Entre estes, merece relevo especial a colocação em serviço na região de Trás-os-Montes, da nova subestação 220/60 kV de Valpaços, equipada com dois transformadores de 126 MVA e alimentada pela linha de 220 kV Macedo de Cavaleiros – Valpaços. Esta nova instalação irá proporcionar uma melhor qualidade no abastecimento ao concelho de Valpaços e também aos concelhos vizinhos, com enfase particular no concelho de Chaves.

No Grande Porto, para reforço de alimentação dos consumos, foram colocados em serviço duas novas ligações em circuito subterrâneo de 220 kV, uma entre as subestações de Vermoim e Prelada, e a outra entre o posto de transição de Valongo e a subestação de Ermesinde.

Na região de Lisboa, para apoio ao abastecimento dos consumos, entrou em serviço um novo circuito subterrâneo de 220 kV entre as zonas de Prior Velho e do Alto de São João, provisoriamente explorado a 60 kV entre as duas instalações da EDP Distribuição.

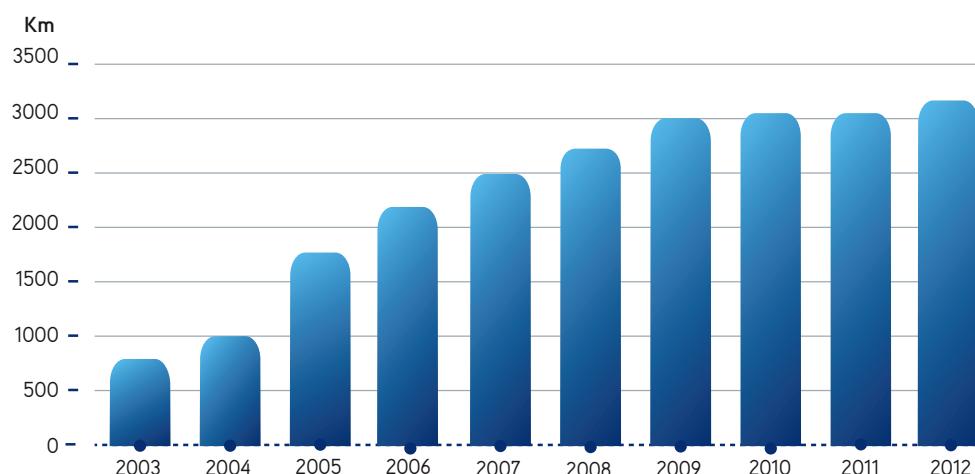
Na zona litoral norte e sul do Tejo, foi concluída a nova ligação entre a zona da Marateca e Fanhões, introduzindo um reforço da fiabilidade do eixo norte-sul a 400 kV, e também na alimentação aos consumos da região da Grande Lisboa e Península de Setúbal.

Além dos dois transformadores, já referidos anteriormente, foram também colocados em serviço mais cinco transformadores, destinados no seu conjunto ao reforço da ligação aos distribuidores vinculados.

O programa de reforço de capacidade de linhas já existentes continuou em 2012, tendo ocorrido intervenções nas linhas de 220kV, Carregado – Fanhões 3 e Valdigem – Carrapatelo 1.

A evolução registada nos últimos anos é mostrada no gráfico seguinte.

COMPRIMENTO DE LINHAS COM "UPRATING"



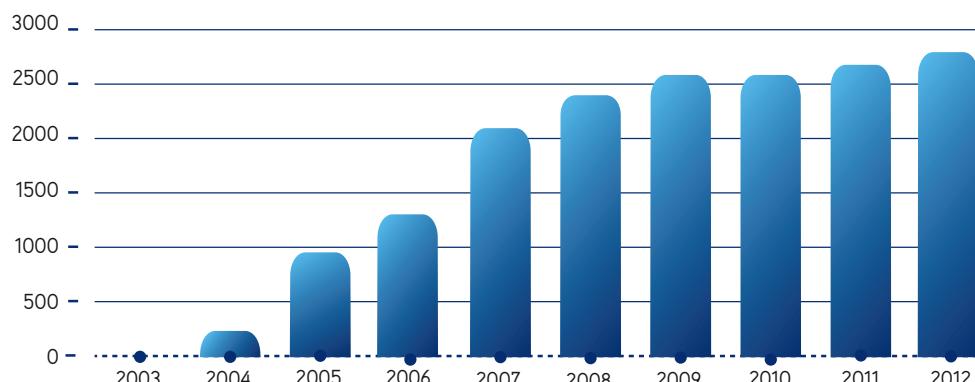
No âmbito da manutenção, e nas diferentes áreas técnicas, foram tomadas diversas medidas visando a melhoria da Qualidade de Serviço, das quais se destacam:

- Início do recondicionamento e beneficiação geral do autotransformador 6 (400/150 kV) da subestação de Sines;
- Substituição de disjuntores de menor fiabilidade e que requeriam muita manutenção, nos 400kV (1), 220kV (13), 150kV (1) e 60kV (5);
- Continuação da execução do Plano de Remodelação de Instalações, que visa dotar as instalações mais antigas de

maior operacionalidade e segurança. Em 2012 iniciou-se a intervenção na subestação de Valdigem;

- Recondicionamento de diversa aparelhagem MAT menos fiável, com intervenções em disjuntores de 150 kV e secionadores de terra de 220 kV e 400 kV, em serviço em diversas instalações;
- Conclusão da primeira fase do sistema de monitorização da Qualidade da Onda de Tensão, que permite em permanência o controle das características técnicas da onda de tensão em 27 instalações;

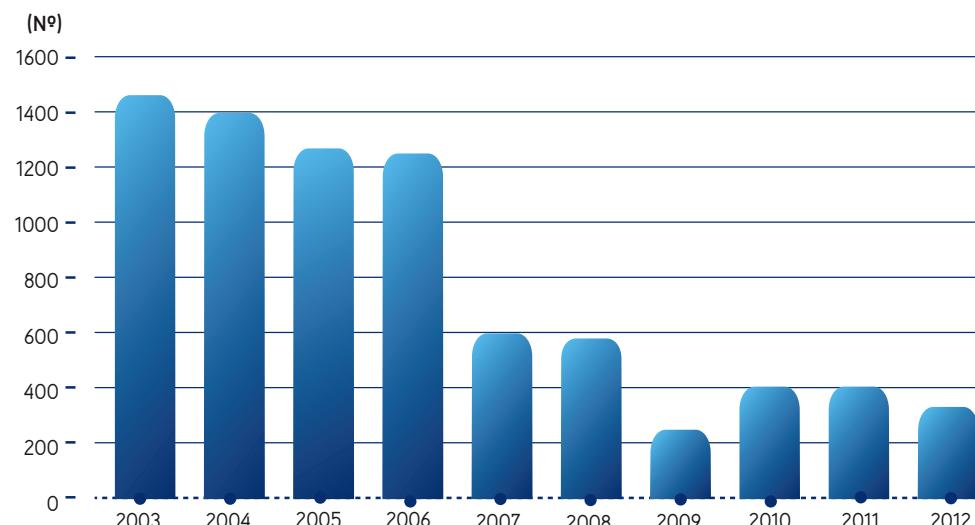
Nº DE APOIOS EQUIPADOS COM ISOLADORES COMPÓSITOS



Relativamente ao fenómeno da poluição industrial e salina que, de forma sazonal, afeta particularmente as linhas da Grande Lisboa e da região sul do país, procedeu-se à despoluição/lavagem dos isoladores nas zonas críticas e deu-se

continuidade ao programa de substituição de isoladores de vidro ou cerâmicos por isoladores compósitos, com intervenções na linha Santarém – Zêzere (220kV) e uma intervenção pontual na linha Castelo Branco – Ferro 1 (220kV).

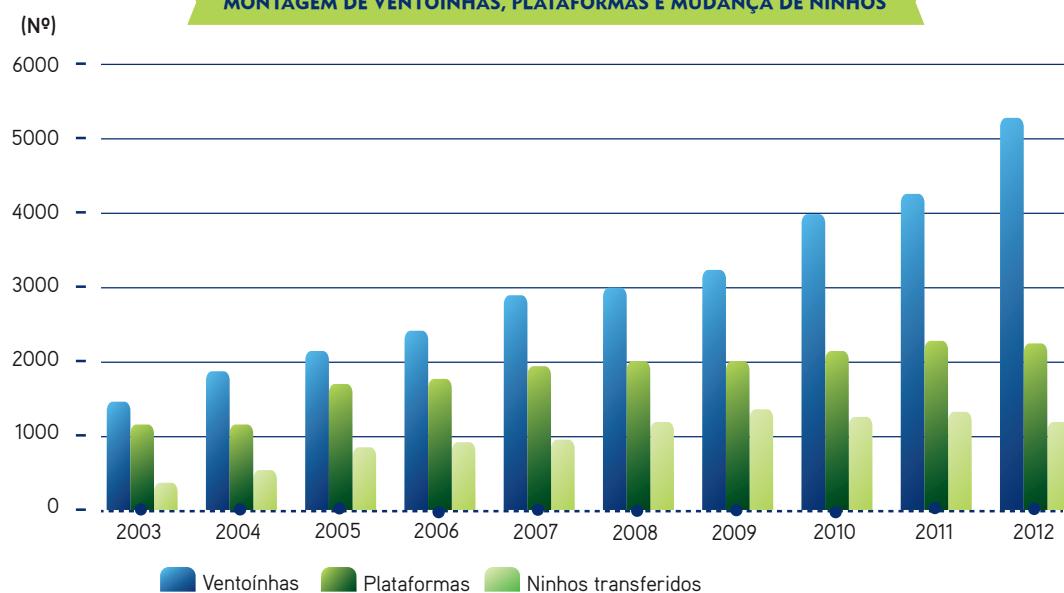
LAVAGEM DE CADEIAS-Nº DE APOIOS



No âmbito da proteção da cegonha branca, que interfere particularmente com as linhas situadas na proximidade dos estuários do Tejo, Mondego e Sado, prosseguiu o programa, iniciado há alguns anos (ver gráfico), de montagem em

apoios críticos de dispositivos condicionadores de poiso das aves (ventoinhas) sobre as cadeias dos isoladores e de transferência de ninhos para plataformas especiais localizadas em pontos mais favoráveis dos apoios.

MONTAGEM DE VENTOINHAS, PLATAFORMAS E MUDANÇA DE NINHOS



REN

ANEXO 1

SIGLAS, ABREVIATURAS E DEFINIÇÕES
PADRÕES DE QUALIDADE DE SERVIÇO
REGRAS DE CÁLCULO DOS INDICADORES

1. SIGLAS E ABREVIATURAS

AT – Alta Tensão.

ATR – Autotransformador

AUT – Autómato.

B. Condensadores – Bateria de condensadores.

CEER – Council of European Energy Regulators.

COR – Centro de Operação da Rede

DGEG – Direção Geral de Energia e Geologia.

DI – Tempo total das interrupções.

EDP – Eletricidade de Portugal.

ENF – Energia não fornecida.

ERSE – Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos

F. Maiores – Falhas maiores.

F. Menores – Falhas menores.

FFM – Causa Fortuita ou de Força Maior.

L150 kV – Linhas de 150 kV.

L220 kV – Linhas de 220 kV.

L400 kV – Linhas de 400 kV.

MAIFI – Frequência média das interrupções de curta duração do sistema.

MAT – Muito Alta Tensão.

OPA – Operador automático de uma subestação.

PdE – Ponto de entrega da RNT.

PDIRT – Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Transporte de Eletricidade.

Plt - Severidade da tremulação de longa duração.

Pst – Severidade da tremulação de curta duração.

Qte – Quantidade.

RCA – Registador cronológico de acontecimentos.

REFER – Rede Ferroviária Nacional.

REN – Rede Eléctrica Nacional

RNT – Rede Nacional de Transporte

RQS – Regulamento da Qualidade de Serviço.

RTU – Unidade remota de telecomando.

RTU Server – Servidor de comunicações das RTU.

SAIDI – Tempo médio das interrupções do sistema.

SAIFI – Frequência média de interrupções do sistema.

SARI – Tempo médio de reposição de serviço do sistema.

SAS – Sistema de armazenamento seletivo de registo cronológico de acontecimentos.

SCADA – Supervisory Control and Data Acquisition.

SCC – Sistema de comando e controlo.

SIN – Verificador de sincronismo.

TI – Tempo de interrupção.

TIE – Tempo de interrupção equivalente.

TR – Transformador.

U – Tensão.

2. DEFINIÇÕES

Atuação Correta de uma Função de Proteção (AC) – elaboração correta de uma ordem de disparo com a intenção de promover a abertura de disjuntores.

Atuação de uma Função de Proteção – atuação de uma função de proteção nas situações especificadas.

Atuação Incorreta de uma Função de Proteção (AINC) – define-se que uma função de proteção teve uma atuação incorreta quando atuou duma forma intempestiva, não seletiva ou falhou a sua atuação.

Atuação Intempestiva de uma Função de Proteção (AI) – tipo de comportamento de uma função de proteção que se caracteriza pela sua atuação na ausência de qualquer perturbação no sistema de potência.

Atuação Não Seletiva de uma Função de Proteção (FS) – tipo de comportamento de uma função de proteção que se caracteriza pela sua atuação perante a existência no sistema de potência de uma perturbação para a qual não deveria ter atuado.

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

Anomalia no Sistema de Potência – estado de funcionamento do sistema de potência (por exemplo, em tensão, corrente, potência, frequência, estabilidade), fora das condições normais.

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, um aparelho, uma linha, ou a uma rede.

Cava (abaixamento) da tensão de alimentação – diminuição brusca da tensão de alimentação para um valor situado entre 90% e 1% da tensão declarada, seguida do restabelecimento da tensão depois de um curto lapso de tempo. Por convenção, uma cava de tensão dura de 10 ms a 1 min. O valor de uma cava de tensão é definido como sendo a diferença entre a tensão eficaz durante a cava de tensão e a tensão declarada.

Cliente – pessoa singular ou coletiva com um contrato de fornecimento de energia elétrica ou acordo de acesso e operação das redes.

Círculo – sistema de três condutores através dos quais flui um sistema trifásico de correntes elétricas.

Compatibilidade eletromagnética (CEM) – aptidão de um aparelho ou de um sistema para funcionar no seu ambiente eletromagnético de forma satisfatória e sem ele próprio produzir perturbações eletromagnéticas intoleráveis para tudo o que se encontre nesse ambiente.

Comportamento Correto de um Sistema de Proteção (CC) – diz-se que um sistema de proteção teve um comportamento correto quando, perante a existência de uma perturbação no sistema de potência, promove apenas a abertura dos disjuntores estritamente necessários ao isolamento dos elementos afetados no menor tempo previsto.

Comportamento Correto de uma Função de Proteção (CC) – define-se que uma função de proteção teve um comportamento correto quando a sua atuação não se caracteriza por nenhum dos tipos de comportamento incorretos anteriormente descritos.

Comportamento Incorreto de um Sistema de Proteção (CI) – tipo de comportamento de um sistema de proteção que se caracteriza por desencadear a abertura de mais disjuntores dos que os estritamente necessários ao isolamento dos elementos do sistema de potência afetados por uma perturbação e/ou num tempo superior ao máximo previsto.

Comportamento Incorreto de uma Função de Proteção (CI) – define-se que uma função de proteção teve um comportamento incorreto quando atuou duma forma intempestiva ou não seletiva, quando falhou a sua atuação ou quando teve um mau funcionamento.

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

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

Defeito Elétrico – qualquer anomalia no sistema de potência resultante de uma perda de isolamento que requeira a abertura automática de disjuntores.

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

Disparo – abertura automática de disjuntor provocando a saída da rede de um elemento ou equipamento. A abertura automática é comandada por órgãos de proteção da rede, em consequência de um incidente ou devido à superação dos limites de regulação dos parâmetros da proteção.

Dispositivo de Religação Automática (vulgo religador) – equipamento que incorpora unicamente uma função de religação.

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

Emissão (eletromagnética) – processo pelo qual uma fonte fornece energia eletromagnética ao exterior.

Energia não fornecida (ENF) – valor estimado da energia não fornecida nos pontos de entrega, devido a interrupções de fornecimento.

Equipamento de Proteção (vulgo proteção) – equipamento que incorpora, entre outras, uma ou mais funções de proteção.

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.

Falha – Evento que inibe um determinado equipamento de cumprir a sua função.

Falha de Atuação de uma Função de Proteção (FA) – tipo de comportamento de uma função de proteção que perante uma perturbação no sistema de potência devia ter atuado e não o fez.

Falha intempestiva – Falha causadora de incidente na rede, isto é, que obrigou à intervenção de um sistema de proteção (e consequente abertura de disjuntor) em resposta à falha de um componente ou causa externa.

Falha forçada – Falha que, não sendo causadora de incidente na rede, obriga à retirada de serviço de um determinado equipamento, no prazo de 24 horas, em virtude de a sua condição poder evoluir para uma falha intempestiva.

Falha maior de um disjuntor – falha completa de um disjuntor que acarreta a perda de uma ou de várias funções fundamentais e exige normalmente uma intervenção num prazo de 30 minutos.

Falha maior de um transformador de potência – falha do transformador para a qual este tem de ser retirado de serviço num tempo inferior a 30 minutos.

Falha menor de um disjuntor – falha de um disjuntor que acarreta a perda de uma ou de várias funções, mas que não originam falha maior.

Falha menor de um transformador de potência – falha do transformador para a qual este pode ser retirado de serviço num tempo superior a 30 minutos.

Flutuação de tensão – série de variações da 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 do distribuidor e concessional da RNT.

Frequência da tensão de alimentação (f) – taxa de repetição da onda fundamental da tensão de alimentação, medida durante um dado intervalo de tempo (em regra 1 s).

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.

Função de Proteção – conjunto de relés de medida e outros, e de elementos lógicos, incorporados num equipamento de proteção, destinados a identificar perturbações no sistema de potência e a promover a abertura de disjuntores.

Função de Religação Automática – função de controlo destinada a iniciar o fecho automático de disjuntores após atuação da função de proteção do circuito associado.

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

Incidente – qualquer anomalia na rede elétrica, com origem no sistema de potência ou não, que requeira ou cause a abertura automática de disjuntores.

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

Indisponibilidade planeada – Indisponibilidade incluída num plano anual de indisponibilidades.

Indisponibilidade programada – Indisponibilidade prevista com uma antecedência mínima de 24 horas.

Instalação elétrica – conjunto dos equipamentos elétricos utilizados na Produção, no Transporte, na Conversão, na Distribuição e na Utilização da energia elétrica, incluindo as fontes de energia, como as baterias, os condensadores e todas as outras fontes de armazenamento de energia elétrica.

Interrupção fortuita – 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 curta – interrupção accidental com um tempo entre 1 segundo e 3 minutos.

Interrupção do fornecimento ou da entrega – situação em que o valor eficaz da tensão de alimentação no ponto de entrega é inferior a 1% da tensão declarada U_c , em pelo menos uma das fases, dando origem a cortes de consumo nos clientes.

Interrupção forçada – saída de serviço não planeada de um circuito, correspondente à remoção automática ou de emergência de um circuito (abertura de disjuntor).

Interrupção longa – interrupção accidental com um tempo superior a 3 min.

Interrupção permanecente – interrupção de tempo superior ou igual a um minuto.

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.

Interrupção parcial de um ponto de entrega – quando é interrompida a tensão de uma ou várias saídas no ponto de entrega. Interrupção total de um ponto de entrega – quando é interrompida a tensão no ponto de entrega.

Interrupção transitória – interrupção de tempo inferior a um segundo.

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 esquema de exploração, ou a satisfazer, a cada momento, o equilíbrio entre a produção e o consumo ou o programa acordado para o conjunto das interligações internacionais, ou ainda a regular os níveis de tensão ou a produção de energia reativa nos valores mais convenientes, bem como as ações destinadas a desligar ou a religar instalações para trabalhos.

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.

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

Mau Funcionamento de uma Função de Proteção (MF) – tipo de comportamento de uma função de proteção que se caracteriza pela sua atuação nas situações especificadas mas não do modo previsto.

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

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

Nível (duma quantidade) – valor dum a quantidade avaliada dum a maneira especificada.

Nível de compatibilidade (eletromagnética) – nível de perturbação especificado para o qual existe uma forte e aceitável probabilidade de compatibilidade eletromagnética.

Nível de emissão – nível dum a dada perturbação eletromagnética, emitida por um dispositivo, aparelho ou sistema particular e medido dum a maneira especificada.

Nível de imunidade – nível máximo dum a perturbação eletromagnética de determinado tipo, incidente sobre um dispositivo, aparelho ou sistema, de forma a não provocar qualquer degradação do funcionamento.

Nível de perturbação – nível de uma dada perturbação eletromagnética, medido de uma maneira especificada.

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

Perturbação (eletromagnética) – fenómeno eletromagnético susceptível de degradar o funcionamento dum dispositivo, dum aparelho ou dum sistema, ou de afetar desfavoravelmente a matéria viva ou inerte.

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

Nota: Na Rede Nacional de Transporte o ponto de entrega é, normalmente, o barramento de uma subestação a partir do qual se alimenta a instalação do cliente. Podem também constituir pontos de entrega:

- Os terminais dos secundários de transformadores de potência de ligação a uma instalação do cliente.
- A fronteira de ligação de uma linha à instalação do cliente.

Ponto de ligação – ponto da rede eletricamente identificável no qual uma carga e/ou qualquer outra rede e/ou grupo(s) gerador(es) são ligadas à rede em causa.

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

Posto (de uma rede 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.

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.

Rede de distribuição – parte da rede utilizada para condução da energia elétrica, dentro de uma zona de 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.

Rede Nacional de Transporte (RNT) – compreende a rede de muito alta tensão, rede de interligação, instalações do Gestor do Sistema e os bens e direitos conexos.

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.

Regime Especial de Exploração – situação em que é colocado um elemento de rede (ou uma instalação) durante a realização de trabalhos em tensão, ou na vizinhança de tensão, de modo a diminuir o risco elétrico ou a minimizar os seus efeitos.

Religação – fecho automático do disjuntor após disparo, através de dispositivo integrado no sistema de proteção.

Reposição – fecho do disjuntor, manual ou automático, após disparo definitivo ou abertura programada ou fortuita.

Seletividade – característica de um sistema de proteção que caracteriza a sua capacidade de, ao ser chamado a atuar perante a existência de uma perturbação no sistema de potência, promover unicamente a abertura dos disjuntores que são essenciais para eliminar essa perturbação.

Serviços auxiliares – sistemas de apoio ao funcionamento de uma central de produção de energia elétrica ou de uma subestação ou posto de corte.

Sistema de Proteção – conjunto de equipamentos de proteção e outros dispositivos destinado a identificar perturbações no sistema de potência e a promover a abertura dos disjuntores estritamente necessários ao isolamento dos elementos afetados no mais curto espaço de tempo possível.

Sistema de Teleprotecção – conjunto de equipamentos destinado a assegurar a transferência de forma adequada de sinais de funções de proteção entre terminais de uma linha. Considera-se ainda como fazendo parte de um sistema de teleprotecção os equipamentos de teleproteção e de transmissão terminais, a sua interligação, o canal de comunicação e os circuitos auxiliares.

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

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

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

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 milisegundos.

Subestação – posto destinado a algum dos seguintes fins:

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

Taxa de cumprimento do plano de monitorização (Tcpm) – valor em percentagem, das semanas de monitorização previstas no plano que foram realizadas.

Tempo de Atuação de um Sistema de Proteção (t SP) – tempo que medeia entre o início duma perturbação no sistema de potência e a atuação da última função de proteção do sistema de proteção que elaborou disparo e é essencial para a eliminação da perturbação, pela abertura do(s) disjuntor(es) associado(s).

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

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

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

Tensão harmónica – tensão sinusoidal cuja frequência é um múltiplo inteiro da frequência fundamental da tensão de alimentação. As tensões harmónicas podem ser avaliadas:

- individualmente, segundo a sua amplitude relativa (U_h) em relação à fundamental (U_1), em que “h” representa a ordem da harmónica;
- globalmente, ou seja, pelo valor da distorção harmónica total (THD) calculado pela expressão seguinte:

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

Tensão inter-harmónica – tensão sinusoidal cuja frequência está compreendida entre as frequências harmónicas, ou seja, cuja frequência não é um múltiplo inteiro da frequência fundamental.

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

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

Upgrading – aumento da capacidade de transporte de energia elétrica da linha através da subida do seu nível de tensão.

Up rating – aumento da capacidade de transporte de energia elétrica da linha sem subir o seu nível de tensão.

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

3. PADRÕES DE QUALIDADE DE SERVIÇO E REGRAS DE CÁLCULO DOS INDICADORES

3.1. CONTINUIDADE DE SERVIÇO INTERRUPÇÕES DE SERVIÇO

A continuidade de serviço é caracterizada pelo número e tempo das interrupções de alimentação, as quais podem ser **previstas** (programadas) ou **accidentais** (imprevistas). As interrupções accidentais podem ainda classificar-se em **longas** (de tempo superior a 3 minutos) ou **breves** (de tempo igual ou inferior a 3 minutos). Consideram-se **transitórias** (microcortes) as interrupções de tempo igual ou inferior a 1 segundo.

Para se avaliar a Qualidade de Serviço associada à continuidade do fornecimento de energia elétrica são determinados, pela entidade concessionária da RNT, os seguintes indicadores gerais ou de sistema:

- Energia Não Fornecida – ENF_{Tl>3}
- Tempo de Interrupção Equivalente – TIE_{Tl>3}
- Frequência média de interrupção do sistema – SAIFI_{Tl>3}
- Duração média das interrupções do sistema – SAIDI_{Tl>3}
- Tempo médio de reposição de serviço do sistema – SARI_{Tl>3}

Para efeitos da determinação dos indicadores são consideradas as interrupções de serviço accidentais de tempo superior a 3 minuto (índice_{Tl>3}) em conformidade com o RQS.

Além daqueles indicadores de sistema são ainda apurados os seguintes indicadores individuais por ponto de entrega:

- Frequência de interrupções – FI_{Tl>3}
- Duração total das interrupções – DI_{Tl>3}

Nos pontos seguintes são referidas as principais regras adotadas na determinação destes indicadores.

ENERGIA NÃO FORNECIDA (ENF)

A ENF imputável à entidade concessionária da RNT é estimada com base na potência cortada no **início da interrupção** e do tempo da interrupção. Para interrupções de tempo mais elevado (acima dos 30 minutos) considera-se também, no cálculo da ENF, a evolução da carga em diagramas de cargas do PdE do mesmo dia da semana.

Para o cálculo do tempo da interrupção de serviço considera-se que o início da interrupção é o instante em que:

- A tensão de alimentação no P_{dE} desce abaixo de 1% do valor da tensão declarada em pelo menos uma das fases;

Considera-se, igualmente, que o **fim da interrupção** é o instante em que é reposta:

- A tensão de alimentação no P_{dE}; ou
- A alimentação dos consumos afetados por outro(s) ponto(s) de entrega a que o cliente se encontre ligado.

TEMPO DE INTERRUPÇÃO EQUIVALENTE (TIE) DA RNT

Indicador que representa o tempo de interrupção da potência média fornecida expectável (no caso de não ter havido interrupções) num determinado período (normalmente, um ano civil) e que é dado pela expressão:

Expressão de cálculo do TIE:

$$TIE = \frac{ENF}{P_{me}} \text{ em minutos}$$

e:

$$P_{me}e = \frac{EF + ENF}{T} \text{ [MWh/minuto]}$$

ENF – energia não fornecida, em MWh;

EF – energia fornecida, em MWh;

P_{me} – potência média expectável, caso não se tivessem registado interrupções, em MWh/minuto;

T – período de tempo considerado, em minutos.

FREQUÊNCIA MÉDIA DAS INTERRUPÇÕES DE LONGA DURAÇÃO DO SISTEMA (SAIFI – SYSTEM AVERAGE INTERRUPTION FREQUENCY INDEX)

O SAIFI_{Tl>3} corresponde ao número médio de interrupções accidentais de tempo superior a 3 minutos verificadas nos pontos de entrega num determinado intervalo de tempo (um ano, geralmente).

Expressão de cálculo do SAIFI_{Tl>3}:

SAIFI_{Tl>3} = Número de interrupções de tempo superior a 3 min. / Número de pontos de entrega.

FREQUÊNCIA MÉDIA DAS INTERRUPÇÕES DE CURTA DURAÇÃO DO SISTEMA (MAIFI – MOMENTARY AVERAGE INTERRUPTION FREQUENCY ÍNDEX)

O MAIFI_{1s < TI < 3min} corresponde ao número médio de interrupções acidentais de tempo superior ou igual a 1 segundo e inferior ou igual 3 minutos verificadas nos pontos de entrega num determinado intervalo de tempo (um ano, geralmente).

Expressão de cálculo do MAIFI_{1s < TI < 3min}:

MAIFI_{1s < TI < 3min} = Número de interrupções de tempo superior ou igual a 1 segundo e inferior ou igual a 3 min. / Número de pontos de entrega.

DURAÇÃO MÉDIA DAS INTERRUPÇÕES DO SISTEMA (SAIDI – SYSTEM AVERAGE INTERRUPTION DURATION ÍNDEX)

O SAIDI_{TI ≥ 1} (SAIDI) para um determinado período de tempo (um ano, geralmente) é o tempo médio das interrupções acidentais de tempo superior a 3 minutos nos pontos de entrega.

Expressão de cálculo do SAIDI_{TI > 3}:

SAIDI_{TI > 3} = Σ Tempo total das interrupções de tempo superior a 3 min. / Número de pontos de entrega

TEMPO MÉDIO DE REPOSIÇÃO DE SERVIÇO DO SISTEMA (SARI – SYSTEM AVERAGE RESTAURATION ÍNDEX)

O SARI_{TI ≥ 1} (SARI_{TI > 3}) é o valor médio dos tempos das interrupções de serviço de tempo superior a 3 minutos num determinado intervalo de tempo (um ano, geralmente).

Expressão de cálculo do SARI_{TI > 3}:

SARI_{TI > 3} = Σ Tempo total das interrupções de tempo igual ou superior a 3 min. / Número de interrupções

FREQUÊNCIA DE INTERRUPÇÕES NUM PONTO DE ENTREGA (FI)

Este indicador representa o número total de interrupções num ponto de entrega num determinado intervalo de tempo (um ano, geralmente).

DURAÇÃO TOTAL DAS INTERRUPÇÕES NUM PONTO DE ENTREGA (DI)

Este indicador representa o tempo total das interrupções acidentais longas verificadas num ponto de entrega num determinado intervalo de tempo (um ano, geralmente).

Expressão de cálculo do DI:

DI = Σ Tempo das interrupções de serviço num ponto de entrega.

3.2. QUALIDADE DA ONDA DE TENSÃO

VALOR EFICAZ DA TENSÃO DE ALIMENTAÇÃO

As tensões nominais (U_n) utilizadas pela REN, para o transporte e para a entrega a distribuidores ou clientes diretos, são as seguintes:

- 130 kV, 150 kV, 220 kV e 400 kV em MAT;
- 60 kV em AT .

A TENSÃO DECLARADA (UC) PODE SER FIXADA, NO ÂMBITO GLOBAL DA RNT OU POR PONTO DE ENTREGA, NO INTERVALO

Un ± 7%, salvo se for estabelecido um acordo diferente com os clientes.

Em condições normais de exploração, não considerando as interrupções de alimentação, 95% dos valores eficazes médios de 10 min para cada período de uma semana da tensão de alimentação devem estar compreendidos no intervalo U_c ± 5%. Na redes de 220 e 400 kV o limite superior daquele intervalo de variação da tensão de alimentação é de 245 e 420 kV, respetivamente.

Forma de cálculo dos desvios da tensão:

$$\begin{aligned}\Delta U_{\text{lim}} (\%) &= |((U_f - U_c)/ U_c)| \times 100 \\ \Delta U_{\text{min}} (\%) &= |((U_{\text{min}} - U_c)/ U_c)| \times 100 \\ \Delta U_{\text{max}} (\%) &= |((U_{\text{max}} - U_c)/ U_c)| \times 100\end{aligned}$$

U_f – Tensão de alimentação (no ponto de entrega).

U_c – Tensão declarada (no ponto de entrega).

U_{min} – Valor eficaz da tensão alimentação (no ponto de entrega) que foi ultrapassado em 95% do tempo de medição.

U_{max} – Valor eficaz da tensão alimentação (no ponto de entrega) que apenas foi ultrapassado em 5% do tempo de medição.

DESEQUILÍBRIO DA TENSÃO

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

TREMULAÇÃO ("FLICKER")

Para avaliar o efeito de tremulação ("flicker") adotou-se um indicador denominado P_{10'} de medida da severidade de longo prazo das flutuações de tensão. Este indicador baseia-se no indicador de severidade de curto prazo, P_{st}, cujo valor é calculado para intervalos de tempo de 10 minutos.

O indicador P_{lt} é avaliado sobre uma sequência de 12 valores de Pst relativos, portanto, a um intervalo de tempo de 2 horas, num período total de medição de uma semana efetuado com equipamento (flickermeter) de características em conformidade com a norma CEI 868.

NÍVEIS DE COMPATIBILIDADE

	AT	MAT
P_{st}	1,0	1,0
P_{lt}	1,0	1,0

Os índices de severidade da tremulação devem ser inferiores, com probabilidade de 95% , aos níveis de compatibilidade da tabela anterior. O tempo de medida dos indicadores P_{st} e P_{lt} deve ser no mínimo de uma semana.

DISTORÇÃO HARMÓNICA

Para garantir o cumprimento do disposto na NP EN 50160 são considerados para as redes AT e MAT os níveis de compatibilidade apresentados no quadro seguinte.

A distorção harmónica total, calculada de acordo com a NP EN 50 160, não deverá exceder 8% para as redes de AT e 4% para as redes de MAT.

Em condições normais de exploração, 95% dos valores eficazes médios de 10 min de cada tensão harmónica, medidos nos pontos de entrega durante, pelo menos, uma semana não devem exceder os valores abaixo indicados.

NÍVEIS DE COMPATIBILIDADE

HARMÓNICAS ÍMPARES NÃO MÚLTIPLOS DE 3			TENSÃO HARMÓNICA %			TENSÃO HARMÓNICA %		
ORDEM H	TENSÃO HARMÓNICA (%)		ORDEM H	HARMÓNICAS ÍMPARES MÚLTIPLOS DE 3		ORDEM H	HARMÓNICAS PARES	
	AT	MAT		AT	MAT		AT	MAT
5	4,5	3	3	3,0	2,0	2	1,6	1,5
7	3,0	2,0	9	1,1	1,0	4	1,0	1,0
11	2,5	1,5	15	0,3	0,3	6	0,5	0,5
13	2,0	1,5	21	0,2	0,2	8	0,4	0,4
17	1,3	1,0	>21	0,2	0,2	10	0,4	0,4
19	1,1	1,0				12	0,2	0,2
23	1,0	0,7				>12	0,2	0,2
25	1,0	0,7						
>25	0,2+ 0,5*25/H	0,2+ 0,5*25/H						

4. REGRAS E FÓRMULAS DE CÁLCULO DOS INDICADORES DE DISPONIBILIDADE

4.1.- TAXA COMBINADA DE DISPONIBILIDADE

Para efeitos de cálculo do indicador, considera-se que um elemento de rede está disponível quando não se encontra apto para entrar ao serviço, devido à ocorrência de uma falha ou incidente, ou necessidade de colocação fora de serviço para a execução de tarefas de manutenção preventiva ou corretiva, ou de trabalhos que requeiram a sua colocação fora de tensão.

No cálculo da Taxa Combinada de Disponibilidade, consideram-se todas as indisponibilidades, com duração igual ou superior a 1 hora, exceto as que resultem de casos fortuitos ou de força maior, enquadrados de acordo com o Regulamento da Qualidade de Serviço.

A Taxa Combinada de Disponibilidade resulta da ponderação das taxas de disponibilidade média dos circuitos de linha e dos transformadores de potência:

$$Tcd = \alpha \times Td_{cl} + (1 - \alpha) \times Td_{tp} [\%]$$

α – Fator de ponderação das taxas de disponibilidade média dos circuitos de linha e dos transformadores de potência

Ni_{cl} – N° de horas de indisponibilidade de circuitos de linha

N_{cl} – N° de circuitos de linha em serviço

Ni_{tr} – N° de horas de indisponibilidade de transformadores/autotransformadores

N_{tr} – N° de transformadores/autotransformadores em serviço

t – Período de cálculo

• **Taxa de disponibilidade média de circuitos de linha**

$$Td_{cl} = 1 - \frac{Ni_{cl}}{N_{cl} \times t} \times 100 [\%]$$

• **Taxa de disponibilidade média de transformadores de potência**

$$Td_{tr} = 1 - \frac{Ni_{tr}}{N_{tr} \times t} \times 100 [\%]$$

Pode medir-se a fiabilidade das funções de proteção de uma rede elétrica contando o número de atuações corretas (CC) e dividindo esse número pela sua soma com o número de atuações incorretas (AINC = FA + AI + FS).

$$F = \frac{CC}{CC + FA + AI + FS} \times 100 (\%)$$

Indicador de Segurança (S): Define-se segurança de uma função de proteção como a capacidade de uma função de proteção não atuar indesejadamente, ou seja, não atuar intempestivamente ou de forma não seletiva.

Mede-se a segurança das funções de proteção duma rede elétrica dividindo o número de atuações corretas (CC) pela sua soma com o número de atuações intempestivas (AI) e com o número de atuações não seletivas (FS).

$$S = \frac{CC}{CC + FA + FS} \times 100 (\%)$$

• **Indicador de sistema de proteção**

Indicador de Eficácia do Sistema de Proteção (E): Diz-se que um sistema de proteção é eficaz quando a sua atuação é seletiva e rápida, ou seja, quando tem um comportamento correto.

Pode-se obter um indicador de eficácia dos sistemas de proteção de uma rede elétrica contando o número de comportamentos corretos (CC) e dividindo-o pela sua soma com o número de comportamentos incorretos (CI).

$$E = \frac{CC}{CC + CI} \times 100 (\%)$$

Outros indicadores

Indicador de Eficácia da religação automática (ER): O indicador de eficácia da religação automática obtém-se contabilizando o número de religações eficazes (EE) e dividindo o resultado pela soma deste número com o número de religações não eficazes (NE).

$$ER = \frac{EE}{EE + NE} \times 100 (\%)$$

5.2.- SISTEMAS DE COMANDO E CONTROLO

Eficácia de reposição – Número de ações de reposição bem sucedidas em percentagem do número total de ações de reposição.

Este rácio pode ser definido para todos os agentes de reposição.

5. DEFINIÇÃO DOS INDICADORES ESTATÍSTICOS PARA A ANÁLISE DE COMPORTAMENTO DOS SISTEMAS

5.1.- SISTEMAS DE PROTEÇÃO

• **Indicadores de funções de proteção**

Indicador de dependabilidade (D): Entende-se por dependabilidade de uma função de proteção a probabilidade de uma função de proteção não ter uma falha de atuação.

Pode-se medir a dependabilidade das funções de proteção de uma rede elétrica contabilizando o número de atuações corretas (CC) das funções de proteção chamadas a atuar e dividindo este número pela sua soma com o número de falhas de atuação (FA).

$$D = \frac{CC}{CC + FA} \times 100 (\%)$$

Indicador de Fiabilidade (F): Por fiabilidade de uma função de proteção entende-se a capacidade de uma função de proteção não ter falhas de atuação nem atuações não seletivas ou intempestivas.

6. INDICADORES ESTATÍSTICOS PARA A ANÁLISE DO COMPORTAMENTO DAS LINHAS

Tempo de indisponibilidade forçada (t_{ind} (horas)) – Período de tempo requerido para o restabelecimento do circuito em serviço após uma interrupção forçada.

Tempo total de indisponibilidade – Somatório dos tempos de indisponibilidade forçada (só interrupções forçadas) de um circuito ao longo do período de análise:

TEMPO MÉDIO DAS INDISPONIBILIDADES FORÇADAS

$$d = \frac{T}{N} = \frac{\sum t_{ind}}{N} \text{ (h)}$$

N - Número de interrupções forçadas no circuito ao longo do período de análise

Frequência de interrupções forçadas por 100 km de circuito – Número de interrupções forçadas por cada 100 quilómetros de circuito, normalmente referido a um período de um ano:

$$f = 100 \times \frac{T}{N}$$

L – Comprimento do circuito

Frequência de interrupções forçadas por circuito – Número de interrupções forçadas por circuito:

$$f_1 = \frac{N}{C}$$

Indisponibilidade absoluta

$$u_{abs} = \frac{T}{8760} \times 100 \text{ (%)}$$

Indisponibilidade relativa

$$u_{abs} = \frac{T}{8760} \times \frac{100}{L} \times 100 = \frac{f \times d}{24 \times 365} \times 100$$

Indisponibilidade relativa por circuito

$$I = \frac{T}{8760} \times \frac{1}{C} \times 100 = \frac{f_1 \times d}{24 \times 365} \times 100 \text{ (%)}$$

7. TAXAS DE FALHAS COM INDISPONIBILIDADE IMEDIATA (LINHAS E SUBESTAÇÕES)

TAXA DE FALHAS COM INDISPONIBILIDADE IMEDIATA EM LINHAS

$$Tf_{linhas} = \frac{N_{folhas}}{L_{circuito}} * 1000$$

N_{folhas} – N° de falhas ocorridas (falhas intempestivas e forçadas)

L_{circuito} – Comprimento de circuito, em quilómetros

São consideradas as falhas em linhas que provocaram incidente na rede (definição de Falha Intempestiva), com duração igual ou superior a 1 minuto (os Disparos com Religação – DR – não são considerados), bem como as falhas que, não tendo provocado incidente, obrigaram a uma indisponibilidade imediata, no período de 24 horas, para inspecção ou reparação (definição de Falha Forçada).

TAXA DE FALHAS COM INDISPONIBILIDADE IMEDIATA EM SUBESTAÇÕES

$$Tf_{subestações} = \frac{N_{folhas}}{N_{painéis}} * 1000$$

N_{folhas} – N° de falhas ocorridas (falhas intempestivas e forçadas)

N_{painéis} – N° total de painéis

São consideradas as falhas em equipamentos de subestações que provocaram incidente na rede (definição de Falha intempestiva), bem como as falhas que, não tendo provocado incidente, obrigaram a uma indisponibilidade imediata, no período de 24 horas, para inspecção ou reparação (definição de falha forçada).

REN

ANEXO 2

CONTINUIDADE DE SERVIÇO

QUADRO 1

PONTOS DE ENTREGA DA REN EM 2012

Nº	CÓDIGO	PONTO DE ENTREGA	TENSÃO DECLARADA – U_c (kV)	TENSÃO (kV)
1	DOU	DOURO (REFER)	229	220
2	FTL	FATELA (REFER)	234	220
3	GVA	GOUVEIA (REFER)	234	220
4	MRT	MORTÁGUA (REFER)	233	220
5	SSE	SOBRAL DA SERRA (REFER)	234	220
6	SXL	SIDERURGIA DO SEIXAL - LONGOS	234	220
7	ESD	ERMIDAS SADO (REFER)	159	150
8	FGT	FOGUETEIRO (REFER)	156	150
9	LZN	LUZIANES (REFER)	159	150
10	MAA	SIDERURGIA DA MAIA	156	150
11	MNO	MONTE NOVO-PALMA (REFER)	158	150
12	NVC	NEVES CORVO (SOMINCOR)	156	150
13	PGS	PEGÕES (REFER)	157	150
14	QAJ	QUINTA DO ANJO (AUTOEUROPA)	156	150
15	QGD	QUINTA GRANDE (REFER)	156	150
16	RDA	RODÃO (REFER)	159	150
17	SXR	LUZOSIDER	154	150
18	SRU	SUBESTAÇÃO DE RUIVÃES	155	150
19	CSNG	COGERAÇÃO DA REFINARIA DE SINES	160	150
20	SPDV	SUBESTAÇÃO DE PEDRALVA	132	150
21	SAM	SUBESTAÇÃO DE ALTO DE MIRA	62,9	60
22	SAV	SUBESTAÇÃO DO ALQUEVA	63	60
23	SBA	SUBESTAÇÃO DA BODIOSA	63	60
24	SBL	SUBESTAÇÃO DA BATALHA	62,4	60
25	SCC	SUBESTAÇÃO DE CASTELO BRANCO	63	60
26	SCF	SUBESTAÇÃO DE CHAFARIZ	63	60
27	SCG	SUBESTAÇÃO DO CARREGADO	63,2	60
28	SCH	SUBESTAÇÃO DE CARRICHE	62,4	60
29	SCL	SUBESTAÇÃO DE CARRAPATELO	64	60
30	SCN	SUBESTAÇÃO DE CANELAS	64	60
31	SCT	SUBESTAÇÃO DE CUSTÓIAS	64,2	60
32	SCV	SUBESTAÇÃO DE CHAVES	63,7	60
33	SCVR	SUBESTAÇÃO DE CARVOEIRA	63,5	60
34	SED	SUBESTAÇÃO DE ERMESENDE	64,2	60
35	SEJ	SUBESTAÇÃO DE ESTARREJA	63	60
36	SER	SUBESTAÇÃO DE ÉVORA	63	60
37	SET	SUBESTAÇÃO DE ESTÓI	63,5	60
38	SETM	SUBESTAÇÃO DE ESTREMOZ	64,2	60
39	SFA	SUBESTAÇÃO DE F.DO ALENTEJO	64,2	60

QUADRO 1 (CONTINUAÇÃO)

PONTOS DE ENTREGA DA REN EM 2012

Nº	CÓDIGO	PONTO DE ENTREGA	TENSÃO DECLARADA – U_c (kV)	TENSÃO (kV)
40	SFE	SUBESTAÇÃO DO FERRO	63	60
41	SFF	SUBESTAÇÃO DE FERNÃO FERRO	62,7	60
42	SFN	SUBESTAÇÃO DE FANHÕES	62,7	60
43	SFR	SUBESTAÇÃO DA FALAGUEIRA	63	60
44	SFRD	SUBESTAÇÃO DA FRADES	63	60
45	SGR	SUBESTAÇÃO DE GUIMARÃES	64	60
46	SLV	SUBESTAÇÃO DE LAVOS	63	60
47	SMC	SUBESTAÇÃO DE MOURISCA	64	60
48	SMCC	SUBESTAÇÃO DE MACEDO DE CAVALEIROS	64	60
49	SMG	SUBESTAÇÃO DO MOGADOURO	63	60
50	SOR	SUBESTAÇÃO DE OLEIROS	64,2	60
51	SPA	SUBESTAÇÃO DE PORTO ALTO	63	60
52	SPB	SUBESTAÇÃO DE POMBAL	63	60
53	SPD	SUBESTAÇÃO DA PRELADA	64	60
54	SPI	SUBESTAÇÃO DA PARAÍMO	63	60
55	SPN	SUBESTAÇÃO DO POCINHO	64,2	60
56	SPNL	SUBESTAÇÃO DA PENELA	63,5	60
57	SPO	SUBESTAÇÃO DA PORTIMÃO	63	60
58	SPR	SUBESTAÇÃO DE PEREIROS	63,5	60
59	SRA	SUBESTAÇÃO DE RIBA D'AVE	64,2	60
60	SRM	SUBESTAÇÃO DE RIO MAIOR	63,5	60
61	SRR	SUBESTAÇÃO DE RECARÉI	64,2	60
62	SSB	SUBESTAÇÃO DE SETÚBAL	63	60
63	SSN	SUBESTAÇÃO DE SINES	61,7	60
64	SSR	SUBESTAÇÃO DE SANTAREM	63	60
65	SSS	SUBESTAÇÃO DE SETE RIOS	62,4	60
66	SSV	SUBESTAÇÃO DE SACAVÉM	63,8	60
67	STBA	SUBESTAÇÃO DE TÁBUA	63	60
68	STFR	SUBESTAÇÃO DE TRAFARIA	62,7	60
69	STJ	SUBESTAÇÃO DE TRAJOUCE	64,2	60
70	STN	SUBESTAÇÃO DE TUNES	63	60
71	STR	SUBESTAÇÃO DO TORRÃO	64,2	60
72	SVC	SUBESTAÇÃO DE VILA CHÃ	63	60
73	SVG	SUBESTAÇÃO DE VALDIGEM	64	60
74	SVI	SUBESTAÇÃO DE VILA FRIA	63,5	60
75	SVM	SUBESTAÇÃO DE VERMOIM	64	60
76	SVPA	SUBESTAÇÃO DE VILA POUCA DE AGUIAR	63	60
77	SVPC	SUBESTAÇÃO DE VALPAÇOS	63	60
78	SZBJ	SUBESTAÇÃO DO ZAMBUJAL	62,7	60
79	SZR	SUBESTAÇÃO DO ZÉZERE	64	60

 Ponto de entrega com entrada em serviço em 2012.

NOTA: O ponto de entrega da Subestação de Mogofores saiu de serviço em Abril de 2012.

QUADRO 2

INTERRUPÇÕES NOS PONTOS DE ENTREGA OCORRIDAS EM 2012

PONTO DE ENTREGA	DIA (dd/mm/aa)	HORA (hh/mm)	EQUIPAMENTO	CLASSIF.	CAUSA DESCRIÇÃO	INTERRUPÇÃO TOTAL / PARCIAL	TEMPO DE INTERRUP. 1 (min)	ENF 1 (MWh)
SFF	2012-04-28	09:28	LFF.PC.EX-CBR	PRÓPRIAS	OUTRAS CAUSAS CONHECIDAS (SOBRECARGAS, ETC)	TOTAL	2,1	0,9
SFF	2012-07-06	15:09	LFF.PC.EX-CBR	PRÓPRIAS	ERRO EM CONSERVAÇÃO, MONTAGENS E ENSAIOS	TOTAL	0,1	0,1
GVA	2012-09-06	13:50	LCF.VC1/GVA	CAUSAS FORTUITAS OU DE FORÇA MAIOR	INCÊNDIOS (FFM)	TOTAL	1,6	0,0
GVA	2012-09-06	14:14	LCF.VC1/GVA	CAUSAS FORTUITAS OU DE FORÇA MAIOR	INCÊNDIOS (FFM)	TOTAL	0,9	0,0
SFA	2012-11-15	13:38	LFA.ALJUSTREL	PRÓPRIAS	ERRO EM CONSERVAÇÃO, MONTAGENS E ENSAIOS	TOTAL	0,1	0,0

QUADRO 3

Nº DE INTERRUPÇÕES	DURAÇÃO							
	1seg.<TI =<3min.		3min. <TI<10min.		TI>=10min.		TOTais	
	PRÓPRIAS	F.F.M.	PRÓPRIAS	F.F.M.	PRÓPRIAS	F.F.M.	PRÓPRIAS	F.F.M.
1997	19	a)	14	a)	10	a)	43	a)
1998	45		6		11		62	
1999	41		5		8		54	
2000	9		14		29		52	
2001	9		10		6		25	
2002	5		9		3		17	
2003	10	0	10	1	7	14	27	15
2004	5	0	9	0	1	0	15	0
2005	2	4	2	5	1	0	5	9
2006	13	2	8	7	2	18	23	27
2007	5	0	6	1	1	0	12	1
2008	3	0	10	0	3	0	16	0
2009	8	1	4	1	1	5	13	7
2010	5	0	2	0	1	0	8	0
2011	6	0	2	1	0	0	8	1
2012	3	2	0	0	0	0	3	2

F.F.M. – Fortuitas ou de força maior.

a) - Não foram discriminadas.

REN

ANEXO 3

QUALIDADE DA ONDA DE TENSÃO

MEDIÇÕES EFETUADAS

Durante o ano de 2012 foram realizadas medições de teor harmónico, tremulação (*flicker*), desequilíbrio do sistema trifásico de tensões, valor eficaz da tensão, frequência, cavas de tensão e sobre-

tensões nas instalações da REN apresentadas no Quadro 1.

Os períodos de medição realizados em cada nível de tensão tiveram a duração de uma semana.

QUADRO 1

SÍNTESE DA QUALIDADE DA ONDA DE TENSÃO (ACUMULADO ANUAL)																						
FIXOS	INSTALAÇÃO/PdE		Data da medição	Tensão Eficaz				Desequilíbrio				Tremulação (Flicker)				Harmónicas (5º)						
	Abrev.	Designação		Níveis de tensão (kV)				Níveis de tensão (kV)				Níveis de tensão (kV)				Níveis de tensão (kV)						
				400	220	150	60	400	220	150	60	400	220	150	60	400	220	150	60			
	PCAL (LAL.CTL1)	Alto Lindoso	02-Jan-2012 30-Dez-2012	52				52				52				52						
	PCAL (LAL.CTL2)	Alto Lindoso	02-Jan-2012 30-Dez-2012	52				52				52				52						
	SAV (LAV.BVL)	Alqueva	02-Jan-2012 30-Dez-2012	51				51				3	48			51						
	SCG (LCG.FN3)	Carregado	02-Jan-2012 30-Dez-2012		39				39				9	30			39					
	SCG (LCG.SXL)	Carregado	02-Jan-2012 30-Dez-2012		47				47				8	39			47					
	SFR (LFR.CLL)	Falagueira	02-Jan-2012 30-Dez-2012	52				52				52				52						
	SLGC (LLGC.AAV1)	Lagoaça	02-Jan-2012 30-Dez-2012	52				52				52				52						
	SPN (LPN.AAV1)	Pocinho	02-Jan-2012 30-Dez-2012		51				51				51				51					
	SPN (LPN.AAV2)	Pocinho	02-Jan-2012 30-Dez-2012		51				51				51				51					
	SPN (LPN.SLL)	Pocinho	02-Jan-2012 30-Dez-2012		50				50				50				50					
	QAJ	Quinta do Anjo	02-Jan-2012 30-Dez-2012			49				49				49				49				
	SAM	Alto de Mira	02-Jan-2012 30-Dez-2012		45	6		51				51				41		44		51	48	
	SCG	Carregado	02-Jan-2012 30-Dez-2012				50					43				18	21			43		
	SEJ	Estarreja	02-Jan-2012 30-Dez-2012		17			47				47				17		20		17	47	
	SET	Estói	02-Jan-2012 30-Dez-2012			39	11	44				50	44			50	44			50	44	
	SFA	Ferreira do Alentejo	02-Jan-2012 30-Dez-2012			45		51				45	51			44	1	41	3		45	51
	SFE	Ferro	02-Jan-2012 30-Dez-2012		49	1		50				50				40		40		50	50	
	SFN	Fanhões	02-Jan-2012 30-Dez-2012	18	10	1		33	18	11		32	18	11		23	18	11		32		
	SFR	Falagueira	02-Jan-2012 30-Dez-2012				35	30			33	30			16	19			33	30		
	SLV	Lavos	02-Jan-2012 30-Dez-2012	44				44	44			44	44			44	44			44		

QUADRO 1 (CONTINUAÇÃO)

SÍNTSE DA QUALIDADE DA ONDA DE TENSÃO (ACUMULADO ANUAL)																				
	INSTALAÇÃO/PdE		Data da medição	Tensão Eficaz				Desequilíbrio				Tremulação (Flicker)				Harmónicas (5º)				
				Níveis de tensão (kV)		Níveis de tensão (kV)		Níveis de tensão (kV)		Níveis de tensão (kV)		Níveis de tensão (kV)		Níveis de tensão (kV)		Níveis de tensão (kV)				
	Abrev.	Designação		400	220	150	60	400	220	150	60	400	220	150	60	400	220	150	60	
FIXOS	SPM	Palmela	02-Jan-2012 30-Dez-2012	29		44		29		44		29		39		29		44		
	SPR	Pereiros	02-Jan-2012 30-Dez-2012		51			51		51			39		39		51		51	
	SRA	Riba d'Ave	02-Jan-2012 30-Dez-2012			51	50			51	50			51	50		51	50		
	SRM	Rio Maior	02-Jan-2012 30-Dez-2012	48	20			51	48	20		51	48	20		37	48	20		
	SRR	Recarei	02-Jan-2012 30-Dez-2012	46	45			47	46	38		47	34	36		47	46	38		
	SSN	Sines	02-Jan-2012 30-Dez-2012	52		52	52			41	44	51	1		41	44	52		41	44
	SSV	Sacavém	02-Jan-2012 30-Dez-2012			50				50				34	16			50		
	STJ	Trajouce	02-Jan-2012 30-Dez-2012		3	13		30		16		26		16		26		16		
	STN	Tunes	02-Jan-2012 30-Dez-2012			52	52			52	52			52	39			52	52	
	SVC	Vila Chã	02-Jan-2012 30-Dez-2012		38	3		51		41		51		41		40		41		
	SVG	Valdigem	02-Jan-2012 30-Dez-2012		3	1		51		4		51		4		38		4		
	SVM	Vermoim	02-Jan-2012 30-Dez-2012		51	51	49		50	51	46		39	2	42	37	50	51	46	
MÓVEIS	PCMP	Monte da Pedra	16-Jul-2012 02-Set-2012		4				4				4				4			
	SAV	Alqueva	14-Mai-2012 01-Jul-2012				4				4				0	4			4	
	SCC	Castelo Branco	14-Mai-2012 24-Jun-2012		1	4	4		4	4	4		4	4	4		4	4		
	SCL	Carrapatelo	01-Out-2012 18-Nov-2012		4		4		4		4		4		4		4		4	
	SCV	Chaves	01-Out-2012 11-Nov-2012			4	4			4	4			4	4			4	4	
	SCVR	Carvoeira	09-Jul-2012 26-Ago-2012		4		4		4		4		4		4		4		4	
	SED	Ermesinde	27-Fev-2012 08-Abr-2012			4	4			4	4			0	4	0		4	4	
	SFRD	Frades	16-Jan-2012 04-Mar-2012			4	4			4	4			4	4			4	4	
	SGR	Guimarães	27-Fev-2012 08-Abr-2012			4				4				4				4		

QUADRO 1 (CONTINUAÇÃO)

SÍNTSE DA QUALIDADE DA ONDA DE TENSÃO (ACUMULADO ANUAL)																				
MÓVEIS	INSTALAÇÃO/PdE		Data da medição	Tensão Eficaz				Desequilíbrio				Tremulação (Flicker)				Harmónicas (5º)				
	Abrev.	Designação		Níveis de tensão (kV)				Níveis de tensão (kV)				Níveis de tensão (kV)				Níveis de tensão (kV)				
				400	220	150	60	400	220	150	60	400	220	150	60	400	220	150	60	
	SMC	Mourisca	27-Fev-2012 08-Abr-2012		4			4				4				4			4	
	SMG	Mogadouro	16-Jan-2012 04-Mar-2012		4			4				4				4			4	
	SOR	Oleiros	27-Fev-2012 08-Abr-2012			4		3				4		3				4		3
	SPB	Pombal	02-Abr-2012 20-Mai-2012		4			4				4				4			4	
	SPI	Paraimo	02-Abr-2012 13-Mai-2012	4	4			4	4	4		4	4	4		4	4	4	4	
	SPN	Pocinho	16-Jan-2012 04-Mar-2012			4		1				4	1				4			4
	SPNL	Penela	16-Jul-2012 02-Set-2012		4			4				4				4			4	
	SSR	Santarem	30-Jul-2012 09-Set-2012		4				4				4				4			
	SSS	Sete Rios	30-Jul-2012 09-Set-2012		4				4				4				4			
	STFR	Trafaria	09-Jul-2012 26-Ago-2012			4		4				4		4		4	4		4	
	STR	Torrão	01-Out-2012 18-Nov-2012		4			4				4				4			4	
	SVPA	Vila Pouca de Aguiar	16-Jan-2012 04-Mar-2012		4			4				4				4			4	

LEGENDA / EXEMPLO

3 ● Medições dentro dos limites regulamentares (durante 3 semanas).a - Não foram discriminadas

1 ● Medições fora dos limites regulamentares (durante 1 semana).

■ Instalação / tensão, definida como ponto de entrega (PdE).

* Foram excedidos os limites regulamentares das seguintes harmónicas:

- 6^a na instalação: SVPA uma semana nos 60 kV ;
- 12^a na instalação: SVM seis semanas nos 60 kV;
- 21^a nas instalações: SAM vinte e oito semanas e SCG uma semana nos 60 kV;
- 29^a na instalação: SSV catorze semanas nos 60 kV;
- 33^a na instalação: SSN trinta e oito semanas nos 60 kV;
- 45^a nas instalações: QAJ quarenta e três semanas nos 150kV e SFA duas semanas nos 60 kV.

REN

ANEXO 4

DISPONIBILIDADE

A partir de 2009 e de acordo com o estabelecido no mecanismo de incentivo ao aumento da disponibilidade dos elementos da RNT, apenas são contabilizadas as indisponibilidades de duração superior a 1h.

QUADRO 1

NÚMERO E DURAÇÃO DAS INDISPONIBILIDADES NOS ELEMENTOS DE REDE

ELEMENTO DE REDE	N.º DE INDISP.		TEMPO	
	N.º	(%)	HORAS	(%)
CIRCUITOS	399	27%	30.208	31%
ATR/TR	304	20%	28.762	30%
B. CONDENSADORES	131	9%	13.233	14%
BARRAMENTOS	666	44%	24.038	25%
TOTAL	1.500	100%	96.241	100%

QUADRO 2

NÚMERO E DURAÇÃO DAS INDISPONIBILIDADES NOS CIRCUITOS DE LINHA

U (kV)	MANUT. PREVENTIVA		MANUT. CORRETIVA		OUTROS TRABALHOS		TOTAL	
	QTE	HORAS	QTE	HORAS	QTE	HORAS	QTE	HORAS
400	29	323	11	612	43	3.759	83	4.693
220	31	827	14	5.207	132	7.978	177	14.011
150	30	1.428	12	540	97	9.536	139	11.503
TOTAL	90	2.577	37	6.359	272	21.273	399	30.208

QUADRO 3

NÚMERO E DURAÇÃO DAS INDISPONIBILIDADES NAS LINHAS E PAINÉIS

U (kV)	N.º DE INDISP. ORIGEM			N.º DE INDISP. POR 100 km	TEMPO TOTAL DAS INDISP. [h]			TEMPO POR 100 km	LINHAS	
	LINHA	PAINEL	TOTAL		LINHA	PAINEL	TOTAL		N.º DE CIRC.	km
400	23	60	83	3,6	1.799	2.894	4.693	201,2	56	2.333,0
220	58	119	177	5,0	3.805	10.207	14.011	397,9	105	3.521,0
150	68	71	139	5,2	2.166	9.337	11.503	429,3	83	2.679,8
TOTAL	149	250	399	4,7	7.770	22.438	30.208	354,0	244	8.533,8

QUADRO 4

FREQUÊNCIA MÉDIA DAS INDISPONIBILIDADES EM CIRCUITOS DE LINHA

U (kV)	FREQUÊNCIA MÉDIA DA INDISP. POR 100 km DE CIRCUITO (SEMANAS)					FREQUÊNCIA MÉDIA DA INDISP. POR CIRCUITO (SEMANAS)				
	2008	2009	2010	2011	2012	2008	2009	2010	2011	2012
400	7	6	15	15	15	30	21	38	41	35
220	6	6	6	10	10	25	19	19	31	31
150	7	9	11	15	10	21	26	31	47	31

QUADRO 5

NÚMERO E DURAÇÃO DAS INDISPONIBILIDADES NOS TRANSFORMADORES E AUTOTRANSFORMADORES

U (kV)	MANUT. PREVENTIVA		MANUT. CORRETIVA		OUTROS TRABALHOS		TOTAL	
	QTE	HORAS	QTE	HORAS	QTE	HORAS	QTE	HORAS
400	31	1.488	15	1.046	41	5.847	87	8381,24
220	54	1.071	17	167	66	9.485	137	10723,35
150	36	515	19	147	25	8.996	80	9657,44
TOTAL	121	3.074	51	1.360	132	24.328	304	28.762

QUADRO 6

NÚMERO E DURAÇÃO DAS INDISPONIBILIDADES NOS TRANSFORMADORES E AUTOTRANSFORMADORES

TIPO	U [kV]*	N.º DE INDISP. [ORIGEM]			N.º DE INDISP. POR UN.	TEMPO TOTAL DAS INDISP. [h]			TEMPO MÉDIO POR UNIDADE [h]	N.º DE UNIDADES
		MÁQ.	PAINEL	TOTAL		MÁQ.	PAINEL	TOTAL		
TR	400	11	35	46	2,4	871	1196	2.067	108,8	19
	220	24	100	124	1,5	367	10249	10.616	127,9	83
	150	18	62	80	1,6	167	9.490	9.657	193,1	50
	TOTAL	53	197	250	1,6	1.407	20.936	22.341	147,0	152
ATR	400	13	28	41	1,4	852	5.462	6.314	217,7	29
	220	3	10	13	2,2	35	72	107	17,9	6
	TOTAL	16	38	54	1,5	887	5.534	6.421	183,5	35
TOTAL GLOBAL		69	235	304	1,6	2.292	26.470	28.762	153,8	187

* Tensão mais elevada do conjunto máquina/painéis

REN

ANEXO 5

COMPORTAMENTO DA REDE
DE TRANSPORTE E DOS SEUS
EQUIPAMENTOS E SISTEMAS

QUADRO 1

CAUSA DOS INCIDENTES COM ORIGEM NA RNT – 2012

INCIDENTES COM ORIGEM NA RNT	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
TOTAL	260	198	289	213	176	152	185	210	237	154
ORIGEM DOS INCIDENTES (%):										
LINHAS A 400 kV	23,5	17,2	32,2	23,0	19,3	21,7	23,8	24,8	26,6	27,9
LINHAS A 220 kV	13,1	18,7	40,8	26,8	20,5	28,9	36,2	34,8	34,6	27,9
LINHAS A 150 kV	54,6	53,0	18,3	41,8	52,3	40,8	30,8	33,3	33,3	35,7
OUTRAS	8,8	11,1	8,7	8,4	7,9	8,6	9,2	7,1	5,5	8,5
CAUSAS DOS INCIDENTES (%):										
FATORES ATMOSFÉRICOS	30,0	42,4	23,2	23,9	43,2	37,5	34,6	37,6	45,1	18,8
AVES	28,9	27,3	9,7	34,3	31,8	26,3	22,2	17,6	29,5	35,7
INCÊNDIOS	19,2	11,6	47,7	16,0	1,7	1,3	9,2	7,6	5,9	17,5
DESCONHECIDAS	7,7	4,0	5,2	6,6	10,8	17,1	20,0	20,0	6,8	9,8
OUTRAS	14,2	14,7	14,2	19,2	12,5	17,8	14,0	17,2	12,7	18,2

DEFEITOS EM LINHAS
AGRUPADOS, POR INCIDENTE,
ASSOCIADOS AOS INCIDENTES
COM ORIGEM NA RNT

	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
TOTAL EM LINHAS	324	194	273	195	164	148	177	207	234	148
Nº DE DEFEITOS POR 100 km:										
LINHAS A 400 kV	6,6	2,5	6,2	3,3	2,1	2,0	2,7	2,6	2,6	1,8
LINHAS A 220 kV	2,1	1,5	4,5	2,0	1,3	1,4	2,0	2,4	2,6	1,3
LINHAS A 150 kV	7,2	5,2	2,3	3,7	3,4	2,7	2,5	2,9	3,3	2,2
ÍNDICE GLOBAL REDE DE MAT	5,0	3,0	4,1	2,8	2,2	2,0	2,4	2,6	2,8	1,8

QUADRO 2

ORIGEM DOS INCIDENTES COM REPERCUSSÃO NA RNT – 2012

ELEMENTO DA REDE ORIGEM	INCIDENTES (N)	INCIDENTES (%)
LINHAS A 400 kV	43	27,9
LINHAS A 220 kV	43	27,9
LINHAS A 150 kV	55	35,7
AUTOTRANSFORMADORES	4	2,6
TRANSFORMADORES	4	2,6
BARRAS/INTER-BARRAS	2	1,3
BATERIA DE CONDENSADORES	2	1,3
REACTÂNCIA DE SHUNT	1	0,7
TOTAL	154	100,0

INCIDENTES COM ORIGEM EXTERNA À RNT

REDE ORIGEM	INCIDENTES (N)	INCIDENTES (%)
EDP DISTRIBUIÇÃO	4	22,2
EDP PRODUÇÃO (CENTRAIS TÉRMICAS)	3	16,65
EDP PRODUÇÃO (CENTRAIS HIDRÁULICAS)	2	11,1
REFER	2	11,1
PARQUES EÓLICOS	2	11,1
TEJO ENERGIA	1	5,6
REDE ELÉCTRICA DE ESPANHA	1	5,6
PARQUE AT REN	3	16,65
TOTAL	18	100,0

INCIDENTES COM REPERCUSSÃO NA RNT	INCIDENTES (N)	INCIDENTES (%)
ORIGEM NA RNT	154	89,5
ORIGEM NO PARQUE AT DA REN	3	1,8
ORIGEM EXTERNA À REN	15	8,7
TOTAL	172	100,0

QUADRO 3

CAUSA DOS INCIDENTES COM REPERCUSSÃO NA RNT – 2012

FAMÍLIA DE CAUSAS	CAUSAS	TOTAL DE INCIDENTES		400 kV		220 kV		150 kV		AT+TR+B+BC+RS	
		(N)	(%)	INCIDEN.	(N)	INCIDEN.	(%)	INCIDEN.	(N)	INCIDEN.	(%)
AÇÃO ATMOSFÉRICA	DESCARGAS ATMOSFÉRICAS	28	18,2	2	4,7	7	16,3	19	34,6	0	0
	NEVOEIRO	1	0,6	1	2,3	0	0	0	0	0	0
AÇÃO AMBIENTAL	CEGONHAS	54	35,1	23	53,5	9	20,9	22	40	0	0
	INCÊNDIOS	26	16,9	6	14	15	34,9	5	9,1	0	0
DEFEITO EQUIP – MAT	INCÊNDIOS (FFM)	1	0,6	0	0	1	2,3	0	0	0	0
	OUTRAS AVES	1	0,6	0	0	0	0	0	0	1	7,7
DEFEITO EQUIP – LINHAS/CABO SUBT	OUTROS ANIMAIS (EXCEPTO AVES)	1	0,6	0	0	0	0	0	0	1	7,7
	DISJUNTOR	4	2,6	0	0	1	2,3	2	3,6	1	7,7
DEFEITO EQUIP – SIST AUX	DESCARREGADOR DE SOBRETENSÕES	1	0,6	0	0	0	0	0	0	1	7,7
	TRANSFORMADORES DE TENSÃO	1	0,6	1	2,3	0	0	0	0	0	0
OUTROS	OUTROS COMPONENTES SUBESTAÇÃO	2	1,3	2	4,7	0	0	0	0	0	0
	TRANSFORMADOR DE POTÊNCIA (INCLUI ACESSÓRIOS)	2	1,3	0	0	0	0	0	0	2	15,4
DEFEITO EQUIP – LINHAS/CABO SUBT	LIGAÇÕES (PINÇAS E UNIÕES)	1	0,6	0	0	1	2,3	0	0	0	0
DEFEITO – SIST AUX	SERVIÇOS AUXILIARES	2	1,3	1	2,3	0	0	1	1,8	0	0
	SISTEMAS DE PROTEÇÕES	3	1,9	0	0	1	2,3	2	3,6	0	0
OUTROS	ERRO HUMANO - CONSERVAÇÃO, MONTAGENS E ENSAIOS	7	4,6	1	2,3	2	4,7	1	1,8	3	23,1
	ERRO DE MANOBRA	1	0,6	0	0	0	0	0	0	1	7,7
	CAUSAS CONHECIDAS	2	1,3	0	0	0	0	0	0	2	15,4
	CAUSAS DESCONHECIDAS	15	9,8	5	11,6	6	14	3	5,5	1	7,7
TOTAL INCIDENTES COM ORIGEM NA RNT		154	100,0	43	100,0	43	100,0	55	100,0	13	100,0

QUADRO 3 (CONTINUAÇÃO)

FAMÍLIA DE CAUSAS	CAUSAS	REPERCUSSÃO									
		TOTAL DE INCIDENTES		400 kV		220 kV		150 kV		AT+TR+B+BC+RS	
		(N)	(%)	INCIDEN.	(N)	INCIDEN.	(%)	INCIDEN.	(N)	INCIDEN.	(%)
AÇÃO TERCEIROS	CAUSAS INTRÍNSECAS À RND	4	22,2	0	0	1	25	2	33,3	1	25
	CAUSAS INTRÍNSECAS A OUTRAS REDES	11	61,1	4	100	3	75	4	66,7	0	0
AÇÃO AMBIENTAL	OUTRAS AVES	1	5,6	0	0	0	0	0	0	1	25
ORIGEM INTERNA	ERRO HUMANO - CONSERVAÇÃO, MONTAGENS E ENSAIOS	2	11,1	0	0	0	0	0	0	2	50
	TOTAL INCIDENTES COM ORIGEM EXTERNA À RNT	18	100,0	4	100,0	4	100,0	6	100,0	4	100,0

INCIDENTES COM REPERCUSSÕES NA RNT	REPERCUSSÃO									
	TOTAL DE INCIDENTES		400 kV		220 kV		150 kV		AT+TR+B+BC+RS	
	(N)	(%)	INCIDEN.	(N)	INCIDEN.	(%)	INCIDEN.	(N)	INCIDEN.	(%)
TOTAL INCIDENTES COM ORIGEM INTERNA À RNT	154	89,5	43	91,5	43	91,5	55	90,2	13	76,5
TOTAL INCIDENTES COM ORIGEM EXTERNA À RNT	18	10,5	4	8,5	4	8,5	6	9,8	4	23,5
TOTAL INCIDENTES	172	100,0	47	100,0	47	100,0	61	100,0	17	100,0

QUADRO 4

INCIDENTES DEVIDOS A DEFICIÊNCIAS DE EQUIPAMENTO - 2012

FAMÍLIA DE CAUSAS	EQUIPAMENTO	Nº INCIDENTES	f(%)	F(%)	Nº INC NO SP	Nº INC NO SA
DEFEITO - SISTEMAS AUXILIARES	SISTEMA DE PROTEÇÃO	3	18,8	18,8	0	3
	SERVIÇOS AUXILIARES	2	12,5	31,3	0	2
DEFEITO EQUIPAMENTO -MAT	DISJUNTOR	4	25	56,3	4	0
	TRANSFORMADOR DE POTÊNCIA (INCLUINDO ACESSÓRIOS)	2	12,5	68,8	2	0
	DESCARREGADOR DE SOBRETENSÕES	1	6,3	75,1	1	0
DEFEITO DE EQUIPAMENTO – LINHAS/CABO SUBTERRÂNEO	TRANSFORMADOR DE TENSÃO	1	6,3	81,4	1	0
	OUTROS COMPONENTES DE SUBESTAÇÕES	2	12,5	93,9	2	0
	LIGAÇÕES (PINÇAS E UNIÕES)	1	6,3	100	1	0
TOTAL		16	100		11	5

f - Frequência; F - Frequência Acumulada

SP – Sistema Primário; SA – Sistema Auxiliar

QUADRO 5

INCIDENTES COM ENERGIA NÃO FORNECIDA - 2012

	2008	2009	2010	2011				2012			
ORIGEM DO INCIDENTE	Nº TOTAL DE INC.	Nº TOTAL DE INC. 1	Nº TOTAL DE INC. 1	Nº TOTAL DE INC.	INTERRUP. DE SERVIÇO RESULTANTES	Nº INC. QUE ORIGINA- RAM ENF	ENF RE- SULTANTE (MWH)	Nº TOTAL DE INC.	INTERRUP. DE SERVIÇO RESULTANTES	Nº INC. QUE ORIGINA- RAM ENF	ENF RE- SULTANTE (MWH)
INCIDENTES COM ORIGEM NA RNT	152	185	210	237	1	12,7	18,40	154	0	0	0
INCIDENTES COM ORIGEM EXTERNA E REPERCUSSÃO NA RNT	20	24	33	27	2	19,5	96,50	18	0	0	0
TOTAL PARCIAL	172	209	243	264	3	32,2	114,90	172	0	0	0
INCIDENTES COM ENF IMPUTÁVEL À REN E SEM REPERCUSSÃO NA RNT	1	1	0	0	0	0	0,0	0	0	0	0
TOTAL	173	210	243	264	3	32,2	114,90	172	0	0	0

NOTA: Só foram consideradas as interrupções superiores a 3 minutos

QUADRO 6

INTERRUPÇÕES NOS CIRCUITOS DE LINHA

TENSÃO (kV)	INTERRUPÇÕES FUGITIVAS		INTERRUPÇÕES PERMANECENTES
	< 1 s	[1 s; 60 s [>= 60 s
150	34	13	25
220	21	5	35
400	32	1	16
TOTAL	87	19	76

QUADRO 7

NÚMERO E DURAÇÃO DAS INTERRUPÇÕES PERMANECENTES EM CIRCUITOS

TENSÃO (kV)	COMPRIMENTO CIRCUITO (km)	Nº DE CIRCUITOS	Nº DE INTERRUPÇÕES FORÇADAS	Nº DE INTERRUPÇÕES POR 100 km	Nº DE INTERRUPÇÕES POR CIRCUITO	TEMPO TOTAL DE INTERRUPÇÃO (HORAS)	DURAÇÃO MÉDIA POR INTERRUPÇÃO (HORAS)	INDISPONIBILIDADE RELATIVA (%/100 km)	INDISPONIBILIDADE RELATIVA POR CIRCUITO (%)	[u]=f*d*100/24*366	[l]=f1*d*100/24*366
										[L]	[C]
150	2679,8	83	25	0,93	0,30	2	0,08	0,001	0,000		
220	3521,0	105	35	0,99	0,33	5	0,14	0,002	0,001		
400	2333,0	56	16	0,69	0,29	2	0,13	0,001	0,000		
TOTAL	8533,8	244	76	2,61	0,92	9	0,35	0,003	0,001		

QUADRO 8

INTERRUPÇÕES PERMANECENTES COM CAUSAS INTERNAS NA RNT

U (kV)	INC. COM ORIGEM INTERNA NA RNT (QTE)	FAMÍLIA DE CAUSAS	CAUSAS	CIRCUITO (km)	INTERRUPÇÕES FORÇADAS		Nº INT. FORÇADAS	Nº INT. POR 100 km	TEMPO TOTAL INT. (HORAS)	DURAÇÃO MÉDIA INT. (HORAS)	INDISPONIB. RELATIVA (%/100 km)	
					[L]	CIRCUITOS ORIGEM DE DEFEITO (Nº)	CIRCUITOS AFETADOS POR DEFEITO (Nº)					
150	55	AÇÃO ATMOSF.	DESCARGAS ATMOSFÉRICAS	2679,8	8	0	8	0,30	0,35	0,04	0,00015	
			CEGONHAS		2	0	2	0,07	0,07	0,04	0,00003	
		AÇÃO AMBIENTAL	INCÊNDIOS		2	0	2	0,07	0,12	0,06	0,00005	
			DEF. EQUIP. AT		2	0	2	0,07	0,43	0,21	0,00018	
		DEF. EQUIP. SIST. AUX.	DISJUNTOR		2	0	2	0,07	0,10	0,05	0,00004	
			SISTEMAS DE PROTEÇÕES		2	0	2	0,07	0,57	0,57	0,00024	
			SERVIÇOS AUXILIARES		1	0	1	0,04	0,04	0,05	0,00002	
		OUTROS	ERRO CONSERVAÇÃO		1	0	1	0,04	0,05	0,05	0,00002	
			OUTRAS CAUSAS CONHECIDAS		0	2	2	0,07	0,10	0,05	0,00004	
			OUTRAS CAUSAS DESCONHECIDAS		1	0	1	0,04	0,05	0,05	0,00002	
TOTAL	55			2679,8	19		2	21	0,78	1,83	0,09	0,00078

QUADRO 8 (CONTINUAÇÃO)

INTERRUPÇÕES PERMANECENTES COM CAUSAS INTERNAS NA RNT

U (kV)	INC. COM ORIGEM INTERNA NA RNT (QTE)	FAMÍLIA DE CAUSAS	CAUSAS	CIRCUITO (km)	INTERRUPÇÕES FORÇADAS		Nº INT. FORÇADAS	Nº INT. POR 100 km	TEMPO TOTAL INT. (HORAS)	DURAÇÃO MÉDIA INT. (HORAS)	INDISPONIB. RELATIVA (%/100 km)
					[L]	CIRCUITOS ORIGEM DE DEFEITO (Nº)	CIRCUITOS AFETADOS POR DEFEITO (Nº)	[N]	[f]=100*N/L	[T]	[d]=T/N
220	43	AÇÃO ATMOSF.	DESCARGAS ATMOSFÉRICAS	3521,0	5	0	5	0,14	0,11	0,02	0,00004
			CEGONHAS		5	0	5	0,14	0,16	0,03	0,00005
			INCÊNDIOS		14	0	14	0,40	0,97	0,07	0,00031
			DEF. EQUIP. LINHAS		1	0	1	0,03	0,05	0,05	0,00002
			DEF. EQUIP. AT		1	0	1	0,03	0,05	0,05	0,00002
			SISTEMAS DE PROTECÇÕES		1	0	1	0,03	1,08	1,08	0,00035
			ERRO CONSERVAÇÃO		3	0	3	0,09	0,67	0,22	0,00022
		OUTROS	OUTRAS CAUSAS CONHECIDAS		0	2	2	0,06	1,84	0,92	0,00059
			OUTRAS CAUSAS DESCONHECIDAS		1	0	1	0,03	0,03	0,03	0,00001
TOTAL	43			3521,0	31	2	33	0,94	4,96	0,15	0,00160
400	43	AÇÃO ATMOSF.	DESCARGAS ATMOSFÉRICAS	2333,0	1	0	1	0,04	0,03	0,03	0,00002
			INCÊNDIOS		5	0	5	0,21	0,38	0,08	0,00019
		DEF. EQUIP. AT	TRANSFORMADOR TENSÃO		1	0	1	0,04	0,05	0,05	0,00003
			OUTROS COMPONENTES		2	1	3	0,13	0,39	0,13	0,00019
		DEF. EQUIP. SIST. AUX.	SERVIÇOS AUXILIARES		1	0	1	0,04	0,07	0,07	0,00003
			ACÇÃO TERCEIROS		1	0	1	0,04	0,03	0,03	0,00001
		OUTROS	OUTRAS CAUSAS DESCONHECIDAS		1	0	1	0,04	0,06	0,06	0,00003
TOTAL	43			2333,0	12	1	13	0,56	1,01	0,08	0,00049

QUADRO 9

INTERRUPÇÕES PERMANECENTES COM CAUSA EXTERNA À RNT

U (kV)	INC. COM ORIGEM EXTERNA À RNT (QTE)	FAMÍLIA DE CAUSAS	CAUSAS	CIRCUITO (km)	INTERRUPÇÕES FORÇADAS		Nº INT. FORÇADAS	Nº INT. POR 100 km	TEMPO TOTAL INT. (HORAS)	DURAÇÃO MÉDIA INT. (HORAS)	INDISPONIB. RELATIVA (%/100 km)
					[L]	CIRCUITOS ORIGEM DE DEFEITO (Nº)	CIRCUITOS AFETADOS POR DEFEITO (Nº)				
150	6	AÇÃO TERCEIROS	CAUSAS OUTRAS ENTIDADES	2679,8	0	2	2	0,07	0,37	0,19	0,00016
		OUTROS	OUTRAS CAUSAS CONHECIDAS		0	1	1	0,04	0,05	0,05	0,00002
		DEF. EQUIP. AUX.	SISTEMAS DE PROTEÇÕES		0	1	1	0,04	0,03	0,03	0,00001
TOTAL	6			2679,8	0	4	4	0,15	0,46	0,11	0,00019
220	4	AÇÃO TERCEIROS	CAUSAS OUTRAS ENTIDADES	3521,0	0	1	1	0,04	0,02	0,02	0,00001
		OUTROS	OUTRAS CAUSAS CONHECIDAS		0	1	1	0,04	0,02	0,02	0,00001
TOTAL	4			3521,0	0	2	2	0,07	0,04	0,04	0,00002
400	4	OUTROS	OUTRAS CAUSAS CONHECIDAS	2333,0	0	1	1	0,03	0,02	0,02	0,00001
		AÇÃO TERCEIROS	CAUSAS OUTRAS ENTIDADES		0	2	2	0,09	0,80	0,40	0,00039
TOTAL	4			2333,0	0	3	3	0,13	0,80	0,27	0,00039

QUADRO 10

EVOLUÇÃO DO NÚMERO DE INTERRUPÇÕES PERMANECENTES POR 100 KM DE CIRCUITOS – 150 kV

ANO	DESCARGAS ATMOSFÉRICAS	POLUIÇÃO	CEGONHAS	INCÊNDIOS	OUTRAS REDES (EXT. RNT)	OUTRAS CAUSAS	150 kV	
							INDETERMINADAS	TOTAL
2003	1,11	0,04	0,04	1,44	0,00	1,56	0,12	4,31
2004	0,86	0,09	0,05	0,59	0,82	0,55	0,00	2,96
2005	0,13	0,00	0,00	0,74	0,57	0,53	0,18	2,15
2006	0,86	0,00	0,16	0,25	0,45	0,63	0,00	2,35
2007	0,68	0,00	0,08	0,08	0,19	0,32	0,19	1,54
2008	1,05	0,00	0,00	0,00	0,19	0,98	0,04	2,25
2009	0,52	0	0,07	0	0,22	0,15	0,11	1,07
2010	0,46	0	0,08	0,08	0,34	0,31	0,11	1,38
2011	0,67	0,00	0,04	0,09	0,09	0,18	0,04	1,12
2012	0,30	0,00	0,07	0,07	0,15	0,30	0,04	0,93
MÉDIA	0,66	0,01	0,07	0,33	0,30	0,55	0,08	2,01
MÉDIA (%)	32,97%	0,72%	3,31%	16,60%	14,97%	27,32%	4,12%	100,00%

QUADRO 11

EVOLUÇÃO DO NÚMERO DE INTERRUPÇÕES PERMANECENTES POR 100 KM DE CIRCUITOS – 220 kV

ANO	220 kV							
	DESCARGAS ATMOSFÉRICAS	POLUIÇÃO	CEGONHAS	INCÊNDIOS	OUTRAS REDES (EXT. RNT)	OUTRAS CAUSAS	INDETERMINADAS	TOTAL
2003	0,11	0	0	1,07	0,00	0,70	0,15	2,03
2004	0,25	0,25	0	0,25	0,11	0,32	0,04	1,20
2005	0,17	0,17	0	2,64	0,00	0,78	0,07	3,83
2006	0,45	0,10	0,03	0,26	0,03	0,27	0,13	1,27
2007	0,35	0	0	0	0,09	0,09	0,13	0,66
2008	0,37	0,00	0,00	0,00	0,00	0,22	0,15	0,74
2009	0,43	0	0	0,4	0	0,27	0,12	1,22
2010	0,09	0	0	0,14	0,12	0,31	0,35	1,01
2011	0,37	0,00	0,09	0,11	0,26	0,34	0,09	1,26
2012	0,14	0,00	0,14	0,40	0,06	0,23	0,03	0,99
MÉDIA	0,27	0,05	0,03	0,53	0,07	0,35	0,12	1,42
MÉDIA (%)	19,21%	3,63%	1,81%	37,06%	4,67%	24,82%	8,79%	100,00%

QUADRO 12

EVOLUÇÃO DO NÚMERO DE INTERRUPÇÕES PERMANECENTES POR 100 KM DE CIRCUITOS – 400 kV

ANO	400 kV							
	DESCARGAS ATMOSFÉRICAS	POLUIÇÃO	CEGONHAS	INCÊNDIOS	OUTRAS REDES (EXT. RNT)	OUTRAS CAUSAS	INDETERMINADAS	TOTAL
2003	0,00	0,07	0,07	2,35	0,43	0,86	0,21	3,99
2004	0,34	0,14	0,07	0,41	0,48	0,89	0,28	2,61
2005	0,07	0,33	0,00	2,87	0,33	0,80	0,07	4,47
2006	0,27	0,00	0,13	1,26	0,53	0,46	0,07	2,72
2007	0,13	0,00	0,00	0,06	0,50	0,50	0,06	1,25
2008	0,06	0,06	0,00	0,06	0,19	0,06	0,00	0,44
2009	0,12	0	0	0,12	0,44	0,25	0,25	1,18
2010	0,1	0	0	0,05	0,3	0,82	0,15	1,42
2011	0,04	0,00	0,11	0,19	0,04	0,38	0,08	0,83
2012	0,04	0,00	0,00	0,21	0,13	0,26	0,04	0,69
MÉDIA	1,17	0,60	0,38	7,59	3,37	5,28	1,21	19,60
MÉDIA (%)	5,99%	3,08%	1,96%	38,71%	17,17%	26,93%	6,17%	100,00%

QUADRO 13

ELEMENTO ORIGEM	EFICÁCIA DOS SISTEMAS DE PROTEÇÃO			
	400	220	150	RNT
LINHAS E CABOS				
TOTAL DE ATUAÇÕES	42	51	64	157
COMPORTAMENTO CORRETO	42	49	60	151
COMPORTAMENTO INCORRETO	0	2	4	6
EFICÁCIA (%)	100	96,1	93,8	96,2
TRANSFORMADORES E AUTOTRANSFORMADORES(*)				
TOTAL DE ATUAÇÕES	1	3	0	4
COMPORTAMENTO CORRETO	1	3	0	4
COMPORTAMENTO INCORRETO	0	0	0	0
EFICÁCIA (%)	100	100	-	100
BARRAMENTOS E INTERBARRAS/BYPASS				
TOTAL DE ATUAÇÕES	1	2	0	3
COMPORTAMENTO CORRETO	1	2	0	3
COMPORTAMENTO INCORRETO	0	0	0	0
EFICÁCIA (%)	100	100	-	100
OUTRAS REDES COM REPERCUSSÃO NA RNT (**)				
TOTAL DE ATUAÇÕES	2	4	4	10
COMPORTAMENTO CORRETO	1	3	2	6
COMPORTAMENTO INCORRETO	1	1	2	4
EFICÁCIA (%)	50	75	50	60
TOTAL				
TOTAL DE ATUAÇÕES	46	60	68	174
COMPORTAMENTO CORRETO	45	57	62	164
COMPORTAMENTO INCORRETO	1	3	6	10
EFICÁCIA (%)	97,8	95	91,2	94,3

(*) As perturbações com origem em autotransformadores e transformadores de potência são contabilizadas no nível de tensão mais elevado.

(**) As perturbações com origem noutras redes são contabilizadas no nível de tensão mais alto em que houve repercução.

QUADRO 14

EFICÁCIA DOS SISTEMAS DE PROTEÇÃO

ATUAÇÕES	NÍVEL DE TENSÃO (kV)			
	400	220	150	RNT
TOTAL DE ATUAÇÕES	45	55	68	170
SELETIVAS	45	53	66	166
NÃO SELETIVAS	0	2	2	4
GRAU DE SELECTIVIDADE (%)	100	96,4	97,1	97,6

QUADRO 15

TEMPO MÉDIO DE ATUAÇÃO DOS SISTEMAS DE PROTEÇÃO (ms)

NÍVEL DE TENSÃO (kV)			
400	220	150	RNT
30,95	67,64	40,62	46,41

QUADRO 16

EFICÁCIA DA RELIGAÇÃO AUTOMÁTICA

RELIGAÇÃO AUTOMÁTICA	NÍVEL DE TENSÃO (kV)			
	400	220	150	RNT
TOTAL DE RELIGAÇÕES	80	64	74	218
EFICAZES	64	48	67	179
NÃO EFICAZES	16	16	7	39
EFICÁCIA (%)	80	75	90,5	82,1

REN

ANEXO 6

MAPA COM OS PONTOS DE ENTREGA

ANEXO 6

MAPA COM OS PONTOS DE ENTREGA

