

**Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto**



**FEUP**

**Análise de indicadores de continuidade de serviço  
em redes de distribuição de energia eléctrica para  
alocação de recursos de investimento**

**Ricardo Jorge Barreira Rodrigues**

Tese submetida no âmbito do  
Mestrado Integrado em Engenharia Electrotécnica e de Computadores  
Major de Energia

Orientador: Maria Helena Vasconcelos (Professora)

Co-orientador: Nina Clemente (Engenheira)

Julho de 2008

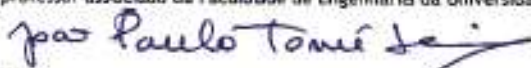
A Dissertação intitulada

**"ANALISE DE INDICADORES DE CONTINUIDADE DE SERVIÇO EM REDES  
DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA PARA ALOCAÇÃO DE  
RECURSOS DE INVESTIMENTO"**

foi aprovada em provas realizadas em 24/Julho/2008

o júri

presidente Professor Doutor João Paulo Tomé Saraiva  
professor associado da Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto



Professor Doutor João Paulo da Silva Catalão  
professor auxiliar da Universidade da Beira Interior



Professora Doutora Maria Helena Osório Pestana Vasconcelos  
professora auxiliar da Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto



Ô autor declara que a presente dissertação (ou relatório de projecto) é da sua exclusiva autoria e foi escrita sem qualquer apoio externo não explicitamente autorizado. Os resultados, ideias, parágrafos, ou outros extractos tomados de ou inspirados em trabalhos de outros autores, e demais referências bibliográficas usadas, são correctamente citados.

Autor - Ricardo Jorge Barreira Rodrigues



Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto

© Ricardo Jorge Barreira Rodrigues, 2008

## Resumo

Com este trabalho pretendeu-se analisar os indicadores de continuidade de serviço, das redes da EDP distribuição, para a definição de acções de manutenção e de novos investimentos que possam fornecer uma melhoria da qualidade de serviço. Esta acção implicou um levantamento dos valores de índices de qualidade de serviço, do ponto de vista da continuidade de serviço, para algumas saídas a seleccionar. Os valores obtidos foram cruzados com os tipos de consumidores dessas redes, com os tipos de causas ocorridas que levaram a interrupções de serviço e com os custos/investimentos realizados em manutenções e expansões da rede. Desta análise pretendeu-se obter indicações úteis para a alocação de recursos de investimento.



# Abstract

This work was intended to examine the indicators of continuity of service of the networks of EDP distribution, to define actions for maintenance and new investments that could provide a better quality of service. This action entailed a survey of the values of indices of quality of service, in terms of continuity of service for the select feeders. A relation between the types of consumers and the types of causes registered that led to interruptions of service was established and the costs / investment in maintenance and expansion of the network was assessed. This analysis was intended to gather useful information about the critical points and optimal placement for investment.



# Agradecimentos

Gostaria de agradecer a oportunidade que me foi concedida e a abertura demonstrada pela EDP, na pessoa do Engenheiro Ribeiro da Silva, em todos os aspectos relacionados com o desenvolvimento deste trabalho. Agradeço também a todas pessoas que conviveram comigo no período que passei no departamento de planeamento de redes da EDIS, nomeadamente à Engenheira Nina Clemente, por todo o apoio demonstrado durante o período de desenvolvimento do trabalho, ao Engenheiro Helder Fonseca pela disponibilidade e clarividência demonstrada na exposição de todos os assuntos e ao Sr. Carlos Matos pela forma amável como me recebeu.

Gostaria também de agradecer à Professora Maria Helena Vasconcelos por todo o apoio e acompanhamento prestado ao longo do desenvolvimento deste trabalho, assim como ao Professor Tomé Saraiva pela sua dedicação e pela disponibilidade demonstrada desde o primeiro minuto de elaboração desta tese.

A todos, o meu muito sincero obrigado.



*“It is not enough to do your best; you must know what to do,  
and THEN do your best. “*

W. Edwards Deming



# CONTEÚDO

<b>1. Introdução</b> .....	1
1.1 Enquadramento.....	1
1.2 Estrutura da Tese.....	1
<b>2. Regulação</b> .....	2
2.1. Regulação Tarifária.....	3
2.1.1 Incentivo à melhoria da Qualidade de Serviço.....	3
2.2. Regulamento de Qualidade de serviço.....	6
2.3. Resumo.....	10
<b>3. Análise de práticas de investimentos da EDIS</b> .....	11
3.1 Plano de Melhoria de Qualidade de Serviço – PMQS.....	11
3.2 Selecção dos locais de investimentos.....	12
3.3 Tipos de investimentos.....	12
3.4 Acções de Manutenção e Prevenção.....	13
3.5 Indicadores de continuidade de serviço - TIEPI.....	14
Exemplo 1.....	14
3.6 Análise financeira dos investimentos.....	16
3.7 Interrupções.....	17
3.7.1 Classificação das interrupções.....	17
3.8 Resumo.....	20
<b>4. Estudo do impacto dos investimentos</b> .....	22
4.1 EDIS.....	22
4.2 Áreas de Rede.....	29
4.3 Saídas.....	39
4.3.4 Análise do custo de redução de um minuto.....	61

5. Conclusões.....	63
5.1 Satisfação dos objectivos e Trabalho Futuro.....	63
Referências.....	65

# Lista de Figuras

<i>Figura 1- Incentivo à melhoria da qualidade de serviço</i> .....	4
<i>Figura 2- Incentivo à melhoria da qualidade de serviço para 2006 (ERSE, 2006)</i> .....	6
<i>Figura 3 - TIEPI MT para incidentes superiores a 3 minutos</i> .....	23
<i>Figura 4- TIE EDIS, separado por condições atmosféricas adversas e outras ocorrências.</i> .....	24
<i>Figura 5 - Evolução do TIE por tipo de zona</i> .....	25
<i>Figura 6 – Custo de redução de um minuto na EDIS e TIE desagregado por condições atmosféricas adversas</i> .....	28
<i>Figura 7 – 1-custos de investimento, 2-penalidades pagas aos consumidores, 3 – custo total sentido pelas empresas (Saraiva, Maio, 2007)</i> .....	28
<i>Figura 8 – Gráfico da evolução do TIE na Área de Rede 1</i> .....	30
<i>Figura 9- Gráfico do custo necessário para reduzir um minuto do TIE (base EDIS) na AR1</i> .....	31
<i>Figura 10- Gráfico do custo necessário para reduzir um minuto do TIE (base AR) na AR1</i> .....	32
<i>Figura 11- Gráfico da evolução do TIE na Área de Rede 2</i> .....	33
<i>Figura 12- Gráfico do custo necessário para reduzir um minuto do TIE (base EDIS) na AR2</i> .....	34
<i>Figura 13- Gráfico do custo necessário para reduzir um minuto do TIE (base AR) na AR2</i> .....	34
<i>Figura 14- Gráfico da evolução do TIE na Área de Rede 3</i> .....	35
<i>Figura 15- Gráfico do custo necessário para reduzir um minuto do TIE (base EDIS) na AR3</i> .....	36
<i>Figura 16- Gráfico do custo necessário para reduzir um minuto do TIE (base AR) na AR3</i> .....	36
<i>Figura 17- Gráfico da evolução do TIE na Área de Rede 4</i> .....	37
<i>Figura 18- Gráfico do custo necessário para reduzir um minuto do TIE (base EDIS) na AR4</i> .....	38
<i>Figura 19 - Gráfico do custo necessário para reduzir um minuto do TIE (base AR) na AR4</i> .....	38
<i>Figura 20- Evolução do TIE da saída 1</i> .....	40
<i>Figura 21- Gráfico dos incidentes na saída 1</i> .....	45
<i>Figura 22 – Gráfico dos incidentes da saída 1, excepto dos casos fortuitos ou de força maior</i> .....	47
<i>Figura 23- Evolução do TIE da saída 2</i> .....	48
<i>Figura 24- Gráfico dos incidentes na saída 2</i> .....	52
<i>Figura 25- Gráfico dos incidentes da saída 2, excepto os casos fortuitos ou de força maior</i> .....	54
<i>Figura 26- Evolução do TIE da saída 3</i> .....	55
<i>Figura 27 – Gráfico dos incidentes na saída 3</i> .....	58
<i>Figura 28 – Gráfico dos incidentes da saída 3, excepto os casos fortuitos ou de força maior</i> .....	60

# Lista de Tabelas

<i>Tabela 1- Valores dos parâmetros de qualidade de serviço em vigor para o ano de 2006 (ERSE, 2006).....</i>	<i>5</i>
<i>Tabela 2- Valores dos parâmetros do incentivo à melhoria da qualidade de serviço resultante do desempenho em 2006 (ERSE, 2006) .....</i>	<i>5</i>
<i>Tabela 3- Padrões de continuidade de serviço na rede de média tensão.....</i>	<i>8</i>
<i>Tabela 4- Número de interrupções por ano.....</i>	<i>9</i>
<i>Tabela 5- Duração total das interrupções por ano (horas).....</i>	<i>9</i>
<i>Tabela 6 – Dados da Saída A .....</i>	<i>14</i>
<i>Tabela 7 – Interrupções da Saída A e Potencias cortadas.....</i>	<i>14</i>
<i>Tabela 8 – Cálculos preliminares para a Saída A.....</i>	<i>15</i>
<i>Tabela 9 – SAIFI, SAIDI, TIEPI – Saída A .....</i>	<i>15</i>
<i>Tabela 10- Dados da Saída B .....</i>	<i>15</i>
<i>Tabela 11 - Interrupções da Saída B e Potencias cortadas.....</i>	<i>15</i>
<i>Tabela 12 - Cálculos preliminares para a Saída B.....</i>	<i>15</i>
<i>Tabela 13 - SAIFI, SAIDI, TIEPI – Saída B .....</i>	<i>15</i>
<i>Tabela 14 – Saída C .....</i>	<i>16</i>
<i>Tabela 15 – Interrupções – Casos fortuitos ou de força maior.....</i>	<i>18</i>
<i>Tabela 16 – Interrupções – Razões de Segurança .....</i>	<i>18</i>
<i>Tabela 17- Interrupções - Próprias .....</i>	<i>19</i>
<i>Tabela 18 – Interrupções – Outras redes ou instalações exteriores à EDP.....</i>	<i>20</i>
<i>Tabela 19 – Valores do TIE da EDIS, 2001 a 2007.....</i>	<i>23</i>
<i>Tabela 20 – Evolução do TIE por tipo de zona .....</i>	<i>25</i>
<i>Tabela 21- TIEPI MT, por área de rede e zonas de qualidade de serviço (minutos) .....</i>	<i>26</i>
<i>Tabela 22- SAIFI MT, por área de rede e zonas de qualidade de serviço.....</i>	<i>26</i>
<i>Tabela 23- SAIDI MT, por área de rede e zonas de qualidade de serviço (minutos).....</i>	<i>27</i>
<i>Tabela 24 – Evolução do TIE da Área de rede 1.....</i>	<i>29</i>
<i>Tabela 25 - Dados de investimentos da área de rede 1.....</i>	<i>30</i>
<i>Tabela 26 - Evolução do TIE da Área de rede 2 .....</i>	<i>32</i>
<i>Tabela 27- Dados de investimentos da área de rede 2.....</i>	<i>33</i>
<i>Tabela 28 - Evolução do TIE da Área de rede 3 .....</i>	<i>35</i>
<i>Tabela 29- Dados de investimentos da área de rede 3.....</i>	<i>35</i>
<i>Tabela 30 - Evolução do TIE da Área de rede 4 .....</i>	<i>37</i>
<i>Tabela 31 - Dados de investimentos da área de rede 4.....</i>	<i>37</i>
<i>Tabela 32 – Saída 1 .....</i>	<i>39</i>
<i>Tabela 33- Acções propostas no âmbito do PMQS de 2004.....</i>	<i>40</i>
<i>Tabela 34 – Obras já aprovadas que contribuem para a melhoria do TIE .....</i>	<i>41</i>
<i>Tabela 35- Resumo da saída 1.....</i>	<i>41</i>
<i>Tabela 36 – Custo do minuto reduzido, tendo por base o TIE MT da Área de rede.....</i>	<i>41</i>
<i>Tabela 37- Custo do minuto reduzido, tendo por base o TIE MT da EDIS.....</i>	<i>42</i>
<i>Tabela 38 – Investimentos realizados para a saída 1.....</i>	<i>43</i>

<i>Tabela 39- Dados verificados na saída 1 .....</i>	<i>43</i>
<i>Tabela 40- Custo por redução de um minuto verificado para a saída 1, tendo como base o TIE EDIS.....</i>	<i>44</i>
<i>Tabela 41 – Evolução do TIE da AR1 e da Saída 1 .....</i>	<i>44</i>
<i>Tabela 42 – Evolução do TIE nas zonas de qualidade de serviço de tipo A.....</i>	<i>44</i>
<i>Tabela 43 – Incidentes da saída 1, de 2002 a 2004.....</i>	<i>45</i>
<i>Tabela 44- Incidentes detalhados da saída 1, de 2002 a 2004.....</i>	<i>46</i>
<i>Tabela 45 – Incidentes da saída 1 de 2005 a 2007.....</i>	<i>46</i>
<i>Tabela 46- Incidentes detalhados da saída 1, de 2005 a 2007.....</i>	<i>46</i>
<i>Tabela 47- Saída 2 .....</i>	<i>48</i>
<i>Tabela 48- Acções propostas no âmbito do PMQS 2004 para a saída 2. ....</i>	<i>49</i>
<i>Tabela 49- Obras já aprovadas que contribuem para a melhoria do TIE .....</i>	<i>49</i>
<i>Tabela 50- Resumo da saída 2.....</i>	<i>49</i>
<i>Tabela 51- custo do minuto reduzido, tendo por base o TIE MT da área de rede. ....</i>	<i>49</i>
<i>Tabela 52- custo do minuto reduzido, tendo por base o TIE MT da EDIS. ....</i>	<i>49</i>
<i>Tabela 53- Investimentos realizados na saída 2.....</i>	<i>50</i>
<i>Tabela 54- Dados verificados na saída 2 .....</i>	<i>50</i>
<i>Tabela 55- Custo por redução de um minuto verificado para a saída 1, tendo como base o TIE EDIS.....</i>	<i>50</i>
<i>Tabela 56- Evolução do TIE da AR2 e da Saída 2.....</i>	<i>51</i>
<i>Tabela 57- Evolução do TIE nas zonas de qualidade de serviço do tipo B .....</i>	<i>51</i>
<i>Tabela 58 – Incidentes da saída 2, de 2002 a 2004.....</i>	<i>52</i>
<i>Tabela 59- Incidentes detalhados da saída 2, de 2002 a 2004.....</i>	<i>53</i>
<i>Tabela 60 – Incidentes na saída 2, de 2005 a 2007.....</i>	<i>53</i>
<i>Tabela 61 Incidentes detalhados da saída 2, de 2005 a 2007.....</i>	<i>53</i>
<i>Tabela 62- Saída 3 .....</i>	<i>55</i>
<i>Tabela 63- Acções propostas no âmbito do PMQS de 2004 .....</i>	<i>56</i>
<i>Tabela 64 – Obras já aprovadas que contribuem para a melhoria do TIE .....</i>	<i>56</i>
<i>Tabela 65 – Resumo da saída 3.....</i>	<i>56</i>
<i>Tabela 66 – Custo do minuto reduzido, tendo por base o TIE MT da área de rede.....</i>	<i>56</i>
<i>Tabela 67 - Custo do minuto reduzido, tendo por base o TIE MT (EDIS). ....</i>	<i>57</i>
<i>Tabela 68 – Investimentos realizados para a saída 3.....</i>	<i>57</i>
<i>Tabela 69 - Dados verificados na saída 3 .....</i>	<i>57</i>
<i>Tabela 70 – custo da redução de um minuto tendo por base o TIE EDIS.....</i>	<i>57</i>
<i>Tabela 71 – Evolução do TIE da AR3 e da saída 3.....</i>	<i>58</i>
<i>Tabela 72 – Evolução do TIE nas zonas de qualidade de serviço do tipo C.....</i>	<i>58</i>
<i>Tabela 73 – Incidentes da saída 3, de 2002 a 2004.....</i>	<i>59</i>
<i>Tabela 74 – Incidentes detalhados da saída 3, de 2002 a 2004.....</i>	<i>59</i>
<i>Tabela 75 – Incidentes da saída 3, de 2005 a 2007.....</i>	<i>59</i>
<i>Tabela 76 – Incidentes detalhados da saída 3, de 2005 a 2007.....</i>	<i>60</i>
<i>Tabela 77 – Custos de redução de um minuto, calculados para as propostas realizadas e para os valores efectivamente verificados. ....</i>	<i>61</i>
<i>Tabela 78- Custos de redução de um minuto, calculados para as propostas realizadas para as saídas seleccionadas por cada área de rede. ....</i>	<i>62</i>

# Abreviaturas

## Lista de abreviaturas

EF	Energia Fornecida
ENF	Energia Não Fornecida
PMQS	Plano de Melhoria de Qualidade de Serviço
RQS	Regulamento de Qualidade de Serviço
SAIDI	<i>System Average Interruption Duration Index</i>
SAIFI	<i>System Average Interruption Frequency Index</i>
TIEPI	Tempo de Interrupção Equivalente da Potência Instalada

# Capítulo 1

## INTRODUÇÃO

### 1.1 ENQUADRAMENTO

Esta tese encontra-se inserida no âmbito do Mestrado Integrado em Engenharia Electrotécnica e de Computadores, Major de Energia, tendo sido desenvolvida com o apoio da empresa EDP Distribuição, que forneceu a informação sobre as suas redes de distribuição de energia eléctrica.

O principal objectivo deste trabalho consiste em analisar indicadores de continuidade de serviço, das redes da EDP distribuição, para a definição de acções de manutenção e de novos investimentos que induzam uma melhoria da qualidade de serviço.

### 1.2 ESTRUTURA DA TESE

Este trabalho encontra-se estruturado em cinco capítulos, sendo o primeiro composto por esta introdução.

No segundo capítulo são apresentados os traços gerais da regulação em Portugal, mais concretamente no que diz respeito à qualidade de serviço, sendo para isso elaborada uma breve análise ao Regulamento Tarifário e ao Regulamento de Qualidade de Serviço, contextualizando assim as acções da EDIS.

O terceiro capítulo descreve as práticas de investimentos da EDIS, analisando os diversos tipos de investimentos realizados, os critérios de selecção desses investimentos, os indicadores de continuidade de serviço utilizados internamente pela EDIS, a análise financeira levada a cabo e a classificação de interrupções.

No quarto capítulo é realizada uma análise mais aprofundada a três saídas seleccionadas de entre aquelas onde houve acções de investimento por parte da EDIS, no sentido de obter melhorias em qualidade de serviço

Finalmente no quinto capítulo, são apresentadas as conclusões deste trabalho.

# Capítulo 2

## REGULAÇÃO

Uma determinada indústria é definida como monopólio natural quando, para uma dada função, esta pode ser levada a cabo de forma mais barata por uma única empresa do que por várias. Sendo a distribuição de energia eléctrica caracterizada como um monopólio natural, a necessidade de regulação assume uma importância extrema.

O regulador - a Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) -, tem como objectivo da sua actividade proteger adequadamente os interesses dos consumidores em relação a preços, qualidade de serviço, acesso à informação e segurança de abastecimento, fomentar a concorrência eficiente, nomeadamente no quadro da construção do mercado interno da energia, garantindo às empresas reguladas o equilíbrio económico-financeiro no âmbito de uma gestão adequada e eficiente, estimular a utilização eficiente da energia e a defesa do meio ambiente e ainda arbitrar e resolver litígios, fomentando a arbitragem voluntária – [1].

No âmbito da qualidade de serviço, a necessidade de padrões mínimos de qualidade no sector eléctrico era uma condição essencial para o bem-estar e satisfação das populações e para o desenvolvimento da actividade económica. A qualidade de serviço pode ser analisada de duas formas:

- Qualidade de serviço comercial;
- Qualidade de serviço técnica.

A qualidade de serviço comercial, trata da relação entre os operadores de rede ou comercializadores e os seus clientes. Esta depende da qualidade de atendimento e da prontidão e capacidade de resposta às solicitações dos clientes, englobando diversos aspectos do relacionamento comercial designadamente o atendimento, informação aos clientes, a assistência técnica e a avaliação da satisfação dos clientes. A qualidade de serviço comercial é avaliada através de indicadores gerais e indicadores individuais. Os indicadores gerais destinam-se fundamentalmente a permitir a monitorização da qualidade de serviço comercial, não estando previsto o pagamento de qualquer compensação aos clientes no caso de se verificar o seu incumprimento.

A qualidade de serviço técnica engloba dois tipos de categorias, são elas:

- Qualidade da onda de tensão;
- Continuidade de serviço.

No que diz respeito à qualidade da onda de tensão, são analisadas as características da forma da onda de tensão alternada, através da evolução dos seus valores de frequência, amplitude, distorção harmónica e desequilíbrio.

A continuidade de serviço consiste na análise da fiabilidade do fornecimento da energia eléctrica, através do número e duração das interrupções de fornecimento.

Tendo em conta o tema deste trabalho, a continuidade de serviço revela-se como uma categoria à qual deve ser prestada uma atenção especial, sendo por isso analisada mais adiante neste capítulo.

## 2.1. REGULAÇÃO TARIFÁRIA

A actividade de distribuição de energia eléctrica em Portugal é regulada por *price cap*. A regulação por *price cap* consiste em fixar os limites máximos para os preços dos serviços prestados pelas entidades reguladas, bem como a forma como irão evoluir ao longo de um período regulatório mais estendido. Estes períodos mais alargados são necessários para as empresas poderem melhorar a sua eficiência, de modo a reduzirem os custos e a beneficiarem dos preços praticados durante o período regulatório.

O objectivo deste método de regulação é criar um incentivo à eficiência da empresa regulada. Assim, reduções substanciais de custos significarão a obtenção de lucros elevados, demonstrando que os preços seriam excessivamente altos para os ganhos de eficiência que a empresa provou ter.

O regulador estabelece objectivos, tomando a empresa a liberdade de os atingir da forma que entender ser a adequada à sua política. Este esquema de regulação tarifária implica de certa forma um risco elevado para as empresas mas, por outro lado, estas podem obter lucros elevados, se conseguirem atingir os objectivos dados pela ERSE para redução dos seus custos. Dado o risco inerente a este tipo de regulação tarifária, certas empresas poderiam ser levadas a diminuir os seus custos sacrificando a qualidade de serviço. Para evitar situações como esta, no ano de 2001 o Regulamento Tarifário sofreu alterações, passando a incorporar três mecanismos de incentivo. Os mecanismos visam: a redução de perdas, a recuperação dos custos afectos à promoção da qualidade do ambiente e a melhoria da qualidade de serviço.

Destes três mecanismos apresentados, aquele dentro do âmbito deste trabalho devemos analisar com mais pormenor é o que promove a melhoria da qualidade de serviço.

### 2.1.1 INCENTIVO À MELHORIA DA QUALIDADE DE SERVIÇO

O incentivo à melhoria de qualidade de serviço, é baseado nos valores de Energia Não Distribuída (END), de acordo com a Figura 1.

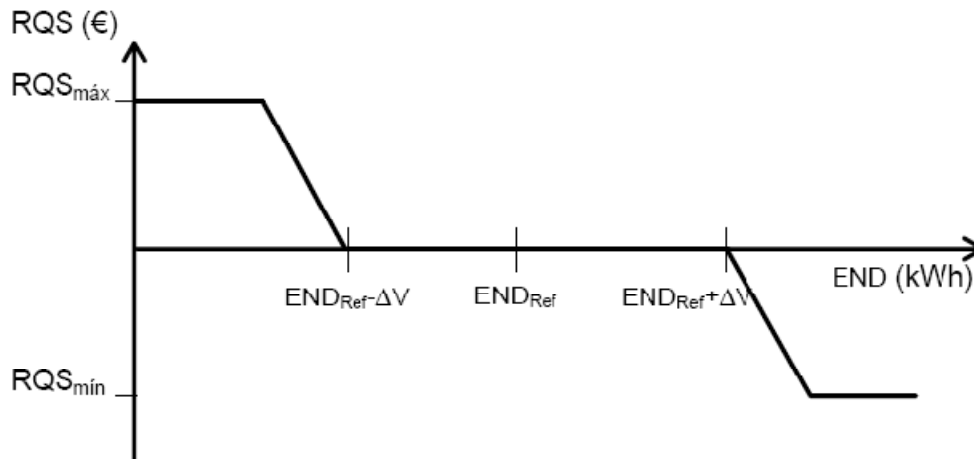


Figura 1- Incentivo à melhoria da qualidade de serviço

Os restantes parâmetros envolvidos são:

- $END_{ref}$  : Energia Não Distribuída de referência;
- $\Delta V$ : intervalo de variação da END em torno do valor de  $END_{ref}$ ;
- $VEND$ : valorização da Energia Não Distribuída. Representada pelo declive da curva da Figura 1;
- $RQS_{Max}$  : Valor máximo do prémio a atribuir;
- $RQS_{min}$  : Valor máximo da penalidade a atribuir.

Assim, para valores de END no intervalo  $[END_{ref} - \Delta V, END_{ref} + \Delta V]$ , o valor do incentivo é nulo. Para valores inferiores a  $END_{ref} - \Delta V$ , o incentivo é positivo, variando de acordo com o parâmetro  $VEND$ , até ao valor máximo de  $RQS_{Max}$ . Para valores superiores a  $END_{ref} + \Delta V$ , o mecanismo actua de forma simétrica, até ao valor de  $RQS_{min}$ .

O valor da END é calculado considerando a energia entrada na rede de distribuição em MT durante o ano em causa (ED), o tempo de interrupção equivalente da potência instalada calculado para toda a rede de distribuição em MT (TIEPI) durante o período em causa, um ano (T) através da fórmula:

$$END = ED \times \frac{TIEPI}{T} \quad (2.1)$$

O valor do TIE é calculado de acordo com o Regulamento de Qualidade de Serviço (RQS) e será explicado na secção 2.2.

Este mecanismo tem uma actuação a posteriori, com um desfasamento de dois anos.

Na Tabela 1, podemos observar os valores dos parâmetros utilizados neste mecanismo.

**Tabela 1- Valores dos parâmetros de qualidade de serviço em vigor para o ano de 2006 (2)**

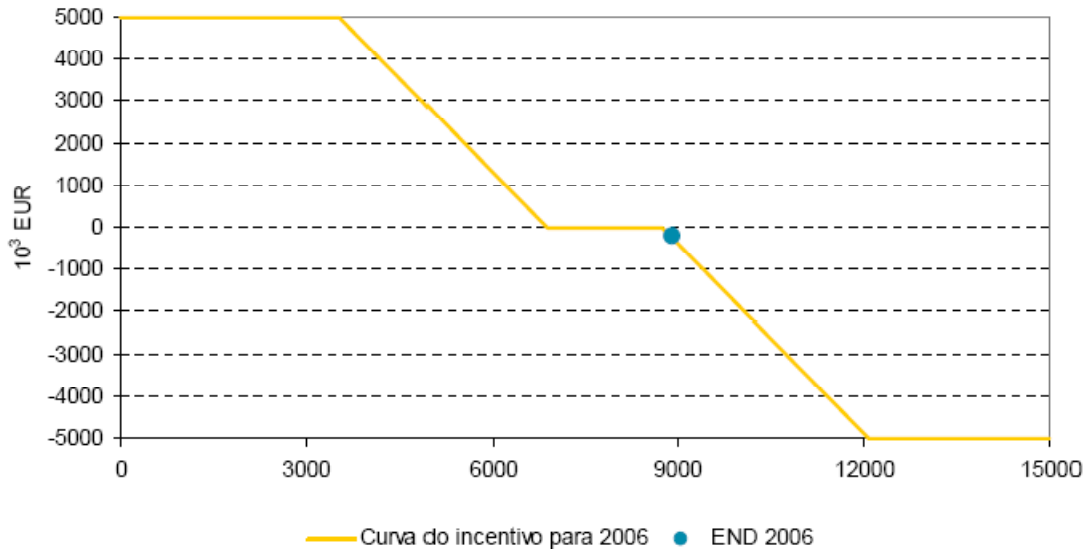
$END_{REF}$	$0,00019 \times ED$
$\Delta V$	$0,12 \times END_{REF}$
VEND	1,5 €/kWh
$ RQS_{m\acute{a}x}  =  RQS_{m\acute{i}n} $	5 000 000 €

Na Tabela 2 são apresentados os valores para determinação do incentivo à melhoria da qualidade de serviço de 2006.

**Tabela 2- Valores dos parâmetros do incentivo à melhoria da qualidade de serviço resultante do desempenho em 2006 [2]**

ED	MWh	41 109 160,71
TIEPI	h	1,90
END	MWh	8 898,38
$END_{REF} = 0,00019 \times ED$	MWh	7 810,74
$\Delta V = 0,12 \times END_{REF}$	MWh	937,29
$END_{REF} - \Delta V$	MWh	6 873,45
$END_{REF} + \Delta V$	MWh	8 748,03

Na Figura 2, é possível observar que devido ao desempenho em 2006, o valor do incentivo a aplicar em 2008 será de -225 527 €.



**Figura 2- Incentivo à melhoria da qualidade de serviço para 2006 (2)**

Da Figura 2, observamos que o incentivo resultante é negativo, assim sendo, nos proveitos da EDIS em 2008, haverá uma penalização devido ao valor verificado em 2006.

## 2.2. REGULAMENTO DE QUALIDADE DE SERVIÇO

A primeira versão do Regulamento de Qualidade de Serviço (RQS) data de 23 de Junho de 2000. Até então a regulação de qualidade de serviço existente em Portugal era praticamente inexistente. Nos regulamentos de segurança existia a referência ao valor de tensão a garantir no cliente no entanto, o conceito de qualidade de serviço associada à perspectiva da qualidade percebida pelo cliente não era contemplado, de acordo com [3].

Actualmente o RQS em vigor, data de 8 de Março de 2006, tendo existido um outro intermédio datado de 5 de Fevereiro de 2003. O Actual RQS tem como alterações mais relevantes em relação aos RQS anteriores, a adopção de alguns padrões mais exigentes para a continuidade de serviço de redes de média tensão e baixa tensão. De seguida, daremos especial atenção a alguns pontos do RQS que revelam especial importância no âmbito deste trabalho.

### Classificação das Zonas de Qualidade de Serviço

O RQS determina que os padrões de qualidade de serviço apresentados nas redes de distribuição, podem variar conforme as zonas geográficas determinadas como:

- Zona A – Capitais de distrito e localidades com mais de 25 mil clientes;
- Zona B – localidades com um número de clientes compreendido entre 2500 e 25000;
- Zona C – os restantes locais.

## Indicadores gerais de continuidade de serviço

Para as redes de média tensão, os indicadores de continuidade de serviço que deverão ser calculados pelos operadores para caracterizar a continuidade de serviço nas suas redes, são:

- TIEPI – tempo de interrupção equivalente da potencia instalada – rede MT- TIEPI<sub>MT</sub>, por zona (A, B e C) – indicador que representa o tempo de interrupção equivalente da potencia instalada por zona geográfica do operador de rede de distribuição, num determinado período de tempo estabelecido e que é dado pela seguinte expressão:

$$TIEPI_{MTZona} = \frac{\sum_{j=1}^k \sum_{i=1}^x DI_{ij} \times PI_j}{\sum_{j=1}^k PI_j} [horas] \quad (2.2)$$

Em que:

- $DI_{ij}$ - Duração da interrupção  $i$  no ponto de entrega  $j$ , em horas;
- $PI_j$ - Potencia instalada no ponto de entrega  $j$  – posto de transformação de serviço público (PTD) ou particular (PTC), na zona geográfica considerada, em kilovolt-amperes;
- $k$ – Quantidade total de pontos de entrega (PTC e PTD), na zona geográfica considerada;
- $x$ – Número de interrupções no ponto de entrega  $j$ .

- SAIFI- frequência média das interrupções do sistema:
  - Rede MT- SAIFI MT, por zona (A, B e C) – indicador que representa o numero médio de interrupções verificadas, por zona geográfica do distribuidor vinculado.

$$SAIFI_{MT} = \frac{\sum_{j=1}^k FI_{jMT}}{k} \quad (2.3)$$

Em que:

- $FI_{jMT}$ - Número de interrupções em PTD e PTC no período considerado;
- $k$ – Quantidade total de pontos de entrega (PTD e PTC) na zona geográfica considerada.

- SAIDI- tempo médio das interrupções do sistema:
  - Rede MT- SAIDI MT, por zona (A, B e C) – indicador que representa a duração média das interrupções verificadas, por zona geográfica do distribuidor vinculado.

$$SAIDI_{MT} = \frac{\sum_{j=1}^k \sum_{i=1}^x DI_{ij}}{k} [minutos] \quad (2.4)$$

Em que:

- $DI_{ij}$ - Duração da interrupção  $i$  no ponto de entrega  $j$  (PTD e PTC), em minutos;
- $k$ – Quantidade total de pontos de entrega (PTD e PTC) na zona geográfica considerada.

- END – energia não distribuída – rede MT- indicador que representa o valor estimado da energia não distribuída, nos pontos de entrega, devido a interrupções de fornecimento, dado pela expressão seguinte:

$$END = \frac{TIEPI_{MT} \times EF}{T} [\text{megawatts} - \text{hora}] \quad (2.5)$$

Em que:

- $TIEPI_{MT}$ - Tempo de interrupção equivalente da potência instalada na rede MT do distribuidor, em horas;
- $EF$ - Energia fornecida à rede MT do operador de rede de distribuição em megawatts-hora, calculada a partir da energia entregue pelo operador da rede de transporte e pelos produtores ligados às redes de distribuição, deduzida dos consumos dos clientes ligados à rede de AT.
- $T$ - Período considerado, em horas.

Todos os indicadores são calculados para cada zona geográfica (A, B e C), à excepção do indicador END que é calculado globalmente.

Os padrões de continuidade de serviço na rede de média tensão estão apresentados na Tabela 3.

**Tabela 3- Padrões de continuidade de serviço na rede de média tensão.**

Indicadores	Tensão	Zonas Geográficas	Valores máximos
TIEPI (horas)	MT	A	2
		B	4
		C	10
SAIFI (número)		A	3
		B	6
		C	8
SAIDI (horas)		A	3
		B	5
		C	10

### Indicadores individuais de continuidade de serviço

O operador da rede de distribuição deve determinar, em cada ano civil e para todos os clientes, os seguintes indicadores individuais de continuidade de serviço:

- Número de interrupções;
- Duração total das interrupções, em minutos.

Nas redes MT, as interrupções longas (superiores a três minutos) não deverão exceder por ano, os valores apresentados na Tabela 4 e Tabela 5.

Tabela 4- Número de interrupções por ano.

Zona Geográfica	MT
A	8
B	16
C	25

Tabela 5- Duração total das interrupções por ano (horas).

Zona Geográfica	MT
A	4
B	8
C	16

### Compensações e quantias

Sempre que se verifique o incumprimento dos valores indicados na Tabela 4 e Tabela 5, os clientes do operador da rede de distribuição têm direito a compensações. Sempre que se ultrapasse o número de interrupções,  $CN_n$  é calculado da seguinte forma:

$$CN_n = [NI - NIP] \times FC_n \quad (2.6)$$

Em que:

- $CN_n$  = Valor da compensação, no ano n, em euros;
- $NI$  = Número de interrupções longas, não abrangidas pelo nº1 do artigo 14º no ponto de entrega a clientes, reportado ao ano;
- $NIP$  = Valor padrão do número de interrupções longas não abrangidas pelo nº1 do artigo 14º
- $FC_n$  = Valor unitário de compensação do número de interrupções relativas ao ano n, em euros.

No ano de 2005, para os clientes MT,  $FC_n$  tinha o valor de 20€.

Sendo que quando se ultrapasse a duração total das interrupções o  $CD_n$  é calculado da seguinte forma:

$$CD_n = [DI - DIP] \times PC_n \times KC_n \quad (2.7)$$

Em que:

- $CD_n$  - Valor da compensação, no ano n, em euros;
- $DI$  - Duração total em horas, das interrupções longas, não abrangidas pelo nº1 do artigo 14º no ponto de entrega a clientes, reportado ao ano;
- $DIP$  - Valor padrão, em horas, da duração das interrupções longas não abrangidas pelo nº1 do artigo 14
- $PC_n$  - Valor médio da potência contratada durante o ano n, em kilowatts.
- $KC_n$  - Valor unitário de compensação da duração das interrupções, relativo ao ano n, em euros por kilowatts-hora.

No ano de 2005, para os clientes MT,  $KC_n$  teve o valor de 0,293€/kWh.

## **Interrupções**

Segundo o artigo 14º do Capítulo II do RQS de 2006, de entre as razões associadas à qualidade de serviço técnica que podem interromper o serviço de distribuição de energia, encontram-se os casos fortuitos ou de força maior e as situações em que existe acordo com o cliente. Todas as outras estão associadas à qualidade de serviço comercial, não sendo relevantes para o objectivo do trabalho.

Exceptuando estes dois casos onde se permite a interrupção do serviço, todas as outras interrupções superiores a 3 minutos são consideradas para o cálculo dos indicadores de continuidade de serviço.

As interrupções podem ser de dois tipos, previstas ou acidentais. As interrupções previstas são aquelas cuja interrupção da entrega de energia eléctrica tenha o acordo dos clientes, ou ainda por razões de serviço ou interesse público em que os clientes são informados com a antecedência mínima fixada no regulamento de relações comerciais. As acidentais, são as restantes interrupções do fornecimento ou da entrega de energia eléctrica.

Mais adiante será apresentada de forma mais detalhada a classificação das interrupções por parte da EDIS.

### **2.3.RESUMO**

A Qualidade de Serviço encontra-se dividida em qualidade de serviço técnica e comercial. O Regulamento de Qualidade de Serviço, estabelece os padrões mínimos de qualidade de serviço bem como os indicadores gerais e individuais pelos quais se afere a qualidade das redes. O Regulamento Tarifário inclui três mecanismos de incentivo à qualidade de serviço, que visam a redução das perdas, a recuperação dos custos afectos à promoção da qualidade do ambiente e a melhoria da qualidade de serviço.

# Capítulo 3

## ANÁLISE DE PRÁTICAS DE INVESTIMENTOS DA EDIS

Neste capítulo, pretende-se apresentar algumas das práticas usadas pela EDIS na definição dos seus investimentos, bem como analisar os principais fundamentos destes procedimentos.

Nesta descrição, é dado destaque às acções referentes ao PMQS, selecção dos locais de investimentos, ao tipo de investimentos, as acções de manutenção e prevenção, à análise financeira e à classificação de incidentes.

### 3.1 PLANO DE MELHORIA DE QUALIDADE DE SERVIÇO – PMQS

O Plano de Melhoria de Qualidade de Serviço (PMQS) foi implementado pela EDP Distribuição em 2003 tendo como final previsto o ano de 2008, com o intuito de dar um salto qualitativo ao nível da Distribuição de energia eléctrica. Para tal, anualmente são seleccionadas as piores saídas da EDIS para serem realizadas acções de investimento.

No ano de 2004, a abordagem adoptada pela EDP consistiu em seleccionar, para esse plano, as 200 saídas MT para as quais se registou um pior desempenho de continuidade de serviço, em 2002 e 2003. Deste plano foram excluídas as saídas já incluídas no programa Objectivo 300. O programa Objectivo 300, consistia em melhorar a qualidade de serviço das 300 piores saídas da Edis, tendo sido realizado anteriormente à implementação do PMQS atrás referido.

Para melhorar a Qualidade de Serviço nesse plano, foram contemplados três tipos de acções:

- Acções de investimento (redes novas, interligações e reforços);
- Acções de manutenção (substituição e reparação de redes e equipamentos);
- Acções de investimento em telecomando (instalação de novos equipamentos e telecomando de equipamentos existentes).

De referir que, para a análise realizada no âmbito desse plano, as acções de manutenção não foram consideradas por os responsáveis de algumas áreas de rede terem optado por não as incluir no PMQS. Como opção, recorreram ao seu orçamento anual para a realização das acções de manutenção.

Nesse ano foi feita intervenção em 13 das 14 áreas de rede. A exceção consistiu na área de rede do Vale do Tejo (ARVT), em virtude de esta área de rede se encontrar, na altura, em execução um programa específico para a melhoria da sua qualidade de serviço. No ano de 2004, no total foram sujeitas a intervenção 213 saídas da EDIS.

Para o PMQS 2005, a abordagem da EDP Distribuição foi idêntica à de 2004, tendo-se verificado mais uma vez a exclusão da ARVT. Neste ano, houve intervenção em 155 novas saídas.

No ano de 2006, o PMQS incidiu sobre as 40 piores saídas MT de cada área de rede. Para saídas que já tinham sido incluídas em outros PMQS, foram analisadas as obras até então realizadas para verificar que tinham sido suficientes para a obtenção dos objectivos propostos. No total, em 2006 houve intervenção em 317 saídas.

### 3.2 SELECÇÃO DOS LOCAIS DE INVESTIMENTOS

A selecção dos locais de investimentos a intervir no âmbito dos Planos de Melhoria de Qualidade de Serviço, não obedeceu a nenhum requisito específico relacionado com os diversos tipos de clientes ou zonas de qualidade de serviço.

Apesar de se pretender melhorar as piores saídas de cada área de rede, a escolha das saídas não se cingiu única e exclusivamente aos índices de qualidade de serviço, tal como o TIE. Se uma saída apresentar um TIE alto durante um determinado ano, isto não implica que corresponda obrigatoriamente a uma saída com fraca qualidade de serviço.

Efectivamente, para tentar evitar que fossem incluídas, no PMQS, saídas que tenham apresentado elevado TIE como resultado da ocorrência de situações de perturbação anormal severa, os responsáveis por diversos departamento de cada área de rede conjugaram o saber empírico de quem trabalha no terreno com a análise dos responsáveis do planeamento das redes, para se procurar definir as saídas a intervir de modo a tentar otimizar os investimentos.

### 3.3 TIPOS DE INVESTIMENTOS

Os tipos de investimentos utilizados nos planos de melhoria de qualidade de serviço estudados, são sobretudo destinados às linhas áreas. Outros tipos de investimentos, como criação de novas subestações, são sujeitos a outro tipo análises de carácter técnico e financeiro diferentes das realizadas nos planos de melhoria de qualidade de serviço estudados. Este tipo de investimento envolve verbas avultadas, sendo que o impacto deste na qualidade de serviço de uma determinada área de rede é também muito significativo.

Os principais tipos de investimentos realizados no âmbito dos planos de melhoria de qualidade de serviço, são:

- Reforço de linhas;
- Interligação de linhas;

- Remodelação de traçado;
- Criação de novos traçados.

Dos tipos de investimentos apresentados, a EDIS considera que pode obter ganhos em duas parcelas, energia não distribuída e ganhos em perdas.

Os ganhos em perdas nas linhas de média tensão são valorizados ao preço de 0,0609 €/kWh, sendo a valorização do ganho em energia não distribuída de 1,5 €/kWh. Ambos os parâmetros são pesados na avaliação da viabilidade financeira do projecto, apesar dos ganhos em energia não distribuída terem uma maior interferência com o objectivo principal dos planos de melhoria de qualidade de serviço. Tal como foi apresentado no capítulo anterior, podemos observar que os ganhos em perdas não são variáveis de nenhum indicador de continuidade de serviço, enquanto a energia não fornecida está directamente relacionada com o cálculo do TIE.

Quanto aos investimentos em telecomando, estes baseiam-se essencialmente na instalação de interruptores aéreos telecomandados (IAT) e interruptores auto religadores (IAR).

### 3.4 ACÇÕES DE MANUTENÇÃO E PREVENÇÃO

As acções de manutenção/prevenção assumem um importante papel na conservação da rede de distribuição. No entanto, quando comparadas com as acções de investimento, estas são claramente menos dispendiosas, e por isso muitas das vezes relegadas para um segundo plano. Desta forma, estas assumem um papel secundário mas activo no objectivo de melhorar a qualidade de serviço.

Convém referir que em relação aos PMQS dos anos atrás referidos, certas áreas de rede optaram por não incluir as acções de manutenção nestes planos, utilizando toda a verba disponível para as de acções de investimentos. Desta forma, as acções de manutenção foram incluídas no orçamento anual dessas mesmas áreas de rede.

As acções preventivas consideradas para todas as saídas são:

- Inspeção visual pelo Solo;
- Inspeção Termográfica;
- Limpeza de Faixa;
- Inspeção Integral a PTD;
- Inspeção geral a PTD;
- Eliminação de pontos quentes.

Procura-se que as acções preventivas sejam realizadas regularmente, de modo a evitar a ocorrência de incidentes que possam prejudicar a qualidade de serviço, para além de reduzir a necessidade de acções de manutenção.

Quanto às acções de manutenção, na sua grande maioria consistem em:

- Substituição e/ou manutenção de seccionadores e IAT's;

- Substituição de isolamento de apoio;
- Substituição de arcos e ligadores;
- Limpeza da faixa de protecção;
- Substituição de condutores rebentados.

As acções de manutenção estão associadas, em muitos dos casos, a interrupções programadas, não tendo na sua maioria influência nos indicadores de qualidade de serviço. Apesar de estas acções não contribuírem para o aumento dos indicadores de qualidade de serviço (quando calculados de acordo com o estabelecido no RQS), o impacto destas acções é por si só muito reduzido, quando comparado com a instalação de um IAT numa determinada saída.

### 3.5 INDICADORES DE CONTINUIDADE DE SERVIÇO - TIEPI

O indicador de continuidade de serviço de referência para a EDIS é o TIEPI MT. Tal como já foi explicado no capítulo 2, o TIEPI é um indicador de sistema que tem como base as potências instaladas. Ao contrário do SAIFI e SAIDI que são indicadores de qualidade de serviço cuja base são os clientes do sistema.

A seguir é apresentado um exemplo genérico onde são consideradas duas saídas A e B, calculando para cada uma os respectivos indicadores de qualidade de serviço – TIEPI, SAIFI e SAIDI. Neste exemplo, ilustram-se os possíveis efeitos perversos da análise única do TIEPI. Os cálculos do exemplo 1 foram efectuados utilizando as fórmulas descritas no capítulo 2.

#### EXEMPLO 1

#### Saída A (zona B):

Tabela 6 – Dados da Saída A

P.Entrega	Nº clientes	Tipo	Pot instalada (kVA)	Pot. média cortada (kW)
1	30	PT público	600	400
2	10	PT público	800	670
3	10	PT público	700	500
4	10	PT público	600	450
5	10	PT público	500	350
6	10	PT público	700	400
7	10	PT público	800	500
8	40	PT público	500	350
9	10	PT público	600	380
10	10	PT público	400	275
N=	150	PI Total=	6200	

Tabela 7 – Interrupções da Saída A e Potencias cortadas

interrupção	PE Afectados	nº int. em clientes Nj	duração da int. tj (h)	Pot média cortada Pcj (kW)	Pot Instalada Cortada Pij (kVA)
1	1	30	3	400	600
	3	10	1	500	700
2	5	10	1	350	500
	2	10	1	670	800
3	8	40	1	350	500
	ΣNj=	100		ΣPcj=	3100

**Tabela 8 – Cálculos preliminares para a Saída A**

interrupção	P.Entrega Afectados	Horas de int. nos clientes Nj.tj (horas)	Energia não distribuída (End=Pej*tj)	Pij.tj (kVA.h)
1	1 3	90 10	1200 500	1800 700
2	5 2	10 10	350 670	500 800
3	8	40	350	500
	Total=	160	3070	4300

**Tabela 9 – SAIFI, SAIDI, TIEPI – Saída A**

SAIFI (int/ano)	SAIDI (horas/ano)	TIEPI (min/ano)
0,67	1,07	41,61

**Saída B (zona B):**

**Tabela 10- Dados da Saída B**

P. Entrega	Nº clientes	Tipo	Pot instalada (kVA)	Pot. média cortada (kW)
1	1	PT público	3000	2500
2	1	PT público	500	450
3	1	PT público	700	500
4	1	PT público	600	450
5	1	PT público	500	350
N=	5	PI Total=	5300	

**Tabela 11 - Interrupções da Saída B e Potencias cortadas**

interrupção	PE Afectados	nº int. em clientes Nj	duração da int. tj (h)	Pot média cortada Pcj (kW)	Pot Instalada Cortada Pj j (kVA)
1	1	1	2,3	2500	3000
2	5	1	1	350	500
	ΣNJ=	2		ΣPcj=	3500

**Tabela 12 - Cálculos preliminares para a Saída B**

interrupção	P.Entrega Afectados	Horas de int. nos clientes Nj.tj (horas)	Energia não distribuída (End=Pej*tj)	Pij.tj (kVA.h)
1	1	2,3	5750	6900
2	5	1	350	500
	Total=	3,3	6100	7400

**Tabela 13 - SAIFI, SAIDI, TIEPI – Saída B**

SAIFI (int/ano)	SAIDI (horas/ano)	TIEPI (min/ano)
0,40	0,66	83,77

Da análise aos resultados atrás apresentados para as saídas A e B, podemos verificar que ambas pertencem a uma mesma zona de qualidade de serviço – B- além de que a saída A possui um número muito superior de clientes comparada com a saída B. Apesar disso, o facto de existir na saída B, um cliente com potência instalada de 3MVA faz com que o total da potência instalada na Saída A seja apenas ligeiramente superior ao da Saída B. Desta forma, o TIEPI da saída B poderá ter valores da mesma ordem de grandeza ou mesmo superiores ao TIEPI da saída A, apesar de muito menor número de clientes.

Efectivamente, no exemplo apresentado a saída A apresenta os indicadores SAIFI e SAIDI superiores aos da saída B. No entanto, o TIEPI desta última é praticamente o dobro do TIEPI apresentado pela saída A. Com este exemplo se ilustra, o facto de a EDIS utilizar o TIE como indicador de referência poder, de certa forma, ter um efeito perverso, por dar maior importância à qualidade de serviço das saídas com base apenas nos critérios da potência instalada.

Desta forma, a utilização do TIE pode ser desajustada aquando do direccionamento dos investimentos a realizar por parte da EDIS, favorecendo clientes com potências instaladas superiores, em detrimento de saídas onde um maior número de clientes é afectado. Esta distinção entre clientes baseando-se unicamente na potência instalada, pode desta forma reflectir-se numa desigualdade de tratamento entre clientes.

### 3.6 ANÁLISE FINANCEIRA DOS INVESTIMENTOS

Um dos parâmetros utilizados pela EDIS para analisar a viabilidade financeira de determinada proposta de investimento é a TRI – Taxa de Rentabilidade Inicial.

Olhando para a Tabela 14, podemos observar um resumo dos valores propostos para investimento na saída C. A TRI neste caso apresenta o valor de 10,4%, sendo que por norma o valor mínimo para ser aprovada uma acção de investimento se situa nos 10%.

Tabela 14 – Saída C

ARMN	TIEMT 2003		Acções propostas				Acções aprovadas	Redução esperada do TIEMT (medidas propostas + já aprovadas)			TRI
	LN MT (saída da SE)	AR	EDP	Valor (€)				Valor (€)	AR	EDP	
Designação	(min)	(min)	Invest.	Manut.	Telecom.	Total	Outros	(min)	(min)		
Saída C	3,97	0,23	187.800	3.000	0	190.800	200.000	2,61	0,15	66%	10,4%

A TRI é calculada da seguinte forma:

$$TRI = \frac{\sum \text{Benefícios (Ano 1 actualizado ao ano 0)}}{\text{Custos}} \quad (3.1)$$

Os benefícios das acções de investimento, são na sua grande maioria ganhos em END e em Perdas por efeito de Joule. Sendo que os ganhos em perdas de Joule nas linhas de média tensão são valorizados ao preço de 0,0609 €/kWh, e os ganhos em energia não distribuída valorizadas em 1,5 €/kWh. Os benefícios são actualizados ao ano zero a uma taxa de 10%.

Em relação aos custos, englobam todos aqueles que a saída C viu aprovados durante o ano zero – neste caso é o ano de 2004.

Visto que os PMQS são para a EDIS programas de onde esperam obter retornos de qualidade e financeiros rápidos, a TRI permite saber que percentagem do investimento inicial se vai obter no ano imediatamente depois do fim das obras.

A aceitação de um investimento depende se o valor da TRI é superior a 10%, ou seja, o investimento é aceite se, ao fim de 1 ano, já se recuperou pelo menos 10% do valor investido.

Apesar de a EDIS ter outros indicadores de análise económica mais comuns, tais como o VAL, TIR e Benefício/Custo, é na TRI que as atenções são centradas. Nos cálculos dos restantes indicadores de análise financeira, convém referir que a EDIS realiza os seus estudos económicos com horizonte temporal de 30 anos, excepto no crescimento anual dos consumos, onde o horizonte temporal é reduzido para 10 anos. A taxa anual de consumos é variável conforme a área onde localiza o projecto realizado.

### 3.7 INTERRUPÇÕES

De acordo com o Regulamento de Qualidade de serviço, as interrupções podem ter 3 origens: Produção, Transporte e Distribuição. Sendo divididas em dois tipos de interrupções, as previstas e as acidentais.

As interrupções previstas ou programadas, são as interrupções do fornecimento ou da entrega de energia eléctrica por acordo com os clientes ou, ainda, por razões de serviço ou de interesse público em que os clientes são informados com a antecedência mínima fixada no regulamento de relações comerciais.

Sendo as interrupções acidentais ou imprevistas, todas as restantes interrupções do fornecimento ou da entrega de energia eléctrica.

Do ponto de vista da EDIS, as interrupções acidentais ou imprevistas são as que maior influência terão nos indicadores de qualidade de serviço. De acordo com o Regulamento de Qualidade de Serviço as interrupções acidentais encontram-se subdivididas em quatro outras categorias, são elas: casos fortuitos ou de força maior, razões de segurança, próprias e outras redes ou instalações exteriores à EDP.

#### 3.7.1 CLASSIFICAÇÃO DAS INTERRUPÇÕES

Tendo em conta o Regulamento de Qualidade de Serviço, mais propriamente o Anexo I, onde se descrevem os procedimentos a ter aquando do registo e classificação das interrupções, é importante agrupar todos os possíveis incidentes dentro de categorias mais vastas. Assim, o departamento de Condução da EDIS, esta encarregue da recolha da informação de todas as interrupções. O sistema utilizado para tratamento dessa mesma informação, seguindo a indicação do nº 2 do Anexo I do RQS, é o “*System Analyzer*”. Este consiste numa base de dados, onde se vão registando todos os incidentes ocorridos na rede de distribuição.

Podemos observar as classificações utilizadas nas seguintes tabelas. Na Tabela 15 podemos observar a classificação de todos os incidentes englobados na categoria de Casos fortuitos ou de força maior. Sendo que este tipo de incidentes estão excluídos do Regulamento de Qualidade de Serviço, no que toca à aferição do cumprimento de padrões gerais ou individuais de qualidade de serviço de natureza técnica e ao pagamento de compensações.

**Tabela 15 – Interrupções – Casos fortuitos ou de força maior**

Casos fortuitos ou de força maior	Terceiros	Greve geral
		Alteração de Ordem Publica
		Sabotagem
		malfeitoria
		escavações
		veiculos
		trabalhos de terceiros
		abate de arvores
	Naturais ou ambientais	vento de intensidade excepcional
		neve/gelo condição excepcional
		inundações imprevisíveis
		descarga atmosferica directa
		incendio
		terramoto
		deslizamento de terras
		aves
		animais não aves
		ruptura de canal de fluidos
		corpos estranhos na rede

Quanto as razões de Segurança, são classificadas de acordo com a Tabela 16. Nestas interrupções só devem ser contempladas as situações em que a continuidade do serviço coloque em risco a segurança de pessoas e bens, bem como a segurança e estabilidade do sistema eléctrico.

**Tabela 16 – Interrupções – Razões de Segurança**

Razões de Segurança	razões de segurança	desl. De carga automatico
		desl de carga manual
		risco iminente pessoas e bens

Na Tabela 17 observamos a categoria onde se inserem a grande maioria dos incidentes ocorridos.

Tabela 17- Interrupções - Próprias

Próprias	Trabalhos inadiáveis	<TI> Trabalhos de Lig./Desligação
		<TI> Manobras
		<TI> Manutenção Preventiva
		<TI> Trabalhos de reparação
	Atmosféricas	neve/gelo
		Queda Arv. Por cond. Atmosfericas Adversas
		Projecção ramos por vento
		chuva
		vento
		nevoeiro
		trovoada
	Protecção/automatismos/teleacção/Comunicações	Falta Select- Longitudinal
		Falta Select- Transversal
		Defeito de Protecção/Automatismos
		Defeito da Teleacção/Telecomando
		Defeito em Comunicações
	Material/equipamento	defeito de montagem
		defeito de fabrico
		erro concepção materiais
		utilização inadequada de materiais
		envelhecimento materiais
		defeito isolamento
		defeito de disjuntos
	Manutenção	Contornamentos/condensação
		Inund./Infiltrações
		Manutenção Deficiente/Falta de Manut
		Fase a Terra
Mau contacto de Fase		
Mau contacto de Neutro		
Poluição/corrosão		
faixas protecção insuficientes		
condutores desregulados		
técnicas	utilização acima características	
	ree	
	actuação de automatismos	
humanas	falsa manobra	
	ensaios	
	trab EDP (Adm directa)	
	trab EDP (Empreiteiro)	
	trab TET (adm directa)	
	trab TET (empreiteiro)	
Desconhecidas	Desc- Cond Atmosf Normais	
	Em analise	

Na subcategoria de trabalhos inadiáveis são registados incidentes sempre que um trabalho programado exceda a duração de 8 horas, ou a sua finalização ultrapasse as 15 horas. Se o número de trabalhos programados por cliente for maior que 5 por ano, deverá também ser registado um trabalho inadiável.

A subcategoria, atmosféricas engloba os incidentes causados pelos efeitos das condições atmosféricas adversas sobre a Rede de Distribuição. Devem também ser considerados neste grupo, todos os incidentes com causas desconhecidas e que estejam relacionados com condições atmosféricas adversas.

Os casos de funcionamento incorrecto nos sistemas de protecção, automatismo, teleacção ou comunicações, estão inseridos na subcategoria das protecções. Sendo que os casos de incidentes com materiais, estão naturalmente ligados com a subcategoria do mesmo nome. Assim como as de manutenção, onde as são registadas as falhas de manutenção preventiva, as humanas, ocorrências motivadas por falhas humanas no decurso da actividade exercida na rede eléctrica.

As ocorrências durante a qual as condições atmosféricas existentes são consideradas normais e não se consegue detectar a causa do incidentes, são classificadas de – Desconhecidas.

Na Tabela 18 encontram-se as ocorrências exteriores à EDP.

**Tabela 18 – Interrupções – Outras redes ou instalações exteriores à EDP**

Outras redes ou instalações exteriores à EDP	entidades exteriores	causa propria - instalação do cliente
		causa propria - instalação produtor
	REN	REN - causa propria na rede da RNT
		REN - casos fortuitos ou força maior
		REN- defeiro fugitivo na rede EDIS

### 3.8 RESUMO

O objectivo de melhorar os indicadores de continuidade de serviço por parte da EDIS é levada a cabo na sua grande maioria através dos Planos de Melhoria de Qualidade de Serviço – PMQS. A selecção dos investimentos tem como principal consideração o indicador de continuidade de serviço, TIE. Não fazendo assim qualquer distinção entre tipos de clientes, de zona A, B ou C. Dos investimentos realizados obtemos benefícios através do ganho em END, e benefícios em perdas. A taxa de referência utilizada para aprovação de acções de investimento é a TRI, esta depende do ganho em END e dos investimentos realizados. A administração da EDIS definiu como mínimo de 10% no valor da TRI para aprovação das acções de investimento.

Outro tipo de acções levadas a cabo pela EDIS, são as de prevenção e de manutenção. Sendo que estas últimas têm um impacto muito menor quando comparadas com as acções de investimento.

Quanto ao registo de incidentes, a EDIS através do departamento de condução regista todas as ocorrências verificadas na rede de distribuição, usando para o efeito o sistema denominado, “System Analyzer”.

# Capítulo 4

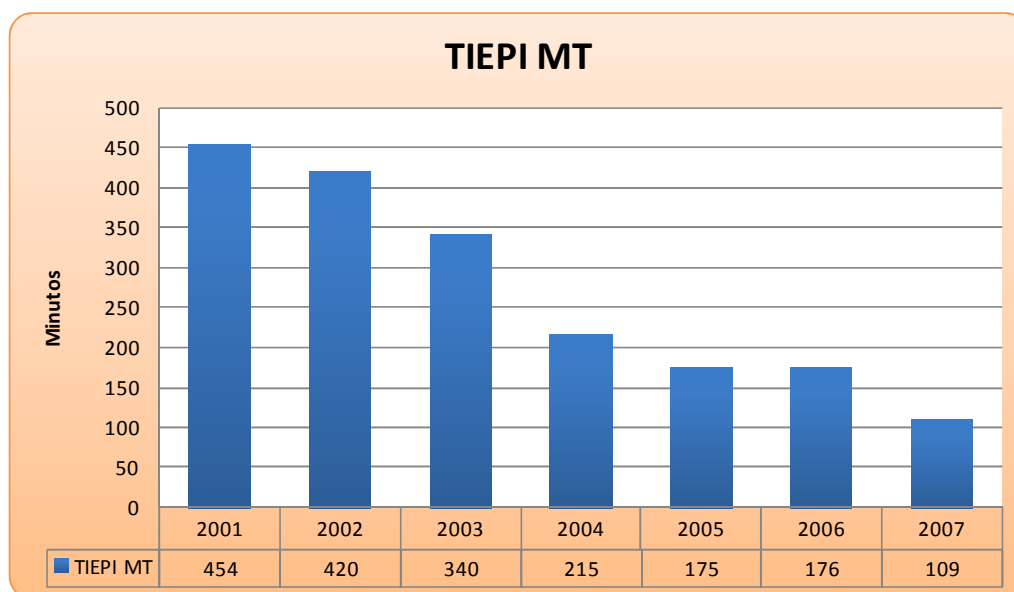
## ESTUDO DO IMPACTO DOS INVESTIMENTOS

Da análise realizada neste capítulo procurou-se obter uma relação entre os ganhos em qualidade de serviço e as acções de investimento levadas a cabo na rede de distribuição de energia da EDIS. Para tal procedeu-se inicialmente a uma análise global aos indicadores de continuidade de serviço da rede de distribuição de energia. Numa segunda fase foi realizada uma análise mais aprofundada aos indicadores das áreas de rede, para finalmente se proceder ao estudo de algumas saídas escolhidas entre aquelas onde existiram acções de investimento.

### 4.1 EDIS

Antes de avançar para análises mais detalhadas, convém debruçarmo-nos sobre a evolução do TIE na rede de distribuição de energia da EDIS.

Segundo o gráfico da Figura 3, podemos observar um decréscimo anual do TIE, algo a que não é alheia a preocupação demonstrada pela ERSE ao introduzir o RQS e os respectivos incentivos já falados no capítulo 2.



**Figura 3 - TIEPI MT para incidentes superiores a 3 minutos**

Analisando os valores globais do TIE desde 2001 até ao ano de 2007 apresentados na Tabela 19, podemos verificar que houve desde 2001 uma redução significativa do valor do TIE. Deve-se salientar que a introdução por parte da ERSE do primeiro Regulamento da Qualidade de Serviço em 2000 foi determinante para esta evolução. Uma outra situação que funcionou com alavanca para a melhoria verificada no TIE foi a introdução, em 2001, dos três incentivos à melhoria de qualidade de serviço já referidos no Capítulo 2.

Analisando mais detalhadamente os valores da Tabela 19, verificamos que a partir de 2002 se observou um decréscimo anual sempre superior a 15%, excepto de 2005 para 2006. Esta excepção poder-se-á justificar devido à forte instabilidade meteorológica verificada durante o ano de 2006, em que se verificou o 5º ano mais quente, e o 3º Outono mais chuvoso desde 1931, de acordo com [4].

**Tabela 19 – Valores do TIE da EDIS, 2001 a 2007**

	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
<b>TIE</b>	454	420	340	215	175	176	109
<b>% Anual</b>		-7,49%	-19,05%	-36,76%	-18,60%	0,57%	-38,07%

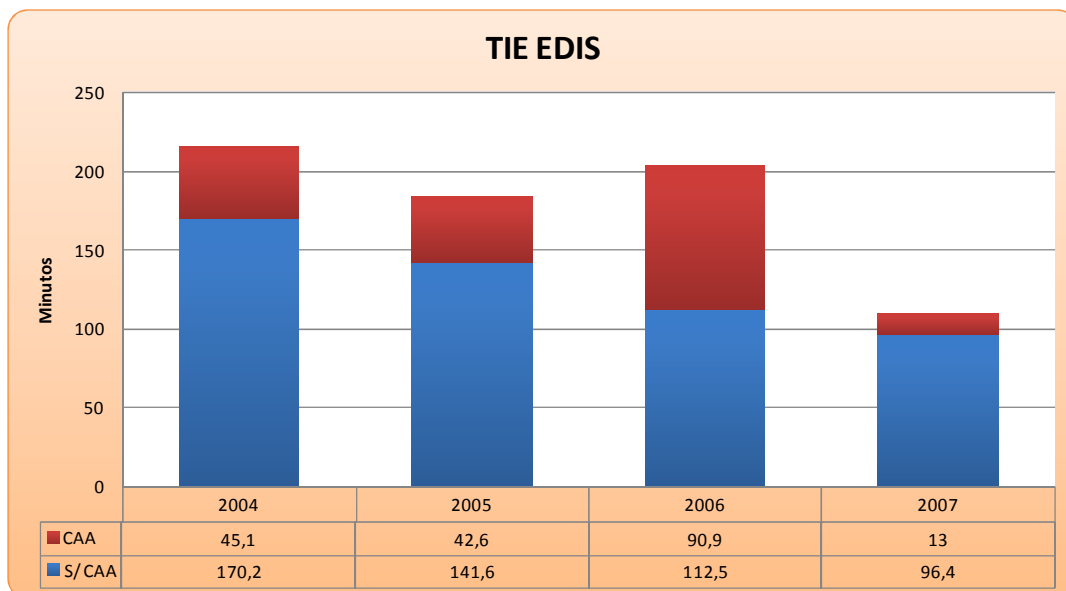
Visto que a introdução dos incentivos no regulamento tarifário data de 2001, o incentivo à melhoria de qualidade de serviço apenas em 2003 foi posto em prática, sendo que os resultados de 2003 foram apurados durante o ano de 2004 e introduzidos nos tarifários em 2005.

Tal como indicado na Tabela 15, podemos observar que os casos fortuitos ou de força maior são fortemente ligados às condições atmosféricas. De acordo com o Regulamento de Qualidade de Serviço, este tipo de incidentes, desde que devidamente identificados, justificados e comprovada

a sua causa, não serão tidos em conta para efeitos de aferição do cumprimento dos padrões de qualidade de serviço de natureza técnica.

Apesar de casos extremos, como os de força maior, serem excluídos do cálculo dos indicadores de qualidade de serviço quando devidamente justificados, tal não acontece com os incidentes com origem em causas próprias - Tabela 17.

Dentro das causas próprias, existe a subcategoria das acções atmosféricas, sendo que este tipo de ocorrências é incluído no cálculo dos indicadores de continuidade de serviço, por exemplo o TIE. Na Figura 4 podemos observar o TIE de 2004 a 2007, onde foi feita uma análise por parte do departamento de condução, separando o TIE proveniente das condições atmosféricas adversas, do TIE cuja origem teve outro tipo de incidente. É de referir que os dados apresentados incluem todas as ocorrências e não só as superiores a 3 minutos, pois, visto que pretendemos avaliar a melhoria de qualidade de serviço na rede, optou-se por analisar incidentes de qualquer duração.

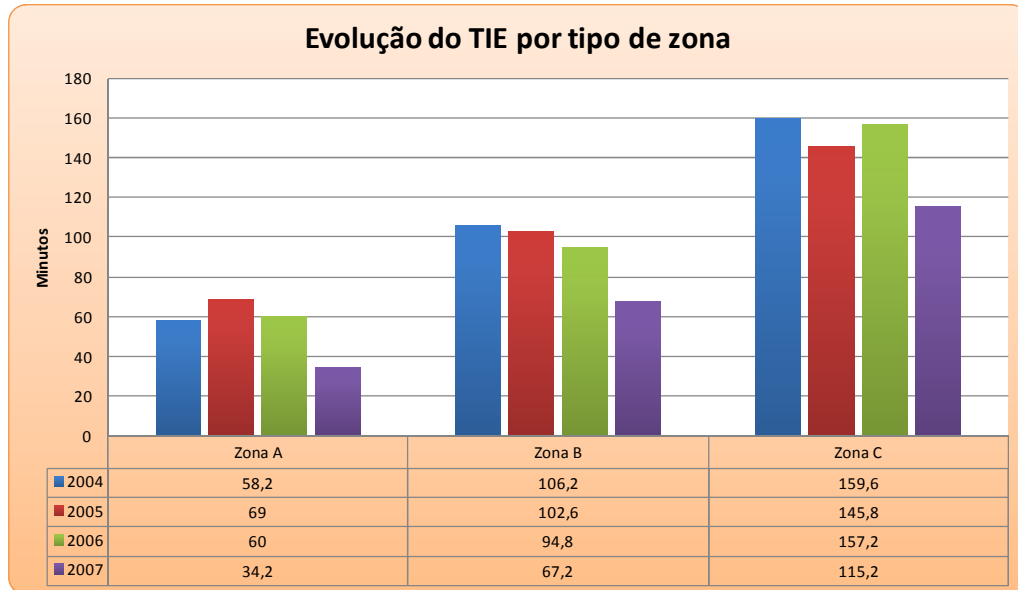


**Figura 4- TIE EDIS, separado por condições atmosféricas adversas e outras ocorrências.**

Tal como se tinha observado anteriormente, no ano de 2006 houve um ligeiro aumento do TIE total. Após a desagregação do TIE resultante das condições atmosféricas adversas, podemos ver claramente que o TIE proveniente de outro tipo de incidentes, tem vindo a decrescer ao longo dos últimos anos, o que numa primeira análise poderá ser um bom indicador sobre as boas práticas de investimentos realizadas pela EDIS.

## Zonas de Qualidade de Serviço

Para as 3 diferentes zonas de qualidade de serviço, a ERSE estabelece limites máximos a cumprir por parte da EDIS – 120 minutos para zona A, 240 para zona B e 720 para zona C. Observando a Figura 5 podemos verificar que a EDIS cumpre na íntegra todas as metas estabelecidas para os indicadores globais. Verificando-se também que desde 2004 até 2007 se observou um decréscimo do valor do TIE nas diferentes zonas de qualidade de serviço.



**Figura 5 - Evolução do TIE por tipo de zona**

Da Tabela 20, através da análise da variação percentual anual das 3 zonas, observamos que apenas a zona C teve o mesmo tipo de comportamento que a EDIS.

**Tabela 20 – Evolução do TIE por tipo de zona**

TIE (minutos)	2004	2005	2006	2007
Zona A	58,2	69	60	34,2
% anual		18,6%	-13,0%	-43,0%
Zona B	106,2	102,6	94,8	67,2
% anual		-3,4%	-7,6%	-29,1%
Zona C	159,6	145,8	157,2	115,2
% anual		-8,6%	7,8%	-26,7%

Apesar de os indicadores globais satisfazerem com distinção os objectivos traçados pela ERSE, tal não acontece quando estes são calculados por área de rede. Nas tabelas que se seguem, temos

uma perspectiva geral da qualidade de serviço da EDIS através dos indicadores TIEPI, SAIFI e SAIDI referentes ao ano de 2006.

Tabela 21- TIEPI MT, por área de rede e zonas de qualidade de serviço (minutos)

Area de Rede	TIEPI MT	A		B		C	
		verificados	máximos	verificados	máximos	verificados	máximos
ARAG	214,7	82,5	120	117,7	240	213,3	720
ARAT	246,5	77,5	120	107,9	240	176,5	720
ARVT	343	63,8	120	181,8	240	207,2	720
ARPS	90,8	27	120	60,6	240	94,1	720
ARGL	134,2	77,9	120	154,3	240	209	720
AROT	175,8	0	120	80,8	240	159,9	720
ARLC	262,8	39	120	90,5	240	195,4	720
ARCL	174,8	30,6	120	44,3	240	121,5	720
ARBI	207,7	315,2	120	62,9	240	129,3	720
ARBL	335,5	146,7	120	148,1	240	213,8	720
ARGP	111	39,3	120	93,9	240	78,1	720
ARAS	122,4	8,2	120	52,8	240	59,8	720
ARTM	189,3	36,6	120	65,5	240	89,6	720
ARMN	181,59	36,6	120	65,5	240	89,6	720

Podemos observar que as áreas de rede da Beira Litoral e da Beira Interior são as que infringem os objectivos traçados pela ERSE, ambas na zona A, sendo esta zona a que possui o limite máximo mais apertado.

Tabela 22- SAIFI MT, por área de rede e zonas de qualidade de serviço.

Area de Rede	SAIFI MT	A		B		C	
		verificados	máximos	verificados	máximos	verificados	máximos
ARAG	4,4	2,4	3	2,8	6	4,3	9
ARAT	4,4	2,1	3	2,7	6	3,2	9
ARVT	5,4	2,2	3	3,9	6	3,8	9
ARPS	2,4	1,2	3	1,8	6	2,4	9
ARGL	3,1	1,9	3	3,5	6	4,5	9
AROT	4,5	0	3	2,2	6	4,4	9
ARLC	4	0,9	3	2,4	6	3,2	9
ARCL	5,2	1	3	1,5	6	3,2	9
ARBI	4,5	1,6	3	2,5	6	3,4	9
ARBL	7	4,4	3	3,5	6	5,1	9
ARGP	2	0,7	3	1,9	6	1,9	9
ARAS	2,4	0,5	3	1,4	6	1,6	9
ARTM	4,1	1	3	1,5	6	2,2	9
ARMN	3,82	1	3	1,5	6	2,2	9

Tabela 23- SAIDI MT, por área de rede e zonas de qualidade de serviço (minutos).

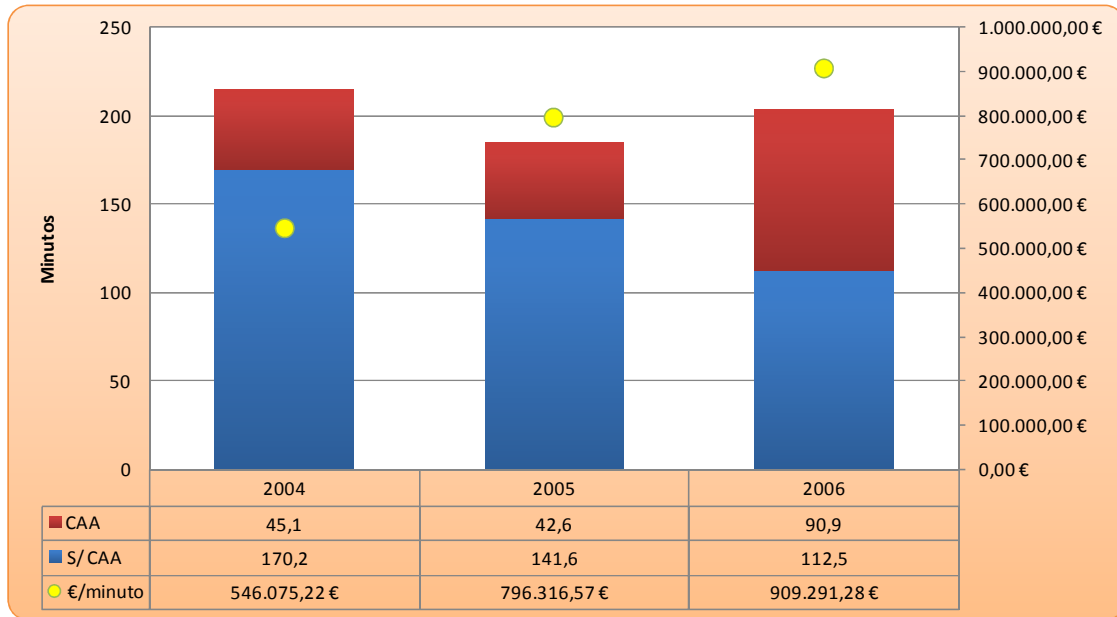
Area de Rede	SAIDI MT	A		B		C	
		verificados	máximos	verificados	máximos	verificados	máximos
ARAG	127,7	93,5	180	130,4	300	257,8	720
ARAT	84,3	95,6	180	122,4	180	185,9	720
ARVT	120,2	68,4	180	260,2	300	237,7	720
ARPS	33,9	29,1	180	69,9	300	121,2	720
ARGL	40,6	91,5	180	177,2	300	276,9	720
AROT	175,8	0	180	96,9	300	198,8	720
ARLC	115,8	43,2	180	98,9	300	215,6	720
ARCL	115,2	35,5	180	52,9	300	165,6	720
ARBI	58,8	320,1	180	77	300	138,3	720
ARBL	115,8	157,8	180	155,7	300	257,9	720
ARGP	40,9	42,8	180	99,9	300	87,3	720
ARAS	44,1	9,4	180	51,6	300	82,4	720
ARTM	49,2	38,9	180	59,9	300	108,2	720
ARMN	280,88	38,9	18	59,9	300	108,2	720

Da Tabela 22 e da Tabela 23, voltamos a observar que as infracções se dão mais uma vez na zona A, sendo que a área de rede da Beira Litoral infringe no indicador SAIFI e a área de rede da Beira Interior no SAIDI.

### Investimentos na EDIS

Com os planos de melhoria de qualidade de serviço, a EDIS tinha o objectivo de reduzir em 50% o TIE das saídas seleccionadas. De acordo com as propostas apresentadas para os PMQS de 2004 a 2006, a EDIS iria obter uma redução de 52%, 54% e 53% respectivamente no TIE total das saídas seleccionadas.

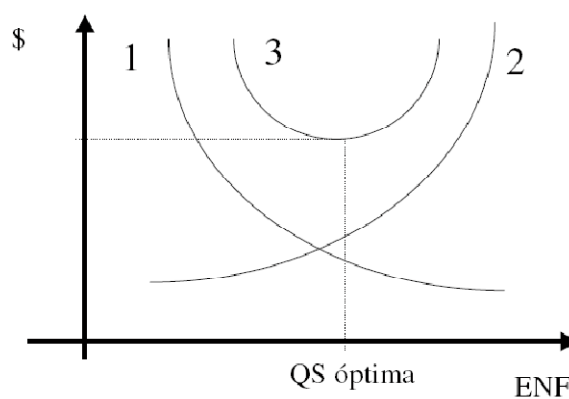
Os custos associados às reduções de TIE referidas no parágrafo anterior, são apresentados na Figura 6. Os cálculos realizados para a obtenção destes dados não serão apresentados pois a EDP não autorizou divulgação de valores totais dos investimentos da EDIS.



**Figura 6 – Custo de redução esperada de um minuto na EDIS e TIE desagregado por condições atmosféricas adversas.**

Pelo que observamos na figura anterior, podemos afirmar que enquanto o TIE decresce, aumenta a qualidade de serviço e aumenta também o custo de investimento.

Através da Figura 7 podemos observar que a diminuição da ENF implicará um aumento de custos. Teoricamente o ideal será encontrar o equilíbrio de qualidade de serviço óptima, sendo este um ponto a partir do qual o custo dos investimentos para melhoria de qualidade de serviço é superior ao benefício que se obtém.



**Figura 7 – 1-custos de investimento, 2-penalidades pagas aos consumidores, 3 – custo total sentido pelas empresas [5]**

## 4.2 ÁREAS DE REDE

Após uma análise mais geral dos indicadores de continuidade de serviço da EDIS, passou-se para uma análise mais específica dos indicadores de algumas áreas de rede. Sabendo-se da dificuldade em obter resultados conclusivos com este raio de focagem, tentou-se obter indicações úteis para possíveis cruzamentos de dados no próximo nível de análise – as saídas seleccionadas.

Convém salientar que as áreas de rede serão denominadas como áreas de rede 1, 2, 3 e 4 por indicação da EDP, visto esta ter dado instruções para a não identificação das saídas e áreas de rede analisadas.

### Área de rede 1

Analisando a evolução do TIE da AR1, observamos que este teve um comportamento diferente do da EDIS. Podemos verificar que ao contrário do TIE da EDIS, que em 2004 sofreu uma diminuição na ordem dos 36%, o TIE da AR1 no ano de 2004 teve um aumento de 30,82%, tal como indica a Tabela 24 e o gráfico da Figura 8.

Tabela 24 – Evolução do TIE da Área de rede 1, em minutos

TIEMT	2002	2003	2004	2005	2006	2007
<b>AR1</b>	303	159	208	142	224	88
Variação % anual		-47,52%	30,82%	-31,73%	57,75%	-60,71%

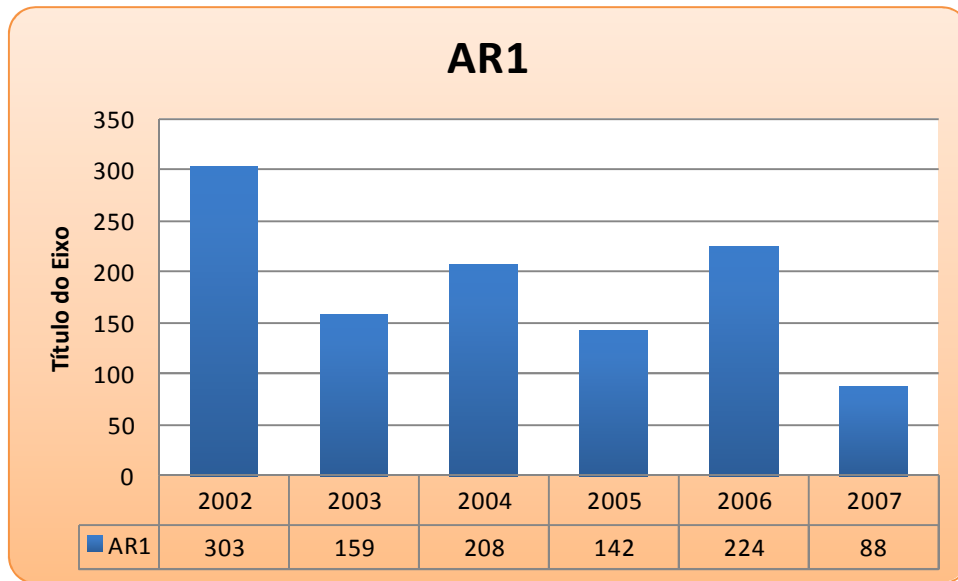


Figura 8 – Gráfico da evolução do TIE na Área de Rede 1

O ano de 2004, foi extremamente seco, de tal forma que no fim de 2004 o país se encontrava em situação de seca, segundo [6]. O aumento do TIE de 2003 para 2004 pode ter sido causado devido à média anual de precipitação na zona abrangente desta área de rede ter sido muito superior à do resto do país.

Na Tabela 25, podemos observar as propostas globais dos PMQS 2004, 2005 e 2006 para esta área de rede.

Tabela 25 - Dados de investimentos da área de rede 1

Anos	nº de linhas a intervir	Investimento		Manutenção	TIEMTPI		Redução esperada do TIEMTPI		%
		PMQS Total	Já aprovado Outros		Base AR (min)	Base EDP (min)	Base AR (min)	Base EDP (min)	
2004	18	1.802.580 €	1.439.172 €	106.850 €	62,14	3,58	36,72	2,12	59%
2005	9	969.100 €	773.060 €	21.500 €	34,99	1,96	17,54	0,98	50%
2006	15	1.601.100 €	2.413.700 €	91.500 €	83,36	4,76	42,46	2,43	51%

Dos dados analisados podemos observar o total de investimento a realizar anualmente nas linhas escolhidos para a AR1, assim como o TIEPI destas linhas e a redução esperada depois das obras realizadas.

Outro dado interessante é saber o custo da redução de um minuto no TIEPI da AR1. Este indicador foi calculado de acordo com a fórmula seguinte:

$$\text{Custo da redução de 1 minuto} = \frac{0,5 \times \text{Investimento} + \text{Telecom.} + 0,5 \times \text{outros investimentos}}{\text{Redução esperada do TIEMT}} \quad (4.1)$$

Considerando que do valor do PMQS anual, apenas 50% dos investimentos têm impacto na END, sendo que os investimentos em telecomando são considerados na sua totalidade. Outros investimentos que possam já estar aprovados e justifiquem a sua inclusão devido ao seu impacto na qualidade de serviço, serão também incluídos mas também só será considerado o valor de 50% em ganhos de END.

Na Figura 9 podemos observar o gráfico que traduz o custo de redução de um minuto da AR1 do ano de 2004 até 2006, tendo como base o TIE calculado para a EDIS.

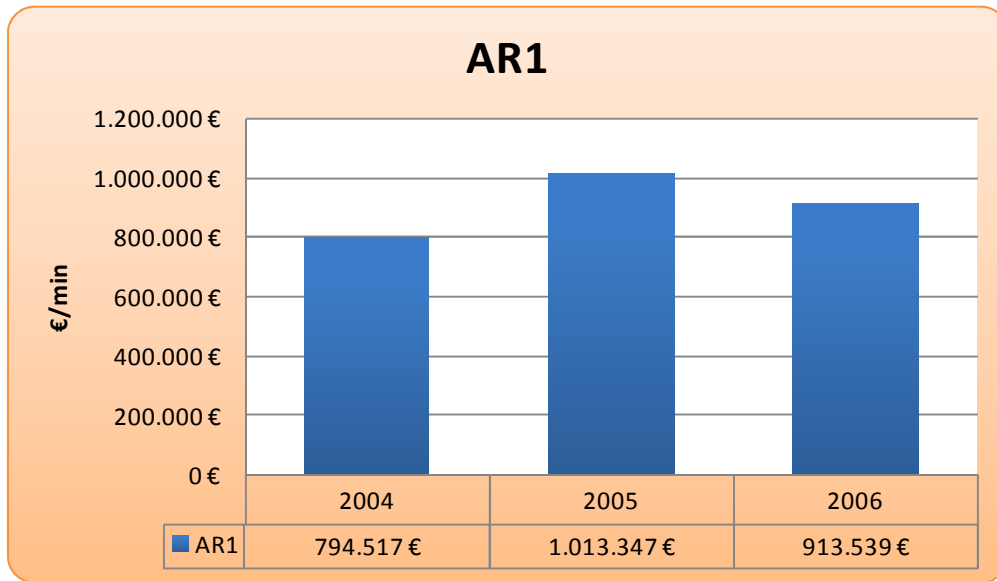


Figura 9- Gráfico do custo necessário para reduzir um minuto do TIE (base EDIS) na AR1

Na Figura 10 podemos observar o cálculo do custo do minuto reduzido, tendo como base o TIE calculado para a AR1.

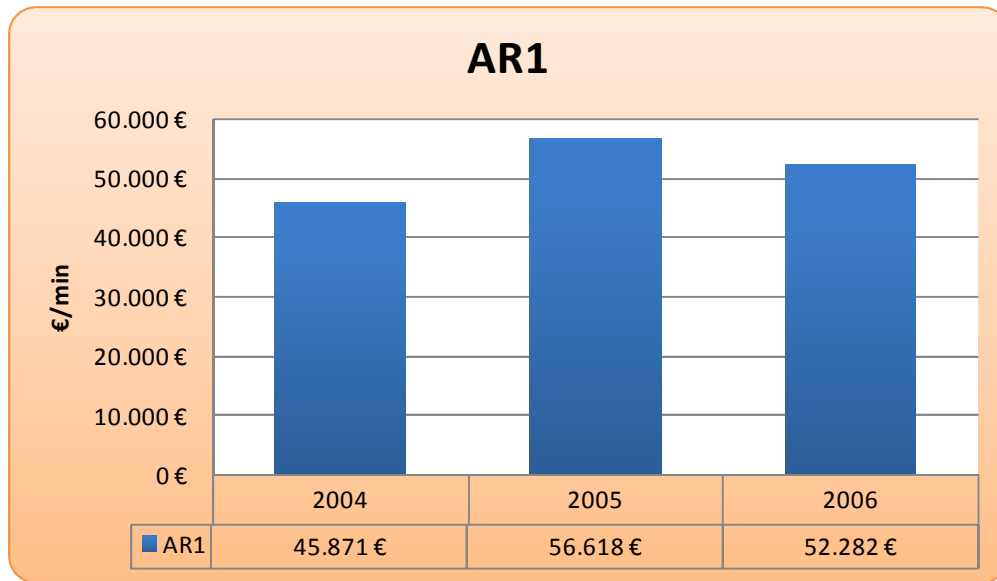


Figura 10- Gráfico do custo necessário para reduzir um minuto do TIE (base AR) na AR1

## Área de rede 2

Analisando o TIE da AR2 apresentado na Tabela 26, podemos observar que esta saída teve um comportamento ao nível do TIE bastante semelhante ao da EDIS. O único ano onde se verificou um aumento deste indicador foi em 2006.

Tabela 26 - Evolução do TIE da Área de rede 2

TIEMT	2002	2003	2004	2005	2006	2007
<b>AR2</b>	287	171	110	105	114	44
Variação % anual		-40,42%	-35,67%	-4,55%	8,57%	-61,40%

Comparando a AR2 com a AR1, podemos verificar que desde 2004 houve uma progressão muito maior por parte da AR2, no que diz respeito ao valor do TIE, sendo que no ano de 2007 o TIE da AR2 é exactamente metade do TIE da AR1.

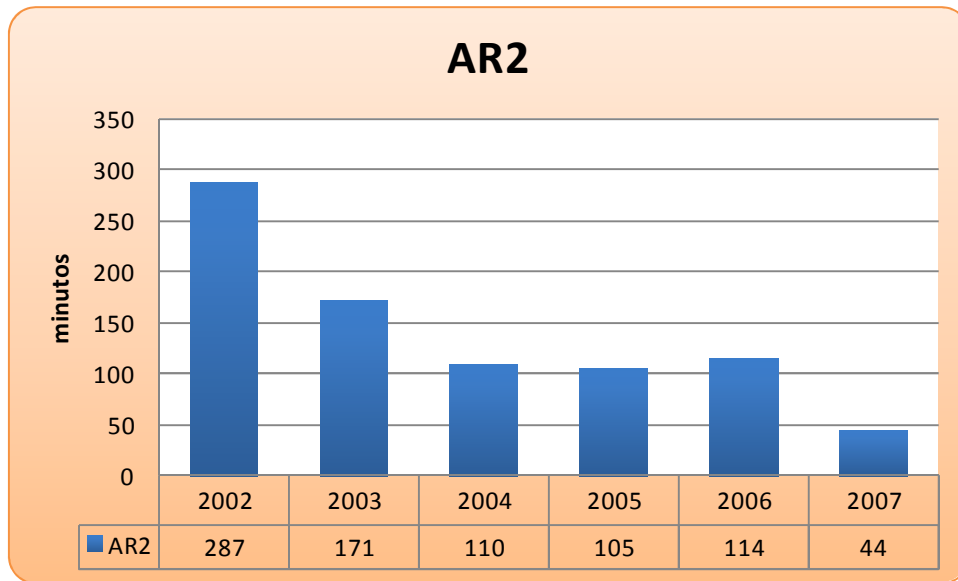


Figura 11- Gráfico da evolução do TIE na Área de Rede 2

Na Tabela 27, observamos que o número de saídas a intervir tem vindo a subir de ano para ano nesta área de rede.

Tabela 27- Dados de investimentos da área de rede 2

Anos	nº de linhas a intervir	Investimento		Manutenção	TIEMTPI		Redução esperada do TIEMTPI		
		PMQS	Já aprovado		Base AR	Base EDP	Base AR	Base EDP	%
		Total	Outros		(min)	(min)	(min)	(min)	
2004	11	659.929 €	1.825.193 €	14.661 €	40	5,88	25,49	3,75	64%
2005	13	725.757 €	802.357 €	6.151 €	23,52	3,46	12	1,77	51%
2006	37	1.243.602 €	2.939.679 €	13.160 €	53,39	7,74	30,08	436	56%

Calculando os custos do minuto reduzido, observamos que para as saídas seleccionadas para esta área de rede os custos do minuto têm vindo a aumentar com os anos, tal como podemos observar na Figura 12 e Figura 13.

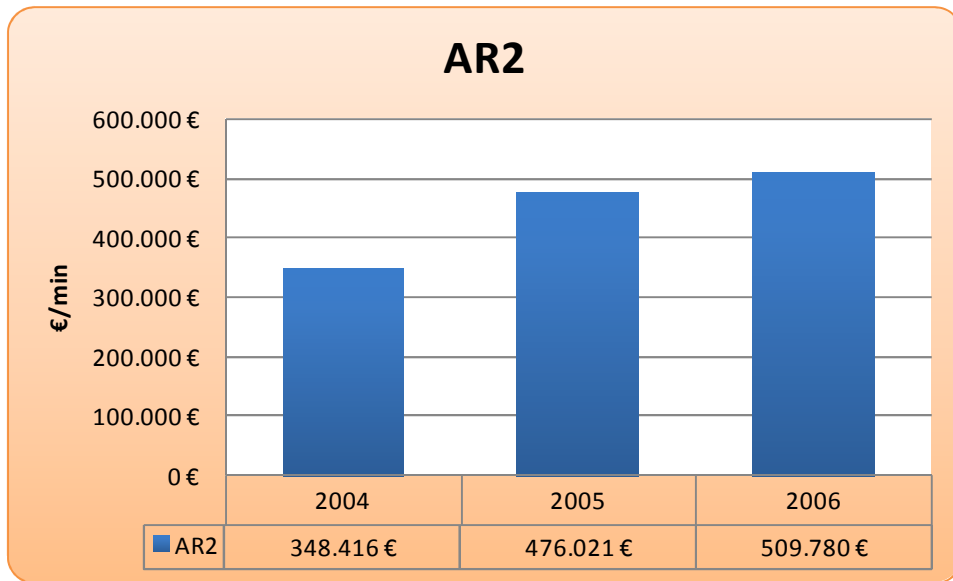


Figura 12- Gráfico do custo necessário para reduzir um minuto do TIE (base EDIS) na AR2

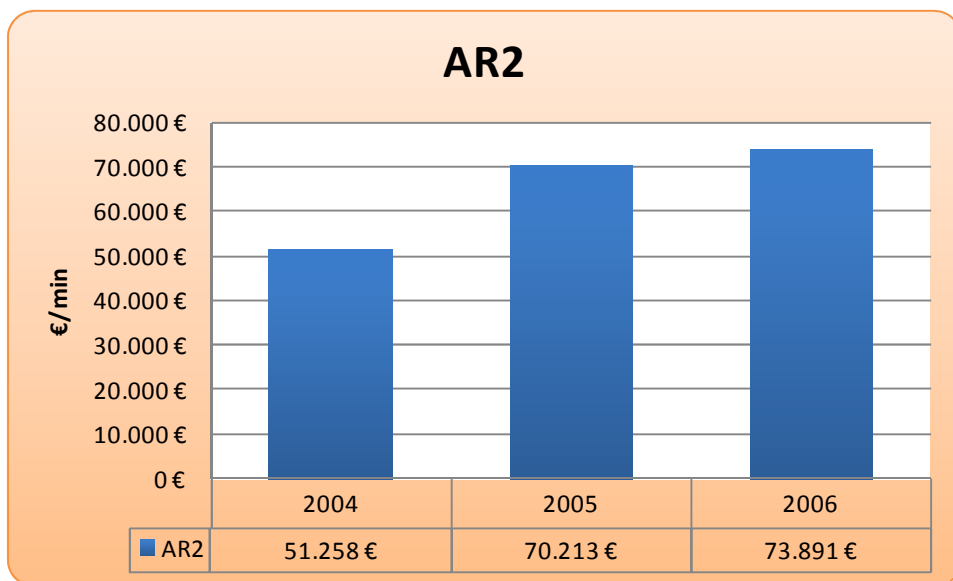


Figura 13- Gráfico do custo necessário para reduzir um minuto do TIE (base AR) na AR2

### Área de rede 3

Na análise da área de rede 3, observamos que a qualidade de serviço nesta área de rede nos anos de 2002 e 2003 era, quando comparada com as duas primeiras analisadas muito pior. A evolução do TIE nesta área de rede caracteriza-se pelos mesmos padrões da evolução da EDIS,

com diminuições significativas, excluindo 2003, e um ligeiro aumento no ano de 2006, tal como indicado na Figura 14 e na Tabela 28.

Tabela 28 - Evolução do TIE da Área de rede 3

TIEMT	2002	2003	2004	2005	2006	2007
<b>AR3</b>	405	399	228	190	207	111
Variação % anual		-1,48%	-42,86%	-16,67%	8,95%	-46,38%

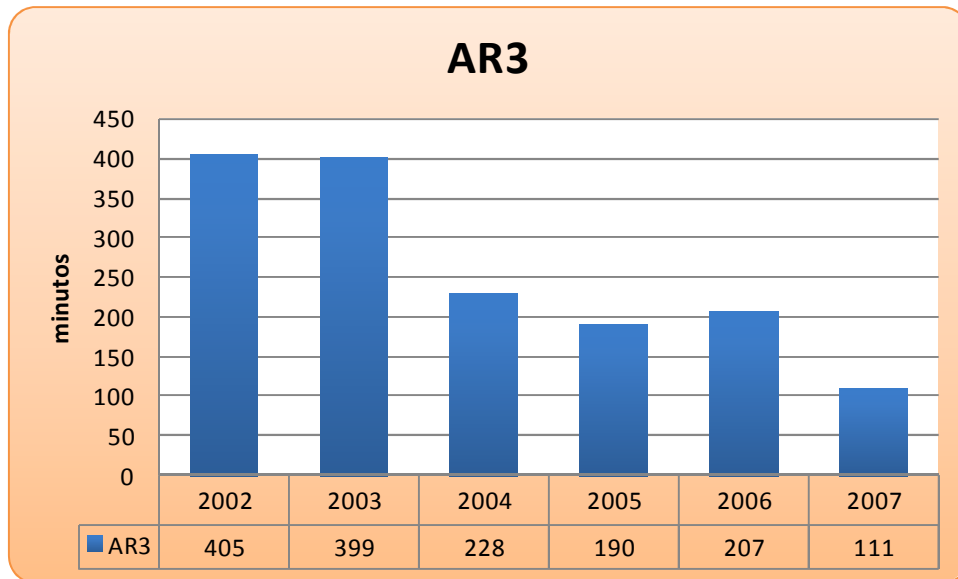


Figura 14- Gráfico da evolução do TIE na Área de Rede 3

No geral, o TIE da área de rede 3 sofreu uma redução progressiva até ao ano de 2007. Analisando a Tabela 29, podemos observar que o número de saídas onde houve intervenção sofreu uma redução em 2005, para no ano de 2006 quadruplicar. Sendo que o aumento em investimento verificado em 2006 foi também nessa ordem de grandeza.

Tabela 29- Dados de investimentos da área de rede 3

Anos	nº de linhas a intervir	Investimento		Manutenção	TIEMTPI		Redução esperada do TIEMTPI		
		PMQS Total	Já aprovado Outros		Base AR (min)	Base EDP (min)	Base AR (min)	Base EDP (min)	%
2004	13	1.028.849 €	465.661 €	155.798 €	116,84	3,69	49,61	1,57	43%
2005	8	722.600 €	39.008 €	0 €	45,12	1,43	24,95	0,79	55%
2006	32	1.039.100 €	2.555.804 €	0 €	166,24	5,4	72,9	2,37	44%

Observando a Figura 15 e Figura 16, observamos que o preço do minuto reduzido aumentou gradualmente de ano para ano.

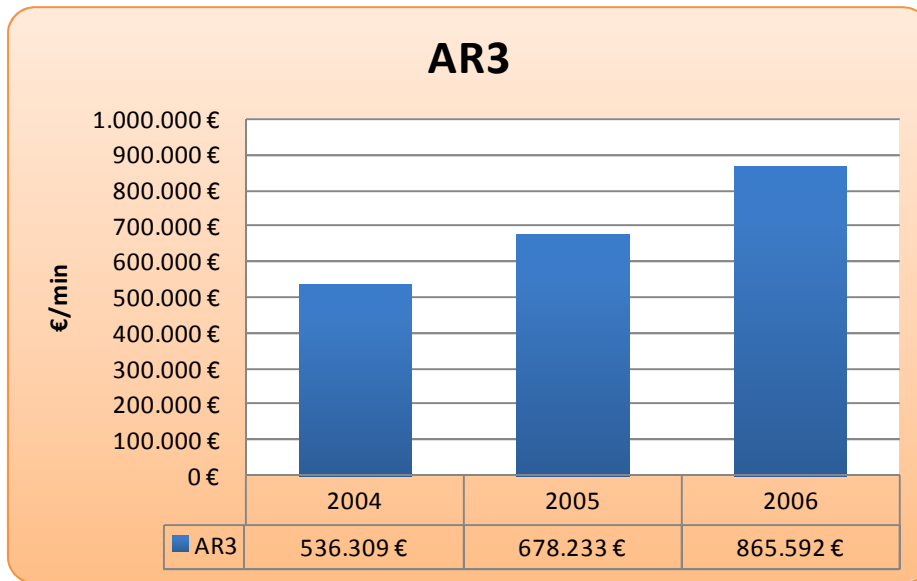


Figura 15- Gráfico do custo necessário para reduzir um minuto do TIE (base EDIS) na AR3

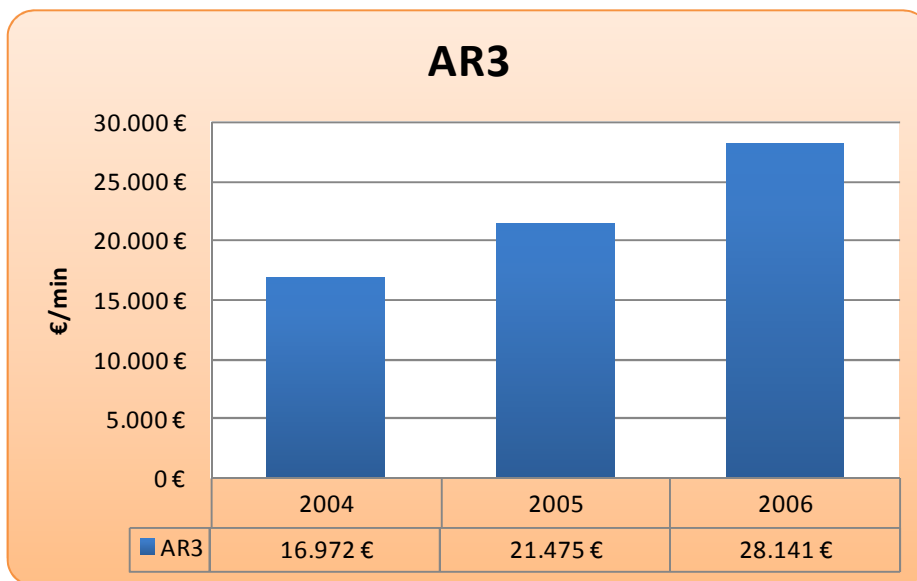


Figura 16- Gráfico do custo necessário para reduzir um minuto do TIE (base AR) na AR3

#### Área de rede 4

A área de rede 4, no que toca ao comportamento do TIE ao longo dos anos, é em tudo semelhante as áreas de rede anteriores, onde apresenta reduções significativas ao longo dos anos, excepto no ano de 2006, tal como a EDIS - Tabela 30 e Figura 17.

Tabela 30 - Evolução do TIE da Área de rede 4

TIEMT	2002	2003	2004	2005	2006	2007
<b>AR4</b>	336	244	187	119	133	68
Variação % anual		-27,38%	-23,36%	-36,36%	11,76%	-48,87%

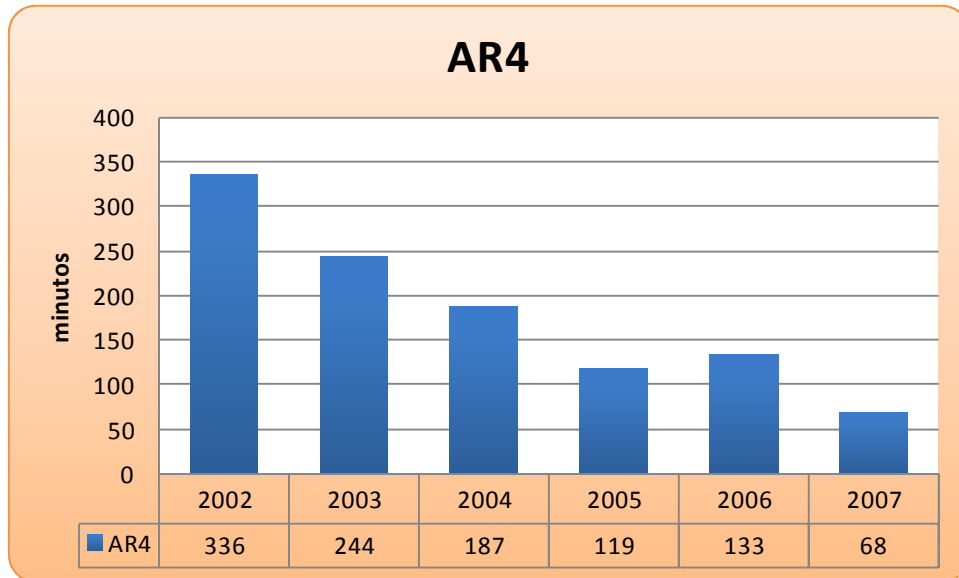


Figura 17- Gráfico da evolução do TIE na Área de Rede 4

Da Tabela 31, podemos observar que o número de saídas onde houve intervenção foi subindo ao longo dos anos, tal como a percentagem de redução esperada do TIE.

Tabela 31 - Dados de investimentos da área de rede 4

Anos	nº de linhas a intervir	Investimento		Manutenção	TIEMTPI		Redução esperada do TIEMTPI		
		PMQS Total	Já aprovado Outros		Base AR (min)	Base EDP (min)	Base AR (min)	Base EDP (min)	%
2004	10	917.850 €	742.300 €	50.867 €	45,29	4,04	21,89	1,95	48%
2005	15	835.746 €	1.797.702 €	89.398 €	55,14	4,98	31,99	2,8	58%
2006	30	2.152.782 €	4.410.973 €	20.000 €	64,78	5,8	40,3	3,8	62%

No ano de 2006 houve um aumento considerável de investimento, acompanhado por uma redução esperada também ela superior ao normal. Apesar disso o custo por minuto reduzido no ano de 2006 disparou tal como se pode observar na Figura 18 e Figura 19.

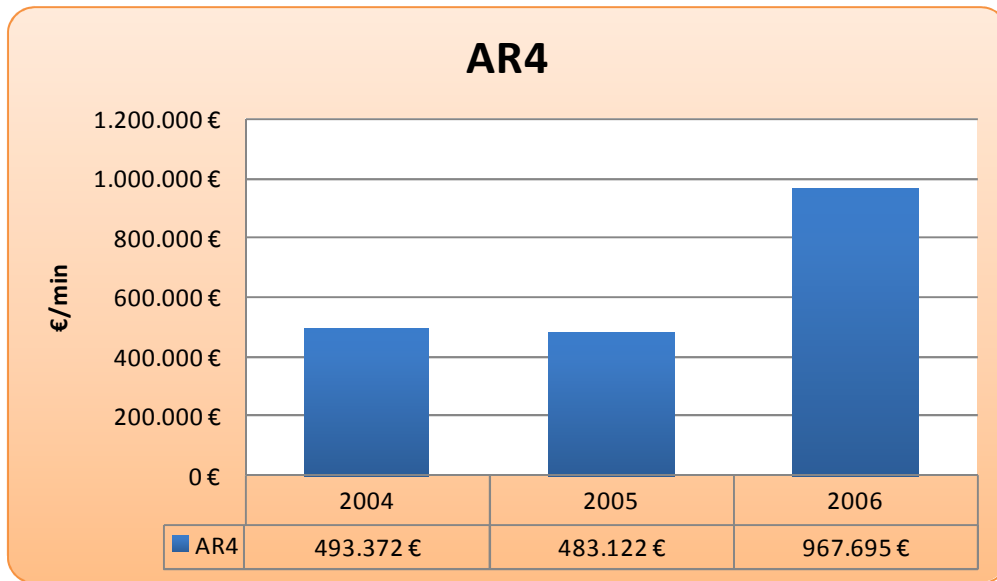


Figura 18- Gráfico do custo necessário para reduzir um minuto do TIE (base EDIS) na AR4

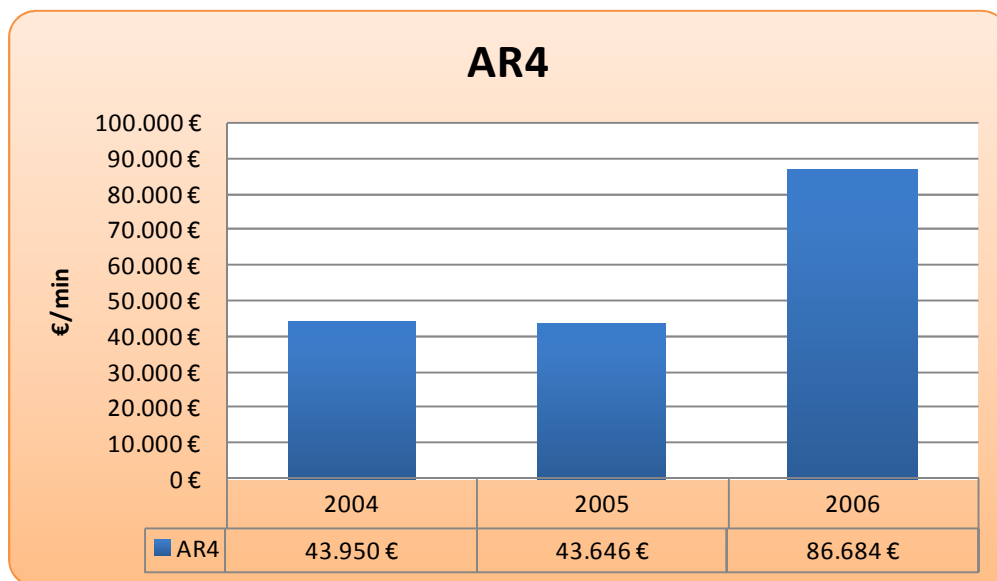


Figura 19 - Gráfico do custo necessário para reduzir um minuto do TIE (base AR) na AR4

### 4.3 SAÍDAS

As saídas analisadas neste capítulo foram escolhidas tendo em conta o valor do TIE, quantidade de investimento proposto no âmbito do PMQS de 2004 e data de encerramento da execução das acções propostas. Apenas se escolheram saídas cujas propostas se inserissem no PMQS 2004, para assim se tentar obter um horizonte temporal que permitisse levar a cabo a análise pretendida. Devido a que uma percentagem significativa das acções aprovadas, em 2004, ainda se encontram em fase de execução ou terão sido dadas como encerradas recentemente, teve-se o cuidado seleccionar saídas cujas acções tivessem sido realizadas pelo menos até 2006.

Os incidentes analisados neste capítulo incluem todo o tipo de interrupções no que ao tempo diz respeito. Apesar de somente as interrupções longas serem consideradas para efeitos de cálculo de indicadores de continuidade de serviço, optou-se por incluir todos os incidentes registados nas saídas analisadas.

De referir que as saídas foram denominadas como saída 1, 2 e 3 por indicação da EDP que desde o início deste estudo deu indicações no sentido de não identificar as saídas estudadas.

#### 4.3.1 Saída 1

A saída 1 pertence à área de rede 1 analisada anteriormente e encontra-se localizada numa zona de qualidade de serviço do tipo A. Algumas das principais características da saída 1 encontram-se na Tabela 32.

Tabela 32 – Saída 1

Class Area	Designação	Extensão (km)	Potência instalada (MVA)	Ponta máxima (MVA)
A	Saída 1	30,47	25,9	7,55

Na Figura 20 podemos observar a evolução do TIE ao longo dos anos, desde 2002 a 2007, sendo que de 2002 a 2004 o valor apresentado pelo TIE é substancialmente superior ao dos anos seguintes. Dado que para a saída 1, as acções de investimento foram na sua grande maioria levadas a cabo até ao final de 2005, esta redução poderá de certa forma ser entendida como um sinal positivo em relação aos investimentos realizados.

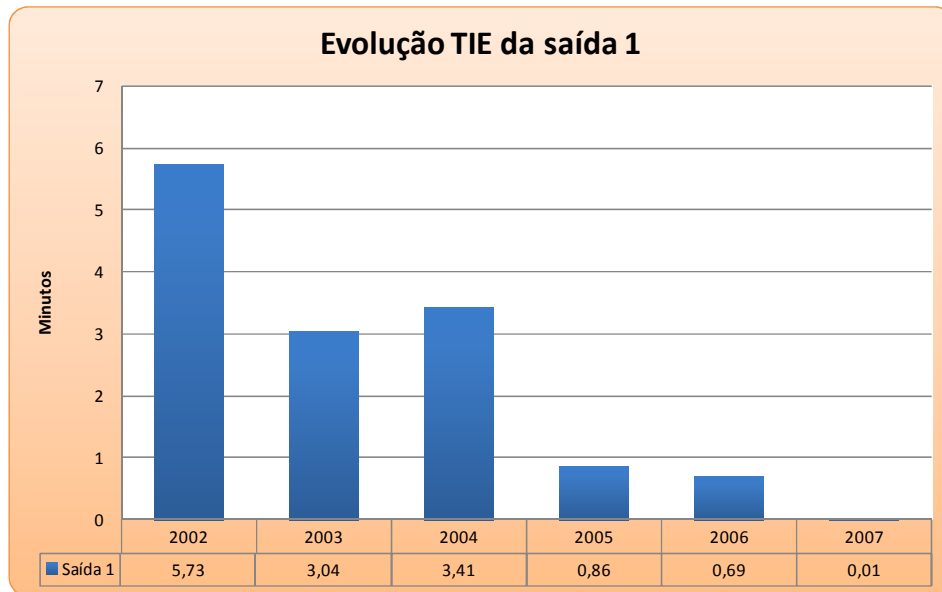


Figura 20- Evolução do TIE da saída 1

### Investimentos Propostos

Analisando a Tabela 33, observa-se que das acções propostas pelo PMQS para a saída 1, não foi contemplada qualquer tipo de acção de telecomando, verificando-se também que as acções de manutenção são insignificantes quando comparadas com as acções de investimento, sendo desprezadas nesta análise.

Tabela 33- Acções propostas no âmbito do PMQS de 2004

PMQS2004			
Proposta acções p/ melhoria TIEPI/T			
Designação	Investimento	Manutenção	Telecomando
Total	253.990,00 €	2.000,00 €	0,00 €
Instalação de 1 PN MT na SE Saída 1	121.400,00 €		
Estabelecimento de 1 km de rede	31.100,00 €		
Interligação entre o PTD Bxxxx e o PTD Vxxxx + instalação de celas MT nos PTD Bxxxxe Vxxxx	24.390,00 €		
Reforço do ramal Bxxx	16.350,00 €		
Reforço da LN principal entre os PTD Bxxxx e Bxxxx	60.750,00 €		
Manutenção secc. R. Bxxxx, R. Bxxx		2.000,00 €	

De acordo com o PMQS 2004, foi aprovado um total de 255.990 € em acções de investimento para a saída 1, sendo que além destas acções existia uma outra acção de investimento para esta saída no valor de 52.400 € - Tabela 34. Apesar do investimento já aprovado se encontrar fora do PMQS, foi integrado no estudo pois tem interferência directa na melhoria de qualidade de serviço.

**Tabela 34 – Obras já aprovadas que contribuem para a melhoria do TIE**

PMQS2004			
Obras aprovadas que contribuem p/ melhoria TIEMT			
Designação	Documento de Aprovação	Característica da aprovação	Custo DPR (€)
			TOTAL
			52.400
Reforço da LN XXXXXX	XXXXXXX	PO 2003	52.400

A análise realizada ao PMQS 2004 para as saídas seleccionadas foi efectuada tendo em conta os indicadores de qualidade de serviço do ano de 2003. Assim, na Tabela 35 podemos observar o TIE da saída 1 no ano de 2003, e respectivo impacto esperado no TIE após a realização das acções de investimento.

**Tabela 35- Resumo da saída 1**

TIEMT 2003		Acções propostas				Acções aprovadas	Redução esperada do TIEMT (medidas propostas + já aprovadas)		
AR	EDP	Valor (€)				Valor (€)	AR	EDP	(%)
(min)	(min)	Invest.	Manut.	Telecom.	Total	Outros	(min)	(min)	
3,04	0,18	253.990	2.000	0	255.990	52.400	2,22	0,13	73%

De acordo com o planeamento de redes da EDIS, estimou-se que 50% dos investimentos teriam impacto em perdas de Joule e os outros 50% em Energia Não Fornecida, sendo o mesmo raciocínio aplicado as acções já aprovadas. Quanto as acções de investimento em telecomando, admitiu-se que o impacto destas resultaria na sua totalidade em ganhos de energia não fornecida. Partindo destes pressupostos, procedeu-se ao cálculo do custo de cada minuto reduzido de acordo com a fórmula seguinte:

$$Custo da redução de 1 minuto = \frac{0,5 \times Investimento + Telecom. + 0,5 \times outros investimentos}{Redução esperada do TIEMT} \quad (4.2)$$

Tomando como referência a redução esperada do TIE calculado com base nas potências instaladas da área de rede – 2,22 minutos -, o resultado da redução de um minuto do TIE de 2003 é sensivelmente de 69.000€ por minuto, tal como indicado na Tabela 36

**Tabela 36 – Custo do minuto reduzido, tendo por base o TIE MT da Área de rede.**

Custo de 1 minuto reduzido (€/min)
69.006,76 €

Se, por outro lado, tomarmos como referência o TIE calculado com base nas potências instaladas da EDIS - 0,13 minutos -, o custo da redução de um minuto será substancialmente maior, 1.178.423€.

**Tabela 37- Custo do minuto reduzido, tendo por base o TIE MT da EDIS.**

<b>Custo de 1 minuto reduzido (€/min)</b>
<b>1.178.423,08 €</b>

Comparando este dois valores com aqueles apresentados para o ano de 2004 na Figura 9 e Figura 10 observamos que esta saída tem um custo por minuto reduzido, superior ao custo da média das restantes saídas intervencionadas na área de rede 1.

Os dados analisados anteriormente resultam dos projectos aprovados, mas na grande maioria das vezes o investimento realizado e os benefícios não são necessariamente iguais. De seguida analisaremos os investimentos efectivamente realizados para esta saída.

### Estimativa de redução do TIE

A redução prevista de TIE que podemos observar na Tabela 35 é estimada tendo em conta os cálculos realizados para o ganho em END.

A fórmula de cálculo da energia não distribuída para uma determinada saída é:

$$END = \lambda \times L \times t \times P \times F_c \quad (4.3)$$

$\lambda$  – Taxa de avarias (av/km/ano)  
 $L$  – comprimento do troço avariado (km)  
 $t$  – tempo médio ganho na reposição do serviço (h/av)  
 $P$  – potência média cortada (MW)  
 $F_c$  – factor de carga

Após realizar os cálculos da END inicial e END final, obtemos o ganho teórico em END resultante dos investimentos efectuados. Analisando a fórmula para o cálculo da END global apresentada no capítulo 2, observamos que existe uma relação directa entre a END e o TIEPI. Assim utilizando a formula apresentada em baixo e utilizando o TIEPI da saída, a EF entregue pela subestação e um período qualquer, por norma anual, podemos obter uma estimativa da redução do TIEPI dessa saída.

$$END = \frac{TIEPI_{MT} \times EF}{T} [megawatts - hora] \quad (4.4)$$

Em que:

- $TIEPI_{MT}$ - Tempo de interrupção equivalente da potência instalada na rede MT do distribuidor, em horas;
- $EF$ - Energia fornecida à rede MT do operador de rede de distribuição em megawatts-hora, calculada a partir da energia entregue pelo operador da rede de transporte e pelos produtores ligados às redes de distribuição, deduzida dos consumos dos clientes ligados à rede de AT.
- $T$ - Período considerado, em horas.

Assim, uma redução percentual de 50% em END resultante dos investimentos realizado, terá um impacto de 50% no TIE dessa saída, visto que o período considerado e a Energia fornecida à rede serão constantes.

## Investimentos Realizados

Na Tabela 38, podemos observar os investimentos realizados na saída 1, bem como o seu custo real, data de finalização e situação da acção.

**Tabela 38 – Investimentos realizados para a saída 1**

INVESTIMENTO			
Descrição	Total investido	Data de Finalização	Estado da acção
Instalação de 1 PN MT na saída 1	205.803,77 €	28-Mar-06	Encerrado em anos anteriores
Estabelecimento de 1 km de rede	84.519,12 €	22-Dez-05	Encerrado em anos anteriores
Interligação entre o PTD Bxxxx e o PTD Vxxxx + instalação de celas MT nos PTD Bxxxx e Vxxxx	3.087,06 €	21-Jun-05	Encerrado em anos anteriores
Reforço do ramal Bxxxx	59.455,33 €	22-Dez-05	Encerrado em anos anteriores
Reforço da LN principal entre os PTD Bxxx e Bxxxx	20.705,80 €	16-Nov-05	Encerrado em anos anteriores
SE saída 1 - SP para 1 PN LMT	2.394,00 €	18-Out-05	Encerrado em anos anteriores
SE saída 1 - SP para 1 PNLMT	2.394,00 €	18-Out-05	Encerrado em anos anteriores
<b>Total</b>	<b>378.359,08 €</b>		

Sendo que a proposta do PMQS 2004 para a saída 1 apresentava um valor de 255.990 € para os investimentos a realizar, o custo real do investimento realizado foi bastante superior, 378.359€, quase 50% superior ao previsto. Quanto ao impacto esperado no TIE, este era da ordem dos 2,22 minutos e o verificado foi de 2,35 minutos. Isto assumindo como sendo 2006 o ano seguinte ao fim das obras, apesar de o investimento mais avultado, a instalação de um painel MT na saída, ter sido realizado no final do primeiro trimestre do ano de 2006, mas no entanto a grande maioria dos investimentos foram realizados durante o ano de 2005. Como podemos observar na Tabela 39, o custo por redução de minuto, tendo como referência o TIE AR, é de 91.650€.

De notar que das acções apresentadas na Tabela 38, não existia nenhuma de telecomando, assim, do valor total apenas 50% foram considerados para o cálculo do custo de redução de um minuto. Quanto às restantes acções já aprovadas, não foi possível obter dados sobre os custos reais, assim sendo nos cálculos realizados foi utilizado o valor da proposta apresentada tal como indicado na Tabela 35 assim como já explicado anteriormente, considerando apenas 50% em ganhos de END.

**Tabela 39- Dados verificados na saída 1**

TIE 2003	TIE (ANO SEGUINTE AO FIM DAS OBRAS)	impacto	euro/min
3,04	0,69	2,35	<b>91.650,87 €</b>

Na Tabela 40, temos o valor do custo de redução de um minuto tendo como base o TIE calculado para a EDIS, onde podemos observar que o custo efectivamente verificado é superior ao proposto para a saída 1 pelo PMQS 2004, sendo também muito superior ao verificado, quer para a EDIS (546.075€), quer para a AR1 (794.517€).

**Tabela 40- Custo por redução de um minuto verificado para a saída 1, tendo como base o TIE EDIS.**

<b>Custo de 1 minuto reduzido (€/min)</b>
<b>1.565.115 €</b>

### Análise de ocorrências

Se compararmos a evolução do TIE da AR1 e da saída 1, vamos observar alguns dados interessantes, na medida em que ambas têm um comportamento similar até ao ano de 2006. Como já foi referido o ano de 2006 foi um ano especialmente nefasto ao nível das condições atmosféricas em Portugal continental. O TIE da AR1 acompanha o TIE da EDIS, tendo do ano de 2005 para o de 2006 uma subida bastante acentuada mas, pelo contrário, o TIE da saída 1 no ano de 2006 tem um decréscimo de 19,77%, tal como apresentado na Tabela 41. Apesar de não ser possível afirmar com certeza que tal diminuição resulta dos investimentos realizados, é um facto que as acções de investimento na saída 1 foram levadas a cabo durante o ano de 2005 e o primeiro trimestre de 2006.

**Tabela 41 – Evolução do TIE da AR1 e da Saída 1**

TIEMT	2002	2003	2004	2005	2006	2007
<b>AR1</b>	303	159	208	142	224	88
%		-47,52%	30,82%	-31,73%	57,75%	-60,71%
<b>Saída 1</b>	5,73	3,04	3,41	0,86	0,69	0,01
%		-46,95%	12,17%	-74,78%	-19,77%	-98,55%

Apesar de a saída 1 estar localizada numa zona A, a evolução do TIE não apresenta o mesmo tipo de valores, quando comparada com a evolução do TIE na zona A-

Tabela 42.

**Tabela 42 – Evolução do TIE nas zonas de qualidade de serviço de tipo A**

	2004	2005	2006	2007
<b>Zona A</b>	<b>58,2</b>	<b>69</b>	<b>60</b>	<b>34,2</b>
%		18,56%	-13,04%	-43,00%

Observando a Figura 21, onde temos o valor do TIE anual desagregado por causas de ocorrências, podemos observar que após o ano de 2004 existe uma clara melhoria da continuidade de serviço.

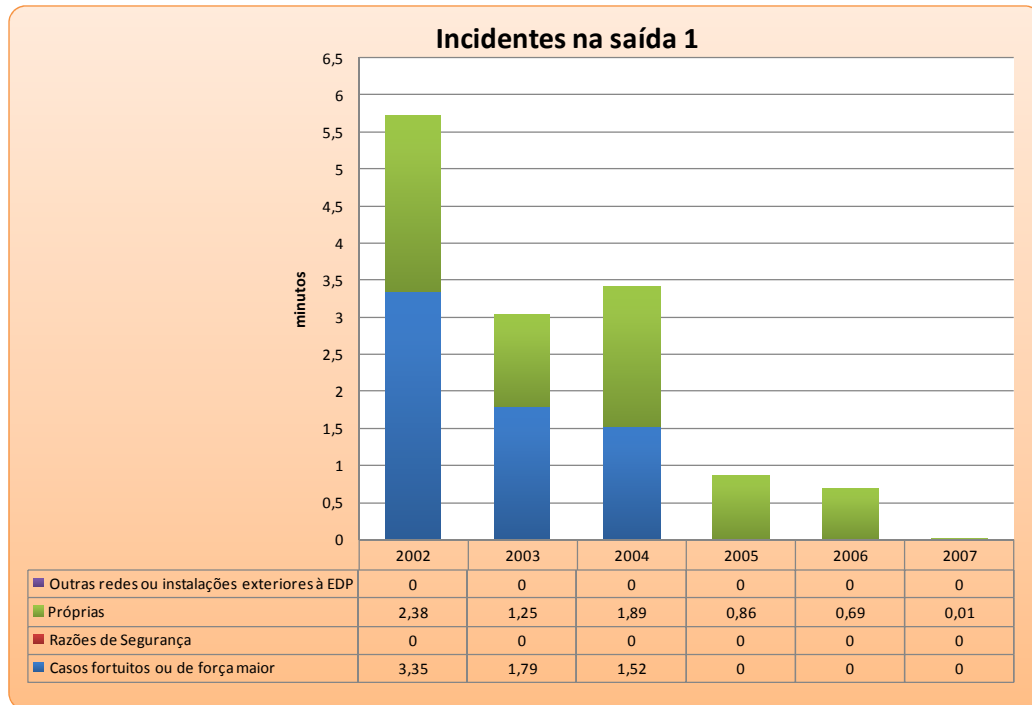


Figura 21- Gráfico dos incidentes na saída 1

Analisando a Tabela 43, podemos observar que as ocorrências da saída 1 durante os anos de 2002 a 2004, têm como denominadores comuns os mesmos tipos de ocorrências. Casos fortuitos ou de força maior e as causas próprias são responsáveis por aproximadamente 50% das ocorrências nesta saída durante os anos de 2002 a 2004.

Tabela 43 – Incidentes da saída 1, de 2002 a 2004

2002			2003			2004		
Incedentes Condensados	TIEMT	% total	Incedentes Condensados	TIEMT	% total	Incedentes Condensados	TIEMT	% total
Casos fortuitos ou de força maior	3,35	58,5%	Casos fortuitos ou de força maior	1,79	58,9%	Casos fortuitos ou de força maior	1,52	44,6%
Razões de Segurança	0	0,0%	Razões de Segurança	0	0,0%	Razões de Segurança	0	0,0%
Próprias	2,38	41,5%	Próprias	1,25	41,1%	Próprias	1,89	55,4%
Outras redes ou instalações exteriores à EDP	0	0,0%	Outras redes ou instalações exteriores	0	0,0%	Outras redes ou instalações exteriores à EDP	0	0,0%
<b>TOTAL</b>	<b>5,73</b>		<b>TOTAL</b>	<b>3,04</b>		<b>TOTAL</b>	<b>3,41</b>	

Podemos observar na Tabela 44 que, de acordo com a classificação apresentada no Capítulo 3, os incidentes mais significativos que foram registados como tendo origem em causas próprias, foram em 2002 a chuva, em 2003 trabalhos de reparação e em 2004 trovoadas.

**Tabela 44- Incidentes detalhados da saída 1, de 2002 a 2004**

2002		2003		2004	
Incidentes		Incidentes		Incidentes	
	TIEMT		TIEMT		TIEMT
<P>CONSERVAÇÃO PREVENTIVA	0,4	<P> TRABALHOS DE REPARAÇÃO	1,25	<P> TRABALHOS DE REPARAÇÃO	0,15
<TI>MANOBRAS	0,04	ABATE DE ÁRVORES	1,18	ACTUAÇÃO DE AUTOMATISMOS	0
CHUVA	1,94	FALSA MANOBRA	0	DESC- COND ATMOSF NORMAIS	0,02
DESC- COND ATMOSF NORMAIS	0	VEICULOS	0,61	DESCARGA ATMOSFÉRICA DIRECTA	1,01
DESCARGA ATMOSFÉRICA DIRECTA	2,1			TRABALHOS DE TERCEIROS ( GRUAS,... )	0,51
ESCAVAÇÕES	1,25			TROVOADA	1,72
TROVOADA	0				
Total TIE	5,73	Total TIE	3,04	Total TIE	3,41

No período de 2005 a 2007, não se registaram incidentes de casos fortuitos ou força maior, sendo que a origem das ocorrências se cingiu a causas da própria saída.

**Tabela 45 – Incidentes da saída 1 de 2005 a 2007**

2005			2006			2007		
Incidentes Condensados			Incidentes Condensados			Incidentes Condensados		
	TIEMT	% total		TIEMT	% total		TIEMT	% total
Casos fortuitos ou de força maior	0	0,0%	Casos fortuitos ou de força maior	0	0,0%	Casos fortuitos ou de força maior	0	0,0%
Razões de Segurança	0	0,0%	Razões de Segurança	0	0,0%	Razões de Segurança	0	0,0%
Próprias	0,86	100,0%	Próprias	0,69	100,0%	Próprias	0,01	100,0%
Outras redes ou instalações exteriores à EDP	0	0,0%	Outras redes ou instalações exteriores à EDP	0	0,0%	Outras redes ou instalações exteriores à EDP	0	0,0%
TOTAL	0,86		TOTAL	0,69		TOTAL	0,01	

Na Tabela 46, podemos observar com mais detalhe que dos incidentes registados durante o período de 2002 a 2004 atribuídos a causas próprias, no período de 2005 a 2007 estes foram eliminados.

**Tabela 46- Incidentes detalhados da saída 1, de 2005 a 2007**

2005		2006		2007	
Incidentes		Incidentes		Incidentes	
	TIEMT		TIEMT		TIEMT
<P> TRABALHOS DE REPARAÇÃO	0,86	ACTUAÇÃO DE AUTOMATISMOS	0,69	ACTUAÇÃO DE AUTOMATISMOS	0,01
DESC- COND ATMOSF NORMAIS	0	DESC- COND ATMOSF NORMAIS	0	DESC- COND ATMOSF NORMAIS	0
Total TIE	0,86	Total TIE	0,69	Total TIE	0,01

No gráfico da Figura 22, retiraram-se os incidentes com origem em casos fortuitos, porque tal como indicado no RQS, quando devidamente justificados, estas não contribuem para o cálculo dos indicadores de qualidade de serviço.

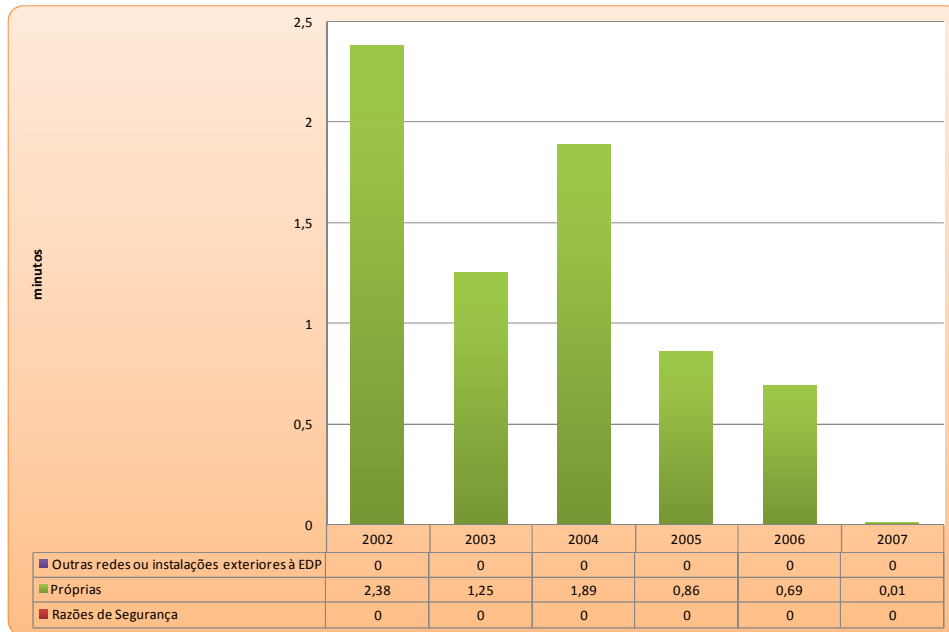


Figura 22 – Gráfico dos incidentes da saída 1, exceto dos casos fortuitos ou de força maior

## Discussão dos resultados

A saída 1, apesar de se situar numa zona geográfica de tipo A, não apresenta semelhanças com a evolução do TIE destas zonas nos últimos anos. Encontra sim semelhanças na evolução do TIE da área de rede a que pertence – AR1-, excepto para o ano de 2006. Sendo que a AR1 tem neste ano, tal como a EDIS, um aumento significativo no TIE, ao contrário da saída 1 que tem um decréscimo de 19,77%. Apesar de não se conseguir afirmar com certeza que esta descida se deve a realização das acções de investimento, não deixa de ser relevante que estas foram levadas a cabo durante o ano de 2005 e primeiro trimestre de 2006.

Analisando os incidentes desta saída, observamos que no período entre 2002 e 2004 ocorriam incidentes relacionados com casos fortuitos ou força maior e com causas próprias com um peso de aproximadamente 50% para cada tipo de origem. Após 2005, os casos fortuitos desapareceram, e os incidentes mais relevantes das causas próprias encontrados no período 2002 a 2004, foram também eliminados.

Da análise realizada, apesar da falta de dados absolutos que permitam afirmar que a melhoria de qualidade de serviço obtida se deve aos investimentos efectuados, obtiveram-se bons indicadores nesse sentido, principalmente através da análise mais detalhada dos incidentes registados e da evolução do TIE da saída 1.

4.3.2 Saída 2

A saída 2 pertence à área de rede 2 analisada anteriormente e encontra-se localizada numa zona geografia de tipo B. Algumas das principais características da saída 2, encontram-se na Tabela 47.

Tabela 47- Saída 2

Class Area	Designação	Extensão (km)	Potência instalada (MVA)	Ponta máxima (MVA)
B	Saída 2	20	26,135	7,74

Na Figura 23, podemos observar a evolução do TIE desde o ano de 2002 a 2007. Tal como acontecia na saída 1, no período de 2002 a 2004, o TIE apresenta valores bastante superiores ao do período entre 2005 e 2007.

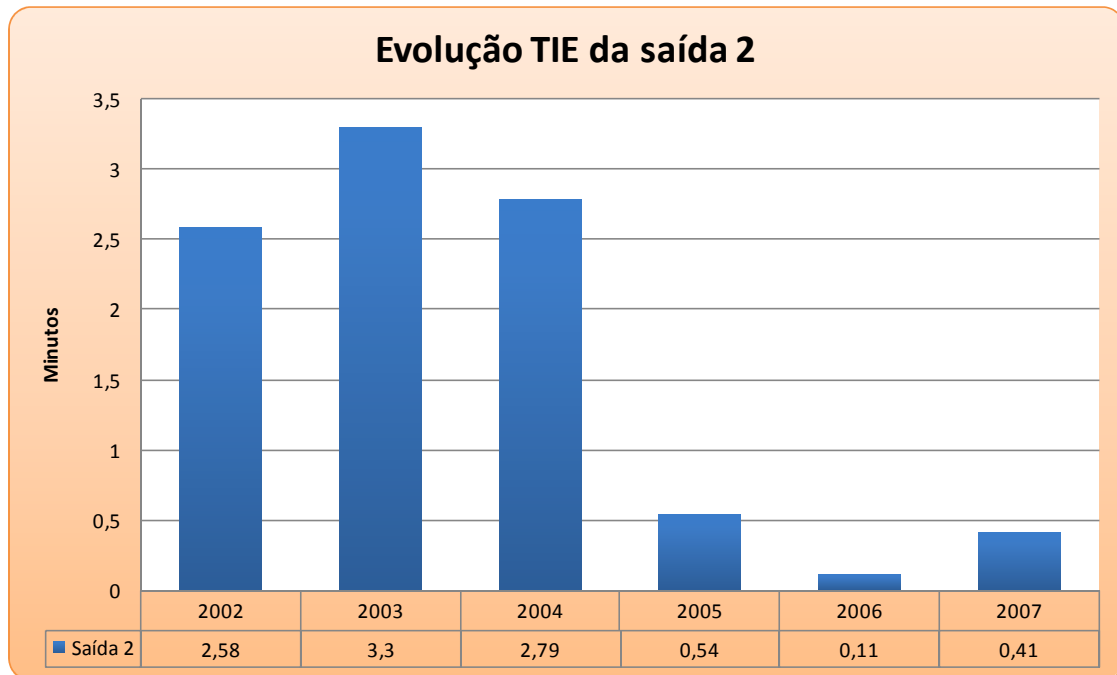


Figura 23- Evolução do TIE da saída 2

### Investimentos Propostos

Analisando a Tabela 48, observa-se que das acções propostas para saída 2, tal como aconteceu para a saída 1, não foi contemplada qualquer acção de investimento em telecommando, sendo que as acções de manutenção são desprezáveis para esta análise devido ao seu baixo valor.

**Tabela 48- Acções propostas no âmbito do PMQS 2004 para a saída 2.**

PMQS2004			
Proposta acções p/ melhoria TIEPIMT			
Designação	Investimento	Manutenção	Telecomando
Total	241.050,00 €	243,00 €	0,00 €
P1-Reforço ramal alimentação ao PTC-xxx	4.000,00 €	243,00 €	
P2-Inserção rede subt.ramal al. ao Vxxxx e desm. de rede aérea	80.300,00 €		
P3-Reforço ramal alimentação ao Vxxxx	8.000,00 €		
P4-Reforço ramal de alimentação ao Pxxxx	9.000,00 €		
P5-Remodelação do ramal de alimentação ao Vxxxx	99.950,00 €		
P6-Reforço de rede aérea derivada do Axx LN principal Axx--> Vxxxx-->Vxxxx	39.800,00 €		

De acordo com o PMQS 2004, foi aprovado um total de 241.050€ em acções de investimento para a saída 2, sendo que tal como acontecia na saída 1, existiam ainda outras acções de investimento com interferência directa na melhoria de qualidade de serviço, no valor de 26.890€ - Tabela 49.

**Tabela 49- Obras já aprovadas que contribuem para a melhoria do TIE**

PMQS2004			
Obras aprovadas que contribuem p/ melhoria TIEMT			
Designação	Documento de Aprovação	Característica da aprovação	Custo DPR (€)
		TOTAL	26.890 €
P1-Reforço do ramal derivado do Axxx, interligação Vxxxx->Vxxxx	XXXXXX	PO2004	26.890 €

Na Tabela 50, apresenta-se o resumo dos valores propostos para a saída 2.

**Tabela 50- Resumo da saída 2**

TIEMT 2003		Acções propostas				Acções aprovadas	Redução esperada do TIEMT (medidas propostas + já aprovadas)		
AR	EDP	Valor (€)				Valor (€)	AR	EDP	%
(min)	(min)	Invest.	Manut.	Telecom.	Total	Outros	(min)	(min)	
3,30	0,49	241.050 €	243 €	0 €	241.293 €	26.890 €	2,10	0,31	8%

O cálculo do custo de redução de um minuto no TIE, foi realizado para a saída 2, da mesma forma que para a saída 1. O seu valor é apresentado na Tabela 51 e Tabela 52.

**Tabela 51- custo do minuto reduzido, tendo por base o TIE MT da área de rede 2.**

Custo de 1 minuto reduzido (€/min)
63.942,31 €

**Tabela 52- custo do minuto reduzido, tendo por base o TIE MT da EDIS.**

Custo de 1 minuto reduzido (€/min)
434.802,41 €

Comparando os valores da saída 1 com os da AR2 referente ao ano de 2004, estes revelaram ser ligeiramente mais altos que os da AR2.

## Investimentos Realizados

Na Tabela 53, podemos observar os investimentos realizados na saída 2, bem como o seu custo real, data de finalização e situação da acção.

**Tabela 53- Investimentos realizados na saída 2.**

INVESTIMENTO			
Descrição	Total investido	Data de Finalização	Estado da acção
Interl. LXHIOV-240mm2 entre AP.4 -VCD-129.-0,25 KM	21.340,49 €	13-Jul-05	Encerrado em anos anteriores
Inserção em PI do VCD-045(cela) no circuito existente entre VCD-129-PTC-185	14.737,29 €	13-Jul-05	Encerrado em anos anteriores
Estab. AA-90mm2 de ramal p/alimentação do PTC-157 -AP-0,09 KM	3.762,59 €	04-Set-05	Encerrado em anos anteriores
Desmt toda rede aerae existente (0,7Km em CU-16mm2), derivada do AP.5 da LN Principal	4.989,20 €	04-Set-05	Encerrado em anos anteriores
Interl. VCD-045(cela)-VCD-148-0,52Km	43.836,61 €	13-Jul-05	Encerrado em anos anteriores
Reforço p/ AA-90mm2 ramal alimentação ao VCD-030-0,3 Km e reinstalação seccionador	11.300,89 €	13-Jul-05	Encerrado em anos anteriores
Reforço p/ AA-50mm2 do ramal de alimentação ao PTC-293-0,4 km	25.365,86 €	04-Set-05	Encerrado em anos anteriores
reforço p/AA-160mm2 do ramal para VCD-332-troço AP14-VCD-332-0,16 km	13.422,05 €	15-Set-05	Encerrado em anos anteriores
Interlig. LXHIOV-240mm2 entre VCD-332-VCD-141-0,35 km	18.404,55 €	13-Jul-05	Encerrado em anos anteriores
Interl LXHIOV-240mm2 entre VCD-464-VCD-198-0,4 km	16.540,80 €	13-Jul-05	Encerrado em anos anteriores
Interl. LXHIOV-240mm2 entre VCD-139-0,58 km (0,km em vala comum	45.616,92 €	13-Jul-05	Encerrado em anos anteriores
desmt toda rede aerea existente (0,97 km em CU-16mm2) troço ap.1 do ramal VCD-139	5.460,48 €	04-Set-05	Encerrado em anos anteriores
Ref p/AA-160mm2 LXHIOV-240mm2 VCD-282-VCD-156-1,1 km + desmt da rede aerea derivada AP.7 da LN principal	77.812,78 €	18-Out-05	Encerrado em anos anteriores
GPO4315 - Ref.LNAE PT VCD-282	0,00 €	07-Set-05	Não é para fazer nada
GPO4315-Ref ramal alimentação ao PTC-339	0,00 €	07-Set-05	Não é para fazer nada
<b>TOTAL</b>	<b>302.590,51 €</b>		

A proposta de investimento da saída 2 era na ordem dos 270.000€, verificando-se que o custo real do investimento foi de 302.000€. Quanto ao impacto dos investimentos no TIE, na proposta apresentada este era de 2,1 minutos e na realidade verifica-se que o impacto foi de 3,19 minutos. Os valores de investimento proposto e real acabaram por ser semelhantes, sendo que as diferenças se verificaram quanto ao impacto no TIE. Na Tabela 54, podemos observar o valor do custo por minuto reduzido, que acaba por ser inferior ao esperado, visto que o impacto no TIE resultou superior ao calculado na proposta do PMQS.

**Tabela 54- Dados verificados na saída 2**

TIE 2003	TIE (ANO SEGUINTE AO FIM DAS OBRAS)	impacto	euro/min
3,30	0,11	3,19	<b>51.642,71 €</b>

Na Tabela 55, podemos observar o custo de um minuto reduzido calculado para o TIE EDIS.

**Tabela 55- Custo por redução de um minuto verificado para a saída 1, tendo como base o TIE EDIS.**

Custo de 1 minuto reduzido (€/min)
<b>351.166,19 €</b>

### Análise de ocorrências

Da análise da Tabela 56, comparando a AR2 e a saída 2, podemos observar que a situação é semelhante à da saída 1. A saída 2 sofre um ligeiro aumento do TIE de 2002 para 2003, e um enorme aumento percentual em 2007, mas reduzido tendo em conta o valor absoluto do TIE. A situação que poderá dar indicações positivas sobre os investimentos realizados, é mais uma vez a diferença da evolução do TIE entre AR2 e a saída 2 no ano de 2006. Assim pode-se observar que a AR2 segue a tendência da EDIS e sofre um ligeiro aumento em 2006, sendo que na saída 2 observamos uma diminuição acentuada do TIE. Tal como podemos observar na Tabela 53, as acções de investimento realizadas nesta saída foram dadas como concluídas em 2005, sendo que, tal como na saída 1, podemos com cautelas interpretar este resultado como positivo.

**Tabela 56- Evolução do TIE da AR2 e da Saída 2**

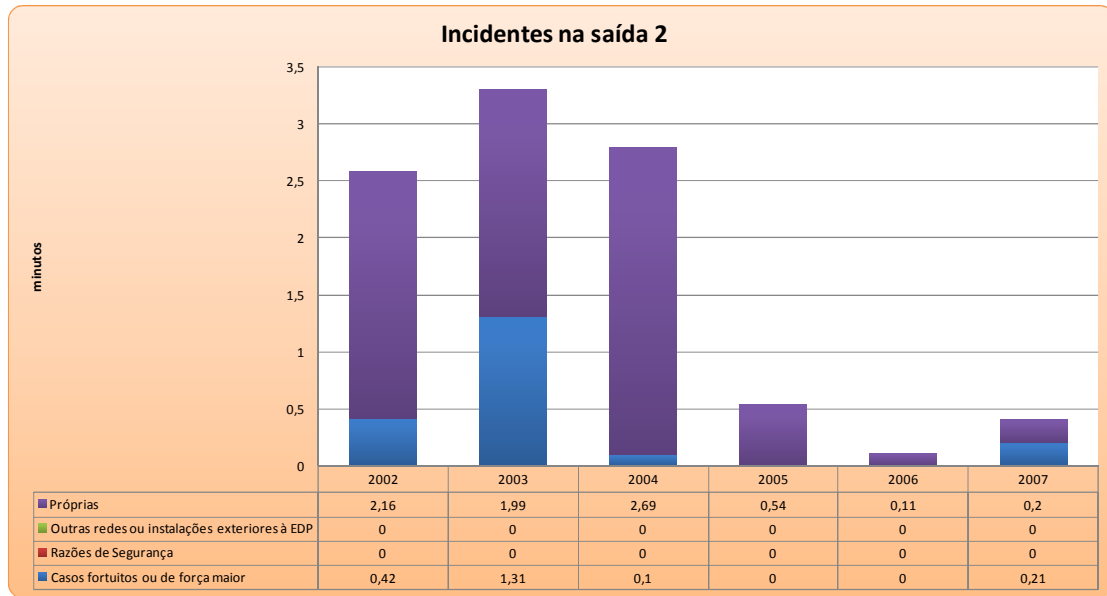
	2002	2003	2004	2005	2006	2007
<b>AR2</b>	287	171	110	105	114	44
%		-40,42%	-35,67%	-4,55%	8,57%	-61,40%
<b>Saída 2</b>	2,58	3,3	2,79	0,54	0,11	0,41
%		27,91%	-15,45%	-80,65%	-79,63%	272,73%

Na Tabela 57, observamos que a evolução do TIE na zona de qualidade de serviço do tipo B, a mesma que a saída 2, não demonstra qualquer relação entre o tipo de evolução do TIE.

**Tabela 57- Evolução do TIE nas zonas de qualidade de serviço do tipo B**

TIE (minutos)	2004	2005	2006	2007
<b>Zona B</b>	106,2	102,6	94,8	67,2
% anual		-3,4%	-7,6%	-29,1%

Analisando a Figura 24, observamos que o valor do TIE anual desagregado por origem de ocorrências, após 2004 sofre decréscimo acentuado na saída 2.



**Figura 24- Gráfico dos incidentes na saída 2.**

Da análise da Tabela 58, podemos observar que a principal causa dos incidentes no período de 2002 a 2004 são os incidentes na própria rede, tendo os casos fortuitos um peso menor mas significativo.

**Tabela 58 – Incidentes da saída 2, de 2002 a 2004**

2002			2003			2004		
Incidentes Condensados	TIEMT	% total	Incidentes Condensados	TIEMT	% total	Incidentes Condensados	TIEMT	% total
Casos fortuitos ou de força maior	0,42	16,3%	Casos fortuitos ou de força maior	1,31	39,7%	Casos fortuitos ou de força maior	0,1	3,6%
Razões de Segurança	0	0,0%	Razões de Segurança	0	0,0%	Razões de Segurança	0	0,0%
Próprias	2,16	83,7%	Próprias	1,99	60,3%	Próprias	2,69	96,4%
Outras redes ou instalações exteriores à EDP	0	0,0%	Outras redes ou instalações exteriores à EDP	0	0,0%	Outras redes ou instalações exteriores à EDP	0	0,0%
<b>TOTAL</b>	<b>2,58</b>		<b>TOTAL</b>	<b>3,3</b>		<b>TOTAL</b>	<b>2,79</b>	

Se analisarmos mais detalhadamente os incidentes apresentados na Tabela 59, verificamos que neste período alguns dos incidentes mais significativos são de fácil resolução. Incidentes devido a envelhecimento de materiais e defeitos de isolamento são incidentes que, com acções de investimento, deverão ser facilmente eliminados.

**Tabela 59- Incidentes detalhados da saída 2, de 2002 a 2004**

2002		2003		2004	
Incidentes		Incidentes		Incidentes	
	TIEMT		TIEMT		TIEMT
<P>CONSERVAÇÃO PREVENTIVA	0,03	<P>CONSERVAÇÃO PREVENTIVA	0,37	<P>TRABALHOS DE LIG./DESLIGAÇÃO	0,02
<P>TRABALHOS DE LIG./DESLIGAÇÃO	0,18	<P>TRABALHOS DE LIG./DESLIGAÇÃO	0,1	<TI>MANOBRAS	0,01
CORPOS ESTRANHOS NA REDE	0,12	<TI> TRABALHOS DE REPARAÇÃO	0,16	<TI>TRABALHOS DE LIG./DESLIGAÇÃO	0,02
DEFEITO ISOLAMENTO	0,63	ACTUAÇÃO DE AUTOMATISMOS	0	DEFEITO ISOLAMENTO	0,37
DESC- COND ATMOSF NORMAIS	0	FASE A TERRA	1,36	ENVELHECIM MATERIAIS	0,74
DESCARGA ATMOSFÉRICA DIRECTA	0	TROVOADA	0	ESCAVAÇÕES	0,1
ENVELHECIM MATERIAIS	0,97	VENTO INTENSIDADE EXCEPCIONAL	1,31	FASE A TERRA	0,5
INUNDAC/INFILTRACOES	0,35			TRAB TET (EMPREITEIRO)	0,01
TRABALHOS DE TERCEIROS ( GRUAS..	0,3			TROVOADA	0
				VENTO	1,02
Total TIE	2,58	Total TIE	3,3	Total TIE	2,79

No período de 2005 a 2007, verifica-se uma redução nos incidentes com origem na própria rede, sendo que os casos fortuitos somente foram registados em 2007.

**Tabela 60 – Incidentes na saída 2, de 2005 a 2007**

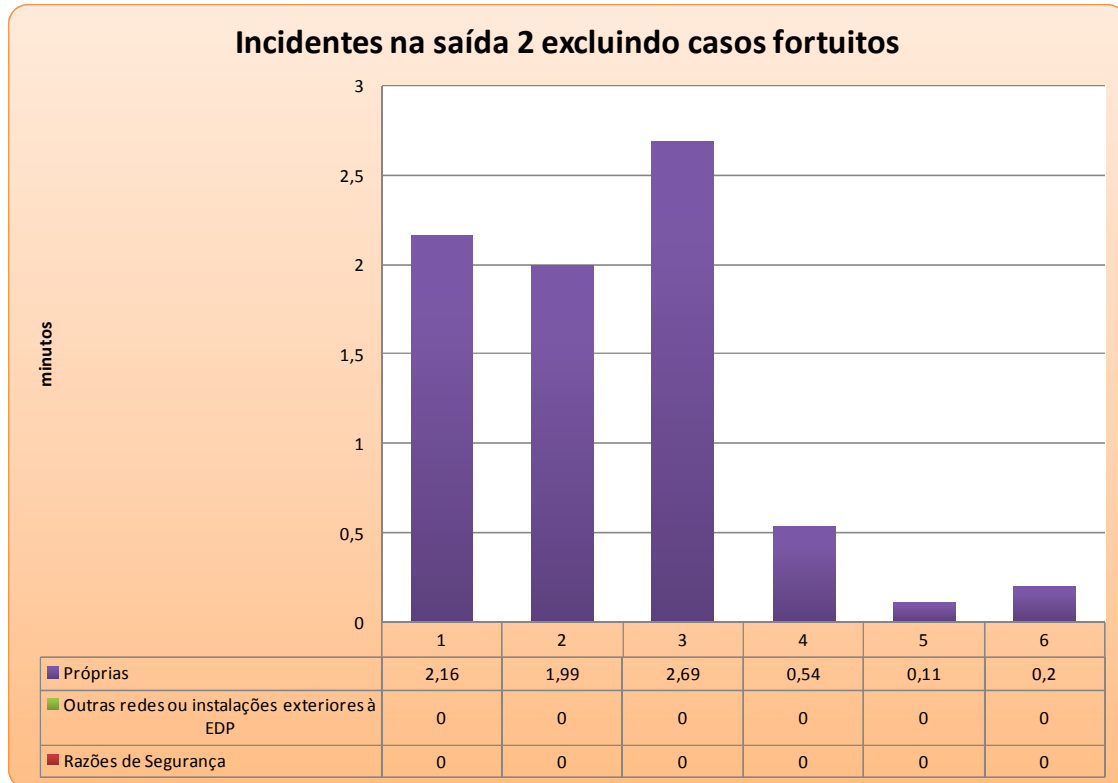
2005			2006			2007		
Incidentes Condensados			Incidentes Condensados			Incidentes Condensados		
	TIEMT	% total		TIEMT	% total		TIEMT	% total
Casos fortuitos ou de força maior	0	0,0%	Casos fortuitos ou de força maior	0	0,0%	Casos fortuitos ou de força maior	0,21	51,2%
Razões de Segurança	0	0,0%	Razões de Segurança	0	0,0%	Razões de Segurança	0	0,0%
Próprias	0,54	100,0%	Próprias	0,11	100,0%	Próprias	0,2	48,8%
Outras redes ou instalações exteriores à EDP	0	0,0%	Outras redes ou instalações exteriores à EDP	0	0,0%	Outras redes ou instalações exteriores à EDP	0	0,0%
TOTAL	0,54		TOTAL	0,11		TOTAL	0,41	

Como se pode ver pelos resultados apresentados na Tabela 61, os incidentes com origem na própria rede sofreram uma diminuição ao longo dos anos.

**Tabela 61 Incidentes detalhados da saída 2, de 2005 a 2007**

2005		2006		2007	
Incidentes		Incidentes		Incidentes	
	TIEMT		TIEMT		TIEMT
<P> TRABALHOS DE REPARAÇÃO	0,06	<P> TRABALHOS DE REPARAÇÃO	0,01	ESCAVAÇÕES	0,21
<P>CONSERVAÇÃO PREVENTIVA	0,1	ENVELHECIM MATERIAIS	0,1	MAU CONTACTO DE FASE	0,2
<P>TRABALHOS DE LIG./DESLIGAÇÃO	0,25	VENTO INTENSIDADE EXCEPCIONAL	0		
CHUVA	0				
DEFEITO ISOLAMENTO	0,01				
ENVELHECIM MATERIAIS	0,12				
Total TIE	0,54	Total TIE	0,11	Total TIE	0,41

Do gráfico da Figura 25 retiraram-se os incidentes com origem em casos fortuitos, pois estes não são contabilizados para cálculos de índices de continuidade de serviço e também porque pouco poderá fazer a EDIS face a este tipo de incidentes.



**Figura 25- Gráfico dos incidentes da saída 2, excepto os casos fortuitos ou de força maior.**

Analisando o gráfico, observamos que entre 2002 e 2004 o TIE se manteve em valores similares, reduzindo drasticamente o seu valor a partir de 2005.

## Discussão dos resultados

A saída 2 não apresenta semelhanças na evolução do TIE, com o da sua zona geográfica de tipo B. Em relação a AR2, a evolução também se verificou pouco semelhante, sendo que a AR2 demonstra um comportamento parecido ao da EDIS. Mais uma vez se verificou que apesar de a área de rede coincidir com a EDIS e aumentar o TIE no ano de 2006, a saída 2 tal como a saída 1, denotou um decréscimo significativo no valor do seu TIE.

Analisando os incidentes desta saída, observou-se que no período de 2002 a 2004 se verificou um valor alto de incidentes por envelhecimento de materiais e falhas de isolamento. Estes tipos de incidentes são resolvidos com relativa facilidade, através de acções de investimento e manutenção. Observando de seguida o período de 2005 a 2007 verificamos que este tipo de incidentes, apesar de terem sido registados, foram consideravelmente inferiores.

Apesar de não podermos afirmar com certeza que a melhoria de qualidade de serviço provem das acções de investimento, tal como na saída 1, verificamos que da análise realizada podemos obter boas indicações nesse sentido.

### 4.3.3 Saída 3

A saída 3 pertence à área de rede 3 analisada anteriormente e encontra-se localizada numa zona de qualidade de serviço do tipo C. Algumas das principais características da saída 3 encontram-se na Tabela 62.

Tabela 62- Saída 3

Class Area	Designação	Extensão (km)	Potência instalada (MVA)	Ponta máxima (MVA)
C	Saída 3	104,89	14121	3718,28

Na Figura 26 podemos observar a evolução do TIE ao longo dos anos, desde 2002 a 2007. De 2002 para 2003 o valor apresentado pelo TIE sofreu um aumento abrupto, sendo drasticamente reduzido no ano seguinte. Até ao ano de 2007 sofreu um ligeiro aumento mas pouco significativo.

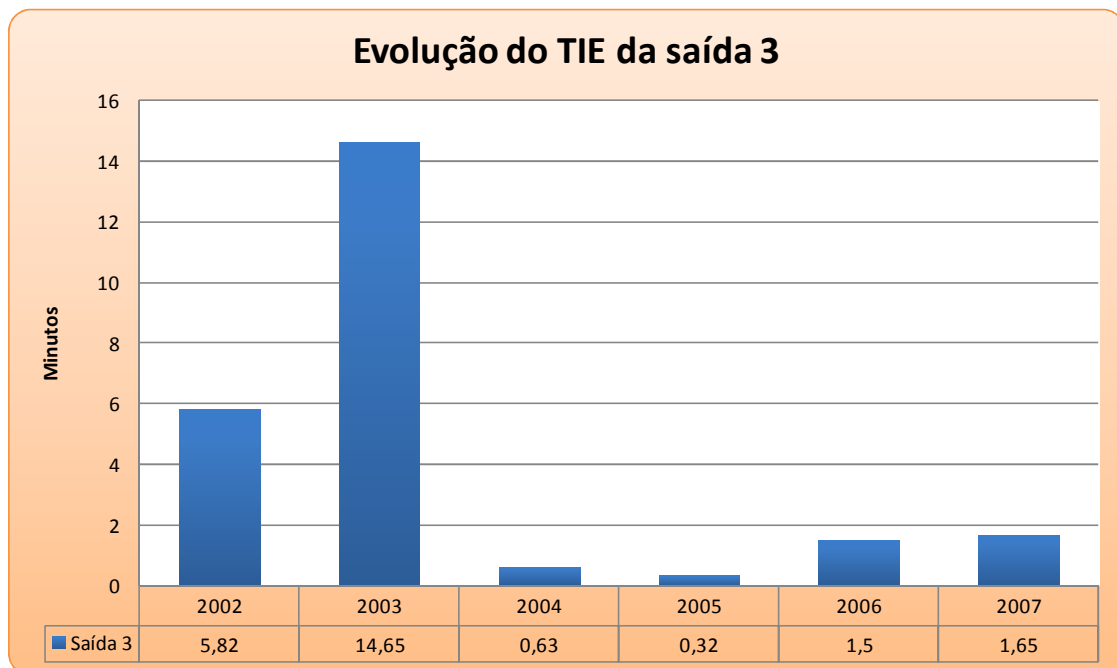


Figura 26- Evolução do TIE da saída 3.

## Investimentos Propostos

Analisando a Tabela 63 observa-se que, das acções propostas pelo PMQS para a saída 3, foram contempladas acções de telecomando e de manutenção, verificando-se também que as acções de manutenção neste caso adquirem uma participação mais significativa devido a ordem de grandeza dos valores envolvidos.

**Tabela 63- Acções propostas no âmbito do PMQS de 2004**

PMQS2004			
Proposta acções p/ melhoria TIEPIMT			
Designação	Investimento	Manutenção	Telecomando
Total	0,00 €	7.500,00 €	54.000,00 €
Novo IAT apxxx da LN principal			18.000,00 €
Novo IAT (NA) ap.1 Ramal xxxx			18.000,00 €
Novo IAT Seccionador xxxxx			18.000,00 €
Instalação de 2 DST c/ desconector		2.200,00 €	
Manutenção 5 seccionadores		5.300,00 €	

De acordo com o PMQS de 2004, foi aprovada uma verba total de 61.500€ em acções de telecomando e de manutenção para a saída 3. Além destes investimentos, já existiam outras acções aprovadas, tal como é apresentado na Tabela 64.

**Tabela 64 – Obras já aprovadas que contribuem para a melhoria do TIE**

PMQS2004			
Obras aprovadas que contribuem p/ melhoria TIEMT			
Designação	Documento de Aprovação	Característica da aprovação	Custo DPR (€)
		Total	51.068 €
Proposta N°x - Interligação com LN XXXX	XXXXX	PO 2003	51.068 €

Da Tabela 65, verificamos que a redução esperada de TIE para esta saída é bastante alta, bem como a quantia investida é relativamente baixa quando comparada com as outras saídas. Como resultado disso, os custos apresentados na Tabela 66 e na Tabela 67 são bastante baixos.

**Tabela 65 – Resumo da saída 3**

TIEMT 2003		Acções propostas				Acções aprovadas	Redução esperada do TIEMT (medidas propostas + já aprovadas)		
AR	EDP	Valor (€)					Valor (€)	AR	EDP
(min)	(min)	Invest.	Manut.	Telecom.	Total	Outros	(min)	(min)	
14,65	0,46	0 €	7.500 €	54.000 €	61.500 €	51.068 €	11,72	0,3	80%

**Tabela 66 – Custo do minuto reduzido, tendo por base o TIE MT da área de rede.**

Custo de 1 minuto reduzido (€/min)
6.786,18 €

Tabela 67 - Custo do minuto reduzido, tendo por base o TIE MT (EDIS).

Custo de 1 minuto reduzido (€/min)
215.043,57 €

## Investimentos Realizados

Na Tabela 68, podemos observar os investimentos realizados na saída 3 e a sua data de finalização.

Tabela 68 – Investimentos realizados para a saída 3

INVESTIMENTO			
Descrição	Total investido	Data de Finalização	Estado da acção
Novo IAT ap.xx da LN principal	18.926,81 €	17-Out-06	Encerrado em anos anteriores
Novo IAT (NA) ap.x Ramal xxxx	14.653,49 €	09-Fev-06	Encerrado em anos anteriores
Novo IAT Seccionador xxxx	18.899,94 €	17-Out-06	Encerrado em anos anteriores
<b>total</b>	<b>52.480,24 €</b>		

Para a saída 3 assumimos que o ano seguinte ao final das obras é o de 2007, onde o valor do TIE foi de 1,65 minutos. É de referir que como os investimentos realizados são na sua totalidade investimentos de telecomando, assume-se que terão um impacto de 100% no TIE. Na Tabela 69, é apresentado o valor do impacto realmente verificado no TIE e o custo por minuto reduzido tendo como base o TIE calculado para a área de rede 3, sendo que o custo da Tabela 70 foi calculado com base no TIE da EDIS.

Tabela 69 – Dados efectivamente verificados na saída 3

TIE 2003	TIE (ANO SEGUINTE AO FIM DAS OBRAS)	impacto	euro/min
14,65	1,65	13,00	<b>6.001,10 €</b>

Tabela 70 – custo da redução de um minuto tendo por base o TIE EDIS

Custo de 1 minuto reduzido (€/min)
190.165,52 €

## Análise de ocorrências

A saída 3 demonstra uma evolução do TIE ao longo dos anos bastante irregular. Do ano de 2002 para o ano de 2003 verifica-se um aumento de 150%, sendo que no ano seguinte observamos uma redução de 95%. Da evolução do TIE da saída 3, não é possível estabelecer qualquer tipo de relação com a evolução do TIE da AR3, da EDIS ou inclusive da zona de qualidade de serviço do tipo C apresentada na Tabela 72.

Tabela 71 – Evolução do TIE da AR3 e da saída 3

TIEMT	2002	2003	2004	2005	2006	2007
<b>AR3</b>	405	399	228	190	207	111
%		-1,48%	-42,86%	-16,67%	8,95%	-46,38%
<b>Saída 3</b>	5,82	14,65	0,63	0,32	1,5	1,65
%		151,72%	-95,70%	-49,21%	368,75%	10,00%

Tabela 72 – Evolução do TIE nas zonas de qualidade de serviço do tipo C

TIE (minutos)	2004	2005	2006	2007
<b>Zona C</b>	159,6	145,8	157,2	115,2
% anual		-8,6%	7,8%	-26,7%

Da análise da Figura 27, podemos observar o valor do TIE anual desagregado por origem de ocorrências. Podemos verificar que o aumento de 2003 é causado essencialmente pelos casos fortuitos, sendo que estes não são contabilizados para efeitos de cálculo de TIE, mas não deixam de ser um agente causador de má qualidade de serviço na rede.

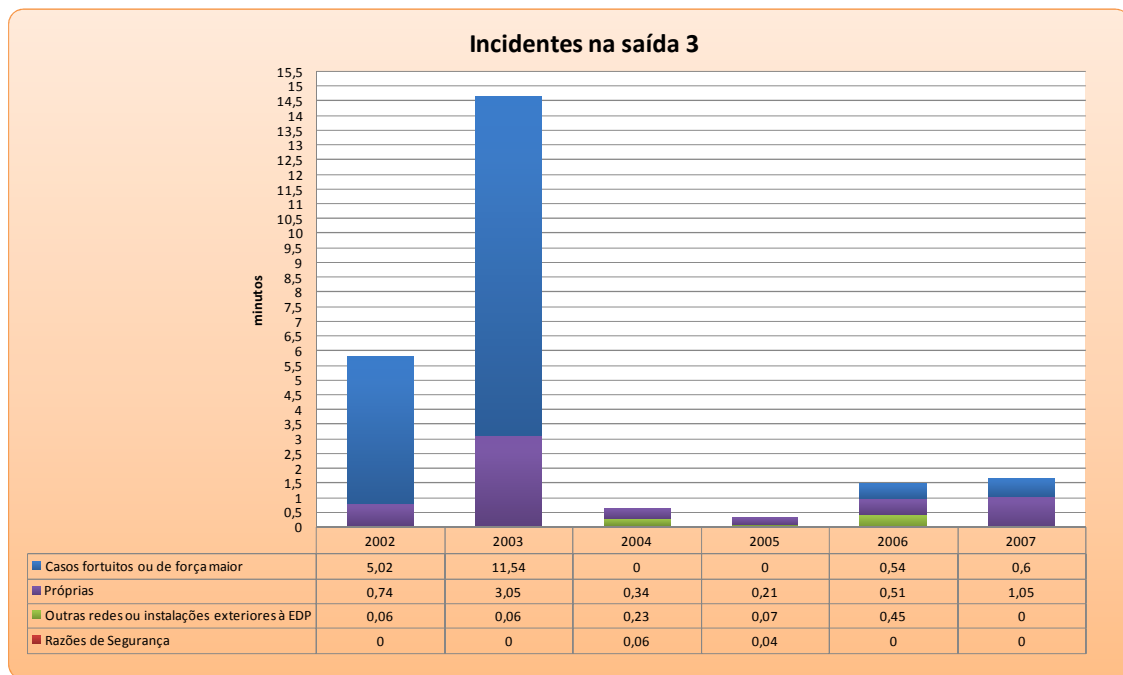


Figura 27 – Gráfico dos incidentes na saída 3

Da análise da Tabela 73 e Tabela 74, verifica-se que os casos fortuitos nos anos de 2002 e 2003 foram responsáveis por uma grande fatia das interrupções registadas, sendo que analisando as interrupções mais detalhadamente, verificamos que esta saída tem registado uma quantidade anormal de diferentes tipos de incidentes.

**Tabela 73 – Incidentes da saída 3, de 2002 a 2004**

2002			2003			2004		
Incidentes Condensados			Incidentes Condensados			Incidentes Condensados		
	TIEMT	% total		TIEMT	% total		TIEMT	% total
Casos fortuitos ou de força maior	5,02	86,3%	Casos fortuitos ou de força maior	11,54	78,8%	Casos fortuitos ou de força maior	0	0,0%
Razões de Segurança	0	0,0%	Razões de Segurança	0	0,0%	Razões de Segurança	0,06	9,5%
Próprias	0,74	12,7%	Próprias	3,05	20,8%	Próprias	0,34	54,0%
Outras redes ou instalações exteriores à EDP	0,06	1,0%	Outras redes ou instalações exteriores à EDP	0,06	0,4%	Outras redes ou instalações exteriores à EDP	0,23	36,5%
<b>TOTAL</b>	<b>5,82</b>		<b>TOTAL</b>	<b>14,65</b>		<b>TOTAL</b>	<b>0,63</b>	

**Tabela 74 – Incidentes detalhados da saída 3, de 2002 a 2004**

2002		2003		2004	
Incidentes		Incidentes		Incidentes	
	TIEMT		TIEMT		TIEMT
CHUVA	0,39	CHUVA	0	DESC- COND ATMOSF NORMAIS	0
VENTO INTENSIDADE EXCEPCIONAL	1,89	VENTO INTENSIDADE EXCEPCIONAL	5,87	<P>TRABALHOS DE LIG./DESLIGAÇÃO	0,2
<TI>MANOBRAS	0,02	MAU CONTACTO DE FASE	0,09	TROVOADA	0,06
TRABALHOS DE TERCEIROS ( GRUAS,...	0,49	NEVE/GELO	1,11	<TI>MANOBRAS	0,01
TROVOADA	0	DESC- COND ATMOSF NORMAIS	0	CAUSA PRÓPRIA INSTALAÇÃO CLIENTE	0
DESC- COND ATMOSF NORMAIS	0,02	DESCARGA ATMOSFÉRICA DIRECTA	3,74	DEFEITO PROT/AUTOMAT	0,07
AC. C/ CLIEN. - POR INICIATIVA DA EMP	0,06	TROVOADA	0,21	RISCO IMINENTE PESSOAS E BENS (178º)	0,06
DEFEITO PROT/AUTOMAT	0,31	AC. C/ CLIEN. - POR INICIATIVA DA EMPRESA	0,06	AC. C/ CLIEN. - POR INICIATIVA DA EMPRESA	0,23
DESCARGA ATMOSFÉRICA DIRECTA	1,99	INCÊNDIO	1,28		
CORPOS ESTRANHOS NA REDE	0,65	<TI> TRABALHOS DE REPARAÇÃO	0,37		
AC. C/ CLIEN. - POR INICIATIVA DO CLIE	0	ENVELHECIM MATERIAIS	1,27		
		CORPOS ESTRANHOS NA REDE	0,65		
<b>Total TIE</b>	<b>5,82</b>	<b>Total TIE</b>	<b>14,65</b>	<b>Total TIE</b>	<b>0,63</b>

A diminuição abrupta do TIE em 2004 não possuiu uma explicação aparente, pois os investimentos realizados para esta saída só foram dados como concluídos em 2006. Analisando a Tabela 75 e a Tabela 76, observamos que o número anormal de diferentes tipos de incidentes se mantém até 2006.

**Tabela 75 – Incidentes da saída 3, de 2005 a 2007**

2005			2006			2007		
Incidentes Condensados			Incidentes Condensados			Incidentes Condensados		
	TIEMT	% total		TIEMT	% total		TIEMT	% total
Casos fortuitos ou de força maior	0	0,0%	Casos fortuitos ou de força maior	0,54	36,0%	Casos fortuitos ou de força maior	0,6	36,4%
Razões de Segurança	0,04	12,5%	Razões de Segurança	0	0,0%	Razões de Segurança	0	0,0%
Próprias	0,21	65,6%	Próprias	0,51	34,0%	Próprias	1,05	63,6%
Outras redes ou instalações exteriores à EDP	0,07	21,9%	Outras redes ou instalações exteriores à EDP	0,45	30,0%	Outras redes ou instalações exteriores	0	0,0%
<b>TOTAL</b>	<b>0,32</b>		<b>TOTAL</b>	<b>1,5</b>		<b>TOTAL</b>	<b>1,65</b>	

Tabela 76 – Incidentes detalhados da saída 3, de 2005 a 2007

2005		2006		2007	
Incidentes	TIEMT	Incidentes	TIEMT	Incidentes	TIEMT
<P>CONSERVAÇÃO PREVENTIVA	0,19	<TI> TRABALHOS DE REPARAÇÃO	0,05	CHUVA	0,03
<TI> TRABALHOS DE REPARAÇÃO	0,02	<TI> MANOBRAS	0	DESC- COND ATMOSF NORMAIS	0
<TI> MANOBRAS	0	<TI> TRABALHOS DE LIG./DESLIGAÇ	0	DESCARGA ATMOSFÉRICA DIRECTA	0,6
AC. C/ CLIEN. - POR INICIATIVA DA EM	0,07	ANIMAIS NÃO AVES	0	ENVELHECIM MATERIAIS	0,96
CHUVA	0	CAUSA PRÓPRIA INSTALAÇÃO CLIE	0,45	TIPO_INCIDENTE_ERSE	0
DESC- COND ATMOSF NORMAIS	0	CHUVA	0,44	TROVOADA	0,06
RISCO IMINENTE PESSOAS E BENS (	0,04	DESC- COND ATMOSF NORMAIS	0		
		DESCARGA ATMOSFÉRICA DIRECTA	0,54		
		FALTA SELECT-TRANSV	0		
		TIPO_INCIDENTE_ERSE	0		
		TROVOADA	0,02		
		VENTO INTENSIDADE EXCEPCIONA	0		
Total TIE	0,32	Total TIE	1,5	Total TIE	1,65

Na Figura 28, podemos ver o TIE da saída 3 desagregado por origem de ocorrências, excluindo os casos fortuitos.

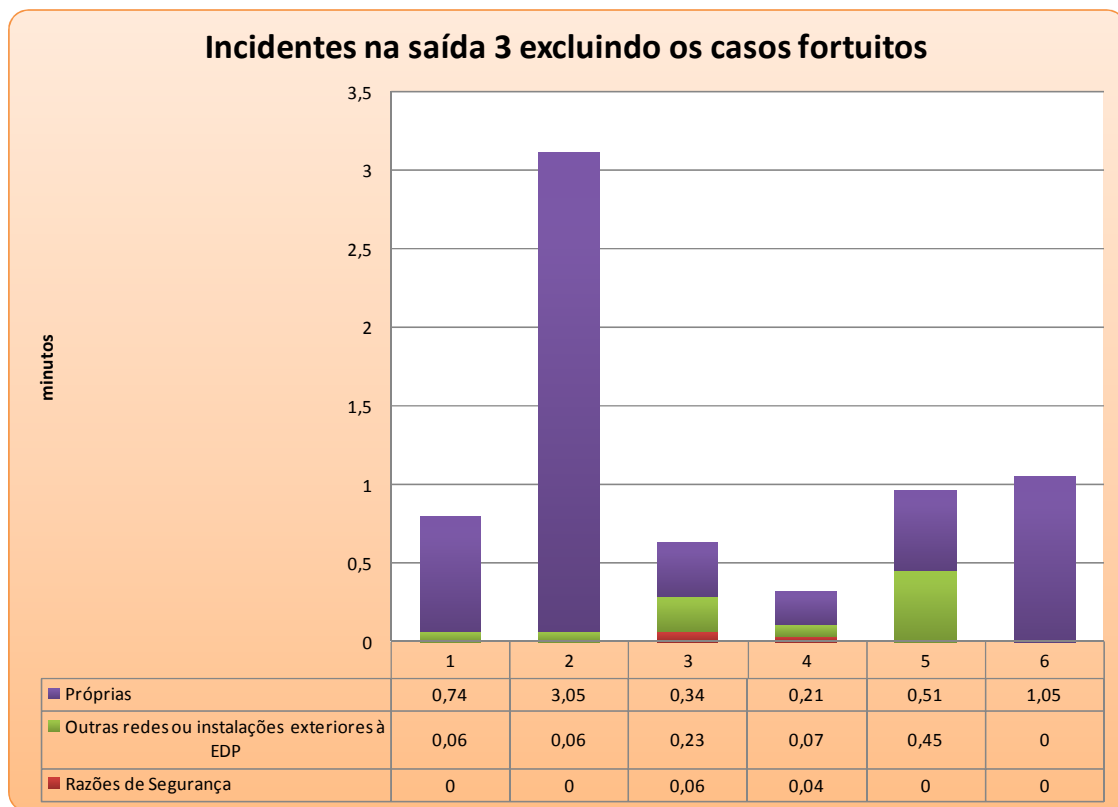


Figura 28 – Gráfico dos incidentes da saída 3, excepto os casos fortuitos ou de força maior.

## Discussão dos Resultados

A saída 3 demonstra uma evolução do TIE bastante instável. É de notar que a diminuição verificada do ano 2003 para 2004 é aparentemente injustificável, dado que não existiu qualquer tipo de acção na saída até ao ano de 2006.

A saída 3 foi principalmente alvo de acções de investimento em telecomando, facto que pode ter levado à situação verificada no registo de interrupções, onde se verificou um número anormal de diferentes tipos de incidentes, inclusive após as acções de investimento terem sido efectuadas. A situação verificada na saída 3 pode ser justificada com ausência de outro tipo de acções de investimento e manutenção. Como podemos observar na tabela de registo de incidentes, ocorrências devido a envelhecimento de materiais são um exemplo da falta de investimento verificado nesta saída, sendo que o investimento em telecomando diminui a END e o TIE, mas não o número de incidentes.

### 4.3.4 ANÁLISE DO CUSTO DE REDUÇÃO DE UM MINUTO

Após a análise às 3 saídas seleccionadas, deparamo-nos com os seguintes valores de custo de redução de um minuto apresentados na Tabela 77:

**Tabela 77 – Custos de redução de um minuto, tendo por base as potências da área de rede (AR) e as potências da EDIS, calculados para as propostas realizadas e para os valores efectivamente verificados.**

€/min	Propostos		Verificados	
	TIE BASE		TIE BASE	
	AR	EDIS	AR	EDIS
Saída 1	69.007 €	1.178.423 €	91.651 €	1.565.115 €
Saída 2	63.942 €	434.802 €	51.643 €	351.166 €
Saída 3	6.786 €	215.044 €	6.001 €	190.166 €

Dos resultados observados e comparando com os resultados das áreas de rede apresentados na Tabela 78, verificamos que tanto a saída 1 como a saída 2, têm valores de custo superiores ao da sua área de rede, enquanto que a saída 3 apresenta um valor muito inferior ao da área de rede 3.

**Tabela 78- Custos de redução de um minuto, calculados para as propostas realizadas para as saídas seleccionadas por cada área de rede.**

€/min	Propostos	
	TIE BASE	
	AR	EDIS
AR1	46.000 €	794.000 €
AR2	51.000 €	349.000 €
AR3	17.000 €	536.000 €

Da análise realizada aos investimentos nestas saídas, observamos que as saídas 1 e 2 tiveram, acima de tudo, investimento baseado em reforço de condutores, e algumas interligações entre linhas. Pelo contrário a saída 3, apenas teve investimento em telecomando.

Tal como foi referido anteriormente, a fórmula de cálculo da energia não distribuída é:

$$END = \lambda \times L \times t \times P \times Fc \quad (4.5)$$

- $\lambda$  – Taxa de avarias (av/km/ano)
- L – comprimento do troço avariado (km)
- t – tempo médio ganho na reposição do serviço (h/av)
- P – potência média cortada (MW)
- Fc – factor de carga

Analisando o impacto que investimentos como reforço de condutores poderão ter na END, deduz-se facilmente que apenas o  $\lambda$  (taxa de avarias) será influenciado directamente por este tipo de investimentos. Pelo contrário, acções de telecomando vão ter interferência directa com dois parâmetros da fórmula da END, o comprimento do troço (L) e a potência média cortada (P).

No caso de haver um defeito numa determinada linha onde só houve investimentos no reforço do condutor, toda a saída será posta fora de serviço, no caso hipotético em que não houvesse interligações a outras linhas. Pelo contrário, numa outra linha com as mesmas características mas com um IAT instalado no centro da linha (assumindo a distribuição das potencias constantes ao longo da linha), se o defeito fosse a jusante do IAT a parte da linha entre o interruptor e a subestação poderia continuar a ser fornecida energia.

Assim se justifica que com a instalação de aparelhos de telecomando, que pelo que foi analisado são substancialmente mais baratas que as outras acções de investimento, se consigam obter ganhos tão elevados de TIE. Da conjugação de não serem tão dispendiosas e permitirem ganhos maiores em END (logo em TIE), obtêm-se custos de redução de um minuto no TIE muito mais baixos que as restantes acções de investimento.

# Capítulo 5

## CONCLUSÕES

Da análise realizada, verificou-se ao nível da EDIS uma redução anual do valor dos indicadores de continuidade de serviço. Esta redução não pode de forma alguma ser dissociada da introdução, em 2001, dos incentivos à qualidade de serviço no Regulamento tarifário e aos consequentes planos de melhoria de qualidade de serviço implementados pela EDIS, desde 2003. Destes planos de melhoria de qualidade de serviço constam essencialmente três tipos de acções que têm como objectivo principal reduzir o tempo de interrupção equivalente. As acções levadas a cabo pela EDIS nas suas redes, são principalmente acções de investimento nas redes, acções de telecomando e acções de manutenção.

Analisando as saídas seleccionadas com base no seu TIE e na quantidade de investimento aprovado no âmbito do PMQS de 2004, observou-se que com o horizonte temporal disponível para monitorização das saídas após os investimentos, não seria possível provar que as melhorias em qualidade de serviço adviriam das acções de investimento. Assim optou-se por uma análise mais empírica, no sentido de procurar indicadores da melhoria da qualidade de serviço através de comparação e análise entre os dados disponíveis.

Através de uma observação mais detalhada aos incidentes registados em cada saída, tentou-se obter indicadores que ajudassem a provar que os ganhos em qualidade de serviço eram resultado directo dos investimentos realizados. Assim, após se ter cruzado essa informação com o tipo de investimentos realizados e com a data da realização das acções propostas, obtiveram-se em algumas situações bons indicadores de que os ganhos advinham dos investimentos realizados.

Paralelamente procurou-se obter informação útil para alocação de futuros investimentos, para tal foi calculado um índice de custo de redução de um minuto de TIE. Deste índice verificou-se com alguma certeza, que a saída onde existiu apenas investimento em telecomando, possuía um custo de redução de minuto de TIE muito inferior ao da sua respectiva área de rede, e das outras saídas onde apenas foi realizado outro tipo de investimento. Para tal contribuiu o facto deste tipo de investimento ser no geral mais barato que outros tipos de investimentos, obtendo um ganho em energia não fornecia superior.

### 5.1 SATISFAÇÃO DOS OBJECTIVOS E TRABALHO FUTURO

Tal como foi definido no capítulo 2 deste trabalho, o conceito de qualidade de serviço na distribuição de energia eléctrica é relativamente recente. Os incentivos criados pela ERSE começaram a ser integrados nos proveitos da EDIS apenas em 2005, tendo inclusive a própria

EDIS apenas começado com os planos de melhoria de qualidade de serviço em 2003. A falta de horizonte temporal para a monitorização dos investimentos, obrigou a uma análise mais empírica e não tão científica como a que se poderia obter, caso houvesse mais anos para análise. A tentativa de análise dos investimentos, revelou-se uma tarefa bastante difícil de executar, essencialmente porque se verificou que muitos dos investimentos do PMQS de 2004 ainda estavam a decorrer ou tinham sido dados como encerrados apenas em 2007, não existindo assim qualquer período de monitorização, tornando inviável qualquer tipo de análise nesses casos.

Apesar da dificuldade encontrada, este trabalho deixou boas indicações sobre os objectivos pretendidos. Num futuro próximo, com outras ferramentas de análise e com mais tempo para desenvolver um estudo mais aprofundado do que aquele que aqui foi realizado, este tema será certamente de interesse para a EDIS.

## REFERÊNCIAS

- [1]. **ERSE**. Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos. [Online] 2008. <http://www.erse.pt/vpt/entrada/aerse/>.
- [2]. *Relatório de Qualidade de Serviço 2006*. 2006.
- [3]. **Energéticos, ERSE - Entidade Reguladora dos Serviços**. *A regulação da Energia em Portugal 1997-2007*. 2008.
- [4]. **meteorologia, Instituto de**. Caracterização Climática 2006. *meteorologia, Instituto de*. [Online] 2006. [http://www.meteo.pt/resources/im/pdfs/clim\\_ap\\_00\\_06.pdf](http://www.meteo.pt/resources/im/pdfs/clim_ap_00_06.pdf).
- [5]. **Saraiva, João Tomé**. *Regulação da Qualidade de Serviço*. Maio, 2007.
- [6]. **meteorologia, Instituto de**. Caracterização Climática 2004. *meteorologia, Instituto de*. [Online] 2004. [http://www.meteo.pt/resources/im/pdfs/clim\\_ap\\_00\\_04.pdf](http://www.meteo.pt/resources/im/pdfs/clim_ap_00_04.pdf).
- [7]. **CEER**. *relatorio europeu*.
- [8]. **Lopes, Peças**. *Energia Nao fornecida*.
- [9]. **meteorologia, Instituto de**. Caracterização Climática 2003. *meteorologia, Instituto de*. [Online] 2003. [http://www.meteo.pt/resources/im/pdfs/clim\\_ap\\_00\\_03.pdf](http://www.meteo.pt/resources/im/pdfs/clim_ap_00_03.pdf).
- [10]. Caracterização Climática 2005. *meteorologia, Instituto de*. [Online] 2005. [http://www.meteo.pt/resources/im/pdfs/clim\\_ap\\_00\\_05.pdf](http://www.meteo.pt/resources/im/pdfs/clim_ap_00_05.pdf).
- [11]. Caracterização Climática 2007. *meteorologia, Instituto de*. [Online] 2007. [http://www.meteo.pt/resources/im/pdfs/clim\\_ap\\_00\\_07.pdf](http://www.meteo.pt/resources/im/pdfs/clim_ap_00_07.pdf).