



ENTIDADE  
REGULADORA  
DO SECTOR ELÉCTRICO

# CARACTERIZAÇÃO DO SECTOR ELÉCTRICO

-Portugal Continental-

ENTIDADE REGULADORA DO SECTOR ELÉCTRICO

Janeiro 2001

Rua Dom Cristóvão da Gama n.º 1-3.º  
1400-113 Lisboa  
Tel: 21 303 32 00  
Fax: 21 303 32 01  
*e-mail:* [erse@erse.pt](mailto:erse@erse.pt)  
[www.erse.pt](http://www.erse.pt)

## Índice

1	INTRODUÇÃO.....	1
2	ENQUADRAMENTO DO SECTOR ELÉCTRICO .....	3
2.1	Enquadramento Legislativo .....	3
2.2	Enquadramento Económico .....	5
2.3	Principais Fluxos Físicos e Financeiros entre Empresas do SEN em 1999.....	7
3	PRODUÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA.....	11
3.1	Potência Instalada no SEN .....	11
3.2	Produção de Energia Eléctrica no SEN .....	12
3.3	Ambiente.....	16
4	TRANSPORTE DE ENERGIA ELÉCTRICA.....	17
4.1	Equipamento e Perdas da Rede de Transporte.....	17
4.2	Trocas de Energia Eléctrica entre Portugal e Espanha.....	19
4.3	Qualidade de Serviço - Transporte.....	21
5	DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA.....	23
5.1	Equipamentos e Perdas nas Redes de Distribuição.....	23
5.2	Qualidade de Serviço - Distribuição .....	25
5.2.1	Continuidade de Serviço.....	25
5.2.2	Qualidade Comercial.....	26
6	CONSUMO DE ENERGIA ELÉCTRICA.....	29
6.1	Consumo de Energia Eléctrica por Sector de Actividade.....	29
6.2	Evolução dos Preços Médios de Venda de Energia Eléctrica.....	30
6.3	Comparação entre o SEP e o SENV.....	33
6.4	Atribuição do Estatuto de Cliente Não Vinculado .....	35
	ANEXO .....	37
	Tarifas e preços para a energia eléctrica em 2001.....	37
	Horários.....	44

## **Índice de figuras**

Figura 2.1 – Evolução do PIB e do consumo de energia eléctrica.....	6
Figura 2.2 – Evolução de algumas variáveis monetárias.....	7
Figura 2.3 – Principais fluxos físicos e financeiros entre empresas do SEN em 1999.....	9
Figura 3.1 – Potência instalada no SEN em 1999.....	11
Figura 3.2 – Produção de energia eléctrica no SEN em 1999.....	13
Figura 3.3 – Diagrama de carga do dia de ponta do ano de 2000.....	15
Figura 3.4 – Emissões de CO <sub>2</sub> das centrais do SEP.....	16
Figura 4.1 – Evolução dos equipamentos da RNT.....	18
Figura 4.2 – Evolução das perdas na RNT (% da emissão para a rede).....	19
Figura 4.3 – Trocas comerciais de energia eléctrica entre Portugal e Espanha.....	20
Figura 4.4 – Evolução da Energia Não Fornecida.....	21
Figura 4.5 – Evolução do Tempo de Interrupção Equivalente.....	22
Figura 5.1 – Evolução dos equipamentos da rede de distribuição do SEP.....	24
Figura 5.2 – Evolução da Energia Não Distribuída.....	25
Figura 5.3 – Evolução do Tempo de Interrupção Equivalente em MT.....	26
Figura 5.4 – Número de reclamações e de facturas corrigidas pelas empresas de distribuição.....	26
Figura 5.5 – Número de leituras em BT por cliente em 1998 e 1999.....	27
Figura 6.1 – Consumo de energia eléctrica por sector de actividade.....	29
Figura 6.2 – Repartição do fornecimento de energia eléctrica em 1999.....	30
Figura 6.3 – Decomposição do preço médio de venda das empresas do SEP - Preços constantes de 1999.....	31
Figura 6.4 – Variação do preço médio de venda de energia eléctrica a clientes finais.....	32
Figura 6.5 – Evolução do preço médio por nível de tensão - Preços constantes de 2000.....	33
Figura 6.6 – Comparação entre o preço de energia no SEP e no SENV (importação) em 2000 – diagrama rectangular.....	34
Figura 6.7 – Atribuição de estatutos de cliente não vinculado e consumo acumulado.....	35

## **Índice de quadros**

Quadro 3.1 – Características das centrais termoeléctricas do SEP em 2000.....	12
Quadro 3.2 – Utilização da potência instalada em 1999.....	13
Quadro 6.1 – Comparação entre o preço de energia no SEP e no SENV (importação) em 2000.....	34

## **1 INTRODUÇÃO**

A “Caracterização do sector eléctrico” que a ERSE tem publicado anualmente desde 1998, constitui, pelas suas características, uma publicação de referência no sector.

Consumidores e empresas que operam no sector eléctrico, órgãos da administração pública, instituições de ensino, estudantes, órgãos de informação, analistas e investigadores encontram nesta publicação um vasto conjunto de informação relevante, compilada de forma sistematizada e coerente.

A edição de 2000 mantém-se, no essencial, actual, pelo que a ERSE decidiu, este ano, publicar uma versão reduzida, na qual se actualizam os principais dados e gráficos da edição anterior. Esta informação encontra-se igualmente disponível no sítio da ERSE na internet, <http://www.erse.pt>.

A ERSE continuará a recolher informação sobre o sector eléctrico e a disponibilizá-la a todos os interessados, garantindo a máxima transparência. A revisão dos regulamentos a efectuar em 2001 e a evolução geral do sector eléctrico deixam prever a necessidade de uma actualização mais profunda da “Caracterização do sector eléctrico “ em 2002.



## **2 ENQUADRAMENTO DO SECTOR ELÉCTRICO**

### **2.1 ENQUADRAMENTO LEGISLATIVO**

No plano legislativo, o sector eléctrico conheceu no ano de 2000 desenvolvimentos significativos.

Dos diplomas publicados, merecem especial destaque os decretos-Lei que procederam à fixação do regime aplicável à fusão das sociedades de distribuição de energia eléctrica do grupo EDP e à aprovação da 4.<sup>a</sup> fase de privatização desta empresa.

De seguida, elencam-se os diplomas legais mais significativos publicados durante o ano de 2000.

- **Decreto-Lei n.º 4/2000, de 29 de Janeiro**

Estabelece o regime aplicável à fusão das sociedades distribuidoras de energia eléctrica em MT e AT.

- **Decreto-Lei n.º 141/2000, de 15 de Julho**

Aprova a 4.<sup>a</sup> fase de privatização da EDP – Electricidade de Portugal, S.A..

- **Decreto-Lei n.º 198/2000, de 24 de Agosto**

Estabelece a existência de uma única licença de distribuição vinculada de energia eléctrica em MT e AT, no território continental, que passará a ser detida pela EDP – Distribuição Energia, S.A.. Estabelece que a maioria do capital da entidade concessionária da RNT (Rede Nacional de Transporte) será detido por entes públicos, na acepção da alínea e) do n.º 2 do artigo 1.º da Lei n.º 71/88, de 24 de Maio.

- **Portaria n.º 30/2000, 27 de Janeiro**

Estabelece a fórmula de cálculo da remuneração das instalações de co-geração licenciadas ao abrigo do Decreto-Lei n.º 538/99, de 13 de Dezembro, cuja potência de ligação seja inferior ou igual a 10 MW, pelo fornecimento de energia eléctrica às redes do SEP.

- **Portaria n.º 31/2000, 27 de Janeiro**

Estabelece a fórmula de cálculo da remuneração das instalações de co-geração licenciadas ao abrigo do Decreto-Lei n.º 538/99 de 13 de Dezembro, cuja potência de ligação seja superior a 10 MW, pelo fornecimento de energia eléctrica às redes do SEP.

- Despacho n.º 4463/2000 do Ministro da Economia, de 25 de Fevereiro, publicado no Diário da República, II Série

Fixa os valores dos parâmetros necessários à aplicação das fórmulas de cálculo estabelecidas nas Portarias n.ºs 30 e 31, de 27 de Janeiro de 2000.

- Aviso n.º 9118-A/2000 do Director-Geral da Energia, de 1 de Junho, publicado no Diário da República

Estabelece os critérios para a atribuição de licenças de produção de energia eléctrica no âmbito do Sistema Eléctrico Não Vinculado.

- Resolução do Conselho de Ministros n.º 89/2000, de 27 de Julho

Determina que a construção e a exploração da nova central de ciclo combinado no Carregado, prevista na Resolução do Conselho de Ministros n.º 150/98, de 3 de Dezembro, tenham lugar no âmbito do Sistema Eléctrico Não Vinculado.

- Despacho n.º 10315 do Director-Geral da Energia, de 19 de Maio de 2000, publicado no Diário da República, II Série

Aprova o Regulamento da Rede de Transporte.

- Portaria n.º 987/2000, de 14 de Outubro

Estabelece, dentro do actual quadro organizativo do Sistema Eléctrico de Serviço Público (SEP), os critérios a adoptar nos movimentos do mecanismo de correcção de hidraulicidade.

- Despacho n.º 12917-A do Director-Geral da Energia, de 23 de Junho de 2000, publicado no Diário da República, II Série

Aprova o Regulamento da Qualidade de Serviço.

- Despacho n.º 24070-A/2000 da ERSE, publicado no Suplemento ao Diário da República, II Série, n.º 271, em 23 de Novembro de 2000

Fixa a nova tarifa de energia e potência para vigorar até ao final do ano de 2000.

- Despacho n.º 24681-D/2000 da ERSE, publicado no Suplemento ao Diário da República, II Série, n.º 277, em 30 de Novembro de 2000

Estabelece as tarifas de energia eléctrica e os preços dos serviços regulados para o ano de 2001.



## **2.2 ENQUADRAMENTO ECONÓMICO**

Em 1999, a economia portuguesa registou um abrandamento da procura global, interna e externa, que veio alterar a evolução positiva dos diversos indicadores de actividade.

O abrandamento da procura interna deveu-se à diminuição do ritmo de crescimento da Formação Bruta de Capital Fixo (Investimento), assim como do consumo privado (Indicador de Confiança dos Consumidores) e do consumo público, que, mesmo assim, registaram taxas de crescimento superiores à do PIB. Este abrandamento foi interpretado como “correção da sua tendência para um ritmo mais sustentável a médio prazo” (INE, Banco de Portugal, Ministério das Finanças).

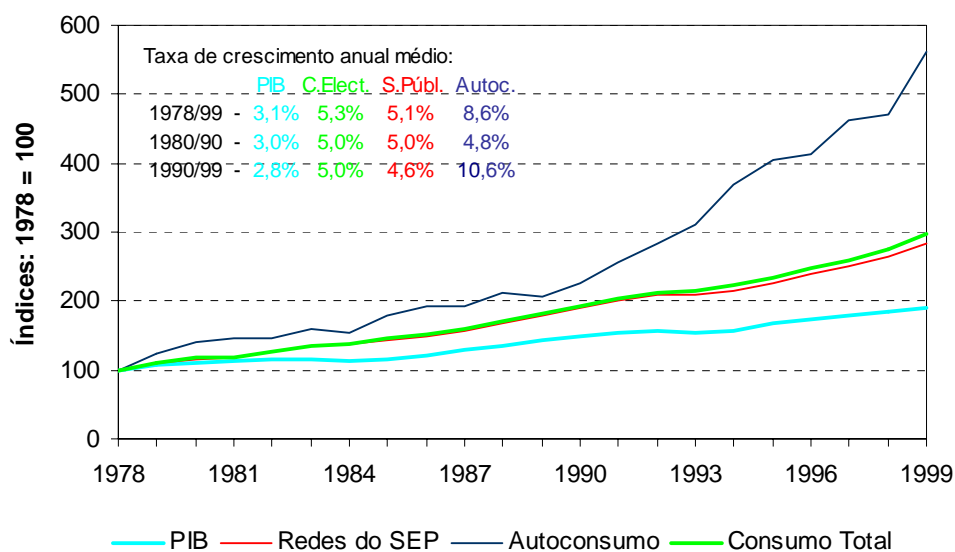
Por outro lado, o abrandamento da procura externa traduziu-se na diminuição das exportações, factor que reflecte a diminuição do nível de actividade geral da União Europeia. Esta diminuição levou também à descida do nível de importações.

Estes factores explicam a desaceleração da taxa de crescimento real do PIB, assim como do Indicador Coincidente do Banco de Portugal “cujo objectivo é sintetizar a evolução da actividade na indústria, no comércio e na construção”. A média anual de crescimento real do PIB, que entre 1995 e 1998 foi cerca de 3,4%, diminuiu, estreitando a diferença face à média europeia e retardando o processo de convergência real da nossa economia.

Na Figura 2.1 apresenta-se a evolução do PIB e do consumo de energia eléctrica. Entre 1978 e 1999, o consumo de energia eléctrica no Continente cresceu a um ritmo superior ao do conjunto da economia, com uma taxa de crescimento anual médio de 5,3%, enquanto que o crescimento do PIB foi na ordem dos 3,1%.

Salienta-se também o forte crescimento do autoconsumo, traduzido por uma taxa de crescimento anual médio de 8,6% entre 1978 e 1999. Este acréscimo foi particularmente significativo nos últimos 9 anos, registando um acréscimo anual médio de 10,6%, superior em 6 pontos percentuais ao crescimento do consumo abastecido através das redes do SEP, com especial relevo para a variação de 19,5% registada em 1999.

### Evolução do PIB e do consumo de energia eléctrica



Fontes: INE, DGE e EDP

Figura 2.1

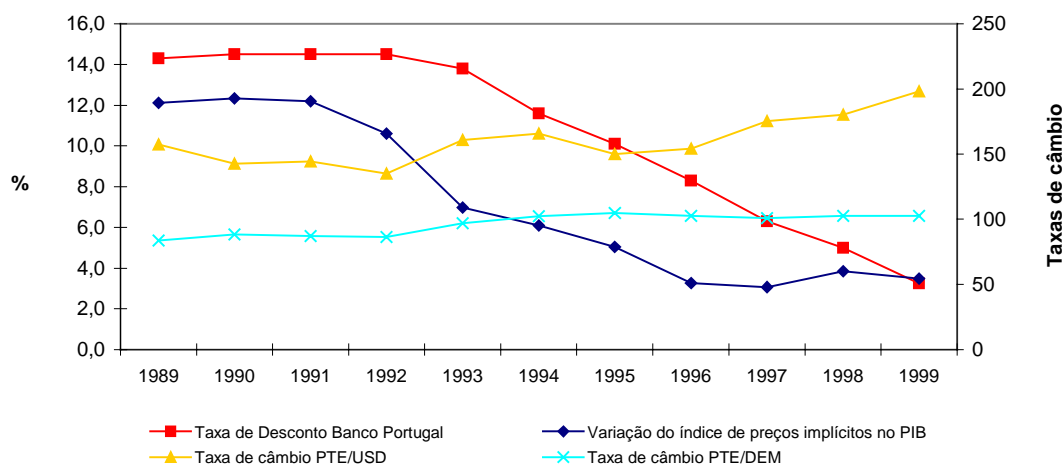
A observação da Figura 2.2 permite verificar a evolução de alguns indicadores monetários, no período compreendido entre 1989 e 1999, que influenciam directa ou indirectamente os custos de aquisição de energia aos produtores vinculados.

Verifica-se que desde 1993 a taxa de desconto do Banco de Portugal tem decrescido significativamente ao passar de cerca de 14% para 3,25% em 1999.

Também se pode observar que a variação anual do índice de preços implícitos no PIB tem decrescido de forma acentuada desde 1991, apesar de um ligeiro agravamento em 1998.

A taxa de câmbio face ao dólar americano cresceu ligeiramente durante todo o período em análise.

### Evolução de algumas variáveis monetárias



Fontes: Banco de Portugal, Diários da República, INE

Figura 2.2

### 2.3 PRINCIPAIS FLUXOS FÍSICOS E FINANCEIROS ENTRE EMPRESAS DO SEN EM 1999

O diagrama que se apresenta na Figura 2.3 reflecte os principais fluxos físicos e financeiros que se processaram entre as empresas do Sector Eléctrico Nacional e incluindo igualmente o saldo das importações e exportações.

O diagrama segue a mesma metodologia de apresentação das edições anteriores, representando cada uma das quatro áreas de actividade: produção, transporte, distribuição e importação/exportação.

Em 1999, o custo médio da energia eléctrica adquirida pela REN às empresas de produção vinculada foi de 8,66 PTE/kWh contra 8,21 PTE/kWh em 1998. Por empresa, a CPPE registou um preço médio da energia eléctrica vendida de 9,42 PTE/kWh, a Tejo Energia de 8,70 PTE/kWh e a Turbogás de 5,70 PTE/kWh. As diferenças de preços médios verificadas resultam, por um lado, do facto de os contratos de aquisição de energia celebrados entre a REN e cada uma destas empresas preverem a remuneração de cada central de produção vinculada em função da sua disponibilidade e não da sua utilização e, por outro lado, das características específicas de cada central, nomeadamente, a tecnologia utilizada e a idade da central.

Quanto às empresas que operam no SENV, que tal como a CPPE fazem parte do Grupo EDP, verifica-se que o preço médio de venda da energia eléctrica às empresas de distribuição foi superior ao da CPPE, com a energia eléctrica vendida pela EDP Energia a registar um preço médio de 20,00 PTE/kWh. A justificação para os valores praticados pelas centrais do SENV reside na forma como estas estão a ser remuneradas.

Quanto aos produtores integrados na produção em regime especial (cogeradores e produtores de energia eléctrica a partir de fontes renováveis de produção), cuja remuneração pela energia que vendem às redes do SEP está contemplada em legislação específica, observa-se que o preço médio de venda verificado em 1999, embora abaixo do preço médio da energia proveniente do SENV, foi de 9,62 PTE/kWh, 2,1% superior ao preço médio da CPPE, empresa do SEP que registou o preço médio de venda mais elevado. Registe-se ainda que a parcela de produção que estes produtores utilizam para consumo próprio atingiu 3,4 TWh, mais 22,6% do que em 1998.

No que se refere às transacções com Espanha é de registar o saldo exportador verificado, reflectindo o aproveitamento efectuado pelo Agente Comercial do SEP das oportunidades proporcionadas pelo mercado espanhol.

Na Figura 2.3, a caracterização da actividade de transporte encontra-se representada na zona central e reflecte o importante papel de intermediário que a REN desempenha no Sistema Eléctrico Nacional, nomeadamente nas transacções que se processam com a produção e com a distribuição. As perdas ocorridas na rede de transporte durante 1999 representaram 1,9% relativamente à energia entrada na rede, valor idêntico ao de 1998.

Relativamente à actividade de distribuição, que se encontra caracterizada na parte inferior do diagrama, optou-se por representá-la, já em 1999, com valores agregados, como se de uma única empresa se tratasse, situação que na realidade só se efectivou em 2000. Também aqui se verifica que o preço de custo médio da energia entrada na distribuição proveniente do SENV foi cerca de 46% mais alto do que o da energia entregue, em conjunto, pela REN e pela produção em regime especial. Quanto aos preços médios de venda por nível de tensão, todos registaram diminuições relativamente a 1998, embora diferenciadas, consequência da descida das tarifas decidida pela ERSE para 1999.

Principais fluxos físicos e financeiros entre empresas do SEN em 1999

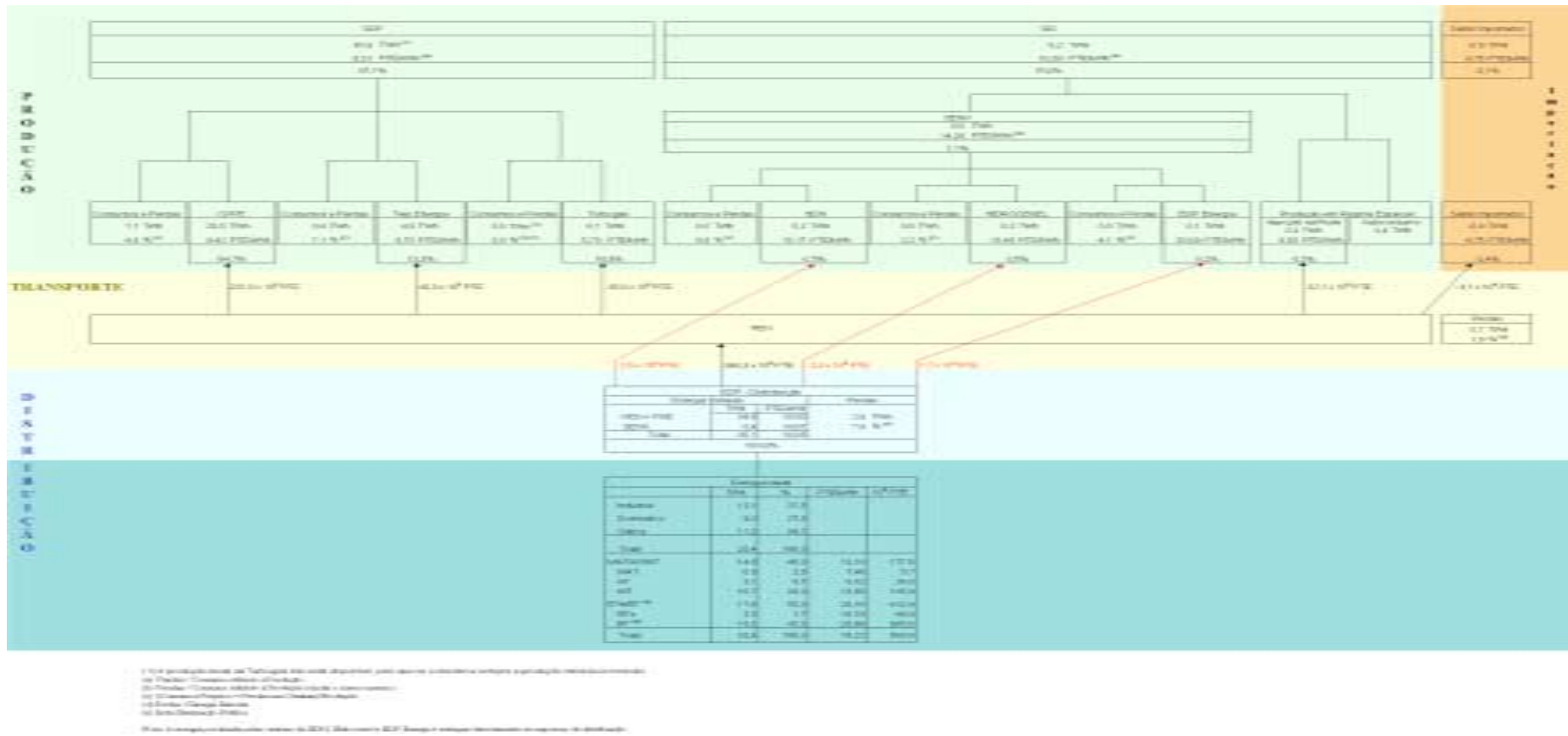


Figura 2.3

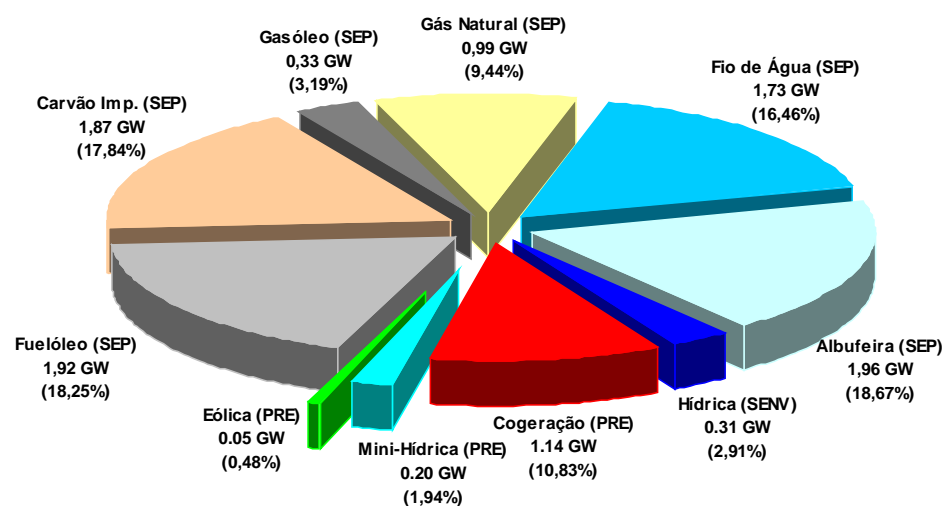


### 3 PRODUÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA

#### 3.1 POTÊNCIA INSTALADA NO SEN

A Figura 3.1 resume o panorama nacional da potência instalada em 1999, por tecnologia e por sistema, relativamente ao total da potência instalada no SEP, no SENV e na PRE. Relativamente ao total da potência instalada no SEP, verifica-se que a potência instalada de origem térmica representa cerca de metade do total do SEP, sendo o gás natural responsável por 1/4 deste valor.

Potência instalada no SEN em 1999



Nota: OS grupos 5 e 6 da central do Carregado estão incluídos na categoria "Fuelóleo"

Fonte: EDP, Tejo Energia, TURBOGÁS, DGE

Figura 3.1

Em relação a 1998, regista-se a entrada em serviço de dois grupos a gás natural, de 330 MW cada, na central da Tapada do Outeiro da TURBOGÁS e o descomissionamento do grupo 2, de 50 MW, da central da Tapada do Outeiro da CPPE. O quadro seguinte caracteriza as centrais termoelétricas do SEP em 2000.

Características das centrais termoeléctricas do SEP em 2000

Empresa	Localização	Ano de entrada em exploração	Combustível	Nº de grupos	Pot. instalada MW	Pot.máxima MW
<b>CENTRAIS</b>						
Tapada do Outeiro <sup>(1)</sup>	Gondomar	1959	Fuelóleo	1	50,0	46,9
Carregado <sup>(2)</sup>	Alenquer					
	Grupos 1, 2, 3 e 4	1968	Fuelóleo	4	500,0	473,8
	Grupos 5 e 6	1976	Fuelóleo e gás natural	2	250,0	236,4
<b>CPPE</b>	Setúbal	1979	Fuelóleo	4	1 000,0	946,4
	Sines	1985	Carvão	4	1 256,0	1 192,0
	Barreiro <sup>(3)</sup>	1978	Fuelóleo	2	64,5	56,0
	Alto de Mira	1975	Gasóleo	6	135,0	132,0
	Tunes	1973	Gasóleo	4	199,2	197,0
<b>Total CPPE</b>				<b>27</b>	<b>3 454,7</b>	<b>3 280,5</b>
<b>Tejo Energia</b>	Pego	1993	Carvão	2	615,2	584,0
<b>TURBOGÁS</b>	Tapada do Outeiro <sup>(4)</sup>	1998	Gás natural	3	990,0	n.d.
<b>Total Térmico do SEP</b>				<b>32</b>	<b>5 059,9</b>	<b>--</b>

(1) - Os Grupos 1 e 2 foram descomissionados em 31/12/1997 e 31/12/1999, respectivamente. Actualmente a central opera apenas a fuelóleo.

(2) - O funcionamento a fuelóleo/gás natural ficou disponível nos grupos 5 e 6 a partir de Outubro de 1997.

(3) - A Central do Barreiro destina-se à produção combinada de electricidade e vapor para fins industriais. O Grupo I é de contrapressão e o Grupo II é de extracção-condensação.

(4) - A potência máxima é função da temperatura ambiente, da pressão atmosférica, da humidade e da temperatura da água de arrefecimento.

O valor apresentado corresponde aproximadamente ao máximo até agora registado.

Fonte: CPPE, Tejo Energia e TURBOGÁS, 2000.

Quadro 3.1

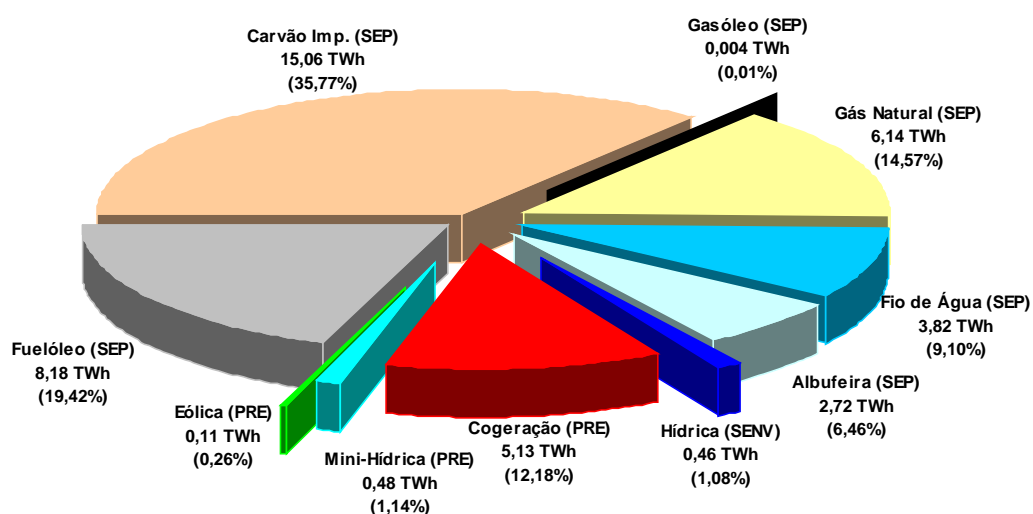
3.2 PRODUÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA NO SEN

Na Figura 3.2 apresenta-se a produção de energia eléctrica em 1999, por tecnologia e por sistema, relativamente ao total da produção no SEP, no SENV e na PRE. Cerca de 2/3 da produção teve origem nas centrais térmicas do SEP em virtude do ano hidrológico ter sido seco (índice de produtividade hidroeléctrica 0,68). As centrais de co-geração foram responsáveis por cerca de 12% da produção total.

Relativamente à produção por fonte de energia no SEN, o carvão importado foi responsável por cerca de 36% do total da produção, destacando-se também o gás natural, com cerca de 15%, em consequência da entrada em pleno funcionamento da nova central de ciclo combinado da Tapada do Outeiro.



### Produção de energia eléctrica no SEN em 1999



Nota: OS grupos 5 e 6 da central do Carregado estão incluídos na categoria "Fuelóleo"

Fonte: EDP, Tejo Energia, TURBOGÁS, DGE

Figura 3.2

Da comparação entre a produção de energia eléctrica (Figura 3.2) e a potência instalada (Figura 3.1) resultam os valores de utilização da potência instalada apresentados no Quadro 3.2.

### Utilização da potência instalada em 1999

Tecnologia de produção	Utilização [h]
<b>Térmica (SEP)</b>	<b>5749</b>
<i>Carvão Importado</i>	8048
<i>Gás Natural</i>	6198
<i>Fuelóleo</i>	4270
<i>Gasóleo</i>	12
<b>Hídrica (SEP)</b>	<b>1779</b>
<i>Fio de Água</i>	2220
<i>Albufeira</i>	1390
<b>Hídrica (SENV)</b>	<b>1494</b>
<b>PRE</b>	<b>4116</b>
<i>Cogeração</i>	4512
<i>Mini-hídrica</i>	2374
<i>Eólica</i>	2188

Quadro 3.2

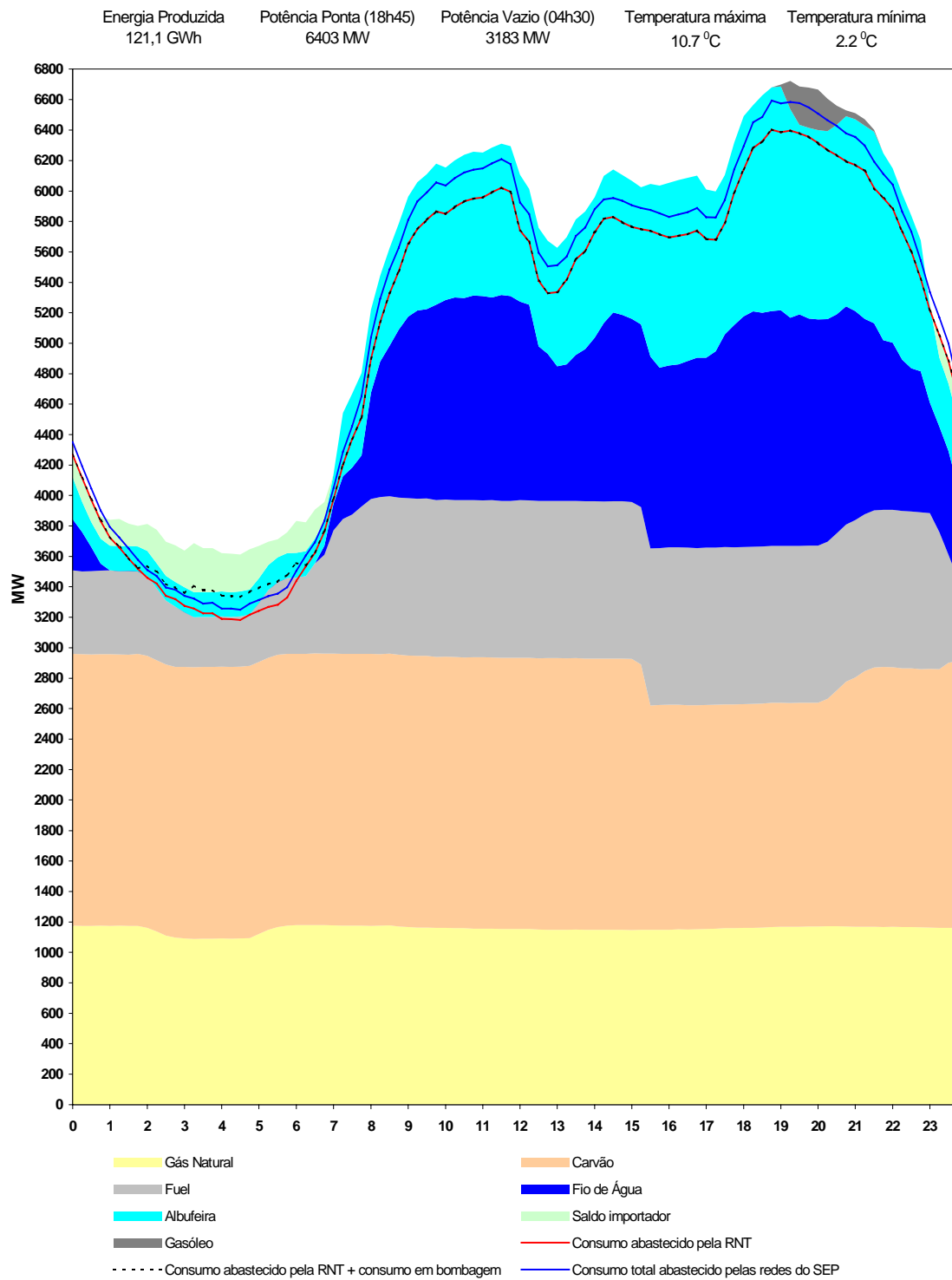
A Figura 3.3 ilustra o diagrama de carga do dia 25 de Janeiro de 2000, que corresponde ao dia de ponta máxima registada no ano de 2000. Para além da evolução da carga ao longo do dia, é ainda possível identificar a energia eléctrica produzida pelas centrais do SEN, o mínimo e o máximo valor de potência solicitado (potência diária de vazio e de ponta, respectivamente) e as temperaturas diárias máxima e mínima ocorridas em Lisboa.

A apresentação das diferentes tecnologias de produção de energia eléctrica no diagrama de carga foi feita por ordem decrescente da utilização. Analisando o diagrama, verifica-se que a sua base foi preenchida pelas centrais a gás natural, a carvão e a fuelóleo, ficando a cargo das centrais hidroeléctricas, fios de água e albufeiras, a modulação da carga ao longo do dia. De salientar que durante a tarde, período em que se registou a ponta, houve necessidade de recorrer a turbinas a gás de ciclo simples.

Pode-se verificar também que durante o vazio e no final do dia se registou actividade de importação, em parte associada à operação em bombagem, e que durante o restante período diário houve produção que se destinou a exportação. Esta actividade de exportação e importação esteve associada às condições de mercado em Espanha que no dia em causa foram favoráveis à exportação.

O diagrama de carga apresenta uma forma com duas pontas dominantes às 11:30 e às 18:45. A potência mínima de vazio ocorreu às 04:30. A potência média foi de 5046 MW, sendo o factor de carga 79% e o factor de vazio 50%.

Diagrama de carga do dia de ponta do ano de 2000



Fonte: REN

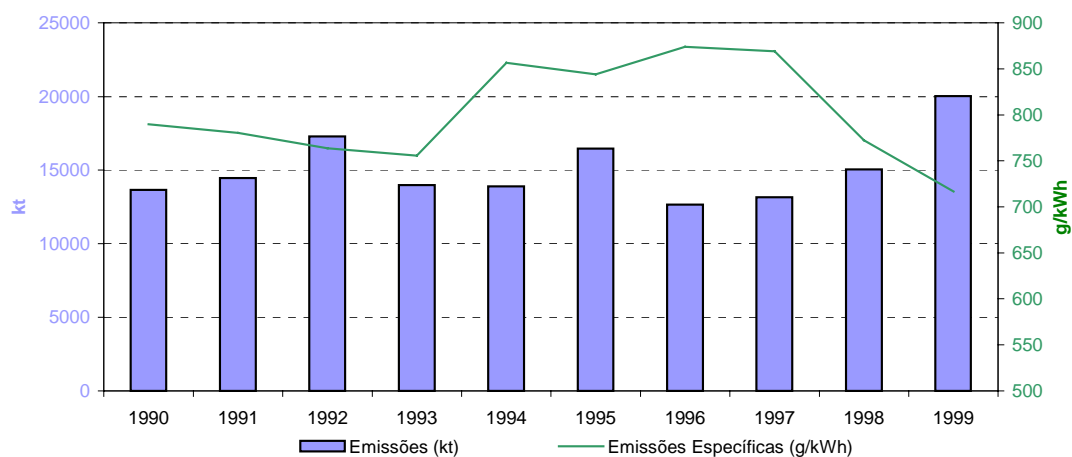
Figura 3.3

### 3.3 AMBIENTE

Observando a Figura 3.4, destaca-se a diminuição em 1998 e 1999 do índice emissões específicas (g/kWh), consequência da introdução do gás natural em dois grupos da Central do Carregado e, em especial, da entrada em funcionamento da Central da Tapada do Outeiro (ciclo combinado a gás natural).

As emissões específicas de CO<sub>2</sub> estão essencialmente associadas ao teor em carbono do combustível utilizado e ao rendimento da central.

**Emissões de CO<sub>2</sub> das centrais do SEP**



Fonte: EDP, Tejo Energia e Turbogás

Figura 3.4

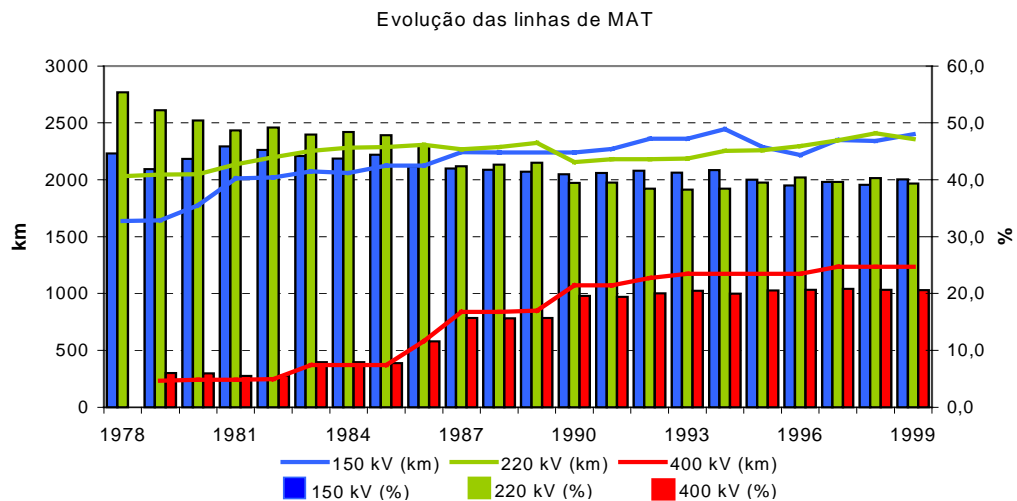
## **4 TRANSPORTE DE ENERGIA ELÉCTRICA**

### **4.1 EQUIPAMENTO E PERDAS DA REDE DE TRANSPORTE**

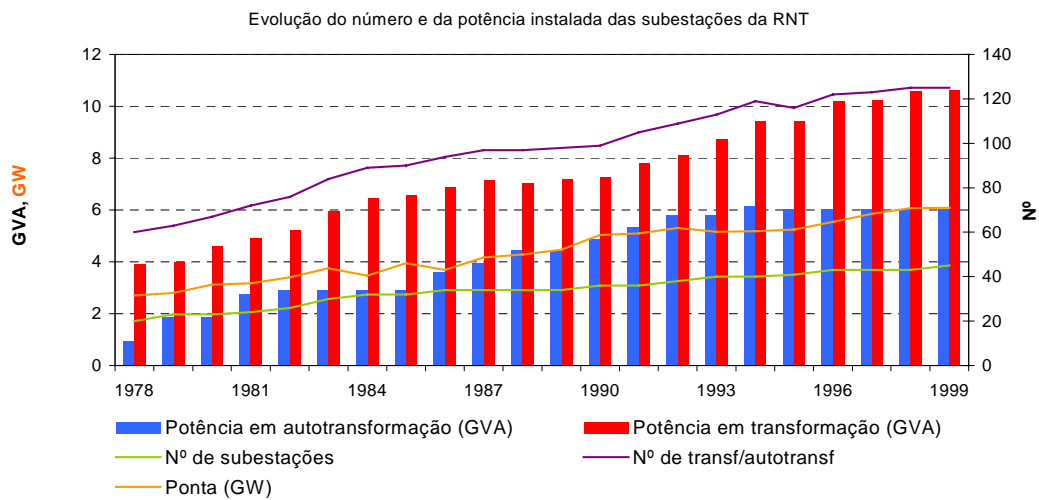
Da análise da Figura 4.1, respeitante ao equipamento da RNT no período 1978-1999, pode-se concluir que:

- houve um acréscimo de 63% na extensão das linhas de MAT;
- o número de subestações duplicou, existindo 45 subestações em 1999;
- a potência de transformação e autotransformação aumentou cerca de 4 vezes, ultrapassando actualmente os 16 GVA;
- o número de transformadores e autotransformadores duplicou;
- o crescimento da autotransformação, a partir de 1979, deve-se quase exclusivamente aos níveis 400/150 kV e 400/220 kV, tendo o número de autotransformadores nos 220/150 kV mantido um valor praticamente constante;
- o crescimento da transformação tem-se verificado nos níveis de 220/60 kV até 1996 e parcialmente nos de 150/60 kV. Regista-se também na transformação de 220/60 kV um aumento de 2,8 vezes no número de transformadores e na transformação de 150/60 kV de 2,4.

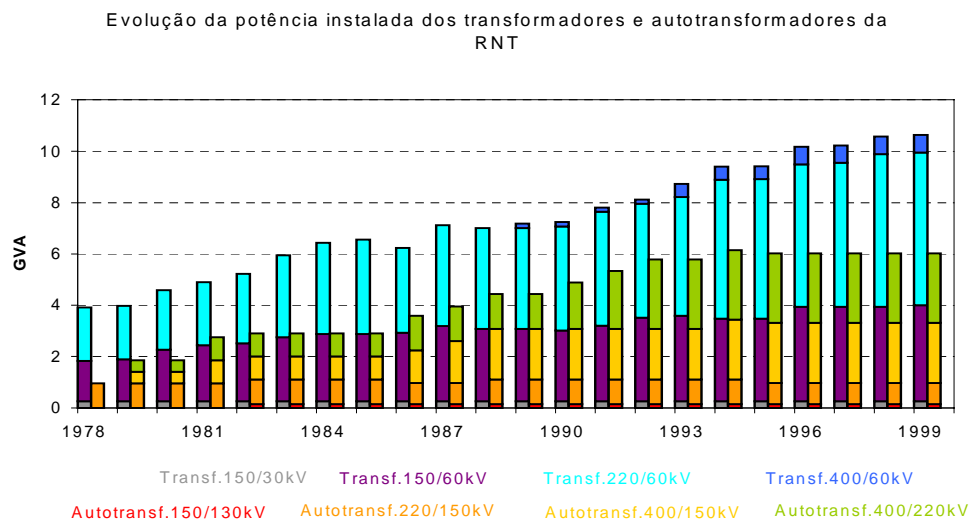
### Evolução dos equipamentos da RNT



A partir de 1994, inclusivé, as linhas de 150 kV incluem 9 km a 130 kV  
 Fonte: EDP



Fonte: REN

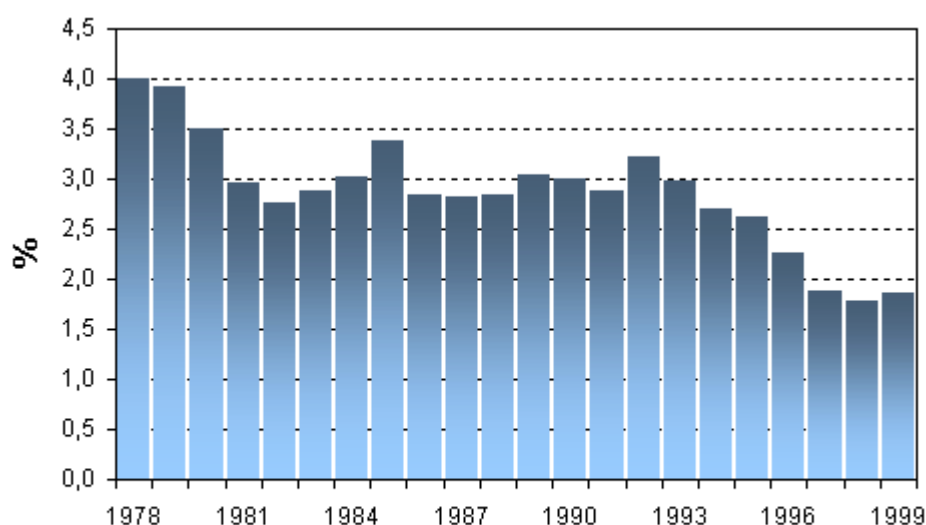


Fonte: REN

Figura 4.1

No que diz respeito às perdas na rede de transporte, verificou-se que estas passaram de 4% em 1978 para 1,9% em 1999. Esta redução não é uniforme ao longo do período em análise, sendo mais acentuada em 1980 e em 1996, com as entradas em serviço das linhas de 400 kV Rio Maior-Cedillo e Alto Lindoso-Cartelle, respectivamente em 1979 e 1995, o que permitiu a optimização dos trânsitos de circulação de energia eléctrica entre Portugal e Espanha.

**Evolução das perdas na RNT**  
(% da emissão para a rede)



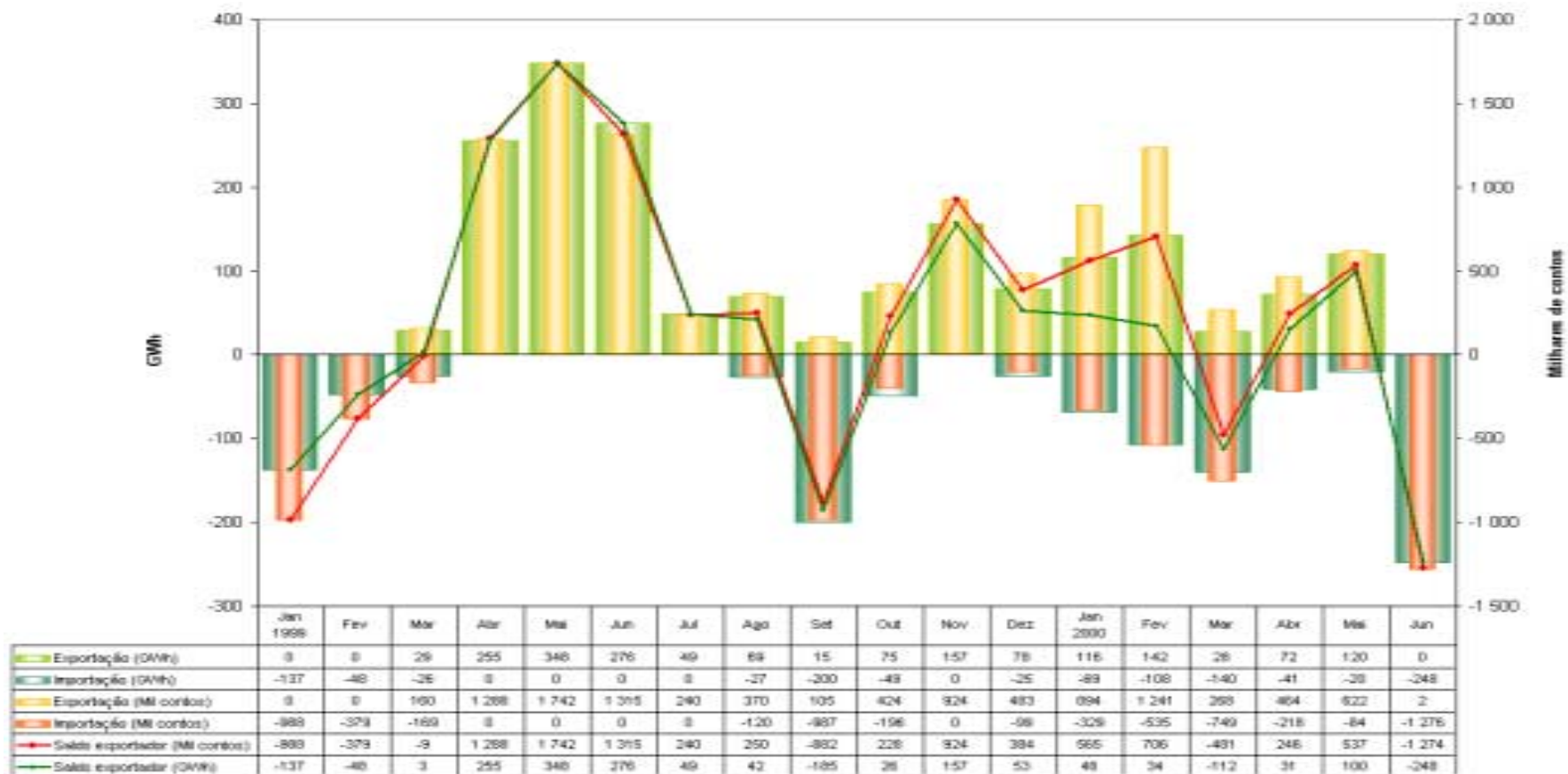
Fonte: EDP

Figura 4.2

## 4.2 TROCAS DE ENERGIA ELÉCTRICA ENTRE PORTUGAL E ESPANHA

A entidade concessionária da RNT, através do Agente Comercial do SEP, pode adquirir energia para abastecer o SEP ou vender energia produzida pelo SEP a agentes do SENV ou de outros sistemas eléctricos. Os benefícios desta actividade são partilhados com os consumidores de energia eléctrica, mediante a repercussão de 50% dos ganhos nas tarifas. A Figura 4.3 apresenta as trocas comerciais, em quantidades e valor, durante o ano de 1999 e primeiro semestre de 2000.

Trocas comerciais de energia eléctrica entre Portugal e Espanha



Fonte: REN

Figura 4.3

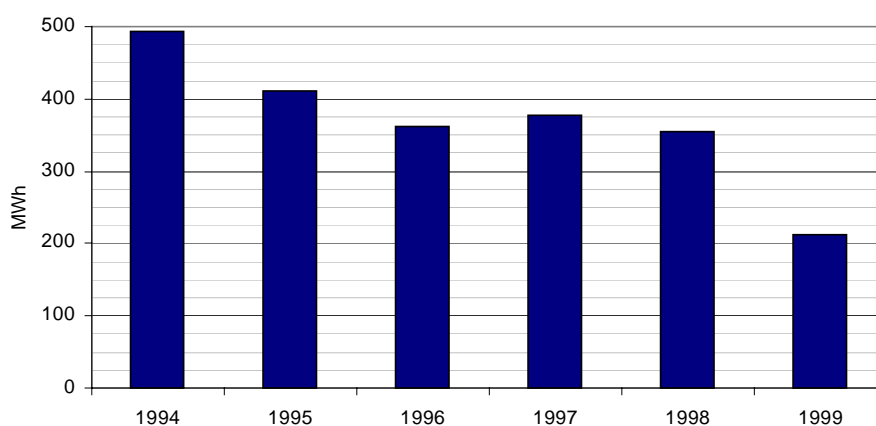


### 4.3 QUALIDADE DE SERVIÇO - TRANSPORTE

Em 1999 verificou-se uma evolução positiva de todos os indicadores de continuidade de serviço na actividade de transporte de energia eléctrica.

Na Figura 4.4 apresenta-se a evolução do valor da Energia Não Fornecida (ENF), a qual apresentou uma descida de 40% relativamente ao valor do ano anterior ( $ENF_{1999}=211,9$  MWh e  $ENF_{1998}=355,7$  MWh).

**Evolução da Energia Não Fornecida**

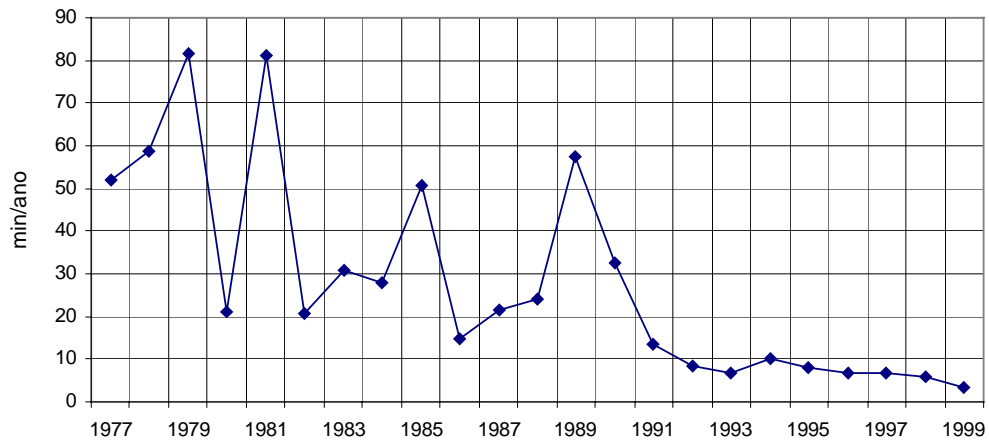


Fonte: REN

Figura 4.4

Como se pode observar na Figura 4.5, o Tempo de Interrupção Equivalente (TIE) apresentou em 1999 o valor mais baixo de sempre: 3,22 minutos. Neste ano, nos 52 pontos de entrega da RNT, ocorreram 54 interrupções, 25 das quais com duração inferior ou igual a 1 minuto. Os factores atmosféricos e as aves foram as principais causas dos incidentes verificados em toda a rede, tendo sido responsáveis respectivamente por 35% e 33% dos incidentes.

**Evolução do Tempo de Interrupção Equivalente**



Fonte: REN

Figura 4.5

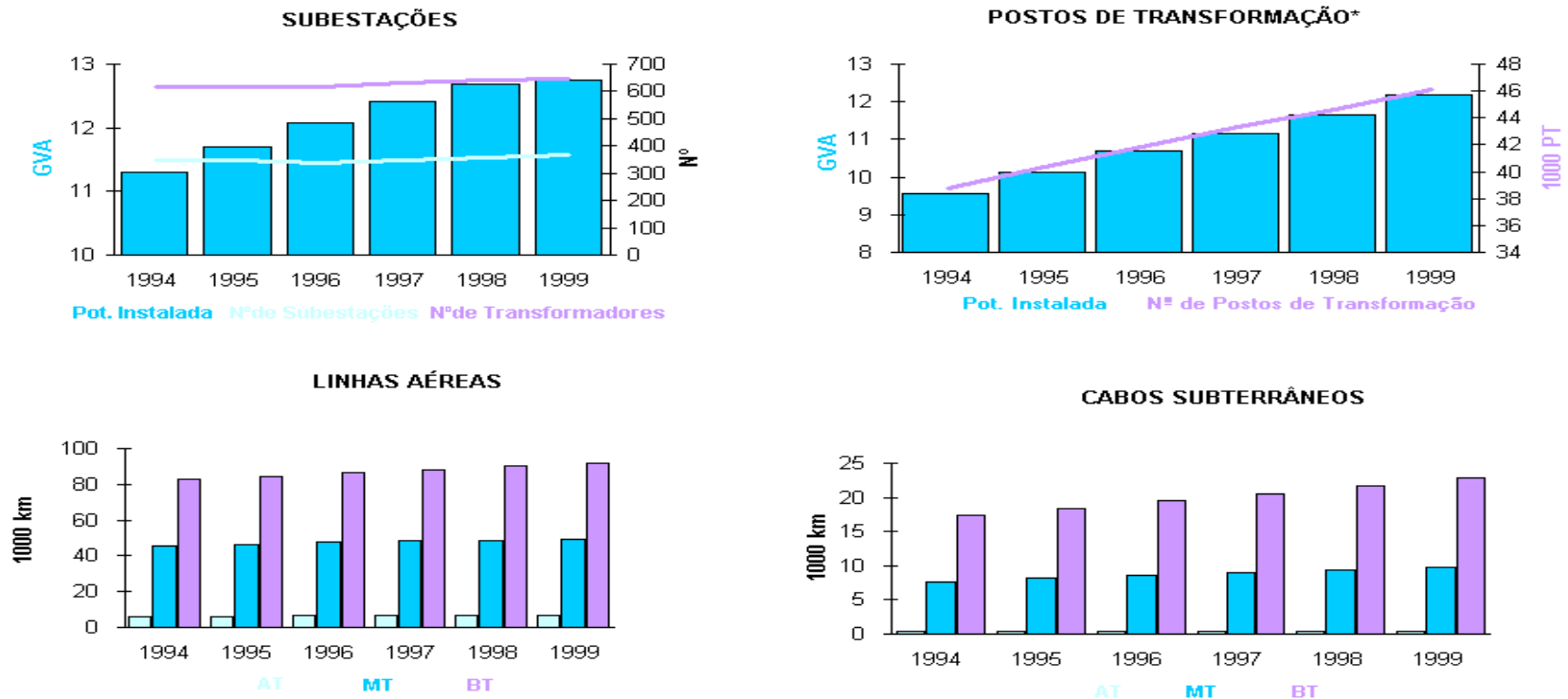
## **5 DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA**

### **5.1 EQUIPAMENTOS E PERDAS NAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO**

Da análise da Figura 5.1, respeitante aos equipamentos da rede de distribuição, no período 1994-1999, pode-se concluir que:

- houve um reforço da potência instalada em subestações de cerca de 13%, ultrapassando 12 GVA em 1999, distribuídos por 365 subestações, apesar de apenas ter havido um aumento de 5% quer do número de subestações quer do de transformadores;
- a potência instalada em postos de transformação registou um acréscimo da ordem dos 27%, ultrapassando actualmente os 12 GVA, distribuída por 46134 postos de transformação, o que corresponde a um aumento do seu número de cerca de 19%;
- o comprimento da rede em linha aérea aumentou 11% em AT, 8% em MT e 11% em BT;
- o comprimento da rede em cabo subterrâneo registou um aumento superior ao das linhas aéreas: 19% em AT, 28% em MT e 32% em BT.

Evolução dos equipamentos da rede de distribuição do SEP



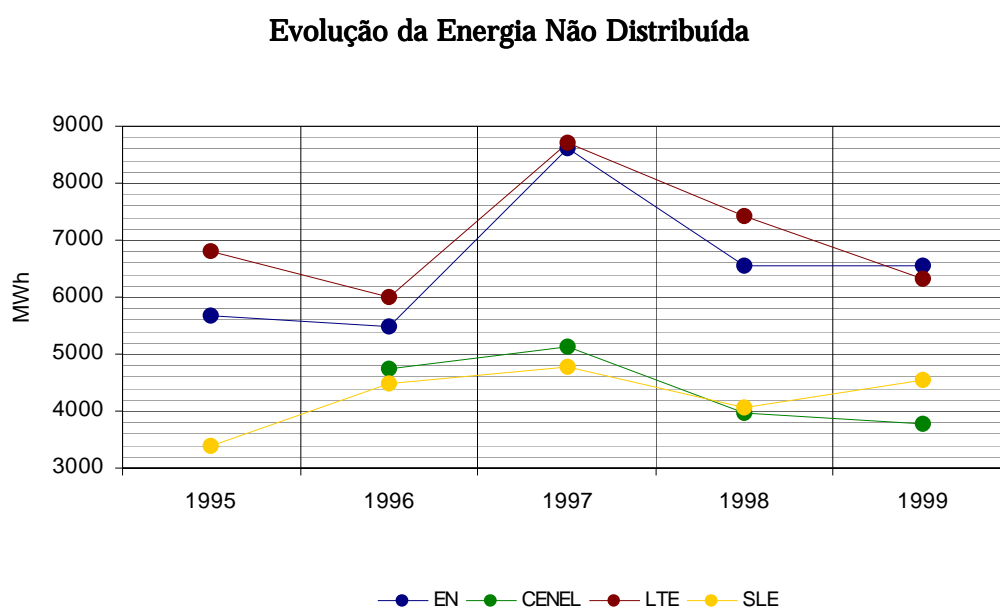
\* não inclui PT particulares  
 Fonte:EDP

Figura 5.1

## 5.2 QUALIDADE DE SERVIÇO - DISTRIBUIÇÃO

### 5.2.1 CONTINUIDADE DE SERVIÇO

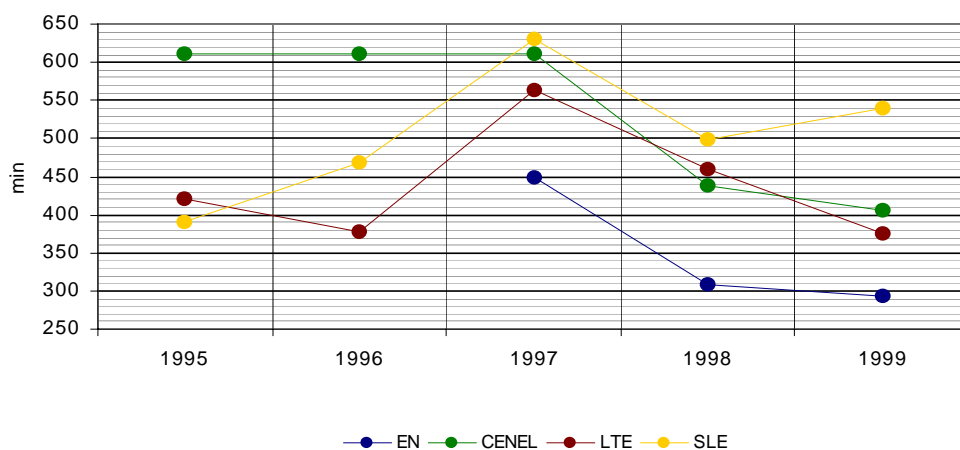
Como se pode verificar pelas Figuras 5.2 e 5.3, com excepção da SLE, registou-se uma melhoria dos valores de Energia Não Distribuída (END) e do Tempo de Interrupção Equivalente em Média Tensão (TIEMT). No total das quatro empresas de distribuição, o valor da END foi de 20689 MWh e o TIEMT de 364,8 minutos.



Fonte: Empresas de Distribuição - EN, CENEL, LTE, SLE

Figura 5.2

### Evolução do Tempo de Interrupção Equivalente em MT



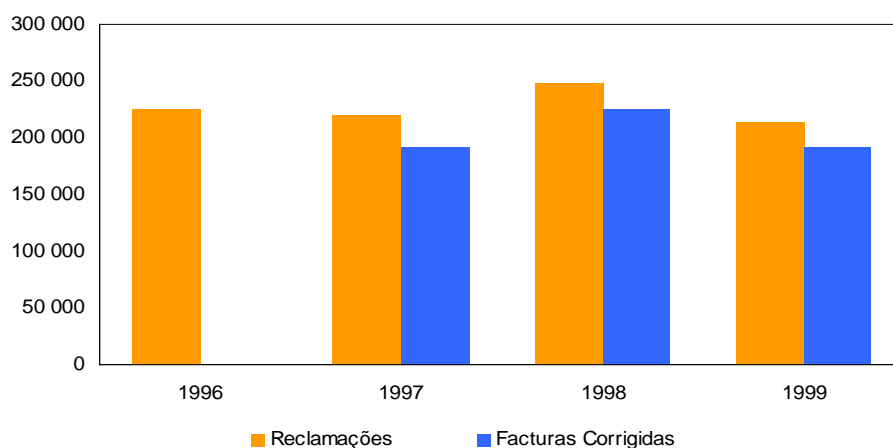
Fonte: Empresas de Distribuição - EN, CENEL, LTE, SLE

Figura 5.3

#### 5.2.2 QUALIDADE COMERCIAL

Analisando a evolução de 1996 até 1999 e tendo presente que o número de reclamações inclui as apresentadas através do serviço telefónico, verifica-se que os valores de 1999 apontam para uma redução, quer do número de reclamações, quer de facturas corrigidas, relativamente aos valores registados em 1998.

#### Número de reclamações e de facturas corrigidas pelas empresas de distribuição

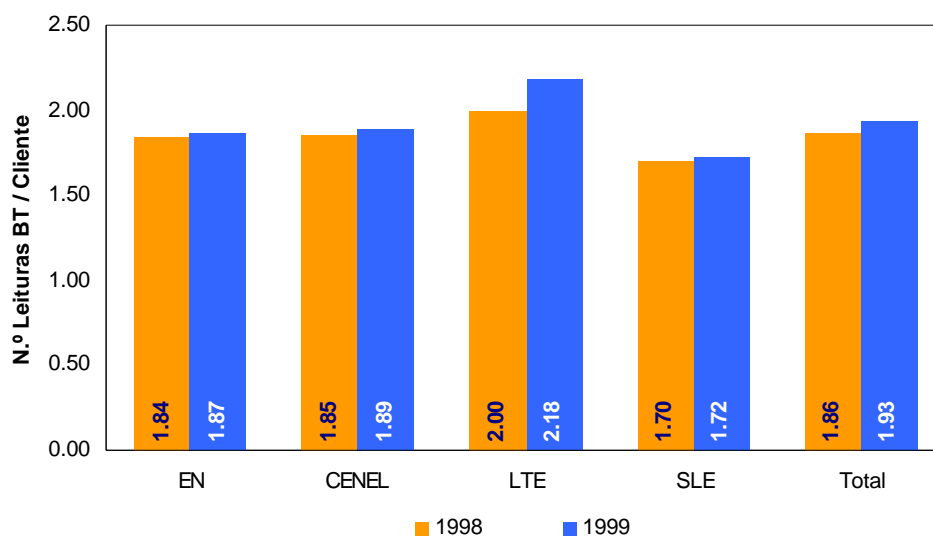


Fonte: Empresas de Distribuição

Figura 5.4

No que diz respeito ao número de leituras realizadas em BT, a análise da Figura 5.5 permite concluir que não existem diferenças muito significativas entre as empresas de distribuição. A evolução de 1998 para 1999 é comum a todas e aponta no sentido de um ligeiro acréscimo em BT do número de leituras reais por cliente.

Número de leituras em BT por cliente em 1998 e 1999



Fonte: Empresas de Distribuição

Figura 5.5



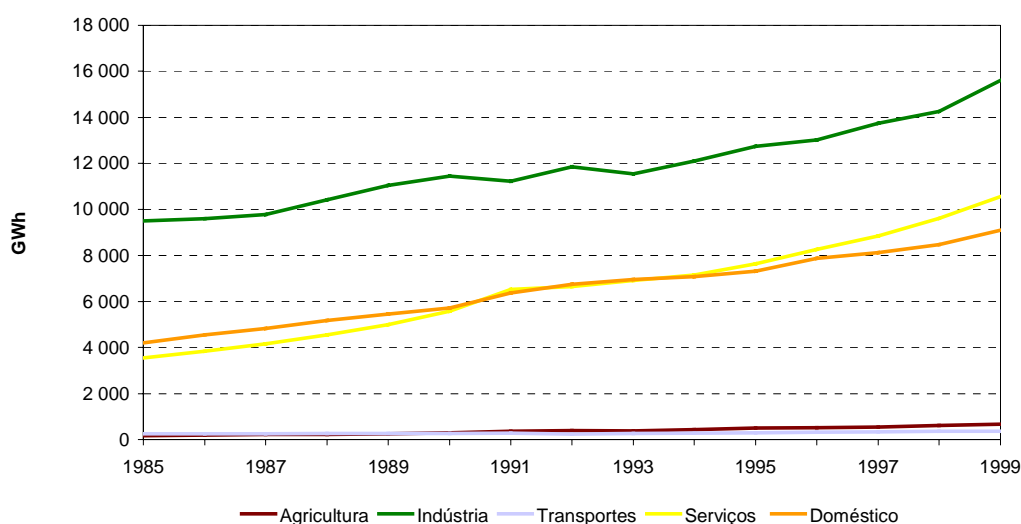


## 6 CONSUMO DE ENERGIA ELÉCTRICA

### 6.1 CONSUMO DE ENERGIA ELÉCTRICA POR SECTOR DE ACTIVIDADE

Na Figura 6.1 apresenta-se o consumo de energia eléctrica por sector de actividade, verificando-se que o sector da indústria continua a absorver uma parte significativa dos fornecimentos, representando em 1999 cerca de 43%. Contudo, o sector dos serviços, com uma taxa de crescimento médio anual de 8,1% ao ano, no período em análise, tem vindo a aumentar o seu peso relativo em detrimento da indústria, com taxas de crescimento médias menores, na ordem dos 3,6% ao ano.

Consumo de energia eléctrica por sector de actividade

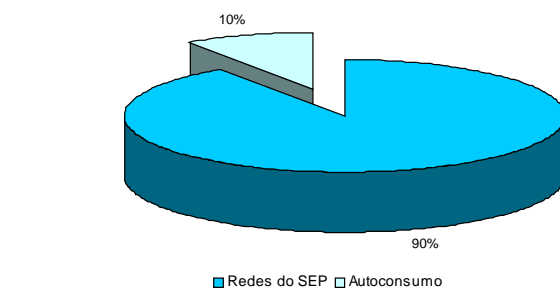


Fonte: DGE E e EDP

Figura 6.1

Através da análise da Figura 6.2 verifica-se que, em 1999, o autoconsumo representa cerca de 10%, enquanto que os fornecimentos realizados pela rede do SEP representam os restantes 90% dos fornecimentos totais. O autoconsumo registou em 1999 um acréscimo de 22,6%, enquanto que o consumo abastecido pelas redes do SEP cresceu 7,8%.

## Repartição do fornecimento de energia eléctrica em 1999



Fonte: DGE

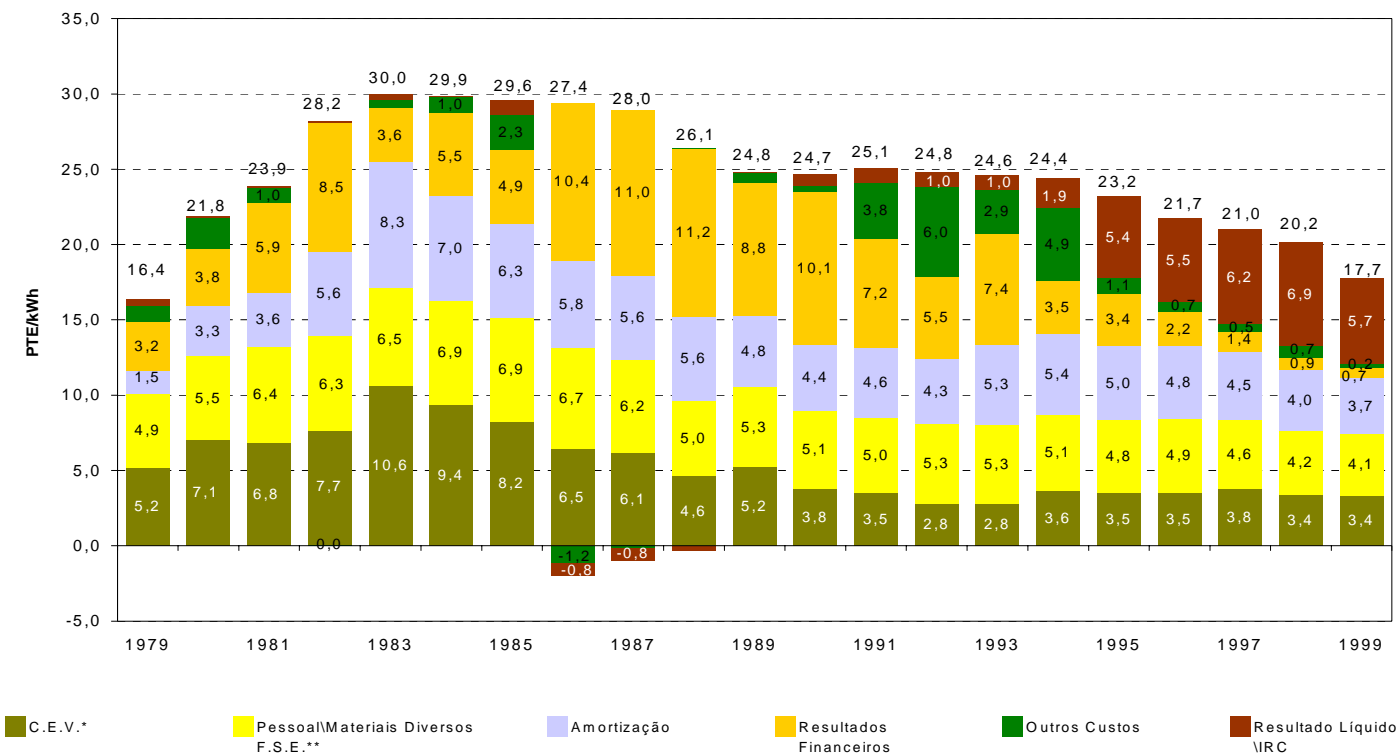
Figura 6.2

## 6.2 EVOLUÇÃO DOS PREÇOS MÉDIOS DE VENDA DE ENERGIA ELÉCTRICA

Na Figura 6.3 apresenta-se o preço médio de venda de energia eléctrica, no mercado interno e externo, ao longo do período 1979-1999, a preços constantes de 1999, decomposto nas parcelas de custos e resultados líquidos, para o total das empresas do SEP.

A análise da figura mostra que a contribuição dos diferentes componentes tem vindo a alterar-se ao longo do período em análise. Verifica-se, por um lado, uma redução do peso dos custos com combustíveis e aquisição de energia a produtores não vinculados (C.E.V.), que a partir de 1994 se têm mantido praticamente constantes, bem como dos encargos financeiros, e por outro lado, um aumento dos resultados antes de impostos.

Decomposição do preço médio de venda das empresas do SEP  
Preços constantes de 1999



\*C.E.V. = Custo das Existências Vendidas = Combustíveis + Aquisição de Energia a Produtores não Vinculados + Importações ± Correção de Hidraulicidade

\*\*F.S.E. = Fornecimentos e Serviços Externos

Amortização líquida da amortização do imobilizado participado

Resultados financeiros líquidos de encargos financeiros imputados ao investimento

Fonte: EDP, CPPE, REN, EN, CENEL, LTE, SLE, Tejo Energia, TURBOGÁS, INE

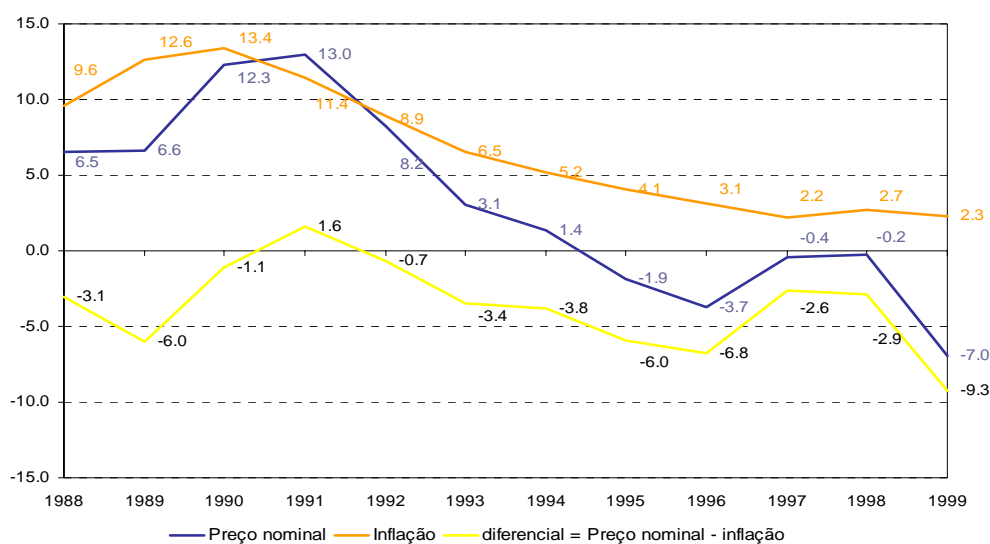
Figura 6.3

Na Figura 6.4 são comparadas as taxas de inflação e a variação do preço de venda de energia eléctrica a clientes finais, no período 1988-1999, considerando que os consumos de energia eléctrica apresentam a estrutura do ano de 1999.

Verifica-se que a trajectória do preço nominal tem um comportamento ascendente até 1995, ano em que se verifica uma inflexão, mantendo-se o comportamento descendente até 1999.

Os preços médios apresentam uma variação anual decrescente a partir de 1991 até 1996. Em 1999, primeiro ano de fixação das tarifas pela ERSE, o preço médio de energia eléctrica registou uma descida de 7,0%, correspondendo a uma descida real de 9,3%.

### Variação do preço médio de venda de energia eléctrica a clientes finais



Fonte: EDP, INE

Figura 6.4

Na Figura 6.5 apresenta-se a evolução do preço médio de energia eléctrica de 1990 a 2001, em termos globais e por nível de tensão, a preços constantes de 2000. Para a BT analisam-se em separado a BTE e a BTN. Os preços médios apresentados foram calculados com a estrutura de fornecimentos de energia eléctrica de 1999, de forma a excluir o efeito de alteração da estrutura de consumos e analisar somente as reduções tarifárias em termos médios.

Apenas a BTE e a BTN registaram ligeiros acréscimos em 1991, verificando-se na década de 90 uma tendência de descida dos preços, com uma redução média anual de 4% no preço médio global. O preço médio em 2001 regista uma variação real de -1,5% relativamente a 2000, correspondendo este valor a cerca de 65% do verificado em 1990.

Em MAT e AT têm-se actualmente preços médios inferiores em 60% aos respectivos preços em 1990. Em BTE e BTN, onde se registaram as menores reduções tarifárias, os preços médios em 2001 são cerca de 60% e 77% dos respectivos preços médios em 1990.

**Evolução do preço médio por nível de tensão**  
**Preços constantes de 2000**

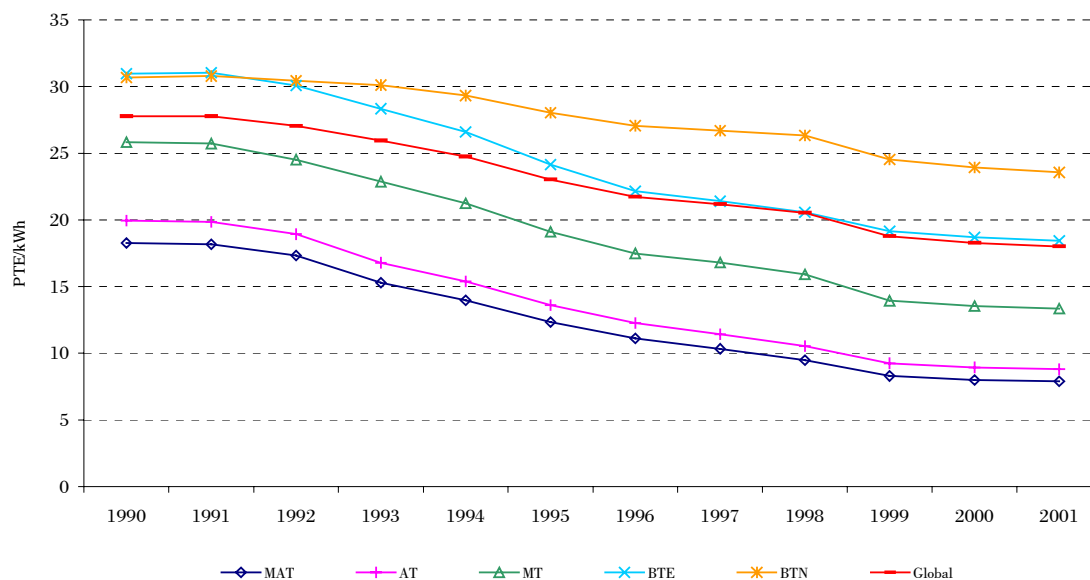


Figura 6.5

### 6.3 COMPARAÇÃO ENTRE O SEP E O SENV

No Quadro 6.1 e Figura 6.6 compara-se o preço de energia eléctrica para um cliente do SEP, com diagrama de carga rectangular, com o preço que o mesmo cliente, exercendo o direito de elegibilidade, obteria pela importação de energia eléctrica de Espanha.

O preço de energia eléctrica no SEP foi calculado por aplicação do tarifário em Portugal Continental para o ano de 2000, tendo-se considerado quatro possibilidades. Na primeira, situam-se os clientes que não usufruem de qualquer desconto. Na segunda e terceira, consideram-se os clientes que se encontram abrangidos pelas condições do artigo 90.º do Regulamento Tarifário, tendo um desconto de 10% e 12,5%, o qual incide sobre a totalidade da sua factura energética. Na quarta possibilidade, encontram-se os clientes do SEP que, para além do desconto de grande cliente de 12,5%, se sujeitam às condições de interruptibilidade constantes do anexo do Regulamento Tarifário e obtêm um desconto base mensal máximo de 10%. Para determinar o preço de energia eléctrica no SENV consideraram-se os preços finais do mercado espanhol em 2000,

acrescidos das diversas tarifas a aplicar em Espanha e Portugal em 2000. Este estudo foi realizado para os níveis de tensão MT, AT e MAT pelo facto dos potenciais clientes não vinculados se encontrarem ligados a estes níveis de tensão.

### Comparação entre o preço de energia no SEP e no SENV (importação) em 2000

Preço de Energia e Potência (PTE/kWh)		MAT	%*	AT-lu	AT-mu	AT-cu	% lu*	MT-lu	MT-mu	MT-cu	% lu*
<b>Cliente do SEP</b>	Energia	7,14		7,58	8,07	11,06		8,68	9,23	12,39	
	Potência	0,97		1,35	0,91	0,47		1,51	1,10	0,60	
<b>Wano &lt; 30GWh</b>	<b>Total</b>	<b>8,10</b>	1,41	<b>8,92</b>	<b>8,98</b>	<b>11,53</b>	6,80	<b>10,19</b>	<b>10,34</b>	<b>12,99</b>	5,21
<b>Wano &gt; 30GWh (Desconto-10%)</b>	<b>Total</b>	<b>7,29</b>	-9,55	<b>8,03</b>	<b>8,08</b>	<b>10,38</b>	-3,55	<b>9,17</b>	<b>9,30</b>	<b>11,69</b>	-5,32
<b>Wano &gt; 30GWh e P &gt; 17,5MW (-12,5%)</b>	<b>Total</b>	<b>7,09</b>	-12,68	<b>7,81</b>	<b>7,86</b>	<b>10,09</b>	-6,51	<b>8,91</b>	<b>9,04</b>	<b>11,37</b>	-8,33
<b>Wano &gt; 30GWh + P &gt; 17,5MW (-12,5%) + Int (10%)</b>	<b>Total</b>	<b>6,38</b>	-25,20	<b>7,03</b>	<b>7,07</b>	<b>9,08</b>	-18,35	<b>8,02</b>	<b>8,14</b>	<b>10,23</b>	-20,37

Cliente não vinculado	MAT	AT	MT
POOL	6,43	6,43	6,43
Perdas ES	0,10	0,10	0,11
G. Potência	0,26	0,26	0,26
Interligação	0,26	0,26	0,26
Perdas PT	0,00	0,08	0,26
UGS	0,53	0,54	0,55
Uso Rede	0,40	0,64	1,79
<b>Total</b>	<b>7,99</b>	<b>8,32</b>	<b>9,66</b>

\* (CV-CNV)/CV (considerou-se a opção mais favorável)

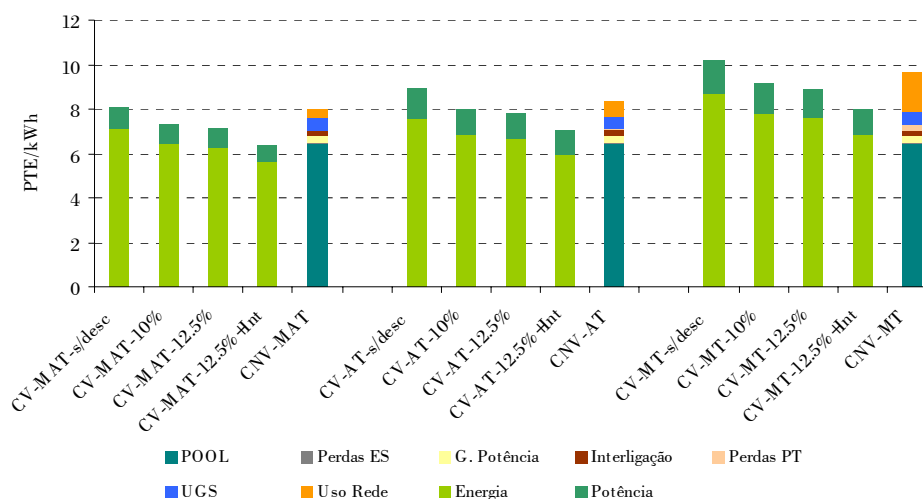
CV - cliente do SEP; CNV - cliente não vinculado

Fonte: OMEL, ERSE

Quadro 6.1

### Comparação entre o preço de energia no SEP e no SENV (importação) em 2000

- diagrama rectangular



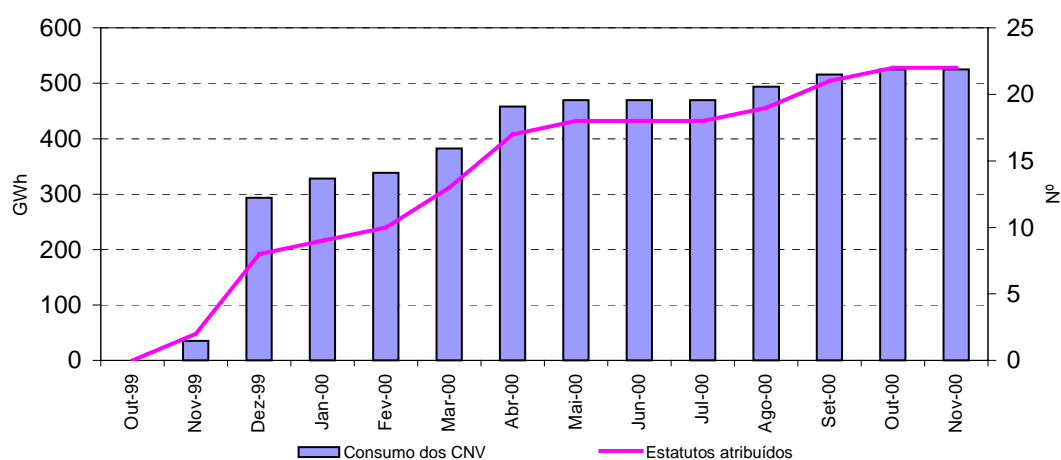
Fonte: OMEL, ERSE

Figura 6.6

## 6.4 ATRIBUIÇÃO DO ESTATUTO DE CLIENTE NÃO VINCULADO

Na Figura 6.7 observa-se a evolução do número de estatutos de cliente não vinculado concedidos e respectivo consumo acumulado. Até 31 de Dezembro de 2000, a ERSE concedeu 22 estatutos de cliente não vinculado. O consumo destes clientes, considerado para efeitos da atribuição do estatuto, corresponde a cerca de 1,6% do total de consumo nacional, sendo que 38% é satisfeito recorrendo a produção própria.

Atribuição de estatutos de cliente não vinculado e consumo acumulado



Fonte: ERSE

Figura 6.7





ANEXO

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉCTRICA EM 2001

As tarifas e preços para a energia eléctrica e outros serviços fornecidos pela entidade concessionária da RNT e pelos distribuidores vinculados a outros detentores de licenças ou a clientes finais são os seguintes:

Energia e Potência		Preços
Potência	(PTE/kW.mês)	778,9
Energia activa		(PTE/kWh)
Período húmido	Horas de ponta	11,53
	Horas cheias	8,70
	Horas de vazio	5,18
Período seco	Horas de ponta	11,53
	Horas cheias	9,06
	Horas de vazio	6,16

Uso Global do Sistema		Preços
Energia activa	(PTE/kWh)	0,56

Uso da Rede de Transporte em MAT		Preços
Potência	(PTE/kW.mês)	286,4
Energia reactiva		(PTE/kvarh)
	recebida	1,64
	fornecida	2,20

Uso da Rede de Transporte em AT		Preços
Potência	(PTE/kW.mês)	336,9
Energia reactiva		(PTE/kvarh)
	recebida	1,64
	fornecida	2,20

Uso da Rede de Distribuição em AT		Preços
Potência	(PTE/kW.mês)	117,4
Energia reactiva		(PTE/kvarh)
	recebida	1,67
	fornecida	2,23

Uso da Rede de Distribuição em MT		Preços
Potência	(PTE/kW.mês)	876,4
Energia reactiva		(PTE/kvarh)
	recebida	1,81
	fornecida	2,41

Uso da Rede de Distribuição em BT *		Preços
<b>Potência</b>	<b>(PTE/kW.mês)</b>	2 465,2
<b>Energia reactiva</b>	<b>(PTE/kvarh)</b>	
	recebida	2,14
	fornecida	2,81

\* Tarifa equivalente para o Uso da Rede de Distribuição em BT, prevista no n.º 2 do artigo 31.º do Regulamento Tarifário

Venda a Clientes Finais em MAT		Preços
<b>Potência</b>	<b>(PTE/kW.mês)</b>	715,5
<b>Energia activa</b>	<b>(PTE/kWh)</b>	
Período húmido	Horas de ponta	11,18
	Horas cheias	8,38
	Horas de vazio normal	5,41
	Horas de super vazio	5,05
Período seco	Horas de ponta	11,18
	Horas cheias	8,72
	Horas de vazio normal	5,76
	Horas de super vazio	5,38
<b>Energia reactiva</b>	<b>(PTE/kvarh)</b>	
	indutiva	2,20
	capacitiva	1,64

Venda a Clientes Finais em AT		Preços	
<b>Potência (PTE/kW.mês)</b>			
	Tarifa de longas utilizações	998,1	
	Tarifas de médias utilizações	674,8	
	Tarifa de curtas utilizações	350,0	
<b>Energia activa (PTE/kWh)</b>			
Tarifa de longas utilizações	Período húmido	Horas de ponta	11,52
		Horas cheias	8,82
		Horas de vazio normal	5,88
		Horas de super vazio	5,50
	Período seco	Horas de ponta	11,52
		Horas cheias	9,16
		Horas de vazio normal	6,23
		Horas de super vazio	5,83
Tarifa de médias utilizações	Período húmido	Horas de ponta	15,14
		Horas cheias	8,84
		Horas de vazio normal	6,12
		Horas de super vazio	5,73
	Período seco	Horas de ponta	15,78
		Horas cheias	9,20
		Horas de vazio normal	6,41
		Horas de super vazio	5,99
Tarifa de curtas utilizações	Período húmido	Horas de ponta	27,57
		Horas cheias	11,80
		Horas de vazio normal	7,58
		Horas de super vazio	7,09
	Período seco	Horas de ponta	27,57
		Horas cheias	11,80
		Horas de vazio normal	7,58
		Horas de super vazio	7,09
<b>Energia reactiva (PTE/kvarh)</b>			
	indutiva	2,23	
	capacitiva	1,67	

Venda a Clientes Finais em MT (> 2 MW)		Preços	
<b>Potência (PTE/kW.mês)</b>			
	Tarifa de longas utilizações	1 119,7	
	Tarifas de médias utilizações	817,0	
	Tarifa de curtas utilizações	445,8	
<b>Energia activa (PTE/kWh)</b>			
Tarifa de longas utilizações	Período húmido	Horas de ponta	16,29
		Horas cheias	9,50
		Horas de vazio normal	6,57
		Horas de super vazio	6,14
	Período seco	Horas de ponta	17,01
		Horas cheias	9,91
		Horas de vazio normal	6,87
		Horas de super vazio	6,43
Tarifa de médias utilizações	Período húmido	Horas de ponta	17,09
		Horas cheias	9,93
		Horas de vazio normal	6,92
		Horas de super vazio	6,47
	Período seco	Horas de ponta	18,51
		Horas cheias	10,74
		Horas de vazio normal	7,37
		Horas de super vazio	6,89
Tarifa de curtas utilizações	Período húmido	Horas de ponta	30,79
		Horas cheias	13,15
		Horas de vazio normal	8,35
		Horas de super vazio	7,81
	Período seco	Horas de ponta	30,79
		Horas cheias	13,15
		Horas de vazio normal	8,35
		Horas de super vazio	7,81
<b>Energia reactiva (PTE/kvarh)</b>			
	indutiva	2,41	
	capacitiva	1,81	

Venda a Clientes Finais em MT (< 2 MW)		Preços	
<b>Potência (PTE/kW.mês)</b>			
	Tarifa de longas utilizações	1 119,7	
	Tarifas de médias utilizações	817,0	
	Tarifa de curtas utilizações	445,8	
<b>Energia activa (PTE/kWh)</b>			
Tarifa de longas utilizações	Período húmido	Horas de ponta	16,29
		Horas cheias	9,50
		Horas de vazio	6,41
	Período seco	Horas de ponta	17,01
		Horas cheias	9,91
		Horas de vazio	6,70
Tarifa de médias utilizações	Período húmido	Horas de ponta	17,09
		Horas cheias	9,93
		Horas de vazio	6,75
	Período seco	Horas de ponta	18,51
		Horas cheias	10,74
		Horas de vazio	7,19
Tarifa de curtas utilizações	Período húmido	Horas de ponta	30,79
		Horas cheias	13,15
		Horas de vazio	8,15
	Período seco	Horas de ponta	30,79
		Horas cheias	13,15
		Horas de vazio	8,15
<b>Energia reactiva (PTE/kvarh)</b>			
	indutiva	2,41	
	capacitiva	1,81	

Venda a Clientes Finais em BTE		Preços
<b>Potência (PTE/kW.mês)</b>		
	Tarifa de médias utilizações	474
	Tarifa de longas utilizações	1 331
<b>Energia activa (PTE/kWh)</b>		
Tarifa de médias utilizações	Horas de ponta	32,69
	Horas cheias	13,97
	Horas de vazio	9,10
Tarifa de longas utilizações	Horas de ponta	18,68
	Horas cheias	10,67
	Horas de vazio	7,09
<b>Energia reactiva (PTE/kvarh)</b>		
	indutiva	2,81
	capacitiva	2,14

Venda a Clientes Finais em BTN (> 20,7 kVA)		Preços
Potência contratada (kVA; PTE/mês)		
Tarifa simples	27,6	11 550
	34,5	14 439
	41,4	17 326
Tarifa de médias utilizações	27,6	12 498
	34,5	15 623
	41,4	18 747
Tarifa de longas utilizações	27,6	35 127
	34,5	43 913
	41,4	52 696
Energia activa (PTE/kWh)		
Tarifa simples		15,69
Tarifa de médias utilizações	Horas de ponta	32,69
	Horas cheias	13,97
	Horas de vazio	9,10
Tarifa de longas utilizações	Horas de ponta	18,68
	Horas cheias	10,67
	Horas de vazio	7,09

Venda a Clientes Finais em BTN (< 20,7 kVA)		Preços
Potência contratada (kVA; PTE/mês)		
Tarifa social	1,15	81
	2,30	168
Tarifa simples	1,15	324
	2,30	671
	3,45	1 018
	6,9	2 253
	10,35	3 408
	13,8	4 583
	17,25	5 725
	20,7	6 928
Tarifa bi-horária	3,45	1 416
	6,9	2 651
	10,35	3 806
	13,8	4 981
	17,25	6 123
	20,7	7 326
Energia activa (PTE/kWh)		
Tarifa social		17,90
Tarifa simples		17,90
Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio	17,90
	Horas de vazio	9,98

Venda a Clientes Finais em BTN sazonal (>20,7 kVA)		Preços
<b>Potência contratada (kVA; PTE/mês)</b>		
Tarifa tri-horária	27,6	2 501
	34,5	3 126
	41,4	3 750
<b>Energia activa (PTE/kWh)</b>		
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	40,09
	Horas cheias	17,88
	Horas de vazio	9,09

Venda a Clientes Finais em BTN sazonal (<20,7 kVA)		Preços
<b>Potência contratada (kVA; PTE/mês)</b>		
Tarifa simples	3,45	204
	6,9	451
	10,35	681
	13,8	916
	17,25	1 145
	20,7	1 385
Tarifa bi-horária	3,45	601
	6,9	850
	10,35	1 079
	13,8	1 314
	17,25	1 543
	20,7	1 784
<b>Energia activa (PTE/kWh)</b>		
Tarifa simples		25,30
Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio	25,30
	Horas de vazio	9,98

Venda a Clientes Finais em BTN sazonal tri-horária *		Preços
<b>Potência contratada (PTE/mês)</b>		916
<b>Energia activa (PTE/kWh)</b>		
	Horas de ponta	39,58
	Horas cheias	18,66
	Horas de vazio	9,98

\* Transitória.

Venda a Clientes Finais em BT (Iluminação Pública)		Preços
<b>Energia activa (PTE/kWh)</b>		15,89

## HORÁRIOS

### TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS

Os ciclos semanal, diário e transitório previstos no artigo 56.º do Regulamento Tarifário, aplicáveis na venda de energia eléctrica a clientes finais, são os seguintes:

Clientes de BT e MT com potências contratadas inferiores ou iguais a 2MW ( $\leq 2\text{MW}$ )

Ciclo semanal (1) (2):

Período de hora legal de Inverno	Período de hora legal de Verão
De segunda-feira a sexta-feira	De segunda-feira a sexta-feira
Ponta: 09.30/12.00 h 18.30/21.00 h	Ponta: 09.15/12.15 h
Cheias: 07.00/09.30 h 12.00/18.30 h 21.00/24.00 h	Cheias: 07.00/09.15 h 12.15/24.00 h
Vazio: 00.00/07.00 h	Vazio: 00.00/07.00 h
Sábado	Sábado
Cheias: 09.30/13.00 h 18.30/22.00 h	Cheias: 09.00/14.00 h 20.00/22.00 h
Vazio: 00.00/09.30 h 13.00/18.30 h 22.00/24.00 h	Vazio: 00.00/09.00 h 14.00/20.00 h 22.00/24.00 h
Domingo	Domingo
Vazio: 00.00/24.00 h	Vazio: 00.00/24.00 h

Ciclo diário (2):

Período de hora legal de Inverno	Período de hora legal de Verão
Ponta: 09.30/11.30 h 19.00/21.00 h	Ponta: 10.30/12.30 h 20.00/22.00 h
Cheias: 08.00/09.30 h 11.30/19.00 h 21.00/22.00 h	Cheias: 09.00/10.30 h 12.30/20.00 h 22.00/23.00 h
Vazio: 22.00/08.00 h	Vazio: 23.00/09.00 h



Clientes de MAT, AT e MT > 2MW

Ciclo semanal (3):

Período de hora legal de Inverno		Período de hora legal de Verão	
De segunda-feira a sexta-feira		De segunda-feira a sexta-feira	
Ponta:	09.30/12.00 h 18.30/21.00 h	Ponta:	09.15/12.15 h
Cheias:	07.00/09.30 h 12.00/18.30 h 21.00/24.00 h	Cheias:	07.00/09.15 h 12.15/24.00 h
Super vazio:	02.00/06.00 h	Super vazio:	02.00/06.00 h
Vazio normal:	00.00/02.00 h 06.00/07.00 h	Vazio normal:	00.00/02.00 h 06.00/07.00 h
Sábado		Sábado	
Cheias:	09.30/13.00 h 18.30/22.00 h	Cheias:	09.00/14.00 h 20.00/22.00 h
Super vazio:	02.00/06.00 h	Super vazio:	02.00/06.00 h
Vazio normal:	00.00/02.00 h 06.00/09.30 h 13.00/18.30 h 22.00/24.00 h	Vazio normal:	00.00/02.00 h 06.00/09.00 h 14.00/20.00 h 22.00/24.00 h
Domingo		Domingo	
Super vazio:	02.00/06.00 h	Super vazio:	02.00/06.00 h
Vazio normal:	00.00/02.00 h 06.00/24.00 h	Vazio normal:	00.00/02.00 h 06.00/24.00 h

Ciclo diário (3):

Período de hora legal de Inverno		Período de hora legal de Verão	
Ponta:	09.30/11.30 h 19.00/21.00 h	Ponta:	10.30/12.30 h 20.00/22.00 h
Cheias:	08.00/09.30 h 11.30/19.00 h 21.00/22.00 h	Cheias:	09.00/10.30 h 12.30/20.00 h 22.00/23.00 h
Super vazio:	02.00/06.00 h	Super vazio:	02.00/06.00 h
Vazio normal:	22.00/02.00 h 06.00/08.00 h	Vazio normal:	23.00/02.00 h 06.00/09.00 h

Notas:

*(1) No caso de o distribuidor não dispor de aparelhagem de medida adequada à implementação do ciclo semanal atrás referido, aplica transitoriamente o seguinte horário:*

*CARACTERIZAÇÃO DO SECTOR ELÉCTRICO - PORTUGAL CONTINENTAL 2000*

Período de hora legal de Inverno <sup>(2)</sup> <sup>(3)</sup>	Período de hora legal de Verão <sup>(2)</sup> <sup>(3)</sup>
De segunda-feira a sexta-feira	De segunda-feira a sexta-feira*
Ponta: 09.30/11.30 h 19.00/21.00 h	Ponta: 10.30/12.30 h 20.00/22.00 h
Cheias: 06.30/09.30 h 11.30/19.00 h 21.00/23.30 h	Cheias: 00.00/00.30 h (a) 07.30/10.30 h 12.30/20.00 h 22.00/24.00 h
Vazio: 00.00/06.30 h 23.30/24.00 h	Vazio: 00.30/07.30 h (a) 00.00/07.30 h (b)
Sábado	Sábado
Cheias: 15.00/22.00 h	Cheias: 00.00/00.30 h 16.00/23.00 h
Vazio: 00.00/15.00 h 22.00/24.00 h	Vazio: 00.30/16.00 h 23.00/24.00 h
Domingo	Domingo
Vazio: 00.00/24.00 h	Vazio: 00.00/24.00 h

\* Com as excepções indicadas em a) e b)

(a) Excepto à segunda-feira

(b) Unicamente à segunda-feira

(2) No caso das tarifas bi-horárias de baixa tensão até 20,7 kVA e nos casos das tarifas tri-horárias com contagem bi-horária, o período fora do vazio engloba as horas de ponta e as horas cheias.

(3) Os consumidores alimentados em alta e muito alta tensão podem solicitar a concessão dos feriados nacionais como períodos de vazio.

TARIFAS DE ENERGIA E POTÊNCIA, USO DA REDE DE TRANSPORTE E USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO

O horário aplicável na facturação das tarifas de Energia e Potência, de Uso da Rede de Transporte e de Uso da Rede de Distribuição, previsto nos artigos 44.º, 49.º e 52.º do Regulamento Tarifário, respectivamente, é o ciclo semanal aplicado às tarifas de venda a clientes finais.