



REGULAMENTO DO ACESSO ÀS REDES E ÀS INTERLIGAÇÕES

REGULAMENTO DE RELAÇÕES COMERCIAIS

REGULAMENTO TARIFÁRIO

**PROPOSTA DE ALTERAÇÃO
PARA PERMITIR A SUA APLICAÇÃO NAS
REGIÕES AUTÓNOMAS DOS AÇORES E DA MADEIRA**

Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos

11 Julho 2002

Índice

1	INTRODUÇÃO	7
2	ENQUADRAMENTO LEGISLATIVO DO SECTOR ELÉCTRICO EM PORTUGAL CONTINENTAL E NAS REGIÕES AUTÓNOMAS.....	11
3	BREVE CARACTERIZAÇÃO DOS SECTORES ELÉCTRICOS DAS REGIÕES AUTÓNOMAS DOS AÇORES E DA MADEIRA	15
3.1	SECTOR ELÉCTRICO DA REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES.....	16
3.2	SECTOR ELÉCTRICO DA REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA	34
4	PRINCÍPIOS ORIENTADORES DA ADAPTAÇÃO DOS REGULAMENTOS ÀS REGIÕES AUTÓNOMAS.....	47
5	O RELACIONAMENTO COMERCIAL.....	51
5.1	SUJEITOS INTERVENIENTES NO RELACIONAMENTO COMERCIAL E RESPECTIVAS FUNÇÕES	51
5.2	RELACIONAMENTO COMERCIAL ENTRE ENTIDADES QUE INTEGRAM O SEP, O SEPA OU O SEPM.....	54
5.3	RELACIONAMENTO COMERCIAL COM OS CLIENTES DO SEP, SEPA E SEPM	56
5.4	LIGAÇÕES ÀS REDES	58
5.5	RELACIONAMENTO COMERCIAL ENTRE OS SISTEMAS ELÉCTRICOS PÚBLICOS E OS SISTEMAS ELÉCTRICOS NÃO VINCULADOS.....	61
5.6	ACESSO DE CLIENTES AOS SISTEMAS ELÉCTRICOS NÃO VINCULADOS E ADESÃO DE CLIENTES NÃO VINCULADOS AOS SISTEMAS ELÉCTRICOS PÚBLICOS.....	62
5.7	RESOLUÇÃO DE CONFLITOS	62
6	A CONVERGÊNCIA DO TARIFÁRIO.....	65
6.1	REGULAÇÃO ECONÓMICA	65
6.1.1	METODOLOGIA DO CÁLCULO DOS PROVEITOS PERMITIDOS PARA AS DIFERENTES ACTIVIDADES	65
6.1.2	TRANSFERÊNCIA DE CUSTOS AO LONGO DA CADEIA DA PRODUÇÃO TRANSPORTE E DISTRIBUIÇÃO	66
6.1.3	A REGULAÇÃO ECONÓMICA DA ENTIDADE CONCESSIONÁRIA DA RNT	68
6.1.4	A REGULAÇÃO ECONÓMICA DA ENTIDADE TITULAR DE LICENÇA VINCULADA DE DISTRIBUIÇÃO EM MT E AT.....	72
6.1.5	A REGULAÇÃO ECONÓMICA DO TRANSPORTE E DA DISTRIBUIÇÃO NAS REGIÕES AUTÓNOMAS DOS AÇORES E DA MADEIRA	73
6.1.6	ALTERAÇÕES NA METODOLOGIA DE CÁLCULO DOS PROVEITOS PERMITIDOS E DAS TARIFAS POR ACTIVIDADE EM PORTUGAL CONTINENTAL	75
6.2	TARIFAS	78
6.2.1	ESTRUTURA DO TARIFÁRIO EM PORTUGAL CONTINENTAL.....	78
6.2.2	CONVERGÊNCIA DO TARIFÁRIO ÀS REGIÕES AUTÓNOMAS DOS AÇORES E DA MADEIRA	84
7	O ACESSO ÀS REDES	89
8	ALTERAÇÕES NÃO RELACIONADAS COM A ADAPTAÇÃO DOS REGULAMENTOS DA ERSE ÀS REGIÕES AUTÓNOMAS.....	93
8.1	REGULAMENTO DO ACESSO ÀS REDES E ÀS INTERLIGAÇÕES	94
8.2	REGULAMENTO DE RELAÇÕES COMERCIAIS	98
8.3	REGULAMENTO TARIFÁRIO	100
9	ETAPAS E PROCEDIMENTOS DA CONSULTA PÚBLICA	103

Índice de Figuras

Figura 3-1: Potência instalada por ilha em 2001, na RAA	16
Figura 3-2: Produção total de energia eléctrica por ilha e tecnologia em 2001, na RAA	17
Figura 3-3: Extensão da rede de transporte e distribuição por ilha e nível de tensão em 2001, na RAA.....	18
Figura 3-4: Rede eléctrica na Ilha de Santa Maria em 2002	19
Figura 3-5: Rede eléctrica na Ilha de São Miguel em 2002.....	20
Figura 3-6: Rede eléctrica na Ilha Terceira em 2002.....	20
Figura 3-7: Rede eléctrica na Ilha da Graciosa em 2002	21
Figura 3-8: Rede eléctrica na Ilha de São Jorge em 2002	21
Figura 3-9: Rede eléctrica na Ilha do Pico em 2002.....	22
Figura 3-10: Rede eléctrica na Ilha do Faial em 2002	22
Figura 3-11: Rede eléctrica na Ilha das Flores em 2002	23
Figura 3-12: Número de postos de transformação e potência instalada por ilha em 2001, na RAA	24
Figura 3-13: Número de consumidores de energia eléctrica por ilha em 2000, na RAA.....	25
Figura 3-14: Consumo total de energia eléctrica por ilha em 2000, na RAA.....	26
Figura 3-15: Consumo <i>per capita</i> de energia eléctrica por ilha em 2001, na RAA.....	27
Figura 3-16: Número de consumidores por sector de actividade e ilha em 2000, na RAA	28
Figura 3-17: Consumo de energia eléctrica por sector de actividade e ilha em 2000, na RAA	29
Figura 3-18: Número de consumidores por nível de tensão e ilha em 2001, na RAA.....	30
Figura 3-19: Consumo de energia eléctrica por nível de tensão e ilha em 2001, na RAA.....	31
Figura 3-20: Consumo médio por nível de tensão verificado em 2001, na RAA.....	32
Figura 3-21: Potência instalada por ilha e tecnologia em 2001, na RAM.....	34
Figura 3-22: Produção total de energia eléctrica por ilha e tecnologia em 2001, na RAM.....	35
Figura 3-23: Rede eléctrica na RAM.....	36
Figura 3-24: Extensão da rede de Transporte e Distribuição por ilha e nível de tensão em 2001, na RAM	37
Figura 3-25: Número de subestações e potência instalada por ilha em 2001, na RAM.....	38
Figura 3-26: Número de postos de transformação e potência instalada por ilha em 2001, na RAM.....	39
Figura 3-27: Número de consumidores de energia eléctrica por ilha em 2001, na RAM	40
Figura 3-28: Consumo total de energia eléctrica por ilha em 2001, na RAM	40
Figura 3-29: Consumo <i>per capita</i> de energia eléctrica por ilha em 2001, na RAM	41
Figura 3-30: Número de consumidores por sector de actividade e ilha em 2000, na RAM	42
Figura 3-31: Consumo de energia eléctrica por sector de actividade e ilha em 2000, na RAM.....	43
Figura 3-32: Número de consumidores por nível de tensão e ilha em 2001, na RAM	44
Figura 3-33: Consumo de energia eléctrica por nível de tensão e ilha em 2001, na RAM	44
Figura 3-34: Consumo médio por consumidor verificado em 2001, na RAM	45

Figura 6-1: Custos transferidos.....	67
Figura 6-2: Proveitos permitidos por actividade em Portugal	75
Figura 6-3: Custo com a convergência tarifária da RAA.....	77
Figura 6-4: Custo com a convergência tarifária na RAM	78
Figura 6-5: Aditividade das Tarifas e Proveitos a Recuperar pelos distribuidores vinculados	80
Figura 6-6: Mecanismo de convergência das tarifas de Venda a Clientes Finais nas Regiões Autónomas.....	86

Índice de Quadros

Quadro 3-1: Estrutura do consumo por actividade em 2000, na RAA.....	29
Quadro 3-2: Caracterização do sector eléctrico da RAA por ilha e total em 2001	33
Quadro 3-3: Estrutura do consumo por actividade em 2000, na RAM	43
Quadro 3-4: Caracterização do sector eléctrico da RAM por ilha e total em 2001.....	46
Quadro 6-1: Variáveis de facturação	82
Quadro 6-2: Estrutura geral das tarifas reguladas a aplicar aos clientes não vinculados	83

1 INTRODUÇÃO

O Decreto-Lei n.º 69/2002, de 25 de Março, estendeu às Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira a regulação das actividades de produção, transporte e distribuição de energia eléctrica pela ERSE, baseando-se no pressuposto que "o fornecimento de energia eléctrica é um serviço público essencial devendo ser assegurado à generalidade dos consumidores nacionais em condições de igualdade". A ERSE é solicitada, em particular, a adoptar "as soluções conducentes à uniformização do tarifário, desejavelmente a partir de 1 de Janeiro de 2003".

Como primeiro passo no sentido de cumprir o determinado pelo referido Decreto-Lei, impõe-se a alteração do Regulamento de Relações Comerciais, do Regulamento Tarifário e do Regulamento do Acesso às Redes e às Interligações, tendo em vista a sua aplicação nas Regiões Autónomas. Após contactos preliminares com os Governos das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira, assim como com as empresas responsáveis pelo transporte e distribuição de energia eléctrica nessas regiões, a ERSE submete agora a discussão pública a proposta de alteração dos referidos regulamentos.

O n.º 3 do artigo 6.º do Decreto-Lei n.º 69/2002, de 25 de Março, estabelece que "A alteração dos regulamentos emitidos pela ERSE é precedida de comunicação do processo aos órgãos dos Governos das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira com tutela no sector eléctrico, bem como às entidades que exerçam as actividades de transporte e distribuição de energia eléctrica nos sistemas eléctricos públicos destas Regiões, excepto quando as matérias em revisão não lhes sejam aplicáveis." Por outro lado, o n.º 1 do artigo 23.º dos Estatutos da ERSE, publicados pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de Abril, determina que "Antes da aprovação ou alteração de qualquer regulamento cuja emissão seja da sua competência e sem prejuízo da consulta do conselho consultivo ou do conselho tarifário, a ERSE deve comunicar esse processo à DGE, às entidades concessionárias ou licenciadas e às associações de consumidores de interesse genérico, nos termos da Lei n.º 24/96, de 31 de Julho, facultando-lhes o acesso aos textos respectivos e disponibilizando-os no seu *website*." São de referir ainda a alínea b) do n.º 2 do artigo 43.º e o n.º 1 do artigo 48.º dos Estatutos que determinam ser competência das secções do sector eléctrico do Conselho Consultivo e do Conselho Tarifário, respectivamente, emitir parecer sobre:

- A aprovação e revisão dos regulamentos cuja emissão seja da competência da ERSE no âmbito do sector eléctrico, com excepção do Regulamento Tarifário.
- A aprovação e revisão do Regulamento Tarifário.

Atendendo à importância e complexidade do processo de extensão da regulação do sector eléctrico às Regiões Autónomas, entendeu a ERSE, de acordo com os princípios que desde

sempre têm orientado a sua acção, não restringir a consulta às entidades referidas no parágrafo anterior, antes permitindo e estimulando a participação de todos os interessados, tanto em Portugal continental como nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira, através de consulta pública. Aproveita-se ainda este processo para propor a alteração de alguns artigos regulamentares em vigor desde 1 de Setembro de 2001, que necessitam de correcção ou melhoria.

Salvo indicação expressa em contrário do autor, todos os comentários escritos recebidos pela ERSE serão publicados na sua página na internet (www.erse.pt), permitindo assim a mais ampla e transparente circulação de ideias relativamente à regulação do sector eléctrico nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira.

No sentido de facilitar a compreensão e discussão da proposta de alteração dos regulamentos, o presente documento explica:

- No capítulo 2, o enquadramento legislativo do sector eléctrico em Portugal continental e nas Regiões Autónomas.
- No capítulo 3, as principais características do sector eléctrico nas Regiões Autónomas.
- No capítulo 4, os princípios orientadores da adaptação dos regulamentos às Regiões Autónomas.
- Nos capítulos 5, 6 e 7, as principais alterações propostas em matéria tarifária, de relacionamento comercial e de acesso às redes, resultantes da extensão da regulação às Regiões Autónomas.
- No capítulo 8, as alterações de correcção ou melhoria independentes da extensão da regulação às Regiões Autónomas.
- No capítulo 9, as etapas e procedimentos do processo de consulta pública.

Os textos da proposta de alteração ao Regulamento do Acesso às Redes e às Interligações e ao Regulamento de Relações Comerciais são apresentados paralelamente aos textos em vigor, respectivamente nos anexos I e II. A proposta de alteração do Regulamento Tarifário é apresentada no anexo III.

Idêntica preocupação de facilitar a compreensão e discussão da proposta de alteração dos regulamentos, em particular nas Regiões Autónomas, leva a ERSE a organizar audições públicas nas ilhas da Madeira, São Miguel, Terceira e Faial. Esperamos deste modo contribuir para a

participação activa e empenhada de todos no processo de regulação do sector eléctrico nacional, tornando-o cada vez mais eficiente, transparente e coerente.

2 ENQUADRAMENTO LEGISLATIVO DO SECTOR ELÉCTRICO EM PORTUGAL CONTINENTAL E NAS REGIÕES AUTÓNOMAS

O Decreto-Lei n.º 205-G/75, de 16 de Abril, procedeu à nacionalização das empresas concessionárias do sector eléctrico, pondo termo à estrutura orgânica definida na Lei n.º 2002, de 26 de Dezembro de 1944, complementada pelo Decreto-Lei n.º 43 335, de 19 de Novembro de 1960, que assentava o regime do exercício das actividades em concessões do Estado. Ao proceder à nacionalização destas empresas, postulou, desde logo, a criação de empresas públicas às quais seria atribuído, em regime de exclusivo, o exercício das actividades de produção, transporte e distribuição de energia eléctrica.

Em consequência da determinação do referido diploma, resultou a criação da Electricidade de Portugal (EDP), E.P., para Portugal continental, da Empresa de Electricidade dos Açores (EDA), E.P., para a Região Autónoma dos Açores, e da Empresa de Electricidade da Madeira (EEM), E.P., para a Região Autónoma da Madeira.

Com a alteração da Lei n.º 46/77, de 8 de Julho (Lei de Delimitação dos Sectores Económicos), operada pelo Decreto-Lei n.º 449/88, de 10 de Dezembro, foi aberto à iniciativa privada o exercício das actividades de produção, transporte e distribuição de energia eléctrica, quer ocorra no âmbito de serviço público quer se desenvolva no âmbito estrito do mercado. Na sequência desta alteração legislativa, o Decreto-Lei n.º 99/91, de 2 de Março, procedeu à primeira definição da organização do sector eléctrico, após a nacionalização, e dos princípios associados ao seu funcionamento.

A organização do sector eléctrico definida por este diploma já compreendia a definição de um sistema eléctrico de serviço público (SEP) e de um sistema eléctrico “independente”, não vinculado. Quanto aos princípios consagrados neste diploma, destacam-se, em especial, os enunciados no n.º 2 do art.º 2.º que estabeleceu que seria assegurado aos interessados, no exercício das actividades de produção, transporte e distribuição de energia eléctrica, igualdade de tratamento e de oportunidades, sem prejuízo dos poderes conferidos ao gestor do sistema eléctrico de serviço público.

Este diploma teve como âmbito de aplicação todo o território nacional, estatuidando expressamente o seu art.º 26.º que os princípios gerais nele estabelecidos seriam aplicáveis às Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira, com respeito das competências próprias dos respectivos órgãos.

No quadro do desenho organizativo do sector eléctrico estabelecido pelo Decreto-Lei n.º 99/91, apenas foi regulamentada a actividade de produção de energia eléctrica, através do Decreto-Lei n.º 100/91, de 2 de Março.

Nesta regulamentação, compreendia-se a produção vinculada e a produção não vinculada, sendo que o diploma, por força do seu art.º 31.º, aplicava-se igualmente às Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira, sem prejuízo das competências próprias dos respectivos órgãos de governo próprio.

Em consequência da nova estrutura da organização do sector eléctrico aprovada pelo Decreto-Lei n.º 99/91, de 2 de Março, as três empresas públicas anteriormente mencionadas, para a sua adaptação ao novo regime jurídico estabelecido para o exercício das actividades de produção, transporte e distribuição de energia eléctrica, vieram sucessivamente, mediante a adopção de diplomas legislativos específicos, a transformar-se em sociedades anónimas.

O Decreto-Lei n.º 182/95, de 27 de Julho, que estabeleceu os princípios e as bases da organização do Sistema Eléctrico Nacional, restringiu, nos termos do n.º 3 do seu art.º 1.º o âmbito da sua aplicação ao território continental. Simultaneamente, pelo n.º 4 do seu art.º 68.º, dispôs que, nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira, o Decreto-Lei n.º 99/91, de 2 de Março, se manteria em vigor até à adopção de legislação específica por cada uma daquelas Regiões.

Na extensão do princípio subjacente a esta disposição, as Regiões Autónomas poderiam definir uma organização própria dos seus sistemas eléctricos, tendo em conta as suas especificidades, na observância dos princípios gerais estabelecidos no Decreto-Lei n.º 182/95, que emergem da consagração expressa na Constituição da República Portuguesa e na Directiva do Mercado Interno da Electricidade.

No âmbito da referida disposição, a Região Autónoma dos Açores, pelos seus órgãos próprios, adoptou o Decreto Legislativo Regional n.º 15/96/A, de 1 de Agosto, que estabeleceu os princípios de organização do sector eléctrico nessa Região, princípios que decalcam, por analogia, o Decreto-Lei n.º 182/95, de 27 de Julho. Quanto à Região Autónoma da Madeira, manteve-se em aplicação o Decreto-Lei n.º 99/91, de 2 de Março.

O Decreto-Lei n.º 69/2002, de 25 de Março, tornou extensivas as competências de regulação da ERSE aos sistemas eléctricos públicos das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira, afirmada nos princípios da cooperação e da solidariedade do Estado e assente na partilha dos benefícios da convergência dos sistemas eléctricos nacionais. Para o efeito, alterou algumas disposições do Decreto-Lei n.º 182/95, de 27 de Julho, tornando extensivo às Regiões Autónomas o objecto de regulação exercido pela ERSE, nomeadamente quanto à gestão das tarifas estabelecidas no Regulamento Tarifário, à supervisão do cumprimento das regras de funcionamento dos sistemas eléctricos públicos e de relacionamento comercial entre estes e os sistemas eléctricos não vinculados, bem como à qualidade de serviço prestado.

Nos termos do n.º 3 da actual redacção do art.º 5.º do Decreto-Lei n.º 182/95, de 27 de Julho, conferida por aquele diploma, esta regulação exerce-se no *“quadro de uma integração da*

convergência dos sistemas eléctricos públicos que, respeitando a autonomia e a especificidade de cada um, proceda à aplicação universal das regras tarifárias e de relacionamento comercial em todo o território nacional". Ainda, segundo estatuído no mesmo artigo, a regulação das tarifas de energia eléctrica aos clientes, aplicáveis nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira, processa-se nos termos de uma convergência tarifária que deverá ter em conta as desvantagens do carácter ultraperiférico destas Regiões Autónomas.

No âmbito desta regulação, o art.º 6.º do Decreto-Lei n.º 69/2002 mandou, entre outros, adaptar às Regiões Autónomas o Regulamento Tarifário, o Regulamento de Relações Comerciais e o Regulamento do Acesso às Redes e às Interligações, estabelecendo que esta adaptação seria efectuada de acordo com um processo previamente comunicado aos órgãos dos Governos das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira com tutela no sector eléctrico. No contexto da aplicação destes regulamentos, determinou que até à sua entrada em vigor nas Regiões Autónomas se manteriam nestas em vigência as normas legislativas regionais.

3 BREVE CARACTERIZAÇÃO DOS SECTORES ELÉCTRICOS DAS REGIÕES AUTÓNOMAS DOS AÇORES E DA MADEIRA

As Regiões Autónomas dos Açores (RAA) e da Madeira (RAM) representam no seu conjunto 11 sistemas eléctricos distintos dada a não existência de ligações físicas entre as ilhas.

A produção de origem térmica é predominante e as redes de transporte e distribuição são de alta, média e baixa tensão. Na Ilha do Corvo (RAA) existe só rede de baixa tensão.

Em ambas as regiões autónomas registaram-se, em 2000, elevadas taxas de crescimento do consumo de energia eléctrica, 8,3% para a RAA e 9,5% para a RAM, valores superiores ao registado em Portugal continental (5,9%).

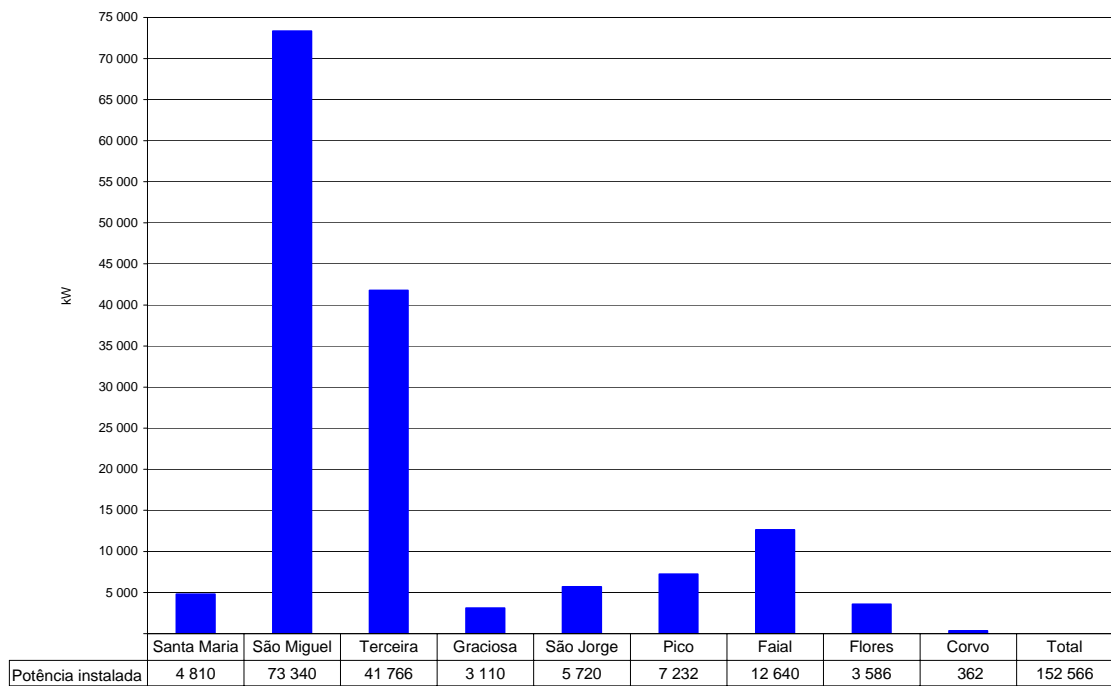
O consumo tem maior expressão nas ilhas mais populosas de cada arquipélago: São Miguel e Terceira na RAA e ilha da Madeira na RAM. O consumo dos sectores de actividade Serviços e Doméstico são os que registam maior peso no consumo total.

Em seguida são sintetizadas as características dos sistemas eléctricos das duas Regiões.

3.1 SECTOR ELÉCTRICO DA REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES

A potência instalada na produção na Região Autónoma dos Açores (RAA), em 2001, é de 153 MW. Conforme se pode observar na Figura 3-1, apenas três ilhas apresentam potência instalada superior a 10 MW: São Miguel (73 MW), Terceira (42 MW) e Faial (13 MW).

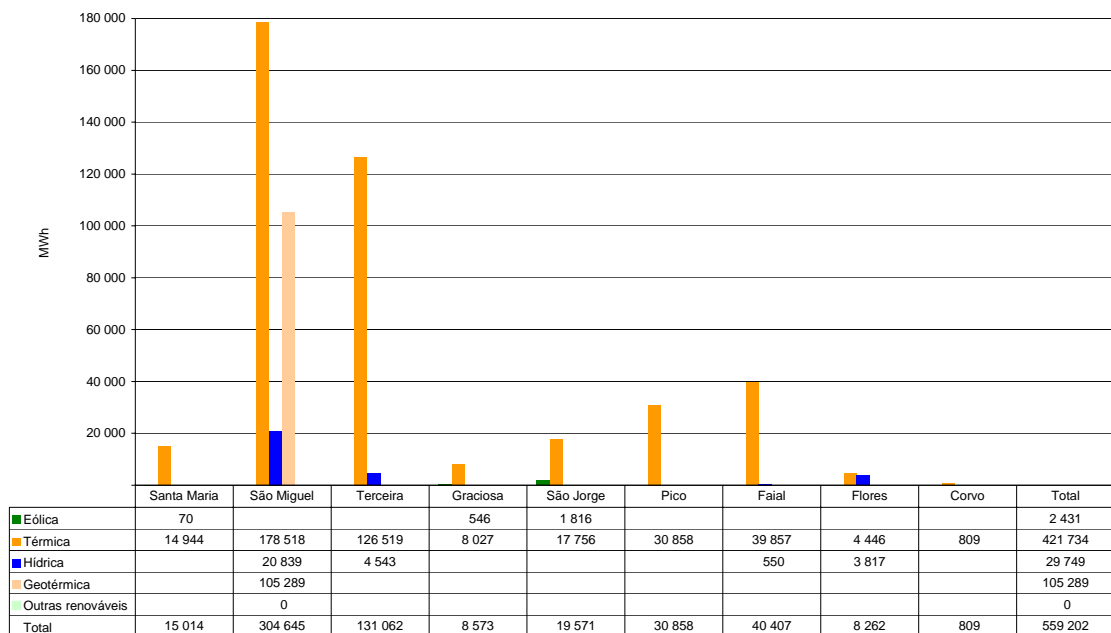
Figura 3-1: Potência instalada por ilha em 2001, na RAA



Fonte: EDA

A produção de energia eléctrica, em 2001, é maioritariamente de origem térmica como mostra a Figura 3-2. A Ilha de São Miguel apresenta o maior nível de produção de energia eléctrica sendo de destacar que, para além da produção de origem térmica, em São Miguel assume igualmente relevo a produção de origem geotérmica. Na Ilha das Flores, a produção de origem térmica apresenta um valor semelhante à produção através de recursos hídricos.

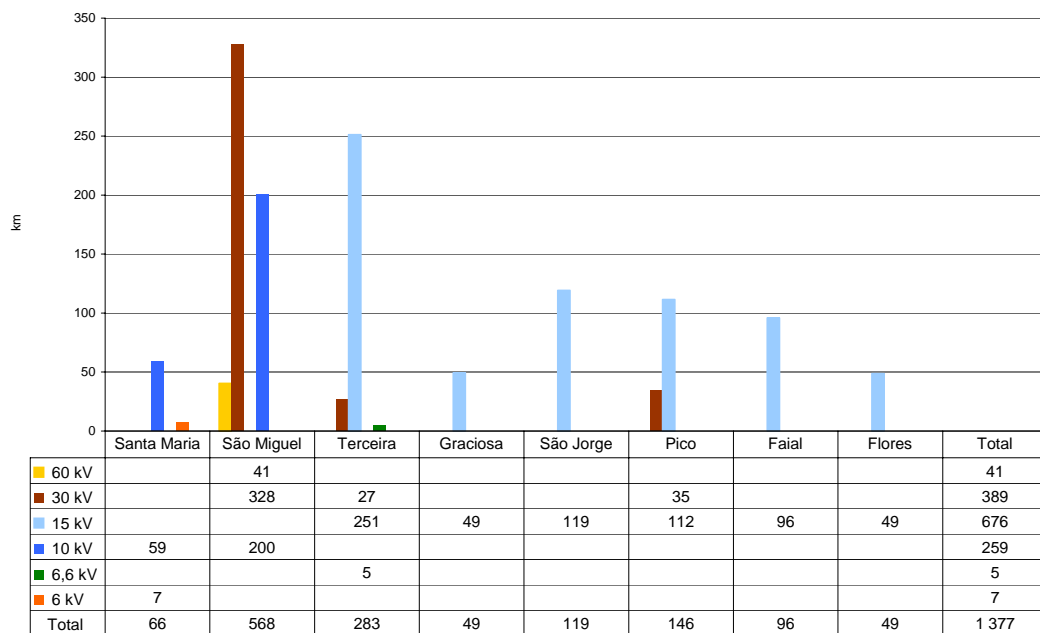
Figura 3-2: Produção total de energia eléctrica por ilha e tecnologia em 2001, na RAA



Fonte: EDA

A Figura 3-3 permite comparar a extensão da rede de transporte e distribuição MT/AT, em 2001. Em todas as ilhas do arquipélago, exceptuando as Ilhas de Santa Maria e São Miguel, a rede de 15 kV é a de maior extensão. Este nível de tensão, aliás, o único existente nas ilhas da Graciosa, S. Jorge, Faial e Flores. Na Ilha de São Miguel a rede de 30 kV é a mais extensa, sendo na Ilha de Santa Maria, a rede de 10 kV.

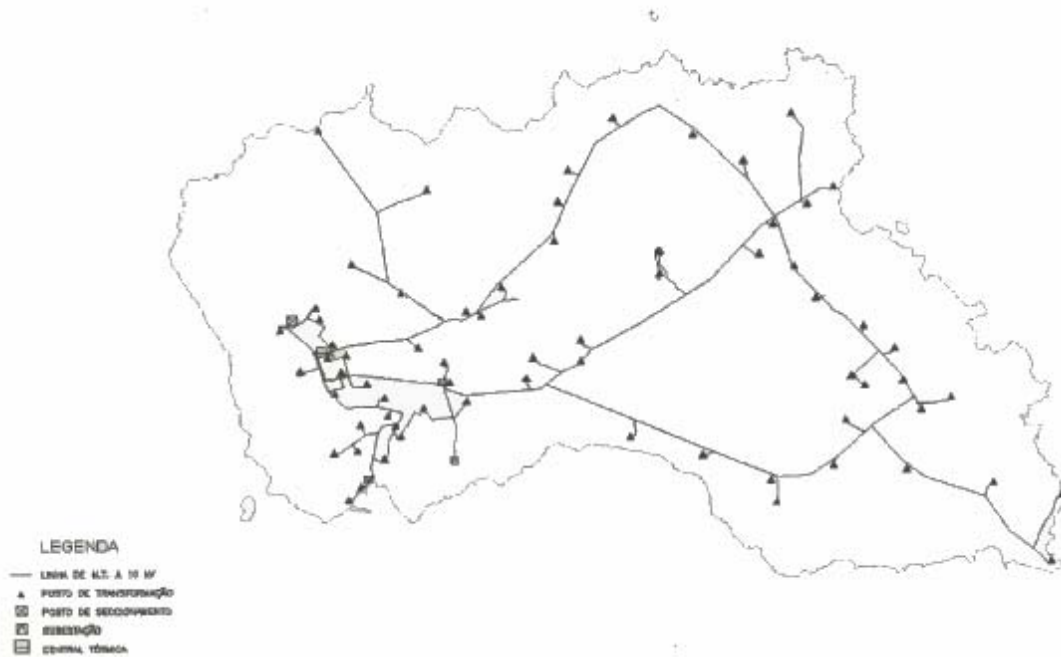
Figura 3-3: Extensão da rede de transporte e distribuição por ilha e nível de tensão em 2001, na RAA



Fonte: EDA

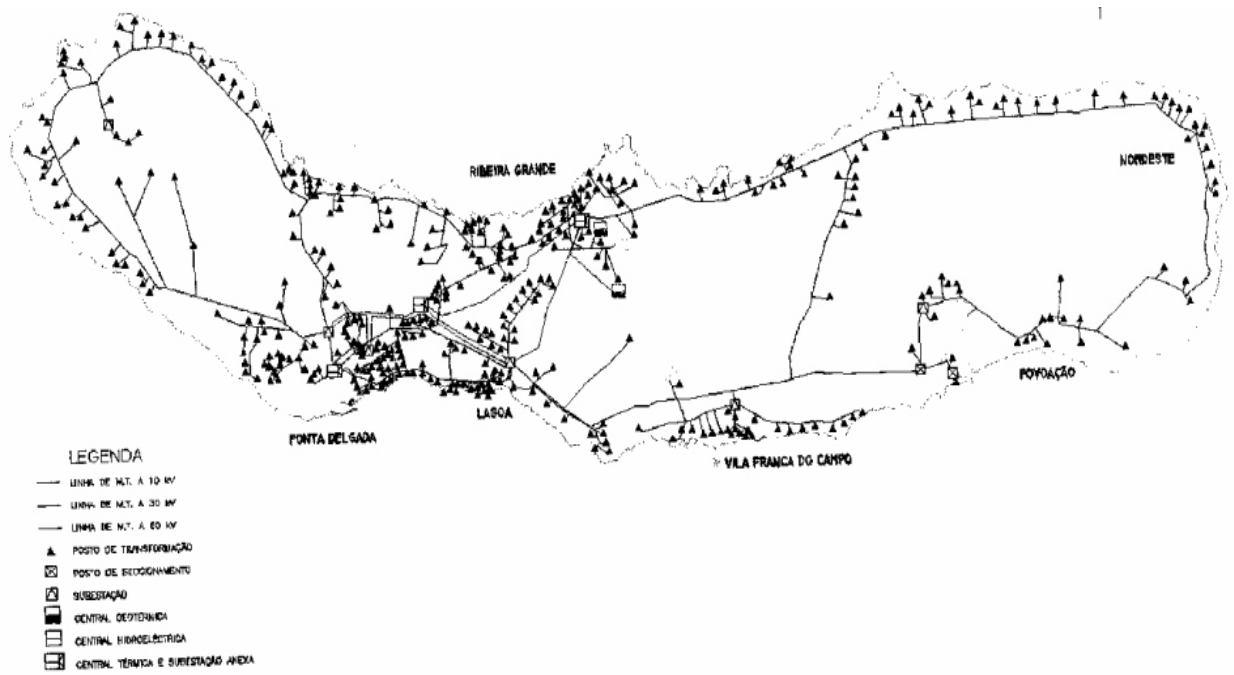
Da Figura 3-4 à Figura 3-11 apresenta-se a rede de alta e média tensão em Janeiro de 2002 para cada ilha da RAA. São referenciadas as centrais térmicas, as subestações e os postos de transformação.

Figura 3-4: Rede eléctrica na Ilha de Santa Maria em 2002



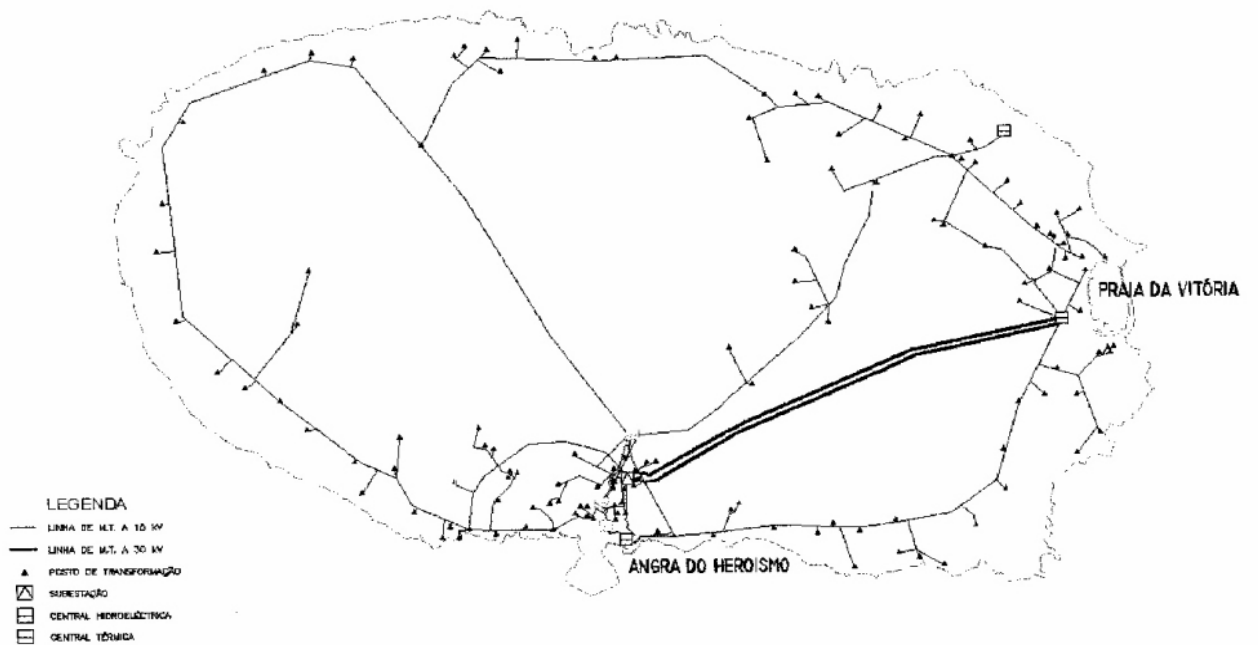
Fonte: EDA

Figura 3-5: Rede eléctrica na Ilha de São Miguel em 2002



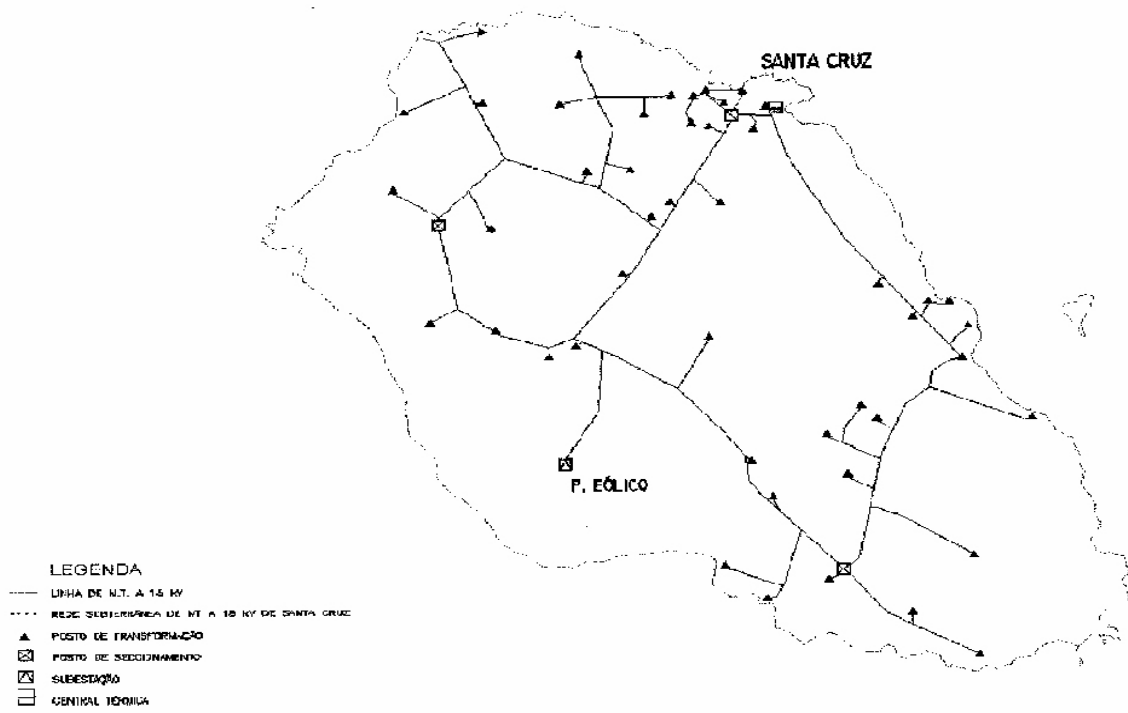
Fonte: EDA

Figura 3-6: Rede eléctrica na Ilha Terceira em 2002



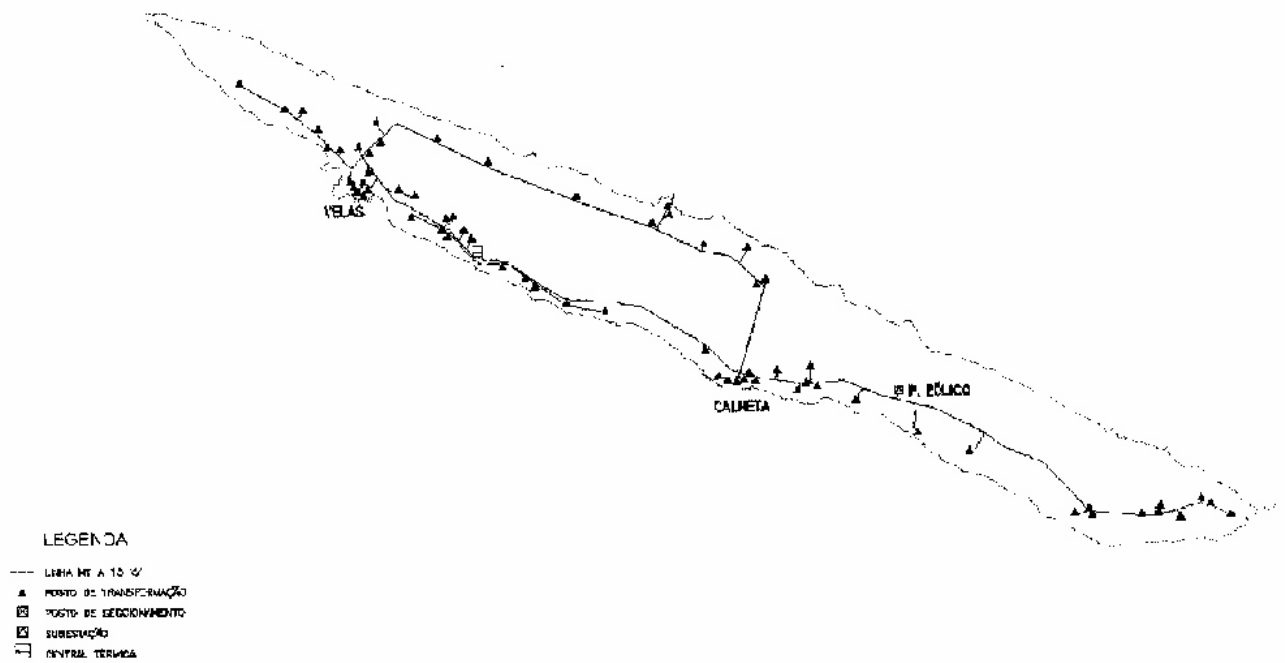
Fonte: EDA

Figura 3-7: Rede eléctrica na Ilha da Graciosa em 2002



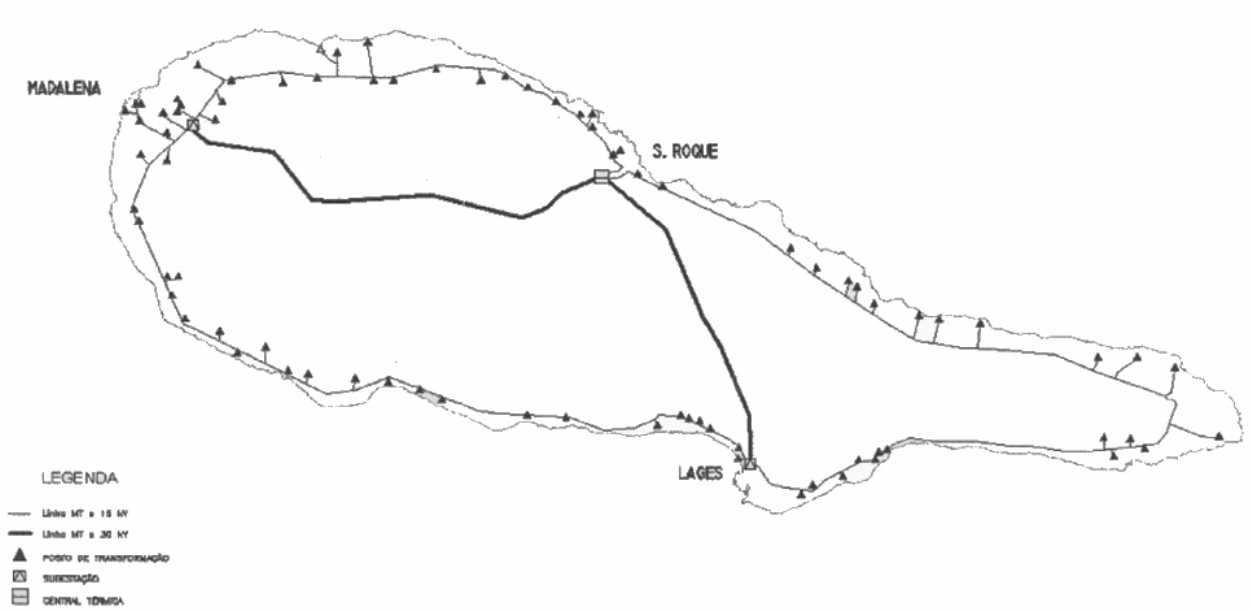
Fonte: EDA

Figura 3-8: Rede eléctrica na Ilha de São Jorge em 2002



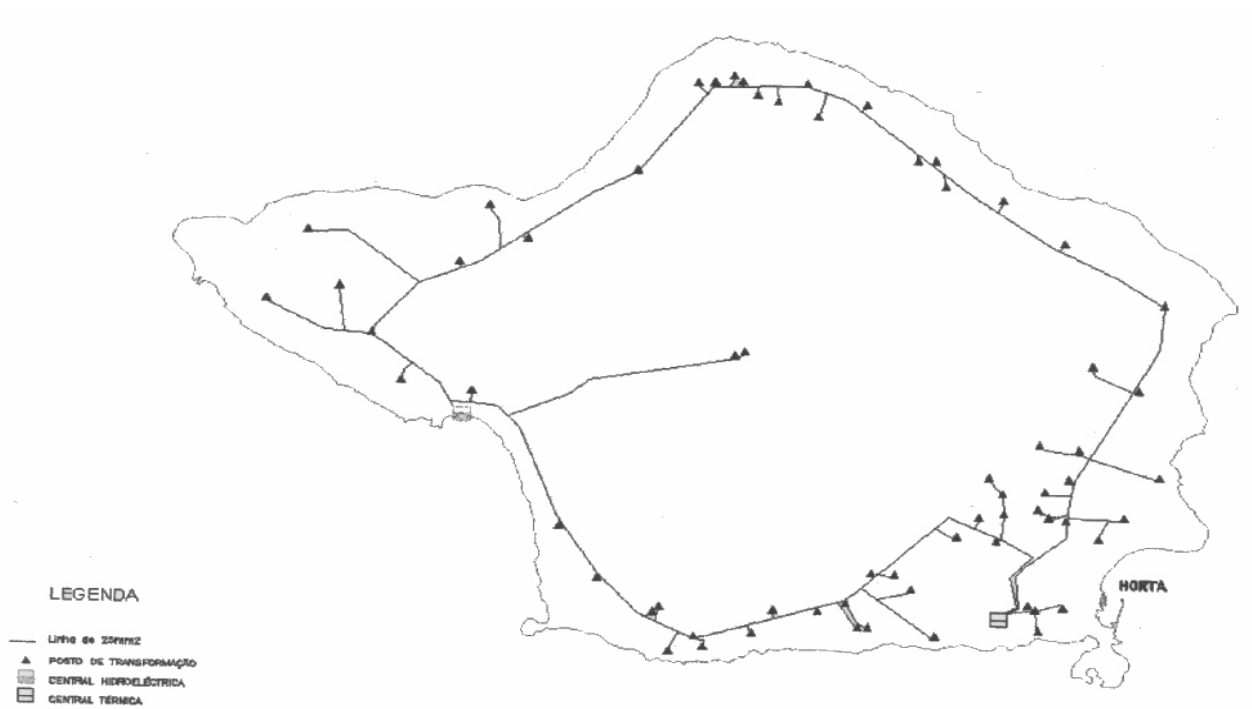
Fonte: EDA

Figura 3-9: Rede eléctrica na Ilha do Pico em 2002



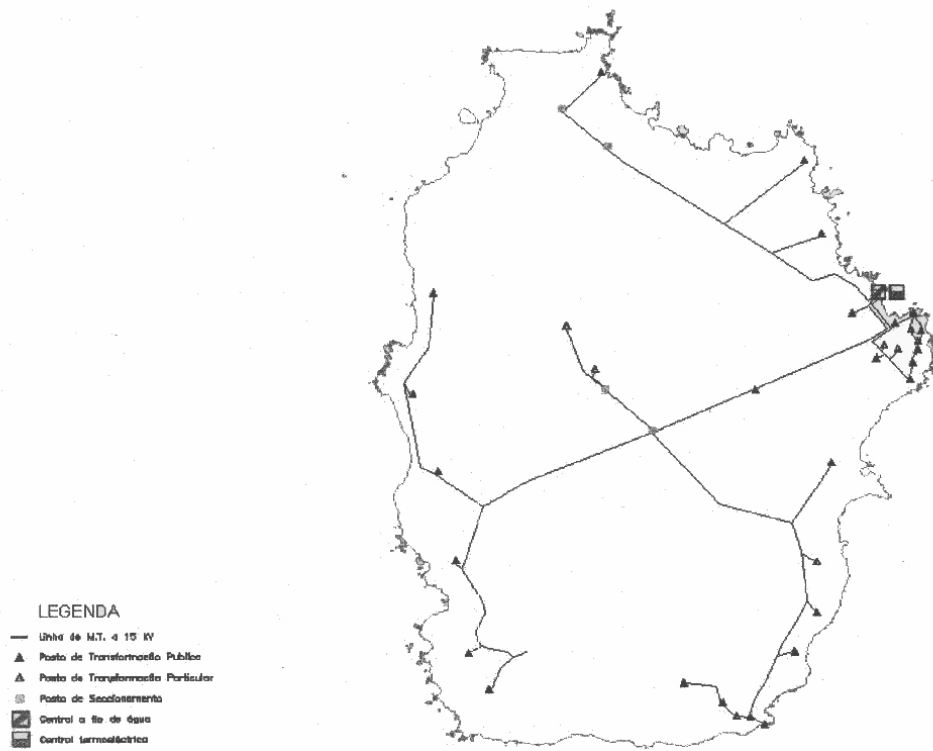
Fonte: EDA

Figura 3-10: Rede eléctrica na Ilha do Faial em 2002



Fonte: EDA

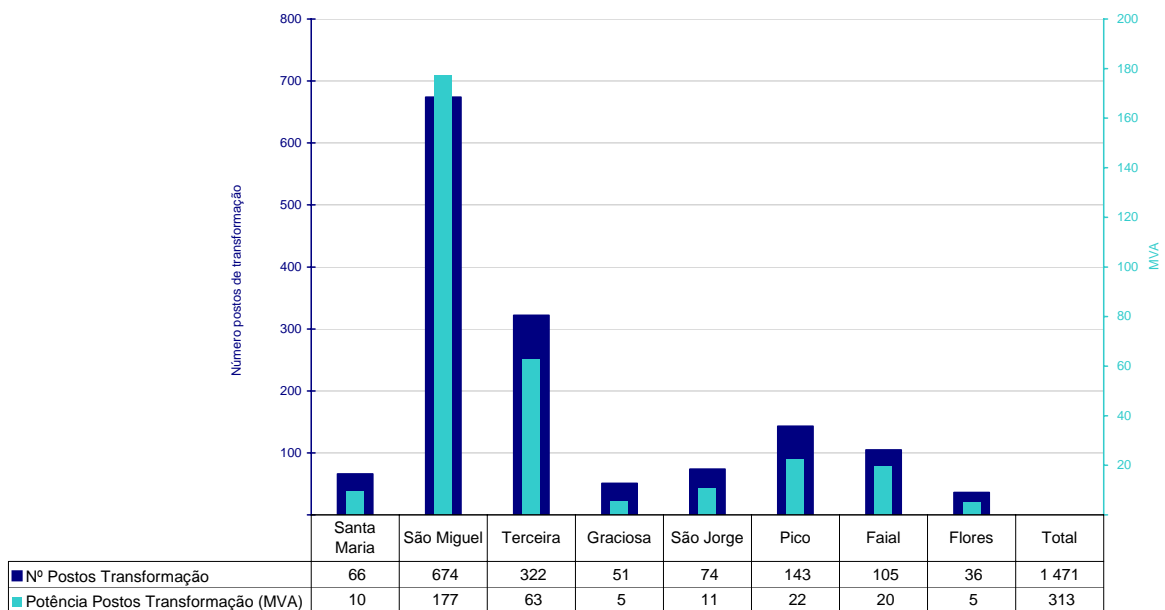
Figura 3-11: Rede eléctrica na Ilha das Flores em 2002



Fonte EDA

A Figura 3-12 ilustra o número de postos de transformação e a potência instalada nos postos de transformação em 2001 na RAA. As Ilhas de São Miguel e Terceira destacam-se das restantes ilhas do arquipélago tanto no número de postos, 674 em São Miguel e 322 na Terceira, como na potência instalada, com cerca de 177 MVA e 63 MVA, respectivamente.

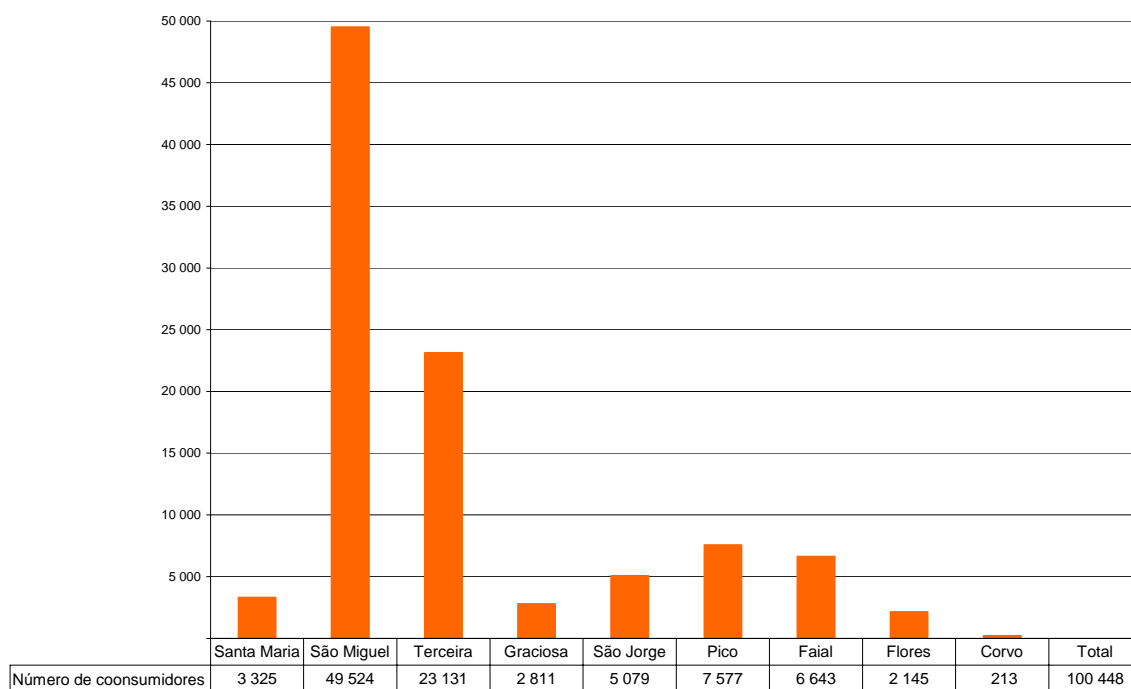
Figura 3-12: Número de postos de transformação e potência instalada por ilha em 2001, na RAA



Fonte: EDA

O número total de consumidores de energia eléctrica em 2000 é de 100 448. Santa Maria, Graciosa, Flores e Corvo têm um número de consumidores inferior a 5 000; São Jorge, Pico e Faial têm um número de consumidores compreendido entre 5 000 e 10 000; São Miguel e Terceira têm um número de consumidores superior a 20 000.

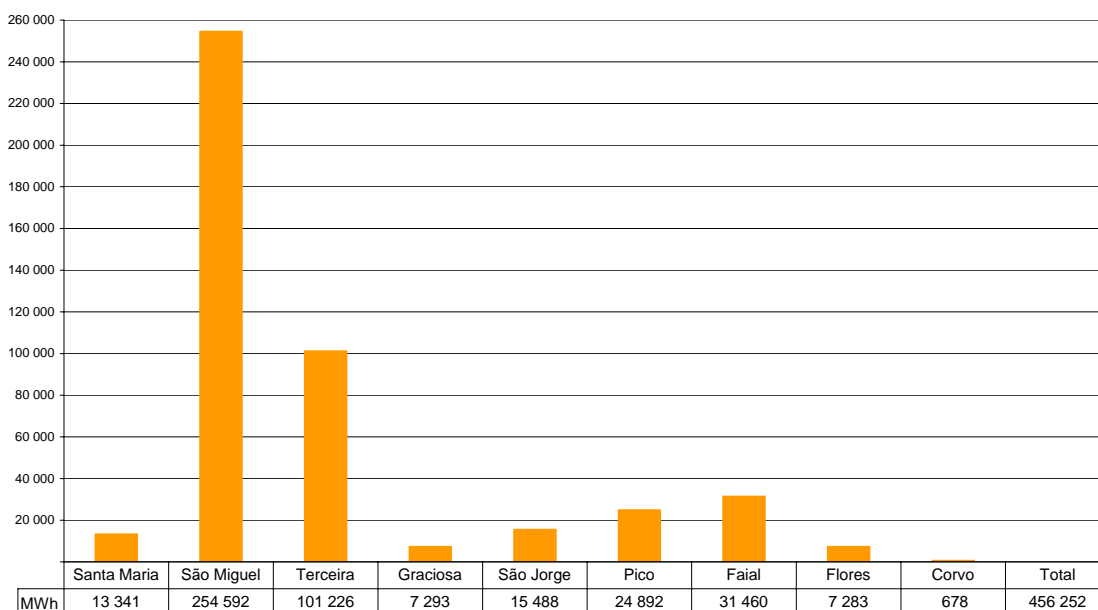
Figura 3-13: Número de consumidores de energia eléctrica por ilha em 2000, na RAA



Fonte: DGE

Em 2000, o consumo de energia eléctrica só é superior a 100 GWh nas Ilhas de São Miguel e Terceira, sendo nas restantes o consumo por ilha inferior a 40 GWh, como apresentado na Figura 3-14. Estes valores de consumo compreendem o autoconsumo, o qual atingiu cerca de 3 GWh, representando 0,7% do consumo global da região.

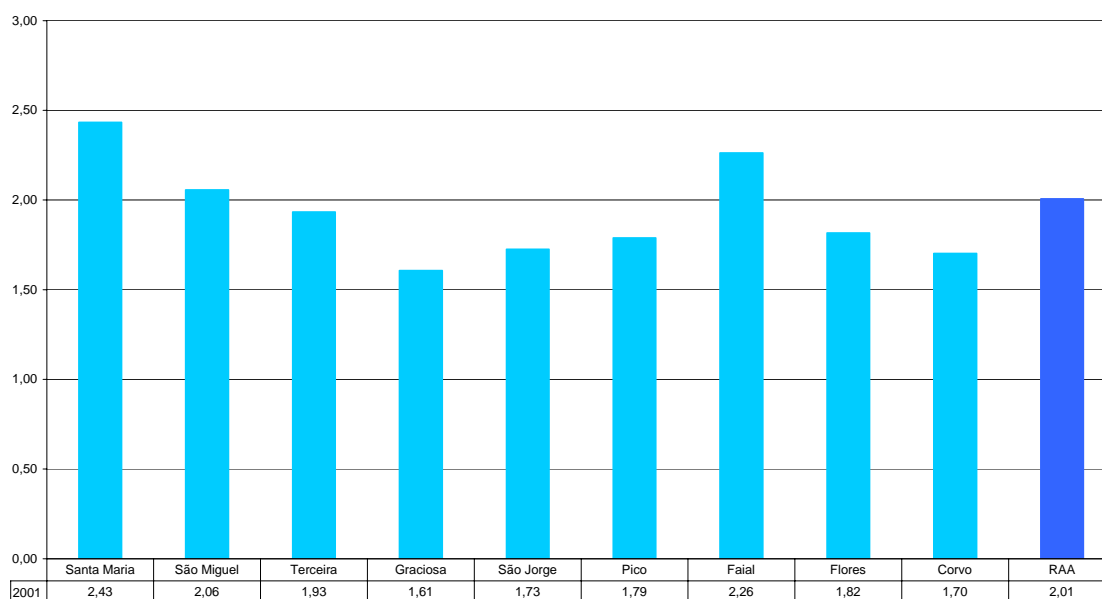
Figura 3-14: Consumo total de energia eléctrica por ilha em 2000, na RAA



Fonte: DGE

Na Figura 3-15 apresenta-se o consumo *per capita*, em 2001, registado na RAA. Observa-se que a Ilha de Santa Maria é a que regista o maior consumo *per capita* (2,43 MWh), seguida da Ilha do Faial (2,26 MWh) e da ilha de São Miguel (2,06 MWh); as restantes ilhas apresentam valores de consumo *per capita* inferiores a 2 MWh. Qualquer destes valores é inferior ao registado em Portugal continental, o qual se situou em 3,88 MWh.

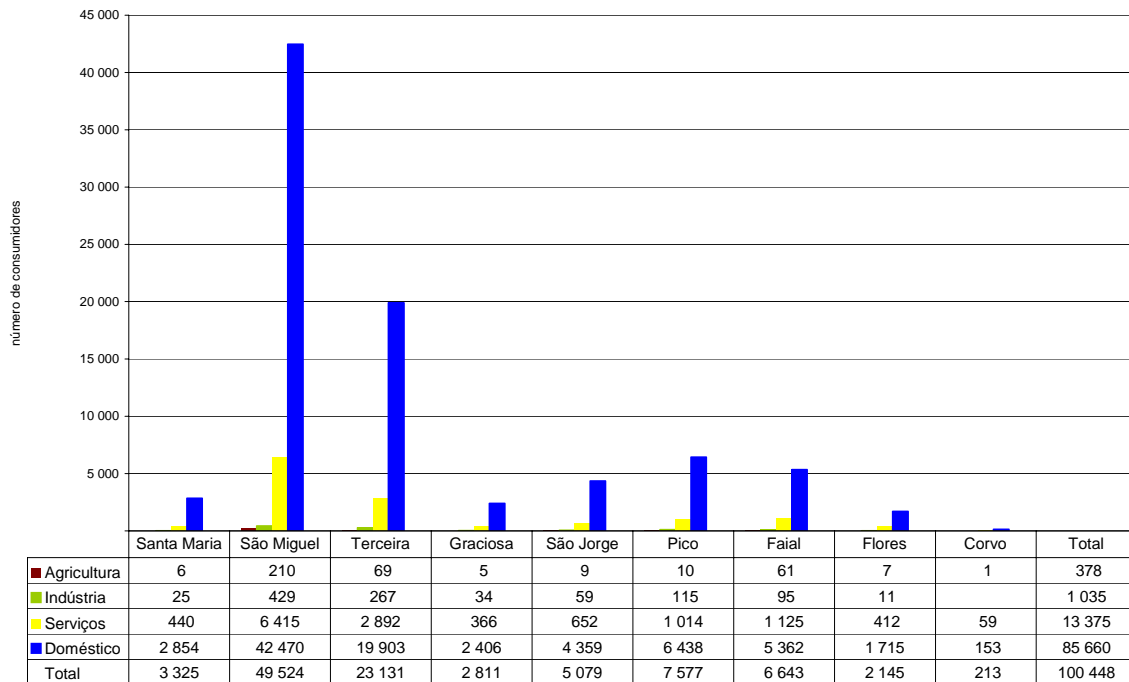
Figura 3-15: Consumo *per capita* de energia eléctrica por ilha em 2001, na RAA



Fonte: INE, SREA, DGE

Em todas as ilhas da Região Autónoma dos Açores, em 2000, o maior número de consumidores está concentrado no sector Doméstico, conforme ilustra a Figura 3-16. Os destaques vão para a ilha de São Miguel, por registar o maior número de consumidores em todos os sectores de actividade, e para a Ilha do Corvo, pelo facto de ser a única ilha a não apresentar consumidores industriais.

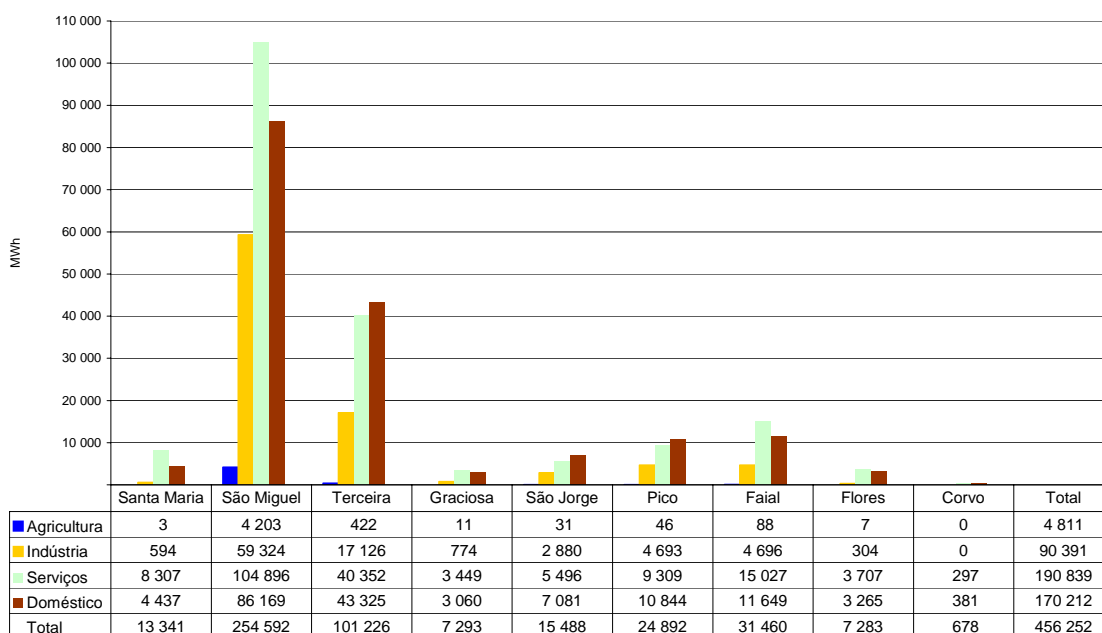
Figura 3-16: Número de consumidores por sector de actividade e ilha em 2000, na RAA



Fonte: DGE

Em 2000, o sector dos serviços foi o que apresentou maior nível de consumo para as Ilhas de Santa Maria, São Miguel, Graciosa, Faial e Flores, como se observa na Figura 3-17. Nas restantes ilhas o sector doméstico foi o sector com maior peso no consumo total de cada ilha.

Figura 3-17: Consumo de energia eléctrica por sector de actividade e ilha em 2000, na RAA



Fonte: DGE

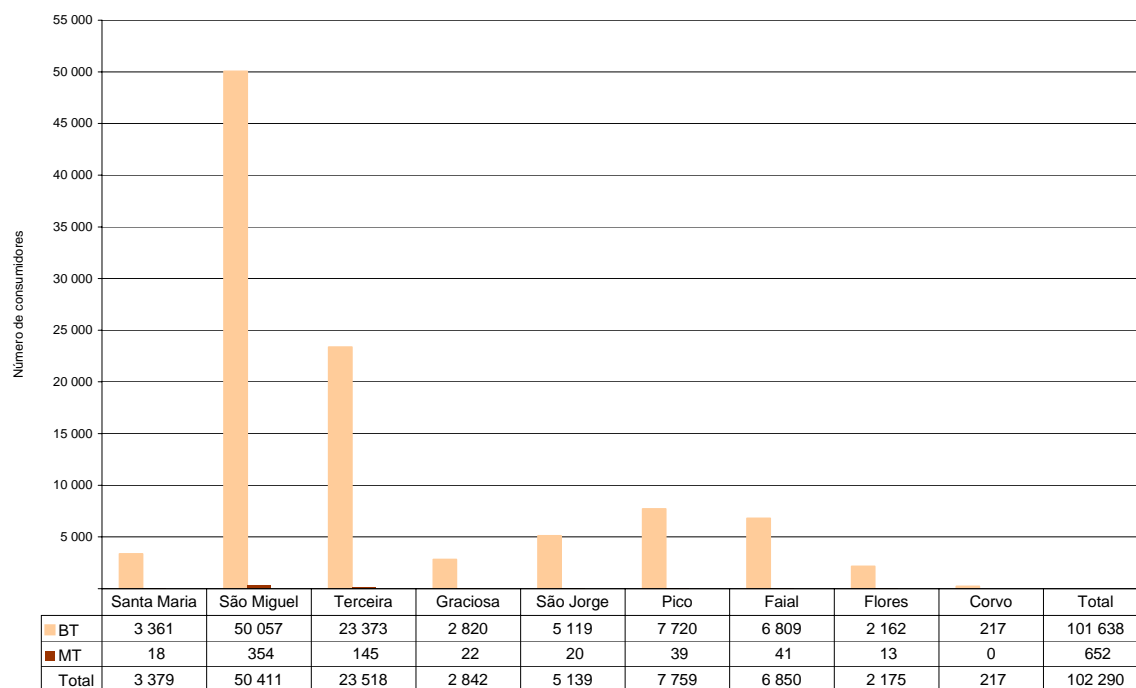
O Quadro 3-1 apresenta, para 2000, a contribuição dos vários sectores de actividade para o total da cada ilha, em percentagem.

Quadro 3-1: Estrutura do consumo por actividade em 2000, na RAA

	Agricultura	Indústria	Serviços	Doméstico
Santa Maria	0,0%	4,5%	62,3%	33,3%
São Miguel	1,7%	23,3%	41,2%	33,8%
Terceira	0,4%	16,9%	39,9%	42,8%
Graciosa	0,2%	10,6%	47,3%	42,0%
São Jorge	0,2%	18,6%	35,5%	45,7%
Pico	0,2%	18,9%	37,4%	43,6%
Faial	0,3%	14,9%	47,8%	37,0%
Flores	0,1%	4,2%	50,9%	44,8%
Corvo	0,0%	0,0%	43,8%	56,2%
Total	1,1%	19,8%	41,8%	37,3%

Em 2001, o número de consumidores em BT, de acordo com os fornecimentos realizados pela Empresa de Electricidade dos Açores, SA (EDA), é bastante superior ao número de consumidores em MT, para todas as ilhas da RAA, como ilustra a Figura 3-18.

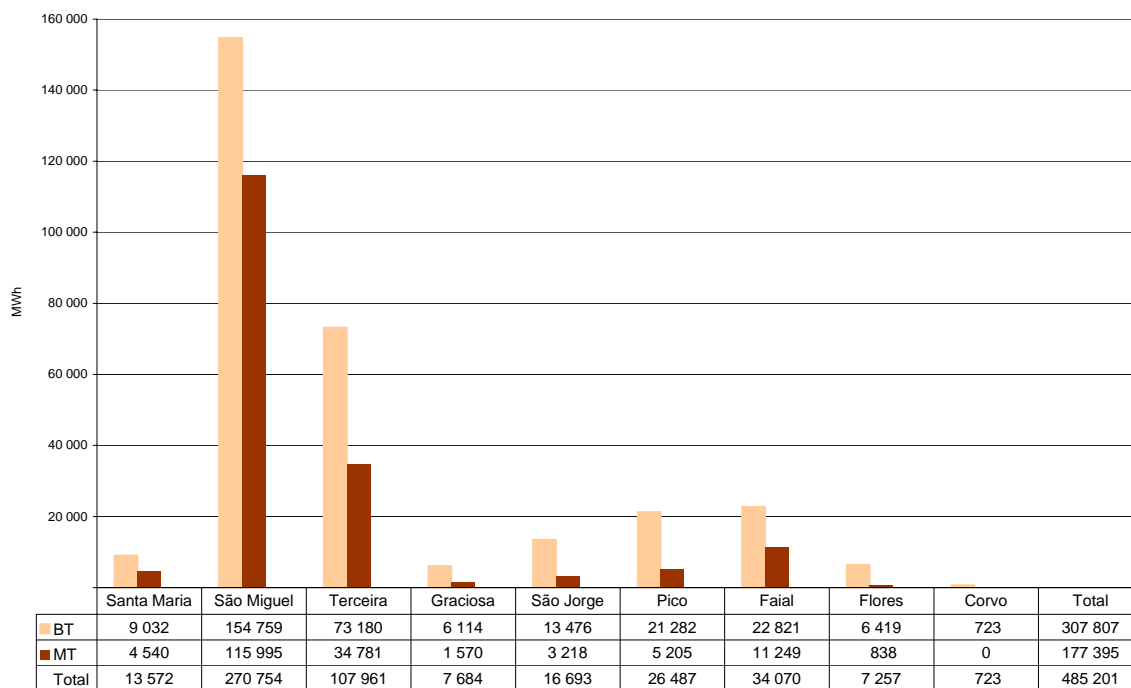
Figura 3-18: Número de consumidores por nível de tensão e ilha em 2001, na RAA



Fonte: EDA

Em 2001, o consumo de energia eléctrica em BT é superior ao consumo de energia eléctrica em MT, em todas as ilhas, como se pode observar na Figura 3-19.

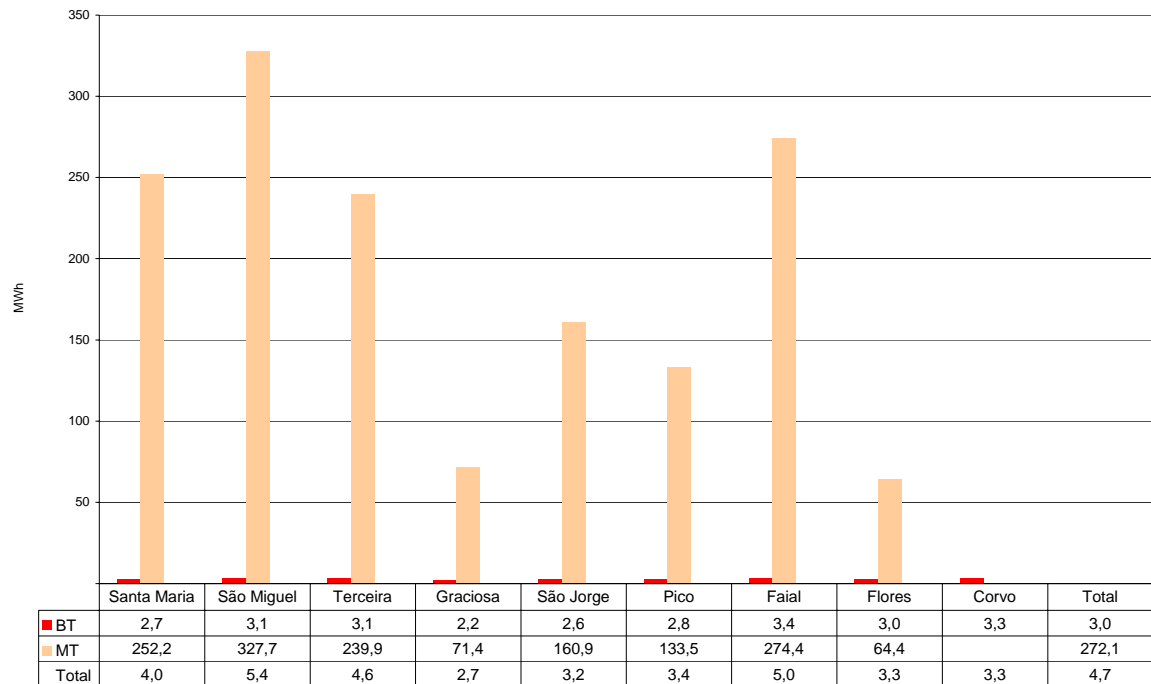
Figura 3-19: Consumo de energia eléctrica por nível de tensão e ilha em 2001, na RAA



Fonte: EDA

Apresenta-se na Figura 3-20 o valor do consumo médio por nível de tensão verificado na RAA em 2001.

Figura 3-20: Consumo médio por nível de tensão verificado em 2001, na RAA



O Quadro 3-2 resume as características do sistema de energia eléctrica na RAA, por ilha e total, em 2001, com dados fornecidos pela EDA. São também apresentados alguns dados referentes ao resultado da actividade da empresa, por ilha e total, tais como o volume de vendas e o número de empregados.

PROPOSTA DE ALTERAÇÃO DOS REGULAMENTOS DO SECTOR ELÉCTRICO

Quadro 3-2: Caracterização do sector eléctrico da RAA por ilha e total em 2001

	Unidade	Santa Maria	São Miguel	Terceira	Graciosa	São Jorge	Pico	Faial	Flores	Corvo	RAA
Superfície	Km ²	97	747	400	61	246	451	170	142	17	2 330
População	habitantes	5 578	131 608	55 833	4 780	9 674	14 806	15 063	3 995	425	241 762
Total Centrais ^(a)	nº	2	12	5	2	2	1	2	2	1	29
Térmica	nº	1	3	2	1	1	1	1	1	1	12
Hídrica	nº	-	7	3	-	-	-	1	1	-	12
Eólica	nº	1	-	-	1	1	-	-	-	-	3
Geotérmica	nº	-	2	-	-	-	-	-	-	-	2
Potência instalada em Centrais ^(a)	kW	4 810	73 340 ^(g)	41 766	3 110	5 720	7 232	12 640	3 586	362	79 226
Produção Total ^(b)	GWh	15,0	304,6	131,1	8,6	19,6	30,9	40,4	8,3	0,8	559,2
Térmica	GWh	14,9	178,5	126,5	8,0	17,8	30,9	39,9	4,4	0,8	421,7
Hídrica	GWh	-	20,8	4,5	-	-	-	0,6	3,8	-	29,7
Eólica	GWh	0,1	-	-	0,5	1,8	-	-	-	-	2,4
Geotérmica e outras renováveis	GWh	-	105,3	-	-	-	-	-	-	-	105,3
Ponta	MW	2,7	54,5	24,2	1,7	3,6	5,4	7,0	1,6	0,2	
Redes de Transporte e Distribuição	Km	66,0	568,4	283,1	49,4	119,2	146,0	95,6	48,8	(e)	1 376,5
Postos de Transformação MT/AT	nº	66	674	322	51	74	143	105	36	(f)	1 471
Potência Postos de Transformação MT/AT	MVA	9,6	177,4	62,6	5,4	10,8	22,4	19,5	4,9	(f)	312,7
Consumo Total ^(c)	GWh	13,6	270,8	108,0	7,7	16,7	26,5	34,1	7,3	0,7	485,2
Consumo per capita	MWh/habitante	2,4	2,1	1,9	1,6	1,7	1,8	2,3	1,8	1,7	2,0
Consumo por actividade ^(c)											
Agricultura	GWh	(g)	(g)	(g)	(g)	(g)	(g)	(g)	(g)	(g)	(g)
Indústria	GWh	0,6	60,4	16,9	1,2	3,1	4,8	5,0	0,3	0,0	92,3
Serviços	GWh	8,2	116,9	44,6	3,2	5,9	9,9	16,3	3,7	0,3	209,0
Domésticos	GWh	4,8	93,4	46,4	3,3	7,7	11,8	12,8	3,3	0,4	183,9
Electricidade dos Açores, SA											
Volume de Vendas ^(h)	10 ³ €	1 565	31 457	12 882	905	1 957	3 183	4 177	903	91	57 120
Empregados (efectivos)	nº	31	416	154	26	41	56	57	23	6	810

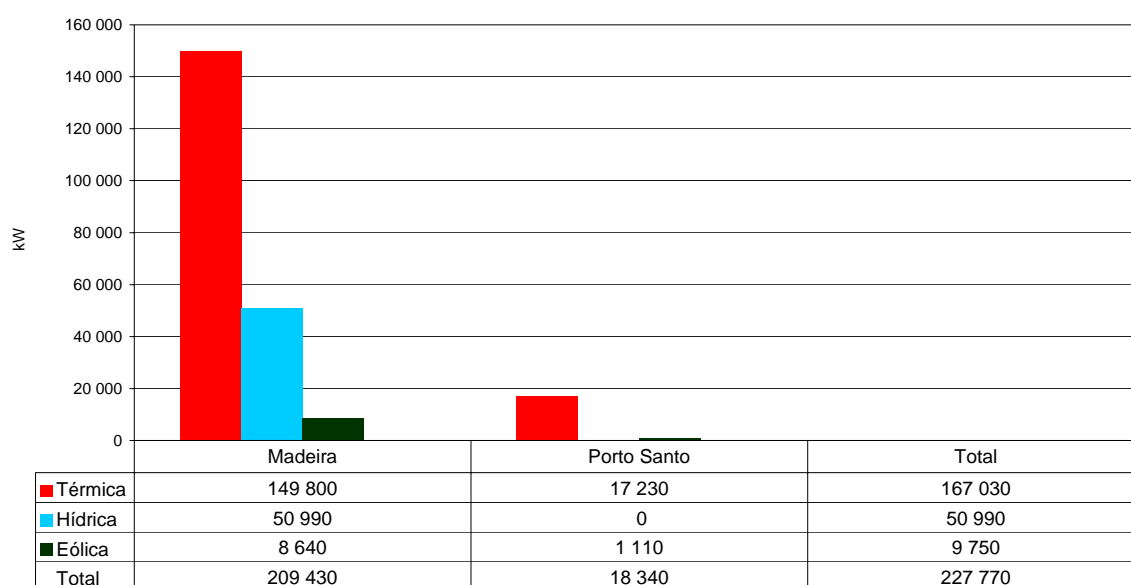
- a) EDA e outros.
b) EDA e outros.
c) Fornecido EDA.
d) Inclui a potência instalada nas Centrais Hídricas da Empresa de Electricidade e Gás e Centrais Geotérmicas da Sogeo.
e) Existe rede BT de construção recente.
f) Não disponível.
g) A EDA não disponibiliza nas suas séries estatísticas o consumo do sector agrícola.
h) Não inclui estimativa de energia em contadores

Fonte: EDA

3.2 SECTOR ELÉCTRICO DA REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA

A potência instalada na produção na Região Autónoma da Madeira (RAM), em 2001, é de 228 MW, como se pode observar na Figura 3-21, distribuída por 19 centrais.

Figura 3-21: Potência instalada por ilha e tecnologia em 2001, na RAM



Fonte: EEM

A principal fonte de produção de energia eléctrica é, em ambas as ilhas, de origem térmica. A produção eólica na Ilha de Porto Santo teve, em 2001, um peso de 8,1% no total da produção de energia eléctrica, como se pode observar na Figura 3-22.

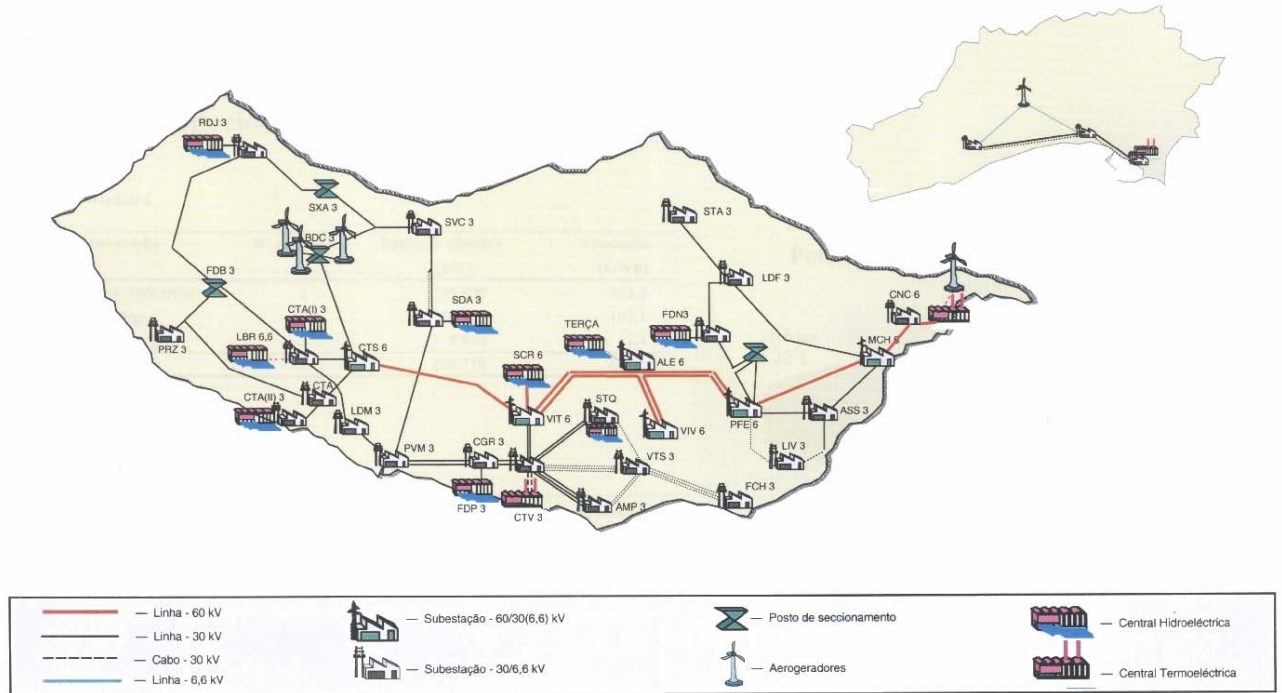
Figura 3-22: Produção total de energia eléctrica por ilha e tecnologia em 2001, na RAM



Fonte: EEM

A Figura 3-23 ilustra a estrutura da rede de alta e média tensão, em 2000, nas Ilhas da Madeira e do Porto Santo. São referenciadas as centrais térmicas, as subestações, os postos de transformação.

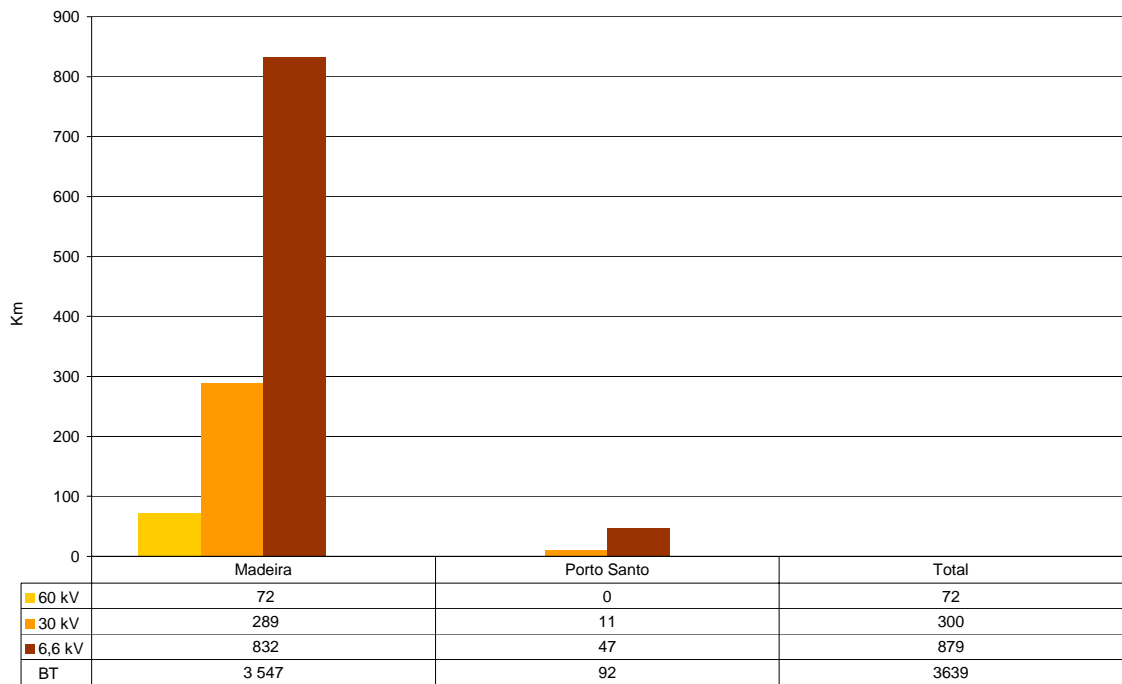
Figura 3-23: Rede eléctrica na RAM



Fonte: EEM

A rede de transporte e distribuição do arquipélago está distribuída pelos seguintes níveis de tensão: 60 kV, 30 kV e 6,6 kV, e BT não existindo na Ilha de Porto Santo rede de 60 kV (Figura 3-24).

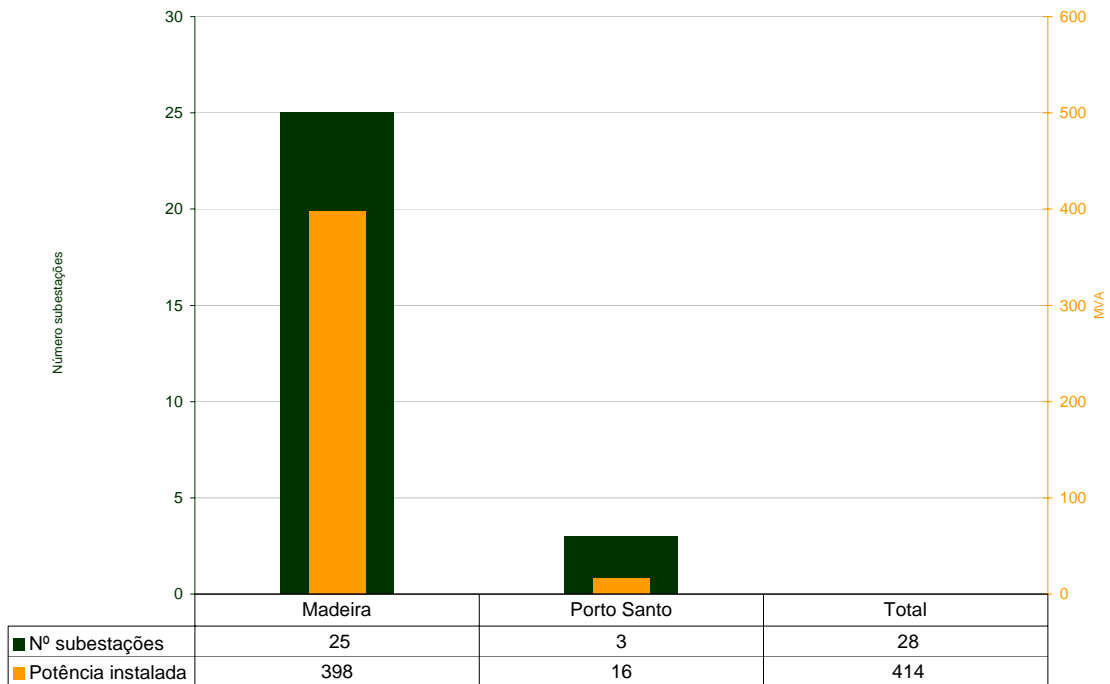
Figura 3-24: Extensão da rede de Transporte e Distribuição por ilha e nível de tensão em 2001, na RAM



Fonte: EEM

A Ilha da Madeira tem 25 subestações com uma potência instalada de 398 MVA e a Ilha de Porto Santo tem 3 subestações com uma potência instalada de 16 MVA, como se pode observar na Figura 3-25.

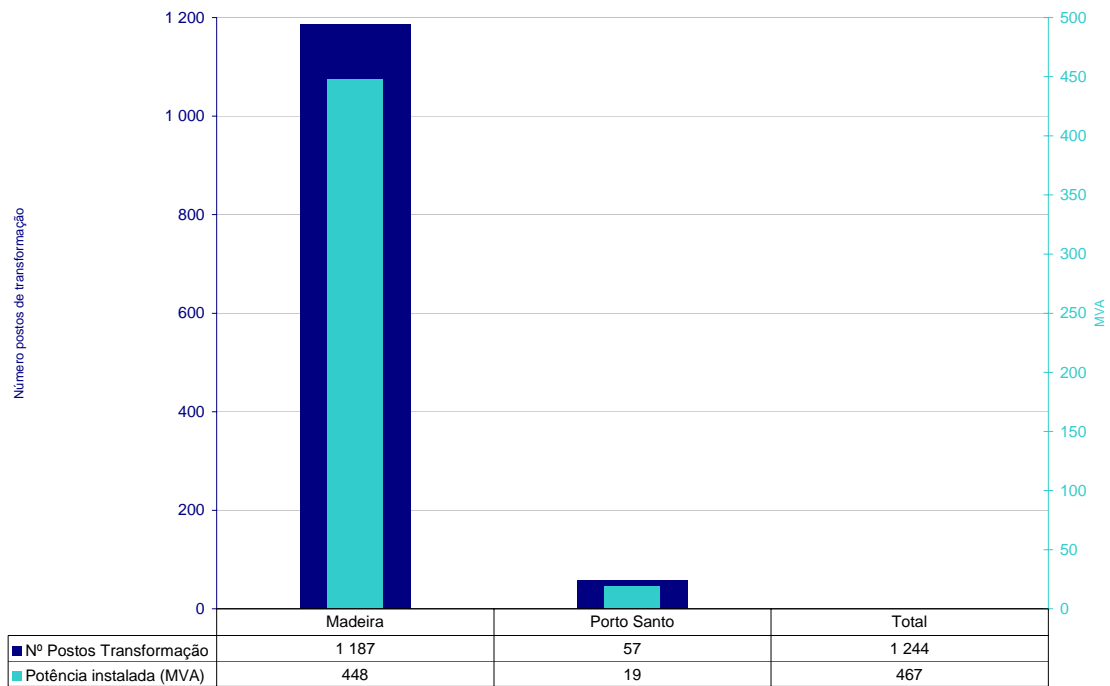
Figura 3-25: Número de subestações e potência instalada por ilha em 2001, na RAM



Fonte: EEM

A Ilha da Madeira tem 1187 postos de transformação com uma potência instalada de 448 MVA e a Ilha de Porto Santo tem 57 postos de transformação com uma potência instalada de 19 MVA, como se pode observar na Figura 3-26.

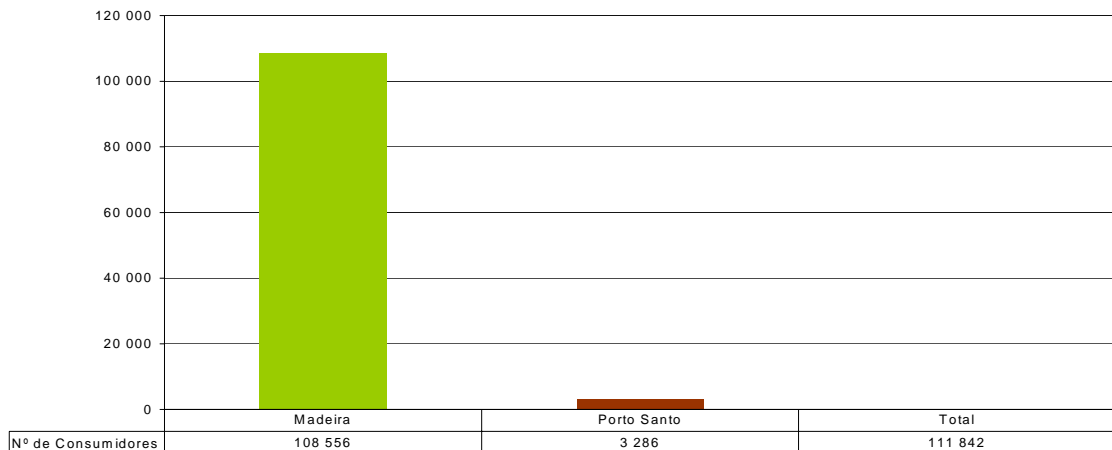
Figura 3-26: Número de postos de transformação e potência instalada por ilha em 2001, na RAM



Fonte: EEM

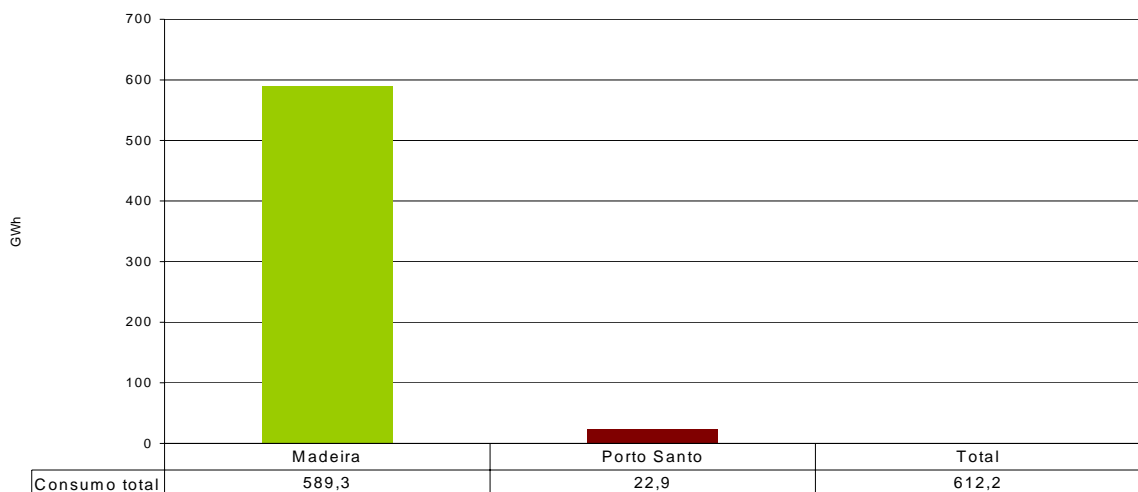
Em 2001, como se pode observar na Figura 3-27 e na Figura 3-28, a Ilha da Madeira regista 108 556 consumidores de energia eléctrica e um consumo total de 589 MWh. No mesmo ano, a Ilha de Porto Santo regista 3 286 consumidores e um consumo total de 23 MWh.

Figura 3-27: Número de consumidores de energia eléctrica por ilha em 2001, na RAM



Fonte: DGE

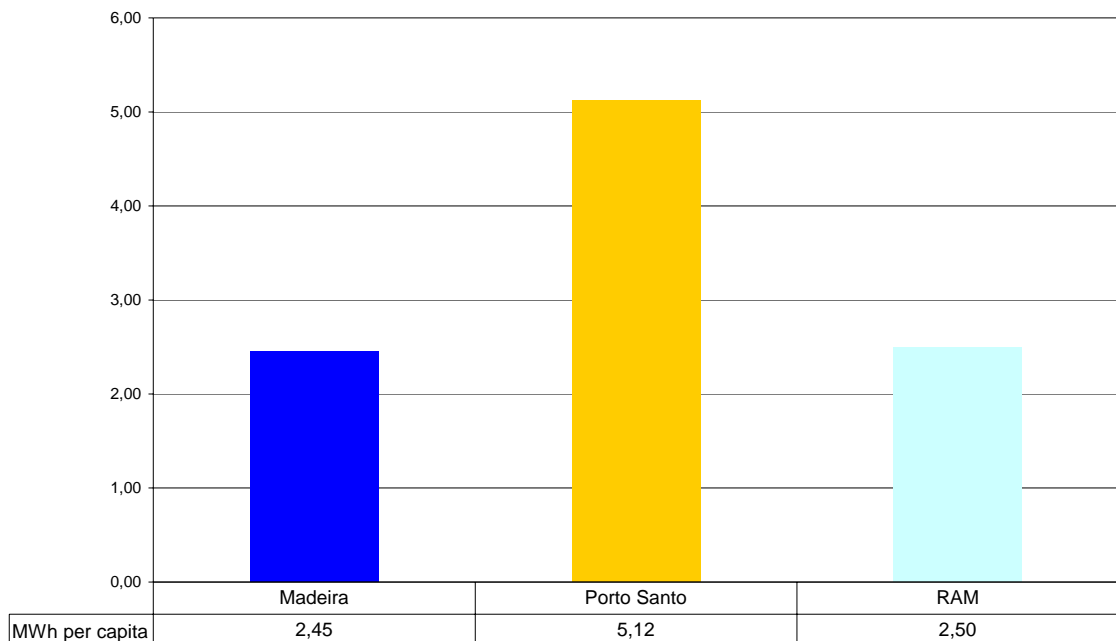
Figura 3-28: Consumo total de energia eléctrica por ilha em 2001, na RAM



Fonte: DGE

Na Figura 3-29 apresenta-se o consumo *per capita* verificado na RAM, em 2001. O consumo *per capita* registado na Ilha do Porto Santo (5,12 MWh) é mais do dobro do verificado na Ilha da Madeira (2,45 MWh), sendo mesmo superior ao consumo *per capita* observado em Portugal continental nesse ano (3,88 MWh).

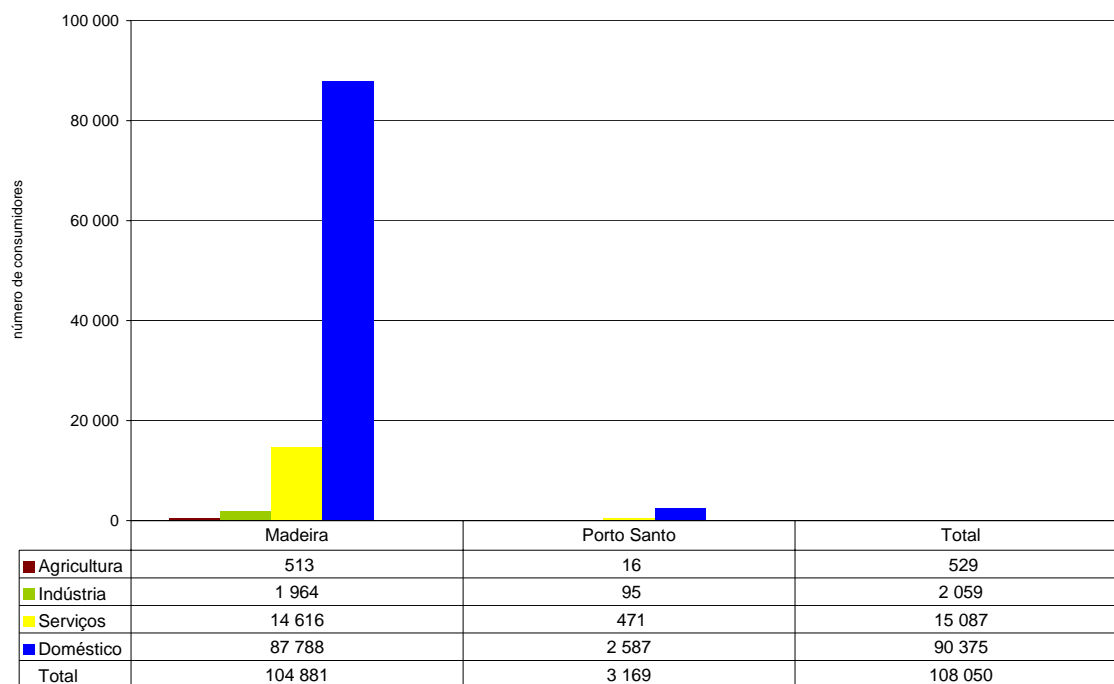
Figura 3-29: Consumo *per capita* de energia eléctrica por ilha em 2001, na RAM



Fonte: EEM, INE

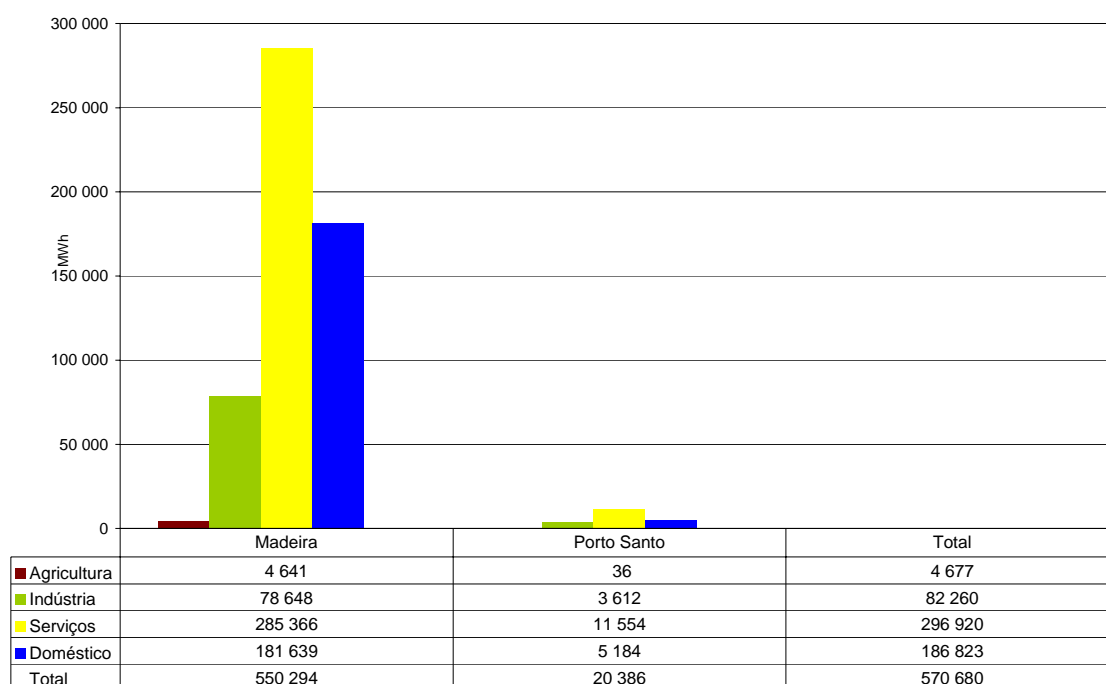
Em ambas as ilhas o sector Doméstico é o que apresenta o maior número de consumidores, como ilustra a Figura 3-30. No entanto, o sector dos Serviços é o que apresenta maior volume de consumo, como se pode observar na Figura 3-31.

Figura 3-30: Número de consumidores por sector de actividade e ilha em 2000, na RAM



Fonte: DGE

Figura 3-31: Consumo de energia eléctrica por sector de actividade e ilha em 2000, na RAM



Fonte: DGE

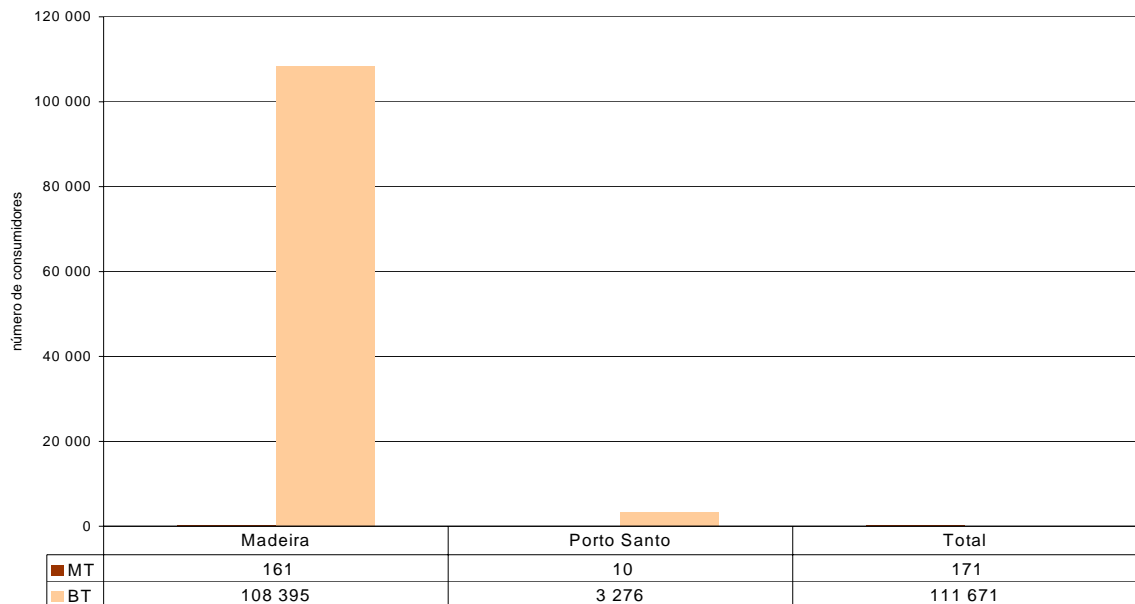
O Quadro 3-3 apresenta, para 2000, a contribuição dos vários sectores de actividade para o total da cada ilha, em percentagem.

Quadro 3-3: Estrutura do consumo por actividade em 2000, na RAM

	Agricultura	Indústria	Serviços	Doméstico
Madeira	0,8%	14,3%	51,9%	33,0%
Porto Santo	0,2%	17,7%	56,7%	25,4%
Total	0,8%	14,4%	52,0%	32,7%

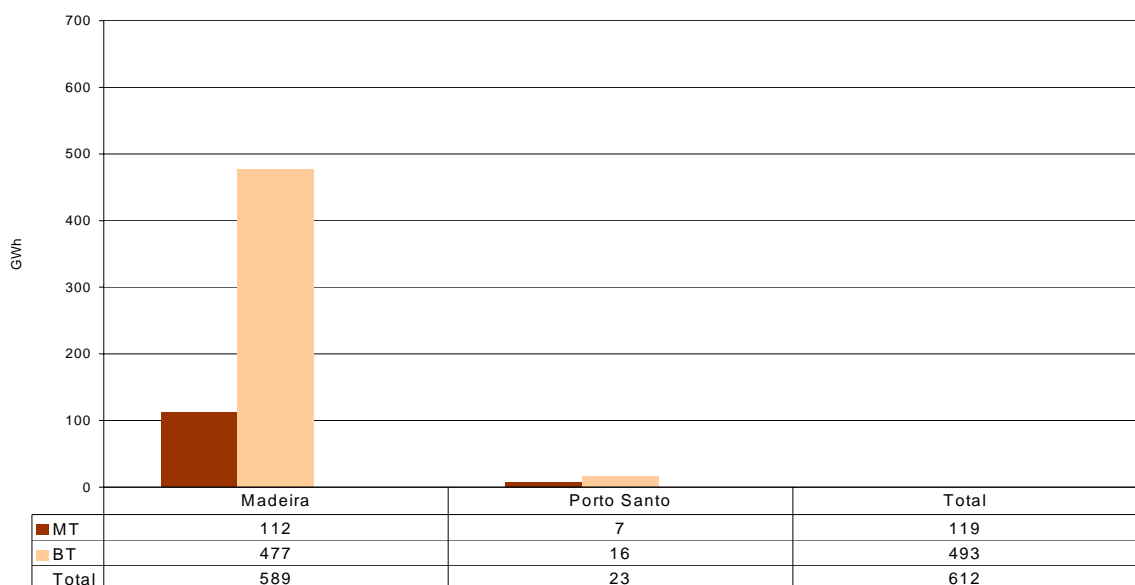
Na Figura 3-32 e na Figura 3-33, apresentam-se o número de consumidores e o consumo por nível de tensão.

Figura 3-32: Número de consumidores por nível de tensão e ilha em 2001, na RAM



Fonte: EEM

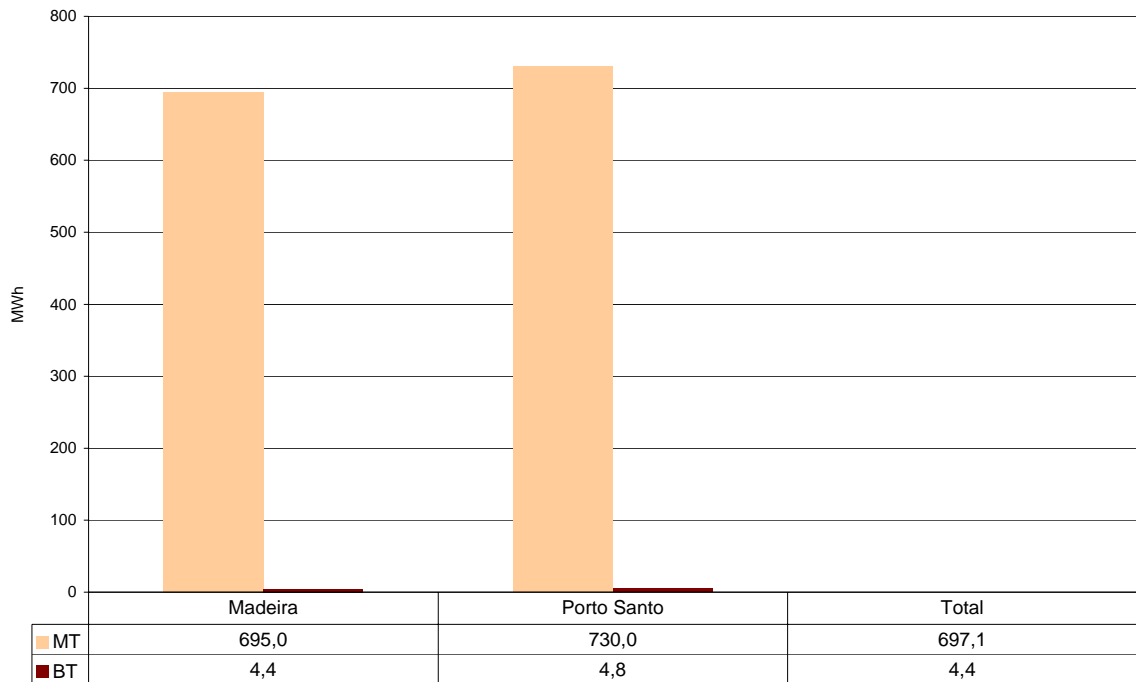
Figura 3-33: Consumo de energia eléctrica por nível de tensão e ilha em 2001, na RAM



Fonte: EEM

Na Figura 3-34 apresenta-se o valor do consumo médio por consumidor em cada nível de tensão verificado na RAM em 2001.

Figura 3-34: Consumo médio por consumidor verificado em 2001, na RAM



Fonte: EEM

O Quadro 3-4 resume as características do sistema eléctrico na RAM, por ilha e no total, em 2001, de acordo com os dados fornecidos pela EEM. São também apresentados alguns dados referentes ao resultado da actividade da empresa, tais como o volume de vendas e o número de empregados.

Quadro 3-4: Caracterização do sector eléctrico da RAM por ilha e total em 2001

	Unidade	Madeira	Porto Santo	RAM
Superfície	Km ²	736	43	779
População	habitantes	240 538	4 474	245 012
Total Centrais ^(a)	nº	17	2	19
Térmica	nº	2	1	3
Hídrica	nº	10	-	10
Eólica	nº	5	1	6
Potência instalada em Centrais ^(a)	kW	208 710	18 340	227 050
Térmica	kW	149 800	17 230	167 030
Hídrica	kW	50 270	-	50 270
Eólica	kW	8 640	1 110	9 750
Produção Total ^(b)	GWh	669,5	28,3	697,8
Térmica	GWh	552,3	26,0	578,3
Hídrica	GWh	105,1	-	105,1
Eólica	GWh	12,1	2,3	14,4
Ponta	MW	125,0	5,7	
Redes de Transporte e Distribuição				
BT	Km	3 547	92	3 639
6,6 kV	Km	832	47	879
30 kV	Km	289	11	300
60 kV	Km	72	0	72
Postos de Transformação	nº	1 187	57	1 244
Potência Postos de Transformação	MVA	448	18,7	467
Subestações	nº	25	3	28
Potência Subestações	MVA	398	16	414
Consumo Total ^(c)	GWh	589,3	22,9	612,2
Consumo per capita	MWh/habitante	2,4	5,1	2,5
Consumo por actividade ^(c)				
Agricultura	GWh	4,9	0,0	4,9
Indústria	GWh	73,6	4,6	78,2
Serviços	GWh	315,2	12,7	327,9
Domésticos	GWh	195,6	5,6	201,2
Empresa de Electricidade da Madeira				
Volume de Vendas	10 ³ €	68 501	1 962	70 463
Empregados (efectivos)	nº	845	47	892

a) EEM e outros.

b) EEM e outros.

c) Fornecido pela EEM.

Fonte: EEM

4 PRINCÍPIOS ORIENTADORES DA ADAPTAÇÃO DOS REGULAMENTOS ÀS REGIÕES AUTÓNOMAS

O Decreto-Lei n.º 69/2002, de 25 de Março, que estendeu às Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira a regulação das actividades de produção, transporte e distribuição de energia eléctrica pela ERSE, começa por recordar que “o fornecimento de energia eléctrica é um serviço público essencial devendo ser assegurado à generalidade dos consumidores nacionais em condições de igualdade”. O preâmbulo precisa estas “condições de igualdade” relativamente a dois pontos:

- Uniformidade tarifária : “Importa, pois, dentro do actual quadro jurídico-constitucional adoptar as soluções conducentes à uniformização do tarifário, desejavelmente a partir de 1 de Janeiro de 2003”, vindo o “sobrecusto da insularidade a ser suportado no quadro do tarifário nacional”.
- Regulação das empresas: “(...) passando as empresas de electricidade dos Açores e da Madeira a ser sujeitas ao mesmo tipo de controlo e regulação das empresas de Portugal continental”.

Do corpo do referido diploma retiramos ainda os seguintes princípios orientadores:

- A regulação não se aplica à produção de energia eléctrica a partir de fontes de energia renovável.
- A extensão da regulação assenta “no princípio da partilha dos benefícios da convergência dos sistemas eléctricos nacionais”.
- A convergência dos sistemas eléctricos baseia-se nos “princípios da cooperação e da solidariedade do Estado”, contribuindo para a correcção das desigualdades “resultantes da insularidade e do carácter ultraperiférico”.
- A ERSE “procede à fixação das tarifas para todo o território nacional.”
- Os consumidores das Regiões Autónomas “comparticipam, à semelhança dos consumidores de Portugal continental, nos custos de funcionamento dos referidos sistemas, incluindo a regulação”.
- “O Regulamento Tarifário, o Regulamento de Relações Comerciais, o Regulamento do Acesso às Redes e às Interligações e o Regulamento da Qualidade de Serviço são, com as devidas adaptações, aplicáveis às Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira”.

- A regulação “exerce-se no quadro de uma integração da convergência dos sistemas eléctricos públicos que, respeitando a autonomia e a especificidade de cada um, proceda à aplicação universal das regras tarifárias e de relacionamento comercial em todo o território nacional.”
- “A regulação das tarifas de venda de energia eléctrica aos clientes, aplicáveis nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira, processa-se nos termos de uma convergência tarifária que terá em conta as desvantagens de carácter ultraperiférico destas Regiões Autónomas.”
- A tarifa de uso global do sistema deverá incluir os encargos “com a convergência tarifária dos sistemas eléctricos das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira com o SEP”.

Na elaboração da proposta de alteração dos regulamentos de sua competência tendo em vista o cumprimento do estabelecido no Decreto-Lei n.º 69/2002, de 25 de Março, a ERSE deu particular importância aos seguintes aspectos:

CONVERGÊNCIA

O objectivo de garantir a todos os consumidores o acesso ao fornecimento de energia eléctrica em condições de igualdade não implica a simples transposição para as Regiões Autónomas de todo o quadro regulamentar vigente em Portugal continental. Há que ter em conta a especificidade geográfica, técnica, económica e jurídica dos sistemas eléctricos que constituem cada Região Autónoma, assegurando a convergência das condições oferecidas aos consumidores, por um lado, e a convergência da regulação das empresas do sector eléctrico, por outro lado.

GRADUALISMO

As soluções regulamentares a aplicar nas Regiões Autónomas serão introduzidas de forma gradual, tendo em conta, por um lado, a vontade de “adoptar as soluções conducentes à uniformização do tarifário, desejavelmente a partir de 1 de Janeiro de 2003” e, por outro lado, a disponibilidade de informação, a capacidade de adaptação organizativa das empresas reguladas das Regiões Autónomas e os quadros normativos específicos. Sendo diferentes as estruturas tarifárias em Portugal continental e nas Regiões Autónomas, e sendo a revisão dessas estruturas um processo demorado e complexo, que envolve nomeadamente o tratamento de informação actualmente não disponível, a convergência tarifária deverá, nesta fase, ser entendida como uma convergência de preços médios para MT e BTE e como uma convergência total para os consumidores de BTN. Mais tarde será estudada e discutida a convergência de estruturas para os fornecimentos de MT e BTE.

TRANSPARÊNCIA NA PARTILHA DOS CUSTOS COM A CONVERGÊNCIA TARIFÁRIA

Para que a cooperação e a solidariedade dos consumidores na correcção das desigualdades resultantes da insularidade e do carácter ultraperiférico das Regiões Autónomas seja conscientemente assumida, é fundamental que os custos resultantes da convergência tarifária sejam determinados e justificados com total transparência e ainda que o mecanismo de partilha desses custos seja simples e transparente.

TRANSPARÊNCIA DO FUNCIONAMENTO DOS SISTEMAS ELÉCTRICOS DAS REGIÕES AUTÓNOMAS

A correcta determinação dos "sobrecustos" a partilhar implica, por seu turno, a clara definição das actividades exercidas no sector eléctrico de cada Região Autónoma, bem como dos custos e proveitos associados.

PROMOÇÃO DA EFICIÊNCIA NOS SISTEMAS ELÉCTRICOS DAS REGIÕES AUTÓNOMAS

A regulação das empresas do sector eléctrico das Regiões Autónomas tem como objectivo prioritário a promoção da eficiência do seu desempenho, permitindo também de forma coerente a melhoria da qualidade de serviço, a promoção da qualidade ambiental e da gestão da procura.

PROMOÇÃO ACTIVA DOS DIREITOS DOS CONSUMIDORES

Para além dos benefícios resultantes da:

- convergência tarifária,
- maior eficiência e maior transparência de funcionamento dos sistemas eléctricos das Regiões Autónomas,
- participação de representantes no Conselho Consultivo e no Conselho Tarifário da ERSE,

os consumidores de energia eléctrica das Regiões Autónomas passam a ter acesso a maior protecção no seu relacionamento comercial com as empresas reguladas, a mais informação e a novos meios de resolução de conflitos através da ERSE.

PARTICIPAÇÃO DE TODOS OS INTERESSADOS NO PROCESSO DE REVISÃO REGULAMENTAR

Para que o processo de convergência possa decorrer com pleno êxito é fundamental assegurar a participação activa de todos os interessados - consumidores, empresas, instituições,

investigadores, associações técnicas, profissionais e outras - em todas as fases, começando desde logo pela sua audição pública relativamente à proposta agora apresentada pela ERSE.

5 O RELACIONAMENTO COMERCIAL

5.1 SUJEITOS INTERVENIENTES NO RELACIONAMENTO COMERCIAL E RESPECTIVAS FUNÇÕES

O Regulamento das Relações Comerciais (RRC) define no Capítulo II os sujeitos intervenientes no relacionamento comercial nos sistemas eléctricos públicos e nos sistemas eléctricos não vinculados de Portugal Continental e das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira.

Em Portugal Continental, os sujeitos intervenientes no Sistema Eléctrico de Serviço Público (SEP) e no Sistema Eléctrico não Vinculado (SENV) são os seguintes:

- SEP: clientes do SEP, distribuidores vinculados, entidade concessionária da RNT e produtores vinculados.
- SENV (sujeitos com relacionamento comercial com o SEP): clientes não vinculados e produtores não vinculados.

Na Região Autónoma dos Açores, os sujeitos intervenientes no Sistema Eléctrico de Serviço Público dos Açores (SEPA) e no Sistema Eléctrico não Vinculado dos Açores (SENA) são os seguintes:

- SEPA: clientes do SEPA, concessionária do transporte e distribuição do SEPA e produtores vinculados do SEPA.
- SENVA: clientes não vinculados e produtores não vinculados.

Na Região Autónoma da Madeira, os sujeitos intervenientes no Sistema Eléctrico de Serviço Público da Madeira (SEPM) e no Sistema Eléctrico não Vinculado da Madeira (SENV) são os seguintes:

- SEPM: clientes do SEPM, distribuidor vinculado do SEPM, concessionária do transporte do SEPM e produtores vinculados do SEPM.
- SENVM: clientes não vinculados e produtores não vinculados.

CLIENTES DO SEP, DO SEPM E DO SEPA

Os clientes do SEP, do SEPA e do SEPM, são pessoas singulares ou colectivas que, através da celebração de um contrato de fornecimento de energia eléctrica com o distribuidor vinculado, ou no caso do SEPA com a concessionária do transporte e distribuição, compram energia eléctrica para consumo próprio. Os clientes do SEP podem ser abastecidos em MAT, AT, MT ou BT. Os clientes do SEPA e do SEPM podem ser abastecidos em AT, MT ou BT.

CLIENTES NÃO VINCULADOS

Os clientes não vinculados são pessoas singulares ou colectivas, titulares de uma instalação consumidora de energia eléctrica, a quem tenha sido concedida autorização de acesso ao SENV, ao SENVA ou ao SENVM, nos termos do Regulamento de Relações Comerciais. O estatuto de cliente não vinculado é atribuído pela ERSE.

PRODUTORES VINCULADOS

Os produtores vinculados são as entidades titulares de licença vinculada de produção de energia eléctrica que, através da celebração de um contrato de vinculação com a entidade concessionária da RNT, se obrigam a abastecer os sistemas eléctricos públicos em exclusivo.

PRODUTORES NÃO VINCULADOS

Em Portugal continental, o produtor não vinculado é a entidade titular de uma licença não vinculada de produção de energia eléctrica, através da qual é autorizado o exercício da actividade de produção de energia eléctrica no âmbito do SENV.

Na Região Autónoma dos Açores, o produtor não vinculado é a entidade titular de uma licença não vinculada de produção de energia eléctrica atribuída pelo serviço competente do Governo Regional dos Açores. São ainda considerados produtores não vinculados os que utilizem como energia primária os recursos endógenos ou resíduos industriais, agrícolas ou urbanos e os co-geradores.

Na Região Autónoma da Madeira, o produtor não vinculado é a entidade titular de uma licença não vinculada de produção de energia eléctrica, atribuída pelo serviço competente do Governo Regional da Madeira, através da qual é autorizado o exercício da actividade de produção de energia eléctrica no âmbito do SENVM.

DISTRIBUIDORES VINCULADOS

No SEP, o distribuidor vinculado é a entidade titular de licença vinculada de distribuição de energia eléctrica que tenha celebrado previamente um contrato de vinculação com a entidade concessionária da RNT, no caso de ser um distribuidor em MT e AT, ou com o distribuidor em MT e AT, no caso de ser um distribuidor em BT.

No SEPM, o distribuidor vinculado é a entidade titular de licença vinculada de distribuição de energia eléctrica que tem um contrato de vinculação com a concessionária do transporte do SEPM.

ENTIDADE CONCESSIONÁRIA DO TRANSPORTE E DISTRIBUIÇÃO DO SEPA

Na Região Autónoma dos Açores, a concessionária do transporte e distribuição é a entidade que, mediante a celebração de um contrato de concessão com o Governo Regional dos Açores, em regime de exclusivo e de serviço público, cabe a gestão técnica global dos sistemas eléctricos de cada uma das ilhas do Arquipélago dos Açores, o transporte e a distribuição de energia eléctrica nos referidos sistemas, bem como a construção e a exploração das respectivas infra-estruturas.

ENTIDADE CONCESSIONÁRIA DO TRANSPORTE DO SEPM

Na Região Autónoma da Madeira, a entidade concessionária do transporte de energia eléctrica é a entidade a quem, por celebração de um contrato de concessão, outorgado pelo Governo Regional da Madeira, cabe em regime de exclusivo e de serviço público, a exploração das redes de transporte de energia eléctrica de cada uma das ilhas do arquipélago da Madeira, compreendendo a gestão técnica global do SEPM, bem como a construção das infra-estruturas de transporte de energia eléctrica.

ENTIDADE CONCESSIONÁRIA DA RNT

A entidade concessionária da RNT é a entidade a quem, por celebração de um contrato de concessão, outorgado pelo Ministro da Economia em representação do Estado, cabe, em regime de exclusivo e de serviço público, a exploração da Rede Nacional de Transporte de Energia Eléctrica, compreendendo a gestão técnica global do SEP, bem como a construção das infra-estruturas de transporte de energia eléctrica, nos termos dos Decretos-Lei n.ºs 182/95 e 185/95, ambos de 27 de Julho.

5.2 RELACIONAMENTO COMERCIAL ENTRE ENTIDADES QUE INTEGRAM O SEP, O SEPA ou o SEPM

As regras de relacionamento comercial a estabelecer no âmbito dos sistemas eléctricos de serviço público (SEP, SEPA e SEPM) são necessariamente condicionadas pelos sujeitos intervenientes nestes sistemas e pelas respectivas funções que são chamados a desempenhar.

Na adaptação do RRC aos sistemas eléctricos das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira importa a adopção dos relacionamentos comerciais que especificamente se encontram estabelecidos entre os sujeitos intervenientes naqueles sistemas.

SEP

No território continental português, as actividades de produção, de transporte e distribuição de energia eléctrica no SEP encontram-se atribuídas a entidades distintas, o que determina, desde logo, a necessidade de estabelecer regras de relacionamento entre elas.

O produtor vinculado é autorizado a exercer a sua actividade através de uma licença, pressupondo a prévia celebração de um contrato de vinculação com a entidade concessionária da RNT, comprometendo-se a abastecer o SEP em exclusivo.

Por sua vez, a entidade concessionária da RNT, no âmbito de um contrato de concessão celebrado com o Estado, recebe funções relativas à actividade de transporte de energia eléctrica, mas também a responsabilidade da gestão técnica global do sistema eléctrico. Neste contexto, deve ainda garantir o abastecimento dos clientes do SEP, concretizando-se na obrigação de fornecimento ao distribuidor vinculado em MT e AT, com o qual é igualmente celebrado um contrato de vinculação.

O distribuidor vinculado em MT e AT é titular de uma licença vinculada de distribuição de energia eléctrica e deve ainda relacionar-se com os distribuidores vinculados em BT, também através da figura do contrato de vinculação.

A distribuição de energia eléctrica em BT é um direito dos municípios. O exercício deste direito foi, na maior parte dos casos, transferido para o distribuidor vinculado em MT e AT através da celebração de contratos de concessão com os municípios de cada uma das áreas geográficas em causa. Nestes casos, a entidade que exerce as funções de distribuidor vinculado em MT e AT é simultaneamente distribuidor vinculado em BT.

O relacionamento comercial existente entre todos os sujeitos acima identificados conduziu à produção de um conjunto de regras sobre as práticas comerciais aplicáveis, designadamente

sobre as ligações às redes, a medição da energia fornecida, a sua facturação ou pagamento ou mesmo relativas à interrupção do fornecimento de energia eléctrica. As razões de serviço público, em consonância com a protecção dos direitos e interesses dos consumidores, fundamentam a preocupação de uma regulamentação mais exaustiva e minuciosa. O RRC foi o instrumento normativo considerado adequado para assegurar o bom funcionamento das relações comerciais no âmbito do SEP.

SEPA

Na Região Autónoma dos Açores, o transporte e a distribuição de energia eléctrica no SEPA, bem como a gestão técnica global dos sistemas eléctricos de cada uma das ilhas, encontram-se adjudicadas a uma entidade única através de contrato de concessão, outorgado pelo respectivo Governo Regional. Trata-se da concessionária do transporte e distribuição do SEPA, à qual cabe, designadamente, garantir o fornecimento de energia eléctrica aos clientes do SEPA. Além dos clientes do SEPA, a entidade concessionária do transporte e distribuição relaciona-se comercialmente com os produtores vinculados e com os produtores não vinculados.

As actividades de produção vinculada e de produção não vinculada estão dependentes da atribuição da respectiva licença pelo serviço competente do Governo Regional, desde que celebrados previamente com a referida concessionária um contrato de fornecimento de energia vinculado ou não vinculado ao serviço público, consoante o caso. A legislação que se encontra em vigor na RAA prevê a aprovação de ambos os contratos por uma autoridade de regulação e de planificação que não chegou a ser criada. A maioria das competências previstas para esta entidade foram transferidas para a ERSE pelo Decreto-Lei n.º 69/2002, de 25 de Março.

O relacionamento comercial entre a concessionária do transporte e distribuição do SEPA e os produtores não vinculados assume a particularidade de a primeira ser obrigada a adquirir a energia produzida pelos segundos até um determinado limite fixado pelo Governo Regional. Esta obrigação de compra e a inclusão dos produtores que utilizam como energia primária recursos endógenos, resíduos industriais, agrícolas ou urbanos e ainda dos co-geradores na categoria de produtores não vinculados revela a aplicação de um regime muito próximo do vigente em Portugal continental para os chamados produtores em regime especial.

SEPM

Na Região Autónoma da Madeira, mantêm-se em vigor o Decreto-Lei n.º 99/91 e o Decreto-Lei n.º 100/91, ambos de 2 de Março, os quais antecederam em Portugal continental a legislação publicada em 1995. Deste modo, a opção teria de recair sobre uma adaptação o mais próxima possível da organização do sector eléctrico em Portugal continental. Por esta razão, além dos

clientes do SEPM, os sujeitos intervenientes no SEPM são os produtores vinculados, a concessionária do transporte e o distribuidor vinculado, cujos relacionamentos entre si são titulados por contratos de vinculação.

Considerando o facto de as actividades de transporte e distribuição serem desempenhadas por uma única entidade, as funções que integram estas actividades são atribuídas conjuntamente à concessionária do transporte e distribuidor vinculado do SEPM.

5.3 RELACIONAMENTO COMERCIAL COM OS CLIENTES DO SEP, SEPA E SEPM

Os princípios gerais que orientam o relacionamento comercial com os clientes do SEP, do SEPA e do SEPM são necessariamente idênticos. A garantia das condições que permitam satisfazer as necessidades de energia dos clientes, a igualdade de tratamento e de oportunidades, a não discriminação ou a transparência das relações comerciais estabelecidas são exigências de qualquer relacionamento comercial, adquirindo maior ênfase no âmbito dos sistemas de serviço público.

Neste contexto, destacam-se as seguintes obrigações de serviço público, expressamente previstas na Directiva comunitária 96/92/CE, de 19 de Dezembro, relativa ao mercado interno da electricidade: segurança, incluindo do abastecimento, regularidade, qualidade e preço do fornecimento de energia eléctrica e protecção do ambiente.

As disposições do RRC, relativas ao fornecimento de energia eléctrica aos clientes do SEP, concretizam a preocupação subjacente às referidas obrigações de serviço público, designadamente a universalidade do fornecimento de energia eléctrica de forma regular e contínua.

Neste sentido, além dos princípios gerais, as regras aplicáveis ao relacionamento comercial com os clientes do SEPA e do SEPM deverão ser, no essencial, as mesmas.

CONTRATO DE FORNECIMENTO DE ENERGIA ELÉCTRICA

O actual RRC, publicado em 1 de Setembro de 2001, procurou conciliar a segurança jurídica a que deve obedecer qualquer contrato com a evolução tecnológica, aliando as características inerentes à prestação de um serviço público através de cláusulas impressas num contrato de adesão com a simplificação e a desburocratização na celebração dos contratos. Desta forma, veio permitir a celebração do contrato por outra forma que não seja a escrita, com a aceitação do contrato perante a ausência de declaração expressa em contrário do consumidor no prazo de 15 dias, mas

rodeada da garantia da recepção prévia das condições gerais e particulares do contrato e do início do fornecimento.

As condições gerais do contrato de fornecimento foram aprovadas pela ERSE, nos termos previstos no RRC. As condições gerais em vigor reproduzem os aspectos essenciais do relacionamento comercial com os clientes do SEP, previstos no RRC, constituindo um instrumento privilegiado para o acesso à informação pelos consumidores de energia eléctrica.

Este regime, que protege com equilíbrio os interesses dos consumidores, deve ser mantido para os contratos de fornecimento a celebrar com os clientes do SEPA e do SEPM, sem prejuízo de ter sido introduzida a possibilidade de apresentação de propostas para eventuais alterações específicas pelas empresas do SEPA e do SEPM, em prazo alargado – 180 dias, visando igualmente uma adaptação progressiva das novas regras nos referidos sistemas.

CAUÇÃO

O regime de caução a aplicar aos clientes do SEPA e do SEPM, pelas mesmas razões de princípio aduzidas para os contratos de fornecimento, também não sofreu quaisquer alterações. A estas razões acresce a circunstância do Decreto-Lei n.º 195/99, de 8 de Junho, que estabeleceu as regras mais recentes sobre esta matéria, ser aplicável a todo o território nacional.

Salienta-se apenas a possibilidade de apresentação de propostas de alteração à metodologia de cálculo do valor da caução, consideradas necessárias pelas empresas do SEPA e do SEPM, no prazo de 180 dias após a entrada em vigor do despacho que adapta o RRC às Regiões Autónomas.

MEDIÇÃO

Genericamente, a adaptação das disposições do RRC sobre medição à RAA e à RAM não envolveu modificações estruturais. São introduzidas algumas especificidades, apenas sobre os prazos para a elaboração de documentos ou apresentação de propostas de alteração às regras vigentes, nomeadamente no que se refere ao guia técnico de telecontagem e às condições e preços previstos para as leituras extraordinárias.

FACTURAÇÃO

As especificidades do SEPA e do SEPM em matéria de tarifas a aplicar e grandezas a medir determinou uma adaptação mais minuciosa das regras de facturação. As alterações incidiram em particular sobre as variáveis de facturação, divergentes das aplicáveis actualmente no território

continental, nos valores de potência contratada que definem a fronteira entre a BTN e a BTE, bem como nas regras a aplicar na facturação de energia reactiva. Relativamente a estas matérias, a proposta de alteração do RRC adoptou, de forma tão próxima quanto possível, as regras vigentes em cada uma das Regiões Autónomas.

Importa referir que em ambas as Regiões Autónomas o valor eficaz da tensão em BT é 220/380 V, A partir de 1 de Janeiro de 2003 a Região Autónoma da Madeira adoptará o valor de 230/400 V, com a conseqüente revisão dos escalões de potência contratada. Esta alteração está já considerada na proposta do regulamento.

INTERRUPÇÃO DO FORNECIMENTO DE ENERGIA ELÉCTRICA

Os motivos admitidos como causa de interrupção do fornecimento de energia eléctrica são coincidentes no SEP, no SEPA e no SEPM. Apenas foi introduzida a possibilidade das empresas do SEPA e do SEPM apresentarem eventuais propostas de alteração relativas aos preços praticados nos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento aos clientes.

5.4 LIGAÇÕES ÀS REDES

O RRC introduziu diversas alterações às regras aplicáveis nas ligações às redes. As disposições aplicáveis às ligações contidas no RRC entraram em vigor em Portugal continental somente no passado dia 1 de Julho. Nos termos do RRC, algumas das matérias são objecto de sub-regulamentação com base em propostas fundamentadas a apresentar pelas empresas de transporte e distribuição de energia eléctrica.

Embora reconhecendo que os regimes actualmente praticados nas Regiões Autónomas sobre esta matéria diferem do estabelecido no RRC, considerou-se a razoabilidade da sua aplicação nas Regiões Autónomas. A proposta de alteração do RRC, considera, no entanto, a possibilidade das empresas das Regiões Autónomas virem a apresentar propostas de sub-regulamentação por forma a serem consideradas as especificidades de cada uma das Regiões Autónomas. De modo a permitir uma adaptação adequada à nova regulamentação propõe-se que o Capítulo referente às ligações às redes seja aplicável nas Regiões Autónomas somente a partir de 1 de Janeiro de 2004.

O RRC trata, entre outras, matérias relativas aos elementos de ligação, à sua construção, aos encargos com o estabelecimento das ligações e às obrigações de informação a prestar, por um lado, pelos requisitantes de uma ligação aos operadores das redes e, por outro lado, pelos operadores das redes à ERSE.

No âmbito destas matérias o RRC estabelece:

- Distinção entre “redes” e “ligação”.
- Classificação de elementos de ligação às redes para ligações de instalações de clientes.
- Repartição dos encargos com o estabelecimento de ligações às redes.
- Orçamento para estabelecimento de ligações às redes.
- Construção dos elementos de ligação às redes.
- Pagamento dos encargos.
- Tratamento de ligações de instalações de produtores às redes.

DISTINÇÃO ENTRE “REDES” E “LIGAÇÃO”

A definição de ligação às redes do SEP, SEPA ou SEPM, bem como a identificação dos elementos físicos necessários e respectivos encargos, obriga a clarificar previamente o conceito de redes.

Define-se “redes” como sendo a rede já estabelecida no momento em que é efectuada a requisição da ligação. Nas ligações em BT em Portugal continental, acresce a este conceito a expansão das redes prevista no contrato tipo de concessão de energia eléctrica em BT, publicado através da Portaria n.º 454/2001, de 5 de Maio.

Refira-se que o conceito de ligação tem sentido apenas no momento da sua requisição. Após o seu estabelecimento, os elementos físicos necessários à ligação passam a integrar as redes do SEP, do SEPA ou do SEPM.

CLASSIFICAÇÃO DE ELEMENTOS DE LIGAÇÃO ÀS REDES PARA LIGAÇÕES DE INSTALAÇÕES DE CLIENTES

O RRC introduz a denominação de “elementos de ligação” em vez de “elementos de rede” que vinha sendo utilizada anteriormente. Considera-se “elemento de ligação” como a infra-estrutura física que permite a ligação às redes do SEP, do SEPA ou do SEPM.

No RRC consideram-se, assim, os dois tipos de elementos de ligação:

- Elementos de ligação para uso exclusivo.
- Elementos de ligação para uso partilhado.

Considera-se elemento de ligação para uso exclusivo o elemento por onde esteja previsto transitar, exclusivamente, a energia eléctrica consumida ou produzida na instalação a ligar à rede.

O elemento de ligação para uso partilhado permite a ligação à rede de mais do que uma instalação. De salientar que se mantém o conceito de “sobredimensionamento” para os casos em que o operador da rede, prevendo que no futuro aquele mesmo elemento possa vir a ser necessário para outras ligações, opte por efectuar o dimensionamento tendo este facto em consideração.

REPARTIÇÃO DOS ENCARGOS COM O ESTABELECIMENTO DE LIGAÇÕES ÀS REDES

Em relação à repartição de encargos relativos às ligações de instalações de clientes finais às redes do SEP, do SEPA ou do SEPM, o RRC estabelece, como princípio orientador, a correspondência entre os custos induzidos e a responsabilidade pelo pagamento dos respectivos encargos.

A não aderência entre os custos induzidos e o efectivo pagamento de encargos de ligação à rede tem sido um dos principais pontos da discussão acerca da necessidade de ressarcimento ao primeiro requisitante dos valores em que este incorreu e que vieram a resultar em benefício de terceiros. No sentido de obviar a situação de relativa iniquidade que esta situação gera, foi adoptada na revisão regulamentar de 2001 a repartição de encargos em função das características expressas na requisição de cada cliente final, nomeadamente a potência requisitada.

Assim, a repartição de encargos é ajustada ao que é utilizado por cada requisitante, colocando de parte a necessidade do ressarcimento do cliente que suportaria custos iniciais superiores aos estritamente necessários à satisfação da sua requisição de ligação. Mantém-se, em simultâneo, a possibilidade de gestão inter-temporal de capacidades excedentárias, podendo o operador da rede proceder ao sobredimensionamento de elementos de ligação, numa lógica de planeamento integrado, recuperando os custos de investimento directamente dos requisitantes que venham a usufruir dessa capacidade.

ORÇAMENTO PARA ESTABELECIMENTO DE LIGAÇÃO ÀS REDES

As disposições relativas ao orçamento das ligações de clientes pretendem assegurar a sua clareza e transparência.

O RRC prevê que os orçamentos sejam discriminados por tipo de elemento e por categoria de encargo. Além da descrição do tipo, quantidade e custos dos materiais, dos custos da mão de obra e de todos os encargos, o orçamento deve ainda conter informação sobre trabalhos e

serviços excluídos do orçamento, trabalhos e serviços susceptíveis de serem realizados pelo requisitante, condições de pagamento e prazos de execução.

CONSTRUÇÃO DOS ELEMENTOS DE LIGAÇÃO ÀS REDES

O RRC prevê a prerrogativa de construção de elementos de ligação de uso exclusivo pelo requisitante, por sua opção, e a construção de elementos de ligação para uso partilhado pelos próprios meios do requisitante sempre que isso seja objecto de acordo com a entidade operadora da rede a que o requisitante pretende ligar a sua instalação eléctrica.

A construção dos elementos de ligação pelo requisitante é feita de acordo com normas de construção e utilizando materiais aprovados pela entidade operadora da rede, salvaguardando-se, ainda, a possibilidade de fiscalização da construção pelo operador da rede, bem como a eventual necessidade de prestação de garantias bancárias para suprir eventuais falhas ou deficiências de construção de elementos de ligação à rede.

PAGAMENTO DOS ENCARGOS

O RRC consagrou a regra do acordo entre as partes para o estabelecimento de prazos de pagamento dos encargos. Na ausência de acordo, são enunciados princípios orientadores que vêm permitir, designadamente, indexar as condições de pagamento ao prazo de execução das obras de ligação, fazendo aproximar o pagamento destas à prática seguida nas empreitadas de obras públicas, bem como no fornecimento da generalidade dos bens e serviços.

TRATAMENTO DE LIGAÇÕES DE INSTALAÇÕES DE PRODUTORES ÀS REDES

Neste tipo de ligações, adoptou-se o acordo entre as partes como regra. Na falta de acordo entre as partes para o estabelecimento de ligações, caberá à ERSE decidir, tendo por base as propostas apresentadas pelas partes envolvidas.

5.5 RELACIONAMENTO COMERCIAL ENTRE OS SISTEMAS ELÉCTRICOS PÚBLICOS E OS SISTEMAS ELÉCTRICOS NÃO VINCULADOS

O relacionamento comercial entre o SEP e o SENV foi objecto de uma revisão no sentido de simplificar o acesso dos clientes ao SENV. Neste sentido, foi criado o conceito de fornecedor, que poderá ser um produtor não vinculado, um co-gerador ou uma entidade externa ao SEN. Este conceito vem permitir aos clientes não vinculados relacionarem-se comercialmente apenas com o seu fornecedor, delegando-lhe o relacionamento comercial com as entidades do SEP.

A presente proposta estende às Regiões Autónomas a contratação bilateral física como forma de relacionamento no SENVA e no SENVM. Prevê-se que, tal como em Portugal continental, os desvios associados aos contratos bilaterais físicos sejam pagos pelo fornecedor de forma agregada.

Prevê-se ainda a possibilidade de celebração de contratos de Garantia de Abastecimento pelos fornecedores de energia eléctrica. As condições gerais do contrato, as condições de pagamento e de activação dos contratos de garantia de abastecimento, bem como os procedimentos de selecção de propostas para a celebração dos mesmos, são estabelecidas no Manual de Procedimentos do Agente Comercial do SEP ou nos Manuais de Procedimentos do Acesso e Operação do SEPA e do SEPM.

5.6 ACESSO DE CLIENTES AOS SISTEMAS ELÉCTRICOS NÃO VINCULADOS E ADESÃO DE CLIENTES NÃO VINCULADOS AOS SISTEMAS ELÉCTRICOS PÚBLICOS

A proposta de alteração do RRC considera a aplicação nas Regiões Autónomas das regras e procedimentos vigentes em Portugal continental para o acesso de clientes aos sistemas eléctricos não vinculados e adesão de clientes não vinculados aos sistemas eléctricos públicos.

Para efeitos de acesso de clientes ao sistema eléctrico não vinculado (SENV, SENVA e SENVM), o RRC coloca na categoria de elegíveis todas as instalações consumidoras alimentadas em MT, AT e MAT com consumo efectivo ou previsto não nulo, fixando em 30 dias a antecedência mínima de pré-aviso para acesso ao sistema eléctrico não vinculado.

O procedimento de atribuição de estatutos de cliente não vinculado inicia-se com a apresentação à ERSE de pedido formulado pela entidade interessada. O pedido é efectuado através do preenchimento de um formulário disponibilizado pela ERSE. O prazo de decisão da ERSE sobre pedidos de atribuição do estatuto de cliente não vinculado é de 15 dias úteis. A divulgação da lista de clientes não vinculados é feita na página da ERSE na Internet.

As regras para a adesão de clientes não vinculados ao SEP, ao SEPA ou ao SEPM seguem, com as necessárias adaptações, as referidas para o acesso de clientes aos sistemas eléctricos não vinculados.

5.7 RESOLUÇÃO DE CONFLITOS

A regulação do sector eléctrico envolve uma componente dedicada ao tratamento de litígios que possam emergir do relacionamento entre os vários intervenientes no sector. Esta tarefa implica a

criação de regras específicas, visando o equilíbrio dos interesses que possam estar em causa. O cumprimento de tais regras pelos intervenientes e a sua fiscalização pelas autoridades competentes devem permitir, pelo menos no plano dos objectivos, a prevenção de eventuais conflitos.

À regulação de litígios importa a utilização de instrumentos que permitam a sua resolução célere e facilmente acessível às partes envolvidas. No quadro comunitário e a nível nacional registam-se já diversas iniciativas de incentivo à implementação de mecanismos de natureza extrajudicial de resolução de conflitos.

O sector eléctrico não foge a esta tendência e também a ERSE viu consagrada a possibilidade de fazer uso de mecanismos na resolução extrajudicial de conflitos – mediação e conciliação, relativamente aos litígios de natureza comercial e contratual emergentes do relacionamento entre os diversos operadores do sector e os consumidores de energia eléctrica. Para o mesmo tipo de conflitos, os estatutos da ERSE atribuem-lhe o dever de fomentar a arbitragem voluntária.

A mediação, a conciliação e a arbitragem voluntária são os procedimentos de resolução extrajudicial de conflitos mais frequentemente utilizados. Através da mediação e da conciliação, a ERSE pode, respectivamente, recomendar a resolução de um conflito e sugerir às partes que encontrem de comum acordo uma solução para o conflito. São procedimentos com carácter voluntário, cujas decisões são da responsabilidade das partes, na medida em que a resolução do caso concreto não pode ser imposta pela ERSE. A arbitragem voluntária consiste na submissão de um litígio à decisão de árbitro(s), a qual pressupõe a adesão prévia das partes através da celebração de uma convenção de arbitragem. A decisão proferida ao abrigo de um processo arbitral recebe valor idêntico ao da sentença dos tribunais judiciais de 1.^a instância.

A resolução extrajudicial de conflitos importa encargos muito reduzidos para as partes litigantes. O recurso à mediação é normalmente gratuito, enquanto que a conciliação e a arbitragem importam habitualmente uma comparticipação monetária dos intervenientes, sempre de valor diminuto e em regra proporcional ao valor objecto do litígio.

Com o propósito de manter e incrementar a sua actividade na área da resolução de conflitos, a ERSE aprovou o Regulamento de Mediação e Conciliação de Conflitos, através do qual estabelece as regras a aplicar aos procedimentos de mediação e conciliação.

Considerando a universalidade desta orientação, já seguida pelas entidades que integram o SEPA e o SEPM, não se torna necessário proceder a qualquer tipo de alteração específica para a RAA ou RAM. Salieta-se, neste contexto, que as entidades do SEPA e do SEPM, bem como do SENVA e do SENVM, e os respectivos clientes passam a beneficiar do direito de recurso à ERSE também nesta área da resolução de conflitos.

6 A CONVERGÊNCIA DO TARIFÁRIO

6.1 REGULAÇÃO ECONÓMICA

As formas de regulação económica aplicadas a cada uma das actividades, desde a aquisição de energia eléctrica até à venda aos clientes finais, diferenciam-se, em termos genéricos, em função do modo como se processa a recuperação dos custos aceites e a remuneração do imobilizado líquido, bem como do momento em que se aceita passá-los às tarifas de energia eléctrica.

Nos pontos seguintes é apresentada, de uma forma esquemática, esta interacção entre actividades reguladas e formas de regulação, assim como o modo de recuperação dos custos e o momento da sua passagem às tarifas.

6.1.1 METODOLOGIA DO CÁLCULO DOS PROVEITOS PERMITIDOS PARA AS DIFERENTES ACTIVIDADES

Os proveitos permitidos nas várias actividades da entidade concessionária da RNT e do distribuidor vinculado são calculados em dois momentos diferentes:

- *A priori* – no ano anterior ao ano para o qual se estão a definir as tarifas, sendo calculados com base em valores previsionais.
- *A posteriori* – no ano a seguir ao ano para o qual se estabeleceram as tarifas, calculados com base em valores reais.

Os valores calculados *a priori* podem ser baseados em custos aceites numa base anual, em custos “contratados” para todo o período de regulação ou por uma forma mista de custos aceites e custos contratados.

Os valores são ajustados *a posteriori*, para diferenças que possam vir a ocorrer nos custos ou nas quantidades vendidas, em ambos ou ainda na estrutura dos consumos (relação entre os consumos por nível de tensão, opção tarifária ou período horário).

6.1.2 TRANSFERÊNCIA DE CUSTOS AO LONGO DA CADEIA DA PRODUÇÃO TRANSPORTE E DISTRIBUIÇÃO

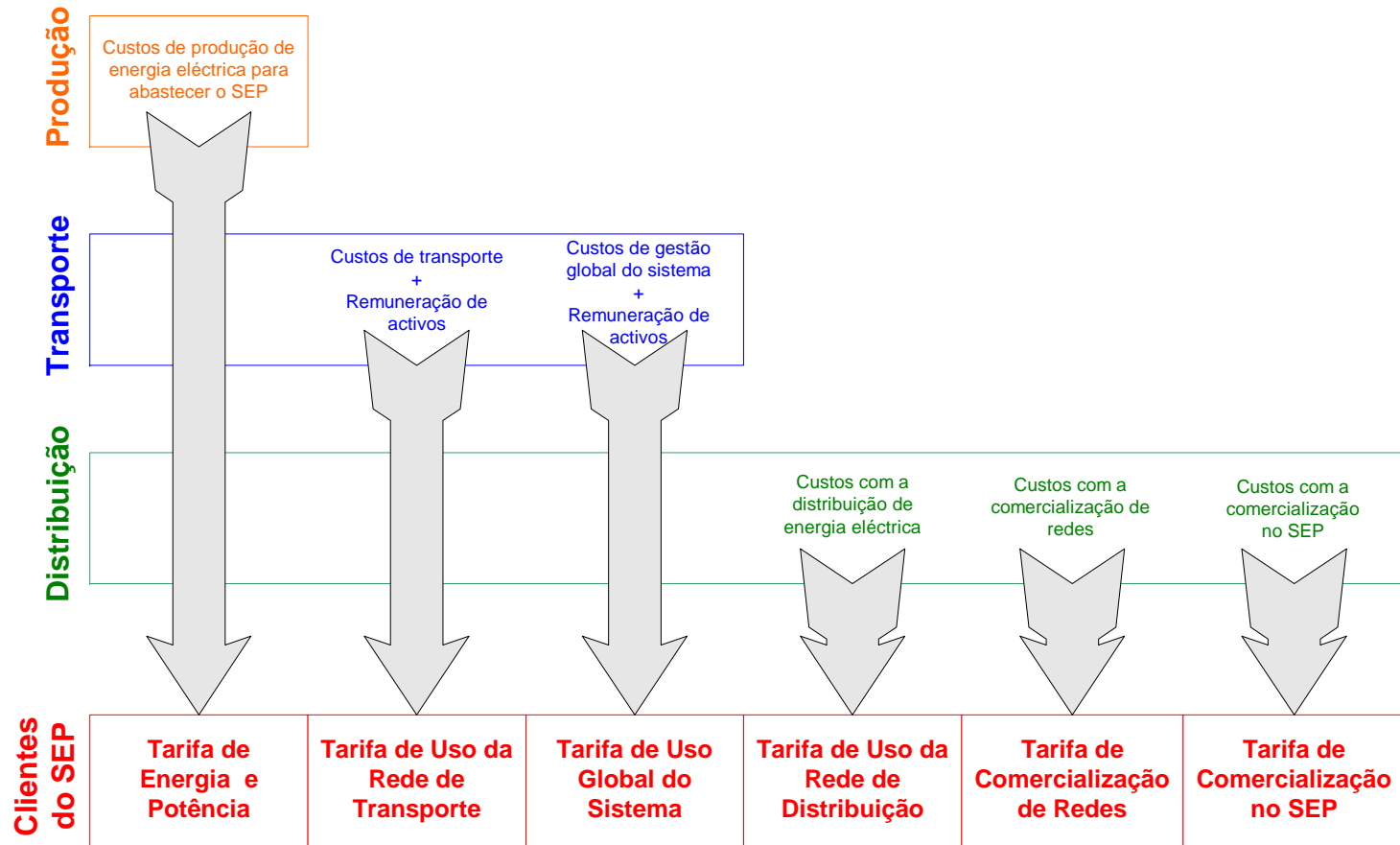
A Figura 6-1 pretende ilustrar de que forma os custos são transmitidos desde a sua origem até aos clientes finais do sistema público.


Os custos com origem na produção de energia eléctrica “atravessam” a entidade concessionária da RNT e o distribuidor vinculado até chegarem ao cliente final sob a forma da Tarifa de Energia e Potência. A entidade concessionária da RNT adquire a energia eléctrica a produtores e vende ao distribuidor vinculado; este compra à entidade concessionária da RNT e vende aos clientes finais, permitindo a regulação desta cadeia de compras e vendas a transferência dos custos de montante para jusante.

O “negócio” da entidade concessionária da RNT é fundamentalmente transportar energia eléctrica e gerir o sistema eléctrico (actividades de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão Global do Sistema).

O “negócio” do distribuidor vinculado, por sua vez, é distribuir energia eléctrica e vender os serviços de leitura, facturação e cobrança aos clientes finais. Deve também transferir os custos da entidade concessionária da RNT para os clientes, sem ganhos comerciais.

Figura 6-1: Custos transferidos



 Custos transferidos

6.1.3 A REGULAÇÃO ECONÓMICA DA ENTIDADE CONCESSIONÁRIA DA RNT

De acordo com o estabelecido no Regulamento Tarifário, a entidade concessionária da RNT desenvolve as seguintes actividades:

- Aquisição de Energia Eléctrica, que tem como principais funções a aquisição de energia eléctrica para o SEP, bem como a elaboração de estudos para o planeamento de centros produtores.
- Gestão Global do Sistema, que corresponde à coordenação técnica do sistema integrado do SEP, à coordenação comercial e ao sistema de acerto de contas entre o SEP e o SENV.
- Transporte de Energia Eléctrica, que corresponde ao planeamento, estabelecimento, operação e manutenção da rede de MAT e de interligação.

As actividades de Aquisição de Energia Eléctrica, de Gestão Global do Sistema e de Transporte de Energia Eléctrica têm uma regulação *a priori* baseada em custos aceites e numa taxa de remuneração sobre o imobilizado líquido, ajustada *a posteriori* com base nos custos e nas quantidades reais.

O equilíbrio económico-financeiro da entidade concessionária da RNT revela-se fundamental, pelo seu papel fulcral para a manutenção do funcionamento do sector em níveis adequados de segurança e qualidade. Para tal, a regulação adoptada é baseada em custos, traduzindo-se num nível de risco reduzido para a empresa, uma vez que, para além de assegurar a rentabilidade dos investimentos, permite também a recuperação dos custos operacionais aceites. Trata-se de uma forma de regulação que contém incentivos implícitos ao investimento e induz estabilidade às empresas.

ACTIVIDADE DE AQUISIÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA

A regulação desta actividade estabelece que os custos associados com a aquisição de energia eléctrica para abastecimento do SEP suportados pela entidade concessionária da RNT devam ser transferidos para jusante até aos consumidores finais do SEP. Com efeito, as compras de energia eléctrica para o SEP e as vendas de energia eléctrica produzida pelo SEP não visam a obtenção de ganhos comerciais. A entidade concessionária da RNT assume apenas parte das variações interanuais dos encargos variáveis relacionados com a produção das centrais vinculadas, por se considerar que estas variações se vão compensando ao longo do ano.

O nível de proveitos permitidos à entidade concessionária da RNT é baseado no valor dos encargos com a aquisição de energia eléctrica para abastecimento do SEP corrigidos do efeito da hidraulicidade, adicionado de uma remuneração sobre os activos que a entidade concessionária da RNT detém e que são necessários ao desenvolvimento desta actividade.

a) TRANSFERÊNCIA DOS ENCARGOS COM COMBUSTÍVEIS PARA OS CLIENTES DO SEP

Anualmente a entidade concessionária da RNT elabora as suas previsões de encargos com a aquisição de energia eléctrica para o ano seguinte com base nas quais é determinado o nível de proveitos permitidos para esta actividade. O desajuste que venha a ocorrer por variações nas quantidades vendidas ou por variações nos custos (variações do valor real face ao valor previsto aceite pela ERSE) é recuperado *a posteriori*.

O actual modelo de ajustamento define um mecanismo de partilha da variação do preço real dos combustíveis face ao preço previsto nos seguintes moldes:

- Para os clientes do SEP que têm acesso ao sistema não vinculado, a transferência das variações de encargos variáveis com a aquisição de energia eléctrica às centrais do SEP (que reflecte as variações dos preços dos combustíveis e das quantidades vendidas) é feita trimestralmente, com um diferimento de seis meses.
- Para os clientes em BT, a variabilidade dos encargos variáveis com a aquisição de energia eléctrica reflecte-se nas tarifas anuais, com um diferimento de um ano.
- Entre a entidade concessionária da RNT e o distribuidor vinculado é transferida trimestralmente a variação dos encargos variáveis com a aquisição de energia eléctrica às centrais do SEP para abastecer os consumos dos clientes em MAT, AT e MT e de parte dos encargos para abastecer os consumos dos clientes em BT.

Em termos práticos, o que é partilhado consiste na diferença entre o encargo variável de energia que a entidade concessionária da RNT previu pagar ao conjunto dos produtores vinculados e o montante efectivamente pago pela energia para abastecimento do SEP. Desta diferença, parte fica na entidade concessionária da RNT e outra parte é passada ao distribuidor vinculado. O mecanismo de partilha estabelece que o valor acumulado dos desvios suportados pela entidade concessionária da RNT não deve ultrapassar uma determinada banda de valores.

O ajuste trimestral transferido da entidade concessionária da RNT para o distribuidor vinculado é dado pela diferença entre os encargos variáveis de produção das centrais do SEP previstos pela entidade concessionária da RNT e os encargos reais afectos ao abastecimento de consumos do SEP, corrigidos da hidraulicidade, na parte que ultrapassar uma banda pré-definida. Este ajuste

corresponde a variações dos encargos com combustível suportados pela entidade concessionária da RNT, com origem na diferença entre os preços dos combustíveis previstos e os custos reais de aquisição de energia, bem como na diferença entre o consumo previsto e o real.

b) AJUSTE ANUAL NA ENTIDADE CONCESSIONÁRIA DA RNT

No final do ano os proveitos da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica da entidade concessionária da RNT são ajustados pela diferença entre custos previstos na parcela fixa dos proveitos desta actividade e os custos realizados. Este ajuste, denominado ajuste na parcela fixa de aquisição de energia eléctrica, é recuperado pela entidade concessionária da RNT *a posteriori* através das tarifas desse ano e corresponde a:

- Diferenças na produção entregue à rede pelos produtores em regime especial.
- Diferenças nos encargos fixos de aquisição às centrais do SEP, que correspondem a diferenças na disponibilidade das centrais, nas taxas de juro e na inflação.
- Custos com os projectos de promoção da qualidade do ambiente.
- Custos com os contratos de interruptibilidade.
- Ganhos comerciais da entidade concessionária da RNT associados às aquisições ou vendas de energia eléctrica fora do SEP.
- Proveitos dos contratos de garantia de abastecimento.

c) FACTURAÇÃO DA ENTIDADE CONCESSIONÁRIA DA RNT AO DISTRIBUIDOR VINCULADO

A facturação mensal da entidade concessionária da RNT ao distribuidor vinculado relativa à aquisição de energia eléctrica permite a transferência dos encargos correspondentes à parcela fixa dos proveitos permitidos à entidade concessionária da RNT no âmbito da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica, para o distribuidor vinculado, através da facturação mensal desta parcela fixa dividida em parcelas mensais. Os encargos variáveis de aquisição de energia eléctrica para abastecimento do SEP são facturados mensalmente de acordo com as previsões mensais da entidade concessionária da RNT e, tal como já referido, são ajustados trimestralmente.

d) DESAJUSTE NA DISTRIBUIÇÃO RELACIONADO COM A TRANSFERÊNCIA DOS CUSTOS DE AQUISIÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA PARA OS CLIENTES DO SEP

Também na distribuição, os custos relacionados com a energia eléctrica para abastecimento do SEP devem ser transferidos da entidade concessionária da RNT para os clientes.

O desajuste entre a facturação do distribuidor vinculado aos clientes do SEP e as suas aquisições à entidade concessionária da RNT, aos produtores não vinculados ou provenientes de importações é calculado anualmente e reflectido na Tarifa de Energia e Potência a pagar pelos clientes do SEP em BT ao distribuidor vinculado, dois anos mais tarde, e para os restantes, trimestralmente com um diferimento de seis meses.

O Regulamento Tarifário estabelece o método de cálculo dos proveitos a recuperar, em cada ano, pelo distribuidor vinculado através da Tarifa de Energia e Potência.

ACTIVIDADE DE GESTÃO GLOBAL DO SISTEMA

Os proveitos permitidos da actividade de Gestão Global do Sistema são dados pelos custos previstos nesta actividade, adicionados de uma remuneração sobre o imobilizado líquido afecto, sendo ajustados *a posteriori*, dois anos mais tarde, em função dos valores reais de custos e quantidades.

Está também previsto um ajustamento, que actua ao nível do distribuidor vinculado, entre o valor facturado por aplicação da Tarifa de Uso Global do Sistema aos clientes finais e o valor das aquisições à entidade concessionária da RNT por aplicação da tarifa de UGS na fronteira da RNT com a rede de distribuição.

ACTIVIDADE DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELÉCTRICA

Os proveitos permitidos da actividade de Transporte de Energia Eléctrica são dados pelos custos previstos nesta actividade, adicionados de uma remuneração sobre o imobilizado líquido afecto, sendo ajustados *a posteriori*, dois anos mais tarde, em função dos valores reais de custos e quantidades.

Também nesta actividade existe um ajustamento, que actua ao nível do distribuidor vinculado, entre o valor facturado por aplicação da tarifa de Transporte de Energia Eléctrica aos clientes finais e o valor das aquisições à entidade concessionária da RNT por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte na fronteira da RNT com a rede de distribuição.

6.1.4 A REGULAÇÃO ECONÓMICA DA ENTIDADE TITULAR DE LICENÇA VINCULADA DE DISTRIBUIÇÃO EM MT E AT

A experiência ao longo do primeiro período de regulação e o objectivo de estabelecer tarifas aditivas para os clientes do SEP, determinaram alterações ao nível da definição das actividades desenvolvidas pelo distribuidor vinculado, para efeitos de regulação, relativamente ao primeiro período regulatório .

As actividades reguladas actualmente estabelecidas para o distribuidor vinculado são as seguintes:

- Distribuição de Energia Eléctrica, que corresponde ao planeamento, estabelecimento, operação, manutenção e coordenação da rede de distribuição de AT, MT e BT por forma a veicular a energia eléctrica dos pontos de recepção da RNT, dos produtores e das ligações transfronteiriças até aos clientes finais.
- Comercialização de Redes, que consiste na comercialização do serviço de distribuição de energia eléctrica, incluindo a contratação, a leitura, facturação e cobrança dos serviços associados ao uso de redes.
- Comercialização no SEP, que consiste na comercialização do serviço de venda de energia eléctrica aos clientes finais do SEP, designadamente, a contratação, a facturação e o serviço de cobrança.
- Compra e Venda de Energia, que corresponde à aquisição de energia eléctrica e à sua venda aos clientes finais do SEP, constituindo a actividade onde se recuperam os proveitos que são devidos às actividades desenvolvidas pela entidade concessionária da RNT.

A actividade de Distribuição de Energia Eléctrica tem uma regulação por preço máximo na qual os custos são totalmente contratados para o período de regulação e os proveitos dependem das quantidades vendidas. O ajuste é apenas função de diferenças na estrutura dos consumos.

As actividades de Comercialização de Redes e de Comercialização no SEP têm uma regulação mista baseada em custos acordados sendo o ajuste *a posteriori* baseado apenas na diferença do número de clientes.

ACTIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA

A actividade de Distribuição de Energia Eléctrica é regulada por preço máximo com uma evolução indexada à taxa de inflação adicionada dos ganhos de eficiência previstos para o período de

regulação. Os proveitos permitidos são ajustados *a posteriori*, dois anos mais tarde, em função das diferenças na estrutura dos consumos.

ACTIVIDADE DE COMERCIALIZAÇÃO DE REDES

A regulação da actividade de Comercialização de Redes é uma regulação mista baseada na remuneração dos activos fixos afectos a esta actividade, bem como na aceitação *a priori*, em base anual, dos custos de funcionamento previsionais, nomeadamente, os relativos à estrutura comercial das redes.

O ajustamento aos proveitos permitidos previstos é efectuado com um desfasamento de dois anos e resulta exclusivamente da diferença entre o número de clientes previsto e o número de clientes real, não havendo lugar a ajustamento dos custos previstos.

ACTIVIDADE DE COMERCIALIZAÇÃO NO SEP

A regulação da actividade de Comercialização no SEP é em tudo idêntica à da actividade de Comercialização de Redes, com uma remuneração para os activos fixos afectos e com a aceitação *a priori*, feita em base anual, dos custos de funcionamento, onde se incluem, nomeadamente, os custos com a estrutura comercial da venda de energia eléctrica.

O ajustamento a efectuar aos proveitos permitidos, *a posteriori*, resulta da diferença entre o número de clientes previstos fornecer e o número de clientes realmente fornecidos, não havendo lugar a ajustamento dos custos previstos.

ACTIVIDADE DE COMPRA E VENDA DE ENERGIA ELÉCTRICA

Esta actividade destina-se exclusivamente à transferência dos custos provenientes da entidade concessionária da RNT para os clientes finais, bem como das compras de energia eléctrica efectuadas pelo distribuidor vinculado no âmbito da sua parcela livre, e a permitir a actuação de mecanismos de ajuste anual entre os valores facturados e os adquiridos no âmbito desta actividade.

6.1.5 A REGULAÇÃO ECONÓMICA DO TRANSPORTE E DA DISTRIBUIÇÃO NAS REGIÕES AUTÓNOMAS DOS AÇORES E DA MADEIRA

Tendo em conta a organização específica do sector eléctrico nas Regiões Autónomas e o objectivo da convergência tarifária dos sistemas eléctricos das Regiões Autónomas e de Portugal continental, consideraram-se para a concessionária do transporte e distribuição da Região

Autónoma dos Açores e para a concessionária do transporte e distribuidor vinculado da Região Autónoma da Madeira as seguintes actividades reguladas:

- Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema, que corresponde à compra e venda de energia eléctrica, onde se inclui a aquisição de energia eléctrica aos produtores vinculados e aos produtores não vinculados, o fornecimento de energia eléctrica a clientes do SEPA ou do SEPM e as entregas a clientes do SENVA ou do SENVM, bem como a gestão técnica global do sistema eléctrico das ilhas de cada uma das Regiões Autónomas.
- Distribuição de Energia Eléctrica, que corresponde ao planeamento, estabelecimento, operação, manutenção e coordenação da rede de AT e MT por forma a veicular a energia eléctrica dos pontos de recepção até aos clientes finais, sendo desempenhada através da função de redes e operação de redes. Esta actividade engloba ainda o acerto de contas entre o SEPA e o SENVA ou entre o SEPM e o SENVM.
- Comercialização de Energia Eléctrica, que engloba a comercialização do serviço de distribuição de energia eléctrica, incluindo nomeadamente, a contratação, a leitura, a facturação e a cobrança dos serviços associados ao uso de redes, desempenhada pela função de Comercialização de Redes, bem como, a estrutura comercial de venda de energia eléctrica aos clientes do SEPA ou do SEPM, que inclui, designadamente, a contratação, a facturação e o serviço de cobrança de energia eléctrica, desempenhada pela a função de Comercialização no SEPA ou no SEPM.

Propõe-se para estas actividades uma regulação baseada em custos aceites e numa taxa de remuneração sobre o imobilizado líquido. Os custos directamente relacionados com as actividades são aceites *a priori*, com base em previsões elaboradas pela concessionária do transporte e distribuição da Região Autónoma dos Açores e pela concessionária do transporte e distribuidor vinculado da Região Autónoma da Madeira, em base anual.

Prevê-se um ajustamento dos proveitos, relativo às diferenças nos custos e nas quantidades, entre valores previstos e valores reais por actividade a reflectir no custo com a convergência tarifária da Região Autónoma dos Açores e na Região Autónoma da Madeira, *a posteriori*.

Na actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do sistema está previsto também um ajustamento devido à convergência para tarifas aditivas, a reflectir no sobrecusto desta actividade, *a posteriori*.

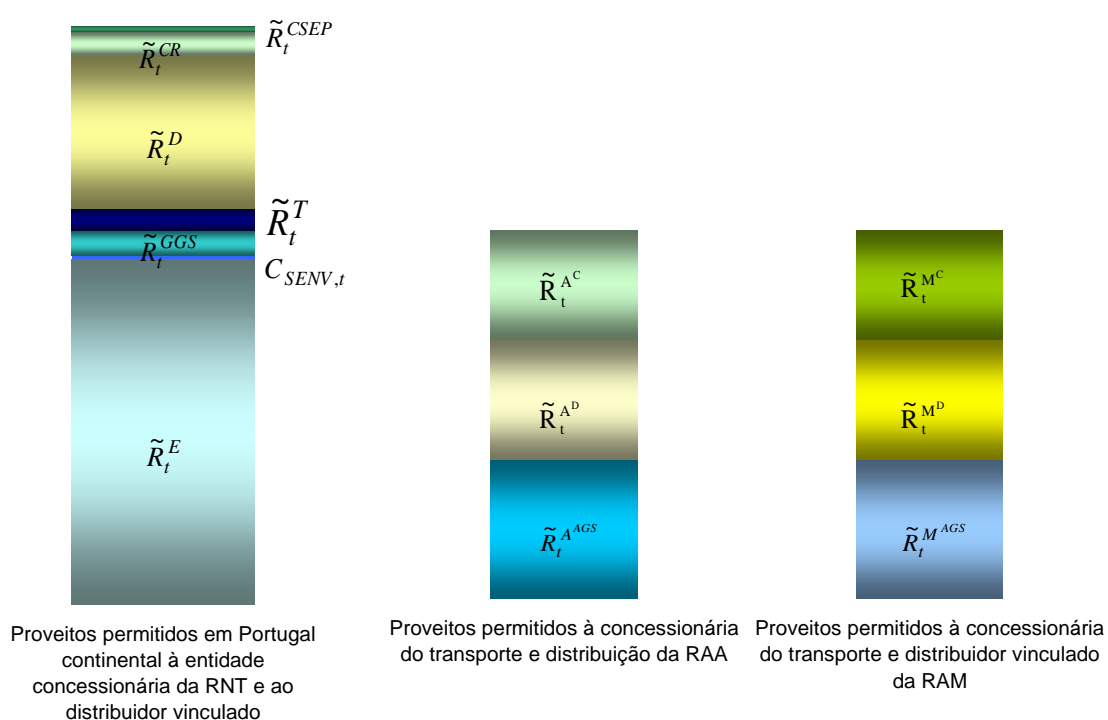
6.1.6 ALTERAÇÕES NA METODOLOGIA DE CÁLCULO DOS PROVEITOS PERMITIDOS E DAS TARIFAS POR ACTIVIDADE EM PORTUGAL CONTINENTAL

O sobrecusto da insularidade, ou custo da convergência tarifária das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira, será partilhado por todos os clientes de energia eléctrica de Portugal continental.

A proposta de metodologia de cálculo dos proveitos permitidos e das tarifas por actividade em Portugal continental é a seguinte:

1. São calculados os proveitos permitidos por actividade para a entidade concessionária da RNT e para o Distribuidor Vinculado do SEP, não sendo incluídos na actividade de Gestão Global do Sistema os custos com a convergência tarifária das Regiões Autónomas.

Figura 6-2: Proveitos permitidos por actividade em Portugal



2. São calculadas as tarifas por actividade TEP, UGS, URT, URD, CRedes e CSEP para Portugal continental.
3. Calculam-se os proveitos a recuperar da concessionária do transporte e distribuição da RAA e da concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM, por actividade, por aplicação

das tarifas calculadas no passo anterior para Portugal continental às quantidades das Regiões Autónomas (RA).

Os proveitos a recuperar da concessionária do transporte e distribuição da RAA são dados por:

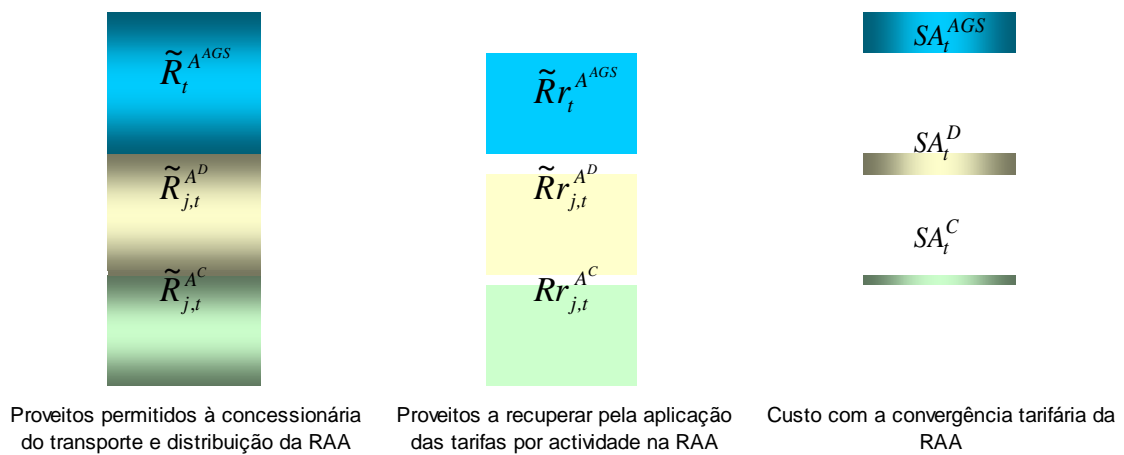
- Na actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema $\left(\tilde{R}r_t^{AGS}\right)$ por aplicação das tarifas TEP, UGS e URT (referidas à fronteira da rede de transporte com a rede de distribuição em Portugal continental, no ano t), aos fornecimentos ao SEPA e das tarifas UGS e URT (no mesmo referencial), às entregas ao SENVA.
- Na actividade de Distribuição de Energia Eléctrica $\left(\tilde{R}r_{j,t}^{AD}\right)$ pela aplicação aos fornecimentos a clientes do SEPA e entregas a clientes do SENVA das tarifas de Uso da Rede de Distribuição, por nível de tensão.
- Na actividade de Comercialização de Energia Eléctrica $\left(\tilde{R}r_{j,t}^{AC}\right)$ pela aplicação das tarifas de Comercialização de Redes, por nível de tensão aos fornecimentos a clientes do SEPA e a entregas a clientes do SENVA e das tarifas de Comercialização no SEP aos fornecimentos do SEPA.

Os proveitos a recuperar pela concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM são dados por:

- Na actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema $\left(\tilde{R}r_t^{MAGS}\right)$ por aplicação das tarifas TEP, UGS e URT (referidas à fronteira da rede de transporte com a rede de distribuição em Portugal continental, no ano t), aos fornecimentos ao SEPM e das tarifas UGS e URT (no mesmo referencial), às entregas ao SENVM.
- Na actividade de Distribuição de Energia Eléctrica $\left(\tilde{R}r_{j,t}^{MD}\right)$ pela aplicação aos fornecimentos a clientes do SEPM e entregas a clientes do SENVM das tarifas de Uso da Rede de Distribuição.
- Na actividade de Comercialização de Energia Eléctrica $\left(\tilde{R}r_{j,t}^{MC}\right)$ pela aplicação das tarifas de Comercialização de Redes aos fornecimentos a clientes do SEPM e a entregas a clientes do SENVM e das tarifas de Comercialização no SEP aos fornecimentos do SEPM.

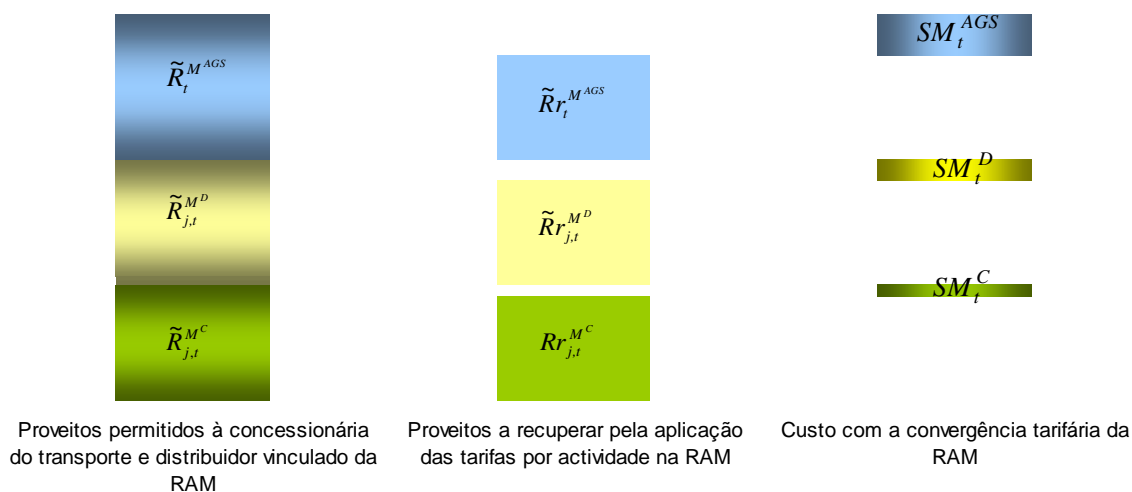
Na figura seguinte apresenta-se a repartição por actividade dos proveitos da concessionária do transporte e distribuição da Região Autónoma dos Açores provenientes da aplicação das tarifas de venda aos clientes finais da Região Autónoma dos Açores, os proveitos provenientes da transferência de Portugal continental dos custos com a convergência tarifária e os proveitos totais permitidos.

Figura 6-3: Custo com a convergência tarifária da RAA



Na figura seguinte apresenta-se a repartição por actividade dos proveitos da concessionária do transporte e distribuição da Região Autónoma da Madeira provenientes da aplicação das tarifas de venda aos clientes finais da Região Autónoma dos Madeira, os proveitos provenientes da transferência de Portugal continental dos custos com a convergência tarifária e os proveitos totais permitidos.

Figura 6-4: Custo com a convergência tarifária na RAM



6.2 TARIFAS

6.2.1 ESTRUTURA DO TARIFÁRIO EM PORTUGAL CONTINENTAL

A metodologia de cálculo das diversas tarifas reguladas é definida no Regulamento Tarifário, assegurando estabilidade regulatória e transparência e contribuindo para a eficiência do mercado e para a confiança dos agentes.

A estrutura tarifária é estabelecida de acordo com os seguintes princípios:

- Transparência e simplicidade na formulação e fixação das tarifas.
- Eficiência na afectação de custos, assegurando a inexistência de subsidiação cruzadas.

- Eficiência económica na utilização eficiente das redes e da energia eléctrica.
- Contribuição para a melhoria das condições ambientais, permitindo, nomeadamente, uma maior transparência na utilização de energias renováveis e endógenas bem como o planeamento e gestão dos recursos energéticos.
- É adoptado de forma consequente e integral o conceito de aditividade tarifária e de aderência da estrutura das tarifas à estrutura dos custos marginais, generalizando a garantia da não existência de subsidiasões cruzadas entre actividades, entre grupos de clientes e entre clientes do SEP e do SENV.

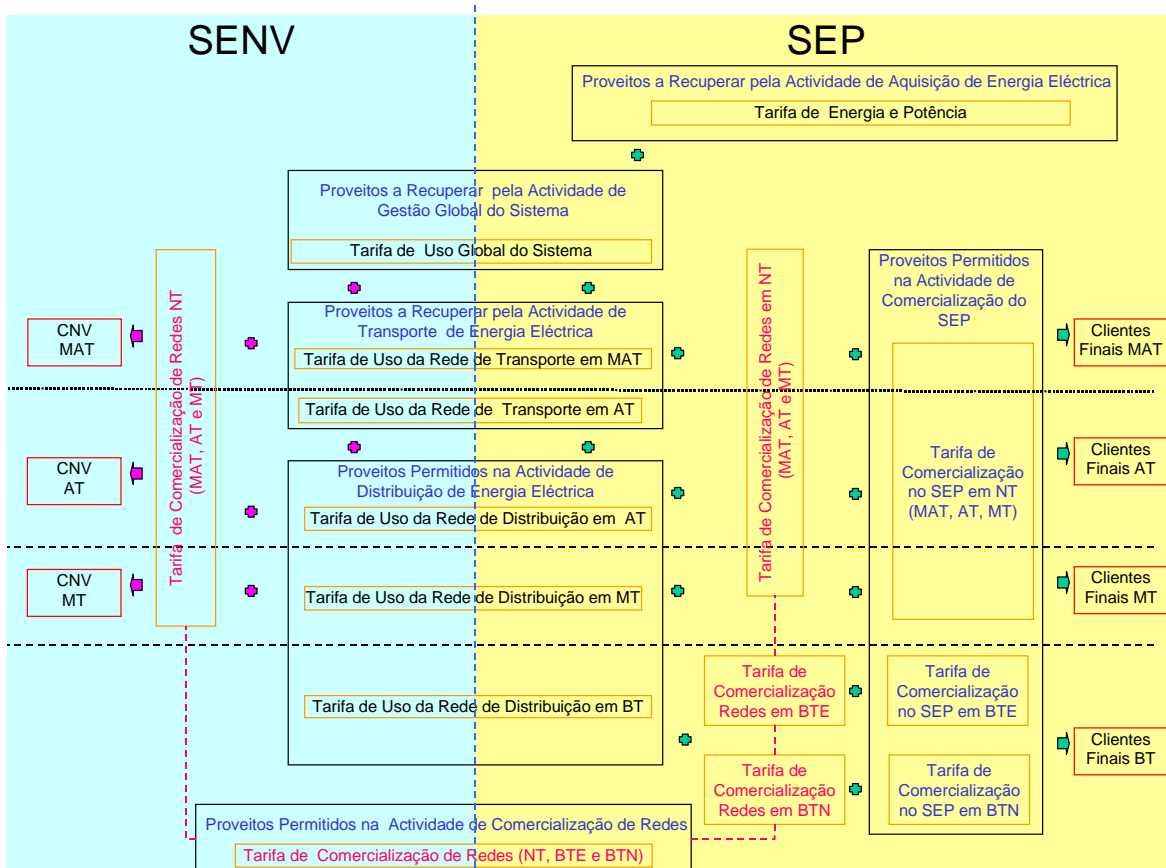
ADITIVIDADE TARIFÁRIA

No actual quadro regulamentar definem-se tarifas para cada uma das actividades reguladas com estrutura própria, a saber:

- Tarifa de Energia e Potência (TEP).
- Tarifa de Uso Global do Sistema (UGS).
- Tarifas de Uso da Rede de Transporte (URT).
- Tarifas de Uso da Rede de Distribuição (URD).
- Tarifas de Comercialização de Redes (CR).
- Tarifas de Comercialização no SEP (CSEP).

Na Figura 6-5 apresentam-se esquematicamente as relações entre as várias tarifas a aplicar pelos distribuidores vinculados aos clientes do SEP e do SENV.

Figura 6-5: Aditividade das Tarifas e Proveitos a Recuperar pelos distribuidores vinculados



As tarifas de UGS, URT, URD e de CR são aplicadas directamente às entregas a clientes não vinculados. Estas tarifas, a aplicar pelos distribuidores vinculados no âmbito do SENV, são comuns às aplicáveis no âmbito do SEP para efeitos de construção da tarifa de Venda a Clientes Finais, por nível de tensão e opção tarifária. As tarifas de Venda a Clientes Finais são calculadas de forma aditiva, a partir das tarifas por actividade referidas anteriormente, adicionadas das tarifas de TEP e CSEP, as quais se aplicam a clientes finais do SEP.

As tarifas aplicáveis aos fornecimentos a clientes finais do SEP e às entregas a clientes não vinculados resultam da adição de cada uma das tarifas por actividade referidas, associadas à energia consumida ou ao serviço efectivamente utilizado por cada cliente.

Para permitir a aditividade tarifária, o Regulamento Tarifário prevê mecanismos de conversão das diversas tarifas para os vários níveis de fornecimento, ou de entrega de energia eléctrica, bem como para as várias opções tarifárias do SEP.

As tarifas de Venda a Clientes Finais do SEP bem como as tarifas a aplicar aos clientes não vinculados são o resultado da adição das tarifas por actividade convertidas para os vários níveis de tensão e opções tarifárias, prevendo-se a possibilidade de detalhar cada um dos componentes tarifários que as compõem, mediante solicitação do cliente.

VARIÁVEIS DE FACTURAÇÃO

Para cada uma das tarifas por actividade foram identificadas as variáveis físicas mais adequadas à valorização dos encargos efectivamente causados pelo serviço fornecido a cada cliente. Este conjunto de variáveis físicas e as suas regras de medição constituem os termos a facturar de cada uma das tarifas.

No sentido de garantir uma estrutura tarifária totalmente aditiva foi necessário, na revisão regulamentar de 2001, harmonizar as variáveis de facturação aplicáveis nas tarifas de cada uma das actividades com as aplicáveis nas tarifas de Venda a Clientes Finais.

O conceito de potência tomada foi suprimido, tendo sido introduzido o conceito de potência em horas de ponta, já considerado nas tarifas de Uso das Redes e que permite a aplicação do princípio da aditividade.

A potência contratada também foi redefinida, passando a corresponder à máxima potência activa média em qualquer intervalo de quinze minutos, nos últimos doze meses.

A consideração dum termo tarifário fixo nas tarifas de Comercialização de Redes e de Comercialização no SEP conduziu também à sua introdução nas tarifas de Venda a Clientes Finais em MAT, AT, MT e BTE. As tarifas de Venda a Clientes Finais em BTN já consideram a existência deste termo tarifário fixo, dependente do escalão de potência contratada.

Apresenta-se no Quadro 6-1 a definição das variáveis utilizadas nos termos tarifários das actuais tarifas.

Quadro 6-1: Variáveis de facturação

Variáveis	Definição
Potência contratada	Potência que o distribuidor coloca em termos contratuais à disposição do cliente. Nos fornecimentos em MAT, AT, MT e BTE a potência contratada corresponde à mínima potência activa média em kW, registada em qualquer intervalo ininterrupto de 15 minutos, durante os últimos 12 meses. Nos fornecimentos em BTN a potência contratada corresponde à potência aparente em kVA, disponibilizada ao cliente.
Potência média em horas de ponta	Quociente entre a energia activa fornecida em horas de ponta e o respectivo número de horas de ponta
Energia de horas de ponta	Energia consumida no período horário de entrega de energia eléctrica definido como período de horas de ponta
Energia de horas cheias	Energia consumida no período horário de entrega de energia eléctrica definido como período de horas cheias
Energia de horas de vazio normal	Energia consumida no período horário de entrega de energia eléctrica definido como período de horas de vazio normal
Energia de horas de super vazio	Energia consumida no período horário de entrega de energia eléctrica definido como período de horas de super vazio
Energia reactiva fornecida	Energia reactiva fornecida que, nas horas fora de vazio, exceder 40% da energia activa transitada no mesmo período
Energia reactiva recebida	Energia reactiva recebida transitada nas horas de vazio

À energia activa consumida no período fora de vazio corresponde a agregação dos valores respeitantes à energia em horas de ponta e horas cheias. Da mesma forma, a energia de vazio engloba os valores respeitantes ao super vazio e vazio normal.

Às variáveis de facturação apresentadas no quadro anterior são atribuídos os seguintes preços:

- Preços da potência contratada, definidos em Euros por kW, por mês.
- Preços da potência em horas de ponta, definidos em Euros por kW, por mês.
- Preços da energia activa discriminados por período tarifário, definidos em Euros por kWh.
- Preços da energia reactiva fornecida e consumida, definidos em Euros por kVarh.

Aos preços descritos acresce o preço de contratação, leitura, facturação e cobrança correspondendo a um termo tarifário fixo definido em Euros por mês.

TARIFAS RELATIVAS À UTILIZAÇÃO DAS REDES

Os clientes participantes no mercado pagam pelo acesso às redes um conjunto de tarifas reguladas que reflectem o conjunto de serviços e infraestruturas por estes utilizados, designadamente:

- Tarifa de Uso Global do Sistema.
- Tarifas de Uso da Rede de Transporte:
 - Tarifa de Uso da Rede de Transporte em MAT para as entregas em MAT.
 - Tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT para as restantes entregas.
- Tarifas de Uso da Rede Distribuição:
 - Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT para as entregas em AT e MT.
 - Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT para as entregas em MT.
- Tarifas de Comercialização de Redes.

No Quadro 6-2 apresenta-se a síntese da estrutura geral das tarifas reguladas a aplicar aos clientes não vinculados participantes no mercado em cada nível de tensão.

Quadro 6-2: Estrutura geral das tarifas reguladas a aplicar aos clientes não vinculados

Tarifas Reguladas a aplicar a Clientes Não Vinculados	Preços das Tarifas								
	Nível de Tensão	TPc	TPp	TWp	TWc	TWvn	TWsv	TWrf	TWrr
MAT	URT _{MAT}	URT _{MAT}	UGS	UGS	UGS	UGS	URT _{MAT}	URT _{MAT}	CR _{NT}
AT	URD _{AT}	URT _{AT} URD _{AT}	UGS	UGS	UGS	UGS	URD _{AT}	URD _{AT}	CR _{NT}
MT	URD _{MT}	URT _{AT} URD _{AT} URD _{MT}	UGS	UGS	UGS	UGS	URD _{MT}	URD _{MT}	CR _{NT}

Legenda:

- TPc Preço da potência contratada
- TPp Preço da potência em horas de ponta
- TWp Preço da energia activa em horas de ponta
- TWc Preço da energia activa em horas cheias
- TWvn Preço da energia activa em horas de vazio normal
- TWsv Preço da energia activa em horas de super vazio

TWrf	Preço da energia reactiva fornecida
TWrr	Preço da energia reactiva recebida
TF	Preço do termo tarifário fixo

MECANISMO DE CONVERGÊNCIA PARA TARIFAS ADITIVAS NO SEP

A estrutura das tarifas de Venda a Clientes Finais do SEP resulta da sobreposição da estrutura das tarifas por actividade.

A aplicação do sistema tarifário aditivo às tarifas de Venda a Clientes Finais será efectuada de forma gradual, através da utilização do mecanismo de convergência estabelecido no Regulamento Tarifário, por forma a minimizar eventuais impactes na facturação dos clientes, resultantes das alterações nas variáveis de facturação usadas e da aplicação da nova estrutura de cálculo.

MECANISMO DE EXTINÇÃO DOS DESCONTOS NO SEP

A existência de descontos para alguns clientes distorce a aderência dos preços da energia eléctrica aos custos marginais, causando subsidiações cruzadas entre clientes, inaceitáveis num sistema tarifário justo. Neste sentido, foram internalizados nas tarifas de Venda a Clientes Finais do SEP os descontos com justificação económica anteriormente oferecidos aos clientes de MAT e AT. O desconto atribuído aos clientes de MT será gradualmente eliminado até 2005.

6.2.2 CONVERGÊNCIA DO TARIFÁRIO ÀS REGIÕES AUTÓNOMAS DOS AÇORES E DA MADEIRA

As tarifas por actividade passam a ter aplicação imediata nas Regiões Autónomas para efeitos de determinação das tarifas de Venda a Clientes Finais do SEPA e SEPM. A aditividade tarifária, em termos de metodologia de cálculo, aplica-se de imediato.

Assim as tarifas de Venda a Clientes Finais em cada região serão determinadas com base nas tarifas por actividade, de forma aditiva, tal como em Portugal continental.

Aos clientes do SENV, SENVA e SENVM é aplicado o mesmo conjunto de tarifas: tarifa de Uso Global do Sistema, tarifas de Uso da Rede de Transporte, tarifas de Uso da Rede de Distribuição, tarifas de Comercialização de Redes e tarifas de Comercialização no SEP.

MECANISMO DE CONVERGÊNCIA DAS TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS

A convergência iniciada em 2002 para um sistema tarifário aditivo em Portugal Continental ocorrerá, a partir de 2003, nas Regiões Autónomas por aplicação de um mecanismo de convergência semelhante.

Nos fornecimentos em BTN a convergência tarifária terá total aplicabilidade, uma vez que nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira e em Portugal continental as variáveis de facturação são as mesmas. O facto de os escalões de potência serem diferentes não representa qualquer entrave à aditividade e à convergência entre sistemas tarifários.

Nos fornecimentos a clientes finais nas Regiões Autónomas em BTE, MT e AT manter-se-á a actual variável de facturação potência facturada, em Euros por kWh. Esta variável é uma ponderação de duas outras, efectivamente medidas: a potência tomada e a potência contratada.

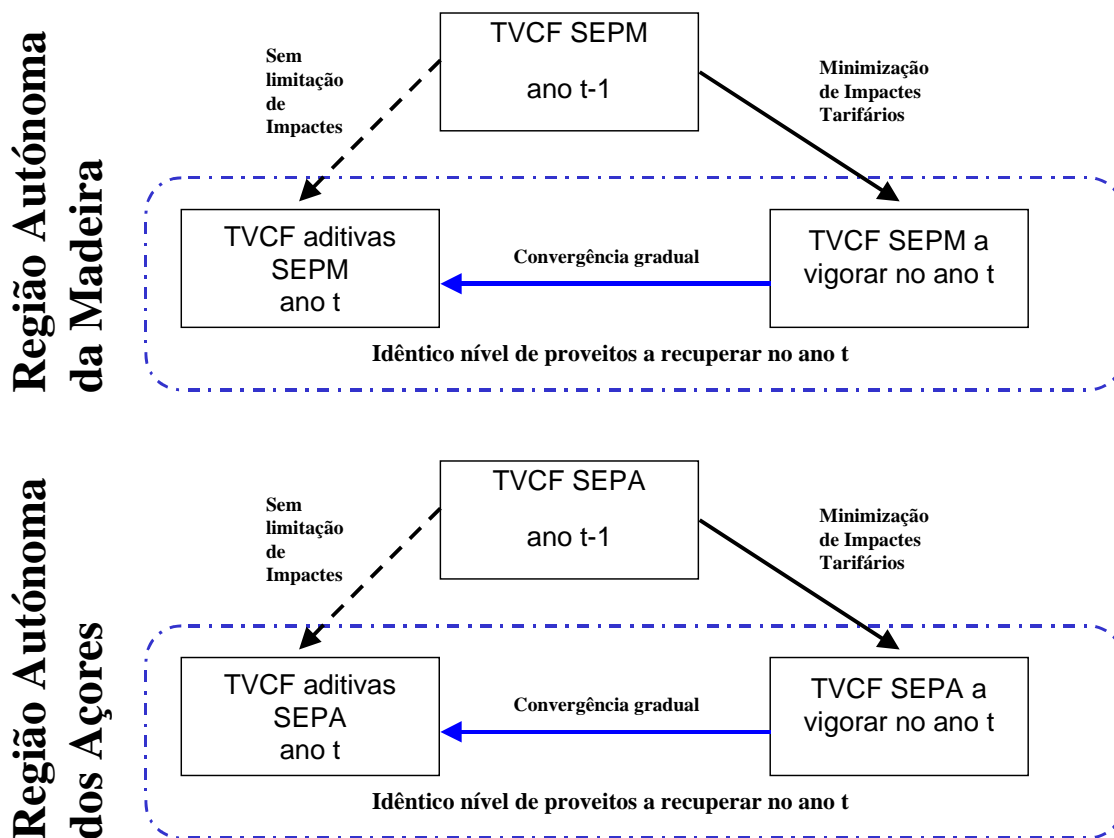
A especificidade do fornecimento de electricidade nessas regiões e a necessidade de uma caracterização adequada da procura de energia eléctrica recomenda a não alteração de imediato desta variável de facturação, por forma a limitar eventuais impactes tarifários daí decorrentes.

Para fazer face a esta situação as tarifas aditivas, previamente calculadas e idênticas às de Portugal continental, aplicáveis a fornecimentos de BTE, MT e AT deverão ser convertidas para o referencial de aplicação nas Regiões Autónomas, idêntico em tudo ao de Portugal continental, com excepção dos termos de potência em horas de ponta e do termo fixo.

A conversão dos termos de potência em horas de ponta, potência contratada e termo fixo em termos de potência tomada e potência contratada efectuar-se-á mediante a aplicação de diagramas de carga tipo por opção tarifária, de modo a obter-se idêntico preço médio.

Na Figura 6-6 apresenta-se esquematicamente o mecanismo de convergência das actuais tarifas de Venda a Clientes Finais do SEPA e do SEPM. As tarifas de Venda a Clientes Finais resultantes da aplicação do princípio da aditividade são convertidas para o referencial de aplicação nas Regiões Autónomas. As tarifas a aplicar em cada Região Autónoma deverão aproximar-se tanto quanto possível daquelas, por forma a minimizar eventuais impactes tarifários daí decorrentes e obter idêntico valor de proveitos.

Figura 6-6: Mecanismo de convergência das tarifas de Venda a Clientes Finais nas Regiões Autónomas



A convergência tarifária das regiões autónomas será concretizada de forma a assegurar que as variações tarifárias das tarifas Venda de Venda a Clientes Finais do SEP resultantes do processo de convergência sejam limitadas à taxa de inflação prevista para esse ano. Para o efeito, caso o acréscimo tarifário decorrente do processo de convergência resulte superior à taxa de inflação, os custos com a convergência a incorporar na tarifa de Uso global do Sistema serão reduzidos limitando-se o acréscimo tarifário à taxa de inflação.

O valor não incorporado na tarifa de Uso Global do Sistema, nesse ano, decorrente desta limitação de acréscimos tarifários no SEP será parcialmente incorporado na tarifa de Uso Global do Sistema de anos subsequentes e parcialmente suportado pelas tarifas de Venda a Clientes Finais de cada região autónoma, assegurando-se também que os acréscimos tarifários no SEPA e no SEPM sejam limitados.

APLICAÇÃO TRANSITÓRIA DE TARIFAS DEPENDENTES DO USO DA ENERGIA ELÉCTRICA

Na proposta regulamentar prevê-se que as actuais tarifas dependentes do tipo de utilização da energia eléctrica possam ser aplicadas transitoriamente durante este primeiro período de

regulação. Os preços destas tarifas convergirão para os correspondentes preços de Portugal continental à semelhança do aplicado nas restantes tarifas previstas no Regulamento Tarifário.

REGIME DE APLICAÇÃO TRANSITÓRIA DE DESCONTOS NO SEPA E NO SEPM

Na proposta regulamentar prevê-se que os descontos em vigor no SEPA e no SEPM deixarão de ter aplicação em 2005. Para esse efeito solicita-se à concessionária do transporte e distribuição do SEPA e à concessionária do transporte e distribuidor vinculado do SEPM a apresentação de propostas.

7 O ACESSO ÀS REDES

O Regulamento do Acesso às Redes e às Interligações (RARI) estabelece as regras segundo as quais se processa o acesso às redes e às interligações, nomeadamente os aspectos técnicos e comerciais relacionados com o acesso de terceiros às redes.

Propõe-se que nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira sejam aplicáveis os princípios do actual RARI, sendo as disposições relativas ao acesso às redes nos Açores e Madeira paralelas às previstas para Portugal Continental. Assim, a obrigação de proporcionar o acesso é atribuída à concessionária do transporte e distribuição do SEPA e à concessionária do transporte e distribuidor vinculado do SEPM.

CARACTERIZAÇÃO E PLANEAMENTO DAS REDES DO SEP

A informação prestada pelas entidades operadoras das redes assume importância crucial para o acesso às redes. Neste contexto, e reflectindo a preocupação de promover a transparência e a concorrência, o RARI regulamenta os aspectos a tratar relativamente à caracterização das redes e das interligações, prevendo um conjunto de obrigações de prestação de informação por parte dos operadores das redes. Destas obrigações destacam-se as características a apresentar nos estudos de determinação da capacidade de interligação disponível para fins comerciais, bem como a sua metodologia, a caracterização das interligações, da RNT e da rede de distribuição em MT e AT, nomeadamente as perdas em base horária e os eventuais pontos de congestionamento.

É regulamentado ainda o planeamento da rede de transporte, da rede de distribuição em AT e da rede de distribuição em MT, bem como os investimentos na rede de transporte.

As disposições relativas à caracterização e planeamento das redes para as Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira são paralelas às vigentes em Portugal Continental aplicáveis à RNT.

ACORDO DE ACESSO E OPERAÇÃO DAS REDES

O Acordo de Acesso e Operação das Redes estabelece as condições gerais do acesso às redes. Por forma a facilitar e centralizar os procedimentos do acesso de terceiros às redes, o Acordo de Acesso e Operação das Redes deve ser celebrado com o distribuidor vinculado em MT e AT, excepto no caso dos produtores ligados à RNT, que devem celebrar o acordo com a entidade concessionária da RNT. Ainda no sentido de facilitar e centralizar os procedimentos, é previsto que, para fornecimentos de energia eléctrica por contrato bilateral físico, a responsabilidade pelo pagamento das tarifas aplicáveis ao acesso às redes possa ser atribuída ao fornecedor. O RARI

regulamenta os vários aspectos deste acordo, nomeadamente os relativos às entidades celebrantes, duração, alteração, suspensão, cessação e respectivas garantias.

Tendo em conta que as entidades intervenientes no SEP, SEPA e SEPM são agentes distintos, prevêem-se acordos de acesso e operação das redes diferenciados para cada Região Autónoma.

CONDIÇÕES TÉCNICAS DO ACESSO ÀS REDES

O RARI estabelece as condições gerais do acesso às redes e em particular às interligações, regulamentando as condições técnicas a integrar no Acordo de Acesso e Operação das Redes. É abordada ainda a prestação de informação, por parte dos candidatos e utilizadores das redes, ao distribuidor vinculado em MT e AT e à entidade concessionária da RNT. São também estabelecidas regras relativas às restrições de rede, falhas de disponibilidade e situações de excepção.

CONDIÇÕES COMERCIAIS DO ACESSO ÀS REDES

Ao nível das condições comerciais do acesso às redes, o RARI prevê a retribuição pela utilização das instalações e serviços através da aplicação de tarifas reguladas. No respeitante a tarifas, são apresentadas as várias grandezas a medir, concretamente, a potência contratada, a potência em horas de ponta e a energia reactiva. O RARI estabelece ainda as regras de aplicação dos factores de ajustamento para perdas.

O ajustamento para perdas sofreu adaptações para as Regiões Autónomas, sendo previstos factores distintos de ajustamento para perdas em cada ilha.

PROCEDIMENTOS DO ACESSO

O RARI regulamenta a tramitação processual do pedido de acesso às redes, nomeadamente como dar início ao processo de acesso, bem como a análise e a decisão dos pedidos de acesso e os respectivos fundamentos de recusa.

COMISSÃO DE UTILIZADORES DAS REDES

No que respeita à Comissão de Utilizadores das Redes, o RARI regulamenta não só a sua composição e funções como também o seu funcionamento, detalhando os procedimentos de aprovação do Acordo de Acesso e Operação das Redes.

Tendo em conta que as entidades intervenientes no SEP, SEPA e SEPM são agentes distintos, foram previstas comissões de utilizadores das redes para cada Região Autónoma.

8 ALTERAÇÕES NÃO RELACIONADAS COM A ADAPTAÇÃO DOS REGULAMENTOS DA ERSE ÀS REGIÕES AUTÓNOMAS

As disposições do Regulamento Tarifário, do Regulamento de Relações Comerciais, do Regulamento do Despacho e do Regulamento do Acesso às Redes e às Interligações, aprovados pelo Despacho n.º 18 413-A/2001, de 12 de Agosto, publicado em Suplemento ao Diário da República, II Série, de 1 de Setembro não têm, na sua generalidade, levantado dúvidas quanto à sua adequada compreensão e alcance de entendimento pelos seus destinatários, em especial pelas empresas reguladas.

Todavia, o cumprimento de algumas dessas disposições tem suscitado dúvidas de interpretação que de algum modo e por essa razão dificultam a sua adequada aplicação.

As dúvidas de interpretação dessas disposições, que são em número diminuto, foram apresentadas à ERSE pelas empresas reguladas, tendo requerido a sua resolução em termos de esclarecimento através da interpretação autêntica dessas disposições.

Em causa está a interpretação dos Artigos 57.º e 80.º do Regulamento Tarifário, dos Artigos 16.º e 226.º do Regulamento de Relações Comerciais e dos Artigos 17.º, 19.º, 20.º, 35.º, 36.º, 37.º, 40.º, 42.º, 45.º e 49.º do Regulamento do Acesso às Redes e às Interligações.

As dúvidas de interpretação das disposições em causa resultam, na circunstância, de dois factores: por um lado, de uma menos conseguida clareza na expressão literal das disposições; por outro lado, de uma menos eficaz harmonia na sua integração sistemática no universo do dispositivo dos regulamentos referidos.

Por estas razões, a ERSE, reconhecendo a pertinência das dúvidas suscitadas, decidiu dar início ao processo da revisão das disposições em referência, lançando mão do processo adequado para o efeito. Sem embargo de algumas dessas dúvidas poderem ser resolvidas mediante simples rectificação, como sejam os n.ºs 1 e 4 do Artigo 57.º do Regulamento Tarifário e o n.º 1 do Artigo 42.º do Regulamento do Acesso às Redes e às Interligações, considera-se que, do ponto de vista legislativo formal, a interpretação autêntica das disposições referidas constitui o processo mais apropriado para o efeito.

8.1 REGULAMENTO DO ACESSO ÀS REDES E ÀS INTERLIGAÇÕES

O RARI em vigor prevê a celebração do Acordo de Acesso e Operação das Redes entre os utilizadores das redes e o distribuidor vinculado em MT e AT, em exclusivo. No entanto, verifica-se que, por razões técnicas, o Acordo de Acesso e Operação das Redes relativo a produtores ligados, ou que pretendam ligar-se, à RNT deve ser celebrado com a entidade concessionária da RNT.

Dado que o regime de exclusividade do acordo com o distribuidor vinculado em MT e AT resulta, de qualquer forma, alterado pela extensão do acordo à concessionária do transporte e distribuição do SEPA e à concessionária do transporte e distribuidor vinculado do SEPM, estas alterações foram feitas conjuntamente, no contexto da extensão dos regulamentos às Regiões Autónomas, pelo que não são evidenciadas na tabela seguinte.

Apresentam-se na tabela seguinte as restantes propostas de alteração ao RARI. Na primeira coluna apresenta-se o texto regulamentar em vigor, na segunda coluna as alterações propostas e na terceira coluna a respectiva justificação.

REGULAMENTO DO ACESSO ÀS REDES E ÀS INTERLIGAÇÕES		
TEXTO ORIGINAL	TEXTO PROPOSTO	JUSTIFICAÇÃO
<p>Artigo 17.º 3 – Os planos referidos nos números anteriores devem contemplar os 4 anos seguintes ao ano em que são apresentados, devendo ser enviados à ERSE até à mesma data e com a mesma periodicidade do plano de investimentos na RNT, previsto no artigo anterior.</p>	<p>3 – Os planos referidos nos números anteriores devem contemplar os cinco anos seguintes ao ano em que são apresentados, devendo ser enviados à ERSE até à mesma data e com a mesma periodicidade do plano de investimentos na RNT, previsto no artigo anterior.</p>	<p>Os planos passam a contemplar um horizonte de 5 anos, para permitir a análise de todos os anos de um período de regulação à data da fixação dos respectivos parâmetros.</p>
<p>Artigo 19.º 1 - A entidade concessionária da RNT deve, após aprovação da ERSE, publicar e manter disponível para os interessados os documentos seguintes:</p>	<p>1 – A entidade concessionária da RNT deve publicar e manter disponível para os interessados os seguintes documentos:</p>	<p>Pretende-se tornar clara e inequívoca a redacção deste preceito.</p>
<p>Artigo 20.º O distribuidor vinculado em MT e AT deve, após aprovação da ERSE, publicar e manter disponível para os interessados os documentos seguintes:</p>	<p>O distribuidor vinculado em MT e AT deve publicar e manter disponível para os interessados os seguintes documentos:</p>	<p>Pretende-se tornar clara e inequívoca a redacção deste preceito.</p>

REGULAMENTO DO ACESSO ÀS REDES E ÀS INTERLIGAÇÕES		
TEXTO ORIGINAL	TEXTO PROPOSTO	JUSTIFICAÇÃO
<p>Artigo 35.º 2 - A informação prevista no número anterior, denominada no presente Regulamento por informação de acesso, deve incluir as características técnicas específicas das instalações de produção, ou de consumo, designadamente as relativas à ligação à rede, à potência de emissão, ou aos consumos, e aos equipamentos eléctricos.</p>	<p>2 - A informação prevista no número anterior, denominada no presente Regulamento por informação de acesso, deve incluir as características da instalação de produção, ou de consumo, relativas à ligação à rede, à potência de emissão ou ao consumo.</p>	<p>Simplificou-se o conteúdo da informação solicitada por ser redundante com a informação prevista no art. 77.º do RRC em vigor.</p>
<p>Artigo 36.º 1 - O distribuidor vinculado em MT e AT deve especificar a informação que pretende obter dos candidatos a utilizadores das redes e dos utilizadores das redes, prevista no artigo seguinte, bem como os prazos para entrega dessa informação. 2 - A especificação da informação de acesso difere, consoante o destinatário seja:</p> <p>a) Produtor não vinculado.</p> <p>b) Cliente não vinculado.</p>	<p>1 - O distribuidor vinculado em MT e AT deve especificar a informação que pretende obter dos candidatos a utilizadores das redes e dos utilizadores das redes, bem como o prazo para entrega dessa informação. 2 - A especificação da informação de acesso difere, consoante o destinatário seja:</p> <p>a) Produtor não vinculado ou co-gerador previsto na alínea d) do n.º 2 do Artigo 2.º ligado à rede de distribuição em MT e AT;</p> <p>b) Cliente não vinculado ou entidade abastecida pelo co-gerador.</p>	<p>Eliminou-se a referência ao artigo seguinte por ser incorrecta. Foram incluídos os co-geradores e as entidades por eles abastecidas para se harmonizar com a alínea d) do n.º 2 do artigo 2.º. O distribuidor vinculado em MT e AT especifica apenas a informação que pretende obter dos produtores ligados às suas redes.</p>
<p>Artigo 37.º 1 - A entidade concessionária da RNT deve especificar a informação que pretende obter do distribuidor vinculado em MT e AT, no âmbito da sua parcela livre, prevista no n.º 2 do artigo anterior, bem como os prazos para entrega dessa informação.</p>	<p>1 – A entidade concessionária da RNT deve especificar a informação que pretende obter das entidades referidas no n.º 7 do Artigo 23.º, bem como os prazos para entrega dessa informação.</p>	<p>Eliminou-se a referência ao n.º 2 do artigo anterior, por ser incorrecta. Foi incluída a especificação da informação que a entidade concessionária da RNT pretende obter dos produtores ligados à RNT.</p>

REGULAMENTO DO ACESSO ÀS REDES E ÀS INTERLIGAÇÕES		
TEXTO ORIGINAL	TEXTO PROPOSTO	JUSTIFICAÇÃO
<p>Artigo 40.º 1 – O produtor não vinculado impedido de cumprir os contratos comerciais de fornecimento de energia eléctrica em virtude de restrições na RNT, ou em qualquer ponto da rede de distribuição em MT e AT, bem como os seus clientes afectados, não devem ficar lesados, tendo, para o efeito, direito ao pagamento de indemnizações para compensação dos prejuízos sofridos, nas condições a estipular no Acordo de Acesso e Operação das Redes.</p> <p>[...]</p> <p>3 – As indemnizações aos produtores não vinculados devem estar relacionadas com os prejuízos comprovados.</p>	<p>1 – O fornecedor, definido nos termos da alínea j) do n.º 2 do Artigo 3.º, impedido de cumprir os contratos comerciais de fornecimento de energia eléctrica em virtude de restrições na RNT, ou em qualquer ponto da rede de distribuição em MT e AT, bem como os seus clientes afectados, não devem ficar lesados, tendo, para o efeito, direito ao pagamento de indemnizações para compensação dos prejuízos sofridos, nas condições a estipular no Acordo de Acesso e Operação das Redes.</p> <p>[...]</p> <p>3 – As indemnizações aos fornecedores devem estar relacionadas com os prejuízos comprovados.</p>	<p>Corrigiu-se a referência aos produtores não vinculados, por ser um conceito incompleto no âmbito da aplicação do RARI, substituindo-a pela referência aos fornecedores.</p>
<p>Artigo 42.º 1 – Para efeitos do presente artigo, entende-se por falha de disponibilidade do fornecedor, definido nos termos da alínea i) do n.º 2 do Artigo 3.º, a sua falta de capacidade para satisfazer as necessidades de consumo dos clientes não vinculados por ele abastecidos, dentro do limite de tolerância estabelecido no Manual de Procedimentos do Gestor de Ofertas, previsto no Regulamento de Relações Comerciais.</p>	<p>1 – Para efeitos do presente artigo, entende-se por falha de disponibilidade do fornecedor, definido nos termos da alínea j) do n.º 2 do Artigo 3.º, a sua falta de capacidade para satisfazer as necessidades de consumo dos clientes não vinculados por ele abastecidos, dentro do limite de tolerância estabelecido no Manual de Procedimentos do Gestor de Ofertas, previsto no Regulamento de Relações Comerciais.</p>	<p>Corrigiu-se a referência à alínea do art. 3.º.</p>
<p>Artigo 45.º 2 – Para efeitos de determinação da quantidade de energia eléctrica que deve ser colocada na rede através de contratos bilaterais físicos ou do Sistema de Ofertas, os ajustamentos para perdas são aplicados aos valores da energia activa dos consumos previstos, nos termos do disposto no Regulamento de Relações Comerciais.</p>	<p>2 – Para efeitos de determinação da quantidade de energia eléctrica que deve ser colocada na rede através de contratos bilaterais físicos ou do Sistema de Ofertas, previsto no Regulamento de Relações Comerciais, os ajustamentos para perdas são aplicados aos valores da energia activa dos consumos previstos, nos termos do disposto no artigo seguinte.</p>	<p>Corrigiu-se a referência ao Regulamento de Relações Comerciais.</p>

REGULAMENTO DO ACESSO ÀS REDES E ÀS INTERLIGAÇÕES		
TEXTO ORIGINAL	TEXTO PROPOSTO	JUSTIFICAÇÃO
<p>Artigo 49.º 2 – Sem prejuízo do disposto no número anterior, a responsabilidade pelo pagamento das tarifas de uso das redes para fornecimentos de energia eléctrica por contrato bilateral físico, pode ser atribuída ao fornecedor, definido nos termos da alínea j) do n.º 2 do Artigo 3.º, nas condições a estabelecer no Acordo de Acesso e Operação das Redes.</p> <p>3 – Compete ao distribuidor vinculado em MT e AT cobrar os valores relativos às tarifas referidas no n.º 1, bem como pagar à entidade concessionária da RNT os valores relativos às tarifas referidas nas alíneas a) e b) do n.º 2 do Artigo 44.º, nos termos previstos no Regulamento de Relações Comerciais.</p>	<p>2 – Sem prejuízo do disposto no número anterior, para fornecimentos de energia eléctrica por contrato bilateral físico a responsabilidade pelo pagamento pode ser atribuída ao fornecedor, definido nos termos da alínea j) do n.º 2 do Artigo 3.º, nas condições a estabelecer no Acordo de Acesso e Operação das Redes.</p> <p>3 – Compete ao distribuidor vinculado em MT e AT cobrar os valores relativos às tarifas referidas no n.º 1, nos termos previstos no Acordo de Acesso e Operação das Redes.</p>	<p>Retirou-se a referência às tarifas de uso das redes, para tornar clara e inequívoca a redacção deste preceito, no que se refere à atribuição da responsabilidade pelo pagamento.</p> <p>Foi retirada a referência aos pagamentos entre a entidade concessionária da RNT e o distribuidor vinculado em MT e AT, por se tratar de uma matéria relativa ao relacionamento comercial no SEP, tratada com o devido detalhe no Regulamento de Relações Comerciais.</p>

8.2 REGULAMENTO DE RELAÇÕES COMERCIAIS

Apresentam-se na tabela seguinte as propostas de alteração ao RRC. Na primeira coluna apresenta-se o texto regulamentar em vigor, na segunda coluna as alterações propostas e na terceira coluna a respectiva justificação.

REGULAMENTO DE RELAÇÕES DE COMERCIAIS		
TEXTO ORIGINAL	TEXTO PROPOSTO	JUSTIFICAÇÃO
<p>Artigo 16.º</p> <p>1 - O Gestor de Ofertas é a função da entidade concessionária da RNT que assegura o relacionamento comercial entre o SEP, o SENV e o sistema eléctrico internacional, abrangendo as seguintes atribuições:</p> <p>a) Encontro das ofertas diárias de compra e de venda de energia eléctrica provenientes dos vários agentes de ofertas, comunicando-o ao Gestor de Sistema, o qual se encarrega da sua gestão.</p>	<p>1 - O Gestor de Ofertas é a função da entidade concessionária da RNT que assegura o relacionamento comercial entre o SEP, o SENV e o sistema eléctrico internacional, abrangendo as seguintes atribuições:</p> <p>a) Encontro das ofertas de compra e de venda de energia eléctrica provenientes dos vários agentes de ofertas, comunicando-o ao Gestor de Sistema, o qual se encarrega da sua gestão.</p>	<p>Correcção para tornar coerente com a alínea b) do n.º 1 do art. 214.º, do RRC em vigor, referente ao fornecimento de energia eléctrica, que estabelece que as ofertas de compra e de venda de energia eléctrica são feitas em base semanal.</p>
<p>Artigo 226.º</p> <p>1 - Os contratos bilaterais físicos podem ser estabelecidos entre as seguintes entidades:</p> <p>a) Dois agentes de ofertas.</p> <p>b) Um agente de ofertas e um cliente não vinculado.</p> <p>c) Um agente de ofertas e uma entidade externa ao SEN.</p>	<p>1 - Os contratos bilaterais físicos podem ser estabelecidos entre as seguintes entidades:</p> <p>a) Dois agentes de ofertas.</p> <p>b) Um agente de ofertas e um cliente não vinculado.</p> <p>c) Um agente de ofertas e uma entidade externa ao SEN.</p> <p>d) Um agente de ofertas co-gerador e as entidades por ele abastecidas.</p>	<p>Inserção da alínea d), por ser necessário contemplar de forma expressa o relacionamento bilateral entre as entidades referidas.</p>

REGULAMENTO DE RELAÇÕES DE COMERCIAIS		
TEXTO ORIGINAL	TEXTO PROPOSTO	JUSTIFICAÇÃO
Artigo 264.º	6 – A aplicação dos artigos que integram a Secção IV do Capítulo XI do presente regulamento, assim como as demais disposições do mesmo regulamento relativas ao Sistema de Ofertas, entram em vigor com o início do funcionamento do Mercado Ibérico de Electricidade, objecto do “Protocolo de Colaboração entre as Administrações Espanhola e Portuguesa para a Criação do Mercado Ibérico de Electricidade”, celebrado em 14 de Novembro de 2001.	Inserção do número 6, para diferimento da entrada em vigor das disposições relativas ao Sistema de Ofertas, (Secção IV do Capítulo VIII do RRC em vigor) até ao início do funcionamento do Mercado Ibérico de Electricidade, previsto a partir do ano de 2003.

8.3 REGULAMENTO TARIFÁRIO

A existência de tarifas de Venda a Clientes Finais do SEP com preços transitoriamente diferentes dos que resultam da aplicação do princípio da aditividade, conduz à necessidade de ajustar os proveitos facturados por aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais do SEP aos proveitos permitidos e a recuperar em cada actividade do distribuidor vinculado em MT e AT. Como tal, na actual proposta de revisão do Regulamento Tarifário introduziu-se para este efeito o artigo 106.º por forma a incorporar na metodologia de cálculo das tarifas este ajustamento resultante da convergência para um sistema tarifário aditivo no SEP.

Na metodologia de cálculo das tarifas a aplicar no SEPA e no SEPM este ajustamento já foi considerado na respectiva proposta regulamentar.

Apresentam-se na tabela seguinte as restantes propostas de alteração ao RT. Na primeira coluna apresenta-se o texto regulamentar em vigor, na segunda coluna as alterações propostas e na terceira coluna a respectiva justificação.

REGULAMENTO TARIFÁRIO		
TEXTO ORIGINAL	TEXTO PROPOSTO	JUSTIFICAÇÃO
<p>Artigo 57.º n.º 1</p> <p>[“..... em que: $E_{SEP m}$ - Energia emitida para a rede pelas centrais de produção do SEP no mês m</p> <p>$\tilde{E}_{SEP m}$ - Valor previsional da energia emitida para a rede pelas centrais de produção do SEP no mês m do ano t, previsto no ano $t-1$. ...]</p>	<p>[“..... em que: $E_{SEP m}$ - Energia eléctrica afecta aos consumos do SEP emitida para a rede pelas centrais de produção do SEP, bem como a energia eléctrica importada deduzida da energia eléctrica exportada, no mês m</p> <p>$\tilde{E}_{SEP m}$ - Valor previsional da energia eléctrica afecta aos consumos do SEP emitida para a rede pelas centrais de produção do SEP, bem como a energia eléctrica importada deduzida da energia eléctrica exportada, no mês m do ano t, previsto no ano $t-1$...]</p>	<p>Precisão do conceito de energia eléctrica emitida para a rede.</p>

REGULAMENTO TARIFÁRIO		
TEXTO ORIGINAL	TEXTO PROPOSTO	JUSTIFICAÇÃO
<p>Artigo 57.º n.º 4</p> <p>[... A afectação do desvio mensal da parcela variável de aquisição de energia eléctrica para abastecimento do SEP aos consumos em MAT, AT e MT e aos consumos em BT, é determinada por:</p> $\Delta R_{\text{variável } m} = \tilde{R}_{\text{variável } m}^E + CAE_m + Imp_m - Exp_m + CH_m - C_{m, cp, m} \times (E_{SEP m} - \tilde{E}_{SEP m})$ <p>[...]</p> <p>em que:</p> <p>[...]</p> <p>$E_{SEP m}$ - Energia emitida para a rede pelas centrais de produção do SEP no mês m</p> <p>$\tilde{E}_{SEP m}$ - Valor previsionial da energia emitida para a rede pelas centrais de produção do SEP no mês m do ano t, previsto no ano $t-1$...]</p>	<p>[... A afectação do desvio mensal da parcela variável de aquisição de energia eléctrica para abastecimento do SEP aos consumos em MAT, AT e MT e aos consumos em BT, é determinada por:</p> $\Delta R_{\text{variável } m} = -\tilde{R}_{\text{variável } m}^E + CAE_m + Imp_m - Exp_m + CH_m - C_{m, cp, m} \times (E_{SEP m} - \tilde{E}_{SEP m})$ <p>[...]</p> <p>em que:</p> <p>[...]</p> <p>$E_{SEP m}$ - Energia eléctrica afecta aos consumos do SEP emitida para a rede pelas centrais de produção do SEP, bem como a energia eléctrica importada deduzida da energia eléctrica exportada, no mês m</p> <p>$\tilde{E}_{SEP m}$ - Valor previsionial da energia eléctrica afecta aos consumos do SEP emitida para a rede pelas centrais de produção do SEP, bem como a energia eléctrica importada deduzida da energia eléctrica exportada, no mês m do ano t, previsto no ano $t-1$...]</p>	<p>Rectificação à fórmula 20 por omissão sistemática de um sinal negativo por parte da Imprensa Nacional na publicação.</p> <p>Precisão do conceito de energia eléctrica emitida para a rede.</p>
<p>Artigo 80.º</p> <p>(corpo do artigo)</p>	<p>(corpo do artigo)</p> <p>2 – Para efeitos do número anterior, considera-se potência facturada como sendo a potência correspondente ao valor médio da máxima potência activa média, registada em qualquer período ininterrupto de 15 minutos, de cada mês do ano em causa.</p>	<p>O actual corpo deste artigo passa a constituir o número 1.</p> <p>Inserção do número 2 com a definição do conceito de potência facturada.</p>

9 ETAPAS E PROCEDIMENTOS DA CONSULTA PÚBLICA

Os comentários escritos a esta proposta de alteração dos regulamentos devem ser enviados à ERSE até 25 de Agosto, por correio, por fax ou, preferencialmente, por correio electrónico, para a seguinte morada:

Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos

Rua D. Cristóvão da Gama, 1

1400-113 Lisboa

213033201

erse@erse.pt

As contribuições escritas enviadas à ERSE serão tornadas públicas, salvo indicação expressa em contrário. Elas serão colocadas na página da ERSE da Internet (www.erse.pt) onde se encontram também o presente documento, os regulamentos actualmente em vigor e outros documentos relevantes para o processo de revisão regulamentar, nomeadamente o “Glossário da Terminologia Regulamentar do Sector Eléctrico”.

Serão organizadas as seguintes audições públicas:

- Funchal – dia 25 de Julho
- Horta – dia 31 de Julho (tarde), na Sociedade Amor da Pátria
- Angra do Heroísmo – dia 1 de Agosto (tarde), na Santa Casa da Misericórdia
- Ponta Delgada – dia 2 de Agosto (manhã), na Biblioteca Pública

Com base nos comentários recebidos e nos pareceres referidos no artigo 6.º do Decreto-Lei n.º 69/2002, de 25 de Março, e nos artigos 23.º, 43.º e 48.º do Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de Abril, a ERSE procederá à elaboração e publicação das alterações aos regulamentos, de forma a permitir o início do processo de convergência tarifária em Janeiro de 2003.