



Comisión
Nacional
de Energía



ENTIDADE
REGULADORA
DO SECTOR ELÉCTRICO

BREVE COMPARACIÓN DE LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS DE ESPAÑA Y PORTUGAL

BREVE COMPARAÇÃO DOS SISTEMAS ELÉCTRICOS DE ESPANHA E PORTUGAL

FEVEREIRO 2002

Índice

| | | |
|----------|---|-----------|
| 1 | ESTRUTURA DOS SECTORES ELÉCTRICOS EM ESPANHA E PORTUGAL | 1 |
| 1.1 | ORGANIZAÇÃO GERAL DOS SECTORES ELÉCTRICOS | 1 |
| 1.1.1 | ESPAÑA | 1 |
| 1.1.2 | PORTUGAL | 2 |
| 1.2 | ACTIVIDADES REGULADAS | 4 |
| 1.2.1 | ESPAÑA | 4 |
| 1.2.2 | PORTUGAL | 6 |
| 1.3 | CONCENTRAÇÃO EMPRESARIAL EM ESPANHA E PORTUGAL | 8 |
| 1.4 | ESTRUTURA DA PRODUÇÃO | 11 |
| 1.5 | ESTRUTURA DO CONSUMO | 17 |
| 1.6 | CRITÉRIOS DE ELEGIBILIDADE E PROCEDIMENTOS PARA MUDANÇA DE FORNECEDOR | 24 |
| 1.6.1 | ESPAÑA | 25 |
| 1.6.2 | PORTUGAL | 26 |
| 1.7 | CARACTERIZAÇÃO DAS REDES | 27 |
| 1.7.1 | ESPAÑA | 27 |
| 1.7.2 | PORTUGAL | 30 |
| 1.7.3 | INTERLIGAÇÕES | 33 |
| 1.8 | GARANTIA DE ABASTECIMENTO | 35 |
| 1.8.1 | ESPAÑA | 35 |
| 1.8.2 | PORTUGAL | 36 |
| 1.9 | PLANEAMENTO DAS REDES | 39 |
| 1.9.1 | ESPAÑA | 39 |
| 1.9.2 | PORTUGAL | 43 |
| 2 | RELACIONAMENTO COMERCIAL | 47 |
| 2.1 | CARACTERIZAÇÃO GERAL | 47 |
| 2.1.1 | ESPAÑA | 47 |
| 2.1.2 | PORTUGAL | 48 |
| 2.2 | CONTRATOS BILATERAIS FÍSICOS | 49 |
| 2.3 | MERCADO DIÁRIO <i>SPOT</i> E MERCADO INTRA-DIÁRIO | 51 |
| 2.4 | GESTÃO DE RESTRIÇÕES | 55 |
| 2.4.1 | ESPAÑA | 55 |
| 2.4.2 | PORTUGAL | 56 |
| 2.5 | GESTÃO DE SERVIÇOS DE SISTEMA | 57 |
| 2.5.1 | ESPAÑA | 57 |
| 2.5.2 | PORTUGAL | 59 |
| 2.6 | GESTÃO DE DESVIOS | 62 |
| 2.6.1 | ESPAÑA | 62 |
| 2.6.2 | PORTUGAL | 62 |
| 2.7 | PERDAS | 64 |
| 2.7.1 | ESPAÑA | 64 |

| | | |
|----------|--|------------|
| 2.7.2 | PORTUGAL..... | 65 |
| 2.8 | PAGAMENTOS ESPECIAIS..... | 67 |
| 3 | GESTÃO TÉCNICA DO SISTEMA..... | 71 |
| 3.1 | ARTICULAÇÃO FUNCIONAL E TEMPORAL DOS OPERADORES DE MERCADO E DE SISTEMA..... | 71 |
| 3.1.1 | ESPANHA..... | 71 |
| 3.1.2 | PORTUGAL..... | 74 |
| 3.2 | SERVIÇOS DE SISTEMA..... | 76 |
| 3.2.1 | RESERVA PRIMÁRIA..... | 77 |
| 3.2.2 | RESERVA SECUNDÁRIA..... | 77 |
| 3.2.2.1 | ESPANHA..... | 77 |
| 3.2.2.2 | PORTUGAL..... | 79 |
| 3.2.3 | RESERVA TERCIÁRIA..... | 79 |
| 3.2.3.1 | ESPANHA..... | 80 |
| 3.2.3.2 | PORTUGAL..... | 80 |
| 3.2.4 | CONTROLO DE TENSÃO..... | 80 |
| 3.2.4.1 | ESPANHA..... | 81 |
| 3.2.4.2 | PORTUGAL..... | 81 |
| 3.2.5 | ARRANQUE AUTÓNOMO..... | 82 |
| 3.3 | CONTAGEM DE ENERGIA E ACERTO DE CONTAS..... | 82 |
| 3.3.1 | ESPANHA..... | 83 |
| 3.3.2 | PORTUGAL..... | 84 |
| 4 | PRODUTORES EM REGIME ESPECIAL..... | 87 |
| 5 | TARIFAS..... | 95 |
| 5.1 | ESPANHA..... | 95 |
| 5.1.1 | VARIÁVEIS DE FACTURAÇÃO..... | 96 |
| 5.1.2 | PRECIOS DE TARIFAS DE ACCESO A REDES..... | 98 |
| 5.1.3 | ESTRUCTURA Y PRECIOS DE LAS TARIFAS INTEGRALES..... | 101 |
| 5.2 | PORTUGAL..... | 103 |
| 5.2.1 | VARIÁVEIS DE FACTURAÇÃO..... | 109 |
| 5.2.2 | TARIFAS A PAGAR PELO ACESSO ÀS REDES..... | 111 |
| 5.2.3 | ESTRUTURA DAS TARIFAS APLICÁVEIS AOS NÃO PARTICIPANTES NO MERCADO (CLIENTES DO SEP)..... | 112 |
| 6 | FISCALIDADE..... | 117 |
| 6.1 | ESPANHA..... | 117 |
| 6.2 | PORTUGAL..... | 117 |
| 7 | QUALIDADE DE SERVIÇO..... | 121 |
| 7.1 | REGULAMENTAÇÃO DA QUALIDADE DE SERVIÇO..... | 121 |
| 7.2 | CONCEITOS GERAIS..... | 121 |
| 7.3 | CONTINUIDADE DE SERVIÇO..... | 123 |
| 7.3.1 | REDE DE TRANSPORTE..... | 123 |
| 7.3.2 | REDE DE DISTRIBUIÇÃO..... | 126 |
| 7.4 | QUALIDADE DA ONDA DE TENSÃO..... | 131 |
| 7.5 | QUALIDADE COMERCIAL..... | 131 |
| 7.5.1 | QUALIDADE GERAL..... | 131 |
| 7.5.2 | QUALIDADE INDIVIDUAL..... | 132 |

| | | |
|----------|--|------------|
| 7.6 | PLANOS DE MONITORIZAÇÃO DA QUALIDADE DE SERVIÇO | 135 |
| 7.7 | PLANOS DE MELHORIA DA QUALIDADE DE SERVIÇO | 135 |
| 7.8 | PAGAMENTO DE COMPENSAÇÕES AOS CLIENTES | 135 |
| 8 | MISSÕES DE INTERESSE GERAL | 137 |
| 8.1 | UNIFORMIDADE TARIFÁRIA | 137 |
| 8.1.1 | ESPAÑA..... | 137 |
| 8.1.2 | PORTUGAL..... | 137 |
| 8.2 | TARIFAS SOCIAIS | 138 |
| 8.3 | EFICIÊNCIA ENERGÉTICA | 138 |
| 8.3.1 | GESTÃO DA PROCURA DE ELECTRICIDADE..... | 138 |
| 8.3.1.1 | ESPAÑA..... | 138 |
| 8.3.1.2 | PORTUGAL | 139 |
| 8.3.2 | REDUÇÃO DE PERDAS DE ENERGIA NAS REDES | 139 |
| 8.3.3 | MEDIDAS DE APOIO AO DESENVOLVIMENTO DE UTILIZAÇÃO RACIONAL DE ENERGIA..... | 139 |
| 8.3.3.1 | ESPAÑA..... | 139 |
| 8.3.3.2 | PORTUGAL | 140 |
| 8.3.4 | INSTRUMENTAÇÃO LEGAL TENDENTE À ADOÇÃO DE PROCESSOS ENERGETICAMENTE EFICIENTES | 140 |
| 8.3.4.1 | ESPAÑA..... | 140 |
| 8.3.4.2 | PORTUGAL | 141 |
| 8.4 | AMBIENTE..... | 141 |
| 8.4.1 | RESTRIÇÕES AMBIENTAIS..... | 141 |
| 8.4.1.1 | PROJECTOS SUJEITOS A AVALIAÇÃO DE IMPACTE AMBIENTAL | 142 |
| 8.4.1.2 | LIMITES DE EMISSÕES ATMOSFÉRICAS..... | 142 |
| 8.4.2 | DESEMPENHO AMBIENTAL | 143 |
| 8.4.3 | EFICIÊNCIA ENERGÉTICA..... | 143 |
| 8.4.3.1 | ESPAÑA..... | 143 |
| 8.4.3.2 | PORTUGAL | 144 |
| 8.5 | INVESTIGAÇÃO E DESENVOLVIMENTO..... | 145 |
| 8.5.1 | ESPAÑA..... | 145 |
| 8.5.2 | PORTUGAL..... | 145 |
| | ANEXOS | 147 |
| | ANEXO I – TARIFÁRIO 2002 – PORTUGAL | 149 |
| I. | TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DO SEP | 149 |
| II. | TARIFAS POR ACTIVIDADE DOS DISTRIBUIDORES VINCULADOS..... | 155 |
| A. | TARIFA DE ENERGIA E POTÊNCIA..... | 156 |
| B. | TARIFA DE USO GLOBAL DO SISTEMA..... | 157 |
| C. | TARIFAS DE USO DA REDE DE TRANSPORTE..... | 158 |
| D. | TARIFAS DE USO DE REDE DE DISTRIBUIÇÃO | 159 |
| E. | TARIFAS DE COMERCIALIZAÇÃO DE REDES | 161 |
| F. | TARIFAS DE COMERCIALIZAÇÃO NO SEP | 161 |
| III. | TARIFAS A APLICAR ÀS ENTREGAS A CLIENTES NÃO VINCULADOS..... | 162 |
| IV. | TARIFAS POR ACTIVIDADE DA ENTIDADE CONCESSIONÁRIA DA RNT | 163 |
| A. | TARIFA DE USO GLOBAL DO SISTEMA..... | 163 |
| B. | TARIFAS DE USO DA REDE DE TRANSPORTE..... | 163 |
| | ANEXO II – TARIFAS PARA ENERGIAS ESPECIAIS | 165 |

| | | |
|---|---|------------|
| I. | ESPAÑA | 165 |
| II. | PORTUGAL..... | 167 |
| ANEXO III – TARIFAS PARA A CO-GERAÇÃO EM PORTUGAL | | 171 |
| I. | INSTALAÇÕES DE CO-GERAÇÃO COM POTÊNCIA SUPERIOR A 10 MW | 171 |
| II. | REstantes INSTALAÇÕES DE CO-GERAÇÃO | 174 |
| ANEXO IV – PRINCIPAL LEGISLAÇÃO RELATIVA AO SECTOR ELÉCTRICO | | 177 |
| I. | ESPAÑA | 177 |
| II. | PORTUGAL..... | 178 |
| ANEXO V – SIGLAS | | 181 |

Índice de Figuras

| | |
|--|----|
| Figura 1-1 – Organização do Sistema Eléctrico Nacional | 4 |
| Figura 1-2 - Cuotas de mercado en actividad de produccion..... | 8 |
| Figura 1-3 – Quotas de mercado na actividade de produção | 9 |
| Figura 1-4 - Dispersión de empresas en actividad de distribución | 9 |
| Figura 1-5 – Dispersão empresarial na actividade de distribuição | 10 |
| Figura 1-6 – Índices de Herfindhal (2000)..... | 11 |
| Figura 1-7 – Evolução da produção de energia eléctrica | 12 |
| Figura 1-8 – Produção a partir de energias renováveis..... | 13 |
| Figura 1-9 – Potência instalada e produção em 1999 | 14 |
| Figura 1-10 - Estructura producción 2000..... | 16 |
| Figura 1-11 – Estrutura da produção em 2000 | 16 |
| Figura 1-12 – Evolução do consumo | 18 |
| Figura 1-13 – Consumo de electricidade <i>per capita</i> | 19 |
| Figura 1-14 – Evolução do PIB e do consumo de electricidade | 20 |
| Figura 1-15 – Intensidade eléctrica (preços constantes de 1995) | 21 |
| Figura 1-16 – Penetração da electricidade no consumo final de energia | 22 |
| Figura 1-17 – Estructura de consumos dos clientes finais em 2000 | 23 |
| Figura 1-18 - Nivel de elegibilidad | 24 |
| Figura 1-19 – Nível de elegibilidade..... | 25 |
| Figura 2-1 – Articulação comercial do sector eléctrico de Espanha | 47 |
| Figura 2-2 – Funcionamento do Operador de Mercado Espanhol | 48 |
| Figura 2-3 – Volumen de energía de CBF en España nos anos 2000 e 2001 | 50 |
| Figura 2-4 – Evolução do volume de energia transaccionada no mercado diário em Espanha..... | 51 |
| Figura 2-5 – Energia e preços no mercado diário de Espanha..... | 52 |
| Figura 2-6 – Volumes das transacções comerciais associadas ao funcionamento do mercado <i>spot</i> | 52 |
| Figura 2-7 – Evolução do volume de energia transaccionada no mercado intra-diário em Espanha..... | 53 |
| Figura 2-8 – Energia e preços no mercado intra-diário de Espanha | 54 |
| Figura 2-9 – Evolução do volume de energia transaccionada no mercado intra-diário em Espanha..... | 55 |
| Figura 2-10 – Evolução das perdas na rede eléctrica portuguesa | 67 |
| Figura 2-11 – Encargos com os CAE | 68 |
| Figura 2-12 – Encargos com os PRE | 69 |
| Figura 3-1 – Funcionamento do Operador de Sistema em Espanha..... | 72 |
| Figura 3-2 – Gestão de ajustes no mercado intra-diário | 73 |

| | |
|---|-----|
| Figura 3-3 – Articulação funcional dos agentes do sistema conjunto | 75 |
| Figura 4-1 – Peso da Produção em Regime Especial no total da produção | 88 |
| Figura 4-2 – Energia entregue à rede a partir de PRE em Espanha e Portugal | 89 |
| Figura 4-3 – Potência instalada de PRE em Espanha e Portugal em 2001 | 89 |
| Figura 4-4 – Potencia instalada en reg. especial en España por tipo de fuente (%) – 2001..... | 90 |
| Figura 4-5 – Potência instalada em regime especial em Portugal por tipo de fonte – 2001 | 90 |
| Figura 4-6 – Venda de energia entregue à rede a partir de PRE em Espanha e Portugal | 91 |
| Figura 4-7 – Preços médios de remuneração da energia produzida na PRE em Espanha | 92 |
| Figura 4-8 – Preços médios de remuneração da energia produzida na PRE em Portugal..... | 93 |
| Figura 5-1 – Aditividade das tarifas e proveitos a recuperar pelos distribuidores vinculados | 108 |
| Figura 7-1 – ENF – Energia Não Fornecida (Rede de Transporte)..... | 125 |
| Figura 7-2 – TIE – Tempo de Interrupção Equivalente (Rede de Transporte)..... | 126 |
| Figura 7-3 – TIEPI – Tempo de Interrupção Equivalente da Potência Instalada (Rede de Distribuição)..... | 130 |

Índice de Quadros

| | |
|--|-----|
| Quadro 1-1 – Actividades reguladas | 7 |
| Quadro 1-2 – Produção de energia eléctrica em 2000..... | 15 |
| Quadro 1-3 - Número de clientes finais por nível de tensão em 2000..... | 23 |
| Quadro 1-4 – Rede de transporte espanhola – linhas – 2000 | 27 |
| Quadro 1-5 – Rede de transporte espanhola – comprimento equivalente 400 kV – 2000..... | 28 |
| Quadro 1-6 – Rede de transporte espanhola – subestações - 2000 | 28 |
| Quadro 1-7 – Rede de distribuição espanhola – linhas - 2000 | 29 |
| Quadro 1-8 – Rede de distribuição espanhola – subestações e postos de transformação - 2000..... | 30 |
| Quadro 1-9 – Rede de transporte portuguesa – linhas - 2000 | 30 |
| Quadro 1-10 – Rede de transporte portuguesa – comprimento equivalente 400 kV - 2000 | 31 |
| Quadro 1-11 – Rede de transporte portuguesa – subestações - 2000..... | 32 |
| Quadro 1-12 – Rede de distribuição portuguesa – linhas - 2000 | 32 |
| Quadro 1-13 – Rede de distribuição portuguesa – subestações e postos de transformação - 2000..... | 33 |
| Quadro 1-14 – Características das linhas de interligação Portugal-Espanha..... | 34 |
| Quadro 1-15 – Capacidade de interligação..... | 34 |
| Quadro 1-16 – Capacidade de interligação para fins comerciais | 35 |
| Quadro 2-1 – Volume de energia transaccionada através de CBF em Portugal nos anos 2000 e 2001 | 50 |
| Quadro 2-2 – Serviços de sistema em Portugal | 60 |
| Quadro 3-1 – Horário das sessões do mercado intra-diário de Espanha | 74 |
| Quadro 5-1 – Variáveis de facturação..... | 97 |
| Quadro 5-2 – Tarifas de acceso a redes de transporte y distribución de energía eléctrica | 98 |
| Quadro 5-3 - Precios específicos de aplicación a las adquisiciones de energía procedentes de contratos bilaterales realizados por consumidores cualificados directamente o através de comercializadores con países de la unión europea | 100 |
| Quadro 5-4 – Estructura de las tarifas integrales (e) | 103 |
| Quadro 5-5 – Tarifas e proveitos – RNT..... | 104 |
| Quadro 5-6 – Tarifas e proveitos – distribuidores vinculados | 106 |
| Quadro 5-7 – Variáveis de facturação..... | 110 |
| Quadro 5-8 – Estructura geral das tarifas reguladas a aplicar aos clientes não vinculados | 112 |
| Quadro 5-9 – Estructura geral das tarifas de Venda a Clientes Finais..... | 114 |
| Quadro 7-1 – Conceitos gerais da qualidade de serviço..... | 123 |
| Quadro 7-2 – Indicadores e padrões da continuidade de serviço – transporte | 124 |
| Quadro 7-3 – Indicadores da continuidade de serviço - distribuição | 127 |
| Quadro 7-4 – Padrões da continuidade de serviço - distribuição..... | 129 |

| | |
|---|-----|
| Quadro 7-5 – Qualidade da onda de tensão | 131 |
| Quadro 7-6 – Indicadores e padrões gerais de qualidade comercial..... | 132 |
| Quadro 7-7 – Indicadores e padrões individuais de qualidade comercial | 134 |
| Quadro 7-8 – Planos de monitorização da qualidade de serviço | 135 |
| Quadro 7-9 – Planos de melhoria da qualidade de serviço | 135 |
| Quadro 7-10 – Pagamento de compensações aos clientes | 136 |
| Quadro 8-1 – Projectos sujeitos a avaliação de impacte ambiental | 142 |
| Quadro 8-2 – Emissões específicas de centrais térmicas | 143 |

1 ESTRUTURA DOS SECTORES ELÉCTRICOS EM ESPANHA E PORTUGAL

1.1 ORGANIZAÇÃO GERAL DOS SECTORES ELÉCTRICOS

1.1.1 ESPANHA

Con la promulgación de la Ley del Sector Eléctrico y de sus disposiciones de desarrollo, a comienzos de 1998 se puso en marcha el funcionamiento del mercado de producción de energía eléctrica, quedando liberalizadas las actividades de producción y comercialización de energía eléctrica, y reguladas el transporte, la distribución así como la gestión económica y técnica del sistema.

La actividad de producción de energía eléctrica (construcción, explotación, modificación sustancial y cierre de instalaciones), está sometida a régimen de autorización administrativa. Todas las instalaciones que hayan sido autorizadas, deben estar inscritas en el Registro Administrativo de Instalaciones de producción de Energía Eléctrica del Ministerio de Economía que es condición necesaria para poder realizar ofertas al mercado de producción de energía eléctrica.

Las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica (construcción, explotación, modificación sustancial y cierre de instalaciones), están sometidas a régimen de autorización administrativa. Responden a principios generales de seguridad y fiabilidad con elevados patrones de calidad de servicio y garantizan el acceso a dichas redes a los distintos sujetos que componen el sistema. La planificación eléctrica de la red de transporte tiene carácter vinculante y es realizada por el Gobierno a propuesta del Ministerio de Economía (a su vez a propuesta de REE como OS) con la participación de la Comunidades Autónomas. La actividad de transporte es llevada a cabo por los transportistas, siendo REE el principal y además el gestor de dicha red de transporte. La actividad de distribución es llevada a cabo por los distribuidores que tiene por objeto principal la transmisión de energía eléctrica desde las redes de transporte hasta los puntos de consumo en las adecuadas condiciones de calidad que están establecidas, así como la venta de energía eléctrica a los consumidores a tarifa o distribuidores que también la adquieran a tarifa.

En el mercado de producción de energía eléctrica se establece la programación de las centrales eléctricas y el precio de la generación. En este segmento pueden participar como vendedores los generadores¹ (empresas de generación de electricidad), agentes externos (incorporando a la red española energía de otros sistemas), contratos de importación a largo plazo suscritos por REE y los comercializadores por la energía adquirida mediante contratos con agentes externos, los productores nacionales en régimen especial y los productores nacionales en régimen ordinario (a partir del 1/1/2003). Como compradores, participan las empresas distribuidoras (para los suministros a tarifa), los comercializadores (para suministro a clientes elegibles u otros sujetos cualificados), los clientes cualificados (que opten por participar en el mercado directamente y no a través de un comercializador) y agentes externos (incorporando a otros sistemas energía procedente del sistema español). Este mercado se gestiona por el operador del mercado (gestión económica) y por el operador del sistema (gestión técnica). Los contratos bilaterales son acuerdos que vinculan a un generador o un agente externo (que incorpora energía a la red española) con un consumidor cualificado o con un agente externo (que toma energía de la red española), a un agente externo (que incorpora energía a la red española) con un comercializador y a productores en régimen especial con comercializadores y cuando todos los consumidores sean cualificados (1/1/2003), entre comercializadores y productores en régimen ordinario. A través de ellos se puede asignar una determinada capacidad de generación a un suministro específico de acuerdo con los términos económicos que las partes establezcan libremente pero con flujos físicos gestionados por el operador del sistema.

En el segmento minorista, comercializadores y consumidores cualificados negocian directamente los precios de la generación, teniendo garantizado el acceso no discriminatorio a las redes de transporte y distribución mediante el pago de peajes regulados. El mercado minorista no se encuentra arbitrado por ningún operador y los términos de las transacciones de energía son libremente establecidos por las partes y no conocidos públicamente.

1.1.2 PORTUGAL

O Sistema Eléctrico Nacional é constituído pelo Sistema Eléctrico de Serviço Público (SEP) e pelo Sistema Eléctrico Independente (SEI). Este último é por sua vez constituído pelo Sistema Eléctrico Não Vinculado (SENV) e pelos Produtores em Regime Especial (mini-hídricas até 10 MVA, produtores que exploram outras energias renováveis e co-geradores).

¹ Obligados a presentar ofertas por cada una de las unidades de producción de las que son propietarios siempre que no se hayan acogido a sistemas de contratación bilateral o que por sus características queden excluidos del sistema de ofertas.

No SEP, as actividades de produção, transporte e distribuição são exercidas num quadro de prestação de serviço público que obriga as empresas ao fornecimento de energia eléctrica com elevados padrões de qualidade e segundo os critérios de uniformidade tarifária, descritos na legislação e regulamentação do sector. A produção encontra-se sujeita a um planeamento centralizado, sendo a atribuição de licenças efectuada mediante concursos públicos por prazos mínimos de 15 anos e máximos de 75 anos, pressupondo-se um relacionamento comercial exclusivo com a entidade concessionária da Rede Nacional de Transporte (RNT) vinculado através de Contratos de Aquisição de Energia (CAE). O transporte é assegurado através de concessão de serviço público pelo Estado, durante um período de 50 anos, estando a cargo da entidade concessionária da RNT a gestão técnica global do SEP. A actividade de distribuição pressupõe a concessão de uma licença vinculada e o compromisso de distribuir aos clientes a energia eléctrica recebida, segundo os princípios da uniformidade tarifária e da não discriminação entre clientes.

No Sistema Eléctrico Não Vinculado o acesso à actividade de produção é livre. Os produtores com capacidade instalada superior a 10 MVA estão sujeitos a despacho centralizado. Não existe planeamento centralizado neste sistema e as licenças atribuídas não têm prazo de duração. A contratação com o cliente é livre. Os clientes têm acesso a este sistema desde que detenham estatuto de cliente não vinculado, para o que basta que as instalações consumidoras sejam alimentadas em MT, AT ou MAT. O acesso ao SENV e a adesão ao SEP pressupõem aviso prévio. Os produtores e clientes têm garantia de acesso quer à Rede Nacional de Transporte quer às redes de distribuição em MT e AT mediante condições e tarifas reguladas.

O Sistema Eléctrico Nacional está esquematicamente descrito no diagrama que se apresenta na Figura 1-1.

Organização do Sistema Eléctrico Nacional

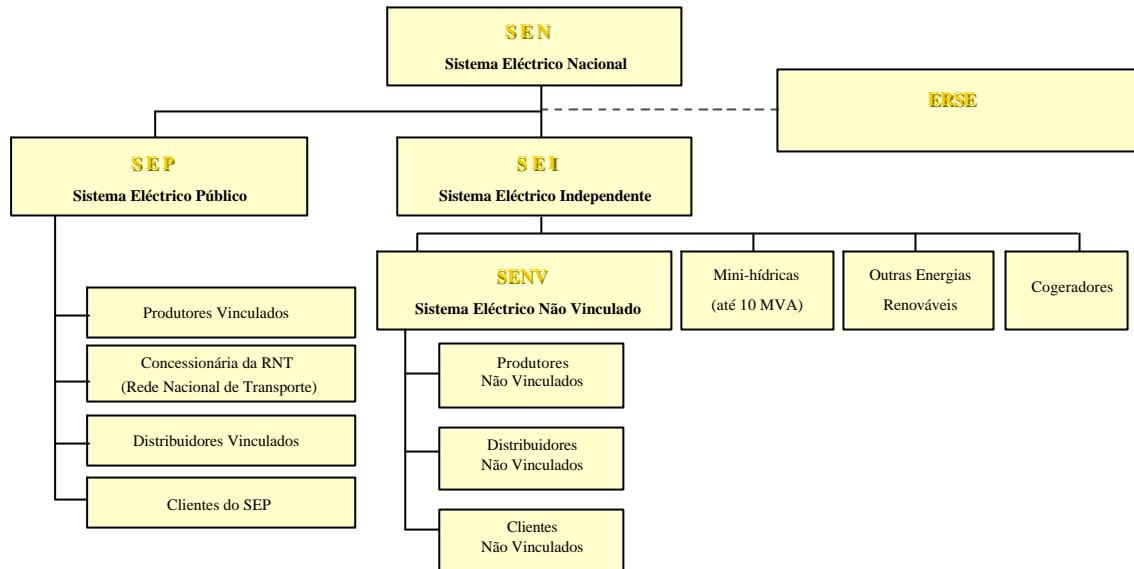


Figura 1-1

1.2 ACTIVIDADES REGULADAS

1.2.1 ESPANHA

Las actividades reguladas en el Sistema Eléctrico Español son las siguientes:

- Actividad de transporte de energía eléctrica.

La actividad de transporte de energía eléctrica incluye la construcción, explotación (mantenimiento y operación), modificación sustancial y cierre de instalaciones.

La red de transporte está constituida por:

- a) Las líneas de tensión igual o superior a 220 kV.
- b) Las líneas de interconexión internacional, independientemente de su tensión.
- c) Los parques de tensión igual o superior a 220 kV.
- d) Los transformadores 400/220 kV.
- e) Cualquier elemento de control de potencia activa o reactiva conectado a las redes de 400 kV y de 220 kV y aquellos que estén conectados en terciarios de transformadores de la red de transporte.

- f) Las interconexiones entre el sistema peninsular y los sistemas insulares y extrapeninsulares y las conexiones interinsulares.
- g) Aquellas otras instalaciones, cualquiera que sea su tensión, que, como resultado del proceso de planificación de la red de transporte de energía eléctrica, el Ministerio de Economía, previo informe de la Comisión Nacional de Energía y a propuesta del operador del sistema y gestor de la red de transporte, determine que cumplen funciones de transporte.
- h) Aquellas instalaciones que de acuerdo con las necesidades del sistema, propongan la inclusión de una instalación en la red de transporte el operador del sistema y gestor de la red de transporte a la Dirección General de Política Energética y Minas del Ministerio de Economía, quien resolverá previo informe de la Comisión Nacional de Energía.
 - Actividad de distribución de energía eléctrica.

La actividad de distribución de energía eléctrica incluye la construcción, explotación (mantenimiento y operación), modificación sustancial y cierre de instalaciones. La actividad de distribución es aquella que tiene por objeto principal la transmisión de energía eléctrica desde las redes de transporte hasta los puntos de consumo en las adecuadas condiciones de calidad, así como la venta de energía eléctrica a los consumidores a tarifa o distribuidores que también la adquieran a tarifa.

Tienen la consideración de redes de distribución todas aquellas instalaciones eléctricas de tensión inferior a 220 kV salvo aquellas que se consideren integradas en la red de transporte.

En esta actividad están regulados los siguientes conceptos:

- Gestión comercial de los distribuidores (contratación, lectura, facturación..).
- Tarifas.
- Peajes por usos de redes.
- Calidad
- Retribución de la actividad.
- Autorizaciones.
- La gestión económica del sistema.

El operador del mercado, es el responsable de la gestión económica del sistema y asume la gestión del sistema de ofertas de compra y venta de energía eléctrica respetando los principios de transparencia, objetividad e independencia. Las funciones que asume el Operador de Mercado están reguladas.

- La gestión técnica del sistema.

El operador del sistema, es el responsable de la gestión técnica del sistema. A él le corresponde la realización de todas aquellas funciones que se derivan del funcionamiento del Mercado de Producción de energía eléctrica, así como garantizar la continuidad y seguridad del suministro eléctrico y la correcta coordinación del sistema de producción y transporte. Así mismo ejerce sus funciones bajo los principios de transparencia, objetividad e independencia y están reguladas.

- Sistemas extrapeninsulares.

Las actividades para el suministro de energía eléctrica que se desarrollen en territorios insulares o extrapeninsulares, son objeto de una reglamentación específica que en la actualidad está pendiente de desarrollo normativo.

1.2.2 PORTUGAL

As actividades reguladas do Sistema Eléctrico Nacional são descritas no quadro seguinte.

Actividades reguladas

| Entidade | Actividade | Descrição |
|------------------|-------------------------------------|---|
| REN | Aquisição de Energia Eléctrica | Actividade que tem como principal função a aquisição de energia eléctrica para abastecimento dos consumos do SEP, bem como a elaboração de estudos para o planeamento do sistema electroprodutor. |
| | Gestão Global do Sistema | Actividade 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 | Actividade que inclui o planeamento, estabelecimento, operação e manutenção da RNT. |
| EDP Distribuição | Distribuição de Energia Eléctrica | Actividade que corresponde ao planeamento, estabelecimento, operação, manutenção e coordenação da rede de distribuição, por forma a veicular a energia eléctrica desde os pontos de recepção aos seus clientes finais. |
| | Comercialização de Redes | Actividade que inclui a contratação, a leitura, a facturação e a cobrança dos serviços associados ao uso das redes. |
| | Comercialização no SEP | Actividade que engloba a estrutura comercial de venda de energia eléctrica aos clientes do SEP, bem como a contratação, a facturação e o serviço de cobrança de energia. |
| | Compra e Venda de Energia Eléctrica | Actividade que assegura: <ul style="list-style-type: none"> a) A passagem dos custos 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. b) A actuação dos mecanismos de ajuste anual entre os valores facturados e os adquiridos no âmbito desta actividade. |

Quadro 1-1

1.3 CONCENTRAÇÃO EMPRESARIAL EM ESPANHA E PORTUGAL

A legislação em vigor, tanto em Portugal como em Espanha, permite o desempenho, dentro do mesmo grupo empresarial, de actividades reguladas e actividades não reguladas no sector eléctrico, sendo no entanto imposta uma clara separação contabilística dessas actividades.

O sector eléctrico na Península Ibérica está concentrado num reduzido número de grandes empresas. Existem cinco grandes grupos industriais, quatro em Espanha (Endesa, Iberdrola, Unión Fenosa (UEF), Hidroeléctrica del Cantábrico (HC)) e um em Portugal (EDP) nas áreas de produção e de distribuição e comercialização e duas empresas que exercem predominantemente a actividade de transporte² de energia eléctrica: a REE em Espanha e a REN em Portugal.

Para além da Produção em Regime Especial não incluída nos cinco grupos industriais acima mencionados, existem ainda a ELCOGÁS, a Tejo Energia e a Turbogás, a primeira em Espanha e as duas últimas em Portugal.

As figuras seguintes apresentam as quotas de mercado na actividade de produção e de distribuição de energia eléctrica em Espanha e em Portugal. Os dados relativos a Espanha são referentes a Novembro de 2001. Para Portugal, essa informação é referente a 2000, sendo esse o último ano com informação comum disponível para agregado dos dois países.

Cuotas de mercado en actividad de produccion

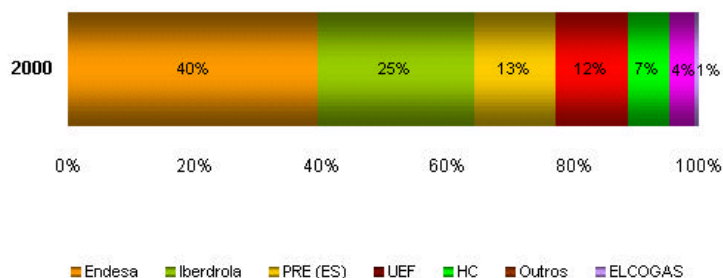
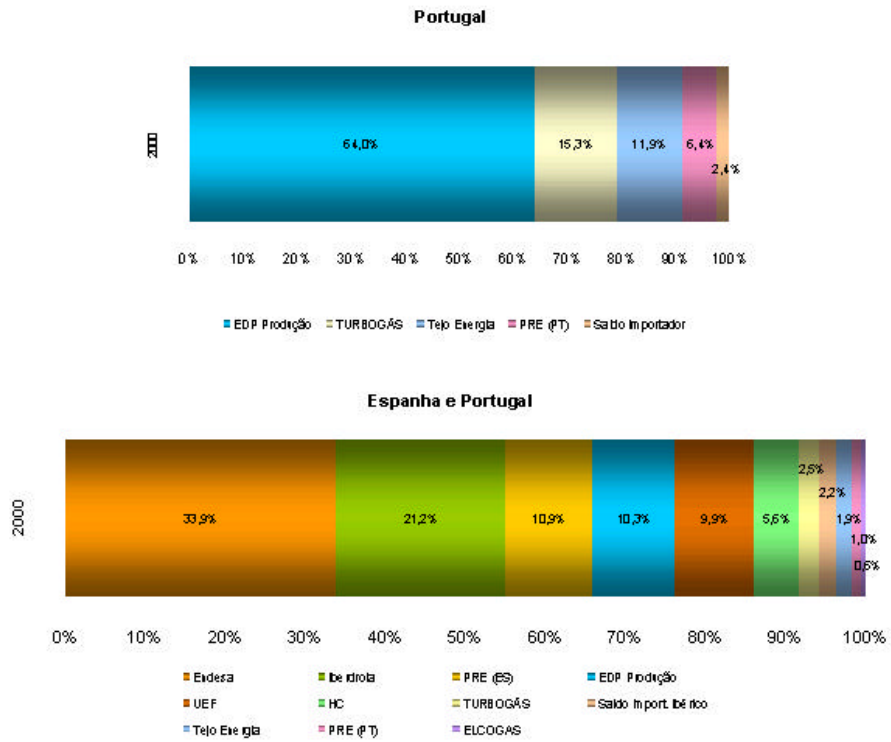


Figura 1-2

² Em Espanha, só 25% das redes de transporte em 220 kV pertencem à REE, pertencendo o restante aos quatro grupos industriais. Em Portugal, a concessão da Rede Nacional de Transporte foi atribuída em regime de exclusividade à REN.

Quotas de mercado na actividade de produción



Nota: A CPPE, HDN, HIDROCENEL, EDP Energia pertencem ao Grupo EDP

Fonte: CNE, CPPE, REN, HDN, HIDROCENEL, EDP Energia

Figura 1-3

Dispersión de empresas en actividad de distribución

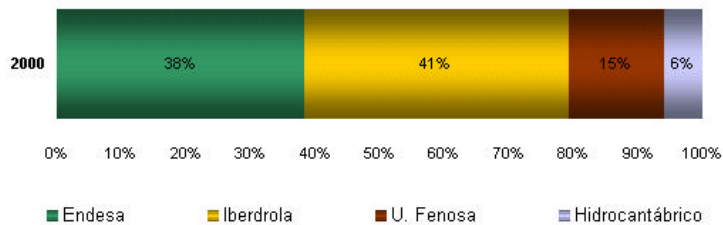
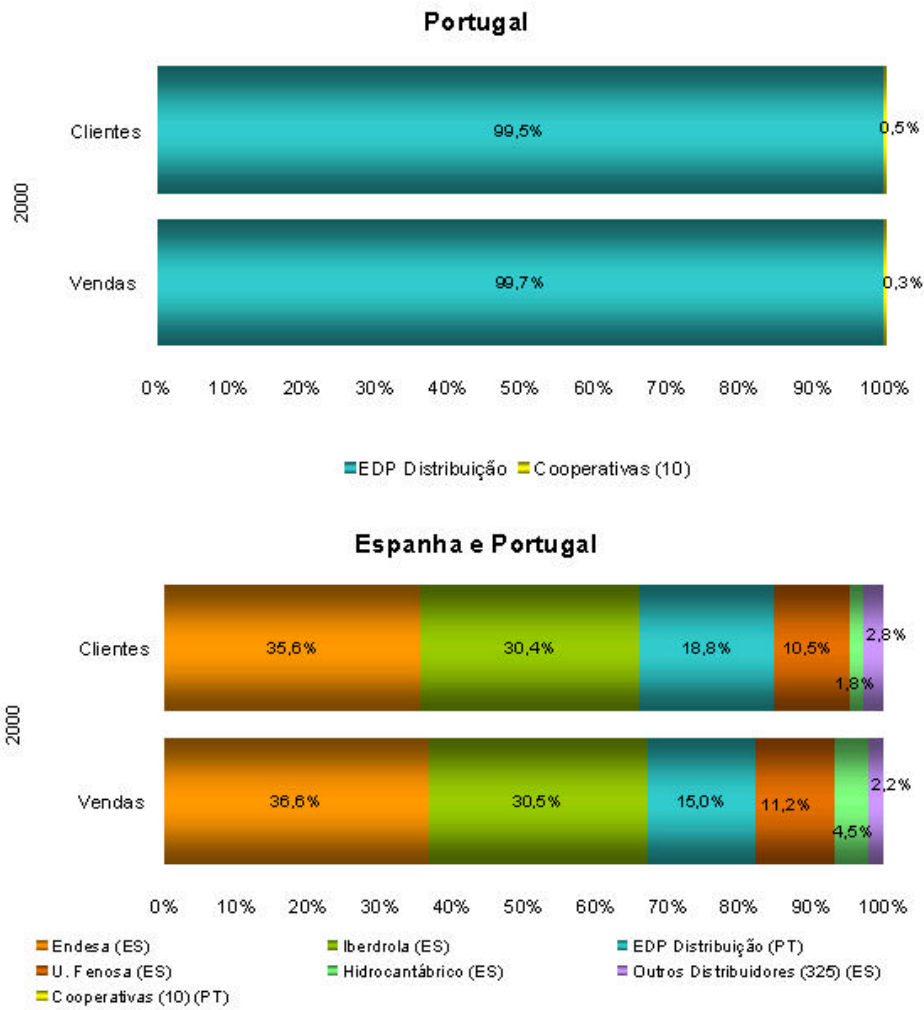


Figura 1-4

Dispersão empresarial na actividade de distribuição



Fonte: CNE e ERSE

Figura 1-5

A análise dos Índices de Herfindhal (IH) para a produção de energia eléctrica permite avaliar, numa base comparativa e para o ano 2000, o grau de concentração empresarial nesta actividade em Espanha, em Portugal e para o agregado dos dois países – aqui designado por Mercado Ibérico. Deve ter-se em consideração que quanto maior o valor do IH, maior será o grau de concentração empresarial no mercado ou actividade.

Para o apuramento do valor do IH para o Mercado Ibérico, o valor da quota do saldo importador foi obtido pela adição dos valores dos saldos importadores de Portugal e Espanha.

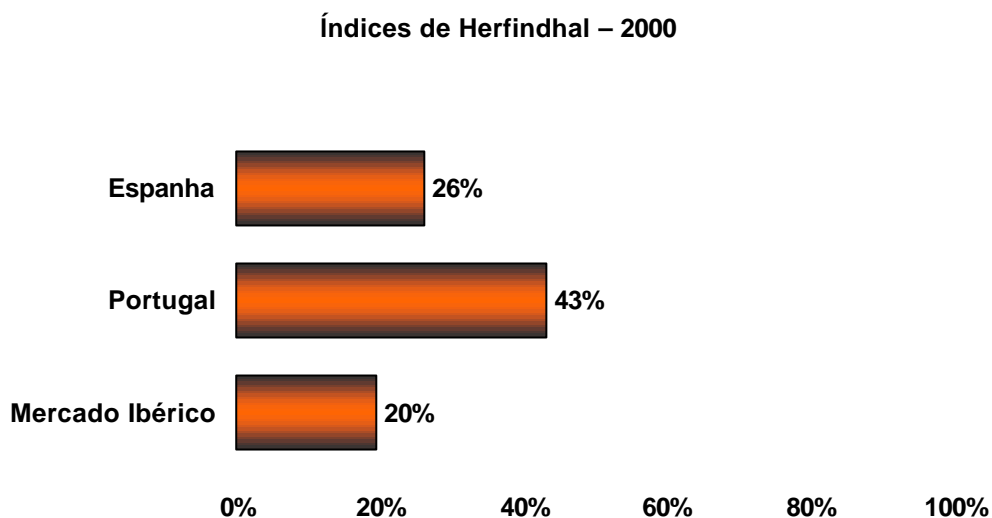


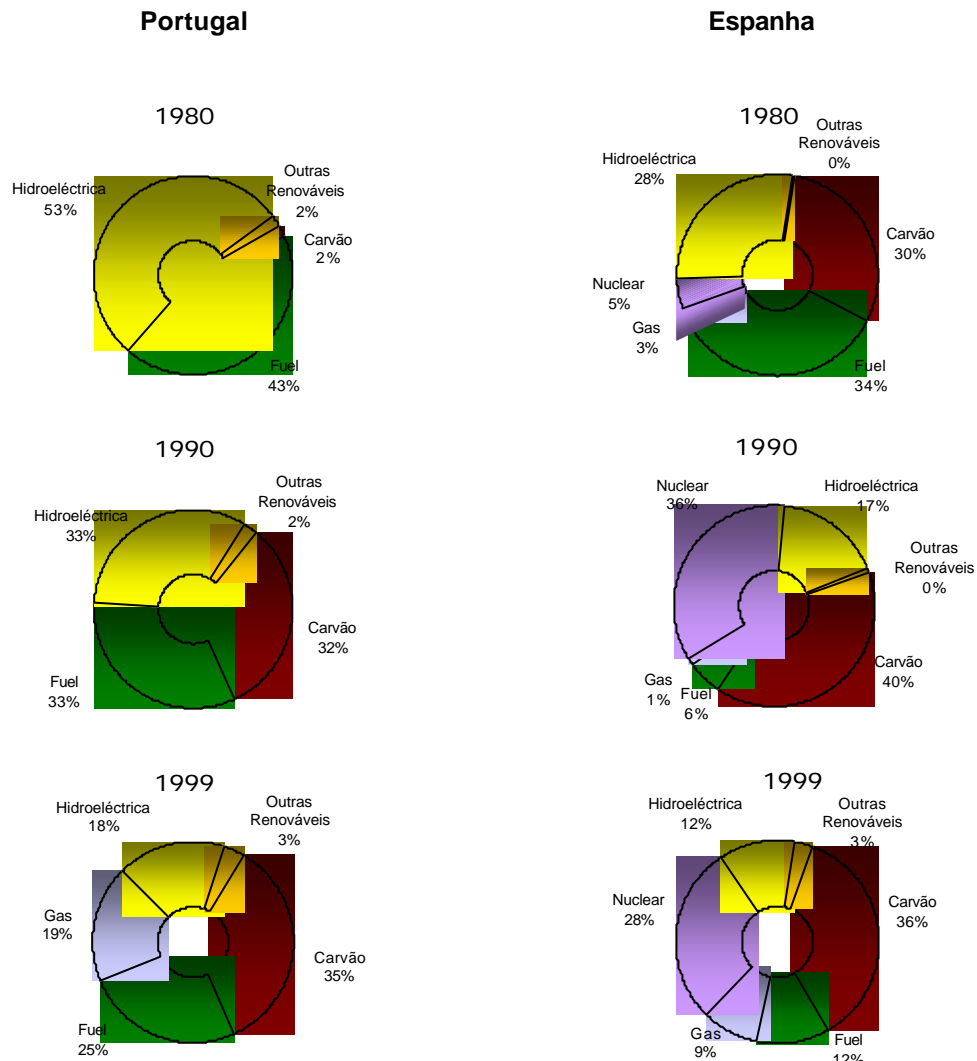
Figura 1-6

Conforme se pode observar na figura anterior, no ano de 2000, a concentração empresarial na actividade de produção de energia eléctrica é mais elevada em Portugal do que em Espanha ($IH_{Portugal} > IH_{Espanha}$). Por outro lado, quando agregados os dois países, temos que o grau de concentração empresarial obtido, como seria de esperar pelo aumento do número de operadores, resulta menor do que em qualquer um dos países quando avaliado em separado.

1.4 ESTRUTURA DA PRODUÇÃO

A produção de electricidade em ambos os países evoluiu ao longo dos últimos anos conforme se ilustra na Figura 1-7.

Evolução da produção de energia eléctrica



Fonte: OCDE

Nota: produção hidroeléctrica inclui mini-hídrica

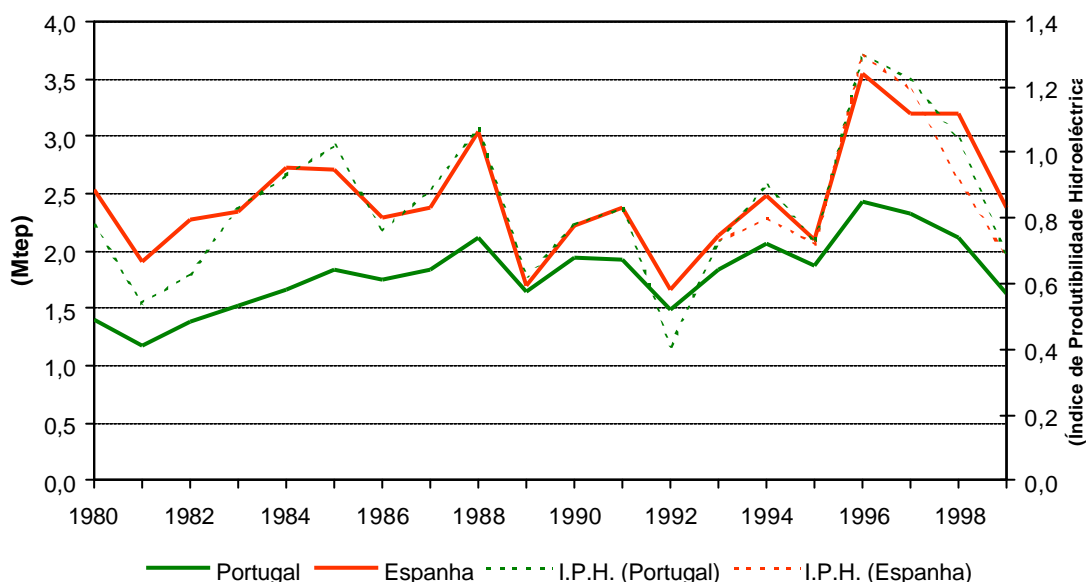
Figura 1-7

No caso de Portugal houve um aumento muito expressivo do valor da energia produzida a partir do carvão desde a década de 1980, enquanto que um acréscimo semelhante se registou em Espanha para o nuclear. A introdução do gás natural em Portugal, iniciada em 1997, teve já em 1999 uma forte repercussão ao nível da produção de electricidade, tendo correspondido nesse ano a 19% do total. O fuel continua a representar uma parte significativa no contexto das fontes de energia primária em ambos os países, embora bastante mais em Portugal que em Espanha. A

mini-hídrica incluída na produção hidroeléctrica apresentada na Figura 1-7 refere-se aos aproveitamentos hidroeléctricos até 10 MVA de potência instalada que funcionam ao abrigo de legislação específica.

A Figura 1-8 ilustra a produção ocorrida nas duas últimas décadas a partir de energias renováveis, onde se considera, nomeadamente, toda a produção hidroeléctrica, geotérmica, eólica e biomassa. Observa-se que a evolução da produção acompanha, necessariamente, a evolução do índice de produtividade hidroeléctrica dada a predominância da hidroelectricidade no conjunto da produção renovável. É de salientar ainda o período de sucessivos anos secos que se verificou entre 1989 e 1995.

Produção a partir de energias renováveis



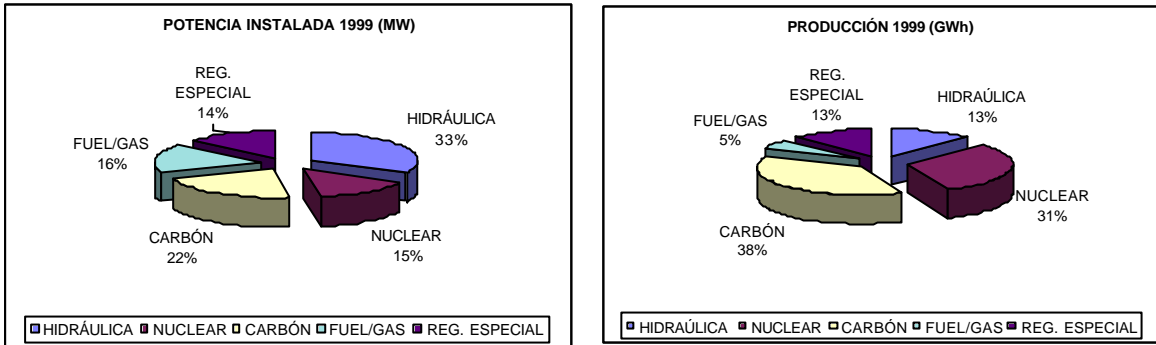
Fonte: OCDE, Min. Economia, DGE

Figura 1-8

Em Portugal, a capacidade instalada em produção em regime especial representou, em 1999, 15,5% da capacidade total. Em Espanha esta percentagem cifrou-se em 14%. A capacidade térmica convencional (carvão, fuel e gás) representou em Portugal 47,2% face a 38% em Espanha. Quanto à hídrica, Portugal tem uma capacidade instalada (SEP + SENV) que representa 37,2% do total e Espanha 33%. A produção nuclear em Espanha representa 15% da capacidade instalada.

Potência instalada e produção em 1999

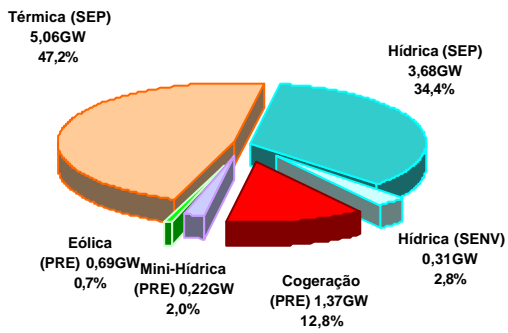
Espanha



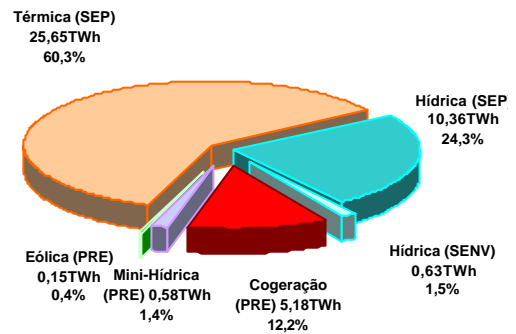
Fuente: REE

Portugal

Potência Instalada



Produção



Fonte: OCDE (Inclui auto-produção)

Figura 1-9

No Quadro 1-2 apresentam-se os valores da produção referentes ao ano 2000, desagregados pelas maiores empresas.

Produção de energia eléctrica em 2000

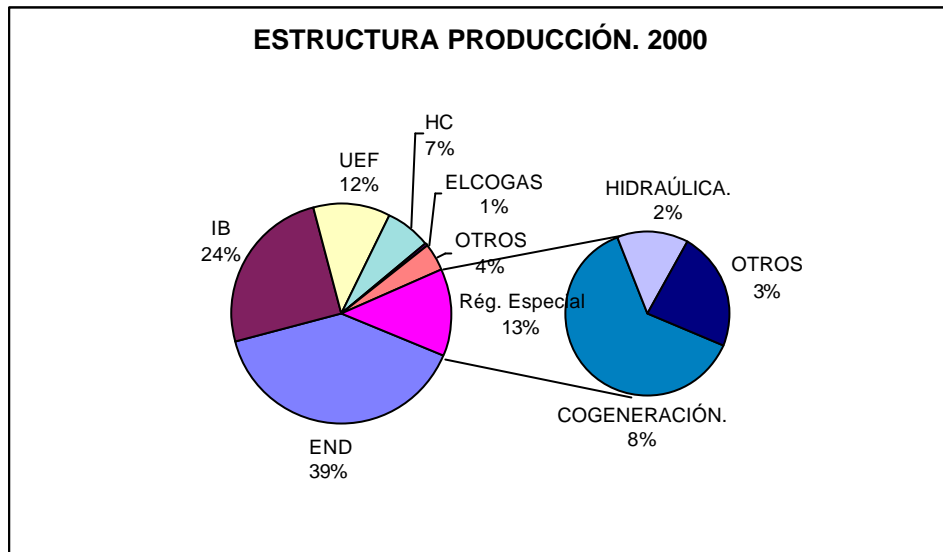
| NOME | PRODUÇÃO (TWh) | CAPACIDADE (MW) | | | | | | TOTAL |
|---------------|----------------|-----------------|--------|--------|--------|---------|--------|---------|
| | | HÍDRICA | CARVÃO | GÁS | FUEL | NUCLEAR | OUTROS | |
| CPPE | 24,00 | 3684,0 | 1256,0 | 250,0* | 1614,5 | 0 | 334,2 | 7138,7 |
| TEJO ENERGIA | 4,60 | | 615,2 | | | | | 615,2 |
| TURBOGÁS | 5,90 | | | 990,0 | | | | 990,0 |
| EDP ENERGIA | 0,15 | 84,7 | | | | | | 84,7 |
| HDN | 0,23 | 114,8 | | | | | | 114,8 |
| HIDROCENEL | 0,24 | 105,7 | | | | | | 105,7 |
| ENDESA | 81,20 | 5997,0 | 6660,7 | 3338,3 | | 3683,0 | | 19679,0 |
| IBERDROLA | 50,81 | 8367,0 | 1238,0 | 3221,0 | | 3231,0 | | 16057,0 |
| U. FENOSA | 23,60 | 1679,0 | 2056,3 | 855,7 | | 742,0 | | 5333,0 |
| H. CANTABRICO | 13,49 | 408,0 | 1601,0 | 0,0 | | 165,0 | | 2174,0 |
| ELCOGAS | 1,37 | 0,0 | 335,0 | 0,0 | | 0,0 | | 335,0 |

* gas e fuel (queima mista do Carregado)

Fonte: ERSE, CNE

Quadro 1-2

Em 2000, a produção de energia eléctrica, em Portugal, distribui-se da forma que a Figura 1-11 ilustra. Verifica-se um valor significativo de produção por co-geração no contexto da produção independente. Refira-se que a produção hídrica referente ao SEI, apresentada na figura, engloba a produção das centrais integradas no SENV e a dos aproveitamentos hidroeléctricos até 10 MVA (mini-hídricas). Para efeitos de determinação da quota da produção a partir de fontes renováveis há que considerar ainda as centrais hídricas que pertencem à CPPE, cuja produção em 2000 representou cerca de 25% da produção total de energia eléctrica.

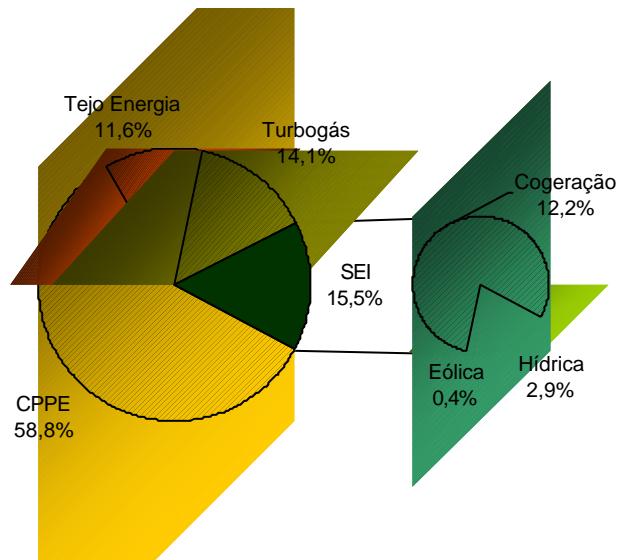


Fuente: CNE

Figura 1-10

Estrutura da produção em 2000

Portugal



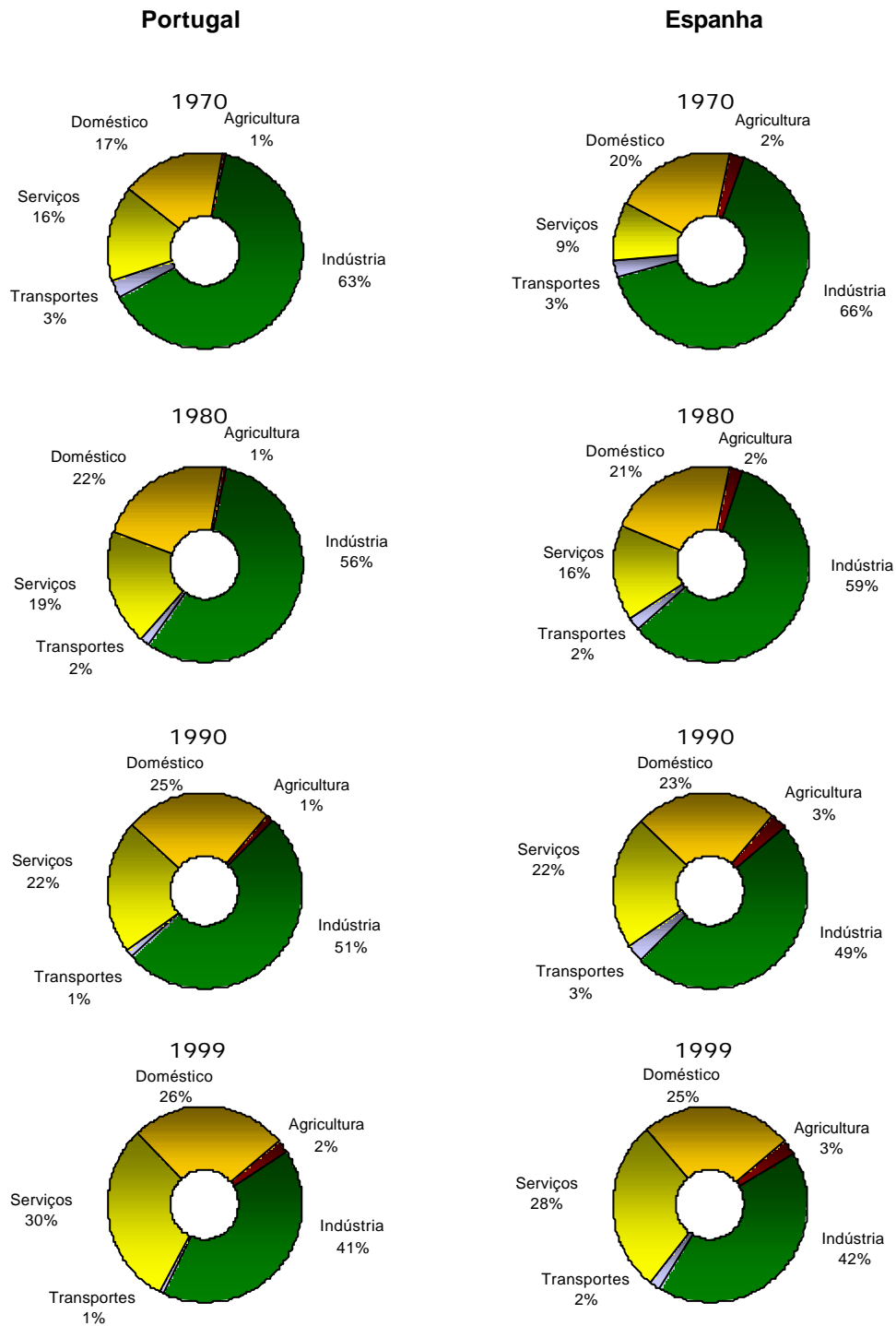
Fuente: CPPE, DGE, REN, Tejo Energia

Figura 1-11

1.5 ESTRUCTURA DO CONSUMO

De acordo com a Figura 1-12, a evolução da estrutura do consumo em ambos os países denota um aumento continuado do peso do consumo doméstico e dos serviços e uma diminuição expressiva do peso do consumo industrial. Em Portugal, regista-se uma diminuição continuada do peso do consumo de energia eléctrica no sector dos transportes.

Evolução do consumo

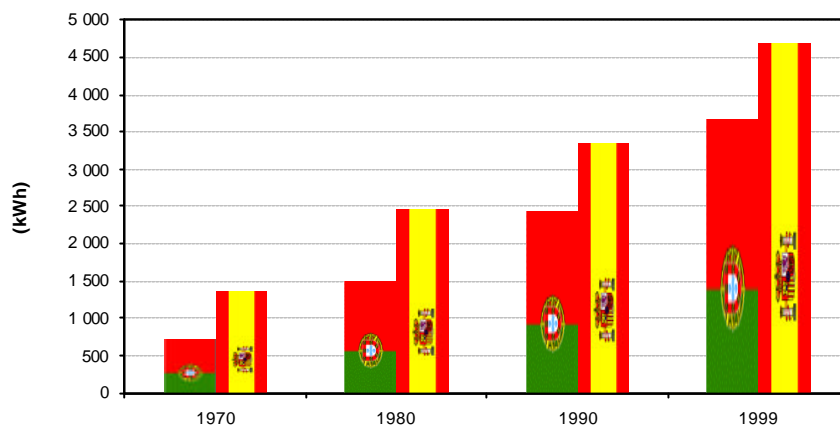


Fonte: OCDE

Figura 1-12

A Figura 1-13 permite observar a evolução da relação entre o consumo e o número de habitantes.

Consumo de electricidade *per capita*

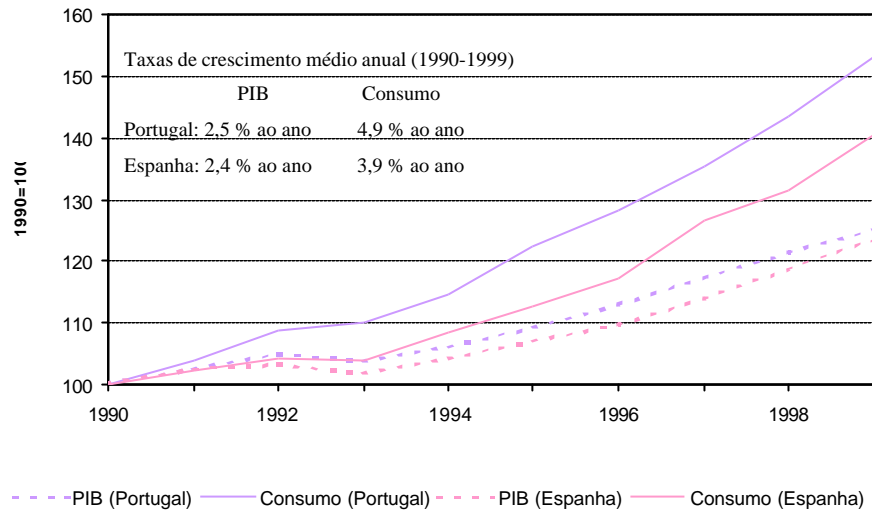


Fonte: OCDE, *European Economy*

Figura 1-13

A evolução do PIB e do consumo de electricidade em ambos os países está ilustrada na Figura 1-14. Verifica-se que o consumo de electricidade segue uma tendência relacionada com a do PIB em ambos os países.

Evolução do PIB e do consumo de electricidade



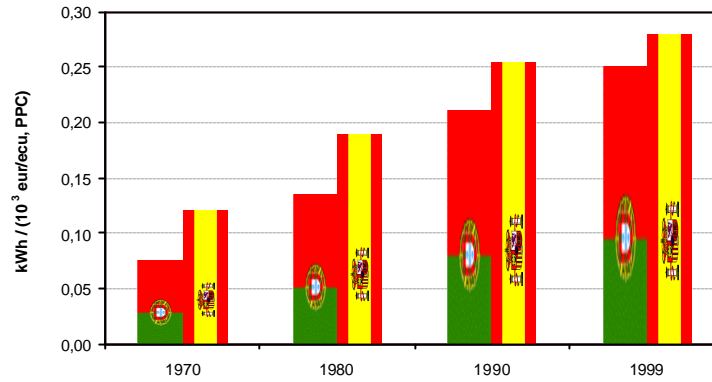
Fonte: OCDE, DGE, *European Economy*

Figura 1-14

A evolução da intensidade eléctrica, medida pela relação entre o consumo de energia eléctrica e o PIB (convertido para ecus/euros através da paridade do poder de compra), registada para os dois países encontra-se evidenciada na Figura 1-15. Observa-se um crescimento contínuo desde a década de 1970 até 1999.

Intensidade eléctrica

Preços constantes de 1995



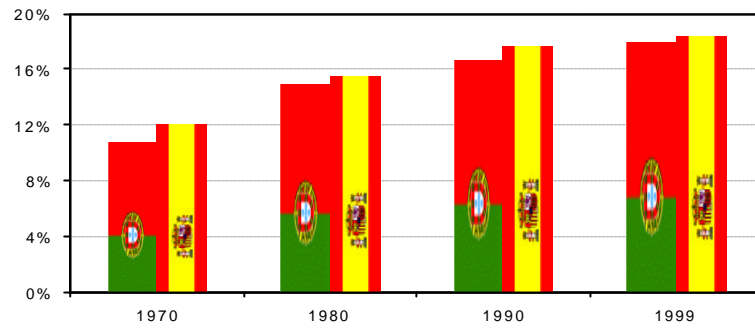
Nota: PPC – paridade do poder de compra

Fonte: OCDE, DGE, *European Economy*

Figura 1-15

Conforme se verifica na Figura 1-16, a penetração da energia eléctrica no consumo final de energia tem vindo a aumentar. Pode observar-se que o aumento mais significativo ocorreu no período entre 1970 e 1980, para ambos os países.

Penetração da electricidade no consumo final de energia

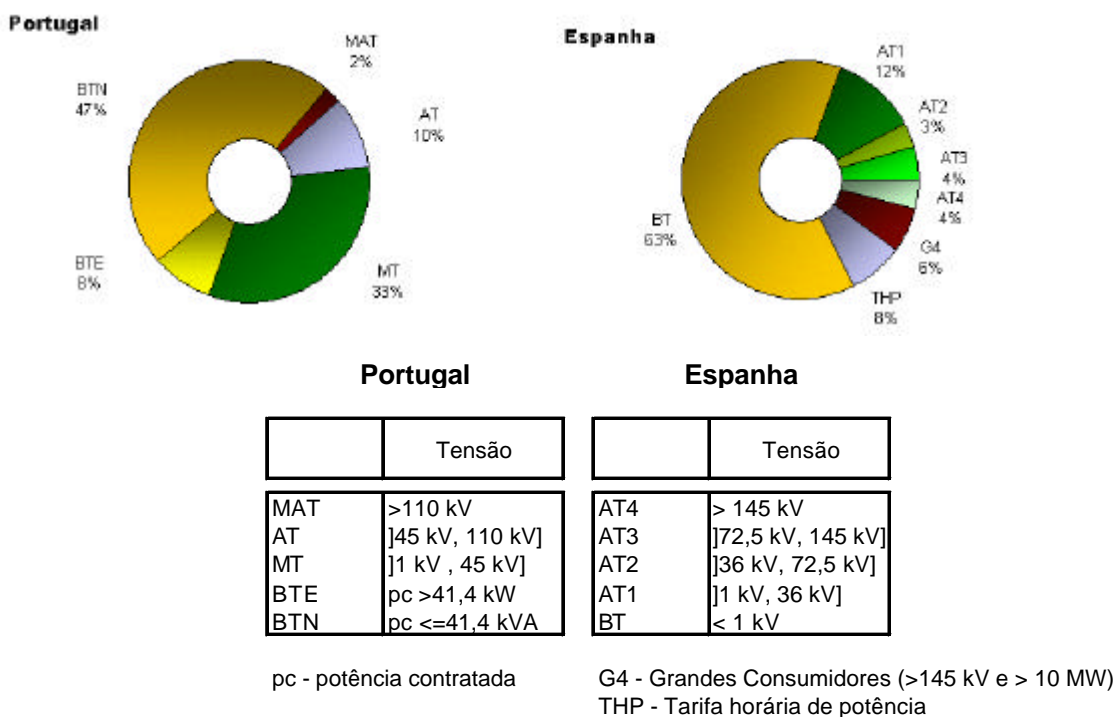


Fonte: OCDE, DGE, *European Economy*

Figura 1-16

A estrutura de consumos dos clientes finais encontra-se detalhada na Figura 1-17 por nível de tensão.

Estrutura de consumos dos clientes finais em 2000



Fonte: EDP Distribuição, REE

Figura 1-17

Número de clientes finais* por nível de tensão em 2000

| Espanha | | Portugal | |
|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|
| Nível de Tensão | Nº Consumidores | Nível de Tensão | Nº Consumidores |
| AT4 | 32 | MAT | 11 |
| AT3 | 82 | AT | 90 |
| AT2 | 475 | MT | 18 834 |
| AT1 | 56 586 | BTE | 25 388 |
| BT | 20 701 379 | BTN | 5 370 981 |
| G4 | 5 | | |
| THP | 98 | | |

Fonte: CNE, EDP Distribuição

*consumidores a tarifa/ clientes finais do SEP

Quadro 1-3

1.6 CRITÉRIOS DE ELEGIBILIDADE E PROCEDIMENTOS PARA MUDANÇA DE FORNECEDOR

O grau de abertura que se verificava no sector eléctrico no final de 2001 em ambos os países está representado na Figura 1-19 onde se apresentam as percentagens do consumo estimado quer dos clientes elegíveis quer dos que já exerceram o direito de contratarem as suas necessidades de energia no mercado, denominados na figura como “consumo de clientes elegíveis”. Observa-se que a percentagem do consumo dos clientes elegíveis é mais elevada em Espanha (58%) do que em Portugal (45%). O valor de 3,5% que consta na figura relativa a Portugal, corresponde ao consumo estimado dos 293 clientes não vinculados existentes em 02/02/11, num universo de aproximadamente 20 000 clientes elegíveis.

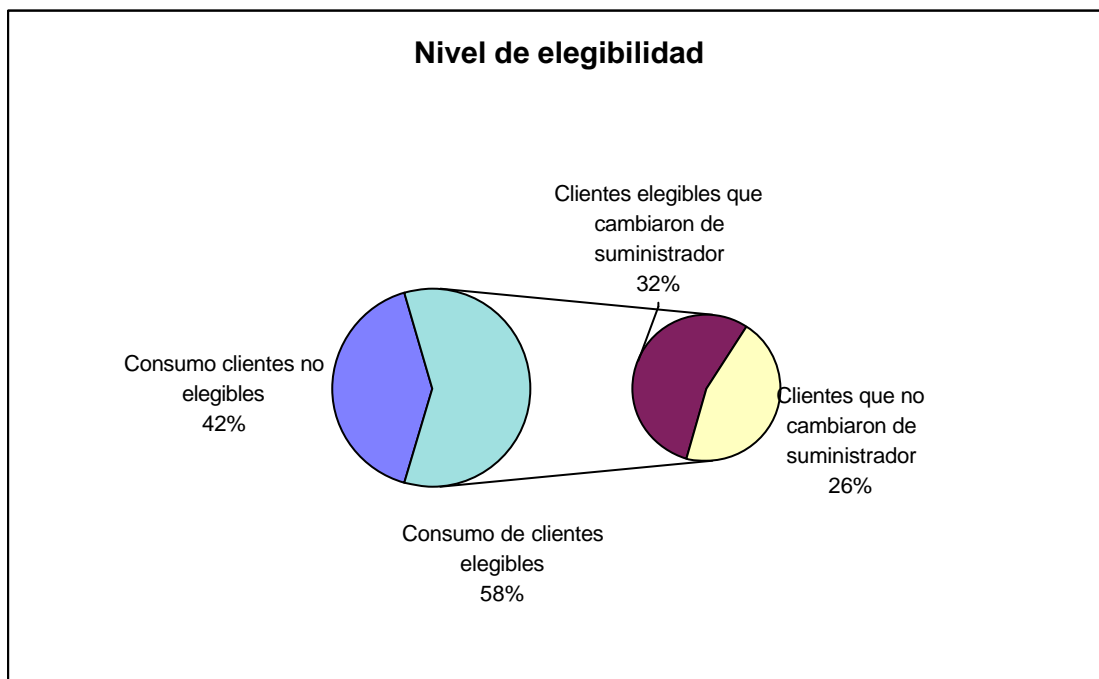
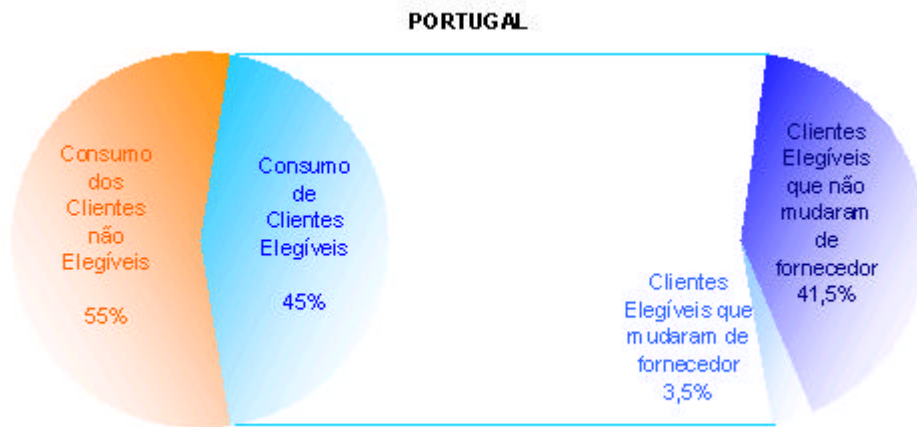


Figura 1-18

Nível de elegibilidade



Fonte: EDP, DGE, REE

Figura 1-19

1.6.1 ESPANHA

En España el procedimiento a seguir para que los consumidores cualificados puedan ejercer su derecho es el siguiente:

- Las empresas eléctricas distribuidoras, con quince días de antelación a la fecha en que, de acuerdo con la normativa vigente, dicho consumidor cualificado pueda ejercer su condición, deben remitirle gratuitamente un certificado, en el que harán constar el nivel de tensión del suministro, identificación de la tarifa correspondiente, potencia o potencias contratadas, el consumo mensual de los dos años anteriores y el detalle de los datos de su facturación de dicho período.
- Los consumidores cualificados que pretendan adquirir energía eléctrica directamente en el mercado de producción para su propio consumo deben inscribirse en el Registro Administrativo de Distribuidores, Comercializadores y Consumidores Cualificados (RADCyCC) del Ministerio de Economía.

La solicitud de dicha inscripción hay que dirigirla al órgano competente de la Comunidad Autónoma donde se ubique el punto de suministro o instalación respecto del cual el consumidor cualificado pretenda ejercer dicha condición, acompañada de la certificación de la empresa distribuidora a que se hace referencia el punto anterior. En el caso de

autoprodutores, además, deberán adjuntar el certificado de la empresa distribuidora de la energía que hayan cedido a sus redes en cada punto en el último año, así como una certificación propia de los autoconsumos realizados durante el mismo período. La Comunidad Autónoma, en el plazo máximo de un mes, dará traslado a la Dirección General de Política Energética y Minas del Ministerio de Economía de la solicitud presentada y de la documentación que le acompañe.

La Dirección General de Política Energética y Minas del Ministerio de Economía, a la vista de la documentación presentada, procederá, en su caso, a la formalización de la inscripción previa en el Registro quien la notificará al interesado. Se procederá a la inscripción del consumidor cualificado en el registro una vez que éste adquiera la condición de agente del mercado, para lo cual deberá haberse adherido expresamente a las reglas y condiciones de funcionamiento y liquidación del Mercado de Producción en el correspondiente contrato de adhesión y prestar al operador del mercado las garantías suficientes para dar cobertura a las obligaciones económicas que se puedan derivar de su actuación como adquirente de energía eléctrica en el mercado, en los términos que se establecen en el contrato de adhesión. Para ello deberá dirigir la solicitud de inscripción a la Dirección General de Política Energética y Minas del Ministerio de Economía acompañada de la documentación que acredite su condición de agente del mercado. El plazo máximo entre la emisión de la certificación de la inscripción previa en el Registro y la solicitud de la inscripción será de tres meses. Si no se solicita la inscripción en ese plazo, se procederá a archivar el expediente anulando la inscripción previa en el Registro.

- Los consumidores cualificados que no deseen actuar directamente como agentes en el mercado de producción, no se inscribirán en el Registro Administrativo de Distribuidores, Comercializadores y Consumidores Cualificados bastando para acreditar su derecho a ser consumidor cualificado la certificación sobre la característica de su consumo o nivel de tensión de suministro expedido por la empresa o empresas distribuidoras con las que esté conectado.

1.6.2 PORTUGAL

Em Portugal, o procedimento a seguir para obtenção do estatuto de cliente não vinculado compreende as seguintes etapas:

- apresentação à ERSE de pedido formulado pela entidade interessada, em formulário próprio, do qual constam a identificação da entidade requerente, actividade, domicílio, descrição e localização da instalação e data a partir da qual se pretende o acesso ao SENV

(cópia deste pedido deve ser igualmente enviada à entidade concessionária da RNT e ao distribuidor vinculado em MT e AT);

- análise, por parte da ERSE, do pedido formulado, de modo a verificar o cumprimento das condições estabelecidas para o efeito;
- atribuição à instalação consumidora do estatuto de cliente não vinculado, sempre que não se verifiquem fundamentos de indeferimento, num prazo máximo de 15 dias úteis. Tal decisão é comunicada à Direcção Geral de Energia, à entidade concessionária da RNT, ao distribuidor vinculado em MT e AT e à entidade interessada.

O estatuto de cliente não vinculado é atribuído por tempo indeterminado, podendo cessar por revogação, na sequência de incumprimento das disposições legais e regulamentares aplicáveis ao acesso ao SENV, ou por caducidade, na sequência de solicitação de adesão ao SEP por parte do cliente não vinculado.

1.7 CARACTERIZAÇÃO DAS REDES

1.7.1 ESPANHA

A rede de transporte espanhola engloba os equipamentos de 400 kV e 220 kV, incluindo as interligações com Portugal, França e Marrocos.

No que diz respeito às linhas, a rede de transporte espanhola é constituída por linhas de 400 kV e de 220 kV, com um peso relativo de 48% e 52%, respectivamente.

Rede de transporte espanhola – linhas - 2000

| Tensão de exploração | Extensão (km) | Extensão (%) |
|----------------------|---------------|--------------|
| 400 kV | 14 918 | 48 |
| 220 kV | 16 003 | 52 |

Fonte: CNE

Quadro 1-4

A extensão das linhas da rede espanhola de transporte pode também ser apresentada em termos de comprimento equivalente a 400 kV, usando a seguinte fórmula:

$$L_{400} = \sum \left(l_{400} + \frac{l_{220}}{3} \right)$$

Rede de transporte espanhola – comprimento equivalente 400 kV - 2000

| Tensão de exploração | Extensão (km) | Extensão (%) |
|----------------------|---------------|--------------|
| 400 kV | 14 918 | 74 |
| 220 kV | 5 334 | 26 |
| Total | 20 252 | |

Fonte: CNE

Quadro 1-5

A rede de transporte espanhola pertence às empresas de transporte de energia eléctrica, sendo a REE a transportadora maioritária com 131 subestações, com uma potência de autotransformação (equivalente a transporte) de 45 762 MVA e de transformação (equivalente a transformação em alta tensão da distribuição) de 90 840 MVA, estando esta informação resumida no Quadro 1-6.

Rede de transporte espanhola – subestações - 2000

| | |
|-------------------------------------|--------|
| N.º de subestações | 131 |
| Potência em autotransformação (MVA) | 45 762 |
| Potência em transformação (MVA) | 90 840 |

Fonte: CNE

Quadro 1-6

A rede de distribuição espanhola engloba os níveis de tensão de 132 kV, 110 kV, 66 kV, 50 kV, 45 kV, 25 kV, 20 kV, 15 kV, 13,5 kV, 10 kV, 6 kV e 0,4 kV, sendo constituída por linhas aéreas e por cabos subterrâneos.

Rede de distribuição espanhola – linhas - 2000

| Tensão de exploração | Extensão (km) | Extensão (%) | |
|--------------------------|---------------|----------------------|------------------------------|
| | | % do total de linhas | % do total de linhas + cabos |
| LINHAS AÉREAS | | | |
| MAT \geq 110 kV | 20 627 | 5 | 4 |
| 110 kV > AT > 45 kV | 24 978 | 6 | 5 |
| 45 kV \geq MT > 1 kV | 174 511 | 39 | 39 |
| BT \leq 1 kV | 224 807 | 50 | 52 |
| CABOS SUBTERRÂNEOS | | | |
| MAT > 110 kV | 100 | 0,1 | \approx 0 |
| 110 kV \geq AT > 45 kV | 495 | 0,5 | \approx 0 |
| 45 kV \geq MT > 1 kV | 35 149 | 37,2 | 6 |
| BT \leq 1 kV | 58 878 | 62,2 | 11 |

Fonte: CNE

Quadro 1-7

A grande componente da extensão das redes de distribuição aéreas são as linhas de baixa tensão, que representam cerca de 50% do total destas redes, seguidas pelas linhas de média tensão, com um peso relativo de cerca de 39%. As linhas de alta tensão representam apenas cerca de 6% do total das redes aéreas, e as de muito alta tensão 5%.

A mesma tendência é verificada nas redes de distribuição subterrâneas, onde a grande percentagem são cabos de baixa tensão, que representam cerca de 62% do total destas redes, e cabos de média tensão, com um peso relativo de 37%. Surgem ainda cabos de alta tensão e de muito alta tensão, que representam no seu conjunto apenas cerca de 1% do total das redes subterrâneas.

A rede de distribuição espanhola é ainda constituída por 1 434 subestações com uma potência de transformação total de 59 147 MVA e por 257 687 postos de transformação com uma potência instalada de 74 421 MVA, conforme sistematizado no Quadro 1-8.

Rede de distribuição espanhola – subestações e postos de transformação - 2000

| | |
|---|---------|
| N.º de subestações | 1 434 |
| Potência em transformação instalada (MVA) | 59 147 |
| N.º de postos de transformação | 257 687 |
| Potência em transformação instalada (MVA) | 74 421 |

Fonte: CNE

Quadro 1-8**1.7.2 PORTUGAL**

A rede de transporte portuguesa é constituída pelas linhas de muito alta tensão e subestações que interligam este nível de tensão e a alta tensão.

No que diz respeito às linhas, esta rede é constituída, quase exclusivamente, por linhas aéreas de 400 kV, 220 kV e 150 kV, existindo ainda uma linha explorada a 130 kV. No que diz respeito a cabos subterrâneos, a rede de transporte engloba apenas um cabo subterrâneo a 220 kV, bem como alguns troços de linha subterrâneos de reduzidas dimensões.

Verifica-se assim que, em 2000, a rede de transporte portuguesa apresenta a seguinte constituição:

Rede de transporte portuguesa – linhas - 2000

| Tensão de exploração | Extensão (km) | Extensão (%) |
|----------------------|---------------|--------------|
| 400 kV | 1 235 | 21 |
| 220 kV | 2 418 | 40 |
| 150 kV | 2 361 | 39 |

Fonte: REN

Quadro 1-9

Se considerarmos o peso relativo de cada um dos valores de tensão referidos na rede de transporte portuguesa, em 2000, constata-se que as linhas de 400 kV representam cerca de 21% da rede de transporte, enquanto que o peso relativo das linhas de 220 kV e de 150 kV é de cerca de 40% e 39%, respectivamente.

No que diz ainda respeito às linhas da rede de transporte é possível calcular o comprimento equivalente a 400 kV, através da seguinte fórmula:

$$L_{400} = \sum \left(l_{400} + \frac{l_{220}}{3} + \frac{l_{150}}{6} \right)$$

onde l_{400} , l_{220} e l_{150} são os comprimentos reais, em km, das redes de 400 kV, 220 kV e 150 kV, expressos no Quadro 1-10.

Rede de transporte portuguesa – comprimento equivalente 400 kV - 2000

| Tensão de exploração | Extensão (km) | Extensão (%) |
|----------------------|---------------|--------------|
| 400 kV | 1 235 | 51 |
| 220 kV | 806 | 33 |
| 150 kV | 394 | 16 |
| Total | 2 435 | |

Fonte: REN

Quadro 1-10

A rede de transporte portuguesa integra ainda, em 2000, 44 subestações onde estão instalados 125 autotransformadores e transformadores. A potência de autotransformação instalada nas referidas subestações é de 6271 MVA e a de transformação cerca de 10 592 MVA, estando esta informação sistematizada no Quadro 1-11.

Rede de transporte portuguesa – subestações - 2000

| | |
|--|--------|
| N.º de subestações | 44 |
| N.º de transformadores e autotransformadores | 125 |
| Potência em autotransformação (MVA) | 6 271 |
| Potência em transformação (MVA) | 10 592 |

Fonte: REN

Quadro 1-11

As redes de distribuição portuguesas compreendem as redes de alta tensão, a 60 kV, as redes de média tensão, fundamentalmente a 30 kV, 15 kV e 10 kV e as redes de baixa tensão a 0,4 kV, podendo ser aéreas ou subterrâneas. Estas englobam ainda redes de pequena dimensão a 130 kV, na zona norte do país, a 6 kV, na zona sul, e a 5 kV, também na zona norte.

Rede de distribuição portuguesa – linhas - 2000

| Tensão de exploração | Extensão (km) | Extensão (%) | |
|----------------------|---------------|----------------------|------------------------------|
| | | % do total de linhas | % do total de linhas + cabos |
| LINHAS AÉREAS | | % do total de linhas | % do total de linhas + cabos |
| MAT > 110 kV | 75 | 0,5 | ≈ 0 |
| 110 kV ≥ AT > 45 kV | 6 811 | 4,5 | 4 |
| 45 kV ≥ MT > 1 kV | 50 140 | 33 | 27 |
| BT ≤ 1 kV | 93 507 | 62 | 51 |
| CABOS SUBTERRÂNEOS | | % do total de cabos | % do total de linhas + cabos |
| MAT > 110 kV | ---- | ---- | ---- |
| 110 kV ≥ AT > 45 kV | 355 | 1 | ≈ 0 |
| 45 kV ≥ MT > 1 kV | 10 059 | 30 | 5 |
| BT ≤ 1 kV | 23 533 | 69 | 13 |

Fonte: EDP Distribuição

Quadro 1-12

A grande componente da extensão das redes de distribuição aéreas são as linhas de baixa tensão, que representam cerca de 62% do total destas redes, e as linhas de média tensão, com um peso relativo de cerca de 33%. As linhas de alta tensão representam apenas cerca de 4,5 % do total das redes aéreas, não tendo significado o peso relativo das linhas de muito alta tensão.

A mesma tendência é verificada nas redes de distribuição subterrâneas, onde a grande percentagem são cabos de baixa tensão, que representam cerca de 69% do total destas redes, e cabos de média tensão, com um peso relativo de 30%. Surgem ainda cabos de alta tensão, que representam apenas cerca de 1% do total das redes subterrâneas.

Além de linhas e cabos, as redes de distribuição são constituídas por subestações, postos de seccionamento, postos de transformação e equipamentos acessórios ligados à sua exploração. Fazem ainda parte das redes de distribuição as instalações de iluminação pública e as ligações a instalações consumidoras e a centros electroprodutores.

Os equipamentos das redes de distribuição podem ser sistematizados no Quadro 1-13.

Rede de distribuição portuguesa – subestações e postos de transformação - 2000

| | |
|---|--------|
| N.º de subestações | 368 |
| Potência em transformação instalada nas subestações (MVA) | 12 902 |
| N.º de postos de transformação | 47 695 |
| Potência em transformação instalada nos postos de transformação (MVA) | 12 776 |

Fonte: EDP Distribuição

Quadro 1-13

1.7.3 INTERLIGAÇÕES

As interligações existentes entre a rede eléctrica portuguesa e a rede eléctrica espanhola melhoram a segurança e estabilidade do sistema eléctrico. Adicionalmente, permitem a realização de trocas de energia eléctrica entre Portugal e Espanha, o que se traduz em ganhos acrescidos para os dois países.

O quadro seguinte apresenta a capacidade térmica de transporte das principais linhas de interligação entre Portugal e Espanha. O quadro permite também identificar o nível de tensão

associado a cada linha. Importa, no entanto, salientar que o valor da capacidade apresentado é muito superior ao valor da capacidade disponível para fins comerciais, como se observa no Quadro 1-16. Esta diferença deve-se sobretudo às margens que é necessário garantir por razões de segurança.

Características das linhas de interligação Portugal-Espanha

| Linhas de Interligação | Tensão de Serviço (kV) | Capacidade térmica (MW) Verão (30°C) / Inverno (15°C) |
|-------------------------------|-------------------------------|--|
| Pocinho - Saucelle | 220 | 268 / 344 |
| Pocinho - Aldeadávila | 220 | 200 / 295 |
| Bemposta - Aldeadávila | 220 | 200 / 295 |
| Alto Lindoso - Cartelle | 400 | 1036 / 1330 |
| Pego - Cedillo | 400 | 790 / 1020 |

Fonte: REN

Quadro 1-14

O Quadro 1-15 corresponde à previsão mais recente do valor de capacidade disponível publicada anualmente pela ETSO para o período de Verão e de Inverno, estimado pelos operadores de sistema dos dois países.

Capacidade de interligação

| | Verão 2001 (MW) | Inverno 2001/02 (MW) |
|---------------------------|----------------------------|---------------------------------|
| Portugal → Espanha | 550 | 600 |
| Espanha → Portugal | 725 | 850 |

Fonte: REN

Quadro 1-15

O quadro seguinte resume os valores de capacidade de interligação disponível para fins comerciais durante o ano de 2001.

Capacidade de interligação para fins comerciais

| | Portugal→Espanha (MW) | Espanha→Portugal (MW) |
|---------------|------------------------------|------------------------------|
| Mínimo | 50 | 50 |
| Máximo | 1500 | 1400 |
| Moda | 650 | 600 |
| Média | 600 | 569 |

Fonte: REN

Quadro 1-16

1.8 GARANTIA DE ABASTECIMIENTO

1.8.1 ESPANHA

A diferencia que en Portugal, en España no existen planes que identifiquen las necesidades de aumento de potencia instalada en generación y que sean responsabilidad del Gobierno (con la entrada en vigor de la Ley del Sector Eléctrico se abandonó la idea de planificación vinculante de la generación, por lo que los planes que se puedan establecer son indicativos), ya que dicha actividad está en libre competencia. Por tanto las empresas son las que deciden implantar más o menos capacidad instalada en España, a través de su libre iniciativa empresarial. No obstante cualquier consumidor demandante, tiene garantizado el suministro de energía eléctrica en igualdad de condiciones (no discriminatorio), ya que se considera que es un servicio esencial.

No obstante y en función de la obligatoriedad que tienen las unidades de producción en régimen ordinario de presentar ofertas de venta de energía en el mercado (salvo que se hayan acogido a sistemas de contratación bilateral), tienen garantizado el cobro de un concepto denominado "Garantía de Potencia" siempre que acrediten un funcionamiento mínimo de 480 horas anuales a plena carga o equivalentes si no funcionan a plena carga. El pago de este concepto lo realizan todos los distribuidores, los comercializadores y agentes externos por la energía adquirida en el mercado de producción y no está obligado al pago de garantía de potencia, la energía vinculada a un contrato bilateral, la energía de los productores por su autoconsumo y el consumo del bombeo.

A determinados consumidores que permanecen a tarifas integrales reguladas (bien porque no han ejercido su derecho de elegibilidad o porque aún permanecen cautivos), se les aplica unos complementos por interrumpibilidad que tienen por objeto reducir el consumo en punta en los

momentos de mayor demanda. Los descuentos aplicados varían en función del tipo o tipos de interrumpibilidad a el/los que se haya acogido (en los que varía el preaviso y la duración de la interrupción) y cortes efectivamente realizados. No obstante este complemento sólo es de aplicación a aquellos consumidores que ya lo tuvieran con anterioridad al 31 de enero de 1999 y hasta el 1 de enero de 2007.

También existe una Tarifa Horaria de Potencia, mediante la cual se establecen siete precios para el termino de potencia y otros siete para el término de energía, de manera que el usuario tiene que definir siete potencias contratadas para cada uno de los periodos (y mensualmente se paga la doceava parte) y por energía paga la que realmente ha consumido en cada uno de los periodos. Esta tarifa está diseñada de manera que REE dispone de 23 días al año durante los cuales y como máximo durante 13 horas (entre las 8 y las 24) se puede fijar que es periodo 1 (el mas caro de todos), por lo que REE establecerá estos días cuando las circunstancias así lo aconsejen.

El resto de tarifas tienen una estructura binómica con precios por término de potencia y precios por término de energía activa consumida. Dependiendo de la tarifa y el nivel de tensión en que se produzca el suministro, existen complementos que les son de aplicación y que les producirá recargos o descuentos como son los de discriminación horaria y por consumo de reactiva a parte del ya mencionado complemento por interrumpibilidad.

La estructura de las tarifas incluyen los siguientes conceptos:

- a) El coste de producción de energía eléctrica,
- b) Los peajes que correspondan por el transporte y la distribución de energía eléctrica.
- c) Los costes de comercialización.
- d) Los costes permanentes del sistema.
- e) Los costes de diversificación y seguridad de abastecimiento.

1.8.2 PORTUGAL

O planeamento do sistema electroprodutor é da responsabilidade da Direcção Geral de Energia que, em planos a elaborar de dois em dois anos, identifica as suas necessidades de expansão. Estas necessidades têm em consideração a variabilidade dos recursos hídricos, a evolução da procura de electricidade, a identificação de medidas de gestão da procura e a quantificação dos seus efeitos, bem como a definição dos padrões de segurança da produção. A previsão da evolução da procura de electricidade no âmbito do SEP torna-se mais complexa num ambiente de abertura do mercado de electricidade, no qual os consumidores irão naturalmente exercer o direito

de elegibilidade. Os padrões de segurança usados estabelecem a máxima probabilidade de ocorrência de meses com interrupção de abastecimento, a máxima percentagem de energia não fornecida da procura anual a satisfazer, bem como a sua valorização.

A tarifa de Venda a Clientes Finais a aplicar a cada consumidor não participante no mercado (cliente do SEP) é calculada através da adição das diversas tarifas por actividade, incluindo a parcela de capacidade, permitindo assim reflectir e evidenciar os custos associados com a garantia de abastecimento.

A incorporação da garantia de abastecimento nas tarifas de Venda a Clientes Finais dá-se por via da parcela de capacidade da Tarifa de Energia e Potência (TEP). No cálculo desta tarifa são autonomizados os valores relativos à garantia de abastecimento e, posteriormente, convertidos para os vários níveis de tensão por consideração de ajustamentos para perdas e de diagramas de carga tipo (*load profiling*).

A estrutura dos preços da Tarifa de Energia e Potência é orientada pela estrutura dos custos marginais de produção. Os custos marginais de produção incluem os custos marginais de energia fornecida e também custos de energia não servida que estão associados a custos de capacidade. Os custos marginais de energia são obtidos considerando a existência de capacidade suficiente em meios de ponta, nomeadamente de turbinas a gás de ciclo simples (TGCS), evitando-se a existência de energia não servida. A diferença entre os custos marginais de produção e os custos marginais de energia constituem os custos marginais de capacidade. Num sistema optimizado, e portanto bem dimensionado em termos de meios de produção, os custos marginais de capacidade deveriam ser limitados aos custos de capacidade das TGCS.

Os valores relativos aos custos marginais de produção do SEP por período horário são propostos anualmente pela entidade concessionária da RNT.

A parcela de capacidade da TEP tem uma estrutura binómia com preços de potência em horas de ponta e preços de energia activa. Os termos tarifários de energia da parcela de capacidade dizem respeito unicamente a horas de pontas e cheias. Os proveitos da parcela de capacidade da Tarifa de Energia e Potência tem por base a potência líquida garantida existente para o ano em causa e o preço associado ao investimento em turbinas a gás de ciclo simples.

A repartição das receitas de capacidade pelos termos de energia e potência foi estabelecida por forma a minimizar a diferença entre os preços das tarifas de Venda a Clientes Finais de 2001 no novo referencial tarifário e os preços das tarifas de Venda a Clientes Finais de 2002, resultantes da aplicação do princípio da aditividade. A repartição da parcela de capacidade a afectar aos termos tarifários de energia em horas de ponta e cheias tem em conta a estrutura dos custos de

capacidade obtidos pela diferença entre os custos marginais de produção e os custos marginais de energia.

No SEP, a oportunidade de consumir energia sem garantia é introduzida através da consideração de contratos de interruptibilidade. Quando devidamente considerada no planeamento do sistema electroprodutor, a interruptibilidade pode trazer vantagens a todos os clientes do SEP, permitindo o diferimento temporal da expansão do sistema electroprodutor em meios de produção de ponta, nomeadamente turbinas a gás de ciclo simples. Quando não prevista na fase de planeamento, a interruptibilidade pode ser justificada para solucionar a ocorrência de situações excepcionais de exploração.

Os clientes que tenham aderido ao regime de interruptibilidade aceitam reduzir o seu consumo nas condições estabelecidas nos contratos de interruptibilidade, possibilitando ao Gestor de Sistema garantir o abastecimento dos restantes clientes do SEP, tendo como contrapartida os descontos previstos. Importa referir que nas interrupções associadas ao regime de interruptibilidade não são incluídas as atribuíveis a falhas nas redes de transporte e distribuição.

O desconto a conceder a clientes vinculados que aceitarem um contrato de interruptibilidade depende das modalidades contratuais quanto a pré-avisos, frequência e duração de interrupções, devendo estar ligado aos custos de grupos geradores associados à garantia de potência.

Até à publicação das tarifas para 2001, a interruptibilidade era valorizada segundo a forma de um desconto aplicado a toda a factura dos clientes que se dispunham a reduzir o seu consumo. Esta forma de valorização da interruptibilidade não estava adequada aos custos evitados no sistema. Na realidade, atendendo a que possibilita a substituição de turbinas a gás de ciclo simples, deve ser valorizada através dos encargos fixos deste tipo de centrais. Neste sentido, nas Tarifas de 2001 considerou-se uma nova forma de valorização da interruptibilidade, a qual passou a ser definida através de um desconto aplicado ao valor da potência interruptível contratada. O desconto concedido em euros é definido a partir da potência interruptível contratada e do preço associado ao investimento em turbinas a gás de ciclo simples.

O Regulamento de Relações Comerciais estabelece que a partir de 1 de Janeiro de 2003 vigorará um novo regime de interruptibilidade a aprovar pela ERSE, prevendo-se a apresentação pela entidade concessionária da RNT, até 31 de Março de 2002, de proposta com as condições gerais a integrar nos contratos de interruptibilidade, bem como os critérios a observar na selecção das propostas para a sua celebração. Transitoriamente, o regime de interruptibilidade previsto no anterior Regulamento Tarifário mantém-se em vigor até 31 de Dezembro de 2002.

Os clientes participantes no mercado (clientes do SENV) têm oportunidade de escolher entre fornecimentos garantidos e sem garantia de abastecimento. O Regulamento de Relações Comerciais prevê que as entidades do SENV, clientes ou produtores participantes no mercado, possam estabelecer contratos de garantia de abastecimento com a concessionária da RNT. Os contratos de garantia de abastecimento têm em vista o fornecimento supletivo de energia eléctrica pelo SEP, até ao limite da potência estabelecida para o efeito, para produtores não vinculados, sempre que se encontrem em situação de falha de disponibilidade ou em indisponibilidade programada, ou para contratos de importação de energia, em casos fortuitos ou de força maior que afectem a capacidade de interligação.

As condições gerais dos contratos de garantia de abastecimento, bem como os critérios a observar na selecção das propostas para a sua elaboração, encontram-se em fase de discussão, após a qual serão objecto de regulamentação no Manual de Procedimentos do Agente Comercial do SEP.

1.9 PLANEAMENTO DAS REDES

1.9.1 ESPANHA

La planificación de la red de transporte, tiene carácter vinculante para los distintos sujetos que actúan en el sistema eléctrico y es realizada por el Gobierno a propuesta del Ministerio de Economía con la participación de las Comunidades Autónomas y será sometida al Congreso de los Diputados.

La planificación tiene un horizonte temporal de cinco años y sus resultados se recogen en un documento denominado Plan de Desarrollo de la red de transporte de energía eléctrica.

El desarrollo de la red cumplirá los requisitos de seguridad y fiabilidad para las futuras configuraciones de la red, los cuales serán coherentes con los criterios técnicos establecidos en los procedimientos de operación del sistema.

Asimismo, el desarrollo de la red atenderá a criterios económicos de forma que las nuevas inversiones puedan justificarse por:

- a) Los beneficios derivados de una eficiente gestión del sistema resultante de:
 - la reducción de las pérdidas de transporte

- la eliminación de restricciones que pudieran generar un coste global más elevado de la energía suministrada
- la incorporación eficiente al sistema de nuevos generadores

b) Los beneficios derivados de una operación más segura que minimice la energía no servida.

Los criterios de planificación tendrán en cuenta la existencia de obligación de suministro por parte de los distribuidores, sin perjuicio de la asignación de costes que sea aplicable en cada caso.

En la selección de las opciones de refuerzo de la red, se integrarán criterios medioambientales, de forma que los planes de desarrollo procuren la minimización del impacto medioambiental global.

En el desarrollo de la planificación se tendrá en consideración que la capacidad de la red de transporte de energía eléctrica no será susceptible de reserva.

Se coordinará la entrada de nuevos agentes productores y consumidores con los planes de desarrollo de la red, con objeto de mantener la coherencia en el desarrollo del sistema eléctrico en su conjunto.

Se tendrán en cuenta especialmente las actuaciones encaminadas al aumento de la capacidad de interconexión internacional con los países de nuestro entorno, fomentando el comercio internacional de energía eléctrica y las transacciones con el mercado único de energía eléctrica de la Unión europea.

El proceso de planificación constará de las siguientes etapas:

- Propuestas de Desarrollo de la red de transporte de energía eléctrica.
- Plan de Desarrollo de la red de transporte de energía eléctrica.
- Programa Anual de instalaciones de la red de transporte de energía eléctrica.

PROPUESTAS DE DESARROLLO DE LA RED DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Red Eléctrica de España, como operador del sistema y gestor de la red de transporte elaborará las propuestas de desarrollo de la red, que contendrán las previsiones asociadas a la instalación de los nuevos elementos tales como líneas, subestaciones, transformadores, elementos de compensación u otros y su programa temporal de ejecución para un horizonte de seis a diez años, definiendo las nuevas necesidades de instalación hasta el año horizonte y revisando las decisiones referentes a los años más remotos del horizonte precedente.

Las propuestas de desarrollo de la red de transporte se elaborarán cada cuatro años; El operador del sistema y gestor de la red de transporte realizará una revisión anual de las mismas que, considerando el mismo año horizonte, incluya la actualización de los aspectos más significativos referidos a variaciones puntuales.

La Propuesta de Desarrollo de la red de transporte de energía eléctrica contendrá información sobre los siguientes aspectos:

- a) Programa de incorporación de nuevas instalaciones y refuerzo de instalaciones existentes.
- b) Capacidad de la red de transporte para la cobertura de la demanda y de la generación, poniendo de manifiesto su eventual insuficiencia en las distintas zonas.
- c) Respuesta a las sugerencias y propuestas planteadas por otros agentes implicados en la planificación.
- d) Programa de coordinación de desarrollo con sistemas eléctricos externos.
- e) Programa de coordinación de desarrollo de la red, con la incorporación de nuevos proyectos de generación.

PLAN DE DESARROLLO

A partir de la Propuesta de Desarrollo de la red de transporte presentada por el operador del sistema y gestor de la red de transporte, el Ministerio de Economía elaborará en un plazo de cuatro meses, el Plan de Desarrollo de la Red de Transporte previo informe de la Comisión Nacional de Energía.

Este Plan de Desarrollo de la Red de Transporte se elaborará una vez al menos cada cuatro años y contendrá las líneas generales de actuación con un grado de concreción condicionado a la proximidad temporal de la puesta en servicio de las instalaciones.

PROGRAMA ANUAL DE INSTALACIONES DE LA RED DE TRANSPORTE

Sobre la base de dicho Plan de Desarrollo de la red de transporte, la Dirección General de Política Energética y Minas aprobará anualmente, previo informe de la Comisión Nacional de Energía, el Programa Anual de Instalaciones de la red de transporte, para lo que utilizará la actualización anual de las Propuestas de Desarrollo llevadas a cabo por el operador del sistema y gestor de la red de transporte.

El Programa Anual de Instalaciones incluirá la actualización de los aspectos más significativos referidos a variaciones puntuales, así como posibles actuaciones excepcionales.

EVOLUCIÓN DEL SISTEMA A LARGO PLAZO

El operador del sistema y gestor de la red de transporte elaborará informes que proporcionen una orientación sobre la evolución del sistema a largo plazo.

Los estudios de desarrollo de red a largo plazo considerarán los objetivos de seguridad de suministro y eficiencia y se desarrollarán con horizontes temporales superiores a diez años. Dichos informes serán realizados al menos cada cinco años, contemplando en ellos:

- a) Previsión de demanda de energía eléctrica.
- b) Previsión de instalación de nuevo equipo generador para la cobertura de la demanda.
- c) Detección de puntos débiles y necesidades de refuerzo de red.
- d) Creación de nuevos corredores, tanto nacionales como internacionales.
- e) Ampliación y refuerzo de pasillos eléctricos actuales, tanto nacionales como internacionales.
- f) Reconversión de pasillos eléctricos a una tensión de funcionamiento más elevada.
- g) Mallado de la red de transporte a nivel regional.
- h) Nuevas subestaciones.
- i) Ampliación y refuerzo de subestaciones actuales.

REDES DE DISTRIBUCIÓN

Las instalaciones de distribución no están sujetas a planificación por parte de la administración, ni central ni autonómica. Sin embargo, toda instalación de distribución requiere autorización administrativa. Las empresas distribuidoras deberán realizar sus actividades de forma adecuada y prestar el servicio de distribución de forma regular y continua con los niveles de calidad establecidos.

Las empresas distribuidoras presentarán ante las Areas, o en su caso Dependencias de Industria y Energía de las Delegaciones o Subdelegaciones del Gobierno de las provincias donde radique la instalación, la correspondiente solicitud de autorización administrativa para la construcción, ampliación, modificación, explotación de instalaciones eléctricas de producción, transporte y distribución.

La solicitud de la autorización deberá contener:

1. Memoria en la que se consignent las especificaciones siguientes:

- a) Ubicación de la instalación o, cuando se trate de líneas de transporte o distribución de energía eléctrica, origen, recorrido y fin de la misma.
 - b) Objeto de la instalación.
 - c) Características principales de la misma.
2. Planos de la instalación a escala mínima 1:50.000.
 3. Presupuesto estimado de la misma.
 4. Separata para las Administraciones Públicas, Organismos y, en su caso, empresas de servicio público o de servicios de interés general con bienes o servicios a su cargo afectadas por la instalación.

1.9.2 PORTUGAL

PLANEAMENTO DA REDE NACIONAL DE TRANSPORTE

A entidade concessionária da RNT elabora o plano de investimentos na RNT e submete-o a parecer da ERSE.

O plano de investimentos na RNT apresenta o conjunto de propostas de evolução da RNT, incluindo as referentes às interligações. Estas propostas têm em consideração as previsões de procura e o cenário base de evolução de centros electroprodutores, considerados no plano de expansão do sistema electroprodutor. São, ainda, incorporadas as previsões de contratação de compra e venda de energia eléctrica do Agente Comercial do SEP e os trânsitos de energia previsíveis nas interligações, com base nos padrões de segurança no transporte, estabelecidos em concordância com o Regulamento da Qualidade de Serviço.

O plano de investimentos na RNT deve atender ainda aos pedidos de ligação à RNT de produtores não vinculados e em regime especial, de clientes em MAT e do distribuidor vinculado em MT e AT.

O plano de investimentos na RNT deve mostrar, a nível técnico, que o funcionamento previsível da rede se encontra de acordo com os parâmetros de segurança, fiabilidade e qualidade de serviço regulamentares, bem como apresentar a análise da avaliação técnico-económica dos principais investimentos nele propostos.

Os padrões de segurança do transporte são estabelecidos pela entidade concessionária da RNT e sujeitos a parecer da ERSE.

A entidade concessionária da RNT e o distribuidor vinculado em MT e AT devem garantir a coerência entre o plano de investimentos na RNT e o plano de investimentos na rede de distribuição em AT, designadamente da informação relativa às alternativas de ligação entre as suas redes.

O plano de investimentos na RNT é enviado à ERSE de dois em dois anos, e contempla os seis anos seguintes ao ano em que é apresentado.

O plano de investimentos na RNT deve apresentar a evolução das características principais da RNT, incluindo as interligações, designadamente das relativas à informação prevista nos documentos "Caracterização da Rede Nacional de Transporte para efeitos de acesso à rede" e "Caracterização das interligações", que se descrevem em seguida. A entidade concessionária da RNT deve publicar e manter disponível para os interessados os documentos referidos.

A "Caracterização da Rede Nacional de Transporte para efeitos de acesso à rede" é um documento elaborado anualmente pela entidade concessionária da RNT com a composição e principais características da RNT, no qual são identificadas e caracterizadas zonas ou nós de rede e estimativas das capacidades de transporte disponíveis entre elas. Neste documento devem, nomeadamente, ser identificadas:

- a) As principais características da rede, linhas e subestações, e as suas variações, de acordo com a época do ano.
- b) Os congestionamentos e restrições da capacidade de transporte.
- c) A situação típica de carga nas subestações.
- d) As perdas nas redes por período tarifário, de acordo com a época do ano.
- e) Os indicadores de qualidade de serviço previstos no Regulamento da Qualidade de Serviço.

A "Caracterização das interligações" é um documento elaborado anualmente pela entidade concessionária da RNT, disponibilizado aos candidatos e aos utilizadores das redes, e ao distribuidor vinculado em MT e AT, com a informação sobre a capacidade de interligação disponível para fins comerciais e a sua efectiva utilização, que deve, nomeadamente, incluir:

- a) Os valores da capacidade de interligação disponível para fins comerciais aprovados anualmente.
- b) As actualizações mensais dos valores da capacidade de interligação disponível para fins comerciais.
- c) Os valores da capacidade de interligação disponível para fins comerciais determinados pelo Gestor de Sistema.

- d) Os valores da capacidade de interligação efectivamente utilizados para fins comerciais.
- e) As eventuais reduções de programas de importação ou exportação ocorridas.
- f) Uma análise dos valores anteriores e das razões justificativas das reduções efectuadas.

PLANEAMENTO DAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO EM MT E AT

O distribuidor vinculado em MT e AT elabora o plano de investimentos nas redes de distribuição em AT, e o plano de investimentos nas redes de distribuição em MT, que inclui as subestações AT/MT.

Os planos de investimentos nas redes de distribuição em MT e em AT contemplam os 4 anos seguintes ao ano em que são apresentados, e são enviados à ERSE até à mesma data e com a mesma periodicidade do plano de investimentos na RNT.

Os planos de investimentos nas redes de distribuição devem apresentar a evolução das características principais das redes de distribuição em MT e em AT, designadamente as relativas à informação prevista na “Caracterização das redes de distribuição para efeitos de acesso à rede”.

A “Caracterização das redes de distribuição para efeitos de acesso à rede” é um documento elaborado anualmente pelo distribuidor vinculado em MT e AT, com a composição e principais características técnicas das redes de distribuição, no qual são identificadas e caracterizadas zonas da rede, de acordo com a sua capacidade de distribuição. Neste documento devem, nomeadamente, ser identificadas:

- a) A localização das subestações AT/MT, com indicação da potência aparente instalada.
- b) Os congestionamentos e restrições da capacidade da rede de distribuição em AT.
- c) As perdas nas redes por período tarifário, de acordo com a época do ano.
- d) A potência de curto circuito trifásico simétrico, máxima e mínima, nos barramentos MT e AT das subestações AT/MT.
- e) O tipo de ligação do neutro à terra.
- i) Os indicadores de qualidade de serviço previstos no Regulamento da Qualidade de Serviço.

O distribuidor vinculado em MT e AT deve publicar e manter disponível para os interessados os documentos anteriormente referidos.

2 RELACIONAMIENTO COMERCIAL

2.1 CARACTERIZAÇÃO GERAL

O relacionamento comercial entre agentes do sector eléctrico em Espanha e Portugal inclui teoricamente o mesmo tipo de possibilidades, nomeadamente contratos bilaterais físicos e transacções através de um mercado diário de energia. Contudo, existem diferenças no relacionamento comercial que resultam da forma como o sector eléctrico se encontra organizado e do tipo de contratualizações que se podem estabelecer.

2.1.1 ESPANHA

Así, en España existe la posibilidad de establecer contratos bilaterales entre un generador o un agente externo (que incorpora energía a la red española) con un consumidor cualificado o con un agente externo (que toma energía de la red española), un agente externo (que incorpora energía a la red española) con un comercializador, productores en régimen especial con comercializadores y, cuando todos los consumidores sean cualificados (1/1/2003), entre comercializadores y productores en régimen ordinario.

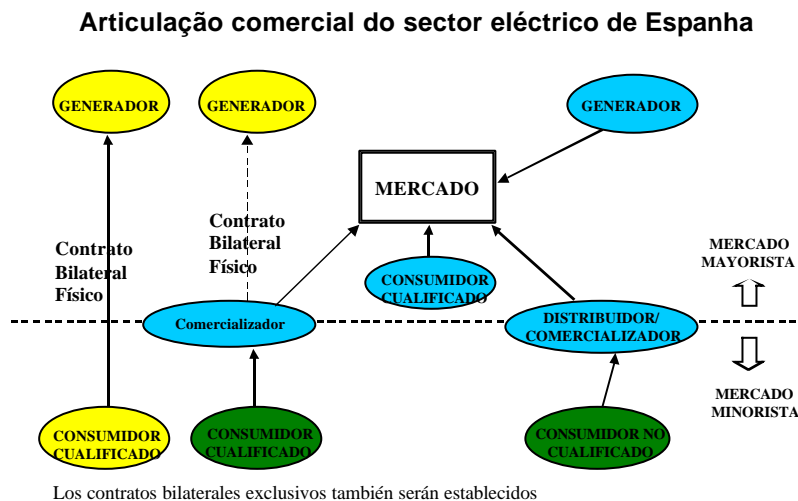


Figura 2-1

Neste modelo de funcionamento compete ao Operador de Mercado receber as ofertas diárias para compra e venda de energia, numa base horária, em termos de quantidades e preços.

Do encontro entre oferta e procura resulta um preço horário para a remuneração dos produtores que irão fornecer energia, ficando também identificadas as quantidades a produzir por cada produtor ou agente externo, no âmbito da primeira etapa de funcionamento do Mercado, ou seja o Mercado Diário. Os agentes detentores de contratos bilaterais físicos devem informar o Operador de Mercado das quantidades a transaccionar, para cada dia e numa base horária. O Operador de Mercado informa então o Operador de Sistema da Programação Base de Produção que foi determinada.

A figura seguinte ilustra de forma sintética a forma como funciona o mercado diário de ofertas.

Funcionamento do Operador de Mercado Espanhol

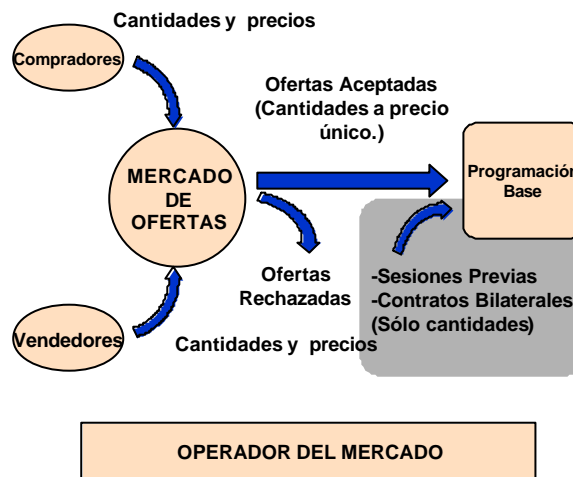


Figura 2-2

2.1.2 PORTUGAL

Em Portugal, a existência de um Sistema Eléctrico de Serviço Público (SEP) e de um Sistema Eléctrico não Vinculado (SENV) conduz a limitações no tipo de relações comerciais dos agentes inseridos em cada um destes sistemas. Os produtores vinculados detêm contratos de exclusividade de longo prazo com a concessionária da RNT, a qual celebra, por sua vez, contratos de longo prazo com os distribuidores vinculados que finalmente abastecem os clientes do SEP, com os quais têm contratos de fornecimento de energia. O relacionamento comercial entre a

entidade concessionária da RNT e o distribuidor vinculado em MT e AT é efectuado através do Agente Comercial do SEP. Compete ao Agente Comercial do SEP a optimização de exploração do SEP, abrangendo a gestão de contratos (incluindo contratos de interruptibilidade e contratos de garantia de abastecimento), a programação de exploração e a compra e venda de energia a entidades do SENV e através das interligações.

Do lado do SENV, podem ser estabelecidos contratos bilaterais físicos entre produtores do SENV e clientes elegíveis, podendo o relacionamento comercial ser efectuado através da figura de um fornecedor.

Ainda no âmbito do SENV, foi inicialmente previsto o funcionamento de um mercado de encontro de ofertas diárias de compra e de venda de energia eléctrica que não chegou a ser implantado, prevendo-se neste momento um mercado de ofertas semanais onde possam participar, do lado da oferta, os produtores não vinculados, o agente comercial do SEP e fornecedores, actuando como entidades externas ao SEN, desde que tenham requerido o estatuto de agente de ofertas. Do lado da procura poderão participar os distribuidores vinculados (no âmbito da parcela livre de aquisição de energia), os clientes elegíveis que aderiram ao SENV e os fornecedores que tenham requerido o estatuto de agente de ofertas.

O Gestor de Ofertas é o agente ao qual está atribuída a responsabilidade pelo relacionamento comercial entre o SEP e o SENV, sendo responsável pelo encontro das ofertas semanais de compra e de venda de energia provenientes dos vários agentes de ofertas.

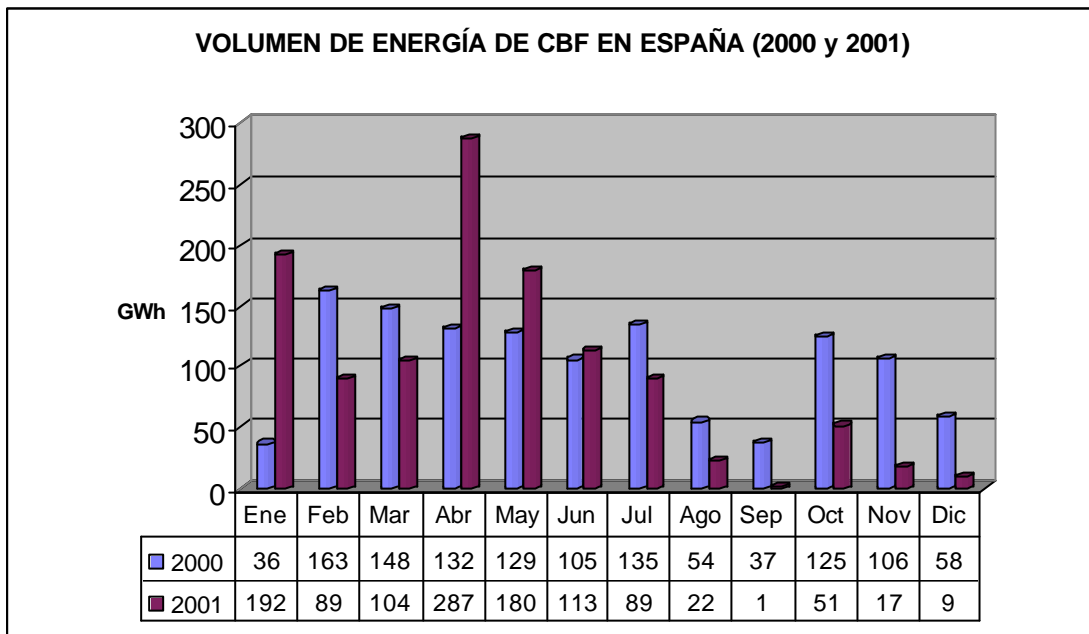
2.2 CONTRATOS BILATERAIS FÍSICOS

Os contratos bilaterais físicos correspondem a formas de relacionamento comercial entre duas partes, nos quais uma das partes se compromete a entregar na rede energia eléctrica que a outra parte recebe. Estes contratos são em ambos os países do conhecimento do operador de mercado, que depois informa o operador de sistema, que valida tecnicamente os contratos.

Em Portugal estes contratos são passíveis de celebração entre clientes não vinculados e produtores não vinculados ou fornecedores.

Em Espanha é possível o estabelecimento de contratos bilaterais nas diferentes modalidades descritas no ponto 2.1.1.

Por forma a avaliar a dimensão deste tipo de transacções no relacionamento comercial em cada um dos países, apresenta-se seguidamente o volume de quantidades físicas envolvidas nestes contratos.



Fonte: REE

Figura 2-3

Em Espanha, no ano 2000, o volume de energia transaccionado através de CBF totalizou 1 228 GWh e no ano 2001, 1 154 GWh.

Volume de energia transaccionada através de CBF em Portugal nos anos 2000 e 2001

| GWh | Clientes não vinculados | EDP Distribuição (parcela livre) | Total |
|------|-------------------------|----------------------------------|-------|
| 2000 | 217 | 114 | 331 |
| 2001 | 547 | 564 | 1111 |

Fonte: REN

Quadro 2-1

2.3 MERCADO DIÁRIO SPOT E MERCADO INTRA-DIÁRIO

O mercado *spot* de energia eléctrica está associado à utilização de conceitos de mercado para encontro entre oferta e procura, com definição de quantidades e preços de transacções físicas de energia e correspondentes valores das transacções comerciais. Neste modelo as ofertas são apresentadas pelos diferentes agentes de ofertas, em geral para cada período horário, podendo dizer respeito apenas a quantidades e preços, ou englobar ainda informações sobre limitações técnicas. Estas ofertas podem ser classificadas como firmes, quando não podem ser alteradas após a hora de fecho do mercado, ou admitir alterações posteriores se algum dos pressupostos que serviu de base à oferta vier a ser alterado.

Em Espanha é principalmente através do mercado *spot* que a energia eléctrica é transaccionada. Nas figuras seguintes apresenta-se um conjunto de informação relativa às transacções ocorridas no mercado *spot* de Espanha durante os últimos anos (informação disponível no *site* da OMEL).

Evolução do volume de energia transaccionada no mercado diário em Espanha

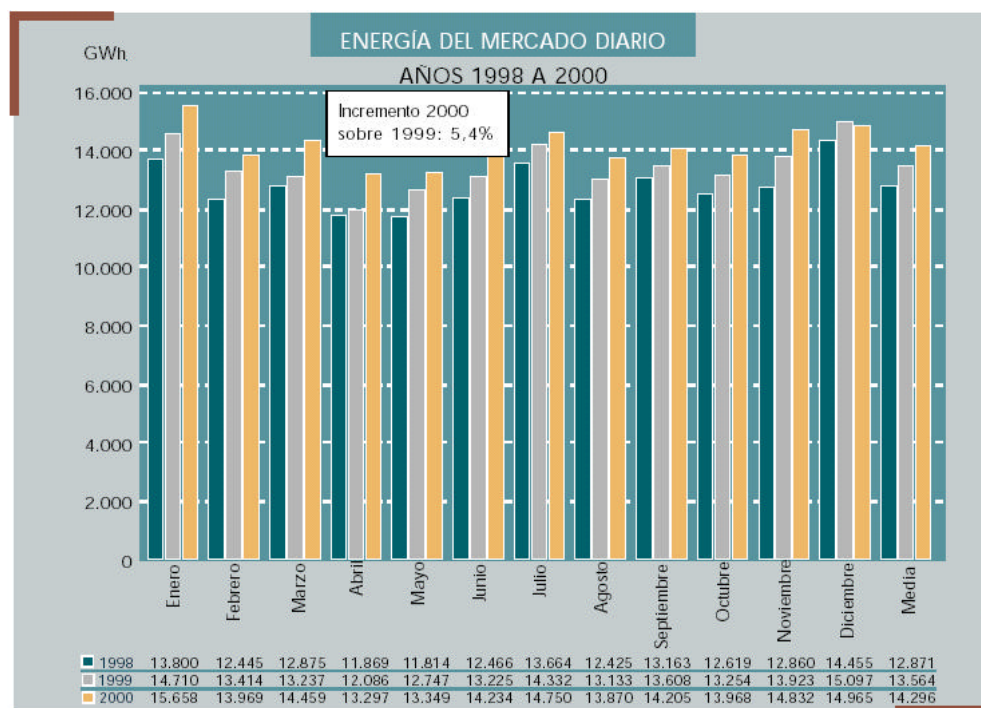


Figura 2-4

Energia e preços no mercado diário de Espanha

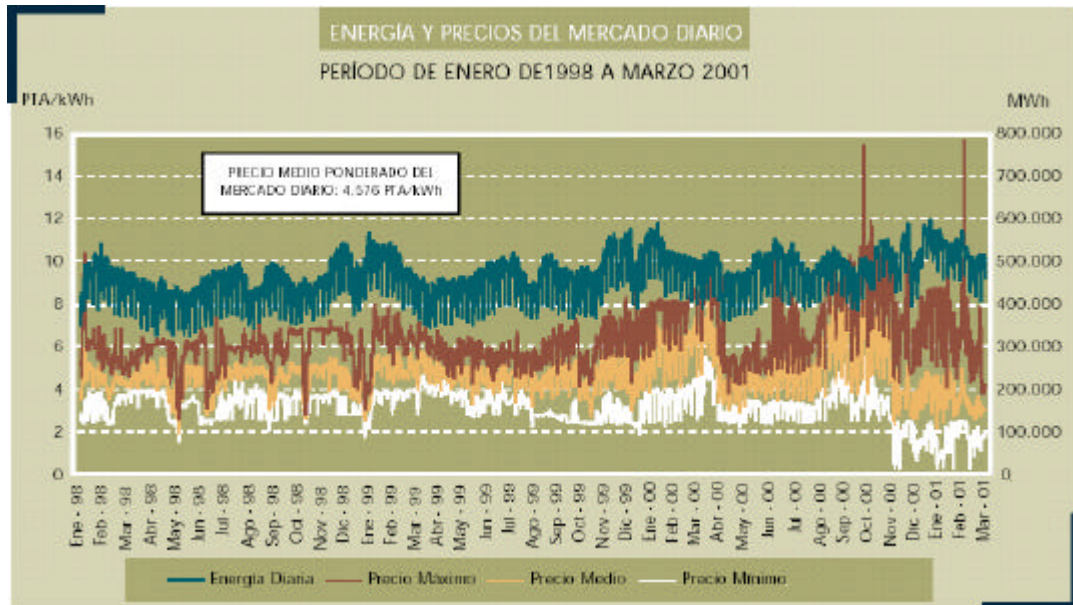


Figura 2-5

Volumes das transacções comerciais associadas ao funcionamento do mercado spot

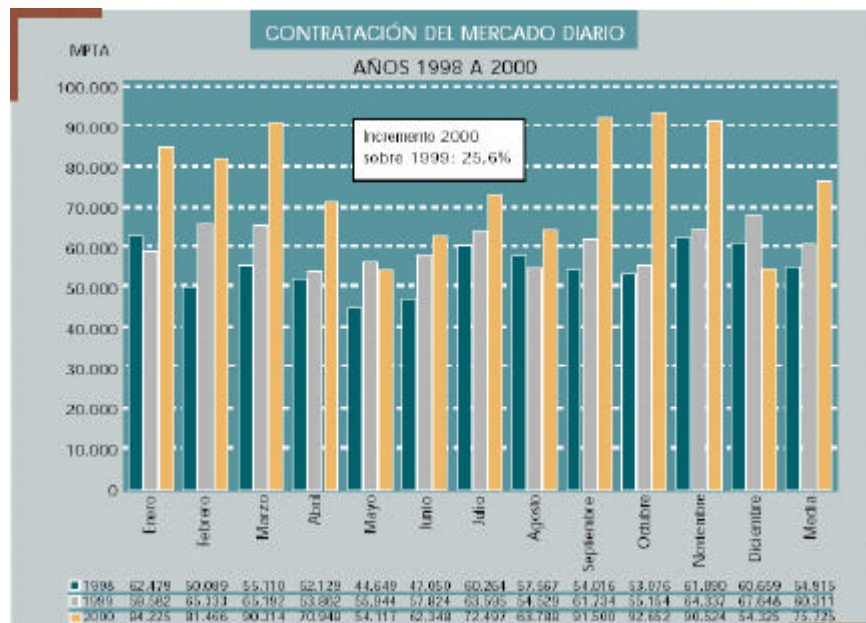


Figura 2-6

Apresenta-se seguidamente a mesma informação para o mercado intra-diário de Espanha (informação disponível no *site* da OMEL).

Evolução do volume de energia transaccionada no mercado intra-diário em Espanha

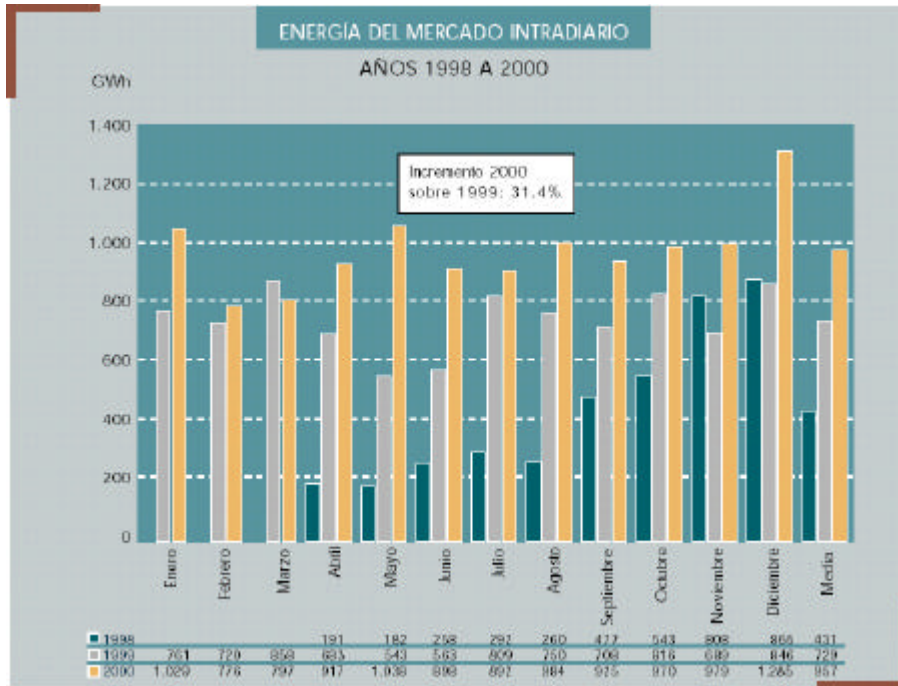


Figura 2-7

Energia e preços no mercado intra-diário de Espanha

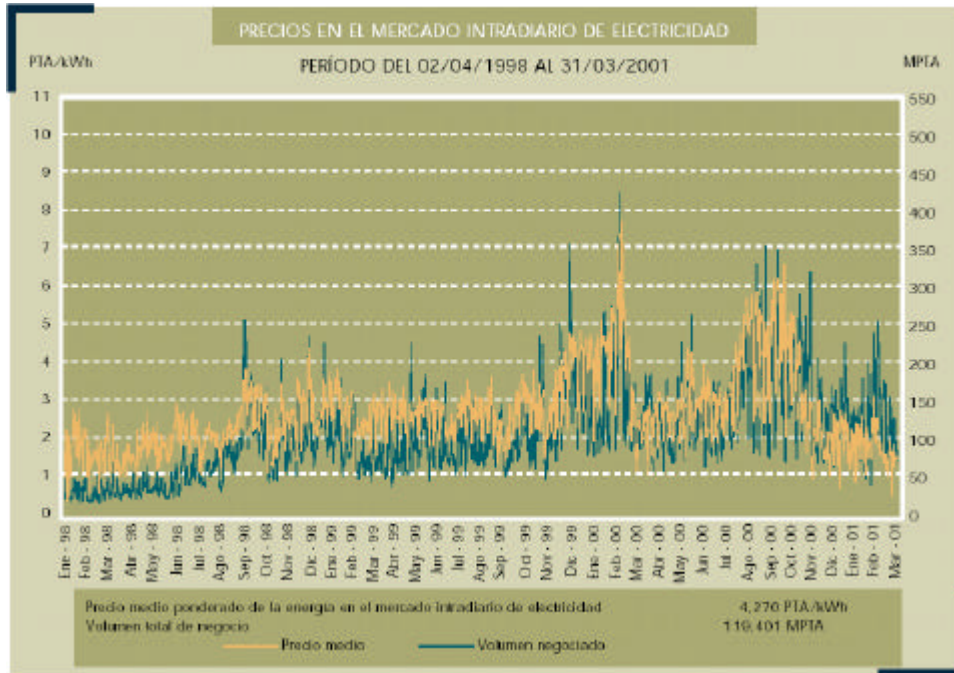


Figura 2-8

Evolução do volume de energia transaccionada no mercado intra-diário em Espanha

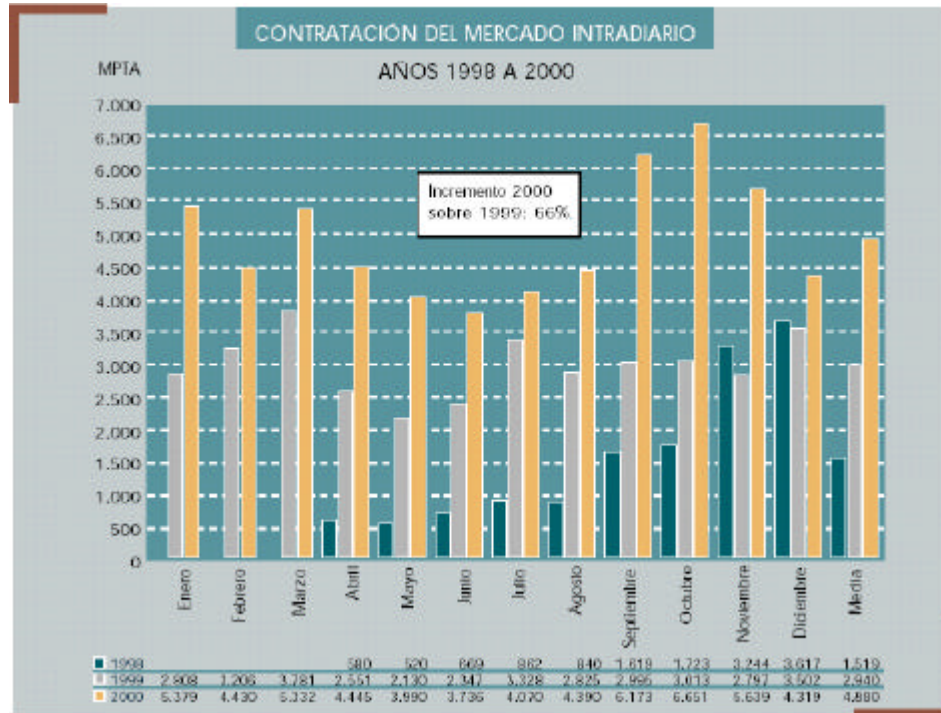


Figura 2-9

Em Portugal o sistema de ofertas em base diária, previsto na regulamentação de 1998, não chegou a entrar em funcionamento.

2.4 GESTÃO DE RESTRIÇÕES

2.4.1 ESPANHA

El mecanismo de resolución de restricciones técnicas en la red, lo resuelve en España al igual que en Portugal el Operador del Sistema, como encargado de asegurar la fiabilidad, estabilidad del sistema y la continuidad del suministro.

El Operador del Mercado remite los resultados de la casación al Operador del Sistema para que este analice la factibilidad del despacho de energías (análisis de restricciones técnicas de la red) dada la situación de la red de transporte y desde el punto de vista de la seguridad del sistema ya que la resolución del mercado diario no tiene en cuenta aspectos relacionados con la capacidad

física de la red. En realidad, se pueden presentar circunstancias que imposibiliten que se hagan efectivos los programas de generación o de consumo resultantes de la casación del mercado diario. Generalmente se presentan problemas de evacuación entre zonas y de desequilibrios de tensión. En caso de que el Operador del Sistema detecte que por problemas de la red de transporte, los flujos de energía no puedan tener lugar de acuerdo con la casación del mercado diario, señalará aquellas unidades requeridas para aumentar o disminuir su producción de forma que se resuelva el problema técnico en la red. El Operador del Sistema, elegirá las energías más baratas entre las unidades capaces de resolver el problema, de acuerdo con las ofertas remitidas por estas últimas al mercado diario. Seguidamente, el Operador del Mercado deberá equilibrar de nuevo las energías del despacho (igualar las compras con las ventas) eliminando del despacho las energías más caras casadas en el diario o introduciendo las más baratas de entre las no casadas en el mercado diario (únicamente se puede modificar el programa de unidades de generación, nunca los de consumo). En este mercado, las unidades de producción llamadas a corregir la restricción reciben una remuneración de acuerdo con los términos de su oferta y las que son excluidas del despacho para el recuadro del mismo no perciben ningún tipo de remuneración. El coste de las restricciones se reparte entre las compras realizadas en el mercado diario.

2.4.2 PORTUGAL

A gestão de restrições técnicas é, quer em Espanha quer em Portugal, uma tarefa do Operador de Sistema. Relativamente a esta questão podem considerar-se dois tipos de restrições:

- Restrições de rede.
- Restrições nas interligações.

Quando, por necessidade de resolução das restrições de rede, os produtores não vinculados forem impedidos de cumprir os contratos comerciais de fornecimento de energia, os clientes afectados não devem ficar lesados, havendo, neste caso, lugar ao pagamento de indemnizações para compensações de prejuízos aos produtores. Se os produtores afectados forem centrais do SEP, os sobrecustos que resultam da resolução destas restrições são passados para os consumidores finais do SEP através da tarifa de energia e potência.

Relativamente à resolução de restrições das interligações, o Regulamento do Acesso às Redes e Interligações prevê que a entidade concessionária da RNT estabeleça mecanismos de rateio de capacidade disponível de interligação. Até que estes mecanismos estejam aprovados, o Gestor de Sistema deve resolver as restrições de exportação por aplicação de um factor de redução às quantidades contratadas para exportação, determinado pelo quociente entre a capacidade disponível da interligação para fins comerciais e o valor total resultante do saldo de exportações e

importações no período em causa, sendo as restrições de importação resolvidas pela entidade responsável da rede vizinha.

2.5 GESTÃO DE SERVIÇOS DE SISTEMA

2.5.1 ESPANHA

Los servicios del sistema, son aquellos que resultan necesarios para asegurar el suministro de energía eléctrica en las condiciones de calidad, fiabilidad y seguridad establecidas.

Antes de la liberalización del sector eléctrico en España, eran prestados por la empresas verticalmente integradas y eran una responsabilidad intrínseca al servicio que suministraban.

En la actualidad, existen servicios complementarios que son obligatorios y otros que son potestativos. Cada uno de ellos exige un tratamiento específico y están regulados los procedimientos de operación de los mismos.

Los servicios complementarios obligatorios son imprescindibles y básicos para que la operación del sistema se realice en las condiciones de seguridad y fiabilidad requeridas de forma que el suministro de energía a los consumidores finales se efectúe con los niveles de calidad adecuados. Estos servicios son:

- Regulación primaria.

La regulación primaria es un servicio complementario de carácter obligatorio y no retribuido aportado por los generadores acoplados, y tiene por objeto corregir automáticamente los desequilibrios instantáneos entre producción y consumo. Se aporta mediante la variación de potencia de los generadores de forma inmediata y autónoma por actuación de los reguladores de velocidad de las turbinas como respuesta a las variaciones de la frecuencia.

- Control de tensión.

El control de tensión consiste en el conjunto de actuaciones sobre los recursos de generación y absorción de potencia reactiva (generadores, reactancias, condensadores, etc) y otros elementos de control de tensión, como los transformadores con cambiador de tomas, orientadas a mantener las tensiones en los nudos de la red de transporte dentro de los márgenes especificados para garantizar el cumplimiento de los criterios de seguridad y calidad del suministro eléctrico. Los proveedores del servicio serán:

- Todos los grupos generadores, que se regulen por el régimen ordinario, de potencia neta registrada igual o superior a 30 MW y con conexión directa o a través de una línea específica de evacuación, a nudos de la red de transporte.
- Las empresas transportistas.
- Los consumidores cualificados no acogidos a tarifa conectados directamente, o a través de una línea específica, a nudos de la red de transporte con potencia contratada igual o superior a 15 MW.
- Los gestores de las redes de distribución

La disponibilidad de la banda obligatoria no generará derechos de retribución. Los productores, consumidores proveedores del servicio y los gestores de las redes de distribución podrán ofertar sus posibles recursos adicionales disponibles que excedan los requisitos mínimos obligatorios. Inicialmente las ofertas de recursos adicionales no llevarán asociado precio de oferta, retribuyéndose su asignación y utilización posterior mediante un sistema de precios regulados.

El coste del servicio de control de tensión de la red de transporte se integrará como un coste más del mercado de producción organizado en la sesión correspondiente, mayorando los costes asociados a la gestión técnica del sistema en cada periodo de programación.

Los servicios complementarios potestativos (no obligatorios) son los siguientes:

- Regulación secundaria.

La regulación secundaria es un servicio complementario de carácter no obligatorio y sí retribuido, cuyo objetivo es mantener la frecuencia e intercambios internacionales en los valores programados (mantener dentro de límites razonables la correcta explotación del sistema peninsular interconectado) y correcciones de desequilibrios de generación – demanda.

La asignación de este servicio se realiza con criterios de mercado mediante subastas de banda de potencia ofertando el margen disponible a subir y bajar y la energía neta de regulación se retribuye al marginal de la energía terciaria sustituida. Pueden ofertar este servicio aquellas instalaciones que acrediten la capacidad técnica y operativa requerida (generación que de forma casi instantánea – en unos 30” y mantenible durante 15’– pueda modificar su nivel de producción al alza o a la baja).

- Regulación terciaria.

La regulación terciaria es un servicio complementario de carácter no obligatorio y sí retribuido por mecanismos de mercado. Tiene por objetivo el de regenerar la reserva secundaria que haya sido utilizada. Para ello el OS establece la reserva global necesaria y pueden ofertar este servicio aquellas instalaciones que acrediten la capacidad técnica y operativa requerida (variación máxima de potencia del programa de generación que puede efectuar una unidad de producción en un tiempo máximo de 15 minutos, y que puede ser mantenido, al menos, durante dos horas consecutivas).

Existe otro servicio complementario pendiente de desarrollo normativo que es la reposición del servicio.

2.5.2 PORTUGAL

Os serviços de sistema são fundamentais para assegurar a operação do sistema com adequados níveis de segurança, estabilidade e qualidade de serviço.

A regulamentação em vigor separa os serviços de sistema em serviços obrigatórios e serviços voluntários, com tratamento específico para cada um dos casos, conforme se observa no quadro seguinte.

Serviços de sistema em Portugal

| | Obrigatórios | Voluntários |
|--------------------|--|--|
| Características | Serviços básicos indispensáveis ao funcionamento do sistema. | Serviços complementares e úteis para: <ul style="list-style-type: none"> • regulação de tensão; • regulação de frequência secundária e terciária. |
| Serviços incluídos | <ul style="list-style-type: none"> • Regulação de tensão. • Regulação primária de frequência. | <ul style="list-style-type: none"> • Compensação síncrona/estática. • Telerregulação. • Funcionamento em reserva quente. • Telearranque. • Arranque autónomo. |
| Fornecidos por: | <ul style="list-style-type: none"> • Centrais do SEP. • Todos os produtores não vinculados com potência superior a 10 MVA. | <ul style="list-style-type: none"> • Centrais do SEP. • Produtores não vinculados, através de acordo estabelecido para a oferta com a entidade concessionária da RNT. • Entidade titular de licença vinculada de distribuição em MT e AT. • Associações de consumidores. |
| Remuneração | Não são remunerados | Por contrato específico. |
| Incumprimento | Estão previstas penalizações para todos os produtores que falhem o fornecimento destes serviços. | Aplicam-se as penalizações contratuais. |

Quadro 2-2

De acordo com o quadro legal e regulamentar em vigor, cabe à entidade concessionária da RNT, através da função de Gestor de Sistema, a responsabilidade pela gestão técnica global do sistema, garantindo a existência de serviços de sistema suficientes para a correcta manutenção da operação do sistema com adequados níveis de segurança, de estabilidade e de qualidade de serviço. Para o efeito, o Gestor de Sistema deve elaborar, de dois em dois anos, o Plano de Necessidades de Serviços de Sistema, no qual é quantificada, para um horizonte de dois anos, a situação de disponibilidade de serviços de sistema e identificados possíveis casos de insuficiência. Na sequência do referido plano, a contratação de serviços de sistema, por parte do Gestor de Sistema, tanto pode ser feita com horizonte temporal prolongado, como pode resultar de contratação a curto prazo.

Todos os agentes de ofertas com autorização para actuar no Sistema de Ofertas e que disponham de instalações de produção podem fornecer serviços de sistema, mediante acordo com a entidade concessionária da RNT. Estes serviços podem ser disponibilizados através de contratos específicos de fornecimento de serviços de sistema, celebrados entre as entidades fornecedoras e a entidade concessionária da RNT.

A disponibilização dos serviços de sistema requer a realização de investimentos que devem ser remunerados em função do nível da sua utilização, havendo necessidade de enviar sinais económicos quer aos produtores quer aos consumidores, de modo a que estes tentem explorar os seus equipamentos de forma a minimizar a utilização destes recursos. O relacionamento comercial associado à remuneração destes serviços pode ser efectuado das seguintes formas:

- Internalização nos custos de energia e potência.
- Integração em contratos de vinculação (por exemplo CAE).
- Integração nas tarifas de gestão do sistema.
- Contratação bilateral.

Os produtores vinculados são remunerados com base nos Contratos de Aquisição de Energia, recebendo especificamente pelos serviços voluntários e não sendo remunerados pelos serviços obrigatórios. Já os produtores não vinculados recebem pelos serviços fornecidos (voluntários) em função dos contratos que se tenham celebrado para esse efeito.

Os encargos com a remuneração do serviço de regulação de potência/frequência são aplicados tanto a clientes do SEP como a clientes e produtores que não têm obrigações de serviço público e actuam numa lógica essencialmente de mercado.

Para os clientes não vinculados, os custos associados à regulação e controlo de potência/frequência são recuperados através de duas parcelas. A primeira, diz respeito apenas à energia em desvio, cuja valorização é fixada de modo a cobrir os custos relativos à energia produzida para compensar o desvio, e cuja forma de valorização se descreve na secção seguinte. A segunda parcela refere-se à Gestão Global do Sistema e reflecte-se na Tarifa de Uso Global do Sistema (UGS).

Os clientes do SEP pagam os serviços de regulação de frequência através da tarifa de Venda a Clientes Finais, que incorpora a Tarifa de Energia e Potência, que inclui o custo da energia de desvio, e a Tarifa de Uso Global do Sistema convertida para os vários níveis de tensão.

Os encargos correspondentes aos investimentos associados ao controlo de tensão e fornecimento de energia reactiva dividem-se em duas parcelas. A primeira inclui os encargos com os

reguladores automáticos de tensão da rede e com o funcionamento dos grupos em compensação síncrona e é recuperada através da Tarifa de Uso Global do Sistema. A segunda parcela diz respeito aos investimentos efectuados no controlo local das redes, nomeadamente em baterias de condensadores, e é recuperada através das Tarifas de Uso da Rede.

Este serviço é pago quer por clientes não vinculados, através do pagamento explícito das referidas tarifas, quer por consumidores vinculados, através da tarifa de Venda a Clientes Finais.

2.6 GESTÃO DE DESVIOS

2.6.1 ESPANHA

El procedimiento de gestión de desvíos permite al Operador del Sistema convocar una subasta de energías incrementales o decrementales (entre las unidades de generación) en el momento que lo juzgue necesario para la seguridad del sistema ante desviaciones significativas potenciales entre la generación y la demanda. El procedimiento tiene por objeto reponer la reserva terciaria entre dos sesiones del mercado intradiario.

Los productores, tan pronto como sea posible deben comunicar al Operador del Sistema, todas las indisponibilidades o modificaciones de programa debidamente justificadas que se presenten en sus equipos de generación, explicitando su duración prevista. Así mismo, los agentes compradores de energía deben comunicar al Operador del Sistema, todas las variaciones que prevean en su demanda respecto de la casada en la anterior sesión del Mercado Intradiario.

Por su parte, el OS efectúa previsiones de demanda, que junto con la información comunicada por los Agentes de Mercado, estima los desvíos previstos hasta la hora de inicio del horizonte de efectividad de la siguiente sesión del Mercado Intradiario.

El Operador del Sistema en función de los desvíos previstos y siempre que superen los 300 MW, puede solicitar ofertas, para su resolución hasta la hora de inicio del horizonte de efectividad de la siguiente sesión del Mercado Intradiario.

2.6.2 PORTUGAL

Em cada período horário, consideram-se dois tipos diferentes de desvios em cada unidade de oferta de produção ou de consumo dos agentes de ofertas:

a) desvios por excesso, resultantes de:

- consumos inferiores ao programado, no caso de agentes de ofertas consumidores;
- produções superiores ao programado, no caso de agentes de ofertas produtores.

b) desvios por defeito, resultantes de:

- consumos superiores ao programado, no caso de agentes de ofertas consumidores;
- produções inferiores ao programado, no caso de agentes de ofertas produtores.

Os desvios por excesso correspondem a um pagamento aos agentes de ofertas e os desvios por defeito a um recebimento.

A valorização de desvios de cada agente de ofertas fornecedor é agregada, i.e., corresponde à soma algébrica dos desvios de todas as suas unidades de produção, juntamente com os desvios dos clientes não vinculados por si abastecidos, que não se tenham constituído como agentes de ofertas.

A valorização dos desvios em cada hora por agente é realizada pelo produto de três factores:

- valor da energia em desvio;
- factor ponderativo, que toma diferentes valores em função do tipo de desvio e da relação entre a energia de desvio e a margem de incumprimento;
- preço da parcela de energia da Tarifa de Energia e Potência (TEP) nessa hora.

A energia em desvio é determinada, para cada período horário, por unidade de produção, instalação consumidora ou conjunto de instalações consumidoras, pela diferença entre a energia entregue (ou recebida) e a energia contratada no programa de contratação diário (actualmente, contratos bilaterais físicos validados). Esta diferença é ainda corrigida por eventuais instruções de despacho em tempo real, na sequência de restrições técnicas.

A margem de incumprimento é definida em 15% da energia activa correspondente à utilização da potência de referência, durante um período de acerto de contas, normalmente fixado em uma hora. São estabelecidos valores limite mínimo e máximo, respectivamente de 0,1 MWh e 5,0 MWh. A potência de referência corresponde, no caso de produtores, à potência instalada e, para instalações consumidoras, à potência média correspondente à máxima energia activa consumida em qualquer período de acerto de contas nos últimos 12 meses anteriores, ou à potência requisitada quando se trate de uma nova ligação à rede.

O factor ponderativo toma um valor inferior a 1 no caso de desvios por excesso ou superior a 1 no caso de desvios por defeito. Este valor é mínimo, ou máximo para desvios por defeito, quando a margem de incumprimento for excedida.

No que respeita aos desvios verificados nas ofertas do Distribuidor Vinculado, no âmbito da sua parcela livre, e aos desvios relativos a ofertas do Agente Comercial do SEP (ACS), não existe qualquer valorização explícita, sendo contabilizados juntamente com o saldo das entregas destas entidades nas suas transacções com o SEP. O ACS é a entidade responsável pela compensação da energia em desvio no sistema.

2.7 PERDAS

2.7.1 ESPANHA

A legislação espanhola para o sector eléctrico prevê o tratamento das perdas na rede de transporte no Real Decreto 1995/2000, de 1 de Dezembro, que estabelece um mecanismo de publicação de coeficientes de perdas que relacionem a energia fornecida aos consumidores vinculados e não vinculados, medida nos contadores, com a energia fornecida em barras de central.

As perdas na rede de transporte são determinadas pelo saldo das medidas efectuadas na fronteira da rede de transporte com os produtores, distribuidores, consumidores directamente ligados a esta rede e as ligações internacionais. A referida medição das perdas na rede de transporte é da responsabilidade do operador de sistema, publicando diariamente as perdas horárias do dia anterior.

É ainda da responsabilidade do operador de sistema não só o cálculo e publicação diária das perdas horárias previstas para a rede de transporte e os factores de perdas previstos para cada nó da rede de transporte, como também o cálculo e publicação diária dos factores de perdas reais em cada nó e a atribuição das perdas reais a cada utilizador das redes. Note-se que a atribuição das perdas relacionadas com as importações e exportações, é determinada com base nos factores de perdas nos nós fronteira entre os sistemas.

Os prazos e a forma de publicação dos coeficientes de atribuição das perdas pelos vários agentes, baseados nos factores de perdas publicados pelo operador de sistema para cada nó da rede de transporte, são da responsabilidade do Ministério da Economia.

No que diz respeito ao tratamento das perdas no mercado, todos os agentes de mercado, tanto vendedores como compradores, são responsáveis por apresentar ofertas de venda ou compra de energia eléctrica que já internalizem as perdas na rede de transporte provocadas pela sua participação no mercado.

A liquidação do desvio horário entre a energia contratada no mercado e a energia realmente fornecida ou consumida, afectada dos factores de perdas em cada hora, será efectuada de acordo com os procedimentos que se estabelecem para o tratamento de desvios.

2.7.2 PORTUGAL

Constitui objectivo do ajustamento para perdas relacionar a energia eléctrica medida num ponto da rede com as perdas que o seu trânsito origina, a partir de um outro ponto.

A legislação portuguesa para o sector eléctrico estabelece os mecanismos de ajustamento para perdas no Regulamento do Acesso às Redes e às Interligações, remetendo os pormenores para o Regulamento das Relações Comerciais, no que diz respeito ao ajustamento para perdas relacionado com os contratos bilaterais físicos e com o Sistema de Ofertas, ou para o Regulamento Tarifário, relativamente ao tratamento das perdas para efeitos de determinação das tarifas.

No que diz respeito à 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 de energia activa dos consumos previstos.

Mais precisamente, a energia a colocar na rede para abastecer o consumo dos clientes é calculada pelo ajustamento para perdas dos valores de energia activa desse consumo, que converte estes valores para o referencial de produção de energia eléctrica na Rede Nacional de Transporte, de acordo com as seguintes fórmulas:

- a) em MAT: $E_P = E_C \times (1 + \gamma_{MAT})$;
- b) na fronteira em AT da RNT com a rede de distribuição: $E_P = E_C \times (1 + \gamma_{AT/RNT})$;
- c) na rede de distribuição em AT: $E_P = E_C \times (1 + \gamma_{AT/RNT}) \times (1 + \gamma_{AT})$;
- d) na rede de distribuição em MT: $E_P = E_C \times (1 + \gamma_{AT/RNT}) \times (1 + \gamma_{AT}) \times (1 + \gamma_{MT})$.

onde

E_P – energia activa a colocar na rede, por período horário;

E_C – energia activa de consumo dos clientes, por período horário;

γ_{MAT} e $\gamma_{AT/RNT}$ – factores de ajustamento para perdas na RNT relativos à rede MAT e à rede AT incluindo a transformação MAT/AT, respectivamente, por período horário;

γ_{AT} e γ_{MT} – factores de ajustamento para perdas nas redes de distribuição em AT e MT, respectivamente, por período horário.

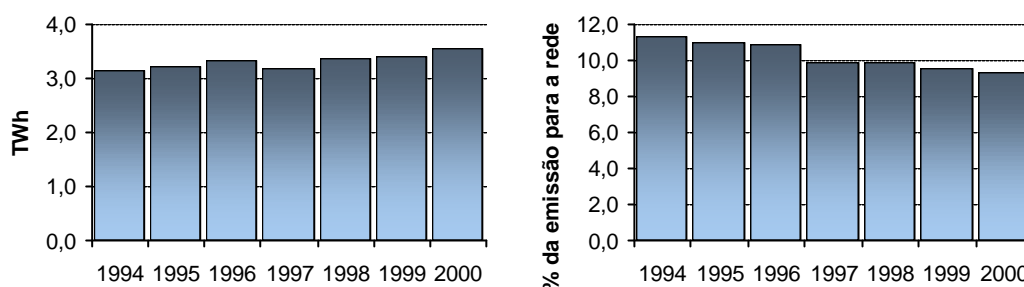
Considera-se que os produtores, independentemente do nível de tensão a que estejam ligados, e as interligações, independentemente de se tratar de uma situação de importação ou de exportação, se encontram ligadas no referencial de produção de energia eléctrica da Rede Nacional de Transporte.

Relativamente à aplicação das tarifas, o ajustamento para perdas está considerado no cálculo dos valores dos preços das tarifas de cada nível de tensão.

Os factores de ajustamento para perdas, a considerar quer nos contratos bilaterais físicos e Sistema de Ofertas quer na aplicação das tarifas, são publicados anualmente pela ERSE para o ano seguinte, quando da publicação das tarifas e preços da energia eléctrica, sob proposta da entidade concessionária da RNT e do distribuidor vinculado em MT e AT.

No que diz respeito à evolução histórica das perdas na rede eléctrica portuguesa, verifica-se que estas têm vindo a aumentar de 3,1 TWh em 1994 para 3,6 TWh em 2000. No entanto, se analisarmos a evolução das perdas como percentagem da energia emitida para a rede, observa-se uma diminuição do valor percentual das perdas, de 11,3% em 1994 para 9,4% em 2000.

Evolução das perdas na rede eléctrica portuguesa



Fonte: REN/EDP Distribuição

Figura 2-10

2.8 PAGAMENTOS ESPECIAIS

Existem nos sistemas de Portugal e de Espanha um conjunto de pagamentos especiais destinados a nomeadamente a:

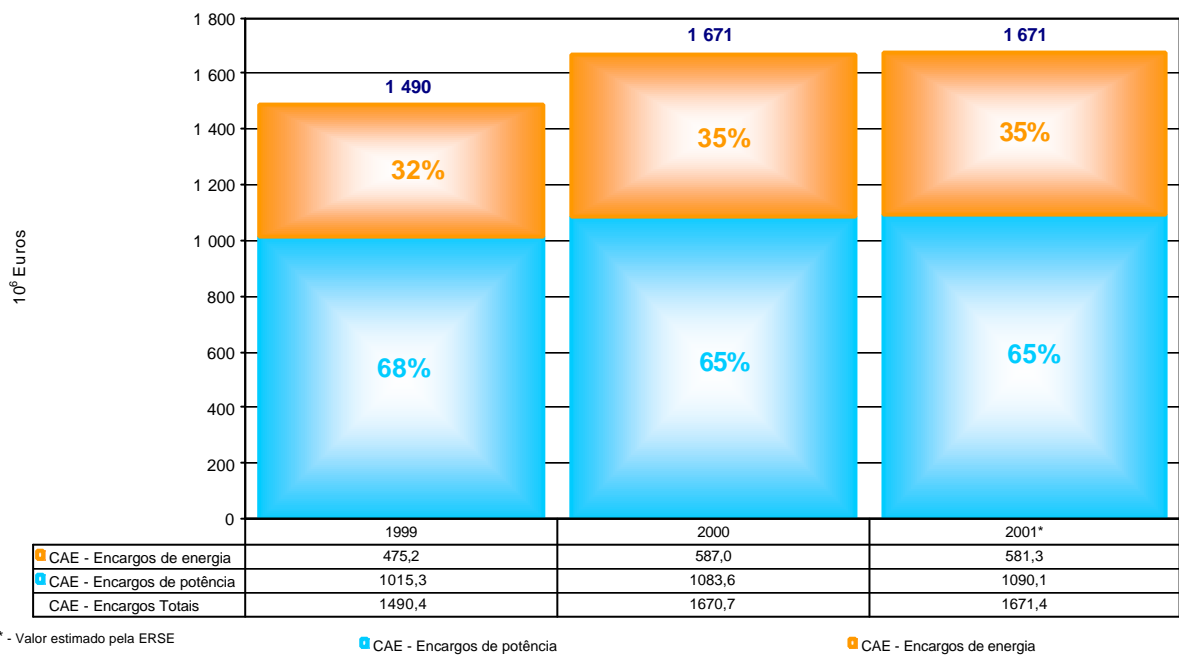
- remunerar investimentos em activos de centros produtores e a efectuar as correspondentes amortizações;
- suportar custos com subsídios aos Produtores em Regime Especial;
- suportar custos associados com a diversificação e segurança de abastecimento (Moratória Nuclear, 2ª parte do ciclo de combustível nuclear, interruptibilidade) para Espanha;
- suportar custos com *stocks* de carvão e prémio ao carvão nacional, para Espanha.

Em Espanha, os custos ociosos associados à remuneração dos activos existentes à data da constituição do mercado de electricidade são efectuados através de “Costes de Transición a la Competencia (CTC)”, cujos encargos são depois reflectidos nas tarifas de acesso às redes. A mesma filosofia é aplicada a todos os restantes encargos, incluindo os resultantes dos subsídios aos Produtores em Regime Especial. Desta forma estes encargos são suportados por todos os consumidores do sistema, embora em percentagens diferentes consoante paguem tarifas Integrais ou de Acesso.

Em Portugal, a remuneração dos investimentos em activos dos centros produtores está embebida nos encargos de potência dos CAE dos produtores vinculados, sendo transferida para a Tarifa de Energia e Potência dos consumidores do SEP.

Na Figura 2-11 apresentam-se os encargos de energia e de potência suportados com os CAE em 1999 e 2000 e a melhor estimativa para 2001.

Encargos com os CAE



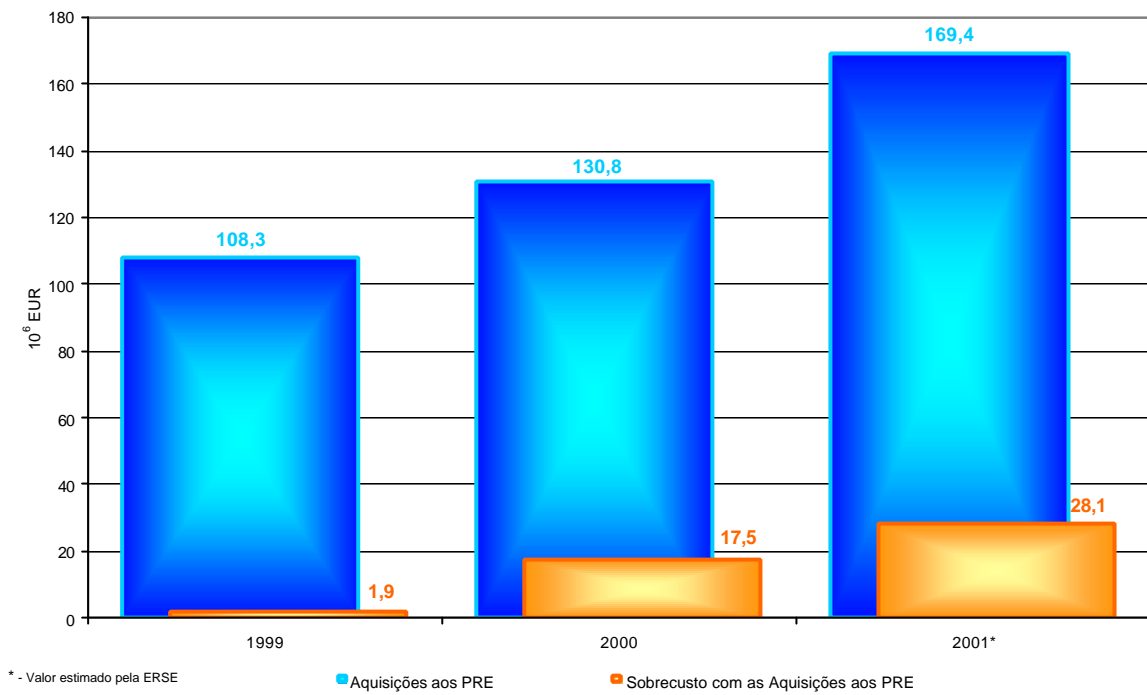
Fonte: REN, ERSE

Figura 2-11

Os encargos resultantes dos incentivos aos PRE são transferidos para a tarifa de Uso Global do Sistema, sendo assim suportados por todos os consumidores.

Na Figura 2-12 encontram-se representados os encargos suportados com as aquisições de energia aos produtores em regime especial bem como o valor do sobrecusto considerado em 1999 e 2000 e a melhor estimativa para 2001.

Encargos com os PRE



Fonte: REN, ERSE

Figura 2-12

3 GESTÃO TÉCNICA DO SISTEMA

A gestão técnica do sistema apresenta diferenças significativas entre Portugal e Espanha, em resultado da existência de modelos de funcionamento diferentes no sector eléctrico de cada um dos países.

Apresenta-se nas secções seguintes a forma como se articulam funcional e temporalmente os diferentes agentes que controlam o mercado e a operação do sistema em ambos os países.

3.1 ARTICULAÇÃO FUNCIONAL E TEMPORAL DOS OPERADORES DE MERCADO E DE SISTEMA

3.1.1 ESPANHA

Em Espanha, a gestão técnica do sistema é da responsabilidade do Operador do Sistema, que a partir da recepção do programa base de produção, enviado pelo Operador de Mercado, procede à análise da rede e à verificação da existência de restrições técnicas que possam eventualmente afectar o programa base de produção. Para cada dia e numa base horária, o Operador de Sistema identifica também as necessidades de serviços de sistema, procedendo seguidamente à atribuição dos níveis de serviço a efectuar por cada agente ofertante, através do encontro da oferta de serviços e do nível de procura definido. Fica então definido o programa viável de exploração do sistema.

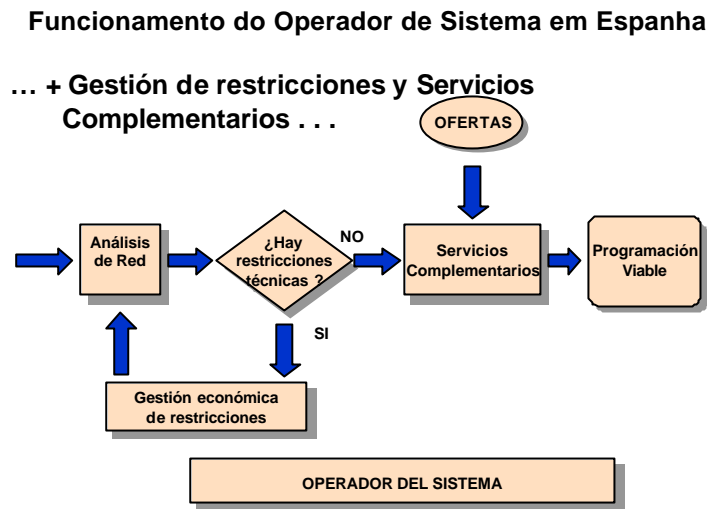


Figura 3-1

O encerramento da recepção de ofertas para cada dia tem lugar até às 10 horas do dia anterior, sendo os resultados do encontro horário entre oferta e procura determinados até às 11 horas.

A necessidade de proceder a ajustes dos níveis de produção devido a desvios relativamente às previsões de consumo ou devido a outras restrições de operação do parque produtor, conduz à necessidade de efectuar ajustes periódicos ao plano de produção, procedendo-se para esse efeito à realização de um mercado intra-diário de ajustes de participação voluntária onde se actualiza a programação viável de produção. Os agentes que participam neste mercado podem apresentar tanto ofertas de venda como de aquisição de energia. A Figura 3-2 ilustra a forma como tal se efectua.

Gestão de ajustes no mercado intra-diário

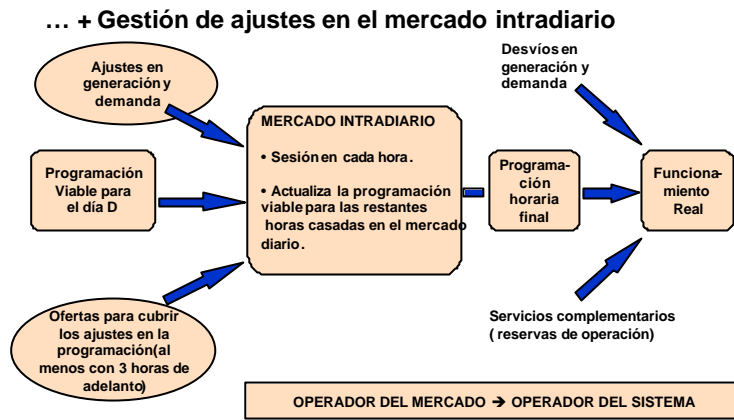


Figura 3-2

Estão previstas seis sessões de mercado intra-diário com horizonte de programação entre 28 e 9 horas para cada dia. Os correspondentes horários de funcionamento estão definidos no quadro seguinte.

Horário das sessões do mercado intra-diário de Espanha

| | SESION 1º | SESION 2ª | SESION 3º | SESION 4ª | SESION 5ª | SESION 6ª |
|---------------------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| APERTURA DE SESIÓN | 16:00 | 21:00 | 01:00 | 04:00 | 08:00 | 12:00 |
| CIERRE DE SESION | 17:45 | 21:45 | 01:45 | 04:45 | 08:45 | 12:45 |
| CASACION | 18:30 | 22:30 | 02:30 | 05:30 | 09:30 | 13:30 |
| RECEPCION DE DESGLOSES | 18:45 | 22:45 | 02:45 | 05:45 | 09:45 | 13:45 |
| ANALISIS DE RESTRICCIONES | 19:30 | 23:15 | 03:15 | 06:15 | 10:15 | 14:15 |
| PUBLICACION PHF | 19:35 | 23:20 | 03:20 | 06:20 | 10:20 | 14:20 |
| HORIZONTE DE PROGRAMACION | 28 horas | 24 horas | 20 horas | 17 horas | 13 horas | 9 horas |
| (Periodos horarios) | (21-24) | (1-24) | (5-24) | (8-24) | (12-24) | (16-24) |

Fonte: OMEL

Quadro 3-1

3.1.2 PORTUGAL

Atendendo à estrutura do sector eléctrico português, a articulação funcional dos diferentes agentes pode ser descrita pelo diagrama da figura seguinte.

Articulação funcional dos agentes do sistema conjunto

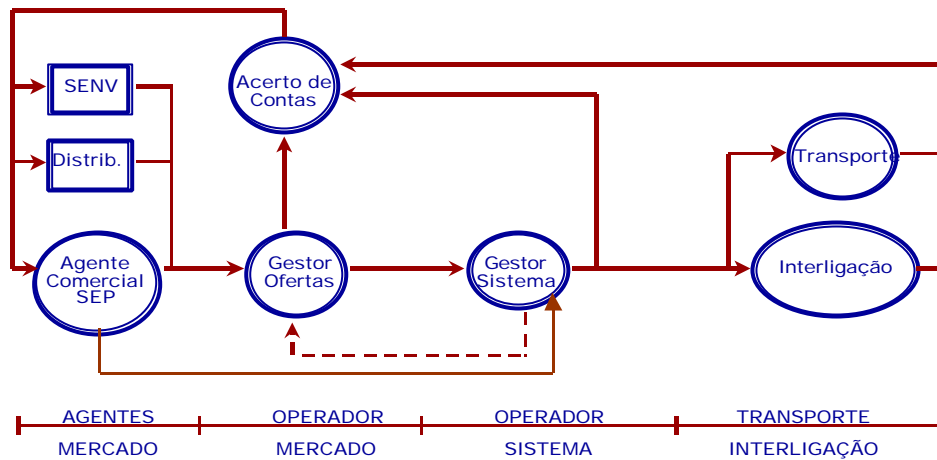


Figura 3-3

A optimização da exploração anual, mensal, semanal e diária do parque produtor do SEP é da competência do Agente Comercial do SEP, que assim informa o Operador do Sistema, em função dos contratos celebrados, do regime de hidraulicidade e da disponibilidade dos meios de produção e sobre a ordem de mérito das centrais do SEP para o dia seguinte. Compete ainda ao Agente Comercial do SEP identificar as necessidades de interruptibilidade no SEP.

O Gestor de Ofertas é responsável pelo encontro das ofertas semanais de compra e venda de energia, sendo também responsável pela recepção da informação sobre a quantificação física dos contratos bilaterais físicos, que transmite depois ao Gestor do Sistema.

Com base nas informações recebidas do Agente Comercial do SEP e do Gestor de Ofertas, o Gestor do Sistema elabora então o programa de despacho dos centros produtores, incluindo o programa das interligações, verificando as restrições de exploração e de segurança do sistema. No caso de haver necessidade de proceder a alterações aos programas de exploração recebidos, o Gestor do Sistema informa o Gestor de Ofertas das alterações necessárias.

É da competência do Gestor do Sistema a definição dos níveis necessários de reserva para controlo da potência/frequência e controlo de tensão e potência reactiva.

Com a entrada em funcionamento do Sistema de Informação do Gestor de Ofertas (SIGO) é possível o envio de programas de produção/consumo de agentes do SENV para o Gestor de Ofertas todos os dias, bem como a realização de redeclarações de programação, que se espera

venham a ser coordenadas com os horários do mercado intra-diário em Espanha, por forma a minimizar interações com o Gestor de Sistema para verificação técnica da programação.

3.2 SERVIÇOS DE SISTEMA

Do conjunto de produtos e serviços técnicos que garantem a operação do sistema e a qualidade de serviço, os serviços de sistema mais importantes são os associados ao controlo de potência/frequência, ao controlo de tensão e potência reactiva e ao arranque autónomo.

O controlo de potência/frequência encontra-se hierarquizado em 3 níveis de controlo da reserva de potência do sistema:

- Controlo de reserva primária, associado à resposta automática das unidades produtoras a variações de frequência.
- Controlo de reserva secundária, da responsabilidade do gestor do sistema, associado a um controlo zonal da frequência e controlo de intercâmbios de potência entre áreas, assistido por telerregulação.
- Controlo de reserva terciária, também relacionado com uma área de controlo, activado de forma não automática pelo operador de sistema, através do arranque de grupos produtores, com o objectivo de restabelecer níveis de reserva e de segurança de exploração adequados, ou através de programas de importação.

O controlo de tensão e potência reactiva, encontra-se também hierarquizado em 3 níveis, destinando-se à manutenção do perfil de tensões nos nós da rede e à optimização da exploração do sistema, nomeadamente redução de perdas. Os níveis de controlo existentes dividem-se em:

- Controlo primário, automático, associado à actuação dos reguladores automáticos de tensão dos geradores síncronos da rede.
- Controlo secundário, com uma actuação a nível de zona, realizado também pelos reguladores de tensão dos grupos síncronos a partir de consignas de tensão enviadas pelo operador do sistema, para assim optimizar a gestão do sistema.
- Controlo terciário, não automático, associado à optimização da programação horária de exploração do sistema.

O arranque autónomo consiste na disponibilização de capacidades para proceder à realimentação e restabelecimento de serviço na rede eléctrica, após a ocorrência de situações de colapso total

ou parcial do sistema. Esta capacidade está associada à existência de grupos com possibilidade de arranque autónomo e à ressincronização do sistema.

Outro tipo de serviços complementares podem ser identificados no funcionamento do sistema, não tendo contudo importância significativa na definição dos modelos regulatórios de Portugal e Espanha.

3.2.1 RESERVA PRIMÁRIA

Em Espanha o serviço de regulação primária é um serviço obrigatório e não remunerado, devendo as unidades produtoras dispor de uma banda de regulação primária estabelecida pelo Operador de Sistema, sendo os custos internalizados nas ofertas e nos contratos bilaterais físicos estabelecidos.

Em Portugal, o serviço é também não remunerado, sendo obrigatório para todos os produtores vinculados e produtores não vinculados com potência aparente instalada superior a 10 MVA. À semelhança de Espanha, o Gestor de Sistema define a margem de potência que os grupos devem dispor para colocar rapidamente na rede em caso de necessidade. Esta margem é determinada em função das recomendações da UCTE e deve ser suficiente para responder eficazmente a um conjunto de incidentes definidos em recomendações daquela instituição.

3.2.2 RESERVA SECUNDÁRIA

3.2.2.1 ESPANHA

O serviço de regulação de reserva secundária é um serviço remunerado em regime de mercado. Compete ao operador do sistema definir o valor das potências associadas às reservas secundárias a subir e a descer, numa base horária, a partir da utilização dos critérios de reserva definidos pela UCTE.

Os grupos produtores apresentam, para cada hora, as suas ofertas, contendo os níveis de potência associada à reserva a subir e a descer e os respectivos preços. Para a atribuição do serviço, as ofertas são ordenadas em função do seu preço, sendo o serviço atribuído às ofertas mais vantajosas para o sistema, respeitando determinadas restrições.

Se o processo de atribuição de reserva secundária obrigar a proceder a redespachos no sistema, as unidades de produção afectadas deverão recorrer ao mercado intra-diário de energia para obter o respectivo redespacho.

A remuneração do serviço de regulação associado à reserva secundária baseia-se na remuneração de capacidade (potência de reserva) e na remuneração da utilização dessa capacidade (energia), da seguinte forma:

- A banda de potência de regulação atribuída em cada hora a cada grupo é remunerada pelo preço marginal associado à última oferta de potência utilizada pelo sistema de forma total ou parcial.
- A energia de regulação secundária é remunerada da seguinte forma:

- valorização da reserva para subir:

os recebimentos por parte dos agentes que compensaram desvios para subir correspondem ao preço de mercado horário da energia secundária, ponderado pelo desvio do agente em questão

$$VD_i = \frac{D_i}{\sum |D_i|} * PMHS$$

os pagamentos para cobertura de sobrecustos correspondem à diferença entre o preço de mercado horário da energia secundária e o preço de mercado horário, ponderado pelo desvio do agente

$$VD_i = \frac{D_i}{\sum |D_i|} * (PMHS - PMH)$$

- valorização da reserva secundária para baixar:

os pagamentos, por parte dos agentes que compensaram desvios para descer, correspondem ao preço de mercado horário da energia secundária, ponderado pelo desvio do agente em questão

$$VD_i = \frac{D_i}{\sum |D_i|} * PMHS$$

os pagamentos para cobertura de sobrecustos correspondem à diferença entre o preço de mercado horário e o preço de mercado horário da energia secundária, ponderado pelo desvio do agente:

$$VD_i = \frac{D_i}{\sum |D_i|} * (PMH - PMHS)$$

Nas expressões anteriores:

D_i – desvio do agente

$PMHS$ – preço de mercado horário da energia secundária

PMH – preço de mercado horário

3.2.2.2 PORTUGAL

A reserva secundária é determinada pelo Gestor de Sistema, para cada hora do dia, em função da incerteza da evolução do consumo e da probabilidade de falha de grupos geradores. Segundo a UCTE, os desvios de regulação devem ser eliminados até 15 minutos e a reserva mínima recomendada deve ser determinada em função da potência de consumo máxima prevista na zona de regulação para o período considerado.

A reserva secundária é assegurada através de:

- Grupos em telerregulação, em que a regulação é efectuada através da acção do regulador central automático sobre os grupos.
- Reserva girante, assegurada através de grupos que se encontram em serviço mas não em telerregulação.
- Reserva rápida, constituída por grupos hídricos e térmicos que possam ser mobilizados num espaço de tempo inferior a 10 minutos.

O serviço de regulação de reserva secundária é obrigatório para os produtores vinculados e remunerado através do estabelecido nos CAE. Para os produtores não vinculados, o serviço tem um carácter voluntário e apenas será fornecido se existir um acordo para o efeito concretizado através de contratos bilaterais celebrados com a entidade concessionária da RNT.

3.2.3 RESERVA TERCIÁRIA

A reserva terciária destina-se a repor a reserva secundária solicitada de modo a manter o nível de reserva secundária de acordo com o valor estabelecido pelo operador de sistema.

A definição do nível de mobilização de potência de reserva terciária e o intervalo de tempo de mobilização associado às necessidades desta reserva são, quer em Portugal quer em Espanha, objecto de decisão do Gestor de Sistema na sequência da sua avaliação do previsível grau de segurança de abastecimento dos consumos. Situações de expectável perda simultânea de vários grupos geradores, que poderão decorrer, por exemplo, de insuficiência de queda em centrais a fio de água ou devido a colmatação dos circuitos de refrigeração dos grupos térmicos, determinarão níveis elevados e tempos reduzidos de mobilização de reserva terciária.

3.2.3.1 ESPANHA

Em Espanha são fornecedores de reserva terciária os agentes de produção que acreditem a sua capacidade técnica e operativa para o fornecimento deste serviço. Compete ao Operador de Sistema definir os níveis de reserva terciária necessários ao sistema para cada período de programação do dia seguinte. Este valor é geralmente igual à potência do maior grupo de produção acoplado, majorado de 2% relativamente à previsão de consumo horário.

Uma vez casados os mercados de energia e de reserva secundária diários, todas as unidades de produção disponíveis estão obrigadas às necessidades de reserva terciária, sendo assim obrigadas a apresentar ofertas de toda a sua reserva terciária disponível, tanto para subir como para descer, para cada um dos períodos horários do dia seguinte. Os valores de potência a atribuir e o valor da energia eventualmente a produzir são definidos aplicando mecanismos de mercado idênticos aos utilizados para a reserva secundária.

3.2.3.2 PORTUGAL

Em Portugal o serviço de reserva terciária é fornecido pelos grupos geradores pertencentes ao SEP. A remuneração deste serviço é estabelecida no correspondente CAE.

3.2.4 CONTROLO DE TENSÃO

O controlo de tensão é um serviço que se divide em dois tipos:

- o serviço de regulação automática de tensão é um serviço obrigatório quer em Portugal quer em Espanha não sendo passível de remuneração específica;
- o controlo de tensão e de potência reactiva é considerado um serviço remunerado, havendo algumas diferenças nos mecanismos de contratação e modo de remuneração em cada país.

3.2.4.1 ESPANHA

São fornecedores deste serviço os grupos geradores que se regulem pelo regime ordinário, com potência igual ou superior a 30 MW e com ligação directa através de linha específica para ligação à rede de transporte, as empresas de transporte e de distribuição de energia eléctrica, e os consumidores qualificados com potência contratada superior a 15 MW.

Existem dois modos de fornecimento do serviço: é definido um nível mínimo de fornecimento com carácter obrigatório, sendo a restante parcela fornecida em carácter voluntário através de recursos que excedam a parte obrigatória:

- Todos os grupos geradores ordinários são obrigados a garantir a capacidade de produção de energia reactiva correspondente a um factor de potência capacitivo de 0,989 em relação à potência activa máxima e um factor de potência indutivo de 0,989 em relação à mesma potência.
- As empresas de transporte são obrigadas a prestar este serviço com todos os meios técnicos disponíveis, não sendo remuneradas explicitamente para esse efeito.
- Os consumidores elegíveis fornecedores deste serviço devem assegurar um serviço obrigatório de controlo da potência reactiva de tal forma que nos períodos de ponta e horas cheias assegurem um factor de potência indutivo não inferior a 0,95, não devendo injectar potência reactiva capacitiva nos períodos de vazio.
- As empresas distribuidoras devem cumprir as mesmas disposições.

Os produtores, consumidores e empresas distribuidoras que disponham de capacidade para oferecer recursos adicionais para apoiar a gestão da tensão e potência reactiva podem efectuar ofertas de quantidade para esse efeito, sendo remunerados com base num sistema de preços definido pelo Ministério da Economia de Espanha.

3.2.4.2 PORTUGAL

No que diz respeito ao serviço de regulação automática de tensão, os agentes provedores deste serviço são os grupos geradores pertencentes ao SEP e a entidade concessionária da RNT. O serviço é considerado obrigatório e não remunerado especificamente. No entanto, o serviço de compensação síncrona, quando necessário, é remunerado especificamente em função do estipulado no correspondente CAE.

O serviço complementar de controlo de tensão resulta da necessidade de controlar o perfil de tensões do sistema. Após executado um programa que otimiza os trânsitos de potência a partir do programa de exploração provisório, o Operador do Sistema determina, para cada período horário de cada dia, os limites de tensão a manter em cada nó de produção, as baterias de condensadores a ligar e desligar, e o valor recomendado para as tomadas dos auto-transformadores.

3.2.5 ARRANQUE AUTÓNOMO

En España, actualmente está pendiente de desarrollo normativo.

Em Portugal, a reposição de serviço, associada a grupos com arranque autónomo, é um serviço complementar, apenas obrigatório para os produtores cujos grupos estejam equipados para o efeito, sendo remunerado especificamente de acordo com o definido no respectivo CAE. Na sequência de análises ao plano de necessidades de serviços de sistema, o Gestor do Sistema pode aceitar propostas de investimento de produtores não vinculados estabelecendo, para o efeito, contratos bilaterais para fornecimento deste serviço.

3.3 CONTAGEM DE ENERGIA E ACERTO DE CONTAS

Uma das principais funções a operacionalizar num mercado de electricidade diz respeito à implementação de sistemas que permitam, de forma rigorosa e transparente, proceder à aquisição dos dados necessários para a valorização dos recebimentos e pagamentos correspondentes a todos os intervenientes no mercado, bem como proceder à liquidação de todas as transacções efectuadas.

Para assegurar um eficaz controlo e gestão técnica dos fluxos energéticos e correspondentes fluxos económicos associados aos pagamentos, é necessário dispor de um sistema de telecontagem de energia nos pontos de entrega e de recepção. Para além da necessidade de efectuar a contagem da totalidade dos consumos de energia, é ainda necessário proceder à verificação do cumprimento dos programas horários de produção/consumo, contabilizando os desvios em cada unidade de produção ou instalação consumidora dos agentes de ofertas. A extensão deste sistema de telecontagem ao universo dos consumidores elegíveis é fundamental para assegurar o correcto funcionamento do mercado.

3.3.1 ESPAÑA

En España la situación es la siguiente:

La ley 54/1997 del Sector Eléctrico, establece en su artículo 14 la separación entre actividades eléctricas reguladas (transporte y distribución) y no reguladas (generación y comercialización). Esta nueva ordenación del sistema hizo necesario el establecimiento de unas fronteras claramente definidas entre estas actividades y los criterios de medición de energía se revisaron en su totalidad.

El Real Decreto 2018/1997, de 26 de diciembre establece en el artículo 3 apartado 1 las fronteras entre las distintas actividades y las Instrucciones Técnicas Complementarias de 12 de Abril de 1999 la localización de los puntos de medida en cada una de estas fronteras así como las características técnicas, de precisión de medida, tratamiento de los equipos existentes de menor precisión, correcciones por imprecisión y la clasificación de dichos puntos de medida que es la siguiente:

- Son puntos de medida de tipo 1 los siguientes:

Puntos situados en cualquier frontera cuya energía intercambiada anual sea igual o superior a 5 GWh.

Puntos situados en las fronteras de clientes, cuya energía intercambiada anual sea igual o superior a 5 GWh, o cuya potencia contratada sea igual o superior a 10MW.

Puntos situados en las fronteras de generación, cuya energía intercambiada anual sea igual o superior a 5 GWh, o cuya potencia aparente nominal sea igual o superior a 12 MVA.

- Todos los demás puntos de medida pertenecen al tipo 2.

Características de los puntos de medida tipo 1:

- Los transformadores de tensión deberán tener una clase de precisión de 0,2 para medida.
- Los transformadores de intensidad deberán tener una clase de precisión igual o mejor que 0,2S.
- La clase de precisión de los contadores de energía activa será igual o mejor que 0,2S. La de los contadores de reactiva será igual o mejor que 0,5.
- Medidas redundantes o comprobantes.

- Equipos dotados de comunicaciones (telemedida) y transmitir los datos contenidos en el registrador al concentrador principal de medidas eléctricas diariamente, de forma que estén disponibles antes de las ocho horas del día siguiente.
- Características de los puntos de medida tipo 2:
 - Los transformadores de tensión deberán tener una clase de precisión de 0,5 para medida.
 - Los transformadores de intensidad deberán tener una clase de precisión igual o mejor que 0,5S.
 - La clase de precisión de los contadores de energía activa será igual o mejor que 0,5S. La de los contadores de reactiva será igual o mejor que 1.
 - De momento no se les exige que estén dotados de comunicaciones, aunque está previsto, cuando se establezca el límite inferior para este tipo de punto de medida (la propuesta es para puntos situados en cualquier frontera cuya energía intercambiada anual sea igual o superior a 750 MWh, puntos situados en las fronteras de clientes cualificados, cuya energía intercambiada anual sea igual o superior a 750 MWh, o cuya potencia contratada sea igual o superior a 1.500 kW y puntos situados en las fronteras de generación, cuya energía intercambiada anual sea igual o superior a 750 MWh, o cuya potencia aparente nominal sea igual o superior a 1.800 kVA.).

El Operador del Sistema, es el encargado de recopilar toda la información de las medidas del sistema entre las distintas actividades y los consumos y, una vez que las tiene, se las envía al Operador de Mercado que procede a la liquidación definitiva.

3.3.2 PORTUGAL

Em Portugal a situação existente é a seguinte:

- Nos centros produtores do SEP e do SENV estão instalados sistemas de telecontagem.
- Estão instalados sistemas de telecontagem nos consumidores MAT, em número de 11, e nas instalações de consumidores ligados à rede de distribuição de AT e MT, em número de 56 e 132, respectivamente, (só algumas instalações de MT é que possuem este tipo de contadores); estes sistemas servem todos os clientes AT e clientes não vinculados.
- Existem já cerca de 1000 clientes de BT servidos por telecontagem (utilizando contadores electromecânicos com emissão de impulsos).

- Está em preparação uma experiência piloto com cerca de 150 clientes de BT para os quais se pensa instalar um sistema de telecontagem com diversas funcionalidades.

Em Portugal o acerto de contas entre os diferentes agentes é efectuado pela entidade concessionária da RNT a partir das informações da telecontagem enviadas pelo Gestor de Ofertas.

4 PRODUTORES EM REGIME ESPECIAL

En España, la actividad de producción de energía eléctrica tiene la consideración de producción en régimen especial en los siguientes casos, cuando se realice desde instalaciones cuya potencia instalada no supere los 50 MW:

- a) Autoprodutores que utilicen la cogeneración u otras formas de producción de electricidad asociadas a actividades no eléctricas siempre que supongan un alto rendimiento energético.
- b) Cuando se utilice como energía primaria alguna de las energías renovables no consumibles, biomasa o cualquier tipo de biocarburante, siempre y cuando su titular no realice actividades de producción en el régimen ordinario.
- c) Cuando se utilicen como energía primaria residuos no renovables.

También tendrá la consideración de producción en régimen especial la producción de energía eléctrica desde instalaciones de tratamiento y reducción de los residuos de los sectores agrícola, ganadero y de servicios, con una potencia instalada igual o inferior a 25 MW, cuando supongan un alto rendimiento energético.

Estas instalaciones poseen unas primas específicas.

As instalações de produção de energia eléctrica a partir de fontes renováveis de energia, de resíduos ou associadas a unidades de co-geração, gozam de um estatuto especial no que diz respeito à forma de remuneração da energia produzida. Quer em Portugal quer em Espanha, a remuneração da energia produzida é subsidiada, sendo as fórmulas de remuneração distintas.

Existe actualmente uma vontade política clara de incentivo à exploração das energias renováveis, de resíduos e da co-geração, decorrente da aplicação de directivas comunitárias neste domínio, que conduzem à criação de condições técnicas especiais para a integração destas unidades de produção nas redes eléctricas e à aplicação de subsídios à remuneração da energia adquirida a estes produtores.

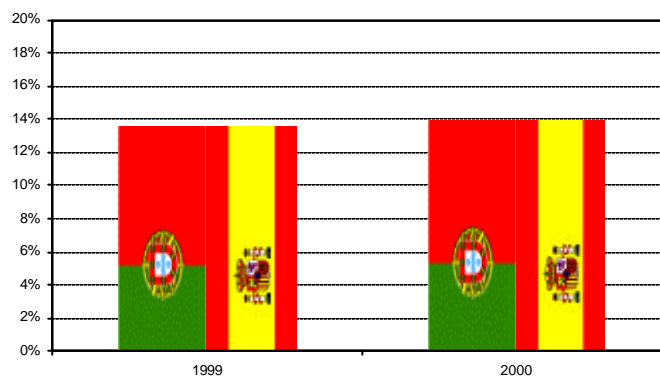
Estes factos conduzem a que os Produtores em Regime Especial (PRE), em Portugal, e as instalações produtoras em regime especial, em Espanha, assumam uma importância significativa no panorama da produção de energia eléctrica dos dois países. Apresenta-se seguidamente uma caracterização da situação actual nos dois países relativamente à dimensão do parque produtor, aos volumes de transacções anuais e às tarifas de remuneração da produção desta energia.

Por forma a caracterizar a PRE em Espanha e Portugal apresenta-se seguidamente um conjunto de informação agregada em gráficos relativos à evolução da produção, às potências instaladas, volume de energia entregue à rede e volume de facturação.

Verificou-se que de 1999 para 2000 ocorreu um ligeiro aumento do peso da produção em regime especial no total da produção, quer para Portugal, quer para Espanha. Pode observar-se na Figura 4-1 que ambos os países se encontram em patamares bastante próximos no que respeita à importância da PRE, verificando-se que em Espanha de 1999 para 2000 a variação da percentagem de produção em regime especial, relativamente à produção total, foi ligeiramente inferior à que se verificou em Portugal.

Os valores da produção em regime especial indicados para Portugal e Espanha na figura seguinte incluem a co-geração e o auto-consumo.

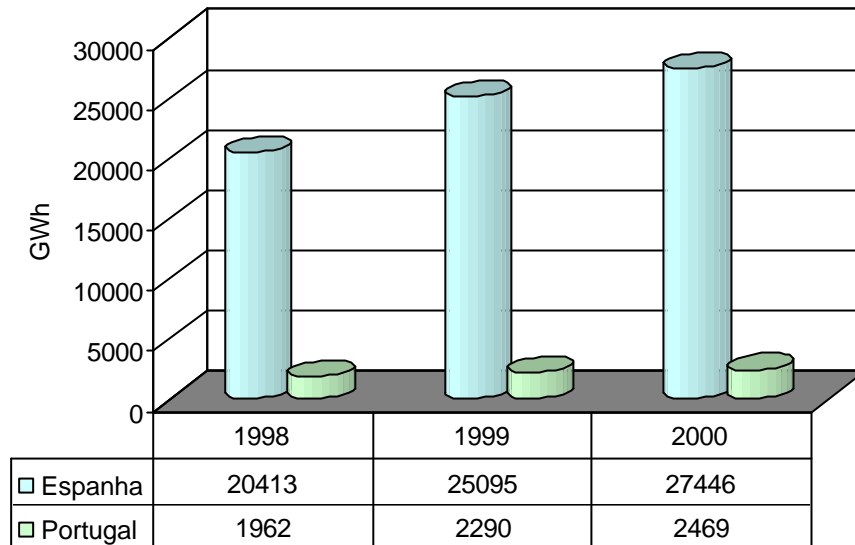
Peso da Produção em Regime Especial no total da produção



Fonte: DGE, REN, REE

Figura 4-1

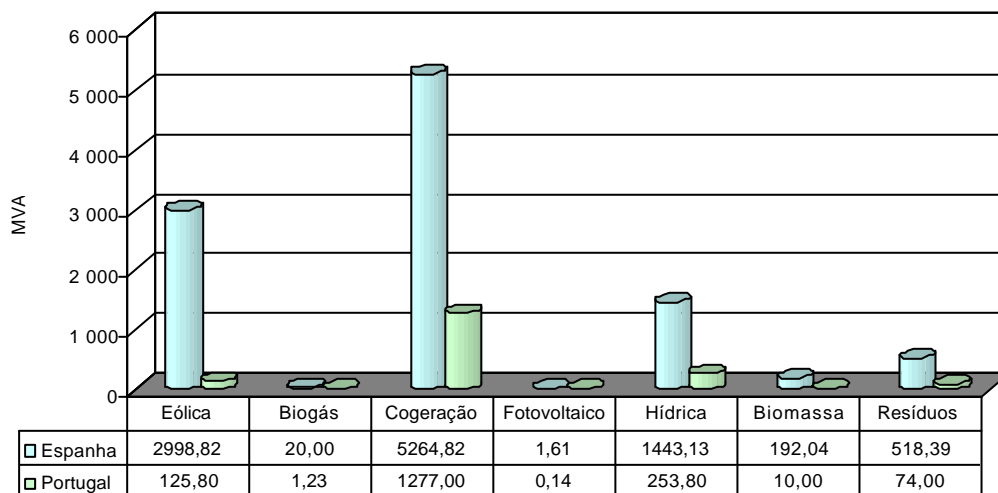
Energia entregue à rede a partir de PRE em Espanha e Portugal



Fonte: CNE, DGE

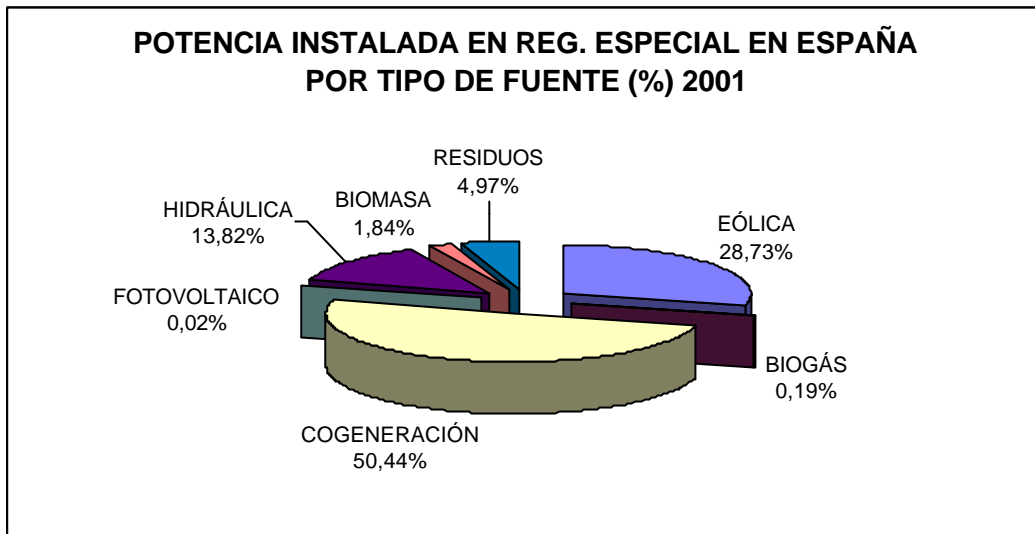
Figura 4-2

Potência instalada de PRE em Espanha e Portugal em 2001



Fonte: CNE, DGE

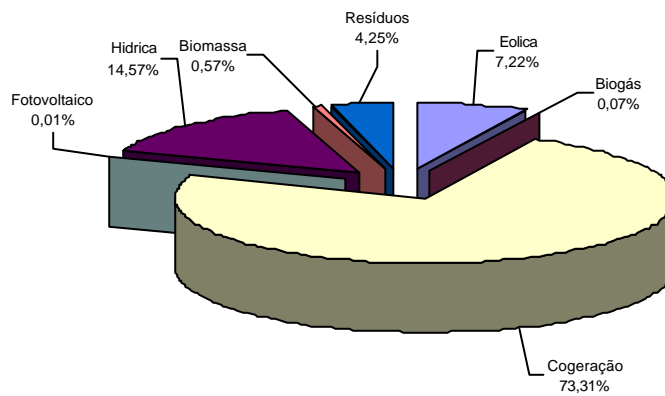
Figura 4-3



Fonte: CNE

Figura 4-4

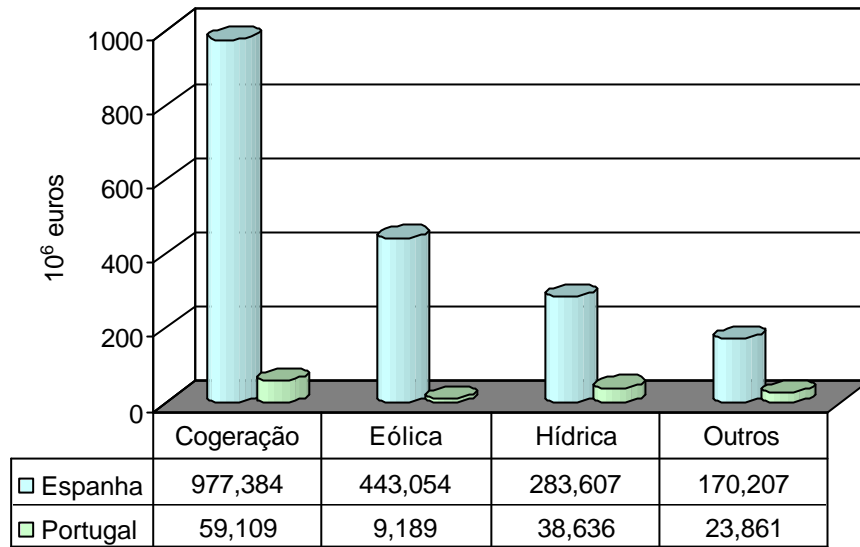
Potência instalada em regime especial em Portugal por tipo de fonte – 2001



Fonte: DGE

Figura 4-5

Venda da energia entregue à rede a partir de PRE em Espanha e Portugal

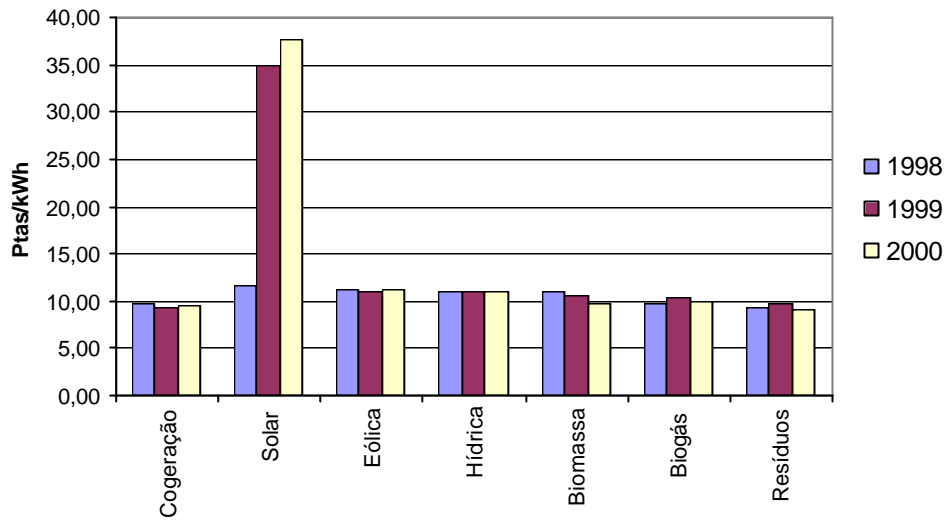


Fonte: CNE, DGE

Figura 4-6

Na figura seguinte apresentam-se, comparativamente, os preços médios de remuneração da energia entregue à rede em Espanha e em Portugal. A remuneração de energia eléctrica produzida pelos PRE em Portugal foi recentemente sujeita a alterações significativas com o objectivo de incentivar a instalação de novas capacidades (Anexo II).

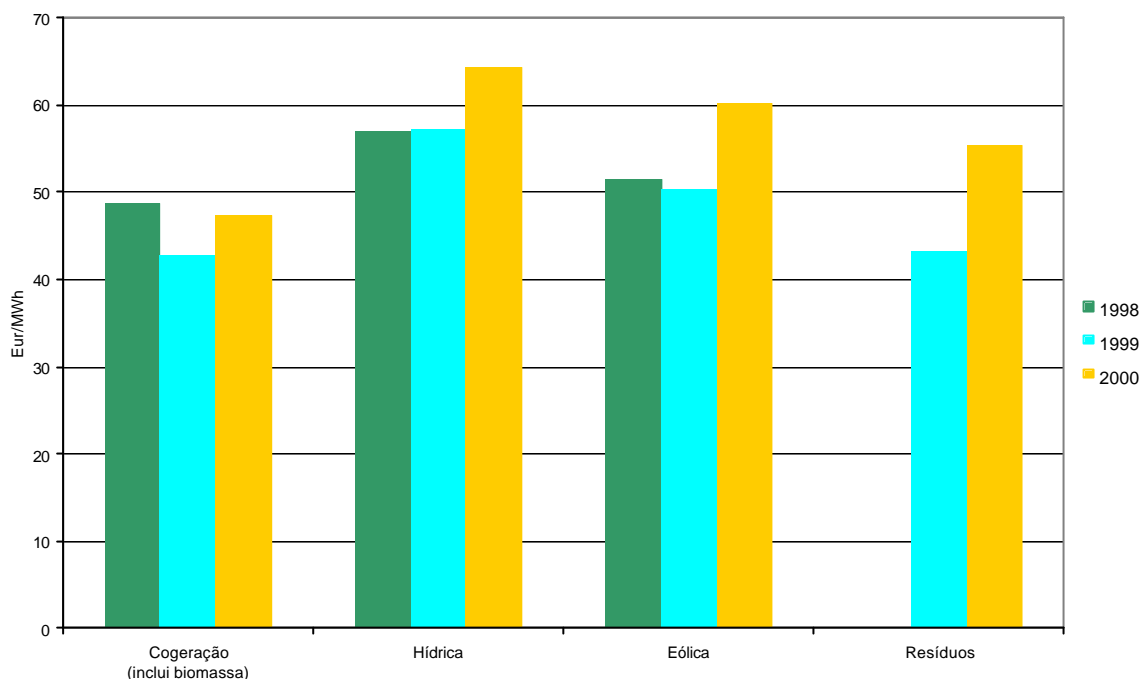
Preços médios de remuneração da energia produzida na PRE em Espanha



Fonte: CNE

Figura 4-7

Preços médios de remuneração da energia produzida na PRE em Portugal



Fonte: REN

Figura 4-8

Os Produtores em Regime Especial não participam no fornecimento de serviços de sistema associados ao controlo de potência/frequência (reserva primária, secundária e terciária).

Relativamente ao fornecimento de potência reactiva é estabelecida, quer em Portugal quer em Espanha, uma remuneração para o fornecimento de energia reactiva capacitiva durante as horas fora de vazio, não devendo haver lugar ao fornecimento de energia reactiva capacitiva durante as horas de vazio, situação que, a ocorrer, conduz a uma penalização. Em Portugal esta remuneração só tem lugar quando a produção de energia reactiva capacitiva exceder os 40% da energia activa entregue durante as horas fora de vazio, havendo lugar a penalização quando tal não ocorre.

De referir, contudo, que em nenhum dos sistemas se procede à exploração coordenada da capacidade de produção de potência reactiva, com o objectivo de apoiar o controlo de tensão da rede.

5 TARIFAS

5.1 ESPANHA

O estabelecimento de tarifas e preços para o fornecimento de energia eléctrica é efectuado anualmente, por Real Decreto, conforme o disposto na Lei 54/1997 do Sector Eléctrico. São publicadas tarifas de venda a clientes finais, também denominadas tarifas integrais, tarifas de acesso às redes de transporte e distribuição e preços a pagar pelo aluguer de equipamentos de medida.

O Real Decreto 1164/2001 de 26 de Outubro vem estabelecer a estrutura da tarifa de acesso às redes de transporte e distribuição de energia eléctrica a aplicar em 2002, enquanto a Ordem de 12 de Janeiro de 1995 estabelece o âmbito de aplicação, variáveis de facturação e estrutura das tarifas integrais de fornecimento de energia eléctrica.

As tarifas de acesso são determinadas pelo método dos custos evitados, subtraindo às tarifas integrais os montantes respeitantes aos custos de produção e de comercialização, resultando uma estrutura das tarifas de acesso idêntica à estrutura das tarifas integrais aplicáveis aos clientes não participantes no mercado.

Nas tarifas de acesso às redes de transporte e de distribuição estão incluídos os seguintes custos:

- Custos de transporte de energia eléctrica.
- Custos de distribuição de energia eléctrica.
- Custos de gestão comercial imputáveis a clientes participantes no mercado.
- Custos de diversificação e segurança de abastecimento incluindo:
 - Moratória nuclear.
 - Segunda parte do ciclo de combustível nuclear.
 - Custos de compensações por interruptibilidade, por aquisição de energia a instalações de produção em regime especial e outras compensações.
- Custos permanentes, que incluem:
 - Compensações extrapeninsulares.
 - Operador de Sistema.
 - Operador de Mercado.
 - Comissão Nacional de Energia.

5.1.1 VARIÁVEIS DE FACTURAÇÃO

Variáveis de facturação

| Variáveis | Definição | | | | | | | | | | | | | | |
|--|--|---------|------|------|------|------|---|---|-------|---|-----|------|------|------|------|
| Potência contratada em horas de ponta | Potência máxima de 15 minutos para os períodos de horas de ponta contratada pelo cliente. | | | | | | | | | | | | | | |
| Potência contratada em horas cheias | Potência máxima de 15 minutos para os períodos de horas cheias contratada pelo cliente. | | | | | | | | | | | | | | |
| Potência contratada em horas de vazio | Potência máxima de 15 minutos para os períodos de horas de vazio contratada pelo cliente. | | | | | | | | | | | | | | |
| Potência Facturada em horas de ponta nas tarifas de acesso | <ul style="list-style-type: none"> Regra Geral: <p>Se a potência máxima de 15 minutos em horas de ponta do respectivo período de facturação for menor que 105% e maior que 85% da potência contratada para este período tarifário, a potência facturada é igual à potência contratada. Caso seja inferior a 85% do valor da potência contratada, o valor da potência facturada é igual a 85% do valor da potência contratada. Se o valor medido se situar acima de 105% da potência contratada, a potência a facturar será igual à potência medida adicionada do dobro da diferença entre este valor e 105% da potência contratada.</p> <ul style="list-style-type: none"> Tarifas de seis períodos horo-sazonais <p>A potência a facturar é igual à potência contratada e caso a potência medida em qualquer intervalo de 15 minutos exceder a potência contratada será facturado o excesso de potência separadamente, de acordo com a seguinte expressão:</p> $F_{EP} = \sum_{i=1}^{i=6} K_i \times 234 \times A_{ei} \text{ onde:}$ <p>K_i = coeficiente dependente do período horo-sazonal i</p> <table border="1"> <tr> <td>Período</td> <td>1</td> <td>2</td> <td>3</td> <td>4</td> <td>5</td> <td>6</td> </tr> <tr> <td>k_i</td> <td>1</td> <td>0,5</td> <td>0,37</td> <td>0,37</td> <td>0,37</td> <td>0,17</td> </tr> </table> <p>e A_{ei} se calculará da seguinte forma: $A_{ei} = \sqrt{\sum_{j=1}^{j=n} (Pd_j - Pc_i)^2}$</p> <p>Onde:</p> <p>$Pc_i$ = Potência contratada no período i, no período considerado;</p> <p>Pd_j = potência tomada em qualquer um dos quartos de hora do período i em que se ultrapassou o valor de Pc_i.</p> <ul style="list-style-type: none"> Fornecimentos em Baixa Tensão com Interruptor de Controlo de Potência <p>A potência contratada corresponde à potência aparente em kVA, disponibilizada ao cliente, e a potência facturada é igual à potência contratada.</p> | Período | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | k_i | 1 | 0,5 | 0,37 | 0,37 | 0,37 | 0,17 |
| Período | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | | | | | | | | | |
| k_i | 1 | 0,5 | 0,37 | 0,37 | 0,37 | 0,17 | | | | | | | | | |
| Potência Facturada em horas cheias nas tarifas de acesso | É determinada do mesmo modo descrito para a potência em horas de ponta a facturar nas tarifas de acesso. | | | | | | | | | | | | | | |

| Variáveis | Definição |
|--|---|
| Potência Facturada em horas de vazio nas tarifas de acesso | É determinada do mesmo modo descrito para a potência em horas de ponta a facturar nas tarifas de acesso. |
| Potência Facturada nas tarifas integrais | <ul style="list-style-type: none"> ▪ Regra Geral: <p>Nas tarifas integrais, o valor de potência a facturar em cada período horário é determinado de modo semelhante ao descrito na regra geral das tarifas de acesso. No entanto este valor é agregado numa única grandeza física (PF) em kW e determinada da seguinte forma:</p> <p>$PF = P1 + 0,2(Pn - P1)$, se $n=2$;</p> <p>$PF = P1 + 0,5(P2 - P1) + 0,2(Pn - P2)$, se $n=3$;</p> <p>$PF = 1,2P1 + (P2 - P1) + 0,5(P3 - P2) + 0,25(P4 - P3) + 0,10(P5 - P4) + 0,05(Pn - P5)$, se $n=6$;</p> <p>fazendo $(P_i - P_{i-1})$ igual a zero sempre que P_i seja menor que P_{i-1}, com i a variar de 1 a n, em que P_i é o período de maior intensidade da procura e P_n o período de menor intensidade da procura.</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Fornecimentos em Baixa Tensão com Interruptor de Controlo de Potência <p>A potência contratada corresponde à potência aparente em kVA, disponibilizada ao cliente, e a potência facturada é igual à potência contratada.</p> |
| 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 | Energia consumida no período horário de entrega de energia eléctrica definido como período de horas de vazio. |
| Energia reactiva fornecida | Energia reactiva fornecida que, nas horas fora de vazio, exceder 33% da energia activa transitada no mesmo período. |
| Equipamento de Medida | Termo fixo de facturação por cliente por mês diferenciado consoante o tipo de aparelhagem de medida. |

Quadro 5-1

5.1.2 PRECIOS DE TARIFAS DE ACCESO A REDES

Tarifas de acceso a redes de transporte y distribución de energía eléctrica

ALTA TENSIÓN

| TP (€/kW y año) | | | | Te (€/kWh) | | |
|-----------------|-----------|----------|----------|------------|----------|----------|
| Tarifas | Periodo1 | Periodo2 | Periodo3 | Periodo1 | Periodo2 | Periodo3 |
| 3.1 A | 15,427981 | 9,514022 | 2,181674 | 0,011119 | 0,010458 | 0,009256 |

(c) (f)

| TP (€/kW y año) | | | | | | | Te (€/kWh) | | | | | |
|-----------------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|------------|----------|----------|----------|----------|----------|
| Tarifas | Periodo1 | Periodo2 | Periodo3 | Periodo4 | Periodo5 | Periodo6 | Periodo1 | Periodo2 | Periodo3 | Periodo4 | Periodo5 | Periodo6 |
| 6.1 | 9,955645 | 4,983051 | 3,649706 | 3,649706 | 3,649706 | 1,662760 | 0,017046 | 0,015948 | 0,014222 | 0,009360 | 0,006118 | 0,004758 |
| 6.2 | 8,311997 | 4,159004 | 3,047131 | 3,047131 | 3,047131 | 1,388338 | 0,014244 | 0,013342 | 0,011900 | 0,007813 | 0,005109 | 0,003967 |
| 6.3 | 7,626844 | 3,816427 | 2,794706 | 2,794706 | 2,794706 | 1,274146 | 0,013102 | 0,012201 | 0,010938 | 0,007152 | 0,004688 | 0,003666 |
| 6.4 | 6,941690 | 3,472850 | 2,542281 | 2,542281 | 2,542281 | 1,159953 | 0,011900 | 0,011119 | 0,009917 | 0,006551 | 0,004267 | 0,003306 |
| 6.5 (h) | 0,673134 | 0,673134 | 0,306516 | 0,306516 | 0,306516 | 0,306516 | 0,001743 | 0,001743 | 0,000902 | 0,000902 | 0,000902 | 0,000902 |

(a), (b) (f)

BAJA TENSIÓN

| | Tarifas Integrales | | | Precios de las Tarifas | | | | | |
|-------------|--------------------|-------------------------|---------------------------|------------------------|-----------|----------|----------|----------|----------|
| | Tarifas | Tensión Contratada (kV) | N.º Periodos Horarios (a) | Tpp | Tpll | Tpv | Tep | Tell | Tev |
| (c) (f) | 3.0 A | BT | 3 | 20,404361 | 12,074333 | 2,620413 | 0,017970 | 0,016408 | 0,012982 |
| (c) (d) (f) | 2.0 NA | BT | 2 | 15,939256 | | | 0,034287 | | 0,022364 |
| (e) | 2.0 A | BT | 1 | 16,841673 | | | 0,024946 | | |

(a)

Quadro 5-2

Precios específicos de aplicación a las adquisiciones de energía procedentes de contratos bilaterales realizados por consumidores cualificados directamente o a través de comercializadores con países de la unión europea

ALTA TENSIÓN

| TP (€/kW y año) | | | | Te (€/kWh) | | |
|-----------------|-----------|----------|----------|------------|----------|----------|
| Tarifas | Periodo1 | Periodo2 | Periodo3 | Periodo1 | Periodo2 | Periodo3 |
| 3.1 A | 14,078677 | 8,681942 | 1,990869 | 0,010147 | 0,009543 | 0,008446 |

(c) (g)

| TP (€/kW y año) | | | | | | | Te (€/kWh) | | | | | |
|-----------------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|------------|----------|----------|----------|----------|----------|
| Tarifas | Periodo1 | Periodo2 | Periodo3 | Periodo4 | Periodo5 | Periodo6 | Periodo1 | Periodo2 | Periodo3 | Periodo4 | Periodo5 | Periodo6 |
| 6.1 | 9,084942 | 4,547242 | 3,330509 | 3,330509 | 3,330509 | 1,517338 | 0,015555 | 0,014553 | 0,012978 | 0,008541 | 0,005583 | 0,004342 |
| 6.2 | 7,585044 | 3,795265 | 2,780634 | 2,780634 | 2,780634 | 1,266916 | 0,012998 | 0,012175 | 0,010859 | 0,007130 | 0,004662 | 0,003620 |
| 6.3 | 6,959814 | 3,482649 | 2,550286 | 2,550286 | 2,550286 | 1,162711 | 0,011956 | 0,011134 | 0,009981 | 0,006526 | 0,004278 | 0,003345 |
| 6.4 | 6,334582 | 3,170033 | 2,319938 | 2,319938 | 2,319938 | 1,058506 | 0,010859 | 0,010147 | 0,009050 | 0,005978 | 0,003894 | 0,003017 |
| 6.5 (h) | 0,614263 | 0,614263 | 0,279709 | 0,279709 | 0,279709 | 0,279709 | 0,001591 | 0,001591 | 0,000823 | 0,000823 | 0,000823 | 0,000823 |

(a), (b) (g)

BAJA TENSIÓN

| Tarifas Integrales | | | Precios de las Tarifas | | | | | | |
|--------------------|-------------------------|---------------------------|------------------------|-----------|-----------|----------|----------|----------|----------|
| Tarifas | Tensión Contratada (kV) | N.º Períodos Horarios (a) | Tpp | Tpll | Tpv | Tep | Tell | Tev | |
| (c) (g) | 3.0 A | BT | 3 | 18,619832 | 11,018333 | 2,391236 | 0,016398 | 0,014973 | 0,011847 |
| (c) (d) (g) | 2.0 NA | BT | 2 | 14,545237 | | | 0,031288 | | 0,020408 |
| (e) | 2.0 A | BT | 1 | 15,368730 | | | 0,022764 | | |

(a)

Leyenda:

- € Precio publicado en euros
- P Potencia contratada
- Tpp Precio de potencia contratada en horas de punta
- Tpll Precio de potencia contratada en horas llano
- Tpv Precio de potencia contratada en horas de valle
- Tep Precio de energía activa en horas de punta
- Tell Precio de energía activa en horas llano

Notas

Tev Precio de energía activa en horas valle

(a) Las zonas en que se divide el mercado eléctrico nacional a efectos de aplicación de la discriminación horaria, serán: Zona 1 – Galicia, Asturias, Cantabria, País Vasco, Castilla y León, La Rioja y Navarra; Zona 2 – Aragón y Cataluña; Zona 3 – Madrid, Castilla-La Mancha y Extremadura; Zona 4 – Valencia, Murcia y

Andalucía.

- (b) Para las tarifas de 6 periodos se divide el año eléctrico en 4 tipos de días (A, B, C Y D)
- (c) Discriminación horaria con dos estaciones (verano e invierno). Las horas de aplicación varían en cada una de las estaciones
- (e) Sin discriminación horaria
- (d) Discriminación horaria con distinción entre periodos diurno y nocturno
- (f) Se les aplica recargos por consumo de energía reactiva, siempre que dicho consumo supere el 33% al consumo de activa en todos los periodos considerados excepto en el periodo 3 para las tarifas 3.0A y 3.1A, y el periodo 6 para las tarifas 6.i. El precio por cada kVArh de exceso es 0,036962 €/kVArh
- (g) Se les aplica recargos por consumo de energía reactiva, siempre que dicho consumo supere el 33% al consumo de activa en todos los periodos considerados excepto en el periodo 3 para las tarifas 3.0A y 3.1A, y el periodo 6 para las tarifas 6.i. El precio por cada kVArh de exceso es 0,033729 €/kVArh
- (h) Tarifa de conexiones internacionales que se aplica a las exportaciones de energía incluidas las de agentes externos y determinados consumidores cualificados que cumplan los siguientes requisitos: **a)** ejercer su condición de consumidor cualificado por el total de su consumo, **b)** tener un volumen de consumo anual en el periodo tarifario 6 igual o superior a 50 GWh, **c)** adquirir el compromiso de conectarse a tensiones más elevadas (mayores de 145 kV) si el sistema lo requiere y la empresa eléctrica lo hace físicamente posible, **d)** gestionar los equipos de corrección de energía reactiva a solicitud de REE y en su caso del gestor de la red de distribución a la que esté conectado, **e)** disponer de relé de frecuencia de desconexión automática instalado para el caso de fallo del sistema.

El coste de alquiler de los equipos de medida se determinará aplicando una tasa de del 1,125 por cien mensual al precio medio de los mismos considerando no sólo el precio del propio equipo sino también los costes asociados a su instalación y verificación, así como la operación y mantenimiento.

Quadro 5-3

5.1.3 ESTRUCTURA Y PRECIOS DE LAS TARIFAS INTEGRALES

Estructura de las tarifas integrales (e)

| Tarifas Integrales | | | Precios de las Tarifas | |
|-------------------------------|-------------------------|---------------------------|------------------------|--------------------------------|
| Tarifas | Tensión Contratada (kV) | N.º Períodos Horarios (a) | Tp (€/ kW y mes) | Te (€/kWh) |
| 1.0 | BT PC≤ 770 W | 1 | 0,264445 | 0,059440 |
| 2.0 | BT PC< 15 kW | 1 | 1,394348 | 0,079213 |
| 2.0N (b) | BT | 2 | 1.394348 | Día 0.081377 Noche 0.036902 |
| 3.0 | BT | 1, 2, 3 ó 5 | 1.358287 | 0.079514 |
| 4.0 | BT | 1, 2, 3 ó 5 | 2.169654 | 0.072662 |
| R.0 | BT | 1, 2 ó 3 | 0.318536 | 0.073924 |
| B.0 | BT | 1 | 0.00000 | 0.069597 |
| General Corta utilización (d) | ≤36 (1.1) | 1, 2, 3 ó 5 | 1,881168 | 0,062986 |
| | >36 e ≤ 72,5 (1.2) | 1, 2, 3 ó 5 | 1,778996 | 0,059140 |
| | >72,5 e ≤ 145 (1.3) | 1, 2, 3 ó 5 | 1,718895 | 0,057397 |
| | >145 (1.4) | 1, 2, 3 ó 5 | 1,670814 | 0,055473 |
| General Media utilización (d) | ≤36 (2.1) | 1, 2, 3 ó 5 | 3,870518 | 0,057457 |
| | >36 e ≤ 72,5 (2.2) | 1, 2, 3 ó 5 | 3,660164 | 0,053791 |
| | >72,5 e ≤ 145 (2.3) | 1, 2, 3 ó 5 | 3,539961 | 0,052228 |
| | >145 (2.4) | 1, 2, 3 ó 5 | 3,449809 | 0,050545 |
| General Larga utilización (d) | ≤36 (3.1) | 1, 2, 3 ó 5 | 10,277307 | 0,046278 |
| | >36 e ≤ 72,5 (3.2) | 1, 2, 3 ó 5 | 9,610184 | 0,043573 |
| | >72,5 e ≤ 145 (3.3) | 1, 2, 3 ó 5 | 9,315688 | 0,041891 |
| | >145 (3.4) | 1, 2, 3 ó 5 | 9,033212 | 0,040749 |
| T | ≤36 | 1, 2, 3 ó 5 | 0,588992 | 0,065871 |
| | >36 e ≤72,5 | 1, 2, 3 ó 5 | 0,540911 | 0,061964 |
| | >72,5 | 1, 2, 3 ó 5 | 0,528891 | 0,060041 |
| R | ≤36 (R.1) | 1, 2 ó 3 | 0,480810 | 0,065931 |
| | >36 e ≤72,5 (R.2) | 1, 2 ó 3 | 0,456769 | 0,062085 |
| | >72,5 (R.3) | 1, 2 ó 3 | 0,432729 | 0,059981 |
| G4 | AT | 1, 2, 3 ó 5 | 9,694325 | 0,010698 |
| D | ≤36 (D.1) | 1, 2, 3 ó 5 | 2,032219 | 0,042982 |
| | >36 e ≤ 72,5 (D.2) | 1, 2, 3 ó 5 | 1,918319 | 0,041004 |
| | >72,5 e ≤ 145 (D.3) | 1, 2, 3 ó 5 | 1,870361 | 0,039565 |
| | >145 (D.4) | 1, 2, 3 ó 5 | 1,810413 | 0,038486 |

| TARIFA HORARIA DE POTENCIA (c) (d) | | | | | | | | |
|------------------------------------|------------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|----------|
| Períodos | | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 |
| Tp | €/kW y año | 30,116717 | 20,073804 | 17,206977 | 12,044283 | 12,044283 | 12,044283 | 9,261597 |
| Te | €/kWh | 0,168584 | 0,062625 | 0,058539 | 0,052348 | 0,034378 | 0,022358 | 0,017610 |

| PRECIO DE LOS ALQUILERES DE LOS EQUIPOS DE MEDIDA | | | | TF €/mes |
|---|--|-------------|--------------------------------|-------------|
| Contadores simple tarifa | E activa | Monofásicos | Tarifa 1.0 | 0,47 |
| | | | Resto | 0,54 |
| | | | Trifásicos o doble monofásicos | 1,53 |
| | E reactiva | Monofásicos | | 0,72 |
| Trifásicos o doble monofásicos | | 1,71 | | |
| Contadores discriminación horaria | Monofásicos (doble tarifa) | | | 1,11 |
| | Trifásicos o doble monofásicos (doble tarifa) | | | 2,22 |
| | Trifásicos o doble monofásicos (triple tarifa) | | | 2,79 |
| | Contactor | | | 0,15 |
| | Servicio de reloj de conmutador | | | 0,91 |
| Interruptor de control de potencia por polo | | | | 0,03 |

Leyenda:

- € Precios publicado en euros
- 2.0 N Tarifa en Baja Tensión Nocturna
- B.0 Tarifa en Baja Tensión de Alumbrado Público
- R.0 Tarifa en Baja Tensión de Riegos Agrícolas
- T Tarifa en Alta Tensión de Tracción
- R Tarifa en Alta Tensión de Riegos Agrícolas
- G4 Tarifa para grandes clientes, con una utilización anual de la potencia contratada superior a 8 000 horas y una utilización mensual de potencia contratada superior a la correspondiente a 22 horas diarias
- D Tarifa en Alta Tensión de venta a distribuidores
- Pf Potencia facturada
- Pc Potencia contratada
- E Energía activa consumida
- Tp Término de potencia
- Te Término de energía

Notas:

- (a) Las zonas en que se divide el mercado eléctrico nacional a efectos de aplicación de la discriminación horaria, serán: Zona 1 – Galicia, Asturias, Cantabria, País Vasco, Castilla y León, La Rioja y Navarra; Zona 2 – Aragón y Cataluña; Zona 3 – Madrid, Castilla-La Mancha y Extremadura; Zona 4 – Valencia, Murcia y Andalucía; Zona 5 – Baleares; Zona 6 – Canarias; Zona 7 – Ceuta y Melilla.
- (b) Discriminación horaria entre periodo diurno (punta y llano) y nocturno (valle)
- (c) Para las Tarifa Horaria de Potencia, se divide el año eléctrico en 4 tipos de días (A, B, C Y D)
- (d) Las tarifas generales de Alta Tensión (sin discriminación por tipo de uso) admiten un régimen de interrumpibilidad.
- (e) La facturación de energía reactiva asume un carácter opcional y se determina de acuerdo con la fórmula: $Kr (\%) = (17 / \cos^2 \phi) - 21$. Donde Kr dará valores de bonificación (-) o penalización (+) estos valores serán determinados siempre dentro del intervalo entre -4% e +47% dado por el $\cos \phi$. Este recargo o descuento se aplica a la facturación básica ($Tp \times PF + Te \times E$)

- (f) Admite recargo por consumo de reactiva cuando exceda el 40% de la Energía activa consumida. Los excesos computados se facturarán a razón de 0,036962 €/kVArh

Quadro 5-4

5.2 PORTUGAL

O estabelecimento das tarifas e preços para a energia eléctrica e outros serviços prestados pela entidade concessionária da RNT e pelos distribuidores vinculados obedece às regras definidas no Regulamento Tarifário, emitido pela ERSE após consulta pública. O Regulamento Tarifário estabelece as disposições aplicáveis aos critérios e métodos para a formulação de tarifas e preços de energia eléctrica e outros serviços a prestar pelas entidades por ele abrangidas, à definição das tarifas reguladas e respectiva estrutura, ao processo de cálculo e determinação das tarifas, à determinação dos proveitos permitidos, aos procedimentos a adoptar para a fixação das tarifas, sua alteração e publicitação, bem como às obrigações das entidades do SEP, nomeadamente em matéria de prestação de informação.

As tarifas para 2002 e os parâmetros para o segundo período de regulação tarifária – 2002, 2003 e 2004 – foram estabelecidos de acordo com o novo Regulamento Tarifário de 1 de Setembro de 2001.

No Regulamento Tarifário definem-se as tarifas de cada uma das actividades reguladas, designadamente, as tarifas de Energia e Potência, Uso Global do Sistema, Uso da Rede de Transporte, Uso da Rede de Distribuição, Comercialização de Redes e Comercialização no SEP. Definem-se também as tarifas de Venda a Clientes Finais, que correspondem à agregação das várias tarifas por actividade, por forma a determinar os valores a imputar por nível de tensão e opção tarifária, aos clientes do SEP.

As tarifas são estabelecidas por forma a proporcionar à entidade concessionária da RNT e aos detentores de licença vinculada de distribuição um montante de proveitos calculados de acordo com as fórmulas constantes no Regulamento Tarifário.

Os preços das tarifas estabelecidas no Regulamento Tarifário são definidos anualmente, com excepção dos preços da tarifa de Energia e Potência a aplicar pelos distribuidores vinculados aos fornecimentos a clientes do SEP em MAT, AT e MT e, conseqüentemente, das tarifas de Venda a Clientes Finais de MAT, AT e MT que são ajustados trimestralmente.

No Quadro 5-5 apresenta-se a relação entre as tarifas e os proveitos a elas associados, das actividades desenvolvidas pela entidade concessionária da RNT.

Tarifas e proveitos – RNT

| Entidade concessionária da RNT | | Distribuidores Vinculados | | Clientes Finais | | |
|---|--------------------------------|---|--------------------|------------------|--------------|-------------------------|
| Proveitos | Tarifas | Proveitos | Tarifas | Níveis de Tensão | Clientes SEP | Clientes Não Vinculados |
| Proveitos Actividade de Aquisição de Energia Eléctrica | Encargos de energia e potência | Proveitos a recuperar pela Tarifa TEP em MAT, AT e MT | TEP _{NT} | MAT | X | |
| | | | | AT | X | |
| | | | | MT | X | |
| | | Proveitos a recuperar pela Tarifa TEP em BT | TEP _{BT} | BT | X | |
| Proveitos Actividade Gestão Global do Sistema | UGS | Proveitos a recuperar pela Tarifa UGS | UGS | MAT | X | X |
| | | | | AT | X | X |
| | | | | MT | X | X |
| | | | | BT | X | |
| Proveitos Actividade de Transporte de Energia Eléctrica | URT _{MAT} | Proveitos a recuperar pelas Tarifas URT | URT _{MAT} | MAT | X | X |
| | URT _{AT} | | URT _{AT} | AT | X | X |
| | | | | MT | X | X |
| | | | | BT | X | |

Legenda:

TEP_{NT} Tarifa de Energia e Potência para fornecimentos em MAT, AT e MT

TEP_{BT} Tarifa de Energia e Potência para fornecimentos em BT

UGS Tarifa de Uso Global do Sistema

URT_{MAT} Tarifa de Uso da Rede de Transporte em MAT

URT_{AT} Tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT

Quadro 5-5

A Tarifa de Energia e Potência a aplicar pelos distribuidores vinculados aos fornecimentos a clientes do SEP e às entregas a clientes não vinculados deve proporcionar os proveitos permitidos na actividade de Aquisição de Energia Eléctrica adicionados dos custos de aquisição de energia eléctrica no âmbito da parcela livre. Esta corresponde à parte das necessidades de energia e potência, actualmente fixada em 8%, que as entidades titulares de licença vinculada de distribuição de energia eléctrica em MT e AT podem adquirir a outras entidades que não à entidade concessionária da RNT, nomeadamente, a centros electroprodutores não vinculados, através de importações directas realizadas pelas linhas de interligação e mediante importações realizadas através das redes da RNT.

A Tarifa de Energia e Potência a aplicar pelos distribuidores vinculados aos fornecimentos a clientes do SEP em MAT, AT e MT deve proporcionar os proveitos a recuperar pelo distribuidor vinculado em MT e AT relativos aos fornecimentos de energia e potência do SEP em MAT, AT e MT. A Tarifa de Energia e Potência a aplicar pelos distribuidores vinculados aos fornecimentos a clientes do SEP em BT deve proporcionar os proveitos a recuperar pelos distribuidores vinculados em BT relativos aos fornecimentos de energia e potência do SEP em BT.

A tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar pela entidade concessionária da RNT ao distribuidor vinculado em MT e AT deve proporcionar os proveitos da actividade de Gestão Global do Sistema, a qual 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. A tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar pelos distribuidores vinculados aos fornecimentos a clientes do SEP e às entregas a clientes não vinculados deve proporcionar os proveitos a recuperar pelos distribuidores vinculados relativos à gestão global do sistema.

As tarifas de Uso da Rede de Transporte em MAT e de Uso da Rede de Transporte em AT a aplicar pela entidade concessionária da RNT ao distribuidor vinculado em MT e AT devem proporcionar os proveitos da actividade de Transporte de Energia Eléctrica, que inclui o planeamento, estabelecimento, operação e manutenção da rede de MAT e de interligação. As tarifas de Uso da Rede de Transporte em MAT e de Uso da Rede de Transporte em AT a aplicar pelos distribuidores vinculados aos fornecimentos a clientes do SEP e às entregas a clientes não vinculados devem proporcionar os proveitos a recuperar pelos distribuidores vinculados relativos ao transporte de energia eléctrica.

A regulação económica adoptada para as três actividades desenvolvidas pela entidade concessionária da RNT acima referidas, é baseada em custos aceites, em base anual com aplicação de uma taxa de remuneração aos activos fixos afectos às actividades, e inclui incentivos explícitos à melhoria da qualidade do ambiente. Prevêem-se também mecanismos de ajuste a

posteriori do nível de proveitos permitidos em cada actividade que têm em conta variações, entre os valores previstos e os posteriormente ocorridos, da procura de energia eléctrica e dos custos.

No Quadro 5-6 apresenta-se a relação entre as tarifas e os proveitos a elas associados, de actividades desenvolvidas pelos distribuidores vinculados.

Tarifas e proveitos – distribuidores vinculados

| Distribuidores Vinculados | | Clientes Finais | | |
|---|---------------------|-----------------|---|---|
| Proveitos Actividade de Distribuição de Energia Eléctrica | URD _{AT} | AT | X | X |
| | | MT | X | X |
| | | BT | X | |
| | URD _{MT} | MT | X | X |
| | | BT | X | |
| | URD _{BT} | BT | X | |
| Proveitos Actividade Comercial de Redes | CR _{NT} | MAT | X | X |
| | | AT | X | X |
| | | MT | X | X |
| | CR _{BTE} | BT > 41,4 kW | X | |
| CR _{BTN} | BT ≤ 41,4kVA | X | | |
| Proveitos Actividade Comercialização no SEP | CSEP _{NT} | MAT | X | |
| | | AT | X | |
| | | MT | X | |
| | CSEP _{BTE} | BT > 41,4 kW | X | |
| | CSEP _{BTN} | BT ≤ 41,4kVA | X | |

Legenda:

| | |
|---------------------|--|
| URD _{AT} | Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT |
| URD _{MT} | Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT |
| URD _{BT} | Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT |
| CR _{NT} | Tarifa de Comercialização de Redes em MAT, AT e MT |
| CR _{BTE} | Tarifa de Comercialização de Redes em BTE |
| CR _{BTN} | Tarifa de Comercialização de Redes em BTN |
| CSEP _{NT} | Tarifa de Comercialização no SEP em MAT, AT e MT |
| CSEP _{BTE} | Tarifa de Comercialização no SEP em BTE |
| CSEP _{BTN} | Tarifa de Comercialização no SEP em BTN |

Quadro 5-6

As tarifas de Uso da Rede de Distribuição em AT, de Uso da Rede de Distribuição em MT e de Uso da Rede de Distribuição em BT devem proporcionar os proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica. Os distribuidores vinculados aplicam aos fornecimentos a clientes do SEP e às entregas a clientes não vinculados as tarifas de Uso da Rede de Distribuição do nível de tensão a que estão ligados e dos níveis de tensão superiores.

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. Estabelece-se, ainda, um conjunto de incentivos para actuar *a posteriori*, a reflectir nas tarifas com um diferimento de dois anos, relativos a redução do nível de perdas na rede de distribuição, melhoria da qualidade de serviço e promoção da qualidade do ambiente. O incentivo à redução do nível de perdas prevê que os ganhos anuais resultantes da redução do nível de perdas sejam limitados a um valor máximo. O incentivo à melhoria da qualidade de serviço é um mecanismo segundo o qual se prevê a atribuição de um prémio ou penalidade se o valor verificado da energia não distribuída (END) for inferior ou superior, respectivamente, a uma banda de valores estabelecida em torno de um valor de referência a indicar pela ERSE. O incentivo à promoção da qualidade do ambiente é em tudo idêntico ao que se referiu para a entidade concessionária da RNT, propondo-se a aceitação de custos verificados com acções relacionadas com este objectivo, nesta actividade, desde que devidamente enquadradas no “Plano de Promoção da Qualidade Ambiental” e justificados no relatório anual de execução deste plano. Os custos aceites pela ERSE serão considerados nas tarifas *a posteriori*.

As tarifas de Comercialização de Redes em MAT, AT e MT, Comercialização de Redes em BTE e Comercialização de Redes em BTN, a aplicar pelos distribuidores vinculados aos fornecimentos a clientes do SEP e às entregas a clientes não vinculados, devem proporcionar os proveitos da actividade de Comercialização de Redes.

A regulação adoptada para a actividade de Comercialização de Redes é uma regulação mista, estando prevista a remuneração dos activos fixos afectos a esta actividade, bem como a aceitação *a priori*, em base anual, dos custos de funcionamento previsionais, nomeadamente os relativos à estrutura comercial das redes, a propor pelo distribuidor. O ajustamento dos proveitos permitidos previstos aos facturados, a efectuar anualmente com um desfasamento de dois anos, resultará exclusivamente da diferença entre o número previsto e o número realmente verificado de clientes utilizadores das redes, e não da diferença entre custos previstos e custos realizados.

As tarifas de Comercialização no SEP em MAT, AT e MT, Comercialização no SEP em BTE e Comercialização no SEP em BTN, a aplicar pelos distribuidores vinculados aos fornecimentos a clientes do SEP, devem proporcionar os proveitos da actividade de Comercialização no SEP.

A regulação adoptada para a 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*, em base anual, dos custos de funcionamento, que incluem, nomeadamente, os custos com a estrutura comercial da venda de energia eléctrica. O ajustamento a efectuar aos proveitos permitidos para ser recuperado nas tarifas, *a posteriori*, resultará da diferença entre o número de clientes que se previa fornecer e o número de clientes realmente fornecidos, e não da diferença entre custos previstos e custos reais. Estão previstos incentivos às acções de promoção da gestão da procura, aceitando-se os custos que o distribuidor vinculado comprove ter efectivamente suportado com projectos efectuados neste âmbito, desde que devidamente programados e previstos no Plano da Gestão da Procura, dado a conhecer antecipadamente à ERSE.

Na Figura 5-1 apresentam-se esquematicamente as relações entre as várias tarifas a aplicar pelos distribuidores vinculados aos clientes do SEP e do SENV.

Aditividade das tarifas e proveitos a recuperar pelos distribuidores vinculados

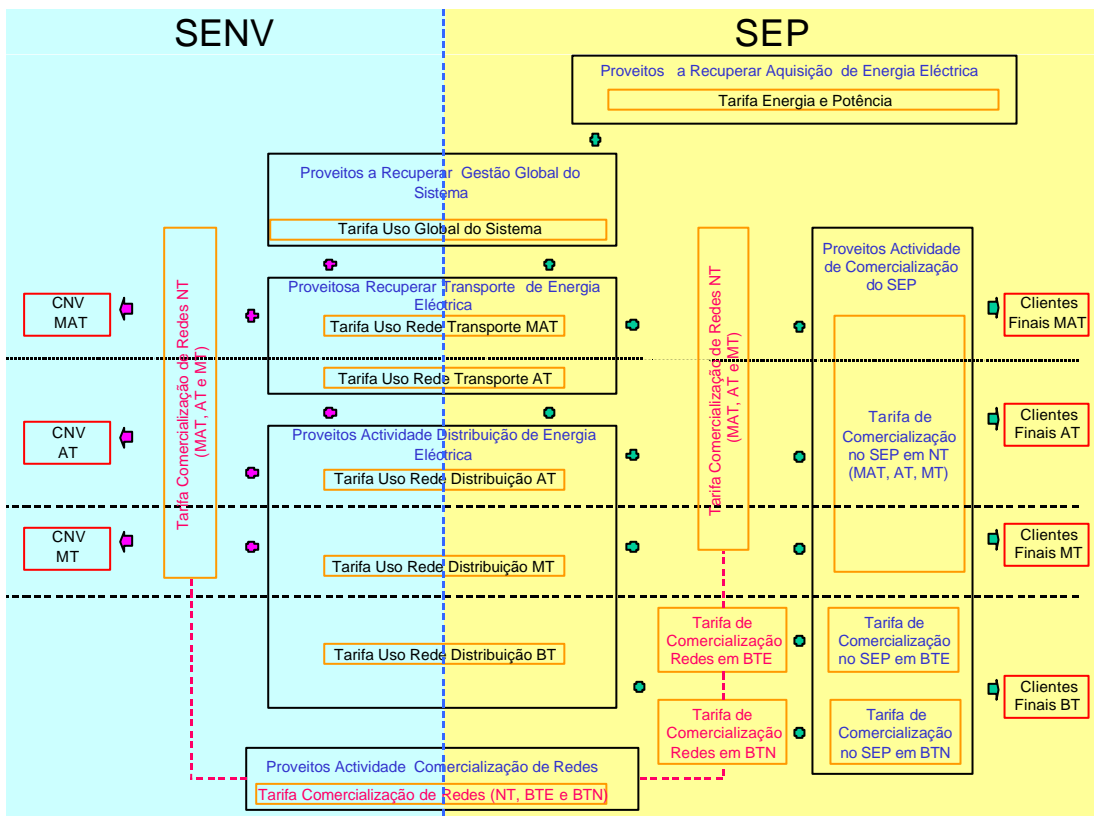


Figura 5-1

As tarifas de Uso Global do Sistema, Uso da Rede de Transporte, Uso da Rede de Distribuição e de Comercialização de Redes 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. Assim, em cada nível de tensão e em cada opção tarifária, são imputados aos clientes do SEP unicamente os custos de montante associados a estes serviços.

As tarifas de Venda a Clientes Finais são calculadas de forma aditiva, a partir das tarifas por actividade referidas anteriormente, adicionadas das tarifas de Energia e Potência e Comercialização no SEP.

A Tarifa de Energia e Potência e a Tarifa de Comercialização no SEP só são aplicadas a clientes finais do SEP. A primeira permite transmitir os sinais preço da produção de electricidade no sistema público. Do mesmo modo, a tarifa de Comercialização no SEP constitui uma contrapartida pelos serviços de comercialização prestados exclusivamente no âmbito do SEP, designadamente a contratação, facturação e cobrança de energia eléctrica.

Todas as actividades reguladas têm proveitos recuperados por uma tarifa específica com estrutura tarifária própria e caracterizada por um conjunto de variáveis de facturação. A adição das diversas tarifas por actividade permite definir as tarifas de Venda a Clientes Finais a aplicar aos fornecimentos dos clientes do SEP e as tarifas aplicáveis às entregas dos clientes não vinculados.

O actual quadro regulamentar garante a verificação da aditividade dos proveitos das actividades reguladas e das tarifas por actividade, permitindo evitar subsidiação cruzadas entre actividades, entre grupos de clientes e entre clientes do SEP e do SENV. A aditividade assume, assim, um papel importante na transparência e justiça do sistema tarifário.

Seguidamente, apresentam-se as variáveis de facturação utilizadas nas actuais tarifas e a composição e estrutura das tarifas aplicáveis aos participantes no mercado, designadamente, de Uso Global do Sistema, de Uso da Rede de Transporte, de Uso da Rede de Distribuição e de Comercialização de Redes, bem como das tarifas aplicáveis aos não participantes no mercado.

5.2.1 VARIÁVEIS DE FACTURAÇÃO

As variáveis de facturação do actual sistema tarifário são comuns às tarifas por actividade e às tarifas de Venda a Clientes Finais.

Apresenta-se no quadro seguinte a definição das variáveis utilizadas nos termos tarifários das actuais tarifas.

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 máxima 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 em horas de ponta | Quociente entre a energia activa fornecida em horas de ponta em base mensal 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. |

Quadro 5-7

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.

5.2.2 TARIFAS A PAGAR PELO ACESSO ÀS 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 5-8 apresenta-se a síntese da estrutura geral das tarifas reguladas a aplicar aos clientes não vinculados participantes no mercado em cada nível de tensão.

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 |

Quadro 5-8

Nos fornecimentos aos clientes do SEP em BT, a tarifa convertida é constituída unicamente por um preço de potência em horas de ponta, resultante da adição dos preços de potência contratada e de potência em horas de ponta.

Os preços destas tarifas incidem sobre o seguinte conjunto de variáveis de facturação: potência contratada, potência em horas de ponta, energia activa discriminada por período horário, energia reactiva fornecida e recebida e termo tarifário fixo.

Os preços de cada uma das tarifas são convertidos para os níveis de tensão inferiores tendo em conta factores de ajustamento para perdas de referência.

5.2.3 ESTRUTURA DAS TARIFAS APLICÁVEIS AOS NÃO PARTICIPANTES NO MERCADO (CLIENTES DO SEP)

A estrutura das tarifas de Venda a Clientes Finais aplicáveis aos não participantes no mercado resulta da sobreposição da estrutura das tarifas por actividade, como pode ser verificado através da leitura do Quadro 5-9.

A título de exemplo, o preço de energia activa em horas de ponta na tarifa de BTE a aplicar a clientes finais do SEP, tem por base a agregação dos preços de energia em horas de ponta das tarifas TEP e UGS.

As alterações introduzidas nas tarifas de Venda a Clientes Finais em 2002 tiveram como objectivo a obtenção de uma estrutura tarifária mais eficiente, uma maior aderência da estrutura das tarifas à estrutura dos custos marginais, a extinção dos descontos, desadequados num sistema tarifário bem calibrado, e a prossecução do princípio da aditividade tarifária que permite garantir a equidade de tratamento entre clientes, independentemente da sua participação no mercado.

Estrutura geral das tarifas de Venda a Clientes Finais

| Tarifas de Venda a Clientes Finais | | Preços das Tarifas | | | | | | | | |
|------------------------------------|-----------------------|--------------------|---|--|---------------------------------|------------|------------|--------------------|--|--|
| Tarifas | N.º Períodos Horários | TPc | TPp | TWp | TWc | TWvn | TWsv | TWrf | TWrr | TF |
| MAT | 4 | URT _{MAT} | TEP URT _{MAT} | TEP UGS | TEP UGS | TEP UGS | TEP UGS | URT _{MAT} | URT _{MAT} | CR _{NT} CSEP _{NT} |
| AT | 4 | URD _{AT} | TEP URT _{AT} URD _{AT} | TEP UGS | TEP UGS | TEP UGS | TEP UGS | URD _{AT} | URD _{AT} | CR _{NT} CSEP _{NT} |
| MT | 4 | URD _{MT} | TEP URT _{AT} URD _{AT} URD _{MT} | TEP UGS | TEP UGS | TEP UGS | TEP UGS | URD _{MT} | URD _{MT} | CR _{NT} CSEP _{NT} |
| MT | 3 | URD _{MT} | TEP URT _{AT} URD _{AT} URD _{MT} | TEP UGS | TEP UGS | TEP UGS | | URD _{MT} | URD _{MT} | CR _{NT} CSEP _{NT} |
| BTE | 3 | URD _{BT} | TEP URT _{AT} URD _{AT} URD _{MT} URD _{BT} | TEP UGS | TEP UGS | TEP UGS | | URD _{BT} | URD _{BT} | CR _{BTE} CSEP _{BTE} |
| BTN (3) | 3 | URD _{BT} | - | TEP UGS URT _{AT} URD _{AT} URD _{MT} URD _{BT} | TEP UGS URD _{BT} | TEP UGS | | - | - | CR _{BTN} CSEP _{BTN} |
| BTN (2) | 2 | URD _{BT} | - | TEP UGS URT _{AT} URD _{AT} URD _{MT} URD _{BT} | TEP UGS | | - | - | CR _{BTN} CSEP _{BTN} | |
| BTN (1) | 1 | URD _{BT} | - | TEP UGS URT _{AT} URD _{AT} URD _{MT} URD _{BT} | | | - | - | CR _{BTN} CSEP _{BTN} | |
| BTN (IP) | 1 | - | - | TEP UGS URT _{AT} URD _{AT} URD _{MT} URD _{BT} CR _{BTN} CSEP _{BTN} | | | - | - | - | |

Legenda:

| | |
|---------------------|--|
| BTN (3) | Tarifas de BTN tri-horárias |
| BTN (2) | Tarifas de BTN bi-horárias |
| BTN (1) | Tarifas de BTN simples e social |
| BTN (IP) | Tarifas de BTN de iluminação pública |
| 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 |
| TEP | Tarifa de Energia e Potência |
| UGS | Tarifa de Uso Global do Sistema |
| URT _{MAT} | Tarifa de Uso da Rede de Transporte em MAT |
| URT _{AT} | Tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT |
| URD _{AT} | Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT |
| URD _{MT} | Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT |
| URD _{BT} | Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT |
| CR _{NT} | Tarifa de Comercialização de Redes em MAT, AT e MT |
| CR _{BTE} | Tarifa de Comercialização de Redes em BTE |
| CR _{BTN} | Tarifa de Comercialização de Redes em BTN |
| CSEP _{NT} | Tarifa de Comercialização no SEP em MAT, AT e MT |
| CSEP _{BTE} | Tarifa de Comercialização no SEP em BTE |
| CSEP _{BTN} | Tarifa de Comercialização no SEP em BTN |

Quadro 5-9

Nas tarifas de Venda a Clientes Finais de MAT, AT, e MT, os preços de energia são discriminados em quatro períodos horários: horas de ponta, horas cheias, horas de vazio normal e horas de super vazio. Os preços destas tarifas incidem também sobre as seguintes variáveis de facturação: potência contratada, potência em horas de ponta, energia reactiva fornecida e recebida e termo tarifário fixo.

A estrutura geral das tarifas de Venda a Clientes Finais em MT com três períodos horários é semelhante às tetra-horárias, sendo definido apenas um preço de energia activa para o período de vazio. Assim, são definidos três postos horários: horas de ponta, horas cheias e horas de vazio.

No novo quadro regulamentar, os preços das tarifas de Venda a Clientes Finais em MAT, AT e MT são fixados anualmente e têm em conta a sazonalidade dos custos marginais de produção, existindo quatro períodos trimestrais. Os preços destas tarifas, fixados no início do ano para cada período trimestral, serão alvo de um ajustamento trimestral por forma a reflectir a evolução do encargo variável de aquisição de energia eléctrica imputável aos clientes de MAT, AT e MT.

As tarifas de Venda a Clientes Finais em BTE têm uma estrutura semelhante à das tarifas de Venda a Clientes Finais em MT com três períodos horários. Contudo, os preços de energia activa desta tarifa não apresentam diferenciação trimestral, sendo definidos preços anuais.

As tarifas de Venda a Clientes Finais em BTN, com excepção da tarifa de Iluminação Pública, assentam numa estrutura binómia composta por um preço de potência contratada, leitura, facturação e cobrança em euros por kVA por mês e por um preço de energia activa em euros por kWh. O preço da potência é aplicado à potência contratada em kVA. Neste segmento de clientes, o controlo de potência é feito através da potência aparente, não havendo facturação explícita da energia reactiva, uma vez que esta está implícita no preço em euros por kVA por mês.

Os preços da energia activa dependem da opção tarifária. Nas opções tarifárias simples é estabelecido um único preço, enquanto na bi-horária ou tri-horária os preços são diferenciados por dois ou três períodos horários: horas fora de vazio e horas de vazio ou horas de ponta, horas cheias e horas de vazio.

Por último, a tarifa de Iluminação Pública em BT é uma tarifa monómia composta unicamente pelo preço da energia activa, correspondendo a uma forma simplificada de facturação, que tem em conta o diagrama de cargas bem definido, não constituindo uma tarifa subsidiada dependente do tipo de utilização.

6 FISCALIDADE

6.1 ESPANHA

En España, los principales impuestos aplicables a la energía eléctrica son los siguientes:

IMPUESTO SOBRE LA ELECTRICIDAD

El ámbito de aplicación del Impuesto sobre la Electricidad queda definido en el artículo 64 de la Ley 66/1997, de 30 de diciembre, sobre Medidas Fiscales, Administrativas y del Orden Social. La base imponible del impuesto estará constituida por el resultado de multiplicar por el coeficiente 1,05113 el importe total que, con ocasión del devengo del impuesto, se habría determinado como base imponible del IVA.

El tipo impositivo es el 4,864%.

IMPUESTO SOBRE EL VALOR AÑADIDO (IVA)

El tipo general aplicable por IVA a la electricidad es del 16%.

6.2 PORTUGAL

A importância da fiscalidade na construção do mercado ibérico de energia obriga a que não se possa ignorar o seu impacto no sector. No entanto, dada a amplitude do tema, optou-se por só referir os impostos, taxas e outras obrigações de índole parafiscal mais importantes para as empresas do sector eléctrico e que mais directamente afectam os consumidores de energia eléctrica.

Em Portugal os principais impostos relacionados com as actividades de produção, transporte e distribuição de energia eléctrica são:

IMPOSTO SOBRE OS PRODUTOS PETROLÍFEROS – ISP

O ISP é um imposto especial de consumo, cujo enquadramento legal é dado pelo Código dos Impostos Especiais de Consumo (Decreto-Lei n.º 566/99, de 22 de Dezembro).

De acordo com o quadro legal em vigor, o ISP aplica-se aos hidrocarbonetos, com excepção do carvão, lignite, turfa e gás natural que sejam utilizados como combustível. Estão isentos os óleos minerais destinados à produção de electricidade ou co-geração, desde que a actividade principal da empresa seja produção de electricidade.

IMPOSTO SOBRE O VALOR ACRESCENTADO – IVA

O IVA visa tributar todo o consumo em bens materiais e serviços, abrangendo na sua incidência todas as fases do circuito económico, desde a produção ao retalho, sendo a base tributável limitada ao valor acrescentado em cada fase. Às vendas de electricidade aplica-se a taxa de 5% (taxa reduzida). Esta taxa é aplicável tanto aos fornecimentos a clientes finais, incidindo sobre os preços quer das tarifas de Venda a Clientes Finais (do SEP) quer das tarifas aplicáveis aos clientes do SENV, como nas transacções que se estabelecem entre as várias empresas do sector eléctrico.

As vendas de outros produtos, que não electricidade, ou serviços proporcionados pelas empresas do sector, ainda que com preços regulados, encontram-se sujeitas à taxa de IVA geral de 17%.

Relativamente às matérias subsidiárias (combustíveis) para a produção de energia eléctrica que constituem o principal componente do custo de produção da energia eléctrica, a taxa de IVA que sobre elas incide, desde que adquiridas no mercado intracomunitário, difere consoante o combustível em causa: carvão – 17%, fuelóleo – 12% e gás natural – 5%. A maioria dos restantes bens e serviços consumidos na normal exploração de qualquer das actividades de produção, transporte, distribuição e comercialização de electricidade, bem como os que são capitalizados (investimentos em activos fixos) estão sujeitos a IVA à taxa geral de 17%.

IMPOSTO SOBRE O RENDIMENTO DAS PESSOAS COLECTIVAS – IRC

O IRC é o imposto que incide sobre os rendimentos obtidos, em cada período de tributação (ano civil em Portugal), pelos respectivos sujeitos passivos.

A taxa para 2002 é de 30%, tendo sido em 2000 e 2001 de 32%.

Sobre o valor da colecta do IRC os municípios podem lançar uma derrama, até ao máximo de 10%, que incide sobre a parte relativa ao rendimento gerado na respectiva circunscrição.

CONTRIBUIÇÃO AUTÁRQUICA – CA

A contribuição autárquica é um imposto municipal que incide sobre o valor tributável dos prédios situados no território de cada município, dividindo-se, de harmonia com a classificação dos prédios, em rústica e urbana.

As taxas de contribuição autárquica são:

- prédios rústicos: 0.8%;
- prédios urbanos: 0.7 a 1.3% (variável consoante o município em que se situe o imóvel).

IMPOSTO MUNICIPAL DE SISA – SISA

O imposto de sisa incide sobre as transmissões, a título oneroso, do direito de propriedade sobre bens imóveis.

Nas transmissões de prédios urbanos ou terrenos para construção a taxa é de 10% e de 8% nos restantes casos.

As aquisições de prédios ou de terrenos para a sua construção quando destinados à instalação de indústrias para o desenvolvimento económico do país, considerados de relevante interesse nacional, onde se enquadram as actividades de produção e distribuição afectas à EDP e a actividade de transporte afecta à REN, beneficiam de uma redução do imposto de sisa sendo, nestes casos, aplicável a taxa de 4%.

RENDAS PELA CONCESSÃO DA DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA EM BAIXA TENSÃO

A EDP Distribuição, na qualidade de concessionária da distribuição de energia eléctrica em baixa tensão em todos os municípios do continente, está obrigada a pagar uma renda a cada um dos municípios concedentes, calculada em função do valor das vendas em baixa tensão efectuadas no ano anterior e da densidade de clientes do concessionário fornecidos em baixa tensão por quilómetro quadrado, também no final do ano anterior, na área do respectivo município.

RENDAS DE CENTROS ELECTROPRODUTORES

Os proprietários de centros electroprodutores de energia eléctrica estão obrigados a pagar uma renda aos municípios cuja circunscrição seja atingida pela zona de influência de cada um dos respectivos centros produtores hidroeléctricos ou termoeléctricos. Nos critérios seguidos para a delimitação da zona de influência da renda a pagar e da respectiva repartição foram adoptados, além de outros factores correctivos, elementos de natureza objectiva, designadamente o tipo de

tecnologia utilizada, a potência instalada e a área atingida em cada circunscrição municipal. Na valorização da renda utiliza-se a tarifa de Venda a Clientes Finais em MAT.

RENDA DE PRODUÇÃO EÓLICA

O Decreto-Lei n.º 339-C/2001, de 29 de Dezembro, estabelece que os produtores eólicos devem pagar ao município onde está instalado o parque eólico uma renda de valor igual a 2,5% do valor das vendas de energia eléctrica efectuadas.

7 QUALIDADE DE SERVIÇO

7.1 REGULAMENTAÇÃO DA QUALIDADE DE SERVIÇO

Espanha

A qualidade de serviço em Espanha obedece às disposições regulamentares estabelecidas no Real Decreto 1955/2000, de 1 de Dezembro, publicado no Boletín Oficial del Estado de 27 de Dezembro de 2000. Para além da qualidade de serviço, o Real Decreto regula as actividades de transporte, distribuição, comercialização, fornecimento e procedimentos de autorização de instalações de energia eléctrica nas diversas matérias associadas, nomeadamente planeamento, operação, manutenção, perdas e ligações às redes. O Real Decreto entrou em vigor em Janeiro de 2001.

O Real Decreto entrou em vigor em Janeiro de 2001 e encontra-se disponível em www.cne.es.

Portugal

Em Portugal, a qualidade de serviço associada ao transporte, distribuição e fornecimento de energia eléctrica efectuados pelas entidades do Sistema Eléctrico de Serviço Público (SEP) deve obedecer ao disposto no Regulamento da Qualidade de Serviço publicado em anexo ao Despacho n.º 12 917-A/2000 de 23 de Junho (Diário da República - 2.ª série), da Direcção Geral de Energia (DGE). O regulamento entrou em vigor a 1 de Janeiro de 2001.

7.2 CONCEITOS GERAIS

Para uma melhor compreensão da regulação da qualidade de serviço em Espanha e Portugal, apresenta-se no quadro seguinte a definição de alguns conceitos que se consideram fundamentais, designadamente para uma avaliação comparativa dos indicadores e padrões em vigor nos dois países.

Conceitos gerais da qualidade de serviço

| Assunto | Espanha | Portugal |
|---|---|--|
| Casos fortuitos ou de força maior | <p>No se considerarán incumplimientos de calidad los provocados por causa de fuerza mayor o las acciones de terceros siempre que la empresa distribuidora lo demuestre ante la Administración competente.</p> <p>En cualquier caso, no se considerarán como casos de fuerza mayor los que resulten de la inadecuación de las instalaciones eléctricas al fin que han de servir, la falta de previsión en la explotación de las redes eléctricas o aquellos derivados del funcionamiento mismo de las empresas eléctricas.</p> <p>Serán consideradas incidencias debidas a causas de fuerza mayor, aceptadas como tal por la Administración Competente, entre otras, las decisiones gubernativas o de los Servicios de Protección Civil y los fenómenos atmosféricos extraordinarios que excedan los límites establecidos en el Reglamento de riesgos extraordinarios sobre personas y bienes (R.D. 2022/1986). No podrán ser alegados como causa de fuerza mayor los fenómenos atmosféricos que se consideren habituales o normales en cada zona geográfica, de acuerdo con los datos estadísticos de que se disponga.</p> <p>As causas não consideradas como casos fortuitos ou de força maior são matéria a definir nas instruções técnicas complementares.</p> | <p>Consideram-se casos fortuitos ou de força maior, nomeadamente os casos que resultem da ocorrência de greve geral, alteração da ordem pública, incêndio, terramoto, inundação, vento de intensidade excepcional, descarga atmosférica directa, sabotagem, malfeitoria e intervenção de terceiros devidamente comprovada.</p> |
| Zonas de qualidade de serviço | <p>Municípios com número de fornecimentos, por empresa de distribuição:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Zona urbana: superior a 20000 e capitais de província. • Zona semiurbana: entre 20000 e 2000. • Zona rural concentrada: entre 2000 e 200. • Zona rural dispersa: inferior a 200, fornecimentos situados fora dos núcleos populacionais que não sejam parques industriais ou residenciais. <p>Comentários: A classificação das zonas nos dois países é realizada de forma distinta sendo de difícil comparação.</p> | <p>Localidades com número de clientes:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Zona A: superior a 25000. • Zona B: entre 25000 e 5000. • Zona C: inferior a 5000. |
| Comunicação de interrupções programadas | <p>Obrigação de informar o cliente e outras entidades, sendo estabelecidos prazos de pré-aviso.</p> <p>Têm que ser reconhecidas pelo operador do sistema e gestor da rede de transporte de acordo com Procedimentos de Operação do Sistema.</p> <p>Comunicadas ao órgão competente da</p> | <p>Obrigação de informar o cliente com antecedência.</p> <p>Nota: de acordo com o estabelecido no Regulamento das Relações Comerciais, as interrupções por razões de serviço devem ser comunicadas com 36 h de antecedência.</p> |

| Assunto | Espanha | Portugal |
|---------|--|----------|
| | Administração Autónoma com pré-aviso de 72h. Comunicadas aos consumidores com pré-aviso de 24h. | |

Quadro 7-1

7.3 CONTINUIDADE DE SERVIÇO

7.3.1 REDE DE TRANSPORTE

No quadro seguinte apresentam-se os indicadores e padrões utilizados para caracterizar o desempenho das redes de transporte em termos de continuidade de serviço.

Indicadores e padrões da continuidade de serviço – Transporte

| Assunto | | Espanha | Portugal |
|--|-------------|---|--|
| Indicadores | Gerais | ENS - Energía No Suministrada Energia cortada ao sistema durante o ano devido a interrupções de fornecimento (MWh) Consideram-se apenas as interrupções de duração superior a 1 minuto | ENF - Energia Não Fornecida Valor estimado da energia não fornecida, nos pontos de entrega, devido a interrupções de fornecimento (MWh) |
| | | TIM - Tiempo de Interrupción Médio, em minutos por ano TIM=HA*60*ENS/DA HA: horas anuais DA: procura anual do sistema (MWh) | TIE - Tempo de Interrupção Equivalente, em minutos por ano TIE=ENF*60/Pm Pm: Potência média do diagrama de cargas (calculada a partir da energia total fornecida e não fornecida no mesmo período) |
| | | ID – Índice de Disponibilidad <i>(sem correspondência)</i> | <i>(sem correspondência)</i> |
| | | <i>(sem correspondência)</i> | SAIFI – Frequência média de interrupção do sistema |
| | | <i>(sem correspondência)</i> | SAIDI – Duração média de interrupção do sistema |
| | | <i>(sem correspondência)</i> | SARI – Tempo médio de reposição de serviço do sistema |
| | | Comentário: A eventual comparação dos indicadores ENS/ENF e TIM/TIE só será possível se as metodologias de estimativa dos valores de ENS e ENF forem iguais. Em ambos os documentos regulamentares não está estabelecida a metodologia de estimativa destes indicadores. | |
| | Individuais | Número de interrupções | Frequência de interrupções |
| Tempo de interrupção | | Duração total das interrupções | |
| Comentário: Em ambos os documentos regulamentares não estão estabelecidas as condições de cálculo dos indicadores, nomeadamente as interrupções a considerar. Apesar dos indicadores avaliarem a qualidade de serviço com base no número e duração das interrupções a sua comparação apenas é possível com o conhecimento das referidas condições de cálculo. | | | |
| Padrões | Gerais | ENS – $1,2 \times 10^{-5}$ da procura de energia eléctrica TIM – 15 minutos/ano ID – 97% | <i>(sem correspondência)</i> |
| | Individuais | <i>(sem correspondência)</i> | Número de interrupções por ano: 3 Duração total das interrupções (horas/ano): 1 Só considera interrupções longas (duração superior a 3 min) Exclui interrupções devidas a casos fortuitos ou de força maior, razões de interesse público, razões de serviço, razões de segurança, acordo com o cliente e factos imputáveis aos clientes |
| Comentário: Espanha optou por estabelecer níveis mínimos de qualidade de serviço apenas para a globalidade da rede de transporte (qualidade geral) e Portugal optou por estabelecer níveis mínimos de qualidade de serviço apenas para cada um dos pontos de entrega da rede de transporte (qualidade individual). | | | |

Quadro 7-2

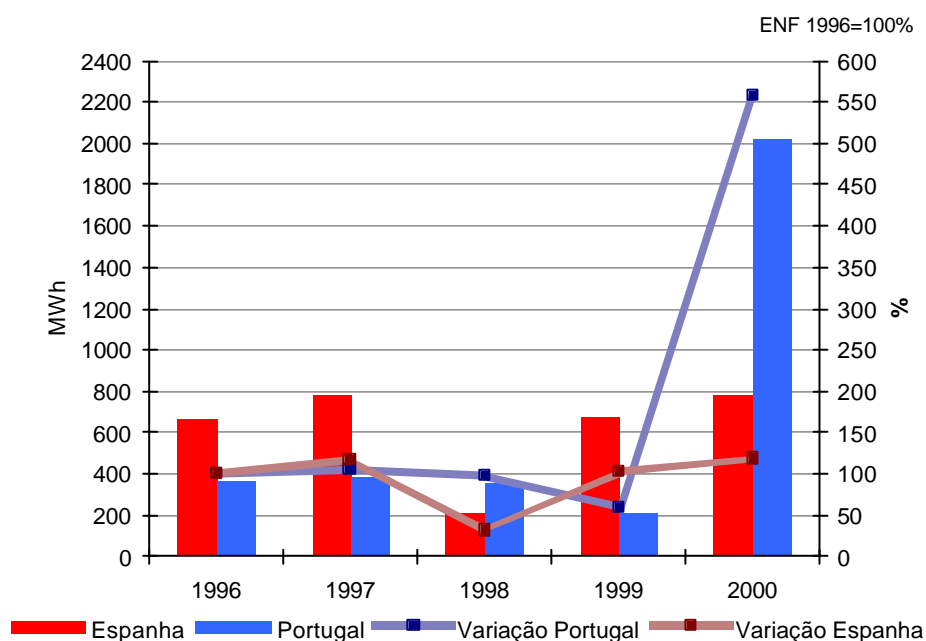
Nos gráficos seguintes apresenta-se a evolução da Energia Não Fornecida (ENF) e do Tempo de Interrupção Equivalente (TIE) no período 1996-2000. Dado que a ENF depende da dimensão do sistema, optou-se por apresentar também a variação da ENF.

O TIE (Figura 7-2), sendo calculado a partir da ENF e da potência média do diagrama de cargas, constitui um indicador já ponderado pela dimensão do sistema, o que permite comparar de uma forma mais adequada o peso relativo deste indicador nos dois países (desde que calculado da mesma forma).

De referir que o aumento significativo da ENF e do TIE verificado em Portugal no ano 2000 deveu-se fundamentalmente à ocorrência do grande incidente de 9 de Maio, ao qual correspondeu uma ENF de 1575,2 MWh.

ENF – Energia Não Fornecida

Rede de Transporte

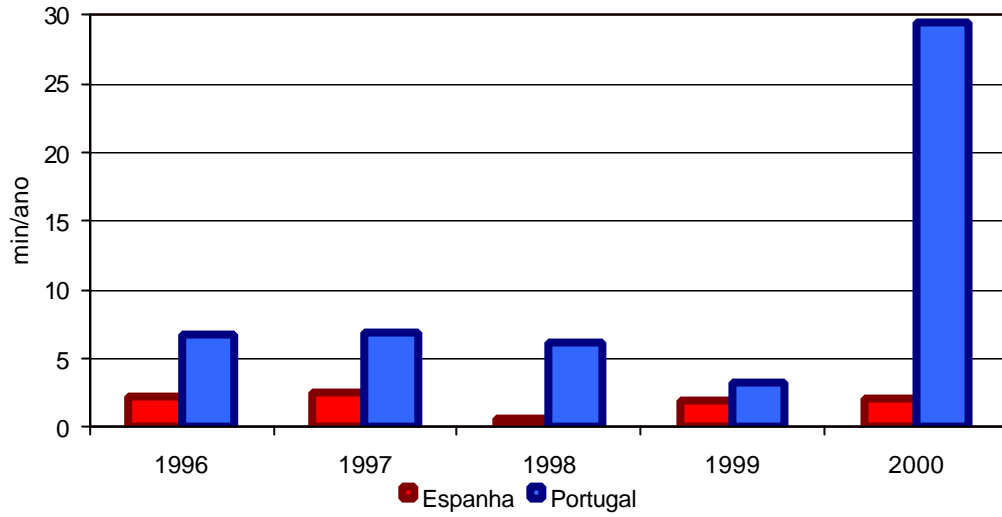


Fonte: REN, REE

Figura 7-1

TIE – Tempo de Interrupção Equivalente

Rede de Transporte



Fonte: REN, REE

Figura 7-2

7.3.2 REDE DE DISTRIBUIÇÃO

No quadro seguinte apresentam-se os indicadores e padrões de continuidade de serviço utilizados para caracterizar o desempenho das redes de distribuição.

Indicadores da continuidade de serviço – Distribuição

| Assunto | | Espanha | Portugal |
|---|---|---|--|
| Gerais | MT | TIEPI - Tiempo de Interrupción Equivalente de la Potência Instalada en Média Tensión | TIEPI - Tempo de Interrupção Equivalente da Potência Instalada |
| | | $TIEPI = \frac{\sum_{i=1}^k (PI_i \times H_i)}{\sum PI}$ | Quociente entre o somatório do produto da potência instalada afectada nos postos de transformação de serviço público e particular pelo tempo de interrupção de fornecimento daqueles postos e o somatório das potências instaladas em todos os postos de transformação, de serviço público e particular, da rede de distribuição |
| | | PI: potência instalada dos postos de transformação MT/BT do distribuidor + potência contratada em MT (kVA) | |
| | | PI: potência instalada dos postos de transformação MT/BT do distribuidor (kVA) + potência contratada em MT (kVA), afectada pela interrupção i | |
| | H _i : tempo de interrupção de fornecimento que afecta a potência PI _i (h) | | |
| | k: número total de interrupções | | |
| | | NIEPI – Número de Interrupciones Equivalente de la Potência Instalada em MT | (sem correspondência) |
| | | (sem correspondência) | SAIFI - Frequência média de interrupção do sistema |
| | | (sem correspondência) | SAIDI - Duração média de interrupção do sistema |
| | BT | (sem correspondência) | SAIFI - Frequência média de interrupção do sistema |
| | | (sem correspondência) | SAIDI - Duração média de interrupção do sistema |
| Comentário: Chama-se à atenção para o facto da regulamentação espanhola não prever a caracterização da qualidade geral de serviço na BT. | | | |
| Individuais | | Número de interrupções – total de interrupções ocorridas durante um determinado prazo | Frequência de interrupções |
| | | Tempo de interrupção – soma de todos os tempos de interrupção durante um prazo determinado | Duração total das interrupções |

Quadro 7-3

Padrões da continuidade de serviço – Distribuição

| Assunto | | Espanha | Portugal |
|---------|---|--|----------------------------------|
| Gerais | MT | TIEPI (horas) | TIEPI (horas) |
| | | Zona Urbana 2 | Zona A 3 |
| | | Zona Semiurbana 4 | Zona B 6 |
| | Zona Rural concentrada 8 | Zona C 24 | |
| | Zona Rural Dispersa 12 | Considera interrupções longas (interrupções imprevistas com duração superior a 3 minutos) excluindo as interrupções devidas a casos fortuitos ou de força maior, razões de interesse público, razões de serviço, razões de segurança, acordo com o cliente e factos imputáveis aos clientes. | |
| | Considera interrupções imprevistas com duração superior a 3 minutos | | |
| | | <i>(sem correspondência)</i> | SAIFI e SAIDI a definir pela DGE |
| | BT | <i>(sem correspondência)</i> | SAIFI e SAIDI a definir pela DGE |
| | | Percentil 80 do TIEPI (horas) | <i>(sem correspondência)</i> |
| | | Zona Urbana 3 | |
| | | Zona Semi urbana 6 | |
| | | Zona Rural concentrada 12 | |
| | | Zona Rural Dispersa 18 | |
| | | Considera interrupções imprevistas com duração superior a 3 minutos | |
| | | NIEPI (número) | <i>(sem correspondência)</i> |
| | | Zona Urbana 4 | |
| | | Zona Semi urbana 6 | |
| | | Zona Rural concentrada 10 | |
| | | Zona Rural Dispersa 15 | |
| | | Considera interrupções imprevistas com duração superior a 3 minutos | |

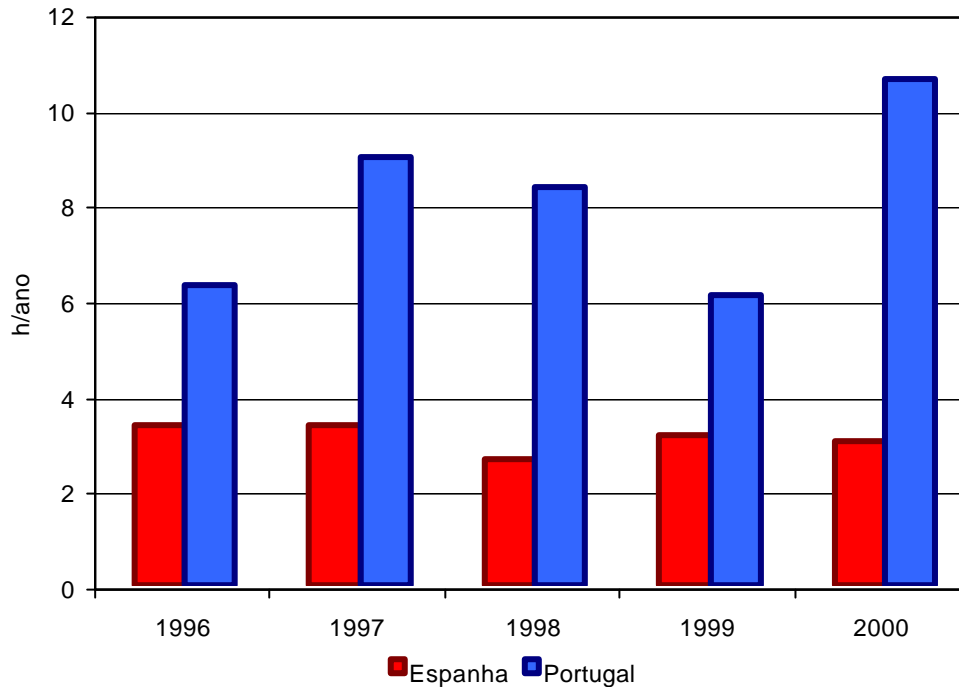
| Assunto | Espanha | | | Portugal | | | |
|--|---|----|---|---|----|----|----|
| Individuais | Número de interrupções por ano | | | Número de interrupções por ano | | | |
| | Zona | MT | BT | Zona | AT | MT | BT |
| | Urbana | 8 | 12 | A | 8 | 8 | 12 |
| | Semi urbana | 12 | 15 | B | 8 | 20 | 26 |
| | Rural Concentrada | 15 | 18 | C | 8 | 40 | 46 |
| | Rural Dispersa | 20 | 24 | | | | |
| | Duração total das interrupções (horas/ano) | | | Duração total das interrupções (horas/ano) | | | |
| | Zona | MT | BT | Zona | AT | MT | BT |
| | Urbana | 4 | 6 | A | 4 | 4 | 6 |
| | Semi urbana | 8 | 10 | B | 4 | 8 | 10 |
| Rural Concentrada | 12 | 15 | C | 4 | 20 | 25 | |
| Rural Dispersa | 16 | 20 | | | | | |
| Só considera interrupções imprevistas de longa duração (duração superior a 3 min). | | | Só considera interrupções longas (interrupções imprevistas com duração superior a 3 minutos) excluindo as interrupções devidas a casos fortuitos ou de força maior, razões de interesse público, razões de serviço, razões de segurança, acordo com o cliente e factos imputáveis aos clientes. | | | | |
| Comentário: Em relação aos padrões para os quais existe correspondência entre Espanha e Portugal (considerando as grandezas envolvidas) chama-se a atenção para o facto das zonas geográficas e níveis de tensão serem definidos de forma diferente nos dois países dificultando eventuais comparações. | | | | | | | |

Quadro 7-4

No gráfico seguinte apresenta-se a evolução do indicador Tempo de Interrupção Equivalente da Potência Instalada (TIEPI) no período 1996-2000. Os valores do TIEPI para Portugal, relativos aos anos 1996, 1997 e 1998, correspondem à região de Lisboa e Vale do Tejo.

TIEPI – Tempo de Interrupção Equivalente da Potência Instalada

Rede de Distribuição



Fonte: CEER, REE

Figura 7-3

Importa ainda referir a existência, em Portugal, de um incentivo à melhoria da continuidade de serviço nas redes de distribuição em MT. Este incentivo, estabelecido no Regulamento Tarifário, está associado ao valor da energia não distribuída (END). Caso o valor de END seja inferior ao valor padrão a estabelecer pela ERSE, o distribuidor terá direito a uma receita adicional. Caso contrário, será penalizado.

7.4 QUALIDADE DA ONDA DE TENSÃO

Qualidade da onda de tensão

| Assunto | | Espanha | Portugal |
|---|--------------|---|--|
| Documentos de referência | Transporte | Instruções Técnicas Complementares (ainda não publicadas) | Anexo 2 do Regulamento da Qualidade de Serviço |
| | Distribuição | EN 50 160+Instruções Técnicas complementares (ainda não publicadas) | EN 50 160 |
| Controlo/monitorização | | Instruções Técnicas Complementares (ainda não publicadas) | Planos de Monitorização |
| Consequências do incumprimento | | A empresa tem de eliminar a causa no prazo de 6 meses (excepto em casos de grande complexidade técnica) | Nada definido |
| Comentário: Até à publicação das Instruções Técnicas Complementares não é possível aferir quanto à metodologia de monitorização da qualidade da onda de tensão em Espanha. Do estabelecido regulamentarmente salienta-se o facto de em Espanha estarem estabelecidos procedimentos de actuação em caso de incumprimento das disposições regulamentares sendo a regulamentação portuguesa omissa nesta matéria. | | | |

Quadro 7-5

7.5 QUALIDADE COMERCIAL

A regulação da qualidade comercial apresenta diferenças significativas entre Espanha e Portugal. Em Espanha assenta na definição de indicadores e padrões individuais de qualidade, aos quais está associado o pagamento de compensações aos clientes em caso de incumprimento. Em Portugal foram definidos indicadores e padrões gerais, que estabelecem um desempenho indicativo para as empresas de distribuição, e indicadores e padrões individuais, aos quais está associado o pagamento de compensações aos clientes em caso de incumprimento.

7.5.1 QUALIDADE GERAL

No quadro seguinte apresentam-se os indicadores e padrões gerais de qualidade de serviço comercial definidos em Portugal.

Indicadores e padrões gerais de qualidade comercial

| Portugal | |
|---|---------------|
| Indicador | Padrão |
| Orçamentos de ramais e chegadas de Baixa Tensão elaborados no prazo máximo de 20 dias úteis | 95% |
| Ramais e chegadas de Baixa Tensão executados no prazo máximo de 30 dias úteis | 95% |
| Ligações à rede de instalações de Baixa Tensão executadas no prazo máximo de 2 dias úteis, após a celebração do contrato de fornecimento de energia eléctrica | 90% |
| Atendimentos com tempos de espera até 30 minutos nos centros de atendimento | 90% |
| Atendimentos com tempos de espera até 60 segundos no atendimento telefónico centralizado | 75% |
| Clientes com tempo de reposição de serviço até 4 horas, na sequência de interrupções de fornecimento acidentais | 80% |
| Reclamações apreciadas e respondidas até 20 dias úteis | 95% |
| Pedidos de informação, apresentados por escrito, respondidos até 20 dias úteis | 90% |
| Clientes de Baixa Tensão cujo contador tenha sido objecto de pelo menos uma leitura, durante o último ano civil | 98% |

Quadro 7-6**7.5.2 QUALIDADE INDIVIDUAL**

No quadro seguinte apresentam-se os indicadores e padrões individuais de qualidade serviço comercial estabelecidos nos dois países.

Indicadores e padrões individuais de qualidade comercial

| Espanha | | Portugal | |
|--|---|--|--|
| Indicador | Padrão | Indicador | Padrão |
| <i>(sem correspondência)</i> | | Visitas às instalações dos clientes | Cumprimento do intervalo de 3 horas combinado para a realização da visita |
| <i>(sem correspondência)</i> | | Assistência técnica após comunicação, pelo cliente, de avaria na sua alimentação individual de energia eléctrica | Início da intervenção: <ul style="list-style-type: none"> Clientes de BT; zonas C – 5 horas Restantes clientes - 4 horas |
| Retoma de fornecimento por atraso de pagamento | Retoma do fornecimento até 24 horas após o pagamento da factura | Retoma do fornecimento de energia eléctrica após suspensão do serviço por facto imputável ao cliente | Retoma do fornecimento: <ul style="list-style-type: none"> Até às 17 horas do dia útil seguinte àquele em que se verificou a regularização da situação, no caso dos clientes de BT No período de 8 horas, a contar do momento de regularização da situação, para os restantes clientes |
| Tratamento de reclamações relativas a medições de consumos, facturas emitidas e cortes indevidos | 5 dias úteis : clientes com potência contratada <15 kW 15 dias úteis: restantes clientes | Tratamento de reclamações relativas a facturação ou cobrança | 20 dias úteis: <ul style="list-style-type: none"> Comunicação da apreciação da reclamação ou da decisão de suspender o prazo de pagamento da factura Proposta de realização de uma reunião destinada a promover o esclarecimento do assunto |
| | | Tratamento de reclamações relativas às características técnicas da tensão | 20 dias úteis: resposta ou visita às instalações do cliente |
| | | Tratamento de reclamações relativas ao funcionamento do equipamento de contagem | 20 dias úteis: visita às instalações do cliente |
| Execução de instalações necessárias a novos fornecimentos | BT 5 dias úteis – sem necessidade de ampliação da rede 30 dias úteis – necessário ampliar a rede de BT 60 dias úteis – necessário construir um PT 80 dias úteis – necessário construir mais que um PT AT 80 dias úteis: ramal a 1 só cliente com tensão nominal ≤ 66 kV Em função dos trabalhos a realizar: restantes casos | <i>(sem correspondência)</i> | |

| Espanha | | Portugal | |
|---|--|--|--------|
| Indicador | Padrão | Indicador | Padrão |
| Ligação e instalação de equipamentos de medição | 5 dias úteis desde a assinatura do contrato de fornecimento | <i>(sem correspondência)</i> | |
| Elaboração de orçamentos para novos fornecimentos | <p>BT</p> <p>5 dias úteis: fornecimento até 15 kW sem que haja necessidade construir PT</p> <p>10 dias úteis: qualquer outro serviço em que não haja necessidade de construir PT</p> <p>Se necessário construir PT:</p> <p>10 dias úteis: serviços auxiliares de obras</p> <p>20 dias úteis: serviços definitivos com PT de MT/BT</p> <p>30 dias úteis: serviços definitivos com PT de AT/MT</p> <p>AT</p> <p>40 dias úteis: clientes com tensão nominal de fornecimento ≤ 66 kV</p> <p>60 dias úteis: restantes fornecimentos</p> | <i>(sem correspondência)</i> | |
| Informar e auxiliar os clientes no momento de contratação sobre a tarifa e potência mais adequada | Não existe padrão para este indicador | Matéria regulamentada no Regulamento da Qualidade de Serviço e no Regulamento de Relações Comerciais (n.º 2 do artigo 115.º) | |
| Execução indevida de cortes por não pagamento | Não existe padrão para este indicador | <i>(sem correspondência)</i> | |

Quadro 7-7

7.6 PLANOS DE MONITORIZAÇÃO DA QUALIDADE DE SERVIÇO

Planos de monitorização da qualidade de serviço

| Espanha | Portugal |
|---|---|
| São estabelecidos alguns requisitos sobre a definição da amostragem dos pontos de monitorização: considerados todos os pontos fronteira T/D e instalações de clientes ligadas à rede de transporte; procedimentos devem ser apresentados de forma conjunta pelas empresas de distribuição e devem ser aprovados pelo Ministério da Economia; os procedimentos devem ser auditáveis. | Os planos devem verificar o cumprimento dos padrões de natureza técnica (continuidade de serviço e qualidade da onda de tensão) São elaborados pelas empresas, aprovados pela DGE e verificada a aplicação pela ERSE Não são estabelecidas regras concretas sobre a amostragem dos pontos de medição. |

Quadro 7-8

7.7 PLANOS DE MELHORIA DA QUALIDADE DE SERVIÇO

Planos de melhoria da qualidade de serviço

| Espanha | Portugal |
|--|----------|
| Regulamentação semelhante nos dois países, sendo que em Espanha as empresas suportam os custos dos planos se, no final de dois anos, não forem alcançados os objectivos do plano. Em Espanha, o montante destinado aos planos de melhoria é distribuído pelas diferentes zonas atendendo a critérios e ordens de prioridade que beneficiam as zonas rurais e as zonas de rede cuja qualidade se afasta mais da média nacional. | |

Quadro 7-9

7.8 PAGAMENTO DE COMPENSAÇÕES AOS CLIENTES

No quadro seguinte apresentam-se as principais disposições legais relativas às compensações a pagar aos clientes em caso de incumprimento dos padrões definidos para cada indicador individual de qualidade de serviço.

Pagamento de compensações aos clientes

| Assunto | Espanha | Portugal |
|----------------|--|---|
| Aplicação | Incumprimento dos padrões individuais de continuidade de serviço ou qualidade comercial | |
| Valores | <p>Continuidade de serviço:</p> <p>Em função do número e duração das interrupções, da potência média anual facturada e do preço do kWh correspondente à tarifa contratada</p> <p>Comercial:</p> <p>Máximo dos seguintes valores</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ € 30,15 ▪ 10% da primeira facturação completa | <p>Continuidade de serviço:</p> <p>Em função do número e duração das interrupções, nível de tensão e um factor de valorização</p> <p>Comercial:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ € 14,96: clientes BT, com potência contratada $\leq 20,7$ kVA ▪ € 24,94: restantes clientes BT ▪ € 74,82: restantes clientes |
| Pagamento | Automático | Após solicitação pelo cliente |
| Exclusões | <p>Casos fortuitos ou de força maior</p> <p>Ações de terceiros, depois de demonstração pela empresa</p> | <p>Casos fortuitos ou de força maior</p> <p>Incumprimento das disposições regulamentares por parte do cliente</p> |

Quadro 7-10

8 MISSÕES DE INTERESSE GERAL

8.1 UNIFORMIDADE TARIFÁRIA

8.1.1 ESPANHA

En España, los artículos 17 y 18 de la Ley 54/97 del Sector Eléctrico establecen que las tarifas y los peajes serán únicos en todo el territorio nacional, sin perjuicio de sus especialidades.

El artículo 12 de la Ley establece que las actividades para el suministro de energía eléctrica desarrolladas en los territorios insulares o extrapeninsulares, cuando no puedan ser sufragados con cargo a los ingresos obtenidos en dichos ámbitos territoriales, se integrarán en el conjunto del sistema.

8.1.2 PORTUGAL

Em Portugal, a uniformidade tarifária está consignada na lei, através do Decreto-Lei n.º 182/95, que no seu artigo 29.º estabelece que a actividade de distribuição de energia eléctrica no Sistema Eléctrico Público deve ser realizada em obediência ao princípio de que o sistema tarifário em vigor se aplica universalmente a todos os clientes finais do SEP.

A distribuição de energia eléctrica no território continental português acarreta diferenças na estrutura de custos unitários de região para região do país. Tipicamente, a distribuição de energia eléctrica exige, nas zonas rurais, investimentos e custos unitários de operação e manutenção mais elevados do que os que se operam para a distribuição de energia eléctrica nas zonas urbanas.

As diferenças ao nível dos custos unitários, em função das diferentes regiões do país, não têm, contudo, repercussão no estabelecimento dos preços da energia eléctrica, fruto da aplicação do princípio da uniformidade tarifária, que determina a não discriminação de preços com base em critérios geográficos.

A esta uniformidade tarifária não corresponde, no entanto, uniformidade ao nível da qualidade de serviço do fornecimento de energia eléctrica, sendo esta diferenciada com base em critérios de expressão geográfica.

8.2 TARIFAS SOCIAIS

A tarifa social não existe em Espanha.

A tarifa social destina-se aos consumos relativos a casas de habitação de residência permanente, mesmo que nelas se exerça uma pequena actividade profissional.

As tarifas em vigor reflectem, desde 2001, a alteração das condições de aplicabilidade da tarifa social de modo a aumentar a sua abrangência, tendo-se a sua aplicabilidade estendido do escalão de 1,15 kVA ao escalão de 2,3 kVA e tendo aumentado o patamar de consumo máximo de energia de 270 kWh/ano para 400/kWh ano. No ano de 1999, em que vigorou a tarifa social apenas para o escalão mais baixo, o consumo médio anual dos consumidores foi de 52,3 kWh.

O abatimento ao abrigo da tarifa social é de 75% sobre o encargo de potência, não havendo abatimento para os preços da energia. Os descontos são assim subsidiados por todos os clientes do SEP, na medida em que as tarifas são calculadas de modo a permitir a recuperação integral dos proveitos permitidos, ao contrário do que acontece noutros regimes, onde estes são suportados por instituições assistenciais públicas ou privadas, ou feitos repercutir em orçamentos de despesas municipais ou outros.

Tendo em conta o número de clientes nesta opção tarifária, devido às condições de aplicabilidade, os montantes envolvidos têm uma muito reduzida expressão ao nível das restantes tarifas.

8.3 EFICIÊNCIA ENERGÉTICA

8.3.1 GESTÃO DA PROCURA DE ELECTRICIDADE

8.3.1.1 ESPANHA

En España, existieron programas de gestión de la demanda en 1995, 1996 y 1998, con un coste de 5.300 MPTA/año (un 0,25% de la facturación) y con un buen resultado en:

- Lámparas de bajo consumo.
- Regulación y cambio de motores en PYMES.
- Bombas de calor.
- Electrodomésticos de clase A.

8.3.1.2 PORTUGAL

Em Portugal, as medidas de Gestão da Procura visam aumentar a utilização eficiente da energia, e desse modo contribuir para a optimização de todo o sistema eléctrico, de que resultam benefícios para todas as partes. Em termos de incentivos à adopção destas medidas, os programas de gestão da procura são instrumentos com os quais, dado o actual cenário de tarifas reguladas vigente em Portugal, as distribuidoras de energia podem melhorar a sua recuperação de proventos permitidos, desde que resulte mais eficaz a respectiva gestão. São portanto um instrumento privilegiado para o aumento da eficiência global.

O Regulamento Tarifário estabelece no n.º 15 do artigo 87.º que os distribuidores vinculados devem enviar à ERSE um “Plano de Gestão da Procura”, no qual são apresentados os objectivos do mesmo e descritas as acções e programas a executar, durante cada um dos anos do período de regulação, com os respectivos custos incorridos e os benefícios alcançados.

8.3.2 REDUÇÃO DE PERDAS DE ENERGIA NAS REDES

En España hay una media de un 8,75% de pérdidas reconocidas, que se separan por tarifas en el R.D. 1483/2001 de Tarifas y que se reconocen en el sistema de liquidaciones.

Em Portugal, as perdas nas redes de transporte e distribuição representam actualmente cerca de 10% da energia total injectada no sistema, valor que justifica a adopção de incentivos explícitos à sua redução.

As empresas são compensadas ou penalizadas caso o nível de perdas alcançado seja inferior ou superior a um determinado nível de referência.

8.3.3 MEDIDAS DE APOIO AO DESENVOLVIMENTO DE UTILIZAÇÃO RACIONAL DE ENERGIA

8.3.3.1 ESPANHA

En España, el Plan de Ahorro y Eficiencia Energética (P.E.N. 1991-2000) fue un programa de actuaciones que, entre otras acciones, estableció una línea de subvenciones a proyectos que promocionaban el uso racional de la energía, la sustitución de los hidrocarburos líquidos por otras fuentes de energía y el fomento de las energías renovables. Las subvenciones de estas actuaciones en las regiones del objetivo nº 1 del Fondo Europeo de Desarrollo Regional se

complementaron con una subvención global (FEDER-IDAE), en el contexto del Marco de Apoyo Comunitario Plurirregional 1994-1999 de la Comisión de la Unión Europea.

Las subvenciones se regularon anualmente mediante Reales Decretos. En 1998 y 1999 la subvención superó los 2.750 millones de pesetas, de los que el 60% se abonaron con cargo a los Presupuestos Generales del Estado y el 40% restante con cargo a los fondos FEDER.

8.3.3.2 PORTUGAL

Em Portugal, a Utilização Racional de Energia foi uma das principais prioridades em anteriores projectos de eficiência energética, tendo sido expressamente criado para o efeito o programa SIURE (Sistema de Incentivos à Utilização Racional de Energia), que cobriu numerosas áreas (Edifícios, Transportes, Indústria, Serviços e outros). Este programa concedeu incentivos à substituição de tecnologia, à adopção de medidas de racionalização de consumos e de aproveitamento energético que se traduziram em economia de energia por parte das instituições promotoras. Este programa teve sequência, ao nível do II QCA, através do programa Energia.

Actualmente, no âmbito do III QCA, surgiu a medida MAPE (apoio ao aproveitamento do potencial energético e racionalização de consumos). O actual programa E4 – Eficiências Energética e Energias Renováveis – foi estruturado de modo a incentivar a utilização das diversas formas de energia renovável, destacando-se o “Programa Água Quente Solar para Portugal” e a promoção da eficiência energética dos edifícios através do “Programa Nacional para a Eficiência Energética dos Edifícios”.

8.3.4 INSTRUMENTAÇÃO LEGAL TENDENTE À ADOÇÃO DE PROCESSOS ENERGETICAMENTE EFICIENTES

8.3.4.1 ESPANHA

En España, el Reglamento de Instalaciones de Calefacción, Climatización y Agua Caliente Sanitaria que fue aprobado por el R.D. 1618/1980, ha contribuido a potenciar y fomentar un uso más racional de la energía en instalaciones térmicas no industriales de los edificios.

El alcance de las modificaciones aportadas sobre el texto vigente del reglamento y sus instrucciones técnicas complementarias aconsejaron redactar un nuevo texto que deroga y sustituye al anterior y a las instrucciones técnicas complementarias que lo desarrollan. En este nuevo texto incorpora las Directivas del Consejo: 89/106/CEE sobre productos de construcción,

92/42/CEE sobre requisitos del rendimiento para las calderas nuevas de agua caliente alimentadas con combustibles líquidos y gaseosos y 93/76/CEE relativa a la limitación de las emisiones de dióxido de carbono mediante la mejora de la eficiencia energética (SAVE).

El nuevo texto se recoge el R.D. 1751/1998 por el que se aprueba el reglamento de instalaciones térmicas de edificios y sus instrucciones técnicas complementarias, y se crea la Comisión Asesora para las Instalaciones Térmicas de los Edificios que sustituye a la Comisión Permanente para el Ahorro de Energía en Instalaciones Térmicas de la Edificación.

8.3.4.2 PORTUGAL

Em Portugal, além de medidas de apoio, existem igualmente instrumentos de regulamentação em vigor que estabelecem valores mínimos de eficiência e medidas a cumprir por parte dos consumidores de energia, de que se destacam o RGCE (Regulamento de Gestão dos Consumos de Energia), que obriga alguns consumidores intensivos a apresentar medidas de racionalização em planos de exploração a cinco anos, o RCCTE (Regulamento de Características de Comportamento Térmico dos Edifícios), que define características mínimas de conforto térmico para edifícios tendentes a eliminar desperdícios de energia na sua climatização, o RSECE (Regulamento de Sistemas Energéticos de Climatização de Edifícios), que estabelece parâmetros de eficiência para estes sistemas e para a sua adopção no contexto das edificações.

8.4 AMBIENTE

8.4.1 RESTRIÇÕES AMBIENTAIS

As actividades de produção, transporte e distribuição de energia eléctrica, estão sujeitas a uma série de restrições ambientais. Estas restrições podem aplicar-se na fase de construção de uma instalação ou na fase de operação. Nos quadros seguintes apresentam-se algumas destas restrições, tendo-se optado por indicar o tipo de projectos sujeitos a avaliação de impacte ambiental, bem como os limites impostos às emissões atmosféricas, um dos impactes ambientais mais relevantes do sector.

8.4.1.1 PROJECTOS SUJEITOS A AVALIAÇÃO DE IMPACTE AMBIENTAL

Projectos sujeitos a avaliação de impacte ambiental

| Projecto | Espanha | Portugal |
|------------------------|--|---|
| Produção térmica | $P > 300 \text{ MW}_{\text{th}}$ | $P > 50 \text{ MW}$ (potência calorífica) $P > 20 \text{ MW}$ (potência calorífica), se localizado em áreas sensíveis (Rede Natura 2000, etc.) |
| Produção nuclear | Todas | |
| Produção hidroelétrica | Embalses $> 10 \text{ Mm}^3$ Aprovechamientos localizados en áreas sensibles | Barragens com armazenamento superior a 10 milhões de m^3 $P > 20 \text{ MW}$ Aproveitamentos localizados em áreas sensíveis |
| Produção eólica | ≥ 50 aerogeradores Distancia entre parques menor de 2 km. En áreas sensibles: parques de > 10 aerogeradores | Mais de 20 torres Se localizados a menos de 2 km de outro parque Localizados em áreas sensíveis |
| Linhas de transporte | $\geq 220 \text{ kV}$ y $> 15 \text{ km}$ En áreas sensibles: $> 3 \text{ km}$ | Tensão superior ou igual a 220 kV e comprimento superior a 15 km |

Fonte: CNE, ERSE

Quadro 8-1

8.4.1.2 LIMITES DE EMISSÕES ATMOSFÉRICAS

Os limites de emissões atmosféricas (SO_2 e NO_x e partículas) em Espanha e Portugal são os que resultam da transposição das Directivas das Grandes Instalações de Combustão.

Relativamente ao CO_2 , em ambos os países se encontram em discussão pública os respectivos planos nacionais para as alterações climáticas.

En España, además, las centrales térmicas existentes (anteriores al 1 de julio de 1987) que consumen fuel oil y carbones de baja calidad tienen unos niveles máximos individuales de emisiones de SO₂ y partículas, derivados de la aplicación del Decreto 833/1975.

8.4.2 DESEMPENHO AMBIENTAL

Tendo em conta que as emissões atmosféricas são um dos impactes ambientais mais significativos, tal como já referido, no quadro seguinte apresentam-se os valores das emissões relativas às centrais térmicas. Optou-se por apresentar emissões específicas, em g/kWh bruto, eliminando-se assim a dificuldade de comparação dos valores, resultante da diferente dimensão dos sistemas.

Emissões específicas de centrais térmicas

| Poluente (g/kWh) | Espanha (2000) | Portugal (1999) |
|-------------------------|-----------------------|------------------------|
| SO ₂ | 10,0 | 5,5 |
| NO _x | 2,8 | 2,1 |
| CO ₂ | 912 | 716 |

Fonte: CNE, CPPE, Turbogás, Tejo Energia

Quadro 8-2

8.4.3 EFICIÊNCIA ENERGÉTICA

8.4.3.1 ESPANHA

En España, en diciembre de 2000, el Gobierno ha lanzado un Documento de Consulta al público y a las instituciones para la elaboración de una Estrategia Española de Desarrollo Sostenible (EEDS). Este Documento de Consulta se divide en cuatro puntos:

- Diagnóstico de sostenibilidad.
- Bases para un Desarrollo Sostenible.
- Instrumentos propuestos.

- Mecanismos de seguimiento y evaluación.

En diciembre de 1999 se aprobó el Plan de Fomento de las Energías Renovables (PFER), cuyo objetivo es alcanzar en el año 2010 un 12% de energías renovables sobre el total de energía primaria, equivalente al 29% de energía eléctrica de la Directiva de Energías Renovables de septiembre de 2001.

8.4.3.2 PORTUGAL

As necessidades de intervir ao nível da eficiência energética, quer pelas mais elementares necessidades de eficácia do sistema, quer pelas mais valias ambientais que representam, tem motivado alguns trabalhos de fundo sobre este tema, de que destacamos o estudo de base para a fundamentação do Programa Nacional para as Alterações Climáticas. Este documento refere um conjunto de medidas de interesse para a prossecução de um programa de redução de emissões de gases de estufa menos penalizador do ambiente. As principais medidas inventariadas pelo grupo de trabalho do Programa Nacional para as Alterações Climáticas são:

- controlo das emissões nas actividades de refinação e armazenagem de combustíveis;
- reconversão das actuais centrais a fuelóleo;
- avanço na liberalização dos mercados de electricidade e gás com o objectivo de fomentar a produção descentralizada;
- reforço do apoio à I&D e novas tecnologias de produção, transporte e distribuição de energia, mais eficientes e menos emissoras de GEE.

O grupo estima ainda que a desclassificação antecipada de centrais a carvão e a fuelóleo, acarretando investimentos de algum vulto no sector electroprodutor, poderiam ter um impacto importante na redução de emissões. Tal medida poderia contudo pôr em causa a actual política de diversificação de fontes de energia. Outras medidas sugeridas em alternativa permitiriam partilhar o efeito redutor das emissões, nomeadamente a aposta em mais produção de fonte renovável, como de resto se encontra previsto na meta de 39% da produção por via renovável definida na Resolução do Conselho de Ministros n.º 154/2001 de 27 de Setembro, cujo potencial de redução poderia significar 3,3% do total em 2010, a aplicação do projecto de directiva sobre produção em co-geração (uma meta de 18% em 2010) e outros.

8.5 INVESTIGAÇÃO E DESENVOLVIMENTO

8.5.1 ESPANHA

En España, el programa I+D+I Energético viene condicionado por los compromisos de nuestro país en diversos internacionales (UE, AIE, PNUMA, Convenio de Ginebra...). Se incide en los aspectos de investigación, desarrollo tecnológico y demostración con el fin de desarrollar nuevas tecnologías más limpias, eficaces y seguras, compatibles con el equilibrio de la biosfera y el desarrollo económico en sus diferentes componentes.

Se materializa a través de diferentes iniciativas, como el Programa Tecnológico de I+D Energético (TEIDE) en el marco de la iniciativa ATYCA de 1999, con una dotación económica de 1.925 MPTA. Este programa ha tenido una continuación en el Programa Nacional de Energía (2000-2003), con una dotación presupuestaria de 2.050 MPTA en 2000, cuyos objetivos estratégicos son:

- Sistemas energéticos más eficientes y menos contaminantes, investigando alternativas como fuentes renovables de energía y pilas de combustible.
- Transporte, almacenamiento, distribución y utilización más económicos y eficientes de la energía.
- Sistemas alternativos de propulsión y nuevos combustibles para el sector del transporte.

8.5.2 PORTUGAL

Em Portugal, os instrumentos públicos de estímulo e financiamento à Investigação e Desenvolvimento em Portugal são, além de programas de investimento da Fundação para Ciência e Tecnologia específicos, os dois programas actualmente em vigor, subvencionados pelo III Quadro Comunitário de Apoio: POCTI (Programa Operacional Ciência, Tecnologia, Inovação) e o POSI (Programa Operacional Sociedade da Informação), detalhados em <http://www.fct.mct.pt/pocti/> e em <http://www.fct.mct.pt/posi/>.

Ao abrigo destes programas foram aprovados, em 2000, quinze projectos na área da engenharia electrotécnica, dos quais uma parte se destinou ao estudo e desenvolvimento de tecnologias de optimização de redes de distribuição de energia e tecnologias paralelas, nomeadamente de sensores para dispositivos micromecânicos, conversores analógico-digitais, sistemas inteligentes de apoio à automatização de redes de distribuição de energia, circuitos integrados inteligentes de

potência, modelos de integração de planeamento de redes em sistemas de informação geográfica, etc.

O POCTI actuará no período 2000-2006 e envolve um financiamento total de 980 milhões de euros, participado em partes iguais por fundos comunitários (FEDER e FSE) e por fundos nacionais. O POSI actua no mesmo período e envolve um financiamento total de 790 milhões de euros.

Existem, além dos mencionados, outros programas comunitários com incidência na produção de saber científico e no desenvolvimento de tecnologia com efeitos nesta área, a saber, o programa ALTENER (Promoção das Energias Renováveis na União Europeia), o programa SAVE (Eficiência Energética na União Europeia) e outros, cujo anúncio por parte da União Europeia se aguarda, nomeadamente próximas versões de programas já consagrados em quadros anteriores para o apoio à I&D em Ciência e Tecnologia.

As empresas produtoras e distribuidoras encetaram nos últimos anos, igualmente, por sua iniciativa, vários projectos e parcerias com outras instituições de investigação, nomeadamente universidades e laboratórios, que desenvolveram tecnologias e estudos de optimização tecnológica, monitorização, impacto ambiental, etc. Muitos desses projectos obtiveram financiamentos europeus através de programas vigentes no I e II Quadros Comunitários de Apoio (JOULE, THERMIE, ESPRIT, BRITE/EURAM, INCO, TELEMATICS, etc). Não existe, ao que sabemos, um estudo de avaliação do impacto desses programas na melhoria da eficiência do sistema eléctrico. No entanto, de acordo com o actual enquadramento legal, a possibilidade dada às empresas de aumentar os seus proveitos permitidos através da apresentação de projectos de gestão da procura que visem o aumento da eficiência do sistema, tendem a gerar um sistema de fornecimento de informação e avaliação regulares do impacto de tais iniciativas sobre o sector eléctrico, com identificação exacta dos seus promotores e respectivos custos e eficácias.

ANEXOS

ANEXO I – TARIFÁRIO 2002 – PORTUGAL

As tarifas e preços para a energia eléctrica e outros serviços a aplicar pelos distribuidores vinculados aos fornecimentos a clientes do SEP são apresentados em I.

As tarifas e preços para a energia eléctrica e outros serviços a aplicar pelos distribuidores vinculados aos fornecimentos a clientes do SEP e às entregas a clientes não vinculados são apresentados em II.

As tarifas e preços para a energia eléctrica e outros serviços a aplicar pelos distribuidores vinculados às entregas a clientes não vinculados são apresentados em III.

As tarifas e preços para a energia eléctrica e outros serviços a aplicar pela entidade concessionária da RNT ao distribuidor vinculado em MT e AT são apresentados em IV.

I. TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DO SEP

As tarifas de Venda a Clientes Finais a aplicar pelos distribuidores vinculados aos fornecimentos a clientes do SEP são as seguintes:

| VENDA A CLIENTES FINAIS EM MAT | | PREÇOS |
|---------------------------------------|-----------------------|---------------|
| Termo tarifário fixo (EUR/mês) | | 62,17 |
| Potência (EUR/kW.mês) | | |
| | Horas de ponta | 5,229 |
| | Contratada | 0,634 |
| Energia activa (EUR/kWh) | | |
| Períodos I, IV | Horas de ponta | 0,0508 |
| | Horas cheias | 0,0381 |
| | Horas de vazio normal | 0,0246 |
| | Horas de super vazio | 0,0230 |
| Períodos II, III | Horas de ponta | 0,0508 |
| | Horas cheias | 0,0396 |
| | Horas de vazio normal | 0,0262 |
| | Horas de super vazio | 0,0245 |
| Energia reactiva (EUR/kvarh) | | |
| | Fornecida | 0,0110 |
| | Recebida | 0,0082 |

| VENDA A CLIENTES FINAIS EM AT | | PREÇOS | |
|---------------------------------------|------------------|-----------------------|--------|
| Termo tarifário fixo (EUR/mês) | | 62,17 | |
| Potência (EUR/kW.mês) | | | |
| Tarifa de longas utilizações | Horas de ponta | 4,454 | |
| | Contratada | 0,901 | |
| Tarifa de médias utilizações | Horas de ponta | 4,600 | |
| | Contratada | 0,606 | |
| Tarifa de curtas utilizações | Horas de ponta | 16,169 | |
| | Contratada | 0,309 | |
| Energia activa (EUR/kWh) | | | |
| Tarifa de longas utilizações | Períodos I, IV | Horas de ponta | 0,0534 |
| | | Horas cheias | 0,0409 |
| | | Horas de vazio normal | 0,0272 |
| | | Horas de super vazio | 0,0255 |
| | Períodos II, III | Horas de ponta | 0,0534 |
| | | Horas cheias | 0,0424 |
| | | Horas de vazio normal | 0,0289 |
| | | Horas de super vazio | 0,0270 |
| Tarifa de médias utilizações | Períodos I, IV | Horas de ponta | 0,0702 |
| | | Horas cheias | 0,0410 |
| | | Horas de vazio normal | 0,0284 |
| | | Horas de super vazio | 0,0266 |
| | Períodos II, III | Horas de ponta | 0,0731 |
| | | Horas cheias | 0,0426 |
| | | Horas de vazio normal | 0,0297 |
| | | Horas de super vazio | 0,0278 |
| Tarifa de curtas utilizações | Períodos I, IV | Horas de ponta | 0,1253 |
| | | Horas cheias | 0,0547 |
| | | Horas de vazio normal | 0,0344 |
| | | Horas de super vazio | 0,0322 |
| | Períodos II, III | Horas de ponta | 0,1253 |
| | | Horas cheias | 0,0547 |
| | | Horas de vazio normal | 0,0344 |
| | | Horas de super vazio | 0,0322 |
| Energia reactiva (EUR/kvarh) | | | |
| | Fornecida | 0,0111 | |
| | Recebida | 0,0083 | |

| VENDA A CLIENTES FINAIS EM MT TETRA-HORÁRIAS | | PREÇOS | |
|---|------------------|-----------------------|--------|
| Termo tarifário fixo (EUR/mês) | | 32,02 | |
| Potência (EUR/kW.mês) | | | |
| Tarifa de longas utilizações | Horas de ponta | 7,339 | |
| | Contratada | 1,093 | |
| Tarifa de médias utilizações | Horas de ponta | 7,712 | |
| | Contratada | 0,708 | |
| Tarifa de curtas utilizações | Horas de ponta | 11,285 | |
| | Contratada | 0,249 | |
| Energia activa (EUR/kWh) | | | |
| Tarifa de longas utilizações | Períodos I, IV | Horas de ponta | 0,0815 |
| | | Horas cheias | 0,0488 |
| | | Horas de vazio normal | 0,0331 |
| | | Horas de super vazio | 0,0309 |
| | Períodos II, III | Horas de ponta | 0,0857 |
| | | Horas cheias | 0,0509 |
| | | Horas de vazio normal | 0,0346 |
| | | Horas de super vazio | 0,0324 |
| Tarifa de médias utilizações | Períodos I, IV | Horas de ponta | 0,0861 |
| | | Horas cheias | 0,0510 |
| | | Horas de vazio normal | 0,0349 |
| | | Horas de super vazio | 0,0326 |
| | Períodos II, III | Horas de ponta | 0,0932 |
| | | Horas cheias | 0,0552 |
| | | Horas de vazio normal | 0,0371 |
| | | Horas de super vazio | 0,0347 |
| Tarifa de curtas utilizações | Períodos I, IV | Horas de ponta | 0,1551 |
| | | Horas cheias | 0,0662 |
| | | Horas de vazio normal | 0,0421 |
| | | Horas de super vazio | 0,0393 |
| | Períodos II, III | Horas de ponta | 0,1551 |
| | | Horas cheias | 0,0662 |
| | | Horas de vazio normal | 0,0421 |
| | | Horas de super vazio | 0,0393 |
| Energia reactiva (EUR/kvarh) | | | |
| | Fornecida | 0,0120 | |
| | Recebida | 0,0090 | |

| VENDA A CLIENTES FINAIS EM MT TRI-HORÁRIAS | | PREÇOS | |
|---|------------------|----------------|--------|
| Termo tarifário fixo (EUR/mês) | | 32,02 | |
| Potência (EUR/kW.mês) | | | |
| Tarifa de longas utilizações | Horas de ponta | 7,339 | |
| | Contratada | 1,093 | |
| Tarifa de médias utilizações | Horas de ponta | 7,712 | |
| | Contratada | 0,708 | |
| Tarifa de curtas utilizações | Horas de ponta | 11,285 | |
| | Contratada | 0,249 | |
| Energia activa (EUR/kWh) | | | |
| Tarifa de longas utilizações | Períodos I, IV | Horas de ponta | 0,0815 |
| | | Horas cheias | 0,0488 |
| | | Horas de vazio | 0,0323 |
| | Períodos II, III | Horas de ponta | 0,0857 |
| | | Horas cheias | 0,0509 |
| | | Horas de vazio | 0,0338 |
| Tarifa de médias utilizações | Períodos I, IV | Horas de ponta | 0,0861 |
| | | Horas cheias | 0,0510 |
| | | Horas de vazio | 0,0340 |
| | Períodos II, III | Horas de ponta | 0,0932 |
| | | Horas cheias | 0,0552 |
| | | Horas de vazio | 0,0362 |
| Tarifa de curtas utilizações | Períodos I, IV | Horas de ponta | 0,1551 |
| | | Horas cheias | 0,0662 |
| | | Horas de vazio | 0,0411 |
| | Períodos II, III | Horas de ponta | 0,1551 |
| | | Horas cheias | 0,0662 |
| | | Horas de vazio | 0,0411 |
| Energia reactiva (EUR/kvarh) | | | |
| | Fornecida | 0,0120 | |
| | Recebida | 0,0090 | |

| VENDA A CLIENTES FINAIS EM BTE | | PREÇOS |
|--------------------------------|----------------|--------|
| Termo tarifário fixo (EUR/mês) | | 17,72 |
| Potência (EUR/kW.mês) | | |
| Tarifa de médias utilizações | Horas de ponta | 6,297 |
| | Contratada | 0,270 |
| Tarifa de longas utilizações | Horas de ponta | 11,508 |
| | Contratada | 1,172 |
| Energia activa (EUR/kWh) | | |
| Tarifa de médias utilizações | Horas de ponta | 0,1647 |
| | Horas cheias | 0,0704 |
| | Horas de vazio | 0,0458 |
| Tarifa de longas utilizações | Horas de ponta | 0,0941 |
| | Horas cheias | 0,0548 |
| | Horas de vazio | 0,0357 |
| Energia reactiva (EUR/kvarh) | | |
| | Fornecida | 0,0140 |
| | Recebida | 0,0107 |

| VENDA A CLIENTES FINAIS EM BTN (>20,7 kVA) | | PREÇOS |
|--|----------------|--------|
| Potência (kVA; EUR/mês) | | |
| Tarifa simples | 27,6 | 58,19 |
| | 34,5 | 72,74 |
| | 41,4 | 87,28 |
| Tarifa de médias utilizações | 27,6 | 62,96 |
| | 34,5 | 78,70 |
| | 41,4 | 94,44 |
| Tarifa de longas utilizações | 27,6 | 176,96 |
| | 34,5 | 221,22 |
| | 41,4 | 265,47 |
| Energia activa (EUR/kWh) | | |
| Tarifa simples | | 0,0806 |
| Tarifa de médias utilizações | Horas de ponta | 0,1679 |
| | Horas cheias | 0,0718 |
| | Horas de vazio | 0,0458 |
| Tarifa de longas utilizações | Horas de ponta | 0,0960 |
| | Horas cheias | 0,0548 |
| | Horas de vazio | 0,0357 |

| VENDA A CLIENTES FINAIS EM BTN (<20,7 kVA) | | PREÇOS |
|--|-----------------------|--------|
| Potência | (kVA; EUR/mês) | |
| Tarifa social | 1,15 | 0,42 |
| | 2,3 | 0,86 |
| Tarifa simples | 1,15 | 1,66 |
| | 2,3 | 3,45 |
| | 3,45 | 5,13 |
| | 4,6 | 7,20 |
| | 5,75 | 9,28 |
| | 6,9 | 11,35 |
| | 10,35 | 17,17 |
| | 13,8 | 23,09 |
| | 17,25 | 28,84 |
| | 20,7 | 34,90 |
| Tarifa bi-horária | 3,45 | 7,13 |
| | 4,6 | 9,21 |
| | 5,75 | 11,28 |
| | 6,9 | 13,35 |
| | 10,35 | 19,17 |
| | 13,8 | 25,09 |
| | 17,25 | 30,85 |
| 20,7 | 36,91 | |
| Energia activa | EUR/kWh | |
| Tarifa social | | 0,0920 |
| Tarifa simples | | 0,0920 |
| Tarifa bi-horária | Horas fora de vazio | 0,0920 |
| | Horas de vazio | 0,0503 |

| VENDA A CLIENTES FINAIS EM BTN SAZONAL (>20,7 kVA) | | PREÇOS |
|--|-----------------------|--------|
| Potência | (kVA; EUR/mês) | |
| Tarifa tri-horária | 27,6 | 12,85 |
| | 34,5 | 16,06 |
| | 41,4 | 19,27 |
| Energia activa | (EUR/kWh) | |
| Tarifa tri-horária | Horas de ponta | 0,2060 |
| | Horas cheias | 0,0901 |
| | Horas de vazio | 0,0458 |

| VENDA A CLIENTES FINAIS EM BTN SAZONAL (<20,7 kVA) | | PREÇOS |
|---|-----------------------|---------------|
| Potência | (kVA; EUR/mês) | |
| Tarifa simples | 3,45 | 1,05 |
| | 4,6 | 1,47 |
| | 5,75 | 1,89 |
| | 6,9 | 2,32 |
| | 10,35 | 3,50 |
| | 13,8 | 4,71 |
| | 17,25 | 5,88 |
| | 20,7 | 7,12 |
| | Tarifa bi-horária | 3,45 |
| 4,6 | | 3,51 |
| 5,75 | | 3,94 |
| 6,9 | | 4,37 |
| 10,35 | | 5,54 |
| 13,8 | | 6,75 |
| 17,25 | | 7,93 |
| 20,7 | | 9,17 |
| Tarifa tri-horária | 3,45 | 4,71 |
| | 4,6 | 4,71 |
| | 5,75 | 4,71 |
| | 6,9 | 4,71 |
| | 10,35 | 4,71 |
| | 13,8 | 4,71 |
| | 17,25 | 5,88 |
| | 20,7 | 7,12 |
| Energia activa (EUR/kWh) | | |
| Tarifa simples | | 0,1275 |
| Tarifa bi-horária | Horas fora de vazío | 0,1275 |
| | Horas de vazío | 0,0503 |
| Tarifa tri-horária | Horas de ponta | 0,2033 |
| | Horas cheias | 0,0940 |
| | Horas de vazío | 0,0503 |
| VENDA A CLIENTES FINAIS EM BT (ILUMINAÇÃO PÚBLICA) | | PREÇOS |
| Energia activa | (EUR/kWh) | 0,0800 |

II. TARIFAS POR ACTIVIDADE DOS DISTRIBUIDORES VINCULADOS

As tarifas e preços para a energia eléctrica e outros serviços a aplicar pelos distribuidores vinculados aos fornecimentos a clientes do SEP e às entregas a clientes não vinculados, são os seguintes:

A. TARIFA DE ENERGIA E POTÊNCIA

Os preços da parcela de capacidade da tarifa de Energia e Potência são os seguintes:

| ENERGIA E POTÊNCIA - PARCELA DE CAPACIDADE | | PREÇOS |
|--|----------------|--------|
| Potência em horas de ponta (EUR/kW.mês) | | 1,714 |
| Energia activa (EUR/kWh) | | |
| | Horas de ponta | 0.0130 |
| | Horas cheias | 0.0093 |

Os preços da parcela de energia da tarifa de Energia e Potência são os seguintes:

| ENERGIA E POTÊNCIA - PARCELA DE ENERGIA | | PREÇOS |
|---|-----------------------|--------|
| Energia activa (EUR/kWh) | | |
| Períodos I, IV | Horas de ponta | 0.0589 |
| | Horas cheias | 0.0467 |
| | Horas de vazio normal | 0.0266 |
| | Horas de super vazio | 0,0246 |
| Períodos II, III | Horas de ponta | 0,0596 |
| | Horas cheias | 0,0462 |
| | Horas de vazio normal | 0,0276 |
| | Horas de super vazio | 0,0250 |

Os preços da tarifa de Energia e Potência a aplicar pelos distribuidores vinculados, resultantes das duas parcelas anteriores, são os seguintes:

| ENERGIA E POTÊNCIA | | PREÇOS |
|---|-----------------------|--------|
| Potência em horas de ponta (EUR/kW.mês) | | 1,714 |
| Energia activa (EUR/kWh) | | |
| Períodos I, IV | Horas de ponta | 0.0719 |
| | Horas cheias | 0,0560 |
| | Horas de vazio normal | 0,0266 |
| | Horas de super vazio | 0,0246 |
| Períodos II, III | Horas de ponta | 0,0726 |
| | Horas cheias | 0,0556 |
| | Horas de vazio normal | 0,0276 |
| | Horas de super vazio | 0,0250 |

Os preços da tarifa de Energia e Potência, após conversão para os vários níveis de tensão e opções tarifárias dos clientes do SEP, são os seguintes:

| PREÇOS DA PARCELA DE CAPACIDADE DA TARIFA DE ENERGIA E POTÊNCIA | | | | | | |
|---|----------------------|---|--------------------------|--------------|-----------------------|----------------------|
| Níveis de tensão e opções tarifárias | Nº períodos horários | Potência em horas de ponta (EUR/kW.mês) | Energia activa (EUR/kWh) | | | |
| | | | Horas de ponta | Horas cheias | Horas de vazio normal | Horas de super vazio |
| MAT | 4 | 1,709 | 0,013 | 0,009 | - | - |
| AT | 4 | 1,752 | 0,013 | 0,009 | - | - |
| MT | 4 | 1,846 | 0,014 | 0,010 | - | - |
| MT | 3 | 1,846 | 0,014 | 0,010 | - | - |
| BTE | 3 | 2,018 | 0,015 | 0,010 | - | - |
| BTN tri-horárias | 3 | - | 0,040 | 0,010 | - | - |
| BTN bi-horárias | 2 | - | 0,0187 | | - | - |
| BTN simples e social | 1 | - | 0,0131 | | | |
| BTN (iluminação pública) | 1 | - | 0,0065 | | | |

| PREÇOS DA PARCELA DE ENERGIA DA TARIFA DE ENERGIA E POTÊNCIA | | | | | | | | | |
|--|----------------------|--------------------------|--------------|-----------------------|----------------------|-------------------|--------------|-----------------------|----------------------|
| Níveis de tensão e opções tarifárias | Nº períodos horários | Energia activa (EUR/kWh) | | | | | | | |
| | | Períodos I e IV | | | | Períodos II e III | | | |
| | | Horas de ponta | Horas cheias | Horas de vazio normal | Horas de super vazio | Horas de ponta | Horas cheias | Horas de vazio normal | Horas de super vazio |
| MAT | 4 | 0,0587 | 0,0465 | 0,0266 | 0,0245 | 0,0595 | 0,0461 | 0,0275 | 0,0249 |
| AT | 4 | 0,0602 | 0,0474 | 0,0269 | 0,0248 | 0,0609 | 0,0469 | 0,0279 | 0,0252 |
| MT | 4 | 0,0635 | 0,0485 | 0,0275 | 0,0254 | 0,0642 | 0,0481 | 0,0285 | 0,0258 |
| MT | 3 | 0,0635 | 0,0485 | 0,0268 | | 0,0642 | 0,0481 | 0,0276 | |
| BTE | 3 | 0,0698 | 0,0516 | 0,0284 | | 0,0698 | 0,0516 | 0,0284 | |
| BTN tri-horárias | 3 | 0,0697 | 0,0516 | 0,0283 | | 0,0697 | 0,0516 | 0,0283 | |
| BTN bi-horárias | 2 | 0,0568 | | 0,0283 | | 0,0568 | | 0,0283 | |
| BTN simples e social | 1 | 0,0482 | | | | 0,0482 | | | |
| BTN (iluminação pública) | 1 | 0,0367 | | | | 0,0367 | | | |

B. TARIFA DE USO GLOBAL DO SISTEMA

Os preços da tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar pelos distribuidores vinculados são os seguintes:

| USO GLOBAL DO SISTEMA | | PREÇOS |
|--------------------------|-----------------------|--------|
| Energia activa (EUR/kWh) | | |
| | Horas de ponta | 0,0038 |
| | Horas cheias | 0,0038 |
| | Horas de vazio normal | 0,0038 |
| | Horas de super vazio | 0,0038 |

Os preços da tarifa de Uso Global do Sistema, após conversão para os vários níveis de tensão e opções tarifárias dos clientes do SEP, são os seguintes:

| PREÇOS DA TARIFA DE USO GLOBAL DO SISTEMA | | | | | |
|--|----------------------|--------------------------|--------------|-----------------------|----------------------|
| Níveis de tensão e opções tarifárias | Nº períodos horários | Energia activa (EUR/kWh) | | | |
| | | Horas de ponta | Horas cheias | Horas de vazio normal | Horas de super vazio |
| MAT | 4 | 0,0038 | 0,0038 | 0,0038 | 0,0038 |
| AT | 4 | 0,0039 | 0,0039 | 0,0038 | 0,0038 |
| MT | 4 | 0,0041 | 0,0040 | 0,0039 | 0,0039 |
| MT | 3 | 0,0041 | 0,0040 | 0,0039 | |
| BTE | 3 | 0,0045 | 0,0042 | 0,0041 | |
| BTN tri-horárias | 3 | 0,0045 | 0,0042 | 0,0041 | |
| BTN bi-horárias | 2 | 0,0043 | | 0,0041 | |
| BTN simples e social | 1 | 0,0042 | | | |
| BTN (iluminação pública) | 1 | 0,0042 | | | |

C. TARIFAS DE USO DA REDE DE TRANSPORTE

Os preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte a aplicar pelos distribuidores vinculados são os seguintes:

| USO DA REDE DE TRANSPORTE EM MAT | | PREÇOS |
|---|----------------|---------------|
| Potência (EUR/kW.mês) | | |
| | Horas de ponta | 1,087 |
| | Contratada | 0,121 |
| Energia reactiva (EUR/kvarh) | | |
| | Fornecida | 0,0110 |
| | Recebida | 0,0082 |

| USO DA REDE DE TRANSPORTE EM AT | | PREÇOS |
|--|----------------|---------------|
| Potência (EUR/kW.mês) | | |
| | Horas de ponta | 1,447 |
| | Contratada | 0,161 |
| Energia reactiva (EUR/kvarh) | | |
| | Fornecida | - |
| | Recebida | - |

Os preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT, após conversão para os vários níveis de tensão e opções tarifárias dos clientes do SEP, são os seguintes:

| PREÇOS DA TARIFA DE USO DA REDE DE TRANSPORTE EM AT | | | | | | |
|---|----------------------|---|--------------------------|--------------|-----------------------|----------------------|
| Níveis de tensão e opções tarifárias | Nº períodos horários | Potência em horas de ponta (EUR/kW.mês) | Energia activa (EUR/kWh) | | | |
| | | | Horas de ponta | Horas cheias | Horas de vazio normal | Horas de super vazio |
| AT | 4 | 1,644 | - | - | - | - |
| MT | 4 | 1,732 | - | - | - | - |
| MT | 3 | 1,732 | - | - | - | - |
| BTE | 3 | 1,893 | - | - | - | - |
| BTN tri-horárias | 3 | - | 0,0227 | - | - | - |
| BTN bi-horárias | 2 | - | 0,0065 | | - | - |
| BTN simples e social | 1 | - | 0,0045 | | | |
| BTN (iluminação pública) | 1 | - | 0,0030 | | | |

D. TARIFAS DE USO DE REDE DE DISTRIBUIÇÃO

Os preços das tarifas de Uso da Rede de Distribuição em AT e em MT a aplicar pelo distribuidor vinculado em MT e AT, são os seguintes:

| USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM AT | | PREÇOS |
|-------------------------------------|----------------|--------|
| Potência (EUR/kW.mês) | | |
| | Horas de ponta | 0,349 |
| | Contratada | 0,233 |
| Energia reactiva (EUR/kvarh) | | |
| | Fornecida | 0,0111 |
| | Recebida | 0,0083 |

| USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM MT | | PREÇOS |
|-------------------------------------|----------------|--------|
| Potência (EUR/kW.mês) | | |
| | Horas de ponta | 2,802 |
| | Contratada | 1,201 |
| Energia reactiva (EUR/kvarh) | | |
| | Fornecida | 0,0120 |
| | Recebida | 0,0090 |

Os preços das tarifas de Uso da Rede de Distribuição em AT e em MT, após conversão para os vários níveis de tensão e opções tarifárias dos clientes do SEP, são os seguintes:

| PREÇOS DA TARIFA DE USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM AT | | | | | | | | | |
|---|----------------------|-----------------------|------------|--------------------------|--------------|-----------------------|----------------------|------------------------------|----------|
| Níveis de tensão e opções tarifárias | Nº períodos horários | Potência (EUR/kW.mês) | | Energia activa (EUR/kWh) | | | | Energia reactiva (EUR/kvarh) | |
| | | horas de ponta | contratada | Horas de ponta | Horas cheias | Horas de vazio normal | Horas de super vazio | Fornecida | Recebida |
| AT | 4 | 0,349 | 0,233 | - | - | - | - | 0,0111 | 0,0083 |
| MT | 4 | 0,614 | - | - | - | - | - | - | - |
| MT | 3 | 0,614 | - | - | - | - | - | - | - |
| BTE | 3 | 0,671 | - | - | - | - | - | - | - |
| BTN tri-horárias | 3 | - | - | 0,0081 | - | - | - | - | - |
| BTN bi-horárias | 2 | - | - | 0,0023 | | - | - | - | - |
| BTN simples e social | 1 | - | - | 0,0016 | | | | - | - |
| BTN (iluminação pública) | 1 | - | - | 0,0010 | | | | - | - |

| PREÇOS DA TARIFA DE USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM MT | | | | | | | | | |
|---|----------------------|-----------------------|------------|--------------------------|--------------|-----------------------|----------------------|------------------------------|----------|
| Níveis de tensão e opções tarifárias | Nº períodos horários | Potência (EUR/kW.mês) | | Energia activa (EUR/kWh) | | | | Energia reactiva (EUR/kvarh) | |
| | | horas de ponta | contratada | Horas de ponta | Horas cheias | Horas de vazio normal | Horas de super vazio | Fornecida | Recebida |
| MT | 4 | 2,802 | 1,201 | - | - | - | - | 0,0120 | 0,0090 |
| MT | 3 | 2,802 | 1,201 | - | - | - | - | 0,0120 | 0,0090 |
| BTE | 3 | 4,375 | - | - | - | - | - | - | - |
| BTN tri-horárias | 3 | - | - | 0,0525 | - | - | - | - | - |
| BTN bi-horárias | 2 | - | - | 0,0150 | | - | - | - | - |
| BTN simples e social | 1 | - | - | 0,0105 | | | | - | - |
| BTN (iluminação pública) | 1 | - | - | 0,0068 | | | | - | - |

Os preços da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT a aplicar pelos distribuidores vinculados em BT, são os seguintes:

| USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM BT | | PREÇOS |
|-------------------------------------|----------------|--------|
| Potência (EUR/kW.mês) | | |
| | Horas de ponta | 5,764 |
| | Contratada | 0,640 |
| Energia reactiva (EUR/kvarh) | | |
| | Fornecida | 0,0140 |
| | Recebida | 0,0107 |

Os preços da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT, convertidos para os fornecimentos em BTN, apresentam-se no quadro seguinte:

| PREÇOS DA TARIFA DE USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM BT | | | | | | | | | |
|---|----------------------|-----------------------|------------|--------------------------|--------------|-----------------------|----------------------|------------------------------|----------|
| Níveis de tensão e opções tarifárias | Nº períodos horários | Potência (EUR/kW.mês) | | Energia activa (EUR/kWh) | | | | Energia reactiva (EUR/kvarh) | |
| | | horas de ponta | contratada | Horas de ponta | Horas cheias | Horas de vazio normal | Horas de super vazio | Fornecida | Recebida |
| BTE | 3 | 5,764 | 0,640 | - | - | - | - | 0,0140 | 0,0107 |
| BTN tri-horárias | 3 | - | 0,640 | 0,0179 | 0,0179 | - | - | - | - |
| BTN bi-horárias | 2 | - | 0,640 | 0,0198 | | - | - | - | - |
| BTN simples e social | 1 | - | 0,640 | 0,0138 | | | | - | - |
| BTN (iluminação pública) | 1 | - | 0,640 | 0,0118 | | | | - | - |

E. TARIFAS DE COMERCIALIZAÇÃO DE REDES

Os preços das tarifas de Comercialização de Redes a aplicar pelos distribuidores vinculados, são os seguintes:

| COMERCIALIZAÇÃO DE REDES EM MAT, AT E MT | PREÇOS |
|--|--------|
| Termo tarifário fixo (EUR/mês) | 47,14 |

| COMERCIALIZAÇÃO DE REDES EM BTE | PREÇOS |
|---------------------------------|--------|
| Termo tarifário fixo (EUR/mês) | 29,20 |

| COMERCIALIZAÇÃO DE REDES EM BTN | PREÇOS |
|---------------------------------|--------|
| Termo tarifário fixo (EUR/mês) | 1,72 |

F. TARIFAS DE COMERCIALIZAÇÃO NO SEP

Os preços das tarifas de Comercialização no SEP a aplicar pelos distribuidores vinculados, são os seguintes:

| COMERCIALIZAÇÃO NO SEP EM MAT, AT E MT | PREÇOS |
|--|--------|
| Termo tarifário fixo (EUR/mês) | 15,03 |

| COMERCIALIZAÇÃO NO SEP EM BTE | PREÇOS |
|--------------------------------|--------|
| Termo tarifário fixo (EUR/mês) | 5,21 |

| COMERCIALIZAÇÃO NO SEP EM BTN | PREÇOS |
|--------------------------------|--------|
| Termo tarifário fixo (EUR/mês) | 1,01 |

III. TARIFAS A APLICAR ÀS ENTREGAS A CLIENTES NÃO VINCULADOS

As tarifas e preços para a energia eléctrica e outros serviços a aplicar pelo distribuidor vinculado em MT e AT às entregas a clientes não vinculados, resultantes da adição das tarifas de Uso Global do Sistema, Uso da Rede de Transporte, Uso da Rede de Distribuição e Comercialização de Redes, apresentadas em I.2, são os seguintes:

| CLIENTES NÃO VINCULADOS EM MAT | | PREÇOS |
|---------------------------------------|-----------------------|--------|
| Termo tarifário fixo (EUR/mês) | | 47,14 |
| Potência (EUR/kW.mês) | | |
| | Horas de ponta | 1,087 |
| | Contratada | 0,121 |
| Energia activa (EUR/kWh) | | |
| | Horas de ponta | 0,0038 |
| | Horas cheias | 0,0038 |
| | Horas de vazio normal | 0,0038 |
| | Horas de super vazio | 0,0038 |
| Energia reactiva (EUR/kvarh) | | |
| | Fornecida | 0,0110 |
| | Recebida | 0,0082 |

| CLIENTES NÃO VINCULADOS EM AT | | PREÇOS |
|---------------------------------------|-----------------------|--------|
| Termo tarifário fixo (EUR/mês) | | 47,14 |
| Potência (EUR/kW.mês) | | |
| | Horas de ponta | 1,993 |
| | Contratada | 0,233 |
| Energia activa (EUR/kWh) | | |
| | Horas de ponta | 0,0039 |
| | Horas cheias | 0,0039 |
| | Horas de vazio normal | 0,0038 |
| | Horas de super vazio | 0,0038 |
| Energia reactiva (EUR/kvarh) | | |
| | Fornecida | 0,0111 |
| | Recebida | 0,0083 |

| CLIENTES NÃO VINCULADOS EM MT | | PREÇOS |
|--------------------------------|-----------------------|--------|
| Termo tarifário fixo (EUR/mês) | | 47,14 |
| Potência (EUR/kW.mês) | | |
| | Horas de ponta | 5,148 |
| | Contratada | 1,201 |
| Energia activa (EUR/kWh) | | |
| | Horas de ponta | 0,0041 |
| | Horas cheias | 0,0040 |
| | Horas de vazio normal | 0,0039 |
| | Horas de super vazio | 0,0039 |
| Energia reactiva (EUR/kvarh) | | |
| | Fornecida | 0,0120 |
| | Recebida | 0,0090 |

IV. TARIFAS POR ACTIVIDADE DA ENTIDADE CONCESSIONÁRIA DA RNT

As tarifas e preços a aplicar pela entidade concessionária da RNT ao distribuidor vinculado em MT e AT são os seguintes:

A. TARIFA DE USO GLOBAL DO SISTEMA

Os preços da tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar pela entidade concessionária da RNT são os seguintes:

| USO GLOBAL DO SISTEMA | | PREÇOS |
|--------------------------|-----------------------|--------|
| Energia activa (EUR/kWh) | | |
| | Horas de ponta | 0,0038 |
| | Horas cheias | 0,0038 |
| | Horas de vazio normal | 0,0038 |
| | Horas de super vazio | 0,0038 |

B. TARIFAS DE USO DA REDE DE TRANSPORTE

Os preços das tarifas de Uso da Rede de Transporte a aplicar pela entidade concessionária da RNT são os seguintes:

| USO DA REDE DE TRANSPORTE EM MAT | | PREÇOS |
|-------------------------------------|----------------|--------|
| Potência (EUR/kW.mês) | | |
| | Horas de ponta | 1,087 |
| | Contratada | 0,121 |
| Energia reactiva (EUR/kvarh) | | |
| | Fornecida | 0,0110 |
| | Recebida | 0,0082 |

| USO DA REDE DE TRANSPORTE EM AT | | PREÇOS |
|-------------------------------------|----------------|--------|
| Potência (EUR/kW.mês) | | |
| | Horas de ponta | 1,719 |
| | Contratada | 0,191 |
| Energia reactiva (EUR/kvarh) | | |
| | Fornecida | 0,0110 |
| | Recebida | 0,0082 |

ANEXO II – TARIFAS PARA ENERGIAS ESPECIAIS

I. ESPANHA

Em Espanha, as instalações produtoras em regime especial (cogeração, renováveis e resíduos) de potência inferior a 50 MW não são obrigadas a formular ofertas no mercado grossista, podendo vender os seus excedentes ou a produção de energia aos distribuidores ao preço final horário médio do mercado de produção de energia eléctrica, complementado por um prémio ou incentivo. O valor destes prémios encontra-se descrito nas tabelas seguintes, por tipo de instalação.

Para as instalações de potência superiores a 50 MW existe obrigatoriedade de realizar ofertas económicas ao operador de mercado para cada período de programação. A retribuição, R, destes produtores é definida da seguinte forma:

$$R = P_m + P_r \pm ER$$

sendo:

P_m – preço final horário médio de mercado, calculados conforme se especifica no RD 2818/1998;

P_r – prémio dependente do tipo de instalação de produção e definido nas tabelas seguintes;

ER – complemento de energia reactiva, a ser aplicado à soma de P_m e P_r ; Este complemento é positivo no caso de o factor de potência da energia cedida à rede ser superior a 0,9 e será negativo em caso contrário.

1. Las primas y los precios establecidos en el Real Decreto 2818/1998, de 23 de diciembre, sobre producción de energía eléctrica por instalaciones abastecidas por recursos o fuentes de energía renovables, residuos y cogeneración son los siguientes:

Primas

| 2002 | | | |
|-------------|-------------------------|---------------|---------------|
| Grupo | Tipo instalación | Potencia (MW) | Prima (€/kWh) |
| A | a.1 y a.2 Cogeneración | P <- 10 | 0,022177 |
| b | b.1 Solar fotovoltaica | <=5 kW | 0,3606 |
| | | > 5 kW | 0,1803 |
| | b.2 Eólica | | 0,028969 |
| | b.3 Geotérmica, etc. | | 0,030051 |
| | b.4 Hidráulica < 10 MW | | 0,030051 |
| | b.5 Hidráulica >= 10 MW | | Lineal |
| | b.6 Biomasa primaria | | 0,027887 |
| | b.7 Biomasa secundaria | | 0,025783 |
| c | - Residuos | P <= 10 | 0,021516 |
| | | P > 10 | Lineal |
| artículo 31 | Renovables | > 50 MW | 0,005830 |
| d | Tratamiento de residuos | | |
| | d.1 Purines | | 0,027106 |
| | d.2 Lodos | <= 25 MW | 0,027106 |
| | d.3 Otros | | 0,017369 |

Precios regulados en el artículo 28.3

| Grupo | Tipo instal. | 2002 Precio €/kWh |
|-------|------------------------|-------------------|
| b | b.2 Eólico | 0,062806 |
| | b.3 Geotérmico | 0,063827 |
| | b.4 Hidráulica | 0,063827 |
| | b.6 Biomasa primaria | 0,061724 |
| | b.7 Biomasa secundaria | 0,059620 |

- Las instalaciones acogidas al régimen económico del Real Decreto 2818/1998, de 23 de diciembre, podrán cambiar la modalidad de facturación establecida en los artículos 24 y 28.3 del citado Real Decreto, con una frecuencia máxima de una vez en cada año natural.

3. Precios de los términos de potencia y energía entregada por instalaciones de producción en régimen especial acogidas al Real Decreto 2366/1994 (vigente transitóriamente (2010)).

| 2002 | | | |
|---|--------------------------|-----------------|------------|
| Tipo de instalación | Potencia instalada (MVA) | Tp (€/kW) y mes | Te (€/kWh) |
| Grupo a. Renovables | P <-100 (*) | 1,766976 | 0,058779 |
| Grupo b. Biomasa y residuos | P <-100 (*) | 3,636123 | 0,053469 |
| Grupos c, d y e. Cogeneración y mixtas | P <-15 | 9,556092 | 0,043270 |
| | 15 <P <-30 | 9,261597 | 0,041701 |
| | 30 <P <-100 (*) | 8,979121 | 0,040494 |
| Grupo f. Hidráulica | P <-100 (*) | 1,766976 | 0,058780 |

(*) Aplicable en tanto no se ha desarrollado el artículo 17 del Real Decreto-ley 6/2000 para las instalaciones de potencia instalada a 50 MW. Cuando se produzca este desarrollo, la potencia estará limitada a 50 MW.

II. PORTUGAL

Em Portugal, a remuneração da aquisição da energia produzida nas instalações de produção em regime especial é definida explorando uma parcela de potência, uma parcela de energia e uma parcela ambiental que sofre majorações distintas consoante o tipo de tecnologia de conversão energética utilizado. A expressão que define o valor da remuneração mensal a um PRE é dada da seguinte forma:

$$VRD_m = KMHO_m \times [PF(VRD)_m + PV(VRD)_m + PA(VRD)_m \times Z] \times \frac{IPC_{m-1}}{IPC_{ref}} \times \frac{1}{(1 - LEV)}$$

em que:

- VRD_m é a remuneração aplicável a centrais renováveis no mês m ;
- $KMHO_m$ é um coeficiente facultativo que modula os valores de $PF(VRD)_m$ e de $PV(VRD)_m$ em função do posto horário em que a energia tenha sido fornecida;
- $PF(VRD)_m$ é a parcela fixa da remuneração aplicável a centrais renováveis, no mês m ;

- $PA(VRD)_m$ é a parcela ambiental da remuneração aplicável a centrais renováveis, no mês m ;
- $PV(VRD)_m$ é a parcela variável da remuneração aplicável a centrais renováveis, no mês m ;
- Z é um coeficiente adimensional que traduz as características específicas do recurso endógeno e da tecnologia utilizada na instalação licenciada;
- IPC_{m-1} é o índice de preços no consumidor, sem habitação, no continente, referente ao mês $m-1$;
- IPC_{ref} é o índice de preços no consumidor, sem habitação, no continente, referente ao mês de Dezembro de 1998;
- LEV representa as perdas, nas redes de transporte e distribuição, evitadas pela central renovável.

No acto de licenciamento os promotores das centrais de energias renováveis deverão decidir se optam ou não pela modulação tarifária traduzida pelo coeficiente $KMHO$. Se optarem pela modulação tarifária, o valor de $KMHO$ tomará o seguinte valor:

$$KMHO = \frac{KMHO_{pc} \times ECR_{pc,m} + KMHO_v \times ECR_{v,m}}{ECR_m}$$

em que:

- $KMHO_{pc}$ é um factor que representa a modulação correspondente a horas cheias e de pontas, o qual toma o valor de 1,15 para as centrais hídricas e o valor de 1,25 para as restantes instalações;
- $ECR_{pc,m}$ é a energia produzida pela central renovável nas horas de cheias e de ponta do mês m , expressa em kWh;
- $KMHO_v$ é um factor que representa a modulação correspondente a horas de vazio, o qual toma o valor de 0,8 para as centrais hídricas e o valor de 0,65 para as restantes instalações;
- $ECR_{v,m}$ é a energia produzida pela central renovável nas horas de vazio do mês m , expressa em kWh;
- ECR_m é a energia produzida pela central renovável no mês m , expressa em kWh.

Se no acto de licenciamento, as centrais renováveis não optarem pela modulação tarifária o valor de $KMHO$ toma o valor 1.

O valor de $PF(VRD)_m$ é calculada através da seguinte expressão:

$$PF(VRD)_m = PF(U)_{ref} \times COEF_{pot,m} \times POT_{med,m}$$

$PF(U)_{ref}$ é o valor unitário de referência para $PF(VRD)_m$ o qual deve corresponder à mensualização do custo unitário de investimento nos novos meios de produção cuja construção é evitada por uma central renovável que assegure o mesmo nível de garantia de potência que seria proporcionado por esses novos meios de produção. Toma o valor de 5,44 €/kW por mês e será utilizado em cada central, durante todo o período em que a remuneração definida por VRD seja aplicável.

O $COEF_{pot,m}$ é um coeficiente adimensional que traduz a contribuição da central renovável, no mês m , para a garantia da potência fornecida à rede pública.

O parâmetro POT_{dec} é a potência da central, declarada pelo promotor no acto de licenciamento, expressa em kW.

O valor de $PV(VRD)_m$, da expressão fundamental, é calculado do seguinte modo:

$$PV(VRD)_m = PV(U)_{ref} \times ECR_m$$

$PV(U)_{ref}$ é o valor unitário de referência para $PV(VRD)_m$ o qual deve corresponder aos custos de operação e manutenção que seriam necessários à exploração dos novos meios de produção cuja construção é evitada pela central renovável. O seu valor é de 0,02 €/kWh e será utilizado em cada central, durante todo o período em que a remuneração definida por VRD seja aplicável.

O valor de $PA(VRD)_m$, da expressão (1), é calculado da seguinte forma:

$$PA(VRD)_m = ECE(U)_{ref} \times CCR_{ref} \times ECR_m$$

em que:

- $ECE(U)_{ref}$ é o valor unitário de referência para as emissões de dióxido de carbono evitadas pelas centrais renováveis, o qual deve corresponder a uma valorização unitária do dióxido de carbono que seria emitido pelos novos meios de produção cuja construção é evitada pela central renovável. Toma o valor de $7,48 \cdot 10^{-5}$ €/g e será utilizado em cada central, durante todo o período em que a remuneração definida por VRD seja aplicável.
- CCR_{ref} é o montante unitário das emissões de dióxido de carbono da central de referência, que toma o valor de 370 g/kWh e será utilizado, em cada central, durante todo o período em que a remuneração definida por VRD seja aplicável.

O coeficiente Z é aplicável para todos os tipos de centrais abrangidas assumindo, para os respectivos regimes de funcionamento anual, os seguintes valores:

- centrais eólicas:
 1. para a energia produzida nas primeiras 2000 horas de funcionamento – 1,70;
 2. para o excedente de energia produzida entre as 2000 e 2200 horas de funcionamento – 1,30;
 3. para o excedente de energia produzida entre as 2200 e as 2400 horas de funcionamento – 0,95;
 4. para o excedente de energia produzida entre as 2400 e as 2600 horas de funcionamento – 0,65;
 5. acima das 2600 horas de funcionamento – 0,40.
- centrais hídricas: 1,20;
- centrais utilizadoras da energia das ondas, até ao limite de potência instalada, a nível nacional, de 20 MW: 6,35;
- centrais de energia fotovoltaica, até ao limite de uma potência instalada, a nível nacional de 50 MW:
 1. instalações de potência superior a 5 kW – 6,55;
 2. instalações de potência inferior ou igual a 5 kW – 12.
- para as instalações relativas aos recursos endógenos e tecnologias não referidas anteriormente, o coeficiente Z toma o valor 1.

O parâmetro LEV toma o valor de 0,015 no caso de centrais com potência maior ou igual a 5 MW, e de 0,035 no caso de centrais com potência inferior a 5 MW.

O montante de remuneração definido por VRD é aplicável durante os primeiros 144 meses de exploração da central renovável.

ANEXO III – TARIFAS PARA A CO-GERAÇÃO EM PORTUGAL

Para efeitos de remuneração da energia entregue à rede, as instalações de co-geração são diferenciadas em 4 tipos:

- instalações de co-geração com uma potência de ligação inferior ou igual a 10 MW, utilizando como combustível gás natural, GPL ou combustíveis líquidos, com excepção do fuelóleo;
- instalações de co-geração com uma potência de ligação superior a 10 MW, utilizando como combustível gás natural, GPL ou combustíveis líquidos, com excepção do fuelóleo;
- instalações de co-geração utilizadoras de energia primária que, em cada ano, seja constituída em mais de 50% por recursos renováveis ou resíduos industriais, agrícolas ou urbanos, independentemente da potência de ligação;
- instalações de co-geração utilizadoras de combustível fuelóleo, independentemente da potência de ligação.

Apesar desta divisão o cálculo da remuneração é semelhante, para os vários tipos de instalações de co-geração.

I. INSTALAÇÕES DE CO-GERAÇÃO COM POTÊNCIA SUPERIOR A 10 MW

Assim, a remuneração para os primeiros 120 meses de exploração das instalações de co-geração com uma potência de ligação superior a 10 MW, utilizando como combustível gás natural, GPL ou combustíveis líquidos, com excepção do fuelóleo é dada por:

$$VRD_m = [PF(VRD)_m + PV(VRD)_m + PA(VRD)_m]$$

Assim, o valor de $PF(VRD)_m$ é obtida pela seguinte expressão:

$$PF(VRD)_m = PF(U)_{ref} \times \frac{IPC_{dez}}{IPC_{ref}} \times CPOT_m \times POT_{p,m}$$

em que $PF(U)_{ref}$ é o valor unitário de referência para $PF(VRD)_m$ o qual:

- Deve corresponder à mensualização do custo unitário de investimento nos novos meios de produção cuja construção é evitada por uma instalação de co-geração que assegure o mesmo nível de garantia de potência que seria proporcionada por esses novos meios.
- É fixado anualmente por despacho do Ministério da Economia.

- É aplicável, ao longo do prazo de vigência de VRD, cujo processo de licenciamento seja considerado pela DGE completo, na parte que é da responsável o co-gerador, no ano seguinte imediatamente seguinte ao daquela publicação.
- É expresso em euros por kW por mês.

O índice IPC_{ref} é o índice de preços no consumidor, sem habitação, no continente, referente ao mês de Dezembro do ano anterior ao da publicação do despacho que estabeleceu o valor de $PF(U)_{ref}$ aplicável à instalação de co-geração. Já IPC_{dez} é o índice de preços no consumidor, sem habitação, no continente, no mês de Dezembro do ano imediatamente anterior ao do mês m .

O parâmetro $POT_{p,m}$ é a potência média disponibilizada pela instalação de co-geração durante as horas de ponta do mês m , expressa em kW.

O factor $CPOT_m$ trata-se de um coeficiente adimensional que traduz a contribuição da instalação de co-geração, no mês m , para a garantia da potência proporcionada pela rede do SEP.

O valor de $PV(VRD)_m$, da expressão fundamental é obtido do seguinte modo:

$$PV(VRD)_m = PVC(VRD)_m + PVR(VRD)_m + PVO(VRD)_m$$

em que:

- $PVC(VRD)_m$ é a parte de $PV(VRD)_m$ correspondente a despesas de combustível;
- $PVR(VRD)_m$ é a parte de $PV(VRD)_m$ correspondente aos custos evitados nas redes a montante;
- $PVO(VRD)_m$ é a parte de $PV(VRD)_m$ correspondente a outras despesas.

O valor de $PVC(VRD)_m$ é calculado pela seguinte fórmula:

$$PVC(VRD)_m = PVC(U)_{ref} \times IPVC_m \times EEC_m \times KMHO$$

em que $PVC(U)_{ref}$ é o valor unitário de referência para $PVC(VRD)_m$ o qual:

- Deve corresponder aos custos com combustível que seriam necessários à operação dos novos meios de produção cuja construção é evitada pela instalação de co-geração.
- É fixado anualmente por despacho do Ministério da Economia.
- É aplicável, ao longo do prazo de vigência de VRD, cujo processo de licenciamento seja considerado pela DGE completo, na parte em que é responsável o co-gerador, no ano daquela publicação.
- É expresso em euros por kWh por mês.

Sendo EEC_m é a energia fornecida à rede do SEP pela instalação de co-geração, no mês m , expressa em kWh.

$IPVC_m$ é o indexante de $PVC(U)_{ref}$ relativo ao mês m , sendo calculado da seguinte forma:

$$IPVC_m = 0,55 \times \frac{ALB_m}{ALB_{ref}} \times \frac{TCUSD_m}{TCUSD_{ref}} + 0,45 \times \frac{IPC_{dez}}{IPC_{ref}}$$

em que:

- ALB_m é a média dos valores do *Arabian light breakeven*, publicados nos dois trimestres anteriores ao trimestre que inclui o mês m , no *Platt's Oilgram Price Report*, expressos em dólares americanos por barril;
- ALB_{ref} é a média dos valores do *Arabian light breakeven*, publicados no último semestre do ano anterior da publicação do despacho que estabeleceu o valor de $PVC(U)_{ref}$ aplicável à instalação de co-geração, no *Platt's Oilgram Price Report*, expressos em dólares americanos por barril;
- $TCUSD_m$ é a média das taxas de câmbio entre o euro e o dólar dos E.U.A. publicados pelo Banco de Portugal durante o mês m ;
- $TSCUD_{ref}$ é a média das taxas de câmbio entre o euro e o dólar dos E.U.A. publicadas pelo Banco de Portugal durante o mês de Dezembro do ano anterior ao da publicação do despacho que estabeleceu o valor de $PVC(U)_{ref}$ aplicável à instalação de co-geração.

$KMHO$ é um coeficiente facultativo que modula o valor de $PVC(VRD)_m$, consoante o posto horário definido num ciclo semanal, nos mesmos termos que se encontrem estabelecidos no tarifário geral aplicável ao nível de tensão da ligação da instalação de co-geração à rede do SEP, em que a energia tenha sido fornecida. A legislação define a forma de cálculo deste coeficiente.

Se os operadores das instalações de co-geração não optarem pela modulação tarifária, o valor de $KHMO$ será 1 para todos os meses.

O valor de $PA(VRD)_m$, relativo à expressão fundamental é calculado da seguinte forma:

$$PA(VRD)_m = PA(U)_{ref} \times CCR_{ref} \times CEA_m \times EEC_m \times KMHO \times \frac{IPC_{dez}}{IPC_{ref}}$$

$PA(U)_{ref}$ é um valor unitário de referência o qual deve corresponder a uma valorização unitária do dióxido de carbono que seria emitido pelos novos meios de produção cuja construção é evitada pela instalação de co-geração. É expresso em €/g. Já CCR_{ref} é o montante unitário das emissões de dióxido de carbono, evitadas pela instalação de co-geração de referência, o qual toma o valor

de 133 g/kWh, e será utilizado em cada central durante o período em que a remuneração definida por VRD seja aplicável.

O parâmetro CEA_m é um coeficiente adimensional que traduz a eficiência ambiental da instalação de co-geração e cuja fórmula de cálculo se encontra definida na legislação.

Após os primeiros 120 meses de exploração a energia a fornecer à rede do SEP continuará a ser paga pela expressão de VRD_m , mas com o valor de $PA(VRD)_m$ calculado de acordo com a seguinte expressão:

$$PA(VRD)_m = PA(U)_{ref} \times CCR_{ref} \times CEA_{m,red} \times EEC_m \times KMHO \times \frac{IPC_{dez}}{IPC_{ref}}$$

passando o valor de CEA a ser calculado por uma nova fórmula definida na legislação.

II. RESTANTES INSTALAÇÕES DE CO-GERAÇÃO

A facturação das restantes instalações de co-geração é dada pela seguinte expressão base:

$$VRD_m = [PF(VRD)_m + PV(VRD)_m + PA(VRD)_m] \times \frac{1}{(1 - LEV)}$$

em que:

- VRD_m é a remuneração aplicável a instalações de co-geração, no mês m ;
- $PF(VRD)_m$ é a parcela fixa da remuneração aplicável a instalações de co-geração, no mês m ;
- $PV(VRD)_m$ é a parcela variável da remuneração aplicável a instalações de co-geração, no mês m ;
- $PA(VRD)_m$ é a parcela ambiental de remuneração aplicável a instalações de co-geração, no mês m ;
- LEV representa as perdas, nas redes de transporte e distribuição, evitadas pela central renovável.

Os valores de $PF(VRD)_m$, $PV(VRD)_m$ e $PA(VRD)_m$ são obtidos pelas mesmas expressões anteriormente utilizadas para as instalações de co-geração com uma potência de ligação superior a 10 MW utilizando como combustível gás natural, GPL ou combustíveis líquidos, com excepção do fuelóleo. No entanto, o cálculo de cada parcela dessas fórmulas apresenta diferenças para os

vários tipos de instalações agora tratadas, pelo que, para uma análise mais profunda, se recomenda a consulta à legislação.

O parâmetro LEV toma os seguintes valores:

- centrais com potência de ligação igual ou superior a 5 MW – 0,020;
- centrais com potência de ligação menor que 5 MW – 0,040.

De referir que o montante de remuneração definido é aplicável à energia fornecida à rede do SEP pelas instalações de co-geração cuja potência de ligação seja igual ou inferior a 10 MW, utilizando como combustível gás natural, GPL ou combustíveis líquidos excepto fuelóleo, e pelas as instalações que utilizem combustível fuelóleo, independentemente da potência da ligação, nos primeiros 120 meses contados a partir:

- da data de início de exploração da instalação, se esta ocorrer antes do dia 15 do mês após a DGE ter considerado o respectivo processo de licenciamento completo, na parte de que é responsável o co-gerador;
- do 15º mês após a DGE ter considerado o respectivo licenciamento completo na parte de que é responsável o co-gerador, se o início de exploração ocorrer após esta data.

Após o período aplicável ao cálculo da remuneração da energia produzida nestas instalações, o pagamento continuará a ser efectuado através da expressão fundamental, mas com o valor de $PA(VRD)_m$ obtido pela seguinte expressão:

$$PA(VRD)_m = PA(U)_{ref} \times CCR_{ref} \times CEA_{red} \times EEC_m \times KMHO \times \frac{IPC_{dez}}{IPC_{ref}}$$

passando o valor de CEA_{red} a ser calculado pela seguinte expressão:

$$CEA_{red} = (20 \times h_{nom} - 11) \times \frac{(2,5 - 0,004 \times EMI55)}{8}$$

Já para as instalações que utilizem combustível fuelóleo, independentemente da potência da ligação, o valor de VRD é dado pela seguinte expressão:

$$PA(VRD)_m = PA(U)_{ref} \times CCR_{ref} \times CEA_{m,red} \times EEC_m \times KMHO \times \frac{IPC_{dez}}{IPC_{ref}}$$

em que:

- para as instalações já licenciadas ao abrigo da legislação anterior:

$$CEA_{red} = (20 \times h_{hom} - 10) \times \frac{(3,3 - 0,004 \times EMI50_m)}{8}$$

- para as instalações já licenciadas após a entrada em vigor do Decreto-Lei n.º 313/2001:

$$CEA_{red} = (20 \times h_{hom} - 10) \times \frac{(3,0 - 0,004 \times EMI50_m)}{8}$$

ANEXO IV – PRINCIPAL LEGISLAÇÃO RELATIVA AO SECTOR ELÉCTRICO

I. ESPANHA

- Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico.
- Real Decreto 2017/1997, de 26 de diciembre por el que se organiza y regula el procedimiento de liquidación de los costes de transporte, distribución y comercialización a tarifa, de los costes permanentes del sistema y de los costes de diversificación y seguridad de abastecimiento.
- Orden del 14 de Julio de 1998, por la que se establece el régimen jurídico aplicable a los agentes externos para la realización de intercambios intracomunitarios e internacionales de energía eléctrica.
- Real Decreto-Ley 6/1999, de 16 de Abril, de medidas urgentes de liberalización e incremento de la competencia (Capítulo IV y capítulo VIII, Artículo 10.1).
- Real Decreto-Ley 6/2000, de 23 de junio, de Medidas Urgentes de Intensificación de la Competencia en Mercados de Bienes y Servicios (Títulos I y II).
- Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos
- Artículos 19 y 76 de la Ley 24/2001, de 27 de diciembre, de Medidas Fiscales, Administrativas y del Orden Social (modificaciones de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos).
- Real Decreto 1339/1999, de 31 de julio, por el que se aprueba el Reglamento de la CNE.
- Real Decreto 3487/2000, de 29 de diciembre, por el que se modifica el Real Decreto 1339/1999, de 31 de julio, por el que se aprueba el Reglamento de la CNE.
- Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica.
- Orden Ministerial de 29 de diciembre de 1997, por la que se desarrollan algunos aspectos del Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica.
- Orden Ministerial de 17 de diciembre de 1998, por la que se modifica la de 29 de diciembre de 1997, que desarrolla algunos aspectos del Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica.

- Real Decreto 2818/1998 de 23 de Diciembre, sobre producción de energía eléctrica por instalaciones abastecidas por recursos o fuentes de energía renovables, residuos y cogeneración.
- Real Decreto 2018/1997, de 26 de diciembre, por el que se aprueba el Reglamento de Puntos de Medida de los Consumos y Tránsitos de Energía Eléctrica.
- Orden Ministerial de 12 de Abril de 1999, por la que se dictan la instrucciones técnicas complementarias al Reglamento de Puntos de Medida de Consumos y Tránsitos de Energía Eléctrica.
- Real Decreto 2819/1998, de 23 de diciembre por el que se regulan las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica.
- Orden de 14 de Junio de 1999, por la que se establece la retribución de la actividad de distribución de energía eléctrica.
- Real Decreto 1955/2000, de 1 de Diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.
- Real Decreto 1164/2001, de 26 de Octubre, por el que se establecen tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica.
- Real Decreto 1483/2001, de 27 de Diciembre, por el que se establece la tarifa eléctrica para 2002

II. PORTUGAL

- Decreto-Lei n.º 182/95, de 27 de Julho, com a redacção que lhe foi dada pelo Decreto-Lei n.º 56/97, de 14 de Março, Decreto-Lei n.º 24/99, de 28 de Janeiro, e Decreto-Lei n.º 198/2000 de 24 de Agosto - Estabelece as bases da organização do Sistema Eléctrico Nacional (SEN) e os princípios que enquadram o exercício das actividades de produção, transporte e distribuição de energia eléctrica. Acolhe os princípios da Directiva 96/92/CE, de 19 de Dezembro, que estabelece as regras comuns para o Mercado Interno da Electricidade.
- Decreto-Lei n.º 183/95, de 27 de Julho - Estabelece o regime jurídico do exercício da actividade de produção de energia eléctrica.
- Decreto-Lei n.º 184/95, de 27 de Julho - Estabelece o regime jurídico do exercício da actividade de distribuição de energia eléctrica.

- Decreto-Lei n.º 185/95, de 27 de Julho - Estabelece o regime jurídico do exercício da actividade de transporte de energia eléctrica no Sistema Eléctrico Nacional e aprova as bases da concessão de exploração da RNT.
- Decreto-Lei n.º 187/95, de 27 de Julho - Cria a Entidade Reguladora do Sector Eléctrico Nacional.
- Decreto-Lei n.º 44/97, de 20 de Fevereiro - Aprova os Estatutos da Entidade Reguladora do Sector Eléctrico e procede à alteração dos artigos 4.º, 6.º, 7.º, 11.º, 12.º, 26.º, 31.º e 35.º do Decreto-Lei n.º 187/95.
- Decreto-Lei n.º 189/88, de 27 de Maio, na redacção que lhe foi dada pelo Decreto-Lei n.º 313/95, de 24 de Novembro - Estabelece o regime jurídico do exercício da actividade de produção de energia eléctrica em aproveitamentos hidroeléctricos até 10 MVA de potência aparente instalada, bem como a partir de outras energias renováveis, sem limitações de potência aparente instalada.
- Decreto-Lei n.º 168/99, de 18 de Maio - Revê o Decreto-Lei n.º 189/88, de 27 de Maio, com a redacção que lhe foi dada pelo Decreto-Lei n.º 313/95, relativamente à actividade de produção de energia eléctrica mediante a utilização de recursos renováveis ou resíduos industriais, agrícolas ou urbanos.
- Decreto-Lei n.º 538/99, de 13 de Dezembro - Estabelece o novo regime jurídico do exercício da actividade de energia eléctrica em instalações de co-geração.
- Decreto-Lei n.º 312/2001, de 10 de Dezembro - Define o regime de gestão da capacidade de recepção de energia eléctrica nas redes do Sistema Eléctrico de Serviço Público proveniente de centros electroprodutores do Sistema Eléctrico Independente.
- Decreto-Lei n.º 313/2001, de 10 de Dezembro - Dá nova redacção a artigos do Decreto-Lei n.º 538/99, de 13 de Dezembro, revendo normas relativas às condições de exploração e tarifários da actividade da produção combinada de calor e electricidade.
- Decreto-Lei n.º 424/83, de 6 de Dezembro - Consagra o princípio do pagamento de uma renda anual aos municípios cuja circunscrição seja atingida por zonas de influência de centros electroprodutores de energia eléctrica.
- Decreto-Lei n.º 344-B/82, de 1 de Setembro - Atribui aos municípios o direito à distribuição de energia eléctrica em baixa tensão, o qual pode ser exercido de forma directa ou através de da federação de municípios ou, ainda, através da adjudicação da concessão a entidades aí definidas.
- Decreto-Lei n.º 26852, de 30 de Julho de 1936 - Aprova o Regulamento de Licenças para as Instalações Eléctricas.

- Decreto-Lei n.º 446/76, de 5 de Junho - Procede a alterações ao Regulamento de Licenças para as Instalações Eléctricas.
- Decreto-Lei n.º 338/91, de 10 de Setembro – Define a metodologia e os mecanismos a adoptar no cálculo da correcção de hidraulicidade.
- Decreto-Lei n.º 386/99 de 28 de Setembro - Transpõe para a ordem jurídica nacional a Directiva n.º 98/75/CE de 1 de Outubro e simultaneamente procede à sistematização das disposições da Directiva 90/547/CEE de 29 de Outubro, que já havia sido transposta pela Portaria n.º 74-A/93 de 19 de Janeiro.

ANEXO V – SIGLAS

| SIGLA | DESIGNAÇÃO |
|--------------|--|
| ACS | Agente Comercial do SEP |
| AEE | Aquisição de Energia Eléctrica |
| AT | Alta Tensão (tensão entre fases cujo valor eficaz é superior a 45 kV e igual ou inferior a 110 kV) |
| BT | Baixa Tensão (tensão entre fases cujo valor eficaz é igual ou inferior a 1 kV) |
| BTE | Baixa Tensão Especial (baixa tensão com potência contratada superior a 41,4 kW) |
| BTN | Baixa Tensão Normal (baixa tensão com potência contratada inferior ou igual a 41,4 kW) |
| CAE | Contrato de Aquisição de Energia |
| CENEL | CENEL - Electricidade do Centro, S.A. |
| CNE | Comisión Nacional de Energía |
| CNV | Cliente Não Vinculado |
| CPPE | CPPE - Companhia Portuguesa de Produção de Electricidade, S.A. |
| CTC | Costes de Transición a la Competencia |
| DGE | Direcção-Geral de Energia |
| EDP | EDP - Electricidade de Portugal, S.A. |
| EN | EN - Electricidade do Norte, S.A. |
| END | Energia Não Distribuída |
| ENF | Energia Não Fornecida |
| ENS | Energía No Suministrada |
| ERSE | Entidade Reguladora do Sector Eléctrico |
| ETSO | <i>European Transmission Systems Operators</i> |
| EUROSTAT | Gabinete de Estatística da União Europeia |
| HC | Hidroeléctrica del Cantabrico, S.A. |
| HDN | Energia do Norte, S.A. |
| HIDROCENEL | HIDROCENEL - Energia do Centro, S.A. |

| | |
|-----------|---|
| Hidrotejo | Hidrotejo - Hidroeléctrica do Tejo, S.A. |
| ID | Índice de Disponibilidad |
| IRC | Imposto sobre o Rendimento de Pessoas Colectivas |
| IVA | Imposto sobre o Valor Acrescentado |
| MAT | Muito Alta Tensão (tensão entre fases cujo valor eficaz é superior a 110 kV) |
| MT | Média Tensão (tensão entre fases cujo valor eficaz é superior a 1 kV e igual ou inferior a 45 kV) |
| NIEPI | Número de Interrupciones Equivalente de la Potência Instalada em MT |
| OCDE | <i>Organisation de Coopération et de Développement Économiques</i> |
| OMEL | Compañía Operadora del Mercado Español de Electricidad |
| PCB | Policlorobifenilos |
| PCI | Poder Calorífico Inferior |
| PIB | Produto Interno Bruto |
| PMH | Preço de Mercado Horário |
| PMHS | Preço de Mercado Horário da Energia Secundária |
| POCTI | Programa Operacional Ciência, Tecnologia, Inovação |
| POSI | Programa Operacional Sociedade da Informação |
| PPC | Paridade do Poder de Compra |
| PRE | Produção em Regime Especial |
| PTA | Peseta Espanhola |
| PTE | Escudo Português |
| QCA | Quadro Comunitário de Apoio |
| RCCTE | Regulamento de Características de Comportamento Térmico dos Edifícios |
| REE | Rede Eléctrica de España |
| REN | Rede Eléctrica Nacional, S.A. |
| RGCE | Regulamento de Gestão dos Consumos de Energia |
| RNT | Rede Nacional de Transporte de Energia Eléctrica |
| RQS | Regulamento da Qualidade de Serviço |
| RRC | Regulamento de Relações Comerciais |

| | |
|--------------|---|
| SEI | Sistema Eléctrico Independente |
| SEN | Sistema Eléctrico Nacional |
| SENV | Sistema Eléctrico não Vinculado |
| SEP | Sistema Eléctrico de Serviço Público |
| SIGO | Sistema de Informação do Gestor de Ofertas |
| SIURE | Sistema de Incentivos à Utilização Racional de Energia |
| TA | Tarifas de Acesso |
| Tejo Energia | Tejo Energia – Produção e Distribuição de Energia, S.A. |
| TEP | Tarifa de Energia e Potência |
| TGCS | Turbinas a Gás de Ciclo Simples |
| THP | Tarifa Horária de Potência |
| TIE | Tempo de Interrupção Equivalente |
| TIEPI | Tiempo de Interrupción Equivalente de la Potencia Instalada en Media Tensión / Tempo de Interrupção Equivalente da Potência Instalada |
| TIM | Tiempo de Interrupción Medio |
| UCTE | <i>Union pour la Coordination du Transport de l'Électricité</i> (União para a Coordenação do Transporte de Electricidade) |
| UE | União Europeia |
| UEF | Unión Fenosa, S.A. |
| UGS | Uso Global do Sistema |
| VAB | Valor Acrescentado Bruto |